

## Untersuchung von Degradationsmechanismen an bifacialen Photovoltaikmodulen

**Sven Münter, Viktor Wesselak, Sebastian Voswinckel, Lukas Gerstenberg**  
Hochschule Nordhausen, Institut für Regenerative Energietechnik (in.RET)

### Abstract

In diesem Artikel werden beschleunigte Alterungstests hinsichtlich potentialinduzierter Degradation (PID) an bifacialen Photovoltaikmodulen beschrieben. Die Halbleiterschichten der untersuchten PV-Module sind aus kristallinen p-Typ Silizium auf Basis der PERC (Passivated Emitter Rear Contact) Zelltechnologie gefertigt. Bei den dargestellten Versuchen handelt es sich um Bias Damp Heat Tests (BDH), die in einer Klimakammer durchgeführt wurden. Während der Testdurchläufe wurden die Module mit einer extern angelegten Spannung von -1000 V beaufschlagt. Simultan wurden verschiedene Kontaktierungssituationen (Rahmen, Frontverglasung, Rückverglasung) realisiert und hinsichtlich des Auftretens von PID untersucht. Betrachtet werden zwei Testdurchläufe mit unterschiedlichen Belastungssituationen. Während des ersten Testdurchlaufes wurde eine konstante Temperatur von 60°C und eine relative Luftfeuchtigkeit von 85% nach DIN EN 62804 eingehalten. In einem zweiten Testdurchlauf wurde eine Temperatur von 85°C und eine relative Luftfeuchtigkeit von 85% gewählt.

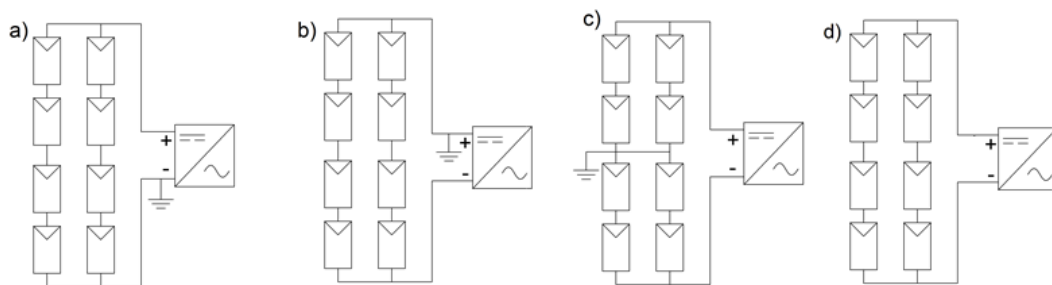
### 1. Einleitung

Der rentable Betrieb von Photovoltaikanlagen bedingt sich aus einer Kombination geringer Stromgestehungskosten sowie im Vorfeld prognostizierbaren Energieerträgen. Photovoltaikmodule sind während ihres Lebenszyklus diversen Einflüssen, welche zu einer Leistungsminderung führen können, ausgesetzt. Die zu erwartenden Leistungsminderungen gilt es im Vorfeld bestmöglich zu prognostizieren. Neben Klimafaktoren wie Sonneneinstrahlung, Temperaturwechseln und Feuchtigkeit treten in Kombination systembedingte Degradationsmechanismen in Erscheinung. Diese auf einer Spannung gegen Erde basierenden Belastung wird als potentialinduzierte Degradation (PID) bezeichnet. Aufgrund der Systemspannung zwischen den beiden Polen eines Modulstrangs und in Abhängigkeit der Erdungssituation besteht zwischen den Modulen eines Stranges und der geerdeten Peripherie eine Potentialdifferenz. In Folge des Potentialunterschiedes kann es zum Auftreten von Leckströmen zwischen den aktiven Schichten der Photovoltaikmodule und der Peripherie kommen. Es wird vermutet, dass ein direkter Zusammenhang zwischen Leckstrom und Leistungsverlust existiert [1, 2]. Im Folgenden werden die Zusammenhänge, welche zu potentialinduzierten Degradationserscheinungen führen, sowie die Ergebnisse beschleunigter Alterungsuntersuchungen dargestellt.

