

Ich bedanke mich recht herzlich bei

... Herrn Prof. Dr.-Ing. Mirko Bodach, Herrn Dipl.-Ing. Herrn Björn Veit und Herrn Dipl.-Ing. Denny Ehrler von der FH Zwickau für die wissenschaftliche Betreuung.

... allen weiteren Mitarbeitern der FH Zwickau, besonders bei Herrn Prof. Dr.-Ing. Hans-Dieter Schnabel, Frau Dr.-Ing. Helga Stemmler sowie Frau Dr.-Ing. Kristina Maurer für die Beratung bei chemisch-technischen Fragen sowie Bereitstellung der verwendeten Lösungen.

... der Firma Roth & Rau AG aus Hohenstein-Ernstthal für die Bereitstellung der Solarzellen, durchgeführten Messungen und insbesondere bei Herrn Dipl.-Ing. Heiko Mehlich für die fachliche Betreuung des Projekts.

... bei meiner Familie und meiner Freundin für das Verständnis und die Unterstützung während meiner Studienzeit.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	4
Tabellenverzeichnis.....	8
Kurzzeichenverzeichnis	9
Abkürzungsverzeichnis	10
Chemische Verbindungen	11
1 Einleitung	12
2 Theoretischer Hintergrund	15
2.1 Photovoltaikanlagen	15
2.2 Solarmodule.....	15
2.3 Solarzellen	16
2.3.1 Aufbau kristalliner Solarzellen.....	17
2.3.2 Elektrische Beschreibung von Zellparametern.....	19
2.3.3 Wirkungsgrad und Füllfaktor	21
2.3.4 Einfluss der Zelltemperatur	22
2.4 Wechselrichtereinheit	22
2.5 Potentialinduzierte Degradation	25
2.5.1 Erklärung des Effekts	25
2.5.2 Auswirkungen auf die I-U-Kennlinie von Solarzellen.....	27
2.5.3 PID-Stresstests.....	28
2.5.4 Einflussfaktoren auf Anlagenebene.....	31
2.5.5 Einflussfaktoren auf Modulebene.....	32
2.5.6 Einflussfaktoren auf Zellebene.....	34
2.5.7 Einfluss von Temperatur und Feuchte.....	37
2.5.8 Regeneration degradierter Module	37
3 Umsetzung der Aufgaben.....	40
3.1 Ideen zu neuen PID-Stresstests für kristalline Solarzellen und deren Umsetzung.....	40

3.1.1	Verwendete Solarzellen.....	42
3.1.2	Beschreibung des Hochspannungstestfeldes	42
3.1.3	Beschreibung der erzeugten elektrischen Felder	44
3.1.4	Verwendete Lösungen	48
3.1.5	Ablauf der PID-Stresstests	50
3.1.6	Durchgeführte PID-Stresstests	50
3.2	Entwicklung und Aufbau eines Versuchsstandes zur PID-Bewertung von Solarzellen	52
3.2.1	Bestrahlung der Solarzelle.....	53
3.2.2	Kontaktierung der Solarzelle.....	57
3.2.3	Kühlung der Solarzelle	59
3.2.4	Verwendete Messtechnik.....	61
3.2.5	Auswertung der Messdaten	63
4	Ergebnisse	69
4.1	Fehlerbetrachtung und Verbesserungsmöglichkeiten des Versuchsstandes zur PID-Bewertung von Solarzellen	69
4.2	Ergebnisse der durchgeführten PID-Stresstests	73
4.3	Diskussion der Versuchsergebnisse	77
5	Zusammenfassung und Ausblick	78
	Literaturverzeichnis.....	80
	Anhang A Abbildungsverzeichnis Anhang.....	83
	Anhang B Berechnung des Serien- und Parallelwiderstands einer Solarzelle	85
	Anhang C Messwerte der durchgeführten Versuche.....	87
	Anhang D CD-Rom.....	94

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Nachgeführte Photovoltaikanlage	10
Abbildung 2: Aufbau eines Solarmoduls mit kristallinen Solarzellen	11
Abbildung 3: Aufbau kristalliner Solarzellen.....	15
Abbildung 4: Aufbau einer n-Typ Rückseitenkontaktzelle von Sunpower.....	16
Abbildung 5: Erweitertes Ersatzschaltbild einer Solarzelle	17
Abbildung 6: I-U-Kennlinien für das vereinfachte Modell einer Solarzelle	17
Abbildung 7: Einfluss des Serienwiderstandes R_S auf den Verlauf der I-U-Kennlinie einer Solarzelle	18
Abbildung 8: Einfluss des Parallelwiderstande R_P auf den Verlauf der I-U-Kennlinie einer Solarzelle	19
Abbildung 9: Verlauf der I-U und P-U-Kennlinie mit MPP	19
Abbildung 10: Temperaturabhängigkeit der I-U-Kennlinie von Solarzellen	20
Abbildung 11: Schaltbild eines Wechselrichters mit B2-Brückenschaltung und Niederspannungstransformator	21
Abbildung 12: Schaltbild eines Multistringwechselrichters mit B2-Brückenschaltung ohne Transformator	21
Abbildung 13: Änderung des Spannungspotentials der Solarzellen in Abhängigkeit der Modulposition im String bei Verwendung von Wechselrichtern ohne Transformator und mit Transformator.....	23
Abbildung 14: Degradationsmodell von Schott Solar.....	24
Abbildung 15: Verlauf der Leakageströme zum Ladungsausgleich an einen Solarmodul mit p-Typ Solarzellen.....	25
Abbildung 16: Links: Veränderung der I-U-Kennlinie bei fortschreitender Degradation; Rechts: Lineare Abhängigkeit zwischen Leitwert und Stromstärke bei verschiedenen von PID betroffenen Solarzellen	25
Abbildung 17: Thermographie (DLIT) der Zelloberfläche mit lokaler Veränderung des Parallelwiderstands durch PID. Die Metallkontakte sind teilweise	

grün markiert	26
Abbildung 18: Testaufbau zur Degradation durch Koronaentladungen.....	27
Abbildung 19: Thermographische Aufnahmen (DLIT) von zwei durch Koronaentladung degradierten Solarzellen und einer im Feldtest degradierten Solarzelle	28
Abbildung 20: Thermografie des gelb markierten Bereichs einer Photovoltaikanlage	30
Abbildung 21: Thermografie eines Solarmoduls nach einem Freiland PID-Stresstest	32
Abbildung 22: Durch TOF-SIMS ermittelte Ionenkonzentration an einer PID geschädigten Solarzelle und einer unbeschädigten Referenzzelle	33
Abbildung 23: Degradationsgrad in Abhängigkeit von der Brechzahl, Schichtstärke und dem genutzten Abscheideverfahren der Antireflexionsschicht	34
Abbildung 24: Tagesverlauf der Modultemperatur, der Bestrahlungsstärke, des Leakagestroms und der kalkulierten Modulfeuchte.....	35
Abbildung 25: Regeneration durch positive Spannung.....	36
Abbildung 26: Elektrolumineszenz-Aufnahmen vom Verlauf der Degradation und Regeneration eines Solarmoduls	36
Abbildung 27: Prinzipieller Testaufbau nach Variante I, II und III.....	38
Abbildung 28: Eingesetzte p-Typ Solarzellen mit verschiedener Antiflexionsschicht	39
Abbildung 29: Testfeld der Gleich- und Wechselspannungsprüfanlage.....	40
Abbildung 30: Links: Hochspannungsquelle von ISEG; Rechts: Steuermodul WSM 3	40
Abbildung 31: Testaufbau nach Variante I	42
Abbildung 32: Durchschlagsfestigkeit der Elektrodenanordnung mit und ohne Aufbauten im Feldraum	43
Abbildung 33: Quergrenzfläche im Feldraum.....	43
Abbildung 34: Testaufbau nach Variante III.....	44
Abbildung 35: Glasplatte mit Lösung und benetzten Prüfling nach dem Stresstest	47
Abbildung 36: Oben: Testaufbau nach Variante III mit gewachsenen Salzkristallen; Unten: beschädigte Zellrückseite	49
Abbildung 37: Teststand.....	50

Abbildung 38: Spektrum der Sonnenstrahlung im Weltall und auf der Erdoberfläche bei einer Sonnenhöhe von $41,8^\circ$	51
Abbildung 39: Spektraler Strahlungsfluss in $W/m^2/1000$ Im einer Osram HQI TS 150.....	52
Abbildung 40: Spektraler Strahlungsfluss in $W/m^2/1000$ Im einer Osram Haloline 500 W ..	52
Abbildung 41: Links: Bestrahlung durch einen Punktstrahler; Rechts: Bestrahlung im Versuchsaufbau.....	53
Abbildung 42: Klemmvorrichtung	55
Abbildung 43: I-U-Kennlinien bei einer Strahlungsstärke von $1000 W/m^2$ und einer Zelltemperatur von 27 und $35^\circ C$	57
Abbildung 44: Erwärmung der Solarzelle während der Aufnahme der I-U-Kennlinien	58
Abbildung 45: Prinzipielle Verschaltung der verwendeten Messtechnik	59
Abbildung 46: Profilab Expert 4.0 mit geöffnetem Programm zur Steuerung der Messwertaufnahme.....	59
Abbildung 47: Aufgenommene Messpunkte zur Ermittlung der i-U-Kennlinien für verschiedene Strahlungsstärken	60
Abbildung 48: Aufgenommene Messwerte und berechnete Annäherungsfunktionen $I(U)$ für die Solarzelle 363 bei Bestrahlungsstärken von 500 ; 750 und $1000 W/m^2$	62
Abbildung 49: Gemessene Solarzellenleistung und die berechnete Annäherungsfunk- tion $P(U)$ sowie deren erste Ableitung für die Solarzelle 363 bei einer Bestrahlungsstärke von $1000 W/m^2$	63
Abbildung 50: Nach Standart Testbedingungen gemessene Kennlinien und berechnete Zellparameter für die Solarzelle 363	66
Abbildung 51: I-U-Kennlinie der Solarzelle 363 vor und nach der Korrektur der Bestrahlungsstärke	67
Abbildung 52: Stromschwankungen der I-U-Kennlinie für die Solarzelle 363	69
Abbildung 53: Prinzipielle Veränderung der I-U-Kennlinie bei fortschreitender Degradation	70

Abbildung 54: Angenäherte Funktion $I(U)$ für die Strahlungsstärken 460; 690 und 920 W/m^2 der Solarzelle 243 vor dem Test und nach erfolgtem Test mit Natriumacetatlösung 72

Abbildung 55: Angenäherte Funktion $I(U)$ für die Strahlungsstärken 460; 690 und 920 W/m^2 der Solarzelle 247 vor dem Test und nach erfolgtem Test mit Essigsäure 73

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Einfluss von Temperatur, Spannung und Oberflächenkontakt auf den PID-Stresstest	31
Tabelle 2: Durchgeführte Testkombinationen.....	51
Tabelle 3: Ideale Verteilung der gesamten Strahlungsstärke auf die Wellenlängen- bereiche nach IEC 904-9	53
Tabelle 4: Strahlungsverteilung auf der Zelloberfläche bei einer angestrebten Strahlungsstärke von 500; 750 und 1000 W/m ²	57
Tabelle 5: Parameter der Annäherungsfunktionen für die Solarzelle 363	65
Tabelle 6: Ermittelte Zellparameter der Solarzelle 363	68
Tabelle 7: Vergleich der mithilfe des eignen Teststandes und der nach STC ermittelten Zellparameter	71
Tabelle 8: Übersicht und Ergebnisse der durchgeführten Testkombinationen	74
Tabelle 9: Vergleich der für Messreihe 1 und 2 errechneten Zellparameter der Solarzelle 243	75
Tabelle 10: Vergleich der für Messreihe 1 und 2 errechneten Zellparameter der Solarzelle 247	76

Kurzzeichenverzeichnis

Kurzzeichen	Bezeichnung
A	Oberfläche
AM	Air Mass
d	Länge
E	Strahlungsstärke
FF	Füllfaktor
I	Strom
I_D	Diodensperrrichtung
I_K	Kurzschlussstrom
I_P	Strom durch Parallelwiderstand
I_{Ph}	Photostrom
I_s	Sättigungsstrom
m	Diodenfaktor
N	Flächennormale
P	Leistung
r	Radius
R	Widerstand
R_{KB}	Übergangswiderstand Kontaktbalken
R_{KS}	Übergangswiderstand Kontaktstift
R_{TB}	Übergangswiderstand Trägerplatte
R_L	Lastwiderstand
R_P	Parallelwiderstand
R_S	Serienwiderstand
T	Temperatur
U	Spannung
U_L	Leerlaufspannung
U_T	Temperaturspannung
α	Einfallswinkel
ε	Dielektrizitätszahl
η	Wirkungsgrad
Ω	Raumwinkel

Abkürzungsverzeichnis

ARC	Anti Reflecting Coating
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
DAC	Digital-to-analog converter
DC	direct current (Gleichstrom)
DLIT	Dark lock-in thermography
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EVA	Ethylen-Vinyl-Acetat
ISE	Institut für Solare Energiesysteme
Mess	Messreihe
MPP	Maximum Power Point (Punkt maximaler Leistung)
MWT	Metal Wrap Through
O	Ordnungszahl
PID	Potentialinduzierte Degradation
PVB	Polyvinylbutyral
SMA	System-, Mess- und Anlagentechnik
STC	Standard Test Conditions
TOF-SIMS	Time-of-Flight Secondary Ion Mass Spectrometry
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.

Chemische Verbindungen

Formel	Name
$\text{Al}(\text{CH}_3\text{COO})_3$	Aluminiumacetat
$\text{Al}(\text{NO}_3)_3$	Aluminiumnitrat
$\text{Al}(\text{OH})_3$	Aluminiumhydroxid
$\text{Ca}(\text{CH}_3\text{COO})_2$	Calciumacetat
$\text{Ca}(\text{OH})_2$	Calciumhydroxid
CH_3COO^-	Acetat-Anion
CH_3COOH	Essigsäure
H^+	Wasserstoff-Kation
H_3O^+	Oxonium-Ion
Na^+	Natriumion
NaCl	Natriumchlorid
Na_2CrO_4	Natriumdichromat
$\text{Na}(\text{CH}_3\text{COO})$	Natriumacetat
NaOH	Natriumhydroxid
$\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$	Magnesiumchlorid Hexahydrat
$\text{Mg}(\text{CH}_3\text{COO})_2$	Magnesiumacetat
MgSO_4	Magnesiumsulfat
$\text{Mg}(\text{OH})_3$	Magnesiumhydroxid
OH^-	Hydroxid-Anion
SiN	Siliziumnitrid
SiN:H	Siliziumnitrid Wasserstoff
SiO_2	Siliziumoxid
TiO_2	Titandioxid

1 Einleitung

Der Ausbau erneuerbarer Energien steht im Mittelpunkt der europäischen Energiepolitik. Die EU-Richtlinie zur Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen sieht für Deutschland bis zum Jahr 2020 einen Anteil von 18 % erneuerbarer Energien am Gesamtenergieverbrauch vor. Derzeit werden jedoch erst 10 % erreicht. Um die ehrgeizigen Ziele zu erreichen, sollen die erneuerbaren Energien bis 2020 auf mindestens 14 % im Bereich Wärme und 30 % im Bereich Strom ansteigen. Dazu wurde unter anderen der Ausbau von Photovoltaikanlagen (Abb. 1) durch die im Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) festgeschriebenen Vergütungssätze für eingespeisten Strom gefördert [EEG11]. Das EEG trat 2008 in Kraft und wurde seitdem stetig verändert. Durch derartige Maßnahmen kam es zu einem regelrechten Boom bei der Installation von Photovoltaikanlagen. Laut aktuellen Hochrechnungen ist allein von 2010 zu 2011 in Deutschland die Produktion von Solarstrom um etwa 60 % gestiegen [BSW12]. Durch die Neuregelungen des EEG im Juli und Dezember 2011 sowie März 2012 wurden jedoch die Vergütungssätze für Solarstrom drastisch gesenkt [BMU]. Infolgedessen erhöhte sich der Kostendruck auf die gesamte Solarindustrie. Zudem wird der Markt in letzter Zeit mit Überproduktionen und preisgünstigen Solarmodulen aus China überschwemmt, welche in unterschiedlicher Qualität vorliegen. Bereits 70 % der hierzulande verbauten Module stammen aus China [MATE12].



Abbildung 1: Nachgeführte Photovoltaikanlage [Private Aufnahme]

Da der Aufbau einer Photovoltaikanlage eine langfristige Investition darstellt, die sich rentieren soll, darf der Wirkungsgrad einer Anlage während der Laufleistung nur geringfügig abnehmen. Eine Leistungsminderung über einen langen Zeitraum wird als Degradation bezeichnet und ist von Modul- und Zellkonzept sowie der Qualität der verwendeten Materialien abhängig. Die meisten Modulhersteller garantieren eine Leistungsabnahme auf maximal 80 % der Nennleistung nach 25 Jahren. Anlagenbetreibern und Investoren berücksichtigen die Degradation schon bei der Anlagenplanung, wodurch die Wirtschaftlichkeit bzw. Rentabilität der Anlage gewährleistet wird.

Um die Effizienz der Anlagen zu verbessern, werden Photovoltaikanlagen zunehmend mit höheren Systemspannungen von bis zu 1000 V und traflosen Wechselrichtern betrieben. Dadurch können jedoch, je nach Modultyp und Zelltechnologie, schädigende Potentialunterschiede zwischen Modulrahmen und Zelloberfläche entstehen, sodass sich der Wirkungsgrad der Module stetig verringert. Diese Form der Leistungsabnahme wird als potentialinduzierte Degradation (PID) bezeichnet. Dieser Effekt wurde erst in den letzten Jahren und zunächst nur bei bestimmten Zelltypen entdeckt [SCHW11]. Infolge einer Veröffentlichung im Fachmagazin Photon im Dezember 2010 wurde dieses Phänomen auch außerhalb von Forschungskreisen diskutiert [PHOT10]. In dieser Publikation wurden bei einigen Modulen Leistungsabnahmen von über 50 % angeführt. Derartige Meldungen führten zu einer allgemeinen Verunsicherung bei den Betreibern und Investoren von Photovoltaikanlagen. Aus diesem Grund sah sich die gesamte Photovoltaikbranche gezwungen zum PID-Effekt Stellung zu nehmen. Ganz gleich, ob die Presseerklärung von BP Solar, Schott Solar, Solar Park oder anderen Modulherstellern veröffentlicht wurde, der Grundtenor war stets der gleiche: Man kenne zwar den PID-Effekt, dieser sei aber bisher nicht bei den eigenen Solarmodulen im Feld aufgetreten. Den Kunden wurde versichert, der Effekt habe auch in Zukunft für die eigenen Produkte keinerlei Bedeutung. Zusätzlich zu dieser Entwarnung wurde auf eigene Projekte zur Erforschung der PID und die entsprechenden Produktoptimierungen verwiesen [BPSO12, SCHO11b, SOLA12]. Trotz der anfänglichen Verharmlosung des PID-Effekts stellt dieser eine potentielle Bedrohung für den langfristigen Ertrag von Photovoltaikanlagen dar.

In unabhängigen Forschungskreisen ist das Phänomen der PID bereits seit 2005 bekannt und wird seitdem von wissenschaftlichen Instituten sowie den Zell- und Modulherstellern erforscht [SCHW11]. Um die Entstehung des PID-Effekts zu verhindern bzw. um bei bereits eingetretenen Effekt korrigierende Maßnahmen einzuleiten, ist die Untersuchung der Entstehungsbedingungen wichtig. Um den PID-Effekt im Labor oder Freiland nachzuweisen, werden derzeit verschiedene Verfahren zur beschleunigten Degradation genutzt. Diese Versu-

che werden als PID-Stresstests bezeichnet und ermöglichen eine Bestimmung der PID-Resistenz von Modulen und Solarzellen. Die meisten Stresstests werden an Solarmodulen und unverkapselten Solarzellen durchgeführt, indem eine hohe Gleichspannung von über 600 V zwischen Modulrahmen und den Zellkontakten angelegt wird. Aufgrund der Verkapselung sind jedoch nachfolgende Untersuchungen an den einzelnen Zellen schwierig und nur bedingt möglich. Daher werden derzeit Versuche mit Koronaentladungen genutzt, um eine Degradation an unverkapselten Solarzellen herbeizuführen.

Das Ziel der vorliegenden Arbeit besteht darin, einen „Beitrag zur Untersuchung der potentialinduzierten Degradation (PID) von Photovoltaikzellen“ zu leisten. Auf Basis des theoretischen Hintergrundwissens über Photovoltaikanlagen und die Entstehung des PID-Effektes sollen neue Testmöglichkeiten für unverkapselte Solarzellen entwickelt und hinsichtlich ihrer Wirkung untersucht werden. Durch ein geeignetes Verfahren könnten in Zukunft neue Zellkonzepte schneller im Bezug auf ihre PID-Resistenz überprüft und bewertet werden. Um die Resultate der Versuche hinsichtlich der Degradation der Zellparameter zu bewerten, sollen vor und nach jedem Versuch die Strom (I)- Spannungs (U)- Kennlinien der Solarzellen aufgenommen und verglichen werden. Da hierfür kein spezieller Versuchsstand vorhanden war, wurde im Rahmen dieser Arbeit ein entsprechender Prüfstand konstruiert und erprobt.

Um die Zusammenhänge zwischen dem PID-Effekt und dem Aufbau einer Solaranlage besser zu verstehen, sollen zunächst der Aufbau von Photovoltaikanlagen, Solarmodulen und -zellen sowie der verwendeten Wechselrichter beschrieben werden. Anschließend soll anhand aktueller Untersuchungen die derzeitige Modellvorstellung zum PID-Effekt erklärt und die einzelnen Einflussfaktoren aufgezeigt werden. Darauf aufbauend werden die aus den gewonnenen Erkenntnissen abgeleiteten Ideen für neue Testmöglichkeiten und deren Umsetzung im Labor erklärt. Fortführend wird die Entwicklung und der Aufbau des Teststandes zur PID-Bewertung von Solarzellen beschrieben und die Qualität der gemessenen Kennlinien diskutiert. Danach werden die Ergebnisse der durchgeführten Tests dargestellt und mögliche Schlussfolgerungen hinsichtlich der Wirkung der Testmöglichkeiten erörtert. In einem abschließenden Kapitel soll ein Ausblick auf künftige Forschungsarbeiten gegeben werden und eine Zusammenfassung der Arbeit erfolgen.

Literatur

2 Theoretischer Hintergrund

2.1 Photovoltaikanlagen

Photovoltaikanlagen bestehen meist aus mehreren Solarmodulen und mindestens einer entsprechenden Wechselrichtereinheit. Diese ermöglicht die Einspeisung der erzeugten Energie in das Nieder- oder Mittelspannungsnetz. Für den Betrieb von Inselnssystemen mit Gleichstromnetzen werden entsprechend Gleichstromwandler eingesetzt. Die Solarmodule können in Reihe zu Strängen (engl. strings) oder parallel geschaltet werden. Je nach Montageort der Solarmodule untergliedert man Photovoltaikanlagen in Freiland-, Dach- und Fassadenanlagen. Weiterhin muss zwischen Anlagen mit starren und nachgeführten Modulen unterschieden werden.

2.2 Solarmodule

Solarmodule können aus mono- oder polykristallinen Solarzellen sowie aus Dünnschichtzellen bestehen.

Monokristalline Solarzellen erreichen in der Serienproduktion mit 17 bis 19 % die höchsten Wirkungsgrade, da sie aus einem Silizium-Einkristall geschnitten sind. Bei den etwas preiswerteren polykristallinen Solarzellen ist die Kristallstruktur dagegen ungeordnet und infolgedessen der Wirkungsgrad mit 16 bis 17 % meist etwas niedriger. Dies kann allerdings nicht pauschal formuliert werden, da auch Mischformen, wie die Quasimonokristalline Solarzelle, eingesetzt werden.

Bei kristallinen Solarmodulen (Abb. 2) werden mehrere, meist 30 bis 60, Solarzellen zu einem Modul verschalten und durch einen Kunststoff, vorwiegend EVA (Ethylen-Vinyl-Acetat), eingeschlossen. Die Aushärtung des EVA, das sogenannte Laminieren, erfolgt bei einer Temperatur von 100 bis 150°C und Unterdruck.

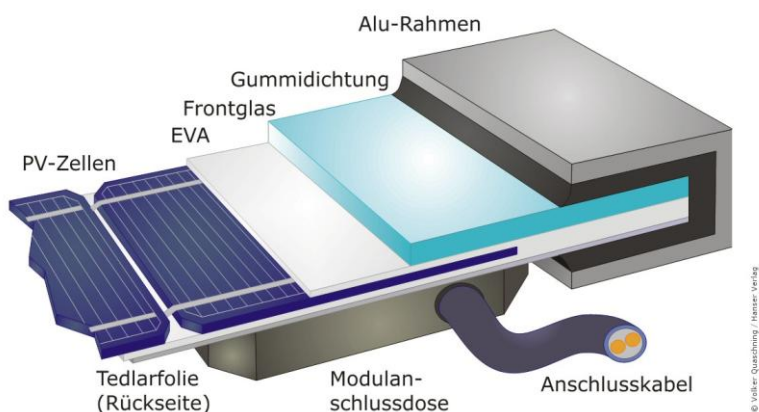


Abbildung 2: Aufbau eines Solarmoduls mit kristallinen Solarzellen (aus [QUAS09])

Das Verkapselungsmaterial wird durch eine eisenarme Glasplatte an der Vorderseite und eine Glasplatte oder einem Kunststoff (meist Tedlar) auf der Rückseite des Moduls vor Verwitterung geschützt. Zum Schutz vor Glasbruch und zur Befestigung sind die Module durch einen Rahmen aus Aluminiumprofilen eingefasst. An der Rückseite des Moduls befindet sich der Anschlusskasten mit Bypassdioden. Diese überbrücken eine bestimmte Anzahl von Solarzellen und reduzieren die Verluste bei einer Teilverschattung des Moduls.

Dünnschichtzellen bestehen aus mehreren, auf ein Glassubstrat aufgebracht, dünnen Schichten aus Zinnoxid, amorphem Silizium und Aluminium. Die Rückseite wird zum Schutz mit Kunststoff vergossen. Aufgrund der verwendeten Halbleitermaterialien fällt der Adsorptionskoeffizient von Dünnschichtzellen deutlicher größer als bei kristallinen Solarzellen aus. Dadurch kann die Schichtstärke etwa 100-mal dünner als bei kristallinen Zellen ausfallen, weshalb Dünnschichtzellen kostengünstiger produziert werden können. Neben amorphem Silizium werden auch folgende Materialien zur Herstellung von Dünnschichtzellen verwendet:

- Cadmiumtellurid (CdTe)
- Galiumarsenit (GaAs)
- Kupfer-Indium-Sulfid (CIS)
- Kupfer-Indium-Diselenid (CuInSe₂ oder auch CIS)
- Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid (CIGS)

Je nach Herstellungstechnik und den verwendeten Halbleitermaterialien erreichen Dünnschichtzellen einen Wirkungsgrad von 6 bis 10 % [QUAS09].

2.3 Solarzellen

Solarzellen arbeiten nach dem Photovoltaischen Effekt. Sie bestehen, gleich einer Diode, aus einem p- und n-dotierten Halbleiter mit einer dazwischen liegenden Raumladungszone. Im pn-Übergang entsteht durch Diffusionsprozesse ein elektrisches Feld mit nur wenigen freien Ladungsträgern. Werden Elektronen dieser Schicht von Photonen getroffen, können sie sich vom Atom lösen, wodurch ionisierte Atome zurückbleiben. Durch das elektrische Feld wandern diese Elektronen ins n-Gebiet und die Ionen ins p-Gebiet. Werden beide Seiten durch einen Verbraucher verbunden, so entsteht ein Stromkreis.

Da in Kapitel 2.5 die potentialinduzierte Degradation von kristallinen Solarzellen näher beschrieben wird, soll in den folgenden Kapiteln speziell auf diese Bauform eingegangen werden.

2.3.1 Aufbau kristalliner Solarzellen

Kristalline Solarzellen werden aus dünn geschnittenen Siliziumscheiben, den Wafern, hergestellt. Entsprechend der p- oder n-Dotierung des Substratmaterials (Basis) wird zwischen p- und n-Typ Solarzellen unterschieden. Durch die Dotierung der Oberseite des Ausgangsmaterials wird eine dünne n- oder p-leitende Schicht (Emitter) erzeugt. Bei den herkömmlichen p-Typ Basis-Zellen wird das Substratmaterial durch Einbringen von Bor-Atomen p dotiert und in dünne Scheiben geschnitten (Abb. 3).

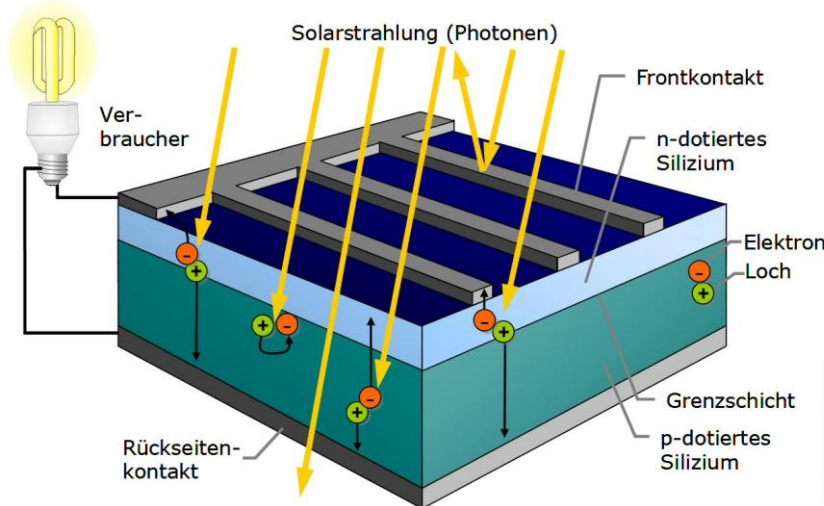


Abbildung 3: Aufbau kristalliner Solarzellen (aus [QUAS09])

Danach werden durch mehrere Ätzverfahren zunächst die Sägeschäden korrigiert und anschließend die Textur erstellt. Dazu werden in gleichmäßigen Abständen Vertiefungen in die Oberfläche geätzt, wodurch eine zerklüftete, aber regelmäßige Oberflächenstruktur erzeugt wird (Abb. 4).

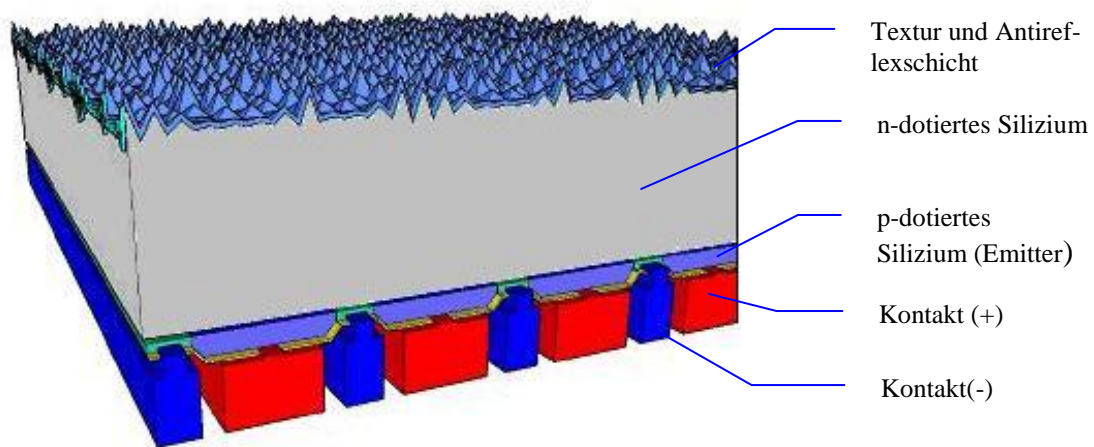


Abbildung 4: Aufbau einer n-Typ Rückseitenkontaktzelle von Sunpower (modifiziert nach [SUNT06])

Im Anschluss erfolgt mithilfe eines Gasdiffusionsverfahrens die n-Dotierung bei Tem-

peraturen von 800 bis 1200 °C. Hierbei strömt ein mit Fremdatomen (Phosphor) versetztes Trägergas (Sauerstoff, Stickstoff) über die Zellrohlinge, wodurch die Dotieratome in die Siliziumoberfläche diffundieren. Durch die vorherige Textur wird die Oberfläche des entstandenen pn-Übergangs deutlich vergrößert.

Um Reflexionen an der Zelloberfläche zu verringern, wird die Solarzelle nach der Dotierung mit mindestens einer Antireflexionsschicht versehen. Dazu wird die Oberfläche zunächst durch einen erneuten Ätzvorgang gereinigt. Danach erfolgt die Abscheidung von Siliziumnitrid und Wasserstoff (SiN:H) auf die Zelloberfläche, wodurch gleichzeitig die Passivierung der Solarzelle erfolgt. Dabei werden Defekte und offene Bindungen an der Oberfläche und den Korngrenzen (nur bei polykristallinen Zellen) mit Wasserstoffatomen abgesättigt. Über das Verhältnis von Stickstoff und Silizium wird der Brechungsindex (meist 2,1) der Antireflexionsschicht eingestellt. Die Schichtdicke wird so eingestellt, dass für eine bestimmte Wellenlänge der einfallenden Strahlung eine Lambdaviertel-Schicht entsteht und somit die gesamte Strahlung dieser Wellenlänge adsorbiert wird. Dies verursacht auch die charakteristische Färbung (blau, violett oder schwarz) der Solarzelle. Neben Siliziumnitrid können für die Antireflexionsschicht auch Silizium- und Titandioxid (SiO_2 und TiO_2) verwendet werden [QUAS09]. Als letzter Prozessschritt werden die aus einer Silberlegierung bestehenden Front- und Rückseitenkontakte im Siebdruckverfahren aufgebracht. Für die Rückseitenkontaktierung kann auch eine Aluminiumlegierung verwendet werden. Die auf die Antireflexionsschicht gedruckten Kontakte werden bei einer Temperatur von ca. 800°C eingebrannt, um diese mit der Emitterschicht zu verbinden. Dies wird als Feuerung bezeichnet. Dabei erfolgt gleichzeitig die Passivierung der tieferen Zellschichten durch eindringende Wasserstoffionen. Die frontseitige Kontaktierung besteht aus zwei oder drei Leiterbahnen (engl. busbars) und vielen feinen Kontaktfingern (engl. grid fingers). Da diese einen Teil der Zelloberfläche verschatten, wurden von einigen Herstellern Rückseitenkontaktzellen entwickelt. Dazu gehört zum Beispiel das MWT (engl. Metal Wrap Through) Konzept. Dabei werden lediglich die Busbars auf die Zellrückseite verlegt und mithilfe von Durchkontaktierungen mit den frontseitigen reduzierten Grid verbunden. Deutlich aufwendiger ist die Herstellung der n-Typ Rückseitenzellen des Herstellers Sunpower. Dabei wurde der Zellaufbau so verändert, dass alle Kontakte auf die Zellrückseite verlegt sind, wodurch eine Verschattung der Zelloberfläche verhindert wird.

2.3.2 Elektrische Beschreibung von Zellparametern

Zur Beschreibung der elektrischen Eigenschaften von Solarzellen dient das in Abb. 5 dargestellte erweiterte Ersatzschaltbild. Der Photostrom I_{ph} ist über den Koeffizienten c_0 direkt proportional zur Strahlungsstärke E :

$$I_{ph} = c_0 \cdot E. \quad (1)$$

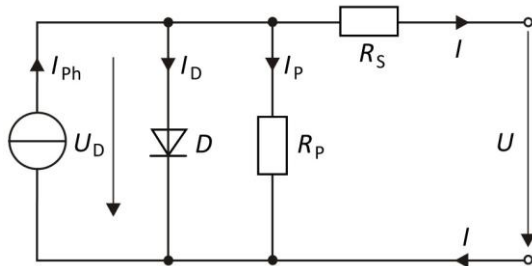


Abbildung 5: Erweitertes Ersatzschaltbild einer Solarzelle (modifiziert nach [QUAS09])

Wird zunächst der Parallelwiderstand R_p und der Serienwiderstand R_s vernachlässigt, erhält man das vereinfachte Ersatzschaltbild. Der Strom I_D in Diodensperrichtung ist dabei abhängig von der Temperaturspannung U_T , dem Sättigungsstrom I_s , dem Diodenfaktor m sowie der Spannung U über der Diode:

$$I_D = I_s \cdot \left(\exp\left(\frac{U}{m \cdot U_T}\right) - 1 \right). \quad (2)$$

Somit ergibt sich folgende Gleichung für die I-U-Kennlinie einer Solarzelle nach vereinfachtem Schaltbild:

$$I = I_{ph} - I_D = c_0 \cdot E - I_s \cdot \left(\exp\left(\frac{U}{m \cdot U_T}\right) - 1 \right). \quad (3)$$

Aus dieser Gleichung lassen sich die in Abb. 6 dargestellten I-U-Kennlinien berechnen.

