

ABSCHLUSSBERICHT

Vorhabensbeschreibung:	
„PV-Riss“ Bewertung von Zellrissen in kristallinen Silizium-Photovoltaikmodulen mittels bildgebender Verfahren	
Berichtsnummer	017/2025
Zuwendungsempfänger und Konsortium	Förderkennzeichen:
Fraunhofer Center für Silizium Photovoltaik	03TN0033A
Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE	
Forschungszentrum Jülich GmbH, Helmholtz-Institut Erlangen-Nürnberg	
Hanwha Q CELLS GmbH	
Hochschule Anhalt	
Ing.-Büro Kirch	
Sunset Energietechnik GmbH	
8.2 Arp & Kleiss GmbH	
Projektleitung: Dr. Bengt Jäckel Tel. +49 345 5589-5135 E-Mail: bengt.jaeckel@csp.fraunhofer.de Walter-Hülse-Strasse 1 06120 Halle	Gefördert durch:  Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages
Autor/en Fraunhofer CSP: Dr. Bengt Jäckel, Matthias Pander, Paul Schenk	
Laufzeit des Vorhabens:	01.09.2022 bis 31.12.2024
Berichtszeitraum:	01.09.2022 bis 31.12.2024

Zusammenfassung:	Das Projekt PV-Riss behandelt die Auswirkungen von Zellrissen in kristallinen Silizium-Photovoltaikmodulen auf deren Leistung. In den letzten 15-20 Jahren ist die Zahl installierter Photovoltaiksysteme drastisch gestiegen, und damit auch die Probleme, die aus Zellrissen resultieren. Diese Risse können die Leistungsfähigkeit, elektrische Sicherheit und Lebensdauer der Module beeinträchtigen. Das Projekt zielt darauf ab, wissenschaftlich fundierte Standards und Bewertungskriterien zu entwickeln, um die Unsicherheiten im Markt zu verringern und Streitigkeiten zwischen Herstellern, Betreibern und Gutachtern zu klären. Zellrisse können sowohl visuell als auch durch bildgebende Verfahren wie Elektrolumineszenz (EL) identifiziert werden. Der Bericht stellt fest, dass trotz der weit verbreiteten Identifikation von Rissen eine systematische Bewertung und Prognose ihrer Auswirkungen auf den Energieertrag und die Systemsicherheit fehlt. Das Konsortium, das aus Experten für PV-Begutachtungen, Modulherstellern und Forschungsinstitutionen besteht, hatte sich zum Ziel gesetzt, eine international akzeptierte Klassifizierung von Zellrissen zu schaffen und eine standardisierte Bewertungsgrundlage zu entwickeln. Die Ergebnisse des Projekts flossen in die Erstellung der VDE-Spezifikation 90031 ein, die als Referenz für die PV-Industrie dient. Die Erkenntnisse sollen dazu beitragen, die rechtliche Sicherheit zu erhöhen und die Kosten für Gutachten zu reduzieren. Die Ergebnisse sind nicht nur für die deutsche Industrie von Bedeutung, sondern haben auch internationale Relevanz im Kontext der globalen Photovoltaikbranche.
------------------	--

1 Aufgabenstellung und Hintergrund des Projekts PV-Riss

1.1 Allgemeines

Die Anzahl der installierten Photovoltaiksysteme ist in den letzten 15-20 Jahren weltweit drastisch gestiegen. Mit zunehmender Betriebszeit unter harschen Umgebungsbedingungen zeigen sich vermehrt verschiedene Auffälligkeiten und Fehler in den Komponenten, die sich sowohl auf die Leistungsfähigkeit der Systeme als auch auf die elektrische Sicherheit und Lebensdauer auswirken können. Die Situation in der Photovoltaik (PV) ist derzeit so, dass durch Zertifizierungen das Produktdesign bewertet wird [1]. Dieses „Type-approval“ verhindert gravierende Designfehler (z.B. unzureichende Luft- und Kriechstrecken), und verfolgt den Anspruch, die Gebrauchsdauer oder die Erfüllung der versprochenen Leistungsgarantie eines PV-Moduls zu prüfen.

PV-Riss fokussiert sich auf das seit vielen Jahren kontrovers diskutierte Thema der Auswirkungen und Folgen von Zellrissen in kristallinen Silizium PV-Modulen auf die Modulperformance. Mit der Einführung von EL-Messungen in Solarparks und der Durchführung großer Messkampagnen vor einigen Jahren ist die Zahl von Modulen mit bekannten Zellrissen explodiert, ohne dass die Bedeutung der Befunde systematisch aufgearbeitet wurde, nur die Sorgen der Betreiber sind anhaltend gestiegen. Trotz verschiedener existierender Fehlerkataloge [2][3][4] und Klassifizierungen gibt es bisher keine allgemein anerkannten, verbindlichen Bewertungsmaßstäbe oder eine Prognose, die die Auswirkung auf den Energieertrag eines Systems beschreibt.

Bei der Bewertung von Zellrissen gibt es unterschiedliche Blickwinkel, die sich im Konsortium aus erfahrenen PV-Gutachtern (JK, 8.2), sowie Prüf- und Dienstleistungsunternehmen mit langjähriger Expertise in PV-Begutachtungen (8p2, DKE), Modulhersteller (Sunset, HQC) und Feldbetreiber (HQC), die den beteiligten Forschungseinrichtungen (CSP, HIERN, HSA) Daten aus Feld- und Labormessungen zur Verfügung stellen, widerspiegeln.

Die Verwertung des Projekts PV-Riss liegt in der Entwicklung von Standards oder Vorstandards mit belastbaren Bewertungskriterien, welche von Modulherstellern, Projektentwicklern, Parkbetreibern und Gutachtern bei Streitigkeiten herangezogen werden können, um Markt- und Rechtsunsicherheiten bei der Bewertung von PV-Modulen mit Zellrissen signifikant zu reduzieren und so Risiken zu vermeiden.

1.2 Stand der Forschung von 2020 (Antragsstellung) mit Update für 2025

Zellrisse können sowohl mit bloßem Auge, speziell in dem Fall von sogenannten Schneckenspuren, als auch mit relativ einfachen, bildgebenden Verfahren, wie z.B. der Elektrolumineszenz (EL) erkannt und visualisiert werden. Zellrisse entstehen an verschiedenen Punkten in der Wertschöpfungskette wie, unter Anderem, in der Produktion, beim Transport, der Installation oder auch während des Betriebs durch mechanische Belastungen oder hohe Temperaturschwankungen [5]. Die Empfindlichkeit eines Moduldesigns auf Rissbildung wird im Rahmen der Zertifizierung [1] oder gewisser Zusatztests, z.B. [6], standardisiert geprüft. Diese Standards identifizieren nur Auffälligkeiten, machen aber keine Bewertung hinsichtlich des Schadensfalls (pass/fail), der zeitlichen Entwicklung und damit auch dem Energieertrag oder der Systemsicherheit. Zellrisse werden häufig entdeckt, aber selten belastbar bewertet, so dass es regelmäßig zu Streitpunkten zwischen den Vertragsparteien kommt. Im Rahmen der normalen Instandhaltung von PV-Systemen, siehe z.B. [7][8], werden bildgebende Verfahren (z. B. Thermographie [9] oder Elektrolumineszenz [10] verwendet, um Risse zu identifizieren. Dies kann mit manuellen Messungen im System passieren oder aber auch mit Hilfe von Drohnen gemäß [11]. Dies sind zunächst erst einmal Auffälligkeiten, die jedoch noch keinen Schadensfall darstellen. Die detektierten Zellrisse führen dann zu den folgenden Fragen, die in aktuellen Standard nicht hinreichend behandelt werden:

1. Ist dies bedenklich? Ist es ein Schaden? Wird sich der Riss über die Zeit signifikant weiterentwickeln? Dies wird in der PV meist über eine Leistungsgarantie definiert.
2. Ist es ein Einzelfall oder muss das gesamte System ausgetauscht werden? In der PV gibt es Garantien nur für verifizierte Einzelfälle. Eine Lösung, um eine Produktionscharge zu bewerten, gibt es nicht.
3. Was ist die Prognose für das Modul und System im Sinne von Energieertrag und Energieertragssicherheit?
4. Welche Auswirkungen können Zellrisse auf die elektrische Sicherheit der PV-Anlage haben?

Risse werden von verschiedenen Beratern unterschiedlich eingeschätzt. Auswirkungen auf Modulleistung, Sicherheit und Energieertrag sind jedoch weder wissenschaftlich hinreichend untersucht noch gibt es Konsens zur Bewertung. Man findet in der Literatur Aussagen von vernachlässigbaren Effekten [12] bis hin zur Korrelation mit Degradation und eventuellem Modulversagen [13].

Bei Systembetrachtungen ist eine typische Vorgehensweise die Identifikation von Auffälligkeiten, Klassifikation, Bewertung und abschließend die Prognose. In der PV ist die Identifikation von Zellrisen hinreichend belastbar, jedoch fehlt eine Bewertung der Qualität der Identifikation. Ansätze hierzu gibt es in [14], aber diese zeigen nicht, wie wahrscheinlich ein Riss korrekt identifiziert wurde. Die Kategorisierung wird typischerweise mit Hilfe von vertraulichen Fehlerkatalogen verschiedener Dienstleister vorgenommen, welche aber oftmals eher subjektiven Meinungen und nicht wissenschaftlichen Arbeiten zugrunde liegen. Für die beiden weiteren Schritte (Bewertung und Prognose) gibt es keine standardisierten oder generell akzeptierten Verfahren.

Das für die Bewertung führende wissenschaftliche Modell ist das von Koentges [2][12] welches die maximal mögliche rissbedingte Abtrennung berechnet und die Fläche mit dem Leistungsverlust gleichstellt. Dies erlaubt eine Abschätzung der maximal zu erwartenden Auswirkungen, welche jedoch im Einzelfall mit Hilfe von Laborleistungsmessungen bestätigt werden müssen. Untersuchungen zur Messwiederholung von Leistungsmessungen zeigen durchaus eine deutliche Varianz der Werte für rissbehafteter PV-Module [15]. Bei der Beurteilung besteht jedoch ein gewisses Maß an Subjektivität. Bei der Prognose gibt es derzeit Klärungsbedarf, da z.B. dynamische, mechanische Belastung [1][16] (ML) und thermomechanische Belastung [1] allein betrachtet eher geringe Leistungsverluste verursachen [17]. Erst die Kombination von mechanischem Lasttest mit Temperaturzyklen zeigt den Einfluss der mechanisch induzierten Risse auf das Langzeitverhalten [18][19][20]. Auch die Korrelation mit Felddaten ist nur in Einzelfällen untersucht [21] und basiert auf Modul/Zelltechnologien mit 2, 3 bis maximal 5 Busbars.

In den letzten ca. 5 Jahren sind in der PV-Produktion viele, teils signifikante Änderungen eingeführt worden. Betreffen der Bewertung von Zellrisen sind folgende zu nennen:

1. Einführung von Multi-Busbar Solarzellen: Die Zahl der Busbars ist in den letzten Jahren von ca. 5 Busbars, auf 9 und aktuell auf 16 Busbars angestiegen. Hierdurch ist eine höhere Redundanz entstanden, wodurch Zellbrüche vollständig neu bewertet werden müssen.
2. Einführung neuer Zellmaße: 2020 waren in der Regel Zellen mit den Maßen M3 (158mm Kantenlänge) bzw. M6 (166mm Kantenlänge) in der Produktion. Aktuelle Module werden in der Regel mit M10 (182mm Kantenlänge) bzw. G12 (210mm Kantenlänge) produziert. Diese signifikante Vergrößerung der Solarzellen, mit den einhergehenden Veränderungen der Ströme und Busbar Redundanzen führt dazu, dass dies ein neuer Bewertungsparameter wird, der in der Beantragungsphase so nicht abzusehen war (vergleiche ITRPV 2019 [22] vs 2024 [23]).
3. Einführung neuer Hocheffizienzsolarzellen: Felderfahrung beruhte bis zum Beginn des Projekts auf Al-BSF und PERC-Technologie. Letztere wurde auch als dominierende Technologie 2019 angesehen (ITRPV 2019 [22]). Allerdings wurde in den letzten 2 Jahren zu über 80% auf TOPCON umgestellt (ITRPV 2024 [23]). Hinzukommen HJT und IBC-Zellen. Die schnelle

Markteinführung war so nicht abzusehen, führte aber im Projekt zu vielen wertvollen Diskussionen und damit neuen Herausforderungen.

Diese drei genannten Punkte sind massive technologische Entwicklungen. Für eine mögliche Allgemeingültigkeit einer zu entwickelnden Norm müsste dies entsprechend berücksichtigt werden. Aufgrund der fehlenden langjährigen Felderfahrung ist dies allerdings nicht abschließend möglich. Daher wird hier für die Bewertung auf einen Vorschlag in Veröffentlichungen hingewiesen [24][25].

1.3 Spezifischer Bedarf zur Normung

Wie oben ausgeführt, ist es einfach Risse mit bildgebenden Methoden, z. B. Elektrolumineszenz, nachzuweisen. In fast allen PV-Systemen wird eine gewisse, meist unbedenkliche Anzahl von betroffenen Modulen mit Zellrissen vorgefunden. Allerdings gibt es kein verbindliches Dokument, dass die Fragen aus Abschnitt 1.2. (1-4) beantwortet.

Diese Fragen werden im Vorhaben **PV-Riss** adressiert und durch die angestrebte Normung dokumentiert. Dies erhöht die allgemein benötigte Rechtssicherheit und reduziert Kosten, welche durch wiederholte Gutachten bei den Anlagenbetreibern entstehen (können).

1.4 Ziele des Projekts PV-Riss im Allgemeinen und des CSPs im Speziellen

Das Projekt PV-Riss adressiert die Klasse von Streitfällen, bei denen es um mögliche Verluste durch Risse in Solarzellen geht. Hierzu werden die folgenden Ziele verfolgt

- Wissenschaftliche Grundlagen für Schadensprognose für aktuelle Zell- und Modultechnologien (Stand 2019!), die Verbindung zwischen den bildgebenden Verfahren und potenziellen Schadensfällen und eine Prognose des zukünftigen Verlaufs des Schadenfalls und damit den Einfluss auf den zukünftigen Systemenergieertrag und Systemsicherheit.
- Schaffung einer international akzeptierten Klassifizierung von Zellrissen und ihrer Bewertung
- Entwicklung einer standardisierten Bewertungsgrundlage (Maßstab und praxisrelevante Methodik speziell für Gutachter), inklusive einer statistischen Betrachtung von Modulauswahlverfahren („Repräsentative Stichprobe“).
- Ein Rundvergleich zur Bewertung von Zellrissen
- Zum Projektende wird eine VDE-Anwendungsregel oder idealerweise ein IEC Normungsantrag (NWIP) erarbeitet und in die zuständigen Gremien eingereicht.

Primäres Ziel für das Fraunhofer CSP ist die Erstellung eines wissenschaftlich akzeptierten Fehler-/ Auffälligkeitenkatalogs für die Identifikation- und Klassifizierung von Rissen in kristallinen Silizium-solarzellen und deren Auswirkung im Feld. Neben der einheitlichen Nomenklatur der Zellrisse im Fehlerkatalog geht es um eine Bewertung des Langzeitverhaltens vorgefundener Zellrisse. Hierbei spielt die Identifikation kritischer Umweltparameter, sowie die Montagesituation des PV-Modules eine entscheidende Rolle.

Ableitend von den Einflussfaktoren ist es ein Ziel existierende Versuchsaufbauten und Prüfsequenzen so zu optimieren, dass eine verbesserte Vorhersage des Langzeitverhaltens mittels Laborexperimenten möglich wird. Hierzu werden Untersuchungen zu möglichen neuen Testverfahren (Kombination aus Mechanischer Belastung mit Bewitterungstests) durchgeführt. Damit verbunden ist der Verständnis-aufbau und die Modellbildung von Zellrissentstehungsprozessen und deren Auswirkung auf das PV-Modul.

1.5 Bezug zur Wipano Richtlinie

WIPANO unterstützt den Transfer von Forschungserkenntnissen in die Wirtschaft. Dazu werden Projekte gefördert, die neueste Erkenntnisse der Forschung in Normen und Standards überführen. Damit stehen diese als Abbild des Stands der Technik direkt und mit großer Sichtbarkeit der Wirtschaft zur Verfügung. Das Projekt PV-Riss beschäftigt sich mit der standardisierten Bewertung von Rissen in

kristallinen Siliziumsolarzellen und soll dazu beitragen normative Rechtssicherheit bei der Bewertung von Zellrissen zu schaffen. Für die Industrie (Modulhersteller, Betreiber und Gutachter) sollen durch das erarbeitete Dokument einheitliche und verlässliche Kriterien geschaffen werden.

Gegenstand der Förderung ist u. a. die normungsmäßige Aufbereitung und Diffusion von FuE-Ergebnissen auf nationaler (DIN/DKE), europäischer (CEN/CENELEC) oder internationaler (ISO/IEC) Ebene für und in die Normung. Gefördert werden FuE-Projekte zur Unterstützung der Marktdurchdringung innovativer Produkte, Technologien oder Dienstleistungen durch Normen und Standards. Durch geplante regelmäßige Teilnahme an IEC TC 82 Treffen ist der internationale Wissensaustausch sichergestellt. Die Herausforderung der Bewertung von Rissen in kristallinen Siliziumsolarzellen ist nicht nur national auf Deutschland beschränkt, sondern betrifft alle PV-Module weltweit.

1.6 Literatur zur Aufgabenstellung

- [1] IEC 61215-1:2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval
- [2] Koentges, M. Bothe, K., "Elektrolumineszenzmessung an PV-Modulen", Photovoltaik aktuell 7/8, 36-40 (2008)
- [3] Jaeckel, B. Arp, J., "Blick in die Zukunft", PV Magazin 1, 8 (2013)
- [4] MBJ PV-Modul Bewertungskriterien, "MBJ PV-Modul Bewertungskriterien – Bewertungskriterien für die die PV-Modulprüfung im Mobilen PV-Testcenter", MBJ, (2014)
- [5] <https://www.pv-magazine.de/2019/01/31/photovoltaik-zubau-in-deutschland-erreicht-nach-jahresendrallye-knapp-drei-gigawatt-2018/>, abgerufen 26.06.2019
- [6] IEC 62759-1:2015 Photovoltaic (PV) modules - Transportation testing - Part 1: Transportation and shipping of module package units.
- [7] VDI/VDE 2883 Blatt 1 (Entwurf, 2019) Instandhaltung von PV-Anlagen (Fotovoltaikanlagen) – Grundlagen
- [8] VDI 2883 Blatt 2 (Projekt, 2019) Instandhaltung von Fotovoltaik-Anlagen - Messverfahren
- [9] IEC 62446-3, "Photovoltaic (PV) systems - Requirements for testing, documentation and maintenance - Part 3: Photovoltaic modules and plants - Outdoor infrared thermography", (2017)
- [10] IEC TS 60904-13:2018 ED1: Photovoltaic devices - Part 13: Electroluminescence of photovoltaic modules
- [11] VDI 2879 Inspektion von Anlagen und Gebäuden mit UAV (Flugdrohnen)
- [12] Koentges, M., Kurtz, S., Packard, C., Jahn, U., Berger, K., Kato, K., Van Iseghem, M. (2013). Review on Failures of Photovoltaic Modules. IEA-PVPS T13.
- [13] Devan P., Anil Kottantharayil. et al. "Impact of Transportation on Indian Roads, on PV Modules", IEEE PVSC, Chicago, USA, 2019
- [14] Bedrich, K. G., Bliss, M., Betts, T. R., & Gottschalg, R. (2016). Electroluminescence imaging of PV devices: Camera calibration and image correction. In Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference (Vol. 2016-Novem). <https://doi.org/10.1109/PVSC.2016.7749875>
- [15] Buerhop-Lutz, C., T. Winkler, J. Hauch, C. Camus and C. J. Brabec (2019). Qualitätsmanagement riss-behafteter PV-Module. PV-Symposium, Kloster Banz, Bad Staffelstein.
- [16] IEC TS 62782:2016; Photovoltaic (PV) modules - Cyclic (dynamic) mechanical load testing
- [17] Buerhop, C., et al., Evolution of cell cracks in PV-modules under field and laboratory conditions. Progress in Photovoltaics, 2018. 26(4): p. 261-272.
- [18] Jason Lincoln et al. (2019) "Microcrack Formation in Silicon Solar Cells during Cold Temperatures" University of Central Florida, Orlando, FL, USA, In: Conference Record of the 46th IEEE Photovoltaic Specialists Conference
- [19] Buerhop-Lutz, C., et al. Influence of the module temperature on the performance and EL-image of precracked PV-modules. in 35th EU-PVSEC. 2018. Brussels, Belgium.

- [20] Buerhop-Lutz, C., et al. Performance Analysis of Pre-Cracked PV-Modules at Cyclic Loading Conditions. in 35th EU-PVSEC. 2018. Brussels, Belgium.
- [21] Buerhop-Lutz, C., T. Pickel, J. Teubner, J. Hauch and C. J. Brabec (2019). Analysis of digitized PV-module/system data for failure diagnosis. 36th EU-PVSEC, Marseille, France.
- [22] International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV) – Results 2018, veröffentlicht April 2019
- [23] International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV) – Results 2023, veröffentlicht April 2024
- [24] B. Jaeckel, M. Pander, P. Schenk, A. Linsenmeyer, J. Kirch, „Nomenclature and description of Electro-Luminescence (EL) observations: cell cracks and other observations“, EPJ Photovoltaics 15, 44 (2024), <https://doi.org/10.1051/epjpv/2024039>
- [25] B. Jaeckel, M. Pander, P. Schenk, A. Linsenmeyer, J. Kirch, „Nomenclature and Description of EL Observations: Cell Cracks and other Findings“, EU-PVSEC 2024, Wien, Österreich

2 Voraussetzungen

2.1 Notwendigkeit des Projekts

PV-Module ohne jegliche Risse oder Auffälligkeiten in einzelnen Solarzellen sind sehr selten. Da kristalline Siliziumsolarzellenmodule fast 100% des Markts darstellen ist das Verständnis relevant für alle Stakeholder in der PV-Industrie. Bis heute fehlen einheitliche Bewertungskriterien, Nomenklatur und Positionierung der Zellen im PV-Modul. Ziel und Motivation des Projekts PV-Riss ist es, diese Normative Lücke zu schließen.

2.2 Qualifikation und Kompetenz der Partner

Das Konsortium für das Projekt PV-Riss besteht aus Partnern der Forschung (Hi ERN, HSA, und CSP), zwei PV-Modulherstellern (HQC, Sunset), zwei Gutachtern (8.2, Kirch) und dem VDE/DKE als Normungsgremium, welches auch die elektrotechnische PV-Normung im K373 betreut.

Die Expertise im Konsortium überspannt somit alle relevanten Bereiche der Komponente, der Fertigung sowie des Feldbetriebs. Die detaillierten Vorkenntnisse können der allgemeinen Vorhabensbeschreibung zu PV-Riss zu jedem Partner entnommen werden. Im Verlauf des Projekts sind weitere Publikationen zum Thema Risse in Solarzellen entstanden.

Das Fraunhofer CSP bringt sich durch die langjährige Erfahrung im Bereich der künstlichen Bewitterung, der Freiwitterung und Qualitätssicherungsprojekten ein [3][26]-[31]. Hieraus ergibt sich ein großer Fundus von unterschiedlich gealterten und gestressten PV-Modulen, welche die Basis für die Bewertung sind.

Hinzu kommt das Expertenwissen aus jahrelanger Standardisierungsarbeit (Dr. Jäckel – Leiter DKE/AK 373.0.10, Mitglied CENELEC und IEC/TC 82).

