

## Schlussbericht des Projekts: Entwicklung eines kostengünstigen und gleichzeitig hocheffizienten Solarmoduls unter Verwendung einer 5fach-Stapelsolarzelle „QuintuMod“ FKZ: 03EE1088A

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

Verbundkoordinator:

AZUR SPACE Solar Power GmbH  
Theresienstr. 2, D-74072 Heilbronn  
Ansprechpartner:  
Dr. Victor Khorenko

erstellt für:

Projektträger Jülich (PTJ)  
Forschungszentrum Jülich GmbH  
Wilhelm-Johnen-Straße, D-52425 Jülich

Datensicherheit: <i>Data Security</i>	Schutzvermerk gemäß DIN ISO 16016 beachten / <i>All rights reserved / copyrights per DIN ISO 16016</i>				
		Name <i>Name</i>	Datum <i>Date</i>	Signatur <i>Signature</i>	<b>TR 00010802-01-00 (public version)</b>
Erstellt: / <i>Prepared:</i>	TC	R. Löckenhoff	19.07.24		
Geprüft: / <i>Approved:</i>	B	T. Kubera	29.07.24		
Freigabe: / <i>Released:</i>	B	V. Khorenko	31.07.24		
Dateiname / <i>File</i> 2024_07_24_WIP_FKZ 03EE1088A_QuintuMod_TR00010802_Schlussbericht.docx; UA: TR; UVST: B Seite 1 von 64					

## Inhaltsverzeichnis

<b>I KURZE DARSTELLUNG .....</b>	<b>4</b>
<b>Aufgabenstellung .....</b>	<b>4</b>
<b>Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde.....</b>	<b>4</b>
<b>I.3 Planung und Ablauf des Vorhabens.....</b>	<b>5</b>
<b>I.4 Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde .....</b>	<b>7</b>
<b>II EINGEHENDE DARSTELLUNG .....</b>	<b>9</b>
<b>Ergebnisse AP 1: Verbesserungspotentiale identifiziere, bewerten und evaluieren .....</b>	<b>9</b>
<b>II.1.1 AP 1.1 Ausbau der Simulationsmodelle und Programme.....</b>	<b>9</b>
<b>II.1.2 AP1.2 Weiterentwicklung von Messmethoden für 5J CPV-Zellen &amp; Module.....</b>	<b>13</b>
II.1.2.1 Messungen der externen Quanteneffizienz EQE .....	13
II.1.2.2 Reflexionsmessung .....	14
II.1.2.3 Isotype-Zellen .....	14
II.1.2.4 Aufrüstung der Blitzlichtsimulatoren .....	14
II.1.2.5 Linearitätsmessungen .....	15
II.1.2.6 Miniaturisierter Sonnensimulator zur Integration in automatische Messplätze .....	17
II.1.2.7 Side by Side Messungen.....	19
<b>II.1.3 AP1.3 Planung und Realisierung spezieller Analysemodule.....</b>	<b>21</b>
II.1.3.1 Analysemodul ohne bewegliche Teile und mit 60-fach Multiplexer .....	21
II.1.3.2 Analysemodul mit LED-Boost.....	22
<b>II.1.4 AP1.4 Abgleich von Simulations- und Messdaten, um Modelle und Parameter zu evaluieren .....</b>	<b>25</b>
<b>Ergebnisse AP 2: Optimierung der Modulkomponenten .....</b>	<b>29</b>
<b>II.1.5 AP2.1 Anpassung der Epitaxie-Struktur .....</b>	<b>29</b>
II.1.5.1 Modellierung der Teilzellströme im Modul.....	29
II.1.5.2 Anpassung der Teilzellströme .....	31
II.1.5.3 Stabilisierung der Epitaxie und Optimierung der Wachstumsbedingungen .....	32
<b>II.1.6 AP2.2 Anpassung der Zelltechnologie an die Moduloptik .....</b>	<b>33</b>
<b>II.1.7 AP2.3 Design- und Materialoptimierung der Modulteile.....</b>	<b>36</b>
II.1.7.1 Materialwahl .....	36
II.1.7.2 Montage-Freundlichkeit.....	36
II.1.7.3 Besondere Recycling-Freundlichkeit.....	38
II.1.7.4 Stabilität.....	38
II.1.7.5 Materialeinsparung.....	39
II.1.7.6 Vermeidung von Sonderteilen .....	41
II.1.7.7 Neue Linseplatte von Orafol.....	43
II.1.7.8 Neue Linseplatte von einem Alternativlieferanten.....	43
<b>AP3 Fertigung und Charakterisierung von Demonstratoren .....</b>	<b>44</b>
<b>II.1.8 AP3.1 Qualitätskontrolle von 5J CPV-Solarzellen.....</b>	<b>44</b>
<b>II.1.9 AP3.2 Fertigung und Prüfung der CPV-Module .....</b>	<b>45</b>

<b>II.1.10 AP3.3 Modulmessungen und Feldtests .....</b>	<b>47</b>
<b>II.1.11 AP3.4 Alterungstests .....</b>	<b>50</b>
II.1.11.1 Mechanische Lasttests .....	50
II.1.11.2 Multizyklustests .....	52
<b>Entwicklung einer Berechnungsmethode für Energieertragsprognosen .....</b>	<b>53</b>
<b>II.1.12 AP4.3 Erstellung und Validierung von PVSyst PAN-Files.....</b>	<b>54</b>
<b>II.1.13 AP4.4 Kostenanalyse &amp; Wettbewerbsfähigkeit der CPV-Technologie .....</b>	<b>56</b>
<b>Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit .....</b>	<b>60</b>
<b>Die wichtigsten Positionen des Zahlenmäßigen Nachweises .....</b>	<b>61</b>
<b>Voraussichtlicher Nutzen der Ergebnisse .....</b>	<b>62</b>
<b>Bekannt gewordene Fortschritte auf dem Gebiet des Vorhabens .....</b>	<b>62</b>
<b>Erfolge und/oder geplante Veröffentlichungen.....</b>	<b>64</b>

## I Kurze Darstellung

### Aufgabenstellung

Als übergeordnete Aufgabe strebte das Projekt „QuintuMod“ in erster Linie die Entwicklung und Optimierung von zuverlässigen, kosteneffektiven und hocheffizienten CPV-Modulen an, um mit dieser Technologie letztendlich die Wettbewerbsfähigkeit zu anderen PV-Technologien voranzutreiben bzw. konkret mit einer neuen 5fach Stapelsolarzelle zu demonstrieren. Darüber hinaus bietet die CPV zusätzliche Vorteile, z.B. bzgl. Recycling und Nachhaltigkeit. Denn die Module lassen sich exzellent recyceln und bestehen zum großen Teil aus reinen Stoffen wie Aluminium und Glas, die zudem leicht voneinander getrennt werden können.

Um die neue 5fach-Zelltechnologie, die in einem Vor-Projekt (Projekt „QuintUMM“; FKZ 0324152) entwickelt wurde, möglichst gewinnbringend in den von AZUR entwickelten CPV-Modulen, die mit Fresnellinsen arbeiten, einzubringen, war es nötig zunächst die gesamte Moduloptik im Detail besser zu verstehen. Für den Einsatz im Feld bzw. als CPV-Kraftwerk, reicht es dabei nicht sich auf das definierte Lichtspektrum für Messungen im Labor (1000 W/m<sup>2</sup>; AM1.5d; ASTM G173-03) zu beschränken, sondern es müssen alle relevanten Spektren und Umgebungsbedingungen, die im Realeinsatz vorkommen können, berücksichtigt werden. Denn bei einer (5fach-) Mehrfachsolarzellenstruktur müssen stets alle Teilzellen möglichst den gleichen Strom mit dem jeweiligen Licht ihres Spektralbereiches generieren, um nicht die Leistung der Gesamtstruktur zu beeinträchtigen. Dies wird zumeist mit dem Begriff „Stromanpassung“ (engl. „current matching“) bezeichnet und ist mit zunehmender Anzahl an Teilzellen eine komplexe Herausforderung. Erschwerend kommt hinzu, dass sich die genauen Absorptionsbereiche der Teilzellen (bzw. Verbundhalbleitermaterialien) mit der Temperatur verschieben. Da die standardisierte Messung im Labor bei 25°C stattfindet, während die Temperatur im Betrieb eher im Bereich 50-80°C liegt, ergibt sich diesbezüglich eine relevante Verschiebung, die bei der Optimierung der Schichtstruktur berücksichtigt werden sollte. Dafür gilt es, neben Simulationen auch verschiedene Epitaxie-Varianten in speziellen Testmodulen aufzubauen, um in repräsentativen Außenmessungen das Verhalten der komplexen 5fach-Strukturen im Zusammenspiel der Moduloptik konkret zu messen und vergleichen zu können. Ganz klare Aufgabenstellung dabei war es diejenige Zellstruktur zu bestimmen, die unter den gegebenen realen Umgebungsbedingungen die höchsten Energieerträge liefert und gleichzeitig das physikalische Verständnis sowie die Simulationsfähigkeiten zu erweitern.

### Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

Eine zentrale Voraussetzung für die angestrebten Verbesserungen war das Einbringen einer neuen CPV Fünffach-Solarzelltechnologie mit weiter optimierter Effizienz auf die Arbeitsbedingungen und das spezielle AZUR CPV Modulkonzept nach einem Baukastenprinzip. Diese wurden zu großen Teilen im Rahmen von vorangegangenen Projekten wie „QuintUMM“ (FKZ 0324152), „InKoTek“ (FKZ 0325379) und „CPVMod“ (FKZ 0324140) entwickelt. Der Schwerpunkt des Vorhabens QuintuMod lag nun in der Optimierung und präzisen Abstimmung des 5fach-Solarzellen- und des exakten Modul-Designs inklusive des optischen Strahlenganges. Des Weiteren wurde Montage der CPV-Module weiter vereinfacht und der Materialeinsatz

bzgl. der Kosten optimiert, z.B. durch Verwendung von dünnerem Aluminiummaterial sowie einer reduzierten Anzahl and Aluminiumteilen für die Modultröge.

Das Projekt QuintuMod adressierte das im 7. Energieforschungsprogramm „Innovationen für die Energiewende“ genannte Ziel der Weiterentwicklung alternativer PV-Materialien und Konzepte. Die Schwerpunkte bzgl. der ‚Verringerung von Materialeinsatz‘, ‚effizienter Herstellungsmethoden‘, sowie die Erzielung ‚höchster Wirkungsgrade‘ mit dem übergeordneten Ziel von Kostenreduktionen auf Systemebene passen folglich zu den genannten förderpolitischen Zielen.

Das Projekt wurde als arbeitsteiliges Verbundprojekt mit dem Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) in Freiburg als Projektpartner durchgeführt.

## **I.3 Planung und Ablauf des Vorhabens**

### Vorgehen und erreichte Ziele

Das Projekt wurde in 4 Teilprojekte untergliedert, die letztendlich zur erfolgreichen Zielerreichung geführt haben und auch für ein deutlich detaillierteres, nachhaltiges & verbessertes Verständnis aller optischen Komponenten in CPV-Modulen mit Fresnel-Optiken gesorgt hat.

#### Teilprojekt 1:

Es wurden die Potentiale der 5fach-Zellstruktur in Fresnellinsen-basierten CPV-Modulen identifiziert und evaluiert. Dazu wurden Rechenmodelle erweitert und entsprechende Software für die Simulation von 5fach-Solarzellen angepasst. Damit einher gingen die Ermittlung der zusätzlichen benötigten Parameter, um die gewünschte Simulationsgenauigkeit der Modulperformance mit 5fach-Zellen zu erreichen. In diesem Rahmen wurden auch spezielle Testaufbauten bzw. Testmodule konstruiert und aufgebaut, um die Parameter messtechnisch exakt erfassen zu können.

#### Teilprojekt 2:

Die konkrete Anpassung und Optimierung der Moduleinzelkomponenten, wie z.B. der 5fach CPV-Solarzellenstruktur (Epitaxie) auf die Moduloptik und reale Einsatzbedingungen (insbesondere der tatsächlichen Betriebstemperaturen, anstelle der Messtemperatur, die i.d.R. bei 25°C liegt). Dazu musste unter anderem die Messtechnik für 5fach-Zellen unter konzentriertem Licht weiterentwickelt werden und das Design der Kontaktstrukturen und Antireflexbeschichtung wurden erneut auf den Prüfstand gestellt. Bzgl. des Materialeinsatzes und letztendlich auch der Kostenoptimierung wurden zudem Vereinfachungen des Modulaufbaus und eine Minimierung der benötigten Teile und Arbeitsschritte umgesetzt.

#### Teilprojekt 3:

Hier wurden die Verbesserungen und Erkenntnisse aus den beiden ersten Teilprojekten zusammengeführt und Demonstrator-Module aufgebaut, und im Anschluss im Labor und später auch unter Realbedingungen (Feldtests) getestet und vermessen. Die Datenerfassung der Feldtest läuft zum Teil weiter und über das Ende dieses Projektes hinaus, und liefert weiterhin

Daten, die im Allgemeinen als äußerst wertvoll für die CPV-Technologie insgesamt eingestuft werden können. Eine Auswertung der bisher vorliegenden Feldtest-Daten findet sich weiter unten in diesem Abschlussbericht.

#### Teilprojekt 4:

Die Berechnung von Stromgestehungskosten und Energieertragsprognosen für verschiedene Standorte wurden in diesem Teil des Projektes gesondert betrachtet. Entsprechend wurde ein neuer Parametersatz speziell für 5fach-CPV-Module inklusive einer dazu kompatiblen Berechnungsmethode erarbeitet, um Energieertragsprognosen für CPV-Module zu ermöglichen. Abschließend wurde eine Evaluierung der Berechnungsmethode durch Abgleich mit den erfassten Felddaten vorgenommen.

#### Projektziele

Die Arbeiten wurden konsequent durchgeführt und haben dazu geführt, dass die gesteckten technischen Projektziele in vollem Umfang erreicht werden konnten.