#### 1.1 Potentialdifferenzen

In Abhängigkeit der elektrischen Verschaltung der Gleichstromseite eines Solargenerators sind Potentialunterschiede von  $\pm 1000$  V zwischen den geerdeten Montagestrukturen sowie den aktiven Halbleiterschichten der PV-Module möglich. Das Vorzeichen und die Höhe der Potentialdifferenz ist abhängig von der eingesetzten Wechselrichtertopologie und der Systemspannung des Solargenerators. Bei transformatorlosen Wechselrichtern ist die Polarität und Form des Potentials bauartbedingt vorgegeben. Eine Übersicht der möglichen Potentiale kann [7] entnommen werden. Bei Wechselrichtern mit Transformator kann das sich einstellende Potential durch die Ausführung der betrieblichen Erdung beeinflusst werden. Es wird unterschieden zwischen einpolig geerdeten Solargeneratoren und Solargeneratoren mit Mittelpunkterdung.

Abb.1 zeigt exemplarisch unterschiedliche Ausführungen der Generatorerdung, a) negative Generatorerdung, b) positive Generatorerdung, c) Mittelpunktserdung und d) ungeerdet. Wird am positiven Pol des Solargenerators geerdet, haben sämtliche Module der Anlage ein negatives Potential gegenüber Erde. Wird hingegen am negativen Pol der Anlage geerdet, führen die Module der Anlage ein positives Potential gegenüber Erde. Das maximale Potential, in Höhe der gesamten Systemspannung gegenüber der geerdeten Aufständigung der Module, lässt sich dabei an dem ungeerdeten Anschluss des Solargenerators nachweisen.



**Abb. 1: Möglichkeiten zur Erdung eines Solargenerators. a) negative Generatorerdung, b) positive Generatorerdung, c) Mittelpunktserdung, d) ungeerdet**

Die Mittelpunktserdung beschreibt eine Erdung in der Mitte des Solargenerators, die Potentiale sind auch hier klar definiert. Der Anlagenteil ausgehend von dem positiven Pol führt ein positives Potential gegenüber Erde, der Anlagenteil abgehend von dem negativen Pol führt ein negatives Potential gegenüber Erde. Der maximale Potentialunterschied entsteht somit immer an dem letztplatzierten Modul eines Stranges, ausgehend von der Generatorerdung. In der ungeerdeten Ausführung entspricht das Potential, welches an den Generatorpolen gegen Erde gemessen werden kann, in der Regel jeweils der halben positiven und negativen Strang- beziehungsweise Systemspannung.

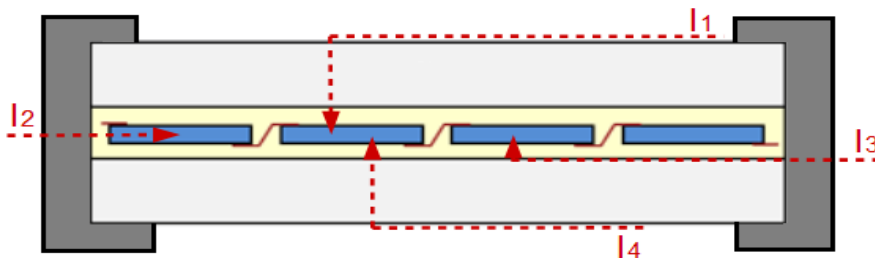
## 1.2 Potentialinduzierte Degradation

Erste Forschungen hinsichtlich des Auftretens von potentialinduzierten Degradationserscheinungen wurden bereits in den 1970 Jahren durchgeführt. Zu Beginn der Untersuchungen wurde als ausschlaggebender Mechanismus hinsichtlich der Degradation an kristallinen Photovoltaikmodulen eine reversible Polarisation der Zelloberflächen („surface polarization“) festgestellt [3]. Die Polarisation der Oberfläche führt zu der Ausbildung eines elektrischen Feldes, welches der Raumladungszone entgegenwirkt und sich in einer vermehrten Rekombination von Ladungsträgern bemerkbar macht. Weitere Untersuchungen führten zu dem Ergebnis, dass eine Diffusion von Natriumionen aus den die Zellen umgebenden Solarglas ebenfalls als Degradationsmechanismus wirkt. Diese Diffusionsbewegungen treten in Folge eines negativen Potentials, welches die aktiven Schichten des Moduls gegen Ihre Umgebung führen, auf. Die diffundierten Natriumionen führen zu der Bildung von Defektstellen in den Halbleiterschichten der Module. Diese entstandenen Defektstellen führen zur Bildung von Shunts, welche in einer Verringerung der Modulausgangsleistung sichtbar werden. Ein bestehender Ansatz zur Vermeidung des Leistungsverlustes ist das nächtliche Anlegen einer Spannung mit umgekehrtem Potential. Ziel dieser Gegenspannung ist die Umkehr der Diffusionsbewegungen der Natriumionen. Verschiedene Wechselrichter-Hersteller bieten bereits technologische Lösungen an, die eine Umkehrung des elektrischen Potentials über die Nacht ermöglichen, um dem Auftreten von PID entgegenzuwirken [4]. Abhängig von der Polarität der aktiven Schichten eines Solargenerators treten unterschiedliche Degradationsmechanismen in Erscheinung. Die im Vorigen beschriebenen Effekte beziehen sich alleinig auf negative Potentiale der aktiven Schichten gegen ihre Umgebung. Wird jedoch ein positives Potential gegenüber der Umgebung des Solargenerators realisiert, kann dies, wie in der Literatur beschriebene Testreihen gezeigt haben, zu Materialkorrosionen führen. Nach [4] konnten in Laborunter-

