

Lichtinduzierte Degradationseffekte an Photovoltaikmodulen bei erhöhten Temperaturen – Ein Vergleich von Prüfmethoden

Esther Fokuhl, Paul Gebhardt, Tayyab Naeem, Alexandra Schmid, Daniel Philipp

Fraunhofer Institut für Solare Energie Systeme, Freiburg

Abstract

„Light and elevated Temperature Induced Degradation“ (LeTID) ist ein relativ neuer Degradationseffekt, der zu signifikanter Degradation von PERC-Modulen im Feld führen kann. Im Gegensatz zu dem bekannteren Mechanismus „Boron-Oxygen Light Induced Degradation“ (BO-LID) tritt der Effekt nur bei erhöhten Temperaturen auf und der Degradationsprozess kann sich unter Feldbedingungen über Jahre erstrecken. Für Modulprüfungen ergeben sich durch die LeTID-Kinetik vergleichsweise zeitaufwendige Prüfabläufe. Am TestLab PV Modules des Fraunhofer ISE wurde eine gängige LeTID-Prüfmethode, welche auch für den neuen Standard der Normenreihe IEC 61215 vorgeschlagen wurde, mit Ergebnissen eines Schnelltests verglichen. Der Schnelltest scheint für die Bewertung der LeTID-Sensitivität multikristalliner PERC-Module mit geringerem Prüfaufwand geeignet zu sein. Insbesondere bei monokristallinen Technologien besteht jedoch ein hohes Risiko, dass nicht die gesamte feldrelevante Degradation detektiert wird. Erste Ergebnisse eines Freifeld-Teststands in Freiburg im Breisgau zeigen die Relevanz von LeTID für den Ertrag von Photovoltaikanlagen in Deutschland.

1. Einleitung

1.1 Lichtinduzierte Degradation (LID)

Der Begriff „Lichtinduzierte Degradation“ (LID) beschreibt verschiedene Degradationsmechanismen, die durch eine Beleuchtung der Zelle mit einer Photonenenergie oberhalb der Bandlücke oder eine externe Vorwärtsspannung hervorgerufen werden. Im Fall von kristallinen Silizium-Photovoltaikmodulen ist der bekannteste Effekt „Bor-Sauerstoff-LID“ (BO-LID) und tritt hauptsächlich an monokristallinen Modulen auf, deren Zellen aus im Czochralski-Verfahren hergestellten Ingots gewonnen wurden. Durch die Aktivierung von BO-Defekten nimmt während der ersten Stunden unter Licht die Rekombination von Minoritätsladungsträgern zu, wodurch typischerweise der Kurzschlussstrom und die Leerlaufspannung abnehmen [1]. Es existieren bereits Verfahren zur Stabilisierung der BO-Defekte [2], welche bei der Herstellung handelsüblicher Photovoltaikmodule angewandt werden können. Eine Anfangsdegradation durch BO-LID kann in Ertragsprognosen während der Planungsphase einer Photovoltaikanlage berücksichtigt werden. Somit ist BO-LID ein kalkulierbares Problem.

1.2 Light and elevated Temperature induced Degradation (LeTID)

Einen relativ neuen Effekt stellt „Light and elevated Temperature Induced Degradation“ (LeTID) dar. Im Jahr 2012 entdeckten Ramspeck et al. [3] bei Light-Soaking Experimenten unter erhöhten Temperaturen ungewöhnlich hohe Degradation an multikristallinen „Passivated Emitter and Rear Contact“ (PERC)-Solarzellen, welche nicht durch bekannte Effekte wie BO-LID erklärt werden konnte. Da der Effekt nur bei Temperaturen oberhalb von 50 °C beobachtet wurde, bekam er später die Bezeichnung LeTID. In der wissenschaftlichen Fachliteratur wurde von signifikanten Leistungsverlusten im Bereich von 7 % berichtet [4] und Ergebnisse aus Labortests lassen Verluste im Bereich von 10 % und höher möglich erscheinen. Im Gegensatz zu BO-LID verläuft die Degradation deutlich langsamer, wodurch es im Anlagenbetrieb je nach Standort Jahre dauern kann, bis die maximale Degradation erreicht ist [4]. Betroffene Technologien sind nicht nur multikristalline PERC-Solarzellen (Multi-PERC)

sondern auch Zellen auf Basis von monokristallinem Silizium (Mono-PERC) sowie „Aluminium Back Surface Field“ (Al-BSF) Solarzellen, wenn auch letztere in geringerem Ausmaß.