2.3 Ausgewählte Literatur zur Qualifikation

- [26] Pander, M., „In-Laminate Fatigue of Solar Cell Interconnectors: Experimental Investigation of Sensitivities“, 33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Amsterdam (2017)
- [27] Sascha Dietrich, Martin Sander, Matthias Pander, Matthias Ebert: Interdependency of mechanical failure rate of encapsulated solar cells and module design parameters. Proceedings of SPIE - The International Society for Optical Engineering 10/2012; 8472., DOI: 10.1117/12.929289
- [28] Martin Sander, Sascha Dietrich, Matthias Pander, Matthias Ebert, Jörg Bagdahn: Systematic investigation of cracks in encapsulated solar cells after mechanical loading. Solar Energy Materials and Solar Cells 01/2012; 111:82–89., DOI:10.1016/j.solmat.2012.12.031

- [29] Jaeckel B., "Outdoor non-destructive infrared thermography of photovoltaic modules and plants for inspection: IEC 62446-3", 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference – Munich, (2016)
- [30] M. Pander et al, „In-Laminate Fatigue of Solar Cell Interconnectors: Experimental Investigation of Sensitivities“, 33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Amsterdam (2017)
- [31] M. Pander et al, „Sequential Module Testing: Results and Necessity Discussion“, 37th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, (2020)
- [32] Felix Kaule, Matthias Pander, Marko Turek, Michael Grimm, Eckehard Hofmueller, Stephan Schoenfelder; Mechanical damage of half-cell cutting technologies in solar cells and module laminates. *AIP Conf. Proc.* 10 August 2018; 1999 (1): 020013.

2.4 Andere Arbeiten, alternative Lösungen, wissenschaftlich-technischer Stand

Andere Projekte sind im Sinne der Normung nicht bekannt. Auch aus den Rückmeldungen der IEC-Treffen (siehe AP 1) wird das Projekt zur Erstellung einer einheitlichen Klassifizierung sehr positiv beobachtet und es kamen im Laufe des Projekts auch guter Input aus den Internationalen Treffen. Aktuell werden die Ergebnisse weiter in der IEC-Normung verwendet, um die IEC 62446-4 technisch aufzuwerten.

Der wissenschaftlich-technische Stand ist im Abschnitt 1.2 detailliert dargestellt. Arbeiten an einer Bewertungsmatrix sind in diesem Sinne nicht bekannt und daher unterstützt das Projekt die nationale und internationale PV-Industrie im Allgemeinen.

3 Planung und Ablauf des Projekts PV-Riss

Der Arbeitsplan und die Zusammenhänge der geplanten Arbeitspakete sind in Abbildung 1 dargestellt. Die einzelnen Arbeitspakete werden nachfolgend kurz motiviert und erläutert. Die erarbeiteten Details und Ergebnisse werden in der Eingehenden Darstellung in Abschnitt 4 dargestellt.

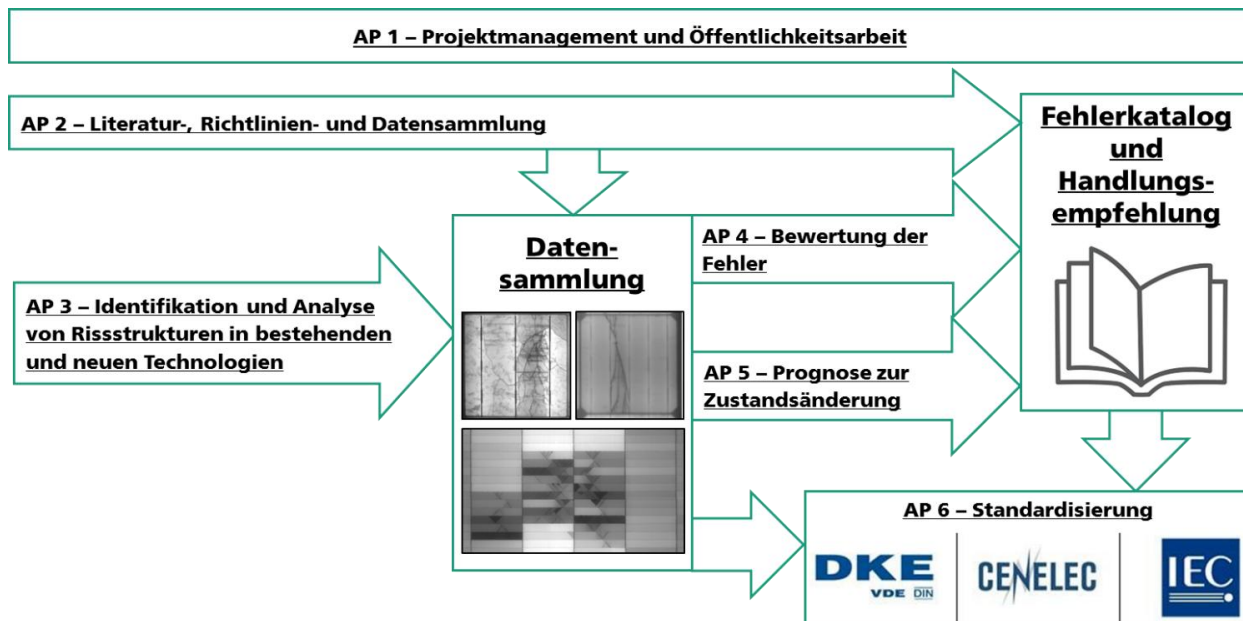


Abbildung 1: Übersicht über die geplanten APs und deren Zusammenhänge auf dem Weg zum Standardisierten Fehlerkatalog für c-Si Zellrisse

3.1 AP 1 – Projektmanagement und Öffentlichkeitsarbeit

Organisation der einzelnen Arbeitspakete (APs), Koordination Meetings und Berichte. Unterrichtung der Fachöffentlichkeit über die im Projekt erarbeiteten Ergebnisse. Die methodischen und experimentellen Ergebnisse werden bei Konferenzen, Workshops und in Veröffentlichungen kommuniziert.

3.2 AP 2 – Literatur-, Richtlinien- und Datensammlung

Seit den Anfängen der Nutzung von Elektrolumineszenz (EL) zur Untersuchung von Rissen und Defekten in kristallinen Si-Solarzellen (ca. 2007) sind viele unterschiedliche und teils kontroverse Fehlerkataloge entstanden.

In diesem AP wurden die verfügbaren Informationen unterschiedlicher Quellen gesammelt und ausgewertet. Als Informationsquellen dienten unter anderem:

- Fertigungsfehlerkataloge aus der Industrie
- Von Gutachtern erstellte Fehlerkataloge
- Verfügbare internationale Literatur (Studien zur Rissweiterentwicklung)
- Daten aus Freifeldanlagen (Testfelder z. B. HQC, Gutachtertätigkeit) und
- Daten aus beschleunigten Alterungs- und Stresstests aus der Produktentwicklung HQC, Institute im Rahmen ihrer Gutachtertätigkeit oder Forschungsprojekten

Für den zusammenfassenden Vergleich wurde ein einheitliches Layout für den Fehlerkatalog erstellt. Dieses Layout soll neben der Sammlung von Fehlerbildern möglichst auch alle verfügbaren Rahmenbedingungen (z. B. Parameter während der Bildaufnahme, BOM, Klima, Herstellungsprozesse u. ä.), wenn nötig und möglich, enthalten. Fundamentales Ziel dieses AP ist es, den Inhalt des Fehlerkatalogs bereitzustellen und Daten aus AP 3 (neue Technologien) zu sammeln sowie AP 4 (Bewertung) und AP 5 (Prognose) mit internationalem Wissen zu unterstützen.

3.3 AP 3 – Identifikation und Analyse von Rissstrukturen in bestehenden und neuen Technologien

Die c-Si Zell- und Modultechnologie hat sich in den letzten Jahren extrem weiterentwickelt. Beginnend mit <5" Zellen und 2 Busbars sind 2019 6" M4-M6 Zellen mit 5 und 9 Busbars Stand der Technik. Zum aktuellen Zeitpunkt des Berichts M10 und G12 Zellen mit bis zu 16 Busbars. Außerdem nimmt der Anteil an geschnittenen Zellen (Halbzelle) zu, sowie deren Anzahl im Modul (108 → 120 → 144 → 156 Stück pro Modul). Aufgrund dieser Trends soll in diesem AP eine Marktanalyse zu aktuellen Modulkonzepten erfolgen sowie eine Identifikation kritischer Rissmuster. Neben den Größen haben sich noch neue Verschaltungstechniken ergeben wie z. B. ZeroGap/Gapless, Shingle Technologien, Längs- vs. Querverschaltung der Zellmatrix im Modul und in den letzten 2-3 Jahren eine signifikante Verschiebung des Marktanteils von Glas/Folien Modulen zu Glas/Glas Aufbauten mit teils sehr dünnen Gläsern.

3.4 AP 4 – Bewertung der Fehler

Für eine einheitliche Bewertung müssen zu Beginn Grundlagen für eine bestmögliche Vergleichbarkeit geschaffen werden. Hierzu gehören unter anderem die Beschreibung der Messmethode zur Risserkennung (EL, UV-Fluoreszenz, optisch, etc.), der verwendeten Parameter (z. B. Injektionsstrom bei EL Messung, Belichtungszeit, Grauwertabgleich, Auflösung, etc.), sowie die Dokumentation aller restlichen Einflussfaktoren (Feldtest vs. Labor, Umgebungsbedingungen wie z. B. Temperatur und Restlicht, Winkel, Moduleigenschaften (Zellgröße, Anzahl, Verschaltung, etc.)).

Als Vorarbeiten für die Prognose (AP 5) sollen Module aus Bestandsanlagen untersucht und bewertet werden. Die Datengrundlage ist neben der Literatur aus AP 2, ein großer Pool von Informationen aus historischen Daten der Partner (HQC, HI ERN, CSP, JK, 8p2) mit einer Variation der Betriebszeit (Alter bis zu 15 Jahren), sowie unterschiedlicher Zelltechnologien (2BB bis heute 5BB und Multiwire). Aufgrund der aktuell schnellen Technologieentwicklung kann nicht auf alle Aspekte eingegangen werden. Hierunter fallen unter anderem die recht konstante Zelldicke von ca. 180-220µm. Allerdings sind hier in den letzten 2 Jahren weitere industrie-relevante Verdünnungen der Zellen bis runter zu 120µm kombiniert mit neuen Zelltechnologien eingeführt worden. Das macht auch eine gute Nutzung von Felddaten schwierig. Außerdem sind die Ursachen für Schäden im Betrieb vielfältig (Herstellungsprozesse, Transport, Handling auf der Baustelle, Hagel, Stürme, Schneelasten, Temperatur/ Feuchteinfluss) wodurch der Fokus auf den Rissen im Allgemeinen direkt nach der Herstellung gelegt wurde. Neben dem Moduldesign und der geographischen Lage der PV-Anlage spielt für das Montagesystem eine Rolle in der zeitlichen Entwicklung von Zellrissen. Welche Auswirkung neue Anwendungen und Montagesysteme (Tracker, Floating) auf neue Modultechnologien haben ist aktuell noch nicht abzuschätzen. Daher wird im Projekt PV-Riss der Fokus auf die PV-Module gelegt.

3.5 AP 5 – Prognose zur Zustandsänderung

Basierend auf den Bewertungen (AP 4) von PV-Modulen sollen mögliche Entwicklungsszenarien der Rissstrukturen erarbeitet und prognostiziert werden. Die Weiterentwicklung von Rissen ist neben der zeitlichen Abhängigkeit signifikant von der Montage (z. B. Aufstellwinkel), und den örtlichen Gegebenheiten (Einstrahlung, Temperatur (Modul/ Umgebung), Wind, Schnee, Hagel, etc.) abhängig.

In einigen Fällen existieren Messungen der Partner von unterschiedlichen Zeitpunkten der Module im Feld. Diese werden durch beschleunigte Tests ergänzt. Mittels der Informationen von Feldrückläufern sollen gezielt neue Testmuster gebaut und mechanisch/klimatisch (u. a. MQT 16, zyklischer Lasttest, 4-Punktbiegeversuche, Temperaturwechseltests, Einbringungen von Feuchtigkeit) belastet werden. Hierzu wird versucht vordefinierte typische Fehlerbilder gezielt in PV-Module eingebracht und der Verlauf untersucht werden.

3.6 AP 6 – Standardisierung

Mittels des gesammelten Wissens aus der Literatur, kombiniert mit eigenem Wissen und speziellen PV-Riss Tests soll ein standardisiertes Vorgehen zur Bewertung von Zellrissen erarbeitet werden. Dieses Wissen wird dann zur Normentwicklung auf nationaler und internationaler Ebene verwendet. Einbringen der Information und des Standardvorschlags über die Gremien bei DKE und IEC.

3.7 Zeitplanung (Meilensteinplan)

Es ist vorgesehen, alle inhaltlichen Arbeiten innerhalb von 24 Monaten durchzuführen. Im Laufe des Projekts kam es zu Verzögerungen, wodurch die Gesamtlaufzeit 28 Monate betrug. Sofern zum Zeitpunkt der Antragstellung noch nicht bekannte Technische Regelsetzungsprojekte erkennbar werden, werden diese ordnungsgemäß über die dafür vorgesehenen Prozesse und Mechanismen initiiert und – falls erforderlich – auch nach Projektende in den zuständigen Gremien weiter betreut.

Folgender Zeitplan war vorgesehen/wurde erreicht:

	Projektmonat																											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	22	24	26	28				
AP1						B						B						B									B	
AP2																												
AP3																												
AP4																												
AP5																												
AP6								C	I						I						C	I						
MS												1										2						

B = Bericht, I = IEC-Treffen, C = Cenelec Treffen

Folgende Meilensteine sind geplant.

MS 1: EL Fehlerkatalog erstellt, Grundlage zur Erarbeitung der Handlungs- und Bewertungsempfehlungen

MS2: Vorstellung des EL Fehlerkataloges, der Handlungs- und Bewertungsempfehlungen auf IEC-Treffen (WG2 oder WG 3/6)

4 Eingehende Darstellung

Im Folgenden werden die wichtigsten Ergebnisse im Sinne der Arbeitspakete dargestellt. Teils können die Ergebnisse aber auch nicht einem einzigen Arbeitspaket zugeordnet werden. Auf eine Dopplung wird verzichtet.

Der Aufbau der Ergebnisdarstellung ist, dass zu Beginn die Aufgaben aus dem Antrag kurz wieder- gegeben werden, ein Status gegeben wird und die Details im Anschluss präsentiert werden.

4.1 AP 1: Management, Kommunikation und Information

Partner:	CSP (Lead)	DKE	HI ERN	HQC	HSA	JK	Sunset	8p2	Gesamt
	4	2	1,5	2	3	0,5	1,5	1,5	16,0
Beginn	1								
Ende	24								
Ziel:	Dieses Arbeitspaket dient der Koordination des Verbundprojektes, der Abstimmung mit dem Fördergeber und der Informationsweitergabe an die Fachöffentlichkeit.								
Kurze Aufgabenbeschreibung/ Lösungsweg:									
Organisation der einzelnen Arbeitspakete (APs), Koordination Meetings und Berichte. Unterrichtung der Fachöffentlichkeit über die im Projekt erarbeiteten Ergebnisse. Die methodischen und experimentellen Ergebnisse werden bei Konferenzen, Workshops und in Veröffentlichungen kommuniziert.									
Input: Ergebnisse der Arbeitspakete AP 2 bis AP 5									
Output: Projektberichte, Präsentationsfolien, Veröffentlichungen, Workshops									
Aufgaben des Fraunhofer CSPs:									
• Organisation									
• Ergebnis-Präsentation auf nationalen und internationalen Konferenzen									
• Teilnahme und Zuarbeit für öffentlichen Workshop									
• Mitwirkung an Veröffentlichungen und internationalen Konferenzen/ Meetings									

4.1.1 Organisation: Arbeitstreffen und Normung Aktivitäten

Während der Projektlaufzeit wurden in der Regel monatliche Telefonkonferenzen durchgeführt.

Details zur Erstellung der VDE SPEC 90031 sind in den Abschnitten AP 2 bis AP 5 dargestellt. Der öffentliche link zum Dokument, Stand April 2025 ist:

<https://www.vde.com/resource/blob/2365012/8bc17275702467e182f9b4d05849bdc5/vde-spec-90031-v1-0--en---electroluminescence--el--of-photovoltaic-modules---terms-and-classification--data.pdf>

Der geplante öffentliche Workshop fand im November 2023 im Anschluss an die PV-Days in Halle statt.

Meilensteine:

MS 1: EL Fehlerkatalog erstellt, Grundlage zur Erarbeitung der Handlungs- und Bewertungsempfehlungen

Während des öffentlichen Workshops (16.11.2023) wurden die Klassifizierung des Fehlerkatalogs vorgestellt und basierend darauf überarbeitet. Die Ergebnisse bilden die Grundlage für die Erstellung der VDE SPEC → **MS 1 erreicht**

MS 2: Vorstellung des EL Fehlerkataloges, der Handlungs- und Bewertungsempfehlungen auf IEC Treffen (WG2 oder WG 3/6)

Die Ergebnisse und der Draft der VDE SPEC 90031 wurden auf dem IEC TC 82 WG2 Meeting in Doha/Qatar vorgestellt und diskutiert. Die Ergebnisse werden als Diskussionsgrundlage für die Erarbeitung der IEC 62446-4 verwendet → **MS 2 erreicht**

Hiermit sind die Meilensteine MS 1 und MS 2 erfolgreich erreicht worden.

4.1.2 Forschung

Im Laufe des Projekts wurden folgende Veröffentlichungen erstellt:

- B. Jaeckel, M. Pander, A. Reuter, C. Buerhop, M. Köntopp, R. Gottschalg, J. Kirch, A. Linsenmeyer, and G. Kleiss, "Bewertung von Zellrissen – Vorstellung des Standardisierungsprojektes: PV-Riss", PV-Symposium, Bad Staffelstein 2023.
- Cl. Buerhop-Lutz, T. Winkler, St. Rupp, M. B. Koentopp, A. Linsenmeyer, B. Jaeckel, A. Shirgupe, R. Gottschalg, G. Kleiss, I. M. Peters, "Evaluation of Cell Cracks in Crystalline Silicon Photovoltaic Modules Using Imaging Techniques – First Steps towards Preparing an Evaluation Guideline", 40th EUPVSEC, 2023, 10.4229/EUPVSEC2023/3AV.2.8
- B. Jaeckel, M. Pander, P. Schenk, A. Linsenmeyer, J. Kirch, „Nomenclature and description of EL observations: cell cracks and other findings“, 41th EUPVSEC, 2024, 10.4229/EUPVSEC2024/3AV.3.32
- B. Jaeckel, M. Pander, P. Schenk, A. Linsenmeyer, J. Kirch "Nomenclature and description of Electro-Luminescence (EL) observations: cell cracks and other observations", EPJ Photovoltaics 15, 44 (2024)
- A. Hashem, L. Mortazavifar, R. Gottschalg, "Impact of Modern Photovoltaic Cell Geometries on Power Loss due to Cell Cracks", 41th EUPVSEC, 2024, 10.4229/EUPVSEC2024/3AV.2.5

Hinzu kommen Projektpräsentationen auf IEC-Treffen:

- IEC TC 82 WG 2: April 2023, Nice (HIERN + QCELLS)
- IEC TC 82 WG 2: 21. bis 25. April 2024 in Doha (HIERN + QCELLS)
- IEC TC 82 WG 2: 21. - 24. Oktober in Xi'An (QCELLS)

Im Internet wurde für das Projekt eine Webseite eingerichtet. Diese ist unter folgendem Link zu erreichen:

<https://www.dke.de/de/arbeitsfelder/energy/pv-riss>

Zur weiteren Verbreitung der Informationen wurde am Projektabschluss noch eine Pressemitteilung verfasst, welche auf die Veröffentlichung und die Ergebnisse aus dem Projekt PV-Riss hinweist.

Die Pressemitteilung des Fraunhofer CSPs ist hier zu finden:

<https://www.imws.fraunhofer.de/de/kompetenzfelder/photovoltaik/highlights/klassifizierung-zellrisse-mikrorisse-pvriss.html>

4.2 AP 2: Literatur-, Richtlinien- und Datensammlung

Partner:	CSP	DKE	HI ERN	HQC	HSA (Lead)	JK	Sunset	8p2	Gesamt
	2,5	1	2	5	9,5	1,5	2.0	2	25,5
Beginn	1								
Ende	24								
Ziel:	Aufbau einer Literatur-, Richtlinienammlung und Fehlerkatalogen von EL-Aufnahmen. Erstellung einer Datenbank mit EL-Aufnahmen der Partner und Erarbeitung einer Bewertungsvorlage.								
Kurze Aufgabenbeschreibung/ Lösungsweg: Zusammentragen bestehender Veröffentlichungen, Normen und Bewertungskriterien Es wird ein Datenpool für die Bewertung und den Rundvergleich zusammengetragen (alle). Erarbeitung einer Bewertungsrichtlinie von den Schäden in einzelnen Zellen und Koordination mit der Bewertungsaktivität in AP4 und Prognose AP 5 Basierend auf den Kenntnissen des Konsortiums sowie der Fachliteratur werden Randbedingungen für die Aufnahme von EL-Bildern erarbeitet, um eine verlässliche Identifikation von Auffälligkeiten zu gewährleisten festgelegt (Auflösung, Bildqualität, Notwendigkeiten und Qualität einer eventuellen Entzerrung wie z.B. linkes Bild in Abbildung 1) <u>Input:</u> Ergebnisse des AP3, AP 4 und AP 5, EL-Aufnahmen von Partnern aus Produktion, Labor- und Feldbetrachtungen <u>Output:</u> Format für Auffälligkeiten im Feld zu bewerten und ein Katalog mit verschiedenen Strukturen von Zellrissen; Mindestanforderung an das Messmittel									
Aufgaben des Fraunhofer CSPs:									
• Einbringen von Labor und Feldergebnissen zu Zellrissen									
• Unterstützung bei der Definition der notwendigen Randbedingungen zur zuverlässigen Bilderstellung									
• Sichtung der gesammelten Daten von Modulen mittels EL, Flash und andere bildgebender Verfahren									
• Bereitstellung von Fehlerbildern nach beschleunigter Alterung und mechanischen Stresstests									
• Analyse der Zusammenhänge zwischen Leistungsverlusten und EL-Bildern									
• Unterstützung zur Erstellung eines Layouts zur Fehlerdarstellung und Bewertung, inklusive zusätzlicher Daten und Integration der Ergebnisse aus AP 3, AP 4 und AP 5									

4.2.1 Literaturbewertung:

In der Literatur ist sehr viel über Risse in kristallinen Silizumsolarzellen/ modulen zu finden. Eine detaillierte Quantifizierung in Abhängigkeit der vorgefundenen Auffälligkeiten existiert nicht. Aufgrund der rasanten Entwicklung der Zellgröße und der Zahl der Busbars sind für neue Technologien noch keine grundlegenden Felderfahrungen vorhanden, welche eine Bewertung unmöglich machen.

Richtlinien und Normen sind für die Bewertung nicht bekannt. IEC 60904-13 beschreibt die Methode der Elektrolumineszenz (EL), IEC 63109 ist ein akademisches Papier, welches quantitativ aus der EL Helligkeit eine Leistung bestimmen möchte, welches in der Regel nicht funktioniert. IEC 63202

beschäftigt sich mit Auffälligkeiten auf Zellebene, nicht auf der für die Anwender relevanten Auffälligkeiten im PV-Modul. Schnittmengen sind aber vorhanden.

Außerdem sind mittlerweile einige Databases für EL-Training vorhanden. Allerdings fehlt ihnen die einheitliche Nomenklatur, diese kann aber als Basis für KI-Trainings und Round-Robins der unterschiedlichen KI-Trainingsmethoden dienen

- FAU Erlangen Nürnberg EL image database for AI-Training, <https://github.com/zae-bayern/elpv-dataset/tree/master/images>, accessed 02.10.2024
- Case Western Reserve University EL image database for AI-Training, <https://osf.io/qt5hj/>
- Duramat EL image database for AI-Training, <https://datahub.duramat.org/project/electroluminescence-imageanalysis>, <https://github.com/hackingmaterials/pv-vision/tree/main>

Daten aus der Literatur und verschiedenen Fehlerkatalogen (siehe u. a. [2]-[5]) für die Bewertung von Zellrissen, primär mittels EL, wurden zusammengetragen und gegenübergestellt. Diese stellen in der Regel mehr Labordaten dar, aber auch einige Erfahrungen aus dem Feld, welche relevant für eine Bewertung ist.

