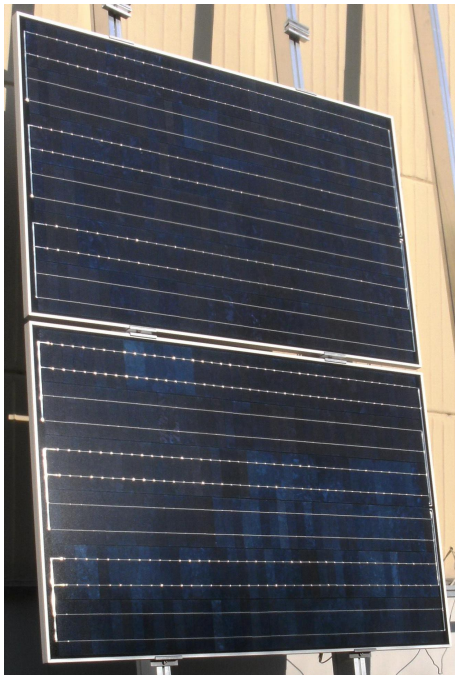
TECHNISCHE UNIVERSITÄT WIEN
Vienna University of Technology

DIPLOMARBEIT

Eigenschaften von lötfreien Zellenverbindungen in Photovoltaikmodulen



ausgeführt am

Atominstitut (AG Silizium-Solarzellen) der Technischen Universität Wien

unter Anleitung von

Prof. Dr. Johann Summhammer

durch

Josef J. Lang, Bsc.

zur Vollendung des Masterstudiums

066 460 Physikalische Energie- und Messtechnik

Ort, Datum

Unterschrift d. Verfassers

I Kurzfassung

In heutiger Zeit kommen für die Stromerzeugung wesentlich häufiger Solarmodule zum Einsatz als vor einigen Jahren. In dieser Arbeit werden die elektrischen Verbindungen zwischen Solarzellen aus kristallinem Silizium untersucht. Üblicherweise werden diese gelötet oder geklebt, doch beide Varianten haben für sehr dünne Solarzellen Nachteile. Durch die hohen Temperaturwechsel und unterschiedliche Ausdehnungskoeffizienten der beteiligten Materialien entstehen häufig Brüche in den Zellen. Deshalb wird in dieser Arbeit eine neue Methode betrachtet, in der nur durch Druck ein dauerhafter elektrischer Kontakt erreicht werden soll. Im Detail werden folgende Themen behandelt:

- Druckmessungen

  Die Herstellung der Solarmodule bedarf verschiedener Schritte, bei welchen der Grad der Komplexität und somit die Fertigungskosten unterschiedlich hoch sind. Besonderes Augenmerk wird bei dieser Arbeit auf die Kontaktstreifen zwischen den Zellen im Solarmodul gelegt. Diese werden in den Herstellerfirmen derzeit üblicherweise angelötet, um die notwendige elektrische Verbindung aufzubauen. Hier wird überprüft, ob eventuell die Lötung wegfallen könnte. Die Kontaktstreifen sollen nur aufliegen und – wie sonst auch üblich – angepresst werden. Bei dieser Methode überlappen sich aber die Solarzellen, wodurch sie zusätzlichen mechanischen Belastungen ausgesetzt sind. Hier wird ein Versuchsaufbau verwendet, welcher diese Bedingungen im Modul nachstellen soll.

  Weiters werden auch theoretische Simulationen gemacht, um die Anpressdrücke der Kontakte zu ermitteln.

- Höhenprofile

  Weiters wird die Durchbiegung der Zellen im tatsächlichen Solarmodul behandelt, wenn die lötfreie Methode zum Einsatz kommt. Diese werden durch eine schützende Glasplatte angepresst, welche einen Druck von 800mbar aufbringt. Die mechanische Verbiegung wird durch Höhenprofile in Längs- und Querrichtung der Solarzellen betrachtet.

- Kontaktwiderstandsmessungen

  Bei einer ev. Umstellung auf die lötfreie Verbindungsmethode müsste der zusätzliche Widerstand sehr gering sein, damit nicht zu viel der eben erst erzeugten elektrischen Leistung wieder verbraucht wird. Das würde sich schnell bemerkbar machen, da sehr viele Lötstellen im herkömmlichen Modul vorhanden sind.

Unabhängig von den experimentellen Untersuchungen in dieser Arbeit wurde ein Effekt theoretisch ausgearbeitet:

- PID-Effekt

  In den letzten Jahren zeigte sich in einigen photovoltaischen Großanlagen mit unverhältnismäßig kurzer Zeit eine Abnahme des Wirkungsgrades von bestimmten Modulen aufgrund des elektrischen Ortes, wo sie sich innerhalb des Spannungsspektrums einer Modulgruppe befinden. Diese Potential induzierte Degradation (kurz: PID) wird in dieser Arbeit theoretisch behandelt.

II Abstract

Nowadays, for generating electricity solar modules are used more often than a few years ago. In this work, the electrical connections between solar cells (made from crystalline silicium) are investigated. Normally, these connections are soldered or sticked, but very thin solar cells have problems with that. Because of intensive temperature changings and different coefficients of thermal expansion of the involved materials, very often breaks in the cells can appear. Therefore, in this work a new method is observed: The permanent electrical connection is achieved just by pressure. In detail, the following themes are examined:

- Pressure measurements

  The production of solar modules has many steps with different complexity and costs. Here, the contact strips are looked at in detail, which connect the solar cells in the solar module. Nowadays, these contact strips are soldered by the producers to build up the electrical connection.

  In this work, it is proved, that the expensive soldering could be replaced just by pressing contacts. Maybe the usually (in the production) used contact pressure is enough for this purpose. In this method, the solar cells overlap and therefore mechanical stresses could destroy them. A test set-up is constructed to investigate the various aspects of pressure on overlapped solar cells.

  The deformed solar cells were also modelled theoretically to obtain the actual pressure on the contact strips between the cells.

- Profiles of height

  A functioning minimodule is build with the overlapped solar cells. It was laminated (without backsheet) at a pressure of 800mbar. The backside of the module was then scanned with a height-profiler to find out the deformation of the solar cells.

- Measurements of contact resistance

  If there is a change to a solder-free connection method, the contact resistance must not be much higher. Otherwise, too much of the produced power is dissipated in this area because there are many solder joints in a common solar module.

- Potential Induced Degradation – PID

  Since a few years, many operators of photovoltaic power plants noticed a decreasing power after some months or years of operation time. This effect preferable acts at modules which are in the negative range of the electrical potential spectrum. In this work, PID is investigated theoretically and independent of the experimental researches.

III Danksagung

Bezüglich der wissenschaftlichen Arbeit danke ich meinem Betreuer Prof. Dr. Johann Summhammer sehr für die inhaltlichen Hilfestellungen, welche von ihm gekommen sind. Durch sein großes physikalisches Wissen war er eine wesentliche Bereicherung für diese wissenschaftliche Arbeit. Hiermit möchte ich herausstreichen, dass dies nicht selbstverständlich ist und besonderes Lob verdient.

Auf privater Seite danke ich meinem Vater, der mich in nicht immer einfachen Zeiten unterstützt hat. Durch seine Unterstützung zuhause war ich in der Lage mit dieser Diplomarbeit in relativ kurzer Zeit und mit dem Studium in quasi Mindestzeit fertig zu werden. Auch hier möchte ich besonderes Lob anführen.

Es gab so manche Mitstudenten und Privatpersonen, die mich auf meiner Laufbahn als Physikstudent inhaltlich unterstützt haben und zu interessanten, tiefgreifenden Gesprächen aller Art bereit waren, mit mir auch außeruniversitär Kontakt hatten und haben, mich zum Lachen brachten und für mich somit im positiven Sinn hin und wieder eine Ablenkung vom Alltag waren. Auch allen diesen möchte ich meinen Dank zollen.

Inhaltsverzeichnis

I Kurzfassung....II
II Abstract....III
III Danksagung....IV
1 PID-Effekt....1
1.1 Netzbetrieb mit Wechselrichter....1
1.1.1 Wechselrichter inklusive Transformator....2
1.1.1.1 Transformator Grundlagen....2
1.1.1.2 Prinzip des Wechselrichters mit inkludiertem Transformator....4
1.1.2 Wechselrichter exklusive Transformator....5
1.2 Ersatzschaltbild einer realen Solarzelle....6
1.3 PID-Effekt....7
1.3.1 Wirkung....7
1.3.2 Wissenschaftliche Untersuchungen....9
1.3.2.1 Parallelwiderstand RP und Leckstrom....10
1.3.2.2 Luffeuchtigkeit LF....12
1.3.2.3 Vertikale Natrium-Verteilung....12
1.3.2.4 Analyse des p-n-Überganges....13
1.3.2.5 Mikrostrukturelle Erklärung und Aufstellung einer entsprechenden These....14
1.3.2.6 Fazit....15
1.3.3 Gegenmaßnahmen....16
1.3.4 Abkürzungen inkl. techn. Erklärungen....17
2 Druckmessungen....19
2.1 Realer Aufbau von Solarmodulen....19
2.2 Aufbau der Drucktestvorrichtung....24
2.3 Messvorgang....26
2.4 Probleme beim Messvorgang....28
2.5 Messergebnisse....30
2.6 Probleme bei der Auswertung der Messdaten....36
2.7 Simulation mit einem Computerprogramm....37
2.7.1 Simulationsmodell....37
2.7.2 Abgleichung der Simulationsparameter....41
2.7.3 Mechanische Berechnung....45
2.7.3.1 Biegeträger mit Streckenlast....45
2.7.3.2 Biegeträger mit Einzellast....48
2.7.4 Simulationsergebnisse....50
2.7.5 Probleme bei der Simulation mit einem Computerprogramm....52
3 Messung des Höhenprofiles der Solarzellen im Modul....53
3.1 Messaufbau....53
3.2 Messvorgang....54
3.3 Vorbereitung der Messdaten....55
3.4 Messergebnisse....56
3.4.1 Messung in Längsrichtung der Solarzellen....56
3.4.2 Messung in Querrichtung der Solarzellen....62
4 Messungen der Kontaktwiderstände....64
4.1 Methoden zur Kontaktierung der Solarzellen....64
4.2 Messaufbau....66
4.3 Probleme beim Messvorgang....68
4.4 Messung, Ergebnisse und Deutung....70

4.4.1 druckspezifische Messung....70
4.4.2 stromspezifische Messung....73
4.5 Probleme bei der Auswertung der Messdaten....76
4.6 Strom-Spannungskennlinien mit gemessenen Kontaktwiderstandswerten....78
5 Zusammenfassung und Empfehlungen....80
5.1 PID-Effekt....80
5.2 Druckmessungen....80
5.3 Höhenprofile....81
5.4 Kontaktwiderstände....82
6 Anhänge....A
6.1 Konstruktionszeichnungen der Drucktestvorrichtung (Kapitel 2.2)....A
6.2 Mittelwerte der Halbwertsbreiten HWB der Druckmessungen (Kapitel 2.5)....E
6.3 Fehler des Netzteils (Kapitel 4.5)....G
7 Verzeichnisse....H
7.1 Quellenverzeichnis....H
7.2 Abbildungsverzeichnis....M
7.3 Tabellenverzeichnis....P
7.4 Formelverzeichnis....Q

1 PID-Effekt

Bevor auf das Problem und die Lösungsansätze der spannungsinduzierten Alterung (englisch: Potential Induced Degradation – PID) eingegangen wird, werden einige Grundlagen geschildert, um die auftretenden Effekte und deren vorhandenen physikalischen und technischen Zusammenhänge besser zu verstehen.

1.1 Netzbetrieb mit Wechselrichter

In Ländern, in welchen das Stromversorgungsnetz gut ausgebaut ist und somit auch abgelegenere Orte Strom aus dem öffentlichen Netz beziehen können, ist es üblich, Photovoltaikmodule im Netzbetrieb zu verwenden. Hierzu wird vorrangig die umgewandelte Energie für den Eigenverbrauch verwendet und zu Produktionsspitzenzeiten der Überschuss in das Stromnetz eingespeist. Wenn die Produktion durch Verschattung, Winter- und / oder Nachteinbruch beeinträchtigt oder völlig eingestellt wird, muss für den elektrischen Eigenbedarf Strom aus dem Netz bezogen werden.[1]

Da die Solarmodule Gleichstrom produzieren und sowohl das Netz als auch die meisten Geräte für den Eigenbedarf nur mit Wechselstrom funktionieren, ist eine Konvertierung erforderlich. Zusätzlich muss sowohl bei einphasigen Wechselstrom- als auch bei dreiphasigen Drehstromnetzen eine Synchronisierung erfolgen, damit der negative Einfluss auf das Netz möglichst gering gehalten wird (Als zusätzliche Fehlerquelle kann z. B. ein Spannungssprung bei Zuschaltung auftreten.).[1] [2]

Diese Aufgaben übernehmen Wechselrichter, welche heutzutage mit Leistungstransistoren funktionieren, die als elektronische Schalter fungieren. Aus diesem Grund sind keine verschleißbare, mechanische Teile anwesend, wodurch die Haltbarkeit und Effizienz erheblich verbessert sind.[2]

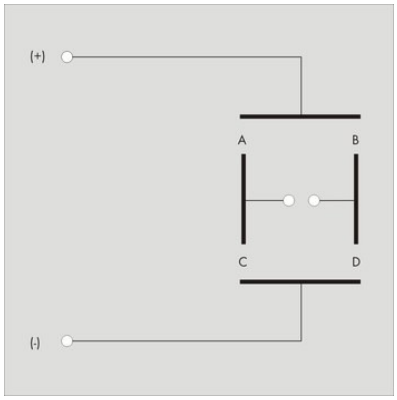


Abbildung 1.1: H-Brückenschaltung [2]

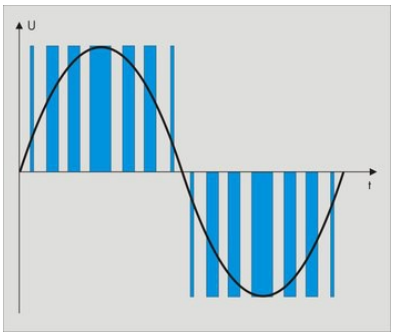


Abbildung 1.2: Pulsweitenmodulation mit Träger-(hier: Rechteck) und Nutzsignal (hier: Sinus) [2]

Grundprinzip dieser Bauform ist die H-Brückenschaltung, welche in Abb.1.1 schematisch dargestellt ist. Vier Transistoren A, B, C und D schalten kreuzweise und abwechselnd A-D bzw. B-C, um bei der gezeigten Brücke eine alternierende (wechselweise positive bzw. negative) Spannung zu erzielen. Das entstehende Signal hat somit Rechteckform und wäre als solches im Netz unbrauchbar, wenn es zwar mit entsprechender Frequenz, aber unbehandelt eingespeist werden würde. Deswegen werden heutzutage in Wechselrichtern Rechtecksignale mit einigen 10kHz produziert, sodass die gewünschte Sinusform aufmoduliert werden kann. Dies erfolgt mittels Pulsweitenmodulation (PWM), bei welcher das hochfrequente Trägersignal über die Pulsweite der Rechtecke verändert wird, je nachdem, welchen Verlauf das Nutzsignal hat. Wenn ein positiverer Wert aufmoduliert wird, dann ist auch die Pulsweite entsprechend lang und analog in negativer

Richtung (Abb.1.2). Um nun das tatsächliche Nutzsignal zu erhalten, wird das PWM-Signal mit einem Tiefpassfilter bearbeitet, welcher die hochfrequenten Anteile des Trägersignals stark abdämpft und somit annähernd nur die niederfrequenten Anteile des Nutzsignals durchlässt.[2] Diese Art der Filterung wird mit Drosselspulen und/oder Glättungskondensatoren durchgeführt und bewirkt eine Glättung, in diesem Fall zur geforderten, formschönen Sinuskurve.

Wechselrichter können traditionell mit oder (seit Mitte der 1990er Jahren) auch ohne Transformator betrieben werden. Im Weiteren werden die entsprechenden Funktionsweisen, Unterschiede, Vor- bzw. Nachteile, sowie Lösungsansätze bei bestimmten Problemen aufgezeigt.

1.1.1 Wechselrichter inklusive Transformator

1.1.1.1 Transformator Grundlagen

Ein Transformator wird verwendet, um Wechselspannungen auf gewünschte Werte zu verändern.

Bei der Energieübertragung treten bei hohen Spannungen wesentlich geringere Verluste auf als bei niedrigen, wodurch die Wechselspannungen der Generatoren auf Mittel- (10kV - 30kV), Hoch- (60kV - 110kV) und Höchstspannung (230kV - 380kV) transformiert und daraufhin in die entsprechenden Verteilernetze eingespeist werden.[3] Da jedoch die meisten Geräte mit Nieder- (230 -400V) oder Kleinspannungen (≤50V AC) arbeiten, werden sie in der Nähe des Verbrauchers heruntertransformiert.[4]

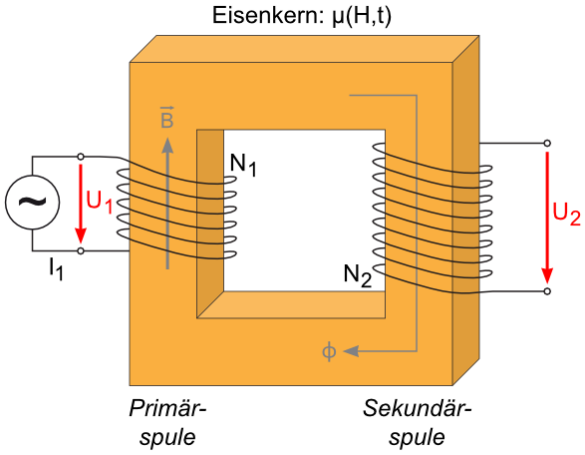


Abbildung 1.3: Schematischer Aufbau des Transformators mit Primär- und Sekundärseite, Wicklungszahlen Ni, Strömen Ii, Spannungen Ui, magn. Fluss Φ und magn.Flussdichte B [5]

Die Funktionsweise des Transformators ist eine Umwandlung der elektrischen Energie des Erzeugers in magnetische Energie (Primärseite) und einer Rückumwandlung zu elektrischer Energie, welche von Verbrauchern genutzt werden kann (Sekundärseite). Dieses Prinzip wird ermöglicht, indem um einen magnetischen Ring (meist ein Eisenkern) auf zwei Seiten jeweils Drähte mit mindestens zwei Wicklungen gewunden werden (Abb.1.3). Durch das Induktionsgesetz

$$U_{ind} = -N_1 \cdot \frac{\partial \phi}{\partial t} = -L_1 \cdot \frac{\partial I_1}{\partial t} \quad [5][6][7]$$

Formel 1.1

lässt sich die Konvertierung der Primärspannung $U_1 = U_0 \cdot \cos \omega t$ (lt. Kirchhoff: $U_1 + U_{ind} = 0$) in den magnetischen Fluss Φ erklären, sowie die Umkehrung in die Sekundärspannung

$U_2 = -N_2 \cdot \frac{\partial \phi}{\partial t}$ (N_i = Wicklungszahlen, L_i = Induktivität der jeweiligen Spule). Zwischen den Spannungen von Primär- und Sekundärseite gibt es nun den einfachen Zusammenhang über den zeitabhängigen magnetischen Fluss $\frac{\partial \phi}{\partial t}$:

$$U_2 = \frac{N_2}{N_1} U_1$$ [5][6][7]

Formel 1.2

Durch das Amperesche Gesetz

$$\oint_S \vec{B} \, d\vec{s} = \mu_0 N I$$ [6][8][7]

Formel 1.3

wird die Konvertierung zwischen Strom I und magnetischem Feld $\vec{B}$ beschrieben (mit Permeabilität μ, Windungszahl N der Spule und Integrationsweg S). Bei konstant angenommenem $\vec{B}$ -Feld ergibt sich über die Länge L der Spule:

$$B = \mu_0 \frac{N I}{L}$$ [6][8][7]

Formel 1.4

Wenn nun Primär- und Sekundärseite gleich gesetzt werden, folgt:

$$\mu_0 \frac{N_1 I_1}{L} = B = \mu_0 \frac{N_2 I_2}{L} \rightarrow N_1 \cdot I_1 = N_2 \cdot I_2$$ [7]

Formel 1.5

Das Induktions- und das Amperesche Gesetz folgen aus den Maxwellschen Gleichungen.

Verknüpft man nun die beiden Zusammenhänge aus den Formeln 1.2 und 1.5 miteinander, kommt eine konstant bleibende Leistung heraus:

$$P_1 = U_1 I_1 = U_2 I_2 = P_2 \quad .$$

Nur im Idealfall stimmt diese Konstanz, denn real treten einige Verluste auf, wie z. B. durch

- ohmsche Widerstände und parasitäre Kapazitäten der Drahtwicklungen[9]
- Wirbelströme und Ummagnetisierungen im Eisenkern[9]
- Streuflüsse (sodass nicht der gesamte induzierte magnetische Fluss Φ durch die Sekundärwicklungen strömt)[9]
- Abhängigkeit der Permeabilität $\mu(f)$ von der Frequenz f und der Stärke des Magnetflusses Φ[9]
- Sättigungseffekte des Kerns (sodass die Induktivität der Primärwicklungen nicht konstant, sondern abhängig vom Magnetisierungsstrom ist; dieser wiederum ändert sich mit dem Wechselstrom; er kann hohe Amplituden annehmen, wenn die totale Eisenkernsättigung erreicht wird)[9]
- Magnetostriktion (hier ändert sich die Form des Kerns geringfügig wegen dem sich änderndem Magnetfeld; bei einem 50Hz-Netz ergibt sich somit ein akustisches Brummen mit dieser Frequenz; kann auch durch lockere Wicklungen oder Trafobleche hervorgerufen werden), ...[9]

1.1.1.2 Prinzip des Wechselrichters mit inkludiertem Transformator

Miteinander verschaltete Solarmodulstrings können als Solargenerator betrachtet werden, welcher Gleichstrom liefert und vom Wechselrichter in Wechselstrom umgewandelt wird. Die Spannungen von Plus- und Minuspol liegen wechselrichtungstechnisch idealerweise symmetrisch um das Erdpotential.[10]

Ein wichtiges Kriterium für den Transformator ist die galvanische Trennung, wodurch die beiden Stromkreise des Erzeugers und des Verbrauchers voneinander getrennt sind und somit keine elektrisch leitfähige Verbindung zwischen ihnen vorhanden ist. Somit ergeben sich beim Überspannungsschutz Erleichterungen, da die Sicherheitsanforderungen einfacher erfüllt werden. [10][11][12]

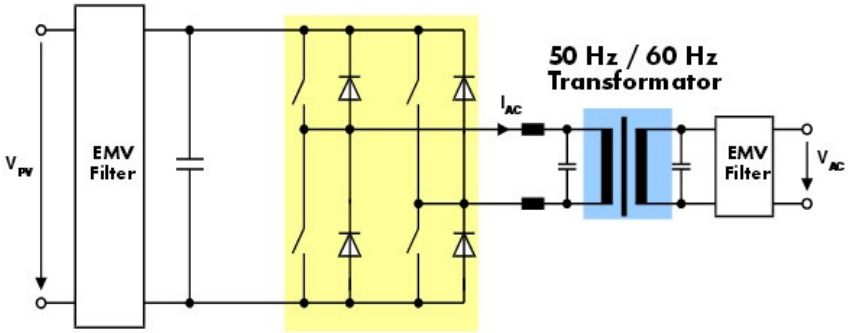


Abbildung 1.4: Wechselrichter mit 50Hz-Transformator [11]

Außerdem kann wegen dieser galvanischen Trennung das Potential gegen Erde frei eingestellt werden. Aufgrund einiger negativer Effekte (u. a. PID-Effekt, welcher in späterer Folge beschrieben wird) wird darauf geachtet, dass die untere Polspannung des Solargenerators nicht unter 0V ist. Dies ist eine negative, minusseitige Erdung, wodurch das Potential des Solargenerators völlig im positiven Bereich liegt.[10][12]

Nachteilig am Wechselrichter mit Transformator ist, dass er durch den Eisenkern und die vielen Kupferdrahtwicklungen viel Material erfordert, schwer ist und somit mehr kostet. Überdies hat der Transformator selbst einen eigenen Wirkungsgrad kleiner als 100%, wodurch auch der Gesamtwirkungsgrad des Wechselrichters sinkt ($\eta < 96\%$).[10][11][12]

1.1.2 Wechselrichter exklusive Transformator

Durch den Wegfall des Transformators wird somit nicht nur Material und Gewicht eingespart, sondern die Anlage ist dadurch billiger und es können höhere Wechselrichter-Gesamtwirkungsgrade (η = 97-98%) erzielt werden.[10][13][12]

Um nun die geeignete Gleichspannung für die Umwandlung in Wechselspannung (z. B. öffentliches 230V-AC-Netz) zu erhalten, können entweder entsprechend viele Module seriell miteinander verschaltet werden (wodurch viel Platz für die notwendige Anzahl an Modulen benötigt wird) oder es wird ein Hochsetzsteller verwendet, welcher die zu niedrige Gleichspannung der platzbedingt maximal möglichen Module auf den erforderlichen Wert hinaufsteigert. Naturgemäß ergibt sich durch diese Zusatzschaltung jedoch eine kleine Wirkungsgradeinbuße.[10][13][11][12]

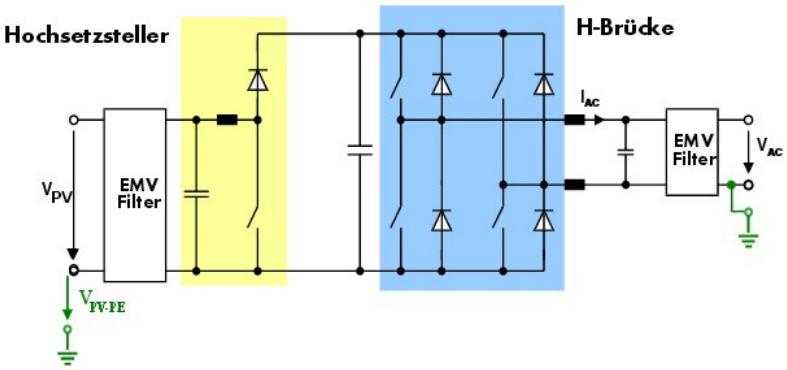


Abbildung 1.5: Wechselrichter ohne Transformator[11]

Bei transformatorlosen Wechselrichtern kann keine Erdung zur Verschiebung des Potentials eingeführt werden, da eine elektrische Leitung zum öffentlichen Netz besteht und intern somit ein Kurzschluss ausgelöst werden würde. Dadurch sind auch negative Potentiale gegen Masse vorhanden, wodurch nicht alle Elektronen jener Solarmodule abfließen, die sich elektrisch dort befinden. Weiteres hierzu wird beim PID-Effekt geschildert.[10][13] Weiters entstehen Ableitströme durch die AC-Komponente der Spannung zwischen PV-Modulen und Erde.[11]

1.2 Ersatzschaltbild einer realen Solarzelle

Eine Solarzelle wird in der Theorie meist als einzelne Diode charakterisiert, da dies ihr elektronisches Hauptverhalten darstellt. In erster Näherung stimmt diese Vereinfachung. Jedoch zeigt die reale Solarzelle ein komplexeres Verhalten, welches durch weitere Bauteile im Ersatzschaltbild zum Tragen kommt (Abb.1.6):

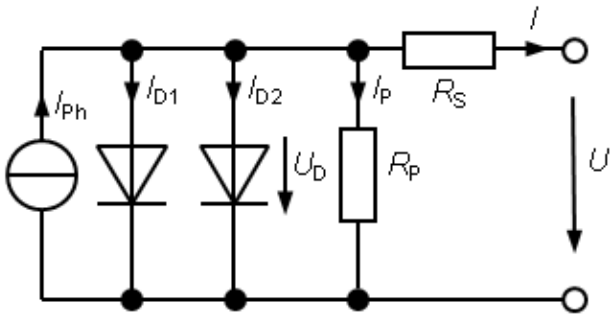


Abbildung 1.6: Ersatzschaltbild einer realen Solarzelle [14]

- Serienwiderstand R_S [14][15]

  Die Elektronen-Loch-Paare werden über die gesamte Fläche erzeugt. Um sie nun für die Stromnutzung zu gewinnen, müssen sie auf elektrischen Kontakten (Finger und später Busse) gebündelt werden (siehe Kap.2.1, Unterpunkt Solarzellen). Für die Kontaktfinger ist ein Optimum zwischen niedriger Abschattung und kurzem Weg des erzeugten Elektrons zum Kontakt gefunden worden. Trotzdem müssen die Elektronen über eine gewisse Strecke durch den Halbleiter zum Kontakt kommen. Hier spüren sie einen elektr. Widerstand, der mit R_S zur Geltung kommt.

- Parallel- bzw. Shuntwiderstand R_P [14][15]

  Lokal treten auf mikrostruktureller Ebene kleine Kurzschlüsse auf, die sich als Leckströme (Shuntströme) bemerkbar machen. Diese sind für die Stromgewinnung verloren, weswegen ein hoher R_P gefordert ist.

- zweite Diode parallel [16]

  Die 1. Diode hat alle idealen Eigenschaften, die 2. Diode berücksichtigt alle schlechten Eigenschaften (z. B. Rekombination durch Lichtemission, Auger- und Shockley-Read-Hall-Rekombination).

1.3 PID-Effekt

Die Wirkung und die Erklärung des Effektes der potentialinduzierten Degradation (PID) von Solarzellen im Bezug zur Art des Wechselrichters und der Solarzellentypen, den athmosphärischen Bedingungen, sowie den Auswirkungen auf makro- und mikroskopischer Ebene und den empfohlenen Gegenmaßnahmen werden in diesem Kapitel genauer behandelt.

1.3.1 Wirkung

Bei bestimmten eingesetzten Solarzellen wird nach einiger Zeit (nach einigen Betriebsstunden oder aber nach einigen Monaten, je nach Intensität der Belastung) die I(U)-Kennlinie flacher und nähert sich jener eines ohmschen Widerstandes an (Abb.1.7; im fortgeschrittensten Fall wäre diese eine Gerade).

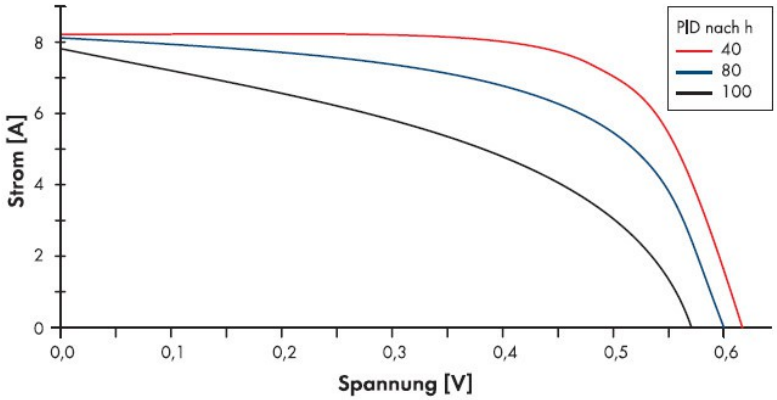


Abbildung 1.7: I(U)-Kennlinie eines Photovoltaikmoduls mit zeitlichem Verlauf bei Aussetzung von PID-günstigen Bedingungen[17]

Dadurch kann der Wechselrichter beim Einstellen des optimalen Arbeitspunktes mit der maximal möglichen Leistung (Maximum-Power-Point) nicht mehr die gleich große Leistungsfläche unterhalb der I(U)-Kurve erhalten und es ergibt sich deswegen eine Verschlechterung des Wirkungsgrades. Somit sinkt ebenso der Füllfaktor, da die Leerlaufspannung leicht niedriger wird und der Kurzschlussstrom annähernd unverändert bleibt.[18][17]

Da aber viele weitere Effekte vorhanden sein können, welche sich negativ auf den Wirkungsgrad auswirken, sollte hierbei ein Fachmann die gesamte Photovoltaik-Anlage (PV-Anlage) inklusive Zusatzgeräten begutachten. Folgende Merkmale weisen aber in die Richtung des PID-bedingten Ertragsverlustes:

- Sowohl das Verhältnis von MPP-Spannung U_{MPP} zu Leerlaufspannung U_0 $\frac{U_{MPP}}{U_0}$ (als auch die Leerlaufspannung U_0 selbst) verringern sich kontinuierlich und weichen somit immer mehr von den im Hersteller-Datenblatt angegebenen Werten ab.[17]
- Auffällig ist auch, wenn Modulstrings mit identischen PV-Typen, jedoch mit unterschiedlichen Wechselrichtern betrieben werden und nun die Module des einen Strings Leistungseinbußen haben, die des anderen jedoch nicht. V. a. kann das auftreten, wenn diese Strings unterschiedliche Betriebsspannungen haben.[17]

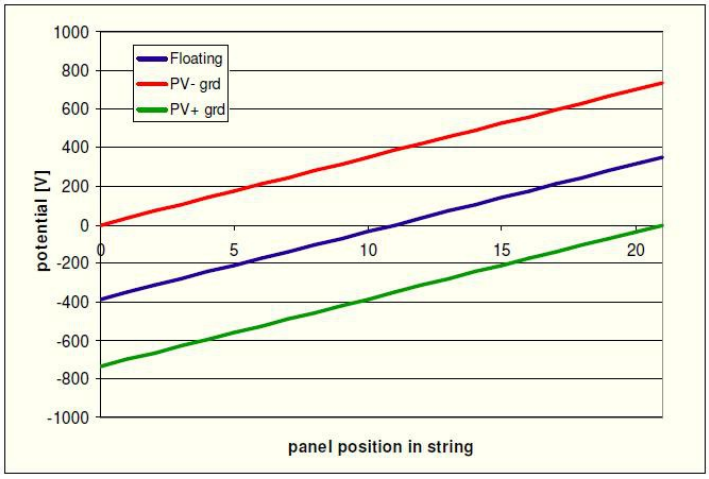


Abbildung 1.8: PV-String-Potentialspektren mit negativer (oben), ohne (mittig) und positiver (unten) Erdung [19]

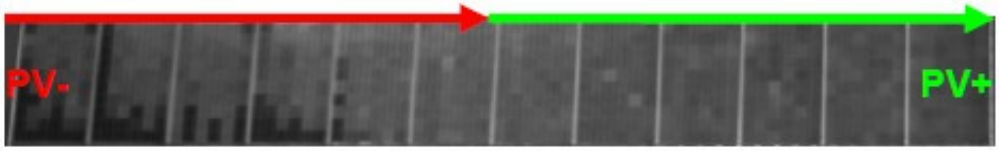


Abbildung 1.9: EL-Bild eines nicht geerdeten PID-Strings mit degradierten Solarzellen im negativen Potentialbereich [20]

Die PID tritt vor allem in Solarparks auf, wo eine sehr große Anzahl an Modulen miteinander seriell zu Strings verschaltet sind, um eine hohe Spannung zu erhalten. Wenn keine Erdung vorhanden ist (s. Kap.1.1.2 und Abb.1.8), sind einige somit im negativen und einige im positiven Potentialbereich. Je weiter sich die einzelnen Module im negativen Bereich befinden, desto intensiver wirken die Mechanismen der PID (Abb.1.9). Weiters tritt diese Art der Degradation besonders bei erhöhter Temperatur und erhöhter Feuchtigkeit auf, aber nur bei Solarzellen aus kristallinem Silizium. Sie führt tlw. zu Degradationen von mehreren 10% oder gar zum Totalausfall von einzelnen Modulen[21][19][20].

1.3.2 Wissenschaftliche Untersuchungen

Methoden zum Schutz vor PID (auf System-, Modul- und Zellebene) werden bereits tlw. in der Produktion angewandt. Auf mikrostruktureller, materialwissenschaftlicher Ebene fehlt jedoch noch ein klares physikalisches Verständnis dafür. In diversen wissenschaftlichen Arbeiten wurden bisher lediglich Einflüsse auf die PID betrachtet (erhöhte Spannung, Polung, Materialeigenschaften der Module (z.B. Brechungsindex der ARC, Einbettungsmaterial, Glasvariationen, Dotierung der Solarzellen, ...), sowie Umweltbedingungen).

Zur wissenschaftlichen Untersuchung wurden meist Minimodule mit weniger Solarzellen gefertigt, als es in handelsüblichen Modulen der Fall ist (Das Verhalten kann projiziert werden.). Es wurde aber von allen Wissenschaftlern (deren Inhalte hier zitiert werden) darauf geachtet, dass es sich um die üblichen Materialien handelt. Deswegen kam Kalk-Natron-Glas als Solarglas (mit Eigenschaften, wie sie in Kap.2.1 beschrieben werden), Ethylenvenylacetat (EVA) als Einbettungsmaterial und Siliziumnitrid Si_3N_4 als Antireflexschicht (anit reflective coating) auf p-Typ Solarzellen zum Einsatz. Ebendiese Materialien tragen auch dazu bei, dass PID entstehen kann. Es wurden Solarzellen mit mono- und polykristalliner Struktur getestet.[21][22][19][23][24][25][20]

Da bereits vorher Empfindlichkeiten auf die Temperatur T und die Luftfeuchtigkeit LF bekannt waren, wurden die Module diesen Belastungen in erhöhter Form ausgesetzt. Weil unterschiedliche Wissenschaftler an dieser Thematik arbeiten, wurden bei den Tests unterschiedliche Werte eingestellt. Die Bandbreite geht hier von T=50°C/LF=50% bis T=85°C/LF=85%. Die Dauer der Belastungen waren zwischen einem und mehreren Tagen. Für die Spannungsaufbringung wurde entweder negatives Potential an den Solarzellen oder positives Potential an der Oberseite der Glasplatte aufgebracht, hier jedoch inklusive Erdung der Solarzellen. In beiden Fällen ergibt sich die gleiche Potentialdifferenz zwischen Solarzellen und Glasplatte und lag zwischen 600V und 1000V. Es wurden aber Module verwendet, bei welchen keine Vorgabe bzgl. Polarität von Herstellerseite vorlag.[21][22][19][23][24][25][20]

Wegen der unterschiedlichen Einstellwerte ergeben sich qualitativ verschiedene Ergebnisse, jedoch sind hier quantitativ die Effekte, Entwicklungen und Auswirkungen von Interesse.

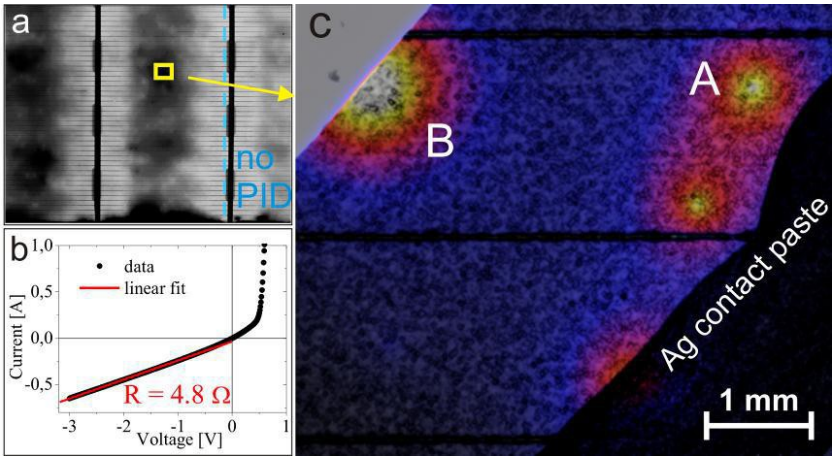


Abbildung 1.10: (a)EL-Bild mit Degradation; (b)Dunkel-I(U)-Kurve des Minimodules (c)DLIT-Bild eines degradierten Zellfragmentesmit einigen Shunts (hervorgerufen durch PID) [22]

Meist wurden bei den folgenden Analysen zuerst mit hochauflösender Lock-in Thermografie (LIT) bzw. Dark-Lock-in-Thermografie (DLIT) und Elektrolumineszenz (EL) Bilder der Solarzellen erstellt (Abb.1.10). Diese zeigen die degradierten Stellen (shunts, shunted regions) entweder mit

höherer (LIT; wegen höherem Serienwiderstand sind sie wärmer) oder niedrigerer Intensität (EL). Danach wurden für die weiteren Untersuchungen Stücke mit und ohne PID-belasteten Bereichen herausgeschnitten, um sie miteinander vergleichen zu können. Mit der Flugzeit-Sekundärionen-Massenspektroskopie (Time-of-Flight Secondary Ion Mass Spectrometry ToF-SIMS) werden mikrostrukturelle Untersuchungen der Materialeigenschaften durchgeführt. Weiters wird für die Analyse der Eigenschaften des p-n-Überganges die Rasterelektronenmikroskopie (Scanning Electron Microscopy SEM) mit einem Elektronenstrahl-induzierten Strom (Electron Beam Induced Current EBIC) verwendet.[21][22][19][23][24][25][20]

1.3.2.1 Parallelwiderstand R_P und Leckstrom

Auf Zellebene tritt PID eher entfernt der Busse auf (vergleiche dünklere Stellen im EL-Bild in Abb.1.10a), in der Nähe ist die Beeinträchtigung kaum bis nicht bemerkbar.[22] Diese Beeinträchtigung ist ein rapides Absinken des Parallelwiderstandes R_P, welcher nach 30-40 Stunden um zwei Größenordnungen niedriger ist als zu Beginn. Der finale Wert liegt nach dem Degradierungsvorgang unterhalb von 1Ω [21]. In [23] wurde der Parallelwiderstand R_p während dem Degradierungsprozess mitaufgezeichnet. Hierzu wurde in zyklischen Abständen ein Messstrom bei -0,5V zwischen den Solarzell-Kontakten durchgeschickt. Hierbei kommt heraus, dass R_p sehr stark von 240Ω auf unter 1Ω innerhalb der ersten Stunde abnimmt. Somit entspricht das Sinken von R_P vielen lokalen Kurzschlüssen (shunts), welche über die degradierten Bereiche verteilt sind und den PID bedingten Leistungsabfall bewirken [21][19][23].

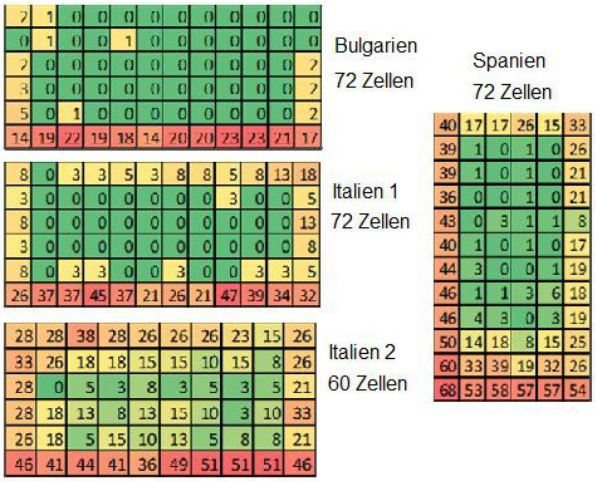


Abbildung 1.11: Verteilung der degradierten Zellen im Solarmodul (die Zahlen geben den prozentuellen Abfall der Nennleistung der einzelnen Zellen an) [19]

Innerhalb eines Modules sind die Solarzellen in der Nähe des Modulrahmens wesentlich intensiver von PID beeinträchtigt, als jene in der Mitte (Abb.1.11) [19]. Dies kommt daher, dass der Leckstrom am Rand eher beim Aluminiumrahmen ist. Da die Aluminiumrahmen geerdet sind, können nun Elektronen dorthin abfließen (Leckstrom) und sind deswegen für die Stromerzeugung verloren gegangen. Die Module werden aufgeladen, da zunehmend eine Polarisation einsetzt [23] [20][17].