- Im Vergleich zur 3fach-Modultechnologie, die bereits etwa 33.6% unter Laborbedingungen (CSTC) erreicht, wurde mit der in diesem Projekt entwickelten 5fach-Modultechnologie ein **CSTC-Wirkungsgrad von über  $\eta_{\text{CSTC}} > 36.5\%$  erreicht**. Dies entspricht einer Leistungssteigerung von 8.7% und liegt 2.5%<sub>abs.</sub> bzw. 7.3%<sub>rel.</sub> über dem gesteckten Wirkungsgrad-Projekt-Ziel von 34%.
- Auch das Leistungs- bzw. Wirkungsgrad-Ziel für die Module im Realbetrieb (CSOC), welches zu Projektanfang bei 32% lag, konnte mit einem **CSOC-Wirkungsgrad von  $\eta_{\text{CSOC}} > 32.6\%$  eindeutig erreicht bzw. übertroffen werden** (+0.6%<sub>abs.</sub> und +1.9%<sub>rel.</sub>). Verglichen mit der bisherigen 3fach-Modultechnologie ( $\eta_{\text{3fach-CSOC}}$  bis zu 27.7%) entspricht dies einer Leistungs-Steigerung von 17.6% im Realbetrieb und stellt einen bedeutenden Erfolg für diese Technologie dar!<sup>1</sup>
- Ein Modul mit 3.3% höherer aktiver Fläche lieferte im einfachen Feldtest (kein Rating) sogar eine Leistung von 397.5 W bei einer DNI von 873 W/m<sup>2</sup> entsprechend 410W bei 900 W/m<sup>2</sup> DNI. Dies ist eine Erhöhung der Realleistung um 21.7% im Vergleich zum besten 3J-Modul im Fraunhofer ISE Rating.
- Zudem wurde der Modulaufbau stark vereinfacht und der Materialeinsatz signifikant optimiert, wobei alle mechanischen Tests, die bisher durchgeführt wurden, weiterhin erfolgreich bestanden wurden. Konkret können die Modultröge nun aus 4 statt 8 Teilen aufgebaut werden, wobei für die Herstellung 5% weniger Fläche des Grundmaterials benötigt wird. Ferner konnte die Materialstärke auf 75% reduziert werden, wodurch sich insgesamt eine **Reduktion von knapp 29% des benötigten Aluminiums** ergibt. Die benötigte Silikonmenge zur Linsenplattenverklebung konnte sogar auf weniger als die Hälfte reduziert werden und insgesamt kann nun von einer deutlich vereinfachten

---

<sup>1</sup> Verglichen werden jeweils das beste 3fach-Modul und das beste 5fach-Modul im Rating am Fraunhofer ISE. Die Wirkungsgrade beziehen sich auf eine aktive Fresnel-Linsen-Fläche von 1.35m<sup>2</sup> pro Modul. Das Fraunhofer ISE gibt als „Designated Area“ hingegen eine rechteckige Fläche um alle Fresnel-Linsen herum mit 1.389 m<sup>2</sup> an. Mit dieser Berechnungsmethode reduziert sich z.B. der beste CSTC-Wirkungsgrad für 5fach-Module von 36.5% auf 35.6%. Die relativen Vergleiche der 3fach und 5fach Technologie sind davon nicht betroffen.

und effizienteren Montage der Module ausgegangen werden. Entsprechend ließe sich die Montage auch leichter automatisieren und dies wirkt sich letztendlich positiv auf die Herstellungskosten der Module aus. Bzgl. der Kosten wird an dieser Stelle allerdings auf das spätere Kapitel in diesem Abschlussbericht verwiesen. Denn Material- sowie Personalkosten sind sehr z.B. stark abhängig von Faktoren, wie dem Land, in dem die Fertigungslinie aufgebaut wird und Materialabnahmemengen. Auf die Kosten sowie die Einschätzung der Wettbewerbsfähigkeit wird in Kapitel II.4.2 zu Arbeitspaket AP4.4 genauer eingegangen.

Die Modulcharakterisierungen erfolgten teils in Mess-Laboren, aber vor allem auch Felddaten wurden erfasst und ausgewertet. Mit dem generierten Know-how und den gesammelten Daten konnte ein entsprechendes neues Berechnungsmodell für CPV-Module mit 5-fach-Zellen aufgestellt werden, welches zukünftig für Energieertrags-Prognosen für CPV-Projekte verwendet werden kann. Dies war ebenfalls ein strategisch sehr wichtiger Schritt, um die Wettbewerbsfähigkeit der CPV-Technologie zu stärken, indem zuverlässige Ertragsprognosen eine erhöhte Planungssicherheit schaffen.

## **I.4 Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde**

### **Bekannte Konstruktionen, Verfahren und Schutzrechte**

Die Ausgangsbasis für die Modulentwicklung in diesem Projekt wurde mit dem Projekt ‚CVPMoD‘ (FKZ 0324140) geschaffen. Entsprechend wurde die 5fach-Solarzellenstruktur für den generellen Einsatz im CPV-Markt im Förderprojekt ‚QuintUMM‘ (FKZ 0324152) erfolgreich entwickelt. Im Wesentlichen wurden die Ergebnisse aus diesen beiden Projekten für das Projekt QuintuMod als Arbeitsgrundlage verwendet und daran direkt angeknüpft. Im gleichen Zuge wurden die in diesen Projekten identifizierten Verbesserungsoptionen bzgl. der Modulmontage und Materialoptimierung aufgegriffen und in ein neues Gesamtkonzept für 5fach-Module einbezogen.

Zu Beginn des Projektes waren keine Schutzrechte Dritter bekannt, die die Erreichung der Projektziele und die beabsichtigte Verwertung der Projektergebnisse beeinträchtigen könnten.

Bezüglich der Modulkonstruktion wurden im Rahmen des Projekts keine neuen Schutzrechte angemeldet und es wurde auf keinerlei Schutzrechte Dritter zurückgegriffen, um die Projektziele zu erreichen.

### **Verwendete Fachliteratur sowie die benutzten Informations- und Dokumentationsdienste**

Da der überwiegende Teil der Entwicklungsarbeiten auf der Grundlage von Vorprojekten erfolgte, die von AZUR SPACE und den gleichen Projektpartnern erarbeitet wurden, war nur in sehr begrenztem Umfang Fachliteratur hinzugezogen worden.

Als relevanteste Projektteile vor diesem Hintergrund sind die Erstellung und Nutzung des sogenannten PAN-files und entsprechende Abschätzungen von Energieerträgen an

verschiedenen Standorten mit 5fach-Modulen zu nennen. In dem PAN-file müssen dabei bestimmte Parameter (standardisiert) eingetragen werden, um mit den verfügbaren kommerziellen Software-Tools Ertragsberechnungen machen zu können. Die Modulparameter wurden dabei im Rahmen des Projektes aus Messwerten konkret für die 5fach-Technologie aus den Messungen abgeleitet. Die Wetter- und Meteorologie-Daten müssen dagegen aus umfangreichen Datenbanken hinzugezogen werden. Konkret wurden dabei vom Deutschen Wetterdienst (DWD) Daten zur Verfügung gestellt, um z.B. für den Standort Freiburg Spektraldaten zu liefern. Weitere Details dazu und ein umfangreiches Literaturverzeichnis enthält der Abschlussbericht des Fraunhofer ISE.

Ferner wurden für die Kosten- und Wirtschaftlichkeitsberechnungen zahlreiche Informationen gesammelt und Angebote von möglichen Zulieferern direkt eingeholt, um möglichst konkrete und aktuelle Werte an der Stelle einfließen zu lassen. Für diese Zwecke wurden keine öffentlichen Informations- oder Dokumentationsdienste genutzt.

## **I.5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen**

Die Entwicklung des komplexen 5fach-CPV-Modules setzte praktische Versuche und Messungen mit neuen Methoden und Spezial-Messaufbauten voraus, die teilweise im Projekt mitentwickelt werden mussten, und letztendlich ein Verbundprojekt erforderlich machten.

Die genaueren und Spezial-Messungen sowie sämtliche ‚Modul-Ratings‘ (CSTS und COTC) wurden hingegen alle am Fraunhofer ISE und dem dort ansässigen CalLab in Freiburg durchgeführt. Auch Ertragsberechnungen und spezielle optische Simulationen wurden am ISE getätigt. Ferner wurden als weiterer CPV-Standort in Port Elisabeth (Südafrika) innerhalb des Projektes drei der neuen 5J CPV-Module auf einem Tracker installiert, welcher von der Nelson-Mandela-Universität betreut wird. Mit dieser Universität pflegt AZUR bereits seit vielen Jahren einen Kontakt und tauscht z.B. Daten zur elektrischen Performance von CPV-Modulen, die dort unter realen Bedingungen operieren, aus.

## II Eingehende Darstellung

Die Mittel der Zuwendung wurden für die gemeinsame Optimierung der 5-fach-Solarzellen<sup>2</sup> und den CPV-Solarmodulen verwendet. Dies umfasst auch die Entwicklung von Simulationsmodellen, angepasster Messmethoden, Alterungs- und Belastungstests und die Erfassung von Felddaten und Kostenanalysen zur Berechnung der Levelized Cost of Energy, LCOE.

### Ergebnisse AP 1: Verbesserungspotentiale identifizieren, bewerten und evaluieren

#### II.1.1 AP 1.1 Ausbau der Simulationsmodelle und Programme

Ziel dieses Arbeitspakets war die Ausarbeitung oder Erweiterung von Rechenmodellen und entsprechender Software für die Simulation von 5fach-Solarzellen und die Ermittlung der benötigten Parameter, um eine hinreichende Simulationsgenauigkeit der Modulperformance mit 5fach-Zellen zu erreichen.

#### Optische Ray-Tracing-Simulationen

In dem Vorprojekt CPVMod (FKZ0324140) waren am Fraunhofer ISE in optischen Ray-Tracing Simulationen Stromdichteverteilungen in den Teilzellen einer 3-fach-Zellstruktur berechnet worden. Diese Simulationen beschränkten sich auf ein Moduldesign, eine Solarzelle mit gegebener spektraler Empfindlichkeit und ein Sonnenspektrum.

Im aktuellen Projekt wurde diese Methode insofern erweitert, dass nun Konzentrationsmatrizen für Bereiche von 10 nm Breite berechnet werden. Mehrere dieser Matrizen lassen sich nun zu Stromdichteverteilungen für beliebige Sonnenspektren und beliebige spektrale Empfindlichkeiten verrechnen. Zudem wurden verschiedene Modul-Designs mit verschiedenen Fresnel-Linsenplatten bei verschiedenen Einsatztemperaturen betrachtet. Hinzu kamen zwei verschiedene Sekundärlinsen und die Betrachtung von Justagefehlern der EFA-Receiver-Position zur Fokusposition der jeweiligen Fresnellinse. Im Projektverlauf hat sich ein erhöhter Bedarf für die Zahl der zu betrachtenden Simulationsfälle ergeben, welcher durch eine Mittelumwidmung gedeckt werden konnte.

#### Elektronische Netzwerksimulationen

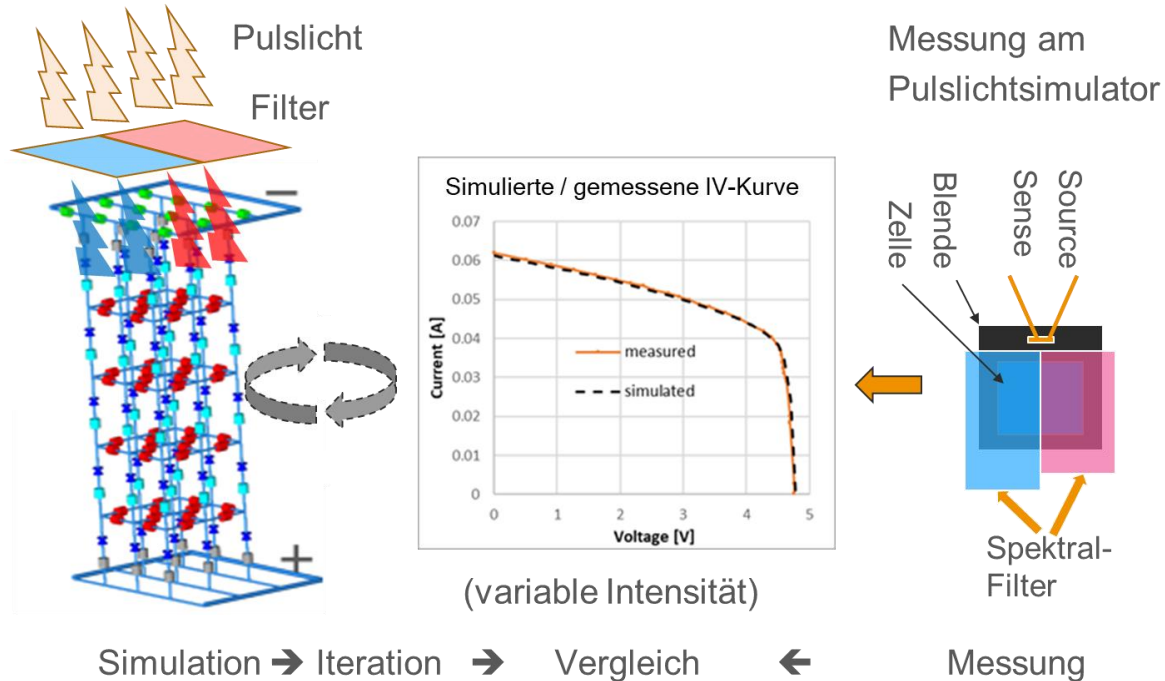
Die bereits in CPVMod verwendete Softwareumgebung zur Simulation von 3-fach-Solarzellen musste auf 5-fach-Solarzellen erweitert werden. Die Ermittlung der Simulationsparameter, insbesondere Leitfähigkeit der einzelnen Schichten erwies sich dabei als besondere Herausforderung. Für 3-fach-Solarzellen war es noch möglich, durch selektives Ätzen die querleitenden Schichten innerhalb der Solarzelle freizulegen und ihre Querleitfähigkeit zu vermessen. Im Gegensatz dazu wäre dieses Vorgehen bei der komplexen Halbleiterstruktur der 5-fach-Solarzellen kaum noch durchführbar. Wir haben deshalb eine alternative Methodik gemäß **Abbildung 1** gewählt, bei der eine jeweils halbseitige Abschattung der Solarzelle mit verschiedenen

---

<sup>2</sup> Für 5fach-Solarzellen wird im folgenden auch die Abkürzung 5J-Solarzellen verwendet, wobei „J“ für „Junction“ also für einen Halbleiter-pn-Übergang steht.