Eine grundsätzliche Auffälligkeitenbewertung wurde im Konsortium vorgenommen. Ziel war eine vereinheitlichte Nomenklatur, und wenn möglich, Kritikalitätsbewertung. Neben den öffentlich zugänglichen Katalogen wurden weiterhin eigene interne Dokumente verwendet. Diese bildeten die Grundlage für die Aufstellung der vier Klassen (siehe nächstes AP). Unter anderem wurde hier eine Veröffentlichung für die PVsec erstellt (Beitrag 40th EUPVSEC, 2023, 10.4229/EUPVSEC2023/3AV.2.8).

4.2.2 Bildentstehung

Für eine einheitliche Bewertung von EL-Bildern ist ein Verständnis der Bilderstellung notwendig. Exemplarisch ist dies in Abbildung 2 zu erkennen. Kamera, Sensor, Auflösung, Objektiv, Belichtungszeit und räumliche Geometrie während der Aufnahme des EL-Bilds spielen eine Rolle in der Bildqualität. Dies ist, vor allem wenn eine automatische Auswertung angestrebt wird, wichtig zu verstehen und entsprechend in den Auswertelgorithmen zu berücksichtigen. Gegebenenfalls ist eine Bildvorbereitung (Grauwertabgleich, Verzerrungskorrektur oder ähnliches) notwendig. Entsprechende Details sind teilweise auch in der IEC 60904-13 definiert. Der Einfluss des verwendeten Stroms wird in AP 4 beschrieben.

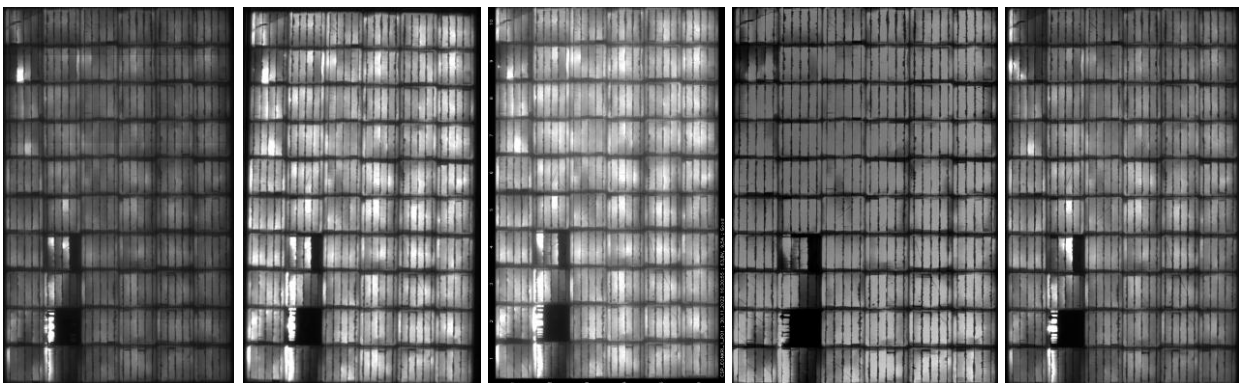


Abbildung 2: Standard-EL Bilder des gleichen Moduls gemessen bei ungefähr I_{sc} in den fünf Laboren des Konsortiums. Deutliche Unterschiede in Helligkeit und Detailgenauigkeit sind klar erkennbar.

4.2.3 Modulleistung und „sichtbare“ Degradation

Durch eigene Ergebnisse aus Qualitätssicherungstests, sowie aus der Literatur wurde ein neues Muster in der Elektrolumineszenz bestätigt, welches auch in der VDE SPEC direkte Berücksichtigung fand. Dies ist beispielhaft in Abbildung 3c) dargestellt. Es handelt sich hier um eine zellbezogene

Alterung von TOPCon Technologie basierten PV-Modulen. Das Pattern entsteht nach 15-30kWh/m² UV-Bestrahlung im Labor und wurde auch in ersten Freiflächenanlagen nachgewiesen. Bei dieser Auffälligkeit handelt es sich nicht um einen Riss, sondern mehr um eine Streuung in der Zellherstellung. Ähnliches ist für AlBSF-Zellen für PID (Abbildung 3a)) und für PERC (Abbildung 3b)) bekannt und führt zu einem Schachbrettartigem Muster innerhalb eines Moduls. Jede Zelle hingegen ist in der Regel sehr homogen.

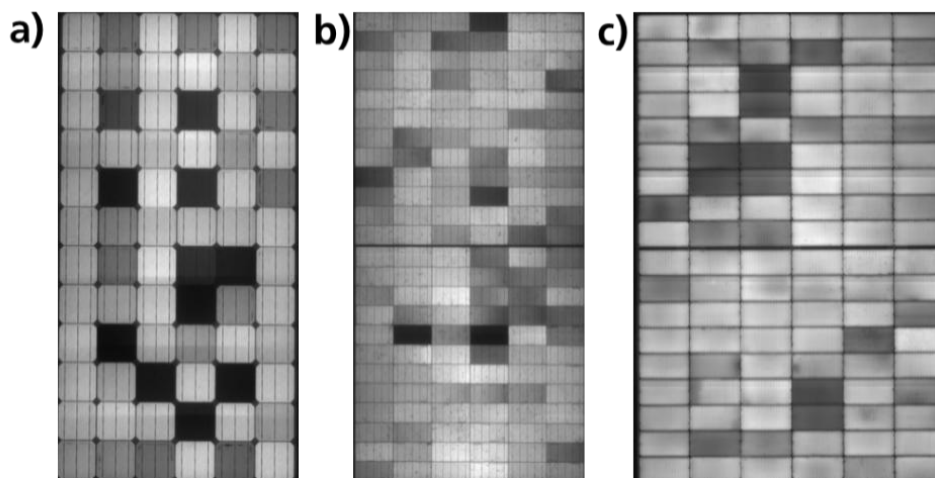


Abbildung 3: Neu hinzugefügte Kategorie (siehe auch AP 3) für die VDE SPEC, a) PID, b) LETID c) UVID von TOPCon basierten PV-Modulen.

Für alle EL-Bilder im Labor existieren auch entsprechende Leistungsdaten. Diese existieren neben den Daten für neue Module auch für die gealterten Module, die zum Beispiel in den Abbildung 12, Abbildung 13, Abbildung 14, Abbildung 15 und Abbildung 16 dargestellt sind.

Zusammenfassend muss festgestellt werden, dass EL in der Regel ein rein qualitatives Werkzeug ist. Eine Quantifizierung des Leistungsverlusts anhand eines EL-Bildes ist schwierig bis unmöglich und bezieht sich immer auf einige spezielle Fehlerbilder, korreliert mit der untersuchten Zelltechnologie. Dies ist eine Kombination aus dem Mechanismus zur strahlenden Rekombination der Solarzelle aber auch der Bildgebung. So zeigt zum Beispiel Abbildung 3c) einen höheren Leistungsverlust als Abbildung 3b), obwohl in b) einige Zellen sehr dunkel aussehen und es so zu einem erwartenden Mismatch kommen könnte. Einzelne Einflussfaktoren können sichtbar gemacht werden, aber nur Qualitativ (siehe hierzu AP 5 und der Vergleich EL Intensitätsverteilung mit den Leistungswerten der speziell für PV-Riss hergestellten Proben mit variabler Busbarzahl).

Um Fehlerbilder besser bewerten zu können wurden neben EL und der Leistungsmessung unter anderem an ausgewählten Proben auch MFI (magnetic field imaging) und IR-Aufnahmen erstellt.

4.3 AP 3: Identifikation und Analyse von Rissstrukturen in bestehenden und neuen Technologien

Partner:	CSP	DKE	HI ERN	HQC	HSA (Lead)	JK	Sunset	8p2	Gesamt
Beginn	1								
Ende	12								
Ziel:	Identifikation von relevanten Rissstrukturen und Rundvergleich zur Evaluierung von EL-Bildern								
Kurze Aufgabenbeschreibung/ Lösungsweg: Basierend auf einem Ringversuch (Abgleich Stand des Wissens) mit ausgewählten EL Bildern (EL Bilder aus den letzten ca. 10 Jahren, inklusive Modulkonzepte des Jahres 2020) soll der Bedarf zur einheitlichen Benennung von Auffälligkeiten im Konsortium plus Kontakten erarbeitet werden. Entsprechend sollen dann die Grundlagen für die Identifikation und Definition von Zellrissmustern erarbeitet werden. Der Fokus zur Riss- und Auffälligkeitenerkennung liegt auf dem derzeit gängigen Verfahren der Elektrolumineszenz (EL). Es werden neben Bestandsbildern auch EL-Bilder von neuen Modultechnologien untersucht. Hierzu werden im Rahmen des Projekts neue Module vom Markt beschafft. <u>Input:</u> Datensammlung und Berichtsformat aus AP 2, Ergänzungen aus Marktanalyse <u>Output:</u> Ergebnis des „0-RR“s, Identifikationskriterien zur Erkennung von Zellrissen Aufgaben des Fraunhofer CSPs: • Bereitstellung EL Bilder für den Ringversuch von verschiedenen Zelltypen aus dem Laborbetrieb • Identifikation von verschiedenen Rissmustern und Erstellung eines Kataloges der identifizierten Rissmuster als Zuarbeit für AP 2 • Bereitstellung von verschiedenen Rissstrukturen nach beschleunigten Alterungstests									

4.3.1 CSP-Fehlerkatalog

Der CSP interne EL Fehlerkatalog wurde überprüft und wurde mit aktuellen EL Bildern neuer Technologien (e.g. Multiwire, Rückkontakte) ergänzt. Hinzu wurden im Laufe des Projekts auch neue Auffälligkeiten auf Modulebene aufgenommen, siehe Abbildung 3.

Aus dem Fundus des CSPs wurden für den Ringversuch Bilder (siehe Abbildung 4) ausgewählt. Hierzu wurden neun Module mit unterschiedlich starken EL-Auffälligkeiten ausgewählt und sollten entsprechend der Abbildung 5 bewertet werden. Die Module werden wie bei einem Schachbrett nach Buchstaben (kurze Kante) und Zahlen (lange Kante) untergliedert. Jede Solarzelle entspricht dabei einem Feld. Die Partner sollten in einer Tabelle alle auffälligen Bereiche benennen, den Fehler beschreiben und eine Bewertung nach den Ampelfarben durchführen (siehe Abbildung 5). Ziel war es, den aktuellen Stand im Konsortium zu dokumentieren und Übereinstimmungen und Widersprüche aufzuzeigen. Trotz der Expertise im Konsortium kam es zu einer sehr großen Abweichung bei der Bewertung der Kritikalität einzelner Auffälligkeiten.

4.3.2 Ringversuch

Der Ringversuch wurde innerhalb des Konsortiums durchgeführt, diskutiert und die Ergebnisse wurden im Rahmen des öffentlichen Workshops Vertretern aus Industrie und Forschung vorgestellt. Die Ergebnisse und das Feedback der Workshopteilnehmer zeigte deutlich, dass ein einheitlicher

Fehlerkatalog vor allem in Bezug auf die Nomenklatur diverser Fehler sehr hilfreich und notwendig ist.

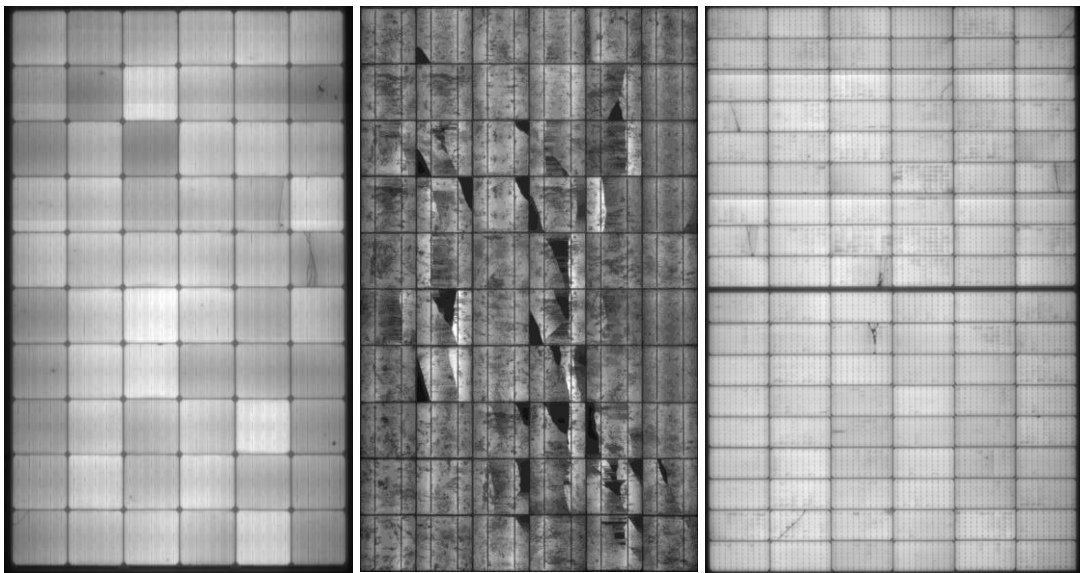


Abbildung 4: Exemplarische Bilder für den Ringversuch: links: Probe 1 (Mono, 60 Zellen), Mitte: Probe 2 (Multi- 60 Zellen) rechts: Probe 9 (Mono, 120 Halbzellen)

	A	B	C	D	E	F
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						

Zellposition	Fehlerbeschreibung	Bewertung
A4, A6, A7, B2, B5, C9, C10, D4, D6, E10, F8	Dark spots, in der Regel bei PERC unkritisch	
A10	Single crack, keine dunklen Bereich, geringes Risiko für Leistungsverlust	
E4	Doppelriss zwischen den Busbars Leistungsverlust gering, ggf. Einfluss auf Kontaktierung	
F2	Doppelriss mit dunkler Struktur Hinzu kommt zweite dunkle Struktur (doppel tiny x-crack)	
F3	Single crack, keine dunklen Bereich, geringes Risiko für Leistungsverlust	
F4	Multiple-crack structure, hohes Risiko für Leistungsverlust	

Abbildung 5: Beispielhaftes Template für 0-RR

Zur Erweiterung des bestehenden Auffälligkeitenkatalogs hat JK neue Module aus dem Markt beschafft. Diese wurden initial charakterisiert. Nachfolgend sind die EL Aufnahmen der Module abgebildet, siehe Abbildung 6, Abbildung 7 und Abbildung 8.

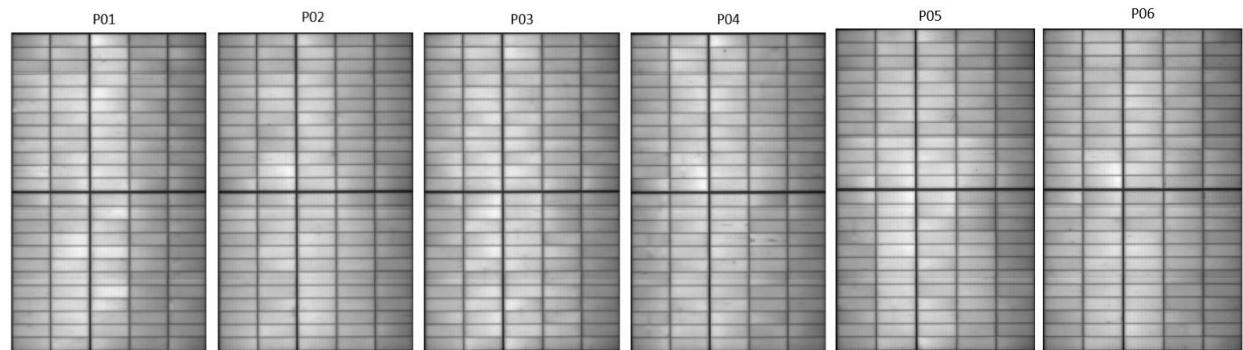


Abbildung 6: EL Aufnahmen der Initialcharakterisierung PV-Riss (PERC) Trina Module mit ca. 11.9A Strom und einer Belichtungszeit von 500ms. Es sind sehr wenige Auffälligkeiten zu erkennen.

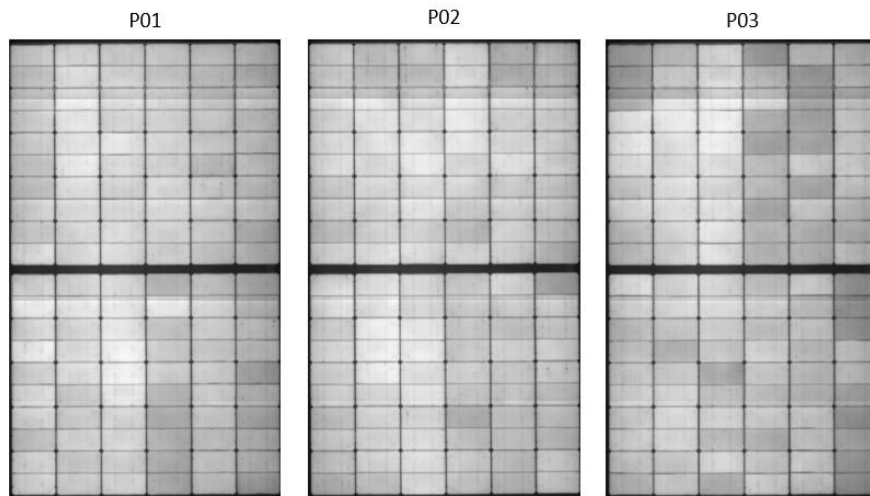


Abbildung 7: EL Aufnahmen der Initialcharakterisierung PV-Riss (HJT) MeyerBurger mit ca. 10.5A Strom und einer Belichtungszeit von 500ms. Es ist ein leichtes Schachbrettmuster zu erkennen, keine Risse, einige dunkle Flecken und „dark spots“.

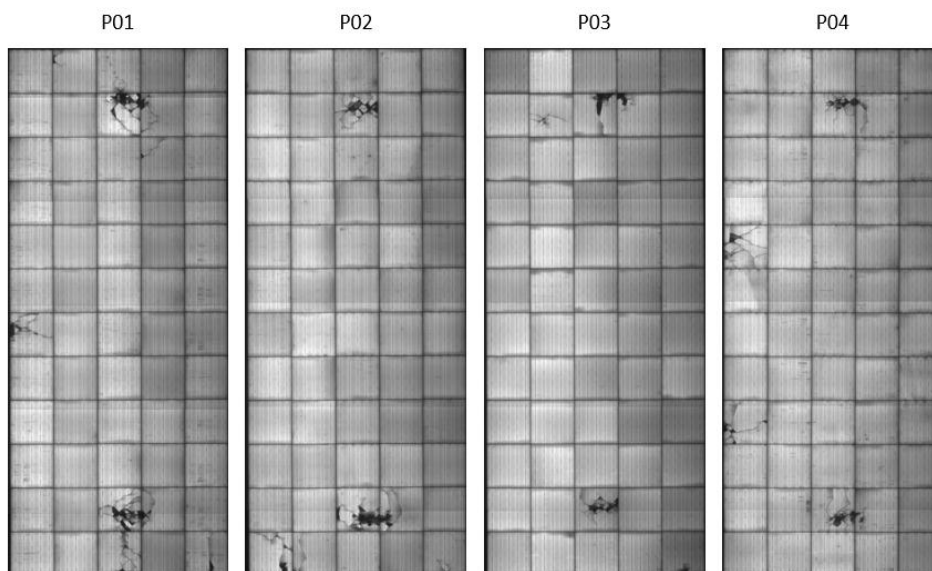


Abbildung 8: EL Aufnahmen Initialcharakterisierung PVRiss (PERC, Flexibles Modul) SunMan mit ca. 9.2A Strom und einer Belichtungszeit von 1000ms. Es sind in allen Modulen ähnliche Schädigungen zu erkennen (Handling/ Transport)

4.3.3 Auffälligkeitenklassifizierung

Basierend auf den Ergebnissen aus AP2 wurde in AP3 eine PV-Riss Auffälligkeitenklassifizierung entwickelt. Hierzu wurden die Auffälligkeiten zunächst in vier Hauptgruppen aufgeteilt. Innerhalb der Hauptgruppen gibt es dann weitere Unterscheidungen.

Ziel war es, eine Auswahl von Auffälligkeiten zu treffen und eine Kondensation auf die wichtigsten und klar unterscheidbaren Merkmale (Risse, Waferstrukturen, Handling) zu erreichen. Das Ergebnis ist die Grundlage für die VDE SPEC 90031.

- 1) Single Cracks
 - a. Complete
 - b. Incomplete

- 2) Multiple Cracks
 - a. Double
 - b. Multiple crack pattern
 - c. Dendritic shaped crack structures (worst case of 2b.)
 - d. Tiny X-V-shape cracks
- 3) Anomalies in electrical circuit
 - a. Finger interruptions
 - b. Missing cell to cross connector joint
 - c. (completely) Dark cells and strings
 - d. PID, Letid, UVID (module pattern!) (siehe Abbildung 3)
 - e. Severe mechanical load and hail (module pattern!) (siehe Abbildung 12)
- 4) Miscellaneous
 - a. Dark spots
 - b. Wafer related structure
 - c. Belts structures
 - d. Solar cell "artefacts"
 - e. Grayish and darker areas
 - f. Scratches

Die nachfolgenden Bilder und Beschreibungen sind exemplarisch und der vollständige Satz an Bildern ist entsprechend in der VDE SPEC verwendet und wurde unter anderem in [24][25] im Detail erklärt. Da die VDE SPEC für eine möglichst breite Öffentlichkeit gedacht ist, wurde diese, inklusive der Beschreibung direkt in Englisch erstellt.

Example: 1a) Single crack complete

Definition: A single crack within a single solar cell that is complete. A crack is called complete, if it starts AND ends at the edge of the cell.

Comment: Possible root cause of defect: cell and module handling, mechanical loads



Abbildung 9: Example EL Images for complete single cracks

Example: 1b) Single crack incomplete

Definition: A single crack within a single solar cell that is incomplete. Crack is called incomplete, if it ends randomly on the solar cell.

Possible root cause of defect: cell and module handling, mechanical loads

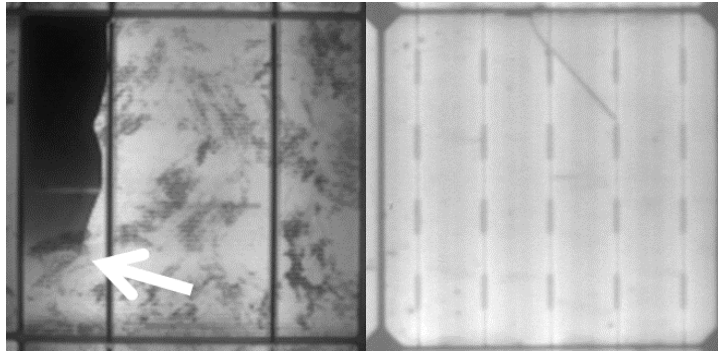


Abbildung 10: Example EL images for incomplete single cracks

Example: Miscellaneous - Dark spots

Definition: Tiny dark areas (mm-range), typically circular in shape within the solar cell, no known impact on long term stability

Possible root cause of defect: contaminations on ingot, wafer or cell level

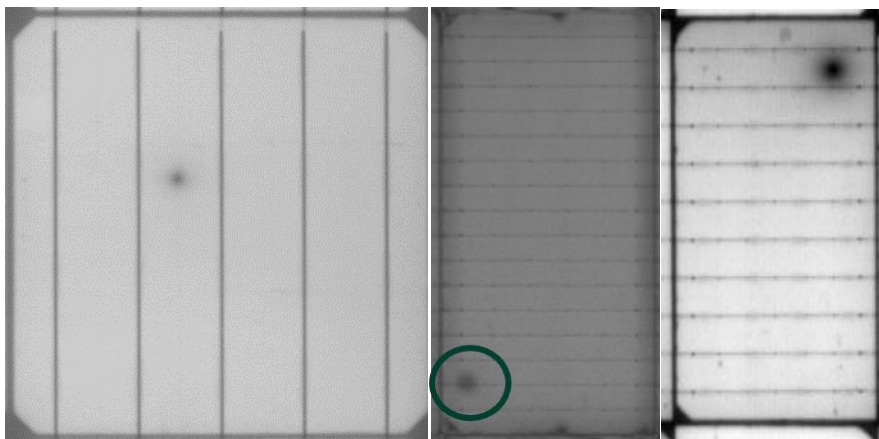


Abbildung 11: Examples for dark spots on solar cells

4.3.4 Beschleunigte Alterung

Für die Bewertung von EL-Bildern im Feld ist es notwendig, nicht nur neue Module mittels EL zu betrachten, sondern auch Auffälligkeiten nach einer gewissen Alterung. Hierfür wurden EL-Bilder bereitgestellt. Diese sind exemplarisch in Abbildung 12, Abbildung 13, Abbildung 14, Abbildung 15 und Abbildung 16 dargestellt.