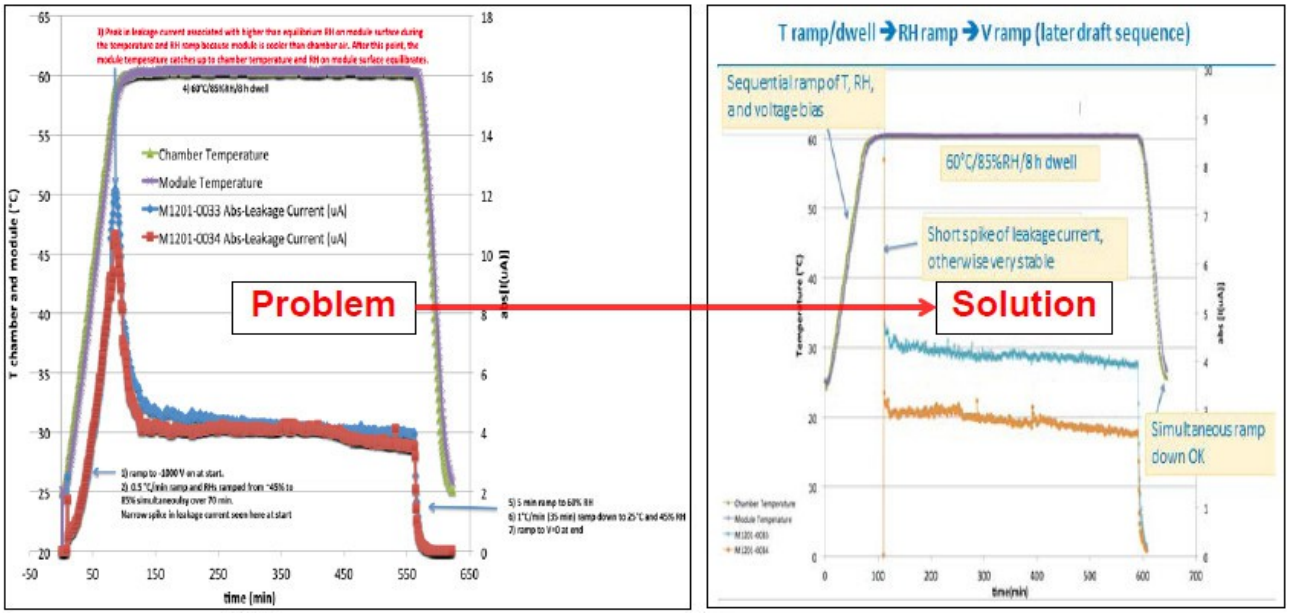


Abbildung 1.12: Verläufe der Leckströme zweier Module in µA bei gleichzeitigen Rampen (links; blau, rot) und bei sequentiell geschalteten Rampen (rechts; blau, orange), sowie der Modul-(violett) und Umgebungs-(grün) -temperatur in °C (links und rechts) [19]

Zum Teil wird in [19] der Leckstrom während der Belastung mitgemessen (Abb.1.12). Hierzu fahren die Temperatur T und die Luftfeuchtigkeit LF von Umgebungsbedingungen rampenförmig und gleichzeitig auf den geforderten Einstellwert hinauf, ebenso wie die Spannung von 0V beginnend. Danach wurden die eingestellten Parameter für 8 Stunden gehalten und dann rampenförmig auf Umgebungsbedingungen bzw. Null hinuntergefahren. Unterdessen wurde der Leckstrom mitaufgezeichnet. Dieser steigt ebenfalls rampenförmig an (bis ca. 12µA), solange die Rampen der genannten Parameter andauern. Bei Stabilisierung der Parameter fällt er aber auf ca. 4µA ab. Bei den Abwärtsrampen der eingestellten Parameter fällt der Leckstrom wesentlich schneller auf 0µA als die übrigen Parameter auf übliche Umgebungswerte. Dieses Problem des relativ hohen Leckstromes wurde gelöst, indem die Rampen der eingestellten Parameter einer Ablaufsequenz folgten: Temperaturrampe, LF-Rampe, Systemspannungsrampe. Dadurch ist kein Leckstrom bei den Aufwärtsrampen zu erkennen und nur einzelne Messpunkte wesentlich oberhalb der übrigen Messkurve. Diese können als kleine Instabilitäten gesehen werden. Danach ist die Leckstromkurve stabil auf ca. 3-4µA und leicht abfallend über die Zeit. Bei den Abwärtsrampen von T, LF und V fällt der Leckstrom erneut schneller auf 0µA als die anderen Parameter auf Umgebungsbedingungen.[19]

1.3.2.2 Luffeuchtigkeit LF

Die vorher beschriebenen Messungen wurden bei bestimmten Luftfeuchtigkeiten (LF) bestimmt. Mit verschiedenen Luftfeuchtigkeitsintensitäten wurden bei [19] PID-Belastungstests durchgeführt (Abb.1.13).

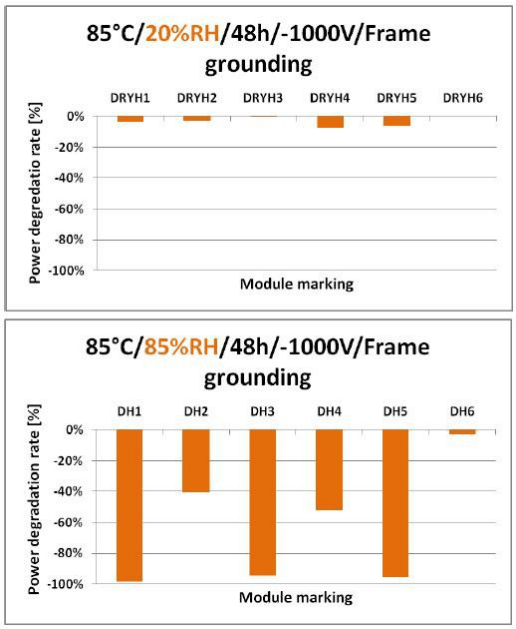


Abbildung 1.13: Leistungseinbußen in Abhängigkeit der Luftfeuchte [19]

Hierzu wurde mit 20% LF belastet (mit ca. 0-7% Leistungseinbußen) und bei 85% LF (mit 3-98% Leistungseinbußen). Die Degradationen beginnen auf der Zellenfläche weiter entfernt der Stromabnehmer-Busse, ähnlich wie in Abb.1.10a gezeigt und im Text dazu beschrieben.

1.3.2.3 Vertikale Natrium-Verteilung

Die vertikale Verteilung von Fremdstoffen in der Antireflexschicht (anti reflective coating ARC) der Solarzelle wurde mit der ToF-SIMS ermittelt (Abb.1.14)[21][22][23][24].

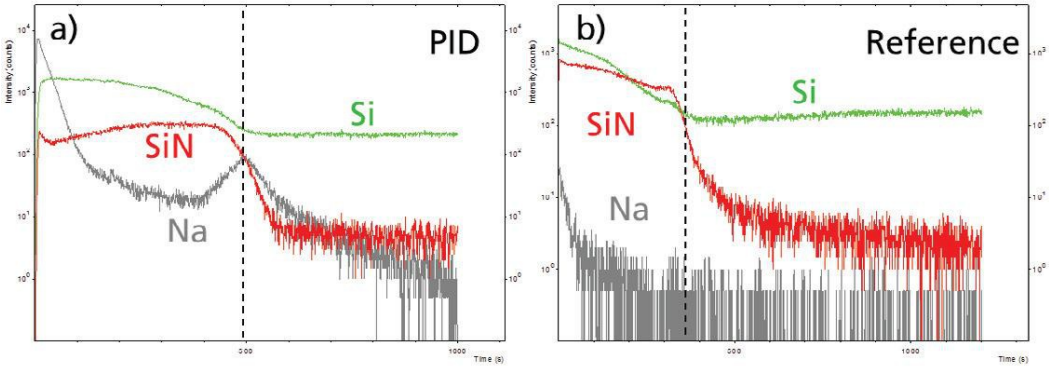


Abbildung 1.14: Tiefenprofil der ToF-SIMS-Messung eines (a)degradierten (b)nicht degradierten Bereiches als Referenz [21]

Positiv geladene Sekundärelektronen werden hierzu analysiert, welche durch ein Bombardement von Bi^+-Ionen entstehen. Da hier nur die Oberfläche gescannt werden kann, wird nach jeder Messung die oberste Schicht mit einem 1keV O_2^+-Ionenstrahl wegerodiert und daraufhin der nächste Scan begonnen. Auf diese Weise ist es möglich, ein 3D-SIMS-Tiefenprofil zu erstellen.[21][22][23]

So stellte sich heraus, dass sich in den degradierten Bereichen sehr stark erhöhte Konzentrationen von Na^+-Ionen und anderen Alkalimetallen in der SiN_x-ARC befinden. Weiters ist beim Übergang zum kristallinen Silizium eine schmale Spitze nach oben in der Intensitätskurve von Na^+[21][22][23][24]. Bei den nicht (bis wenig) degradierten Bereichen ist der Natrium-Anteil wesentlich geringer. Das Natrium ist jedoch nicht gleichmäßig über die ARC-Fläche verteilt, sondern tritt in Agglomerationen auf [22][24]. Sie sind eher bei Stapelfehlern im Gefüge der ARC vorzufinden, da sie hier leichter durchdiffundieren können [22][23][24]. Diese Stapelfehler können bis zum p-n-Übergang führen und ihn somit beeinflussen,[22] da somit die elektrische Leitfähigkeit steigt (wegen der Natrium-Ionen-Bewegung und dem hohen elektrischen Feld)[24]. Es müsste noch geklärt werden, wie die Na^+-Ionen die ARC durchqueren und somit wesentlich kleinere Shuntwiderstände bewirken.[22]

In [21] wurde zuerst die Vermutung geäußert, dass Natrium ev. durch das Reinigen und Hantieren der Wafer in die SiN_x-ARC durch Kontamination gekommen ist. Da die Tests für degradierte und nicht degradierte Bereiche durchgeführt wurden, kann diese Art der Kontamination ausgeschlossen werden. Lt. [23] kommt das Natrium vom Kalk-Natron-Glas und ist wichtig für die Leitfähigkeit der elektrischen Leckstromleitung. Bei Natrium-freien Aufbauten wurde ebenfalls PID wahrgenommen. Dies kann damit erklärt werden, dass auch Kalium mit ähnlichem Verhalten wie Natrium im Tiefenprofil entdeckt wurde [21]. Somit hängt PID nicht von bestimmten chemischen Elementen ab, sondern von Ionen unabhängig vom Element [23]. Lateral ausgedehnte Degradationen (welche die Oberfläche und den Übergang von ARC beeinflussen) kommen öfter vor als Veränderungen von Fehlstellen innerhalb der Silizium-Solarzelle.[21]

1.3.2.4 Analyse des p-n-Überganges

Der p-n-Übergang wurde mit SEM/EBIC untersucht:

Degradierte Stellen haben eine niedrige Parallelwiderstandsdichte. Deswegen wird für die EBIC-Messungen ein lock-in-Verstärker verwendet, um das empfangene Signal auf auswertbare Stärken zu erhöhen.

Nicht degradierte Stellen haben ein ungestörtes EBIC-Signal und ein elektrisches Verhalten einer Diode (wie es von Solarzellen erwünscht ist). Degradierte Stellen haben ein um 3 Größenordnungen schwächeres EBIC-Signal [23] und weisen ein Verhalten eines ohmschen Widerstandes auf (mit 1,4Ω lt. [23]). Der scharfe Feldgradient des p-n-Überganges ist hier (Abb.1.15) nicht zu erkennen.

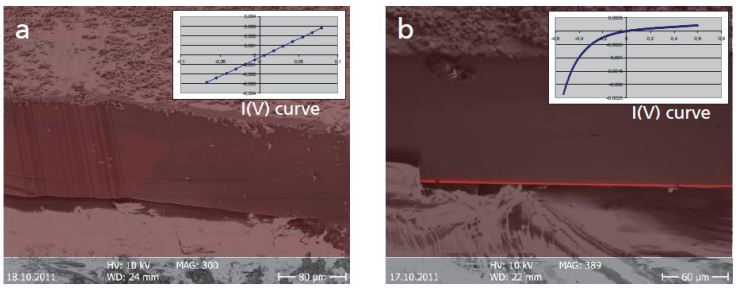


Abbildung 1.15: Analysebild mit SEM/EBIC (a)degradiert (b)nicht degradiert (rote Linie ist p-n-Übergang); jeweils mit I(U)-Kennlinie [21]

Die lokal kurzgeschlossenen Stellen (wo PID einsetzte) sind punktartig und haben Durchmesser von 10-30µm lt. [23] bzw. <10µm lt. [24]. Anscheinend wird PID hervorgerufen durch Veränderungen der lokalen Ladung lt. [21]. Durch die Analyse mit LIT und DLIT, EL, ToF-SIMS und SEM/EBIC hat sich gezeigt, dass die Natrium-Diffusion in die SiN_x-ARC bis zum Übergang zur Silizium-Solarzelle sehr mit der Veränderung der elektrischen Eigenschaften zusammenhängt. Die Raumladung wird intensiv durch die veränderte chemische Zusammensetzung gestört.

1.3.2.5 Mikrostrukturelle Erklärung und Aufstellung einer entsprechenden These

Na^+-Ionen (bzw. Kationen) formen eine wässrige Lösung in Kontakt mit dem Kalk-Natron-Solarglas. Dies ist der Bezug zur Luftfeuchtigkeit. Wegen dem Einfluss von elektrischen Feldern (wegen Potentialdifferenz zwischen Solarglasoberfläche und Solarzellen) bewegen sich die Na^+-Ionen zur Oberfläche der Solarzellen. Abhängig von der SiN_x-Oberfläche (Dichte, Brechungsindex) können sie diffundieren. Sie werden aber an der Grenze zum kristallinen Sillizium gestoppt. Angenommen wird somit eine Ansammlung von positiven Ladungen in der SiN_x-Schicht. Wegen der elektrostatischen Neutralität wird angenommen, dass negative Ladungen in der Grenzschicht zum kristallinen Sillizium gebildet werden. Das widerum stößt die dortigen Überschusselektronen ab. Da es sich um die Oberseite der Solarzelle handelt, sind diese dort die Majoritätsträger. Abhängig von der Oberflächenladungsdichte bildet sich nun deswegen eine Raumladungszone, das elektrische Feld steigt hier und im Bändermodell biegt sich der n-dotierte Teil der Kennlinie nach oben (Abb.1.16).

Deswegen verschwindet der E-Feld-Gradient am p-n-Übergang. Wegen der beginnenden

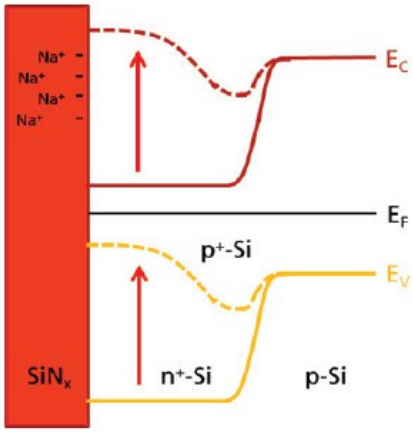


Abbildung 1.16: Bändermodell im kristallinen Silizium (Leitungsband: oben, Ferminiveau: mittig, Valenzband: unten); Durch die Na^+-Ionen in der SiN_x-ARC wird die n^+-dotierte Schicht zu p^+ invertiert und dessen Bänder werden angehoben. [21]

Sperrschicht verhält sich nun die Solarzelle ähnlich einem ohmschen Widerstand [21].

Basierend auf den makro- und mikroskopischen Messungen von [23] wurde ebendort eine Hypothese zum Mechanismus von PID erstellt:

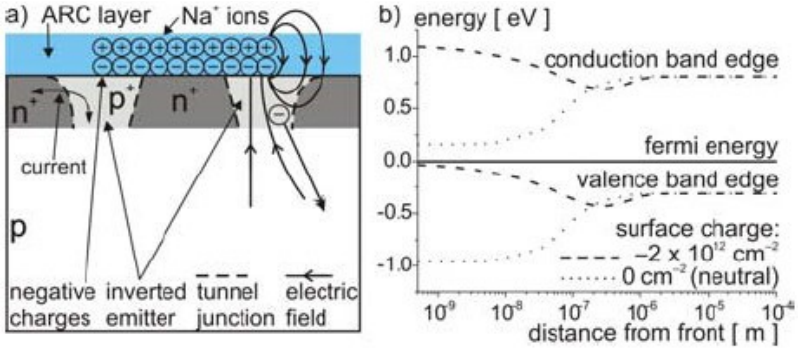


Abbildung 1.17: Invertierung des Emitters (a)Schema (b)Bändermodell [23]

Der niedrige R_P wird hervorgerufen durch viele mikroskopische Strompfade durch den Emitter (bei einer p-Typ Solarzelle ist das die n^+-dotierte Schicht). Makroskopisch zeigt sich dies als homogener ohmscher Shuntwiderstand. An diesen Stellen existiert der Emitter nicht mehr, da das EBIC-Signal punktuell sinkt.

Die These ist nun, dass der n^+-Emitter an diesen Stellen in eine p^+-Schicht invertiert wurde. Der lokale Kurzschluss wird nun durch einen Tunnelstrom durch den neuen p^+-n^+-Übergang hervorgerufen (Abb.1.17). Wegen der hohen Spannung zwischen Solarzelle und Glasoberfläche wandern positive Ionen (z. B. Na-Ionen) in Richtung ARC-Schicht. Dies führt zum gemessenen Leckstrom. Es wird erwartet, dass die positiven Ionen in der Nähe der Silizium-Oberfläche die Elektronenkonzentration im Emitter steigern würden (als ihn zu invertieren). Außerdem ist Natrium nicht als seichter Akzeptor in Silizium (niedriges Akzeptorniveau im Energieband) bekannt, womit der Emitter überkompensiert werden könnte.[23]

Im vorgeschlagenen Modell wird angenommen, dass die positiven Ladungen an den PID-Stellen negative Ladungen anziehen und deswegen eine Schicht bilden (befindet sich zwischen positiven Ladungen und n^+-Emitter). Es kann aber auch sein, dass Na-Verbindungen, O^{2-} oder OH^--Ionen (dotiert durch eine Schicht aus Rest- oder natürliche SiO_2 Schicht) involviert sind. Das resultierende elektrische Feld der doppelten Ladungsschicht stößt die Elektronen aus dem Emitter ab. Wenn die Menge an Ladungen (und das resultierende elektrische Feld) groß genug ist, könnte der Emitter zu einer p^+-Region invertieren. Das erklärt den beschriebenen Tunnelübergang, welcher zu niedrigem R_P der Solarzelle führt. Erwartet wird die Inversion zuerst unterhalb der Ränder der doppelten Ladungsschicht, wo das elektrische Feld am größten ist. Mit einem Simulationsprogramm wurde herausgefunden, wie die negative Ladungsschicht zu einer Inversion des n+-Emitters führen kann. Mit einer ähnlich hohen Dichte an negativen Ladungen kann im n+-Emitter eine Inversion eingeleitet werden. Dadurch steigt im Energieband-Diagramm der n+-Ast auf und ist ähnlich hoch wie der p-Ast.[23]

1.3.2.6 Fazit

Das PID-Problem könnte gelöst werden mit der Justierung der SiN_x-Schicht auf der Oberseite der Solarzellen, mit Verwendung eines hochohmigen Einbettungsmaterials, mit Justierung der Höhe und/oder Polarität der Systemspannung oder mit der Verwendung von Leistungselektronik zur Optimierung der Modulspannung (module level power electronics MLPE). Die PID-Anfälligkeit kann unkompliziert und schnell mit kostenarmen Tests ermittelt werden, welche nur ein paar Stunden oder Tage andauern [19]. Da PID-bezogene Tests noch nicht in die Solarmodul-Standardüberprüfungen aufgenommen wurden, kann dies somit unkompliziert erfolgen.

Basierend auf den Erfahrungen der Feldtests (in [19]) müssen PID-Qualifikationstests entwickelt werden, um die Fehlmechanismen in kürzester Zeit orten zu können. Weiters müssen diese zu entwickelnden Standards reproduzierbare Werte liefern, sodass sie überall vergleichbar sind. Es wird von [19] vorgeschlagen, folgende Standards zu verwenden: 60°C (+/-1°C), 85%LF (+/-3%LF), 96 Stunden Konstanthaltung der Nennwerte; Zuerst soll die Testtemperatur erreicht sein, danach soll erst die Rampe der Luftfeuchte beginnen. Erst im Anschluss soll die Systemspannung eingestellt werden (Maximalspannung entsprechend den Herstellerangaben). Als Durchfallkriterium wird eine 5%-ige Degradation vorgeschlagen. Es sollen keine visuellen Veränderungen vorhanden sein.

Lt. [24] zeigen mono- und polykristalline Solarzellen die selben Anzeichen für PID auf.

Folgende Faktoren bewirken oder begünstigen den erwähnten PID-Effekt:

- Solarzelle:

  Der Aufbau fördert den PID-Effekt über die Ladungsträgerdichte des verwendeten Siliziums und über die chemische Zusammensetzung der Antireflexschicht.[17]

- PV-Modul:

  Die verwendeten Materialien des PV-Modules spielen eine Rolle, wie z. B. die Laminierfolie (aus EVA hergestellt), welche die Solarzellen direkt berührt und deswegen Ladungsträger (Na^+-Ionen) ausgetauscht werden.[17]

- Systemkonfiguration:

  Der PID-Effekt wird durch ein negatives Potential der Solarzellen gegenüber der frontseitigen Glasplatte hervorgerufen und ist direkt proportional zu diesem. Deswegen nimmt auch die Modulstringlänge (Achtung bei Großanlagen: hier sind mehr Module miteinander zu Strings verschaltet und es treten deshalb höhere negative Potentiale auf), die Wechselrichterart und eine ev. Erdung des PV-Generators Einfluss auf den Effekt.[17]

- Zeit:

  Die Abnahme der Leistung erfolgt nicht abrupt, sondern innerhalb von einigen Monaten bis wenigen Jahren.[17]

1.3.3 Gegenmaßnahmen

Wie bereits erwähnt, kann der PID-Effekt bei Wechselrichtern mit Transformator erfolgreich und effizient verhindert werden, wenn bzgl. negativem Potential geerdet wird. Oft kommen Wechselrichter ohne Transformator zum Einsatz und die genannte Verhinderungsmöglichkeit funktioniert hierbei nicht. Es musste deswegen eine andere Lösung gefunden werden, welche effizient und billig ist. Es zeigte sich, dass die entstehenden Aufladungen oft umkehrbar sind (altersbedingte Degradation), manchmal jedoch nicht (TCO-Korrosion bei Dünnschichtmodulen, meist aus CdTe (Cadmiumtellurid) oder a-Si (amorphes Silizium)) und dass sie v. a. relativ langsam voranschreiten.[17]

Die Funktionsweise der Heilung der Solarzellen sieht wie folgt aus:

Bei Sonnenuntergang fällt die Spannung des PV-Generators unter einen definierten Grenzwert. Daraufhin wird ein hohes positives Potential (~400-1000VDC gegen Erde) an die PV-Module gelegt, welches die Polarisationen des Tagesbetriebes wieder rückgängig macht. Wenn bereits länger PID-bedingte Effekte bemerkt wurden und nun die Lösung mit dem sehr hohen positiven Potential angewandt wird, dann dauert die Heilung circa so lange wie die Degradation. Die Nachrüstung von Altanlagen ist daher möglich und sehr empfehlenswert, auch wenn sich geringe Wirkungsgradeinbußen zwecks PID-Effektes zeigen. Die Energie für die Heilung wird aus dem Hausnetz bezogen und hat eine sehr niedrige Leistung ($P_{ACnom} < 3$Watt), da der Strom auf sehr niedrigem Niveau begrenzt ist. Die Spannung der Regelelektronik kann entweder fest einstellbar oder automatisch von der Elektronik regelbar sein. Falls die Festeinstellung gewählt wird, muss auf die maximal zulässige DC-Spannung der Module und des Wechselrichters geachtet werden, damit diese nicht bei der Regeneration beschädigt werden.[17]

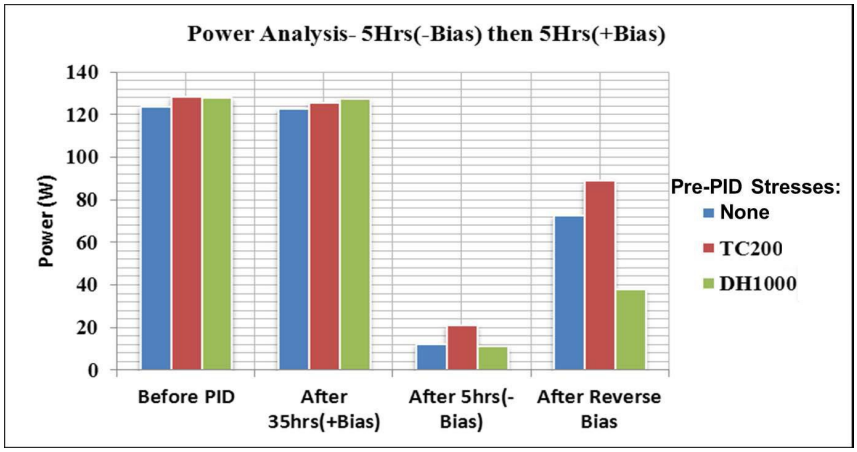


Abbildung 1.18: Heilprozess nach der Degradation [19]

Bei [19] (und [25]) wurden Heilungstests mit Anlegung positiver Spannung durchgeführt (Abb.1.18):

Zuerst wurde eine Belastung mit hoher negativer Spannung für 5 Stunden durchgeführt. Hier sank die Leistung auf ca. 1/12 des ursprünglichen Wertes. Danach wurde die Polarität gedreht, wodurch die Leistung auf ca. den halben Wert der anfänglichen Nennleistung stieg [19].

Die degradierte Leistung steigt nicht nur bei positiver Spannung in Richtung Nennleistung, sondern auch beim Aufheizen unter bestimmten Bedingungen[23][20] (100°C für 10 Stunden, PID sinkt hierbei von 24% auf 5% lt. [20]). Auf die genauen Umstände muss geachtet werden, da das Material belastet wird. Bei zu oftmaliger Verwendung würde die Langzeitstabilität unter den Heilungsprozessen leiden, wodurch diese weniger oder nicht mehr effektiv wären. Dadurch kann die Heilung bei hohen Temperaturen als Standardbehandlung ausgeschlossen werden.[20]

1.3.4 Abkürzungen inkl. techn. Erklärungen

- EL – Elektrolumineszenz

  Dies trifft auf einen Festkörper zu, wenn er durch Anlegen einer Spannung zur Emission von elektromagnetischer Strahlung (z. B. Licht) angeregt wird.

  - Gleichspannungsanregung

    Dotierte Halbleiter werden beim p-n-Übergang zur Lichtemission angeregt, wenn niedrige Gleichspannung anliegt (Leuchtdiode LED). Die Bandlücke bestimmt die Farbe des Lichts.[26]

  - Wechselfeldanregung (Destriau-Effekt)

    Der Aufbau des Strahlers ist ähnlich dem eines Kondensators: Das elektrolumineszente Material (meist mit Metallen dotiertes Zinksulfit, z. B. ZnS:Mn) liegt isoliert zwischen zwei Elektroden. Durch ein Wechselfeld werden Elektronen in dieser Schicht beschleunigt. Wenn Stöße an Störstellen von Dotierungen erfolgen, werden die Elektronen angeregt. Diese fallen wieder in den Grundzustand zurück emittieren die gewonnene Energie in Form von Licht. Für dünne Schichten sind 100V bei 200 bis 4000Hz ausreichend.[26]

- LIT – Lock-in Thermografie bzw. DLIT – Dark-Lock-in-Thermografie

  EM-Strahlung im Infrarot-Bereich (Wärme) wird an degradierten Stellen eher reflektiert, als gewöhnlich. Eine Infrarot-Kamera erstellt ein Bild der Oberfläche.[27][28]

- ToF-SIMS – Time of Flight Secondary Ion Mass Spectrometry (Flugzeit-Sekundärionen-Massenspektroskopie)

  Zur chemischen Untersuchung von Festkörperoberflächen. Ein Primärion schießt Sekundärionen heraus; in einem Flugzeitmassenspektrometer bei gleicher Energie kann über die Driftzeit die Masse bestimmt werden oder das Verhältnis: Masse/Ladung [29][30]

- SEM – Scanning Electron Microscopy SEM (Rasterelektronenmikroskopie)

  Auf einen abzubildenden Punkt wird ein Elektronenstrahl fokussiert. Mehrere Detektoren analysieren die Rückstreuelektronen und Röntgenstrahlung. Durch eine Rasterung über die Probenoberfläche ist eine Bilderstellung möglich.[31]

- EBIC – Electron Beam Induced Current (Elektronenstrahl-induzierter Strom; SEM-Modus)

- ARC – Anti Reflective Coating (Antireflexschicht auf der Solarzelle) siehe Kapitel 2.1

- p-Typ- und n-Typ-Solarzelle

  Der p-n-Übergang der Solarzelle liegt sehr weit oben (Richtung Lichteinfall), damit nicht zu viele Photonen absorbiert werden, ohne dass Strom erzeugt wird. Deswegen ist der untere Halbleiter wesentlich dicker als der obere. Der Solarzellen-Typ ist nach dem unteren Halbleiter benannt und meist p-dotiert. Dies ist die Basis und auf ihr liegt der Emitter.[32]

2 Druckmessungen

Wenn Solarzellen zum Einsatz kommen, sind sie in Module eingebettet und miteinander verschaltet. Damit immer die Unterseite der einen Zelle mit der Oberseite der nächsten Zelle verbunden ist, sind Kontaktstreifen notwendig. Diese werden bei der Herstellung miteingepresst und erzeugen somit mechanische Verformungen, die in diesem Kapitel analysiert werden.

In handelsüblichen Photovoltaikmodulen sind die Kontaktstreifen angelötet, aber in dieser Arbeit wurden Module mit löt- und klebefreier Verbindungstechnik untersucht. Die Gründe dafür werden im Weiteren erläutert:

2.1 Realer Aufbau von Solarmodulen

Zunächst wird auf den realen Aufbau eingegangen, um die Projizierung auf die Messungen in den weiteren Unterpunkten besser zu verstehen.

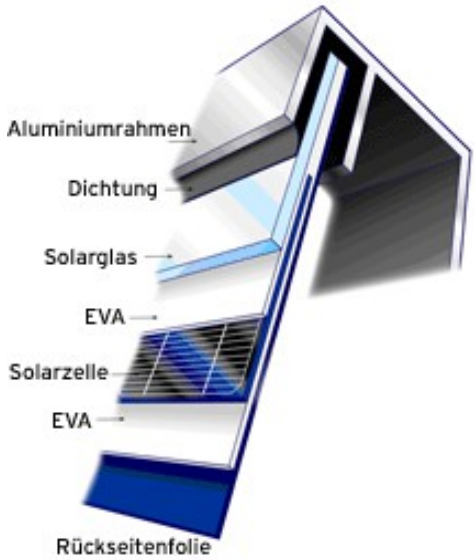


Abbildung 2.1: Aufbau eines Solarmodules [33]

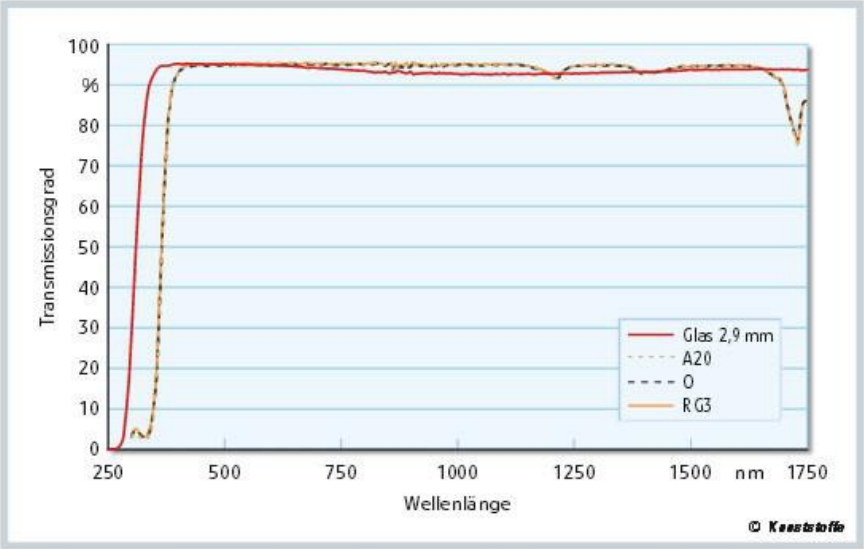
Die handelsüblichen Solarmodule haben eine schichtenförmige Anordnung, die mit einem Druck von 600mbar angepresst und wie folgt strukturiert ist (Die Reihenfolge ist von der sonnenzugewandten Seite nach unten.):

- Glasplatte

  Für flaches Fensterglas wird als faktischer Standard Kalk-Natron-Glas eingesetzt. Die Anforderungen an die Glasplatte eines PV-Modules sind jedoch vielseitig: Sie muss antireflektierend und hoch transmissiv sein (Transmission bei ~95% im optischen Bereich), damit möglichst viel Licht durchscheint. Weiters muss sie aber auch mechanischen Schutz bieten (Schlag-, Stoß- und Druckfestigkeit), sodass die innenliegenden Teile nicht in ihrer Funktion beeinträchtigt oder gar zerstört werden (z. B. durch Staub, Schmutz, Niederschlag (wie z. B. Regen, Schnee, Hagel), ...). Außerdem muss sie resistent gegen Säuren (wegen saurem Regen und Ammoniak-Dämpfen (NH_3; in der Landwirtschaft als Düngemittel verwendet), Nebelbeschlag, starke Temperaturwechsel und Abnutzung sein, sowie einen geringen Eisengehalt aufweisen[33][34][35] (Eisen färbt das Glas grünlich[36], d. h. der grüne Anteil des sichtbaren Lichtspektrums wird zurückreflektiert und gelangt nicht oder nur zum Teil zur Solarzelle).

- Einbettungsmaterial

  Da sich diese Schicht ebenfalls noch vor den Solarzellen befindet, muss sie ebenfalls antireflektierend und hoch transmissiv sein (Transmission bei ~95% im optischen Bereich, s.



Alle untersuchten EVA-Versuchsproben zeigen nahezu identische Transmissionseigenschaften (O = Original, A20 = 20 % Regranulat, RG3 = dreimal regranuliert) (Bild: Fraunhofer)

Abbildung 2.2: Transmissionsgrad vom Solarglas und vom Einbettungsmaterial EVA [37]

Abb.2.2), aber stabil gegenüber UV-Licht. Da sie aus weichen Kunststofffolien besteht (faktischer Standard: EVA (Ethylen-venylacetat), aber auch Materialien auf Silikonbasis), fungiert sie als federnde Stoßdämpfung und als elektrische Isolierung für die darunter liegenden Solarzellen (deswegen ist hohe mechanische Festigkeit gefordert). Sie wird bei ca. 150°C auflaminiert und hat die Eigenschaften der Flüssigkeits- und Feuchtigkeitssperre, sowie des Korrosionsschutzes.[37][35]

Bei Wärmeeinwirkung kann ein Schrumpfprozess einsetzen, bei welchem die Fläche der Einbettungsfolie kleiner wird. Da sich hierbei die Molekülketten umorientieren, können Mikrorisse in den Solarzellen, Lunker (Hohlräume) oder andere Fehlstellen im Material entstehen. Dies führt zu Qualitätseinbußen, sowie zu Verminderungen des Wirkungsgrades und der Lebensdauer. Das Einbettungsmaterial soll somit eine geringe Neigung zum Schrumpfen haben.[37]

Die genannten Eigenschaften sollten homogen verteilt sein, um die Funktion über das gesamte Modul zu gewährleisten.[37]

- Solarzellen samt elektrischen Kontakten

  Diese Schicht ist das Herzstück des Moduls, da hier die Energieumwandlung stattfindet.

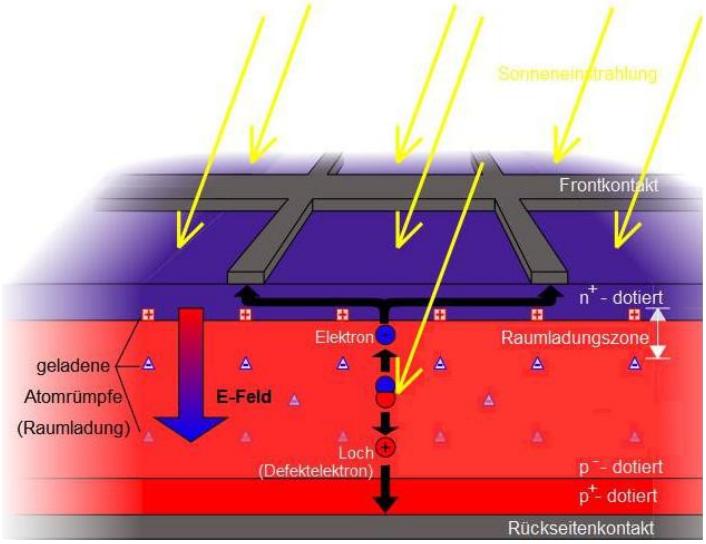


Abbildung 2.3: Aufbau einer Solarzelle [38]

  - Die Solarzellen bestehen meist aus Silizium (faktischer Standard) und haben die quadratischen Maße LxBxH = 156x156x0,2mm.[39][40]

    Sie haben auf der Vorderseite elektrische Kontakte (Finger) aus Silber, Titan und Palladium, die als Stromabnehmer dienen. Diese Finger dürfen keine große Abschattung verursachen und haben deswegen eine maximale Breite von 50µm. Sie werden zu zwei oder drei Bussen zusammengeführt (die den erzeugten Strom bündeln), die orthogonal zu ihnen über die gesamte Solarzelle verlaufen und je 2mm breit sind (siehe Abb.4.5). Die Finger haben einen geringen Serienwiderstand [41] und sind üblicherweise per Siebdruck von Metallpasten aufgebracht. Wesentlich seltener erfolgt die Aufbringung der Finger über Aufdampfung oder galvanisch (für Hocheffizienzzellen). Darauf folgend wird die Photolithografie zur Formgebung der Finger durchgeführt.

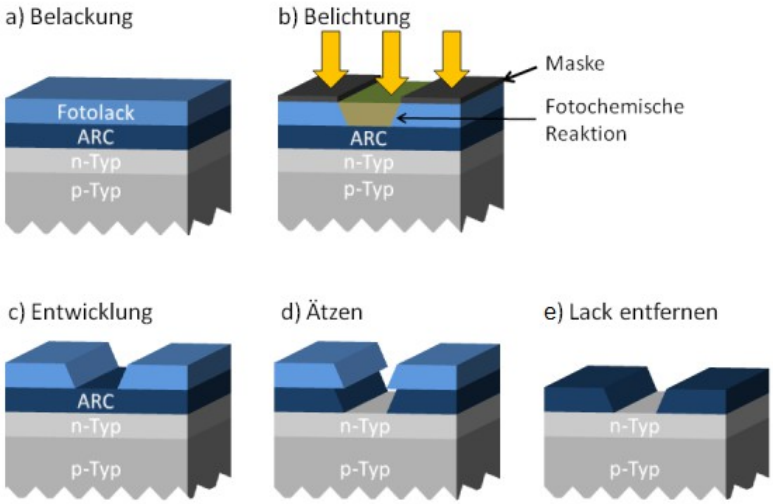


Abbildung 2.4: Arbeitsschritte bei der Photolithografie [41]

Die Photolithografie erfolgt mit Auftragen von Photolack auf die aufgedampfte Kontaktschicht (Abb.2.4.a), Auflegen einer (Negativ-)Verschattungsmaske und Belichten mit monochromatischem Licht (Abb.2.4.b), damit eine photochemische Reaktion erfolgt, wo keine Verschattung vorliegt. Danach wird die Maske entfernt und der Photolack mit Entwicklerlösung entfernt (Abb.2.4.c). Dies geschieht jedoch nur dort, wo das Licht auftreffen konnte, an den Stellen der vorigen Verschattung ist er nicht löslich. Dann wird die die Solarzelle geätzt (Abb.2.4.d), wobei der Photolack resistent dagegen ist. Die Ätzung erfolgt somit nur an jenen Stellen, wo der Photolack entfernt wurde. Zum Entfernen des übrigen Lacks (Abb.2.4.e) wird ein anderes Lösungsmittel verwendet.[41]

Weiters befindet sich an der Oberseite eine Antireflexschicht (antireflective coating ARC) aus Siliziumnitrid Si_3N_4 oder Titandioxid TiO_2, um Lichtreflexionen zu verringern.[42]

Innerhalb der Silizium-Solarzelle befindet sich eine stark negativ dotierte Schicht an der Oberseite, eine verhältnismäßig dicke, schwach dotierte positive Schicht in der Mitte und eine stark positiv dotierte Schicht an der Unterseite.[32] Somit ist der p-n-Übergang sehr nahe an der Oberfläche, damit möglichst viel der absorbierten Strahlung tatsächlich in Strom gewandelt wird.

An der Unterseite ist flächig ein stromabnehmender Kontakt aus Aluminium angebracht.

- Kontaktstreifen oder Lötbänder

  Die einzelnen Solarzellen sind mit Lötbändern aus Kupfer verbunden, damit der Stromfluss gewährleistet ist. Diese haben einen Überzug aus Lötzinn (z.B. die Legierung Sn62Pb36Ag2, Schmelzpunkt 179°C [43]), damit sie einfacher angelötet werden können (in handelsüblichen Modulen). Die Kontaktstreifen haben eine Breite von 2mm, damit sie gut auf die Busse der Solarzellen passen. Die Höhe ist bei 0,2mm.[35][44]

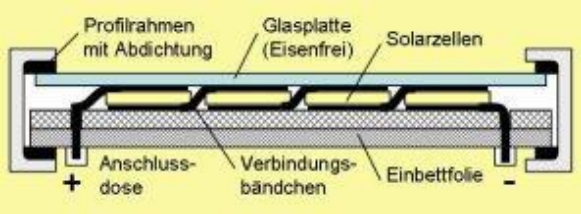


Abbildung 2.5: Modulaufbau mit gebogenen Kontaktstreifen [39]

Handelsüblich ist die Positionierung der Solarzellen nebeneinander und die Lötbänder sind von der Unterseite der einen Zelle zur Oberseite der nächsten Zelle gebogen, sowie angelötet (Abb.2.5). Sie üben hier deswegen fast keine mechanischen Belastungen auf die Solarzellen aus.[35][39]

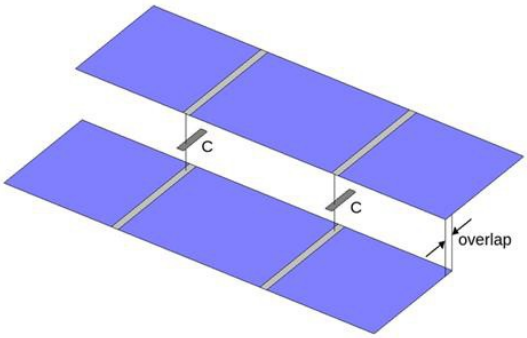


Abbildung 2.6: Prinzip der Überlappung bei eingepressten Kontaktstreifen [45]

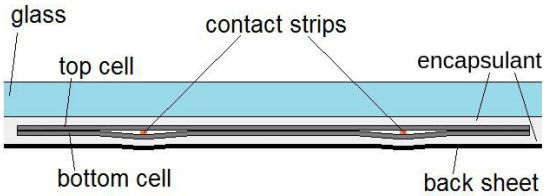


Abbildung 2.7: Modulaufbau bei Überlappung der Solarzellen und eingepresster Kontaktstreifen [44]

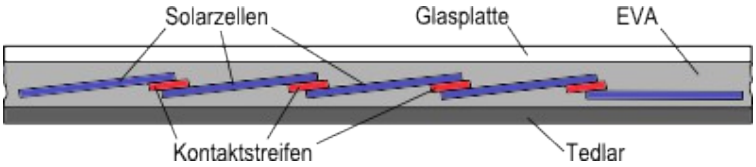


Abbildung 2.8: Modulaufbau mit eingepressten Kontaktstreifen (Seitenansicht mit Schnitt)

In der Arbeitsgruppe Silizium-Solarzellen des Atominstitutes Wien werden Module gebaut, die mit nicht angelöteten Kontaktstreifen arbeiten. Die vorliegende Arbeit ist ein Teil der Untersuchungen zu diesem neuen Modultyp. Die Kontaktstreifen werden nur angepresst (Abb.2.7 und 2.8, jedoch mit 800mbar [44]), wodurch der Strom über die Berührungsfläche fließt. Die Solarzellen überlappen sich um 2mm (Abb.2.6) und biegen sich um die Kontaktstreifen (Abb.2.7). Somit wird ein höherer Anpressdruck aufgebaut. Damit die Solarzellen nicht zu große Ströme aufweisen, sind sie als Viertelzellen ausgeführt (LxBxH = 156x39x0,2mm) und liegen nun wegen den Überlappungen leicht schräg im Einbettungsmaterial.[44] Einen Aufbau mit reinen Druckkontakten haben auch [46] und [47] für Untersuchungen erstellt.

- Einbettungsmaterial [35]

  Ebenso wie über der Solarzellen-Schicht benötigt man auch darunter eine weiche, federnde, aber auch vor Feuchtigkeit und Flüssigkeit schützende Schicht. Auch hier wird als faktischer Standard EVA eingesetzt.

- Rückseitenbeschichtung [35][48]

  Hier wird eine Tedlar-Verbundfolie (Polyvinylfluorid PVF) verwendet, da es als Schmutz-, Wasser-, Feuchtigkeits- und Säureschutz wirkt. Es ist stabil gegenüber UV-Licht und faktischer Standard bzgl. der handelsüblichen Anwendung. Sie wird meist als Verbund PVF-Polyester-PVF eingesetzt, mit einer wesentlich dickeren und mechanisch stabileren Polyesterschicht. Heute werden häufig auch reine PE-Schichten (Polyethylen) verwendet.

- Aluminiumrahmen inkl. Dichtung [35]

  Der Rahmen bietet Schutz vor seitlichen, mechanischen Belastungen und ist deswegen aus Aluminium. Dieses Material hat eine Dichte von $2{,}7\frac{g}{cm^3}$ bei einem Elastiziätsmodul von $70\,GPa = 7\cdot 10^4\frac{N}{mm^2}$ [49]. Stahl besitzt hingegen eine Dichte von $7{,}85-7{,}87\frac{g}{cm^3}$ bei einem Elastizitäsmodul von $210\,GPa = 2{,}1\cdot 10^5\frac{N}{mm^2}$, welches ein üblicheres Material für hohe mechanische Stabilitätsanforderungen ist. Die wesentlich geringere Dichte von Aluminium ist jedoch ausschlaggebender als der geringere E-Modul.

  Eine Dichtung bildet den Übergang zwischen Aluminiumrahmen und dem Rest des Aufbaus.

2.2 Aufbau der Drucktestvorrichtung

Um den Anpressvorgang in den Modulen zu simulieren, musste eine Druckaufbringung konstruiert werden. Diese kann auf verschiedene Weisen erfolgen:

- Druckluft

  Mit einem Druckluftzylinder können lineare Bewegungen durchgeführt werden. Über eine Stange am Ende des Zylinders wird eine Druckkraft weitergeleitet. Mit einem Schalter wird zwischen den Zuständen "Drücken" und "Ziehen" umgeschaltet.

- Druckfeder

  Mit einer Druckfeder kann über die Stauchung und der bekannten Federkonstante auf die Druckkraft gerechnet werden. Weiters kann über die Anpressfläche auf den Druck umgerechnet werden.

Die Auswahl fiel auf die Druckfeder, da sie über Gewindestangen und Schrauben leicht bedienbar ist. Die Druckluft hingegen, steht im Gebäude des Institutes zwar zur Verfügung, jedoch lässt sich der Druck nicht genau genug einstellen. Für die Erfordernisse der Messung vergrößert sich der Druck viel zu schnell bei leichter Öffnung des Druckluftventils.