Auch wenn die Ursachen für die Degradation noch nicht vollständig bekannt sind, wurde bereits Wasserstoff als eine Komponente für die Defektbildung identifiziert [5]. Weiterhin wird LeTID stark durch die Prozessbedingungen, wie die maximale Feuerungstemperatur, Heiz- und Kühlrampen und Annealing beeinflusst [6–8]. Eine Minimierung der Degradation durch Anpassung der Prozessbedingungen erscheint daher möglich.

1.3 Bekannte Zustandswechsel bei LeTID

Die Degradation wird bei LeTID wie auch bei BO-LID durch eine Generation von Überschussladungsträgern ausgelöst. Dies kann entweder durch Beleuchtung oder eine extern angelegte Vorwärtsspannung geschehen, weshalb auch von CID für „Carrier Induced Degradation“ gesprochen werden kann. Im Fall von LeTID findet die Degradation nur bei $T > 50\text{ °C}$ statt. Für die Geschwindigkeit der Degradation wurde eine Arrhenius-Abhängigkeit festgestellt [9]. Weiterhin besteht eine lineare Abhängigkeit der Degradationsgeschwindigkeit zur Anzahl der injizierten Ladungsträger, welche in direktem Zusammenhang mit der Spannung im Arbeitspunkt der Zelle steht [10]. Nach Abschluss der Degradationsphase kann unter denselben Bedingungen Regeneration beobachtet werden (siehe Abb. 1), welche zur nahezu vollständigen Rückgewinnung der ursprünglichen Leistung führen kann [11]. Auch der Regenerationsprozess ist Temperatur- und Injektionslevel-abhängig, findet jedoch im Vergleich zur Degradation deutlich langsamer statt. Werden Ladungsträger bei niedrigen Temperaturen (z.B. $T = 25\text{ °C}$) injiziert, kann dies zu Erholungseffekten von aktiven Defekten und somit Leistungsrückgewinn führen, dieser Zustand ist jedoch nicht stabil [12].

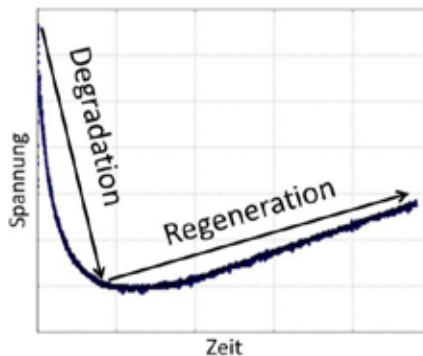


Abb. 1: Typischer Verlauf der Spannung während eines Indoor LeTID-Tests, bewusst ohne Skala dargestellt

2. LeTID-Indoor-Prüfungen

2.1 Testbedingungen

Da LeTID nur bei erhöhten Temperaturen auftritt und im Gegensatz zu BO-LID unter Feldbedingungen langsam voranschreitet, handelt es sich bei LeTID-Tests um beschleunigte Prüfungen. Die beschleunigenden Faktoren sind dabei die Zelltemperatur und das Injektionslevel, welches durch die Spannung beeinflusst wird. Der aktuelle Prüfstandard IEC 61215-2:2016 beinhaltet noch keine LeTID-Prüfprozedur. Für den neuen Standard IEC 61215-2 wurde jedoch ein Entwurf für den Test „MQT 23“ (Module Quality Test 23) untersucht, welcher auf einem Vorschlag von Hanwha Q CELLS basiert [11] und auf welchen nachfolgend mit der Bezeichnung „IEC-Entwurf“ referenziert wird. Bei diesem Test werden die Ladungsträger statt mit einer Lichtquelle durch Bestromung im Dunklen injiziert. Die gewählte Stromstärke beträgt $I_{SC-IMPP}$, wodurch die anliegende Vorwärtsspannung in der Nähe von U_{MPP} liegt. Die Modultemperatur wird in einer Klimakammer auf 75 °C geregelt. Im Anschluss an den

Degradationstest folgt im Normenvorschlag ein stärker beschleunigter LeTID-Regenerationstest bei 85 °C und I_{sc} . Im Rahmen dieser Arbeit wird nur auf die Bedingungen des Degradationstests Bezug genommen.