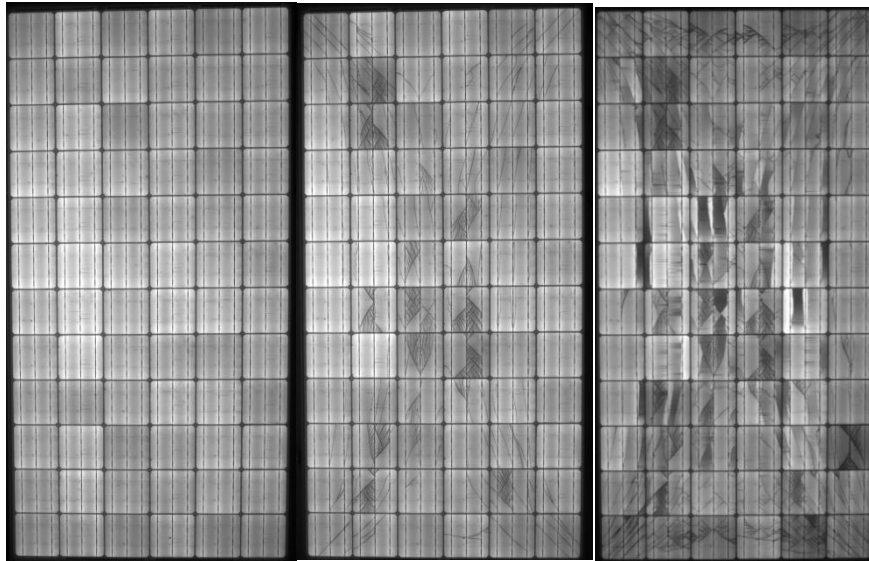


Abbildung 12: Mechanischer Lasttest: links: Neues Modul, Mitte nach Test mit 2400Pa und rechts mit einer Last von 5400Pa.

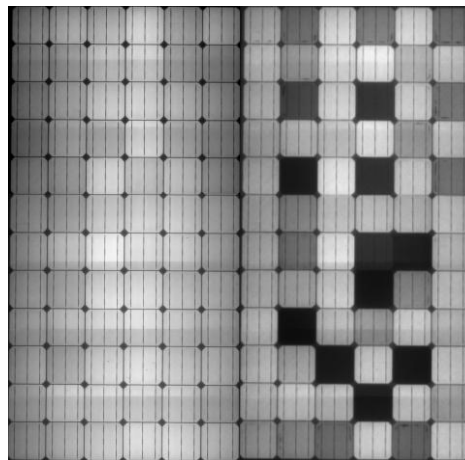


Abbildung 13: PID-Test: links neues Modul, rechts nach Standard PID-Test. Deutliches Schachbrettmuster aufgrund unterschiedlich sensibler Solarzellen, Hinweis: Aufnahmen mit 10% ISC da der Defekt hinter PID bei niedriger Injektion klarer sichtbar ist.

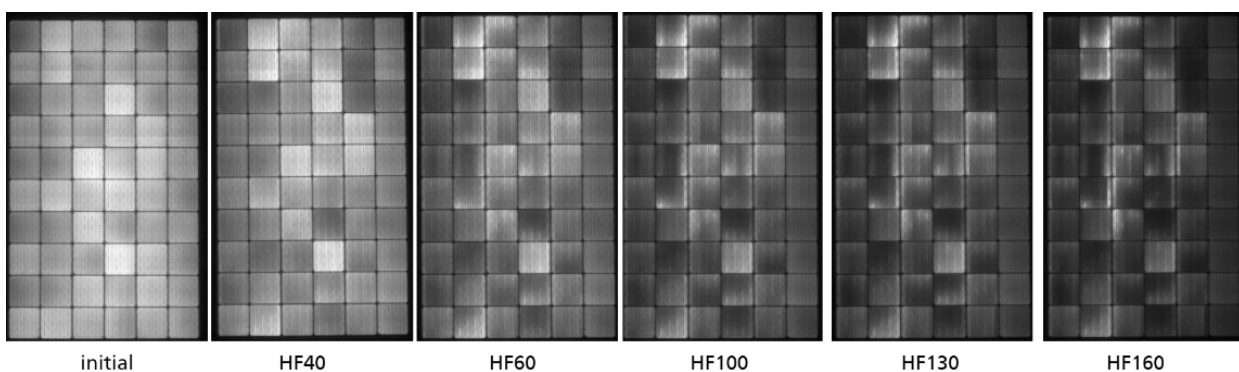


Abbildung 14: EL-Bilderserie eines verlängerten Feuchtestfrosttests. Eine deutliche Verdunklung und Veränderung innerhalb einiger Zellen ist deutlich zu erkennen.

Im Verlauf des Projekts wurden verschiedene Tests an Modulen zum Impaktverhalten durchgeführt. Es wurde das Entstehen von Zellrissen untersucht mit dem Impakt einer Stahlkugel gegenüber einem Hagelkorn. Die Ergebnisse der Stahlkugeltests sind in Abbildung 15 und Abbildung 16 dargestellt. Es zeigte sich ein sehr ähnliches Rissmuster wie beim Impakt von Hagel, nur deutlich reproduzierbarer durch einen definierten Impaktkörper und eine präzisere Bestimmung der Geschwindigkeit basierend auf der Fallhöhe. Der Schaden ist bei gleicher Einschlagenergie bei der Stahlkugel etwas größer

(worst-case szenario), da ein Teil der Einschlagenergie der Eiskugel durch den Zerfall der Kugel verbraucht wird.

Anzumerken ist, dass selbst bei deutlicher Schädigung mehrerer Solarzellen der Leistungsverlust recht gering ist (siehe Abbildung 16). Dies ist in Einklang mit der Literatur.

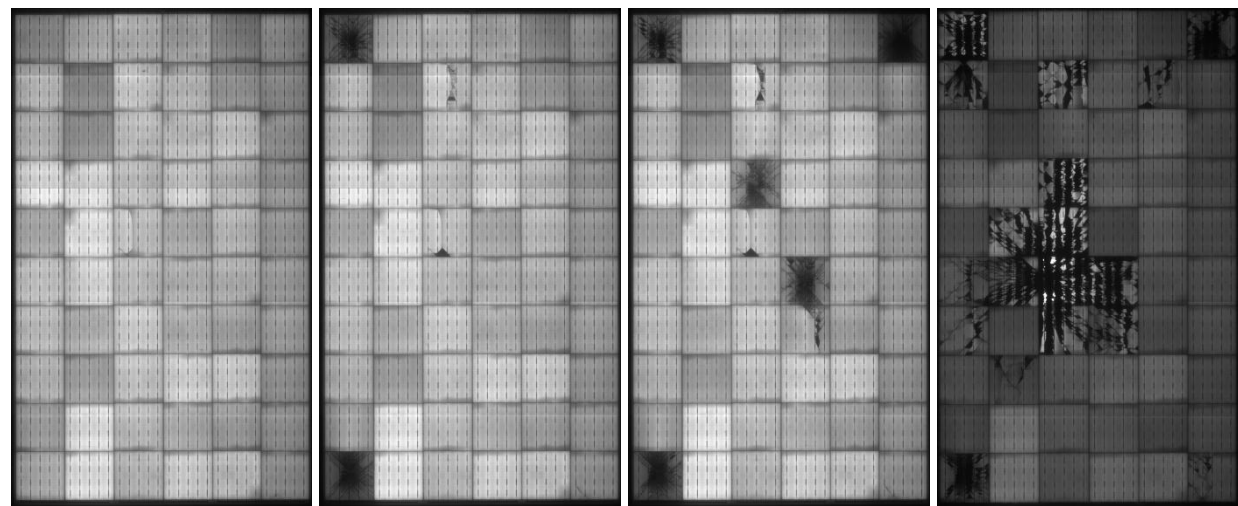


Abbildung 15: Impakttest zur Simulation von Hagel mit Stahlkugel: links: 1 bzw. 3 Einschläge mit 30mm / 60mm Kugel aus 100cm - kein Schaden; Mitte links: nach weiteren 4 Einschlägen geringer/mittlerer Höhen mit ca. 1kg großem Gewicht; Mitte rechts: nach 10 weiteren Einschlägen mittlerer Höhe – einiges an signifikanten Zellschädigungen (Impact 14); rechts: nach weiteren 11 Einschlägen mit ca. 1kg großem Gewicht, inklusive Glasbruch (Impact 15).

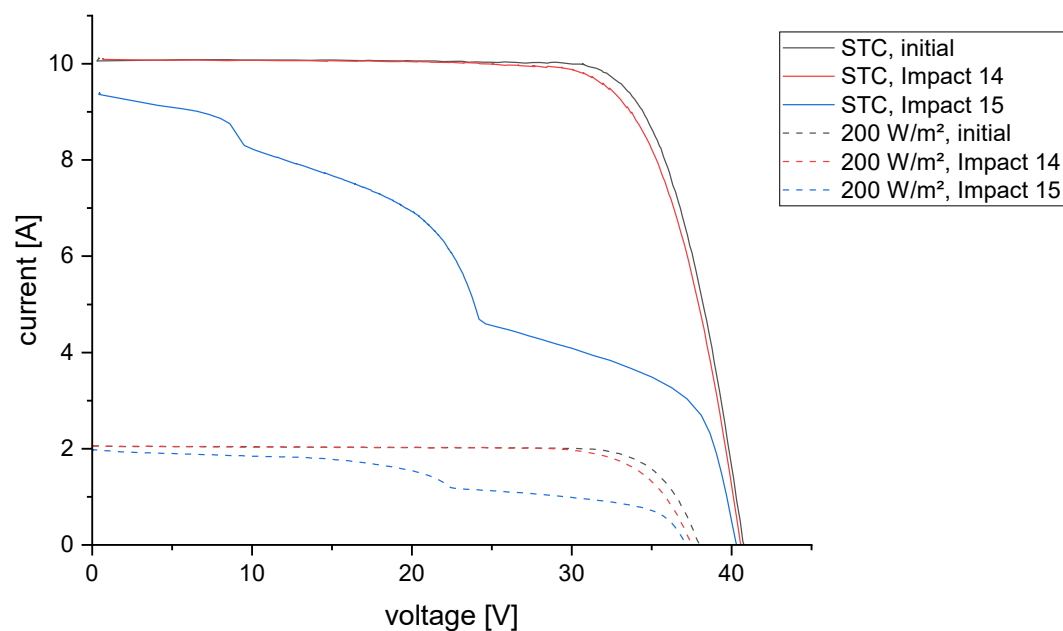


Abbildung 16: Leistungskurven bei 1000W/m² und 200W/m² am Anfang und nach Einschlägen entsprechend der Schädigungsbilder aus Abbildung 15. Bis zum Glasbruch (Impact 15) sind die Leistungsverluste sehr gering.

4.3.5 Automatische Bildererkennung:

Die Bereitstellung von Bildern und Leistungsdaten ist die Grundlage für die Arbeiten der HSA zur Bestimmung der Risslänge per automatic image recognitions, der automatischen Klassifizierung der Beobachtungen per Rissauffälligkeit und Korrelation zu IV-Parametern. Über die Ermittlung einer Korrelationsfunktion war das Ziel einen möglichen Leistungsverlust vorherzusagen. Aufgrund der aktuellen Zellgeometrien und Multibusbar Modullayout sind der Einfluss sehr gering, sodass keine direkte Korrelation und vorhersage hergestellt werden konnte.

4.4 AP 4: Bewertung der Fehler

Partner:	CSP	DKE	HI ERN	HQC	HSA (Lead)	JK	Sunset	8p2	Gesamt
	3		5,7	10	8	1,5	3,5	2	33,7
Beginn	6								
Ende	26								
Ziel:	Bewertung von Auffälligkeiten bezogen auf Leistung, Energie und Sicherheit; Bewertung ob Schadenfall oder nicht.								
Kurze Aufgabenbeschreibung/ Lösungsweg: Mittels der katalogisierten Auffälligkeiten aus AP 2 und AP 3 war es das Ziel eine Bewertung der Auffälligkeiten vorzunehmen. Fokus ist ein potentieller Leistungs- und Energieertragsverlust, sowie potentieller Sicherheitsprobleme wie elektrischer Schlag oder Brandrisiko. Für die Prognose zum Leistungs- und Energieverlust ist eine Bewertung über die Relevanz des vorgefundenen Fehlers wichtig. Es soll die Frage beantwortet werden, ob es sich um ein „individuelles“ Modul („Ausreißer“) oder einen Serienfehler (ganze Charge ist betroffen) handelt. <u>Input:</u> Fehlerkatalog aus AP 2, inklusive der Erkenntnisse aus AP 3, ggf. auch AP 5 <u>Output:</u> Definition einer Stichprobe; Bewertung des Ist-Zustandes auf potentielle Änderungen der Modulleistung und/oder anderer Auffälligkeiten									
Aufgaben des Fraunhofer CSPs:									
• Untersuchung des Einflusses des verwendeten Stroms zur Erzeugung des EL-Bildes auf das Ergebnis und Vergleich mit Leistungsdaten aus dem Labor.									
• Analyse und Bewertung der Leistungsverluste verschiedene EL-Auffälligkeiten während der beschleunigten Alterung									
• Durchführung verschiedener mechanischer Lasttests (z. B. 4-Punktbiegeversuch) unter zyklischer Last.									
• Untersuchung des Einflusses des Einkapselungsmaterials als Funktion der Temperatur auf Rissbildung und Risswachstum									
• Zuarbeiten zur Probenauswahl und der notwendigen Stichprobengröße									
• Zuarbeiten zur Entwicklung einer systemischen Einflussbewertung durch Zellrisse									
• Teilnahme am zweiten Round Robin									

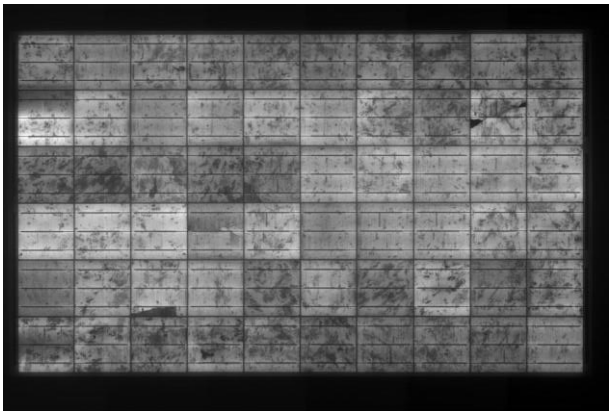
4.4.1 Einflusses des verwendeten Stroms:

Der Einfluss des Messaufbaus wurde in AP 2 beschrieben.

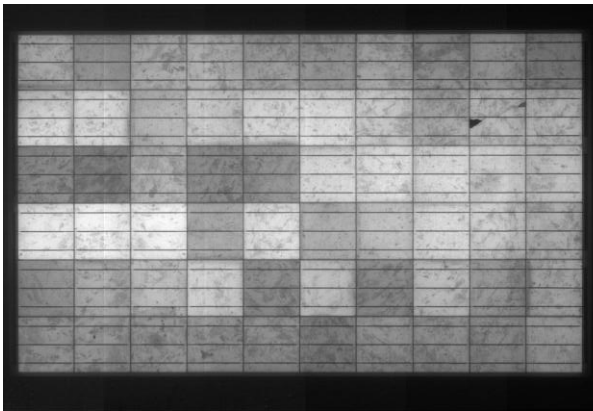
Abhängig des Fehlers, entsteht ein unterschiedlicher Kontrast im EL-Bild in Abhängigkeit des mit einem Netzteil eingepprägten Modulstroms. Diese Kontrastvariation ist in der Regel auch in den Leistungsmessungen zu beobachten, allerdings nicht als konstanter Einflussfaktor.

Shunting Phänomene wie z. B. PID führen bei kleinen Strömen zu deutlich dunkleren Bildern und weisen entsprechend einen höheren Leistungsverlust auf. Degradationsphänomene, welche den seriellen Widerstand des Moduls beeinflussen verhalten sich häufig entgegengesetzt.

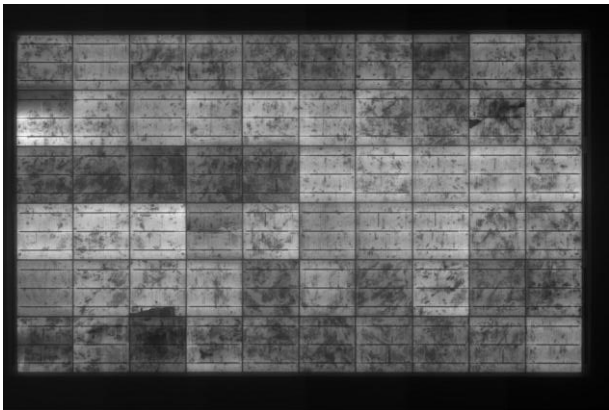
EL initial (I = 8,5 A, U = 42,3 V)



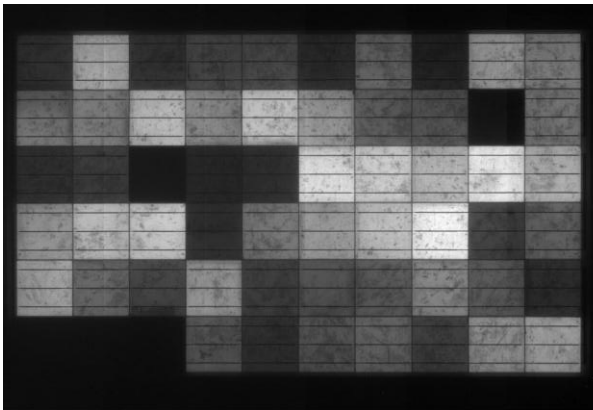
EL initial (I = 0,85 A, U = 31,5 V)



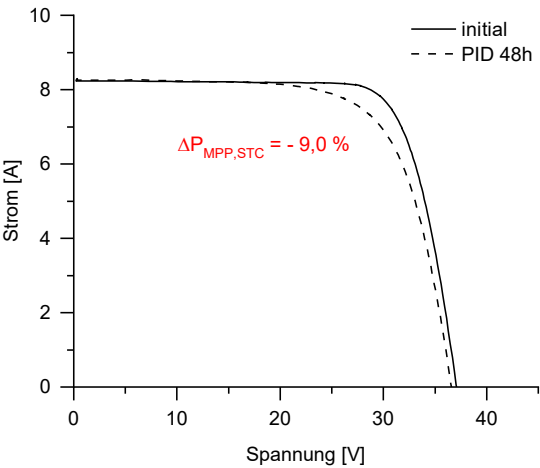
EL nach 48h PID-Test (I = 8,5 A, U = 41,9 V)



EL nach 48h PID-Test (I = 0,85 A, U = 26,8 V)



STC-Leistungsmessung



250 W/m² Leistungsmessung

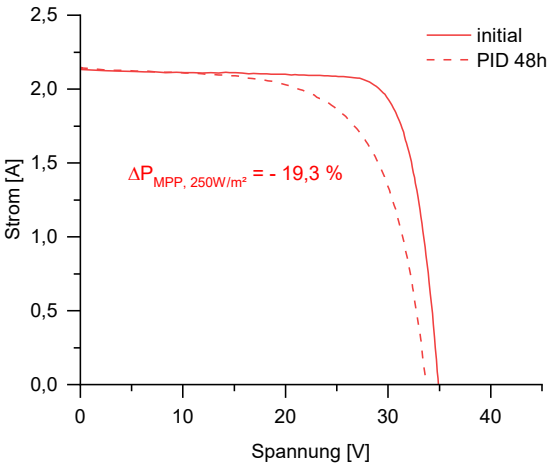


Abbildung 17: Elektrolumineszenz vor und nach einem PID-Test, deutlich ausgeprägtes Schachbrettmuster vor allem bei niedrigem Strom, Leistungsmessungen bei 1000W/m² und 250W/m² Einstrahlung spiegeln die höhere Degradation mit geringerer Lichtintensität wider

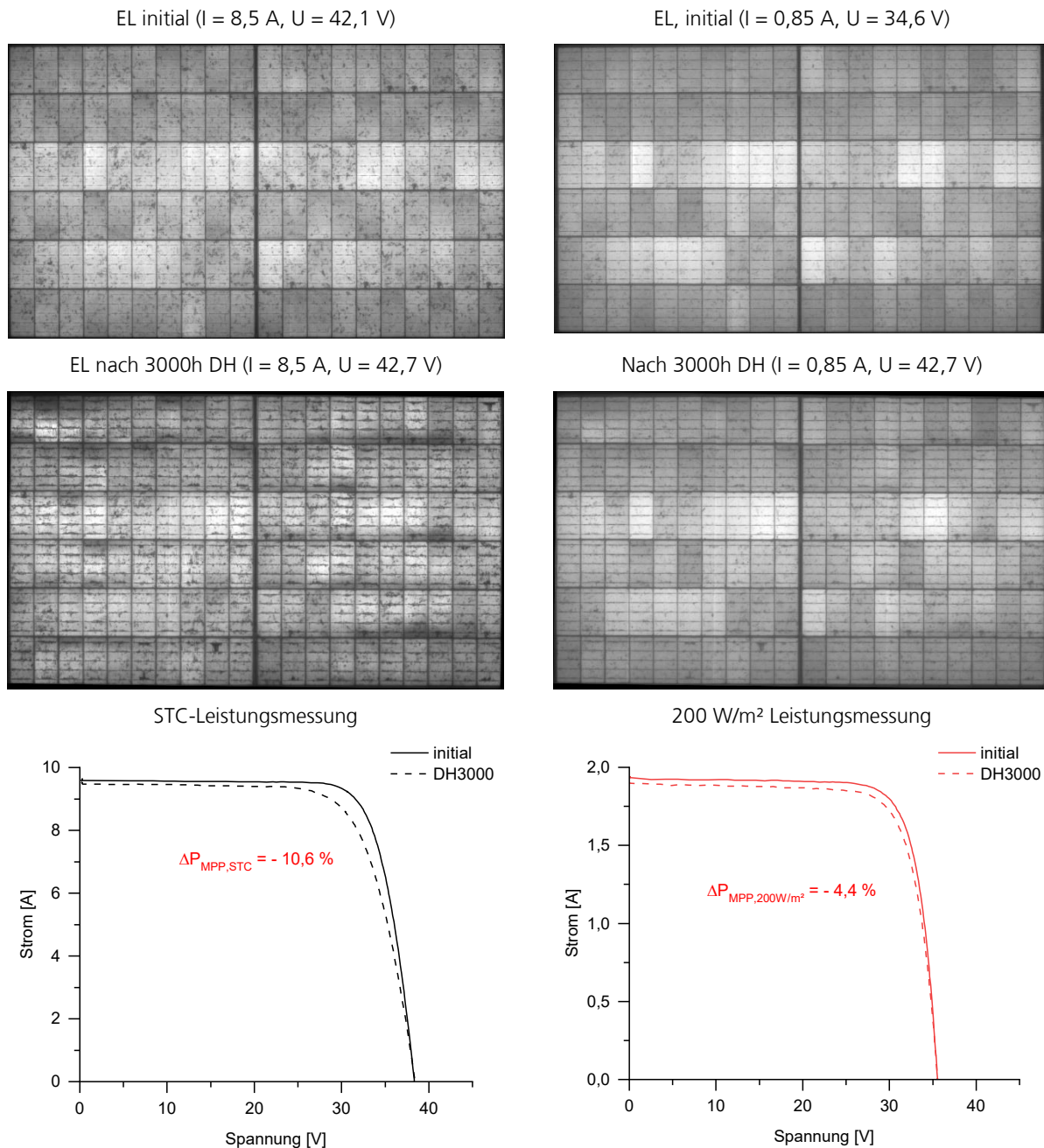


Abbildung 18: Elektrolumineszenz vor und nach einem verlängerten DH-Test (3000h), Korrosion ist verstärkt an den Busbars sichtbar. Erhöhung des Serienwiderstands in den IV-Kennlinien sichtbar, größere Leistungsminderung bei hoher Einstrahlung (1000 W/m²) im Vergleich zu geringer Einstrahlung (200 W/m²)

Diese Stromabhängigkeit bzw. Kontrastabhängigkeit muss bei der Interpretation berücksichtigt werden und unterstreicht die Notwendigkeit einer korrekten Dokumentation zu den Entstehungsdaten des EL-Bildes. Für die Erarbeitung der VDE SPEC wurde beschlossen auf die fundamentalen Hinweise in der IEC 60904-13 zu verweisen.