Es wurde eine eigene Vorrichtung konstruiert, welche in der hauseigenen Werkstatt gefertigt wurde. Die Konstruktionszeichnungen hierzu sind im Anhang 6.1.

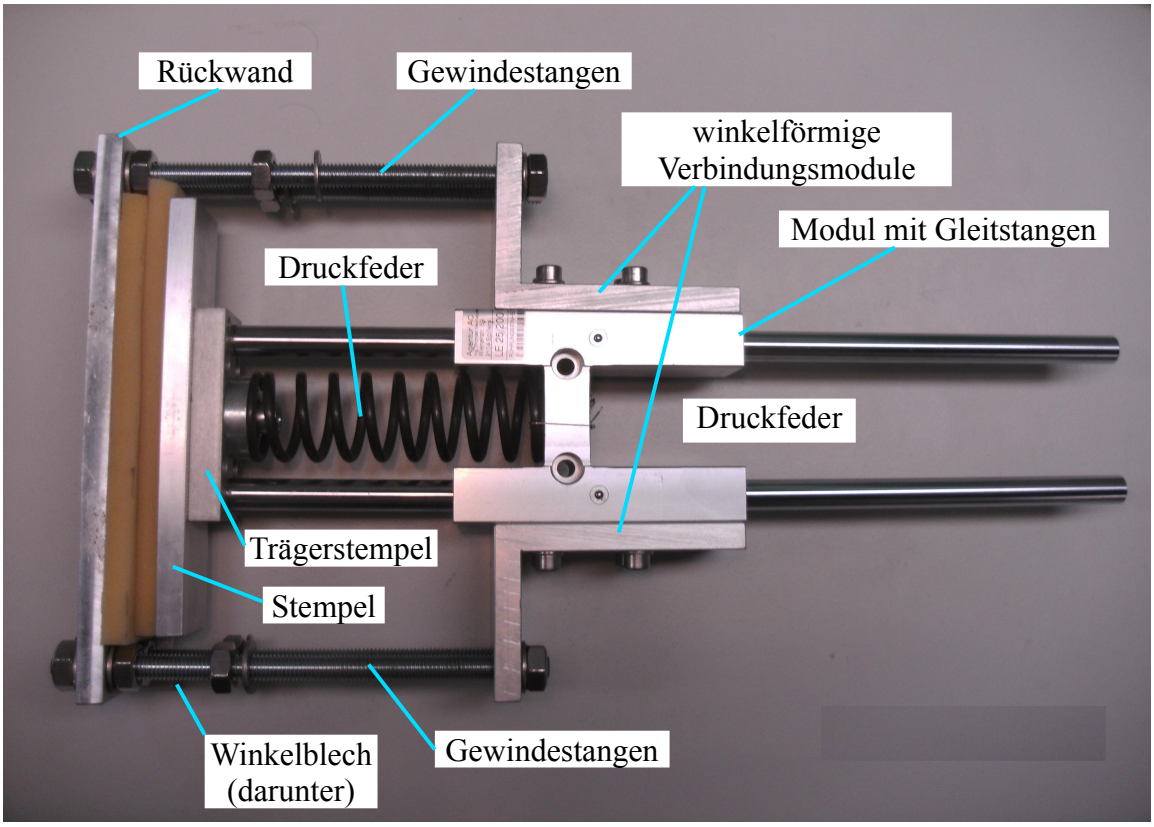


Abbildung 2.9: Aufbau der Drucktestvorrichtung

Wichtige Merkmale dabei sind (Abb.2.9):

- Die Druckfeder ist in ein Modul eingepasst, welches Gleitstangen besitzt. In diesem Modul drückt sie sich von einem Block ab und bewegt einen Trägerstempel nach vor, welcher über die Gleitstangen mit dem Block verbunden ist.

- Auf den Trägerstempel ist eine größere Platte angebracht, die als Stempel fungiert. Dieser hat eine etwas größere Stirnfläche als eine Solarzelle.
- Der Stempel benötigt eine Rückwand, damit er einen Widerstand hat, wogegen er drückt. Die Solarzelle wird zur Messung hier dazwischen positioniert.
- Am Gleitstangenmodul befinden sich auf beiden Seiten je ein winkelförmiges Modul. Diese wurden angebracht, weil hier insgesamt vier Gewindestangen bis zur Rückwand der Messstelle geführt sind. An der Rückwand sind sie in der Nähe der Ecken durchgeführt und mit Muttern angeschraubt, damit der Druck zwischen ihr und dem Stempel möglichst gut flächenverteilt ist. Durch Festschrauben von Muttern entlang dieser Gewindestangen wird die Druckfeder mehr und mehr in sich gestaucht und die Druckkraft erhöht sich.
- In der Nähe der Unterkante der Rückwand wurde ein Winkelblech befestigt, damit die Solarzelle aufliegen kann. Dieses ist knapp unterhalb des Stempels positioniert. Somit gleitet er auf dem Winkelblech und dessen Bewegung wird nicht behindert.
- In den Spalt zwischen Stempel und Rückwand werden je nach Messung ein oder zwei Schaumstoffstücke mit der Fläche einer Solar-Viertelzelle und der Dicke von ca. 10mm hineingegeben. Dies soll die federnde Wirkung des Einbettungsmaterials (im echten Modul) simulieren.

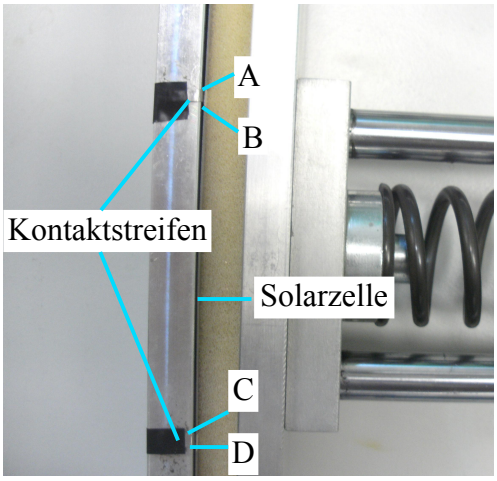


Abbildung 2.10: Messstellen A bis D

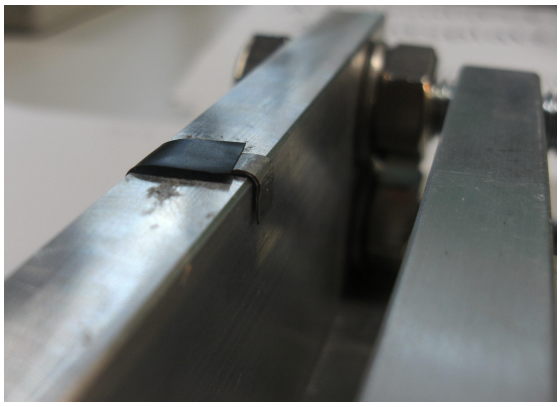


Abbildung 2.11: Kontakt an Testvorrichtung

2.3 Messvorgang

Es wurden zwei verschiedene Messmodi durchgeführt, um die Belastungen und deren Auswirkungen besser zu verstehen. Beide Modi wurden jedoch mit je zwei Kontaktstreifen durchgeführt, welche 200µm bzw. 250µm hoch, sowie 2mm breit und ca. 7-8mm lang waren.

Die Solarzellen waren aus polykristallinem Silizium und hatten eine Grösse von LxB = 156 x 39 mm, aber leicht unterschiedliche Dicken.

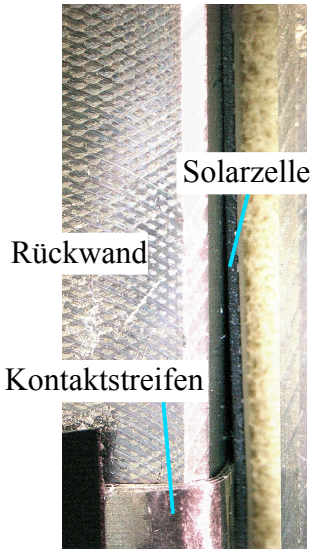


Abbildung 2.12: Spalt bei unsymmetrischem Messmodus

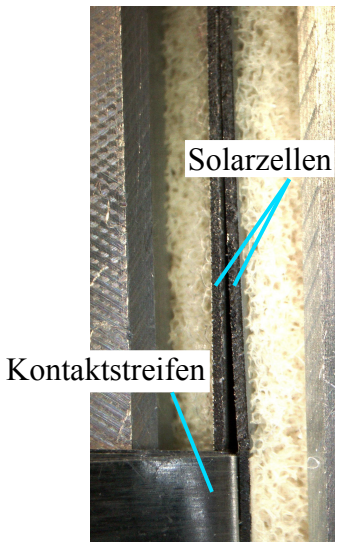


Abbildung 2.13: Spalt bei symmetrischem Messmodus

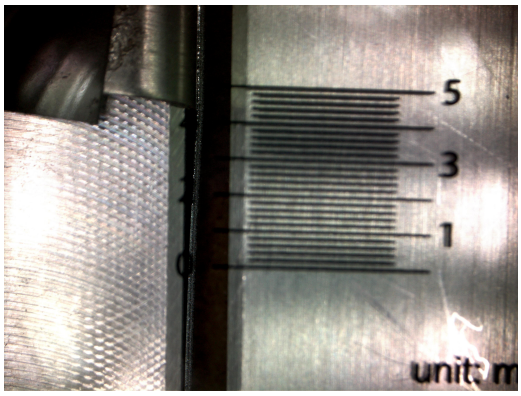


Abbildung 2.14: Folie zur Größenorientierung; Hauptintervall: 1mm, Hilfsintervall: 0,2mm

- unsymmetrischer Messmodus

  Hier lag eine Solarzelle an der Rückwand, aber zwei Kontaktstreifen wurden dazwischen gesteckt. Sie überlappten die Solarzelle um 2mm und waren an den Bussen angeordnet. Zwischen Solarzelle und Stempel war ein Schaumstoffstück mit gleicher Stirnfläche eingefügt, damit die Kraft gleichmäßig verteilt und ruckartige Stöße aufgenommen werden.

- symmetrischer Messmodus

  Bei diesem Modus kamen zwei Solarzellen zum Einsatz, zwischen welchen die Kontaktstreifen (um 2mm überlappend) auf der Höhe der Busse eingeschoben waren. Zwischen Solarzellen und Rückwand, sowie zwischen Solarzellen und Stempel waren je ein Schaumstoffstück mit gleicher Strirnfläche eingefügt.

Der Vorgang der beiden Messmodi war (bis auf die andere Anordnung) ein sehr ähnlicher:

1. Solarzellen abwägen und bzgl. Stirnflächen ausmessen.

   Mit dem Gewicht kann über die Dichte auf das Volumen geschlossen werden: $\rho = \frac{M}{V} \rightarrow V = \frac{M}{\rho}$. Wird dieses durch die Flächenmaße dividiert, erhält man die Zelldicke (ca. 0,2mm), welche bei der Auswertung in einem Unterpunkt von Kapitel 2.5 erwünscht ist.

   Das Gewicht der Zellen sollte möglichst auf 10^{-2} oder 10^{-3}g genau bestimmt werden, da sie sich meist erst bei der 10^{-1}g-Stelle unterscheiden. Weiters sollten die Maße der Stirnflächen auf 10^{-1}mm genau bestimmt werden, da die Diversifikation der gleichen Maße meist bei der

10^0mm-Stelle ist.

Bei den Gewichten der Solarzellen ist es von Vorteil eine möglichst breite Streuung zu haben, damit hierzu mehr physikalische Erkenntnisse gewonnen werden können. Bei der symmetrischen Messmethode sollten aber die beiden Solarzellen der selben Messung ähnliche Gewichte haben, damit die Verbiegungen nicht unsymmetrisch werden.

2. Solarzellen in die Messvorrichtung einfügen.

   Entsprechend des jeweiligen Messmoduses ergeben sich andere Anordnungen (siehe etwas weiter oben).

3. Schrauben der Gewindestangen festdrehen bis die geforderten jeweiligen Druckstufen (200mbar, 400mbar, 600mbar und 800mbar) erreicht sind.

   Von den geforderten Druckstufen p_i wird über die Druckfläche A die jeweils notwendige Kraft F_i berechnet $\left(p_i = \frac{F_i}{A} \rightarrow F_i = p_i \cdot A\right)$ und weiters über die Federkonstante D die jeweils notwendige Federstauchung ΔL bestimmt: $F_i = D \cdot \Delta L_i \rightarrow \Delta L_i = \frac{F_i}{D}$ [50][51]

   Dieser Punkt wird durchgeführt, bis sich Brüche in der Solarzelle zeigen.

   Bei jeder Druckstufe und bei der ersten Berührung der Solarzelle mit der Rückwand (bzw. an der anderen Solarzelle) werden Fotos mit einer Mikroskop-Kamera erstellt. Dies erfolgt genau an den Stellen kurz vor und kurz nach den Kontaktstreifen, wo die Zellen am meisten gekrümmt werden. Dort zeigen sich am öftesten die Brüche.

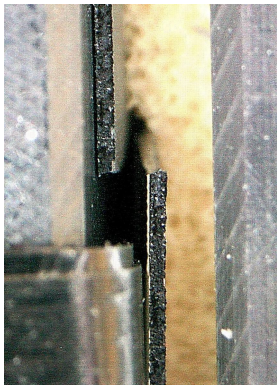


Abbildung 2.15: Bruch knapp neben dem Kontaktstreifen

Abbildung 2.16: Bruch von Rückseite betrachtet

4. Fotos des Bruches erstellen.
5. Solarzelle(n) ausspannen und gebrochene Stücke flächig fotografieren.

2.4 Probleme beim Messvorgang

Abweichend vom Messprotokoll zeigten sich einige Probleme bei der Durchführung der Messung:

- Die Belastung auf die Solarzellen war anfangs unsymmetrisch. Um den einen Kontaktstreifen biegt sich die Zelle mehr, um den anderen weniger.

  Dies ist auf Folgendes zurückzuführen: Die Konstruktion weist insgesamt vier Gewindestangen zur mechanischen Stabilisierung der Rückwand auf. Es wurde aber nur bei einer Gewindestange pro Seite die Schraube für die Krafterhöhung verwendet, da sich diese auf beiden Seiten jeweils sehr nah beieinander befinden. Beim Festdrehen der Schrauben wurde ein Gabelschlüssel verwendet, welcher bei der Benützung relativ viel Platz benötigt.

  Bei den ersten Messungen wurde auf einer Seite die obere Schraube festgedreht, auf der anderen Seite die untere. Die Annahme dabei war die bessere Verteilung des Druckes auf die gesamte Fläche. Auf diese Weise hatten aber einige Solarzellen dadurch ein unsymmetrisches Verhalten bei der Durchbiegung.

  Die Lösung des Problems war die Benützung der jeweils oberen Schrauben, da die Durchbiegung unmittelbar bei den Kontaktstreifen interessiert. Eine komplett homogen flächenmäßige Verteilung des Druckes ist nicht notwendig. Da sich die Belastung in einem (verhältnismäßig für Stahl) niedrigen Bereich der Kraft bewegt, verbiegt sich der Stempel und die Rückwand nur geringfügig. Der Fehler zwischen oberem und unterem Bereich ist geringfügig.

- Die Berührung der druckbelasteten Solarzellen mit der Rückwand bzw. miteinander war nicht immer eindeutig.

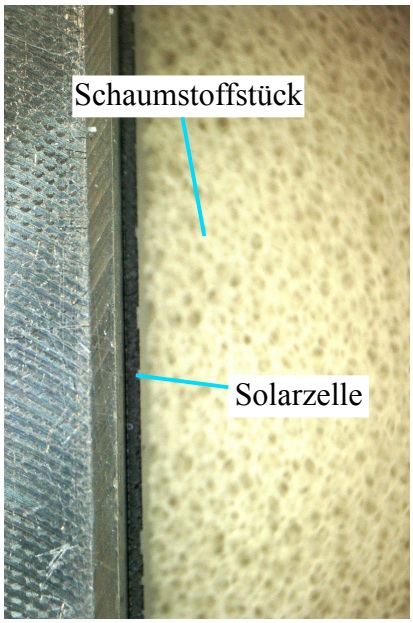


Abbildung 2.17: Berührung der Solarzelle mit der Rückwand

Die Bestimmung der genannten Berührung erfolgte auf optische Weise. Genau hier lag oft das Problem: Oft gab es Schattierungen, hervorgerufen entweder durch die Drucktestvorrichtung selbst oder durch die jeweils andere Solarzelle. Dies war der Fall, wenn die Oberkanten der Solarzellen nicht genau parallel und in gleicher Höhe waren.

Die Mikroskop-Kamera hatte eine eigene Beleuchtung, um dieses Problem zu minimieren,

jedoch war die Bestimmung trotzdem nicht immer einfach.

Um die Eindeutigkeit der Berührung zu bestimmen, wurde zeitweise ein Mikroskop mit intensiverer Vergrößerung verwendet. Hier zeigte sich bei sehr genauem Blick, dass über die gesamte Länge der Oberkante der Solarzelle keine Berührung vorlag.

Diese Überprüfung erfolgte auch mit einer Pinzette, welche seitlich gegen die Oberkante in Richtung der Rückwand gedrückt wurde. Bewegte sich diese etwas, dann konnte sie die Rückwand offensichtlich noch nicht berühren. Vorsicht ist bei diesem Test geboten, da das polykristalline Silizium der Solarzelle leicht splittert und somit kleine Stücke der Oberkante wegbrechen. Dann ist ein Test in diesem Bereich sehr erschwert. Weil dies relativ oft passierte, wurde dieser Test nur ein paar Mal durchgeführt, bevor die Idee verworfen wurde.

Bei der Erhöhung des Druckes verkleinerte sich der Spalt zwischen Solarzelle und Rückwand sehr rasch bis knapp vor der Berührung. Eine leichte (gleich breit bleibende) Schattierung blieb oft bis zum Bruch erhalten. Es könnte sein, dass zwar die Oberkante nicht die Rückwand berührte, die Fläche der Solarzelle weiter unten jedoch schon. Dies wird noch dadurch bekräftigt, dass die gedachte Verbindungslinie zwischen den beiden kraftführenden Gewindestangen etwas niedriger liegt als die Oberkante.

Als Berührung wurde nun gewertet, wenn die bleibende Schattierung nicht mehr dünner geworden ist. Die momentane Stauchung der Druckfeder wurde hierfür notiert.

- Die Brüche sind nicht immer kurz vor oder kurz nach den Kontaktstreifen entstanden.

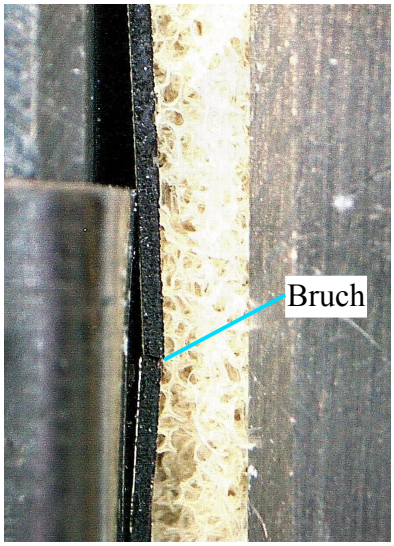


Abbildung 2.18: Bruch auf halber Kontaktbreite

Vereinzelt waren sie stattdessen direkt auf der Höhe der Kontaktstreifen, an einer Stelle, wo nicht vordergründig damit gerechnet wird (auf halber Breite des Kontaktstreifens, siehe Abb.2.18).

Deswegen ist die Sensibilisierung für eine optische Untersuchung auf Bruchstellen eher durch das Bruchgeräusch durchzuführen. Dies ist ein leises, aber noch wahrnehmbares Knirschen.

- Die Kontaktstreifen müssen die Solarzellen genau um jeweils 2mm überlappen.

Anfangs war die Sensibilisierung auf diesen Aspekt nicht gegeben, wodurch die Zellen immer bei Drücken brachen, die wesentlich unter der Druckstufe von 200mbar lagen. Im Nachhinein stellte sich die Überlappung als ca. 3mm bei einem Kontaktstreifen und um die 4mm beim anderen heraus.

Erst nach dieser Sensibilisierung konnten die Messungen auf höhere Drücke fortgesetzt werden.

- Bei der eigenen Beleuchtung der Mikroskop-Kamera waren zwei verschiedene Lichtintensitäten einstellbar. Die Vergrößerung ist bis 200-fach justierbar und mit einem verstellbarer Polarisationsfilter lassen sich ungewünschte Lichtreflexionen vermindern.

  Die Bedienung der Mikroskop-Kamera ist gewöhnungsbedürftig. Um Fotos mit annähernd guter Qualität zu erstellen, sind ein paar Probefotos nötig. Als schwierig stellen sich dabei die Lichteinstellungen heraus, da anfangs oft unter- und überbelichtete Fotos entstehen.

  Dieser Effekt wird noch verstärkt, weil die Stahlteile der Testvorrichtung stark glänzen, die extrem dünnen Solarzellen und die Schaumstoffstücke jedoch nicht. Weiters ändern sich die Anteile der genannten Gegenstände auf den Bildern mit fortschreitender Messung, da der Schaumstoff zusammengedrückt wird und somit der Stahl mehr zur Geltung kommt.

  Als am besten hat sich herausgestellt, dass die schwächere Belichtungsstufe ausreichend ist und mit dem Polarisationsfilter ein akzeptabler Kompromiss gefunden werden kann. Weiters hat die Mikroskop-Kamera eine automatische Optimierung der Bildqualität, welche unterstützend einwirkt.

2.5 Messergebnisse

Zur Vergleichbarkeit der Ergebnisse der Verbiegungen wurde die Halbwertsbreite HWB herangezogen. Hierzu wurden die Fotos der Verbiegungen wir folgt ausgewertet:

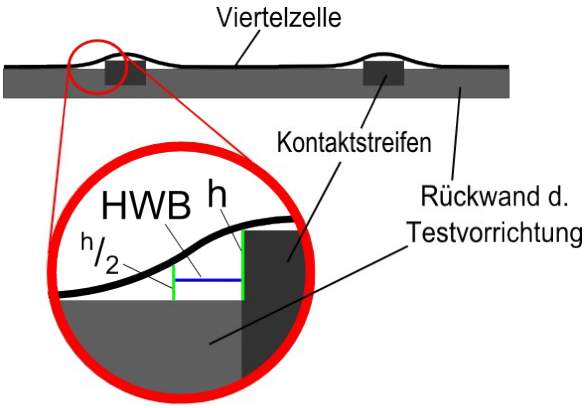


Abbildung 2.19: Schematische Darstellung der gebogenen Viertelzelle bei der Messung; h = Höhe des Spalts, h/2 = halbe Höhe des Spalts, HWB = Halbwertsbreite

1. Die Höhe des Spaltes h unmittelbar beim eingeklemmten Kontaktstreifen messen und den Wert halbieren (= $^{h}/_{2}$).
2. Den errechneten Wert entlang des keilförmigen Spaltes suchen.
3. Die Entfernung zum Kontaktstreifen ausmessen.

Die Durchführung dieser Methode der Bestimmung der Halbwertsbreiten HBW kann mit gängigen Bildverarbeitungsprogrammen durchgeführt werden, wenn eine Anzeige für die Bildpunktposition des Mauszeigers vorhanden ist. Ratsam ist eine mehrfache Vergrößerung der Bilder, damit die Maße genauer genommen werden können.

Im Vorfeld waren einige Effekte zu erwarten, die sich teilweise erfüllten:

- Die Solarzellen brechen nicht, bevor ein Druck von 800mbar auf sie einwirkt. Diese Annahme begründet sich auf den bereits realisierten und funktionierenden Modulen, die mit dieser Methode gefertigt und dabei mit dem genannten Druck bearbeitet wurden.

  Leider hat sich das nicht immer bestätigt, da nicht die komplett gleichen Bedingungen wie im realen Modul erzeugt werden konnten.

  - Unsymmetrische Messungen

    Diese wurden zuerst durchgeführt. Bei diesen lag die Solarzelle direkt am harten Stahl der Rückwand auf, bis auf die beiden Kontaktstreifen. Deswegen brachen die Zellen hier bei Kontaktstreifen-Höhen von 250µm jedes Mal unterhalb der Druckstufe von 200mbar. Bei der Kontaktstreifen-Höhe von 200µm brachen 3 von 7 Zellen ca. bei der 200mbar-Stufe und nur 2 von 7 Zellen erreichen 800mbar oder mehr.

  - Symmetrische Messungen

    Da bei den unsymmetrischen Messreihen die Ergebnisse so schlecht waren, wurde der Messaufbau realistischer gestaltet, indem ein weiteres Schaumstoffstück sowie eine weitere Solarzelle hinzugefügt wurde (weil sich im realen Modul auf beiden Seiten weiches Einbettungsmaterial befindet und sich die Zellen überlappen; siehe Kapitel 2.1).

    Bei 200µm brachen 2 von 8 Zellen vor der 200mbar-Druckstufe, jedoch 5 von 8 nach der 800mbar-Druckstufe. Diese Messreihe zeigt sich somit als die mit Abstand Beste. Das Ergebnis bei 250µm hohen Kontaktstreifen war weniger gut (Brüche von 2 von 6 Zellen bei ca. 200mbar, sowie Bruch von 1 von 6 Zellen bei 800mbar), aber noch vergleichbar mit der unsymmetrischen Messmethode bei 200µm hohen Kontaktstreifen.

  Zusammenfassend lässt sich erwähnen, dass bei beidseitiger Schaumstoffzugabe die Solarzellen mehr Druck aushalten, als wenn dies nur einseitig erfolgt. Dies ist erklärbar durch die sehr geringe Härte der Schaumstoffstücke, weswegen sie einen kleinen Teil des Druckes abfedern. Weiters haben die Solarzellen eine gegenseitige federnde Wirkung, wodurch zusätzlich Kraft aufgenommen wird. Die Solarzellen müssen sich bei gleicher Belastung somit weniger krümmen und können größeren Drücken standhalten.

  Bei niedrigeren Kontaktstreifen folgt ein besseres Ergebnis. Dies erklärt sich über die geringere mechanische Belastung. Die Solarzellen müssen sich hier nicht so intensiv um die beiden Kontaktstreifen verbiegen und halten deswegen höhere Drücke aus.

  Auffällig ist, dass die unsymmetrische Messung bei 200µm hohen Kontaktstreifen und die symmetrische Messung bei 250µm hohen Kontaktstreifen bzgl. Bruchdruckverteilung sehr ähnlich zueinander sind. Anscheinend gleicht sich der negative Effekt des höheren Kontaktstreifens mit dem positiven Effekt der beidseitigen Schaumstoffzugabe fast aus.

- Die Halbwertsbreite sinkt mit steigendem Druck und die Halbwertsbreite bei Bruch sinkt mit steigendem Bruchdruck.

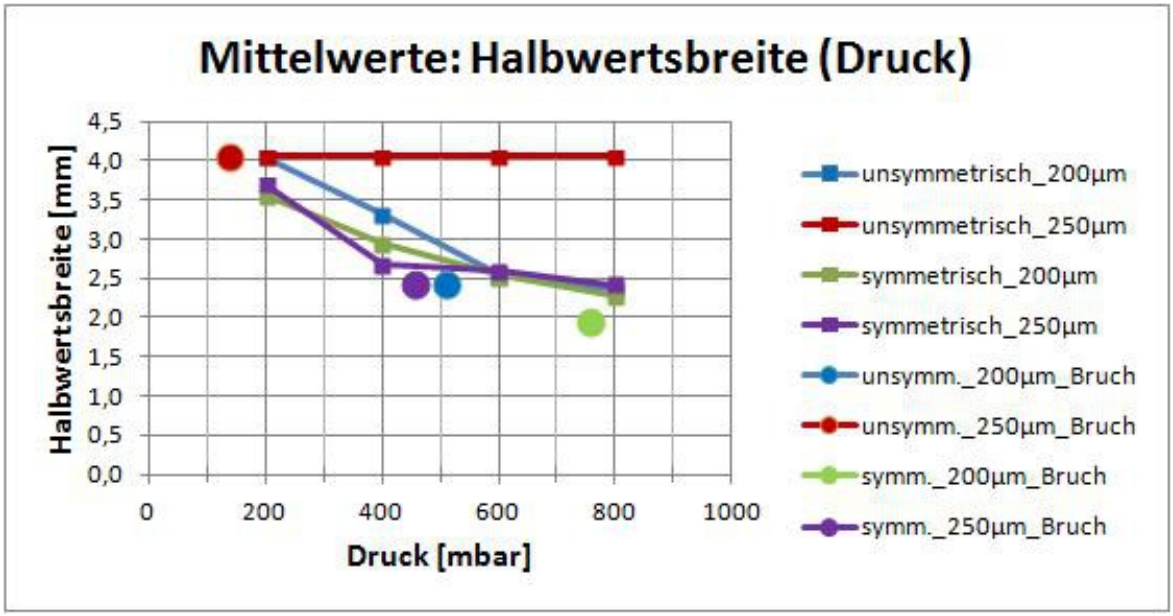


Abbildung 2.20: Halbwertsbreite zu Druck (bei laufender Messung (Quadrate) und im Bruchfall (Kreise))

Dies hat sich fast immer bestätigt. Mit Ausnahme von ein paar Einzelmessungen sank die Halbwertsbreite tatsächlich in jedem Punkt der einzelnen Messreihen. Auch bei der Mittelwertbildung kann dies gut beobachtet werden.

Hierzu wurden Mittelwerte der Halbwertsbreiten herangezogen, die die Spezifizierung bzgl. Druckstufe und Messmodus noch hatten, jene der einzelnen Messstellen und der einzelnen Zellen jedoch nicht mehr. In einem Unterpunkt von Kapitel 2.6 ist erklärt, welche Verfälschung der Daten bei der Mittelwertbildung notwendig war, um der physikalischen Realität näher zu kommen. Weiters wurden in diesem Diagramm (Abb.2.20) die Mittelwerte der Bruchdrücke den Mittelwerten der Halbwertsbreiten im Fall des Bruches gegenübergestellt. Auch dies ist nach Messmodi spezifiziert.

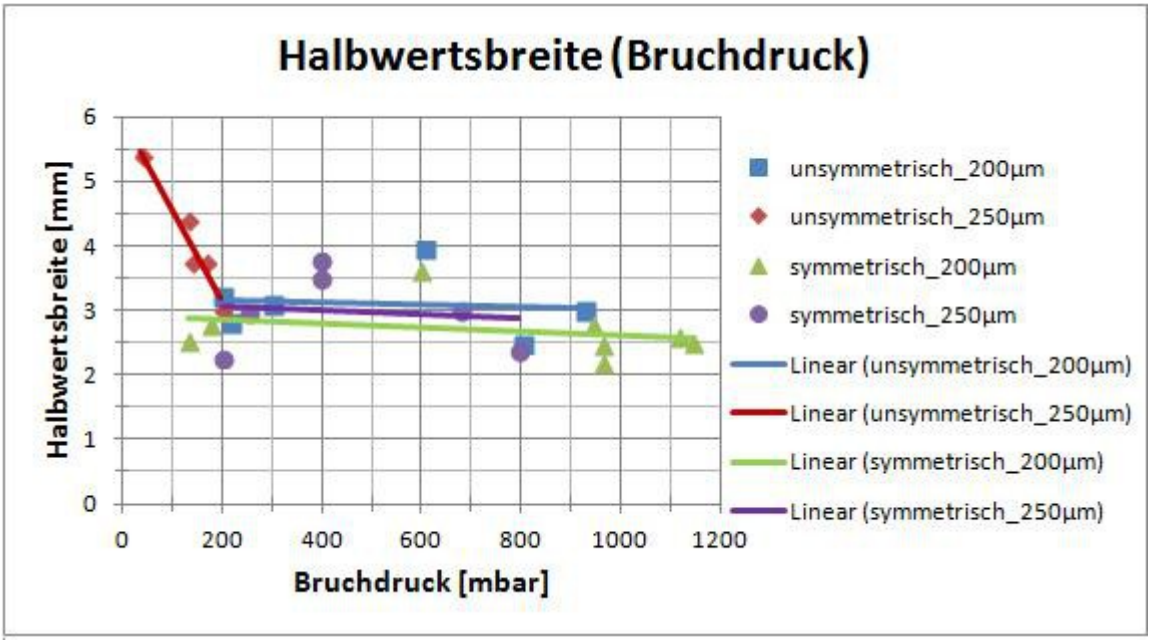


Abbildung 2.21: Mittelwerte der Halbwertsbreite zu Bruchdruck

Es zeigt sich, dass die symmetrisch aufgebauten Solarzellen mehr aushalten, ebenso wie jene mit niedrigeren Kontaktstreifen. Sie führen somit (im Mittelwert) zu niedrigeren

Halbwertsbreiten, da die bereits gebrochenen Zellen ihre Halbwertsbreite beibehalten (Erklärung siehe Kapitel 2.6).

Bei höherem Bruchdruck sind die Halbwertsbreiten im Bruchfall tatsächlich niedriger. Dies zeigt sich auch im folgend beschriebenen Diagramm (Abb.2.21): Hier wurde ein Mittelwert der Halbwertsbreiten gebildet, welcher nicht die Drücke oder Messstellen der jeweiligen Messungen berücksichtigt, aber die einzelnen Zellen und Messmodi. Dieser wurde dem jeweiligen Bruchdruck gegenübergestellt. Es ergeben sich bzgl. jedem Messmodus negativ geneigte lineare Trendlinien, wie es zu erwarten ist. Somit konnten sich die Zellen, die noch höhere Druckbelastungen aushielten, weiter verformen (als jene, die früher gebrochen waren).

- Dickere Zellen werden bei gleichen Drücken weniger gekrümmt als dünne Zellen. D. h. sie haben größere Halbwertsbreiten.

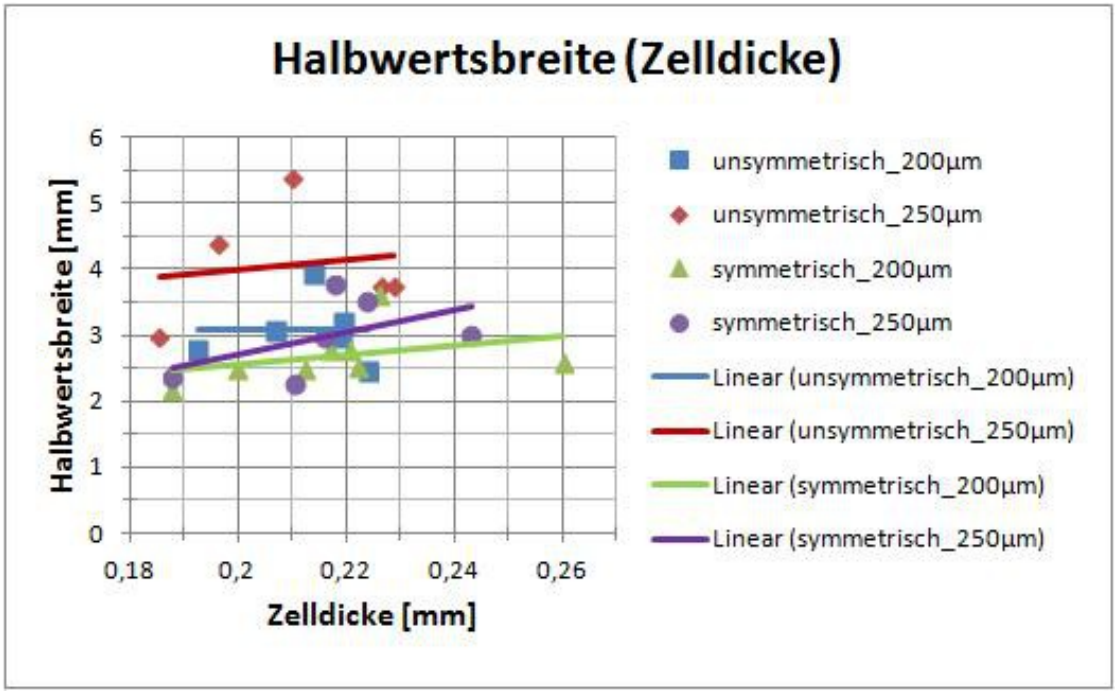


Abbildung 2.22: Halbwertsbreite zu Zelldicke bzgl. Messmodus

Diese Annahme realisierte sich nur teilweise. Hierzu wurden zwei unterschiedliche Analysen vorgenommen:

- Einerseits wurden Mittelwerte über alle Halbwertsbreiten aller Messstellen (A, B, C, D) und über alle Drücke jeweils einer Solarzelle gemacht. Dann wurden diese Mittelwerte der Halbwertsbreiten im Diagramm den zugehörigen Zelldicken gegenübergestellt (Abb.2.22). Weiters ist eine Aufschlüsselung nach Messmodi gegeben und lineare Trendlinien wurden diesbezüglich eingefügt.

  Als Ergebnis zeigt sich hier, dass bei allen Messmodi die Trendlinie ein positive Steigung hat und somit tatsächlich die Halbwertsbreiten mit der Zelldicke steigt. Außerdem kann erkannt werden, dass bei den beiden Messungen mit 250µm hohen Kontaktstreifen die Steigung der linearen Trendlinien höher sind, als bei jenen mit 200µm. Dies bedeutet, dass hier eine Veränderung der Zelldicke einen größeren mechanischen Effekt verursacht. Die Solarzellen liegen in diesem Fall weiter weg von der Rückwand bzw. der anderen Solarzelle und können sich daher nicht mehr so gut davon abdrücken. Deswegen ist die mechanische Stabilität viel abhängiger von der eigenen Zelldicke.

Eine klare Aussage bzgl. unsymmetrischer und symmetrischer Messung lässt sich nicht treffen.

- Andererseits wurden Mittelwerte über die Halbwertsbreiten der Messstellen (A, B, C, D) der einzelnen Messreihen vorgenommen. Die Spezifizierung nach Messmodi wurde hier fallen gelassen, aber nach Drücken beibehalten. Wieder wurden lineare Trendlinien erstellt (Abb.2.23).

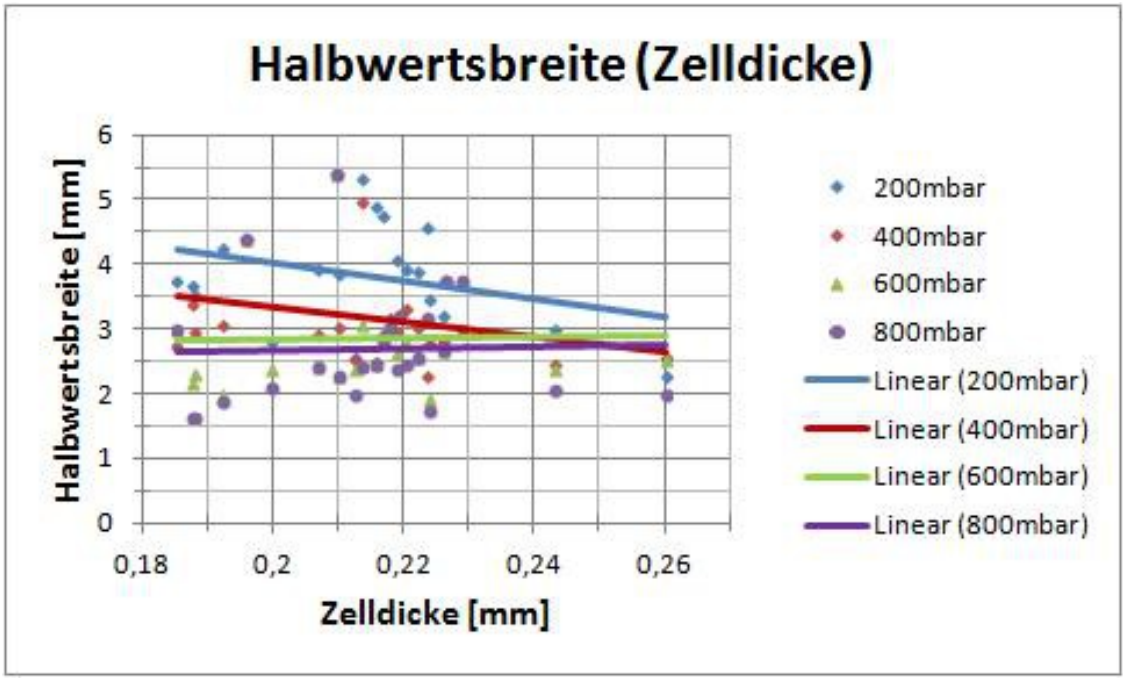


Abbildung 2.23: Halbwertsbreite zu Zelldicke bzgl. Druck

Festzustellen ist, dass die Trendlinie bzgl. 200mbar eine verhältnismäßig hohe negative Steigung hat und jene der 400mbar Messung etwas darunter liegt. Hier sinkt somit die Halbwertsbreite mit der Zelldicke sogar relativ stark. Die Steigung bei 600mbar ist schwach positiv und jene von 800mbar liegt knapp darüber.

Der eindeutige Trend bei diesem Diagramm ist: Je höher der Messdruck ist, desto positiver wird die Steigung. Weiters sinkt die Trendlinie mit steigendem Druck.

Die Erklärungen sind nun: Dass die Halbwertsbreite mit steigendem Druck sinkt, wurde bereits vorher erörtert. Die positiver werdendene Steigung bedeutet, dass bei dünnen Zellen die Halbwertsbreiten schneller absinken, aber bei dicken Zellen langsamer.

- Dickere Zellen können größeren Drücken standhalten und brechen somit später in der Messreihe.

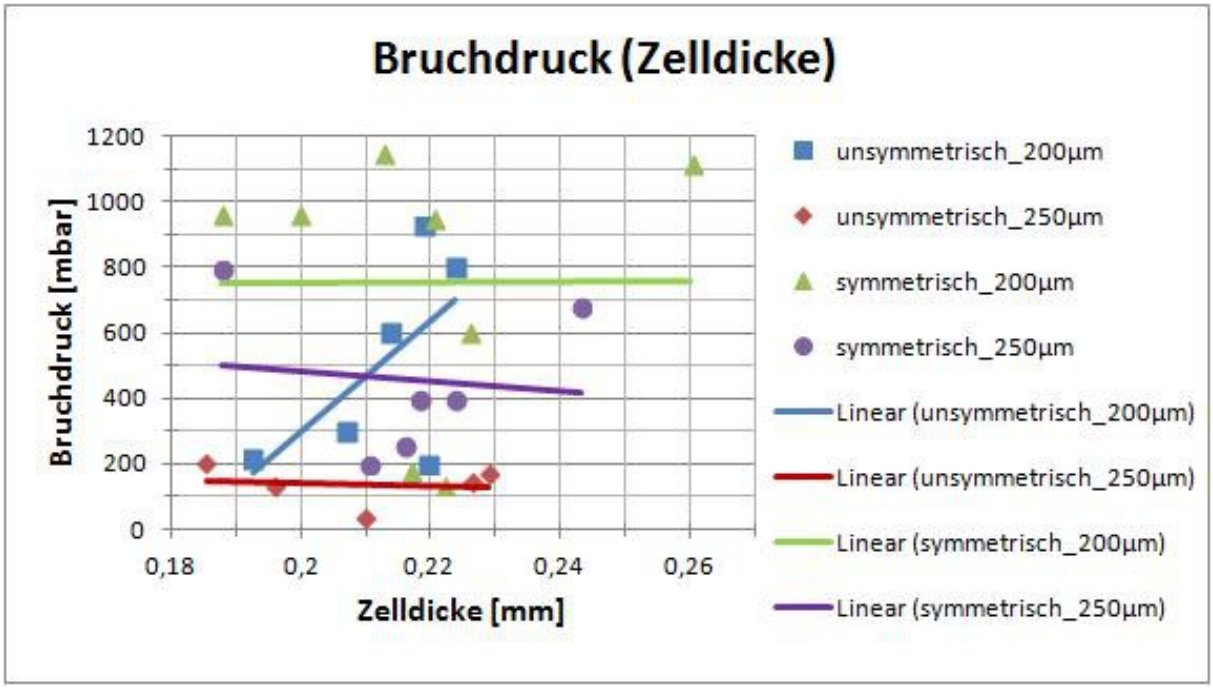


Abbildung 2.24: Bruchdruck zu Zelldicke

Dies stimmt für die Messungen bei 200µm, jedoch nicht bei 250µm hohen Kontaktstreifen (siehe Abb.2.24). Die höher liegenden Zellen können sich nicht mehr so gut am Gegenstück abdrücken, wenn sie weiter weg sind. Daraus resultiert eine intensivere Belastung für die Solarzellen. Die Dickeren können dieser offensichtlich schlechter standhalten als die Dünneren.

2.6 Probleme bei der Auswertung der Messdaten

Bei der Auswertung der Halbwertsbreiten von den erstellten Fotos gab es ein paar Sachverhalte, die den Vorgang erschwerten:

- Die Kanten der Solarzellen und Rückwand der Testvorrichtung waren auf den Fotos oft nicht scharf genug für eine einwandfreie Auswertung. Statt einer klaren Abgrenzung zwischen hell (Materialien) und dunkel (Spalt zwischen den Materialien) war häufig ein gleitender Übergang über mehrere Bildpunkte hinweg zu erkennen (siehe Abb.2.25, zur Auswertung wurde jedoch eine wesentlich intensivere Vergrößerung gewählt, wodurch die

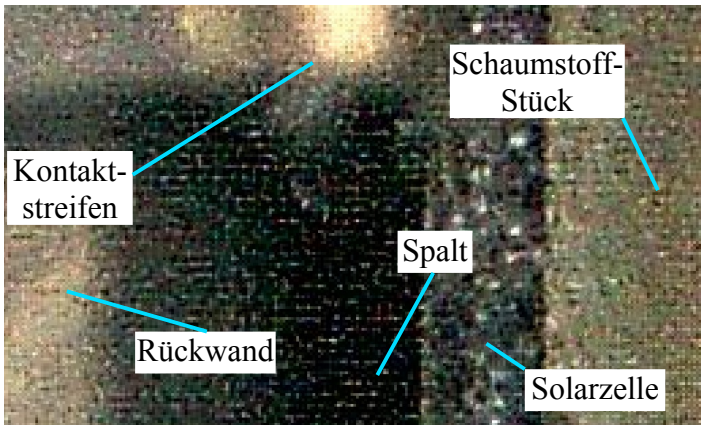


Abbildung 2.25: vergrößertes Foto mit gestreuten Bildpunkten

  gestreuten hellen Bildpunkte die Kanten des Spalts noch weniger erahnen ließen).