Spektralfiltern die Querleitung von Strom zwischen den Teilzellen erzwingt. Derartige Messungen wurden nun für alle aneinandergrenzenden Teilzellen durchgeführt.

Die gleichen Anwendungsfälle haben wir simuliert und dabei iterativ die Querleitfähigkeiten variiert, bis sich für alle Filterkombinationen und für alle Lichtintensitäten zwischen Simulation und Messung ein stimmiges Bild ergab.

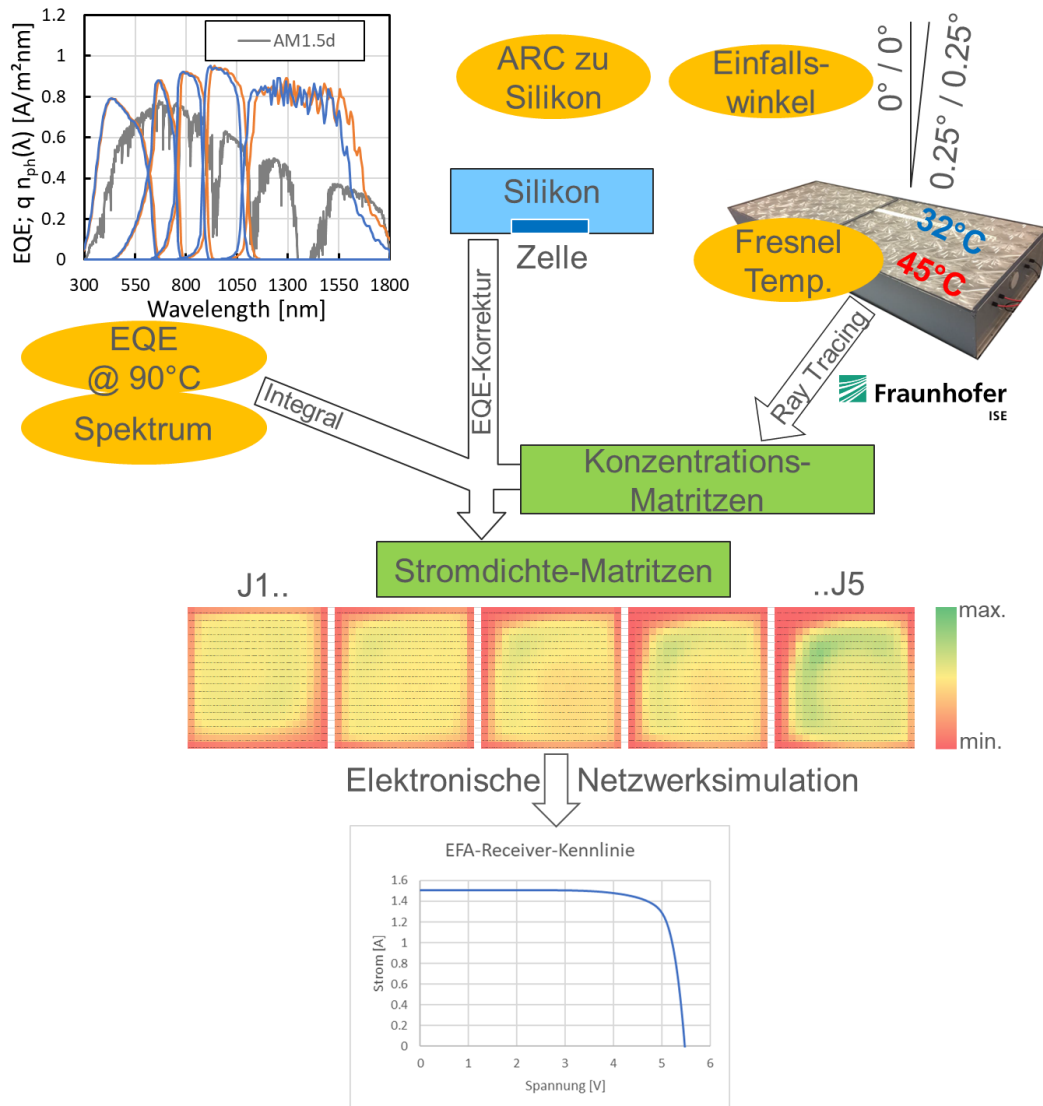


**Abbildung 1:** Iterative Bestimmung der Solarzellenparameter durch Experimente mit halbseitiger spektraler Abschattung.

Die Daten aus verschiedenen Messungen und den optischen Simulationen am ISE wurden für verschiedene Anwendungsbedingungen kombiniert, um über Netzwerksimulationen Kennlinien für einzelne EFA-Receiver in einem Modul zu berechnen.

**Abbildung 2** umreist die Komplexität und Mächtigkeit der Methode. Verrechnet werden:

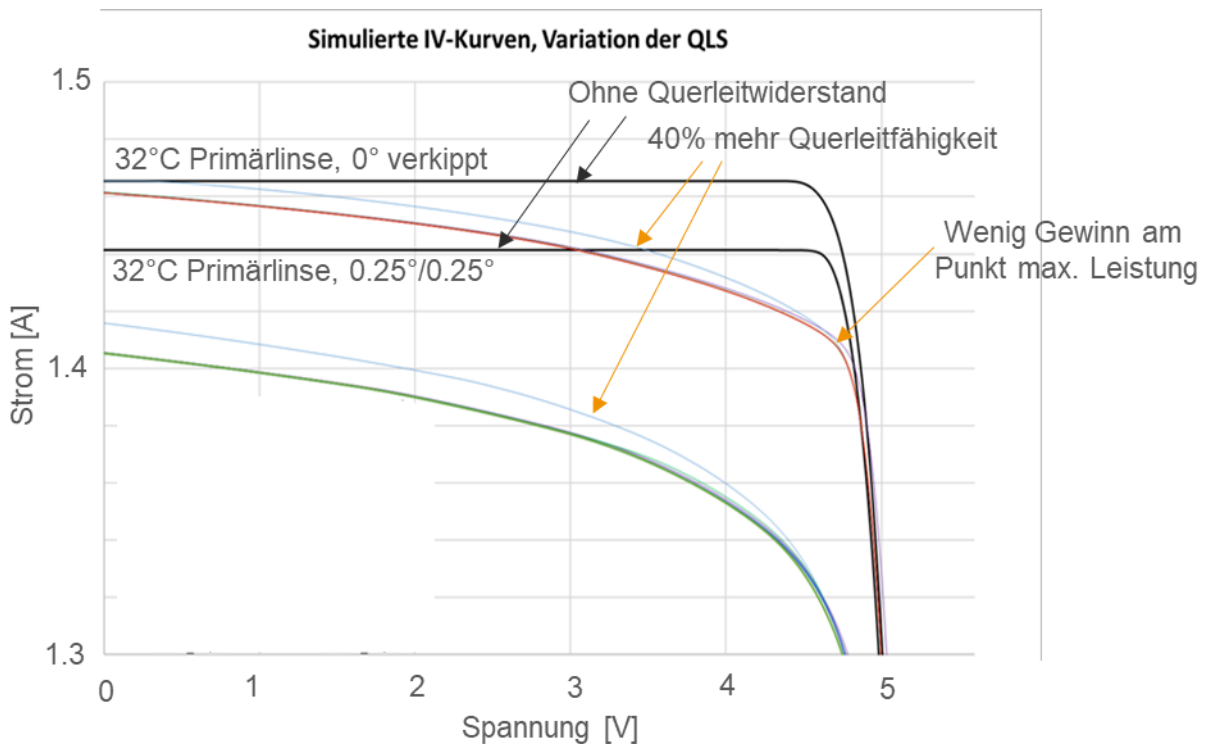
- Die Konzentrationsmatrizen aus den Simulationen am Fraunhofer ISE
- Die auf 90°C Betriebstemperatur korrigierte Quanteneffizienz der jeweiligen Solarzellenstruktur (verschiedene Teilzell-Stromabstimmungen)
- Eine Korrektur der Reflexion der Zelle in Silikon statt Luft
- Das Sonnenspektrum für einen bestimmten Standort zu einer bestimmten Zeit bzw. für einen bestimmten Elevationswinkel des Sonneneinfalls → Air Mass.



**Abbildung 2:** Visualisierung der Methodik zur Bestimmung von Solarzellenkennlinien

Bei den simulierten Stromdichtematrizen ist vor allem zu beachten, dass die Stromdichte für die verschiedenen Teilzellen verschieden verteilt ist. Dies erfordert einen lateralen Stromfluss oder es kommt zu einem Stromverlust, wenn die Teilzelle mit der geringsten lokalen Stromdichte den Gesamtstrom limitiert.

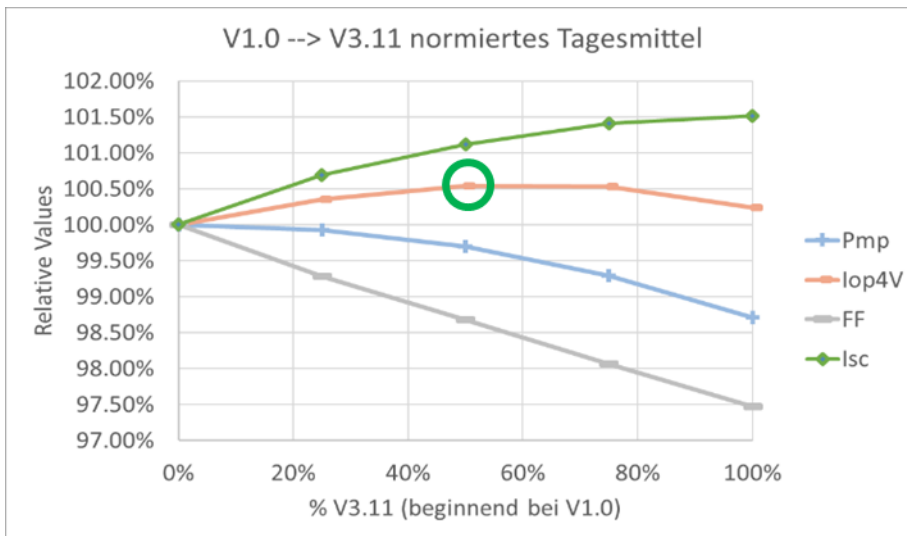
Die Simulationen erlaubten tiefe und hoch relevante Einsichten in das Zusammenspiel von Moduloptik und Solarzellen zur Erzielung eines möglichst hohen Wirkungsgrads. In **Abbildung 3** wird beispielsweise dargestellt, inwiefern eine Erhöhung der Querleitfähigkeit der Querschichten (QLS) zwischen den Teilzellen zu einer Verbesserung des Wirkungsgrads führt. Es zeigt sich, dass gerade am Punkt maximaler Leistung nur wenig Leistung gewonnen wird.



**Abbildung 3:** Die Simulation zeigt, dass über eine Erhöhung der Querleitfähigkeiten zwischen den Teilzellen nur wenig Leistung zu gewinnen ist.

Einen großen Effekt für eine Erhöhung des Füllfaktors hat hingegen ein Stromüberschuss in den oberen Teilzellen, wie er bei der 5-fach-Solarzellen bereits zu Beginn von QuintuMod vorlag – allerdings auf Kosten des Kurzschlussstroms.

Die Simulation wurde nun mehrfach mit verschiedenen Spektren durchgeführt, um den Ertrag im Tagesverlauf an einem Beispieltag zur Tag-Nacht-Gleiche in Namibia zu ermitteln. Dabei wurden Spektren mit variiertem „Air Mass AM“ ausgehend von AM0 und AM1.5d im Tagesverlauf angenommen. **Abbildung 4** zeigt nun auf der linken Seite die Ergebnisse für die Ausgangs-Epitaxiestrukturvariante V1.0 (normiert auf 100%) bis hin zur weitgehend stromangepassten Epitaxievariante V3.11 auf der rechten Seite. Es zeigt sich, dass die Ursprungs-Stromabstimmung V1.0 bezüglich der Leistung einer einzelnen EFA bereits weitgehend optimal ist. Für die Verschaltung im Modul ist hingegen der Arbeitsstrom bei 4V Vop relevanter, der ein Optimum ungefähr in der Mitte zwischen V1.0 und V3.11 erreicht.



**Abbildung 4:** Für einen Beispieltag auf der geografischen Breite von Namibia erreicht der für die Modulverschaltung relevante Arbeitspunkt bei 4V Iop4V ein Maximum auf halbem Weg zwischen der Ursprungsvariante V1.0 und der stromangepassten Variante V3.11.

Dies ist nur ein kleiner Ausschnitt der umfangreichen Untersuchungen, welcher im Rahmen von QuintuMod durchgeführt wurde. Mehr ins Detail geht die Veröffentlichung im Rahmen der CPV18 Konferenz in Myazaki 2022 <sup>3</sup>.

## II.1.2 AP1.2 Weiterentwicklung von Messmethoden für 5J CPV-Zellen & Module

Die 5-fach-Solarzellen bestehen aus vier epitaktisch gewachsenen Solarzellen auf einer diffundierten Germaniumzelle im Halbleitersubstrat. Die Stromabstimmung der oberen vier Teilzellen hat einen entscheidenden Einfluss auf die Leistung der Solarzelle im Modul. Insofern ist es wichtig, die Teilzellströme einerseits messen zu können und andererseits diese Teilzellströme für eine spektral angepasste Messung gezielt einzustellen.