4.4.2 Risseinflussbewertung durch mechanische Lasttests

In enger Zusammenarbeit mit HQC und in Abstimmung mit dem Konsortium wurde ein Prüfkörperlayout entwickelt und ein mechanischer Lasttestplan aufgesetzt. Der Prüfkörperbau wurde in Zusammenarbeit mit HQC und Sunset durchgeführt. Die Prüfungen wurden am CSP an einem speziell für PV-Riss entwickelten 4-Punktbiegemessplatz durchgeführt. Der Fokus liegt auf mechanischen Prüfungen. Rissmuster und Leistungsverluste sollen bewertet werden und als Grundlage für eine „Risikobewertung“ und „Prognose“ dienen.

4.4.2.1 Prüfmusterbau:

Insgesamt wurden 225 Prüfkörper hergestellt, davon 100 mit sechs M6 Vollzellen und 125 mit zwölf M10 Halbzellen. Die gleichen Zellen werden mit unterschiedlichen Bändchenanzahlen verstringt. Für die Vollzellen gibt es zwei, drei, fünf und neun Bändchen, bei den Halbzellen kommen zusätzlich noch 12 Bändchen hinzu. Diese Variation der Bändchenanzahl wird vorgenommen, um zu untersuchen welchen Einfluss die Anzahl der Bändchen auf Rissentstehung und Rissauswirkung (Powerloss) hat. 2-5 Bändchen sollen den Stand an Modulen, welche schon ein paar Jahre im Einsatz sind, abbilden. 9 und 12 Bändchen stehen für die neueren Module (State of the Art) welche aktuell produziert und installiert werden.

Das Layout der Prüfkörper ist in Abbildung 19 dargestellt. Alle Proben wurden von der Firma Sunset verschaltet und laminiert. Die Vollzellstrings wurden vom Fraunhofer CSP und die Halbzellstrings von HQC bereitgestellt.

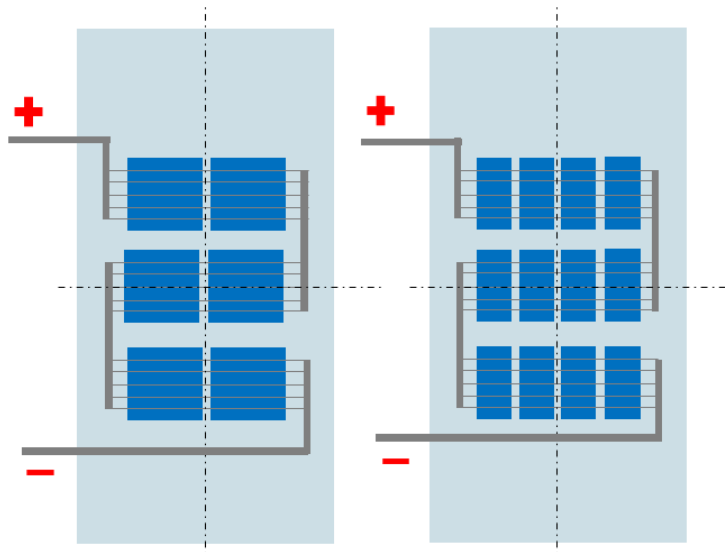


Abbildung 19: Layout Prüfkörper für die Prüfmuster mit ganzen Zellen und mit Halbzellen. Die Anzahl der aktiven Busbars wurde bei beiden Zellarten variiert.

4.4.2.2 Zielstellungen:

Der Grundgedanke hinter den Experimenten war es vier fundamentale Fragen zu klären.

- Wie entsteht ein (Zell)Riss?
Experimentansatz: Gezielte Risserzeugung auf verschiedene Arten. 4PB, Hammerschlag, Hagel etc.
- Welchen Einfluss hat ein Riss?
Charakterisierung vor und nach Schaden, so ist es möglich den Einfluss von Rissart/ Position auf den Leistungsverlust besser zu beschreiben.
- Wie entwickelt sich ein Riss?
Geschädigte Module werden einem zyklischen Lasttests unterzogen, um Betriebslasten nachzustellen, dazwischen erfolgt eine Charakterisierung, um die Entwicklung von Rissen und Leistungsverlust zu dokumentieren.
- Wie gefährlich ist ein Riss?
Wozu können Risse am Ende überhaupt führen? Die kritischsten Punkte sind hier für uns: Kurzschluss → maximaler Leistungsverlust, elektrischer Schlag bei Rissen im Backsheet, Hotspots → Brandgefahr

Um die letzten beiden Fragen zu adressieren ist ein Testprozedere geplant, welches zunächst in zwei Stränge unterteilt ist. Vor der Aufteilung werden alle Proben initial charakterisiert, danach werden die Risse erzeugt und die Proben anschließend wieder charakterisiert. In Strang 1 werden die Proben

rein mechanisch belastet, in Strang 2 erfolgt die Belastung durch Temperaturwechsel. Nach der Belastung werden die Proben erneut charakterisiert.

4.4.2.3 Eingangskarakterisierung:

Die Proben wurden von Sunset hergestellt und entsprechend geliefert. Für die Kontaktierung wurden statt Klemmen immer KFZ-Stecker verwendet (Abbildung 20), um ein mögliches Abreisen der Verbinder an der Modulkante zu vermeiden.

Ein typischer Satz EL-Bilder der Proben ist in Abbildung 21 dargestellt. Es sind deutlich die Einflüsse des seriellen Widerstands auf die Spannung und die lokale Stromverteilung im EL zu erkennen.



Abbildung 20: Lieferkiste für die Module zum Testen der Module mittels Mechanischem Lasttest und Thermisch-mechanischer Belastung.

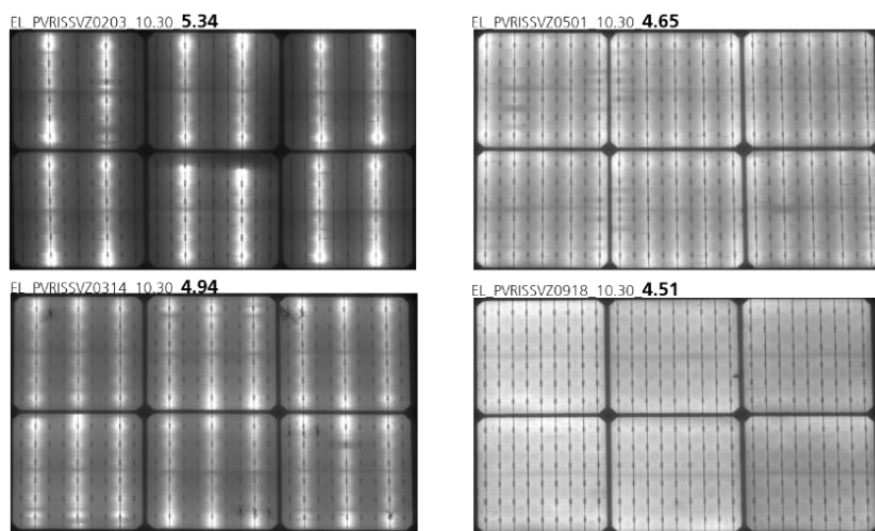


Abbildung 21: Exemplarische EL-Bilder für 2, 3, 5 und 9 Busbar ganze Zellen. Fett markiert sind die benötigte Spannung bei gleichem aufgeprägtem Strom. Der Einfluss des erhöhten Seriellen Widerstands bei 2 Busbars gegenüber 9 Busbars ist sehr deutlich.

Die initiale elektrische Charakterisierung aller Module ist zusammenfassend in Abbildung 22 dargestellt. Wie zu erwarten, nimmt der Füllfaktor mit zunehmender Busbarzahl zu. Der Einfluss ist bei hohen Einstrahlungen (links - 1000W/m^2) deutlich größer als bei geringen Einstrahlungen (rechts - 200W/m^2) – sogenanntem Schwachlicht. Aufgrund der Zellgeometrie (Halbzelle = Topcon, Vollzelle = PERC) sind die Einflüsse im Füllfaktor ebenfalls unterschiedlich, da die Stromdichten pro Bändchen bei einer Vollzelle höher sind als bei einer Halbzelle.

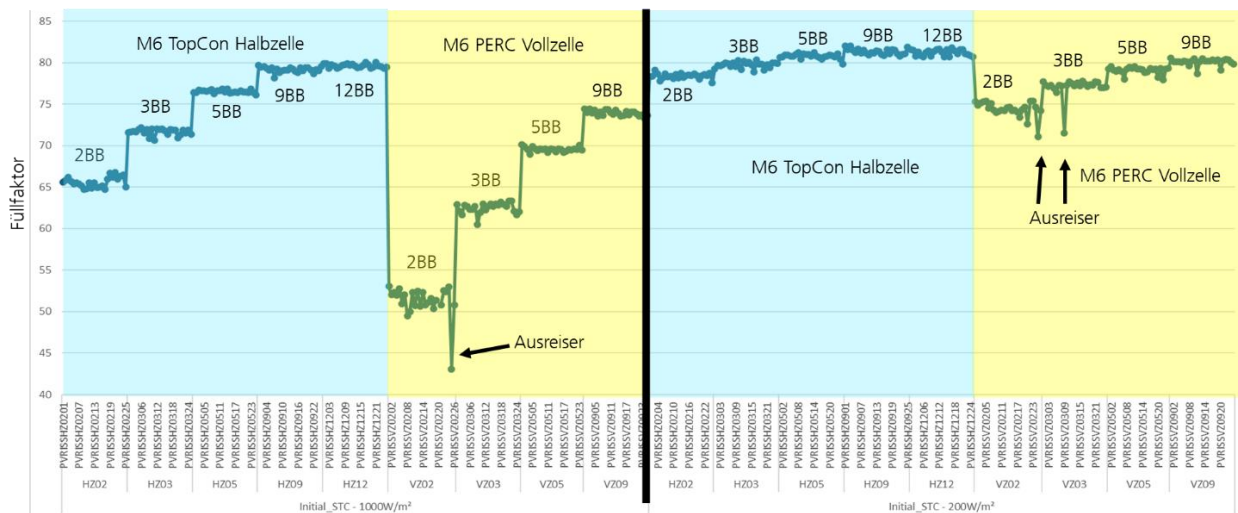


Abbildung 22: Leistungsmessung der Prüfmuster bei 1000 und 200W/m².

Während der initialen Charakterisierung der ca. 225 Prüfmuster wurde ein statistischer Vergleich bei der Leistungsmessung durchgeführt. Es wurden Leistungsmessungen mit einem Doppelblitz (Spektrum konstant (=1000W/m²-Blitz), reduzierte Intensität auf zweitem Plateau) verglichen mit einem Blitz, der eine geringere Intensität (Abschwächung der Intensität durch ND-Filter auf 200W/m²) aufweist. Die Ergebnisse sind in Abbildung 23 dargestellt. Die Graphik ist nicht von Ausreißern bereinigt (9 Punkte, die außerhalb liegen, von insgesamt ~450 Messpunkten). Die Abweichung der beiden Messmethoden ist für die beiden Prüfkörper im PV-Riss Projekt vernachlässigbar klein und die folgenden Tests wurden nur mit abgeschwächtem Blitz durchgeführt (effizientere Messung und weniger Nutzerfehleranfälligkeit).

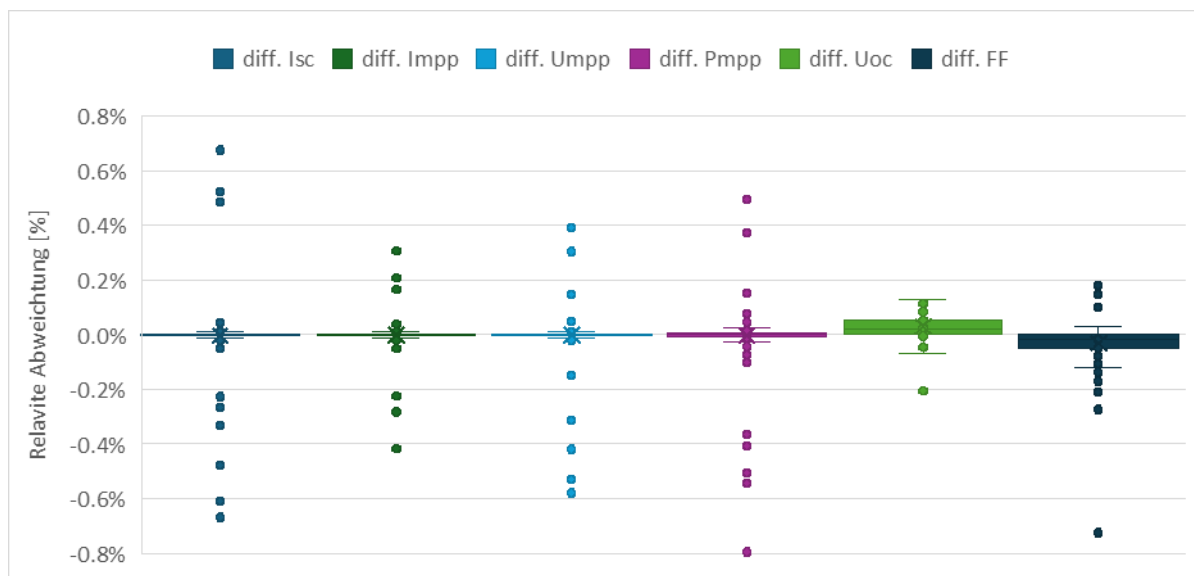


Abbildung 23: Einfluss Spektrum auf die Leistungsmessung. Dargestellt ist die relative Differenz zwischen Doppelmessung aus 1000 W/m²-Blitz kombiniert mit 200 W/m² gegenüber der Messung mit ND-Filter 200W/m² Blitz. Die Unterschiede sind vernachlässigbar klein (<0.05%) bis auf ein paar Ausreißer (9 von ca. 450).

4.4.2.4 Systematische Einbringung von Zellschäden: Rissinitiiierung

Um den Einfluss eines Risses auf die Leistungsfähigkeit des Moduls zu untersuchen, wurden systematisch Risse in die Prüfmuster eingebracht und entsprechend vermessen. Um die Risse möglichst identisch zu erzeugen, wurde eine Vorrichtung gebaut (siehe Abbildung 24), welche einen immer gleichen Impuls in die Probe einbringt. Um den Impuls zu erzeugen wurde ein Hammer in einem Gestell befestigt, in dem er immer gleich ausgelenkt wird und dann auf die Probe fällt. Um den Einflussort möglichst punktuell entstehen zu lassen, wird eine Metallkugel an dem Punkt

befestigt, an dem der Hammer auftrifft. Exemplarisch ist von einer 2-BB Vollzelle und einer 3-BB Halbzelle das Ergebnis in Abbildung 25 dargestellt.

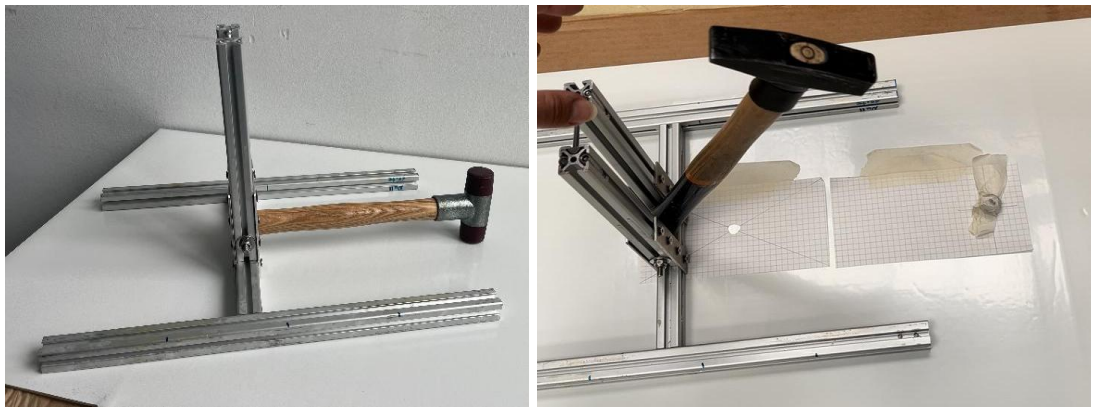


Abbildung 24: Unterschiedliche Hammerkonfigurationen zur Initiierung von Zellrissen.

Jede Probe wird mit zwei Rissen versehen. Ein Riss sollte mittig im Randbereich der oberen linken Zelle (VZ)/ zweiten Zelle von oben links (HZ) und ein Riss mittig in der Mitte der oberen mittigen Zelle (VZ)/ zweiten Zelle von oben in der Mitte (HZ). Dieses Verfahren wurde bei einer Vorauswahl der Proben durchgeführt (möglichst keine Vorschädigungen). Die Position der Risse wurde so gewählt, dass der erzeugte Riss im Randbereich links vom linken Busbar bei 2 BB-Zellen liegt.

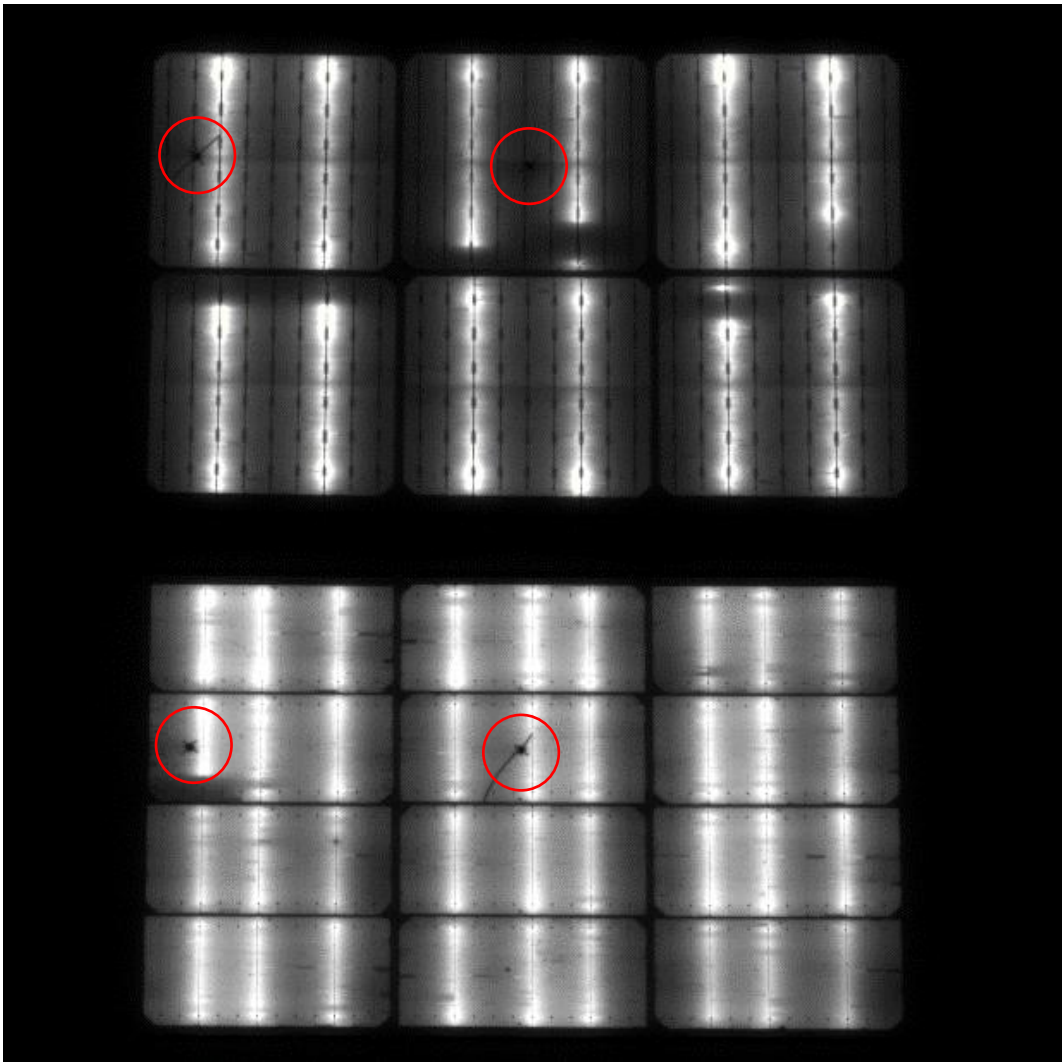


Abbildung 25: Eingebachte Zellrisse (Rot markiert) in einer 2BB Voll- und 3BB Halbzelle

Anhand der EL-Aufnahmen wird bereits die große Schwierigkeit des Experimentes deutlich. Die Solarzellen weisen aufgrund der weggelassenen Bändchen während des Herstellungsprozesses einen deutlich schlechteren Füllfaktor auf. Für den relativen Vergleich der Proben innerhalb einer Messreihe, ist dies kein Problem. Für das eigentliche Ziel, den Vergleich von Zellen mit einer geringen Anzahl an Bändchen mit Zellen mit einer größeren Anzahl von Zellen und dem Einfluss von Rissen auf Zellen mit unterschiedlicher Bändchenanzahl, wirkt sich dies jedoch problematisch aus. In den EL-Bildern ist zu erkennen, dass bei den 2-Bändchen-Zellen die Risse in sehr dunklen Bereich der Zelle liegen. Diese dunklen Bereiche sind deshalb dunkler, da der Strom während der EL Aufnahme schlecht eingebracht werden kann. Für die Leistungsdaten bedeutet das, dass aus diesen Bereichen weniger Strom heraustransportiert wird und somit der Riss einen geringeren Einfluss hat als in einem besser bestromten Bereich. Somit ist zwar ein Initial deutlicher Unterschied zwischen den einzelnen Probenreihen zu erkennen, die gewünschte Einflussuntersuchung von Rissen in Korrelation zu verschiedenen Bändchen Anzahlen ist jedoch nur schwierig möglich, da die Zellen auf 9 bzw. 12 Busbar designed sind und nicht metallisiert sind wie Zellen mit 2 bzw. 3 Busbars von vor ca. 15 Jahren.