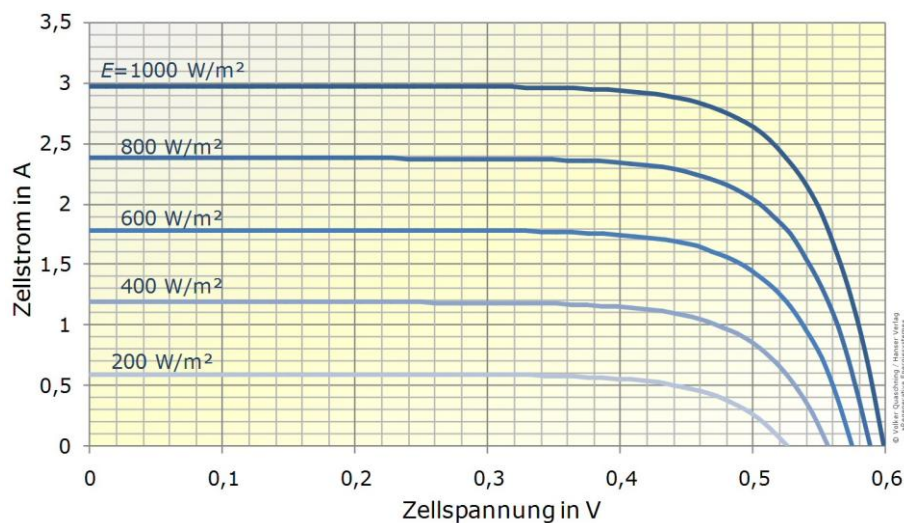


Abbildung 6: I-U-Kennlinien nach vereinfachtem Modell einer Solarzelle [QUAS09]

Um die I-U-Kennlinien für das erweiterte Ersatzschaltbild zu erhalten, müssen R_p und R_s in die Formeln eingebunden werden. Dabei entspricht R_s dem Widerstand der Zuleitung zum Halbleiter. Der R_p beschreibt dagegen die an den Plattenkanten der Zellen hervorgerufenen Leckströme. Nach der Kirchhoff'schen Knotenregel muss der Strom I_p des Parallelwiderstands vom Sättigungsstrom abgezogen werden:

$$I_p = \frac{U_D}{R_p} = \frac{U + I \cdot R_s}{R_p} \tag{4}$$

Somit ergibt sich für die I-U-Kennlinie einer Solarzelle nach dem erweiterten Ersatzschaltbild folgende implizite Gleichung:

$$0 = I_{ph} + I_s \cdot \left(\exp\left(\frac{U + I \cdot R_s}{m \cdot U_T}\right) - 1 \right) - \frac{U + I \cdot R_s}{R_p} - I \tag{5}$$

Diese Formel lässt sich nur mithilfe numerischer Lösungsverfahren nach I auflösen. Die Größe des Serien- und Parallelwiderstands hat erheblichen Einfluss auf die I-U-Kennlinie einer Solarzelle. Der Serienwiderstand beträgt in der Regel lediglich wenige Milliohm, während der Parallelwiderstand im Bereich von 100Ω liegt. Bei einer Vergrößerung des Serienwiderstands nimmt der Anstieg der I-U-Kennlinie im Leerlaufpunkt ab (Abb. 7). Wird stattdessen der Parallelwiderstand verringert, erhöht sich der Anstieg im Kurzschlusspunkt (Abb.8, [QUAS09]).

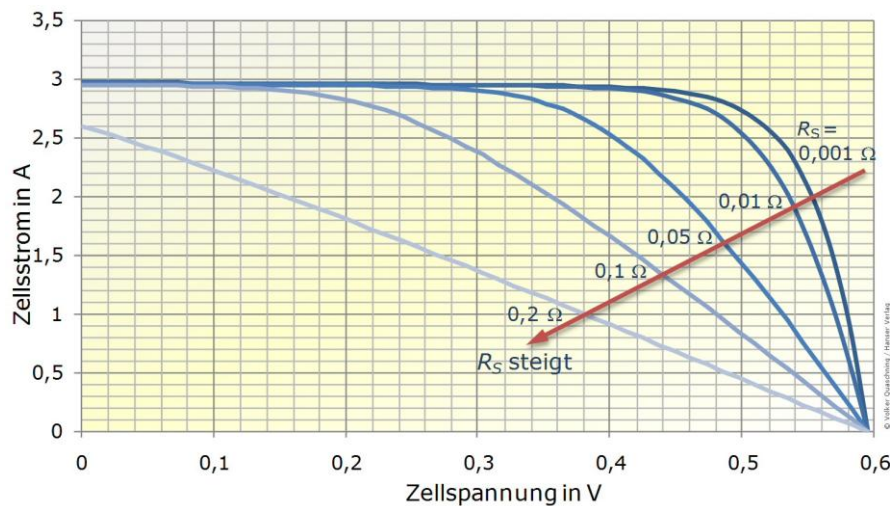


Abbildung 7: Einfluss des Serienwiderstandes R_s auf den Verlauf der I-U-Kennlinie einer Solarzelle [QUAS09]

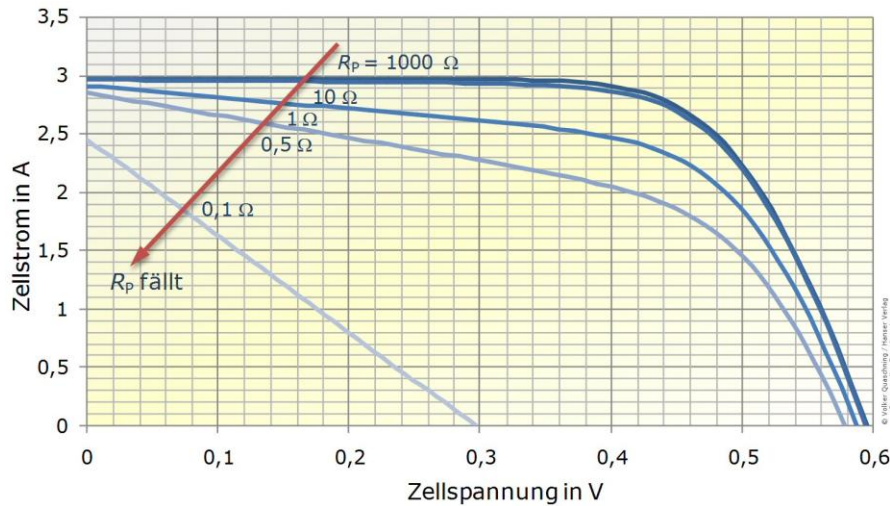


Abbildung 8: Einfluss des Parallelwiderstandes R_p auf den Verlauf der I-U-Kennlinie einer Solarzelle [QUAS09]

2.3.3 Wirkungsgrad und Füllfaktor

Da sich die Leistung einer Solarzelle aus dem Produkt von Strom und Spannung ergibt, führt der Verlauf der I-U-Kennlinie zu einem Leistungsmaximum P_{MPP} (MAXIMUM POWER POINT) im Verlauf der Leistung-Spannungs-Kennlinie (P-U-Kennlinie, Abb. 9).

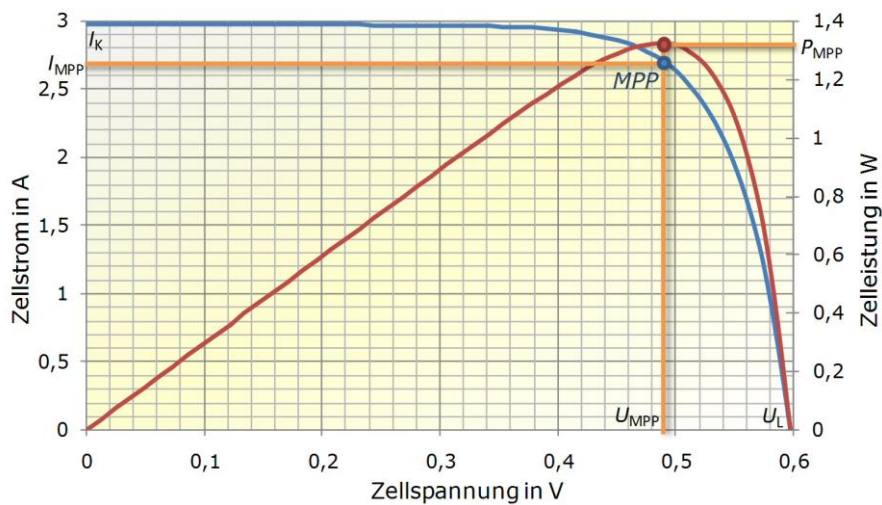


Abbildung 9: Verlauf der I-U und P-U-Kennlinie mit MPP [QUAS09]

Dieses Maximum wird als MPP der Solarzelle bezeichnet und lässt sich durch den Strom I_{MPP} und die Spannung U_{MPP} beschreiben. Um die Qualität verschiedener Solarzellen zu vergleichen, kann der sogenannte Füllfaktor FF berechnet werden.

$$FF = \frac{P_{MPP}}{U_L \cdot I_K} \tag{6}$$

Dieser gibt an, „wie gut die I-U-Kennlinie der Solarzelle dem Rechteck aus [Leerlaufspannung] U_L und [Kurzschlussstrom] I_K angenähert ist“ [QUAS09].

Der Wirkungsgrad η einer Solarzelle ergibt sich aus der Maximalleistung P_{MPP} , der Bestrahlungsstärke E und der Zelloberfläche A nach folgender Formel:

$$\eta = \frac{P_{PPM}}{E \cdot A} = \frac{FF \cdot I_K \cdot U_L}{E \cdot A} \quad (7)$$

Je nach Zelltyp und Technologie werden bei kristallinen Solarzellen Füllfaktoren von 0,7 bis 0,8 und Wirkungsgrade von 16 bis 20 % erreicht [QUAS09].

2.3.4 Einfluss der Zelltemperatur

Die Temperatur der Solarzelle hat erheblichen Einfluss auf den Verlauf der I-U-Kennlinie. Dabei muss zunächst die Änderung der Temperaturspannung U_T in den Formeln berücksichtigt werden. Diese errechnet sich aus der absoluten Temperatur T in °K, der Boltzmann-Konstante k und der Elementarladung e :

$$U_T = \frac{k \cdot T}{e} \quad (8)$$

Bei einer Zelltemperatur von 25 °C beträgt die Temperaturspannung $U_T = 25,7$ mV.

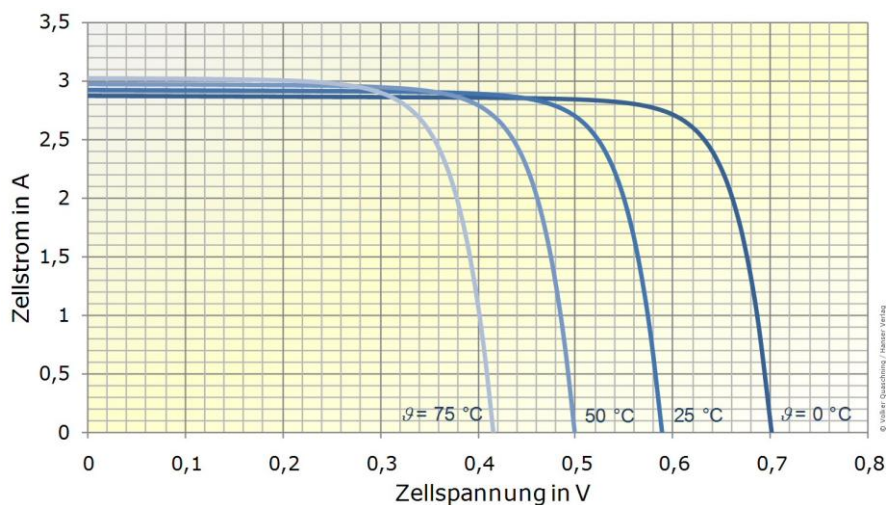


Abbildung 10: Temperaturabhängigkeit der I-U-Kennlinie von Solarzellen [QUAS09]

Neben der Temperaturspannung sind auch der Photo- und Sättigungsstrom temperaturabhängig. Erhöht sich die Betriebstemperatur der Solarzelle, steigen auch Photo- und Sättigungsstrom an, wodurch die Leerlaufspannung stark absinkt und der Zellstrom leicht ansteigt. Beträgt die Leerlaufspannung bei einer aus Silizium bestehenden Solarzelle bei 0 °C noch 0,7 V, so werden bei 50 °C lediglich 0,5 V erreicht (Abb.10, [QUAS09]).

2.4 Wechselrichtereinheit

Der PV-Wechselrichter ermöglicht die Einspeisung der erzeugten Photovoltaik Energie in das Nieder- bzw. Mittelspannungsnetz (ab 100 kW_P). Dazu muss der Gleichstrom der

PV-Module in Wechselstrom mit entsprechender Frequenz und Spannung umgesetzt werden. Dies erfolgt durch eine gesteuerte B2- oder B6-Brückenschaltung; je nachdem ob ein- oder dreiphasig einspeist wird. Die Steuerung der Ventile kann dabei nach verschiedenen Verfahren erfolgen und hat wesentlichen Einfluss auf den Anteil der erzeugten Oberschwingungen. Beim häufig eingesetzten Verfahren der Pulsweitenmodulation werden die Ventile der Brückenschaltung mehrmals pro Halbwelle ein- und ausgeschaltet, sodass verschieden breite Pulse entstehen. Nach entsprechender Filterung entsteht eine Sinuswelle mit geringen Oberschwingungen [QUAS09].

Damit direkt ins Niederspannungsnetz eingespeist werden kann, muss die Eingangsspannung der Brücke deutlich größer als der Scheitelwert der Netzspannung sein. Andernfalls wird eine entsprechende Spannungsanpassung durch einen, der Brückenschaltung nachgeschalteten, Transformator oder einen vorgeschalteten Hochsetzsteller erreicht (Abb. 11; 12).

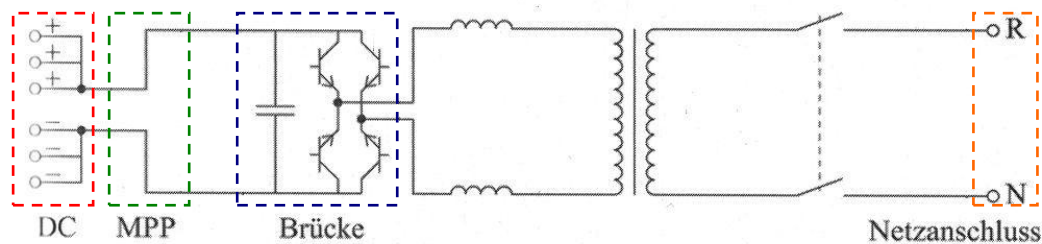


Abbildung 11: Schaltbild eines Wechselrichters mit B2 Brückenschaltung und Niederspannungstransformator [SCHL11]

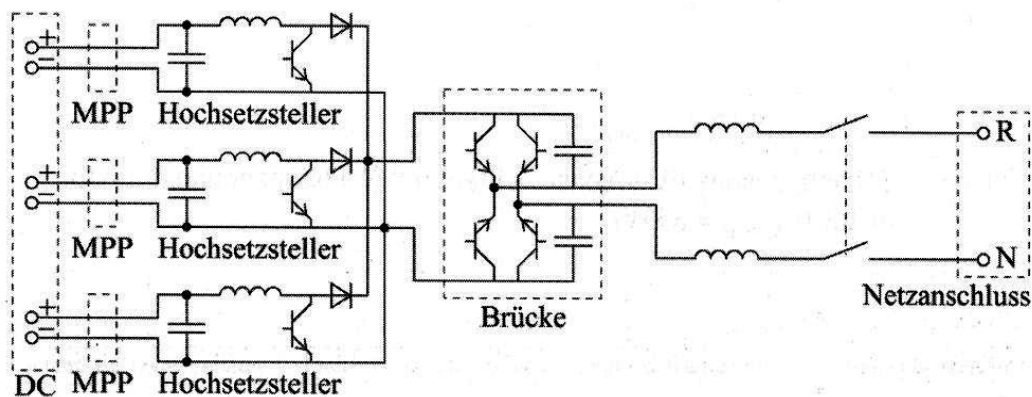


Abbildung 12: Schaltbild eines Multistringwechselrichters mit B2 Brückenschaltung ohne Transformator [SCHL11]

Daher wird die Eingangsspannung bei transformatorlosen Wechselrichtern meist entsprechend hoch gewählt, sodass nur eine Wandlerstufe zum Umsetzen benötigt wird, wodurch der Wirkungsgrad ansteigt. Des Weiteren entfallen auch die Transformatorverluste, weshalb trafolose Wechselrichter die höchsten Wirkungsgrade erreichen. Um die PV-Anlage im Punkt maximaler Leistung (MPP) zu betreiben, muss der Arbeitspunkt elektronisch geregelt werden

(MPP-Tracking). Da die MPP-Spannung der Module von deren Temperatur, der Einstrahlungsstärke und dem Strahlungsspektrum abhängig ist, wird die Gleichspannung durch den Einsatz von Hoch- oder Tiefsetzstellern in einem kleinen Bereich variiert. Die MPP-Regelung erfolgt dabei nach verschiedenen Verfahren, wie zum Beispiel Suchschwing- und Nulldurchgangsverfahren oder durch sensorgesteuerte Regelung [QUAS09, SCHL11].

Die Wechselrichtereinheit muss entsprechend der installierten Modulleistung und -anordnung gewählt werden. Bei kleinen und mittleren Leistungen werden Modul- und Stringwechselrichter verwendet, während Großanlagen meist mit Zentralwechselrichtern arbeiten. Modulwechselrichter arbeiten mit der Spannung eines einzelnen Moduls und sind in unmittelbarer Nähe dazu angeordnet, sodass eine aufwendige DC (engl. direct current)-Verkabelung entfällt. Stringwechselrichter arbeiten stattdessen mit der Stringspannung mehrerer in Reihe geschalteter Module, wodurch ein höherer DC-Installationsaufwand entsteht. Beim Einsatz von Modulwechselrichtern wird jedes einzelne Modul einer Anlage im MPP betrieben, wodurch die Verluste bei einer Teilverschattung am geringsten sind. Nachteilig gestaltet sich der höhere Preis sowie ein niedrigerer Wirkungsgrad gegenüber Zentralwechselrichtern. Diese arbeiten mit der Stringspannung vieler parallelgeschalteter Strings. Demnach müssen auch einige der angebotenen Stringwechselrichter zu den Zentralwechselrichtern gezählt werden, da diese meist zum Anschluss mehrerer Strings ausgelegt sind. Üblicherweise werden einphasige Wechselrichter mit einer Spitzenleistung von bis zu 5 kW unabhängig von der Stringanzahl als Stringwechselrichter bezeichnet. Zentralwechselrichter sind oft modular aufgebaut und erreichen in traflosen Topologien die höchsten Wirkungsgrade. Durch die Parallelschaltung vieler Strings ist die DC-Verkabelung umfangreich und die Zentralwechselrichter reagieren empfindlich gegenüber der Verschattung einzelner Strings. Abhilfe schafft dabei ein Multistring Wechselrichter, da diese mit separaten MPP-Trackern für jeden String ausgestattet sind (Abb. 12, [SCHL11]).

Aufgrund der höheren Wirkungsgrade werden für String- und Zentralumrichter zunehmend Wechselrichtertopologien ohne Transformator eingesetzt. Dies hat zur Folge, dass entsprechend der Modulposition im String, ein positives oder negatives Potential zwischen Solarzellen und der geerdeten Anlage und somit dem Modulrahmen entsteht (Abb. 13, oben). Bei Wechselrichtern mit Transformator kann aufgrund der galvanischen Trennung der positive oder negative Pol der DC-Seite geerdet werden, sodass die Zellen aller Module im String ein negatives oder positives Potential gegenüber dem Modulrahmen besitzen (Abb. 13, unten). Um die Stromstärke und somit den Installationsaufwand auf der DC-Seite zu verringern, besteht der Wunsch, die Anlagen mit höheren Stringspannungen von bis zu 1000 V zu betrei-

ben. Das dadurch ansteigende Potential zwischen Zelle und geerdeten Modulrahmen kann, je nach Wechselrichtertopologie und Modultyp, zu Schädigungen an den Solarzellen führen [PVMA11].

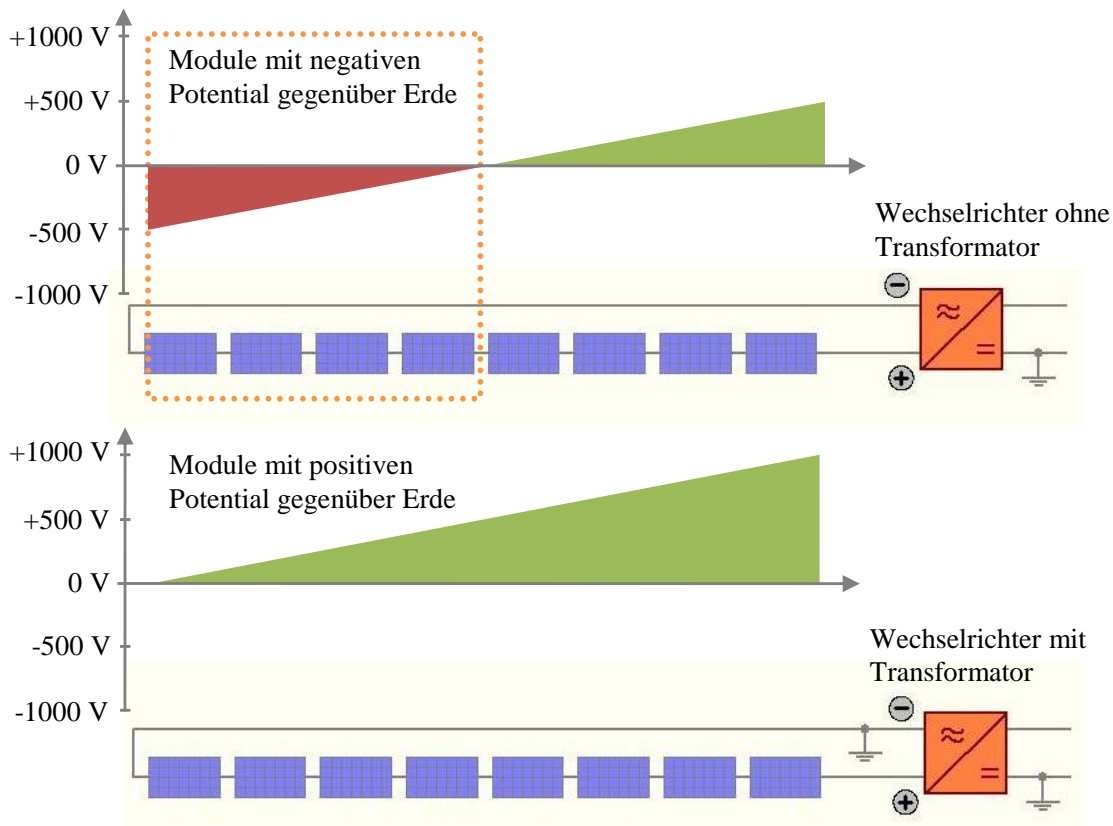


Abbildung 13: Änderung des Spannungspotentials der Solarzellen in Abhängigkeit der Modulposition im String bei Verwendung von Wechselrichtern ohne Transformator (Abb. oben) und mit Transformator (Abb. unten; modifiziert nach [PVMA11])

2.5 Potentialinduzierte Degradation

2.5.1 Erklärung des Effekts

Als potentialinduzierte Degradation (PID) von Photovoltaikmodulen wird eine Verschlechterung der Zelleigenschaften aufgrund hoher Spannungen zwischen Solarzelle und Modulrahmen bezeichnet. Die PID führt zu einer deutlichen Verschlechterung des Füllfaktors und somit des Wirkungsgrads der Solarzelle.

Der beschriebene Effekt wurde erstmals 2005 bei rückseitig kontaktierten n-Typ Zellen vom Hersteller Sunpower festgestellt. Die Solarzellen waren hohen positiven Spannungen gegenüber dem Modulrahmen ausgesetzt und zeigten eine schnelle Degradation der Zellparameter. Auch bei p-Typ Zellen verschiedener Hersteller wurde seit 2008 von einer beschleunigten Degradation bei hohen negativen Spannungen gegenüber dem Modulrahmen berichtet. Seither wurde der Effekt von vielen Forschungszentren sowie Zell- und Modulherstellern untersucht und spezielle Testverfahren für die Ermittlung der PID-Resistenz von

Photovoltaikmodulen entwickelt [NAGE11]. Zur Beschreibung des Effekts soll im Folgenden das Degradationsmodell von Schott Solar (Abb 14.) für p-Typ Solarzellen herangezogen werden [SCHW11].

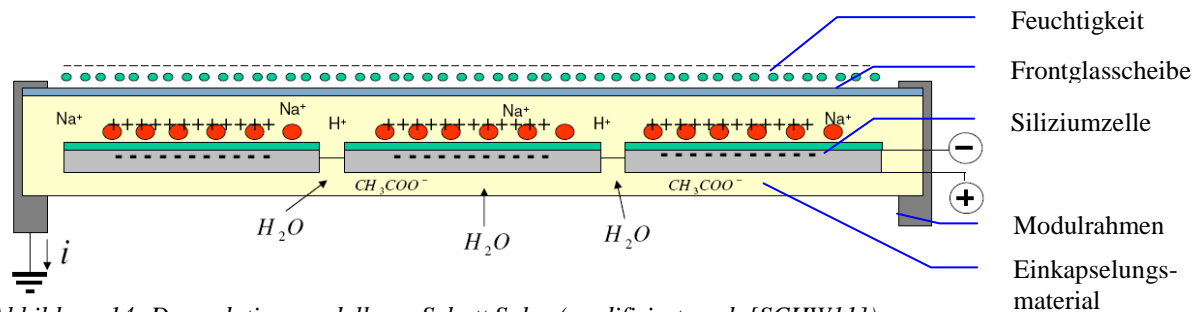


Abbildung 14: Degradationsmodell von Schott Solar (modifiziert nach [SCHW11])

Bei diesem Degradationsmodell wird davon ausgegangen, dass der Minuspol des Moduls nicht durch den Wechselrichter geerdet ist und sich aufgrund von Regen oder hoher Luftfeuchtigkeit ein dünner Wasserfilm auf der Frontglasscheibe befindet. Da der Wasserfilm durch den Rahmen des Moduls geerdet wird, entsteht ein elektrisches Feld zwischen dem Wasserfilm und der Emitteroberfläche der Solarzellen. Dies führt zur Ladungstrennung und -verschiebung, der sogenannten Polarisation, zwischen positiv geladenen Ionen (Kationen) und negativ geladenen Ionen (Anionen). Dabei werden die Anionen von der positiv geladenen Glasoberfläche und die Kationen von der negativ geladenen Emitterschicht der Solarzelle angezogen und verschoben. Erreichen die Kationen die Solarzelle, können sie sich an der Zelloberfläche anlagern und in tiefere Schichten diffundieren. Lagern sich genügend Kationen an der Zelloberfläche (Antireflexionsschicht) an, entsteht eine dielektrische Doppelschicht, welche zur Schädigung der Oberflächenpassivierung der Zelle führt. Durch die ansteigende Rekombinationsrate an der Zelloberfläche wird der Photostrom vermindert. Diffundieren die Ionen dagegen in die Emitterschicht der Solarzelle, wirken sie dort als Dotieratome. Mit ansteigender Konzentration wird die negative Dotierung neutralisiert. Infolgedessen wird der pn-Übergang und somit auch der photovoltaische Effekt geschwächt. Derzeit wird vermutet, dass es sich bei den positiven Ionen um Natriumionen (Na^+) aus dem Frontglas und Wasserstoffionen (H^+) aus der EVA-Folie handelt. Es könnten jedoch noch weitere Ionen beteiligt sein [KOCH11, NAGE11, SCHW11].

Des Weiteren entsteht aufgrund des elektrischen Feldes zwischen Emitteroberfläche und Modulrahmen bzw. -oberfläche ein Leakagestrom, welcher auf verschiedenen Wegen zum Modulrahmen abfließt (Abb. 15). Bei n-Typ Zellen kann sich der Emitter auf der Licht zu- oder abgewandten Seite der Zelle befinden, sodass die PID entsprechend bei hohen positiven oder negativen Spannungen ausgelöst wird.

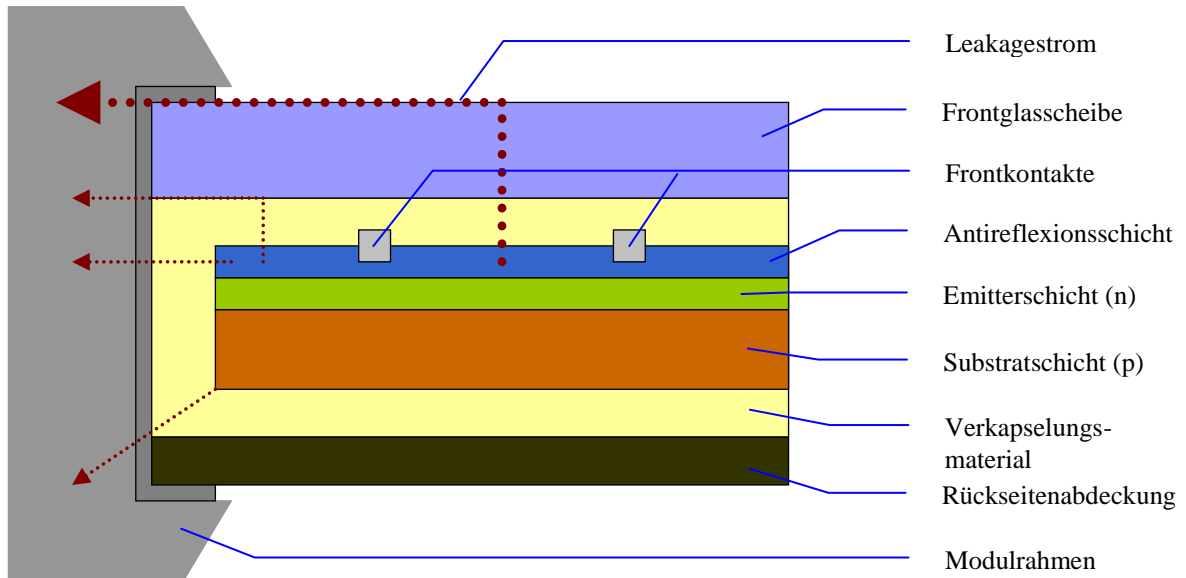


Abbildung 15: Verlauf der Leakageströme zum Ladungsausgleich an einen Solarmodul mit p-Typ Solarzellen (modifiziert nach [PVMA11])

2.5.2 Auswirkungen auf die I-U-Kennlinie von Solarzellen

Der PID-Effekt führt zu erheblichen Veränderungen im I-U-Kennlinienverlauf der Solarzelle. Dabei verringert sich mit fortschreitender Degradation hauptsächlich der Parallelwiderstand der Zelle. Dies wird als Shunting bezeichnet und führt zu einem steileren Anstieg der I-U-Kennlinie im Kurzschlusspunkt (Abb. 16, links, gestrichelte Linien).

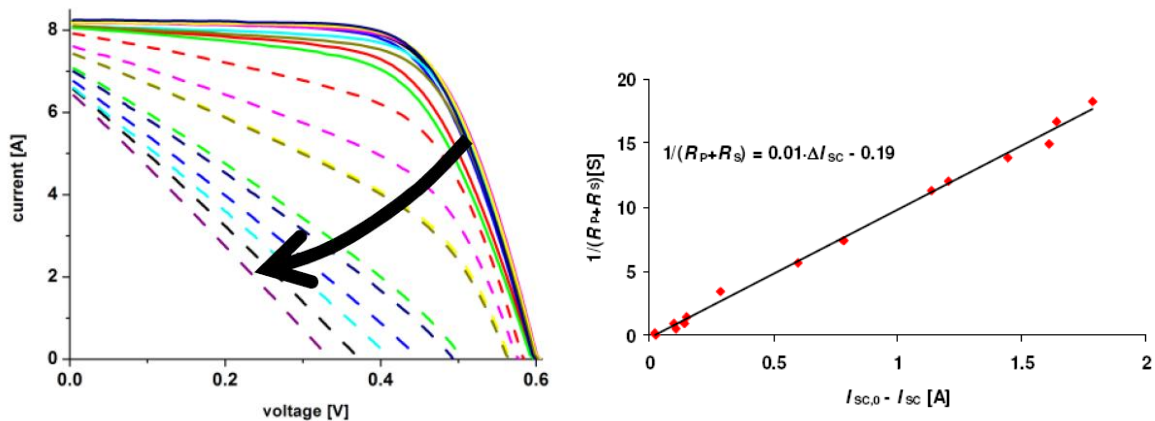


Abbildung 16: Links: Veränderung der I-U-Kennlinie bei fortschreitender Degradation, Rechts: Lineare Abhängigkeit zwischen Leitwert und Stromstärke bei verschiedenen von PID betroffenen Solarzellen (aus [SCHU11b])

Dadurch werden vor allem der Füllfaktor und folglich der Wirkungsgrad der Zelle drastisch reduziert. Kurzschlussstrom und Leerlaufspannung bleiben dagegen zunächst fast konstant und sinken erst bei stärkerer Degradation deutlich ab. Dabei resultiert die starke Abnah-

me der Leerlaufspannung aus dem drastischen Einbruch des Parallelwiderstands. Diese Veränderung erfolgt nicht flächig, sondern ist lokal begrenzt. Betroffene Stellen können in thermographischen Bildern als rote Punkte identifiziert werden (Abb. 17). Untersuchungen von [SCHU11b] haben ergeben, dass sich Kurzschlussstrom und Leitwert des Gesamtwiderstands ($1/(R_P + R_S)$) bei fortschreitender Degradation stets linear zueinander verändern (Abb. 16, rechts). Das bedeutet, dass mit fortschreitender Degradation der Bereich der Solarzelle mit vermindertem Parallelwiderstand wächst und somit nicht mehr zum Kurzschlussstrom beitragen kann [SCHU11a].

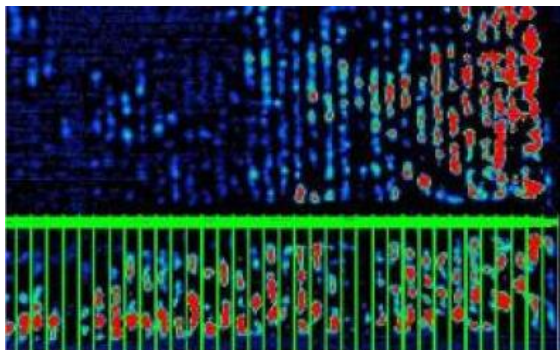


Abbildung 17: Thermographie (DLIT) der Zelloberfläche mit lokaler Veränderung des Parallelwiderstands durch PID. Die Metallkontakte der Zelle sind teilweise grün markiert (aus [SCHU11b])

2.5.3 PID-Stresstests

Für die Untersuchung des PID-Effekts werden verschiedene Verfahren zur beschleunigten Degradation, die sogenannten PID-Stresstests, genutzt. Um die erzielte Degradation von Solarmodulen und -zellen festzustellen, wird vor und nach jedem Stresstest die tatsächliche Leistung des Solarmoduls bzw. der Solarzelle unter Standard-Testbedingungen (Standard Test Conditions, STC) gemessen. Dabei sind folgende Testparameter festgeschrieben: eine Strahlungsstärke von 1000 W/m^2 in Modulebene, eine Modultemperatur von $25 \text{ }^\circ\text{C}$ sowie ein in der Norm [IEC 904-3] Teil III definiertes Sonnenlichtspektrum bei einem Einfallswinkel von $41,8^\circ$ ($AM: 1,5$). Da meist nicht alle Parameter exakt übereinstimmen, werden die Leistungswerte unter STC oft aus den Messwerten errechnet [QUAS09].

Die PID-Stresstests können als Freiland- oder Laborversuche durchgeführt werden. Freilandversuche finden unter normalen Witterungsbedingungen mit schwankender Temperatur, Luftfeuchte und Sonnenstrahlung statt. Dabei werden lediglich die DC-Anschlüsse der Solarmodule mit einer konstanten negativen Spannung von 600 bis 1000 V gegenüber dem geerdeten Modulrahmen beaufschlagt. Die dadurch ausgelöste Degradation erfolgt hauptsächlich in den Morgenstunden und bei feuchten Moduloberflächen. Zwischen den unregelmäßigen Degradationsphasen können sich die Module zum Teil wieder erholen, wodurch die De-

gradation verlangsamt wird. Bei Untersuchungen von Schott Solar degradierten die Solarmodule im Freilandversuch bei -1000 V innerhalb von 25,5 Wochen auf 51 % ihrer ursprünglichen Leistung [SCHU11b, NAGE11].

Unter Laborbedingungen wird die Degradation durch eine kontinuierliche Belastung mit negativen DC-Spannungen oder mithilfe von Koronaentladungen herbeigeführt. Als Untersuchungsobjekte dienen hierbei neben handelsüblichen Solarmodulen auch unverkapselte Solarzellen und sogenannte Minimodule, welche lediglich aus einer vollständig verkapselten und laminierten Solarzelle bestehen.

Durch Koronaentladungen lassen sich einzelne Solarzellen entweder unverkapselt oder als Minimodule degradieren. Dazu wird die Zelle auf eine ebene Platte gelegt und ein dünner Draht im Abstand von ca. 10 cm darüber befestigt (Abb. 18).