suchungen (BDH-Test) Schädigungen der silberhaltigen Busbars, sowie der Verkapselungsfolie festgestellt werden. Als Mechanismus für die Schädigung der silberhaltigen Kontaktfinger wird die Ionisierung des Silbers in Folge des wirkenden Potentials vermutet. Die Korrosion der Busbars äußert sich in einem erhöhten Serienwiderstand der Module. Die Schädigung der Verkapselungsfolie wird durch eine Reaktion des korrodierten Silbers und der Verkapselung erklärt, welche zu Säurebildung zwischen den beteiligten Komponenten führt [5, 6]. In Folge der wirkenden Potentialdifferenzen stellt sich ein Stromfluss  $I$  ein. Dieser Strom wird als Leckstrom bezeichnet. Da direkte Zusammenhänge zwischen der Höhe des Anlagenpotentials und der in Erscheinung tretenden Degradationserscheinungen nachgewiesen werden konnten, wird angenommen, dass der Leckstrom als Indikator für das Voranschreiten der Degradation herangezogen werden kann. Dazu wird aus der Integration des Leckstroms die übertragende Ladungsmenge  $Q$  mit dem auftretenden Leistungsverlust korreliert.

$$Q = \int_{t_0}^t I dt \quad (1)$$

Die Leckströme können über unterschiedliche Pfade in die aktiven Schichten eines Photovoltaikmoduls fließen. Bei denen im Test untersuchten Modulen handelt es sich um Module, die in einem Glas/Glas Aufbau gehalten sind. Somit ergeben sich für die betrachtete Technologie vier wesentliche Leckstrompfade (vgl. Abb. 2).



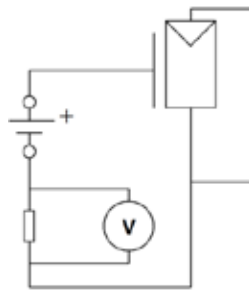
**Abb. 2: Hauptleckstrompfade an einem bifacialen Glas/Glas Modul**

Der Strom  $I_1$  fließt hierbei über das Frontglas und die Verkapselungsfolie in die Halbleiterschicht des Moduls. Dieser Strompfad wird für eine feuchte Oberfläche als dominant angesehen, wie es bei Niederschlagsereignissen der Fall ist. Der Strompfad zugehörig zu  $I_2$  führt von den Rahmen des Moduls durch die Verkapselungsfolie in die Halbleiterschicht. Strompfad  $I_3$  führt über den Rahmen und die Grenzschicht von Glas und Verkapselungsfolie zu den Halbleiterschichten. Strompfad  $I_4$  führt über die Rückverglasung des Moduls und die Verkapselungsfolie in die Halbleiterschicht des Moduls. Dieser Strompfad tritt besonders bei einer feuchten Rückseite in Erscheinung. Insbesondere am Morgen, bei niedrigen Temperaturen, hoher Luftfeuchte und Sonneneinstrahlung auf der Frontseite wird von einer Dominanz dieses Strompfades ausgegangen. Durch die Erwärmung der Frontseite in Folge der Sonneneinstrahlung verdampft das Wasser auf der Vorderseite, wohingegen die Rückseite noch weitestgehend mit einem Wasserfilm bedeckt ist.

## 2. Versuchsaufbau

Bei den durchgeführten Tests handelt es sich um so genannte Bias Damp Heat Tests. Hierbei werden Photovoltaikmodule über einen definierten Zeitraum einer konstanten Luftfeuchte und Temperatur ausgesetzt. Des Weiteren wird eine Spannung zwischen den kurzgeschlossenen Modulanschlüssen und den Rahmen beziehungsweise der Front- und Rückverglasung angelegt.