4.4.2.5 Beschleunigte Alterung von Rissen: Risswachstum

Neben der Risseinbringung werden zwei Alterungsmechanismen untersucht:

1. Mechanische Alterung (Aufbau siehe Abbildung 26), welche auch der Hintergrund für Umwidmung der Kosten von EL-Kamera zur Auf- und Umrüstung des bestands Mechanischem Lasttester war
2. Thermo-mechanische Alterung: Hierzu werden die Module einem Temperaturwechselzyklus von -40°C zu $+85^{\circ}\text{C}$ ausgesetzt.

Da die Lamine keine Rahmen haben, musste ein spezieller Prüfaufbau entwickelt werden, um die Proben im Mechanischen Belastungsstand testen zu können. Es wurde eine Doppelrollenlager aufgebaut. Die Lamine werden links und rechts an der kurzen Kante zwischen zwei Metallrollen geschoben. Dadurch wird die Probe sowohl in Zug- als auch in Druckrichtung gehalten und es kann eine Wechsellast aufgebracht werden. Insgesamt konnten vier Proben gleichzeitig mit einem identischen Lastprofil getestet werden.



Abbildung 26: Aufbau zum mechanischen Stresstest der Proben - hier unter Zuglast.

Exemplarisch ist im unteren Teil von Abbildung 27 ein EL-Bild nach einer (zu hohen) zyklischen Belastung zu erkennen. Durch die zu hohe Last wurden Teile der Zellen vollständig zerstört. Solche extremen Rissmuster sind in der Regel nur bei Glasbruch oder extremen Hagel zu erkennen. Daher wurden die folgenden Untersuchungen mit geringeren Lasten fortgeführt, auch um potentiell ein graduelles Wachstum der Risse beobachten zu können.

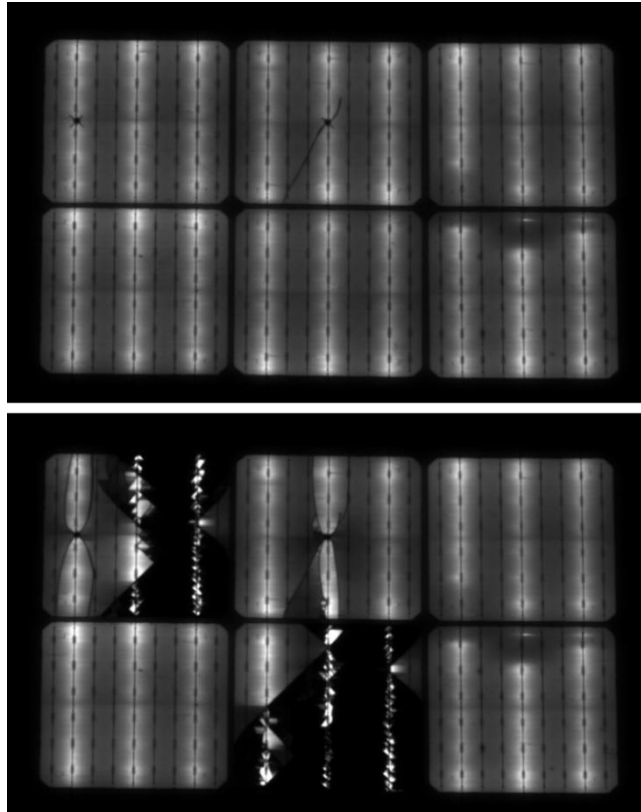


Abbildung 27: oben: EL Bild nach Risseinbringung (links oben: "X" Cracks, mitte oben: "X" crack mit gewachsenem Riss um Double/Multicrack; unten: EL Bild nach zyklischer mechanischer Belastung.

Für weitere Auswertungen und zur Evaluierung von Kennliniensimulationen wurden die Messergebnisse an den Projektpartner Hochschule Anhalt übergeben (Risslängenbestimmung aus EL Bildern und deren Einfluss auf den Leistungsverlust).

4.4.2.6 Ergebnisse bezüglich der Zielstellung in 4.4.2.2

Die nachfolgenden vier Graphen zeigen die Entwicklung der Maximum Power Point Leistung (P_{mpp}) der Module. Die Ergebnisgrafiken sind unterteilt in Mechanische Belastung Vollzelle (VZ) und Halbzelle (HZ), sowie Thermische Belastung VZ und HZ. Die Initialen Unterschiede in der Leistung sind auf den schlechteren Füllfaktor der Zellen mit geringer Bändchenanzahl zurückzuführen, was auch sehr gut in den jeweiligen EL Bildern zu erkennen ist. Da für alle Proben die gleichen Zellen verwendet werden sollten, musste dieser Kompromiss eingegangen werden, da es sonst keine vergleichbaren Zellkonzepte für 2-12 Bändchen gibt. Da die Ergebnisse immer nur relativ zum vorherigen Schritt verglichen werden sollten, wurde der schlechte Füllfaktor geduldet. Bei den Vollzellen und Halbzellen ist nach der Risserzeugung kein signifikanter Einfluss auf die P_{mpp} Leistung durch die eingebrachten Risse messbar, dies liegt an zwei Faktoren:

- 1) die eingebrachten Risse waren sehr klein und haben keine Zellbereiche vollständig isoliert
- 2) bei den Zellen mit geringerer Bändchenanzahl liegen die Eingebrachten Rissen teils in den Bereichen welche schlechter den Strom leiten

Grundsätzlich ist an dieser Stelle der Beleg erbracht, dass ein vorhandener Riss ohne Abtrennung von Zellbereichen keinen oder nur minimalen Leistungsverlust bedeutet.

Nach den Mechanischen Belastungstests ist bei den VZ-Proben ein deutlicher Abwärtstrend der P_{mpp} Leistung zu erkennen (Abbildung 28 oben). Hier kam es durch die mechanische Belastung zu vermehrten Zellschäden im Vergleich zu den Proben mit 5 und 9 Bändchen, trotz gleicher mechanischer Last ($\pm 400\text{Pa}$ für 100 Zyklen). Bei den HZ-Proben sind keine signifikanten Änderungen in der Leistung durch die mechanischen Tests zu verzeichnen (Abbildung 28 unten), trotz dessen, dass bei allen Proben VZ wie HZ ein Risswachstum zu erkennen ist. Auch nach dem zweiten Durchlauf im Mechanischen Lasttester gab es keine weiteren Änderungen, aus diesem Grund wurden die Tests nach dem zweiten Durchlauf eingestellt.

Eine mögliche Schlussfolgerung aus diesem Ergebnis ist, dass im Wesentlichen eine Überschreitung der Festigkeit der Solarzellen zu einem signifikanten Bruchereignis und damit Leistungsverlust führen kann. Bleibt man unter der Belastungsgrenze sind Risse unwahrscheinlich. Die Festigkeit der Solarzelle im Laminat ist eine intrinsische Eigenschaft des Lieferzustands, die durch die Solarzelle, den Lötprozess und die Lamination bestimmt wird. Die Belastbarkeit kann mit einem Belastungstest überprüft werden, allerdings unter Beachtung der Herstellungsladung. Warum die Anfälligkeit der 2 und 3BB Vollzellen höher war, konnte nicht abschließend geklärt.

Bei der Untersuchung wurde auch festgestellt, dass Brüche bei hohen externen Lasten meistens die größten Verluste erzeugen, dass verzweigte und kleine Bruchstücke entstehen. Anrisse daher mitunter auch von Vorteil, da der Bruch bei niedriger Energie erfolgt und damit das Auffächern und damit kleinteiliger Zellbruch nicht stattfindet [28].

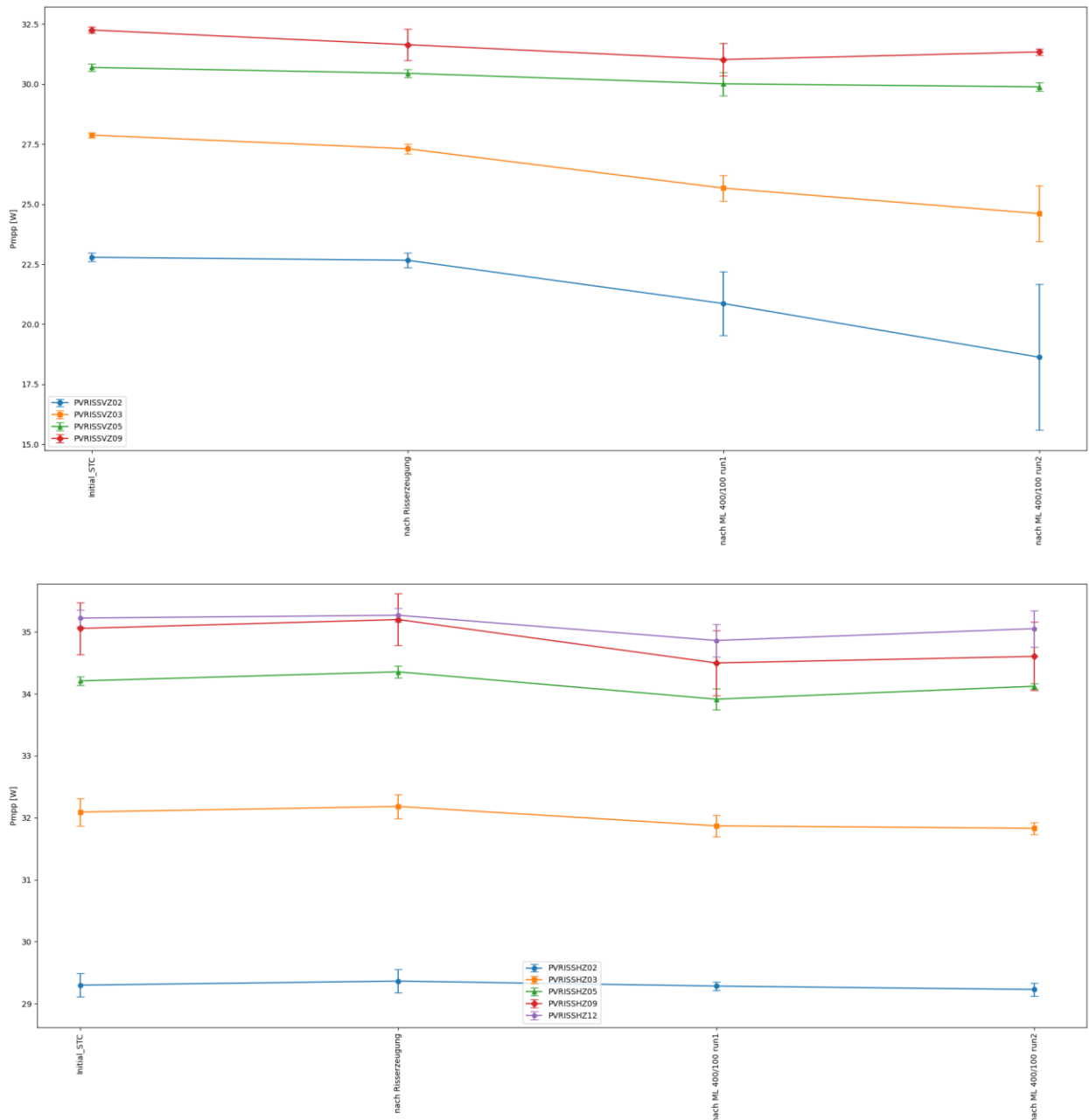


Abbildung 28: Leistungsverlauf der Proben mit Mechanischer Belastung, oben: Vollzellproben unten: Halbzellproben.

Bei den Proben, welche den Temperaturwechseltest durchlaufen haben, zeigt sich ein anders Bild, was jedoch auf alle Probentypen zutrifft. Nach dem ersten Teststrang im TC-Test ohne Bestromung sinkt die Pmpp Leistung leicht ab. Nach dem Zweiten durchlauf mit Bestrom erholt sich die Leistung bei den VZ wieder auf das Ausgangsniveau von vor dem ersten TC-Test. Bei den HZ bleibt es konstant.

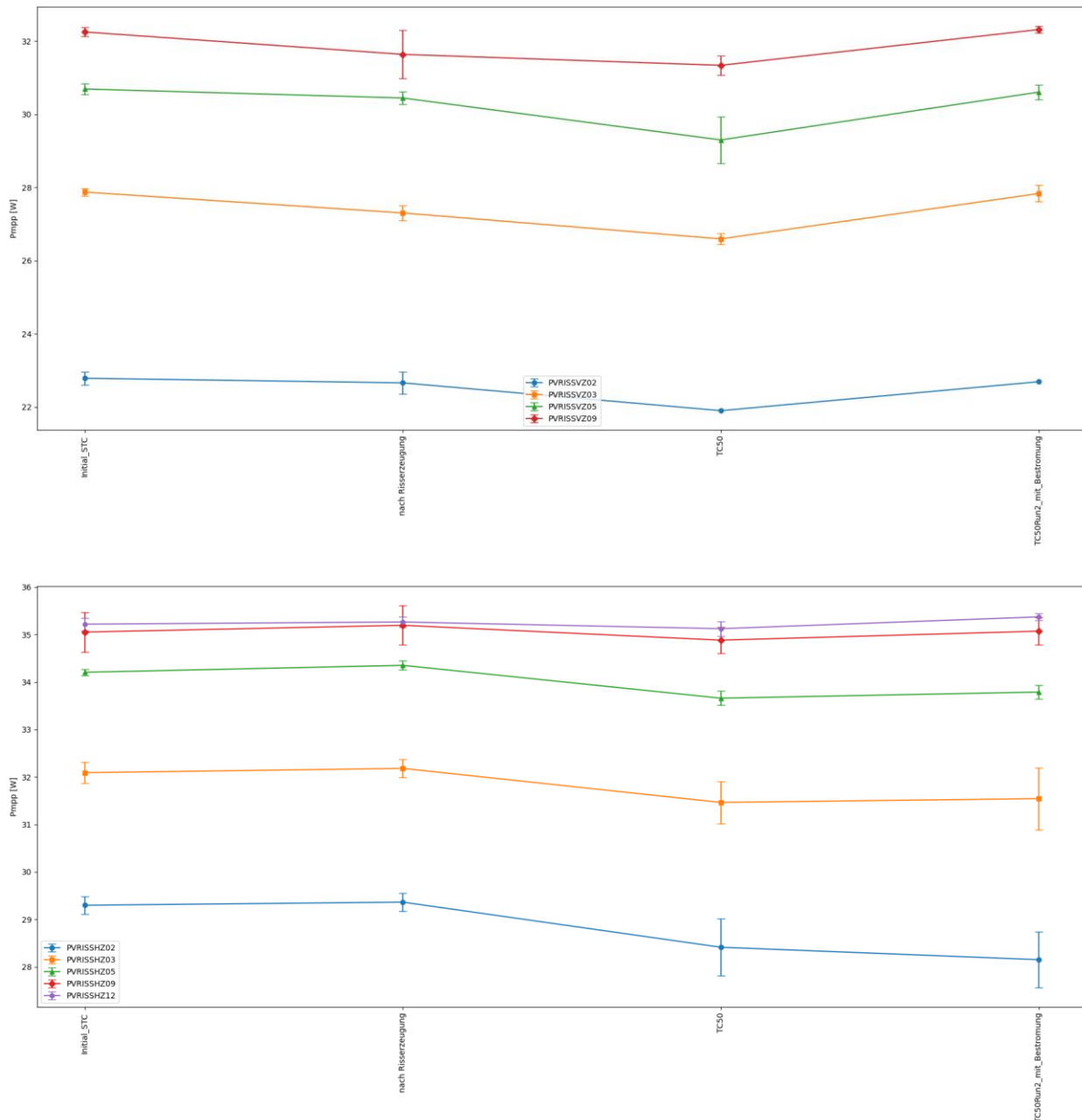


Abbildung 29: Leistungsverlauf der Proben unter Temperaturwechselbelastung oben: Vollzellproben unten: Halbzellproben

Das ursprüngliche Ziel, nachzuweisen, dass Risse einen größeren Einfluss auf Zellen mit geringerer Busbar/ Bändchen Anzahl haben, konnte somit nicht signifikant nachgewiesen werden, was unter anderem an den schlechteren Füllfaktoren der 2 und 3 Bändchen Proben liegt. Hier liegen die geschädigten Bereiche in den Bereichen der Zelle, welche bereits eine sehr schlechte Stromableitung aufweisen, dadurch sinkt der Einfluss dieses Zellbereichs und damit auch der Einfluss des Risses bezogen auf die Pmpp Leistung der Probe. Die erkennbaren Unterschiede für die VZ-Proben mit 2 und 3 Bändchen im Vergleich zu 5 und 9 Bändchen sind in diesem Fall eher auf ein vermehrtes Auftreten von weiteren Zellschäden in anderen nicht vorgeschädigten Zellen zurückzuführen. Einen Einfluss der Bändchenanzahl auf die Zellfestigkeit wurde im Rahmen des Projektes jedoch nicht weiter untersucht.

Was jedoch mit den Experimentergebnissen gezeigt werden kann, ist das kleinere Risse selbst bei einer Gesamtanzahl von 2 geschädigten Zellen in einer Gesamtheit von 6 Zellen (für VZ) bzw. 2

geschädigte Zellen von 12 Zellen (für HZ) keinen signifikanten Einfluss auf die Pmpp Leistung mit sich bringt.

4.4.3 Zuarbeiten zur Probenauswahl und der notwendigen Stichprobengröße

Aufgrund der Modulgröße, des Gewichts und auch der Prüfkosten ist eine statistisch fundierte Stichprobe in der Regel nicht gegeben. Per ISO 2859-1 „Sampling procedures for inspection by attributes - Part 1: Sampling schemes indexed by acceptance quality limit (AQL) for lot-by-lot inspection“ sind die wesentlichen Anforderungen definiert.

Neben der Frage welche Eigenschaft einer Probe untersucht werden soll, muss über die Größe der Stichprobe und somit die „Sampling size“ definiert werden. Wie viele Proben grundsätzlich sinnvoll sind, hängt von der Größe des Lots, hier z. B. der Anzahl der PV-Module in einer PV-Anlage, ab.

Abbildung 30 zeigt Übersicht über die Inspektionslevelcodes als Funktion der Lot-Größe. Ob ein Spezial oder ein Genereller Inspektionslevel verwendet wird, hängt in der Regel vom Aufwand und den Kosten des Tests ab. Für zerstörungsfreie Tests werden in der Regel generelle Inspektionslevel G und für zerstörende Tests Spezielle Inspektionslevel S verwendet. Für größere Anlagen sind daher die Buchstaben C bis P gebräuchlich. Die Anzahl der Proben ist in Abbildung 31 auf der linken Seite dargestellt. Stichproben bis 2000 sind entsprechend definiert.

Lot size		Special inspection levels				General inspection levels		
		S-1	S-2	S-3	S-4	I	II	III
2 to	8	A	A	A	A	A	A	B
9 to	15	A	A	A	A	A	B	C
16 to	25	A	A	B	B	B	C	D
26 to	50	A	B	B	C	C	D	E
51 to	90	B	B	C	C	C	E	F
91 to	150	B	B	C	D	D	F	G
151 to	280	B	C	D	E	E	G	H
281 to	500	B	C	D	E	F	H	J
501 to	1 200	C	C	E	F	G	J	K
1 201 to	3 200	C	D	E	G	H	K	L
3 201 to	10 000	C	D	F	G	J	L	M
10 001 to	35 000	C	D	F	H	K	M	N
35 001 to	150 000	D	E	G	J	L	N	P
150 001 to	500 000	D	E	G	J	M	P	Q
500 001 and over		D	E	H	K	N	Q	R

Abbildung 30: Sampling codes als Funktion der Größe des Lots (Tabelle 1 der ISO 2859-1)

Das Acceptance Quality Limit (AQL) definiert die Anzahl der erlaubten Proben, die die Spezifikation NICHT erfüllen. Welcher AQL verwendet wird, hängt von der Kritikalität des Fehlers ab. Sicherheitsrelevante Eigenschaften wie z. B. Sicherheit gegen elektrischen Schlag oder Brandrisiko haben geringe AQL (z. B. 0.15), während optische Auffälligkeiten größere AQLs haben können (z. B. 1). Die Zahlen geben an, wie viele Proben außerhalb der Spezifikation sein dürfen (von oben gelesen entlang der Pfeile).

Sollte innerhalb einer Stichprobe die Zahl der Proben außerhalb der Spezifikation größer als erlaubt sein, so treten die Switching rules in Kraft (siehe Abbildung 32). In einem ersten Schritt wird die Stichprobe erhöht und kontrolliert. Abhängig vom Ergebnis werden weitere Proben genommen, oder das Lot akzeptiert. Entsprechend kann, bei fehlerfreien Lots die Zahl der Proben auch reduziert werden. Hintergrund ist, dass in der Vergangenheit auch keine Defekte / Auffälligkeiten vorlagen.

Da in der PV meistens nur einmalige Proben genommen werden, sind die Switching rules eher selten in Gebrauch, höchstens, wenn es in einem Lot zu gravierenden Auffälligkeiten kommt.

Beispiel zum Lesen des Standards für PV:
Für eine PV-Anlage sollen die PV-Module auf Ihre Leistung (AQL 0.55), elektrische Sicherheit (0.1) und EL Auffälligkeiten (1.0) geprüft werden. Die Anlage besteht aus 15.000 Modulen, soll per generellem Level G2 geprüft werden. Das entspricht dem Probengrößenbuchstaben M und somit 315 Modulen. Für die elektrische Sicherheit ist mit AQL=0.1 eine Nullfehlertoleranz gegeben. Bei der Leistungsmessung dürfen drei Module die vordefinierte Grenze unterschreiten und das Lot wird trotzdem akzeptiert. Entsprechendes gilt für die EL Auffälligkeiten. Hier wären 7 Module mit Auffälligkeiten akzeptabel. Wichtig ist, klar zu definieren, was eine Abweichung, sprich non-conformity, dargestellt.

Sample size code letter	Sample size	Acceptance quality limit, AQL, in percent nonconforming items and nonconformities per 100 items (normal inspection)																													
		0,010	0,015	0,025	0,040	0,065	0,10	0,15	0,25	0,40	0,65	1,0	1,5	2,5	4,0	6,5	10	15	25	40	65	100	150	250	400	650	1 000				
		Ac Re	Ac Re	Ac Re	Ac Re	Ac Re	Ac Re	Ac Re	Ac Re	Ac Re	Ac Re	Ac Re	Ac Re	Ac Re	Ac Re	Ac Re	Ac Re	Ac Re	Ac Re	Ac Re	Ac Re	Ac Re	Ac Re	Ac Re	Ac Re	Ac Re	Ac Re	Ac Re			
A	2	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	0 1	↓	↓	1 2	2 3	3 4	5 6	7 8	10 11	14 15	21 22	30 31				
B	3	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	0 1	↑	↓	1 2	2 3	3 4	5 6	7 8	10 11	14 15	21 22	30 31	44 45			
C	5	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	0 1	↑	↓	1 2	2 3	3 4	5 6	7 8	10 11	14 15	21 22	30 31	44 45	↑		
D	8	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	0 1	↑	↓	1 2	2 3	3 4	5 6	7 8	10 11	14 15	21 22	30 31	44 45	↑	↑	
E	13	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	0 1	↑	↓	1 2	2 3	3 4	5 6	7 8	10 11	14 15	21 22	30 31	44 45	↑	↑	
F	20	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	0 1	↑	↓	1 2	2 3	3 4	5 6	7 8	10 11	14 15	21 22	↑	↑	↑	↑	↑
G	32	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	0 1	↑	↓	1 2	2 3	3 4	5 6	7 8	10 11	14 15	21 22	↑	↑	↑	↑	↑
H	50	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	0 1	↑	↓	1 2	2 3	3 4	5 6	7 8	10 11	14 15	21 22	↑	↑	↑	↑	↑
J	80	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	0 1	↑	↓	1 2	2 3	3 4	5 6	7 8	10 11	14 15	21 22	↑	↑	↑	↑	↑
K	125	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	0 1	↑	↓	1 2	2 3	3 4	5 6	7 8	10 11	14 15	21 22	↑	↑	↑	↑	↑
L	200	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	0 1	↑	↓	1 2	2 3	3 4	5 6	7 8	10 11	14 15	21 22	↑	↑	↑	↑	↑
M	315	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	0 1	↑	↓	1 2	2 3	3 4	5 6	7 8	10 11	14 15	21 22	↑	↑	↑	↑	↑
N	500	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	0 1	↑	↓	1 2	2 3	3 4	5 6	7 8	10 11	14 15	21 22	↑	↑	↑	↑	↑
P	800	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	0 1	↑	↓	1 2	2 3	3 4	5 6	7 8	10 11	14 15	21 22	↑	↑	↑	↑	↑
Q	1 250	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	0 1	↑	↓	1 2	2 3	3 4	5 6	7 8	10 11	14 15	21 22	↑	↑	↑	↑	↑
R	2 000	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	0 1	↑	↓	1 2	2 3	3 4	5 6	7 8	10 11	14 15	21 22	↑	↑	↑	↑	↑

Abbildung 31: Samplegröße und AQL (Tabelle 2 der ISO 2859-1). Die Pfeile indizieren die Leserichtung abhängig der Lotsize und AC steht für Akzeptable Nummer an Fails, RE für Ablehnung des Lots.