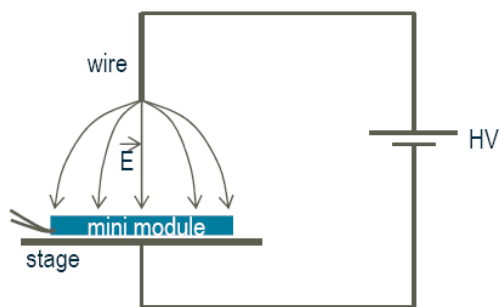


Abbildung 18: Testaufbau zur Degradation durch Koronaentladungen (aus [QCELL])

Die Spannung zwischen den beiden Elektroden beträgt 5 bis 15 kV. Durch die dünne Drahtelektrode wird, wie bei einer Spitze, ein stark inhomogenes elektrisches Feld erzeugt, wodurch die Gasteilchen im Feldraum ionisiert werden. Da der Draht eine positive Spannung gegenüber der Platte aufweist, wandern die Kationen in Richtung Solarzelle, während die freien Elektronen von der Anode (Draht) aufgenommen werden. Dadurch wächst die positive Raumladung in den Feldraum hinein und erzeugt fadenförmige Teilentladungen, die sogenannten Koronaentladungen. Die Degradation wird dabei von den Kationen verursacht und dauert je nach angelegter Spannung mehrere Stunden. Bei Untersuchungen von [SCHU11b] erfolgte die Koronaentladung an Minimodulen mit einer Spannung von 11 kV über 24 Stunden. Dabei waren deutliche Unterschiede in den thermografischen Aufnahmen zwischen den durch Koronaentladungen degradierten Zellen und den im Feldversuch degradierten Solarzellen erkennbar (Abb. 19). Die mithilfe der Korona hervorgerufene Degradation konzentrierte sich auf den Bereich um die Zellmitte, anstatt wie bei den Freilandversuchen auf den Zellrand.

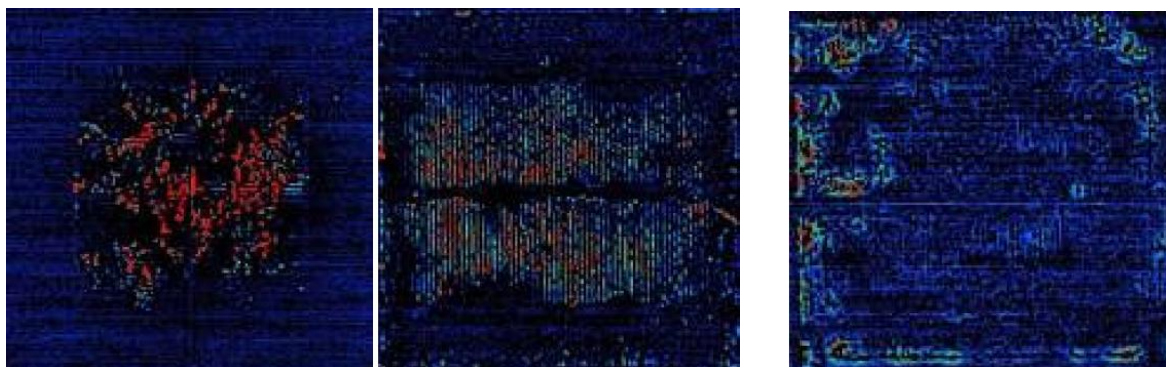


Abbildung 19: Thermographische Aufnahmen (DLIT) von zwei durch Koronaentladung degradierten Solarzellen (links) und einer im Feldtest (rechts) degradierten Solarzelle (aus [SCHU11b])

Unter Laborbedingungen kann die Degradation durch DC-Spannung gegenüber den Feldversuchen deutlich beschleunigt werden. Dazu muss die Moduloberfläche entweder permanent feucht gehalten oder mit einer dicht anliegenden Alu- oder Kupferfolie abgedeckt sein, wobei diese mit dem geerdeten Modulrahmen leitend verbunden ist. Je nach Test werden die DC-Anschlüsse des Moduls üblicherweise mit einer negativen Spannung von 200 bis 1000 V beaufschlagt und der auftretende Leakagestrom gemessen. Dieser dient während des Tests als Indikator für die fortschreitende Degradation. Die Wirkung der relativen Luftfeuchte und Modulerdung bei Stresstests wurde von [KOCH11] untersucht. Dabei war lediglich der Modulrahmen geerdet. Die Tests wurden bei einer Temperatur von 85 °C, einer DC-Spannung von -1000 V und verschiedener relativer Luftfeuchte in einer Klimakammer durchgeführt. Es zeigte sich, dass nach 48 Stunden bei trockener Hitze (20 % relative Luftfeuchte) nahezu keine Degradation auftrat, während bei 85 % relativer Luftfeuchte einige Module drastische Leistungsverluste aufwiesen. Bei hoher Luftfeuchtigkeit bildet sich auf der Moduloberfläche ein dünner Wasserfilm, wodurch die komplette Oberfläche über den Modulrahmen geerdet wird.

Weitere Untersuchungen von [SCHU11a] bezüglich des Einflusses von Temperatur, Spannung und Oberflächenerdung auf die PID-Stresstests erbrachten die in Tab. 1 dargestellten Resultate. Es wird ersichtlich, dass zwischen nasser Oberfläche und Metallfolie lediglich geringe Unterschiede bestehen (vgl. Tab. 1: Referenz und Test I). Eine deutliche Beschleunigung des PID-Stresstests um den Faktor 25 lässt sich durch Erhöhung der Spannung um den Faktor 20 auf 12 kV oder durch eine Temperaturerhöhung um 30 K erzeugen. Dabei steigt der Leakagestrom und somit die Degradation linear mit der Spannung und exponentiell mit der Temperatur an (vgl. Tab. 1: Test I und II sowie Test I, III und IV).

Anhand dieser Tests wurden von vier unabhängigen Prüfinstituten (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Photovoltaikinstitut Berlin, TÜV Rheinland, VDE Prüf- und

Zertifizierungsinstitut) und drei Solarfirmen (Q-Cells, Schott Solar, Solon) im September 2011 gemeinsame Testbedingungen für die PID-Neigung von kristallinen Solarmodulen veröffentlicht.

Testbedingungen		Referenz		Test I		Test II		Test III		Test IV	
Spannung		-0,6 kV		-0,6 kV		-12 kV		-0,5 kV		-1 kV	
Temperatur		25 °C		25 °C		25 °C		55 °C		85 °C	
Oberflächenkontakt		Wasserfilm		Metallfolie		Metallfolie		Metallfolie		Metallfolie	
Leakagestrom		0,95 μ A		1,00 μ A		55 μ A		20 μ A		360 μ A	
Modul- leistung nach STC	Startwert (0h)	235 W		234 W		237 W		238 W		238 W	
	Zwischen- wert	76 h	213 W	76 h	201 W	3,5 h	215 W	3,5 h	207 W	-	-
	Endwert	372h	125 W	372 h	113 W	8 h	148 W	7,5 h	146 W	0,5 h	141 W
Erzielte Beschleunigung		1		1,25		≈ 25		≈ 25		≈ 500	

Tabelle 1: Einfluss von Temperatur, Spannung und Oberflächenkontakt auf den PID-Stresstest (modifiziert nach [SCHU11a])

Der entworfene PID-Stresstest sollte bei Raumtemperatur (25 °C) und einer negativen Spannung von -1000 V über 168 Stunden (sieben Tage) erfolgen. Dabei muss die Moduloberfläche während des Tests mit einem durchgängigen Wasserfilm oder einer Alufolie bedeckt und geerdet werden. Damit ein Modul als PID resistent gilt, darf es während des Tests nur 5 % seiner Leistung verlieren. Bei Untersuchungen einiger auf dem Markt erhältlicher Module wurden mit diesen Tests Leistungsverluste von über 50 % gemessen, während die Module der bereits genannten Solarfirmen den Test bestanden [QCEL11].

2.5.4 Einflussfaktoren auf Anlagenebene

Auf Anlagenebene wird die PID bei den üblichen p-Typ Zellen im Wesentlichen durch die Faktoren Stringspannung, Wechselrichtertopologie, Erdung und die Modulposition im String bestimmt. Aufgrund der Forderung nach immer höheren Stringspannungen von bis zu 1000 V und dem Einsatz trafoloser Wechselrichter erreichen einige Module eines Strings schädliche negative Spannungen von bis zu -500 V gegenüber dem Modulrahmen. Mithilfe von thermografischen Aufnahmen (Wärmebildern) wird die Degradation von Modulen am negativen Pol der DC-Seite an einer betriebsbereiten PV-Anlage nachgewiesen (Abb. 20). Betroffene Zellen erscheinen in der Aufnahme als helle Flecken.

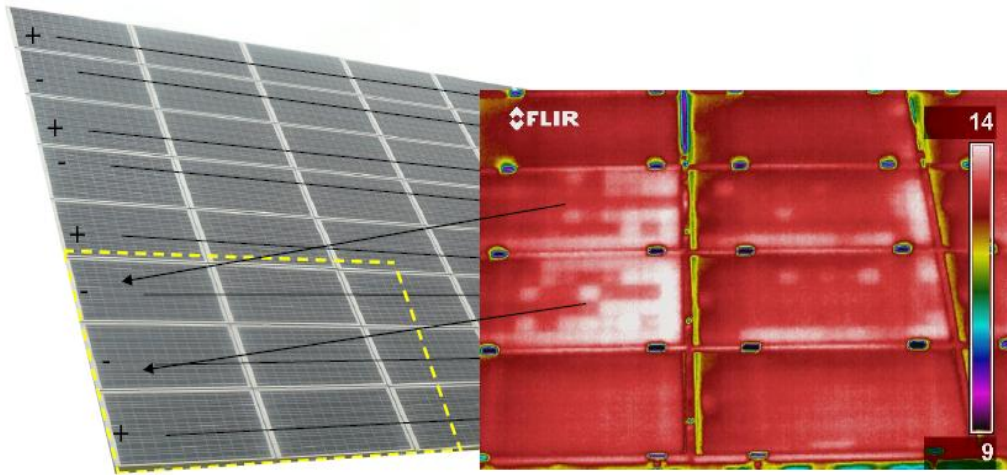


Abbildung 20: Thermografie des gelb markierten Bereichs einer PV-Anlage (aus [SCHW11])

Um die PID auf Anlagenebene zu vermeiden, kommen der Einsatz von Modulwechselrichtern und die Erdung des negativen Pols der Stringspannung in Frage. Bezüglich der Verwendung von Modulwechselrichtern, welche etwas teurer sind, wird vermutet, dass aufgrund der niedrigen Spannungen (Modulspannung) auf der DC-Seite keine PID auftritt. Darüber hinaus werden auch mögliche Verschattungsverluste auf ein Minimum reduziert. Eine andere Möglichkeit zur Vermeidung der negativen Spannungen und somit der PID, besteht in der Erdung des Minuspols der DC-Seite der Anlage. Dadurch können jedoch teilweise moderne Wechselrichtertopologien (ohne Transformator) nicht eingesetzt werden, sodass Verluste im Wirkungsgrad hingenommen werden müssen [NAGE11].

In einigen Fällen kann auch eine Verringerung der Stringspannung den PID-Effekt vermindern. Jedoch haben Untersuchungen zum Einfluss der Stringspannung von [KOCH11] gezeigt, dass kein genereller Zusammenhang zwischen dem PID-Effekt und der Stringspannung besteht. Dazu wurden verschiedene Module jeweils über mehrere hundert Stunden mit negativen Spannungen (-100 V, -300 V, -1000 V, -1500 V) beaufschlagt. Der Degradationsgrad stieg lediglich bei einigen Modulen mit der Stringspannung an. Interessanterweise zeigten andere Module selbst bei einer Stringspannung von über -1000 V keinerlei Tendenz in Richtung einer PID, währenddessen einige Module bereits bei einer Spannung von -100 V gegenüber dem Modulrahmen innerhalb weniger Stunden degradierten [KOCH11].

2.5.5 Einflussfaktoren auf Modulebene

Auf Modulebene sind Einkapselungsmaterial und Frontglas von besonderer Bedeutung. Durch Eindringen von Feuchtigkeit in das Modul wird der Zerfall der üblichen EVA-Folie ausgelöst. Bei diesem Prozess entsteht Essigsäure (CH_3COOH). Durch Wechselwirkung

mit unedlen Metallen in der Zelle entsteht unter Freisetzung von Wasserstoffionen (H^+) ein Acetat-Anion (CH_3COO^-). Es wird vermutet, dass diese Ionen, zusammen mit den Natriumionen aus der Frontglasscheibe, zur Bildung der dielektrischen Schicht an der Zelloberfläche beitragen. Bei Permeationsmessungen zur Überprüfung der Wasserdurchlässigkeit der Laminate und Rückseitenfolien wurde von Schott Solar [SCHW11] beobachtet, dass neue Module innerhalb eines halben Jahres mit Wasser gesättigt sind. Des Weiteren zeigten die Messungen eine Veränderung der Wasserkonzentration im Modul zwischen Tag und Nacht. Laut [SCHW11] zeigen alle Module mit EVA nach einer gewissen Zeit eine Degradation bei hohen Spannungen.

Als alternative Einkapselungsmaterialien wurden von [KOCH11] Silikone und PVB (Polyvinylbutyral) bei einer Temperatur von 85 °C und einer relativen Luftfeuchte von 85 % getestet. Bei einer Spannung von -200 V zeigten die mit Silikon laminierten Module nach 48 Stunden nahezu keine Degradation, während die mit EVA und PVB hergestellten Module Leistungsverluste von über 90 % aufwiesen. Ein derartiger Degradationsgrad wurde von den mit Silikon bestückten Modulen erst nach 240 Stunden erreicht. Folglich wird davon ausgegangen, dass sich PVB und EVA beschleunigend und Silikon hemmend auf den PID-Effekt auswirken. Dies kann mit der Abnahme der Ionenleitfähigkeit oder des Leakagestroms erklärt werden. Des Weiteren ist Silikon sehr UV-beständig und besitzt eine höhere Lebenserwartung als EVA. Ökonomisch betrachtet ergibt sich jedoch bei Verwendung von EVA und Solarglas der preisgünstigste Modulaufbau.

Auch die Verwendung anderer Materialien für die Frontabdeckung des Moduls ermöglicht eine Reduzierung der Anfälligkeit für die PID. Einerseits kann die elektrische Leitfähigkeit und somit der Leakagestrom vermindert werden. Andererseits wird durch Reduzierung der Ionenleitfähigkeit die Glaskorrosion herabgesetzt. Untersuchungen an Minimodulen von [SCHU11b] ergaben, dass beim Einsatz von Quarzglas oder Tedlar keine PID mittels Koronaentladungen nachweisbar ist. Im Gegensatz zum Quarzglas enthält das übliche Solar- glas (Natrium- oder Normalglas) neben Natrium zusätzlich die Elemente Aluminium, Magnesium und in geringen Mengen Calcium. Daher könnten auch diese Metallionen zum PID-Effekt beitragen. Untersuchungen von [WICH11] zeigten hingegen, dass auch Zellen ohne Einkapselung und Frontglas mittels Koronaentladungen degradieren. Aus diesem Grund wird angenommen, dass die PID nicht nur durch Metallionen, sondern durch jegliche Ionen ausgelöst werden kann.

Da die Entstehung von Ionen im Glas und Verkapselungsmaterial nicht vollständig unterbunden werden kann, besteht eine andere Möglichkeit zur Verminderung der PID in der

Verringerung der Ionenleitfähigkeit zwischen den Modulschichten. Entsprechende Untersuchungen von [KOCH11] und [SCHU11b] zeigen, dass bei übereinander gestapelten Schichten (Glas, EVA und Solarzelle) ohne Laminierung des Moduls nahezu keine Degradation auftritt. Daher wird vermutet, dass die Laminierung den Ionentransport zwischen den einzelnen Schichten begünstigt. In der Praxis könne ein ähnlicher Erfolg durch Einbringen zusätzlicher Barrierschichten erreicht werden.

Des Weiteren zeigen thermografische Aufnahmen einzelner Module nach der PID deutliche Unterschiede im Degradierungsgrad der einzelnen Zellen innerhalb eines Moduls (Abb. 21).

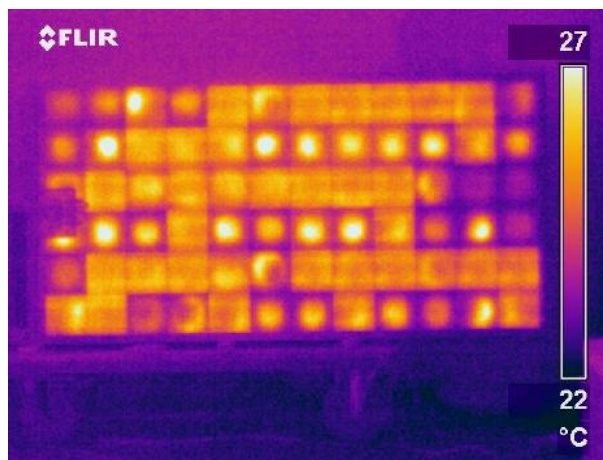


Abbildung 21: Thermografie eines Solarmoduls nach einem Freiland PID-Stresstest [NAGE11]

Unbeschädigte Zellen weisen eine gleichmäßige Erwärmung (gleichmäßige, orange Färbung) auf, während betroffene Zellen heiße Zonen („Hot Spots“, helle Punkte) oder eine gleichmäßig kalte (gleichmäßige, violette Färbung) Oberfläche aufzeigen. Laut [NAGE11] beginnt die Degradation einer Zelle mit dem Auftreten von Hot Spots. Mit fortschreitender Degradation verschwinden die heißen Stellen und die Zelle kühlt gleichmäßig aus. Für Feldversuche ist das Auftreten von Hot Spots in der Mitte der Zelle typisch. Daher wird vermutet, dass Schwankungen in der Essigsäurekonzentration bzw. Feuchtigkeit im Modul für die Hot Spots verantwortlich sind. Ihre typische Form ergibt sich möglicherweise durch das Austrocknen der Zellecken während längerer Trockenperioden.

2.5.6 Einflussfaktoren auf Zellebene

Die Eigenschaften der einzelnen Zellschichten haben erheblichen Einfluss auf die Anfälligkeit der Solarzelle für eine PID. Besonderes Augenmerk gilt dabei der Antireflexionschicht, da diese die erste Barriere für angezogene Kationen darstellt. Um die Wirkung dieser Ionen auf die Zellschichten besser zu verstehen, wurde der molekulare Aufbau von PID geschädigten Solarzellen mithilfe der Flugzeit-Sekundärionenmassenspektrometrie (Time-of-

Flight Secondary Ion Mass Spectrometry, TOF-SIMS) untersucht. Dabei wird die Probenoberfläche schichtweise durch einen Primärionenstrahl abgetragen und die Ionenkonzentration der Schicht gemessen. So können Tiefenanalysen bis zu $1\mu\text{m}$ mit einer Auflösung von 1nm durchgeführt werden. Da die Antireflexionsschicht nur etwa 70 nm beträgt, kann auch die Ionendiffusion in die Emitterschicht untersucht werden. Dabei stellten [KOCH11] eine um den Faktor 10 erhöhte Konzentration von Natriumionen über den gesamten Messbereich bei PID geschädigten Zellen fest (Abb. 22).

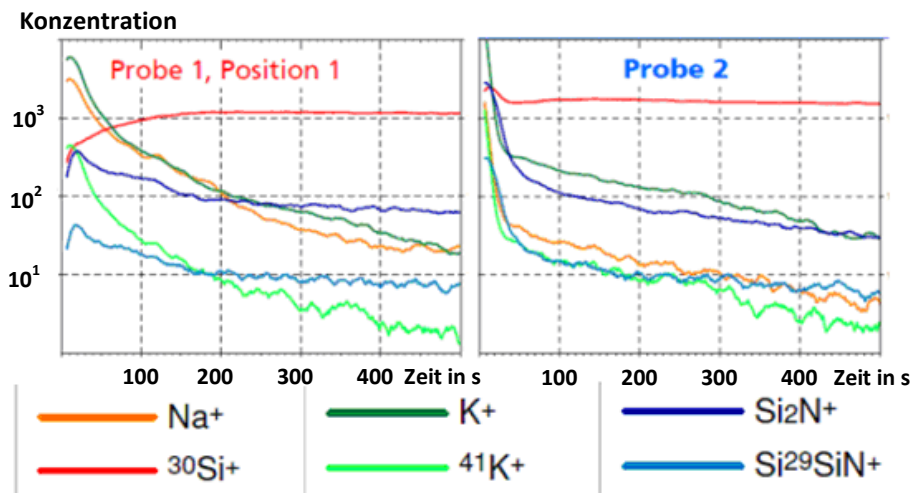


Abbildung 22: Durch TOF-SIMS ermittelte Ionenkonzentration an einer PID geschädigten Solarzelle (links) und einer unbeschädigten Referenzzelle (rechts, [KOCH11])

In anderen TOF-SIMS Untersuchungen wurden zusätzlich lokale Stellen mit noch größeren Natriumkonzentrationen und auch leicht angestiegenen Kupferkonzentrationen an der Zelloberfläche nachgewiesen [HACK11]. Da der Anstieg der Natriumionen über den gesamten Tiefenmessbereich auftrat, wird neben der Antireflexionsschicht auch die Emitterschicht durch die Kationen verändert.

Da die Antireflexionsschicht zur Entspiegelung und zur Oberflächenpassivierung der Emitterschicht dient, beeinflusst diese maßgeblich den Wirkungsgrad einer Solarzelle. Untersuchungen von [KOCH11] haben ergeben, dass Zellen ohne Antireflexionsschicht während eines 48-stündigen Stresstests ($85\text{ }^\circ\text{C}$, relative Luftfeuchte 20%) mit einer Spannung von -200 V keine Neigung zur PID zeigen. Da aus den bereits genannten Gründen nicht auf die Antireflexionsschicht verzichtet werden kann, muss die PID-Anfälligkeit durch Modifikationen an dieser Schicht erfolgen. Diesbezüglich zeigten Veränderungen an der Zusammensetzung, Schichtdicke, Brechzahl, Homogenität der Schicht und dem Abscheideverfahren bereits einige Erfolge. Um die Leistungsfähigkeit der Solarzelle nicht zu beeinträchtigen, müssen stets alle Schichtparameter optimal aufeinander abgestimmt werden, um die Oberflächenreflexionen zu minimieren. Nach Untersuchungen von [PING10] an siliziumnitridhaltigen (SiN)

Antireflexionsschichten (engl. Anti Reflecting Coating, ARC) wird vermutet, dass eine Verringerung der PID-Anfälligkeit durch Erhöhung des Siliziumanteils und somit der Brechzahl (Refractive Index) sowie durch Reduzierung der Schichtstärke (Abb. 23, orange Linie) erreicht werden kann. Des Weiteren kann das Risiko für eine PID durch spezielle Abscheidungsverfahren mit höherer Schichthomogenität gesenkt werden (Abb. 23, Prozess B).

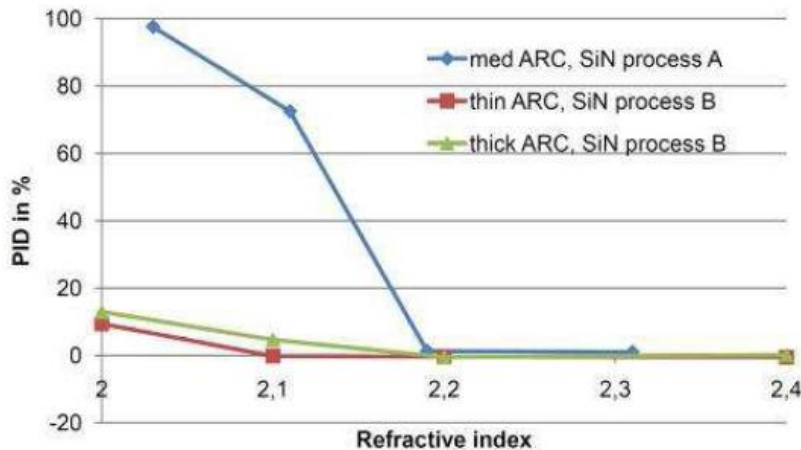


Abbildung 23: Degradationsgrad in Abhängigkeit von der Brechzahl, Schichtstärke und dem genutzten Abscheidungsverfahren der Antireflexionsschicht (aus [PING10])

Eine andere Möglichkeit zur Verminderung des PID-Risikos besteht laut Schott Solar darin, zusätzliche Schichten in den Zellaufbau einzufügen (SCH011a). In der entsprechenden Patentschrift werden im Wesentlichen zwei verschiedene Varianten genannt. Zum einen kann die Antireflexionsschicht oder eine zwischen dieser und der Emitterschicht liegende zweite Schicht mit einer n-Dotierung versehen werden. Interessanterweise degradiert eine solche Zelle zwar zunächst unter negativem Potential, regeneriert sich jedoch nach kurzer Zeit und ist danach dauerhaft vor einer PID geschützt. Eine andere Möglichkeit besteht darin, die Antireflexionsschicht und die metallischen Frontkontakte mit einer elektrisch leitfähigen transparenten Schicht zu überziehen. Dadurch bleibt die Antireflexionsschicht feldfrei und die Diffusion von Kationen wird verhindert.

Über den Einfluss der Emitter- und Basisschicht einer Zelle bezüglich des PID-Effekts existieren kontroverse Ansichten. Untersuchungen von [PING10] haben ergeben, dass die PID-Anfälligkeit durch Verringerung des Emitterflächenwiderstands und durch Erhöhen der spezifischen Leitfähigkeit des Basismaterials herabgesetzt werden kann. Stattdessen wurde von [SCHU11b] kein signifikanter Zusammenhang zwischen Degradationsgrad und Emitterschichtwiderstand gefunden.

2.5.7 Einfluss von Temperatur und Feuchte

Neben dem Anlagen-, Modul- und Zellaufbau ist die PID auch von den Umgebungsbedingungen, wie Temperatur und Feuchtigkeit, abhängig. Damit ein Potentialunterschied zwischen Moduloberfläche und Solarzellen entsteht, muss die Moduloberfläche durch Regen, Nebel, Tau oder Kondensation mit einem dünnen Wasserfilm überzogen und somit elektrisch leitfähig sein. Bei Messungen von [KOCH11] zeigte sich an PID gefährdeten Modulen ein starker Anstieg des Leakagestroms in den Morgenstunden (Abb. 24). Sobald die Moduloberfläche durch die angestiegene Modultemperatur und Sonnenstrahlung abgetrocknete, sank auch der Leakagestrom drastisch ab. Daher treten 95 % des Leakagestroms bei Modultemperaturen von unter 30 °C auf, obwohl der Leakagestrom exponentiell zur Modultemperatur ansteigt.

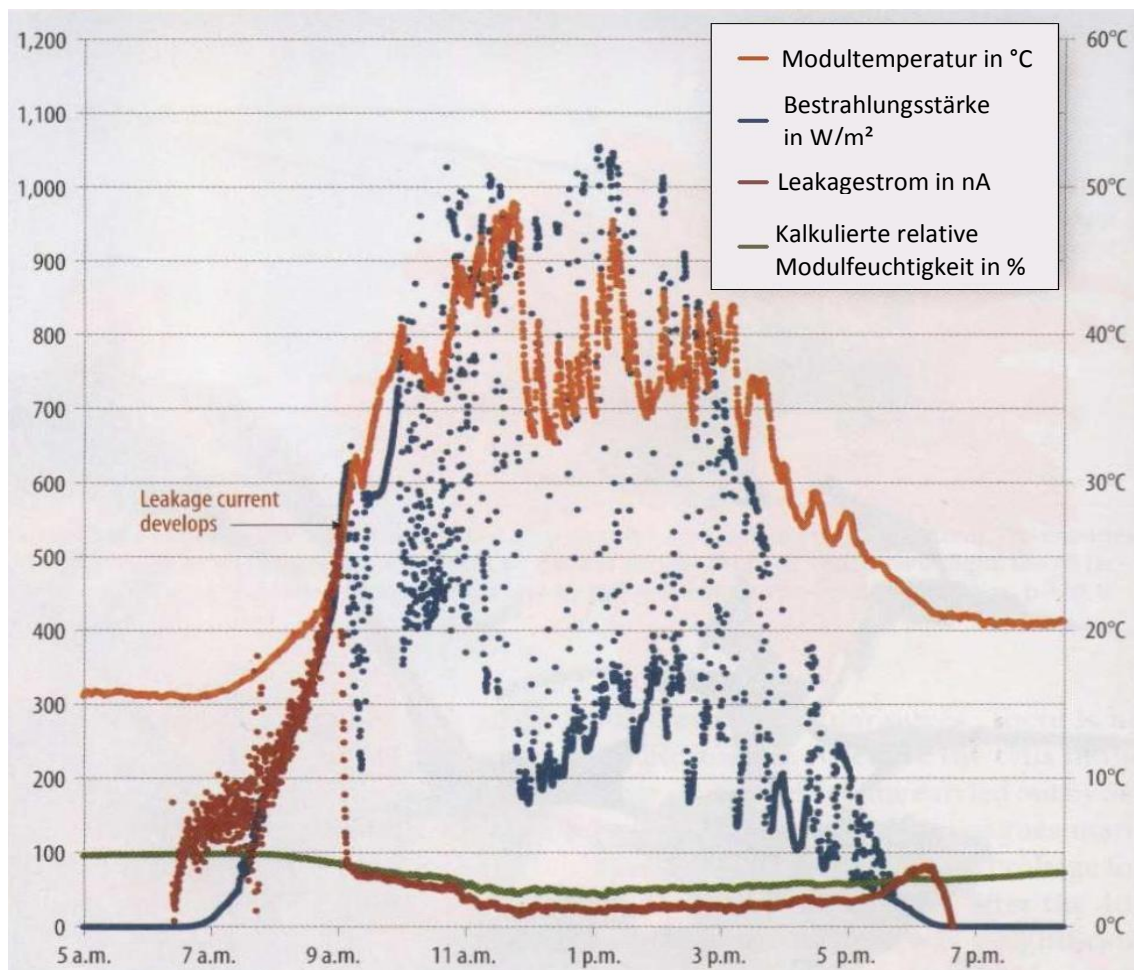


Abbildung 24: Tagesverlauf der Modultemperatur, der Bestrahlungsstärke, des Leakagestroms und der kalkulierten relativen Modulfeuchte

2.5.8 Regeneration degradierter Module

PID geschädigte Module lassen sich, sofern sie nicht elektrochemisch korrodiert sind, durch positive Spannungen oder hohe Temperaturen regenerieren. Die Ausgangsleistung wird

jedoch meist nicht mehr erreicht. Die Regeneration durch umgekehrte Spannung ist ein langwieriger Prozess und genau wie die Degradation von den Umgebungsbedingungen abhängig (Abb. 25). Eine hohe Luftfeuchte bzw. nasse Moduloberfläche und hohe Temperaturen fördern die Ausheilung der Module.

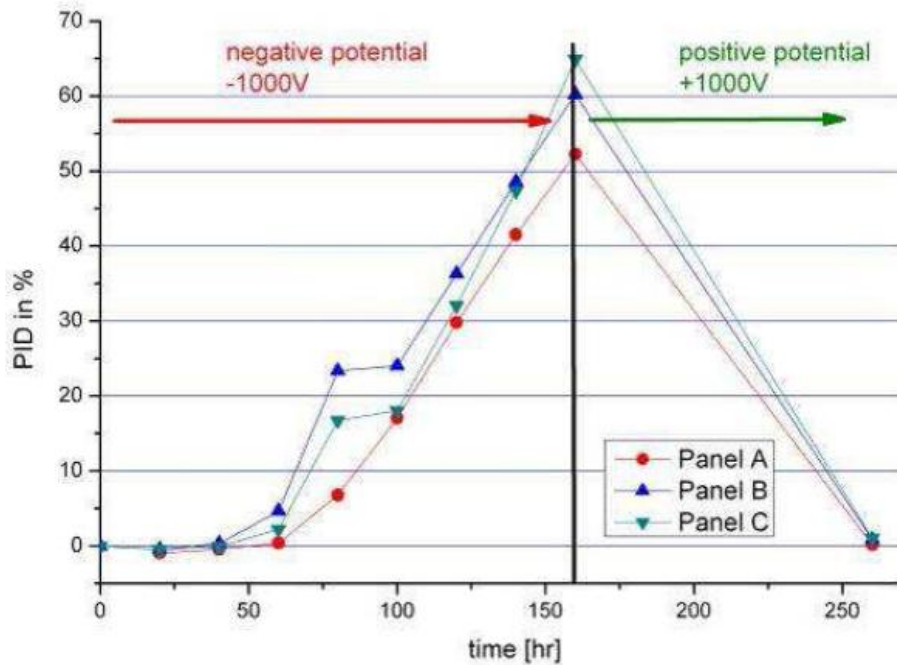


Abbildung 25: Regeneration durch positive Spannung (aus [PING10])

Die Firma SMA Solar Technology AG hat zur Regeneration PID geschädigter Module die sogenannte PV-Offset Box entwickelt. Diese generiert in den Nachtstunden eine positive Strings Spannung von 600 V gegenüber der Erde und begrenzt den Stromfluss auf 2 mA. Dadurch regenerieren sich die Module über Nacht, bevor am nächsten Morgen die Degradation erneut einsetzt. Bei elektrochemischer Korrosion hat die Offset Box keine Wirkung. Untersuchungen von [SCHU11b] zeigten zudem, dass der Degradationsprozess im Modul nicht immer gleich abläuft. Diesbezüglich zeigten Elektrolumineszenzaufnahmen deutliche Unterschiede zwischen der ersten und zweiten Degradation (Abb. 26).

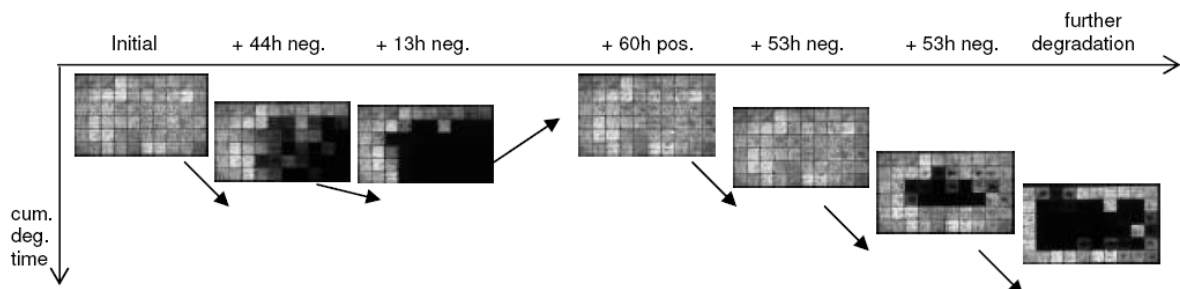


Abbildung 26: Elektrolumineszenz-Aufnahmen vom Verlauf der Degradation und Regeneration eines Solarmoduls (aus [SCHU11b])

Nach erfolgter Regeneration verlief die erneute Degradation langsamer. Daraus lässt sich ableiten, dass der Verlauf der Degradation von Vorgeschichte des Moduls abhängig ist. Eine weitere Möglichkeit ein von PID betroffenes Modul zu regenerieren besteht darin, dieses etwa 10 h einer Temperatur von 100°C auszusetzen. Dadurch werden jedoch die Modulmaterialien stark beansprucht und es besteht die Gefahr, dass Folgeschäden auftreten.

3. Umsetzung der Aufgaben

3.1 Ideen zu neuen PID-Stresstests für kristalline Solarzellen und deren Umsetzung

Zur Untersuchung einzelner Solarzellen existieren bisher lediglich zwei Varianten von PID-Stresstests. Die Degradation wird dabei entweder mittels Koronaentladung oder durch hohe DC-Spannung ausgelöst. Mithilfe von Koronaentladungen lassen sich unverkapselte Solarzellen sowie Minimodule degradieren. Nachteil bei diesem Verfahren ist, dass die thermografischen Aufnahmen degradierter Solarzellen deutliche Unterschiede zu den Aufnahmen von Stresstests mit hohen DC-Spannungen aufweisen. Für letzteres Verfahren müssen die Zellen stets in einem aufwendigen Prozess zu Minimodulen verkapselt werden. Somit weisen beide Verfahren einige Nachteile auf.

Das Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung eines neuen PID-Stresstests, der zum einen ohne Laminierung an unverkapselten Zellen durchgeführt werden kann und zum anderen eine flächige Degradation ermöglicht. Nach der derzeitig verbreiteten Modellvorstellung zum PID-Effekt werden aufgrund der Potenzialdifferenz zwischen Modulrahmen und Zelloberfläche freie Kationen in Richtung Zelloberfläche verschoben. Erreichen diese die Solarzelle, können sie sich an der Zelloberfläche anlagern und in tiefere Schichten diffundieren. Dies führt zu einer Schädigung der Antireflexionsschicht bzw. der Emitterschicht der Solarzelle. Derzeit wird vermutet, dass es sich bei den positiven Ionen um Natriumionen (Na^+) aus dem Frontglas und Wasserstoffionen (H^+) aus der EVA-Folie handelt.