In dem Versuchsaufbau wurden zwei verschiedene Belastungssituationen gewählt. In einem ersten Testdurchlauf wurde in Anlehnung an die in der Norm DIN EN 62804 geforderten Testparameter zur Bestimmung der PID-Anfälligkeit von Photovoltaikmodulen eine Temperatur von 60°C und eine rel. Luftfeuchte von 85% (60/85) gewählt. Während des Tests wurden drei Module in den zuvor aufgeführten Kontaktierungsvarianten (Rahmen, Rück- und Frontverglasung) mit einer Spannung von -1000 V beaufschlagt und über einen Zeitraum von 96 Stunden belastet. Als Referenz zu denen mit einer Spannung beaufschlagten Modulen wurde ein weiteres Modul ohne externe Spannungsbeaufschlagung dem Test hinzugefügt. In einem folgenden Testlauf wurden die Testparameter auf 85/85 erhöht und die Testdauer auf 120 Stunden verlängert. Während der Testdurchläufe wurden die übertragenen Ströme separat in einem Intervall von 11 Sekunden mittels indirekter Strommessung über einen Shunt Widerstand gemessen.



**Abb. 3: Schaltplan Spannungsbeaufschlagung PID-Test**

Der Versuchsaufbau wurde in einer Klimakammer realisiert. Zur Simulation der Potentialdifferenzen wurden Hochspannungsmodule eingesetzt, welche ausgangsseitig eine konstante Gleichspannung von -1000 V erbringen. Die Spannung wurde erst bei konstanten Umgebungsbedingungen zugeschaltet. Der Versuchsaufbau ist in Abb. 3 schematisch dargestellt. Die Kontaktierung des Front- beziehungsweise Rückglases wurde mittels einer vollflächigen Kontaktierung durch aufliegende Stahlplatten realisiert.

### 3. Ergebnisse

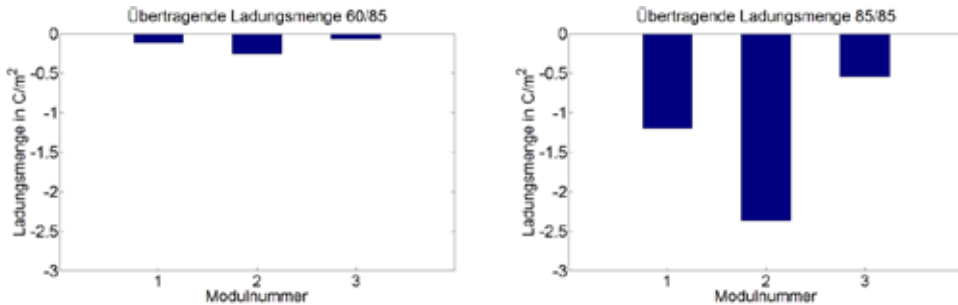
Zur Evaluierung der einsetzenden Degradation dienen im Vor- und Nachhinein aufgenommene Strom-Spannungs-Kennlinien mit Blick auf die signifikanten Kenngrößen (MPP, Füllfaktor,  $I_{sc}$ ,  $U_{oc}$ ) der betrachteten Module. Diese Kenndaten werden den übertragenden Ladungsmengen in  $Q/m^2$  während der Versuchsdurchläufe gegenübergestellt. Im Folgenden werden die untersuchten Module mit Modul 1-4 bezeichnet. Tab.1 sind die Modulnummern mit zugehöriger Kontaktierung zu entnehmen.

**Tab. 1: Zuordnung Modulnummern und Kontaktierung**

Modul	Kontaktierung
Modul 1	Frontglas
Modul 2	Rückglas
Modul 3	Rahmen
Modul 4	Referenz

### 3.1 Ladungsmenge als Indikator für PID

Aufgrund der unterschiedlichen Umgebungstemperatur während der beiden Testreihen ist ein deutlicher Unterschied der übertragenen Ladungsmenge in Abb. 4 zu erkennen.



**Abb. 4: Übertragene Ladungsmengen während BDH-Test mit einer Temperatur von 60°C und einer relativen Luftfeuchtigkeit von 85% (links) sowie bei einer Temperatur von 85°C und 85% relativer Luftfeuchtigkeit (rechts)**

Die übertragene Ladungsmenge des 85/85 Tests ist um den Faktor zehn höher als die übertragene Ladungsmenge des 60/85 Testdurchlaufes. In beiden Tests führt die Kontaktierung des Rückglases zu der höchsten übertragenen Ladungsmenge. In Tab. 2 sind die prozentualen Leistungsverluste bezogen auf den MPP vor und nach dem 60/85 Testlauf und die zugehörigen übertragenden Ladungsmengen zu entnehmen.

