

Wie sollten PV-Module montiert werden: Auswirkung verschiedener Klemmkonfigurationen auf mechanische Spannungen in gerahmten PV-Modulen mittels FEM

Pascal Romer*, Charlotte Hasselblatt, Andreas J. Beinert

Fraunhofer-Institut für Solare Energie Systeme, Heidenhofstraße 2, 79110 Freiburg

Tel.: +49 (0)761 4588 5044

E-Mail: pascal.romer@ise.fraunhofer.de

www.ise.fraunhofer.de/fem

Abstract

In der Montageanleitung von PV-Modulen werden häufig unterschiedliche Montagekonfigurationen angegeben. Um die Zertifizierung nach der IEC 61215 [1] zu erhalten, muss jede dieser Montagekonfiguration dem mechanischen Belastungstest (ML) mit mindestens 2400 Pa Testlast standhalten. Aus Kosten und Zeitgründen, wird jedoch oft nur eine Konfiguration getestet. Dies wirft die Fragen auf: Welche Montagekonfiguration ist in Bezug zur definierten Testlast die kritischste und sollte deshalb getestet werden? Und: Welches ist die beste Konfiguration, um die geringstmöglichen mechanischen Belastungen in PV-Modulen zu erreichen?

Zur besseren Beantwortung dieser Fragen, werden in dieser Arbeit verschiedene Montagekonfigurationen eines gerahmten Glas-Backsheet PV-Moduls mit der Finite-Elemente-Methode (FEM) untersucht und ihr Einfluss auf die mechanischen Spannungen im Frontglas und in den Solarzellen analysiert. Hierbei zeigt sich, dass die häufig verwendete Klemmposition bei ca. 20% an der langen Modulseite, insbesondere für die Solarzellen nicht optimal ist.

Methodik

In der Arbeit wird ein 3D-FEM-Modell eines gerahmten 1.8 x 1.1 m² großen Glas-Folien PV-Moduls mit 144 M6 Halbzellen verwendet, welches auf früheren Arbeiten basiert [2]. Hierbei werden die zwei Symmetrieachsen des PV-Moduls genutzt, um den Rechenaufwand zu reduzieren. Die Rahmenklemmung wird mittels eines Festlagers an der Rahmenunterseite, sowie eines Loslagers auf der Rahmenoberseite approximiert. Durch die Wahl dieser Randbedingungen wird die Durchbiegung des PV-Moduls, sowie die erste Hauptspannung in den Solarzellen unterschätzt. Die erste Hauptspannung im Frontglas wird dagegen überschätzt. Des Weiteren werden thermische Spannungen, welche im Herstellungsprozess oder Feldbetrieb entstehen können vernachlässigt, diese sind z.B. in [2–5] genauer erläutert.

Mit diesem Modell wird der ML-Test für verschiedene Montagekonfigurationen simuliert und diese miteinander verglichen (vgl. Abbildung 1). In einem ersten Schritt (1.) variiert die Klemmengröße zwischen 100 mm und 50 mm in 10 mm Schritten, für eine Klemmung an der langen Modulseite bei 20 % der Modullänge. Anschließend (2.) wird die Klemmposition an der langen Seite des Moduls zwischen 5 % und 35 % der

Modullänge variiert. Schließlich (3.) werden die Klemmen an der kurzen Seite des Moduls angebracht, und auch hier wird die Position zwischen 5 % und 35 % der Modulbreite variiert. Für die Variation (2.) und (3.) beträgt die Klemmlänge jeweils 50 mm.

Anhand der Variationen wird der Einfluss der Montagesituation auf die erste Hauptspannung (Zugspannungsäquivalent) in den Solarzellen und dem Frontglas analysiert, und somit die mechanische Stabilität des PV-Moduls bei unterschiedlichen Montagesituationen untersucht.