Um die Degradation von Solarzellen im Labor nachzustellen, soll anstatt des Verkapselungsmaterials bzw. Frontglases eine Flüssigkeit verwendet werden. Dazu muss die Flüssigkeit, analog zu Frontglas bzw. EVA-Folie, ungebundene Kationen enthalten. Die Solarzelle muss während des Tests mit ihrer Vorderseite flächig in der Lösung liegen, damit die gesamte Oberfläche benetzt wird. Durch die Verwendung der Lösung entfällt das aufwendige Laminieren einzelner Solarzellen zu Minimodulen, sodass die Zellen nach dem Test auch problemlos vermessen bzw. untersucht werden können. Um die freien Ionen aus der Lösung an der Zelloberfläche anzulagern, soll ein elektrisches Feld genutzt werden. Dazu werden die Solarzelle und die Lösung in den Feldraum zwischen zwei Plattenelektroden eingebracht. Weil die Lösung aufgrund der enthaltenen Ionen leitfähig ist, muss sich zusätzlich ein Dielektrikum im Feldraum befinden. Bei der Verwendung einer Glas- bzw. Luftschicht ergeben sich prinzipiell drei sinnvolle Anordnungen von Dielektrikum und Solarzelle mit aufgebrachteter Lösung (Abb. 27).

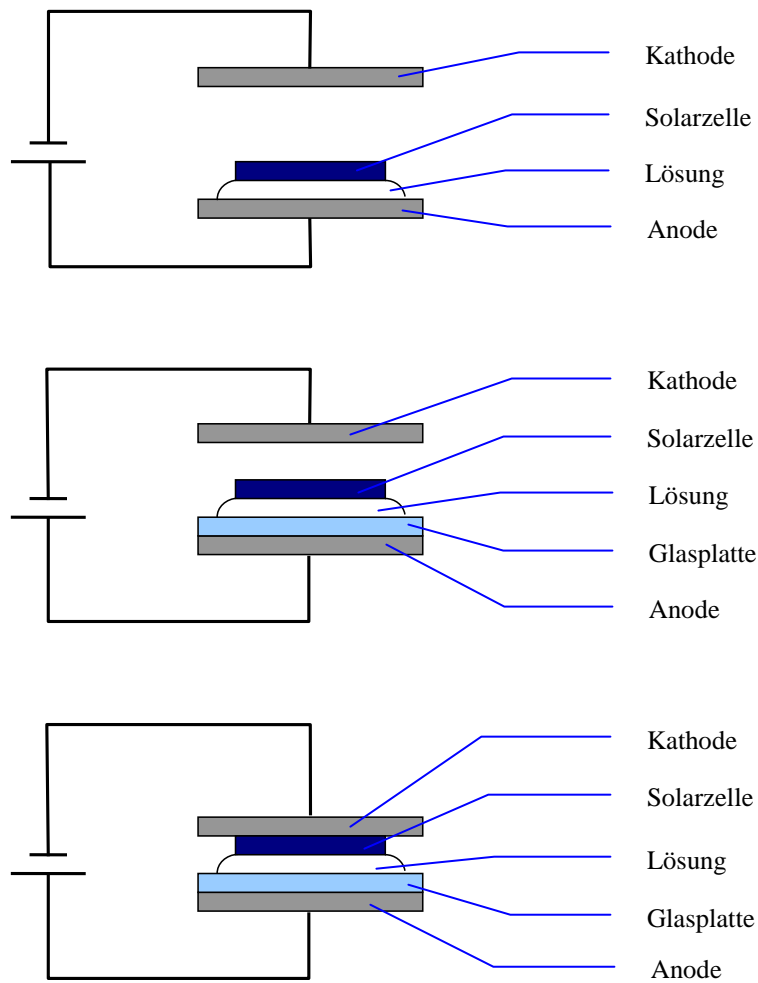


Abbildung 27: Prinzipieller Testaufbau nach Variante I (Oben), II (Mitte) und III (Unten)

Bei Variante I wird die Lösung direkt auf die Anode aufgetragen und die Solarzelle auf die Lösungsschicht gelegt. Aufgrund der Leitfähigkeit von Lösung und Solarzelle liegt ein positives Potential an der Solarzelle an. Der Abstand zwischen Kathode und Solarzelle musste so gewählt werden, dass bei angelegter Spannung keine Teilentladungen (Überschläge) auftreten, welche die Zellrückseite beschädigen könnten. Aufgrund der angelegten Spannung werden die negativen Ladungsträger von Anode und Lösung „abgesaugt“. Die positiven Ladungsträger versuchen stattdessen in Richtung Kathode in den Feldraum vorzudringen und stoßen dabei an die Vorderseite der Solarzelle. Die Kationen müssten dann den gewünschten PID-Effekt auslösen.

Bei Variante II befindet sich zusätzlich eine Glasplatte zwischen Lösung und Anode. Da sich zwei dielektrische Stoffe im Feldraum befinden, entsteht eine Quergrenzfläche mit einem eigenen elektrischen Potential. Da die Solarzelle und die Lösung elektrisch leitfähig sind, sollen sie im Folgenden als ein Medium betrachtet werden. Weil sich dieses Medium auf der Quergrenzfläche befindet, besitzt es ein Potential gegenüber Anode und Kathode. Auf-

grund des äußeren elektrischen Feldes strömen die Ladungsträger an die Oberfläche des Mediums, die Kationen in Richtung der Kathode und die Elektronen in Richtung der Anode. Dieser Vorgang wird als Influenz bezeichnet. Dadurch stoßen die Kationen an die Vorderseite der Solarzelle, wodurch der PID-Effekt ausgelöst werden sollte. Die entstehenden Flächenladungsdichten erzeugen ein, dem äußeren Feld entgegengesetztes, elektrisches Feld. Die Ladungsbewegung infolge der Influenz dauert solange an, bis das Innere des Mediums feldfrei ist [FROH94].

Bei Variante III wird lediglich eine Glasplatte als Dielektrikum verwendet. Diese liegt zwischen Anode und Lösung, folglich liegen Lösung und Solarzelle aufgrund ihrer Leitfähigkeit auf dem negativen Potential. Somit besitzt der Aufbau Parallelen zu den PID-Stresstests mit hohen DC-Spannungen. Aufgrund der angelegten negativen Spannung werden jedoch die negativen Ladungsträger durch die Kationen der Lösung neutralisiert, weshalb ein PID-Effekt unwahrscheinlich ist.

3.1.1 Verwendete Solarzellen

Für die PID-Versuche wurden von der Firma Roth und Rau AG spezielle polykristalline Solarzellen bereitgestellt. Diese wurden extra so gefertigt, dass sie gegenüber dem PID-Effekt anfällig sind. Bei den Solarzellen handelt es sich um p-Typ Solarzellen mit einer Kantenlänge von 156 mm und einer üblichen Frontkontaktierung mit einem Grid und zwei Busbars. Die Solarzellen wurden aus 200 µm starken Wafern gefertigt und unterscheiden sich hinsichtlich der Beschaffenheit ihrer ca. 85 nm starken Antireflexionsschicht aus Siliziumnitrid. Dies lässt sich bereits an deren unterschiedlicher Färbung der Oberfläche erkennen (Abb. 28).

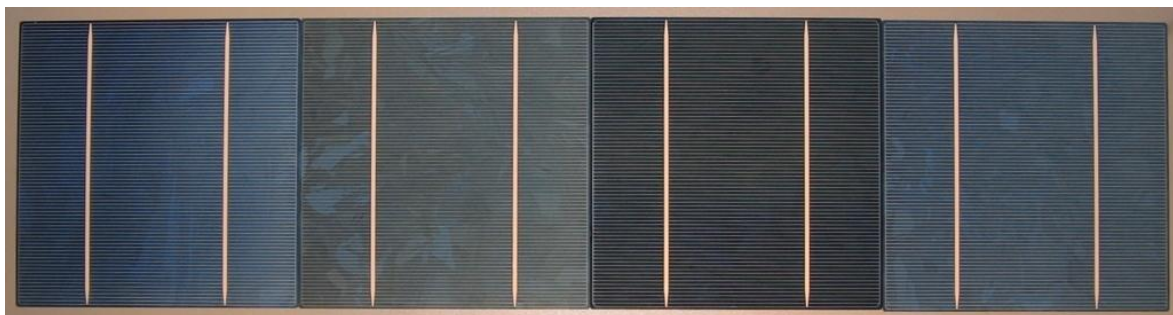


Abbildung 28: eingesetzte p-Typ Solarzellen mit verschiedener Antireflexionsschicht

3.1.2 Beschreibung des Hochspannungstestfeldes

Aufgrund der berührunggefährlichen Hochspannung wurden alle Versuche im Hochspannungslabor im Testfeld der Gleich- und Wechselspannungsprüfanlage durchgeführt (Abb. 29). Für die Erzeugung der Hochspannung standen zwei Quellen zur Verfügung. Ein

Hochspannungsnetzteil des Herstellers ISEG und der Hochspannungstransformator der Gleich- und Wechselstromprüfanlage (Abb. 29 und 30).

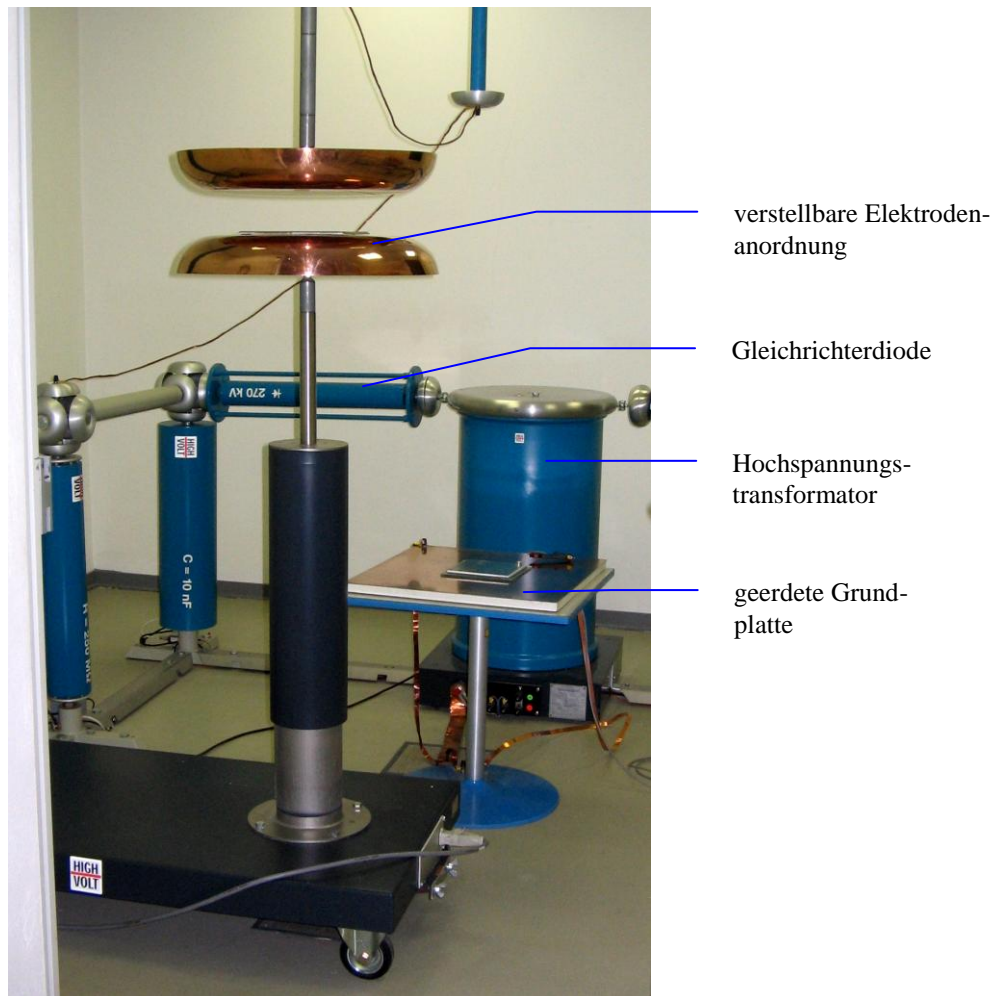


Abbildung 29: Testfeld der Gleich- und Wechselspannungsprüfanlage



Abbildung 30: Links: Hochspannungsquelle von ISEG; Rechts: Steuermodul WSM 3

Das Hochspannungsnetzteil stellt eine im Bereich von 0 bis 5 kV einstellbare Gleichspannung und eine Maximalstromstärke von 2 mA bereit. Die Einstellung und Steuerung dieser Quelle erfolgt über das Frontpanel oder einen PC. Dadurch lassen auch Dauerprüfungen

über mehrere Tage realisieren. Der Hochspannungsgenerator (230 V; 100 kV) liefert eine maximale Wechselfspannung von 140 kV. Um eine entsprechende Gleichspannung zu erhalten, erfolgt eine Einweggleichrichtung durch eine Diode und einen Glättungskondensator. Durch Umpolen des Gleichrichters lässt sich eine positive oder negative Spannung erzeugen. Die Eingangsspannung des Hochspannungstransformators wird durch einen Stelltransformator variiert. Dadurch lässt sich die Hochspannung im Bereich von 5 bis 100 kV einstellen. Die Steuerung der Prüfanlage erfolgt durch das Steuermodul WSM 3, welches über ein Frontpanel oder einen PC bedient wird. Die anliegende Hochspannung wird über einen Spannungsteiler mit dem Scheitelspannungsmessgerät MU 16 gemessen. Dabei lässt sich die Gleichstromprüfanlage nur bedingt für Dauerprüfungen nutzen, da die automatische Abschaltung bei detektierten Teilentladungen häufig auch ohne auftretende Entladung erfolgt. Daher mussten die Prüfungen mit Spannungen von über 5 kV permanent überwacht werden.

3.1.3 Beschreibung der erzeugten elektrischen Felder

Für die Umsetzung des Aufbaus nach Variante I und II wurden eine elektrisch verstellbare Elektrodenanordnung und zwei tellerförmige Kupferelektroden mit einem Durchmesser von 50 cm genutzt. Bei dem Aufbau nach Variante I wurde die Lösung nicht direkt auf die Elektrode aufgetragen, um diese nicht zu beschädigen. Stattdessen wurde eine quadratische Kupferplatte mit einer Kantenlänge von 200 mm auf die Elektrode gelegt und mit zwei quadratischen Rahmen, aus Silikon mit Seitenlängen von 150 mm und 190 mm, versehen. Der innere Rahmen erfüllt zwei Funktionen: Zum einen bildet er ein flaches Becken, in welches die Lösung eingefüllt wird. Zum anderen dient er als Auflagefläche für die Zelle während des Versuchs und definiert somit die Schichtdicke der Lösung. Der äußere Rahmen fungiert lediglich als Auffangbecken für die überschüssige Lösung. Nach den ersten Stresstests mit einer Natriumchlorid-Lösung zeigten sich auf der Kupferoberfläche der Platte jedoch Oxidations Spuren. Interessanterweise war ein identisches weißes Fleckenmuster auch auf der betroffenen Solarzelle sichtbar. Es ist anzunehmen, dass während des Tests eine chemische Reaktion zwischen der Kupferplatte und Siliziumnitridschicht erfolgte. Um diesen Effekt in den nachfolgenden Tests zu verhindern, wurde statt der Kupferplatte eine gleichgroße Platte aus Edelstahl eingesetzt (Abb. 31). Um die Solarzelle einem elektrischen Feld auszusetzen, wurde an die Elektroden eine Spannung von mehreren kV angelegt. Die Feldstärke zwischen den Elektroden ist hierbei abhängig von deren Abstand und der anliegenden Spannung. Beide Parameter mussten so eingestellt werden, dass keine Teilentladungen in Form von Überschlügen auftreten und dabei die Zellrückseite beschädigen.

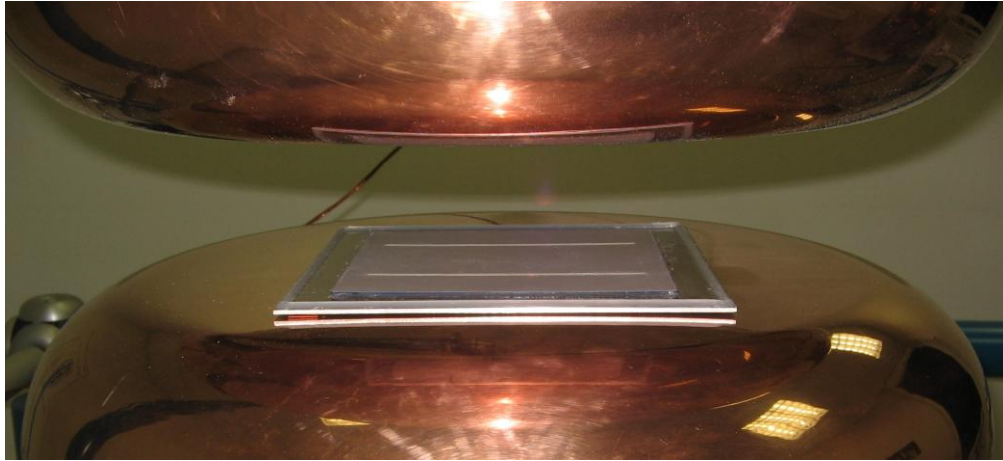


Abbildung 31: Testaufbau nach Variante I

Bei Variante I lagen die Solarzelle und Lösung auf dem Potential der Anode. Dadurch wurde die effektive Form der Elektrode beeinflusst, sodass diese als pyramidenförmig gestufte Elektrode wirkte. Dies verringerte nicht nur den effektiven Elektrodenabstand um die Schichtstärke der Lösung (1,5 mm) und der zusätzlich eingebrachten Edelstahlplatte (2,5 mm), sondern veränderte auch den Homogenitätsgrad des Elektrodenpaares, da aufgrund der Ecken und Kanten Feldstärkeüberhöhungen auftraten. Um die Veränderung der Feldhomogenität beurteilen zu können, wurde die Durchschlagsspannung bei verschiedenen Elektrodenabständen für das Elektrodenpaar mit und ohne Aufbauten im Feldraum gemessen (Abb. 32).

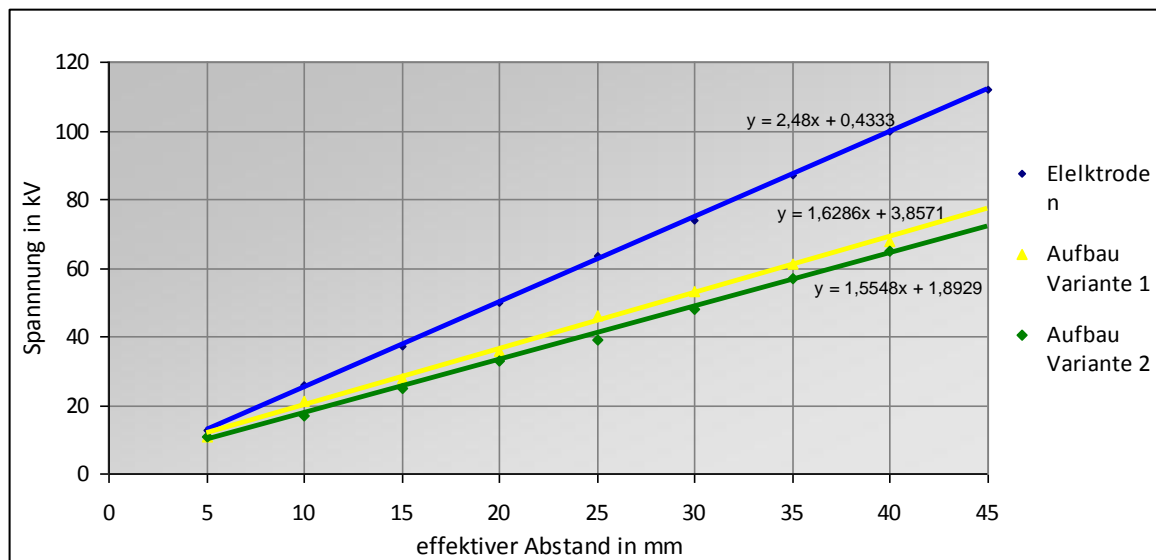


Abbildung 32: Durchschlagfestigkeit der Elektrodenanordnung mit und ohne Aufbauten im Feldraum

Aus dem Anstieg der angenäherten Geradengleichungen wurde die Maximalfeldstärke der Elektrodenanordnung bestimmt. Diese beträgt ohne Aufbauten im Feldraum 2,5 kV/mm. Durch den Aufbau nach Variante I sank der Anstieg der Geraden und somit die Maximalfeldstärke auf 1,62 kV/mm. Um Teilentladungen zu vermeiden, wurde bei Prüfungen nach Va-

riante I lediglich eine Spannung von 5 kV bei einem effektiven Elektrodenabstand von 5 mm eingestellt, auf diese Weise wurde im Bereich der Solarzelle eine Feldstärke von 1 kV/mm erreicht.

Bei Variante II wurde statt der Edelstahlplatte eine Glasplatte mit Silikonrahmen eingesetzt. Dadurch befanden sich verschiedene Dielektrika im Feld, wodurch eine Quergrenzfläche zwischen Glas und Luftschicht entstand. Da die Glasscheibe deutlich kleiner als die Kupferelektrode war, ergaben sich zusätzlich Längsgrenzflächen an den Kanten der Glasplatte. An diesen Kanten und Ecken traten Feldstärkeüberhöhungen auf, weswegen auch hier die maximale Feldstärke auf 1,55 kV/mm herabgesetzt wurde (Abb. 32). Aufgrund der leicht konvexen Elektroden, bildete sich zwischen Glasplatte und Elektrode ein zusätzlicher Luftspalt aus, sodass eine weitere Quergrenzfläche entstand. Um diese unerwünschten Grenzflächen zu vermeiden, müsste eine ebene Elektrode mit einer mindestens ebenso großen Glasplatte verwendet werden.

Um das Potential der Lösung und Solarzelle im Aufbau zu bestimmen, wird näherungsweise davon ausgegangen, dass sich nur eine Quergrenzfläche im Feldraum befindet (Abb. 33).

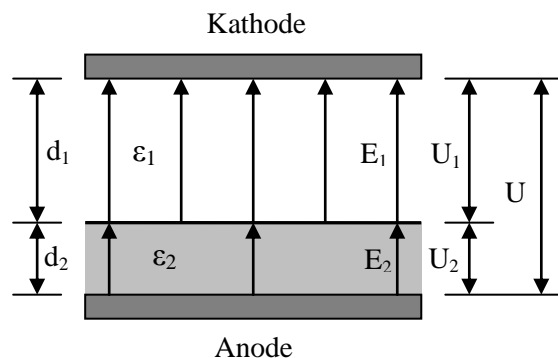


Abbildung 33 : Quergrenzfläche im Feldraum

Die Feldstärke in beiden Medien ist dabei abhängig vom Größenverhältnis der

Dielektrizitätszahlen:
$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{\epsilon_2}{\epsilon_1}. \quad (9)$$

Mit $\epsilon_{r \text{ Luft}} = 1,006$, $\epsilon_{r \text{ Normalglas}} = 4 \dots 8$ ist die Feldstärke im Glas etwa um den Faktor 4...8 kleiner als in der Luftschicht, somit wird das Feld in das Medium mit der kleineren Dielektrizitätszahl (Luft) verdrängt. Für die Berechnung der Feldstärke in einem quer geschichteten Dielektrikum nach Abb. 33 gilt:

$$U = U_1 + U_2 = E_1 \cdot d_1 + E_2 \cdot d_2, \quad (10)$$

$$E_1 = \frac{U}{d_1 + d_2 \frac{\epsilon_{r1}}{\epsilon_{r2}}}, \quad E_2 = \frac{U}{d_1 \frac{\epsilon_{r2}}{\epsilon_{r1}} + d_2}. \quad (11; 12)$$

Für die Versuche nach Variante II wurde in Abhängigkeit von der genutzten Hochspannungsquelle eine Spannung U von 5 bzw. 25 kV genutzt. Der Luftspalt d_1 zwischen Solarzelle und Kathode betrug entsprechend der angelegten Spannung 5 bzw. 20 mm. Für eine Glasplatte mit einer Stärke von $d_2 = 4$ mm und $\epsilon_r = 5$ ergaben sich Feldstärken von $E_1 = 1,2$ bzw. $0,86$ kV/mm in Luft sowie $E_2 = 0,24$ bzw. $0,17$ kV/mm im Glas. Das Potential innerhalb der Grenzfläche ergibt sich aus Feldstärke und Schichtstärke des Dielektrikums und beträgt $U_2 = 0,96$ bzw. $0,69$ kV gegenüber der Anode. Die Solarzelle besaß somit gegenüber der Anode ein negatives Potential von etwa 1 bzw. $0,7$ kV [KUEC96].

Der Testaufbau nach Variante III wurde trotz der geringen Erfolgsaussichten zu einigen Versuchen verwendet. Dazu wurde eine Glasplatte mit entsprechendem Silikonrahmen auf eine geerdete Kupferplatte gelegt und mit einer Lösung gefüllt. Die Solarzelle lag während des Tests, genau wie bei Variante II, auf dem Silikonrahmen auf, sodass nur die Vorderseite der Zelle benetzt wurde. Auf die Rückseite der Zelle wurde eine Aluminiumplatte gelegt. Dabei bestand die Gefahr, dass die überschüssige Lösung aufgrund der Kapillarwirkung zwischen Zellrückseite und Platte einzieht und die Zellrückseite beschädigt wird. Um dies zu verhindern, wurde für die Aluminiumplatte lediglich eine Kantenlänge von 150 mm, anstatt wie bei der Solarzelle 156 mm, gewählt (Abb. 34).



Abbildung 34: Testaufbau nach Variante III

Um den Aufbau einem elektrischen Feld auszusetzen, wurde die Aluminiumplatte als Kathode und die Kupferplatte als Anode genutzt. Somit befanden sich im Feldraum nur die Glasplatte, Lösung und Solarzelle. Aufgrund ihrer Leitfähigkeit lagen Solarzelle und Lösung auf dem negativen Potential, weshalb der effektive Elektrodenabstand durch die Stärke der Glasscheibe definiert wurde. Die Durchschlagsfestigkeit von Normalglas beträgt $9,8$ bis $13,8$ kV/mm. Bei einer Glasstärke von 4 mm ist der Aufbau im Idealfall höchstens mit einer Spannung von 39 bis 56 kV belastbar. Da die Glasscheibe nicht die gesamte Kupferplat-

te abdeckte, entstanden an den Glaskanten Längsgrenzflächen im Feld. Zusätzlich traten an den Ecken und Kanten der Kathodenplatte Feldstärkeüberhöhungen auf. Daher kam es bereits bei einer Spannung von 11 kV zu ersten Teilentladungen und bei 15 kV zur Entladung. Diese Kriechentladungen verliefen von den Ecken der Kathodenplatte entlang der Glaskanten zur Anode. Um derartige Kriechentladungen zu vermeiden, wurde für die Versuche lediglich eine Spannung von 5 kV eingestellt, sodass im Glas eine Feldstärke von 1,25 kV/mm auftrat.

Bei PID-Tests von Modulen durch hohe DC-Spannung tritt ein messbarer Leakagestroms von wenigen μA auf. Da bei allen Versuchen die Spannung so gewählt wurde, dass keine hörbaren Teilentladungen auftraten, konnten lediglich sehr niedrige Leakageströme fließen. Je nach Aufbauvariante können diese Teilentladungen als Überschläge in Luft oder als Kriechentladungen entlang der Glaskanten erfolgen. Dies konnte jedoch nicht überprüft werden, da derart niedrige Ströme nicht von den verwendeten Hochspannungsquellen erfasst werden konnten.

3.1.4 Verwendete Lösungen

Wie bereits in Kapitel 2.5.5 erwähnt, führt ins Modul eindringende Feuchtigkeit zum Zerfall der EVA-Folie, wodurch Acetat-Anionen und Wasserstoff-Kationen entstehen. Des Weiteren wird vermutet, dass die Metalle Natrium, Aluminium, Magnesium und Calcium aus der Glasscheibe der Module herausgelöst werden und sich an der Zelloberfläche anlagern. Die verwendete Lösung muss daher eine entsprechende Anzahl von ungebundenen Kationen dieser Stoffe enthalten. Da die Solarzelle auch im Modul mit Wasser in Berührung kommt, sollte dieses auch als Lösungsmittel verwendet werden.

Das Verhältnis zwischen Kationen und Anionen wird in einer wässrigen Lösung durch den pH-Wert beschrieben. Bei einem pH-Wert von 7 besteht ein Gleichgewicht zwischen den Oxonium-Ionen (H_3O^+) und Hydroxid-Anionen (OH^-) in der Lösung. Bei pH-Werten > 7 reagiert die Lösung basisch, das bedeutet, die Konzentration der Anionen ist größer als die Konzentration der Kationen. Bei sauren Lösungen, mit einem pH-Wert < 7 , ist das Verhältnis entsprechend umgekehrt. Für die Versuche sind saure Lösungen besser geeignet, da hier bereits ein Überschuss an Kationen vorliegt. Um saure Lösungen zu erzeugen, können bestimmte Salze, wie z.B. Natriumdichromat (Na_2CrO_4), in Wasser gelöst oder Säuren, wie z.B. Essigsäure (CH_3COOH), entsprechend verdünnt werden [LAUT05].

Um Lösungen mit den bereits genannten Metallionen herzustellen, können verschiedene Basen und Salze gelöst werden. Beim Lösen von Acetaten (Salze) in Wasser entstehen Acetat-Anionen und Metall-Kationen. Für die bereits erwähnten Metalle können die Salze

Aluminiumacetat ($\text{Al}(\text{CH}_3\text{COO})_3$), Calciumacetat ($\text{Ca}(\text{CH}_3\text{COO})_2$), Magnesiumacetat ($\text{Mg}(\text{CH}_3\text{COO})_2$) und Natriumacetat ($\text{Na}(\text{CH}_3\text{COO})$) gelöst werden. Die Lösungen dieser Salze sind neutral bis schwach basisch. Dabei ist das Natriumacetat besonders gut geeignet, da es in wässriger Lösung vollständig dissoziiert, wodurch alle Salzmoleküle in Ionen zerfallen. Des Weiteren sind die Kationen des Natriums (Ordnungszahl 11) kleiner als von Magnesium (O. 12), Aluminium (O. 13) sowie Calcium (O. 20) und dadurch in der Lösung beweglicher. Neben den Acetaten können auch andere Salze, wie z.B. Natriumchlorid (NaCl), Natriumdichromat (Na_2CrO_4), Calciumnitrat ($\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$), Aluminiumnitrat ($\text{Al}(\text{NO}_3)_3$) oder Magnesiumsulfat (MgSO_4) verwendet werden. Dabei dürfen die Salze wässriger Lösungen keine großen Moleküle, wie etwa Magnesiumchlorid-Hexahydrat, bilden. Neben den bereits genannten Salzen ist es auch möglich einige Basen in Wasser zu lösen. Die entstehenden Laugen enthalten Metall-Kationen und Hydroxid (OH^-)-Anionen. Für die bereits genannten Metalle kommt jedoch lediglich Natriumhydroxid (NaOH , Natronlauge) in Frage, da die Basen Calciumhydroxid ($\text{Ca}(\text{OH})_2$), Aluminiumhydroxid ($\text{Al}(\text{OH})_3$) und Magnesiumhydroxid ($\text{Mg}(\text{OH})_2$) nicht oder nur sehr schlecht wasserlöslich sind [WILL07].

Da die Lösung eine hohe Konzentration an ungebundenen Ionen enthalten sollte, muss der Dissoziationsgrad möglichst hoch ausfallen. Dieser gibt an, wie sich der Anteil der dissoziierten Moleküle zur Gesamtzahl der Moleküle verhält. Der Dissoziationsgrad steigt mit zunehmender Verdünnung und Temperatur der Lösung an. Die Konzentration einer Lösung kann als Stoffmengenkonzentration in mol Stoffmasse pro Liter Lösung oder als Massenverhältnis der Einzelkomponenten angegeben werden. Eine Natriumchloridlösung mit einer Konzentration von 0,1 mol/L weist einen Dissoziationsgrad von 0,83 auf. Die Gesamtanzahl der dissoziierten Moleküle in der Lösung steigt wiederum mit der Konzentration an, sodass der sinkende Dissoziationsgrad ausgeglichen wird [LAUT05].

Aufgrund des hohen Dissoziationsgrades von Natriumverbindungen wurden für die Versuche mit Metall-Kationen mehrere natriumhaltige Lösungen und lediglich eine magnesiumhaltige Lösung benutzt. Dazu wurden die Salze Natriumacetat, -chlorid und Magnesiumchlorid sowie die Base Natriumhydroxid eingesetzt. Da die Salze pH-neutral reagieren und eine hohe Wasserlöslichkeit von 46,42 g bei $\text{Na}(\text{CH}_3\text{COO})$, 35,8 g bei NaCl , 170g bei $\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ pro 100 g Wasser besitzen, konnten hohe Massenanteile von 20 % Natriumchlorid und 20 % Natriumacetat sowie 30 % Magnesiumchlorid eingesetzt werden. Da die Erfolgsaussichten der Magnesiumchloridlösung aufgrund der großen Moleküle eher gering ausfallen, wurde diese lediglich zu Vergleichszwecken genutzt. Bei der Base Natriumhydroxid wurden aufgrund der stark basischen Lösung nur schwache Konzentrationen von 1,0 mol/L

eingesetzt. Dies entspricht einem Massenanteil von 4 % NaOH. Der gemessene pH-Wert lag mit 13,35 erwartungsgemäß hoch. Aufgrund der stark ätzenden Wirkung wurde für die Versuche mit Wasserstoff-Kationen nur eine verdünnte Essigsäure mit einer schwachen Konzentration von 1,0 mol/L eingesetzt. Die Lösung erreichte einen pH-Wert von 2,4 [WILL07].

3.1.5 Ablauf der Stresstests

Zunächst wurde auf die Glasscheibe bzw. Edelstahlplatte eine entsprechende Menge der Lösung aufgetragen. Danach wurde die zu prüfende Solarzelle mit der Vorderseite in die Lösung gelegt und auf die Silikonrahmen gedrückt. Gleichzeitig wurde die überschüssige Flüssigkeit abgesaugt, sodass die Zellrückseite nicht in Kontakt mit der Lösung geriet. Dann wurde je nach Testvariante der entsprechende Elektrodenabstand eingestellt bzw. die Kathode aufgelegt. Der Stresstest erfolgte anschließend über die gewählte Zeitdauer und Spannung. Nach Ablauf der Prüfdauer wurde die Anlage entsprechend geerdet und die Elektroden auseinander gefahren bzw. die Kathodenplatte abgenommen. Danach wurde die Solarzelle aus der Lösung genommen und mit destilliertem Wasser abgespült, um eine mögliche Kristallbildung an der Oberfläche zu verhindern (Abb. 35). Die Solarzelle wurde zum Trocknen auf ein Gitter gelegt und mithilfe der Wärmestrahlung des Halogenstrahlers 30 min. getrocknet.



Abbildung 35: Glasplatte mit Lösung und benetztem Prüfling nach dem Stresstest

3.1.6 Durchgeführte Stresstests

Für die Stresstests wurden die Aufbauvarianten I, II und III sowie vier verschiedene Lösungen (Natriumchlorid-, Natriumacetat-, Natriumhydroxidlösung und Essigsäure) verwendet. Bei den bisher verwendeten PID-Stresstests mit hohen DC-Spannungen beschleunigten hohe Luftfeuchte und Temperatur die Geschwindigkeit der Degradation. Da die Solarzel-

len während der durchgeführten Tests stets in wässriger Lösung lagen, konnte der Einfluss der relativen Luftfeuchte des Raums vernachlässigt werden. Anders verhält es sich mit der Temperatur. Da die Tests bei einer Raumtemperatur von 22 °C durchgeführt wurden, war mit einer langsam voranschreitenden Degradation zu rechnen. Daher wurde zunächst, wie bei den PID-Stresstests mit Koronaentladung, eine Versuchsdauer von mindestens 16 h angestrebt. Deshalb wurden über die Nachtstunden lediglich vier bis fünf Versuche pro Woche durchgeführt werden. Aus Untersuchungen von degradierten Solarmodulen geht hervor, dass nicht alle Solarzellen gleichmäßig degradierten. Aus diesem Grund müsste zur Überprüfung der Testvarianten jeweils eine große Zahl von Solarzellen getestet werden, was jedoch sehr zeitaufwändig ist. Daher wurden stichprobenhaft einige Solarzellen ausgewählt und in verschiedenen Kombinationen von Aufbau und Lösung erprobt. Dabei wurden die ausgewählten Solarzellen stets nur mit der gleichen Lösung, aber unterschiedlichen Aufbauten getestet. Die durchgeführten Tests sind in Tab. 2 dargestellt.

Verwendete Lösung	Variante 1		Variante 2		Variante 3	
	Solarzelle Nr.	Testdauer	Solarzelle Nr.	Testdauer / Spannung	Solarzelle Nr.	Testdauer
Natriumchlorid 20 %	031	16 h			031	5 h
	319	16 h				
Magnesiumchlorid 30 %	312	16 h			312	6 h
Natriumacetat 20 %	243	24 h	243	6 h / 25 kV		
Natriumhydroxid 1 M	237	20 h	237	6 h / 25 kV	237	24 h
Essigsäure 1 M	006	24 h	247	24 h / 5 kV		

Tabelle 2: Durchgeführte Testkombinationen

Die Versuche nach Variante III mit Natriumchloridlösung wurden lediglich über maximal 6 h durchgeführt, da die Lösung an den Rändern der Solarzelle Salzkristalle bildete. Diese wuchsen auf der Zellrückseite in Richtung der Kathodenplatte und erreichten diese nach ca. 5 h. Dadurch wurde die Zellrückseite stark angegriffen (Abb. 36).