  Aus diesem Grund musste der Wert abgeschätzt werden, wenn dieser Fall eintrat.

- Die Ränder des Spaltes hatten meistens leicht wellenartige Formen.

  Dies liegt vmtl. am Laserschnitt der Solarzellen, welcher anscheinend nicht kontinuierlich durchläuft. Es kann aber zum Teil zusätzlich ein Fehler sein, welcher durch die Mikroskop-Kamera verursacht wird.

  Weil zusätzlich der Spalt häufig sehr spitz zusammenlief, war nicht immer sicher, wo genau die Halbwertsbreite war. Während bei einem Bauch der Welle das gesuchte Maß sein kann, ist dahinter (im Tal der Welle) oft ein breiterer Spalt, obwohl er schmäler sein sollte.

  Auch hier musste eine Abschätzung vorgenommen werden.

- Wenn Zellen vor der Druckstufe 800mbar gebrochen sind, wurden für die darauffolgenden Druckstufen und deren Mittelwertbildungen die gleichen Halbwertsbreiten verwendet als unmittelbar beim Bruch.

  Die Messungen wurden nur bis zum jeweiligen Bruch durchgeführt, weswegen keine Messdaten für Halbwertsbreiten für höhere Drücke bekannt sind. Es darf aber angenommen werden, dass sich die Halbwertsbreiten bei gebrochenen Stellen nicht mehr ändern. Das Bruchstück, welches weiter weg vom Kontaktstreifen ist, berührt nun die stählerne Rückwand der Testvorrichtung komplett. Hingegen wird jenes Bruchstück, welches direkt beim Kontaktstreifen ist, plötzlich von der stählernen Rückwand weggerissen und stellt sich fast gerade (siehe Abb.2.15). Dies deshalb, weil das abgebrochene Stück keine mechanischen Belastungen mehr auf dieses Stück ausüben kann.

  Dieser Sachverhalt ändert bei größer werdenden Drücken nichts an der Halbwertsbreite, wodurch der Abbruch der Messungen (bei Bruch der jeweiligen Solarzelle) berechtigt war.

2.7 Simulation mit einem Computerprogramm

Um die physikalischen Effekte auf die Kraftverteilung analysieren zu können, wurde ein Simulationsprogramm verwendet. Dieses ist mit der Programmiersprache Java erstellt.

2.7.1 Simulationsmodell

Für das Modell der Simulation wurden folgende Annahmen getroffen:

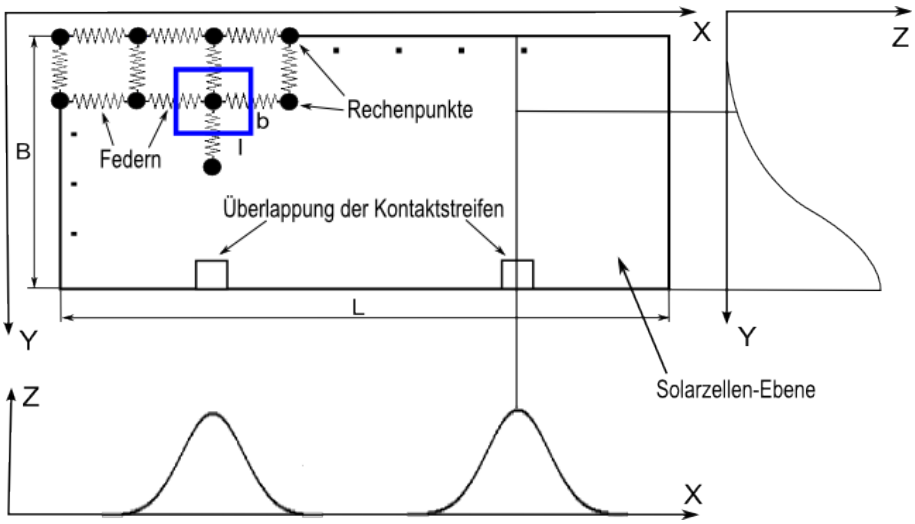


Abbildung 2.26: Prinzipbild der federbesetzten Ebene (links oben) mit Höhenverteilung in Y-Richtung (rechts) sowie in X-Richtung (unten) – nicht maßstabsgetreu

- Die Solarzelle besteht aus vielen Rechenpunkten, die mittels Federn gleicher Federkonstante verbunden sind. Diese befinden sich ausschließlich in einer zweidimensionalen Ebene (siehe Abb.2.26, links oben). Die tatsächliche Dicke der Solarzelle geht mit einer Änderung aller Federkonstanten ein.

- Die Verbiegung der Solarzellen wird über mehrere Gaußkurven (siehe Abb.2.26, rechts und unten) und den entsprechenden Randbedingungen (Abmessungen der Solarzelle, Höhe und Halbwertsbreiten der Verformungen in X- und Y-Richtung) angegeben. Hierzu wurden in X-Richtung zwei (additiv verbundene) Gaußkurven verwendet, um die Auflage auf dern beiden Kontaktstreifen zu simulieren. Außerdem wurde eine halbe Gaußkurve in Y-Richtung eingesetzt, da sich die Kontaktstreifen nur mit 2mm überlappend auf einer Seite befinden. Von dort an fällt die Ebene der Rechenpunkte ab, bis sie die Unterlage berührt. Diese halbe Y-gerichtete Gaußkurve ist multiplikativ mit jenen der X-gerichteten verbunden.

  Die Rechenpunkte werden hierzu nicht in der Ebene bewegt, sondern können vereinfachend ihren Ort nur in der Höhe verändern (siehe Abb.2.27).

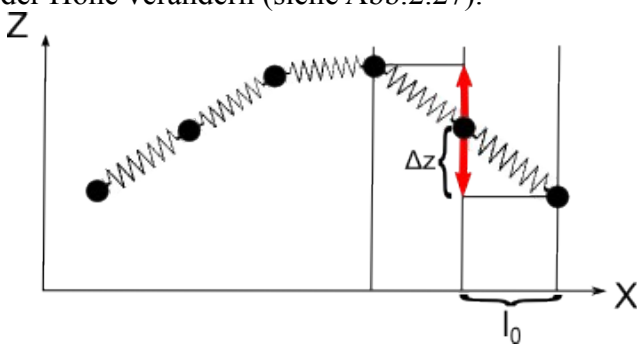


Abbildung 2.27: Bestimmung der resultierenden Kraft durch Vergleich der Höhenunterschiede zu den benachbarten Rechenpunkten

- Über das Feder-Modell und die (überall gleiche) Federkonstante werden die Kräfte zwischen den Rechenpunkten bestimmt. Hierzu müssen jedoch noch folgende Eigenschaften beachtet werden:
  - Der Elastizitätsmodul (kurz: E-Modul) muss in die Federkonstanten umgerechnet werden, da dies nicht direkt übernommen werden kann. Dies ist erforderlich, da die Einheiten unterschiedlich sind und eine Normierung auf die bestehenden Umstände notwendig ist. Zunächst folgen zwei Exkurse, um die weiteren Erklärungen besser zu verstehen:
    - Berechnung von parallel und seriell angeordneten Federn (Kraft F_i, Federkonstante D_i und Auslenkung s_i):

      Parallele Anordnung:

      Es liegen gleiche Auslenkungen vor und die Kräfte addieren sich:

$$s=s_1=s_2 \wedge F_{Ges}=F_1+F_2$$
$$\rightarrow F_1=D_1\cdot s \ , \ F_2=D_2\cdot s \text{ und } F_{Ges}=D_{Ges}\cdot s=F_1+F_2$$
$$\rightarrow D_{Ges}\cdot s=D_1\cdot s+D_2\cdot s$$
$$D_{Ges}=D_1+D_2$$

[50][51]

      Durch mehrere parallele Ebenen gleicher Federkonstante wird die Gesamtfederkonstante somit größer.

      Serielle Anordnung:

      Die Auslenkungen werden addiert. Jede Feder gibt die Gesamtkraft F an die Nächste weiter, wodurch diese für alle gilt.

$$F=F_1=F_2 \wedge s=s_1+s_2$$
$$F=D_1\cdot s_1 \rightarrow s_1=\frac{F}{D_1} \ , \ F=D_2\cdot s_2 \rightarrow s_2=\frac{F}{D_2} \text{ und } F=D_{Ges}\cdot s_{Ges} \rightarrow s_{Ges}=\frac{F}{D_{Ges}}=s_1+s_2$$
$$\rightarrow \frac{F}{D_{Ges}}=\frac{F}{D_1}+\frac{F}{D_2}$$
$$\frac{1}{D_{Ges}}=\frac{1}{D_1}+\frac{1}{D_2}$$

[50][51]

      Durch mehrere serielle Ebenen gleicher Federkonstante wird die Gesamtfederkonstante somit kleiner.

- Empirische Bestimmung der Federkonstante D eines Stabes der Länge L_0 und der Querschnittsfläche A mit einer Zug- oder Druckbelastung mittels Kraft F (Abb.2.28).

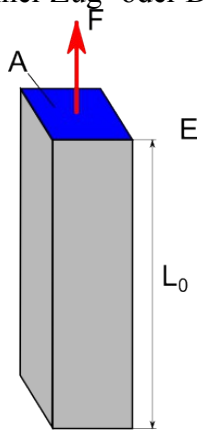


Abbildung 2.28: Stab mit Querschnitt A, Länge L_0, E-Modul E und Kraft F

Das Problem wird vorerst nur in einer Belastungsrichtung betrachtet. Als Ersatzmodell werden hier deswegen Federn angenommen, welche auschließlich in dieses Richtung orientiert sind.

Die Federkonstante steigt mit:

- dem E-Modul in Belastungsrichtung

  Steigt der E-Modul, können höhere mechanische Belastungen vom Material (bei gleicher Verbiegung) ausgehalten werden.

- dem Querschnitt A des Stabes (mit der Flächennormalen in Belastungsrichtung)

  Steigt der Querschnitt, ist mehr stabilisierendes Material vorhanden und höhere Kräfte können aufgenommen werden. Da noch mehr Federreihen parallel verlaufen, wird die Gesamtfederkonstante größer.

Außerdem verringert sich die Federkonstante mit:

- der Länge des Stabes L_0

  Wird der Stab länger, verringert sich die Gesamtfederkonstante. Dies deshalb, weil die Einzelfederauslenkungen addiert und die Kraft als überall gleich angenommen wird.

Somit ergibt sich für die Federkonstante D des Stabes:

$$D_{Stab} = \frac{E * A}{L_0} = D_{Global} \quad [50][51]$$

Formel 2.1

Wenn der Stab durch eine einzige globale Feder ersetzt werden würde, hätte sie die Federkonstante D_{global}.

- Zusammenhang zwischen globaler und einzelner Federkonstante

  Es soll eine höhere Auflösung erzielt werden, wodurch mehrere Messpunkte in X- und in Y-Richtung notwendig sind. Somit teilt sich die Kraft auf eine größere Anzahl an Federn auf, welche jeweils kürzer sind.

  Wenn die Anzahl der Einzelfedern in

  - Querrichtung $Z_Q - 1$ (in Abb.2.26 Y-Richtung) größer wird, dann steigt D_{global}.

- Längsrichtung $Z_L - 1$ (in Abb.2.26 X-Richtung) größer wird, dann sinkt D_{global}.

  Es wird 1 von Z_Q bzw. auch von Z_L subtrahiert, weil dies die jeweiligen Anzahlen der Rechenpunkte sind und sich somit $Z_Q - 1$ bzw. $Z_L - 1$ Federn dazwischen befinden.

  Die Gründe dafür sind die gleichen wie beim Stabmodell. Somit ergibt sich:

$$D_{Global} = D_{Einzel} \cdot \frac{Z_Q - 1}{Z_L - 1}$$

Formel 2.2

- Für die Transformation des E-Moduls in die Einzelfederkonstante und somit für die Normierung auf die bestehenden Umstände werden die Erkenntnisse aus dem Stabmodell und aus der Aufgliederung in Einzelfedern zusammengeführt. Somit werden die Formeln 2.1 und 2.2 gleichgesetzt. Weiters wird die Querschnittsfläche A durch dessen Breite B und dessen Dicke d ersetzt: $A = d \cdot B$ und es folgt daraus:

$$D_{Einzel} = E \cdot \frac{d \cdot B}{L_0} \cdot \frac{Z_L - 1}{Z_Q - 1}$$

Formel 2.3

  Zur Vereinfachung wird angenommen, dass die Breite und die Länge gleich groß sind, sowie dass sich gleich viele Federebenen zwischen den Messpunkten befinden. Deswegen kürzen sich die genannten Parameter aus Formel 2.3 und es kommt heraus:

$$D_{Einzel} = E \cdot d$$

Formel 2.4

  Diese Formel kann in X- und in Y-Richtung angewandt werden, da somit die entsprechenden Parameter weggefallen sind.

- Für die Berechnung der resultierenden Kraft werden die Höhenunterschiede (in Z-Richtung; siehe Abb.2.35) zu den benachbarten Rechenpunkten zuerst voneinander subtrahiert. Aus dem Ergebnis wird über die Einzelfederkonstante die Kraft bestimmt.

- Aus der Kraft werden die Drücke in jedem Rechenpunkt berechnet, indem deren Kraft und die Fläche des blauen Quadrates aus Abb.2.26 herangezogen werden. Dieses ist jeweils begrenzt durch die halbe Federlänge in beide X- und Y-Richtungen.

- Folgende Werte finden im Programm Verwendung:
  - E-Modul für polykristallines Silizium: 160GPa
  - Maße der Solarzelle: Dicke d: 0,215mm (Durchschnitt der Viertelzellendicken aus Kap.2.5); Länge L: 156mm; Breite B: 39mm;
  - Rechenpunkte pro Milimeter: 10
  - Parameter der Gaußkurven: Höhe der maximalen Verformung: 0,2mm; Halbwertsbreite in Längsrichtung: 12mm; Halbwertsbreite in Querrichtung: 14mm; (Die Halbwertsbreiten sind aus den Höhenprofilen von Kap.3.4 herausgerechnet.)

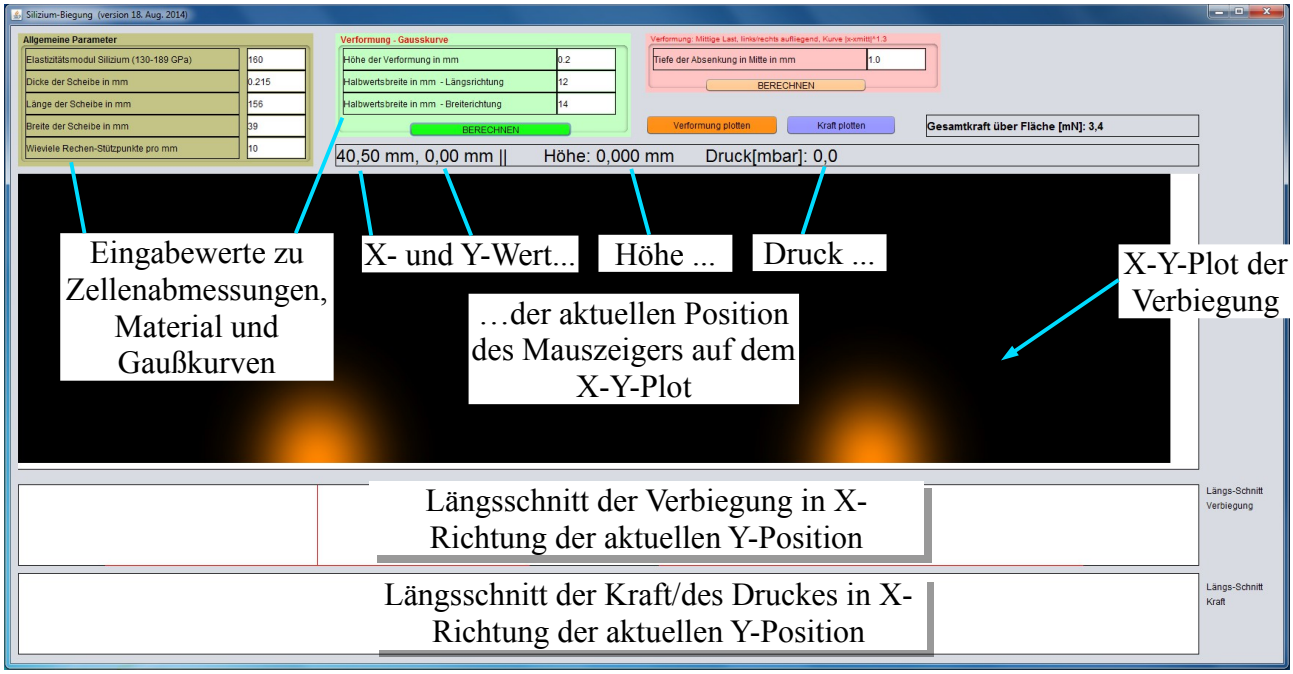


Abbildung 2.29: Graf. Bedienoberfläche des Simulationsprogrammes bei Längsschnitt y = 0

2.7.2 Abgleichung der Simulationsparameter

Um die Glaubwürdigkeit der Ergebnisse des Simulationsprogrammes bzgl. der Kraftwerte zu überprüfen (nicht nur bzgl. Kraftverläufe), wurde ein eigener Versuch durchgeführt. Hierzu kam ein X-Y-Z-Tisch zum Einsatz (siehe hierzu auch die Erklärungen in Kapitel 4.2), welcher einen Federaufsatz hatte und sich in die drei Raumrichtungen bewegen ließ.

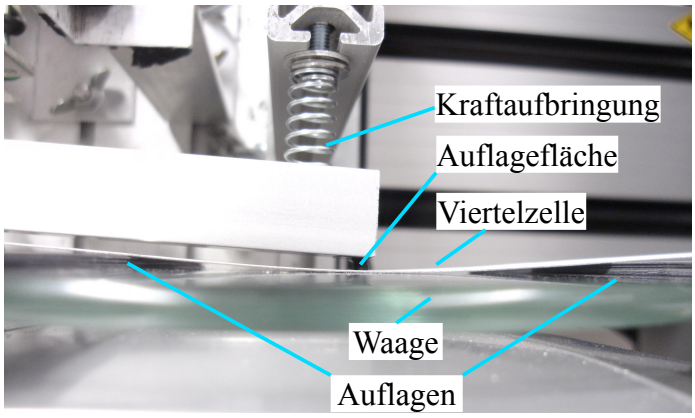


Abbildung 2.30: Messaufbau zur Verifizierung der Simulationsergebnisse

Das Messprinzip war Folgendes:

- Die Viertelzellen wurden auf zwei Auflagen gelegt, sodass die Zelle sich in der Mitte durchbiegen konnte. Die Kanten der Auflagen waren an den Bussen der Viertelzelle orientiert, sodass deren Abstand zueinander 78mm betrug. Auf diese Weise wurden alle Messungen dieser Messreihe untereinander vergleichbar gemacht.
- In der Mitte wurde mit einer Kraftaufbringung mit definierter Auflagefläche (LxB = 2x2mm) so lange hinuntergedrückt, bis das Maximum der Durchbiegung (also die Mitte) die Unterlage berührte.
- Die Auflagen waren zwar jeweils gleich hoch, wurden aber innerhalb einer Messreihe von 0,2mm auf 1,6mm gesteigert. Hierzu kamen andere Viertelzellen zum Einsatz, da diese

kontinuierlich eine ähnliche Dicke aufweisen. Der Durchschnittswert der Dicke aus den Viertelzellen in Kap.2.5 liegt bei 0,215mm (mit ca. 10% Fehlerstreuung, aber für diesen Versuch akzeptabel). Somit wurden zur Höhenverstellung weitere Viertelzellen auf die Stapel gegeben.

- Zur Kraftbestimmung lag der ganze Aufbau auf einer Waage. Das angezeigte Gewicht $m_{Anzeige}$ abzüglich dem Ausgangsgewicht des Aufbaus m_{Aufbau} entspricht (multipliziert mit der Erdfallbeschleunigung) der aufgebrachten Kraft F: $(m_{Anzeige} - m_{Aufbau}) \cdot g = F$ [52]
- Da die Größe der Auflagefläche A bekannt ist, kann der Druck p bestimmt werden:

$$p = \frac{F}{A} \quad [52]$$

Es wurden drei Messreihen durchgeführt, bei welchen diese Ergebnisse herauskamen:

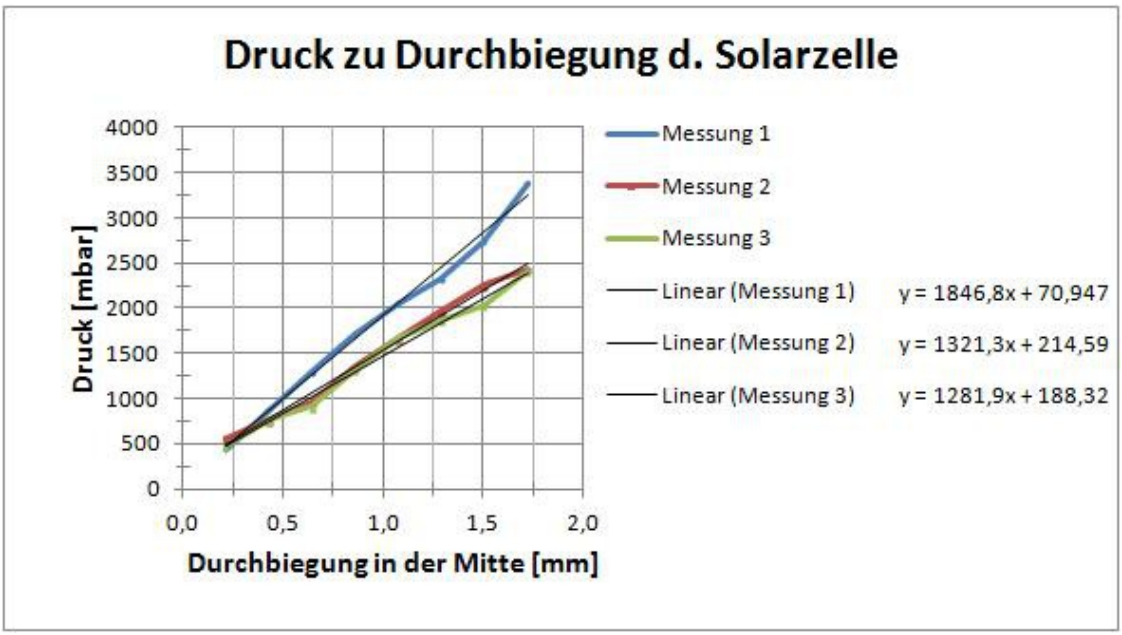


Abbildung 2.31: Druckverlauf zu Durchbiegung d. Mitte der Viertelzelle inkl. linearer Trendlinie und Geradengleichung

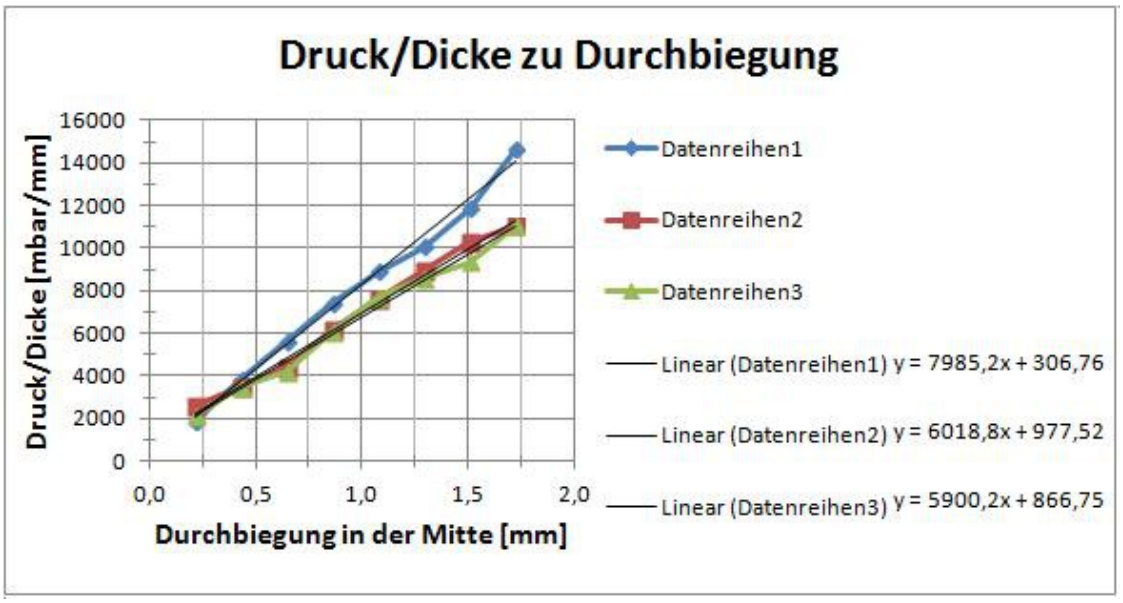


Abbildung 2.32: Druckverlauf durch Zellendicke zu Durchbiegung d. Mitte der Viertelzelle inkl. linearer Trendlinie und Geradengleichung

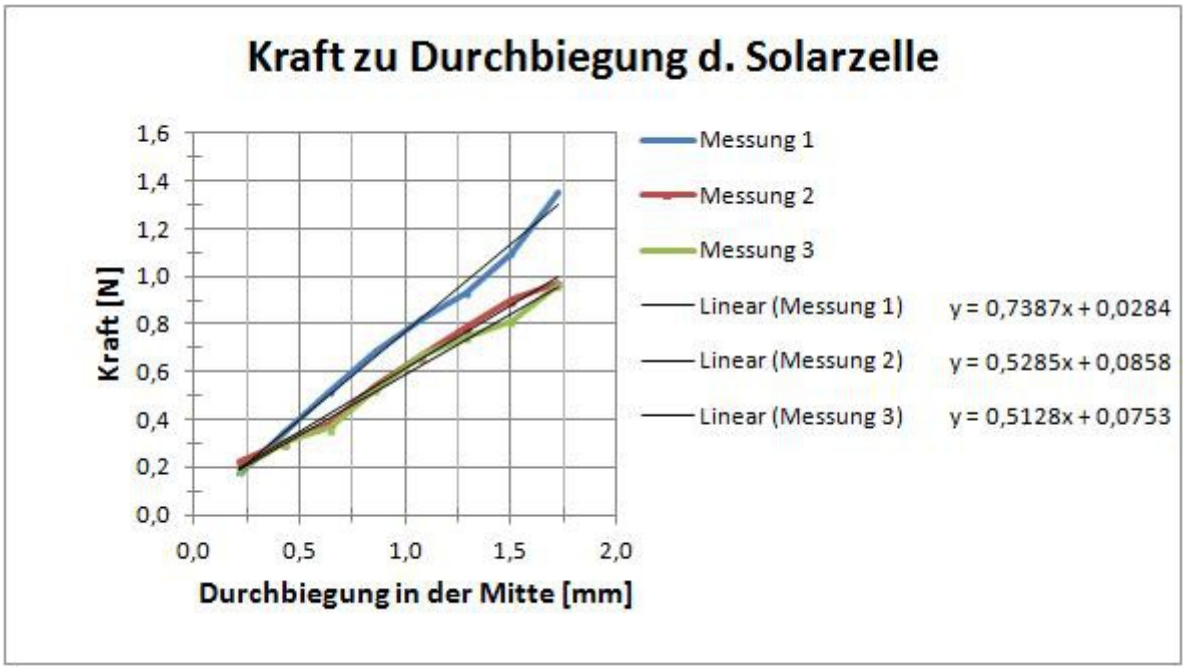


Abbildung 2.33: Kraftverlauf zu Durchbiegung d. Mitte der Viertelzelle inkl. linearer Trendlinie und Geradengleichung

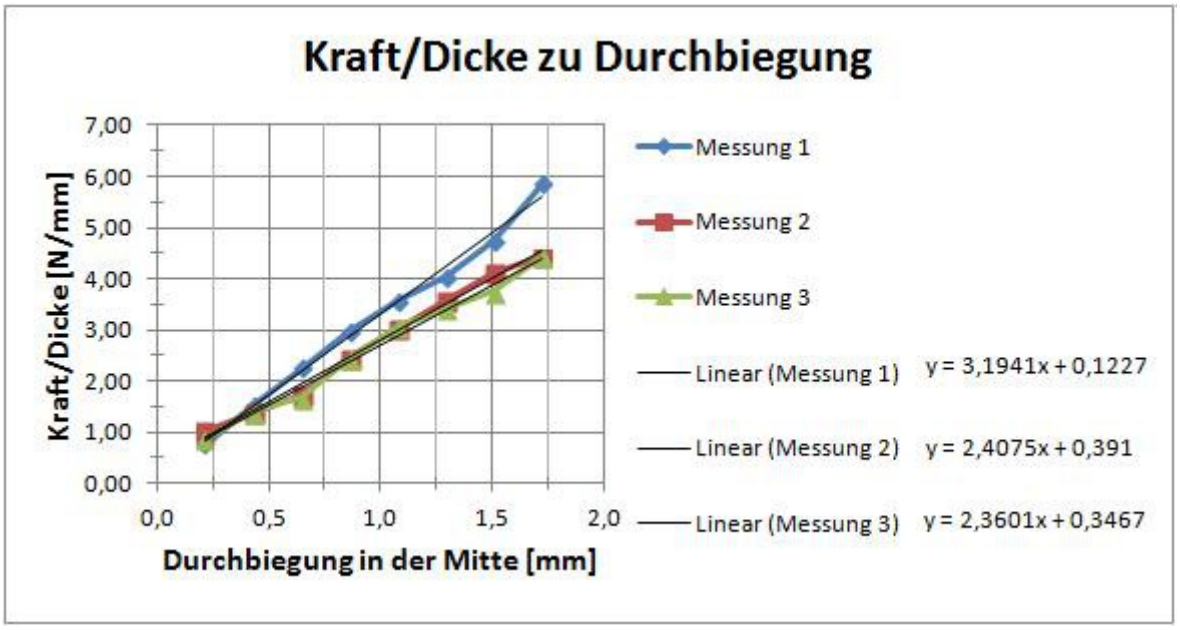


Abbildung 2.34: Kraftverlauf durch Zellendicke zu Durchbiegung d. Mitte der Viertelzelle inkl. linearer Trendlinie und Geradengleichung

In Abb.2.31 sind die Verläufe der Drücke den entsprechenden Durchbiegungen gegenübergestellt. Wie zu erwarten sind diese Kurven annähernd linear (Hookesches Gesetz) und fast ident. Eine Zelle hat jedoch eine merkbar höhere Steigung, die auch durch Bereinigung der Zelldickenunterschiede nach wie vor besteht (Abb.2.32). Über die Auflagefläche der Kraft ergeben sich entsprechend die Kraftverläufe (Abb.2.33 und Abb.2.34).

Gründe für das nicht exakt lineare Durchbiegungsverhalten könnten Folgende sein:

- Da es sich um polykristalline Solarzellen handelt, kann die durchschnittliche Korngröße unterschiedlich sein. Da Korngrenzen weniger stabil sind als das Korninnere, weisen diese eine geringere Härte auf.

- Im Herstellungsprozess werden die Solarzellen geätzt (siehe Kap.2.1, Unterpunkt "Solarzellen samt elektrischen Kontakten") und die entsprechenden Substanzen gelangen unterschiedlich weit (einige 10µm) in die Korngrenzen, jedoch weniger in die Körner selbst. Dies beeinflusst die Elastizität ebenfalls negativ.

	Kraft (Verbiegung)		Druck (Verbiegung)	
Steigung Messung 1:	0,7387	N/mm	1846,8	mbar/mm
Steigung Messung 2:	0,5285	N/mm	1321,3	mbar/mm
Steigung Messung 3:	0,5128	N/mm	1281,9	mbar/mm
Steigung aus Simulationswerten:	0,6020	N/mm	1543,6	mbar/mm

Tabelle 1: Steigungen der Diagramme der Probemessungen im Vergleich zu den Daten der vergleichbaren Simulation

Als direkten Vergleich wurde ein entsprechender Simulationsmodus im Computerprogramm hinzugefügt. Die bereits vorher genannten Abmessungen und Materialwerte der Solarzelle blieben gleich. Verändert wurde die Verbiegungskurve und ein Eingabemodul für die Intensität der mittleren Durchbiegung:

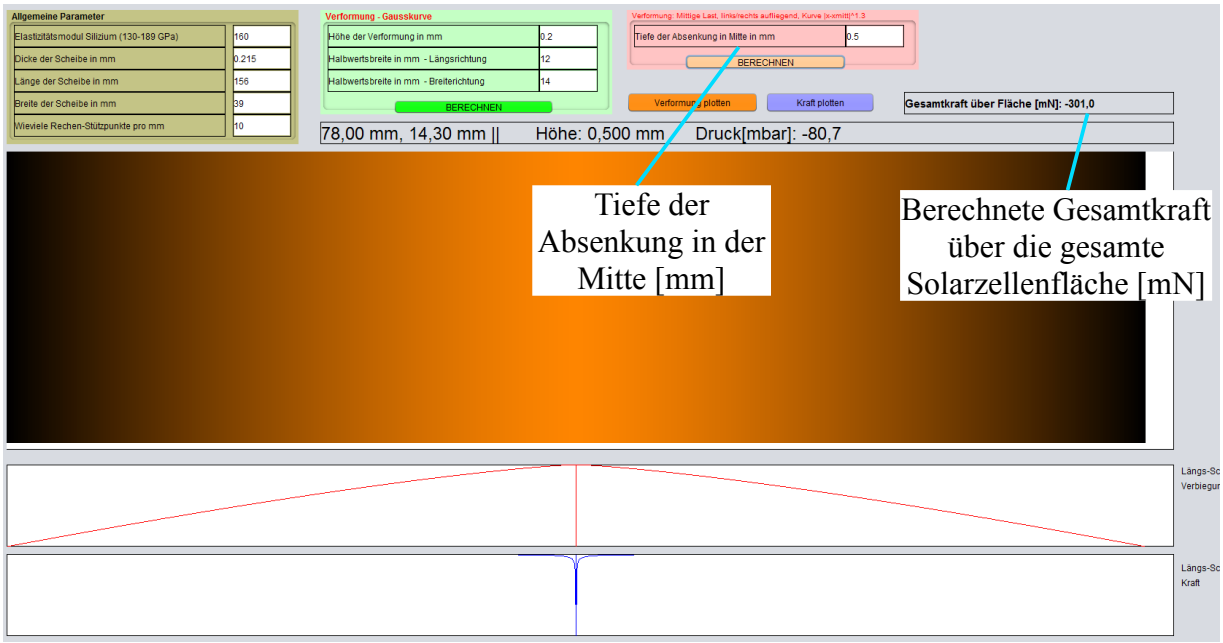


Abbildung 2.35: Graf. Bedienoberfläche des Simulationsprogrammes bei mittiger Last

Die Verbiegungskurve in Längsrichtung wurde mit folgender Formel angenommen:

$$\Delta z = K \cdot (x - x_{mitt})^{1,3}$$

Formel 2.5

mit der aktuellen Auslenkung x und der Auslenkung in der Mitte x_{mitt}, sowie einem Intensitätsfaktor K, um die Simulationswerte an die Messwerte anzupassen. Deswegen ergeben sich bei der Gegenüberstellung in Tab.1 ähnliche Werte. Hierfür wurde die Gesamtkraft über die gesamte Solarzellenfläche herangezogen und für die wirkende Fläche ein schmaler Streifen mit den Abmessungen LxB = 0,1x39mm (weil der gezeigte Längsschnitt in Abb.2.35 über die gesamte Breite von 39mm unverändert bleibt, die wirkende Kraft nur auf einem schmalen, fast linienartigen Streifen wirkt und die kleinste Auflösung im Programm 0,1mm sind).

2.7.3 Mechanische Berechnung

Um die mechanischen Zusammenhänge besser zu verstehen, wurden entsprechende Berechnungen bzgl. der Durchbiegung der Solarzelle durchgeführt. Vereinfacht wird angenommen, dass sie über die gesamte betrachtete Breite gleichmäßig belastet wird und somit eine Biegelinie analysiert werden kann. Die beiden Kontaktstreifen entsprechen Auflagern und der gleichmäßig verteilte Druck wird als Streckenlast angenommen. Somit ist das Problem der Verbiegung der Solarzelle auf jenes eines Biegeträgers heruntergebrochen worden.

Die Differentialgleichung der Biegelinie ist:

$$w''(x) \approx \frac{M_y(x)}{E \cdot I_y} = \frac{w''(x)}{(1+w'^2(x))^{3/2}} \quad [53],$$

Formel 2.6

wobei $w''(x)$ die 2. Ableitung der Durchbiegung und $M_y(x)$ das Biegemoment (quer zur Stabrichtung) im aktuell betrachteten Punkt in x-Richtung, sowie E der Elastizitätsmodul und I_y das Flächenträgheitsmoment ist (E*I ist zusammengefasst die Biegesteifigkeit). Es wird angenommen, dass sich der Biegeträger nicht zu intensiv durchbiegt und deswegen die Steigung w'<<1 und somit sehr klein ist. Deswegen fällt der Nenner rechts unten in Formel 2.6 weg und es ergibt sich ca. $w''(x)$. Weiters gilt:

$$M_y'(x) = Q_z(x) \quad [53],$$

Formel 2.7

$$Q_z'(x) = -q_z(x) \quad [53]$$

Formel 2.8

und $$I_z = \int_A y^2 dA \quad I_y = \int_A z^2 dA \quad [54]\ [I]=mm^4$$

Formel 2.9

mit Q_z = Querkraft und q_z = äußere Streckenlast.

2.7.3.1 Biegeträger mit Streckenlast

Zuerst wird eine Variante berechnet, welche eher dem tatsächlichen Messaufbau aus Kapitel 2.3 bzw. Abb.2.12 entspricht.

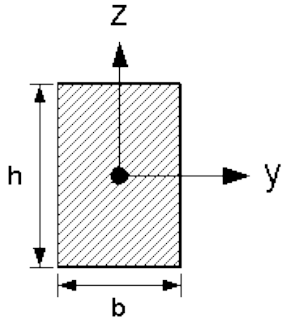


Abbildung 2.36: Rechteckiger Querschnitt [55]

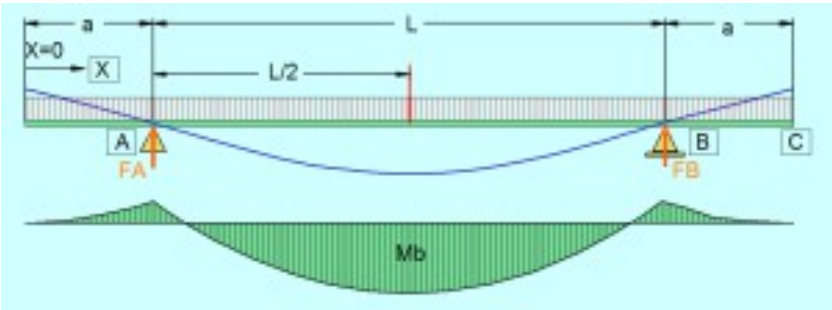


Abbildung 2.37: Biegeträger mit Streckenlast, Biegelinie und Biegemomentenverlauf [56]

Dies ist ein Träger mit Streckenlast q(x), welche über die gesamte Länge l=156mm in x-Richtung verläuft (l=2*a+L; Abb.2.37). Da die Kontaktstreifen eine Überlappungslänge von 2mm haben, wird vereinfachend nur dieser Streifen betrachtet, obwohl der Rest der Solarzelle auch bzgl. Biegesteifigkeit einwirkt.

Für das Flächenträgheitsmoment ergibt sich (mit h=0,2mm und b=2mm):

$$I_y=\int_{-h/2}^{h/2}\int_{-b/2}^{b/2} z^2 dy\, dz=\int_{-h/2}^{h/2}\left(yz^2\right)_{-b/2}^{b/2} dz=\int_{-h/2}^{h/2} bz^2 dz=\left(\frac{bz^3}{3}\right)_{-h/2}^{h/2}=\frac{bh^3}{3}\left(\frac{1}{8}+\frac{1}{8}\right)$$

$$I_y=\frac{bh^3}{12}=\frac{2*0{,}2^3}{12}mm^4=0{,}001\dot{3}\,mm^4$$

Formel 2.10

Das Elastizitätsmodul für Silizium liegt im Bereich von 130-189GPa, wobei für die Berechnungen ein mittlerer runder Wert von 160GPa gewählt wird. Dies entspricht 160.000N/mm².

Es gibt nun zwei Berechnungsmodi:

- Der Laminatsdruck der Produktion der Solarmodule wird vorgegeben (p=800mbar entspricht bei gegebenen Abmessungen (in X/Y/Z-Richtung=156/2/0,2mm) einer Streckenlast q von 0,08N/mm²*2mm=0,16N/mm) und die maximale Durchbiegung w_{max} wird berechnet.
- Die maximale Durchbiegung w_{max} wird mit 0,2mm vorgegeben und der entsprechende Druck p wird daraus berechnet.

Nun erfolgen die Berechnungen, unter der Annahme, dass sich x=0 ganz links am Trägerende, F_A bei $\frac{l}{4}$ und F_B bei $\frac{3l}{4}$ befindet:

- Berechnen der äußeren Auflagerkräfte F_A und F_B:

$$\textit{Kräfte}:\quad \Sigma F_{z,i}=0=F_A+F_B-\int_0^l q(x)\,dx=F_A+F_B-ql \;\rightarrow\; F_A=ql-F_B \qquad (1)$$

$$\textit{Momente}:\ \Sigma M_i=0=-\int_0^l q(x)\,x\,dx+F_A\cdot\frac{l}{4}+F_B\cdot\frac{3l}{4}=-\frac{ql^2}{2}+F_A\cdot\frac{l}{4}+F_B\cdot\frac{3l}{4} \qquad (2)$$ [54]

$$(1)\text{in}(2):\quad 0=-\frac{ql^2}{2}+(ql-F_B)\cdot\frac{l}{4}+F_B\cdot\frac{3l}{4}=-\frac{ql^2}{4}+\frac{F_B l}{2} \;\rightarrow\; F_B=\frac{ql}{2} \;\rightarrow\; F_A \overset{\text{lt.}(1)}{=} \frac{ql}{2}$$

Formel 2.11

- Berechnen von Querkraft- und Biegemomentverlauf:

  Bereich von $x=0$ bis $x=\frac{l}{4}$ kurz bevor F_A geltend wird:

$$\textit{Kräfte}:\quad \Sigma F_{z,i}=0=-\int_0^x q(x)dx+Q(x) \;\rightarrow\; Q(x)=q(x)\cdot x$$

$$\textit{Momente}:\ \Sigma M_i=0=M_B-\int_0^x q(x)\cdot x\,dx \;\rightarrow\; M_B=\frac{q(x)\,x^2}{2}$$

Formel 2.12

Bereich von $x=\frac{l}{4}$ (F_A inkludiert) bis zur Mitte $x=\frac{l}{2}$ (da der Verlauf symmetrisch um die Mitte ist):

$$\textit{Kräfte}: \quad \Sigma F_{z,i}=0=F_A-\int_0^x q(x)\,dx+Q(x) \rightarrow Q(x)=q(x)\cdot x-F_A$$

$$\textit{Momente}: \Sigma M_i=0=M_B+F_A\cdot(x-\frac{l}{4})-\int_0^x q(x)\cdot x\,dx \rightarrow M_B=\frac{qx^2}{2}-F_A(x-\frac{l}{4})$$

Formel 2.13

- Berechnen der lokalen Auslenkung w mittels Formel 2.6:

$$w''(x)=-\frac{M_B}{EI}=-\frac{1}{EI}\cdot\left(\frac{qx^2}{2}-F_A(x-\frac{l}{4})\right)$$
$$w'(x)=-\frac{1}{EI}\cdot\left(\frac{qx^3}{6}-F_A(\frac{x^2}{2}-x\cdot\frac{l}{4})\right)+c$$
$$w(x)=-\frac{1}{EI}\cdot\left(\frac{qx^4}{24}-F_A(\frac{x^3}{6}-\frac{x^2\cdot l}{8})\right)+cx+d$$

Formel 2.14

Die Randbedingungen zur eindeutigen Lösungsfindung sind: $w'_{(l/2)}=0 \quad w_{(l/4)}=0$ [54]

Formel 2.15

Durch Einsetzen dieser Randbedingungen in Formel 2.14 folgt für die Konstanten:

$$c=\frac{1}{48}\cdot\frac{ql^3}{EI} \quad \text{bzw.} \quad d=-\frac{5}{2048}\cdot\frac{ql^4}{EI}$$

Formel 2.16 Formel 2.17

Durch Einsetzen der Konstanten c und d in Formel 2.14 inklusive Auswertung an der Stelle $x=\frac{l}{2}$ folgt für die maximalen Auslenkung w_{max}:

$$w_{(l/2)}=w_{max}=\frac{ql^4}{6144\,EI}$$

Formel 2.18

Für die Berechnungsmodi ergibt sich:

- Der Druck und somit die Streckenlast ist vorgegeben mit q(x)= 0,16 N/mm (wegen Druck p=800mbar und Auflagefläche A=156x2mm).

  Wenn nun l=156mm gesetzt wird, ergibt sich die maximale Auslenkung von 72,295mm.

  Diese Auslenkung konnte nicht wirklich gemessen werden, da bereits nach der Kontaktstreifenhöhe die Solarzelle gegen die Unterlage drückt.