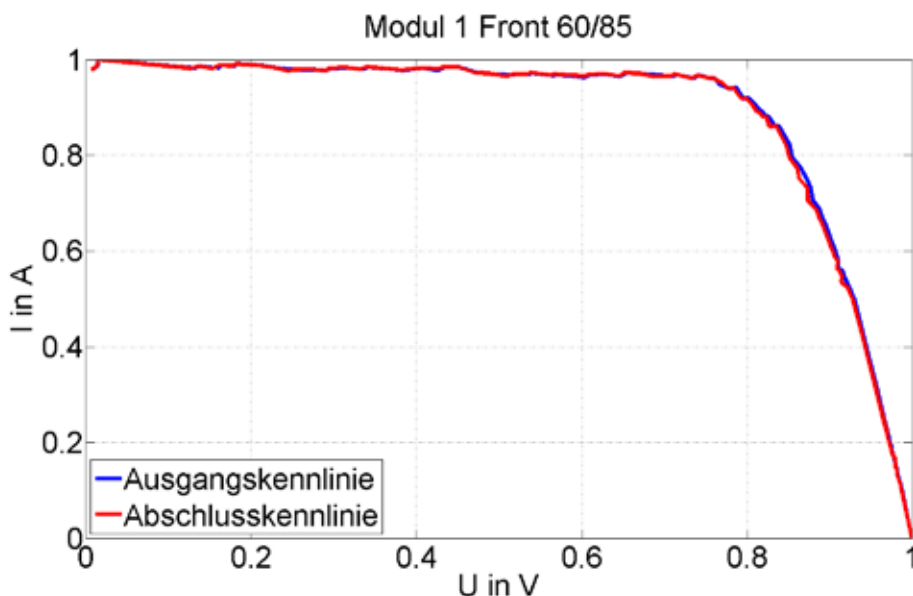
**Tab. 2: Gegenüberstellung des Leistungsverlustes und den übertragenden Ladungsmengen 60/85 Test**

Modul	$\Delta P$ in % (60/85)	Ladungsmenge in C/m <sup>2</sup>
Modul 1 Front	-2,74	-0,111
Modul 2 Front	-2,25	-0,257
Modul 3 Front	-1,56	-0,679
Modul 4 Front	+0,24	-
Modul 1 Back	-2,33	-0,111
Modul 2 Back	-1,47	-0,257
Modul 3 Back	-1,83	-0,679
Modul 4 Back	+0,85	-

Aus den generierten Ergebnissen ist ersichtlich, dass es keine direkte Korrelation zwischen der Höhe der übertragenen Ladung und dem auftretenden Leistungsverlust besteht. Der eingetretene Leistungsverlust in Folge der Frontkontaktierung von Modul 1 zeigt in beiden Tests die höchsten Werte. Jedoch ist die übertragene Ladung um den Faktor 2 geringer als die übertragene Ladung, welche in Folge der rückseitigen Kontaktierung des Moduls 2 übertragen wurde. Sämtliche gemessenen Leistungsminderungen sowie die Anstiege der Ausgangsleistung des Referenzmoduls Modul 4 liegen im

Bereich der Messunsicherheiten. Somit sind die erzielten Messwerte nicht belastbar und sollen an dieser Stelle lediglich als Orientierung verstanden werden.

Abb. 5 zeigt exemplarisch die normierte Strom-Spannungs-Kennlinien des 60/85 Testlaufes und das Einsetzen der Degradation auf der der Frontseite des Moduls 1.



**Abb. 5: Normierte Strom-Spannungs-Kennlinie Modul 1**

Aus den dargestellten Verlauf der Strom-Spannungs-Kennlinien in Abb. 5 lässt sich das Verhalten der Degradationserscheinungen, welches im Zuge des 60/85 Test zu beobachten waren erkennen. Die beobachtete Degradation äußerte sich einheitlich durch eine geringe Minderung des MPP und des Füllfaktors. Des Weiteren ist hervorzuheben, dass bei allen beobachteten Untersuchungen keine Veränderung des Kurzschlussstroms oder der Leerlaufspannung zu erkennen waren.