Abbildung 36: Oben: Testaufbau nach Variante III mit gewachsenen Salzkristallen; Unten: beschädigte Zellrückseite

3.2 Entwicklung und Aufbau eines Versuchsstands zur PID-Bewertung von Solarzellen

Für die Messung der Zelleistung vor und nach jedem Stresstest stand kein spezieller Versuchsstand zur Verfügung. Deshalb wurde ein solcher konstruiert und aufgebaut. Ziel dieses Prüfstandes ist die Ermittlung der I-U-Kennlinie und des Parallel- und Reihenwiderstands der Solarzelle. Da die Veränderung dieser Größen die Wirksamkeit des PID-Stresstests zeigt, müssen die Messungen vor und nach jeden Test unter gleichen Bedingungen, idealerweise Standard-Testbedingungen, erfolgen. Daraus leiten sich die in den folgenden Kapiteln behandelten Probleme bzw. Aufgabenstellungen bezüglich der Bestrahlung, Kontaktierung und Kühlung der Solarzelle ab. Zur Lösung wurde ein entsprechender Teststand aus Aluminiumprofilen montiert (Abb. 37). Dessen wichtigste Bestandteile sind die höhenverstellbare Strahlungsquelle zur Beleuchtung sowie die Klemmvorrichtung zur Kontaktierung und Kühlung des Prüflings.

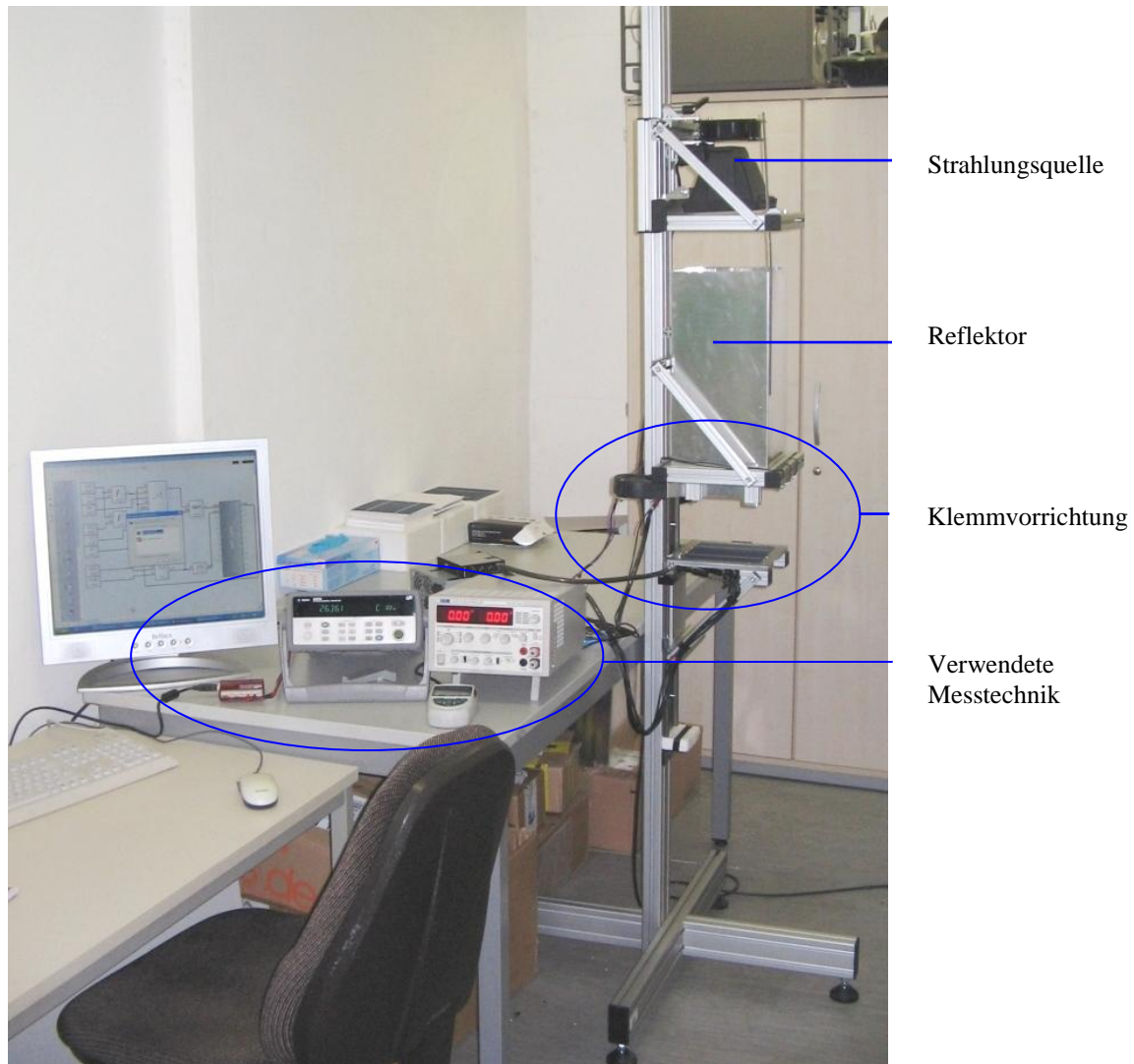


Abbildung 37: Teststand

3.2.1 Bestrahlung der Solarzelle

Die Bestrahlung der Solarzelle muss nach Standard-Testbedingungen gleichmäßig, mit einer Bestrahlungsstärke E_e von 1000 W/m^2 und dem Spektrum $AM\ 1,5$ erfolgen. Die Bestrahlungsstärke E_e entspricht dabei dem Integral der spektralen Bestrahlungsstärke $E_{e,\lambda}$ über dem Wellenlängenbereich der Strahlung. Aus dem Spektrum $AM\ 1,5$ der Sonnenstrahlung (Abb. 38) ergibt sich für den Wellenlängenbereich von 400 bis 1100 nm die in Tab. 3 dargestellte Aufteilung der Bestrahlungsstärke.

Wellenlängenbereich in nm	400... 500	500... 600	600... 700	700... 800	800... 900	900... 1100
Anteil in %	18,5	20,1	18,3	14,8	12,2	16,1

Tabelle 3: Ideale Verteilung der gesamten Strahlungsstärke auf die Wellenlängenbereiche nach IEC 904-9 [QUAS09]

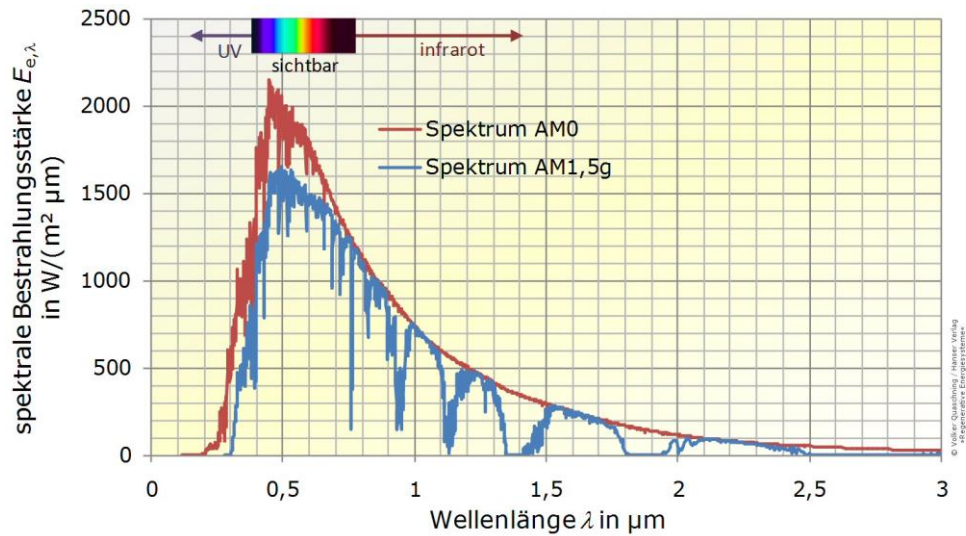


Abbildung 38: Spektren der Sonnenstrahlung im Weltall (AM 0) und auf der Erdoberfläche bei einer Sonnenhöhe von $41,8^\circ$ (AM 1,5g: [OUAS09])

Im Versuchsaufbau wurden ein 400 W Halogenstrahler bzw. eine Halogen-Metaldampflampe mit einer Leistung von 70 W als Strahlungsquellen eingesetzt. Da die Spektren beider Halogenlampen (Osram Haloline Eco 400 W; Philips CDM-T 70 W/830) nicht in deren Datenblättern enthalten waren, wurden diese bei den Herstellern nachgefragt. Für die Halogen-Metaldampflampe von Philips konnte kein Spektrum beschafft werden, stattdessen ist ein vergleichbares Spektrum einer HQI TS-150 Lampe von Osram dargestellt (Abb. 39).

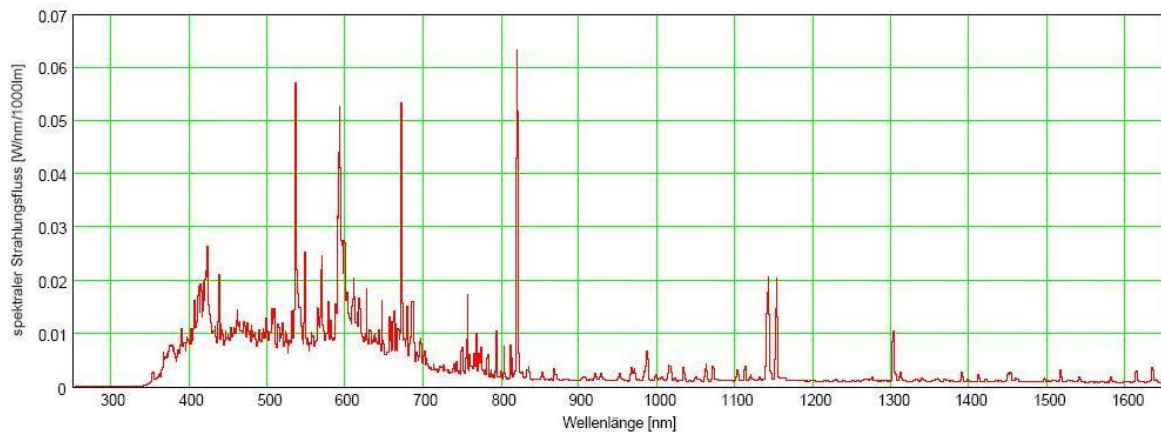


Abbildung 39: Spektraler Strahlungsfluss in $W/m^2/1000lm$ einer Osram HQI TS 150

Für die Lampe (Haloline ECO) des Halogenstrahlers lieferte Osram ein vergleichbares Spektrum einer Haloline 500 W (Abb. 40). Die Spektren beider Lampen zeigen deutliche Unterschiede. Die Metaldampflampe erzeugt in einen Wellenlängenbereich von 400 bis 700 nm einen relativ gleichmäßigen Strahlungsfluss von $0,1 W/m^2/1000lm$. Im ultravioletten und infraroten Bereich tritt lediglich ein sehr geringer Strahlungsfluss auf. Die Strahlung der Haloline besitzt ein deutlich breiteres Spektrum mit einem hohen Anteil infraroter Strahlung,

hierbei wird ein maximaler Strahlungsfluss von $0,35 \text{ W/ m}^2/ 1000 \text{ lm}$ bei einer Wellenlänge von 950 nm erreicht.

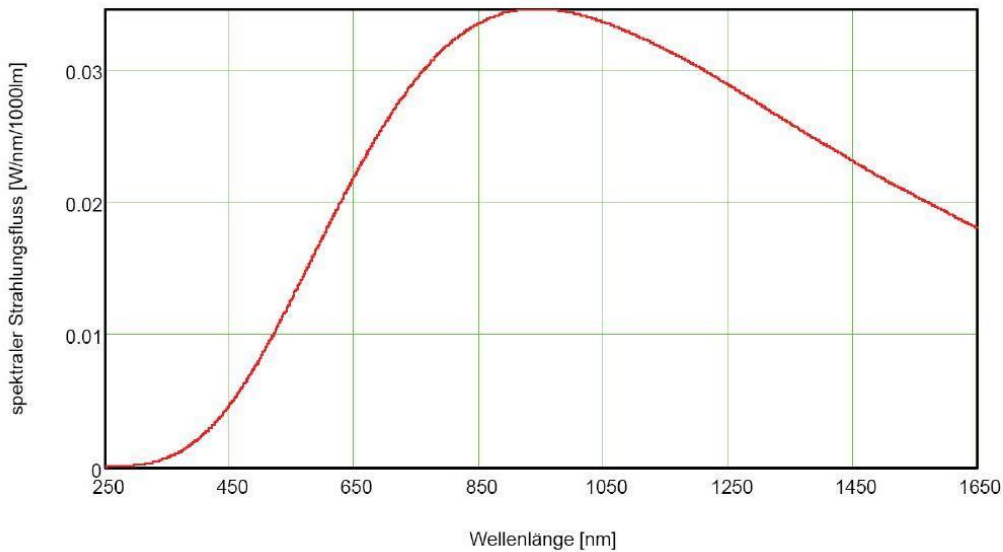


Abbildung 40: Spektraler Strahlungsfluss in $\text{W/ m}^2/ 1000 \text{ lm}$ einer Osram Haloline 500 W

Nach IEC-Forderung muss die maximale Strahlungsstärke in einem Bereich von 400 bis 500 nm erreicht werden. Die Spektren beider Lampen können nicht dem IEC-Standard genügen, da vor allem im infraroten Strahlungsbereich deutliche Abweichungen auftreten. Um dies zu korrigieren, müssten entsprechende optische Filter eingesetzt werden. Da die Solarzellen vor und nach jeden Stresstest mit dem gleichen Strahlungsspektrum geprüft wurden, hat dieser systematische Messfehler keine Auswirkungen auf die Ergebnisse.

Für die Berechnung von Serien- und Parallelwiderstand der Solarzelle werden Kennlinien für verschiedene Strahlungsstärken benötigt, weshalb diese einstellbar sein muss. Die erreichte Bestrahlungsstärke E_e auf der Solarzelle ist dabei abhängig von der Strahlstärke I_e der Lampe, dem Abstand r zur Strahlungsquelle sowie Winkel α zwischen der Strahlrichtung und der Flächennormalen N . Für einen Punktstrahler (Abb. 41, links) mit einem Raumwinkel von $\Omega_0 = 1 \text{ sr}$ gilt dabei folgendes Entfernungsgesetz

$$E_e = \frac{I_e \Omega_0 \cdot \cos \alpha}{r^2}. \quad (13)$$

Demnach verringert sich die Bestrahlungsstärke mit steigendem Abstand r und Winkel α , weshalb in der Zellmitte eine höhere Strahlungsstärke als am Rand auftritt. Wird der Abstand zwischen Solarzelle und Strahler vergrößert, nimmt die Bestrahlungsstärke aufgrund der quadratischen Abhängigkeit stark ab. Des Weiteren wird der Winkel α kleiner, wodurch eine gleichmäßigere Bestrahlung der Solarzelle erfolgt.

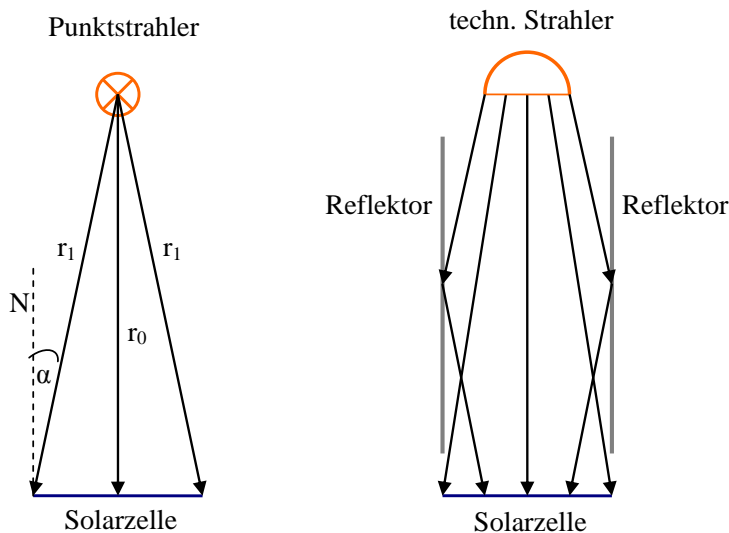


Abbildung 41: Links: Bestrahlung durch einen Punktstrahler; Rechts: Bestrahlung im Versuchsaufbau

Der im Versuchsaufbau verwendete technische Strahler (Abb. 41 rechts) unterscheidet sich aufgrund der im Strahlergehäuse eingesetzten Reflektoren vom Punktstrahler. Die Strahlung des technischen Strahlers tritt gebündelt mit einem bestimmten Streuwinkel aus. Ähnlich wie beim Punktstrahler führt eine Verringerung des Abstands zwischen Strahler und Solarzelle zu einem Anstieg der Strahlungsstärke. Dadurch wurde bei einem Abstand von 25 cm eine maximale Strahlungsstärke von 600 W/m^2 erreicht. Der Abstand zwischen Strahler und Solarzelle konnte aus den folgenden Gründen nicht beliebig herabgesetzt werden: Einerseits vergrößerten sich die Bestrahlungsdifferenzen auf der Zelloberfläche, wodurch diese ungleichmäßig beleuchtet wurde. Des Weiteren wurde die Zelloberfläche aufgrund der erzeugten Wärmestrahlung stärker aufgeheizt. Um eine höhere Strahlungsstärke von 1000 W/m^2 bei gleichzeitig vergrößertem Abstand zur Solarzelle zu erreichen, wurde der Bereich oberhalb der Solarzelle mit seitlichen Reflektoren aus Aluminiumblech versehen. Diese bildeten zwei vierkantige Reflektor-Rohre, welche teilweise ineinander geschoben wurden. Dadurch konnte die Länge des Reflektors und somit der Abstand zwischen Solarzelle und Strahler zwischen 45 und 80 cm verändert werden. Durch den eingesetzten Reflektor wurde ein großer Teil der Streustrahlung des Halogenstrahlers reflektiert und dadurch Strahlungsstärken von über 1100 W/m^2 auf der Solarzelle erreicht. Da die Strahlungsverluste innerhalb des Reflektor-Rohrs sehr gering waren, konnte die Strahlungsstärke durch Veränderung des Abstandes zwischen Solarzelle und Strahler nur geringfügig zwischen 1100 und 1000 W/m^2 verändert werden. Um den Einstellbereich der Strahlungsstärke zu vergrößern, wurde nur ein Reflektor-Rohr mit einer Länge von 40 cm verwendet. Somit konnte, durch Veränderung des Abstands zwischen Strahler und Reflektor, die in das Reflektor-Rohr einfallende Strahlungsstärke und folglich die Bestrahlungsstärke auf der Solarzelle zwischen 300 und 1100 W/m^2 eingestellt werden.

Für die gewählten Strahlungsstärken von 500; 750 und 1000 W/m² ergaben sich die folgenden Abstände von 68; 59,5 und 54,4 cm zwischen Solarzelle und Strahler. Um die tatsächliche Bestrahlungsverteilung und -stärke bei unterschiedlichen Abständen zu ermitteln, kam ein Messgerät vom Typ Alemo 2490 des Herstellers Ahlborn mit einem Strahlungssensor des Herstellers Messbar zum Einsatz. Die Strahlungsverteilung auf der Zelloberfläche wurde anhand von je 16 Messpunkten abgeschätzt. Dazu wurde die Zelloberfläche in 16 Quadrate mit einer Kantenlänge von 40 mm unterteilt und die Strahlungsstärke in deren Zentrum gemessen. Dabei zeigte die Halogen-Metallampflampe eine starke Strahlungsdifferenz zwischen dem inneren Bereich und den Randbereichen der Zelle. Aufgrund der inhomogenen Strahlungsverteilung wurde stattdessen der Halogenstrahler verwendet. Die damit erzeugte Strahlungsverteilung ist für die Strahlungsstärken 500; 750 und 1000 W/m² in Tab. 4 dargestellt.

Nennstrahlungsstärke in W/m ²	500				750				1000			
Messwerte in W/m ²	477	488	484	470	734	757	760	756	963	1007	1004	1011
	499	507	499	506	753	758	757	778	984	998	1002	1007
	500	514	506	503	753	754	754	775	988	994	1002	1000
	480	503	496	490	735	756	760	742	977	1003	1008	985
Abweichung in %	< 2				2 - 4				> 4			

Tabelle 4: Strahlungsverteilung auf der Zelloberfläche bei einer angestrebten Strahlungsstärke von 500; 750 und 1000 W/m²

Bei einer Strahlungsstärke von 750 und 1000 W/m² zeigten die Messwerte lediglich geringe Schwankungen von maximal 4 % der Nennstrahlungsstärke. Um die Strahlungsstärke während der Messwertaufnahme zu überwachen, wurde der Strahlungssensor in einer Aussparung an der Unterseite der Trägerplatte montiert. Der Sensorkopf wurde hierbei durch eine Bohrung in der Trägerplatte beleuchtet. Anhand des Referenzwertes wurden leichte Schwankungen der Strahlungsstärke festgestellt. Diese wurden durch Temperaturschwankungen des Strahlers verursacht und mittels geringer Veränderungen des Abstands zwischen Solarzelle und Strahler kompensiert.

3.2.2 Kontaktierung der Solarzelle

Zur Messung von Strom und Spannung an der Solarzelle musste eine geeignete Möglichkeit zur Kontaktierung der Kontaktbahnen an Vorder- und Rückseite gefunden werden. Dabei durfte die Solarzelle nicht beschädigt werden, weshalb ein Verlöten, Verpressen, etc.

nicht möglich war. Um eine schnelle und effiziente Kontaktierung der Solarzelle zu ermöglichen, wurde eine Klemmvorrichtung aufgebaut (Abb. 42).

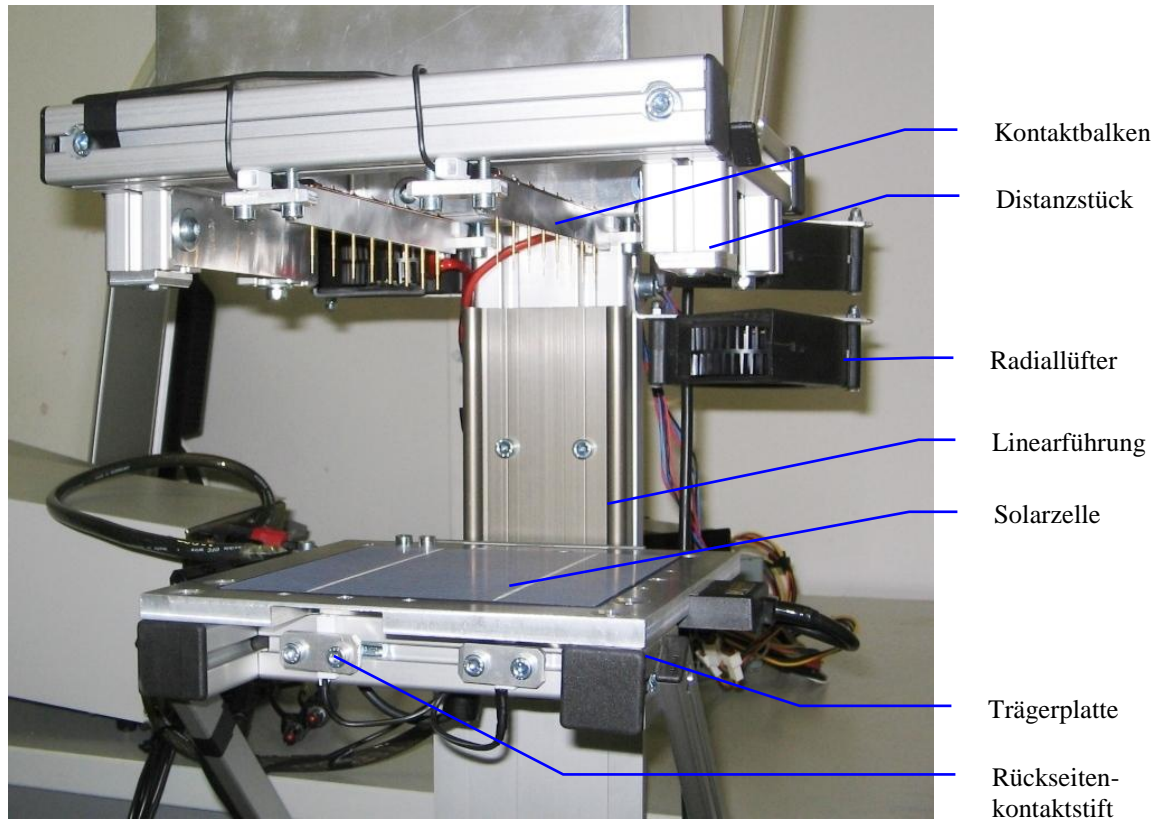


Abbildung 42: Klemmvorrichtung

Die Klemmvorrichtung besteht aus einer horizontal angeordneten Trägerplatte sowie je nach Anzahl der Busbars zwei oder drei Kontaktbalken. Die Trägerplatte besteht aus einer 10 mm starken Aluminiumplatte und dient dabei als Auflagefläche sowie Rückseitenkontakt für den Prüfling. Um die Trägerplatte horizontal zu verschieben, ist diese an einer spielarmen Linearführung montiert. Die Frontkontaktierung erfolgt durch die in einen Rahmen oberhalb der Trägerplatte montierten Kontaktbalken. Dabei werden die Balken so ausgerichtet, dass sie sich direkt über den Busbars der Solarzelle befinden. Die Kontaktbalken bestehen aus 4 mm schmalen Aluminiumstreifen, da sie sonst die Zelle verschatten würden. Der dadurch verursachte Kernschatten trifft bei korrekter Ausrichtung der Balken lediglich die Busbars der Zelle. In jeden Kontaktbalken sind acht vergoldete Hülsen im Abstand von 20 mm eingelassen. Die Hülsen sind mit einem auf der Oberseite des Kontaktbalken verlaufenden Kupferdrahtes verlötet und dienen als Halterung für die vergoldeten Federkontaktstifte. Jeder Kontaktstift besitzt einen halbkugelförmigen Kontaktkopf mit einem Durchmesser von 0,65 mm und einer maximalen Druckkraft von 0,7 N bei 3,3 mm Hub. Um die Solarzelle zu kontaktieren, wurde diese auf die Trägerplatte gelegt und soweit an die Kontaktbalken heran geschoben, bis die Kontaktstifte um 3 mm einfederten. Der Federweg und somit auch die auf die Solarzelle wir-

kende Kraft wurde durch vier Distanzprofile am oberen Rahmen begrenzt. Durch die gleichmäßige Anpresskraft wurde die Solarzelle an die Trägerplatte gedrückt, sodass auch die Rückseitenkontakte der Zelle flächig auf der Trägerplatte auflagen.

Die auftretenden Übergangswiderstände wurden anhand des gemessenen Spannungsabfalls und der Stromstärke errechnet. Zwischen vorderem Zellkontakt und Kontaktbalken ergab sich ein geringer Übergangswiderstand von ca. $R_{KB} = 0,6 \text{ m}\Omega$. Da die Zellspannung an beiden Kontaktbalken gemessen wurde, verringerte sich diese um die über dem Übergangswiderstand abfallende Spannung. Dies muss im Messergebnis berücksichtigt werden. Aufgrund der flächigen Auflage der Zelle und dem geringen Anpressdruck fiel der Übergangswiderstand zwischen Rückseitenkontakt und der Trägerplatte R_{TP} deutlich größer aus und betrug ca. $5 \text{ m}\Omega$. Um den Widerstand zu verringern, wurden in die Trägerplatte zwei gerade Linien eingeritzt. Diese verlaufen genau unter den Rückseitenkontakten der Solarzelle. Aufgrund der leicht aufgeworfenen Oberfläche verbesserte sich der Übergangswiderstand auf $3,5 \text{ m}\Omega$. Dieser Wert kann sich jedoch durch erneutes Auflegen und Einspannen der Solarzelle leicht verändern. Daher wurde die Trägerplatte mit entsprechenden Bohrungen versehen. Auf diese Weise konnten die Zellspannung und der Übergangswiderstand direkt an den Rückseitenkontakten gemessen werden. Die Kontaktierung erfolgte hierbei ebenfalls mithilfe von zwei gegen die Trägerplatte isolierten Federkontaktstiften. Der Übergangswiderstand R_{KS} betrug infolgedessen lediglich $0,56 \text{ m}\Omega$. Die gemessene Zellspannung wurde somit um den Spannungsabfall über den Widerständen R_{KB} und R_{KS} vermindert. Dieser wurde anhand der Stromwerte errechnet und zur gemessenen Spannung addiert. Um die Übergangswiderstände zwischen Lastwiderstand und Kontaktbalken bzw. Messwiderstand möglichst gering zu halten, wurden Anschlusskabel mit einem Querschnitt von 25 mm^2 verwendet. Deswegen wurden zwischen Lastwiderstand und Messwiderstand bzw. Kontaktbalken Kabelwiderstände von $0,5$ und $1 \text{ m}\Omega$ erreicht.

3.2.3 Kühlung der Solarzelle

Durch einen hohen Anteil an infraroter Strahlung im Spektrum der Strahlungsquelle erfolgt eine starke Erwärmung der Solarzelle. Da die Zelltemperatur, wie in Kapitel 2.3.4 beschrieben, erheblichen Einfluss auf den Verlauf der I-U-Kennlinie hat, wurde nach STC eine Zelltemperatur von $25 \text{ }^\circ\text{C}$ angestrebt. Um die Zelltemperatur zu überwachen, wurde diese an der Rückseite der Solarzelle gemessen, da ein frontseitiger Sensor die Zellvorderseite verschatten würde. Dazu wurde in der Mitte der Trägerplatte ein gegenüber dieser Platte isolierter Temperatursensor vom Typ PT 1000 eingelassen, sodass die Solarzelle mit der Rückseite di-

rekt auf dem Sensor lag. Da die Erwärmung der Solarzelle über deren Vorderseite erfolgte, konnte jedoch ein geringes Temperaturgefälle zwischen Vorder- und Rückseite nicht ausgeschlossen werden. Die in die Solarzelle eingebrachte Wärme wurde zum Teil in die Trägerplatte eingeleitet. Um eine starke Erhitzung der Solarzelle zu vermeiden, wurde die Zellvorderseite durch zwei und die Trägerplatte durch einen Radiallüfter gekühlt. Trotz der aufwendigen Kühlung konnte die Zelltemperatur nicht auf 25 °C stabilisiert werden, weswegen sich in Abhängigkeit von der Bestrahlungsstärke eine konstante Zelltemperatur in einem Bereich von 27 bis 35 °C einstellte. Da die Zellkennlinien für beide Temperaturen bereits deutliche Abweichungen zeigen (Abb. 43), erfolgte die Aufnahme der Kennlinien ab einer Temperatur von 27 °C. Während der Messdauer von ca. 40 s stieg die Temperatur abhängig von der Bestrahlungsstärke um bis zu 1 K an (Abb. 44).

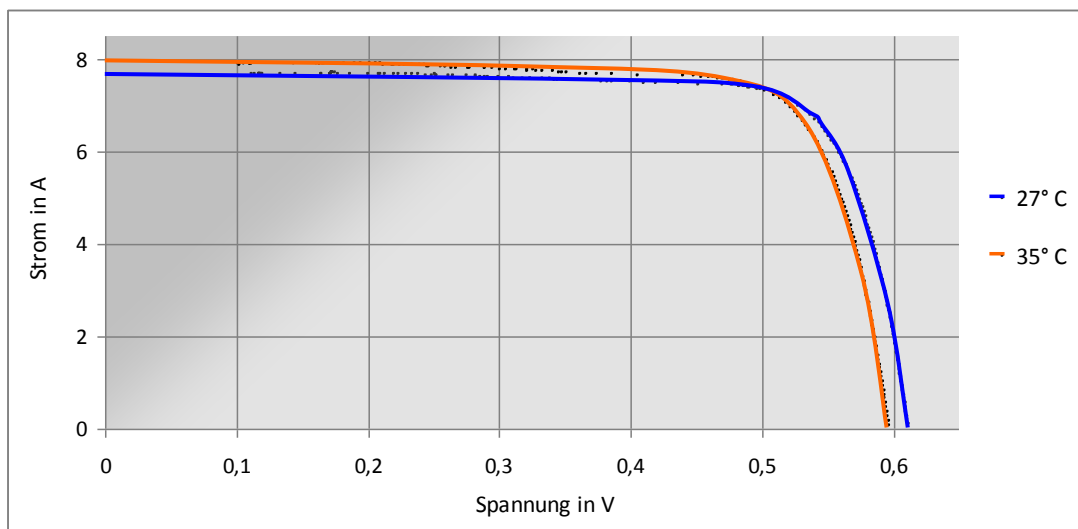


Abbildung 43: I-U-Kennlinien bei einer Strahlungsstärke von 1000 W/m^2 und einer Zelltemperatur von 27 und 35 °C

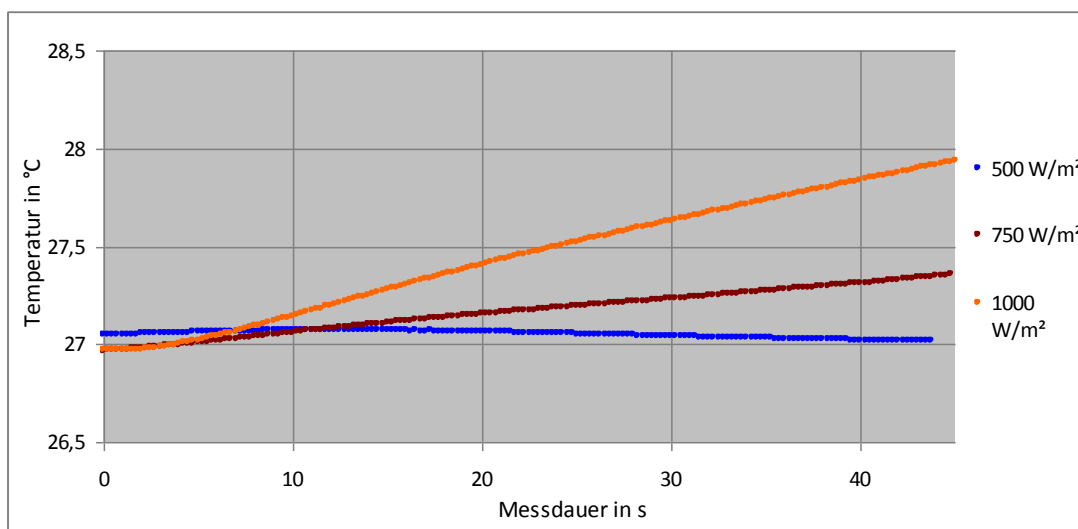


Abbildung 44: Erwärmung der Solarzelle während der Aufnahme der I-U-Kennlinien

Dieser geringe Temperaturanstieg kann jedoch vernachlässigt werden.

3.2.4 Verwendete Messtechnik

Um die I-U-Kennlinie einer Solarzelle für eine bestimmte Strahlungsstärke zu ermitteln, müssen Strom und Spannung der Solarzelle für verschiedene Lastzustände unter gleichbleibender Bestrahlung gemessen werden. Dazu wird die Solarzelle über einen veränderlichen Lastwiderstand R_L kurzgeschlossen. Um die vollständige Generator Kennlinie zu vermessen, müsste der Lastwiderstand R_L zwischen dem Leerlaufpunkt ($R_L = \infty$) und dem Kurzschlusspunkt ($R_L = 0$) verändert werden.

Im Versuchsaufbau wurde der von der Solarzelle erzeugte Strom mithilfe eines Messwiderstands (Mess-Shunt) mit einem Spannungsabfall von 60 mV bei 25 A gemessen. Dieser wurde direkt an die Trägerplatte des Versuchsaufbaus geschraubt und somit mit der Solarzelle in Reihe geschaltet. Die durch die Solarzelle erzeugte und über dem Messwiderstand abfallende Spannung sowie die Zelltemperatur wurden durch das Messdatenerfassungssystem Agilent 34970A mit einer 16 Kanal Multiplexer-Karte eingelesen. Die Konfiguration des Geräts sowie Start und Stopp der Messwertaufnahme erfolgte über die PC-Bedienoberfläche Benchlink Data Logger. Als Lastwiderstand wurde eine elektronische Last vom Typ TTi LD 300 eingesetzt und über eine analoge Spannung gesteuert. Das Datenerfassungssystem und die elektronische Last wurden über ein Redlab 1208 Messmodul von Meilhaus Elektronik gekoppelt. Die prinzipielle Verschaltung aller Komponenten ist in Abb. 45 dargestellt. Die Programmierung des Messmodul erfolgte mithilfe der in Abb. 46 dargestellten Entwicklungsumgebung Profilab Expert (4.0). Für eine schnelle Kennlinienaufnahme wurde ein Programm zur Steuerung der elektronischen Last und des Datenerfassungssystems erstellt. Die Kennlinienaufnahme erfolgte nicht durch eine kontinuierliche Erhöhung des Lastwiderstands, sondern durch die Messung einzelner Lastzustände. Dazu wurde zunächst ein Lastzustand über dem Control Voltage Eingang der elektronischen Last, mithilfe der analogen Spannung am DAC (Kanal DA0), eingestellt. Da das Einstellen des Arbeitspunktes einige Millisekunden benötigte, wurde die Messwertaufnahme erst nach 50 ms durch eine fallende Flanke am Trigger-Eingang des Messdatenerfassungssystem Agilent, durch den DAC (Kanal DA1), eingeleitet. Während der Datenerfassung erfolgte nacheinander die Messung der Zellspannung, Spannung am Messwiderstand (zur Berechnung der Stromstärke) und Temperatur. Da für diesen Messzyklus 150 bis 170 ms benötigt wurden, konnten lediglich vier Arbeitspunkte pro Sekunde vermessen werden.