### II.1.2.1 Messungen der externen Quanteneffizienz EQE

Bei der Messung der externen Quanteneffizienz werden durch LED-Lichtquellen alle Teilzellen bis auf eine „geflutet“. Die verbleibende stromlimitierende Teilzelle wird mit schmalbandigem gepulstem Licht angeregt. Ihr gepulstes Stromsignal im Verhältnis zum gepulsten Licht und dem Stromsignal einer Referenzzelle ergibt die externe Quanteneffizienz der Zelle bei der jeweiligen Wellenlänge. Für ein komplettes Spektrum wird die Wellenlänge des gepulsten Lichtes durchgestimmt. Das Verfahren war schon vor Projektbeginn bei AZUR SPACE etabliert und wurde im Projektverlauf für 5J-Zellen erweitert, wobei ein Augenmerk auf der Reduzierung der Artefakte und der rechnerischen Artefaktkorrektur lag. Zudem wurde der Messplatz um

<sup>3</sup> Ruediger F. Loeckenhoff, Peter Schoettl. „, Electronic Network Simulation of 5-Junction Solar Cells and Impacts on the Ideal Current Matching“ in 18th International Conference on Concentrator Photovoltaic Systems (CPV-18) and 13th World Conference on Thermophotovoltaic Generation of Electricity (TPV-13), AIP Conference proceedings, 2841, 020002 (2023). <https://doi.org/10.1063/5.0146331>

eine Mikroskopkamera und einen Mikromanipulator erweitert, um nun auch kleine Konzentratorsolarzellen sicher und mit minimalem Schaden an den Kontaktpads kontaktieren zu können.

### **II.1.2.2 Reflexionsmessung**

Die externe Quanteneffizienz wird üblicherweise in Luft gemessen. Konzentratorsolarzellen werden jedoch in Silikon betrieben. Deshalb wurde eine Messmethode auf einem fasergekoppelten Reflexions-Messplatz entwickelt, um nun auch die Reflexion der Zelle in Silikon messen zu können. Es ergab sich eine erstaunlich gute Übereinstimmung mit den zuvor simulierten Reflexions-Werten. So lassen sich nun aus EQE in Luft, Reflexion in Luft und Reflexion in Silikon die EQEs in Silikon berechnen.

### **II.1.2.3 Isotype-Zellen**

Für die Einstellung der Teilzellströme wird üblicherweise ein Satz an Komponentenzellen verwendet, bei dem sich jede Komponentenzelle möglichst so verhalten soll wie eine Teilzelle der Stapelsolarzelle. Dies erfordert unter anderem Filter, welche über der Teilzelle gewachsen werden, um die spektrale Abschattung durch die oberen Teilzellen zu simulieren. Weitere Herausforderungen ergeben sich bei der Prozessierung, wenn die zu ätzenden und zu kontaktierenden Halbleiter von jenen in einer Standard-Solarzelle abweichen. Insofern sind Komponentenzellen gewissermaßen eigene Produkte und sie sind sowohl dem AP1.2 als Teil eines Messaufbaus als auch AP2.1 als Teil der Solarzellenentwicklung zuzuordnen. Im Rahmen von QuintuMod wurden die Epitaxie-Prozessrezepte für die Komponentenzellen komplett überarbeitet und zwei Sätze Komponentenzellen am ISE kalibriert vermessen, um als Stromreferenzen zu dienen.

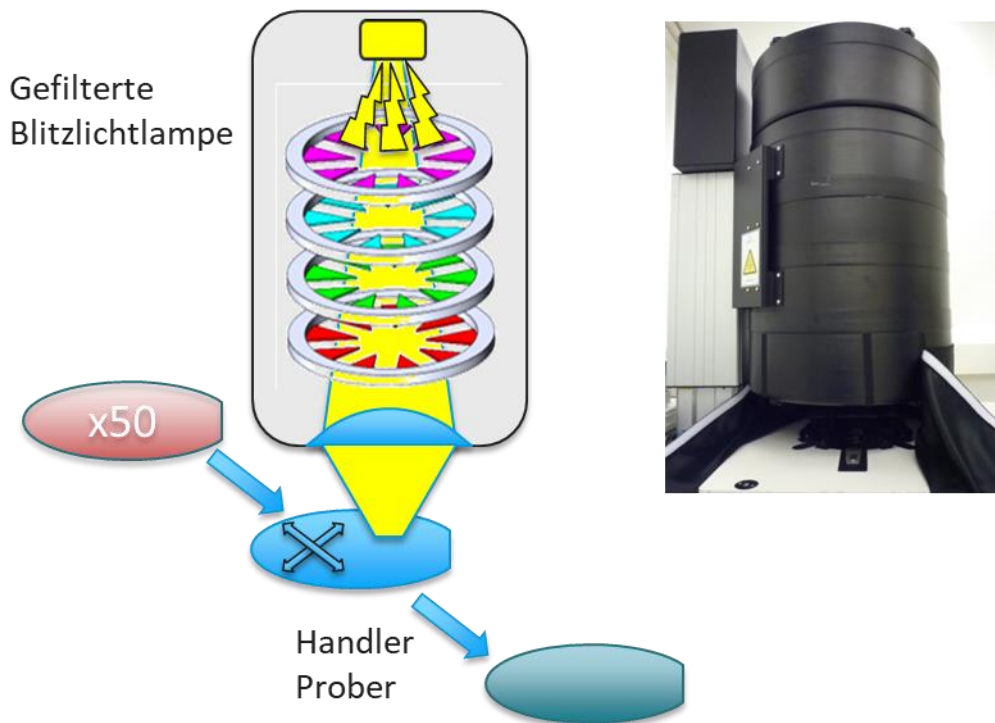
An die kalibriert gemessenen Komponentenzellen-Sätze vom Fraunhofer ISE schloss sich jeweils Arbeit bei AZUR SPACE an, indem von den nun sehr wertvollen Solarzellen aus der kalibrierten Vermessung sogenannte Arbeitsstandards „abgezogen“ wurden, d.h. es wurden Schwesterzellen zu den kalibriert vermessenen Zellen am gleichen Sonnensimulator bei bekannten Spektralbedingungen parallel vermessen, um auch für diese den Strom bei Normbedingungen mit hoher Genauigkeit zu ermitteln. Arbeitsstandards sind grundsätzlich notwendig, weil die Zerstörung eines Standards durch vielfache Kontaktierung, Spannungsspitzen und elektrostatische Entladungen nie ganz ausgeschlossen werden kann.

### **II.1.2.4 Aufrüstung der Blitzlichtsimulatoren**

Konzentrator-Solarzellen werden bei AZUR SPACE primär mit dem intensiven Licht von Blitzlichtsimulatoren vermessen (**Abbildung 5**). Diese Blitzlichtsimulatoren wurden im Projektverlauf mit vier weiteren Filtern nachgerüstet, die jeweils den empfindlichen Spektralbereich einer Teilzelle unterdrücken. Sie lassen sich mit einem Computerprogramm in 10.000 Schritten einstellen, um die Stromverteilung über die Teilzellen anhand von Komponentenzellen mit bekanntem Strom im Normspektrum (s.o.) einzustellen.

Im Projektverlauf wurde auch eine Methode entwickelt, um statt der Komponentenzellen, die jeweils nur eine aktive Teilzelle habe, eine komplette Solarzelle mit 5 aktiven Teilzellen als Referenz zu verwenden. Hier wird ausgenutzt, dass sich einzelne Teilzellen durch weit geschlossene Filter in Limitierung bringen lassen. Systematische Experimente mit mehreren hundert Blitzen bei verschiedenen Filterstellungen erlauben es, den Zusammenhang von Filterwirkung und Teilzellstrom genau zu vermessen. Für diese Experimente wurde die Software der Filtersteuerung so erweitert, dass nun auch die Abarbeitung von Einstellungsabfolgen (Skripten) möglich ist.

Mit diesen Experimenten konnte gezeigt werden, dass sich komplette Solarzellen statt der Komponentenzellen als Referenzen eignen. Mit einigen zehn Blitzen ist so eine Einstellung der Filter möglich – eine erhebliche Verbesserung zum aktuellen Aufwand bei der Kalibrierung der. Die Messtechnik ist jedoch aus gutem Grund konservativ und die Robustheit dieser Methode muss vor einer Einführung in die Serienfertigung noch weiter geprüft werden.



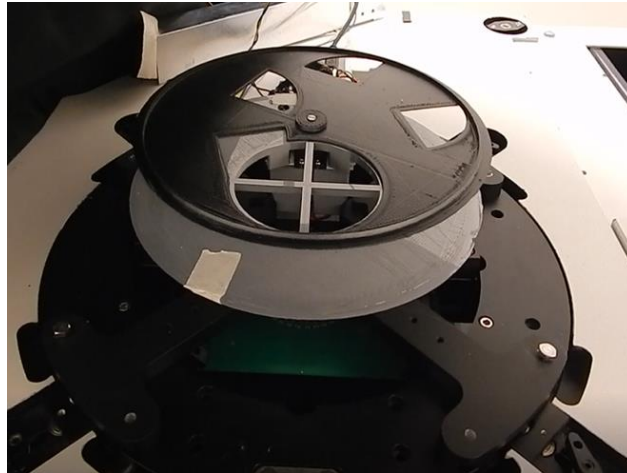
**Abbildung 5:** Schematische Darstellung der Blitzlichtlampe und der neu installierten 4 Spektralfilter im Aufbau. Ein Handler nimmt bis zu 50 Wafer in Folge aus zwei Magazinen und legt die auf den Prober, der die vielen hundert Solarzellenpositionen anfährt und zur Blitzlichtvermessung kontaktiert.

## II.1.2.5 Linearitätsmessungen

Die Einstellung der Stromwerte am Blitzlichtsimulator basieren auf der Annahme, dass der Strom bei gleichem Spektrum mit der Intensität linear ansteigt. Um diese Annahme zu überprüfen wurde ein Aufbau (**Abbildung 6**) als Erweiterung des Blitzlichtsimulators entwickelt, bei dem das Blitzlicht im Blitzlichtsimulator über einen Aufbau mit einem automatischen

Blendenrad abgeschwächt wird. Nach jedem Blitz verstellt sich das Blendenrad und lässt entweder einen von vier Quadranten oder alle Quadranten in einer darunter liegenden Vier-Quadranten-Blende offen. Als Messobjekte unter den Blenden dienen Isotype-Zellen mit nur einem aktiven pn-Übergang.

Bei Linearität wäre nun zu erwarten, dass die Ströme mit einzelnen offenen Quadranten sich exakt zum Strom addieren, der sich aus einer Messung mit 4 offenen Quadranten ergibt. Wenn der Strom bei „alle Quadranten offen“ die Summe der Einzelströme übersteigt, dann liegt eine Superlinearität mit einem vor.



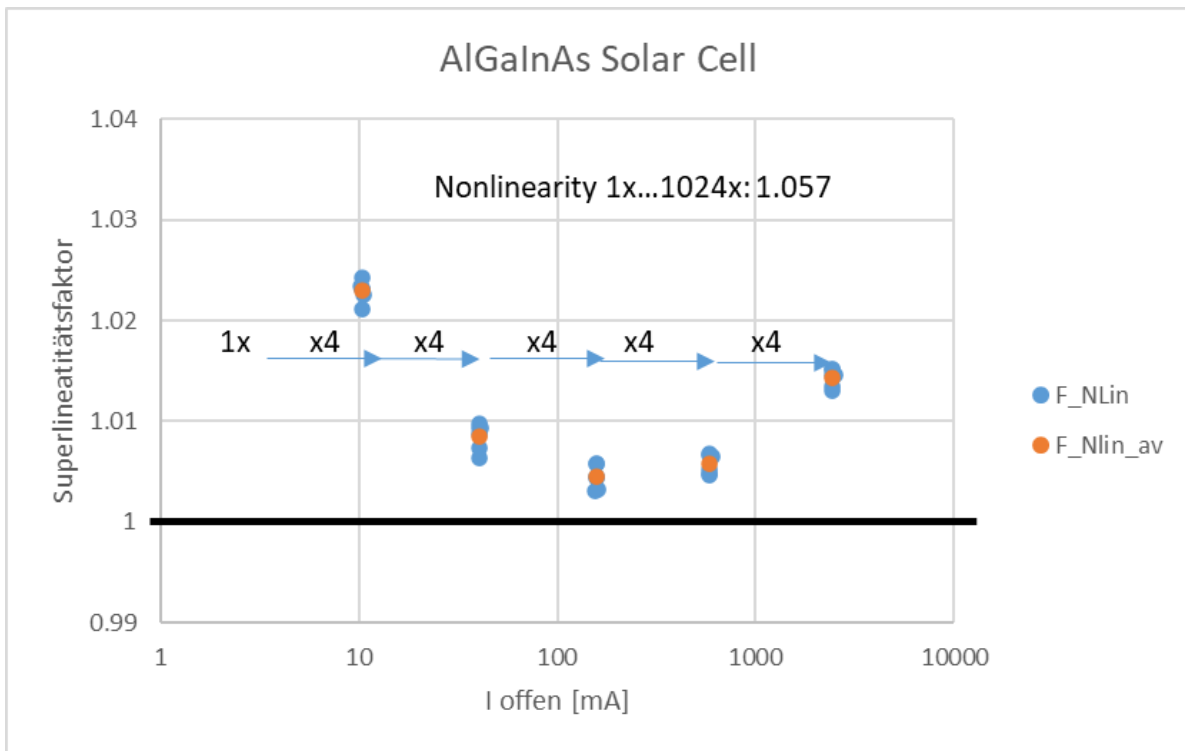
**Abbildung 6:** Automatisiertes Blendenrad für die Vermessung der Superlinearität nach dem Superpositionsprinzip.

Die Teilzellen wurden auf diese Weise in fünf Intensitätsschritten zu je Faktor 4 vermessen beginnend mit 1→4 Sonnen und endend mit 256→1024 Sonnen. Im resultierenden Diagramm **Abbildung 7** erkennt man eine hohe Superlinearität von ca. 2% im ersten Schritt 1→4 Sonnen gemessen. Diese war physikalisch erwartet. Eine Superlinearität von 1.5% im letzten Schritt 256→1024 Sonnen ist in gewisser Weise auch „real“, sie ist jedoch auf eine Erwärmung der Zelle im Blitzlicht vor der Messung zurückzuführen, die im Nachgang mit anderen Untersuchungen bestätigt wurde.