Am TestLab PV Modules des Fraunhofer ISE wurde weiterhin ein beschleunigter Test bei einer Modultemperatur von 85 °C und der Stromstärke I_{MPP} durchgeführt. Dieser wird nachfolgend als „Schnelltest“ bezeichnet.

Nachfolgend werden Ergebnisse, welche mit den Prüfbedingungen des IEC-Entwurfs sowie dem Schnelltest am TestLab PV Modules an kommerziellen Modulen verschiedener Hersteller generiert wurden, vorgestellt und miteinander verglichen. Unter Berücksichtigung der maximalen Temperaturdifferenzen im stationären Zustand waren die Prüfbedingungen:

- IEC-Entwurf: 75 °C ± 3 K, I_{sc} - I_{MPP}
- Schnelltest: 85 °C ± 7 K, I_{MPP}

Die relativ hohe Angabe für die Temperaturabweichungen im Schnelltest ist auf zwei Testintervalle zurückzuführen, in denen die maximale Modultemperatur aufgrund der hohen Stromstärke bis zu 91,5 °C betrug. In den meisten Testintervallen konnte die Modultemperatur im stationären Zustand auf 85 ° ± 3 K geregelt werden.

Änderungen in der Modulleistung wurden in regelmäßigen Zwischenmessungen im CalLab PV Modules bei Standardtestbedingungen mit einer relativen Messunsicherheit von 1,8 % und einer Langzeitreproduzierbarkeit unter ± 0,5 % festgestellt.

2.2 Ergebnisse

Die relativen Leistungsänderungen kommerzieller Photovoltaikmodule unterschiedlicher Hersteller während eines LeTID-Tests mit den Prüfbedingungen des IEC-Entwurfs (75 °C, I_{sc} - I_{MPP}) sind in Abb. 2 dargestellt. In den Vergleich wurden Module der Zelltechnologien Mono-PERC, Multi-PERC, Cast-Mono-PERC und Al-BSF aufgenommen. In der Abbildung kennzeichnen volle und halb gefüllte Symbole derselben Form Module des gleichen Typs. Der Test führt bei allen getesteten Modulen zu Degradation mit einem für LeTID typischen zeitlichen Verlauf. Während der Prüfdauer zeigen die Mono-PERC-Module mit maximalen Leistungsverlusten von -2,0 % bis -3,7 % eine geringere Empfindlichkeit als die untersuchten Multi-PERC-Module (-3,8 % bis -7,7 %). An je einem Modul der Mono-PERC Typen B und C wird nach 648 h bzw. nach 810 h keine weitere Leistungsabnahme festgestellt. Es kann angenommen werden, dass für diese beiden Module das Degradationsmaximum erreicht wurde und weitere Prüfintervalle zu einer langsamen Regeneration führen würden. Bei allen anderen getesteten Modulen führt jedes Intervall bis zum Testende nach 861 h bzw. nach 972 h zu weiterer Degradation.

Im Schnelltest bei 85 °C und I_{MPP} werden an multikristallinen PERC-Modulen die in Abb. 3 (links) dargestellten relativen Leistungsänderungen erreicht. Ergebnisse von Multi-PERC-Modultypen, von denen auch Ergebnisse bei anderen Prüfbedingungen existieren sind in der Abbildung blau (IEC-Entwurf) bzw. orange (Freifeld-Test) dargestellt. Durch die Beschleunigung kann bei allen getesteten Multi-PERC-Modulen nach spätestens 300 h Prüfdauer der Beginn der Regenerationsphase beobachtet werden. Die maximal festgestellte Degradation variiert zwischen -1,5 % (Typ P) und -9,2 % (Typ G). Unter den langsameren Prüfbedingungen wurden für zwei Module von Typ G nach 972 h maximale Leistungsänderungen von -6,2 % und -7,7 % gemessen (vgl. Abb. 2). Da das Degradationsmaximum in dem langsamen Test vermutlich noch nicht erreicht war, ist es wahrscheinlich, dass bei weiteren Prüfintervallen das empfindlichere Modul des Typs G einen vergleichbaren Leistungsverlust zeigen wird, wie die beiden Module in dem Schnelltest.