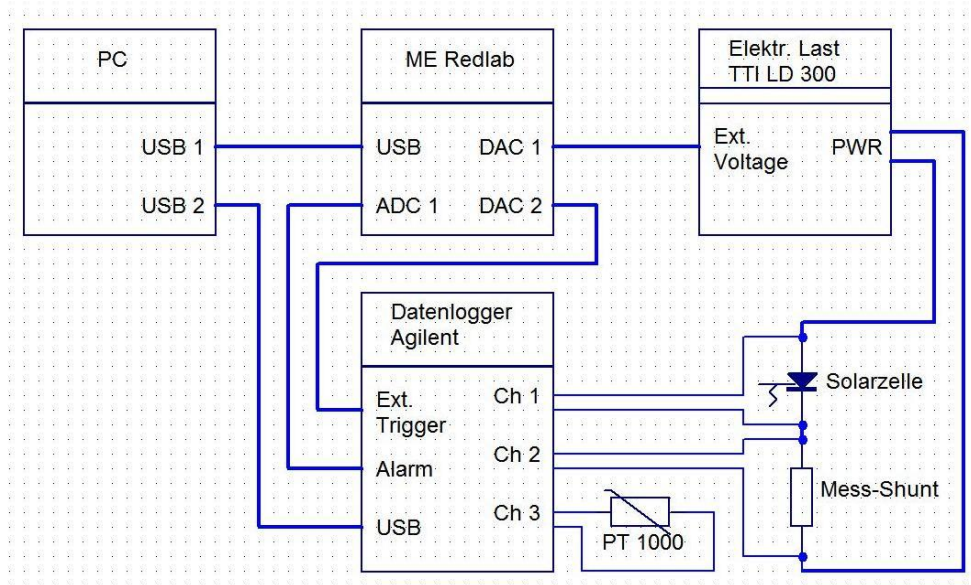


Abbildung 45: Prinzipielle Verschaltung der verwendeten Messtechnik

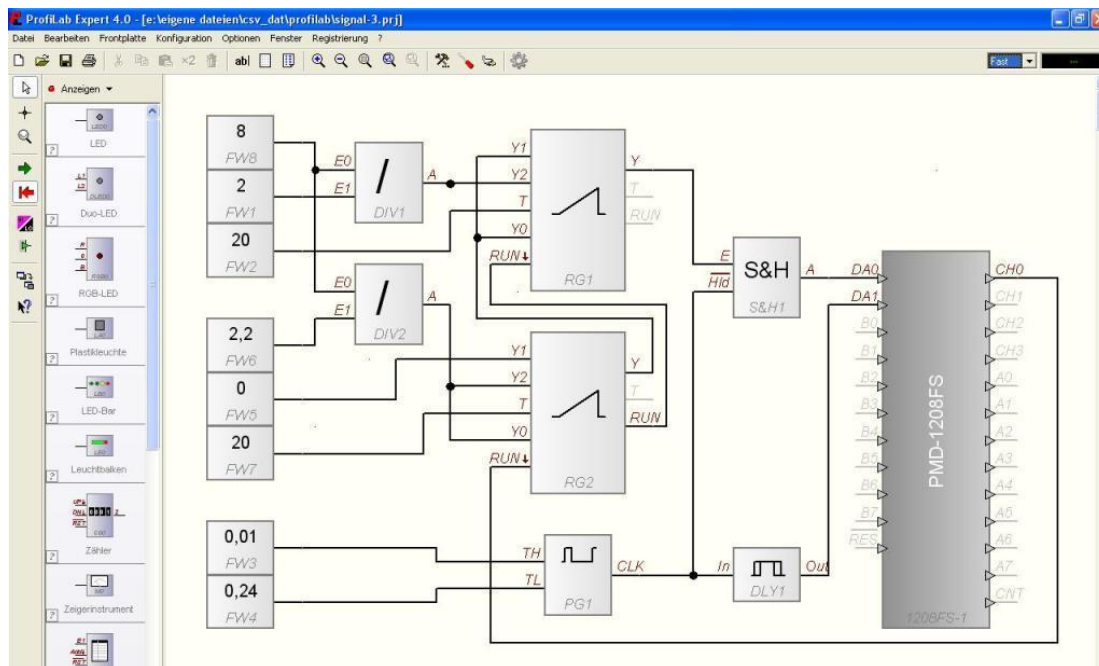


Abbildung 46: Profilab Expert 4.0 mit geöffnetem Programm zur Steuerung der Messwertaufnahme

Die zu vermessenden Arbeitspunkte wurden anhand der auftretenden Maximalstromstärke (hier 8 A) durch zwei gekoppelte Rampen erzeugt, folglich konnten die Messpunkte an die Bestrahlungsstärke angepasst werden und sich möglichst gleichmäßig über der Kennlinie verteilen (Abb. 47). Aufgrund der auftretenden Übergangswiderstände und dem eingeschränkten Arbeitsbereich der elektronischen Last konnte der Kurzschlusspunkt nicht vermessen werden. Die minimal einstellbare Spannung liegt bei einer Stromstärke von 8 A bei ca. 0,15 V. Um die Spannung weiter zu senken, wurden die Anschlussklemmen der elektronischen Last am Ende einer Messreihe überbrückt und zusätzliche Messpunkte aufgenommen. Diese liegen im Diagramm links von der eingezeichneten Grenze des Arbeitsbereichs der

elektronischen Last. Aufgrund der auftretenden Übergangswiderstände sinkt die Spannung bei einer Stromstärke von 8 A jedoch lediglich auf ca. 0,06 V.

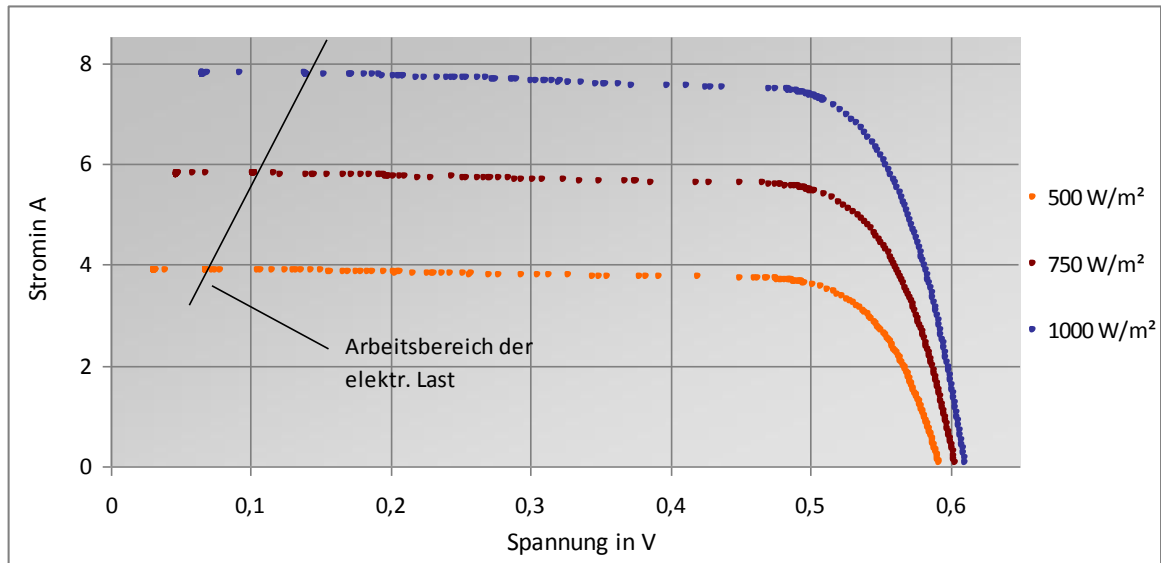


Abbildung 47: Aufgenommene Messpunkte zur Ermittlung der I-U-Kennlinien für verschiedene Strahlungsstärken

3.2.5 Auswertung der Messdaten

Die aufgenommenen Messpunkte zeigten aufgrund ihrer Anzahl deutlich den Verlauf der I-U-Kennlinien der Prüflinge. Um eine mögliche Degradation der Solarzelle festzustellen, wurden mithilfe der Software Origin und Microsoft Excel unter anderem die folgenden Zellparameter und Kennwerte bestimmt: Parallel- und Serienwiderstand, Leerlaufspannung, Kurzschlussstrom, MPP-Leistung, -Strom und -Spannung sowie der Füllfaktor. Dazu wurde zunächst eine geeignete Annäherungsfunktion für die Messpunkte ausgewählt. Da die implizite Stromgleichung des erweiterten Ersatzschaltbildes nur numerisch nach dem Strom I aufgelöst werden kann, konnte diese nicht als Annäherungsfunktion eingesetzt werden. Stattdessen wurde die Stromgleichung des vereinfachten Ersatzschaltbildes (2) eingesetzt. Da diese Form den Einfluss des Parallelwiderstandes nur ungenügend abbildete, wurde die Gleichung um eine lineare Funktion erweitert und eine Annäherungsfunktion (14) mit den Parametern A , B , C und D definiert:

$$I = I_s \cdot \left(\exp\left(\frac{U}{m \cdot U_T}\right) - 1 \right) - I_{ph}, \quad (2)$$

$$I(U) = A - B \cdot \exp(-15) \cdot \left(\exp\left(\frac{U}{C}\right) - 1 \right) - D \cdot U. \quad (14)$$

Aufgrund des Erweiterungsterms können keine exakten Zusammenhänge zwischen den gewählten Parametern A , B , C und den Zellparametern Photostrom I_{ph} , Sättigungsstrom

I_s , Diodenfaktor m und der Temperaturspannung U_T definiert werden. Besonders der Sättigungsstrom I_s wird durch den Einfluss des Erweiterungsterms verringert. Für die übrigen Parameter gilt näherungsweise: $A \approx I_{ph}$ und $C \approx m \cdot U_T$. Um den Einfluss des Serienwiderstandes besser abzubilden, wurde die Kennlinie in zwei Bereiche unterteilt. Die Annäherungsgleichung (14) wurde lediglich für den Spannungsbereich von 0 bis 0,45 V genutzt. Für den Kennlinienbereich mit einer Spannung von über 0,45 V wurde ein Polynom zweiter Ordnung, mit den Parametern N , B_1 , und B_2 , als Annäherungsfunktion genutzt. Damit ergeben sich für die Kennlinienbereiche folgende Funktionen:

$$I(0 < U < 0,55) = A - B \cdot \exp(-15) \cdot \left(\exp\left(\frac{U}{C}\right) - 1 \right) - D \cdot U, \quad (14)$$

$$I(0,55 \leq U < U_L) = B_2 \cdot U^2 + B_1 \cdot U + N. \quad (15)$$

Da die Zelltemperatur während der Messwertaufnahme stets zwischen 27 und 28 °C betrug, wurde die Temperaturspannung für 27,5 °C nach Gleichung (8) berechnet:

$$U_T = \frac{k \cdot T}{e} = 25,9mV. \quad (8)$$

Die Berechnung Parameter der Annäherungsgleichungen (14) und (15) an die Messwerte erfolgte in der Software Origin. Dazu mussten für die Parameter A , B , C und D die folgenden Variationsgrenzen eingestellt werden:

$$3 < A < 8; \quad 0 < B < 0,01; \quad 0,02 < C < 0,03; \quad 0 < D < 1$$

Für die Solarzelle 363 ergaben sich die in Abb. 48 dargestellten Annäherungsfunktionen mit den entsprechenden Funktionsparametern (Tab. 5).

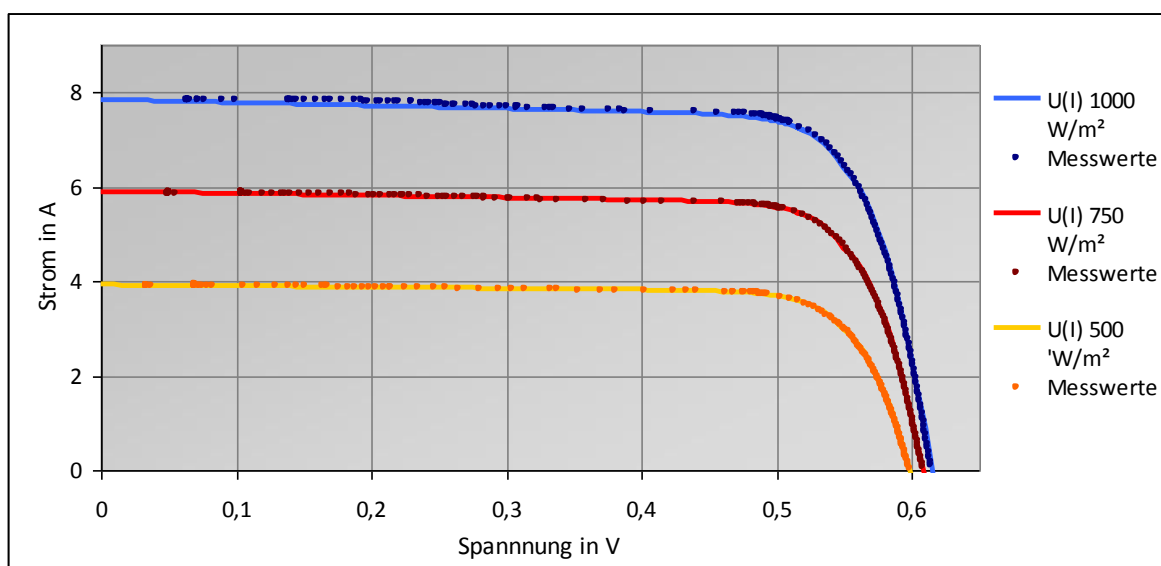


Abbildung 48: Aufgenommene Messwerte und berechnete Annäherungsfunktionen $I(U)$ für Solarzelle 363 bei Bestrahlungsstärken von 500; 750 und 1000 W/m^2

Bestrahlungs- stärke in W/m ²	Funktionsparameter Gleichung (14)				Funktionsparameter Gleichung (15)		
	A	B	C	D	N	B ₁	B ₂
1000	7,84252	5,22294 E-4	0,02430	0,64682	-340,16	1279,95	-1181,74
750	5,90155	2,2786 E-4	0,02357	0,45440	-306,52	1148,85	-1060,11
500	3,92104	8,44537 E-4	0,02517	0,25669	-243,24	914,45	-848,746

Tabelle 5: Parameter der Annäherungsfunktionen für Solarzelle 363

Dabei traten lediglich bei höheren Strahlungsstärken geringe Abweichungen zwischen den ermittelten Funktionen und den Messwerten auf.

Die angenäherten Gleichungen (14) und (15) wurden für die Berechnung der übrigen Zellparameter genutzt. Für die Berechnung des Kurzschlussstrom I_K wurde in Gleichung (14) die Spannung $U = 0$ gesetzt. Der Kurzschlussstrom entspricht dem Betrag des Photostrom I_{Ph} :

$$I_K = I_{Ph} = A. \quad (16)$$

Um die Leerlaufspannung zu berechnen, wurde die Nullstelle der Gleichung (15) über die Lösungsformel für quadratische Gleichungen berechnet:

$$U_{L1,2} = \frac{-B_1 \pm \sqrt{B_1^2 - 4 \cdot B_2 \cdot N}}{2 \cdot B_2} \quad (17)$$

Da die MPP-Spannung einer Solarzelle bei ca. 0,5 V liegt, wurde für die Berechnung der MPP-Leistung zunächst die Gleichung der P-U-Kennlinie aus Gleichung (14) gebildet. Die elektrische Leistung P wurde aus dem Produkt von Strom und Spannung berechnet. Damit ergibt sich für die Leistung $P(U)$ folgende Funktion ergibt (Abb. 49, gelbe Funktion):

$$P(U) = I \cdot U = \left(A - B \cdot \exp(-15) \cdot \left(\exp\left(\frac{U}{C}\right) - 1 \right) - D \cdot U \right) \cdot U. \quad (18)$$

Die Maximalleistung der Solarzelle wurde mithilfe der MPP-Spannung U_{MPP} berechnet. Diese entspricht der Nullstelle der ersten Ableitung $P'(U)$ nach der Spannung (Abb. 49, grüne Funktion):

$$P'(U) = A - B \cdot \exp(-15) \cdot \left(\frac{U}{C} + 1 \right) \cdot \left(\exp\left(\frac{U}{C}\right) + 1 \right) - 2 \cdot D \cdot U. \quad (19)$$

Um den errechneten Extremwert auch um einen als Maximum zu identifizieren, muss der Funktionswert der zweiten Ableitung $P''(U_{MPP})$ für die MPP Spannung kleiner null sein:

$$P''(U) = -B \cdot \exp(-15) \cdot \left(\frac{U}{C^2} + \frac{C}{2} \right) \cdot \exp\left(\frac{U}{C}\right) - 2 \cdot D. \quad (20)$$

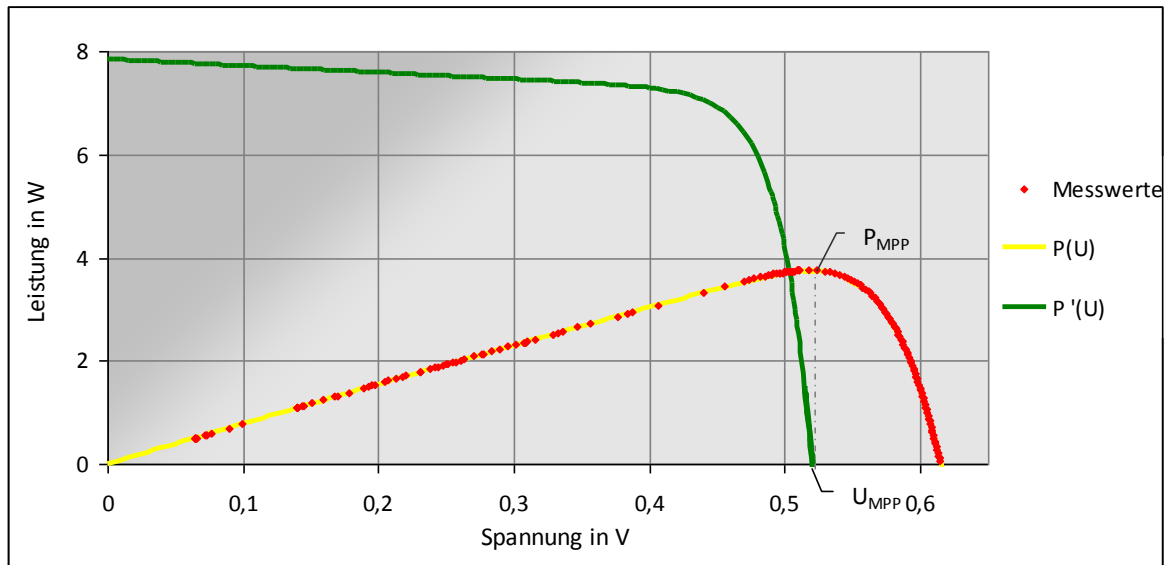


Abbildung 49: Gemessene Solarzellenleistung und die berechnete Annäherungsfunktionen $P(U)$ sowie deren erste Ableitung für die Solarzelle 363 bei einer Bestrahlungsstärke von 1000 W/m^2

Durch Einsetzen der MPP-Spannung in die Gleichung $P(U)$ wurde die Maximalleistung der Solarzelle berechnet. Die MPP-Stromstärke I_{MPP} ergibt sich aus MPP-Leistung und Spannung:

$$I_{MPP} = \frac{P_{MPP}}{U_{MPP}}. \quad (21)$$

Die Leistung der Solarzelle lässt sich auch direkt durch Multiplikation der gemessenen Strom- und Spannungswerte ermitteln (Abb. 49, rote Messwerte). Aus den berechneten Datensätzen muss derjenige mit der maximalen Leistung herausgesucht bzw. interpoliert werden. Auf diese Weise lassen sich relativ schnell MPP-Leistung, -Strom und -Spannung abschätzen. Neben dem MPP können auch die Leerlaufspannung, der Kurzschlussstrom sowie der Füllfaktor aus den Messwerten bestimmt werden. Der Füllfaktor FF wurde aus MPP-Leistung P_{MPP} , Leerlaufspannung U_L und Kurzschlussstrom I_K berechnet:

$$FF = \frac{P_{MPP}}{U_L \cdot I_K}. \quad (6)$$

Aufgrund der hohen Anzahl von Messpunkten zeigten die Ergebnisse von beiden Verfahren nur geringfügige Abweichungen. Daher wurden für die Auswertung immer die Funktionswerte genutzt.

Für die Bestimmung von Parallel- und Serienwiderstand der Solarzelle wurde das im Anhang B enthaltene Verfahren mit folgenden Näherungsformeln genutzt:

$$R_S \approx \left(-\frac{\Delta I}{\Delta U} \right)_{U_L}^{-1} - \left(\frac{U_T}{I_S} \right) \cdot \exp\left(-\frac{U_L}{U_T} \right), \quad (22)$$

$$R_P \approx -\left(\frac{dI}{dU} \right)_{I_K}^{-1} + R_S, \quad (23)$$

$$I_S \approx \frac{I_{Ph2} \cdot U_{L1} - I_{Ph} \cdot U_{L2}}{U_{L1} \cdot \exp\left(\frac{U_{L2}}{U_T} \right) - U_{L2} \cdot \exp\left(\frac{U_{L1}}{U_T} \right)}. \quad (24)$$

Für die Berechnung des Sättigungsstrom I_S wurden die Leerlaufspannung und der Kurzschlussstrom genutzt. Da die Messreihen bei drei unterschiedlichen Bestrahlungsstärken erfasst wurden, ergeben sich auch je drei mögliche Kombinationen zur Berechnung des Sättigungsstromes aus den Mess- oder Funktionswerten. Weil die Ergebnisse nur geringfügig voneinander abwichen, wurde jeweils der Mittelwert zur Berechnung des Serienwiderstandes genutzt. Die benötigten Anstiege der Funktion $I(U)$ im Leerlauf- und Kurzschlusspunkt wurden mithilfe der erste Ableitung der Gleichung (14) und (15) berechnet:

$$I'(0 < U < 0,55) = \frac{-B \cdot \exp(-15)}{C} \cdot \exp\left(\frac{U}{C} \right) - D, \quad (25)$$

$$I'(0,55 \leq U < U_L) = 2 \cdot B_2 \cdot U + B_1. \quad (26)$$

Die ermittelten Zellparameter der Solarzelle 363 liegen in der zu erwartenden Größenordnung. Aufgrund der genutzten Näherungsformeln treten jedoch in Abhängigkeit von der Strahlungsstärke deutliche Abweichungen innerhalb der berechneten Werte für Serien- und Parallelwiderstand auf. Idealerweise sollten die berechneten Widerstandswerte für alle drei Strahlungsstärken etwa gleich groß sein (Tab. 6). Des Weiteren fällt der Parallelwiderstand mit 4 bis 8 Ω etwas zu niedrig aus, da dieser meist über 10 Ω liegt. Auch die berechneten Werte für FF zeigen jedoch in Abhängigkeit der Strahlungsstärke Schwankungen. Diese traten bei allen gemessenen Solarzellen auf, wobei stets bei einer Strahlungsstärke von 750 W/m^2 ein um etwa 5 % höherer Füllfaktor gemessen wurde.

Bestrahlungsstärke E in W/m ²	500	750	1000
U _L in V	0,5988	0,6087	0,6152
I _K in A	3,9210	5,4294	7,8425
U _{MPP} in V	0,5113	0,5173	0,5204
I _{MPP} in A	3,6182	5,4294	7,1866
P _{MPP} in W	1,8500	2,8086	3,7399
FF	0,7879	0,8499	0,7751
R _S in mΩ	3,9906	3,0851	2,6593
R _P in Ω	7,8863	5,2859	4,2053
R _{S∅} in mΩ	3,2450		
R _{P∅} in Ω	5,7925		
I _{S∅} in A	4,0546E-10		

Tabelle 6: Ermittelte Zellparameter der Solarzelle 363

4. Ergebnisse

Da die Ergebnisse der durchgeführten PID-Versuche von der korrekten Vermessung der I-U-Kennlinien der Solarzellen abhängig sind, soll im folgenden Kapitel zunächst die Qualität der gemessenen Kennlinien und berechneten Zellparameter diskutiert werden.

4.1 Fehlerbetrachtung und Verbesserungsmöglichkeiten des Versuchsstandes zur PID-Bewertung von Solarzellen

Um die möglichen Abweichungen der gemessenen I-U-Kennlinien und berechneten Zellparameter einzuschätzen, wurde die Solarzelle 363 auf einen anderen Prüfstand nach Standard-Testbedingungen vermessen (Abb. 50).

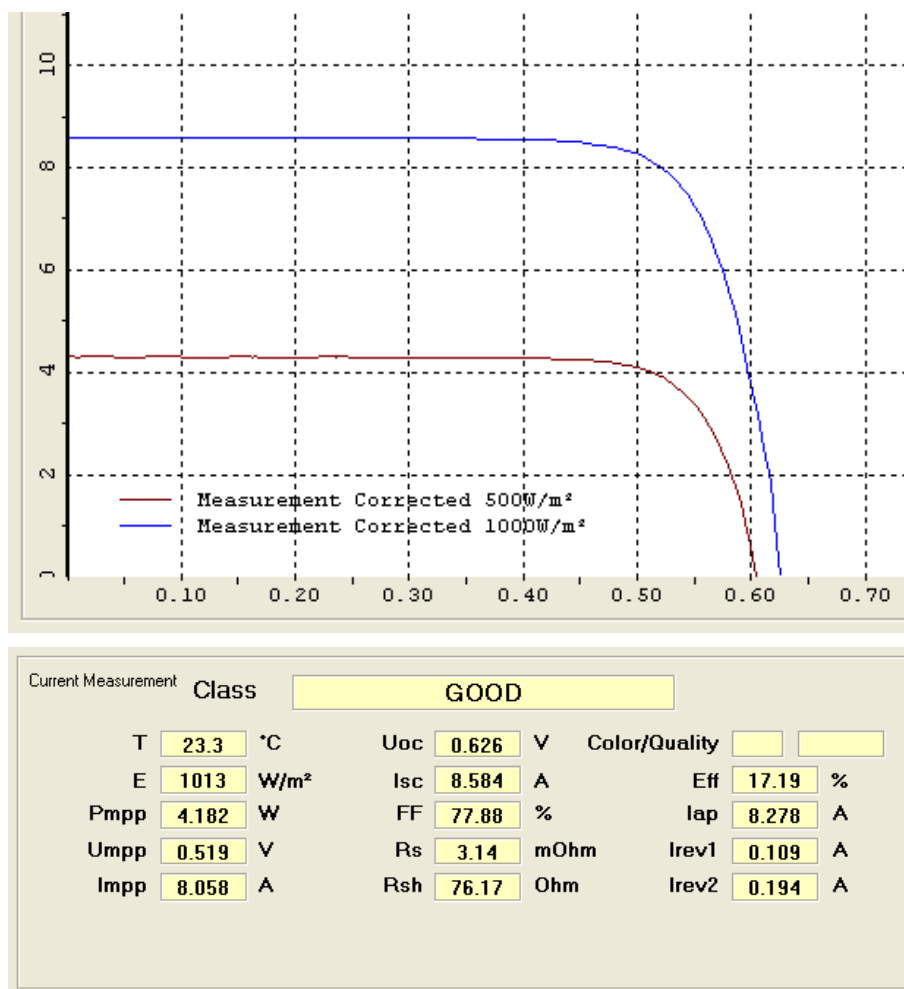


Abbildung 50: Nach Standard-Testbedingungen gemessene Kennlinien und berechnete Zellparameter für die Solarzelle 363 (Ausschnitte Messprotokoll)

Danach erfolgte die Aufnahme der Kennlinien mithilfe des konstruierten Teststandes. Dabei traten zunächst erhebliche Abweichungen zwischen den gemessenen und tatsächlichen Kurzschlussströmen für die Strahlungsstärken von 500 und 1000 W/m² auf. Die Kurzschluss-

ströme betragen ca. 92 % der nach STC gemessenen Stromstärken (vergleich Tab. 7 bzw. Abb. 50 und Abb. 51). Da der Kurzschlussstrom einer Solarzelle proportional zur Bestrahlungsstärke ist, lagen die tatsächlichen Strahlungsstärken bei ca. 92 % der angestrebten Stärke (460 und 920 W/m²). Aufgrund der Differenzen wurde der in der Trägerplatte eingelassene Strahlungssensor ausgebaut und überprüft. Da der Sensor im ausgebauten Zustand bei gleichem Abstand niedrigere Strahlungswerte anzeigte, wurde die Bohrung in der Trägerplatte auf 8 mm vergrößert. Um Reflexionen im Bohrloch zu vermeiden, wurde anstatt einer Senkbohrung eine normale Bohrung verwendet. Durch Verringerung des Abstands zwischen Solarzellen und Strahler konnten höhere Strahlungsstärken von 500 und 1000 W/m² erreicht werden (Abb. 51).

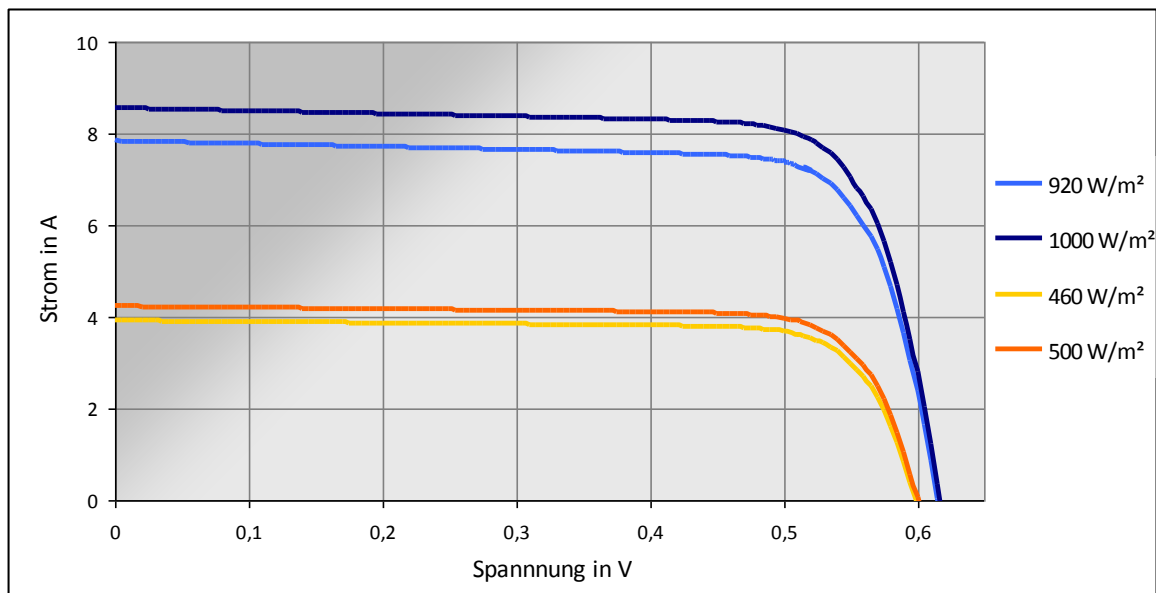


Abbildung 51: I-U-Kennlinien der Solarzelle 363 vor und nach der Korrektur der Bestrahlungsstärke

Die gemessene Kennlinie für eine Strahlungsstärke von 1000 W/m² zeigt gewisse Abweichungen gegenüber der STC konformen Kennlinie (Abb. 50). Dabei fallen vor allem die unterschiedlichen Anstiege der Kennlinien im Kurzschlusspunkt auf. Diese verursachen Abweichungen im berechneten Parallelwiderstand. Gemäß dem STC-Test liegt der Parallelwiderstand der Solarzelle 363 bei 76,17 Ω und ist somit deutlich größer als der ermittelte Widerstand von 4,44 Ω . Dies wirkt sich geringfügig auf die MPP-Stromstärke und –Leistung sowie den Füllfaktor aus. Des Weiteren lag die Messtemperatur bei dem STC konformen Test mit 23,3 °C relativ niedrig, sodass sich zwischen beiden Kennlinien eine Temperaturdifferenz von ca. 4 °C ergibt. Dadurch wurde am eigenen Teststand eine geringfügig niedrigere Leerlaufspannung (0,01 V) gemessen. Die ermittelten Werte für den Serienwiderstand zeigten zwar gewisse Schwankungen, lagen aber im Durchschnitt nahe an den nach STC-Test be-

rechneten Werten. Eine sehr gute Übereinstimmung trat für die MPP-Spannung, den Kurzschlussstrom und den Füllfaktor (außer für $E = 690 \text{ W/m}^2$) auf. Bei einer Bestrahlungsstärke von 690 W/m^2 zeigte der berechnete Füllfaktor erhebliche Abweichungen gegenüber den übrigen Füllfaktoren und den nach STC gemessenen Wert. Dieser Effekt trat bei allen gemessenen Solarzellen und nur bei der genannten Strahlungsstärke auf. Trotzdem konnte noch keine Ursache für diesen systematischen Fehler gefunden werden.

	Eigener Teststand					Test nach STC
	460	500	690	920	1000	1013
E in W/m^2	460	500	690	920	1000	1013
U_L in V	0,5988	0,6005	0,6087	0,6152	0,6170	0,626
I_K in A	3,9210	4,2327	5,4294	7,8425	8,5562	8,584
U_{MPP} in V	0,5113	0,5120	0,5173	0,5204	0,5207	0,519
I_{MPP} in A	3,6182	3,8998	5,4294	7,1866	7,8628	8,058
P_{MPP} in W	1,8500	1,9967	2,8086	3,7399	4,0942	4,182
FF	0,7879	0,7856	0,8499	0,7751	0,7756	0,7788
R_S in $\text{m}\Omega$	3,9906	1,8669	3,0851	2,6593	2,7991	3,14
R_P in Ω	7,8863	5,2668	5,2859	4,2053	4,4429	76,17
T in $^\circ\text{C}$	27	27	27	27 - 28	27 - 28	23,3

Tabelle 7: Vergleich der mithilfe des eignen Teststandes und der nach STC ermittelten Parameter der Solarzelle 363

Um die Messwerte zu verbessern, müsste hauptsächlich die Ursache für die Abweichungen des Parallelwiderstandes gefunden und beseitigt werden. Einen Verbesserungsansatz liefert die vergrößerte Darstellung der Messpunkte und Kennlinien im Spannungsbereich von 0,1 bis 0,5 V (Abb. 52, markierter Bereich). Bei höheren Strahlungsstärken traten in diesem Bereich Schwankungen in den Stromwerten aller gemessenen Solarzellen auf. Diese Schwankungen verursachen Fehler bei der Berechnung der Annäherungsfunktionen, wodurch die ermittelten Parallelwiderstände niedriger ausfielen. Da sich die Stromschwankung mit zunehmender Strahlungsstärke vergrößerte, muss davon ausgegangen werden, dass es sich um einen Temperatureinfluss handelt. Dabei kann der geringe Temperaturanstieg während der Messwertaufnahme ausgeschlossen werden, da die Stromschwankung auch bei einer konstanten Temperatur von $35 \text{ }^\circ\text{C}$ und 920 W/m^2 auftrat. Da die Solarzelle nur über deren Vorderseite erhitzt und von beiden Seiten gekühlt wird, kann eine Temperaturdifferenz zwischen Vorder- und Rückseite auftreten. Diese bewirkte mit hoher Wahrscheinlichkeit die gemessene Stromschwankung. Um diesen Effekt zu verhindern, müsste eine Strahlungsquelle nach STC mit

einer geringeren Infrarotstrahlung genutzt werden. Dazu könnten Hochleistungsleuchtdioden oder Metalldampflampen genutzt werden. Eine andere Möglichkeit besteht darin die Solarzelle nur während der Erfassung des Messwertes zu beleuchten, um einen unnötigen Wärmeeintrag zu vermeiden.