Insgesamt ergibt sich aus dieser neuartigen Linearitätsuntersuchung, dass die Solarzellen bei AZUR bei zu niedrig einkalibriertem Strom und erhöhter Temperatur, d.h. zu niedriger Spannung gemessen werden. Beide Effekte verringern die Leistung. Insofern unterschätzen die fertigungsbegleitenden Messungen bei AZUR also systematisch die Leistung. Dies erklärt teilweise den Widerspruch zwischen dem hohen Leistungssprung der 5J-Module im Vergleich zu den 3J-Modulen, bei geringerem Gewinn bei den Zellmessungen im Labor.<sup>4</sup>

---

<sup>4</sup> Ruediger F. Loeckenhoff, A.Ruban. „Measurement of III-V CPV Solar Cell Non-Linearity in the 1x to 1024x Light Concentration Range“, in 18th International Conference on Concentrator Photovoltaic Systems (CPV-18) and 13th World Conference on Thermophotovoltaic Generation of Electricity (TPV-13), AIP Conference proceedings, 2841, 020004 (2023). <https://doi.org/10.1063/5.0146332>



**Abbildung 7:** Ergebnis der Superlinearitätsmessung in 5 Schritten von ca. einer Sonne bis hin zu ca. 1024 Sonnen Lichtintensität an einer oberen Teilzelle.

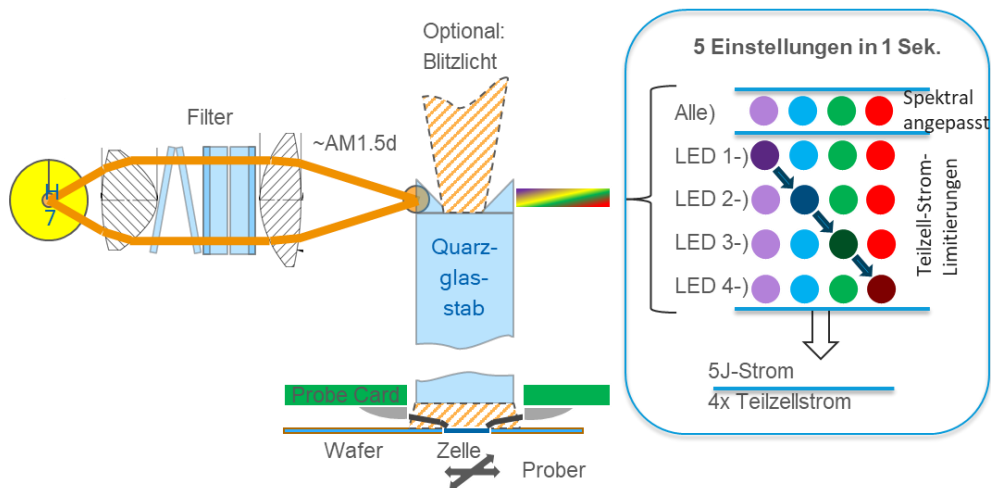
## II.1.2.6 Miniaturisierter Sonnensimulator zur Integration in automatische Messplätze

Jeder Blitz des Blitzlichtsimulators verringert die Restlebensdauer der Lampe und hat somit einen nicht unerheblichen Preis. Gleichzeitig müssen mehrere Blitze bei verschiedenen Filterstellungen ausgelöst werden, um die korrekt eingestellte Balance zwischen den Teilzellen zu kontrollieren. Zudem erfordert diese Untersuchung die mehrfache Kontaktierung der Solarzellen, wobei jeweils die wenige Mikrometer dicke Solarzellenmetallisierung jeweils sichtbare Kratzer davonträgt. Außerdem ist auch eine sonstige Zerstörung der Solarzellen – und sei es durch einen Waferbruch beim Wiederholten Beladen – nicht ganz ausgeschlossen. Insofern wurde im Projektverlauf ein Miniatur-Sonnenlicht-Simulator entwickelt, der das Sonnenlicht mit gefiltertem Halogenlicht annähert. Dieses Licht wird gemeinsam mit Licht aus 4 fasergekoppelten LEDs in einen Quarzstab eingekoppelt und durchmischt auf die Zelle geführt. Jede LED wirkt mit ihrer Wellenlänge spezifisch auf eine bestimmte Teilzelle, so dass sich die Teilzellstrombalance der beleuchteten Zelle nahezu beliebig einstellen lässt.

Insbesondere können alle Teilzellen bis auf eine zusätzliches „Boost“-Licht erhalten, so dass diese eine Teilzelle strombegrenzend wird und bezüglich ihres Stroms vermessen werden kann.

In **Abbildung 8** ist der Aufbau der Lampeneinheit schematisch gezeigt. Gefiltertes Licht von der Halogenlampe wird fokussiert über ein Prisma in den Quarzstab eingekoppelt. Ein weiteres Prisma koppelt das Licht aus dem LED-Faserbündel ein. Trotz der Prismen bleibt auf der

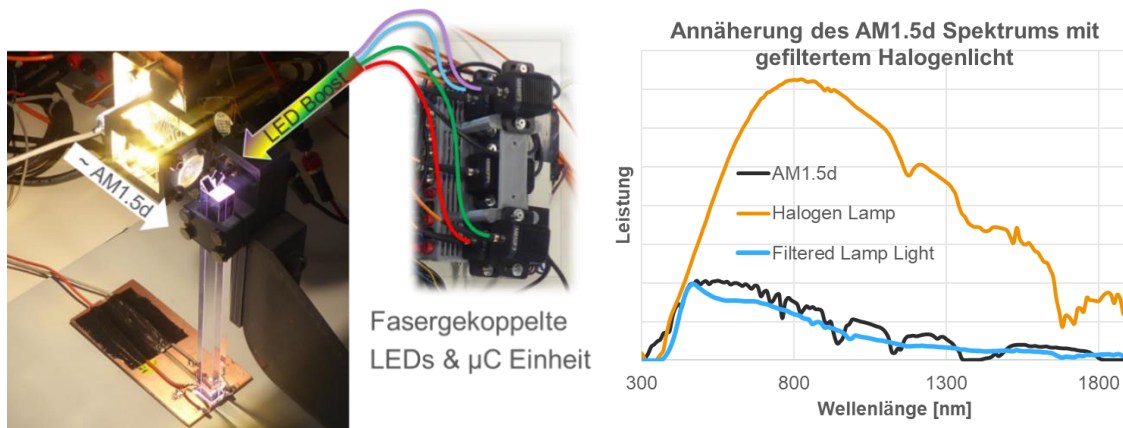
Oberseite des Quarzstabs noch genug Raum zur Einkopplung von Blitzlicht. Somit können in einer Kontaktierung alle Teilzellströme gemessen werden zusätzlich zu der Leistungsbestimmenden Messung unter intensivem Blitzlicht. Das Diagramm auf der rechten Seite zeigt, wie zunächst bei einer spektralangepassten Einstellung der fasergekoppelten LEDs der Gesamtstrom der Zelle bestimmt wird und im Folgenden jeweils eine LED ausgeschaltet wird, um die zugeordnete Teilzelle in Strombegrenzung zu vermessen. Diese 5 Messungen dauern insgesamt nur etwa eine Sekunde und lassen sich gut mit der Ladezeit des Blitzlichtkondensators eintakten.



**Abbildung 8:** Schematischer Aufbau der Lampeneinheit und Abfolge von LED-Einstellungen, mit denen alle Teilzellen der Solarzelle bezüglich ihres Stroms unter gefiltertem Halogenlicht vermessen werden können. Rechts: Visualisierung der Messeinstellungen zur kompletten spektralen Vermessung in einer Sekunde.

Der reale Aufbau im Betrieb ist in **Abbildung 9** gezeigt. Mittig ist schematisch die Mikrocontroller gesteuerte Einheit gezeigt, welche den Strom von bis zu 6 fasergekoppelte LEDs regelt und zudem eine Einheit zur Aufnahme von Strom-Spannungsmesswerten beinhaltet. Die Messeinheit kann flexibel zur Strommessung bei fester Spannung aber auch zur Aufnahme von Kennlinien programmiert werden. Rechts im Bild ist die Nachbildung des AM1.5D Normspektrums durch gefiltertes Halogen-Lampenlicht dargestellt. Bei den Filtern handelt es sich um Reflexionsfilter, die bei AZUR hergestellt wurden und die zur Vermeidung von Mehrfach-Reflexionen schräg im Strahlengang positioniert sind.

Dieselbe Microcontroller-LED-Einheit ohne Halogenlampe und Quarzstab wurde auch für die zweite Variante des Analysemoduls (s II.1.3) eingesetzt.



**Abbildung 9:** Testaufbau (noch ohne Prober) und ein Vergleich des ungefilterten Halogenspektrums, des gefilterten Halogenspektrums und des Referenzspektrums AM1.5d.

## II.1.2.7 Side by Side Messungen

Im Rahmen des Projekts führte das Fraunhofer ISE „Side-by-Side-Messungen“ an Solarmodulen durch. In sehr ähnlicher Weise werden auch bei AZUR SPACE Solarmodule vermessen, indem jeweils ein Referenzmodul und ein wechselndes Messmodul auf eine Sonnennachführung montiert und im Sonnenlicht gemessen werden. Der Leistungs-Messwert des Messmoduls ergibt sich aus der Referenzleistung des Referenzmoduls und dem Verhältnis der Messwerte bei der Side-by-Side-Messung. Diese Messmethode hat sich auch bei AZUR SPACE bewährt, wobei zur besseren Statistik die Messung wechselseitig typischerweise mindestens 3x wiederholt wird.



**Abbildung 10:** Eine der beiden Sonnennachführungen, auf welchen bei AZUR SPACE Solarmodule vermessen werden.

## Indoor-Messungen unter Niederintensitätslicht

Die im vorherigen Abschnitt beschriebene Messmethode eignet sich leider kaum für eine laufende Fertigung, denn bei ungeeignetem Wetter würde sich schnell ein sprichwörtlicher Berg an Solarmodulen zur Vermessung aufbauen. Deshalb wurde bereits im Rahmen von dem Vorprojekt CPVMod ein Messplatz entwickelt, der sich für die Integration in eine Linienfertigung

eignet. Dieser Messplatz wurde nun durch Anpassungen an Soft- und Hardware für die neuen 5-fach-Solarzellen ertüchtigt.

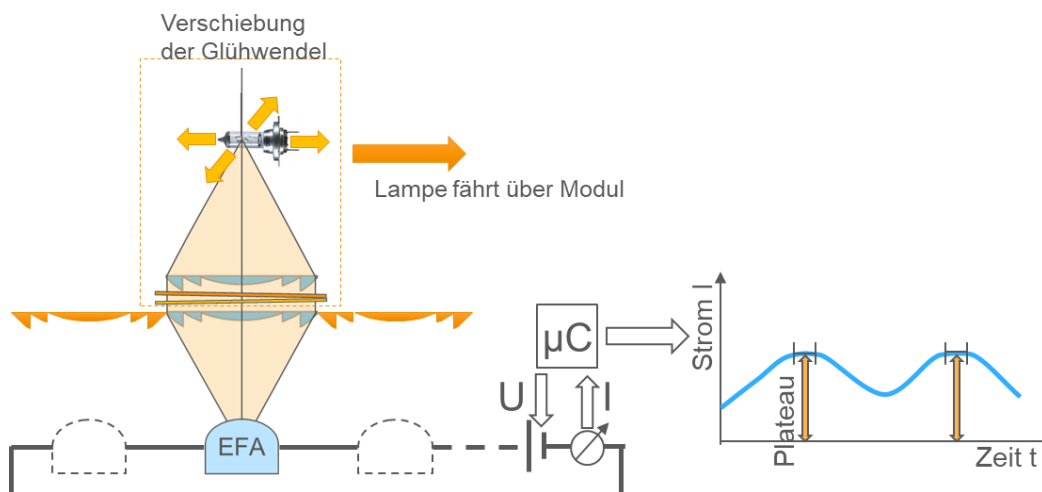
In **Abbildung 11** werden der Aufbau und die Methodik illustriert.

Das zu vermessende Modul wird von einer Lampeneinheit überfahren, welche jeweils nur eine Linse voll beleuchtet. Eine Messerteerfassung nimmt parallel dazu den Strom des jeweils voll beleuchteten EFA-Receiver auf.

Die Messung erfolgt an den äußeren Kabeln des Moduls. Eine  $\mu\text{C}$ -Elektronik regelt fortwährend die Spannung so nach, dass die Spannung der Bypass Dioden an 59 EFA-Receivern überwunden wird und der eine beleuchtete EFA-Receiver bei einer definierten Spannung betrieben wird. Zwischen den Positionen bleibt die Lampe an und die Lampeneinheit fährt kontinuierlich über jede Reihe aus 12 Linsen. Die Ströme der Einzelpositionen werden anschließend als Plateaus aus in einer Wellen-förmigen Stromkurve ermittelt. Während der Plateaus ist immer jeweils eine EFA vollständig beleuchtet.

Beim ersten Durchlauf ist die vierte Teilzelle J4 limitierend, beim zweiten Durchlauf die erste Teilzelle J1. Auch bei den weiteren Durchläufen bleibt die J1 limitierend, aber die Glühwendel in der Lampeneinheit wird verschoben, um eine Verkippung des ausfallenden parallelen Lichts zu realisieren und so seitliche Fehljustierungen der EFA-Receiver von den Fokuspositionen zu erkennen. Nach insgesamt 6 Durchläufen sind ausreichend viele Daten gesammelt, um die Kennlinien jedes Einzel-EFA-Receiver und des Moduls als Stromsumme zu berechnen. Als Referenz dient dabei ein „Mono-Modul“ mit nur einer Fresnel-Receiver-Einheit, welches mit dem gemessenen Modul verschaltet ist und je Überfahrt einen 61-sten Referenzmesswert liefert.

Die komplette manuelle Messung erfordert weniger als 4 Minuten. Eine Automatisierung wäre bei Bedarf sehr leicht möglich, würde jedoch in jedem Fall eine Sicherheitsabspernung erfordern.



**Abbildung 11:** Methodik zur Vermessung von Solarmodulen unter parallelem Niederintensitätslicht

### **II.1.3 AP1.3 Planung und Realisierung spezieller Analysemodule**

Im Projektantrag wurden zwei alternative Konzepte für den Aufbau von Analysemodulen vorgeschlagen, die schließlich beide realisiert wurden.