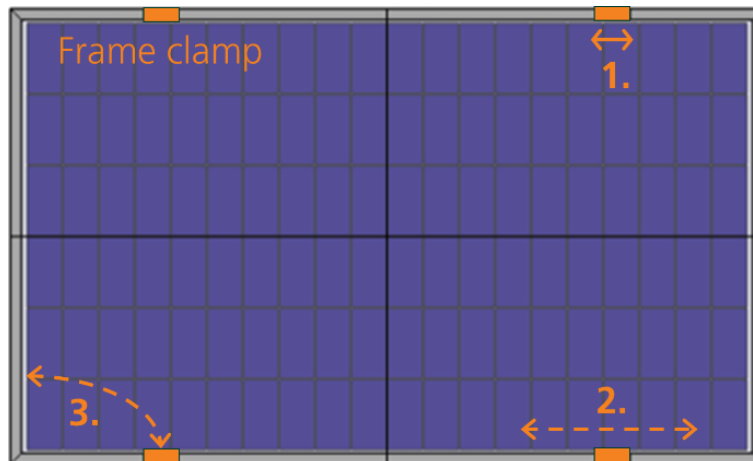


Abbildung 1: Modulaufbau und durchgeführte Variationen der Modulmontage: Klemmlänge (1.), Klemmposition an der langen Modulseite (2.) und Klemmposition an der kurzen Modulseite (3.).

Zusätzlich zu dem 3D-Modell wird zur Erläuterung der mechanischen Spannungen in den Solarzellen ein 2D Querschnittsmodell eines PV Moduls genutzt (Abbildung 2). Hierbei wird der Querschnitt so gewählt, dass dieser parallel zur kurzen Modulseite liegt. In einer ersten Simulation wird das Modul am äußeren Rand mittels eines Festlagers fixiert und eine vorgegebene Deformation von 10 mm in der Modulmitte aufgebracht. Ausgewertet wird die erste Hauptspannung in der innenliegenden Solarzelle. In der zweiten Simulation wird anschließend nur die zuvor ausgewertete Solarzelle simuliert. Die Durchbiegung in z-Richtung an den Ecken der Solarzelle aus der ersten Simulation wird hierbei übertragen, während die Deformation in x-Richtung frei bleibt. Somit wird nur die durch die lokale Deformation der Zelle verursachte erste Hauptspannung betrachtet und kann mit der zuvor ermittelten gesamten ersten Hauptspannung verglichen werden.

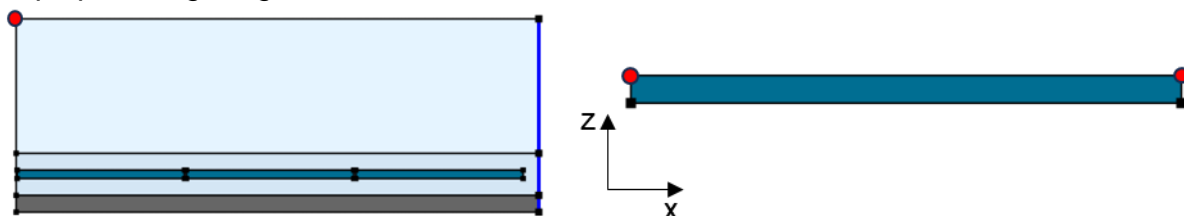


Abbildung 2: Aufbau der 2D-Simulation des Modulquerschnitts (links), sowie der 2D-Simulation der Einzelnen Solarzelle (rechts), (z-Skalierung 20 Fach überhöht). Festlager sind als blaue Linien gekennzeichnet, Verschiebungen als rote Punkte.

Ergebnisse

Auftretende mechanische Spannungen

In diesem Abschnitt sollen die bei einer Drucklast auftretenden mechanischen Spannung in den Solarzellen und dem Frontglas kurz beschrieben und erläutert werden.

Die mechanischen Spannungen in den Solarzellen ergeben sich durch die Überlagerung der lokalen Deformation der Solarzelle und der globalen Deformation des PV-Moduls. Hierbei führt die lokale Deformation zu einer Biegespannung. Durch die Lage der Solarzellen unterhalb der neutralen Phase des Moduls führt die globale Deformation des PV-Moduls zu einer zusätzlichen Zugspannung in den Solarzellen (vgl. *Abbildung 3*). Die Lage des Maximums der Zugspannungen in den Solarzellen hängt somit vom Deformationsprofil des PV-Moduls und damit auch der Klemmposition ab. Da das Frontglas die höchste volumetrische thermische Ausdehnungssteifigkeit (vgl.: [6]) im PV-Modul besitzt ist der Einfluss der anderen Materialien auf dessen Deformation vernachlässigbar, somit ist im Glas die lokale Deformation maßgeblich für die entstehenden Spannungen. Die höchste erste Hauptspannung bei Drucklast tritt im Glas vor allem auf der Oberseite, nahe der Klemmung, sowie auf der Rückseite in der Modulmitte auf (vgl. *Abbildung 4*).