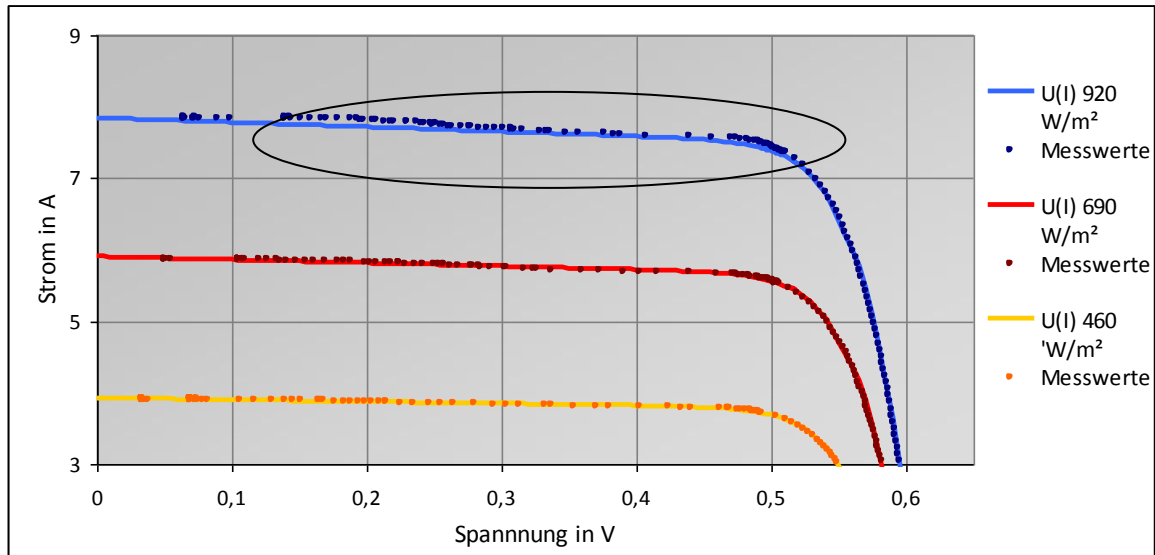


Abb. 52: Stromschwankungen der I-U-Kennlinien für die Solarzelle 363

Weitere Verbesserungsmöglichkeiten bestehen hinsichtlich der Messwertaufnahme und deren Auswertung. Da für die Auswertung eine möglichst exakte Funktionsgleichung benötigt wird, sollten die Messwerte gleichmäßig über den gesamten Messbereich verteilt liegen. Um den Kennlinienbereich von 0 bis 0,15 V besser abzubilden, müssten die Übergangswiderstände weiter gesenkt werden und eventuell eine andere elektronische Last eingesetzt werden. Als Gütekriterium für die Funktionsannäherung werden die Abweichungen der einzelnen Messwerte von den Funktionswerten errechnet. Damit werden Kennlinienbereiche mit vielen Messwerten stärker gewichtet, wodurch eine Verzerrung der angenäherten Funktion erfolgt. Daher sollten die Messwerte gleichmäßig über die Kennlinie verteilt liegen. Dabei kann die Anzahl der Messwerte auch vermindert werden. Des Weiteren sollte geprüft werden, ob sich die Gleichung des erweiterten Ersatzschaltbildes als Annäherungsgleichung verwenden lässt. Ein entsprechender Algorithmus könnte mithilfe der Software MatLab erstellt werden. Dadurch könnten die Zellparameter Photo-, Sättigungsstrom, Diodenfaktor, Serien- und Parallelwiderstand der Zelle direkt aus den Funktionsparametern abgeleitet werden, die näherungsweise Berechnung entfällt in diesem Fall.

Aus organisatorischen Gründen konnte der Vergleich der Kennlinien und berechneten Zellparameter erst nach der Aufnahme der Messdaten erfolgen, sodass diese bei lediglich ca. 92 % der angestrebten Strahlungsstärke durchgeführt wurden.

4.2 Ergebnisse der durchgeführten Stresstests

Um eine mögliche Degradation der Zellparameter während der durchgeführten Tests festzustellen, wurden die I-U-Kennlinien der ausgewählten Solarzelle vor und nach erfolgtem Test vermessen. Bei einem erfolgreichen PID-Stresstest tritt eine deutliche Veränderung des Kennlinienverlaufes, wie in Abb. 53 dargestellt, ein.

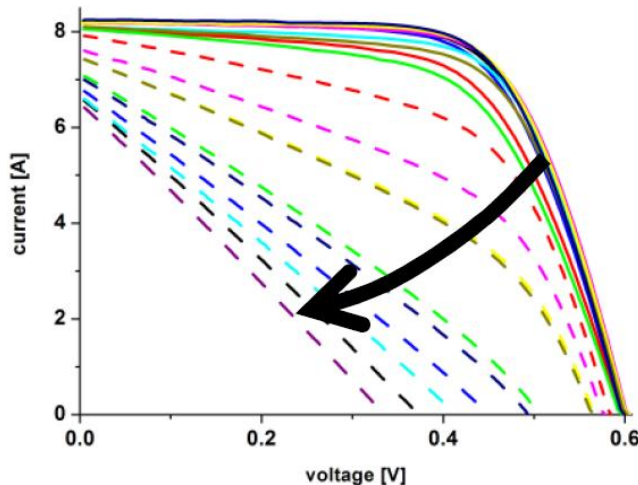


Abbildung 53: Prinzipielle Veränderung der I-U-Kennlinie bei fortschreitender Degradation (aus [SCHU11a])

Dabei bleiben Leerlaufspannung und Kurzschlussstrom zunächst nahezu konstant, infolgedessen tritt lediglich eine Abflachung des Kennlinienverlaufes auf. Diese resultiert aus der Degradation des Parallelwiderstands der Solarzelle. Infolge des verringerten Parallelwiderstands sinkt mit fortschreitender Degradation der Kurzschlussstrom und vor allem die Leerlaufspannung. Dadurch werden der Füllfaktor und folglich der Wirkungsgrad der Zelle drastisch reduziert.

Die durchgeführten Tests zeigten die in Tab. 8 dargestellten Ergebnisse. Die gemessenen Kennlinien sind im Anhang C in Form von Diagrammen dargestellt. Bei den Versuchen mit den Basen und Salzen wurden unabhängig von der Aufbauvariante keine oder nur geringe Abweichungen der I-U-Kennlinien vor und nach dem Test festgestellt. Dies wird beispielsweise an den gemessenen Kennlinien (Abb. 54) und den berechneten Zellparametern (Tab. 9) der Solarzelle 243 ersichtlich. Die Solarzelle wurde über 24 Stunden im Versuchsaufbau nach Variante I mit einer 20 %-igen Natriumacetatlösung getestet. Dabei zeigten die gemessenen Kennlinien und berechneten Zellparameter vor und nach dem Test nur minimale Abweichungen. Bei anderen Solarzellen traten in den gemessenen Kennlinien geringe Abweichungen von Kurzschlussstrom und der Leerlaufspannung auf. Da der Anstieg der Kennlinien im Kurzschlusspunkt jedoch keinerlei Veränderungen zeigte, handelt es sich auch hier nicht um den PID-Effekt, sondern um Abweichungen der Strahlungsstärke und Temperatur. Diese

wurden durch Ungenauigkeiten während der Kennlinienmessung erzeugt. Dabei verursacht bereits eine um 10 W/m^2 herabgesetzte Strahlungsstärke eine deutliche Veränderung des Kurzschlussstroms.

Verwendete Lösung	Variante 1		Variante 2		Variante 3	
	Solarzelle Nr.	Testdauer	Solarzelle Nr.	Testdauer / Spannung	Solarzelle Nr.	Testdauer
Natriumchlorid 20 %	031	16 h			031	5 h
	319	16 h				
Magnesiumchlorid 30 %	312	16 h			312	6 h
Natriumacetat 20 %	243	24 h	243	6 h / 25 kV		
Natriumhydroxid 1 M	237	20 h	237	6 h / 25 kV	237	24 h
Essigsäure 1 M	006	24 h / 5 kV	247	24 h / 5 kV		
Legende	Keine Veränderung von Parallel- und Serienwiderstand		Veränderung des Serienwiderstandes		Veränderung des Parallelwiderstandes (PID)	

Tabelle 8: Übersicht und Ergebnisse der durchgeführten Testkombinationen

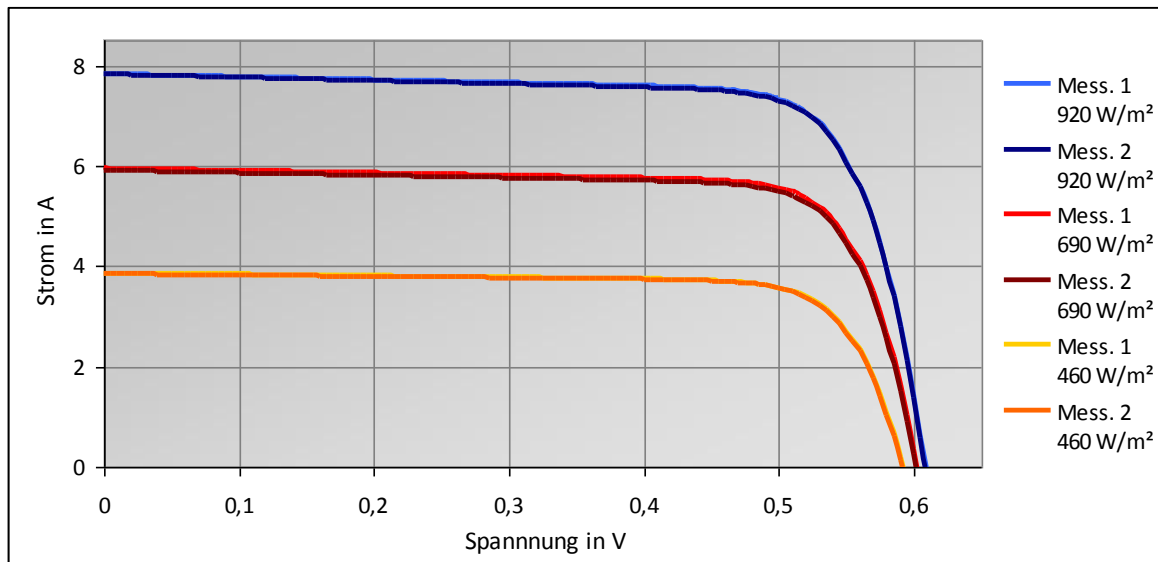


Abb. 54: Angenäherten Funktionen $I(U)$ für die Strahlungsstärken $460; 690$ und 920 W/m^2 der Solarzelle 243 vor dem Test (Mess. 1) und nach erfolgtem Test (Mess. 2) mit Natriumacetatlösung

Bestrahlungsstärke in W/m ²	460		690		920	
	1	2	1	2	1	2
Messung						
U _L in V	0,5919	0,5913	0,6026	0,6019	0,6089	0,6084
I _K in A	3,8644	3,8424	5,4515	5,3861	7,8291	7,8208
U _{MPP} in V	0,5047	0,5037	0,5120	0,5109	0,5133	0,4470
I _{MPP} in A	3,5397	3,5343	5,4515	5,3861	7,1756	7,5053
P _{MPP} in W	1,7865	1,7802	2,7911	2,7518	3,6832	3,3549
FF	0,7810	0,7835	0,8496	0,8488	0,7726	0,7051
R _S in mΩ	3,8720	3,8134	3,0077	3,1345	2,6836	2,6150
R _p in Ω	7,2526	7,6676	5,0904	5,1345	4,3989	4,1595
R _{Sø} in mΩ	3,1878	3,1876				
R _{pø} in Ω	5,5806	5,6538				
I _{Sø} in A	5,1213E-10	5,2032E-10				

Tabelle 9: Vergleich der für Messreihe 1 und 2 berechneten Zellparameter der Solarzelle 243

Bei den Versuchen mit Essigsäure zeigte sich unabhängig vom Versuchsaufbau stets eine Vergrößerung des Serienwiderstands der Solarzelle (Abb. 55). Auch die berechneten Zellparameter weisen deutlich auf einen angestiegenen Serienwiderstand hin (Tab. 10). Dadurch verringerte sich die MPP-Spannung, -Stromstärke und -Leistung sowie der Füllfaktor. Kurzschlussstrom und Leelaufspannung blieben dagegen nahezu konstant.

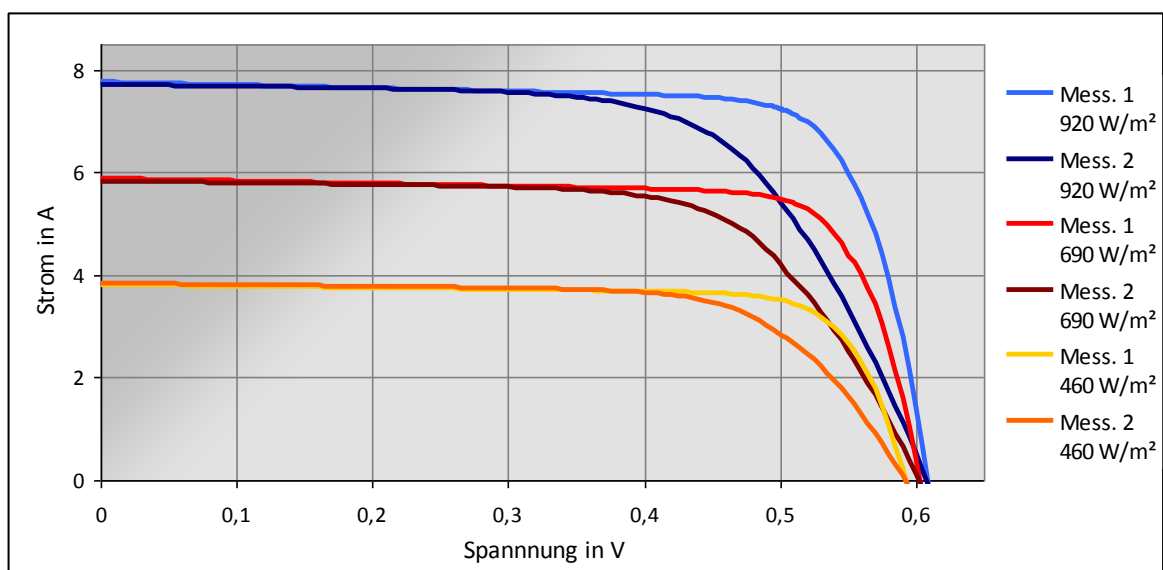


Abbildung 55: Angenäherten Funktionen I(U) für die Strahlungsstärken 460; 690 und 920 W/m² der Solarzelle 247 vor dem Test (Mess. 1) und nach erfolgtem Test (Mess. 2) mit Essigsäure

Bestrahlungs- stärke in W/m ²	460		690		920	
	1	2	1	2	1	2
Messung						
U _L in V	0,5921	0,5917	0,6029	0,6020	0,6091	0,6081
I _K in A	3,8129	3,8421	5,3888	5,1739	7,7674	7,7144
U _{MPP} in V	0,5047	0,4566	0,5110	0,4522	0,5125	0,4470
I _{MPP} in A	3,4843	3,4298	5,3888	5,1739	7,1035	6,7752
P _{MPP} in W	1,7585	1,5660	2,7537	2,3394	3,6405	3,0285
FF	0,7789	0,6888	0,8475	0,7511	0,7695	0,6456
R _S in mΩ	4,0192	15,9922	3,2838	13,6787	2,8472	12,0539
R _p in Ω	7,2185	19,3610	5,2653	16,7321	4,4972	15,0808
R _{S∅} in mΩ	3,3834	13,9083				
R _{p∅} in Ω	5,6604	17,0580				
I _{S∅} in A	5,0858E-10	5,3029E-10				

Tabelle 10: Vergleich der für Messreihe 1 und 2 errechneten Zellparameter der Solarzelle

Der angestiegene Parallelwiderstand lässt sich auf den veränderten Kennlinienverlauf mit geringeren Stromschwankungen und der damit verbundenen verbesserten Annäherung zurückführen. Um die Wirkung der Hochspannung auf die Vergrößerung des Serienwiderstandes zu untersuchen, wurde die Solarzelle 008 über 24 Stunden in Essigsäure eingelegt, ohne dass ein elektrisches Feld angeschlossen wurde. Die Kennlinie der Solarzelle zeigte ebenfalls eine Veränderung des Serienwiderstands, welche jedoch im Vergleich zu den Solarzellen 6 und 247 wesentlich geringer ausfiel (Anhang C). Dies deutet darauf hin, dass die elektrischen Felder nach den Aufbauvarianten I und II die ätzende Wirkung der Essigsäure verstärkten.

Die durchgeführten Versuche sprechen im Allgemeinen dafür, dass der Einsatz von verdünnter Essigsäure eine Veränderung des Serienwiderstandes von Solarzellen bewirkt und dies durch den Einsatz von elektrischen Feldern nach Variante I und II verstärkt wird. Eine Degradation des Parallelwiderstandes im Sinne der PID konnte jedoch nicht ausgelöst werden. Aufgrund der geringen Anzahl von getesteten Solarzellen haben beide Aussagen nur einen vorläufigen Charakter.

4.3 Diskussion der Versuchsergebnisse

Für das Ausbleiben der Degradation des Parallelwiderstandes sind verschiedene Erklärungen denkbar. Zum einen könnte die Degradation, ähnlich wie bei den PID-Freilandversuchen, sehr langsam voranschreiten. Damit wäre die Testdauer von maximal 24 h zu gering bemessen, um den Effekt auszulösen. Um dies zu umgehen müssten Test über mehrere Wochen durchgeführt oder beschleunigt werden. Bei den PID-Stresstests mit hohen DC-Spannungen bewirkt eine Temperaturerhöhung um 60 K eine Beschleunigung der Degradation um den Faktor 500. Daher sollte die Versuchstemperatur möglichst hoch, aber noch deutlich unterhalb der Siedetemperatur der Lösung liegen. Eine andere Möglichkeit besteht darin, dass eine Degradation auftrat, aber nicht als solche erkannt wurde. Dies würde bedeuten, dass der Versuchstand zur Kennlinienmessung der Solarzellen nicht zur Bewertung der PID-Anfälligkeit ausreicht. Tatsächlich zeigen die mithilfe des Teststandes gemessenen Kennlinien vor allem bezüglich des Parallelwiderstandes deutliche Abweichungen zu den nach STC gemessenen Kennlinien. Aufgrund dieser Messfehler lässt sich mittels des Teststandes nur eine deutliche Degradation des Parallelwiderstandes feststellen. Geringfügige Veränderungen können hierbei nicht berücksichtigt werden. Daher kann mit hoher Wahrscheinlichkeit davon ausgegangen werden, dass während der Tests keine starke Veränderung des Parallelwiderstandes auftrat. Dabei könnten die ausgewählten Solarzellen zufällig robust gegenüber dem PID-Effekt sein, weswegen dieser grundsätzlich nicht auftreten konnte. Sollte es sich tatsächlich um PID anfällige Solarzellen handeln, dann bestehen die folgenden Möglichkeiten: Einerseits könnten die Testaufbauten nicht die gewünschte Wirkung zeigen. Dies bedeutet, die Kationen aus der Lösung lagern sich aufgrund des elektrischen Felds nicht an der Solarzelle an. Die durchgeführten Versuche mit Essigsäure deuten hingegen eher auf eine verstärkende Wirkung der Testvarianten I und II hin. Eine andere Möglichkeit besteht darin, dass die Ionen sich nur an der Zelloberfläche anlagern, ohne in tiefere Zellschichten vorzudringen. Dadurch könnten die Ionen beim Waschvorgang nach dem Test wieder abgeschieden werden. Eine weitere Erklärung wäre, dass der PID-Effekt nicht durch äußere Kationen aus der Glasscheibe bzw. der EVA-Folie, sondern durch bereits in der Zelle vorliegende Ionen ausgelöst wird. Dies widerspricht allerdings der derzeitigen Modellvorstellung zum PID-Effekt. Aufgrund der wenigen durchgeführten Tests und der zahlreichen in Frage kommenden Ursachen lässt sich derzeit keine genaue Aussage bezüglich der Wirksamkeit der durchgeführten Tests ableiten.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Um die Effizienz von Photovoltaikanlagen zu verbessern, werden diese zunehmend mit höheren Systemspannungen von bis zu 1000 V und traflosen Wechselrichtern betrieben. Dadurch können, je nach Modultyp und Zelltechnologie, schädigende Potentialunterschiede zwischen Modulrahmen und Zelloberfläche entstehen, sodass sich der Wirkungsgrad der Module stetig verringert. Diese Form der Leistungsabnahme wird als PID bezeichnet. Um die Ursachen und Auswirkungen des PID-Effekts zu erforschen, werden derzeit diverse Verfahren zur beschleunigten Degradation genutzt. Zur Untersuchung einzelner Solarzellen stehen PID-Stresstests mittels Koronaentladung oder hoher DC-Spannung zur Verfügung. Bei der Koronaentladung ist von Nachteil, dass die Degradation nicht gleichmäßig, wie bei den Stresstests mit hoher DC-Spannung, sondern hauptsächlich im Zentrum der Solarzelle erfolgt. Für Verfahren unter der Einwirkung hoher DC-Spannung ist eine Verkapselung der Photovoltaikzellen zu Minimodulen erforderlich. Aufgrund der hierfür notwendigen Laminierung sind jedoch Untersuchungen an einzelnen Zellen schwierig und nur bedingt möglich. Angesichts dieser Problematik besteht ein Bedarf an PID-Stresstests, welche sowohl ohne Laminierung an unverkapselten Zellen durchgeführt werden können, als auch eine flächige Degradation ermöglichen. Daher wurden im Rahmen dieser Arbeit neue Testmöglichkeiten für unverkapselte Solarzellen entwickelt und erprobt.

Für die nachgestellte Degradation im Labor wurden die Solarzellen in verschiedene Lösungen gelegt und einem homogenen elektrischen Feld ausgesetzt. Da hierbei ein Laminieren der Solarzellen entfiel, konnten diese nach den Tests einfach vermessen und überprüft werden. Es wurden drei Versuchsanordnungen von Dielektrikum und Solarzelle erprobt. Diese unterschieden sich hinsichtlich der genutzten Dielektrika (Glas und Luft) sowie des elektrischen Potentials von Solarzelle und Lösung. Bei Variante I wiesen Lösung und Solarzelle ein positives Potential auf, da beide auf der Anode anlagen. Durch den Einsatz von zwei unterschiedlichen Dielektrika entstand bei Variante II eine Quergrenzfläche mit eigenem Potential, auf welchem Lösung und Solarzelle lagen. Bei Variante III wies die Solarzelle durch den direkten Kontakt zur Kathode ein negatives Potential auf. Die verwendeten Lösungen beinhalteten Wasserstoff- oder Metallkationen. Für die Tests mit Metall-Kationen wurden basische und neutrale Lösungen eingesetzt. Dazu wurden natrium- sowie magnesiumhaltige Salze und Basen in Wasser gelöst. Die Wasserstoff-Kationen wurden mittels verdünnter Essigsäure erzeugt. Um die durchgeführten Tests hinsichtlich ihrer PID-Wirkung zu bewerten, wurde die Zelleistung vor und nach jedem Stresstest mit einem eigens entwickelten Prüfstand

gemessen. Die Bestrahlung der Solarzelle erfolgte durch einen Halogenstrahler mit einem konstanten Strahlungsspektrum. Die Kennlinien wurden durch Messung einzelner Lastzustände bei unterschiedlichen Bestrahlungsstärken bestimmt. Aus den gemessenen Kennlinien wurden Näherungsfunktionen abgeleitet, welche zur Berechnung der Zellparameter genutzt wurden. Durch den Vergleich der gemessenen Kennlinien und errechneten Zellparameter mit den nach STC erreichten Werten wurde eine systematische Abweichung des gemessenen Parallelwiderstandes festgestellt.

Aufgrund der relativ langen Versuchsdauer wurden stichprobenartig verschiedene Kombinationen von Lösung und Testaufbau erprobt. Dabei konnte keine Degradation des Parallelwiderstandes (PID) festgestellt werden. Stattdessen zeigte sich bei den mit Essigsäure durchgeführten Tests eine Veränderung des Serienwiderstandes der Solarzelle. Dies führte zu einer Verringerung der MPP-Leistung und des erreichten Füllfaktors.

Wie im Rahmen dieser Arbeit ersichtlich wurde, besteht ein erheblicher Bedarf bezüglich der weiteren Erforschung der PID. Insbesondere für die Praxis wäre die produktionstechnische Vermeidung des PID-Effekts bei der Modulherstellung und schließlich deren zuverlässiger und praktikabler Nachweis erforderlich. In zukünftigen Forschungsarbeiten könnten die in der Arbeit beschriebenen Testmöglichkeiten weiter untersucht und erprobt werden. Ausgehend von den genannten Verbesserungsmöglichkeiten könnte die Wirkung von Temperaturerhöhungen und stärkeren elektrischen Feldern untersucht werden. Zu diesem Zweck empfiehlt sich die Nutzung einer größeren Anzahl von Solarzellen, damit eine eindeutige Aussage zur Wirkung der Tests getroffen werden kann. Des Weiteren sollten am Versuchstand zur PID-Bewertung die bereits beschriebenen Verbesserungen vorgenommen werden, um eine korrekte Aufnahme der Kennlinien zu gewährleisten. Ein weiteres Forschungsgebiet bietet der PID-Stresstest mittels Koronaentladung. Eine interessante Variante wäre es, statt der Umgebungsluft den Test unter der Einwirkung bestimmter Gase durchzuführen. Dadurch könnten Rückschlüsse über die bei der Degradation beteiligten Kationen getroffen werden. Ferner könnten Modifizierungsmöglichkeiten hinsichtlich einer flächigeren Degradation entwickelt und erprobt werden.

Literaturverzeichnis

- [BPSO12] BP Solar: *Info-Blatt „PID- Effekt“*. URL http://www.energiebau.de/fileadmin/user_upload/Editors_de/Wissen/PID/BP_Info-Blatt_PID_20110622.pdf Aktualisierungsdatum: 06.04.2012
- [BMU] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): *Pressemitteilungen des BMU aus der 17. Legislaturperiode*. URL http://www.bmu.de/pressemitteilungen/aktuelle_pressemitteilungen/doc/45135.php
- [BSW12] Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar): Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik), veröffentlicht am 04.04.2012, URL http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/bsw_solar_fakten_pv.pdf
- [EEG11] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG, 25.10.2008 (BGBl. I S. 2074), Art. 2 Abs.69 G 22.10.2011 (BGBl. I S. 3044)
- [FROH94] Frohne, H.: *Elektrische und magnetische Felder*. Stuttgart: B.G. Teubner, 1994
- [HACK11] Hacke, P.; Terwilliger, K.; Smith, R.; Glick, S.; Pankow, J.; Kempe, M.; Kurtz, S.; Bennett, I.; Kloos, M.: System voltage potential-induced degradation mechanisms in PV modules and methods for test, *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 37th IEEE*, Seattle, Washington, 19.-24.2011, URL <http://www.nrel.gov/docs/fy11osti/50716.pdf>
- [IEC 904-3] IEC-Norm 904-3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data, IECP Devices - International Electro Technical Commission, 1989
- [KOCH11] Koch, S.; Seidel, C.; Grunow, P.; Krauter, S.; Schoppa, M.: Polarization effects and tests for crystalline silicon cells, *European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 26th*, Hamburg, Germany, 05.-08.09.2011, URL <http://www.eupvsec-proceedings.com/proceedings?fulltext=Koch&paper=11733>
- [KUEC96] Küchler, A.: *Hochspannungstechnik: Grundlagen – Technologie – Anwendungen*. Düsseldorf: VDI, 1996
- [LAUT05] Lautenschläger, K.-H.; Schröter, W.; Teschner, J.; Wanninger, A.: *Taschenbuch der Chemie*. 20. Aufl. Frankfurt am Main: Deutscher, 2005
- [MATE12] Matern, M.: Schwächelnde Solarstadt. 70 Prozent der verbauten Solarmodule kommen aus China, In: *Postdamer neuste Nachrichten*, 19.01.2012, S.19, URL <http://www.pnn.de/wirtschaft/615190/>

- [NAGE11] Nagel, H.; Metz, A.; Wangemann, K.: Crystalline SI solar cells and modules featuring excellent stability against potential-induced degradation, *European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 26th*, Hamburg, Germany, 05.-08.09.2011, URL http://www.eupvsec-planer.com/presentations/c14115/crystalline_si_solar_cells_and_modules_featuring_excellent_stability_against_potential-induced_degradation.htm
- [PHOT10] Siemer, J.; Haase, C.: Hohes Schadenspotenzial. Solarmodule können bei hohen Systemspannungen stark an Leistung verlieren, In: *Photon* (2010), Nr. 12, 58-66
- [PING10] Pingel, S.; Frank, O.; Winkler, M.; Daryan, S.; Geipel, T.; Hoehne, H.; Berghold, J.: Potential Induced Degradation of solar cells and panels, *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 35th IEEE*, Honolulu, Hawaii, 20.-25.06.2010, URL <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=5616823&isnumber=5614036>
- [PVMA11] Kastl, I.: Dealing with high voltage stress, In: *PV Magazin* (2011), Nr. 10, S. 114-120
- [QUAN09] Quaschnig, V.: *Regenerative Energiesysteme. Technologie - Berechnung – Simulation*. 6. Aufl. München: Hanser, 2009
- [QCEL11] Fraunhofer ISE; Photovoltaic Institute Berlin; TÜV Rheinland; VDE; Q-Cells; Schott Solar; Solon: *Erste Testbedingungen für spannungsinduzierte Degradation von Solarmodulen entwickelt (potentialinduzierte Degradation – PID), Gemeinsame Pressemitteilung zur EU PVSEC*, 05.09.2011, Köln, Germany URL http://www.tuv.com/de/deutschland/ueber_uns/presse/meldungen/news/pdfde_66118.jsp
- [SCHL11] Schlabbach, J.; Cichowski, R.-R. (Hrsg.): *Netzgekoppelte Photovoltaikanlagen*. 2. Aufl. Frankfurt am Main: VDE Verlag, 2011
- [SCHO11a] Schutzrecht DE 10 2009 044 052 A1: Kristalline Solarzelle, Verfahren zur Herstellung einer solchen sowie Verfahren zur Herstellung eines Solarzellenmoduls (2011-03-24). Schott Solar AG. Prioritätsangabe: DE 10 2009 044 052.6 2009-09-18
- [SCHO11b] Schott Solar AG: *Deutsche Solarhersteller und Prüfinstitute sagen Leckströmen in Photovoltaikanlagen den Kampf an*, Pressemitteilung, 05.09.2011, Mainz, Hamburg, Germany URL http://www.ffpress.net/Kunden/SOL/Meldungen/SOL_5641/SOL_5641.pdf
- [SCHU11a] Schütze, M.; Junghänel, M.; Friedrichs, O.; Wichtendahl, R., Scherff, M.; Müller, J.; Wawer, P.: Investigations of potential induced degrada-

- tion of silicon photovoltaic modules, *European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 26th*, Hamburg, Germany, 05.-08.09., URL http://www.q-cells.com/uploads/tx_abdownloads/files/Preprint_26thEUPVSEC_4CO-5-4_MSchuetze_01.pdf
- [SCHU11b] Schütze, M.; Junghänel, M.; Köntopp, M.B.; Cwikla, S.; Friedrich, S.; Müller, J.W.; Wawer, P.: Laboratory study of potential induced degradation of silicon photovoltaic modules, *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 37th IEEE*, Seattle, Washington, 19.-24.2011, URL http://www.q-cells.com/uploads/tx_abdownloads/files/Manuscript_Schuetze_et_al_37PVSC_final.pdf
- [SCHW11] Schwirtlich, I.A.: Spezifische Zuverlässigkeitsthemen neuer PV Technologien, *Kick-Off Veranstaltung Solarvalley Arbeitskreis: Qualität und Zuverlässigkeit in der Photovoltaik*, unveröffentlichte Präsentation, Erfurt, Germany, 13.06.2011
- [SOLA12] Solar Park Co.: *Stellungnahme zur PID*. URL http://www.energiebau.de/fileadmin/user_upload/Editors_de/Wissen/PID/PID_Effect_Statement_SPP.pdf Aktualisierungsdatum: 06.04.2012
- [SUNT06] Sun Technics Fabrisolar AG: *Prinzip Rückseitenkontaktzelle, Sun Technis A300*, veröffentlicht 20.09.2006, URL http://www.3-plan.ch/webmaster/displayimage.asp?file=pictures%2F385%2F210990%2FMonokristalline_Zellen.pdf
- [WAGE07] Wagemann, H.-G.; Eschrich, H.: *Photovoltaik. Solarstrahlung und Halbleitereigenschaften. Solarzellenkonzepte und Aufgaben*. Wiesbaden: B.G. Teubner, 2007
- [WICH11] Wichtendahl, R.; Schütze, M.; Junghänel, M.; Friedrichs, O.; Müller, J.; Wawer, P.: Investigations of potential induced degradation of silicon photovoltaic modules. Untersuchungen zur polarisationsinduzierten Degradation von Solarmodulen, *Trends in der Solarmodulfertigung*, unveröffentlichte Präsentation, Schkopau, Germany, 29.09.2011
- [WILL07] Willmes, A.: *Taschenbuch chemische Substanzen. Elemente – Anorganika – Organika – Naturstoffe – Polymere*. 3. Aufl. Frankfurt am Main: Deutsch, 2007

Anhang A: Abbildungsverzeichnis Anhang

Abbildung A1: Messwerte für die Strahlungsstärken 460; 690 und 920 W/m ² der Solarzelle 031 vor dem Test und nach erfolgtem Test mit Natriumchloridlösung nach Variante I	87
Abbildung A2: Messwerte für die Strahlungsstärken 460; 690 und 920 W/m ² der Solarzelle 031 vor dem Test und nach erfolgtem Test mit Natriumchloridlösung nach Variante III.....	87
Abbildung A3: Messwerte für die Strahlungsstärken 460; 690 und 920 W/m ² der Solarzelle 319 vor dem Test und nach erfolgtem Test mit Natriumchloridlösung nach Variante I	88
Abbildung A4: Messwerte für die Strahlungsstärken 460; 690 und 920 W/m ² der Solarzelle 312 vor dem Test und nach erfolgtem Test mit Magnesiumchloridlösung nach Variante I	88
Abbildung A5: Messwerte für die Strahlungsstärken 460; 690 und 920 W/m ² der Solarzelle 312 vor dem Test und nach erfolgtem Test mit Magnesiumchloridlösung nach Variante III.....	89
Abbildung A6: Messwerte für die Strahlungsstärken 460; 690 und 920 W/m ² der Solarzelle 243 vor dem Test und nach erfolgtem Test mit Natriumacetatlösung nach Variante I	89
Abbildung A7: Messwerte für die Strahlungsstärken 460; 690 und 920 W/m ² der Solarzelle 243 vor dem Test und nach erfolgtem Test mit Natriumacetatlösung nach Variante II.....	90
Abbildung A8: Messwerte für die Strahlungsstärken 460; 690 und 920 W/m ² der Solarzelle 237 vor dem Test und nach erfolgtem Test mit Natriumhydroxidlösung nach Variante I	90
Abbildung A9: Messwerte für die Strahlungsstärken 460; 690 und 920 W/m ² der Solarzelle 237 vor dem Test und nach erfolgtem Test mit Natrium-	

hydroxidlösung nach Variante II.....	91
Abbildung A10: Messwerte für die Strahlungsstärken 460; 690 und 920 W/m ² der Solarzelle 237 vor dem Test und nach erfolgtem Test mit Natriumhydroxidlösung nach Variante III	91
Abbildung A11: Messwerte für die Strahlungsstärken 460; 690 und 920 W/m ² der Solarzelle 006 vor dem Test und nach erfolgtem Test mit verdünnter Essigsäure nach Variante I	92
Abbildung A12: Messwerte für die Strahlungsstärken 460; 690 und 920 W/m ² der Solarzelle 247 vor dem Test und nach erfolgtem Test mit verdünnter Essigsäure nach Variante II.....	92
Abbildung A13: Messwerte für die Strahlungsstärken 460; 690 und 920 W/m ² der Solarzelle 008 vor dem Test und nach erfolgtem Test mit verdünnter Essigsäure ohne elektrisches Feld	93
Abbildung A14: Messwerte für die Strahlungsstärken 460; 500; 690; 920 und 1000 W/m ² der Referenz-Solarzelle 363	93

Anhang B: Berechnung des Serien- und Parallelwiderstands einer Solarzelle

Soll aus einer gemessenen I-U-Kennlinie der Serien- und Parallelwiderstand einer Solarzelle bestimmt werden, muss der Tangentenanstieg im Leerlaufpunkt ($I = 0$) und im Kurzschlusspunkt ($U = 0$) bestimmt werden. Dazu muss zunächst die Gleichung (5) nach dem Strom I differenziert werden. Dabei soll näherungsweise $I_{ph} \neq f(I)$ gelten.

$$1 = -I_S \cdot \exp\left(\frac{U + I \cdot R_S}{U_T}\right) \cdot \left(\frac{1}{U_T}\right) \cdot \left(\frac{dU}{dI} + R_S\right) - \left(\frac{1}{R_P}\right) \cdot \left(\frac{dU}{dI} + R_S\right). \quad (27)$$

Für den Leerlaufpunkt mit $U_L = U (I = 0)$ erhält man:

$$R_S = \left(\frac{dI}{dU}\right)_{U_L}^{-1} + \left(-\frac{1}{R_P} + \left(-\frac{I_S}{U_T}\right) \cdot \exp\left(\frac{U_L}{U_T}\right)\right)^{-1}. \quad (28)$$

Da $R_P \ll \left(\frac{U_T}{I_S}\right) \cdot \exp\left(-\frac{U_L}{U_T}\right)$ ist gilt für R_S näherungsweise:

$$R_S \approx \left(-\frac{\Delta I}{\Delta U}\right)_{U_L}^{-1} - \left(\frac{U_T}{I_S}\right) \cdot \exp\left(-\frac{U_L}{U_T}\right). \quad (22)$$

Stehen keine Werte für den Sättigungsstrom I_S zur Verfügung, kann dieser durch Messung der Leerlaufspannung für zwei unterschiedliche Bestrahlungsstärken ermittelt werden. Durch Umstellen der Gleichung (1) erhält man für den Sättigungsstrom I_S im Leerlaufpunkt $U_L = U (I = 0)$:

$$I_S = \frac{I_{ph} - \frac{U_L}{R_P}}{\exp\left(\frac{U_L}{U_T}\right) - 1}. \quad (30)$$

Unter der Annahme $I_S \neq f(E)$ ergibt sich durch Einsetzen der Leerlaufspannungen U_{L1} , U_{L2} und der errechneten Photoströme I_{ph1} , I_{ph2} für den Strom I_S näherungsweise:

$$I_S \approx \frac{I_{ph1} - \frac{U_{L1}}{R_P}}{\exp\left(\frac{U_{L1}}{U_T}\right) - 1} \approx \frac{I_{ph2} - \frac{U_{L2}}{R_P}}{\exp\left(\frac{U_{L2}}{U_T}\right) - 1}. \quad (31)$$

Unter der Bedingung $R_P \neq f(E)$ lässt sich der Parallelwiderstand für beide Strahlungsstärken gleichsetzen und kürzen. Da der Exponent $U_L/U_T \gg 1$ gilt näherungsweise für den Sättigungsstrom:

$$I_S \approx \frac{I_{Ph2} \cdot U_{L1} - I_{Ph} \cdot U_{L2}}{U_{L1} \cdot \exp\left(\frac{U_{L2}}{U_T}\right) - U_{L2} \cdot \exp\left(\frac{U_{L1}}{U_T}\right)}. \quad (24)$$

Der zur Bestimmung des Sättigungsstroms nötige Photostrom entspricht näherungsweise dem Kurzschlussstrom I_K .