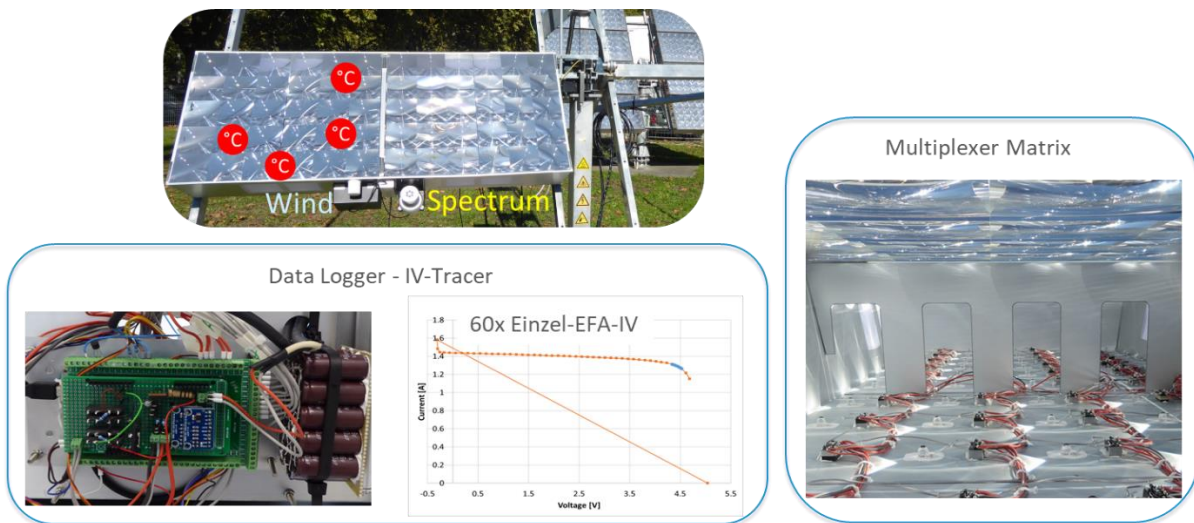
#### **II.1.3.1 Analysemodul ohne bewegliche Teile und mit 60-fach Multiplexer**

Ein Zweck der Analysemodule ist ihr weltweiter Einsatz. Für diese Anwendung ist eine hohe Robustheit entscheidend, so dass hier auf bewegliche Teile verzichtet werden sollte.

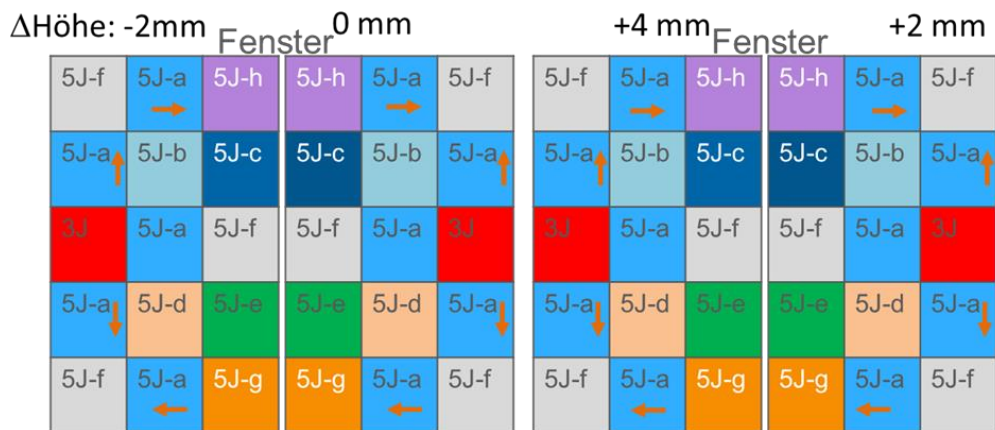
Insofern verwendet das erste Analysemodulkonzept in **Abbildung 12** ein C3PV-Modul als Basis, welches zusätzlich mit mehreren Temperatursensoren, einem Spectrafy-Spektralsensor und einem Windsensor bestückt ist.

In dem Modul werden 4 verschiedene optische Abstände zwischen Linseplatte und EFAs mit Abstandshaltern am Alublech und unter der Fresnellinse eingestellt, um den optimalen Abstand zu ermitteln. In jedem dieser Felder werden die EFAs variiert mit 8 verschiedenen Varianten der 5J-Epitaxiestruktur gegen die 3J-Referenzstruktur. Zudem werden EFAs systematisch 2mm in vier Richtungen verschoben zur Kontrolle der korrekten Ausrichtung zur Sonne und um die Positionstoleranz zu ermitteln. In **Abbildung 13** werden diese Variationen als Karte dargestellt. Im ersten von zwei gefertigten Analysemodulen dieses Typs erlauben Fenster den Austausch von EFAs, um spätere EFA-Varianten noch berücksichtigen zu können.

Diese Messwerteerfassung besteht aus einem Microcontroller zur Datenaufzeichnung, welcher auch den Multiplexer und die IV-Kennlinienerfassung steuert (s. Abb. Die Kennlinienerfassung funktioniert nach der Methode der Kondensator-Aufladung, wobei eine Kondensatorbank zunächst negativ aufgeladen wird. Eine EFA wird nun mit der Messwerteerfassung noch stromlos verbunden, um die offene Klemmenspannung zu messen. Nun wird die Kondensatorbank angeschlossen und es fließt zunächst bei negativer Spannung ein Strom durch die zur Solarzelle antiparallele Bypass Diode. Es folgt eine Kondensatoraufladung durch den Solarzellenstrom, wobei zunächst der Kurzschlussstrom und später der Punkt  $P_{MP}$  maximaler Leistung erreicht wird. Zur genauen  $P_{MP}$ -Bestimmung erzeugt ein mathematisches Modell weitere Punkte zwischen den Messpunkten.



**Abbildung 12:** Erläuterung des Analysemoduls nach dem Multiplexer-Prinzip. Unten: über eine Kondensatoraufladung wird eine Kennlinie an einzelnen EFAs gemessen. Rechts: Ein Multiplexer schaltet zwischen den 60 EFAs des Moduls um. Oben: zusätzlich werden Spektrum, Wind, und mehrere Temperaturen innerhalb des Moduls erfasst.



**Abbildung 13:** Abbildung der verschiedenen Positionen im Analysemodul. Es umfasst 8 verschiedene Varianten der 5J-EFAs im Vergleich zu 3J-EFAs. Weiterhin werden EFAs in 4 Richtungen verschoben und der optische Abstand wird um -2, 0, 2 und 4 mm gegenüber dem Normalabstand variiert.

Eines dieser Analysemodule sammelt Daten an der Nelson-Mandela-Universität in Port Elizabeth, Südafrika und wird dort im Rahmen einer laufenden Masterarbeit weiter betreut. Ein weiteres Analysemodul wird am Santa Fe Community College eingesetzt.

### II.1.3.2 Analysemodul mit LED-Boost

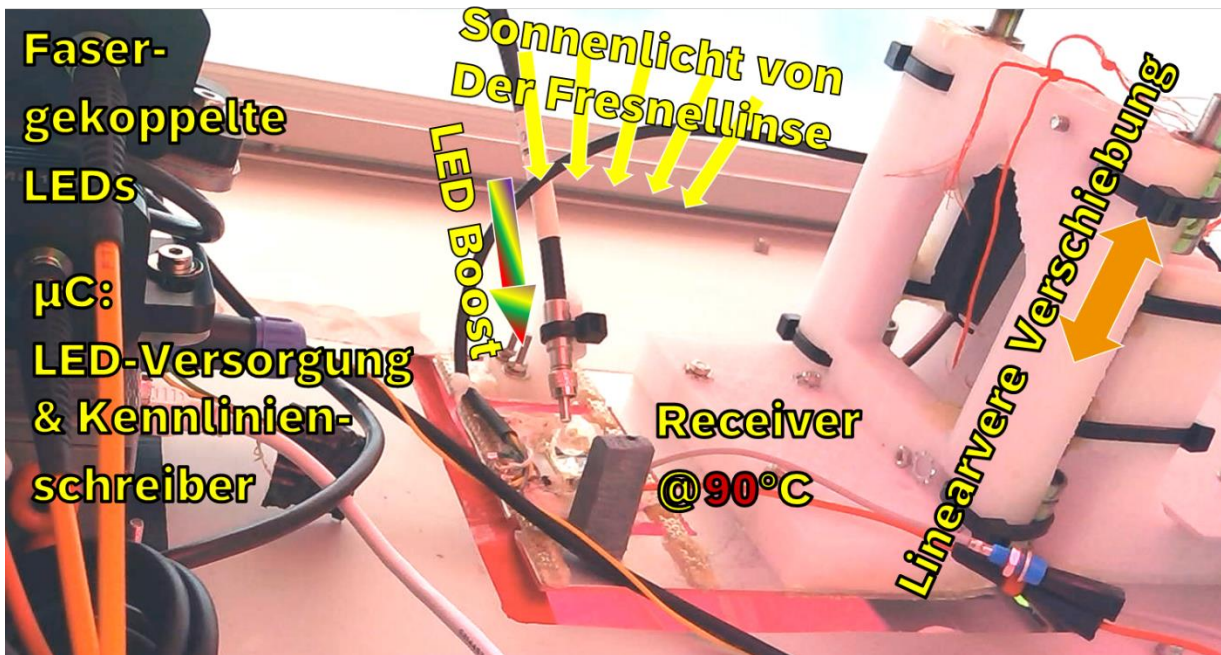
Bei der Auswertung des Analysemoduls mit Multiplexer hat sich gezeigt, dass die Ermittlung einzelner Teilzellströme aus veränderlichen Spektren sehr schwierig ist, da sich gleichzeitig eine große Zahl weiterer Parameter wie die Temperatur der Linsenplatte, die Temperatur der Solarzelle und ggf. auch die Präzision der Ausrichtung nach dem Sonnenlicht ändern.

Im Projekplan wurde alternativ zum Modul mit Multiplexer auch ein Modul vorgesehen, bei dem die Betriebsbedingungen an einer einzigen EFA verändert werden. Diese Variante des Analysemoduls wurde wie in **Abbildung 14** gezeigt realisiert und war Gegenstand einer Präsentation und Veröffentlichung im Rahmen der „40th European Photovoltaic Solar Energy Conference“<sup>5</sup>. Die LED und Mikrokontroller-Einheit aus **Abbildung 9** koppelt hier fasergeführtes LED-Licht in eine EFA ein, um bestimmte Teilzellen zur Vermessung in Limitierung zu bringen. Damit dies gelingen kann, muss das Licht durch eine lasergeschnittene Loch-Blende vor der Fresnellinse um Faktor 200 abgeschwächt werden. Zudem werden Fresnellinse (**Abbildung 14** rechts) und EFA-Receiver (**Abbildung 15**) elektrisch beheizt in ihrer Temperatur geregelt. Weiterhin ist der optische Abstand zwischen der Fresnellinse und der EFA einstellbar. Diese Einheit wurde auf der Sonnennachführung mit spektral verschieden abgestimmten EFAs betrieben.



**Abbildung 14:** Analysemodul 2. Art. Links: Prinzipdarstellung im Querschnitt. Rechts: Heizung der Primärlinse und Lasergeschnittenes Abschwächfilter.

<sup>5</sup> R.F. Löckenhoff, P. Schroth, M. Steiner: “Comprehensive Analysis of the Interactions between a Concentrating Photovoltaics (CPV) Module and 5-Junction Solar Cells” presented at 40th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition EU-PVSEC (2023).



**Abbildung 15:** Blick ins Modul. Der EFA-Receiver wird auf 90°C temperaturgeregelt beheizt und ist in seiner Höhe verstellbar. Von hinten im Bild wird das Faserbündel mit LED-Licht herangeführt und das durch die Lochblende abgeschwächte Sonnenlicht wird von der Fresnellinse auf die EFA fokussiert.

Der hier geschilderte Aufbau wird nun in einer systematischen Weise angesteuert, um über Rampen in der Ansteuerung der LEDs die Teilzellströme unter dem abgeschwächten Sonnenlicht zu ermitteln und gleichzeitig Artefakte zu eliminieren. Ein solcher Versuch umfasst über 100 Einstellungen mit einer Rate von 5 Einstellungen pro Sekunde. Es resultieren Artefakt-korrigierte Teilzellströme.

Parallel dazu nimmt ein Spectrafy-Sensor das Sonnenspektrum auf, aus welchem sich wiederum in Verbindung mit der zuvor gemessenen spektralen Empfindlichkeit der Solarzellen der erwartete Strom berechnen lässt. **Abbildung 16** zeigt nun das Verhältnis der gemessenen mit den berechneten Strömen. Bei EFA1 ist die Übereinstimmung erstaunlich gut, wohingegen bei den EFAs 2 und 3 der gemessene Strom höher als der errechnete ist.

	J1	J2	J3	J4
EFA 1	101.0%	100.3%	101.5%	99.2%
EFA 2	105.8%	105.6%	104.1%	99.2%
EFA 3	106.2%	107.3%	109.2%	101.1%

**Abbildung 16:** Vergleich der im Freien gemessenen Zellströme mit den auf Basis von spektralen Empfindlichkeitsmessungen und dem optischen Modell des Moduls berechneten Strömen. Die Übereinstimmung ist bei EFA1 erstaunlich gut. Bei EFA2 und EFA3 unterschätzt der berechnete Strom den tatsächlich gemessenen Strom.

Zu den Abweichungen bei EFA2 und EFA3 ist zu sagen, dass die spektrale Empfindlichkeit SR nur relativ gemessen wurde, dass also die aufwändige Überprüfung des absoluten Werts an einem Sonnensimulator unterblieben war. Bei der SR-Messung regt ein pulsierender Lichtfleck die Zelle an. Trifft er die Zelle nicht mittig, sondern geht etwas Licht neben der Zellfläche verloren, dann wird zu niedrig gemessen und es folgen zu niedrige Messwerte auf SR-Basis wie in **Abbildung 16**, EFA 2&3.