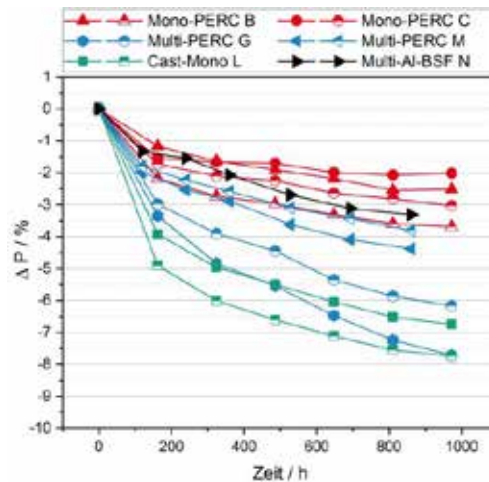


Abb. 2: Relative Änderungen der STC-Leistung kommerzieller Photovoltaikmodule während einer LeTID-Prüfung bei 75 °C, $I_{SC-I_{MPP}}$

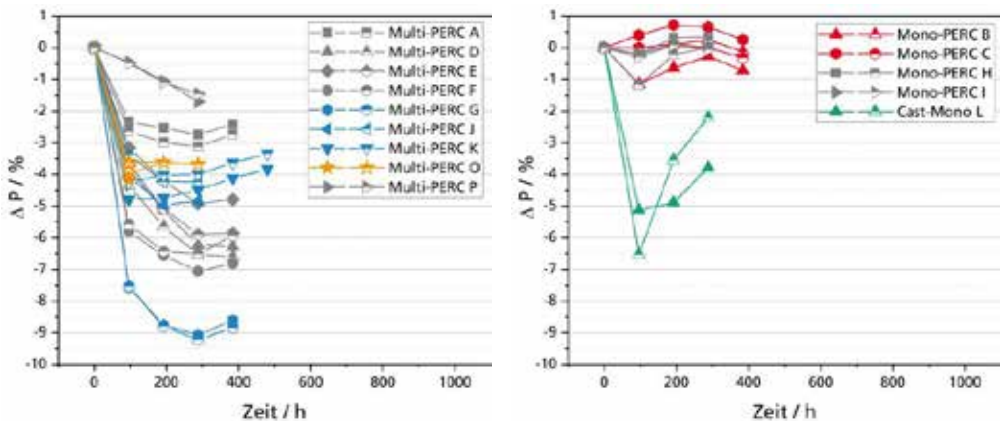


Abb. 3: Relative Änderungen der STC-Leistung kommerzieller multikristalliner PERC-Photovoltaikmodule (links), sowie monokristalliner PERC-Module und Cast-Mono-PERC-Module (rechts) während einer LeTID-Prüfung bei 85 °C, I_{MPP}

Abb. 3 (rechts) zeigt Ergebnisse von Mono-PERC und Cast-Mono-PERC Modulen im LeTID-Schnelltest bei 85 °C und I_{MPP} . Die Temperatur der Module vom Typ Cast-Mono L erreichte im zweiten Prüfindervall aufgrund des injizierten Stroms einen Wert von ca. 94 °C. Da die maximale Leistungsdifferenz bereits nach dem ersten Prüfindervall gemessen wurde, werden die Ergebnisse dennoch in den Vergleich aufgenommen. Mit -5,1 % und -6,5 % liegen die Werte für die maximalen Leistungsverluste etwas unterhalb der maximalen Degradation in dem langsamen Test (vgl. Abb. 2). Die während des Tests in-situ gemessene Vorwärtsspannung, welche benötigt wird, um den gewünschten Strom von I_{MPP} zu erreichen (nicht abgebildet) zeigte im ersten Testintervall ein Minimum nach ca. 20 h. Es kann also angenommen werden, dass für diesen Modultyp die maximale Degradation bereits während des ersten Prüfindervalls erreicht wurde und bei höherer Auflösung der Zwischenmessungen ein größerer Leistungsverlust festgestellt worden wäre. Im Vergleich mit den untersuchten Multi-PERC-Modulen zeigt der Modultyp Cast-Mono L eine signifikant höhere Beschleunigung der Degradation und Regeneration im Schnelltest.