Um den Parallelwiderstand R_P zu bestimmen, wird die Differentiation der Gleichung (5) nach der Spannung benötigt. Für den Kurzschlusspunkt mit $I_K = I(U = 0)$ erhält man für R_P :

$$R_P = \frac{\left(-\frac{dI}{dU}\right)_{I_K}^{-1} + R_S}{1 + \left(\frac{I_S}{U_T}\right) \cdot \exp\left(\frac{I_K \cdot R_S}{U_T}\right) \cdot \left(\left(\frac{dI}{dU}\right)_{I_K}^{-1} + R_S\right)}. \quad (32)$$

Da der Faktor I_S/U_T des Subtrahenden im Nenner des Bruchs im Normalfall kleiner 10^{-8} ist, darf er gegenüber der 1 vernachlässigt werden. Somit ergibt sich für den Parallelwiderstand:

$$R_P \approx \frac{\left(-\frac{dI}{dU}\right)_{I_K}^{-1} + R_S}{1}. \quad (23)$$

(modifiziert nach [WAGE07])

Anhang C: Messwerte der durchgeführten Versuche

Versuche mit 20%-iger Natriumchloridlösung

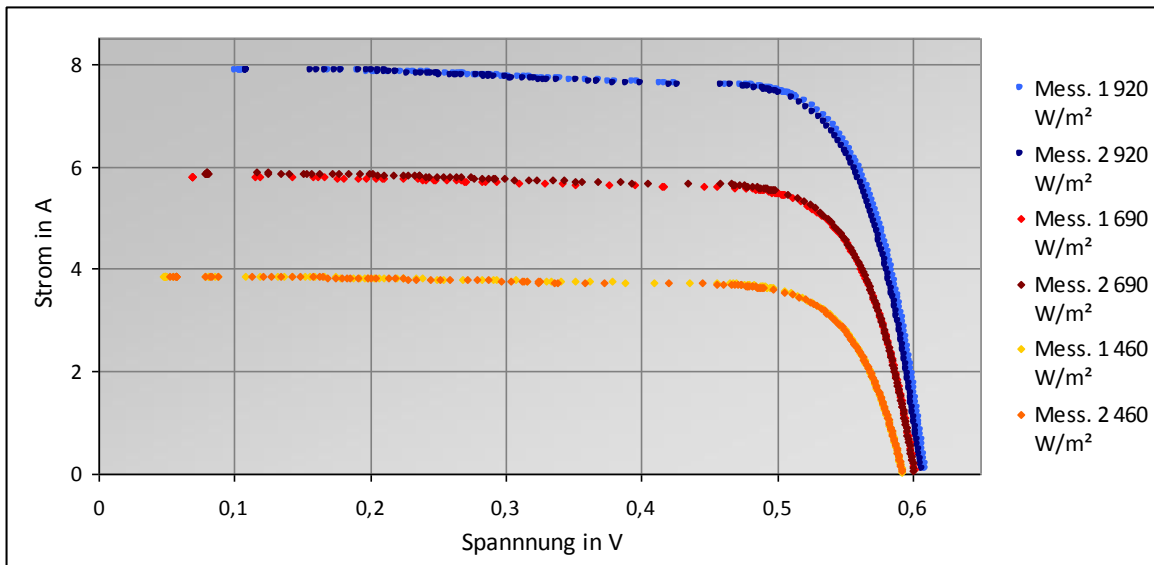


Abbildung A1: Messwerte für die Strahlungsstärken 460; 690 und 920 W/m² der Solarzelle 031 vor dem Test (Mess. 1) und nach erfolgtem Test (Mess. 2) mit Natriumchloridlösung nach Variante I.

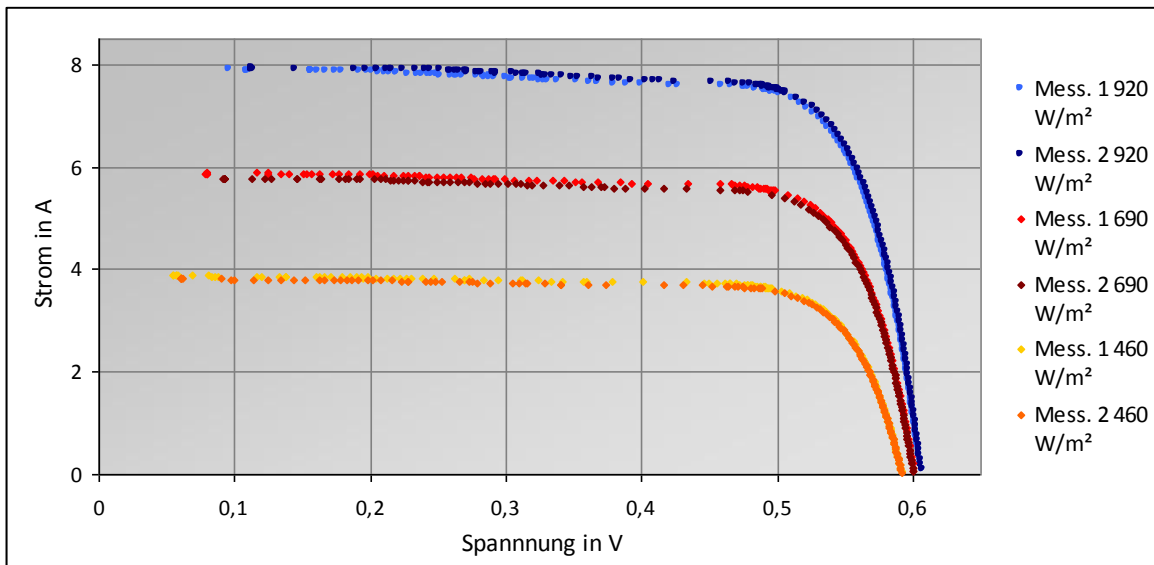


Abbildung A2: Messwerte für die Strahlungsstärken 460; 690 und 920 W/m² der Solarzelle 031 vor dem Test (Mess. 1) und nach erfolgtem Test (Mess. 2) mit Natriumchloridlösung nach Variante III.

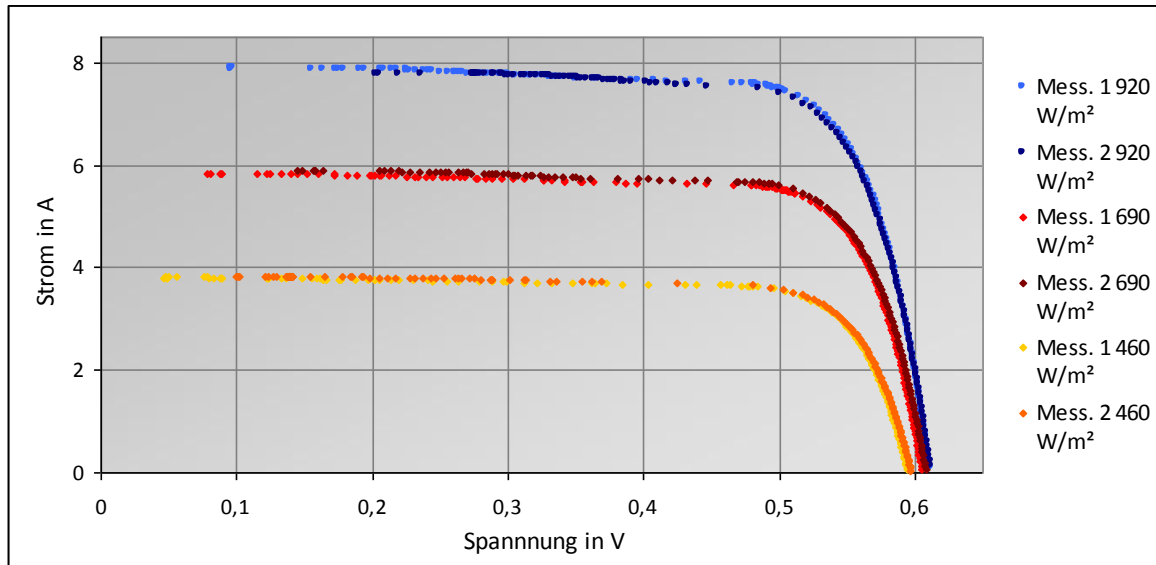


Abbildung A3: Messwerte für die Strahlungsstärken 460; 690 und 920 W/m² der Solarzelle 319 vor dem Test (Mess. 1) und nach erfolgtem Test (Mess. 2) mit Natriumchloridlösung nach Variante I.

Versuche mit 30%-iger Magnesiumchloridlösung

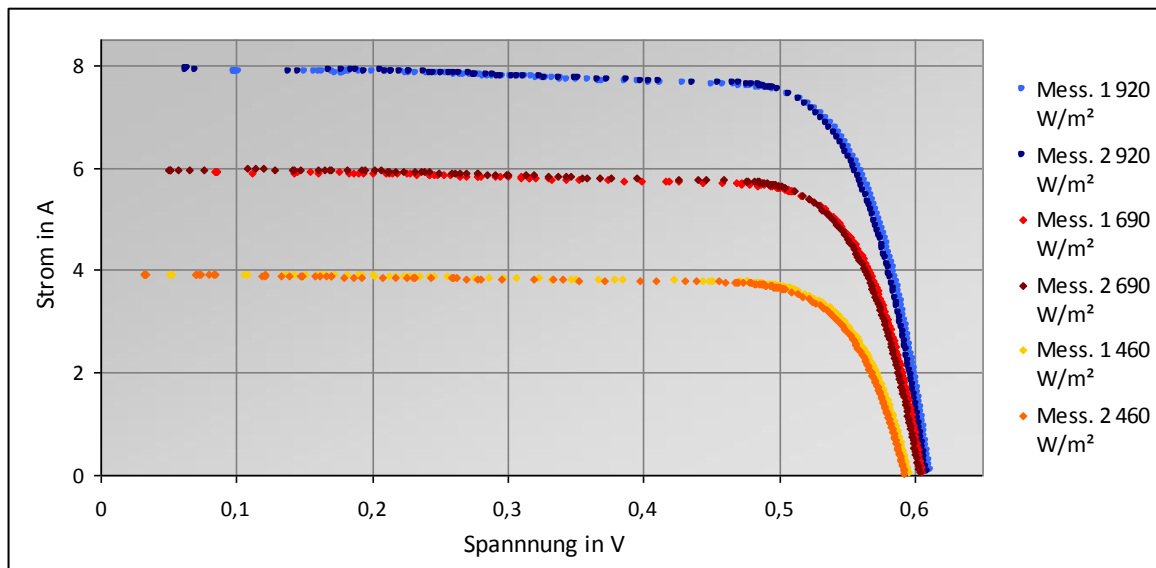


Abbildung A4: Messwerte für die Strahlungsstärken 460; 690 und 920 W/m² der Solarzelle 312 vor dem Test (Mess. 1) und nach erfolgtem Test (Mess. 2) mit Magnesiumchloridlösung nach Variante I.

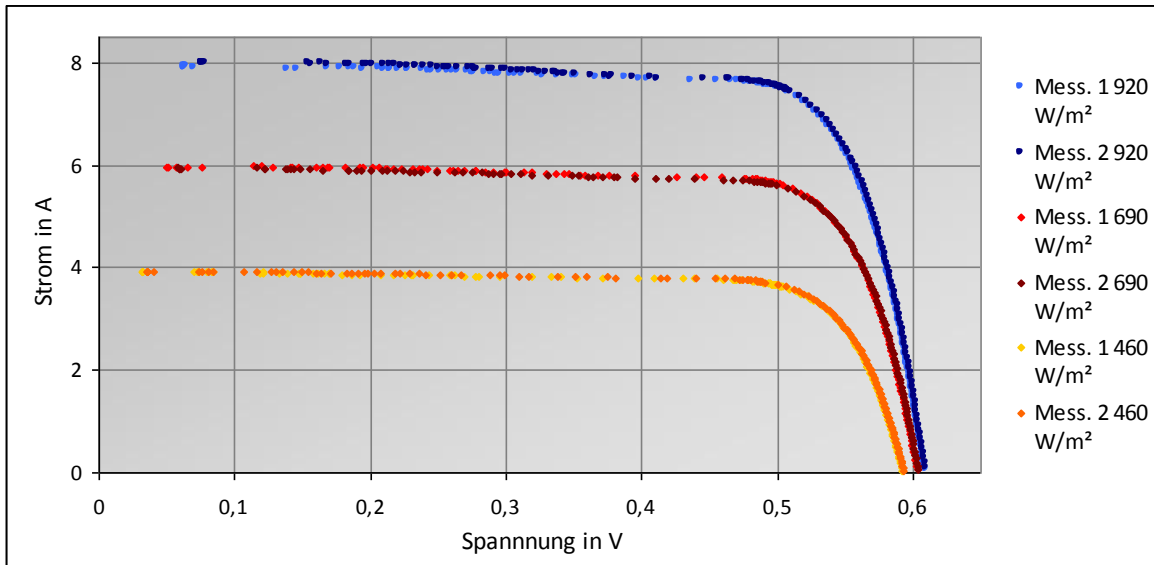


Abbildung A5: Messwerte für die Strahlungsstärken 460; 690 und 920 W/m² der Solarzelle 312 vor dem Test (Mess. 1) und nach erfolgtem Test (Mess. 2) mit Magnesiumchloridlösung nach Variante III.

Versuche mit 20%-iger Natriumacetatlösung

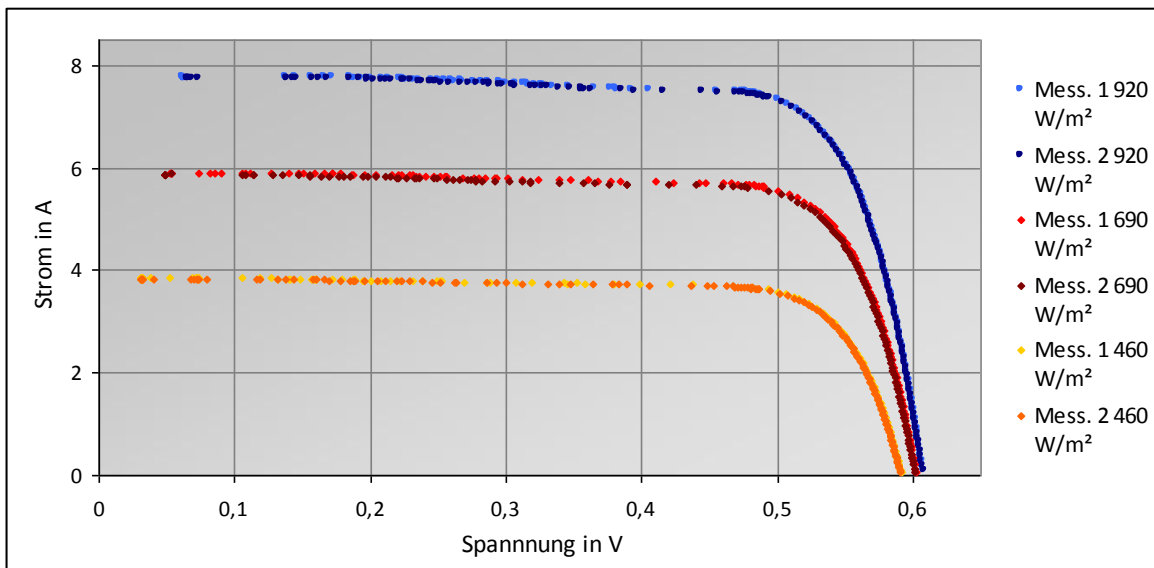


Abbildung A6: Messwerte für die Strahlungsstärken 460; 690 und 920 W/m² der Solarzelle 243 vor dem Test (Mess. 1) und nach erfolgtem Test (Mess. 2) mit Natriumacetatlösung nach Variante I

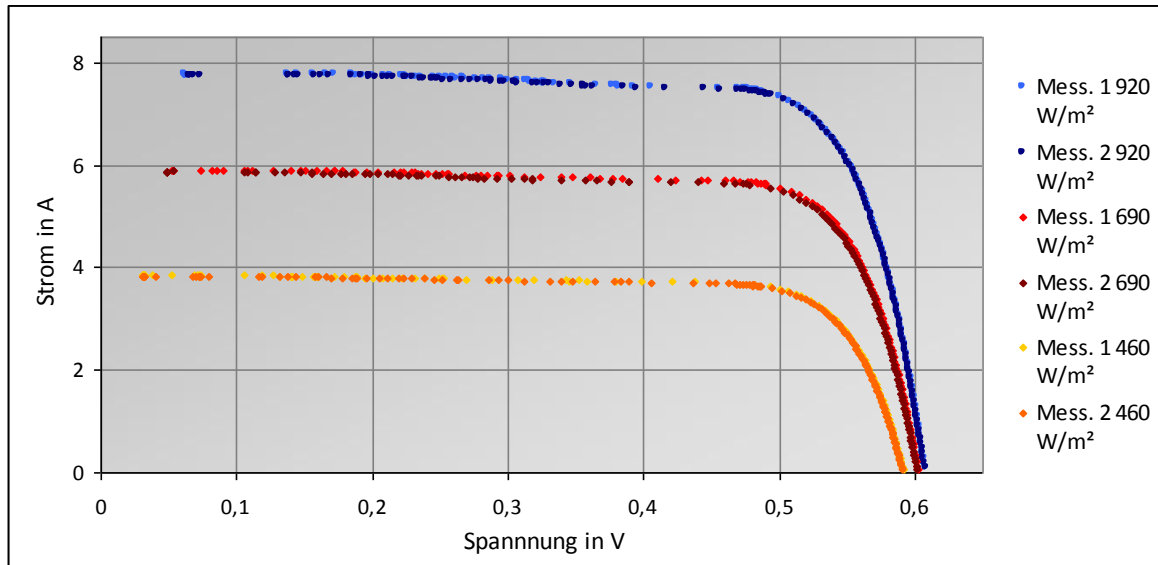


Abbildung A7: Messwerte für die Strahlungsstärken 460; 690 und 920 W/m² der Solarzelle 243 vor dem Test (Mess. 1) und nach erfolgtem Test (Mess. 2) mit Natriumacetatlösung nach Variante II

Versuche mit Natriumhydroxidlösung (1M)

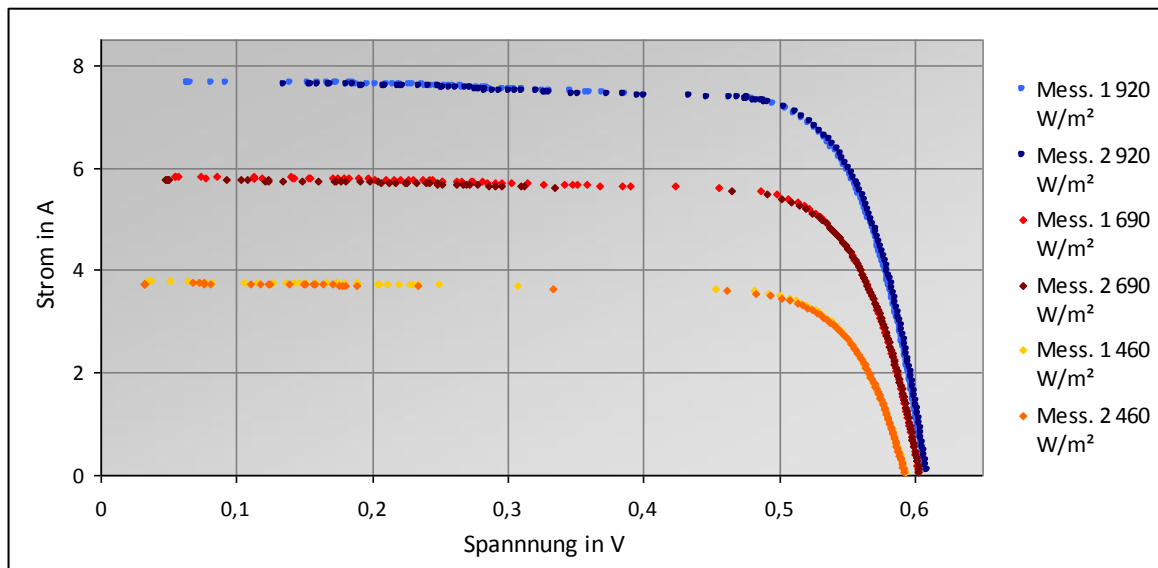


Abbildung A8: Messwerte für die Strahlungsstärken 460; 690 und 920 W/m² der Solarzelle 237 vor dem Test (Mess. 1) und nach erfolgtem Test (Mess. 2) mit Natriumhydroxidlösung nach Variante I

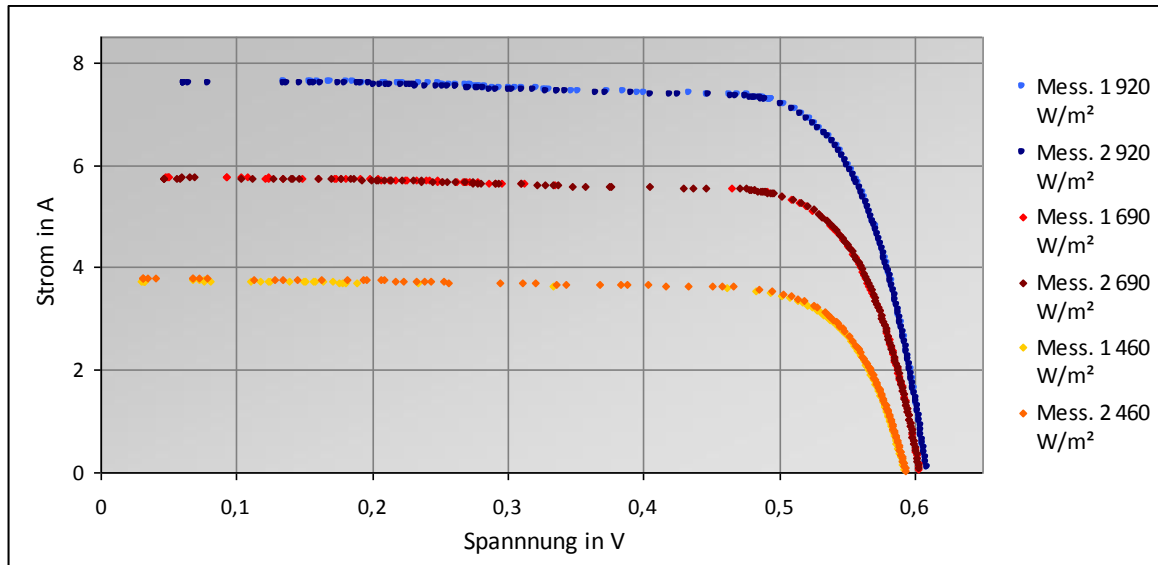


Abbildung A9: Messwerte für die Strahlungsstärken 460; 690 und 920 W/m² der Solarzelle 237 vor dem Test (Mess. 1) und nach erfolgtem Test (Mess. 2) mit Natriumhydroxidlösung nach Variante II

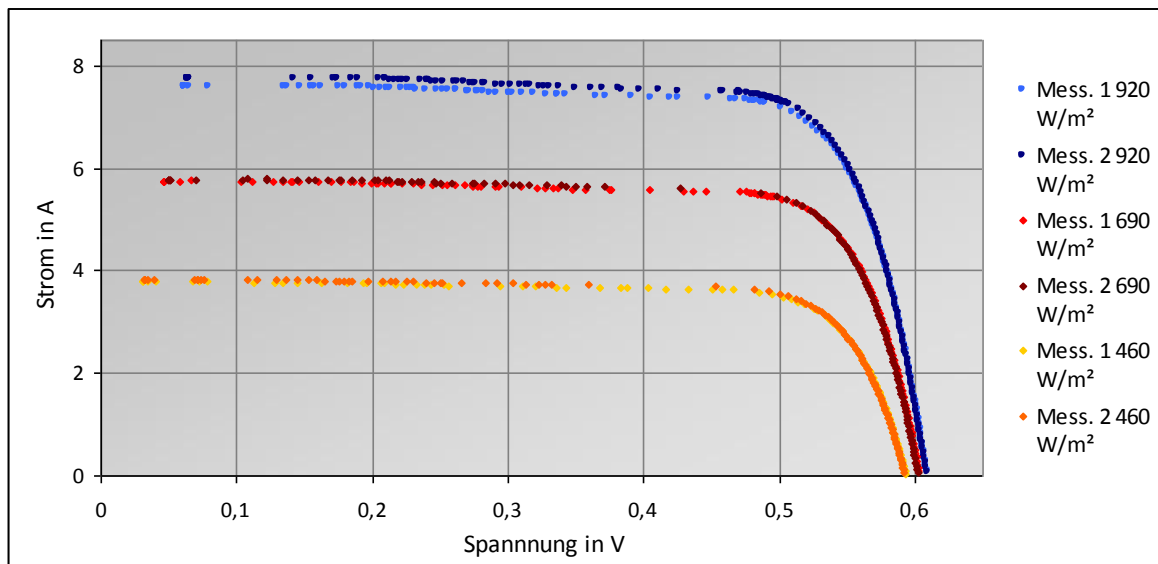


Abbildung A10: Messwerte für die Strahlungsstärken 460; 690 und 920 W/m² der Solarzelle 237 vor dem Test (Mess. 1) und nach erfolgtem Test (Mess. 2) mit Natriumhydroxidlösung nach Variante III

Versuche mit Essigsäure (1M)

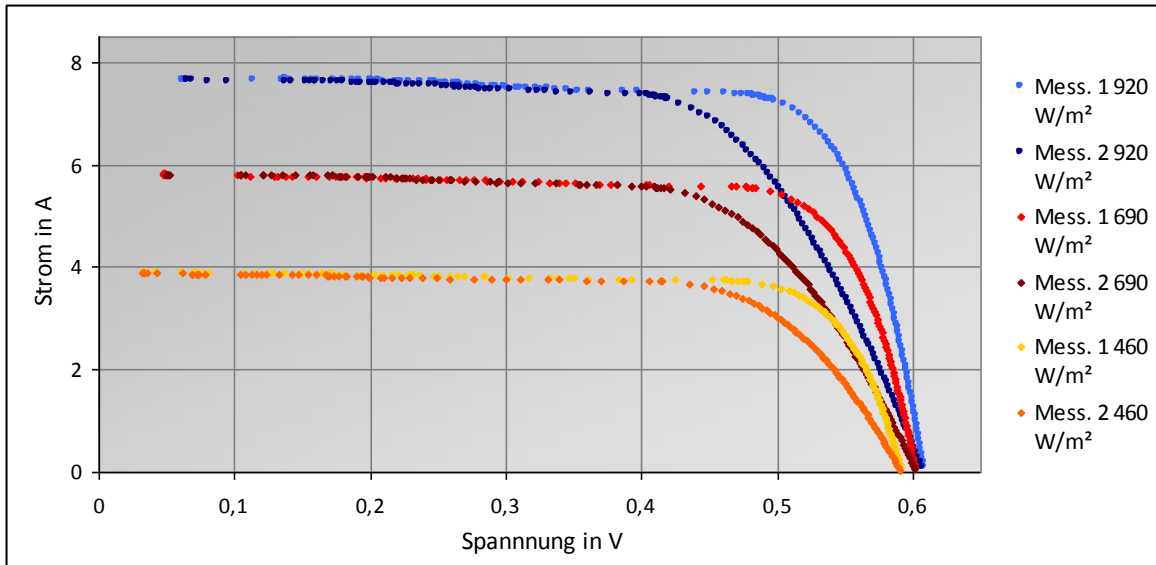


Abbildung A11: Messwerte für die Strahlungsstärken 460; 690 und 920 W/m² der Solarzelle 006 vor dem Test (Mess. 1) und nach erfolgtem Test (Mess. 2) mit Essigsäure nach Variante I

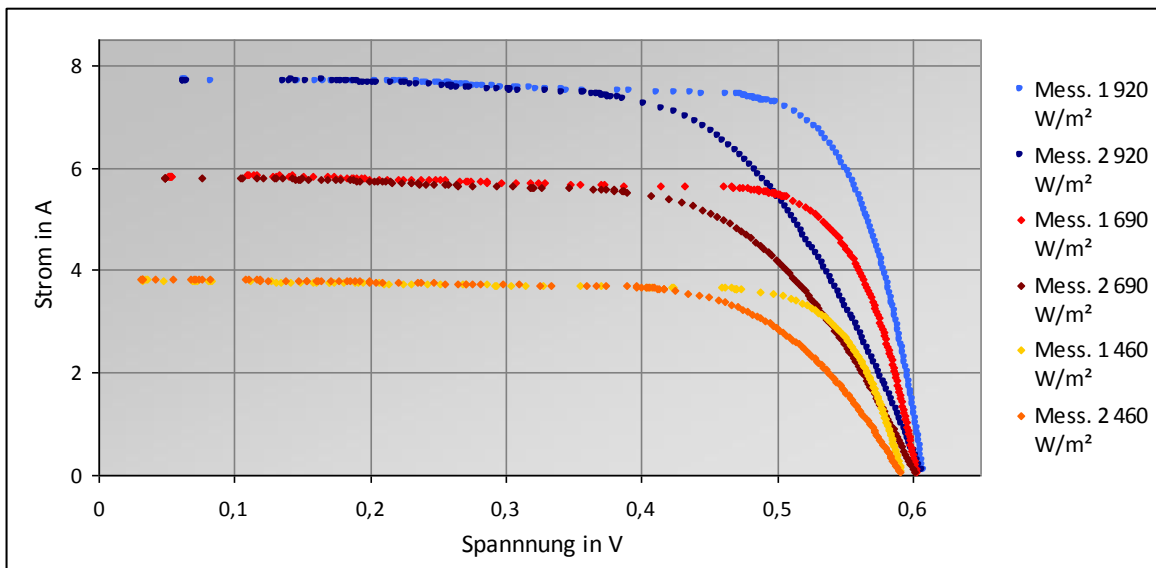


Abbildung A12: Messwerte für die Strahlungsstärken 460; 690 und 920 W/m² der Solarzelle 243 vor dem Test (Mess. 1) und nach erfolgtem Test (Mess. 2) mit Essigsäure nach Variante II

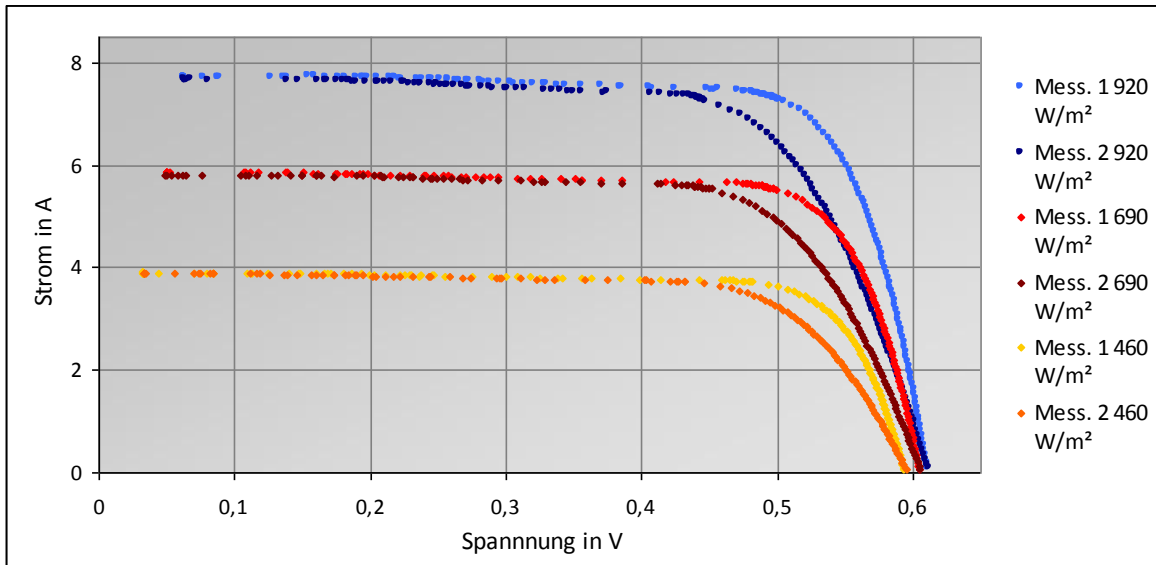


Abbildung A13: Messwerte für die Strahlungsstärken 460; 690 und 920 W/m² der Solarzelle 008 vor dem Test (Mess. 1) und nach erfolgtem Test (Mess. 2) mit Essigsäure ohne elektrisches Feld

Referenzzelle

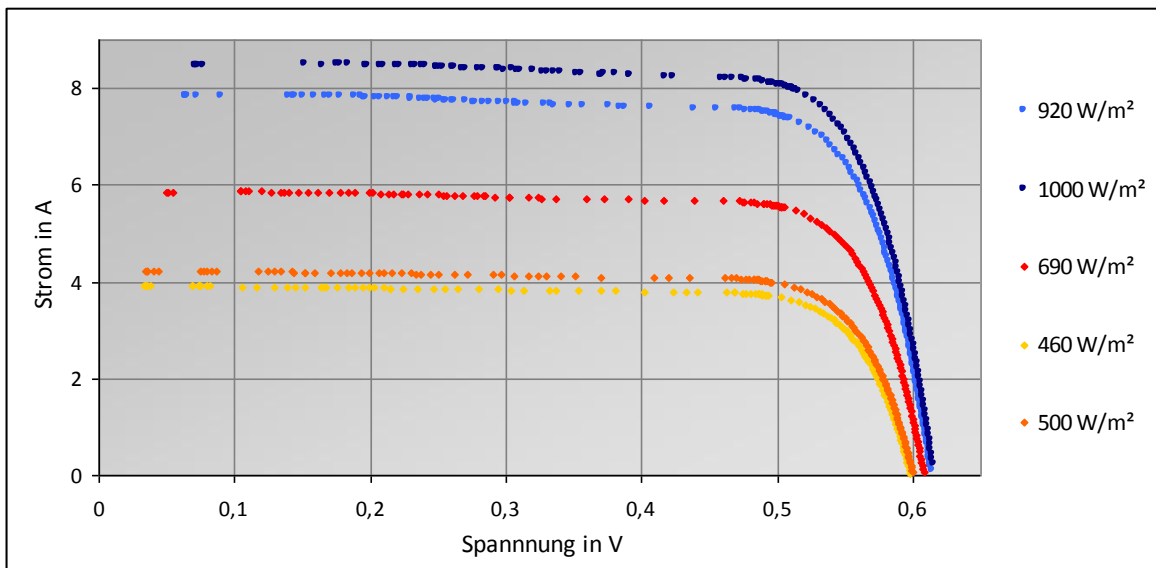


Abbildung A14: Messwerte für die Strahlungsstärken 460; 500, 690, 920 und 1000 W/m² der Referenz-Solarzelle 363

Anlage D: CD-ROM

Auf dem beiliegenden Datenträger sind die folgenden Dokumente enthalten:

Diplomarbeit: Beitrag zur Untersuchung der potentialinduzierten Degradation von Photovoltaikzellen.

Quellen PID: alle verwendeten Artikel, soweit elektronisch vorhanden