- Die Kontaktstreifen sind 0,2mm bzw. 0,25mm hoch. Damit die Solarzelle in der Mitte bereits die Unterlage berrührt, wird diese Höhe als gegeben angenommen.

  Durch Umformung von Formel 2.18 folgt:

$$q(x)=\frac{w_{(l/2)}\cdot E\cdot I\cdot 6144}{l^4}$$

Formel 2.19

für $w_{(l/2)}$=0,20mm: $q(x)=442{,}6\cdot 10^{-6}\frac{N}{mm}$; für $w_{(l/2)}$=0,25mm: $q(x)=553{,}3\cdot 10^{-6}\frac{N}{mm}$

Über die Umrechnung mittels dem 2mm breiten Streifen folgt für den erforderlichen Druck p:

$$\text{für } w_{(l/2)}=0{,}20\,mm:\quad p=442{,}6\cdot 10^{-6}\frac{N}{mm}\cdot 2\,mm=221{,}3\cdot 10^{-6}\frac{N}{mm^2}=221{,}3\frac{N}{m^2}=2{,}213\,mbar$$
$$\text{für } w_{(l/2)}=0{,}25\,mm:\quad p=2{,}766\,mbar$$

Formel 2.20

Dieser Druckwert kann durchaus stimmen, da bereits bei sehr niedrigen Kräften und Drücken aus dem Versuch in Kapitel 2.3 Berührung in der Mitte der Zelle vorherrschte. In Kapitel 2.4 ist beschrieben, dass lt. den Fotos nicht immer klar herauskommt, ob tatsächlich die Solarzelle schon aufliegt. Mit dieser Berechnung wurde bewiesen, dass tatsächlich die Berührung schon bei sehr niedriger Belastung eintritt.

2.7.3.2 Biegeträger mit Einzellast

In Kapitel 2.7.2 erfolgt eine Kraftaufbringung mittels Einzellast in der Mitte der Zelle bei $x=\frac{l}{2}$.

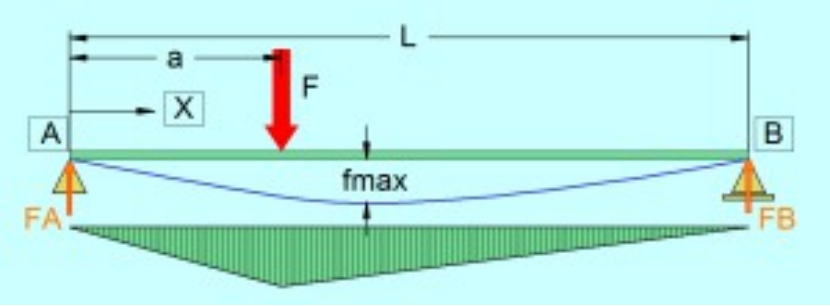


Abbildung 2.38: Biegeträger mit Einzellast, Biegelinie und Biegemomentenverlauf (a=l/2) [56]

x=0 befindet sich am linken Trägerende, die Auflagerkräfte an beiden Enden des Trägers (F_A bei x=0 und F_B bei l). Der E-Modul bleibt mit E=160.000N/mm² unverändert. Die aufsteigenden Enden der realen Solarzelle (Abb.2.30) bleiben unbeachtet und die Kraft liegt mit einer quadratischen Fläche auf (Kantenlänge: 2mm). Deswegen werden die Maße des Berechnungsmodelles verändert auf X/Y/Z = L/B/H = 78/39/0,2mm. Der Wert für das Flächenträgheitsmoment I verändert sich jedoch zur Berechnung aus Kapitel 2.7.3.1, da sich Breite und Höhe des Trägers verändern:

Für das Flächenträgheitsmoment ergibt sich (mit h=0,2mm und b=39mm):

$$I_y=\int_{-h/2}^{h/2}\int_{-b/2}^{b/2} z^2\,dy\,dz=\int_{-h/2}^{h/2}\left(yz^2\right)_{-b/2}^{b/2}dz=\int_{-h/2}^{h/2} bz^2\,dz=\left(\frac{bz^3}{3}\right)_{-h/2}^{h/2}=\frac{bh^3}{3}\left(\frac{1}{8}+\frac{1}{8}\right)$$
$$I_y=\frac{bh^3}{12}=\frac{39*0{,}2^3}{12}mm^4=0{,}026\,mm^4$$

Formel 2.21

Zur Berechnung der Auslenkung w(x) erfolgen die selben Schritte wie in Kapitel 2.7.3.1:

- Berechnen der äußeren Auflagerkräfte F_A und F_B

$$\textit{Kräfte}: \quad \Sigma F_{z,i}=0=F_A+F_B-F \;\rightarrow\; F_A=F-F_B \qquad (1)$$

$$\textit{Momente}: \Sigma M_i=0=-F\cdot\frac{l}{2}+F_A\cdot\frac{l}{4}+F_B\cdot\frac{3l}{4} \qquad (2)$$

$$(1)\text{in}(2): \quad 0=-F\cdot\frac{l}{2}+(F-F_B)\cdot\frac{l}{4}+F_B\cdot\frac{3l}{4}=-\frac{F\cdot l}{4}+\frac{F_B\cdot l}{2} \;\rightarrow\; F_B=\frac{F}{2} \;\rightarrow\; F_A \overset{\text{lt.}(1)}{=} \frac{F}{2}$$

Formel 2.22

- Berechnen von Querkraft- und Biegemomentverlauf:

Bereich von $x=0$ bis $x=\frac{l}{2}$ kurz bevor F geltend wird:

$$\textit{Kräfte}: \quad \Sigma F_{z,i}=0=F_A-Q \;\rightarrow\; Q=F_A=\frac{F}{2}$$

$$\textit{Momente}: \Sigma M_i=0=M_B-F_A\cdot x \;\rightarrow\; M_B=F_A\cdot x=\frac{F\cdot x}{2}$$

Formel 2.23

Bereich von $x=\frac{l}{2}$ (F inkludiert) bis zum rechten Trägerende $x=l$:

$$\textit{Kräfte}: \quad \Sigma F_{z,i}=0=F_A-F-Q \;\rightarrow\; Q=F_A-F=-\frac{F}{2}$$

$$\textit{Momente}: \Sigma M_i=0=M_B+F_A\cdot x-F\cdot\frac{l}{2} \;\rightarrow\; M_B=F\cdot\frac{l}{2}-F_A\cdot x=\frac{F}{2}(l-x)$$

Formel 2.24

- Berechnen der lokalen Auslenkung w mittels Formel 2.6:

$$w''(x)=-\frac{M_B}{EI}=-\frac{1}{EI}\cdot\left(\frac{F\cdot x}{2}\right) \qquad w'(x)=-\frac{1}{EI}\cdot\left(\frac{F\cdot x^2}{4}\right)+c$$

$$w(x)=-\frac{1}{EI}\cdot\left(\frac{F\cdot x^3}{12}\right)+c\cdot x+d$$

Formel 2.25

Die Randbedingungen zur eindeutigen Lösungsfindung sind: $w'_{(l/2)}=0 \quad w_{(0)}=w_{(l)}=0$

Formel 2.26

Durch Einsetzen dieser Randbedingungen in Formel 2.25 folgt für die Konstanten:

$$c=\frac{F\cdot l^2}{16\cdot E\cdot I} \qquad d=0$$

Formel 2.27

Durch Einsetzen der Konstanten c und d in Formel 2.25 inklusive Auswertung an der Stelle $x=\frac{l}{2}$ folgt für die maximalen Auslenkung w_{max}:

$$w_{max}=w_{(l/2)}=\frac{Fl^3}{48\,EI}$$

Formel 2.28

In Kapitel 2.7.2 in Tabelle 1 sind die wirkenden Kräfte den Absenkungen in der Mitte der Solarzellen gegenübergestellt. Für diese Berechnung ergibt das die Umformung von Formel 2.28 auf die folgende Form:

$$\frac{F}{w_{(l/2)}} = \frac{48 \cdot E \cdot I}{l^3} = 0{,}4208 \frac{N}{mm}$$

Formel 2.29

In Tabelle 1 kommen vergleichbare Mess- und Simulationswerte heraus, weswegen die Vereinfachungen den realen Sachverhalt nicht zu sehr verändert haben.

2.7.4 Simulationsergebnisse

Die Simulationsergebnisse der wirkenden Kraft in den einzelnen Flächenpunkten betrifft die gesamte Solarzellenfläche. Dies bedeutet sehr viele Daten, wodurch ein paar markante Punkte herausgenommen werden:

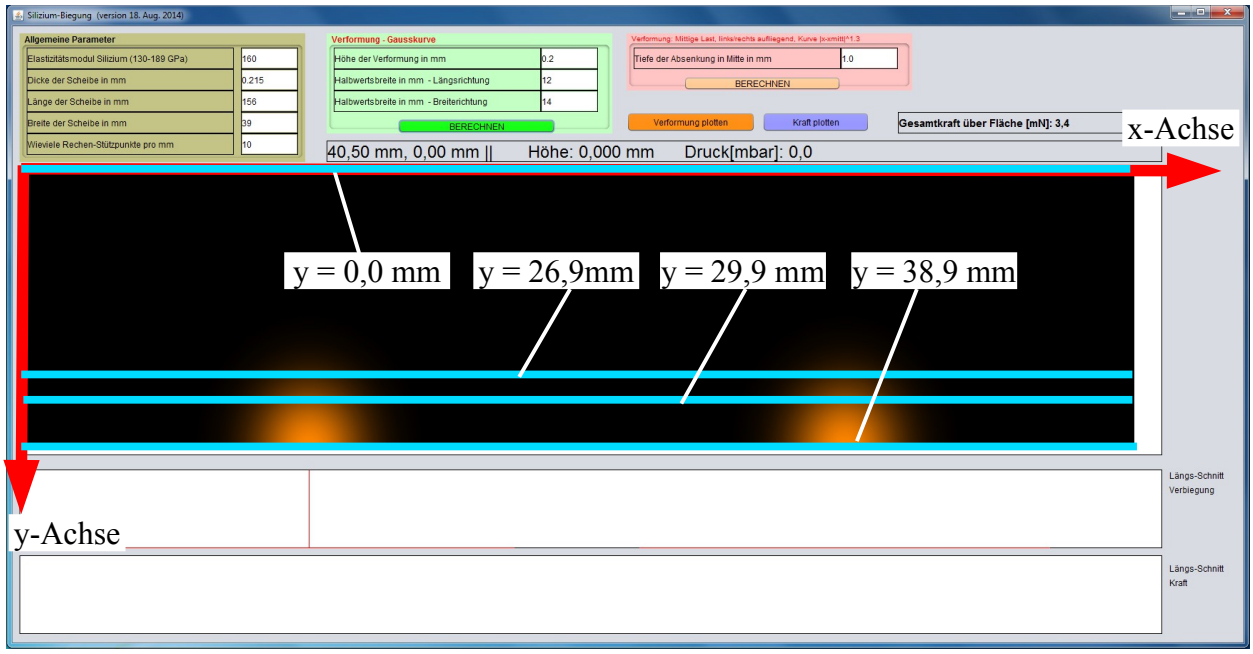


Abbildung 2.39: Lage der ausgewählten Längsschnitte

- Längsschnitt entlang y = 0mm (Kante, welche den Kontaktstreifen abgewandt ist), (Abb.2.29)

  Hier liegt keine Verbiegung und folgend keine Belastung vor. Wird in +y-Richtung betrachtet, steigt die Kraft an und hat jeweils eine Gaußverteilung um die Mitte der beiden jeweiligen Kontaktstreifen (bei x = 40,5mm und x = 115,5mm). Diese Form ergibt sich, weil die Verbiegungskurve noch relativ flach über die gesamte Länge verläuft. Somit ist die resultierende Kraft zwischen den Rechenpunkten immer positiv und Richtung Maxima mehr werdend.

- Längsschnitt entlang y = 26,9mm; Maxima bei x=40,5mm und x=115,5mm (Abb.2.40)

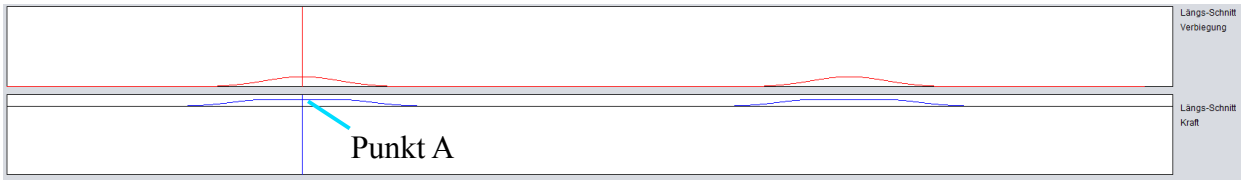


Abbildung 2.40: Längsschnitte von Verbiegung (oben) und Kraft (unten) bei y = 26,9mm

An dieser Stelle haben die Gaußverteilungen der Kraft ihre vorerst maximale Höhe erreicht. Von hier an sind sie keine Gaußverteilungen, da sie sich verformen. Da eine Längs-Halbwertsbreite von 12mm vorgegeben ist, macht sich dies bemerkbar. Die Verbiegungskurve muss von ihren Minima schneller zu ihren Maxima anwachsen. In der Nähe der Maxima ergibt sich somit eine intensivere Abflachung, damit sich die Kurve in weiterer Folge kontinuierlich um das Maximum biegen kann. Dies bedeutet für die Kraftkurve, dass die Maxima sinken.

- Längsschnitt entlang y = 29,9mm; Minimum bei x=40,5mm; Maximum bei x=33,4mm (Abb.2.41)

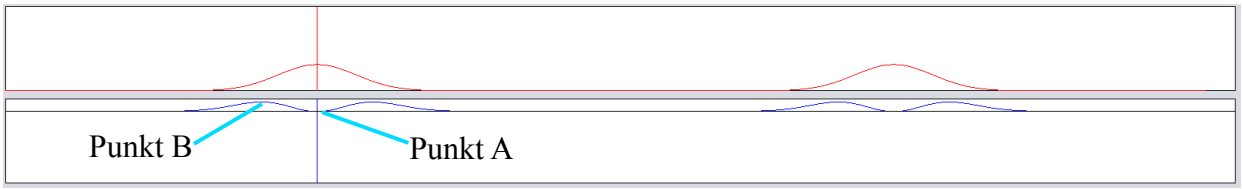


Abbildung 2.41: Längsschnitte von Verbiegung (oben) und Kraft (unten) bei y = 29,9mm

Die Verbiegungskurve ist an den Füßen der Gaußkurve so steil anwachsend und Richtung Maxima derart abflachend, dass die ehemaligen Maxima der Kraftkurve (Abb.2.41, Punkt A) bei 0N liegen. Das bedeutet, dass in diesen Rechenpunkten die Steigung davor und danach gleich groß ist und sich die Kräfte bezüglich der Nachbarn aufheben.

Dieser Effekt setzt sich jedoch fort, sodass die ehemaligen Maxima ins negative Kraftspektrum absinken. Somit ist die Abflachung um das Maximum noch intensiver. Die Kraft des folgebenachbarten Rechenpunktes ist hier kleiner als jene des vorigen benachbarten Rechenpunktes.

- Längsschnitt entlang y = 38,9mm; Minimum bei x=40,5mm; Maximum bei x=30,7mm

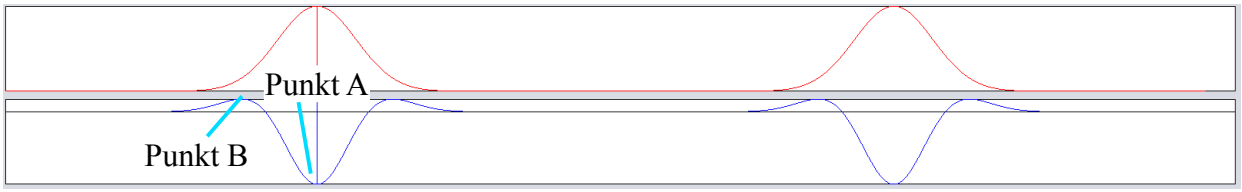


Abbildung 2.42: Längsschnitte von Verbiegung (oben) und Kraft (unten) bei y = 38,90mm

Die nun globalen Minima in der Kraftkurve bei x=40,5mm und x=115,5mm sinken noch weiter hinunter. Die globalen Maxima in der Nähe der globalen Minima wachsen weiter an. Der vorher genannte Effekt des intensiven Anstiegs und eher abrupten Abflachung setzt sich mit größer werdenden Verbiegungsgaußkurve fort.

Außerdem wandern die Maxima von den Minima weg. Dies kann auch durch die steilere Verbiegungskurve erklärt werden, da deswegen schon weiter weg von den Maxima fast die erforderliche Höhe erreicht ist und die Abflachungen in der Nähe der Maxima nicht mehr so intensiv ausfallen.

	linkes globales Maximum/Minimum (Pkt.A)			linkestes lokales/globales Maximum (Pkt.B)		
Y [mm]	X [mm]	Z (Höhe) [mm]	Druck [mbar]	X [mm]	Z (Höhe) [mm]	Druck [mbar]
0,0	40,50	0,000	0,0			
26,9	40,50	0,025	5,9			
29,9	40,50	0,062	-0,1	33,4	0,023	8,1
38,9	40,50	0,200	-62,0	30,7	0,031	11,1

Tabelle 2: Simulationswerte der Längsschnitte bzgl. Y (links bedeutet hier mit kleineren X-Werten)

Die Ergebnisse der Simulation scheinen bzgl. der Längsschnitte und deren Veränderung entlang der Y-Richtung logisch. Wenn ein reales Material gaußförmig verbogen wird, ändert es seine Richtung und muss mit einer in +Z-Richtung wirkenden Kraft bearbeitet werden. Wenn aber die Gaußkurve höher wird, muss extra immer mehr Kraft verwendet werden, um das Material um das Auslenkungsmaximum zu verbiegen. Diese Kraft tritt nur wegen der bereits erfolgten, intensiven Verformung auf und ist für die drastische Abflachung zuständig. Sie wirkt im Bereich um das Maximum entgegen der in +Z-Richtung gerichteten Kraft.

Wie bereits im Kapitel 2.7.3 Mechanische Berechnung in Formel 2.6 geschildert, ist das Biegemoment M (und somit die Kraft F) proportional zur 2. Ableitung der Auslenkung (=Krümmung der Verformungskurve):

$$F \propto w''(x)$$

Formel 2.30

Diese Tatsache beweist sich in Abbildung 2.42 besonders gut:

Von x=0 kommend ist die Krümmung zuerst positiv. Danach wird sie aber 0, da die Verformungskurve durch einen Wendepunkt läuft. Nach diesem ist die Krümmung negativ, sodass die Kurve in Richtung Maximum abflacht. Die extremste Abflachung ist im Maximum selbst, da von hier aus die Kurve wieder relativ steil absinkt.

Unrealistisch an der Simulation ist jedoch die Annahme, dass die Solarzelle auf der Unterlage unbelastet aufliegt und durch die Kontaktstreifen an den entsprechenden Stellen hochgedrückt wird. In der Realität liegt die Zelle auf den Kontaktstreifen und wird durch den starken Flächendruck sehr intensiv hinunter gedrückt. Dies erfolgt so drastisch, dass sie über große Abschnitte die Unterlage berührt. Dieser Unterschied macht jedoch keinen großen Unterschied, denn es werden die internen Kräfte der Verformung betrachtet, nicht die von außen Einwirkenden.

2.7.5 Probleme bei der Simulation mit einem Computerprogramm

In der ersten Version des Programmes wurde für die Berechnung der lokalen Kraft nicht der Höhenunterschied Δz des benachbarten Messpunktes herangezogen, sondern die tatsächliche Längenänderung Δl der Feder (mit Ursprungsfederlänge l_0, siehe Abb.2.27):

$$\Delta l = l_0 - \sqrt{l_0^2 + \Delta z^2}$$

Formel 2.31

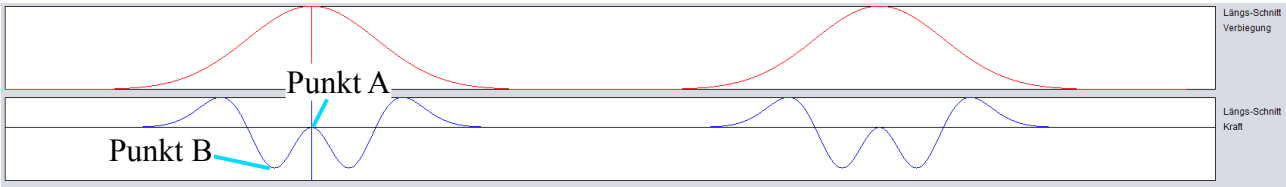


Abbildung 2.43: Längsschnitte von Verbiegung (oben) und Kraft (unten) bei y = 38,90mm

Da aber bei der Simulation die Kraftwerte ungewöhnlich hoch stiegen, war anzunehmen, dass diese mit Δz anstiegen. In Formel 2.31 ist dieser Parameter jedoch mit dem Quadrat enthalten, wodurch sich eine Verfälschung ergab. Außerdem ist fälschlicherweise in der Mitte der Verformungs-Gaußkurven jeweils ein lokales Maximum in den Kraftkurven (Abb.2.43). Dies ist direkt aus dem zu steilen Anstieg am Fuß der Verformungs-Gaußkurve und der zu abrupten Abflachung in der Nähe des Maximums zu erklären. Die hohe Intensität dieser Kurvenverbiegungen ist unphysikalisch und wurde in Kapitel 2.7.4 richtig gestellt.

3 Messung des Höhenprofiles der Solarzellen im Modul

Im vorigen Kapitel 2 ging es darum, die Druckverhältnisse der Solarzelle im Modul nachzubilden. Auf diese Weise sollten die mechanischen Auswirkungen beobachtet und gemessen werden. Im Vergleich dazu wird in diesem Kapitel die Zelle in einem wirklichen Modul betrachtet und die Verbiegung mittels Höhenprofil aufgenommen und analysiert.

3.1 Messaufbau

Zur Messung waren folgende Utensilien notwendig:

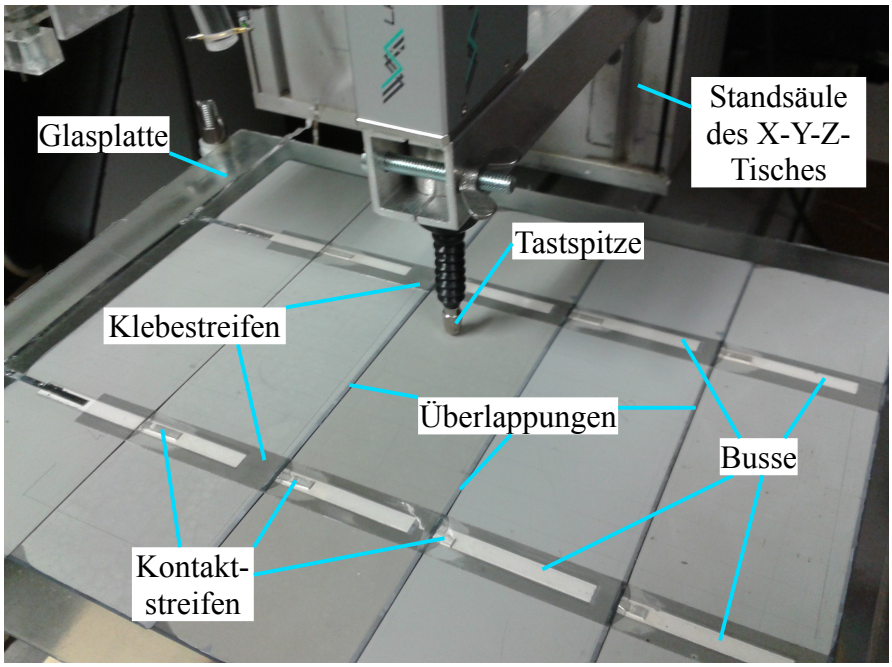


Abbildung 3.1: Solarmodul auf X-Y-Z-Tisch eingespannt

- Solarmodul

  Es war bereits ein kleines Modul mit fünf Viertelzellen (je LxB = 39x156mm) vorbereitet. Hier war die rückseitige EVA-Folie und die Tedlar-Verbundfolie entfernt, damit die Solarzellen direkt mit einem Messfühler ertastet werden konnten. Somit waren auf dem Test-Solarmodul jeweils die hellgrauen Rückseiten der Solarzellen erkennbar.

  Die Solarzellen sind mit 2mm überlappend und die Kontaktstreifen liegen dazwischen auf. Deswegen biegen sie sich um diese Kontakte und um die Kante der jeweils vorherigen Zelle.

  Über die Busse der Solarzellen und die Kontaktstreifen sind Klebestreifen angebracht. Diese sind während der Herstellung der Strings notwendig, da die Zellen und Kontaktstreifen nur übereinandergelegt werden und von keinerlei Verlötung zusammengehalten werden. Die Klebestreifen sind jedoch sehr dünnschichtig, weswegen die Verfälschung bzgl. der Abtastergebnisse gering ist.

- X-Y-Z-Tisch

  Ein Aufsatz mit einer Tastspitze kann in die drei Raumrichtungen bewegt werden. Die Ansteuerung erfolgt über einen PC, indem die Lage der Spitze eingegeben wird. Vorgefertigte Programme erleichtern die Bedienung. Die Tastspitze hat eine Feder, welche

sich ca. 15mm zusammenstauchen lässt. Verbunden ist sie mit einer Anzeige, welche die aktuelle Stauchung angibt.

Weiters befindet sich auf dem X-Y-Z-Tisch eine Befestigungshalterung, um das Solarmodul einzuspannen.

3.2 Messvorgang

Die Abtastung des Höhenprofiles erfolgte mit diesen Arbeitsschritten:

1. Zuerst wurde ein Ausgangspunkt für die Abtastung ausgesucht.

   Ratsam ist es, sicherheitshalber die komplette Abtaststrecke im Schnelldurchlauf zu durchfahren. Auf diese Weise können eventuelle Kollisionen mit der Säule des X-Y-Z-Tisches (oder anderen ev. Hindernissen oder Totpunkten) im Vorfeld herausgefunden bzw. vermieden werden.

2. Die Koordinaten des Ausgangspunktes wurden in jene Datei geschrieben, welche später vom Steuerprogramm ausgelesen wird. Außerdem können die Zahl der Abtastpunkte in die verschiedenen Richtungen in der Ebene (X- bzw. Y-Richtung) und der Hub der Tastspitze in der Datei bestimmt werden. Die verwendeten Begriffe werden im Unterpunkt 4 erklärt.

   Die Daten können während der Messung nicht mehr verändert werden und müssen hier gleich richtig eingegeben werden.

3. Das Steuerprogramm wird geöffnet und jene Datei angegeben, welche ausgelesen werden soll. Die Daten werden erneut angezeigt und ein Dateiname für die Abspeicherung der Daten der Abtastung ist anzugeben.

4. Das Steuerprogramm wird gestartet. Als Benutzer hat man ab hier nichts mehr zu tun und die Abtastung läuft selbsttätig.

   Die Tastspitze fährt zum angegebenen Ausgangspunkt, fährt den angeführten Hub hinunter, misst die Stauchung der Feder der Tastspitze, retourniert zur vorigen Höhe, fährt zum nächsten Messpunkt (ausgerechnet aus gesamter Messstrecke und Anzahl der Messpunkte) und wiederholt diesen Vorgang bis zum letzten Messpunkt. Am Ende werden die Daten in die angeführte Datei geschrieben.

Die geschilderte Abtastung erfolgte

- in Längsrichtung der Solarzellen

  Es wurde hierzu sehr nahe an den Überlappungen gemessen, um die maximalen Durchbiegungen der Zellen zu erfassen. Deswegen wurde sowohl knapp vor den Kanten der Überlappungen gemessen, als auch knapp dahinter.

- in Querrichtung der Solarzellen

  Bei jeder einzelnen Messung dieser Messreihe fuhr die Messspitze über jede der Überlappungen bzw. parallel zu den Strom abnehmenden Bussen. Die Messungen erfolgten nur zwischen diesen und in 7,5mm Abständen zueinander.

3.3 Vorbereitung der Messdaten

Sofort nach erster Sicht der Diagramme der Daten der ersten Messungen zeigte sich ein besonderer Effekt: Alle Messkurven waren in die gleiche Richtung schräg geneigt. Diese Rohdaten bewirkten geneigte Geraden, welche auf der Höhe der Busse Auswölbungen aufmoduliert hatten.

Die Erklärung hierfür ist das Solarmodul, welches nicht eben eingespannt wurde. Somit war die Messebene geneigt und die Tastspitze berücksichtigte dies entsprechend. Die Nachjustierung zur Einebnung war mit einfachem Aufwand nicht möglich, aber auch nicht notwendig. Die geneigte

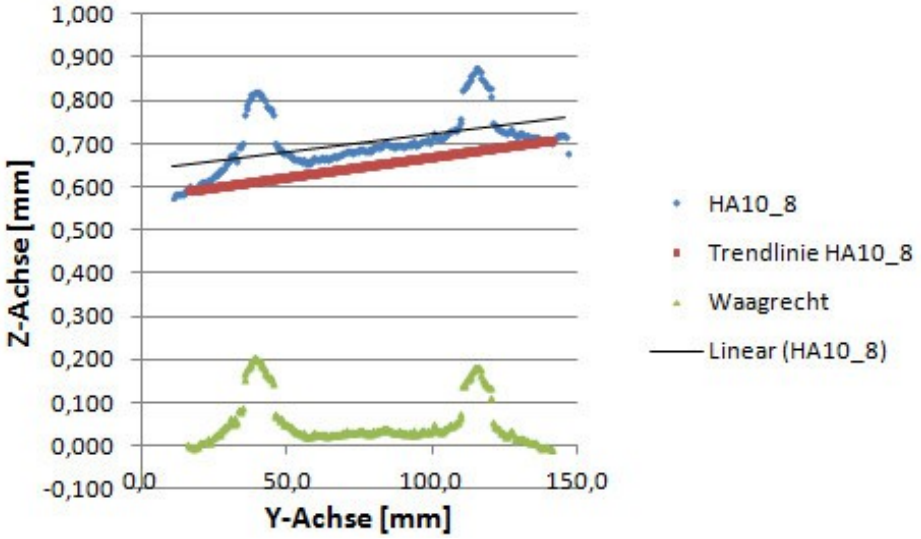


Abbildung 3.2: Ursprüngliche Messkurve (blau), Gerade für Horizontalstellung (rot), lineare Trendlinie über alle Messpunkte (schwarz) und horizontal gestellte Messkurve (grün)

Messkurve musste nur mit statistischen Mitteln horizontal gestellt werden:

- Hierzu wurde bzgl. des geradlinigen Teiles der Kurve eine Trendlinie erzeugt:

1. Zuerst wurde aus den ersten zwanzig und aus den lezten zwanzig Messpunkten jeweils der Durchschnitt gebildet (in X- und in Y-Richtung). Durch diese zwei Durchschnittspunkte soll die Gerade der Trendlinie führen.
2. Die Steigung k der gewünschten Gerade wurde mit $k=\frac{\Delta y}{\Delta x}$ [57] bestimmt.
3. Der Offset d der gewünschten Gerade wurde bestimmt, indem die Gerade bis $x=0$ verlängert und die Abweichung in Y-Richtung bestimmt wurde.

   Formelmäßig bedeutet das: $y=k\cdot x+d$ → $d=y-k\cdot x$ [57]
4. Die Gerade konnte nun erzeugt werden.

- Von den Messwerten werden die Werte der Gerade direkt subtrahiert. Somit ist die Messkurve horizontal gestellt und deswegen unverzerrt.

Es wurde deswegen nicht die Trendlinienfunktion des Tabellenbearbeitungsprogrammes verwendet, weil diese bzgl. aller Messpunkte erstellt worden wäre. Somit wären auch die höher liegenden Auswölbungen inkludiert gewesen, welche die Trendlinie anheben würden. Deshalb wäre bei der statistisch bearbeiteten Messkurve der horizontale Teil unter $y=0$ parallel zur X-Achse. Gewünscht ist aber, dass der horizontale Teil möglichst nahe oder genau bei $y=0$ entlang der X-Achse verläuft.

3.4 Messergebnisse

3.4.1 Messung in Längsrichtung der Solarzellen

Bei dieser Messreihe wurde entlang der Überlappungen der Solarzellen gemessen. Dies erfolgte jeweils knapp an der Kante oberhalb und unterhalb.Da sich fünf Solarzellen auf dem Modul befinden, ergeben sich vier Überlappungen und somit acht Messungen (HA10_2 bis HA10_9).

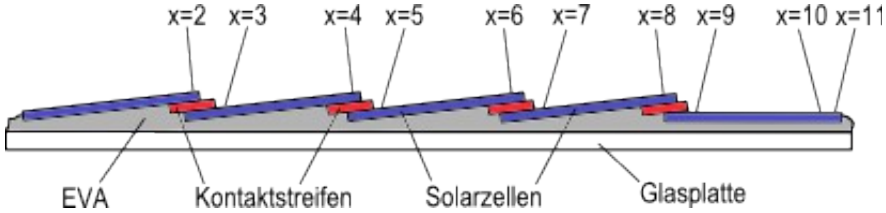


Abbildung 3.3: Lage der Abtastungen HA10_x

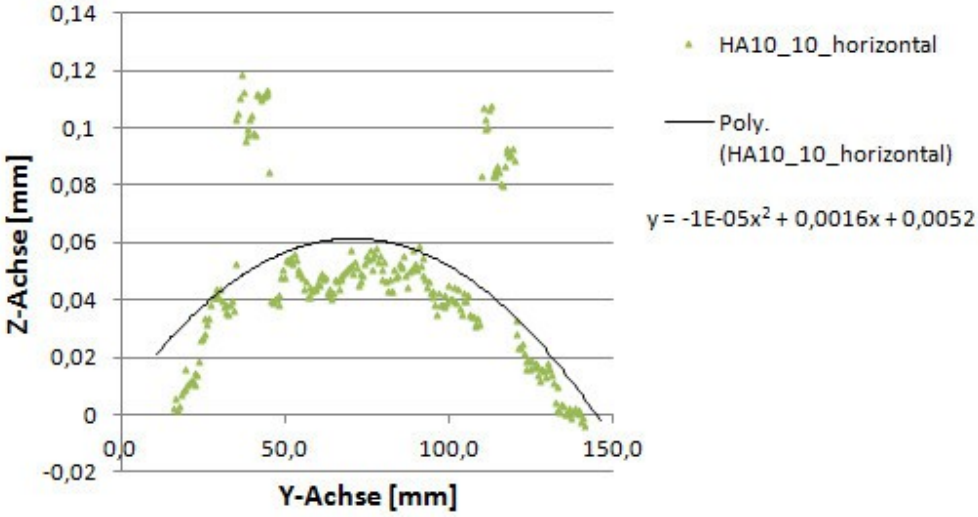


Abbildung 3.4: horizontal gestellte Messung HA10_10 (grün) mit Trendlinie (schwarz; Polynom 2. Grades) und Formel für Trendlinie

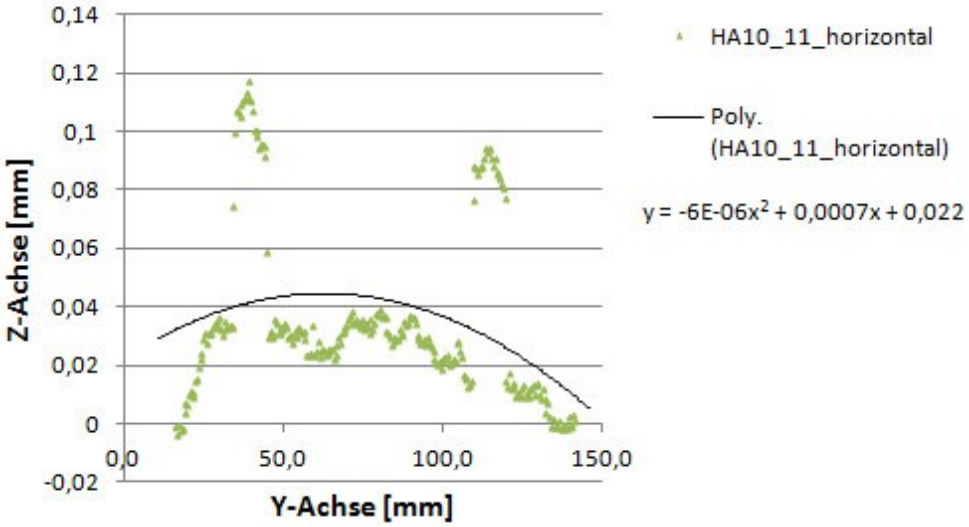


Abbildung 3.5: horizontal gestellte Messung HA10_11 (grün) mit Trendlinie (schwarz; Polynom 2. Grades) und Formel für Trendlinie

Zusätzlich wurden zwei Messungen am Rand der letzten Zelle durchgeführt, wo keine Restverbiegung zu erwarten ist, aber

- die Klebestreifen noch vorhanden sind und die Busse noch verlaufen (Messung HA10_10, Abb.3.4).
- die Klebestreifen noch vorhanden sind und die Busse nicht mehr verlaufen (Messung HA10_11, Abb.3.5).

Diese Effekte können somit bei den anderen Messkurven herausgerechnet werden, um diesen Fehler zu vermeiden.

Die erwartbaren Effekte waren Folgende:

- An den Stellen, an denen die Kontakte eingepresst sind, sind die Verbiegungen der Solarzellen besonders groß.

  Dies trifft in der Tat zu.
- Die Klebestreifen müssen bei diesen Messungen herausgerechnet werden, weil sie zu Verfälschungen führen.

  Es würde zu weiteren Verfälschungen führen, wenn dies gemacht werden würde.
  - Die Klebestreifen haben eine Breite von ca. 10mm und legen sich um die Busse und Kontakte. Das bedeutet, dass knapp neben den Kontaktstreifen die Klebestreifen die Kennlinien kontinuierlich abfallen lassen. Würde nur die Dicke (~0,08-0,1mm; Lt. Herstellerfirma PPI sollten es aber 0,05mm sein (Produkt PPI-1040)) herausgerechnet werden, dann wäre der kontinuierliche Übergang nach wie vor ein Fehler.
  - Wie weiter oben beschrieben, wurde eine Messkurve erstellt (HA10_11), welche die Höhenunterschiede der Kontaktstreifen nicht enthalten soll, die der Klebestreifen jedoch schon. Diese Messkurve ist über die gesamte Länge gekrümmt, sodass die 2. Ableitung der Funktion negativ wäre.

    Dies könnte zwei mögliche Erklärungen haben:
    - Bei der Vermessung lag die Glasplatte auf nur drei Punkten: Auf der linken Seite in Abb. 3.1 waren die Auflagepunkte an den beiden Ecken, sowie auf der rechten Seite auf halber Länge.

      Das Eigengewicht könnte die Glasplatte hinuntergedrückt haben, was aber lt. Abb.3.4 und Abb.3.5 nicht stimmt. Hier zeigt sich nämlich, dass die Glasplatte in der Mitte höher ist, als an den Rändern.
    - Nach der Auflamination von EVA setzt ein Schrumpfprozess ein (siehe Kapitel 2.1, Unterpunkt Einbettungsmaterial). Da diese Schicht an der Glasplatte und an den Solarzellen anhaftet, treten Kräfte auf, welche eine Krümmung bewirken. Bemerkenswert ist aber, dass auf einer Seite keine Krümmung ist und diese intensiver wird, bis sie ihr Maximum auf der anderen Seite in der Messkurve HA10_11 hat. Das wirkt untypisch für ein homogenes Material, womit nur noch die Temperaturverteilung bei der Abkühlung nach der Auflamination bleibt. Eventuell war diese nicht durchgehend gleichmäßig, wodurch manche Bereiche schneller abkühlten als andere. Dadurch krümmten sie sich unterschiedlich intensiv.

    Die Kurve HA10_11 könnte zur Fehlerbehebung der Kontaktstreifen von den anderen subtrahiert werden. Da aber alle anderen Messkurven weniger intensiv gekrümmt sind (tlw. gar nicht), wäre dieser Schritt eine Verschlechterung der Ergebnisse.

- In der eigens erstellten Messkurve für die Analyse der Klebestreifen (HA10_11) ist ebenfalls ersichtlich, dass diese keine konstante Höhe haben. Eher sind sie gewölbt, sodass sie in der Mitte am dicksten sind und zum Rand hin dünner werden. Die Klebestreifen wirken aber unterschiedlich gewölbt (einer hat eine abrupte Änderung der Steigung enthalten) und auch unterschiedlich weit hinaufragend. Somit ist anzunehmen, dass die beiden Klebestreifen nicht gleich und über die Länge nicht homogen sind.

  Der Effekt mit dem gewölbten Profilquerschnitt der Klebestreifen wird durch die ähnliche Messung HA10_10 bestätigt. Hier wurde über Stellen gemessen, wo noch die Busse verlaufen und die Klebestreifen darüber geklebt sind. Die Busse sind auf der Rückseite der Solarzellen versenkt und sogar leicht konkav. Die Messkurve weist aber annähernd gerade Klebestreifenoberflächen aus. Deswegen kann auch hier angenommen werden, dass der Profilquerschnitt der Klebestreifen nach oben hin konvex ist, da er ansonsten dort nicht insgesamt horizontal sein kann.

- Der Handlungsspielraum auf dem Messtisch des X-Y-Z-Tisches ist begrenzt. Es gab somit Messreihen, die zu weit weg für die Tastspitze waren, weswegen das Solarmodul umgedreht werden musste. Diese Messungen sind daher verkehrt zu den Vorigen. Es kann aber in erster Näherung angenommen werden, dass die Module symmetrisch sind. Da das Solarmodul aus- und wieder eingespannt werden musste, ergibt sich zwangsläufig ein anderer Referenzpunkt für die Messungen und die Maxima der Messreihen liegen nicht ganz genau übereinander. Dies ist aber nicht so wichtig, da eher die Form und Höhe der Maxima interessiert, weniger an welcher Stelle sie sich befinden. Für die Berücksichtigung der Klebestreifen bedeutet das, dass die entsprechenden Messkurven zuerst gedreht und dann den Maxima angepasst werden müssten. Erst dann könnte die Klebestreifen-Referenzkurve HA10_11subtrahiert werden. Wegen den bereits erwähnten Verfälschungen wurde jedoch davon abgesehen.

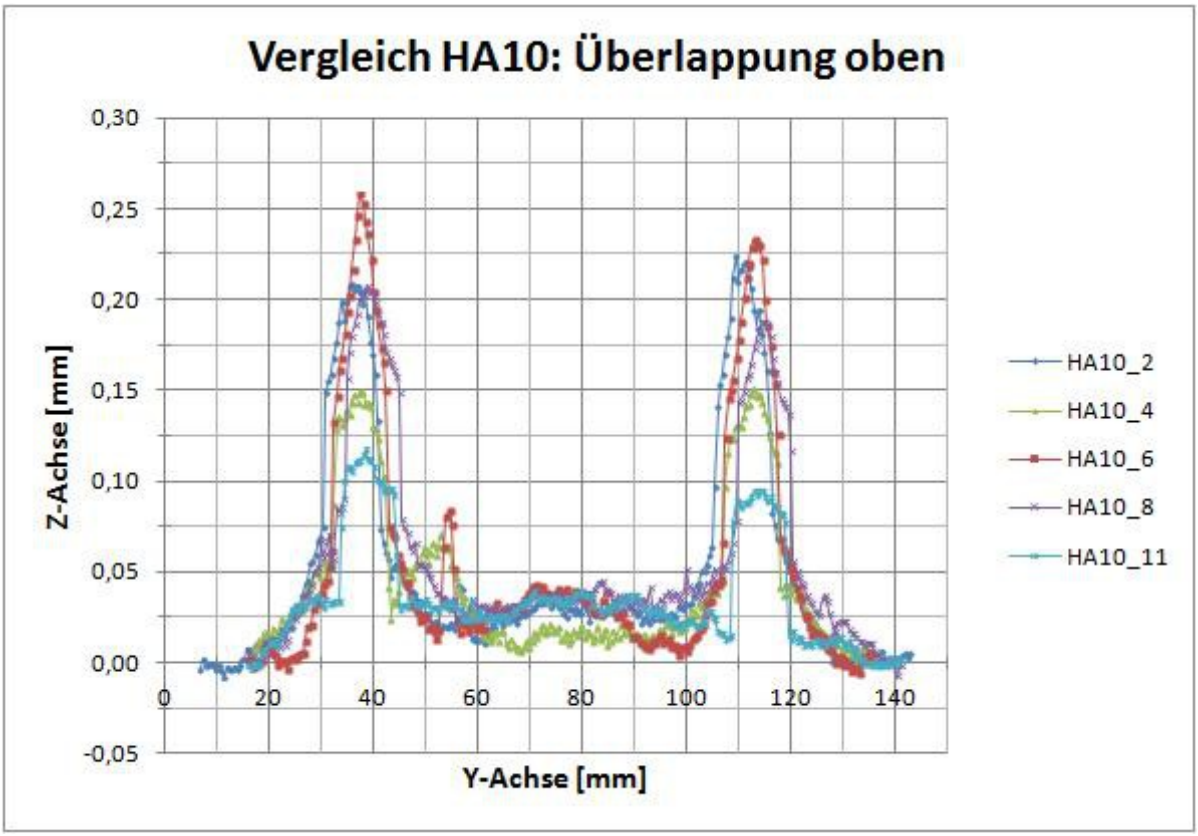


Abbildung 3.6: Höhenprofil in Längsrichtung der Solarzellen und jeweils oberhalb der Überlappungen inkl. der Referenzmessung HA10_11 bzgl. der Klebestreifen (Nummerierungen lt. Abb.3.3)

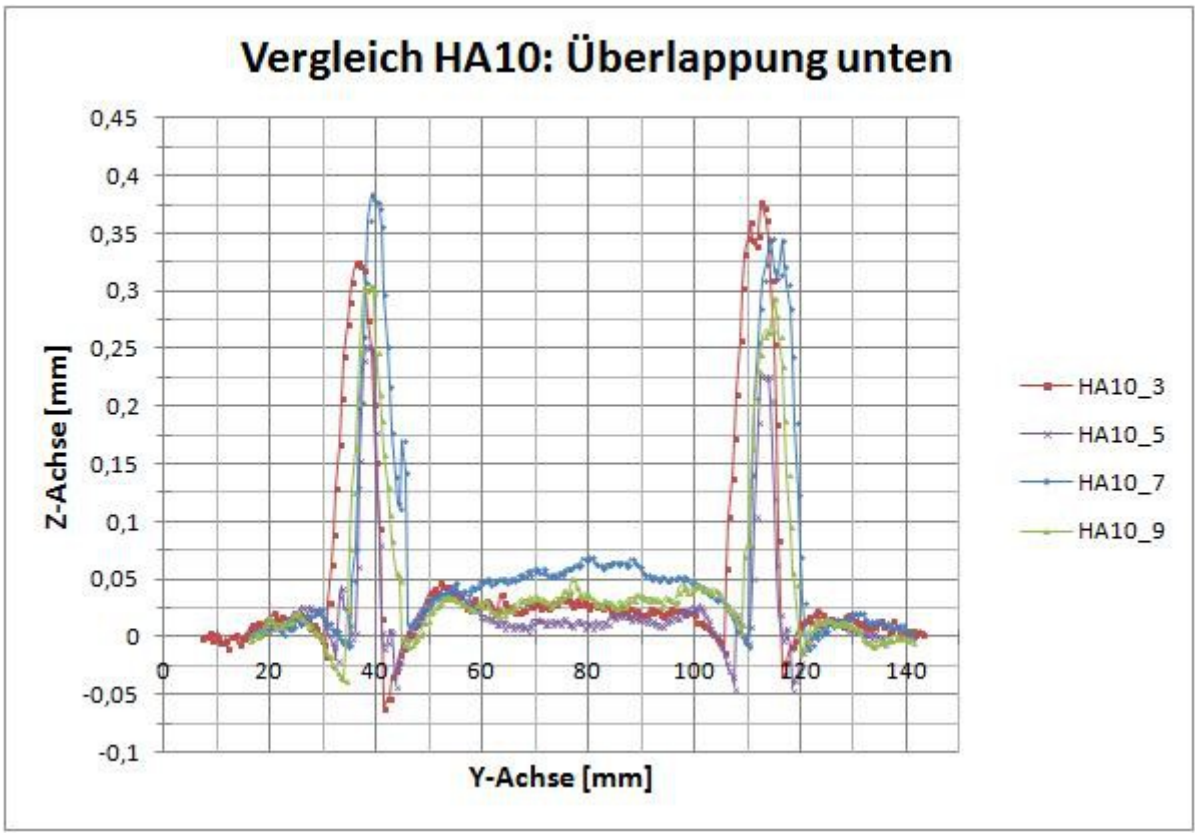


Abbildung 3.7: Höhenprofil in Längsrichtung der Solarzellen und jeweils unterhalb der Überlappungen (Nummerierungen lt. Abb.3.3)

Weiters zeigte sich:

- Bei den Messungen unterhalb der Überlappungen zeigt sich kurz vor und kurz nach den Kontakten eine Absenkung unter das Nullniveau der Horizontalen der Solarzelle.