Bei den getesteten Mono-PERC-Modulen wurde bei 85 °C und I_{MPP} keine signifikante Degradation festgestellt. Die maximalen Leistungsverluste von -1,1 % und -1,2 % wurden an zwei Modulen der Typen B und H in der ersten Zwischenmessung nach 96 h Prüfdauer gemessen. Die während des Tests in-situ gemessene Vorwärtsspannung lieferte in diesem Fall keinen Hinweis auf signifikante Degradation während des ersten Prüfintervalls. Da monokristalline Module der Typen B und C unter den Prüfbedingungen des IEC-Entwurfs höhere Degradation im Bereich von -2,1 % bis -3,7 zeigten (vgl. Abb. 2), wird angenommen, dass durch die Erhöhung des Injektionslevels und der Temperatur die Regeneration so stark beschleunigt wurde, dass weniger Degradation erreicht wurde.

2.3 Schlussfolgerungen

Aufgrund der langen Zeitdauer ist es nicht praktikabel, mit den Prüfbedingungen des IEC-Normen-Entwurfs die gesamte Degradationskurve eines Moduls bis zum maximalen Leistungsverlust abzubilden, um die Sensitivität eines Modultyps gegenüber LeTID zu bewerten. Ein Stopp-Kriterium kann die maximale Prüfzeit reduzieren, könnte jedoch je nach Degradationsgeschwindigkeit zu einer Über- oder Unterbewertung einzelner Modultypen führen.

Eine Erhöhung der Temperatur und des Stroms auf 85 °C und I_{MPP} führt zu einer Beschleunigung, die es bei multikristallinen PERC-Modulen ermöglicht, innerhalb von 300 h das Degradationsmaximum zu erreichen. Erste Vergleiche weisen darauf hin, dass für Multi-PERC-Technologien mit beiden Methoden vergleichbare Ergebnisse für die maximale Degradation erreicht werden können. Bei monokristallinen PERC-Modulen konnte mit den Bedingungen des Schnelltests keine signifikante Degradation festgestellt werden. Als Grund wird eine zu starke Beschleunigung des Regenerationsprozesses vermutet.

Die Ergebnisse zeigen unter den Multi-PERC-Modulen verschiedener Hersteller eine hohe Varianz. Wir schließen daraus, dass einzelne Modulhersteller bereits in der Lage sind, durch eine Anpassung ihrer Prozesse Verluste durch LeTID zu begrenzen. Die teilweise sehr hohen Verluste zeigen die hohe Relevanz von LeTID-Prüfungen auf Modulebene. Die getesteten monokristallinen PERC-Module zeigen einen Trend zu niedrigerer Degradation als multikristalline Technologien. Ein möglicher Grund für diesen Trend ist die Anwendung von BO-LID-Stabilisierungsprozessen während der Herstellung, die auch die Degradation durch LeTID verringern können [13].

3. LeTID-Freifeld-Test

3.1 Aufbau



Abb. 4: Installierte Module auf dem Tracker (links); Isolation der Rückseite eines der beiden Module (rechts) [14]

Zwei multikristalline PERC-Module vom Typ Multi-PERC O sind seit April 2019 auf einem Dach des Fraunhofer ISE in Freiburg im Breisgau auf einem zweiachsigen Tracker der PSE AG installiert (siehe Abb. 4, links). Um eine höhere Modultemperatur zu erreichen wurde ähnlich wie in [11] die Rückseite eines der beiden Module unter Verwendung von Styrofoam™ und Kupferklebefolie thermisch isoliert (siehe Abb. 4, rechts). Beide Module werden durch ein MPP-Tracking-System in ihrem Punkt maximaler Leistung betrieben. Die Modultemperaturen werden mit jeweils drei PT-100 Sensoren aufgezeichnet. Weiterhin werden die Einstrahlung und die Windgeschwindigkeit gemessen.

3.2 Ergebnisse der ersten fünf Monate

Eine Häufigkeitsverteilung der mittleren Modultemperatur (Mittelwert der Messwerte der drei Sensoren) der installierten Module während des Zeitraums 18.04.2019 bis 01.10.2019 ist in Abb. 5 links dargestellt. Durch die thermische Isolierung der Modulrückseite ist die Anzahl der Stunden, in der die Modultemperatur größer als 60 °C ist, deutlich höher als bei dem frei hinterlüfteten Modul (528 h vs. 43 h). An beiden Modulen betrug die Modultemperatur während mehr als 800 h 40 °C oder höher. Wie Abb. 5 rechts entnommen werden kann, führt die höhere Modultemperatur des isolierten Modules zu einer schnelleren Degradation. Nach 151 Tagen auf dem Tracker zeigen die beiden Module relative Leistungsänderungen von -3,0 % und -4,6 %. Die Degradation des isolierten Moduls ist somit bereits nach fünf Monaten im Freifeld höher als der im LeTID-Schnelltest gemessene maximale Leistungsverlust von -4,2 %. Auch die Degradation des nicht isolierten Moduls erscheint im Vergleich zu Literaturwerten vom Standort Thalheim relativ hoch [4]. Ein möglicher Grund für die vergleichsweise schnelle Degradation im Freifeld-Test ist der Zeitraum der Exposition. Da die Module im April installiert wurden, stammen die bisherigen Ergebnisse aus dem wärmsten Zeitraum des Jahres. Weiterhin ist es möglich, dass der Schnelltest bei dem vorliegenden Modultyp nicht die gesamte feldrelevante Degradation auflösen konnte.