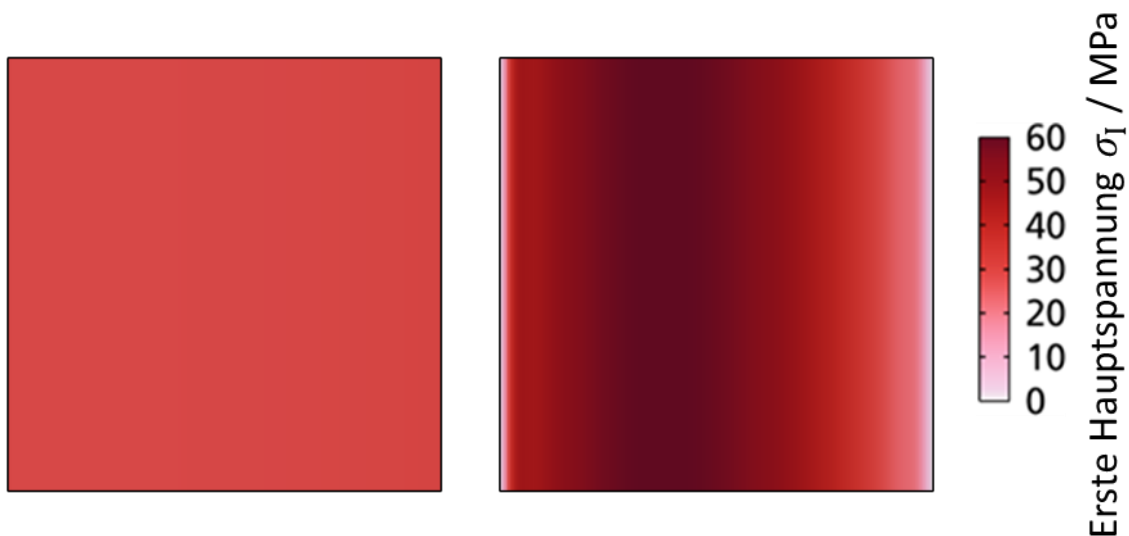


Abbildung 3: Aus einer 2D-Simulation ermittelte erste Hauptspannung einer Solarzelle in einem PV-Modul (rechts) sowie einer einzelnen Solarzelle (links) mit identischer Durchbiegung wie bei der Solarzelle im PV-Modul.