Eine systematisch zu hohe SR-Messung ist hingegen praktisch nicht möglich. Insofern sollte EFA1 als Bestätigung verstanden werden, dass die Modellierung des C3PV-Moduls sehr plausible Ergebnisse liefert – vorausgesetzt alle Messungen wurden sorgfältig durchgeführt.

Zusammenfassend wurde der Arbeitspunkt intensiv bearbeitet und die Milestones:

M1: „Planung von Analysemodulen abgeschlossen“ und

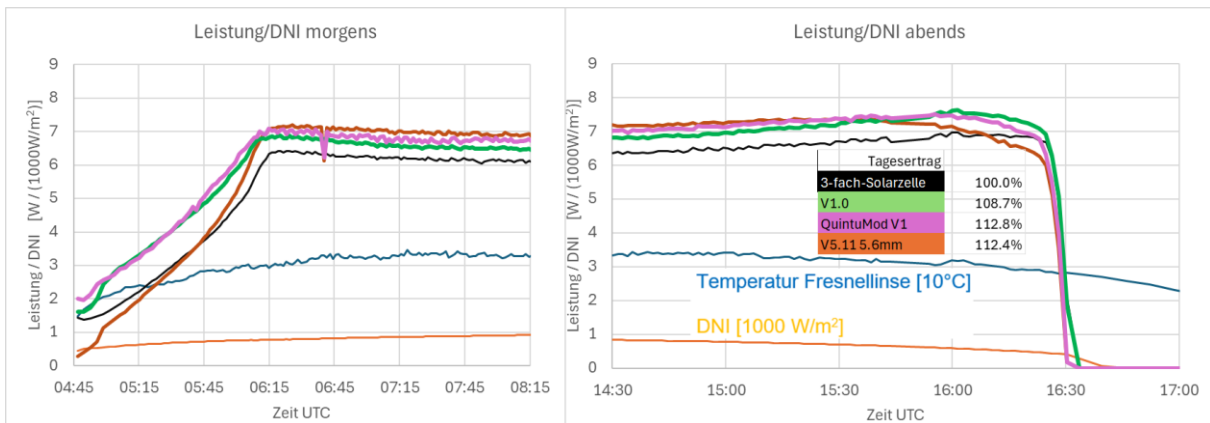
M2: „Fertigstellung von Analysemodulen“

wurden vollumfänglich erreicht.

#### **II.1.4 AP1.4 Abgleich von Simulations- und Messdaten, um Modelle und Parameter zu evaluieren**

Einen sehr aussagekräftigen Abgleich von Simulations- und Messergebnissen liefert die Tabelle **Abbildung 16**. Sie zeigt, dass die optische Modellierung des Lichtpfads durch das Modul in Verbindung mit der gemessenen spektralen Empfindlichkeit und einer Temperaturkorrektur der spektralen Empfindlichkeit plausible Ergebnisse liefert. Mit in diese Rechnung ging auch eine Korrektur der Zellreflexion in Silikon, siehe AP1.2, ein. Die gute Übereinstimmung zumindest bei EFA1 bestätigt die Methode und die Abweichungen bei EFA 2 und 3 sind erklärbar. Als nächster Schritt außerhalb der Projektlaufzeit sollten die spektralen Empfindlichkeiten nochmals absolut nachgemessen werden, damit auch die EFAs 2 und 3 das Ergebnis bestätigen.

Noch wichtiger ist die Bestätigung der korrekten Dickenabstimmung der finalen Epitaxievariante „QuintuMod V1“ im Analysemodul. Die Grafik **Abbildung 17** zeigt exemplarisch den Verlauf der Leistung im Vergleich zur direkten Sonnen-Einstrahlung DNI im Tagesverlauf am 11. Februar 2011 in Port-Elizabeth, Süd Afrika. Die Zeitangabe ist die geografisch unabhängige UTC, die hier um 2 Stunden gegenüber der lokalen Zeit verschoben ist. Der Anstieg bis 6:15 ist vermutlich durch einen abtrocknenden Beschlag auf der Fresnellinse erklärbar. Dies ist bei feucht-warmem Wetter an den Vortagen und einer darauf folgenden kalten Nacht möglich. Um 16:23 fällt die gemessene Leistung schnell ab, da der Tracker mechanisch bedingt bei Sonnenhöhen von weniger als 10° über dem Horizont der Sonne nicht mehr folgen kann. Betrachtet wird für den Tagesertrag also nur die Zeit von 6:15 bis 16:23 UTC.



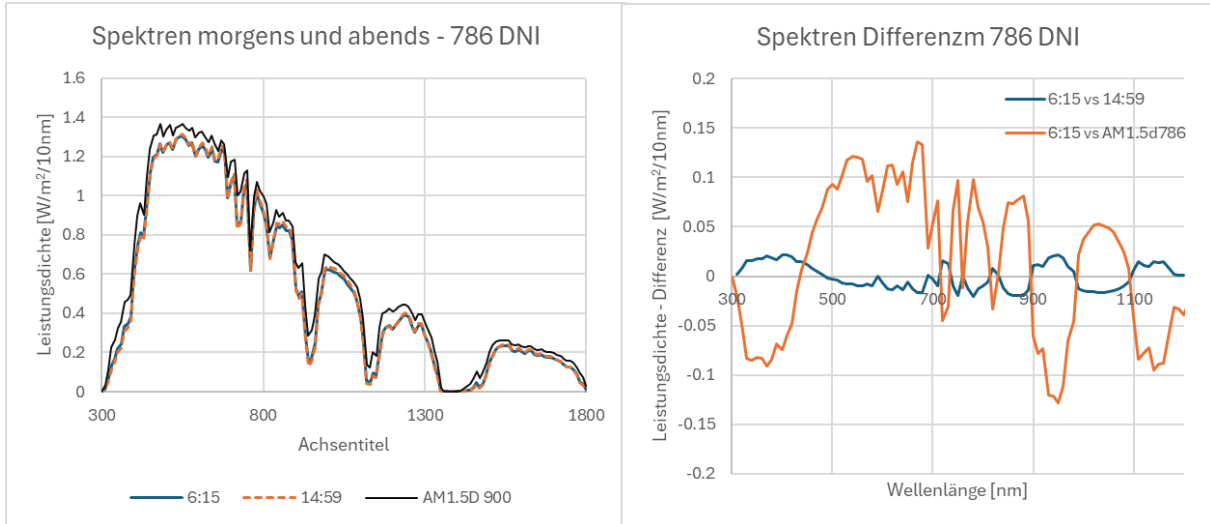
**Abbildung 17:** Exemplarischer Leistungsverlauf einzelner EFAs im Analysemodul 2 am 11. Februar 2011 in Port Elizabeth, Südafrika.

Verglichen werden hier die 3-fach-Solarzelle, die 5-fach-Solarzellenvariante V1.0 zu Beginn des Projekts, die finale Variante QuintuMod V1 und die Variante V5.11, bei der eine volle Stromabstimmung unter dem AM1.5d 900 Referenzspektrum angestrebt wurde. Während die V1.0 Solarzelle bereits einen Gewinn von 8.7% gegenüber der 3-fach-Solarzelle aufweist, erhöht sich dieser Gewinn noch auf 12.8% für die finale Variante. Bei der V5.11 Variante ist zu bedenken, dass diese eine 16.6% erhöhte Zellfläche bei ansonsten gleicher EFA aufweist. Sie sammelt daher mehr Streulicht (Zirkumsolarstrahlung) und gewinnt so nochmals an Strom.

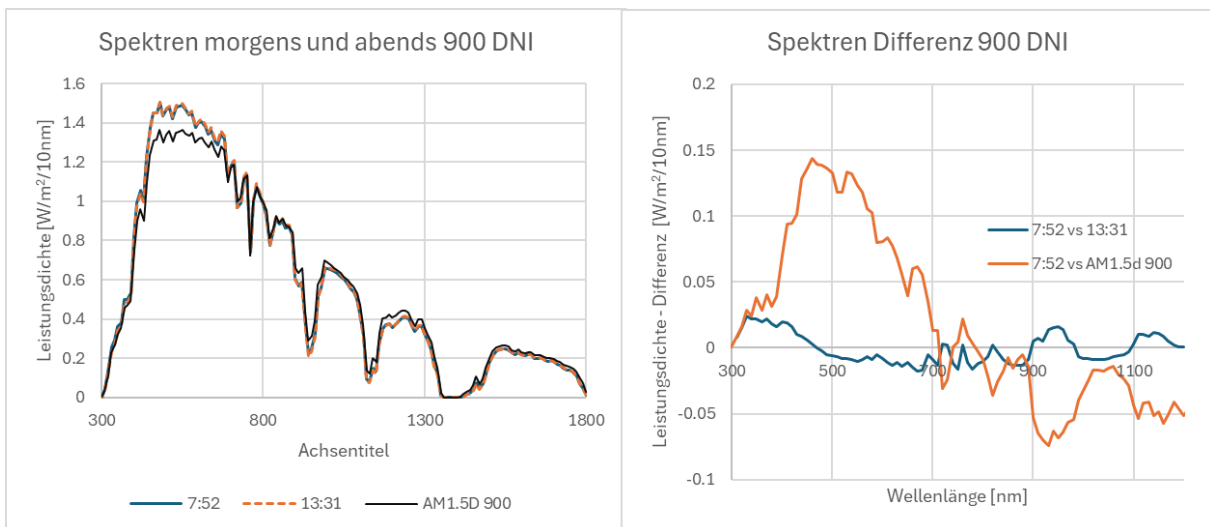
Betrachten wir nun den Tagesverlauf – speziell am Abend für hohe Airmass und rotes Spektrum, so sind die Varianten V1.0 und QuintuMod V1 im Vorteil, welche mehr Strom in den oberen Teilzellen generieren. Bei blauem Spektrum im Tagesverlauf verliert die V1.0 Abstimmung, da Strom in den oberen Teilzellen nicht genutzt werden kann. Die finale Variante in QuintuMod „QuintuMod V1“ bewährt sich als guter Kompromiss bei beiden Spektralbedingungen, was ihren Vorteil im Tagesertrag von nochmals 4.1% gegen die alte Variante V1.0 erklärt. Die Variante V5.11 erzielt ihren guten Ertrag unter anderem auch durch die größere Zellfläche. Sie ist nicht optimal abgestimmt, weil eine Stromanpassung bei AM1.5d eben nicht zwangsläufig eine gute Abstimmung auf einen realen Tagesverlauf bedeutet. Es wäre zu erwarten, dass die QuintuMod V1 mit einer größeren Solarzelle nochmals mehr Leistung erbrächte. Erstaunlich ist, dass die 3-fach-Solarzelle (schwarze Linie) erst um 16:15 kurz vor Tagesende ein Plateau erreicht. Offenbar ist bis 16:15 die Oberzelle bei blauem Spektrum im Überschuss und erst kurz vor Tagesende hat die Mittelzelle genug Strom für eine Stromanpassung.

Der Spectrafy-Sensor liefert nicht nur die Direktstrahlungsdichte DNI sondern auch Spektren. Die folgenden Grafiken **Abbildung 18** und **Abbildung 19** zeigen diese Spektren im Vergleich zu AM1.5d bei verschiedenen DNI-Werten. Zudem werden die gleichen DNI-Werte morgens und abends verglichen. Es zeigt sich, dass an diesem Tag im Bereich 300-700 nm deutlich mehr Leistung einfiel als unter Normbedingungen. Dies entspricht einem sehr klaren Tag mit geringer Dichte an streuenden Teilchen Airmass Optical Depth AOD. Zum Einfluss der AOD

auf das Sonnenspektrum sei auf die Abbildung 1 in dieser externen Veröffentlichung<sup>6</sup> verwiesen.



**Abbildung 18:** Spektren und ihre Differenz morgens und abends am 11. Februar 2011, Port Elizabeth bei einer DNI von jeweils 786 W/m<sup>2</sup> und AirMass-Werten von 2.05 und 2.21. Auf der linken Seite ist das Referenzspektrum AM1.5d normiert auf 900 W/m<sup>2</sup> eingeblendet. Auf der rechten Seite wird mit AM1.5d normiert auf 768 W/m<sup>2</sup> verglichen.



**Abbildung 19:** Bei den entsprechenden gemessenen Spektren bei einer Normleistung von 900 W/m<sup>2</sup> ist das Spektrum bereits gegenüber AM1.5d deutlich blauverschoben.

<sup>6</sup> Marios Theristis, Cameron Stark, Tadhg Seán O’Donovan “Determination of the Cooling Requirements for Single Cell Photovoltaic Receivers under Variable Atmospheric Parameters” presented at Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), 2015 IEEE 42ndAt: New Orleans, LA, 2015 <http://dx.doi.org/10.1109/PVSC.2015.7356071>

Die Messungen in Port Elizabeth werden nach dem Projektende fortgesetzt. Es wird spannend sein zu ermitteln, wie sich die Erträge der Epitaxie-Varianten bei verschiedenen Wetter- und Spektralbedingungen entwickeln werden.

Als Highlight zeigt sich jedoch schon jetzt die gelungene Abstimmung der QuintuMod V1 Variante mit einem erheblichen Mehrertrag gegen die alte V1.0 Variante und die zu rigoros AM1.5d stromangepasste Variante V5.11 mit einem Mehrertrag von 4.1% an diesem klaren Beispieltag.

Der Milestone M3: „Evaluierung von Simulations- und Messergebnissen“ wurde erreicht.