  Da es sich um jeweils die unteren Solarzellen handelt, biegen sie sich unter den Kontaktstreifen. Dann erst kommen Klebe- und Kontaktstreifen zur Geltung, welche die Kurven hinaufschnellen lassen.

- Die Peaks der oberen Messkurven sind breiter als die der unteren.

  Oben wölbt sich die Solarzelle um den Kontakt herum. Dadurch beginnt die Wölbung relativ weit entfernt vom Kontakt. Unten ist das ein ähnlicher Fall, aber in negativer Z-Richtung um die Y-Achse gespiegelt. Dies kann in den Diagrammen nicht erkannt werden, da natürlich noch die Kontakte dort liegen, welche die Wölbungen verursachen. Die schmäleren Peaks der unteren Messkurven entsprechen daher den Kontakten, über welche die Klebestreifen gelegt sind.

- Die Peaks der unteren Messkurven gehen weiter hinauf als die oberen.

  Das scheint nur, als ob es so wäre. In Wirklichkeit ist die jeweils untere Messkurve um ~0,2mm tiefer, da eine Solarzelle ca. diese Dicke hat.

- Die Ränder der Solarzellen werden mehr nach unten gedrückt als die Mitte. Dadurch ergibt sich die Form eines verkehrten "U".

  Anscheinend ist der Anpressdruck beim Einbettungsvorgang an den Rändern des Moduls höher gewesen als in der Mitte. Deswegen bogen sich die Ränder nach unten.

- In der Mitte (zwischen den Auswölbungen) sind die Messkurven mehr voneinander gestreut als an den Rändern.

  Auf diesen Effekt trifft die Erklärung des vorigen Punktes ebenso zu. Da in der Mitte ein niedrigerer Anpressdruck bei der Erzeugung war, bleibt mehr Spielraum für die Solarzellen.

- Die Peaks der Messungen 4 (oben) und 5 (unten) sind bemerkenswert tief, die Peaks der Messungen 6 (oben) und 7 (unten) auffällig hoch.

  Die mittlerste Zelle (Zelle 3) ist anscheinend nicht richtig eingebettet worden. Dies könnte an folgenden Ursachen liegen:

  - nicht perfekt positionierte Kontaktstreifen
  - ungleich verteiltes Einbettungsmaterial

Wenn die These stimmt, dass beim Einbettungsvorgang der Anpressdruck in der Mitte der Glasplatte tatsächlich höher ist, als an den Rändern, dann kann das Einbettungsmaterial ebendort andere Verteilungen aufweisen als gewünscht. Somit müsste unterhalb der Unterlappung von Messungen 6 und 7 wesentlich mehr Einbettungsmaterial sein als unterhalb jener von Messungen 4 und 5.

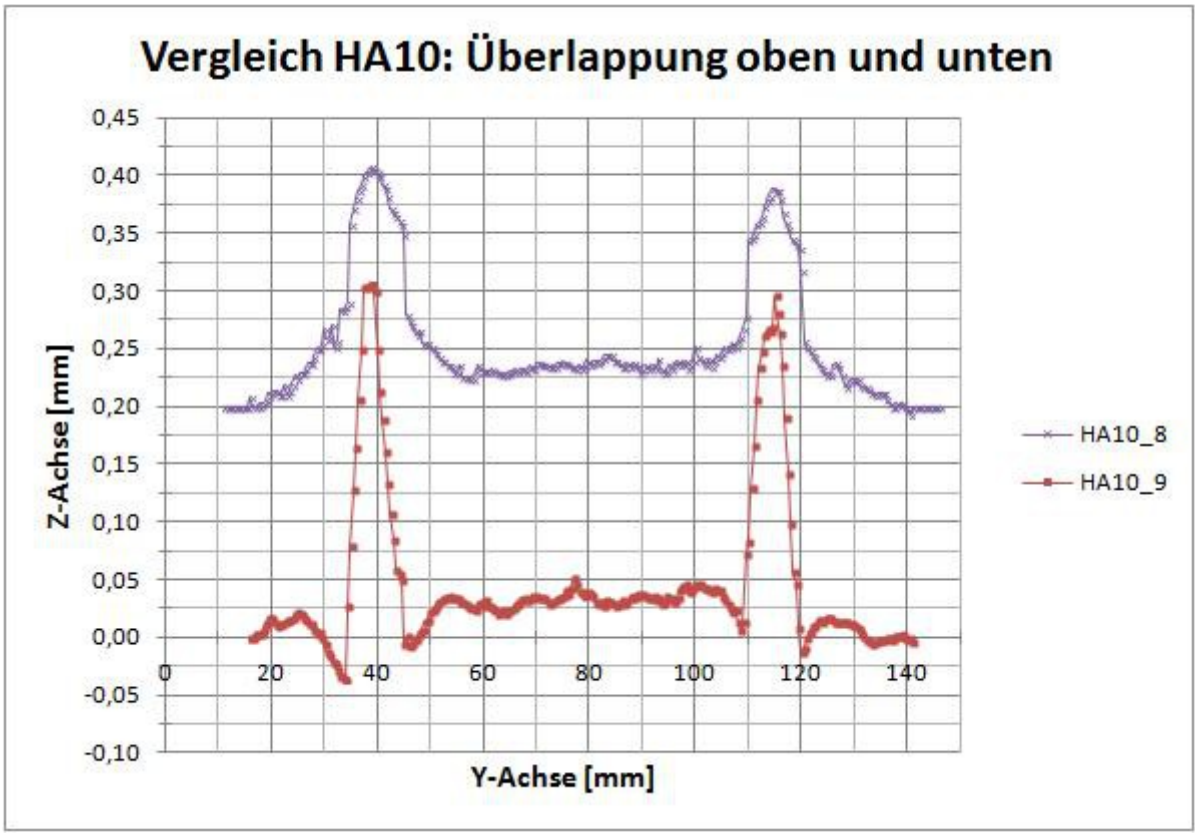


Abbildung 3.8: direkter Höhenvergleich von Abb.3.6 und Abb.3.7 (Solarzelle mit Dicke von ~0,2mm liegt dazwischen)

3.4.2 Messung in Querrichtung der Solarzellen

Die Messreihe erfolgte hier parallel und zwischen den beiden Bussen. Die erste Messung dieser Messreihe war genau auf den Bussen und Kontakten der Solarzellen, sowie die Weiteren in Abständen von je 7,5mm von der Vorherigen entfernt. Dies wurde so lange fortgeführt, bis die letzte Messung auf der zweiten Busreihe durchgeführt wurde. Da die beiden Busse 75mm voneinander entfernt liegen, ergaben sich somit 11 Messungen, hier mit den internen Bezeichnungen HA10_20 bis HA10_30.

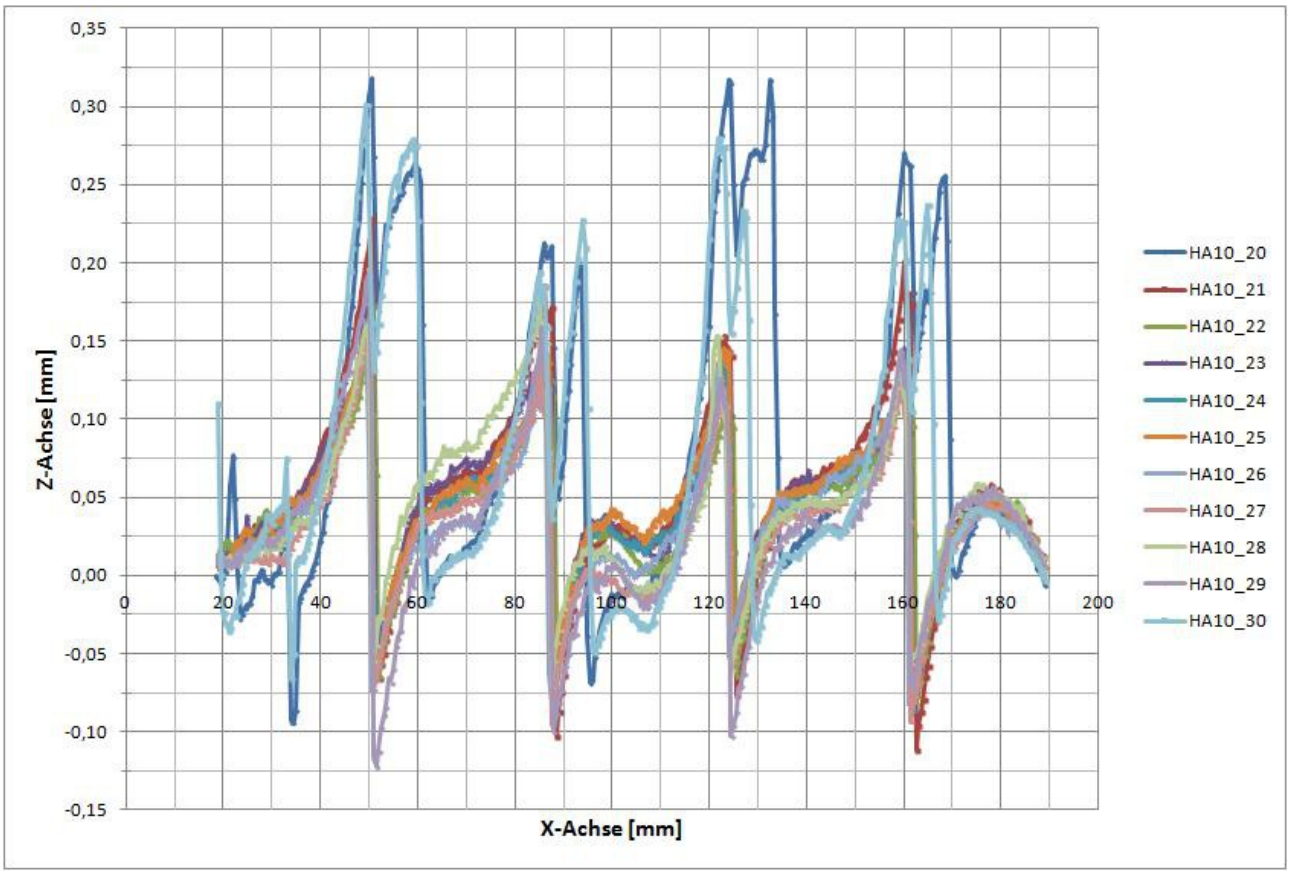


Abbildung 3.9: Höhenprofil in Querrichtung der Solarzellen (Anordnung der Zellen lt. Abb.2.8 bzw. Abb.3.1)

Zu Erwarten waren folgende Punkte:

- Die Solarzellen sollten nicht horizontal aufliegen, sondern leicht geneigt sein. Da sie auf einer Seite unterhalb der Überlappung und auf der anderen Seite über der Überlappung sind, sollten sie entsprechend schräg liegen.
    - Dies zeigt sich bei den Zellen 1, 2 und 4. Hier sind annähernd lineare Kurvenabschnitte zu erkennen und auch mit der zu erwartenden Steigung.
    - Bei Zelle 3 (die Mittlerste) ist zwar auch ein linearer Kurvenabschnitt über alle Messkurven erkennbar, aber mit einer verkehrten Steigung, als es intuitiv wäre. Die Überlappungen bewirken aber die Verformungen in die voraussehbaren Richtungen und deswegen ergibt sich hier ein S-förmiges Gebilde.

      Dieser Effekt wird vmtl. durch Verschiebungen hervorgerufen. Es könnte sein, dass das Einbettungsmaterial beim Zusammenpressen unterschiedlich zwischen den Solarzellen hervorgequollen ist.

- Zelle 5 ist über die gesamte Breite U-förmig gebogen.

  Offensichtlich ist der Anpressdruck am Rand sehr hoch, wodurch auch am nicht überlappten Ende die Kante relativ weit hinunter gedrückt wird.

- Direkt bei der Überlappung sollten die jeweils unterhalb liegenden Solarzellen hinunter und die oberhalb Liegenden hinauf gedrückt werden.

  Dieser Effekt ist bei allen Zellen zu erkennen.

- Bei der ersten und bei der letzten Messung sind die Hinaufbiegungen besonders hoch.

  Dies liegt daran, dass genau dort der Grund dafür liegt: die eingeklemmten Kontaktstreifen und die Klebestreifen (Höhe: ca. 0,08-0,1mm). Bei den Messungen in Längsrichtung der Solarzellen musste die Frage behandelt werden, ob diese Klebestreifen entlang der Busse und Kontakte messverzerrend wirkten. Die Kontaktstreifen wirken sich mehr aus, da sie doppelt so dick sind (Höhe: 0,2mm) und bei kleinsten Verschiebungen die Zelle unterschiedlich hoch drückt. Die Klebestreifen haben über die gesamte Länge vmtl. verschiedene Dicken bzw. wären entsprechend inhomogen. Es lässt sich somit schwer sagen, an welcher Stelle die Klebestreifen welche Dicke aufweisen.

Weiters zeigten sich diese Punkte:

- Bei der ersten und bei der letzten Messung haben die Hinaufbiegungen bei jeder Überlappung einen weiteren Peak in der Kurve. Dieser ist etwas versetzt im Bereich der jeweils darunter liegenden Solarzelle.

  Nach Begutachtung des realen Aufbaus zeigte sich, dass der jeweils zweite, unerwartete Peak durch die Kontaktstreifen hervorgerufen wird. Diese stehen von der Überlappung etwas hervor und werden deswegen mitgemessen.

- Bei Zelle 2 und 3 ist beim jeweils linearen Kurvenabschnitt der Abstand zwischen den Messkurven besonders hoch, bei Zelle 4 geringer und bei den Zellen 1 und 5 besonders niedrig.

  Bei den Zellen 2 und 3 ist ev. das Einbettungsmaterial unterschiedlich verteilt oder die Kontaktstreifen nicht perfekt eingepasst (ähnlich dem ersten Erwartungspunkt mit den schrägen Solarzellen).

- Die Zelle 3 befindet sich insgesamt etwas niedriger als alle anderen. Die Zellen 2 und 4 sind in etwa gleich hoch, ebenso wie die Zellen 1 und 5. Die Zellen 1 und 5 liegen zwischen der Höhe von 3, sowie von 2 und 4.

  Vorstellbar ist eine seitliche Belastung des Anpressglases während der Aushärtung des Einbettungsmateriales. Dadurch könnte sich das Glas wellenförmig gebogen haben und so die Solarzellen darunter unterschiedlich stark ins Einbettungsmaterial gedrückt haben.

4 Messungen der Kontaktwiderstände

Die Solarmodule bestehen zwecks Spannungssteigerung aus mehreren Solarzellen, welche miteinander in Serie verschaltet sind. Eine Zelle liefert im Nennbetrieb eine Spannung von ca. 0,5V, unabhängig von der Größe. Lediglich der erzeugte Strom wird von der effektiv bestrahlten Fläche (und der Strahlungsintensität) beeinflusst.

Wegen der notwendigen Verschaltung mehrerer Zellen innerhalb der Module muss dazwischen eine elektrische Verbindung hergestellt werden. Hierfür gibt es mindestens zwei Methoden:

4.1 Methoden zur Kontaktierung der Solarzellen

Heutiger Standard ist es, die einzelnen Zellen miteinander zu verlöten. Dieser Arbeitsschritt ist aufwändig und deswegen teuer, da die Zellen sehr dünn (Dicke bei ca. 0,2mm, siehe Kap.2.5)[39] und deshalb zerbrechlich sind und bei jedem einzelnen Stück vier Lötstellen (zwei stromabnehmende Busse mit Lötstellen an beiden Seiten) gemacht werden müssen. Da einige Solarmodultypen mindestens 60 Zellen haben [39], ergeben sich daraus 240 Lötstellen, welche es gilt, möglichst zu vermeiden.

In der Elektronik und Elektrotechnik sind meist nicht nur gelötete elektrische Verbindungen üblich, sondern viel eher gesteckte. Hierzu berühren sich die beiden Kontaktflächen und diese mechanische Verbindung kann nach Belieben einfach wieder gelöst werden, wodurch die elektrische Verbindung ebenfalls unterbrochen wird.[58]

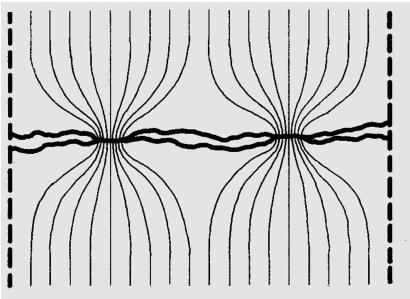


Abbildung 4.1: unebene Kontaktflächen (horizontal) und schematisch dargestellte Stromlinien (vertikal) [59]

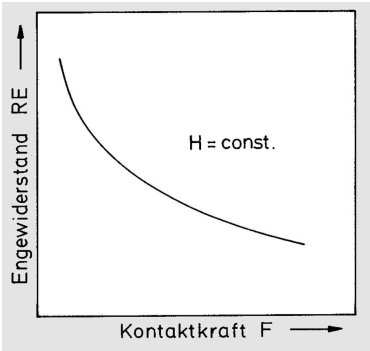


Abbildung 4.2: Engewiderstand zu Kontaktkraft [59]

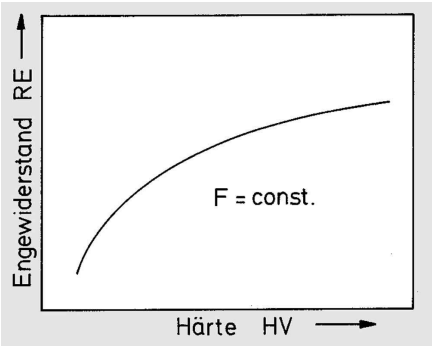


Abbildung 4.3: Engewiderstand zu Härte [59]

Wie aus den Materialwissenschaften bekannt ist, sind Oberflächen nie perfekt eben, da immer eine gewisse Restrauigkeit verbleibt (siehe Abb.4.1).[60] Die Oberfläche kann mit dem menschlichen Auge eben aussehen und diesbezüglich kann sogar ein metallischer Glanz trügen. Unter einem Mikroskop betrachtet ergeben sich jedoch auch hier Unebenheiten, die einer Gebirgslandschaft ähneln.

Dieser Sachverhalt ist beim Übergangswiderstand von einem leitenden Medium zu einem anderen von großer Bedeutung: Lt. Theorie hängt dieser Kontaktwiderstand R_K vom Engewiderstand R_E, sowie vom Filmwiderstand R_F ab:

$$R_K = R_E + R_F$$

Formel 4.1 [60][61][58][62]

Der Engewiderstand bezeichnet jenen elektrischen Widerstand, welcher sich dadurch ergibt, dass sich die Unebenheiten der beiden Materialien ineinander drücken und somit eine effektive Kontaktfläche ergibt. Je mehr Unebenheiten sich berühren, desto mehr Stellen gibt es somit, wo Elektronen dieses Nadelöhr passieren können (Abb.4.1).[59] Auf diese Weise wird der Strom größer

und der Kontaktwiderstand kleiner. Dies ist erwünscht, da dieser vorüberziehende elektrische Signale verfälscht und deswegen zu minimieren ist. Naheliegend ist, dass der Engewiderstand von der Anpress- oder Kontaktkraft (negative Korrelation, Abb.4.2), der Härte (positive Korrelation, Abb.4.3) und der Temperatur (negative Korrelation, da Material weich wird) des Kontaktmaterials, sowie der Rauigkeit der Oberfläche (positive Korrelation, da durch eine rauere Fläche die effektive Kontaktfläche vergrößert ist und der Strom deswegen an mehreren Stellen fließen kann) abhängt. [59]

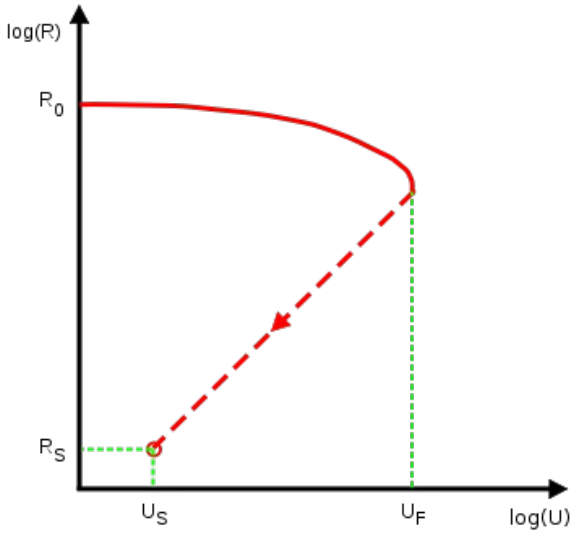


Abbildung 4.4: Kontaktwiderstand zu angelegter Spannung [63]

Weiters wirkt der Film- oder Fremdschichtwiderstand hemmend auf den zu passierenden Strom ein, da mit ihm die zu überbrückenden Fremdschichten (zwischen den Kontaktmaterialien) beachtet werden. Diese Überbrückung ("Frittung") erfolgt durch einen Spannungsabfall (sogenannte Frittspannung), d. h. es ist eine gewisse Mindestspannung notwendig, da der Strom sonst nicht fließen kann. Die Fremdschichten können nicht leitende Oxide, Korrosion oder Schmutz (Staub, Schweiß oder Ablagerungen vom Fertigungsprozess) sein.[64]

In Abb.4.4 ist der Verlauf des Kontaktwiderstandes in Abhängigkeit der angelegten Spannung gezeigt. Beginnend mit kleinen Spannungen ist der Kontaktwiderstand R_0 hochohmig. Dieser sinkt mit steigender Spannung nur leicht. Bei der Frittspannung U_F tritt die Überbrückung der Fremdschichten ein und der Widerstand sinkt auf seinen Restwert R_S. Die zugehörige Kontaktspannung U_S ist ebenfalls viel niedriger.[63][64]

4.2 Messaufbau

In diesem Kapitel soll nun u. a. analysiert werden, wie sich der Kontaktwiderstand unter bestimmten Voraussetzungen verhält. Die naheliegenden Annahmen bezüglich der Einflüsse von Kontaktkraft, Strom und Rauigkeit sollen geprüft und sich eventuell ergebende Effekte beschrieben werden.

Zur Verwendung stehen folgende Gegenstände:

- Viertelzellen

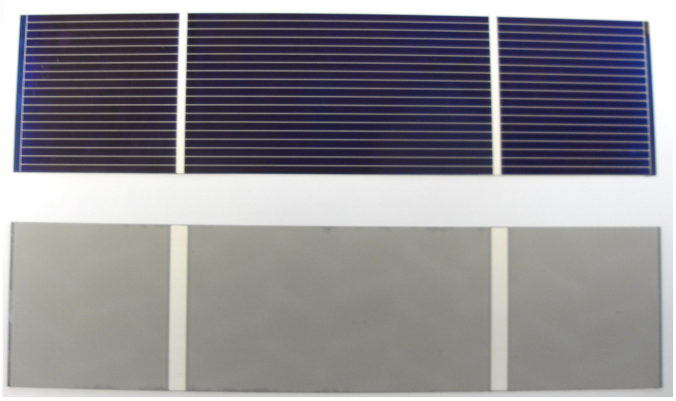


Abbildung 4.5: Viertelzelle – Vorderseite (oben) und Rückseite (unten)

  Diese sind geviertelte Stücke der handelsüblichen quadratischen Solarzellen mit LxB = 156x156mm, also hier LxB = 39x156mm. Sie sind in Breitenrichtung durchgetrennt, damit auf jeder Viertelzelle beide stromabnehmende Busse sind (in Abb.4.5 sind dies die breiteren weißen Streifen).

- Kontaktstreifen
- Netzgerät

  Hier soll ein beliebiger, aber definierbarer Strom zur Verfügung gestellt werden. Verwendet wurde ein Gerät bei welchem der Strom diskret in 0,1A-Schritten verstellt werden kann.

- Multimeter

  Mit diesem können Spannung, Strom und Widerstand bestimmt werden. Es wird bei der Widerstandsbestimmung jedoch auf eine andere Methode zurückgegriffen, die wesentlich genauer ist und weiter unten beschrieben wird.

- X-Y-Z-Tisch

  Mit diesem Gerät kann eine Druckkraft aufgebracht werden, indem eine Kraftaufbringungsspitze in die drei Raumrichtungen bewegt wird. Über einen PC wird die Lage der Spitze im Raum festgelegt. In diesem Fall misst die Spitze nicht die aufgebrachte Kraft; die Solarzelle inklusive Aufbauten befinden sich während der Messung jedoch auf einer Waage. Die Kraft der Spitze des X-Y-Z-Tisches wird von der Waage als zusätzliches Gewicht interpretiert und kann mittels Erdbeschleunigung in Kraft umgerechnet werden.

- Sonstige Kabel, Drähte und Krokodilklemmen, sowie Lötutensilien

  Diese werden benötigt, um die elektrischen Verbindungen zum Netzgerät und zum Multimeter aufzubauen. Für die Stromaufprägung werden Drähte jeweils an den Kontaktstreifen und an die Solarzelle gelötet. Als Spannungsabgriff werden einzelne Adern eines Litzendrahtes angelötet, da der Querschnitt wesentlich geringer und somit leichter

verbiegbar ist. Somit können die damit verbundenen Messspitzen leichter in eine beliebige Richtung positioniert werden.

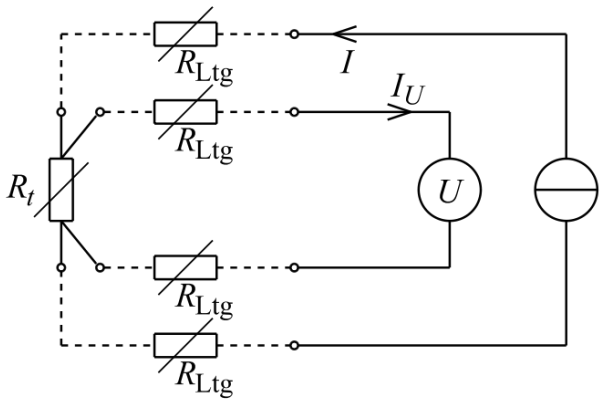


Abbildung 4.6: Schaltungsaufbau der Vierleitermessung [65]

Bezüglich der Bestimmung des Kontaktwiderstandes wird die Vier-Leiter-Messmethode verwendet (Schaltung siehe Abb.4.6). Hierzu wird ein genau eingestellter Strom über die Kontaktstelle aufgeprägt und währenddessen der Spannungsabfall gemessen. Aus diesen beiden bekannten Größen kann nun über das Ohmsche Gesetz $R=\frac{U}{I}$ [66] der Kontaktwiderstand berechnet werden. Diese Methode ist wesentlich genauer als die direkte Widerstandsmessung, da hier die Widerstände der Kabel und Steckverbindungen zwischen Messstelle und Multimeter nicht mitgemessen werden und bei Spannungsmessung ein hoher Eingangswiderstand beim Multimeter ist. Deswegen kommt besonders bei niederohmigen Widerständen (wie sie eben hier vorliegen) diese Messmethode zum Einsatz.

Formel 4.2

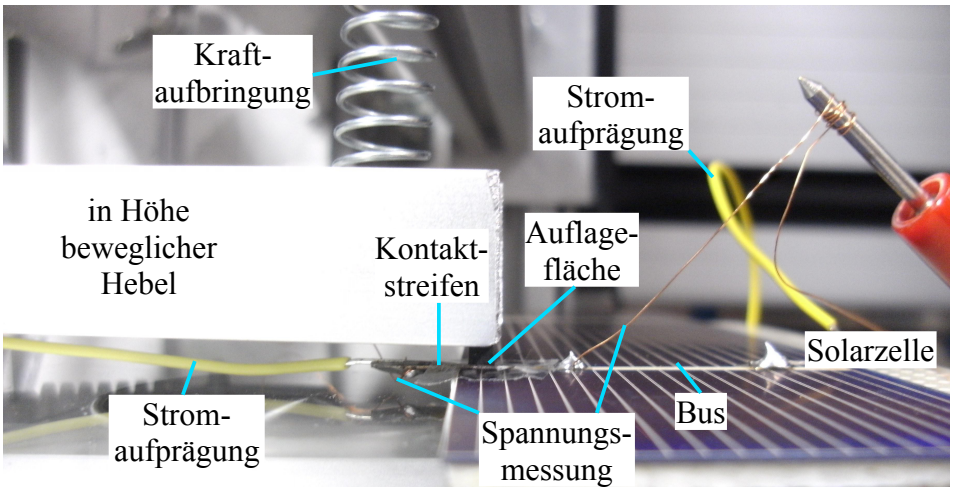


Abbildung 4.7: Aufbau der Messvorrichtung

4.3 Probleme beim Messvorgang

Beim Unterpunkt "Messaufbau" sind zwar einige relevante Details erklärt, jedoch ergaben sich ein paar Erschwernisse beim tatsächlichen Aufbau. In diesem Unterpunkt werden diese, inklusive der Lösungsfindung, angeführt:

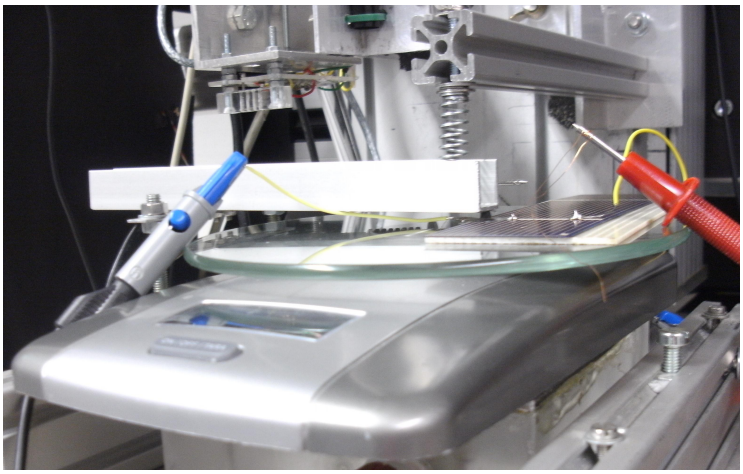


Abbildung 4.8: Waage auf dem Messtisch des X-Y-Z-Tisches inkl. aller zur Messung notwendiger Kontakte

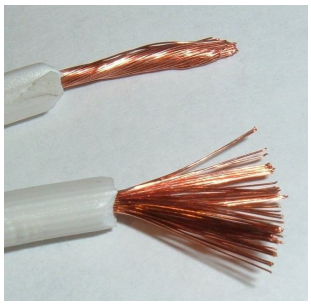


Abbildung 4.9: Litzenleitung, verdrillt (oben) und aufgefächert (unten) [67]

- Der Messfühler des vorigen Versuches musste ausgetauscht werden, da er relativ fragil ist und keine größeren Kräfte übertragen sollte. Er würde sonst leicht beschädigt werden. Zur Kraftübertragung wurde nun ein Aufsatz mit einer Feder verwendet (Abb.4.7 und Abb.4.8), deren Federkonstante zwar unbekannt ist, deren Kenntnis jedoch nicht notwendig ist. Dies wird im Weiteren erläutert.

  Es musste für eine definierte Auflagefläche für die kraftspezifischen Messungen gesorgt werden, welche auch den Größenverhältnissen der Messstelle genügt. Dies war anfangs hier nicht der Fall, da der Durchmesser der Kraftaufbringungsfeder mindestens doppelt so groß war wie der Kontaktstreifen, auf welchen sie aufliegen soll. Zusätzlich wurde deswegen seitlich ein Hebel befestigt, dessen Ende sich federnd in Z-Richtung bewegen ließ (unbekannte Federkonstante). An dieser Stelle wurde ein Stück Kunststoff mit doppelseitigem Klebeband mit einer LxB = 2x2mm Auflagefläche angebracht. Auf diese Weise konnte in weiterer Folge leicht zwischen Druck und Kraft umgerechnet werden.

  Wie bereits im Unterkapitel 4.2 Messaufbau erklärt, wird eine Waage verwendet, um das Gewicht des Messaufbaues zu messen bzw. wird die Änderung des Gewichtes als die aufgebrachte Kraft interpretiert. Die Stauchung der Kraftaufbringungsfeder inklusive des federnden Balkens waren für die Messung nicht verfälschend, da nur die Differenz der beiden Federkräfte effektiv auf die Messstelle einwirkten. Diese Differenz wird als Gewichtszunahme auf der Waage wahrgenommen.

- Bei der Probenpräparation der Viertelzellen wurden Drähte zur Stromaufprägung und Adern eines Litzendrahtes (Abb.4.9) zum Spannungsabgriff angelötet (Abb.4.7).

  Die Lötstellen der Stromaufprägung sind absichtlich etwas von der Messstelle (Übergang zwischen Kontaktstreifen und Bus der Solarzelle) entfernt, damit der Strom ohne Verfälschungen durch den Übergang fließt.

  Die Lötstellen des Spannungsabgriffes sollten möglichst nahe am genannten Materialübergang sein, damit möglichst nur der Spannungsabfall an ihm gemessen wird. Es lässt sich jedoch nicht vermeiden, dass der elektrische Widerstand von Teilen des jeweiligen

Materiales mitgemessen wird. Von elektrischer Seite ist es unerlässlich, ob es sich um Aderleitungen oder Drähte handelt, da wegen dem großen Eingangswiderstand des Multimeters bei Spannungsmessung nur ein kleiner Messstrom fließt.

Aus diesen Gründen sollten sich die Lötstellen mit unterschiedlicher Funktion nicht berühren und deshalb mindestens 1-2mm Abstand voneinander haben.

- Die Auflage des X-Y-Z-Tisches ist etwas erhöht und die Fläche nicht allzu groß. Deswegen können die Messutensilien leicht hinunterfallen oder zumindest den Messaufbau verschieben, sodass sich die Messstelle nicht mehr genau unter der Kraftaufbringung befindet. Weiters war es wichtig, dass keine leitenden Gegenstände die Messstelle (oder andere mit dieser elektrisch verbundenen Stellen) berührten.

  Deswegen wurden folgende Maßnahmen getroffen:

  - Die Aderleitungen wurden um die Messspitzen des Multimeters gewickelt (in Abb.4.7 rechts im Bild) und Krokodilklemmen für die Drähte der Stromaufprägung (in Abb.4.8 links im Bild in blau-grauer Farbe) verwendet. Die Adern und Drähte wurden ausreichend lang gewählt, damit weder die Messspitzen, noch die Krokodilklemmen elektrisch verfälschend einwirkten.
  - Zur mechanischen Stabilisierung wurde ein Klebestreifen über die fertig präparierte Messstelle geklebt, sodass der Kontaktstreifen nicht vom Bus der Solarzelle wegrutschen konnte.

- Wenn mit dem X-Y-Z-Tisch eine neue Position angefahren wurde, konnte sowohl auf der Waage als auch auf dem Multimeter ein Einschwingvorgang festgestellt werden. Diesen galt es abzuwarten, da ansonsten leicht schwankende Werte bei der Waage und stark schwankende Werte beim Multimeter abgelesen würden. Besonders bei der kraftspezifischen Messvariante erforderte die Abwartephase manchmal ein paar Minuten pro Einzelmessung. Bei der stromspezifischen Messvariante musste nur am Beginn jeder Messreihe der Einschwingvorgang abgewartet werden, da hier lediglich der Strom verändert wurde.

  Außerdem setzte bei manchen Messungen ein langsam werdender Kriechprozess ein: Der Spannungswert wurde zuerst schneller kleiner, dann langsamer werdend. Auch dies galt es abzuwarten, da sich hier offenbar die Unebenheiten ineinanderschieben, um sich mit der Zeit endgültig zu verkeilen.

  Im Endeffekt erfolgte das Abwarten, damit nicht dynamische Prozesse mitgemessen, sondern statische Zustände bestimmt werden sollen.

- Die Waage schaltet sich nach ein paar Minuten ab, unabhängig davon, ob sich der vorher angezeigte Wert verändert hat oder nicht. Wenn Messreihen länger dauerten, wurde dies leider relevant. Da sich die Waage beim Einschalten auf die aktuelle Belastung kalibriert (also 0g ausgibt und dies als Referenz nimmt), ergibt sich eine Verfälschung.

  Wenn dies erfolgte, wurde die Kraftaufbringung zurückgefahren, dann die Waage neu kalibriert und zuletzt auf die vorher errreichte Höhe gefahren.

4.4 Messung, Ergebnisse und Deutung

4.4.1 druckspezifische Messung

Die angesprochene Waage misst nicht das eigentliche Gewicht, sondern die Differenz zu jenem Gewicht, welches sie bei der Initialisierung auf sich hatte. Deswegen musste vor der eigentlichen Messung ein Referenzpunkt bezüglich der Kraft gefunden werden. Hier bot sich jener Punkt an, bei welchem die angesprochene Waage beginnt von 0g das angezeigte Gewicht zu verändern.

Die Umsetzung erfolgte auf diese Weise: Zur Vorbereitung wurde die Kraftaufbringung möglichst nahe an die Messstelle herangeführt, sodass auf Sicht nur noch ein kleiner Spalt blieb. Danach wurde in kleinst möglichen Schritten angenähert (hier: 0,1mm), bis sich die genannte Veränderung des Gewichtes ergab. Von dieser Höhe an wurden die Spannungsabfälle und Gewichte mitprotokolliert. Somit begann die Messung bei niedrigen Kräften und wurde zu höheren gesteigert. Der aufgeprägte Strom wurde während aller druckspezifischen Messreihen konstant auf 2,015A belassen.

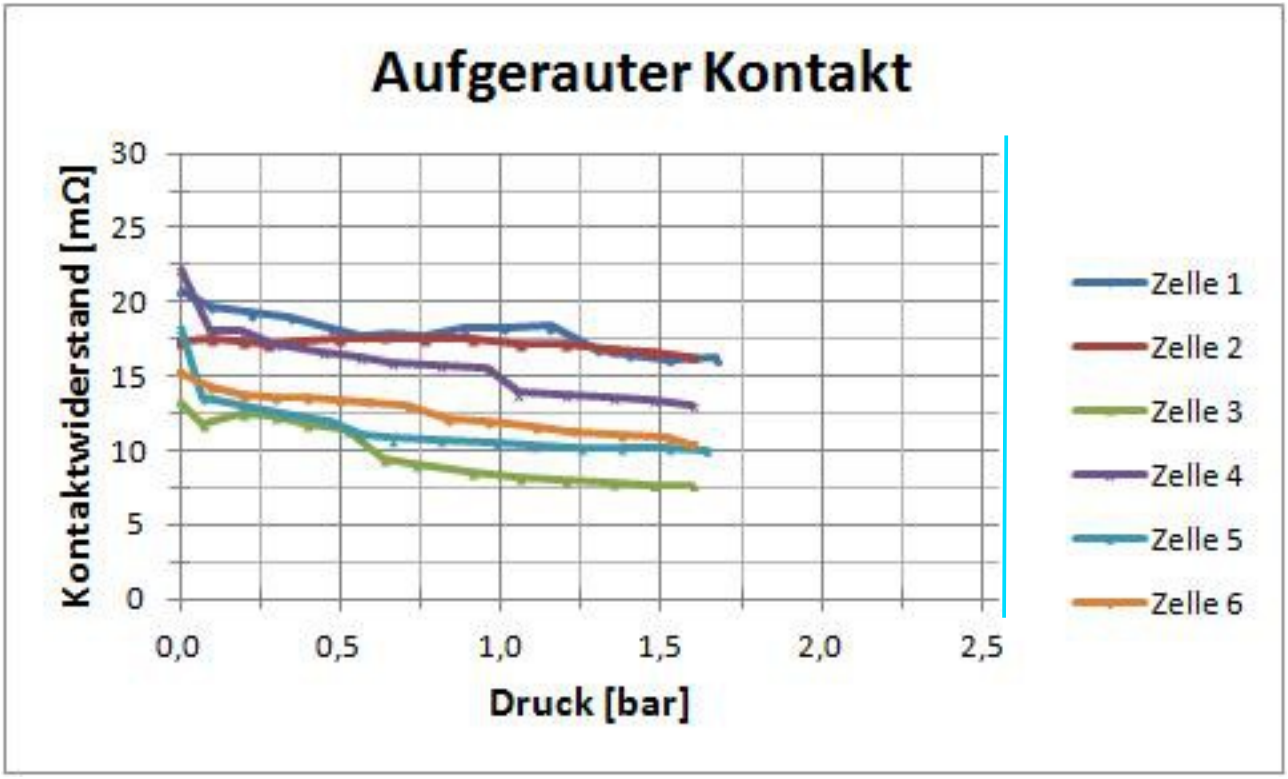


Abbildung 4.10: Kontaktwiderstand zu Druck mit aufgerauter Kontaktoberfläche (Auflagefläche: 2x2mm) inkl. Markierung des errechneten Druckes auf einen Kontaktstreifen

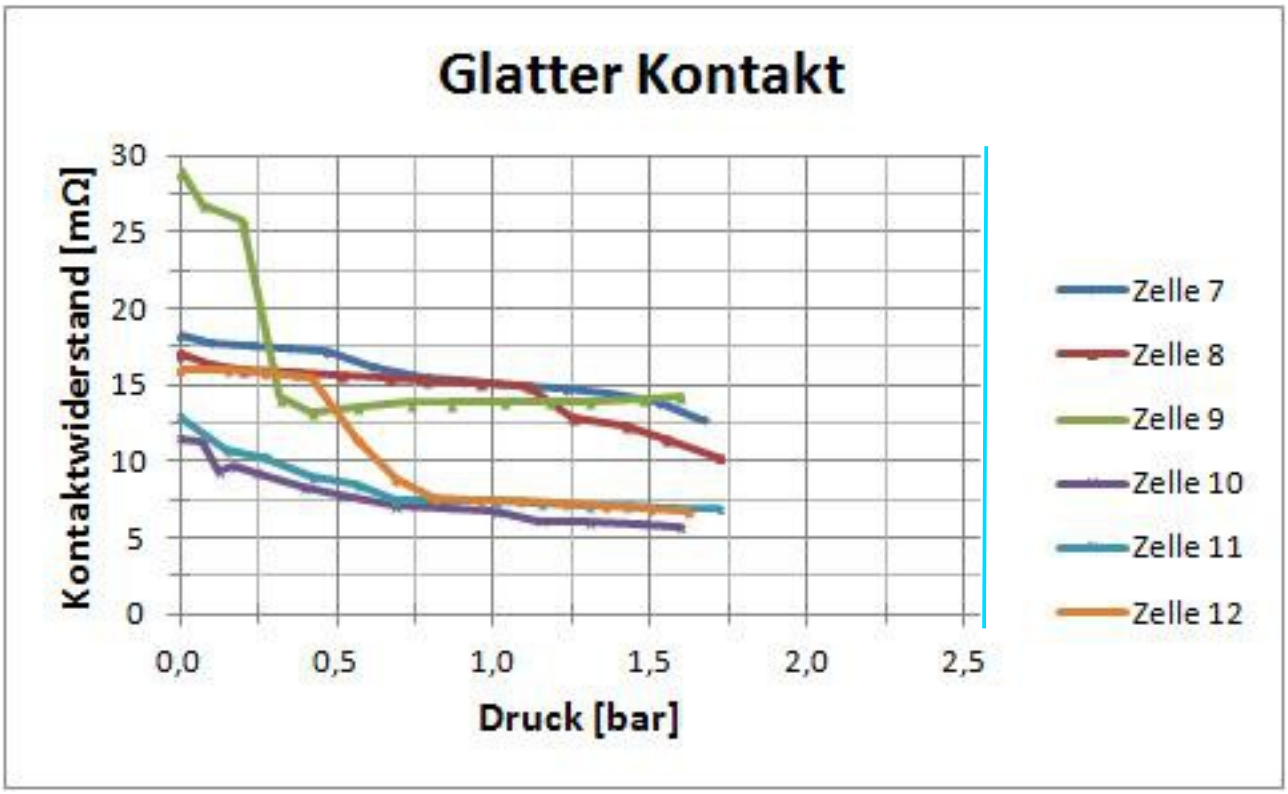


Abbildung 4.11: Kontaktwiderstand zu Druck mit glatter Kontaktoberfläche (Auflagefläche: 2x2mm) inkl. Markierung des errechneten Druckes auf einen Kontaktstreifen

In Abb.4.10 und Abb.4.11 ist jeweils ein senkrechter Strich zu erkennen, welcher den errechneten Druck auf einen Kontaktstreifen p_{Kont} zeigt, wenn er unter einer druckbelasteten (p=800mbar) Solarzelle liegt. Dieser Wert wurde aus den Simulationsergebnissen von Kapitel 2.7.4 ermittelt. Hierzu wurden folgende Schritte unternommen:

- Die Beträge der Druckwerte um die Kontaktwiderstände wurden gemittelt und es ergibt sich hierfür p_{Mittel} = 5,8mbar. Somit werden die negativen Druckwerte ebenfalls positiv mit eingerechnet.