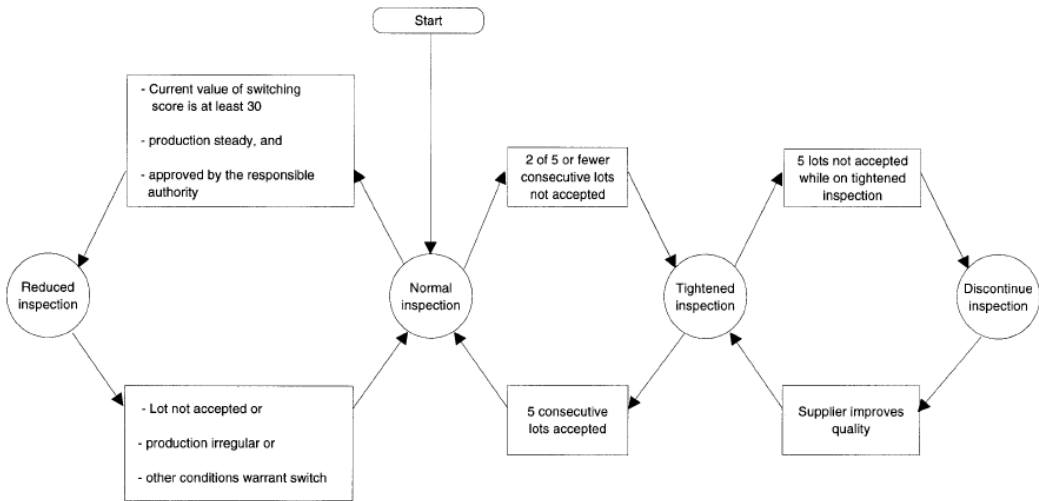


Abbildung 32: Switching rules: Veränderung der Sampling levels beim Auftreten von erhöhten (non-) conformities (Abbildung 1 der ISO 2859-1).

4.4.4 EL-Aufnahme in der Freifläche und allgemeine Bewertung:

Herausforderungen bei der EL-Bildaufnahme in der Freifläche ist die Notwendigkeit großer Netzteile (~10kW pro String bei Spannungen bis zu 1500V). Solche Netzteile sind teuer und häufig ist kein entsprechender Netzanschluss vorhanden. Daher wird in der Regel auf Einzelbilder zurückgegriffen. Halbzellen-Module und Photolumineszenz sind aktuell Optionen, um die direkte Messung im Feld zu vereinfachen. Im Allgemeinen ist EL ein hervorragendes Werkzeug zur Detektion von Auffälligkeiten im Feld und im Labor, wobei die Detailtiefe ein entscheidendes Kriterium ist und abhängig von der Umgebung, Auflösung/Objektiv/Sensor der Kamera, Belichtungszeit, und der Bestromung ist.

Entsprechend können Auffälligkeiten, ggf. in Zusammenarbeit mit UV-fluoreszenz und/oder IR-Thermographieaufnahmen sehr gut lokalisiert werden. Die detaillierte Bewertung hängt aber von Zell/ Modultechnologie, aber auch vom Einsatzort ab (Freifeld vs. Gebäude vs. kritische Infrastruktur).

Die Kombination aus Methoden hilft eine systemische Einflussbewertung in einigen Fällen vorzunehmen (z. B. PID, LeTiD). Zellrisse sind fast in allen älteren Modulen vorhanden mit teils keinem oder nur sehr geringem Einfluss. Es gibt aber auch Auffälligkeiten (a. Multiple crack pattern und b. Dendritic chaped crack structures (worst case of 2b.)) welche durch zu hohe Lasten oder Hagel während des Betriebs der Anlage hervorgerufen werden können. Im schlimmsten Fall können solche Auffälligkeiten zum Glasbruch durch Überhitzung der Solarzellen und zu Lichtbögen (Brand) führen. Daher sind regelmäßige Inspektionen von PV-Anlagen wichtig, die Häufigkeit hängt von der Art der Anlage ab (Freifläche vs kritische Infrastruktur wie z. B. Krankenhäuser).

Im Vorlauf des Projekts war ein zweiter Round Robin geplant. Dieser wurde nicht durchgeführt, da die Bewertungskriterien (Ampelsystem) nicht vom EL-Bild, sondern häufig von der Art (und des Alters) der Anlage abhängen.

4.5 AP 5: Prognose zur Zustandsänderung

Partner:	CSP	DKE	HI ERN	HQC	HSA (Lead)	JK	Sunset	8p2	Gesamt
	2		5	7	5	2	2	1	24,0
Beginn	2								
Ende	26								
Ziel:	Grundlegendes Verständnis, ob es wahrscheinlich ist, dass sich Auffälligkeiten in Schadensfälle und/oder Sicherheitsrisikos entwickeln und wie hoch der potentielle finanzielle Schaden für den Betreiber in aller Wahrscheinlichkeit wird.								
Kurze Aufgabenbeschreibung/ Lösungsweg: Verschiedene Methoden zur Vorhersage der Weiterentwicklung von Zellrissen existieren (Zyklischer Lasttest, 4PB). Die Vergleichbarkeit der Ergebnisse soll untersucht und geprüft werden. Einfluss der Zellgeometrie und der Anzahl der Busbars sollten untersucht werden und durch FEM für eine Sensitivitätsanalysen simuliert werden. Spezielle Testmodule werden aufgebaut und Stresstests unterzogen Neben dem aufgebrachten (mechanischem) Stress sollte auch das verwendete Einkapselungspolymer variiert werden. Aufgrund der herausgestellten Komplexität durch neue MBB-Zellen wurde dieser Punkt durch Tests and MBB-Modulen ersetzt. Durch das Verbesserte Verständnis des Rissverhaltes soll die Zukunftsprognose verbessert werden.									
<u>Input:</u> Datensammlung und Fehlerkatalog aus AP 2 bis AP 4, Prüfkörper, Datenserien bei den beteiligten Instituten									
<u>Output:</u> Tests mit verschiedenen Stressbedingungen, Prognose zum Rissverhalten in der Zukunft und Abschätzung der Auswirkungen									
Aufgaben des Fraunhofer CSPs:									
Erarbeitung eins Prognosetools basierend auf den Erkenntnissen der APs 2 bis 4									
Durchführung von FEM-Simulationen zur Vorhersage des Risswachstums basierend auf Thermomechanischen Stresskontingenten.									
Beschleunigte spezielle Tests zur Verifikation									
Korrelation Feld gegenüber beschleunigter Stresstests									

4.5.1 Prognosetools:

Um in erster Näherung den Leistungsverlust in Abhängigkeit eines Zellrisses bzw. eines abgetrennten Bereichs einer Zelle zu bestimmen, wurde eine Abschätzung des verbliebenen aktiven Flächenanteils durchgeführt. Hierzu wurden die unterschiedlichen Zellgrößen und die Anzahl der Busbars berücksichtigt. Die Zellgröße hat, bei gleicher Anzahl der Busbars keinen Einfluss, da es um maximale Flächenverhältnisse geht. Schematisch ist der maximale Verlust in Abbildung 33 dargestellt. In der Praxis sind die linken und rechten Teilbereiche häufig etwas größer. Dies ist in der Berechnung zum maximalen Flächenverlust detaillierter berücksichtigt.

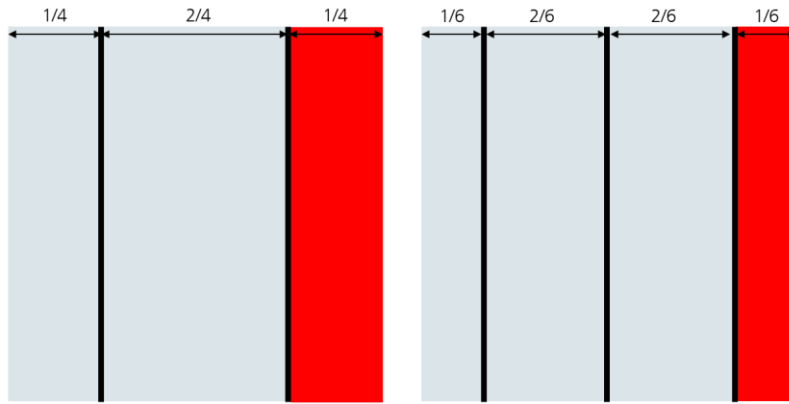


Abbildung 33: Schematische Darstellung des maximalen Zellflächenverlusts bei 2 Busbar bzw. 3 Busbar Zellen. Hier ist die vollsymmetrische Verteilung gezeigt. In der Praxis sind die linken und rechten Teilbereiche häufig etwas größer. Dies ist in der Berechnung berücksichtigt.

Als Funktion der Anzahl der Busbars ergibt sich der in Abbildung 34 links dargestellte Verlauf. Dieser zeigt direkt den Vorteil von Multi-Busbar Zellen. Aber auch, dass ab ca. 12 Busbars der Vorteil nicht mehr so stark steigt einen potenziellen Leistungsverlust zu minimieren.

Abbildung 34 rechts zeigt den unter verschiedenen Annahmen bestimmten Stromverlust (Leistungsverlust kann als proportional angesehen werden) für verschiedene Stringlängen, d.h. ab ca. 12 Zellen in Reihe ist der Einfluss eines maximalen abgetrennten Bereichs deutlich kleiner als 5%.

Fazit: Für ältere Module mit 5 und weniger Busbars können Risse, unter der Annahme vollständig abgetrennte Bereiche erzeugt zu haben, einen direkt messbaren Einfluss auf die Modulleistung haben. Dies spiegelt auch die Erfahrung wider. Gleiches hat sich in den letzten Jahren für Multi-Busbar Module gezeigt. Der Einfluss eines Risses auf einen Leistungsverlust nimmt signifikant mit der Anzahl der Busbars ab. Der genaue Einfluss hängt neben der Verschaltung auch vom Zelltyp ab. Hier ist ungeklärt, welchen Einfluss neue „Zellkanten“ bei z. B. HJT oder TOPCON Zellen auf das Shuntingverhalten haben. Literatur hierzu ist durch fehlende Langzeiterfahrungen noch nicht verfügbar. Hinzu kommt der zunehmende Einsatz von Glas-Glas-Modulen vor allem bei den neuen Zelltechnologien, durch den ein Zellbruch deutlich unwahrscheinlicher wird. Für die verbliebenen Glas-Folien-Module bleibt dies ein globaler Forschungsbestandteil. Vor allem in Hinblick auf flexible und kunststoffbasierte Modulaufbauten.

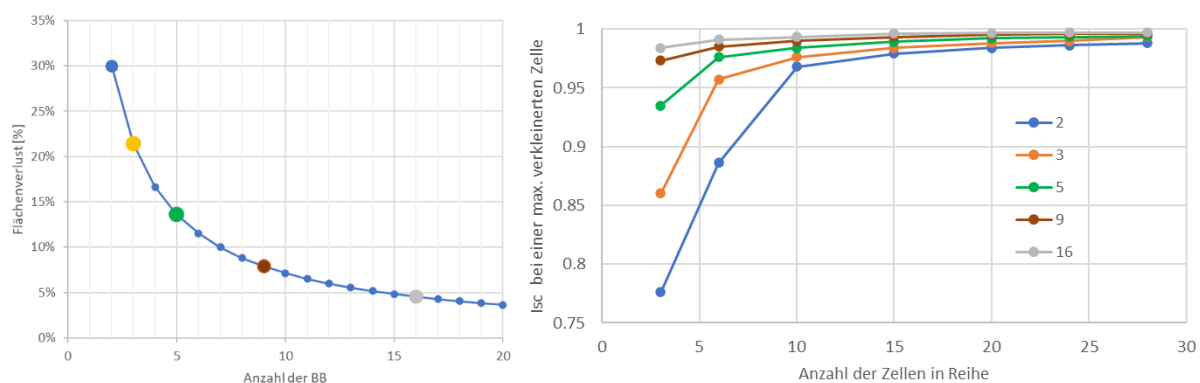


Abbildung 34: links: maximaler Flächenverlust als Funktion der Anzahl der Busbars. rechts: Abgeschätzter Stromverlust des Stings in Abhängigkeit der Stringlänge für ausgewählte Busbar Anzahl.

4.5.2 FEM-Simulationen zur Vorhersage des Risswachstums

Das Simulationsmodell wurde dem Belastungsaufbau aus 4.4.2 nachempfunden. So können die Simulationsergebnisse mit den Experimentergebnissen verglichen werden. Aus den Simulationen mit 400 Pa Flächenlast ergibt sich eine maximale Spannung von rund 35 MPa in den Silizium Solarzellen (Abbildung 35). Diese Spannung reicht in der Regel nicht aus, um eine vollständig intakte Zelle zu

beschädigen [28, 32]. Zum Vergleich und um die Entwicklung der mechanischen Spannung in den Zellen zu beurteilen und somit die Wahrscheinlichkeit für weitere Risse besser beurteilen zu können, wurde die gleiche Simulation nochmal mit 1000 Pa Flächenlast durchgeführt. Die Simulation ergibt hier eine Spannung von rund 65 MPa (Abbildung 36). auf. Diese Spannung können durchaus im Silizium für eine höhere Risswahrscheinlichkeit sorgen, speziell bei bereits vorgeschädigten Zellen [28].

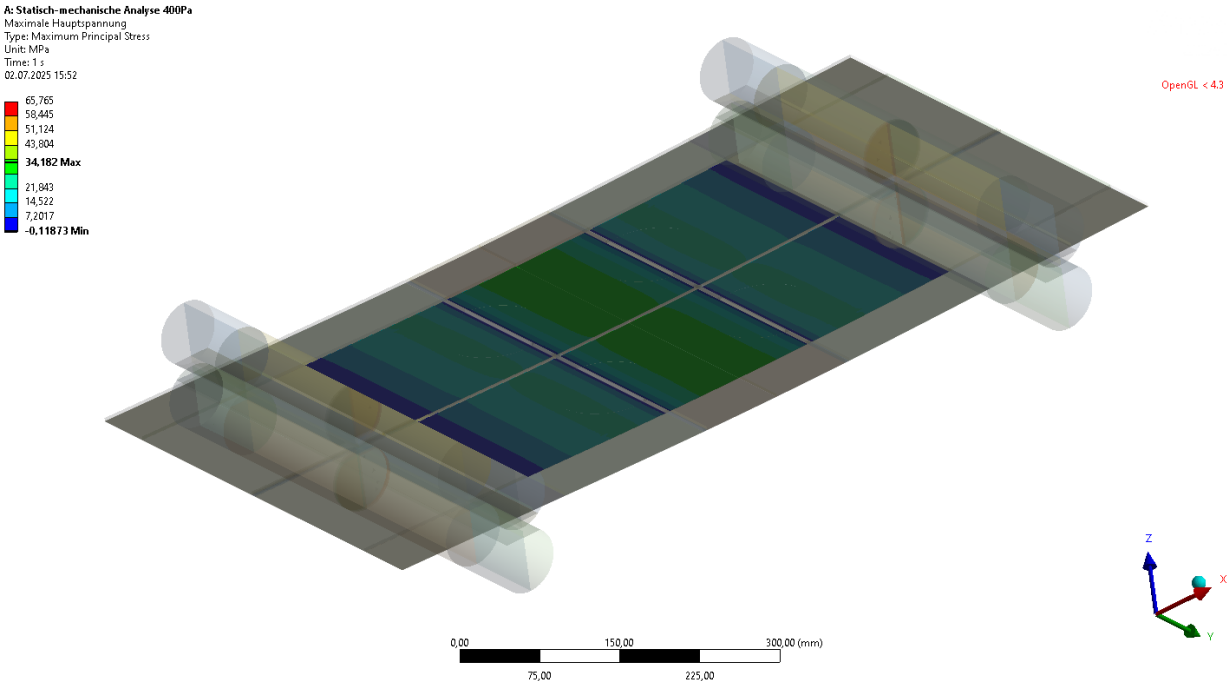


Abbildung 35: Simulierte erste Hauptspannung in den Silizium Zellen für eine Last von 400 Pa

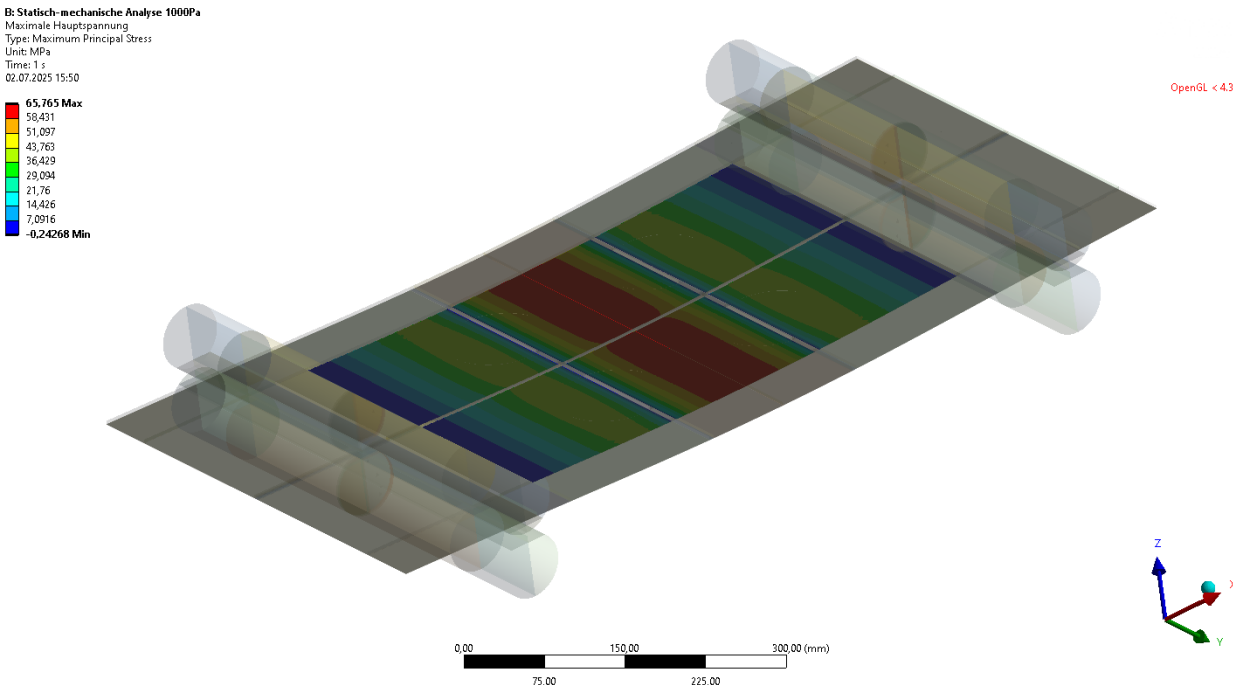


Abbildung 36: Simulierte erste Hauptspannung in den Silizium Zellen für eine Last von 1000 Pa

4.5.3 Tests zur Verifikation der Simulation und Korrelation zum Feld

Um die Simulationsergebnisse zu evaluieren, wurden die in 4.4.2 beschriebenen Belastungstest an einer Auswahl von Proben zusätzlich noch mit 1000 Pa Flächenlast durchgeführt. Hierfür wurden nur die Vollzellproben verwendet. In den Simulationen wurde die Anzahl der Bändchen nicht berücksichtigt. Im Experiment schienen diese jedoch einen Einfluss auf die Festigkeit der Solarzelle zu haben. Hier zeigten einzelne Zellen bei einer Belastung von 400 Pa deutlichen Zellbruch. Dies tritt vor allem bei den 2 und 3 Bändchen Varianten der Vollzellen auf. Die 5 und 9 BB-Vollzellen zeigen kaum Schäden. Ob durch das Weglassen der Bändchen möglicherweise Vorschädigungen während des Transports und der Herstellung der Proben entstanden sind oder ob durch die Bändchen eine mechanische Unterstützung der Zellen auftritt, konnte im Rahmen des Projektes nicht genauer untersucht werden. Bei 1000 Pa gibt es keine signifikanten Unterschiede zwischen den verschiedenen Bändchenanzahlen, hier gibt es bei allen Proben sowohl ganze als auch stark defekte Zellen.