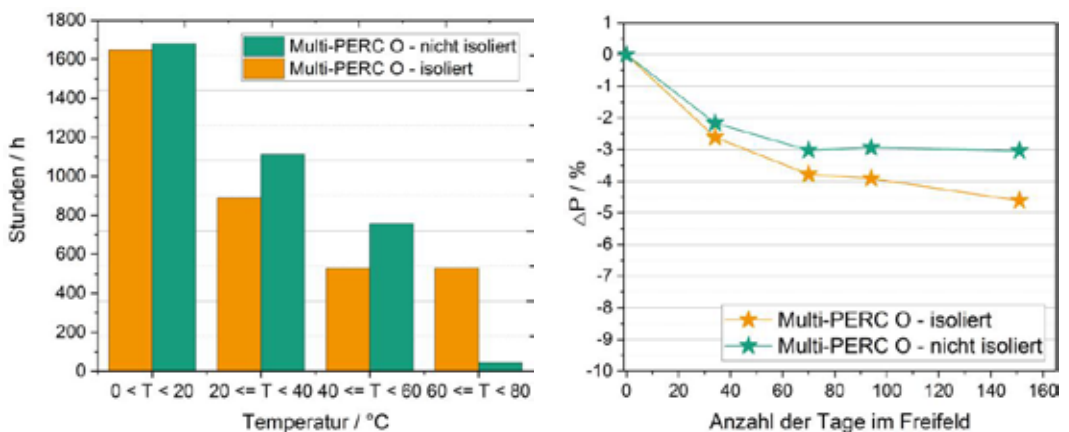


Abb. 5: Häufigkeitsverteilung der mittleren Modultemperatur des isolierten und des nicht isolierten Moduls auf dem Tracker (links); Relative Leistungsänderungen der auf dem Tracker montierten Multi-PERC Module während Freifeld-Exposition (rechts); Zeitraum: 18.04.2019 bis 01.10.2019 [14]

4. Zusammenfassung und Ausblick

LeTID kann an kommerziell erhältlichen PERC-Modulen zu signifikanter Degradation im Feld führen. Ergebnisse aus Laborprüfungen im TestLab PV Modules des Fraunhofer ISE zeigen eine hohe Varianz der Empfindlichkeit verschiedener Modultypen mit einem Trend zu geringerer Sensitivität von

monokristallinen Technologien. Dieser Trend sollte unter Berücksichtigung der Anzahl verschiedener Modultypen nicht für den gesamten Markt verallgemeinert werden.

Ein am TestLab PV Modules untersuchter Schnelltest, mit dem bei 85 °C und einer Dunkelbestromung mit I_{MPP} die maximale Degradation innerhalb von 300 h erreicht werden kann, scheint bei multikristallinen PERC-Modulen für eine Bewertung der LeTID-Sensitivität geeignet zu sein. Bei monokristallinen Technologien besteht jedoch ein hohes Risiko, nicht die gesamte feldrelevante Degradation zu detektieren. Eine mögliche Alternative, welche eine geringere Beschleunigung gegenüber den Bedingungen des IEC-Entwurfs (75 °C, $I_{SC} - I_{MPP}$) darstellt, wird aktuell am TestLab PV Modules untersucht. Bei dieser Prüfmethode wird nur die Temperatur auf 85 °C erhöht, während das Injektionslevel durch eine Bestromung mit $I_{SC} - I_{MPP}$ annähernd gleich gehalten wird, wie bei den langsameren Prüfbedingungen.