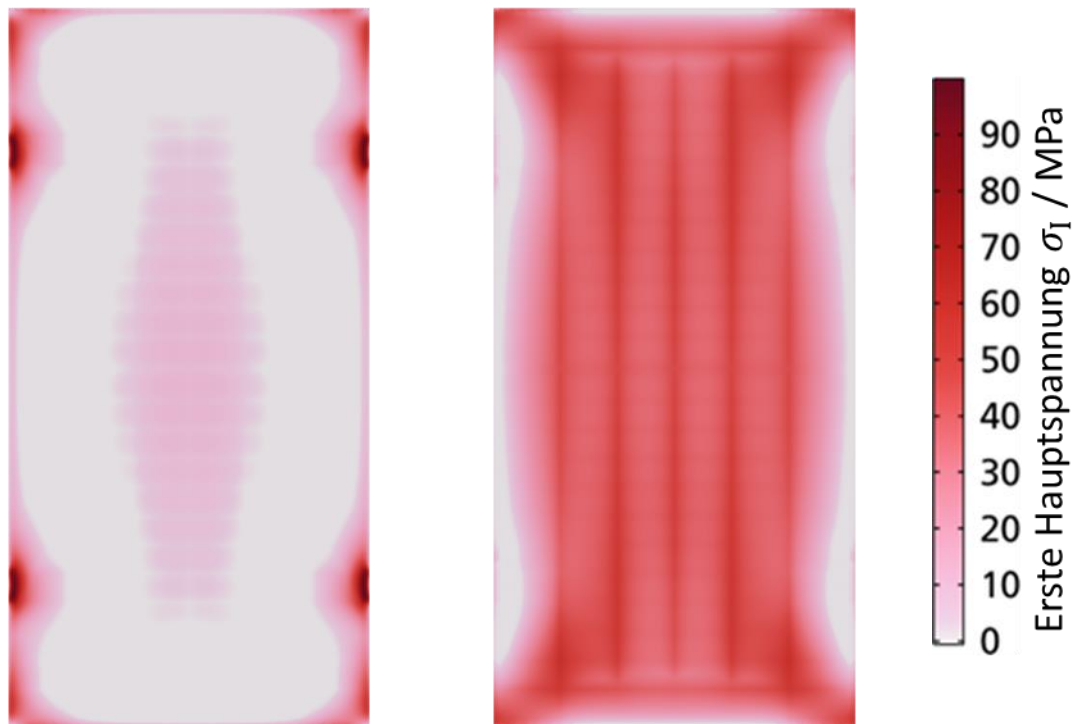


Abbildung 4: Erste Hauptspannung auf der Glasoberseite (links) sowie der Glasunterseite(rechts) bei einer mechanischen Last von 5400 Pa mit einer Klemmung an der langen Modulseite bei 20 % der Modullänge.

Variation der Klemmlänge

Bei einer Verringerung der Klemmengröße von 100 mm auf 50 mm steigen alle drei analysierten Werte, die erste Hauptspannung in den Solarzellen und im Frontglas sowie die Durchbiegung (vgl. Abbildung 5, links). Die Durchbiegung erhöht sich hierbei von 44 mm auf 47 mm. Dies hat einen Anstieg der ersten Hauptspannung im Glas von 106 MPa auf 122 MPa zur Folge. In den Solarzellen erhöht sich die erste Hauptspannung von 78 MPa auf 84 MPa.

Variation der Klemmposition an der langen Modulseite

Die Variation der Klemmposition an der langen Modulseite zeigt, dass bei einer Klemmposition bei 15 % der Modullänge sowohl die Durchbiegung (44 mm) als auch die erste Hauptspannung im Frontglas (101 MPa) minimiert werden (vgl. Abbildung 5, rechts). Eine Klemmung nahe der Modulmitte, bei 35 % der Modullänge, führt zu einem Anstieg der Durchbiegung auf 51 mm und der ersten Hauptspannung auf 163 MPa.

Betrachtet man die erste Hauptspannung in den Solarzellen, so nimmt diese ab je näher das Modul an der Modulecke geklemmt wird. Hier beträgt die erste Hauptspannung bei einer Klemmung bei 35 % der Modullänge 96 MPa und reduziert sich bei 5 % der Modullänge auf 69 MPa.

Variation der Klemmposition an der kurzen Modulseite

Bei einer Klemmung an der kurzen Modulseite führt eine Klemmposition nahe der Modulecke zu einer Reduktion der Durchbiegung von 81 mm (bei 35 % Modulbreite) auf 73 mm (bei 5 % Modulbreite). Somit sinkt auch die erste Hauptspannung im Frontglas von 177 MPa auf 141 MPa (vgl. Abbildung 5, Mitte).

Im Gegensatz dazu steigt die erste Hauptspannung in den Solarzellen für Klemmpositionen, die näher am Modulrand liegen. Bei einer Klemmung bei 35 % der Modulbreite beträgt die Spannung 42 MPa und steigt bei einer Klemmung bei 5 % der Modulbreite auf 56 MPa an.