#### 4.Zusammenfassung und Ausblick

Zusammenfassend ist festzustellen, dass die untersuchten Module folglich den Anforderungen nach DIN EN 62804 eine ausreichende Beständigkeit gegenüber PID aufweisen. Die in der Norm geforderten Prüfbedingungen verlangen einen 96 stündigen 60/85 Test mit einer Spannungsbeaufschlagung von -1000 V mittels Rahmenkontakt. Die geforderten Annahmekriterien besagen, dass zwischen Anfangs- und Abschlussmessung die maximale Degradation 5% betragen darf. Die ermittelten Werte für das untersuchte Modul 3 mit Rahmenkontaktierung lagen während beider Testdurchläufe unter den von der Norm geforderten Maxima. Des Weiteren ist festzustellen, dass die Höhe des Leistungsverlustes nicht mit der Höhe der Leckströme korreliert. Modul 2, welches in die höchsten Leckströme aufweist, zeigt nicht die quantitativ höchsten Leistungseinbußen. Modul 1 hingegen, welches mit einer Frontseitenkontaktierung versehen wurde, zeigt bei signifikant niedrigeren Leckströmen im Vergleich zu Modul 2 höhere Leistungseinbußen. Daraus lässt sich die Fragestellung ableiten, ob der Leckstrompfad für die Höhe der auftretenden Degradationserscheinungen entscheidender ist als die übertragende Ladung. Aus den gewonnenen Daten lässt sich nicht eindeutig ableiten, in wie weit der Leckstrompfad Auswirkungen auf das Verhältnis von Front- zu Rückseitenleistungsminderung hat.

Die durchgeführten Tests mit vollflächiger Kontaktierung, welche zu messbaren Degradationserscheinungen geführt haben, stellen extreme Bedingungen dar, welche in der Praxis nicht dauerhaft erreicht werden. Das Ziel folgender Untersuchungen wird sein, das Auftreten von PID in Freifeldversuchen darzustellen. Hierbei gilt es, den Fokus auf die Verifizierung der Praxisrelevanz der Laboruntersuchungen zu legen. Zu diesem Zweck wird ein Freifeldversuchsstand errichtet, an dem weitere Untersuchungen hinsichtlich PID an bifacialen Photovoltaikmodulen erfolgen werden. Zu dem werden weitere Klimakammertest mit kürzeren Intervallen zur Bestimmung der Degradationsrate folgen. Hinsichtlich der stark variierenden Unterschiede der Ausprägung der Degradation zwischen beiden betrachteten Testläufen werden weitere Untersuchungen folgen. Dabei ist insbesondere die Frage zu klären, inwieweit eine bestimmte Ladungsmenge übertragen werden muss bis erste Degradationserscheinungen auftreten.

### 5. Danksagungen

Dieses Projekt wird von der Europäischen Union (ESF) und dem Freistaat Thüringen (Thüringer Ministerium für Wirtschaft, Wissenschaft und Digitale Gesellschaft) kofinanziert.

### 6. Literaturverzeichnis

- [1] Voswinckel, S; Manz, P.; Schmidt, C.; Wesselak, V.; Fokuhl, E.; Trautmann, B.: Analysis of Leakage Currents in Accordance to the mounting Situation of amorphous silicon Solar Modules under Outdoor Climate Conditions. In: Proceedings of the 28<sup>th</sup> European Solar Energy Conference and Exhibition, 2013
- [2] Voswinckel, S; Manz, P.; Schmidt, C.; Wesselak, V.: Investigation of leakage currents depending on the mounting situation in accordance to amorphous silicon modules. In: Energy Procedia, 2013
- [3] AE Solar Energy: Understanding Potential Induced Degradation, Advanced Energy Industries, 2014
- [4] Brecl, K; Bokalic, B.; Topic, M.: Examination of Photovoltaic Silicon Module Degradation Under High-Voltage Bias and Damp Heat by Electroluminescence
- [5] Del Cueto, J.; Rummel, S.: Degradation of Photovoltaic Modules Under High Voltage Stress in the Field. In: Proceedings SPIE, 2010
- [6] Hacke, P.; Nederland, S.: Characterization of Multicrystalline Silicon Photovoltaic Modules with System Bias Testing. In: Proceedings 25<sup>th</sup> EUPVSEC, 2010
- [7] Wesselak, V.; Schabbach, T.; Link, T.; Fischer, J.: Handbuch Regenerative Energietechnik. 3. Auflage, erweiterte und überarbeitete Auflage. Springer, Heidelberg 2017
- [8] Baehr, M; Lauer, K: Analysis of activation energies and decay-time constants of potential-induced degraded crystalline silicon solar cells. In: 5th International Conference on Silicon Photovoltaics, 2015