Erste Ergebnisse eines LeTID-Freifeld-Teststands zeigen die hohe Relevanz von LeTID für den Ertrag im Anlagenbetrieb. Während der kommenden Wintermonate ist bei niedrigen Außentemperaturen bei gleichzeitiger Bestrahlung mit Erholungseffekten zu rechnen. Der Freifeld-Test wird weiter fortgeführt und möglicherweise in Zukunft um weitere Modultypen erweitert.

5. Literaturverzeichnis

- [1] J. Lindroos, H. Savin, *Sol Energ Mat Sol C* **2016**, *147*, 115 – 126.
DOI: 10.1016/j.solmat.2015.11.047.
- [2] A. Herguth, G. Schubert, M. Kaes, G. Hahn, 940 – 943. DOI: 10.1109/WCPEC.2006.279611.
- [3] K. Ramspeck, S. Zimmermann, H. Nagel, A. Metz, Y. Gassenbauer, B. Birkmann, A. Seidl **2012**. DOI: 10.4229/27THEUPVSEC2012-2DO.3.4.
- [4] F. Kersten, F. Fertig, K. Petter, B. Klöter, E. Herzog, M. B. Strobel, J. Heitmann, J. W. Müller, in *Proceedings of the 7th International Conference on Crystalline Silicon Photovoltaics (SiliconPV 2017)* **2017**.
- [5] T. Niewelt, F. Schindler, W. Kwapil, R. Eberle, J. Schön, M. C. Schubert, *Prog Photovolt Res Appl* **2018**, *26* (8), 533 – 542. DOI: 10.1002/pip.2954.
- [6] R. Eberle, W. Kwapil, F. Schindler, S. W. Glunz, M. C. Schubert, *Energy Procedia* **2017**, *124*, 712 – 717. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.09.082.
- [7] C. E. Chan, D. N. R. Payne, B. J. Hallam, M. D. Abbott, T. H. Fung, A. M. Wenham, B. S. Tjahjono, S. R. Wenham, *IEEE J. Photovoltaics* **2016**, *6* (6), 1473 – 1479.
DOI: 10.1109/JPHOTOV.2016.2606704.
- [8] C. Chan, T. H. Fung, M. Abbott, D. Payne, A. Wenham, B. Hallam, R. Chen, S. Wenham, *Sol. RRL* **2017**, *1* (2), 1600028. DOI: 10.1002/solr.201600028.
- [9] D. Bredemeier, D. Walter, J. Schmidt, *Sol Energ Mat Sol C* **2017**, *173*, 2 – 5.
DOI: 10.1016/j.solmat.2017.08.007.
- [10] W. Kwapil, T. Niewelt, M. C. Schubert, *Sol Energ Mat Sol C* **2017**, *173*, 80 – 84.
DOI: 10.1016/j.solmat.2017.05.066.
- [11] F. Kersten, P. Engelhart, H.-C. Ploigt, A. Stekolnikov, T. Lindner, F. Stenzel, M. Bartzsch, A. Szpeth, K. Petter, J. Heitmann, J. W. Müller, *Sol Energ Mat Sol C* **2015**, *142*, 83 – 86.
DOI: 10.1016/j.solmat.2015.06.015.
- [12] F. Kersten, P. Engelhart, H.-C. Ploigt, F. Stenzel, K. Petter, T. Lindner, A. Szpeth, M. Bartzsch, A. Stekolnikov, M. L. D. Scherff, J. Heitmann, J. W. Mueller, in *31st European PVSEC: Proceedings of the 31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition* **2015**.
- [13] F. Fertig, R. Lantsch, A. Mohr, M. Schaper, M. Bartzsch, D. Wissen, F. Kersten, A. Mette, S. Peters, A. Eidner, J. Cieslak, K. Duncker, M. Junghänel, E. Jarzembowski, M. Kauert, B. Faulwetter-Quandt, D. Meißner, B. Reiche, S. Geißler, S. Hörnlein, C. Klenke, L. Niebergall, A. Schönmann, A. Weihrauch, F. Stenzel, A. Hofmann, T. Rudolph, A. Schwabedissen, M. Gundermann, M. Fischer, J. W. Müller, D.J.W. Jeong, *Energy Proced* **2017**, *124*, 338 – 345.
DOI: 10.1016/J.EGYPRO.2017.09.308.
- [14] T. Naeem, Degradation and Regeneration of Crystalline Silicon Photovoltaic Modules under Elevated Temperature and Carrier Injection, *Master Thesis*, Hochschule Anhalt **2019**.