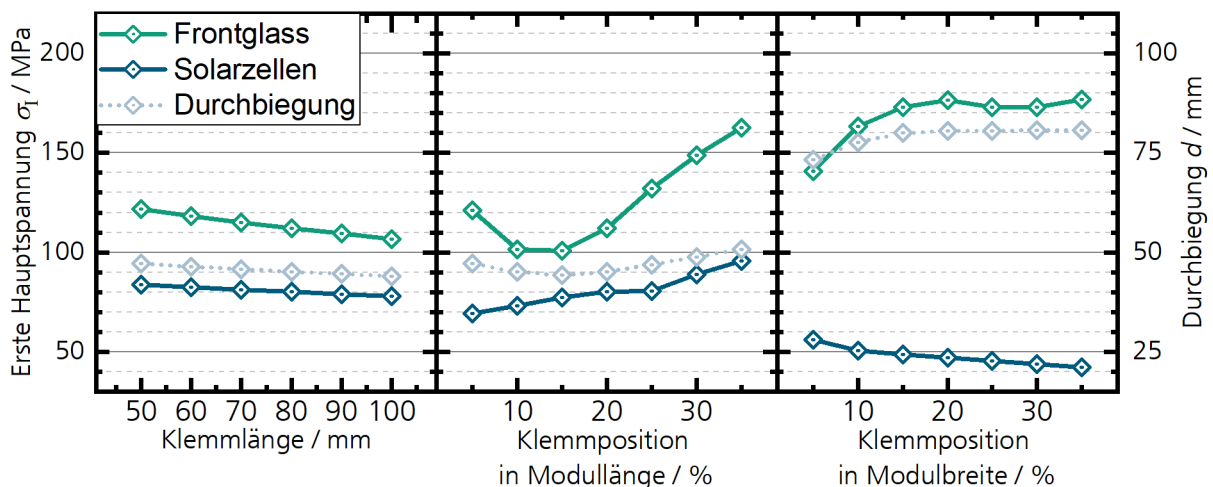


Abbildung 5: Erste Hauptspannung im Frontglas (grün), in den Solarzellen (blau) sowie die Durchbiegung (grau) bei einer homogenen Oberflächenlast von 5400 Pa für unterschiedliche Klemmlängen (links), Klemmpositionen an der kurzen Modulseite (Mitte), sowie unterschiedliche Klemmpositionen an der langen Modulseite (rechts).

Zusammenfassung

Es zeigt sich, dass unterschiedliche Montagekonfigurationen von PV-Modulen verschiedene Komponenten auf unterschiedliche Weise beeinflussen. Während sich die Größe der Klemme nur geringfügig auf die Durchbiegung und Spannung auswirkt, hat die Klemmenposition einen großen Einfluss. Hierbei minimiert eine Klemmung an der langen Modulseite bei 15 % Modullänge die Durchbiegung, sowie die erste Hauptspannung im Frontglas. Im Gegensatz dazu hat eine Montage in der Nähe der Modulecke oder eine Montage an der kurzen Seite des Moduls einen positiven Einfluss auf die ersten Hauptspannungen in den Solarzellen. Die vorgestellten Ergebnisse sind exemplarisch für das gewählte PV-Modul- und Rahmendesign und können bei anderen Designs abweichen.

Es gibt nicht die eine beste Montagekonfiguration. Stattdessen muss für jedes Moduldesign die kritischste Komponente in Bezug auf das Versagen identifiziert werden, und die Montagekonfiguration auf diese optimiert werden, ohne zu viele Kompromisse in anderen Komponenten einzugehen. Hierbei ist die FEM ein geeignetes Tool um in PV-Modulen auftretende mechanische Spannungen zu analysieren, und somit die Montagesituation zu optimieren.

Ausblick

Aktuell laufen Arbeiten zur expliziten Abbildung der Modulklemme in der FEM. Hierbei wird das Anzugsdrehmoment der Modulklemmen berücksichtigt. Des Weiteren wird der Kontakt inklusive Reibung zwischen Modulrahmen und Klemme bzw. Unterkonstruktion implementiert. Anhand dieses Vorgehens soll in Zukunft eine genauere Vorhersage des Modulversagens ermöglicht werden.

Referenzen

- [1] IEC 61215-2:2021 *Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval: Part 2: Test Procedures*, International Electrotechnical Commission (IEC).
- [2] Pascal Romer, Kishan Bharatbhai Pethani, Andreas J. Beinert, "Effect of Inhomogeneous Loads on the Mechanics of PV Modules," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, in review.
- [3] N. Bosco, T. J. Silverman, and S. Kurtz, "Climate specific thermomechanical fatigue of flat plate photovoltaic module solder joints," *Microelectronics Reliability*, vol. 62, pp. 124–129, 2016, doi: 10.1016/j.microrel.2016.03.024.
- [4] G. Li *et al.*, "Thermo-mechanical behavior assessment of smart wire connected and busbarPV modules during production, transportation, and subsequent field loading stages," *Energy*, vol. 168, pp. 931–945, 2019, doi: 10.1016/j.energy.2018.12.002.
- [5] A. J. Beinert, P. Romer, M. Heinrich, J. Aktaa, and H. Neuhaus, "Thermomechanical Design Rules for PV Modules," in *Proceedings of the 8th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, Milan, Italy, 2022, pp. 559–561.
- [6] A. Beinert, "Thermomechanical Design Rules for the Development of Photovoltaic Modules," Dissertation, Institute for Applied Materials, Karlsruhe Institute of Technology (KIT), Karlsruhe, 2021. Accessed: Apr. 1 2022.