  Da das Einbettungsmaterial EVA die Solarzelle hindert, sich hinaufzubiegen, wirkt der negative Druck letzlich doch auf die Kontaktstreifen hinunter.

- Der gemittelte Druck wird auf die wirkende Fläche normiert.

  Nicht nur die Fläche direkt oberhalb des Kontaktstreifens A_{Kont} wirkt auf diesen ein, sondern die gesamte Fläche, bei welcher positive (und negative) Druckwerte sind (A_{Wirk}). Für die Flächen ergibt sich:

$$A_{Kont} = 2\,mm\,x\,2\,mm = 4\,mm^2 \rightarrow Quadrat$$
$$A_{Wirk} = a \cdot b \cdot \pi = (22{,}1 \cdot 25{,}1 \cdot \pi)\,mm^2 = 1742{,}67\,mm^2 \rightarrow Ellipse$$

Formel 4.3

  A_{Wirk} ist eine Ellipse, da verschiedene Halbwertsbreiten in Längs- und Breitenrichtung zu unterschiedlichen Ausdehnungen des Gebietes mit positivem und negativem Druck führen.

  Für den normierten, mittleren Druck ergibt sich somit:

$$p_{Kont} = p_{Mittel} \cdot \frac{A_{Wirk}}{A_{Kont}} = 5{,}8\,mbar \cdot \frac{1742{,}67\,mm^2}{4\,mm^2} = 2529\,mbar = 2{,}53\,\text{bar}$$

Formel 4.4

Die zu erwartenden Effekte traten weitestgehend ein:

- Mit steigender Kraft drücken sich die Unebenheiten der Kontaktflächen mehr und mehr ineinander, es sollten sich deshalb mehr Stromübergänge ergeben und der Engewiderstand (sowie damit inkludiert der Kontaktwiderstand) würde dadurch sinken.

  Diese Erwartung wurde weitestgehend erfüllt, da die gemessenen Kennlinien (Abb.4.10 und Abb.4.11) so gut wie in jedem Messpunkt sinken. Gelegentliche Ausnahmen können als statistische Ausreisser betrachtet werden und widerlegen diese These nicht.

- Es wurden Messreihen mit glattem Kontaktstreifen durchgeführt und solche mit extra aufgerauter Kontaktoberfläche. Anzunehmen ist, dass die glatte Oberfläche mehr Stromübergänge zulässt, da hier weniger und kleinere Unebenheiten sind und sich größere Teile der Fläche wirklich berühren können. Bei der Aufrauung müssten beide Kontaktflächen auf die gleiche Weise bearbeitet werden, damit die Aufrauungen gut ineinanderpassen würden. Somit könnte die effektive Kontaktfläche zur Stromübertragung sogar größer gemacht werden, als die zweidimensionale Auflagefläche.

  Diese Erwartung wurde nur zum Teil erfüllt: Tendenziell sind die Kontaktwiderstandskurven der glatten Kontaktstreifen (Abb.4.11) etwas unter den aufgerauten (Abb.4.10), aber eine Messung hatte sehr hoch begonnen und kam nach ein paar Messpunkten in den Bereich der anderen Kurven.

Es zeigte sich ein unerwarteter, aber erklärbarer Effekt:

- In einigen Messkurven ist zu erkennen, dass der Widerstandsabfall nicht immer kontinuierlich verläuft, sondern zeitweise ein sprunghaftes Verhalten nach unten aufweist.

  Dies lässt sich wie folgt erklären: Vmtl. lagen zwei konvexe Unebenheiten aufeinander und rutschten mit größer werdender Kraft in Querrichtung aneinander vorbei. Deswegen wurde die effektive Kontaktfläche vergrößert.

  Dieser Vorgang erfolgte plötzlich, da die Unebenheiten anscheinend etwas größer und somit wesentlich relevanter für die mechanische Stabilität der Kontaktfläche waren als kleinere Unebenheiten. Die Haftreibung wurde dort überwunden und eine minimale Reibbewgung setzte vmtl. ein.

4.4.2 stromspezifische Messung

Bei diesen Messreihen war jeweils die gleiche Vorbereitung notwendig wie bei den Druckspezifischen. Hier musste genauso die Kalibrierung mit der Waage vorgenommen werden. Ansonsten gestaltete sich die Messung sehr ähnlich, da der Aufbau absolut gleich blieb, aber der Strom verändert wurde. Hierzu wurde bei ca. 2A begonnen und in 0,1A-Schritten (kleinst mögliche diskrete Veränderung beim verwendeten Netzgerät) abwärts gefahren.

Da die Spezifizierung bzgl. dem Druck im Vordergrund steht, wurden die stromspezifischen Messungen für verschiedene Kräfte durchgeführt. Es wurden jene gewählt, die ca. dem 0,5-, 1,0-, 1,5- und 2,0-fachen des Nennanpressdruckes in den Solarmodulen (800mbar) entsprechen. Somit können durch Verläufe die physikalischen Sachverhalte besser beurteilt werden, anstatt nur beim genannten Druck zu messen.

Auch hier wurde zwischen glatten und rauen Oberflächen unterschieden. Hinzu kommen aber Messreihen mit gelöteten Übergängen, um einen direkten Vergleich zu bekommen, wie qualitätsvoll die Übergänge sind. Bei den druckspezifischen Messungen wäre die Messung mit gelöteten Übergängen sinnlos gewesen, da mit dem Lötzinn eine dauerhafte mechanische, sowie elektrische Verbindung erzeugt wird. Diese wird nicht aufgrund von unterschiedlichen Druckbelastungen in ihrer Qualität beeinflusst.

Die zu erwarteten Effekte traten überwiegend ein:

- Die Kontaktwiderstände sollten sich bzgl. des Stromes nicht ändern.

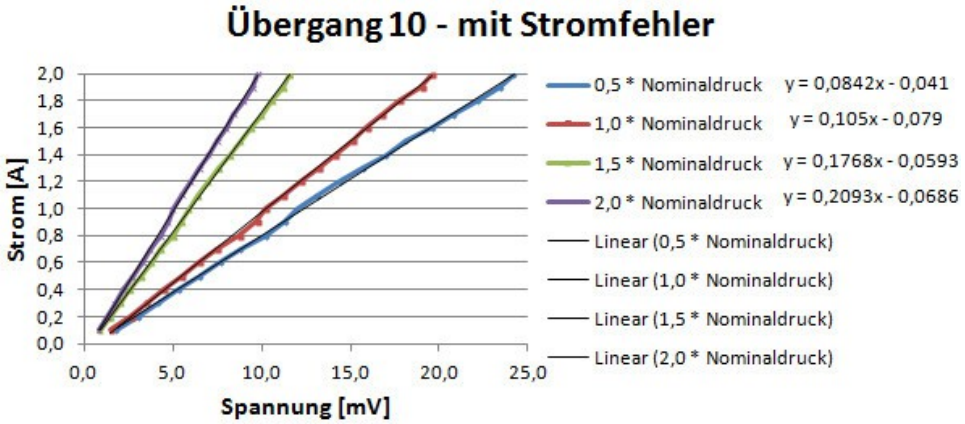


Abbildung 4.12: Spannung zu Strom – mit Widerstandsgeraden und linearen Trendlinien inkl. zugehöriger Formeln

Dies trifft fast ausschließlich zu: Nur geringfügig weicht im Strom-Spannungs-Diagramm die Kurve von der linearen Trendlinie ab (Abb.4.12). Diese Schlussfolgerung war nicht von Anfang an klar, da die Kontaktwiderstands-Strom-Diagramme zuerst gebogen waren (Abb.4.17) und ein diodenartiges Verhalten anmuten ließen. Dieser Effekt wurde jedoch widerlegt (Abb.4.18) und wird im Unterpunkt 4.5 näher geschildert.

Die Widerstände wurden fortan nur noch über die Strom-Spannungs-Diagramme herausgefunden, indem die Steigungen der Geraden per linearen Trendlinien ausgewertet wurden.

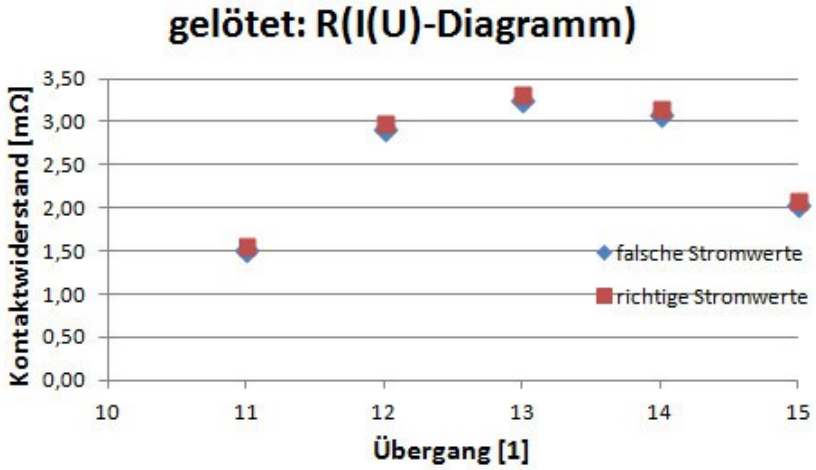


Abbildung 4.13: Kontaktwiderstände (aus I(U)-Diagrammen) der Messungen mit gelötetem Kontakt

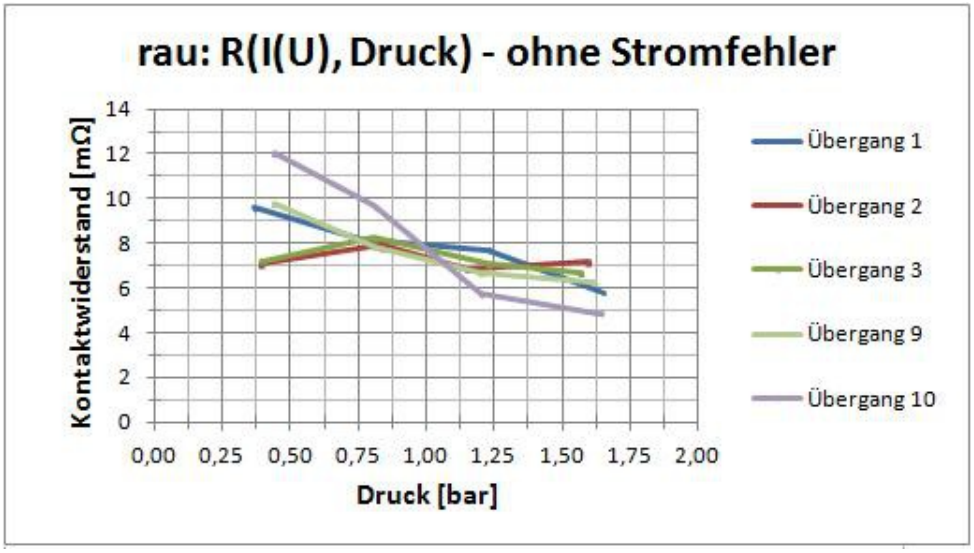


Abbildung 4.14: Kontaktwiderstände (aus I(U)-Diagrammen) zu Druck – rauer Kontakt

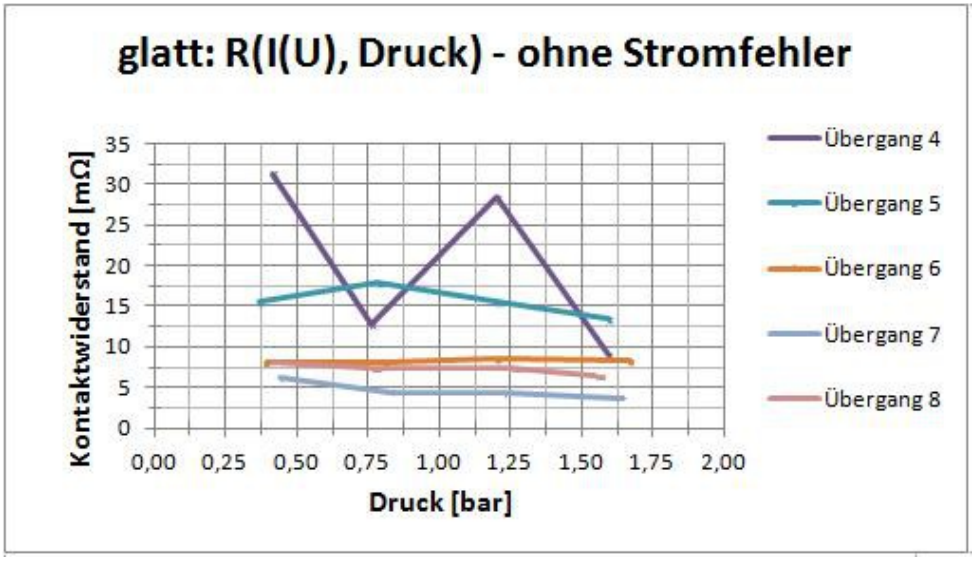


Abbildung 4.15: Kontaktwiderstände (aus I(U)-Diagrammen) zu Druck – glatter Kontakt

- Die Widerstände der gelöteten Übergänge sollten wesentlich geringer sein, als jene der angepressten Kontaktstreifen.

  Dieser Effekt zeigt sich sehr deutlich: Während sich die angepressten Kontakte insgesamt im Widerstandsbereich zwischen ca. 3,7mΩ und 30,9mΩ bewegen (Abb.4.14 und Abb.4.15), sind die gelöteten Übergänge bei 1,5-3,3mΩ (Abb.4.13).

Weiters konnte noch erkannt werden:

- Die glatten Kontaktstreifen zeigen sich bei ihren Widerstandswerten diffuser (Abb.4.15) als die rauen (Abb.4.14). Die Werte sind zum Teil viel höher, aber oft auch merklich niedriger. Weiters ist bei Druckerhöhungen öfter eine Widerstandszunahme zu sehen als bei den rauen Kontaktstreifen.

  Dies könnte damit erklärt werden, dass sich verhältnismäßig große Unebenheiten (kleine Verbeulungen, welche jedoch größer als die Rauigkeit sind) bei glatten Kontakten wesentlich schlechter auswirken als bei rauen. Bei rauen Kontakten können kleinere Unebenheiten eine schlechte Geometrie noch eher ausgleichen.

  Eine günstige Geometrie liegt vor, wenn möglichst kleine Unebenheiten über die gesamte Fläche verteilt sind. Hier kann der verhältnismäßig glatte (bzw. nur leicht raue) Kontakt mehr Kontaktflächen erzeugen, da die Verkeilung der Unebenheiten besser gelingt. Bei einer übermäßigen Rauigkeit drücken sich die Unebenheiten voneinander ab, wenn sie genau übereinander liegen. Dies wirkt hindernd für den zu passierenden Strom.

- Die Messreihen der unterschiedlichen rauen Kontakte (Abb.4.14) liegen bei jeweils gleichem Druck näher beisammen, als jene der gelöteten (Abb.4.13). Das Verhältnis vom niedrigsten Widerstandswert zum Höchsten bei ca. 0,4bar ist 0,59, sowie bei ca. 1,6bar ist das Verhältnis bei 0,68. Bei den gelöteten Übergängen ist dieser Wert bei 0,45, also viel niedriger. Somit haben diese zwar einen niedrigeren Widerstand, aber die Messergebnisse sind merklich weiter voneinander entfernt.

  Eine Deutung für dieses Verhalten könnte sein, dass die Lötstellen – wie bereits im Unterkapitel 4.3 vermutet – tatsächlich Verfälschungen hervorrufen:

  - Nach der exakten Lötfläche richtet sich der elektrische Widerstand.
  - Wenn unbeabsichtigt Einschlüsse in die Lötstelle gekommen sein sollten, wirkt sich dies negativ auf den elektrischen Widerstand aus.

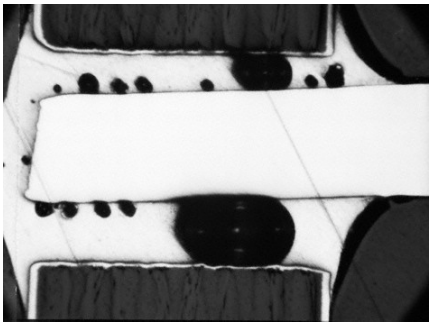


Abbildung 4.16: Schliffbild einer Lötstelle mit Poren[68]

  - Es können Poren in der Lötstelle entstehen (Abb.4.16), weil sich im Flussmittel und in der Lotpaste Lösemittel befinden. Diese dampfen meist beim Lötvorgang aus, können aber zum Teil in der Lötstelle verbleiben. Diese Poren können nicht nur schlecht für die mechanische Stabilität sein, sondern wirken sich auch auf die elektrische Leitung aus. [68]

4.5 Probleme bei der Auswertung der Messdaten

Nicht nur der Messvorgang verlief problembehaftet, sondern die Auswertung hatte ebenfalls Erschwernisse:

- Wie bereits geschildert, wurden die stromspezifischen Messreihen bei hohen Strömen begonnen und bei niedriger werdenden Strömen fortgesetzt. Bei der ersten Auswertung der Daten ergaben sich bei den Diagrammen zum Kontaktwiderstand in Abhängigkeit zum Strom (Abb.4.17) zwei Effekte, welche in jeder einzelnen Messreihe erkennbar waren:

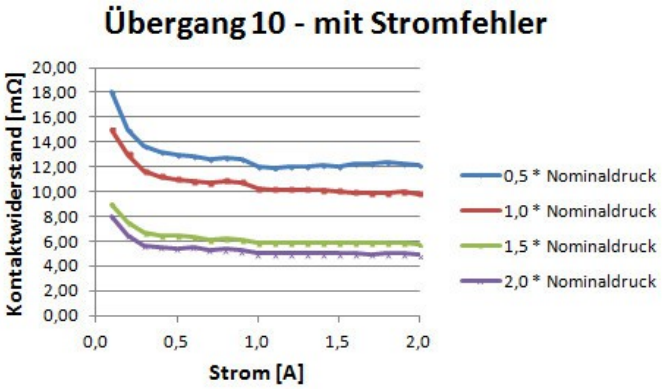


Abbildung 4.17: Kontaktwiderstand zu Strom (mit Fehler bei den Stromwerten)

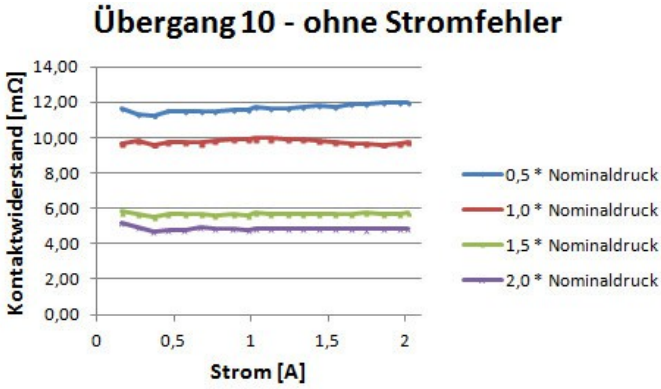


Abbildung 4.18: Kontaktwiderstand zu Strom (ohne Fehler bei den Stromwerten)

  - Offset aller Kontaktwiderstandswerte von 0,9A abwärts zu kleineren Strömen
  - bogenförmige Biegung der Kurven zu höheren Kontaktwiderstandswerten von ca. 0,4A abwärts zu kleineren Strömen

  Zuerst ließ es anmuten, dass die Kennlinie diodenförmig sei, aber nach Erstellung eines Strom-Spannungs-Diagrammes zeigte sich jeweils eine fast perfekte Widerstandsgerade. Dadurch ist die These eines diodenförmigen Verhaltens des Kontaktüberganges widerlegt.

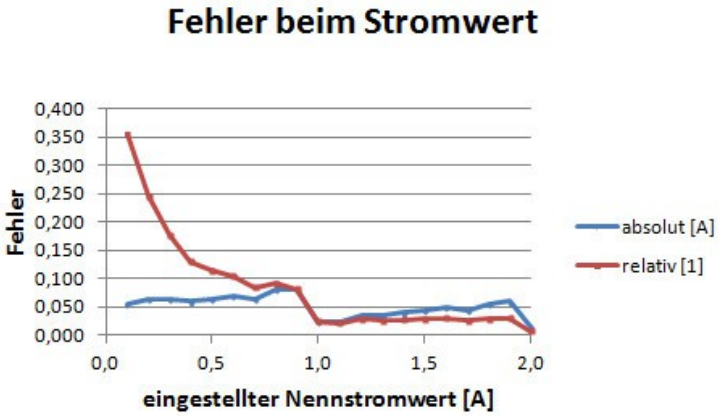


Abbildung 4.19: Fehler der Stromwerte absolut (in A) und relativ zu den realen Werten

  Nach Messung der Stromwerte direkt beim Netzgerät durch ein Multimeter zeigte sich die lösende Erklärung (Abb.4.19). Die diskret einstellbaren Stromwerte auf der Anzeige des Netzgerätes stimmten nicht ganz mit den tatsächlich gemessenen Werten überein:

  - Alle Stromwerte waren etwas höher als vom Gerät angezeigt. Bei den höheren Stromwerten von 1,0A aufwärts war der Offset niedriger als bei den niedrigeren Stromwerten. Dies erklärt den Sprung auf ein höheres Niveau innerhalb der zuvor erklärten Diagramme.

- Bei den niedrigen Stromwerten von 0,9A abwärts blieb der Offset zwar annähernd gleich in absoluten Zahlen. Er wirkte sich jedoch im Verhältnis zum Nennwert prozentuell immer mehr aus. Der Fehler wurde somit gewichtiger und verfälschte die kleinen Stromwerte intensiver als die hohen. Bei der Weiterverarbeitung der Daten sanken die Kontaktwiderstandswerte bei niedrigen Stromwerten auf das Niveau jener bei hohen Stromwerten herab. Auch die Geraden der linearen Trendlinie in den Strom-Spannungs-Kennlinien hatten über alle Messreihen niedrigere Steigungen und somit niedrigere Widerstände.

  Wenn aber das Ohmsche Gesetz betrachtet wird, müsste bei gleich bleibender Spannung und erhöhtem Strom ein niedrigerer Widerstandswert herauskommen. Die Erklärung ist hierfür die Lage, wo sich der höhere Offset befindet. Weil dieser bei den niedrigeren Stromwerten ist, ergibt sich die niedrigere Steigung über die gesamte Kennlinie und somit der linearen Trendlinie.

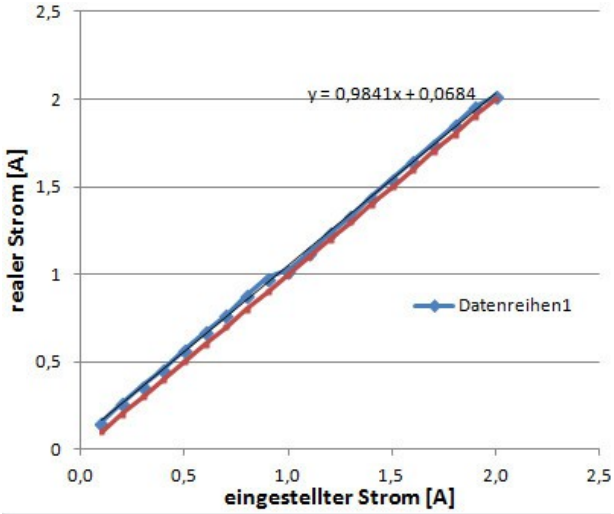


Abbildung 4.20: realer zu eingestellten Strom beim Netzgerät (blau), lineare Trendlinie (schwarz) inkl. Formel; 1. Median (rot)

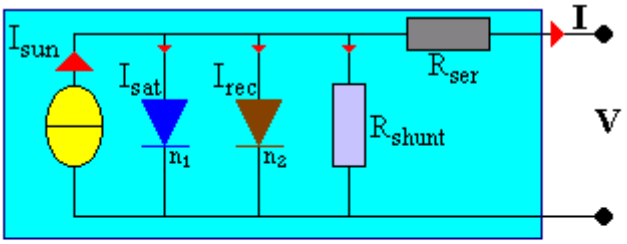
  Dies ist auch in Abb.4.20 zu erkennen, in welcher der reale dem eingestellten Strom gegenübergestellt ist. Wenn diese gleich wären, ergäbe sich eine Gerade mit der Steigung 1 (rote Kurve). Da sie sich aber unterscheiden, ergibt sich die blaue Kurve mit einer linearen Trendlinie mit der Steigung kleiner 1.

- Die Anwendung der linearen Trendlinie im Strom-Spannungs-Diagramm (Abb.4.12) liegt der Annahme zu Grunde, dass sich der Widerstand weder über Strom- noch über Spannungsänderungen mitverändert. Aus den Diagrammen ist zuerkennen, dass dies bis auf kleinste Abweichungen zutrifft.

- Die Auflagefläche für die Kraftaufbringung war wohldefiniert (LxB = 2x2mm). Deswegen konnte leicht vom Zusatzgewicht über die aufgebrachte Kraft auf den Druck umgerechnet werden. Dies war deshalb wichtig, da in handelsüblichen Solarmodulen die Solarzellen mit einem Druck von 600mbar angepresst werden (in der Arbeitsgruppe Silizium-Solarzellen mit 800mbar als Sicherheit). Es kann mit den gewonnenen Daten somit das elektrische Verhalten nicht nur bei diesem Nenndruck analysiert werden, sondern auch bei davon abweichenden Drücken. Verläufe können so besser erkannt werden.

4.6 Strom-Spannungskennlinien mit gemessenen Kontaktwiderstandswerten

Weiters wurden Strom-Spannungs-Messkurven (I-U-Kurven) von einem realen Modul genommen, welches mit silber-beschichteten, 0,2mm hohen Kontaktstreifen erstellt wurde. Es besteht aus 6 Strings zu 42 Viertelzellen, hat also 41 Übergänge pro String. Aus den Messkurven wurden mit einem Computerprogramm die maximale Leistung und der Füllfaktor errechnet.



$$I = I_{sun} - I_{sat}\left[e^{\frac{q}{n_1 kT}(V + I R_{ser})} - 1\right] - I_{rec}\left[e^{\frac{q}{n_2 kT}(V + I R_{ser})} - 1\right] - \frac{V + I R_{ser}}{R_{shunt}}$$

Abbildung 4.21: 2-Dioden-Modell zur Interpretation der I-U-Messkurve

Dieses verwendet das Ersatzschaltbild einer realen Solarzelle (s. Kap.1.2 und Abb.4.21), um die Messwerte zu interpretieren. Es können auch die einzelnen Parameter vorgegeben werden, was hier erfolgt ist:

Isun [A]	2,1
Isat [nA]	0,1496
Number of cells	252
Irec [µA]	2,8541
Rshunt [Ohm]	1861
Temp [K]	300

Tabelle 3: Einstellwerte im Computerprogramm "Module Current"

	Serienwiderstand [mΩ]			
	Einzel	Gesamt	Füllfaktor [%]	Leistung [W]
glatt	5,0	1230	76,5767	242,4892
	10,0	2460	75,2206	238,0380
	15,0	3690	73,8680	233,6036
gelötet	1,5	369	77,5285	245,6162
	2,0	492	77,3927	245,1698
	3,0	738	77,1203	244,2747

Tabelle 4: Eingestellte Serienwiderstände, sowie abgelesene Füllfaktoren und maximale Leistung

Da die Kontaktstreifen jedes Mal zwischen zwei Solarzellen eingepresst sind, ergibt sich die doppelte Anzahl an Übergängen. Da aber zwei Busse in jedem String parallel führen und beide gleich aufgebaut sind, halbiert sich der Widerstandswert. Diese beiden Effekte gleichen sich aus, wodurch sich der Gesamtwiderstand R_{Ges} wie folgt ergibt:

$$R_{Ges} = 6 \cdot R_{String} = 6 \cdot 41 \cdot R_{Einzel} = 246 \cdot R_{Einzel}$$

Formel 4.5

Für die Erstellung der I-U-Kurven wurden nun typische Widerstandswerte aus Kapitel 4.4 für druckverbundene und für gelötete Verbindungen verwendet (Tab.4). Wie zu erwarten, sinken maximale Leistung und Füllfaktor mit steigendem Serienwiderstand R_{Ser}. Dies kommt daher, dass hier nun mehr Leistung verbraucht wird und somit weniger an nachgeschaltete Verbraucher gelangt.

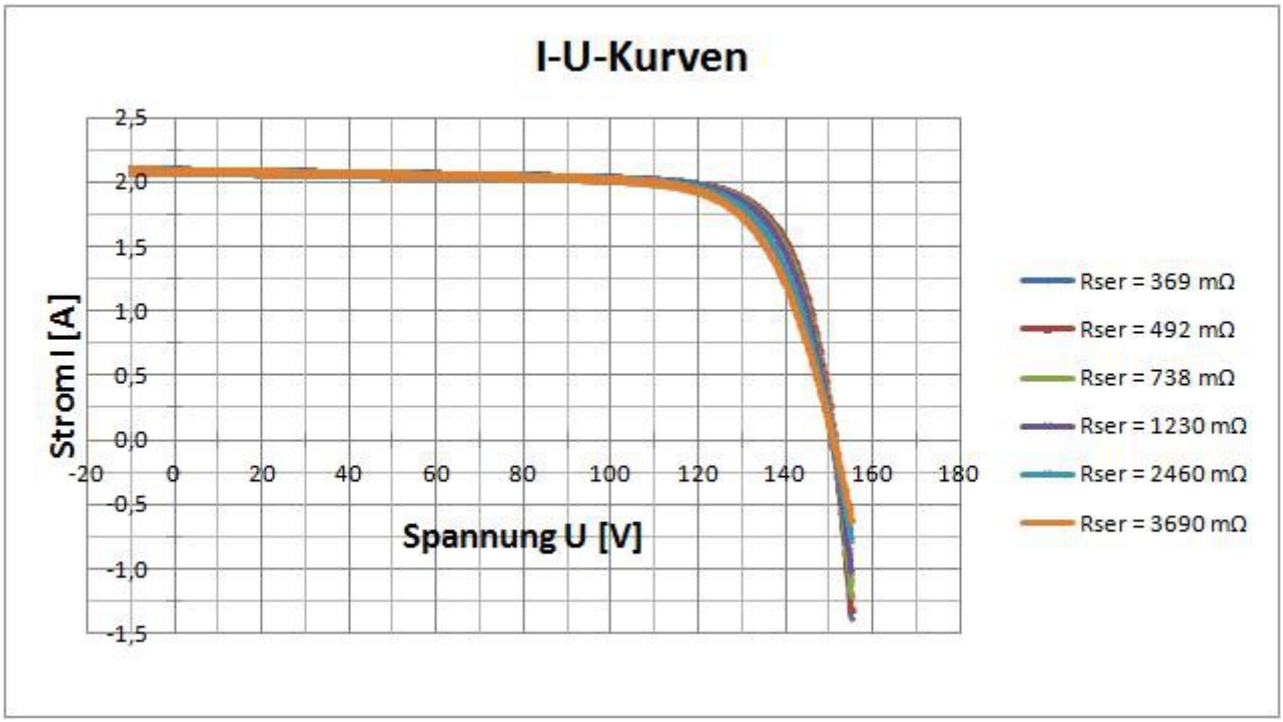


Abbildung 4.22: I-U-Kurve mit variierendem Serienwiderstand

In Abb.4.22 sind die I-U-Kurven mit verschiedenen Serienwiderständen aufgetragen. Gut zu erkennen ist, dass sich die Kurven nur geringfügig unterscheiden. Dies wird durch Tab.4 bestätigt, da dort die Füllfaktoren und maximalen Leistungen ebenfalls sehr nahe beieinanderliegen. In großen Modulgruppen würde sich dieser Unterschied zwischen gelöteten und nicht gelöteten Kontaktstreifen eher bemerkbar machen.

5 Zusammenfassung und Empfehlungen

5.1 PID-Effekt

PID wird von Natrium- und anderen Ionen verursacht, die zumeist vom Deckglas eines Solarmodules in die Antireflexschicht bzw. den frontseitigen n-dotierten Teil der kristallinen Siliziumsolarzellen mit p-dotierter Basis wandern.

PID kann hohe Leistungseinbußen bewirken, kann aber mit relativ kurzen und einfachen Tests ermittelt werden. Die Degradation hängt vom Modul- und Zelltyp, vom Potential und der Polarität ab. Weiters ist die Intensität von PID empfindlich ggü. Temperatur, Luftfeuchte und Schwankungen ebendieser.

Die Mikrostruktur von PID besteht aus einigen ohmschen, lokalen Durchbrüchen. Diese sind an den Stellen erhöhter Natrium-Konzentration in der Antireflexschicht der Zelle. In der Literatur zu PID wurde ein Modell erstellt, um den lokal invertierten Emitter durch die Ursache einer doppelten Ladungsschicht zu erklären. Dieser löst die Durchbrüche aus und verursacht PID.

Die Degradation kann tlw. bis fast gänzlich rückgängig gemacht werden, indem das Modul Heilungsprozessen ausgesetzt wird. Einerseits scheint die positive Spannung zur Bekämpfung der Symptome hervorragend. Von Herstellerfirmen sind bereits entsprechende Geräte entwickelt worden, welche bei nächtlicher Abschattung eine positive, extrem leistungsarme Spannung an die Module legen. Somit werden die leichten Degradationen des Tages umgekehrt. Andererseits funktioniert die erhöhte Temperatur ebenfalls gut, aber das Silizium wird auf Dauer belastet und nach einiger Zeit würde der Heilungsprozess weniger bis nicht mehr funktionieren.

Es könnte bei weiteren Forschungen eine Kombination aus beiden Varianten analysiert werden und im Zuge dessen eine niedrigere, weniger Material belastende Temperatur zum Einsatz kommen.

5.2 Druckmessungen

Da die Messvorrichtung eigens für die Messreihen konstruiert wurde, musste bei der Durchführung der ersten Messungen erst herausgefunden werden, auf welche Verhaltensregeln zu achten ist. Die Solarzellen haben nur eine Dicke von ca. 0,2mm und Silizium ist sehr spröde. Außerdem muss bei allen Vereinfachungen bedacht werden, dass die Verfälschungen gegenüber dem realen Aufbau nicht allzu groß sind.

Grundsätzlich können die Solarzellen die Belastung der Überlappung und der Einpressung der Kontaktstreifen standhalten. Es zeigte sich aber, dass genau auf die Bedingungen geachtet werden muss: Z. B. sind die 2mm der Überlappung als Maximalwert zu betrachten, da sonst die Verbiegungsbelastungen beim geforderten Anpressdruck von 800mbar nicht mehr aufgenommen werden können. Außerdem ist eher zu Kontaktstreifen zu raten, welche nicht höher als 0,2mm sind, da sich dann die Solarzellen nicht so intensiv verbiegen müssen.

Die mechanischen Abhängigkeiten von der Zelldicke zeigten nicht immer den vordergründigsten Effekt. Tlw. ist das Verhalten komplexer und davon abhängig, welcher Mittelwert über die Halbwertsbreiten verwendet wird (Mittelwert über alle Werte aller Messstellen A, B, C, D und alle Drücke, aber spezifisch bzgl. Zelle oder Mittelwert über alle Zellen aber spezifisch bzgl. des Druckes; vgl. Abb.2.22 und Abb.2.23, die beide die Entwicklung der Halbwertsbreite in Abhängigkeit der Zelldicke zeigen, aber verschieden geneigte lineare Trendlinien haben).

Die mechanischen Messreihen zeigten sich teilweise aussagekräftig: Vor allem die symmetrische Variante wirkt realistischer als die Unsymmetrische, da die starre Stahlwand der Messvorrichtung im realen Modul mechanisch gesehen an keiner Stelle zu finden ist. Das Einbettungsmaterial EVA

ist wesentlich weicher und kann somit mehr Druck zur Entlasung aufnehmen.

Es könnten noch realistischere Messvorrichtungen errichtet werden, da diese zu besseren Ergebnissen führen würden. Besser wäre es eventuell, reale Module mit unterschiedlichen Drücken zu laminieren. Dies kommt der Realität wesentlich näher, da die Zähigkeit und und geringe Härte der Einbettungsmaterialien besser zur Geltung kommt (im Vergleich zum Schaumstoff in der verwendeten Testvorrichtung).

Für weitere Untersuchungen bzgl. der Verformung könnte ein Aufbau ähnlich einem Potentiometer behilflich sein. Je nach dem wo der Berührungspunkt zwischen Solarzelle und Rückwand ist, ergibt sich ein anderer elektrischer Widerstand. Diese Variante würde aufwändiger, aber genauer sein.

Statt noch realistischerer Messvorrichtungen könnte bei weiteren Untersuchungen ein kraftabhängiger Widerstand (force sensing resistor FSR-Sensor) in ein Testmodul an beliebiger Stelle mitlaminiert werden. Dieser funktioniert mit halbleitendem Polymer, welcher zu Elektroden auf Abstand gehalten wird. Durch Kraftaufbringung verringert sich der Widerstand.[69] Ebenso könnte eine oder mehrere kleine piezoelektrische Folien mitlaminiert werden, da somit eine Messspannung verfügbar wäre und sogar eine Ortsauflösung möglich wäre.

Die Simulation liefert gute Kraftverläufe und die absoluten Kraftwerte sind mit der Realität abgeglichen. Dadurch kann sie bzgl. der Testvorrichtungen als realistisch angesehen werden.

5.3 Höhenprofile

Bei einem fertigen Minimodul aus 5 Viertelzellen wurde die Rückseite entfernt und die Struktur aus überlappten Solarzellen und eingepressten Kontaktstreifen abgetastet. Auf diese Weise konnte die Verteilung der Verformungen bei einem realen Modul ermittelt werden.

Es zeigte sich, dass die Auflage nicht eben, sondern gewölbt ist und dies sogar mit unterschiedlicher Intensität (Abb.3.2 bis 3.8). Weiters ist offensichtlich der Anpressdruck an den Rändern höher, da hier die verschiedenen Messkurven näher beieinander liegen als in der Mitte. Dies zeigt sowohl die Abtastung in Längs- als auch in Querrichtung. Dadurch entstand bei der mittlersten Viertelzelle sogar eine so große Instabilität beim Laminiervorgang, dass die Zelle in die andere Richtung geneigt ist als alle anderen.

Somit liegt es nahe, in Zukunft ein Einbettungsverfahren von Solarzellen und Kontakten zu entwickeln, welches eine gleichmäßigere Druckverteilung beim Anpressen bewirkt. Vor allem bei der getesteten Konstruktion mit nicht angelöteten Kontaktstreifen kann sich die Druckverteilung massiv auf den Kontaktwiderstand auswirken. Der Zusammenhang zwischen Anpressdruck und Kontaktwiderstand ist nämlich indirekt proportional, wie in Kapitel 4 erörtert wurde.

5.4 Kontaktwiderstände

Wie erwartet sinkt der Kontaktwiderstand zwischen Solarzellen-Bus und aufgelegtem und angepresstem Kontaktstreifen mit höherem Druck. Durchschnittlich sind die Widerstände bei rauen und glatten Kontaktstreifen ca. gleich hoch. Ein paar Widerstands-Messkurven der glatten Kontaktstreifen reichen jedoch etwas tiefer hinunter als die der Rauen.

Auffällig ist hierbei aber, dass die Messkurven der rauen Kontakte sehr nahe beeinander und jene der Glatten weit auseinander liegen. Die Glatten sind somit anfälliger für Widerstandserhöhungen, wenn kleine Dellen vorliegen. Die rauen Kontaktstreifen können dies offensichlich tlw. mit ihrer Rauigkeit ausgleichen. Interessant ist weiters, dass die Messkurven der Rauen sogar noch näher beieinander sind wie die Messpunkte der gelöteten Übergänge. Die Rauigkeit dürfte durch ihre größere effektive Berührungsfläche einen stabileren Übergang geschaffen haben, als es die kleinere, gelötete Fläche hatte. Somit bewirken viele Verhakungen mehrere, dafür aber schlechtere elektrische mikroskopische Übergänge. Wie zu erwarten, sind die Widerstandswerte der gelöteten Übergänge trotzdessen deutlich unter jenen der Rauen.

Mit dem richtigen Rauigkeitsmuster (welches auf beiden Kontaktflächen übereinstimmen muss) und -tiefe können somit vmtl. Widerstandswerte von den effizientesten glatten Kontaktstreifen erreicht werden. Es ist durchaus realistisch, dass diese sogar wesentlich unterboten werden können.

Bei gelöteten Übergängen können auch Widerstandsverringerungen erreicht werden, wenn auf die Löttechnik und -materialien geachtet wird. Tlw. befinden sich Poren in den Lötstellen, welche die mechanische Stabilität und den elektrischen Übergang massiv beeinträchtigen können. Sie werden durch Einschlüsse verursacht, welche es zu vermeiden gilt.