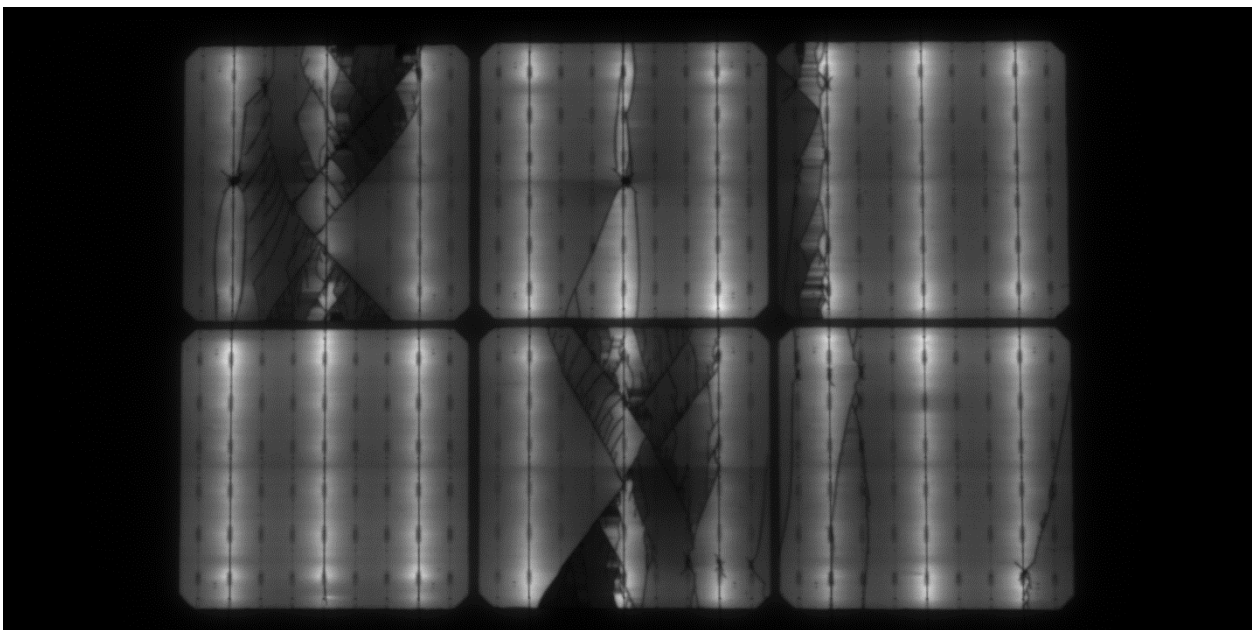


Abbildung 37: 3 BB VZ nach 400Pa 100 Zyklen ML

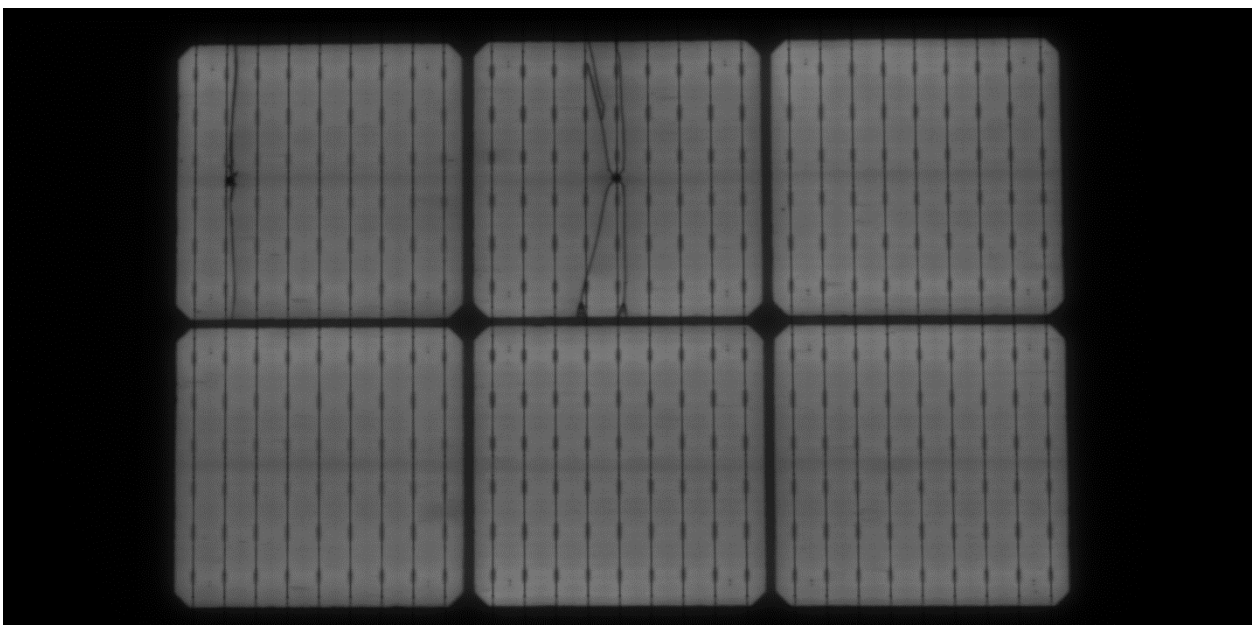


Abbildung 38: 9 BB VZ nach 400Pa 100 Zyklen ML

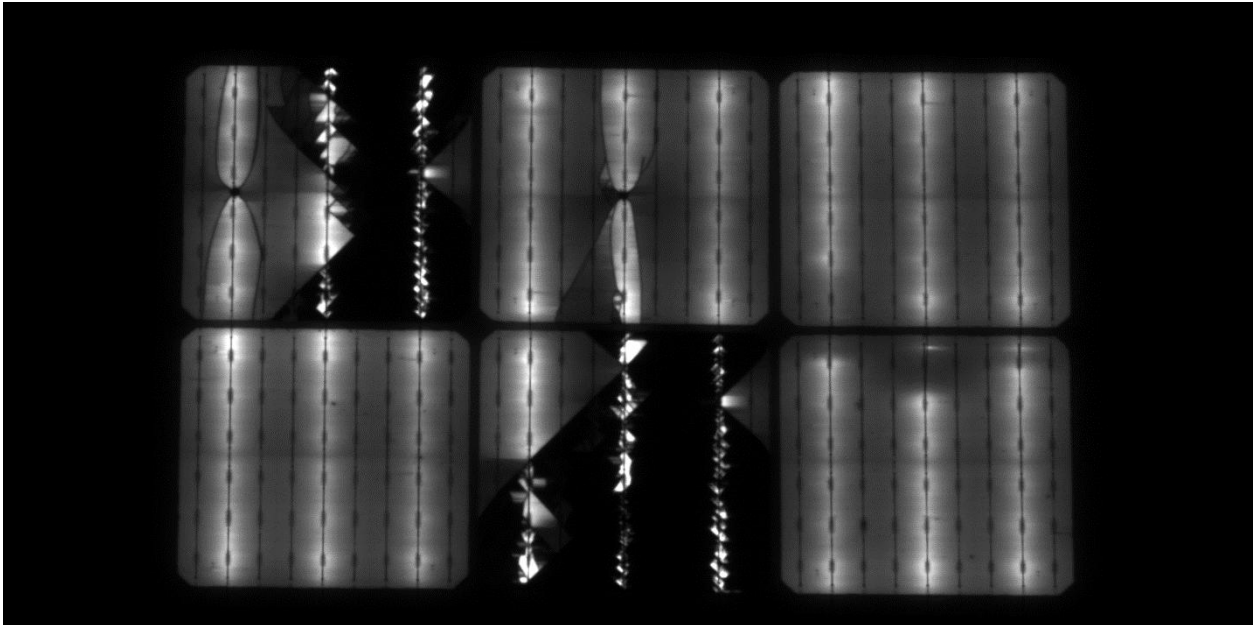


Abbildung 39: 3BB VZ nach 1000Pa 100 Zyklen ML

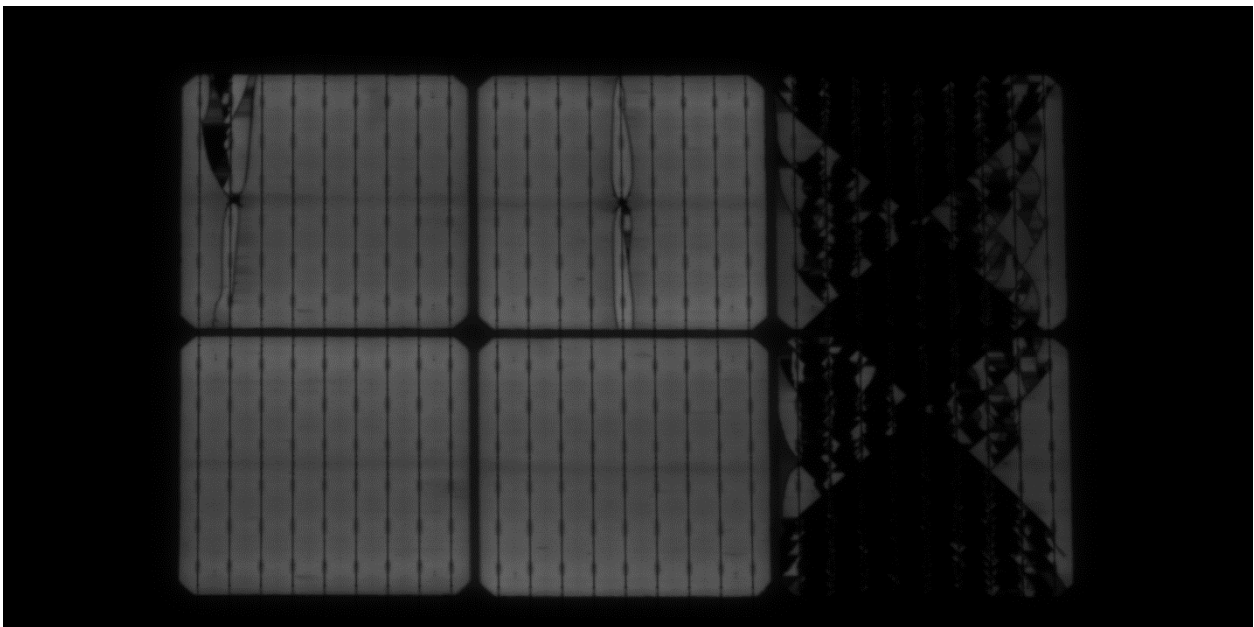


Abbildung 40: 9BB VZ nach 1000Pa 100 Zyklen ML

Betrachtet man das Experiment im Hinblick auf das Risswachstum, decken sich die experimentalen Ergebnisse mit denen der Simulation. In den Zellen wurden zwei Vorschädigungen eingebracht, eine Mittig in einer der mittleren Zellen sowie eine am Rand einer äußeren Zelle. Die mittlere Vorschädigung liegt somit in dem Bereich der Simulation mit der höchsten Spannung, die am Rand befindliche Vorschädigung befindet sich in einem Bereich mit geringerer simulierter Spannung. Der am Rand befindliche Riss ist in der Regel weniger stark gewachsen als der in der Mitte befindliche. Dies ist gut in Abbildung 41 und Abbildung 42 zu erkennen.

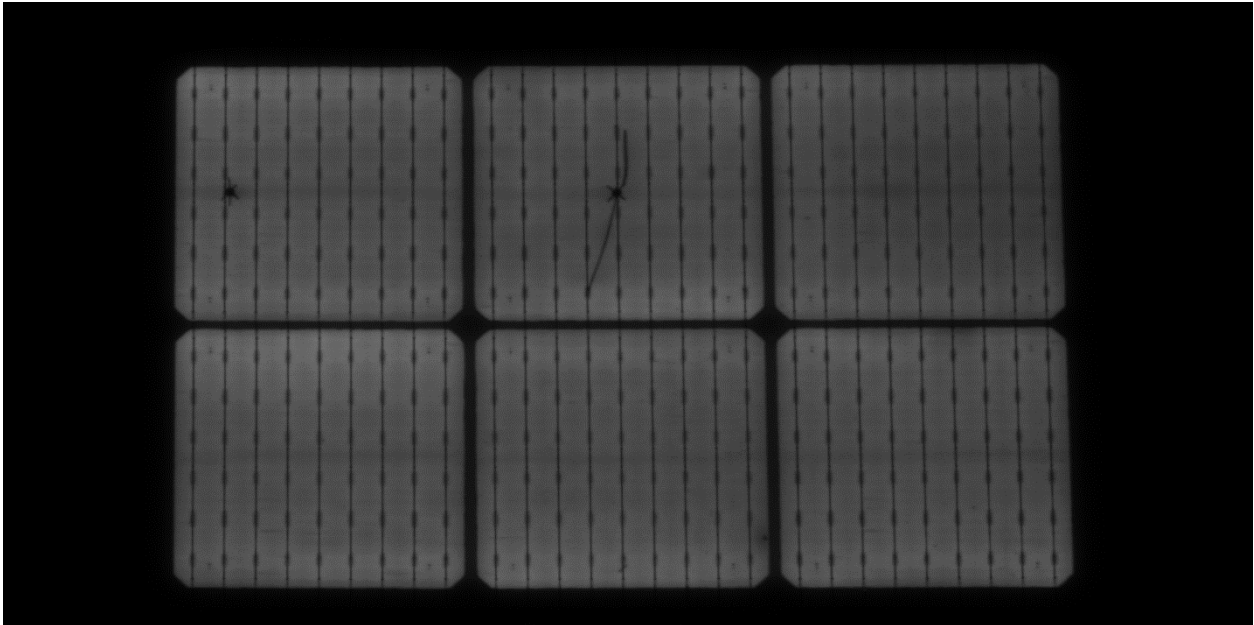


Abbildung 41: 9 BB VZ (Probe PVRISVZ0909) nach Risserzeugung

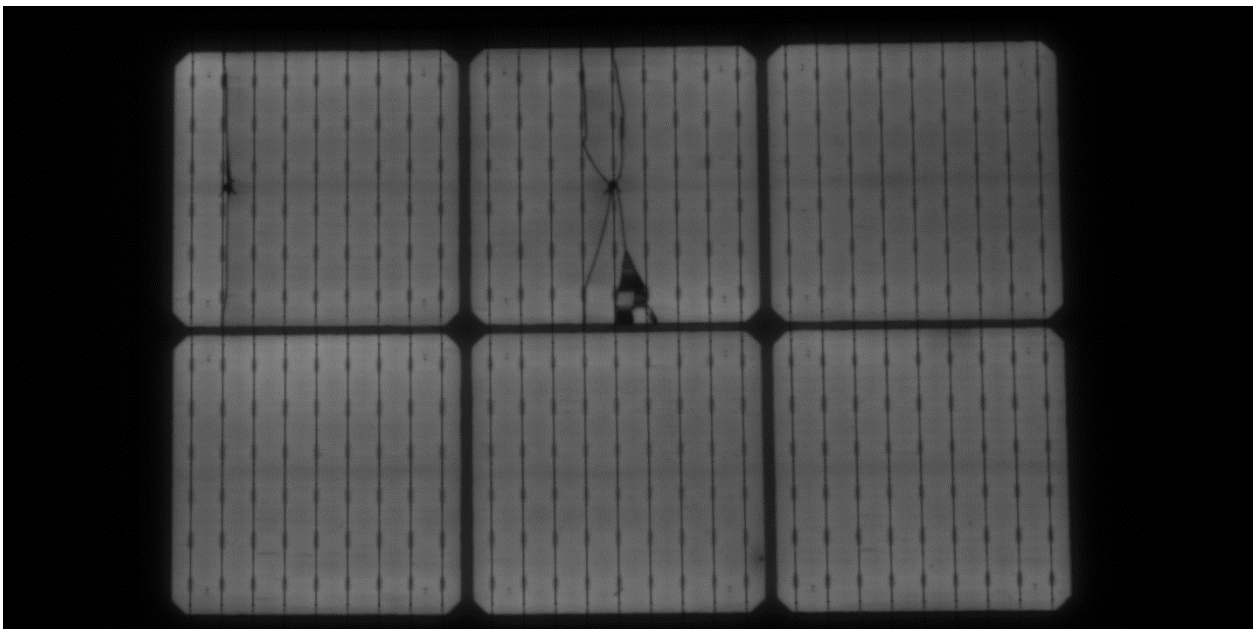


Abbildung 42: 9 BB VZ (Probe PVRISVZ0909) nach ML 400 Pa 100 Zyklen

4.6 AP 6: Standardisierung

[illegible]

Kurze Aufgabenbeschreibung/ Lösungsweg: Mittels der Arbeiten der AP 2 bis AP 5 wird ein standardisiertes Vorgehen zur Bewertung von Zellrissen in Siliziumsolarzellen erarbeitet. Folgende Inhalte soll der Normentwurf abdecken: 1. Beschreibung der minimalen Anforderungen an das verwendete Messmittel (Kamera, Netzteile, Auflösung etc.), Bild- und Datendokumentation 2. Detaillierter Fehlerkatalog mit a. Beschreibung der Rissstrukturen b. Bewertung des Fehlerbildes c. Mögliche Ursachen und Langzeitschäden 3. Handlungsempfehlungen Input: Arbeiten der APs 2 bis 5 Output: IEC-TS NWIP mit dem Inhalt zu Minimalanforderungen für EL Messungen (Labor und Feld), einem Detaillierten Fehlerkatalog inklusive der Bewertung beobachteten Zellrisse Vorab Handlungsempfehlung/ Vornorm in deutscher Sprache
Aufgaben des Fraunhofer CSPs: • Mitarbeit an nationaler und internationaler Normung und Standardisierung (DKE/IEC)
• Mitwirken beim Zusammentragen der Anforderungen
• Erstellen des deutschen Entwurfs des Fehlerkatalogs, der Kritikalität und möglichen Handlungsempfehlungen als VDE Anwendungsregel und/oder IEC NWIP (Mitarbeit IEC 62446-4, update/ Ergänzung IEC 63109, IEC 63202)

4.6.1 Mitarbeit in internationalem IEC TC 82 WG Gremium und national im DKE.

Während der Projektlaufzeit wurde über den Stand der Tätigkeiten regelmäßig auf nationaler (DKE) und internationaler Seite informiert.

Auf nationaler Seite wurde bei den AK 373.0.10 Treffen unter TOP (5.4.3) Normungsarbeiten / National (DKE/VDE/DIN) berichtet. Das Projekt wurde im März 2023 vorgestellt und der Arbeitskreis halbjährig zum Fortschritt informiert. Beim Treffen am 20.02.2025 wurde über die Publikation der VDE SPEC 90031 final berichtet.

International wurde von unterschiedlichen Partnern das Projekt vorgestellt und über den Stand berichtet.

- IEC TC 82 WG 2: April 2023, Nice (HIERN + QCELLS)
- IEC TC 82 WG 2: 21. bis 25. April 2024 in Doha (HIERN + QCELLS)
- IEC TC 82 WG 2: 21. - 24. Oktober in Xi’An (QCELLS)

4.6.2 Erfolgreiche Publikation der VDE SPEC 90031 am 06.01.2025

Federführend durch das Fraunhofer CSP wurde die VDE SPEC erstellt. Grundlage waren die Tätigkeiten aus den vorangegangenen Arbeitspaketen und der kontinuierliche Austausch mit der Industrie (Hersteller, Gutachter, Prüflabore). Die Erstellung des Dokuments durchlief 2024 mehrere Iterations-schleifen und wurde einmal im DKE Verteiler zirkuliert, um Rückmeldungen aus der Industrie zu erhalten, sowie durch einen zusätzlichen Workshop im August 2024. Das finale Ergebnis ist als VDE-SEPC 90031 am 06.01.2025 in Englisch publiziert worden und so direkt international verfügbar.

Das Dokument ist frei verfügbar und unter dem Link im Anhang abrufbar (Stand Juni 2025).

Seit 2024 laufen auch auf IEC-Ebene Tätigkeiten einen entsprechenden Katalog zu erstellen. Das laufende Projekt wird als IEC 62446-4 geführt. Qcells und Fraunhofer CSP sind im Projektteam vertreten.

Anmerkung: Handlungsempfehlungen hinsichtlich erlaubter Anzahl von Auffälligkeiten konnten keinen Konsensus innerhalb des Konsortiums, aber auch aus anderen Gesprächen heraus, nicht erreicht werden. Als Startpunkt für weitere Diskussionen und zur Dokumentation der Komplexität ist eine Tabelle in den Publikationen [33][34] enthalten.

- [33] B. Jaeckel, M. Pander, P. Schenk, A. Linsenmeyer, J. Kirch, „Nomenclature and description of EL observations: cell cracks and other findings“, 41th EUPVSEC, 2024, 10.4229/EUPVSEC2024/3AV.3.32
- [34] B. Jaeckel, M. Pander, P. Schenk, A. Linsenmeyer, J. Kirch, “Nomenclature and description of Electro-Luminescence (EL) observations: cell cracks and other observations“, EPJ Photovoltaics 15, 44 (2024)

5 Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse

5.1 Erreichte Verwertung im Verlauf des Projekts

Durch die gewonnenen Ergebnisse und die Zusammenarbeit im Konsortium konnte die VDE SPEC 90031 erarbeitet werden. Diese wird als englisch sprachiges Dokument über den VDE kostenlos der PV-Industrie zur Verfügung gestellt. Dies unterstützt aktuell schon die Projektarbeiten zur IEC 62446-4 (Photovoltaic (PV) system - Requirements for testing, documentation and maintenance - Part 4: Photovoltaic modules and plants - Outdoor electroluminescence imaging)

Die wissenschaftlich-technischen Ergebnisse und der Hintergrund der VDE SPEC wurden auf IEC TC 82 WG2 Meetings, sowie im K373 in der nationalen Normung, sowie auf Fachtagungen präsentiert (siehe Abschnitt 4.1). Insgesamt wurden 5 Beiträge veröffentlicht. Die VDE SPEC dient als Referenz für die Auswertung von EL-Auffälligkeiten in aktuellen und kommenden F&E- und Industrieprojekten.

5.2 Weitere Verwertung im Anschluss an das Projekt

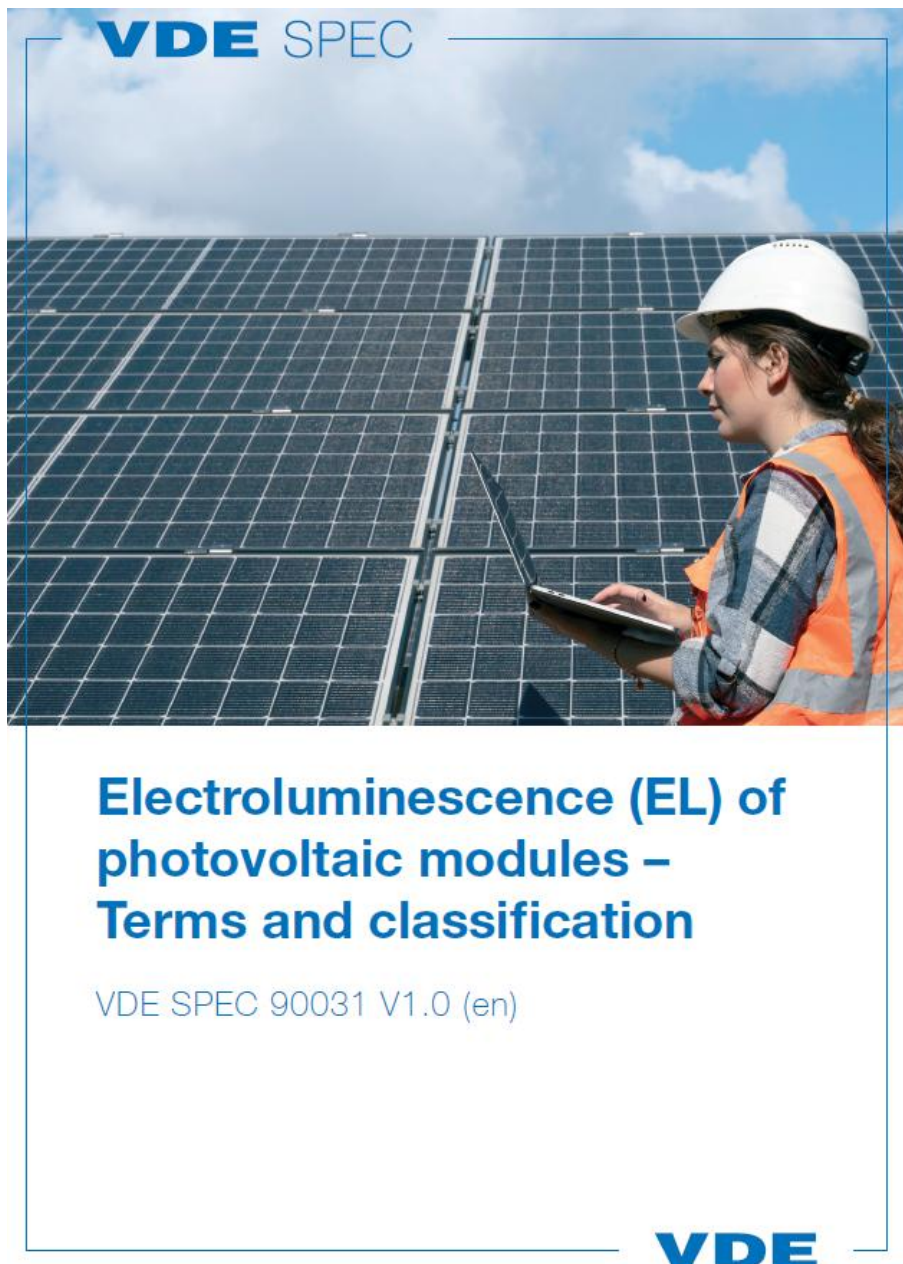
Die gewonnene Expertise wird für weitere Projektakquise verwendet werden. Die klare Nomenklatur basierend auf der VDE SPEC 90031 hilft bei der Bezeichnung von Auffälligkeiten in Reports und erhöht direkt das Verständnis. Durch die Erkenntnisse und die VDE SPEC können Auffälligkeiten klarer dokumentiert werden und machen Bewertungen im Allgemeinen nachvollziehbar.

Die Federführung in der Erstellung der VDE SPEC und der gewonnen Erkenntnisse erhöht die Präsenz und Attraktivität des Fraunhofer CSP in der PV-Industrie sowie als Ansprechpartner für technische und normative Fragestellungen.

6 Anlagen – VDE SPEC 90031

VDE SPEC Electroluminescence (EL) of photovoltaic modules – Terms and classification

VDE SPEC 90031 V1.0 (en) – Version Januar 2025



Download link:

<https://www.vde.com/resource/blob/2365012/8bc17275702467e182f9b4d05849bdc5/vde-spec-90031-v1-0-en---electroluminescence--el--of-photovoltaic-modules---terms-and-classification--data.pdf>