6 Anhänge

6.1 Konstruktionszeichnungen der Drucktestvorrichtung (Kapitel 2.2)

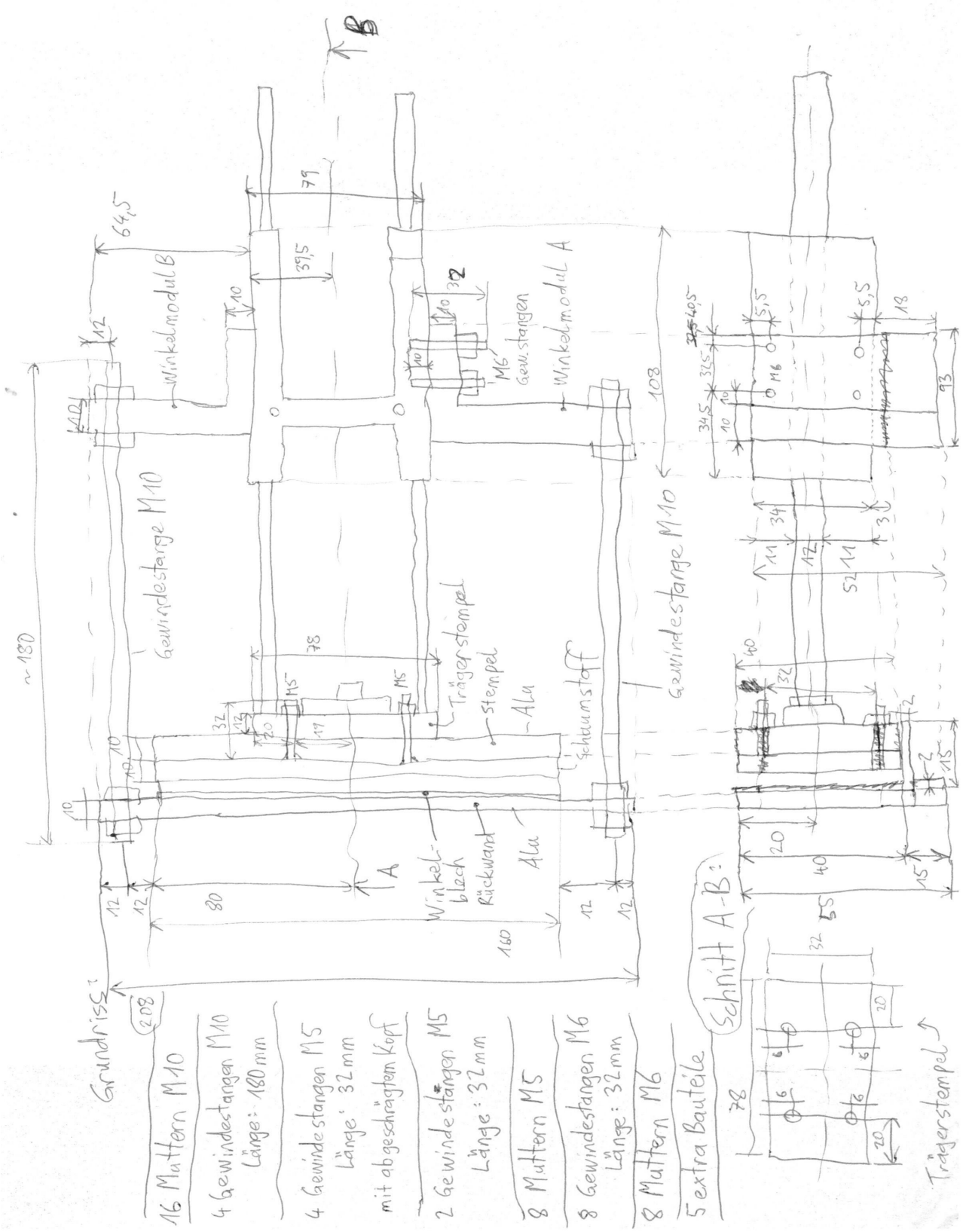


Abbildung 6.1: Skizze des gesamten Aufbaus der Drucktestvorrichtung

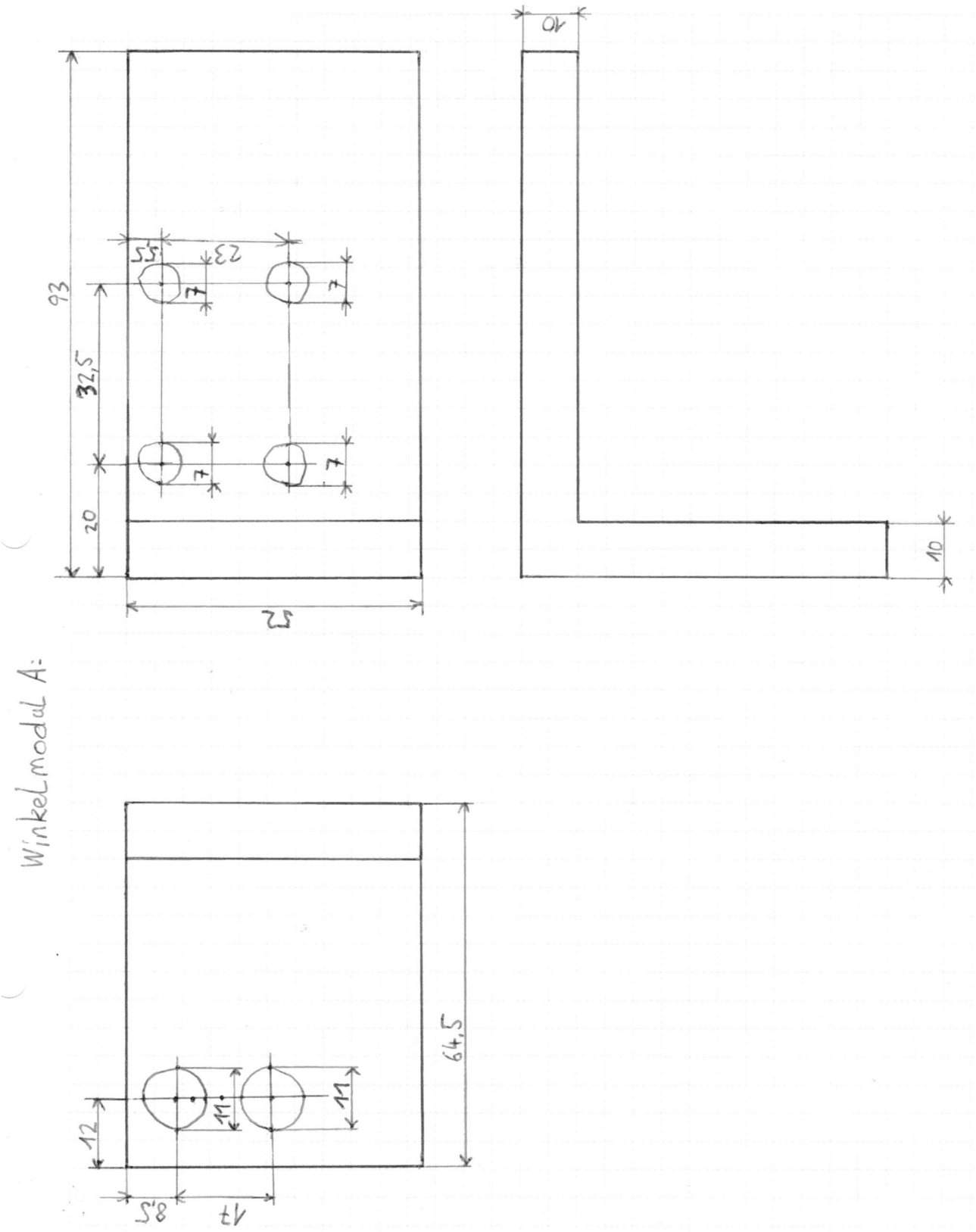


Abbildung 6.3: Konstruktionszeichnung von Winkelmodul A

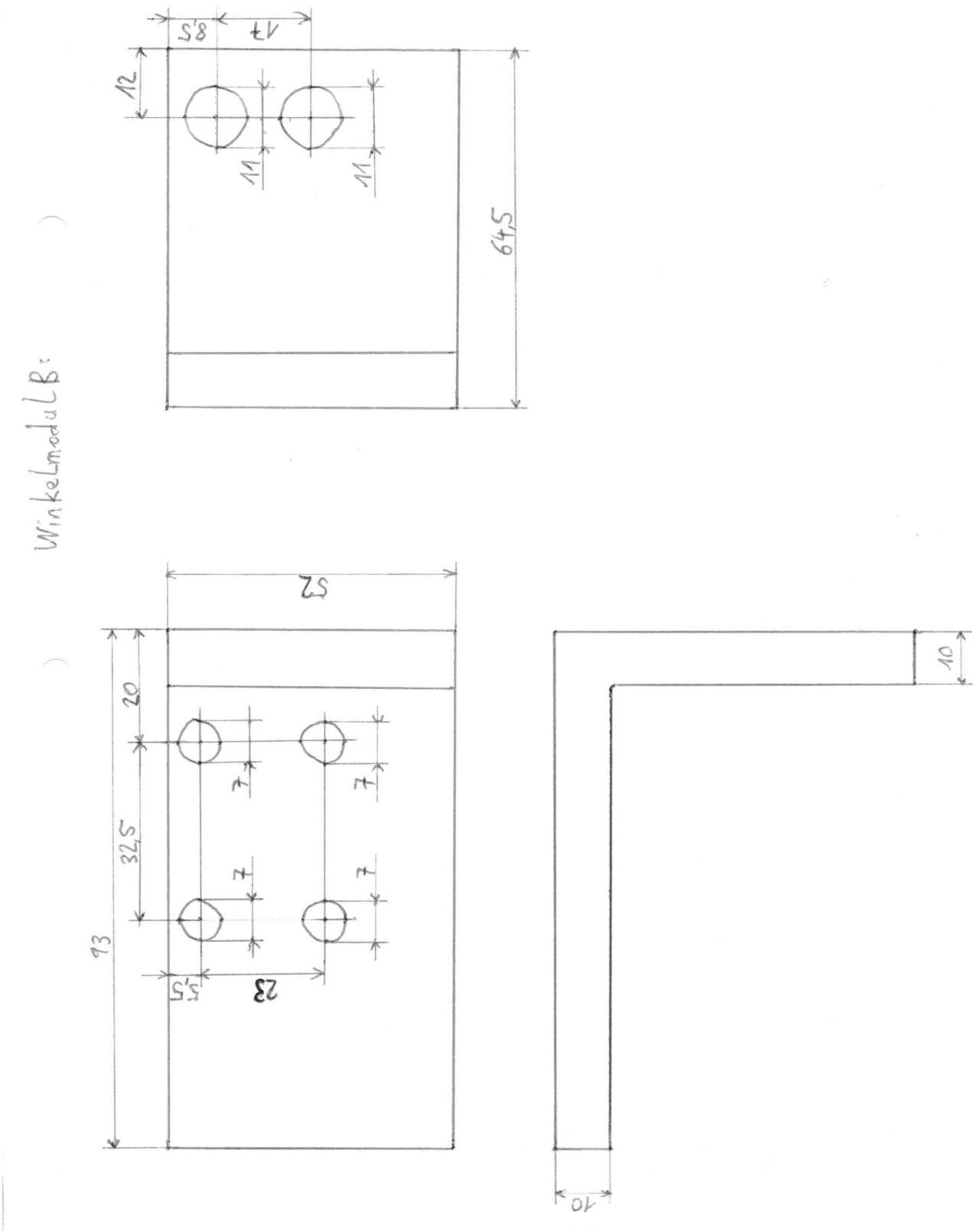


Abbildung 6.4: Konstruktionszeichnung von Winkelmodul B

6.2 Mittelwerte der Halbwertsbreiten HWB der Druckmessungen (Kapitel 2.5)

Messung	Art der Messung	Mittelwert d. HWB d. jeweiligen Messreihen [mm]	Zelldicke [mm]	Bruchdruck [mbar]
1	unsymm._200µm			
2	unsymm._200µm	2,8013	0,1925	218
3	unsymm._200µm	3,0908	0,2068	303
4	unsymm._200µm	3,9488	0,2137	606
5	unsymm._200µm	3,0125	0,2189	928
6	unsymm._200µm	3,2250	0,2195	199
7	unsymm._200µm	2,4800	0,2239	801
8	unsymm._250µm	5,3850	0,2098	38
9	unsymm._250µm	4,4000	0,1960	133
10	unsymm._250µm	3,7575	0,2264	142
11	symm._200µm	2,7940	0,2204	946
12	symm._200µm			
13	symm._200µm	2,4965	0,1998	965
14	symm._200µm	2,8050	0,2169	180
15	symm._200µm	3,6208	0,2260	600
16	symm._200µm	2,2010	0,1878	965
17	symm._200µm	2,5160	0,2125	1145
18	symm._200µm	2,5475	0,2221	133
19	symm._200µm	2,6050	0,2602	1117
20	symm._250µm	2,2650	0,2103	201
21	symm._250µm	3,5200	0,2237	401
22	symm._250µm	3,7713	0,2181	398
23	symm._250µm	2,3781	0,1879	795
24	symm._250µm	2,9863	0,2159	256
25	symm._250µm	3,0219	0,2432	681
26	unsymm._250µm	3,0000	0,1854	199
27	unsymm._250µm			
28	unsymm._250µm	3,7675	0,2289	170

Abbildung 6.5: Mittelwerte der Halbwertsbreiten HWB der einzelnen Messreihen über die Druckstufen, spezifiziert nach Messart

	Druckstufen [mbar]			
	200	400	600	800
Messart	Mittelwert der Halbwertsbreiten HWB [mm] bei angegebenen Druckstufen [mbar]			
unsymm._200µm	4,0417	3,3225	2,5463	2,3517
unsymm._250µm	4,0620	4,0620	4,0620	4,0620
symm._200µm	3,5491	2,9497	2,5353	2,2769
symm._250µm	3,6996	2,6842	2,5883	2,4229

Messart	Mittelwert der Bruchdrücke [mbar]	Mittelwert der HWB bei Bruch [mm]
unsymm._200µm_Bruch	509,2	2,4267
unsymm._250µm_Bruch	136,4	4,0620
symm._200µm_Bruch	756,4	1,9469
symm._250µm_Bruch	455,3	2,4229

Abbildung 6.7: Mittelwerte der HWB der einzelnen Messreihen spezifiziert nach Messart und Druckstufen (oben), Bruchdrücke und Mittelwerte der HWB bei Bruch spezifiziert nach Messart (unten)

Messung	Art der Messung	Mittelwert d. Halbwertsbreiten bei 200mbar	Mittelwert d. Halbwertsbreiten bei 400mbar	Mittelwert d. Halbwertsbreiten bei 600mbar	Mittelwert d. Halbwertsbreiten bei 800mbar	Zelldicke [mm]
1	unsymm._200µm					
2	unsymm._200µm	4,2450	3,0725	2,0000	1,8875	0,1925
3	unsymm._200µm	3,9175	2,9250	2,4300	2,4300	0,2068
4	unsymm._200µm	5,3250	4,9725	3,0675	2,4300	0,2137
5	unsymm._200µm	4,0650	2,9525	2,6475	2,3850	0,2189
6	unsymm._200µm	3,2250	3,2250	3,2250	3,2250	0,2195
7	unsymm._200µm	3,4725	2,7875	1,9075	1,7525	0,2239
8	unsymm._250µm	5,3850	5,3850	5,3850	5,3850	0,2098
9	unsymm._250µm	4,4000	4,4000	4,4000	4,4000	0,1960
10	unsymm._250µm	3,7575	3,7575	3,7575	3,7575	0,2264
11	symm._200µm	3,9350	3,3275	2,7700	2,4700	0,2204
12	symm._200µm					
13	symm._200µm	3,5625	2,9100	2,3950	2,0975	0,1998
14	symm._200µm	2,8050	2,8050	2,8050	2,8050	0,2169
15	symm._200µm	4,7675	3,4075	2,6875	2,6875	0,2260
16	symm._200µm	3,2050	2,5400	2,1625	1,6350	0,1878
17	symm._200µm	3,6625	3,0225	2,3775	1,9800	0,2125
18	symm._200µm	2,5475	2,5475	2,5475	2,5475	0,2221
19	symm._200µm	3,9075	3,0375	2,5375	1,9925	0,2602
20	symm._250µm	2,2650	2,2650	2,2650	2,2650	0,2103
21	symm._250µm	3,8625	3,1775	3,1775	3,1775	0,2237
22	symm._250µm	4,5875	2,9550	2,9550	2,9550	0,2181
23	symm._250µm	3,0700	2,5025	2,2950	1,6450	0,1879
24	symm._250µm	3,5275	2,4450	2,4450	2,4450	0,2159
25	symm._250µm	4,8850	2,7600	2,3925	2,0500	0,2432
26	unsymm._250µm	3,0000	3,0000	3,0000	3,0000	0,1854
27	unsymm._250µm					
28	unsymm._250µm	3,7675	3,7675	3,7675	3,7675	0,2289

Abbildung 6.6: Mittelwerte der Halbwertsbreiten HWB über die Messstellen A-D der einzelnen Messreihen, spezifiziert nach Druckstufen und Messart

6.3 Fehler des Netzteils (Kapitel 4.5)

Fehler des Netzteils beim Strom

Strom [A]		Fehler	
eingestellt:	real:	absolut [A]:	relativ [1]:
2,0	2,015	0,015	0,007
1,9	1,96	0,060	0,031
1,8	1,855	0,055	0,030
1,7	1,745	0,045	0,026
1,6	1,65	0,050	0,030
1,5	1,545	0,045	0,029
1,4	1,44	0,040	0,028
1,3	1,335	0,035	0,026
1,2	1,235	0,035	0,028
1,1	1,125	0,025	0,022
1,0	1,025	0,025	0,024
0,9	0,98	0,080	0,082
0,8	0,88	0,080	0,091
0,7	0,765	0,065	0,085
0,6	0,67	0,070	0,104
0,5	0,565	0,065	0,115
0,4	0,46	0,060	0,130
0,3	0,365	0,065	0,178
0,2	0,265	0,065	0,245
0,1	0,155	0,055	0,355

Abbildung 6.8: Fehler des angezeigten Stromes beim verwendeten Netzteil

7 Verzeichnisse

7.1 Quellenverzeichnis

Literaturverzeichnis

1: Christian Münch, Photovoltaikanlage, Wechselrichter, , http://www.photovoltaik.org/photovoltaikanlagen, Technische Information

2: SMA Solar Technology AG, Wechselrichter: Leistungselektronik für eine saubere Energieversorgung, 2009, http://www.sma.de/partner/expertenwissen/wechselrichter-leistungselektronik-fuer-eine-saubere-energieversorgung.html, technische Information

3: Salzburg Netz GmbH, Stromnetz / Netzstruktur, 2014, http://www.salzburgnetz.at/stromnetz/#stromnetz-netzstruktur-2, technische Information

4: Eberhard Raasch, Dipl.-Ing. , Kleinspannung ELV (extra low voltage), , http://www.itwissen.info/definition/lexikon/Kleinspannung-extra-low-voltage-ELV.html, Online Lexikon

5: Maren Mohler, Der Transformator, 2007, https://lp.uni-goettingen.de/get/text/360, Onlinekurs

6: Ernst Leitner, Ulrich Finckh, Generator- und Motorprinzip, , http://www.leifiphysik.de/themenbereiche/elektromagnetische-induktion,

7: David Halliday, Robert Resnick, Joachim Streubel, Bernd Schaarschmidt, Physik / Physics, Kapitel: Der Transformator, Maxwellsche Gleichungen, 1994, , de Gruyter, ISBN: 3110138972, 9783110138979

8: Patrick Peretzki, Übungsaufgabe: Magnetfeld einer Spule, 2006 - 2014, https://lp.uni-goettingen.de/get/text/4529, Onlinekurs der Universität Göttingen

9: Wikipedia, Transformator / Realer Transformator, 2009-2014, http://de.wikipedia.org/wiki/Transformator#Realer_Transformator,

10: Ina Röpcke, Mit oder ohne Trafo?, 2010, http://www.solutronic.de/files/presseartikel/Presse%20PDF/mit%20oder%20ohne%20Trafo.pdf, , , Technischer Artikel

11: Dr. Bernd Engel, Wechselrichter, Der Weg ins Netz, 2005, http://www.mikrocontroller.net/attachment/73013/VWEW-Fachtagung_2005.pdf

12: Hanwha Q CELLS GmbH, FUNKTIONELLE ERDUNG EINES Q.SMART PHOTOVOLTAIK-SYSTEMS -DURCHFÜHRUNG UND SICHERHE, 2011, http://www.q-cells.com/uploads/tx_abdownloads/files/QCells_Application_Note_QSMART_Funktionserdung_2012-07_DE_03.pdf, technische Information

13: Dipl.-Ing. (E-Technik) Matthias Diehl, Dipl.-Ing. (Phys. Technik) Tina Ternus, Trafolose Wechselrichter, 2009, http://www.photovoltaikbuero.de/pvKnowHowBlog/EntryId/75/Trafolose-Wechselrichter, Blogbeitrag im Internet

14: Prof. Dr.-Ing. Konrad Mertens, Photovoltaik - Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis, 2013, http://www.lehrbuch-photovoltaik.de/index.html, Carl Hanser Verlag, ISBN: 978-3-446-43410-3

15: Prof. Dr. Helmut Föll, Die reale Solarzelle, , http://www.tf.uni-kiel.de/matwis/amat/mw_for_et/kap_a/backbone/ra_1_2.html, Skript zur Vorlesung

16: Martin Halwachs, BSc., Numerische Simulation von Solarzellen mit wxAMPS, 2013, , , , Projektarbeit

17: SMA Solar Technology AG, PID - das Problem und seine Lösung; Modulregeneration

mit der PV Offset Box, , http://files.sma.de/dl/7418/PID-PVOBox-TI-de-11.pdf, Technische Information
18: Volker Naumann, Jens Fröbel, Potenzialinduzierte Degradation, , http://www.csp.fraunhofer.de/leitthema-moduldefekte/potentialinduzierte-degradation/, Kurzbeschreibung zum Forschungsgebiet
19: Mani G. TamizhMani, DEMONSTRATING BANKABILITY Potential-induced degradation testing – a critical addition to today's qualification tests, 2011, http://www.nrel.gov/pv/performance_reliability/pdfs/2013_spi_workshop_mani.pdf
20: S. Pingel, O. Frank, M. Winkler, S. Daryan, T. Geipel, H. Hoehne and J. Berghold, POTENTIAL INDUCED DEGRADATION OF SOLAR CELLS AND PANELS, , http://www.solon.com/export/sites/default/solonse.com/_downloads/global/article-pid/Pingel_et_al_PID.pdf, IEEE, ISBN: 978-1-4244-5890-5, DOI: 10.1109/PVSC.2010.5616823, wissenschaftliches Paper
21: V. Naumann, C. Hagendorf, S. Grosser, M. Werner, J. Bagdahn, Micro Structural Root Cause Analysis of Potential InducedDegradation in c-Si Solar Cells, 2012, http://ac.els-cdn.com/S1876610212012337/1-s2.0-S1876610212012337-main.pdf?_tid=336e3bf2-2fac-11e4-bbcd-00000aab0f02&acdnat=1409337917_e8a3c1ad0b6c5eef19787ad03534eaee, Energy Procedia, DOI: 10.1016/j.egypro.2012.07.020, wissenschaftliches Paper
22: Volker Naumann, Dominik Lausch, Stephan Großer, Martina Werner,Sina Swatek, Christian Hagendorf, Jörg Bagdahn, Microstructural Analysis of Crystal Defects Leading toPotential-Induced Degradation (PID) of Si Solar Cells, 2012, http://ac.els-cdn.com/S1876610213000520/1-s2.0-S1876610213000520-main.pdf?_tid=41ce10e8-3063-11e4-b303-00000aab0f27&acdnat=1409416539_8b1ac7b47a69da373a287ec6dae50a97, Elsevier; Energy Procedia, DOI: 10.1016/j.egypro.2013.05.042, wissenschaftliches Paper
23: J. Bauer, V. Naumann , S. Großer, C. Hagendorf, M. Schütze, O. Breitenstein, On the mechanism of potential-induced degradation in crystalline silicon solar cells, 2012, http://www.mpi-halle.de/mpi/publi/pdf/10806_12.pdf, pss rapid research letters, DOI: 10.1002/pssr.201206276, wissenschaftliches Paper
24: Volker Naumann, Dominik Lausch, Andreas Graff, Martina Werner, Sina Swatek, Jan Bauer,Angelika Hähnel, Otwin Breitenstein, Stephan Großer, Jörg Bagdahn, Christian Hagendorf, The role of stacking faults for the formation of shunts during potential-induced degradation of crystalline Si solar cells, 2013, http://www.mpi-halle.de/mpi/publi/pdf/11269_13.pdf, pss rapid research letters, DOI: 10.1002/pssr.201307090, wissenschaftliches Paper
25: Michael Schwark, Karl Berger, Rita Ebner,Gusztáv Újvár, Christina Hirschl, Lukas Neumaier,Wolfgang Mühleisen, Investigation of potential induced degradation (PID) of solar modules from different manufacturers, 2013, http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=06700486, IEEE, DOI: 10.1109/IECON.2013.6700486, wissenschaftliches Paper
26: Reiner H.Mauch , Electroluminescence in thin films, 1995, http://ac.els-cdn.com/0169433295003010/1-s2.0-0169433295003010-main.pdf?_tid=035d07f0-307d-11e4-bba5-00000aab0f01&acdnat=1409427601_029442cedb652d8fc95d064e0f6ea293, Elsevier, DOI: 10.1016/0169-4332(95)00301-0, wissenschaftliches Paper
27: edevis GmbH, Prinzip der optische angeregten Lockin-Thermografie, 2014, http://www.edevis.com/de/optical_lockin_thermography_principle.php, technische Information
28: O. Breitenstein, J.P. Rakotoniaina, M. Kaes, S. Seren, T. Pernau, G. Hahn, W. Warta,

and J. Isenberg, LOCK-IN THERMOGRAPHY - A UNIVERSAL TOOL FOR LOCAL ANALYSIS OF SOLAR CELLS, 2005, http://www.mpi-halle.mpg.de/mpi/publi/pdf/6564_05.pdf, Max Planck Institute of Microstructure Physics, University of Konstanz, Department of Physics, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE), 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 6-10 June 2005, Barcelona, Spain, wissenschaftliches Paper

29: tascon GmbH, Analytical Services and Consulting, ToF-SIMS, , http://www.tascon.eu/media/de/Praxis/Analysetechniken/ToF-SIMS_de.pdf, Technische Information

30: Physical Electronics, Inc., TOF-SIMS What is TOF-SIMS?, 2006 - 2014, https://www.phi.com/surface-analysis-techniques/tof-sims.html,

31: Mag. Otto Dolinsek, Das Rasterelektronenmikroskop, , http://www.bglerch.asn-ktn.ac.at/physik/mikroskop/REM.htm, Online-Schulunterlagen

32: Dr. Klaus Heidler, Fraunhofer ISE entwickelt neue Photovoltaik-Technologien, 2009, http://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/presseinformationen-2009/fraunhofer-ise-entwickelt-neue-photovoltaik-technologien, Fraunhofer Institut, Presseinformation 17.09.2009, Presseinformation 2009

33: Pro solar Solarstrom GmbH & Co. KG, Das Solarmodul, 2012, http://www.pro-solar.com/index.php?id=121, technische Information

34: topraysolar, Solarglas Photovoltaik, , http://www.directindustry.de/prod/shenzhen-topray-solar/solarglas-photovoltaik-54782-481792.html; http://www.topraysolar.com/site/product_files/PV%20Glass.pdf, Technische Information

35: Stefan Gleis (Diplom-Ingenieur) , Aufbau Solarmodul - Bestandteile Solarpanel Photovoltaik, , http://www.renewable-energy-concepts.com/german/sonnenenergie/solaranlage-solartechnik/solarmodule-aufbau.html, technische Information

36: Tim Moritz, Chris Hadley, Glas herstellen, , http://de.wikihow.com/Glas-herstellen,

37: TONI NIPPE, HOLGER SCHAARSCHMIDT, BERND POLTERSDORF, EVA-Folie – ein High-End-Produkt, 2012, http://www.kraussmaffeiberstorff.com/media/files/kmdownloadlocal/de/EVA-Folie.pdf, Carl Hanser Verlag, München, Dokumentnr.: KU111004, Technische Information

38: Wikipedia, Solarzelle, 2014, http://de.wikipedia.org/wiki/Solarzelle,

39: Ing. Uwe Junge, Photovoltaik, , http://www.ing-büro-junge.de/html/photovoltaik.html, Technische Information

40: Stefan Gleis (Diplom-Ingenieur) , Aufbau einer Solarzelle - Funktionsprinzip und Wirkungsweise, , http://www.renewable-energy-concepts.com/?id=658, Technische Information

41: Brigitte Lutz, Photolithographie, 2011, http://www.ipv.uni-stuttgart.de/forschung/laborausstattung/photolitographie.html, Technische Information

42: Alexander Hauser, Die kristalline Siliziumsolarzelle, Untersuchung der Einzelprozesse und Entwicklung von Alternativen, 2005, https://kops.ub.uni-konstanz.de/xmlui/bitstream/handle/urn:nbn:de:bsz:352-opus-17709/Diss_Hauser.pdf?sequence=1,

43: DPV Elektronik Service GmbH, Lötzinn STANNOL, , http://www.dpv-elektronik.de/shop/DPV-7/ESD-399/EPA-333/ai/1?DPVSid=d68438eae2dad96648084197267e739b, Technische Information

44: Johann Summhammer, Zahra Halavani and Josef Lang, Results of pressure-only cell interconnections in high voltage PV-modules, 2014, , , , wissenschaftliches Paper

45: Zahra Halavani, Josef J. Lang, Johann Summhammer, Results of pressure-only cell interconnections in high voltage PV-modules, 2014, , , , Präsentation für EUPVSEC 2014
46: Roland Einhaus, Klaus Bamberg, Robert de Franclieu, Hubert Lauvray, RECENT PROGRESS WITH APOLLONSOLAR'S NICE MODULE TECHNOLOGY, 2005, http://www.apollonsolar.com/userfiles/file/Publi/NICE%202005%20PVSEC%20-%20Recent%20Progress%20with%20NICE%20Module%20Technology.pdf, APOLLON SOLAR, CEA- LITEN/DSEN/GENEC, 20th PVSEC, Barcelona, 2005, wissenschaftliches Paper
47: F.Madon, O. Nichiporuk, R. Einhaus, L. Crampette, B. Semmache, L. Valette, V. Charrier and B. Damiani, NICE MODULE TECHNOLOGY USING INDUSTRIAL N-TYPE SOLAR CELLS WITHOUT FRONT ANDREAR BUSBARS, 2013, , , ISBN: 3-936338-33-7, DOI: 10.4229/28thEUPVSEC2013-4AV.4.43,
48: KREMPEL GmbH, AKASOL PTL 3-38/125 TWH, TEDLAR + Polyester + TEDLAR, 2009, http://de.enfsolar.com/ApolloF/solar/Product/pdf/Backsheet/521329e9dd779.pdf, Technische Information
49: Wikipedia, Aluminium, , http://de.wikipedia.org/wiki/Aluminium,
50: Hans Albert Richard, Manuela Sander, Technische Mechanik. Dynamik: Grundlagen - effektiv und anwendungsnah (Kapitel: 8.3.2.1 Feder), 2011, http://books.google.at/books?id=9XZmxLD5sesC&pg=PA169&lpg=PA169&dq=federkonstante+stab&source=bl&ots=hbxOvsEe8T&sig=QXLvNA7pgmsqcFqd8m2nXesTkFw&hl=de&sa=X&ei=m4LvU7TFAsiI7AbIyoD4CQ&ved=0CD8Q6AEwBA#v=onepage&q=federkonstante%20stab&f=false, Springer, ISBN: 3834814059, 9783834814050
51: Wikipedia, Federkonstante, , http://de.wikipedia.org/wiki/Federkonstante,
52: Andreas Jerrentrup, Physik: die gesamte Physik in einem Skript, 2006, , Medi-Learn, ISBN: 393880209X, 9783938802090
53: Christian Dürnsteiner, Die Theorie der Biegelinie, 2006, http://www.ist.tugraz.at/projects/isac/www/kbase/thy/thy_isac_Biegelinie.html,
54: Günther Holzmann,Heinz Meyer,Georg Schumpich, Technische Mechanik 3. Festigkeitslehre, 2006, , Teubner, Springer, ISBN: 978-3-519-26522-1, DOI: 10.1007/978-3-322-96799-2
55: Wikipedia, Flächenträgheitsmoment, , http://de.wikipedia.org/wiki/Fl%C3%A4chentr%C3%A4gheitsmoment,
56: Anton Schweizer, Biegung von statisch bestimmten Trägern, , http://www.schweizer-fn.de/festigkeit/biegung_traeger/biegung_traeger_start.php,
57: Alfred Böge, Vieweg Handbuch Maschinenbau: Grundlagen und Anwendungen der Maschinenbau-Technik, 2007, , Springer-Verlag, ISBN: 3834890928, ISBN: 9783834890924
58: Dr. Markus Winzenick, Definitionen zu Kontaktwiderstände, 1999, http://www.schaltrelais.de/terminologie/term08.htm,
59: Dipl.-Ing. BERND GEHLERT, Empfindliche Kontaktwiderstandsmessung, 2004, http://www.eue24.net/pi/index.php?StoryID=253&articleID=7970, W. C. Heraeus GmbH & Co.KG, ,
60: wsk Mess- und Datentechnik GmbH, Kontaktwiderstand, , http://www.wsk.de/kowi/kontaktwiderstand.htm,
61: Wikipedia, Kontaktwiderstand, , http://de.wikipedia.org/wiki/Kontaktwiderstand,
62: Christiana Honsberg, Stuart Bowden, Contact resistance, , http://www.pveducation.org/pvcdrom/design/contact-resistance,
63: Wikipedia, Frittspannung, , http://de.wikipedia.org/wiki/Frittspannung,

64: Jian Song, Alessandro Alberani / Kristin Rinortner, Wann und wie die Widerstandsveränderung durch Fritten auftritt , 2007, http://www.elektronikpraxis.vogel.de/verbindungstechnik/articles/93865/, , ,
65: Wikipedia, Vierleitermessung, , http://de.wikipedia.org/wiki/Vierleitermessung,
66: Jürgen Zeitler, Günter Simon, Physik für Techniker (Kapitel: 10.3 Ohmsches Gesetz), 2012, , Carl Hanser Verlag GmbH Co KG, ISBN: 3446435735, 9783446435735
67: Wikipedia, Litze (Elektrotechnik), , http://de.wikipedia.org/wiki/Litze_%28Elektrotechnik%29,
68: TechnoLab GmbH, Hohlräume, Poren, , http://www.technolab.de/_de/loetlexikon/smdhmduebersicht/hohlraeumeporen.php,
69: Electrade GmbH Elektronik - Vertrieb und Consulting, FSR-Drucksensoren, , http://www.electrade.com/index.php/drucksensoren.html,

7.2 Abbildungsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1: H-Brückenschaltung [2]....1
Abbildung 1.2: Pulsweitenmodulation mit Träger-(hier: Rechteck) und Nutzsignal (hier: Sinus) [2] 1
Abbildung 1.3: Schematischer Aufbau des Transformators mit Primär- und Sekundärseite, Wicklungszahlen Ni, Strömen Ii, Spannungen Ui, magn. Fluss Φ und magn.Flussdichte B [5]....2
Abbildung 1.4: Wechselrichter mit 50Hz-Transformator [11]....4
Abbildung 1.5: Wechselrichter ohne Transformator[11]....5
Abbildung 1.6: Ersatzschaltbild einer realen Solarzelle [14]....6
Abbildung 1.7: I(U)-Kennlinie eines Photovoltaikmoduls mit zeitlichem Verlauf bei Aussetzung von PID-günstigen Bedingungen[17]....7
Abbildung 1.8: PV-String-Potentialspektren mit negativer (oben), ohne (mittig) und positiver (unten) Erdung [19]....8
Abbildung 1.9: EL-Bild eines nicht geerdeten PID-Strings mit degradierten Solarzellen im negativen Potentialbereich [20]....8
Abbildung 1.10: (a)EL-Bild mit Degradation; (b)Dunkel-I(U)-Kurve des Minimodules (c)DLIT-Bild eines degradierten Zellfragmentesmit einigen Shunts (hervorgerufen durch PID) [22]....9
Abbildung 1.11: Verteilung der degradierten Zellen im Solarmodul (die Zahlen geben den prozentuellen Abfall der Nennleistung der einzelnen Zellen an) [19]....10
Abbildung 1.12: Verläufe der Leckströme zweier Module in µA bei gleichzeitigen Rampen (links; blau, rot) und bei sequentiell geschalteten Rampen (rechts; blau, orange), sowie der Modul-(violett) und Umgebungs-(grün) -temperatur in °C (links und rechts) [19]....11
Abbildung 1.13: Leistungseinbußen in Abhängigkeit der Luftfeuchte [19]....12
Abbildung 1.14: Tiefenprofil der ToF-SIMS-Messung eines (a)degradierten (b)nicht degradierten Bereiches als Referenz [21]....12
Abbildung 1.15: Analysebild mit SEM/EBIC (a)degradiert (b)nicht degradiert (rote Linie ist p-n-Übergang); jeweils mit I(U)-Kennlinie [21]....13
Abbildung 1.16: Bändermodell im kristallinen Silizium (Leitungsband: oben, Ferminiveau: mittig, Valenzband: unten); Durch die Na+-Ionen in der SiNx-ARC wird die n+-dotierte Schicht zu p+ invertiert und dessen Bänder werden angehoben. [21]....14
Abbildung 1.17: Invertierung des Emitters (a)Schema (b)Bändermodell [23]....14
Abbildung 1.18: Heilprozess nach der Degradation [19]....17
Abbildung 2.1: Aufbau eines Solarmodules [33]....19
Abbildung 2.2: Transmissionsgrad vom Solarglas und vom Einbettungsmaterial EVA [37]....20
Abbildung 2.3: Aufbau einer Solarzelle [38]....21
Abbildung 2.4: Arbeitsschritte bei der Photolithografie [41]....21
Abbildung 2.5: Modulaufbau mit gebogenen Kontaktstreifen [39]....22
Abbildung 2.6: Prinzip der Überlappung bei eingepressten Kontaktstreifen [45]....22
Abbildung 2.7: Modulaufbau bei Überlappung der Solarzellen und eingepresster Kontaktstreifen [44]....23
Abbildung 2.8: Modulaufbau mit eingepressten Kontaktstreifen (Seitenansicht mit Schnitt)....23
Abbildung 2.9: Aufbau der Drucktestvorrichtung....24
Abbildung 2.10: Messstellen A bis D....25
Abbildung 2.11: Kontakt an Testvorrichtung....25
Abbildung 2.12: Spalt bei unsymmetrischem Messmodus....26

Abbildung 2.13: Spalt bei symmetrischem Messmodus....26
Abbildung 2.14: Folie zur Größenorientierung; Hauptintervall: 1mm, Hilfsintervall: 0,2mm....26
Abbildung 2.15: Bruch knapp neben dem Kontaktstreifen....27
Abbildung 2.16: Bruch von Rückseite betrachtet....27
Abbildung 2.17: Berührung der Solarzelle mit der Rückwand....28
Abbildung 2.18: Bruch auf halber Kontaktbreite....29
Abbildung 2.19: Schematische Darstellung der gebogenen Viertelzelle bei der Messung; h = Höhe des Spalts, h/2 = halbe Höhe des Spalts, HWB = Halbwertsbreite....30
Abbildung 2.20: Halbwertsbreite zu Druck (bei laufender Messung (Quadrate) und im Bruchfall (Kreise))....32
Abbildung 2.21: Mittelwerte der Halbwertsbreite zu Bruchdruck....32
Abbildung 2.22: Halbwertsbreite zu Zelldicke bzgl. Messmodus....33
Abbildung 2.23: Halbwertsbreite zu Zelldicke bzgl. Druck....34
Abbildung 2.24: Bruchdruck zu Zelldicke....35
Abbildung 2.25: vergrößertes Foto mit gestreuten Bildpunkten....36
Abbildung 2.26: Prinzipbild der federbesetzten Ebene (links oben) mit Höhenverteilung in Y-Richtung (rechts) sowie in X-Richtung (unten) – nicht maßstabsgetreu....37
Abbildung 2.27: Bestimmung der resultierenden Kraft durch Vergleich der Höhenunterschiede zu den benachbarten Rechenpunkten....37
Abbildung 2.28: Stab mit Querschnitt A, Länge L0, E-Modul E und Kraft F....39
Abbildung 2.29: Graf. Bedienoberfläche des Simulationsprogrammes bei Längsschnitt y = 0....41
Abbildung 2.30: Messaufbau zur Verifizierung der Simulationsergebnisse....41
Abbildung 2.31: Druckverlauf zu Durchbiegung d. Mitte der Viertelzelle inkl. linearer Trendlinie und Geradengleichung....42
Abbildung 2.32: Druckverlauf durch Zellendicke zu Durchbiegung d. Mitte der Viertelzelle inkl. linearer Trendlinie und Geradengleichung....42
Abbildung 2.33: Kraftverlauf zu Durchbiegung d. Mitte der Viertelzelle inkl. linearer Trendlinie und Geradengleichung....43
Abbildung 2.34: Kraftverlauf durch Zellendicke zu Durchbiegung d. Mitte der Viertelzelle inkl. linearer Trendlinie und Geradengleichung....43
Abbildung 2.35: Graf. Bedienoberfläche des Simulationsprogrammes bei mittiger Last....44
Abbildung 2.36: Rechteckiger Querschnitt [55]....45
Abbildung 2.37: Biegeträger mit Streckenlast, Biegelinie und Biegemomentenverlauf [56]....45
Abbildung 2.38: Biegeträger mit Einzellast, Biegelinie und Biegemomentenverlauf (a=l/2) [56]....48
Abbildung 2.39: Lage der ausgewählten Längsschnitte....50
Abbildung 2.40: Längsschnitte von Verbiegung (oben) und Kraft (unten) bei y = 26,9mm....50
Abbildung 2.41: Längsschnitte von Verbiegung (oben) und Kraft (unten) bei y = 29,9mm....51
Abbildung 2.42: Längsschnitte von Verbiegung (oben) und Kraft (unten) bei y = 38,90mm....51
Abbildung 2.43: Längsschnitte von Verbiegung (oben) und Kraft (unten) bei y = 38,90mm....52
Abbildung 3.1: Solarmodul auf X-Y-Z-Tisch eingespannt....53
Abbildung 3.2: Ursprüngliche Messkurve (blau), Gerade für Horizontalstellung (rot), lineare Trendlinie über alle Messpunkte (schwarz) und horizontal gestellte Messkurve (grün)....55
Abbildung 3.3: Lage der Abtastungen HA10_x....56
Abbildung 3.4: horizontal gestellte Messung HA10_10 (grün) mit Trendlinie (schwarz; Polynom 2. Grades) und Formel für Trendlinie....56
Abbildung 3.5: horizontal gestellte Messung HA10_11 (grün) mit Trendlinie (schwarz; Polynom 2. Grades) und Formel für Trendlinie....56
Abbildung 3.6: Höhenprofil in Längsrichtung der Solarzellen und jeweils oberhalb der Überlappungen inkl. der Referenzmessung HA10_11 bzgl. der Klebestreifen

(Nummerierungen lt. Abb.3.3).....59
Abbildung 3.7: Höhenprofil in Längsrichtung der Solarzellen und jeweils unterhalb der Überlappungen (Nummerierungen lt. Abb.3.3).....59
Abbildung 3.8: direkter Höhenvergleich von Abb.3.6 und Abb.3.7 (Solarzelle mit Dicke von ~0,2mm liegt dazwischen).....61
Abbildung 3.9: Höhenprofil in Querrichtung der Solarzellen (Anordnung der Zellen lt. Abb.2.8 bzw. Abb.3.1).....62
Abbildung 4.1: unebene Kontaktflächen (horizontal) und schematisch dargestellte Stromlinien (vertikal) [59].....64
Abbildung 4.2: Engewiderstand zu Kontaktkraft [59].....64
Abbildung 4.3: Engewiderstand zu Härte [59].....64
Abbildung 4.4: Kontaktwiderstand zu angelegter Spannung [63].....65
Abbildung 4.5: Viertelzelle – Vorderseite (oben) und Rückseite (unten).....66
Abbildung 4.6: Schaltungsaufbau der Vierleitermessung [65].....67
Abbildung 4.7: Aufbau der Messvorrichtung.....67
Abbildung 4.8: Waage auf dem Messtisch des X-Y-Z-Tisches inkl. aller zur Messung notwendiger Kontakte.....68
Abbildung 4.9: Litzenleitung, verdrillt (oben) und aufgefächert (unten) [67].....68
Abbildung 4.10: Kontaktwiderstand zu Druck mit aufgerauter Kontaktoberfläche (Auflagefläche: 2x2mm) inkl. Markierung des errechneten Druckes auf einen Kontaktstreifen.....70
Abbildung 4.11: Kontaktwiderstand zu Druck mit glatter Kontaktoberfläche (Auflagefläche: 2x2mm) inkl. Markierung des errechneten Druckes auf einen Kontaktstreifen.....71
Abbildung 4.12: Spannung zu Strom – mit Widerstandsgeraden und linearen Trendlinien inkl. zugehöriger Formeln.....73
Abbildung 4.13: Kontaktwiderstände (aus I(U)-Diagrammen) der Messungen mit gelötetem Kontakt.....74
Abbildung 4.14: Kontaktwiderstände (aus I(U)-Diagrammen) zu Druck – rauer Kontakt.....74
Abbildung 4.15: Kontaktwiderstände (aus I(U)-Diagrammen) zu Druck – glatter Kontakt.....74
Abbildung 4.16: Schliffbild einer Lötstelle mit Poren[68].....75
Abbildung 4.17: Kontaktwiderstand zu Strom (mit Fehler bei den Stromwerten).....76
Abbildung 4.18: Kontaktwiderstand zu Strom (ohne Fehler bei den Stromwerten).....76
Abbildung 4.19: Fehler der Stromwerte absolut (in A) und relativ zu den realen Werten.....76
Abbildung 4.20: realer zu eingestellten Strom beim Netzgerät (blau), lineare Trendlinie (schwarz) inkl. Formel; 1. Median (rot).....77
Abbildung 4.21: 2-Dioden-Modell zur Interpretation der I-U-Messkurve.....78
Abbildung 4.22: I-U-Kurve mit variierendem Serienwiderstand.....79
Abbildung 6.1: Skizze des gesamten Aufbaus der Drucktestvorrichtung.....A
Abbildung 6.2: Konstruktionszeichungen von Stempel, Rückwand und Winkelblech.....B
Abbildung 6.3: Konstruktionszeichnung von Winkelmodul A.....C
Abbildung 6.4: Konstruktionszeichnung von Winkelmodul B.....D
Abbildung 6.5: Mittelwerte der Halbwertsbreiten HWB der einzelnen Messreihen über die Druckstufen, spezifiziert nach Messart.....E
Abbildung 6.6: Mittelwerte der Halbwertsbreiten HWB über die Messstellen A-D der einzelnen Messreihen, spezifiziert nach Druckstufen und Messart.....F
Abbildung 6.7: Mittelwerte der HWB der einzelnen Messreihen spezifiziert nach Messart und Druckstufen (oben), Bruchdrücke und Mittelwerte der HWB bei Bruch spezifiziert nach Messart (unten).....F
Abbildung 6.8: Fehler des angezeigten Stromes beim verwendeten Netzteil.....G

7.3 Tabellenverzeichnis

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Steigungen der Diagramme der Probemessungen im Vergleich zu den Daten der vergleichbaren Simulation.....44
Tabelle 2: Simulationswerte der Längsschnitte bzgl. Y (links bedeutet hier mit kleineren X-Werten) 51
Tabelle 3: Einstellwerte im Computerprogramm "Module Current".....78
Tabelle 4: Eingestellte Serienwiderstände, sowie abgelesene Füllfaktoren und maximale Leistung 78

7.4 Formelverzeichnis

Formelverzeichnis

[5][6][7]....2
Formel 1.1....2
Formel 1.2....3
Formel 1.3....3
Formel 1.4....3
Formel 1.5....3
Formel 2.1....39
Formel 2.2....40
Formel 2.3....40
Formel 2.4....40
Formel 2.5....44
Formel 2.6....45
Formel 2.7....45
Formel 2.8....45
Formel 2.9....45
Formel 2.10....46
Formel 2.11....46
Formel 2.12....46
Formel 2.13....47
Formel 2.14....47
Formel 2.15....47
Formel 2.16....47
Formel 2.17....47
Formel 2.18....47
Formel 2.19....47
Formel 2.20....48
Formel 2.21....48
Formel 2.22....49
Formel 2.23....49
Formel 2.24....49
Formel 2.25....49
Formel 2.26....49
Formel 2.27....49
Formel 2.28....49
Formel 2.29....50
Formel 2.30....52
Formel 2.31....52
Formel 4.1....64
Formel 4.2....67
Formel 4.3....71
Formel 4.4....71
Formel 4.5....78