## Ergebnisse AP 2: Optimierung der Modulkomponenten

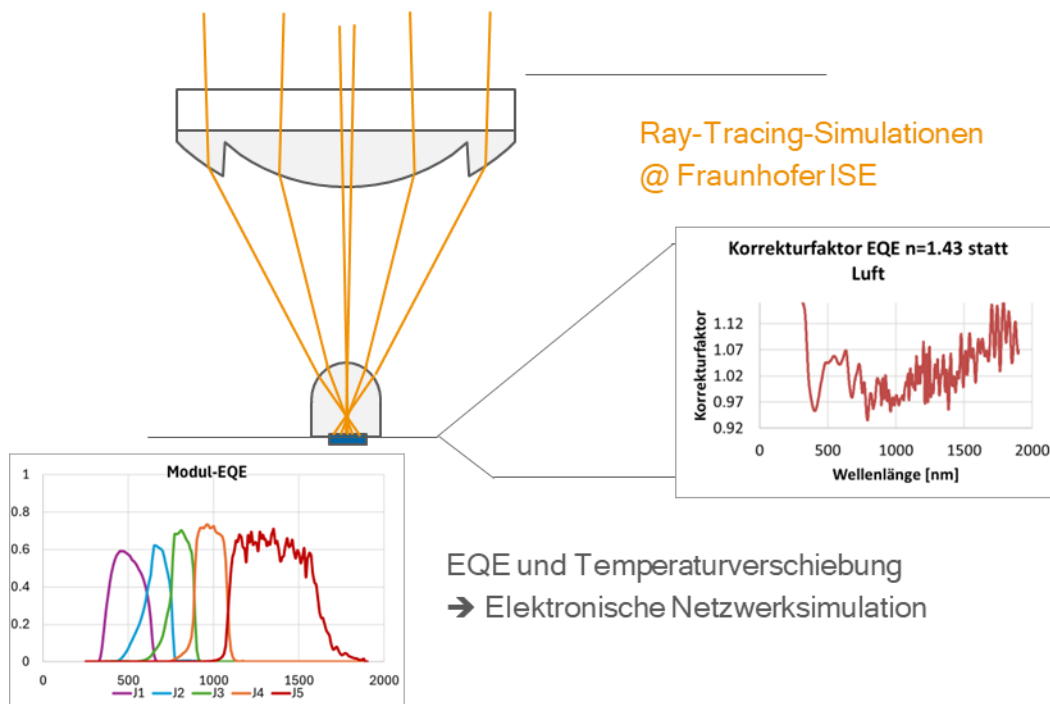
### II.1.5 AP2.1 Anpassung der Epitaxie-Struktur

#### II.1.5.1 Modellierung der Teilzellströme im Modul

Ziel dieses Projekts ist die gemeinsame Optimierung des C3PV-Moduls mit der 5-fach-Solarzelle. Um dieses Ziel zu erreichen, ist zunächst einmal ein Verständnis der Wechselwirkungen und ihre Modellierung notwendig.

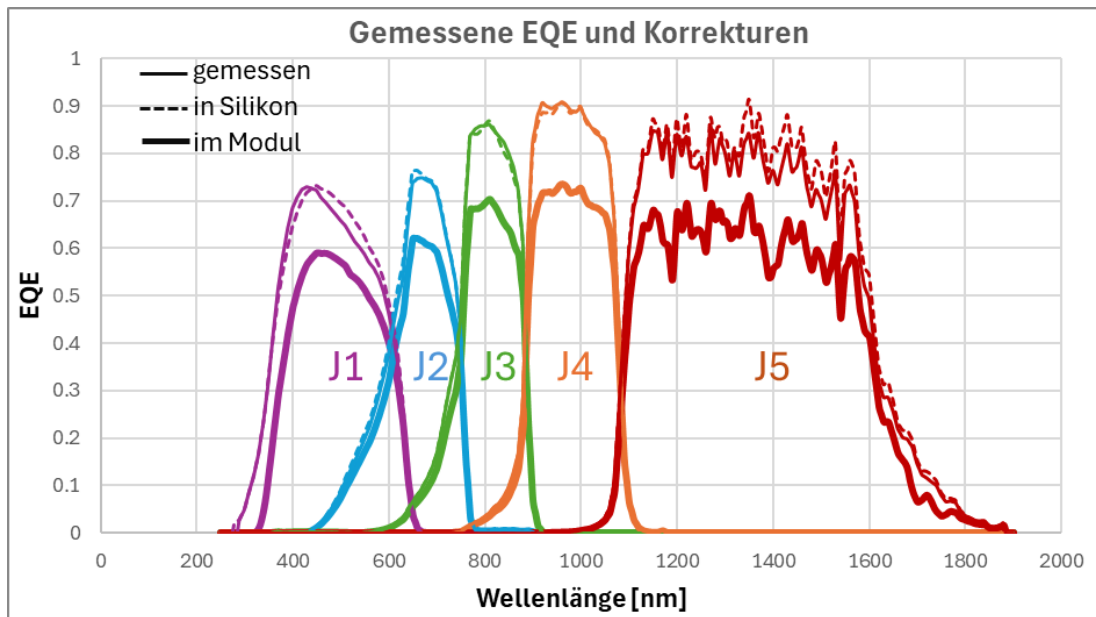
**Abbildung 20** veranschaulicht die notwendigen Berechnungen und Korrekturen. Den ersten Schritt dieser Modellierung lieferte das Fraunhofer ISE mit den optischen Ray-Tracing Simulationen der C3PV Moduloptik. Sie beginnen mit der Antireflexschicht der Fresnel-Linse und enden unterhalb der Sekundärlinse im optischen Silikon am Übergang zur Solarzelle. Die externe Quanteneffizienz der Solarzelle wurde in Luft gemessen. Sie ändert sich jedoch, wenn das brechende Medium Silikon statt Luft ist. Insofern muss ein Korrekturfaktor eingerechnet werden. Siehe dazu auch **Abbildung 24**.

Wir erhalten so die unten links gezeigte Externe Quanteneffizienz EQE des Moduls.



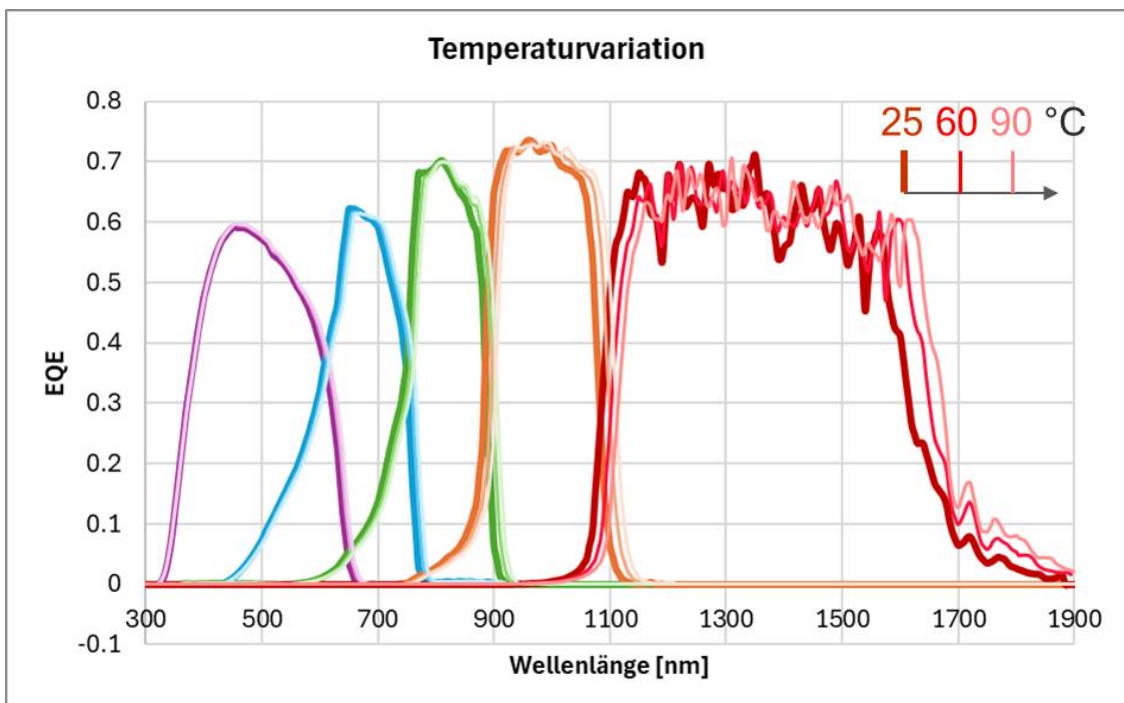
**Abbildung 20:** Berechnungen bei der Optimierung der 5-fach-Solarzelle auf den Einsatz im Modul.

**Abbildung 21** zeigt die resultierende Veränderung der EQE beginnend bei der Zell-EQE über die Zell-EQE unter Silikon bis hin zur Modul EQE.



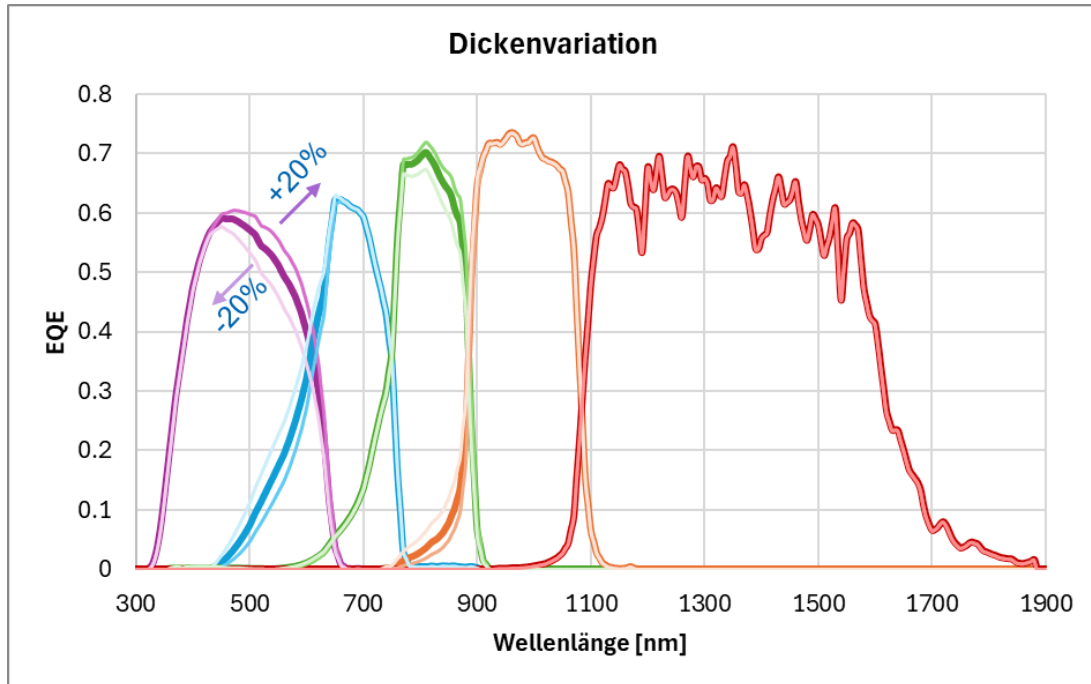
**Abbildung 21:** Die gemessene EQE wird zunächst korrigiert um den Reflexionsunterschied zwischen Luft und Silikon als brechendem Medium an der Solarzellenoberfläche (dünne und gestrichelte Linie). Die Berücksichtigung der Verluste in der Ray-Tracing-Simulation ergibt schließlich die dicke durchgezogene Linie.

Hinzu kommt eine Verringerung der Bandlücke der Teilzellen mit der Temperatur. Es lassen sich so in **Abbildung 22** für verschiedene Temperaturen EQEs berechnen.



**Abbildung 22:** Berechnete Veränderung der EQE je Teilzelle bei Temperaturerhöhung. Durch eine geringere Bandlücke verschieben sich die EQEs im Schaubild bei höherer Temperatur nach rechts.

Die EQEs entsprechen jeweils Teilzellstromabstimmungen bei einem gewissen Spektrum. Um gezielt eine andere Stromabstimmung einzustellen, ist eine Berechnung der EQEs auf Basis der Teilzellstärken erforderlich. Hierzu haben wir im Projektverlauf ein Modell entwickelt und abgeglichen, welches die Teiltransparenz der Teilzellen nach dem Beer-Lambert-Gesetz in Betracht zieht<sup>7</sup>. So sind Berechnungen der EQEs bei Dickenvariation möglich<sup>8</sup>. In **Abbildung 23** wird exemplarisch die Dicke aller gewachsenen Teilzellen um 20% erhöht oder erniedrigt.



**Abbildung 23:** Berechnete Veränderung der EQE je Teilzelle bei Dickenvariation um +/- 20% ausgehend von einer Modul-EQE.

Die Beschreibung der Teilzellstromverschiebungen bei Dickenvariation in der Zelle nach dem Beer-Lambert-Gesetz ist nicht perfekt. Einerseits geht Licht auch zwischen den Teilzellen in den Tunneliodenstrukturen verloren und andererseits ergeben sich Interferenzeffekte, welche die Absorption in den Teilzellen und auch die äußere Reflexion der Zelle gegen Silikon beeinflussen können. Insofern war eine umfangreiche Versuchsreihe mit 13 verschiedenen Teilzellstärkenvarianten und weiteren Variationen im Zellaufbau notwendig, um die im nächsten Abschnitt beschriebenen Varianten der 5-fach-Solarzelle einzustellen.

### II.1.5.2 Anpassung der Teilzellströme

Zu Beginn des Projekts wurde angenommen, dass eine 5J-Solarzelle, die unter dem ASTM G173 AM1.5d Normspektrum in den obersten 4 Teilzellen temperaturangepasst ist, einen

<sup>7</sup> J. H. Lambert: Photometria, sive de mensura et gradibus luminis, colorum et umbrae. Sumptibus Viduae Eberhardi Klett, Augsburg 1760, <https://docnum.unistra.fr/digital/collection/coll12/id/14505>.

<sup>8</sup> Philipp Schroth, Rüdiger Löckenhoff, Daniel Fuhrmann, Matthias Meusel, Alexander Frey, Marc Steiner, Gerald Siefer; AZUR's new 5C46 CPV cell: Final design for optimized outdoor performance. *AIP Conf. Proc.* 2 September 2022; 2550 (1): 020008. <https://doi.org/10.1063/5.0100397>

ungefähr idealen Ertrag im Tagesverlauf an den meisten Standorten liefert. Dabei wurden wie oben beschrieben die optische Effizienz des Moduls und die Effekte der Temperatur und des Brechungsindex berücksichtigt, jedoch noch nicht die spektrale Verteilung des Lichts über die Solarzelle und die variablen Spektren.

Im Projektverlauf hat sich dann sowohl anhand der Modul-Feld-Messungen am Fraunhofer ISE als auch anhand von ortsaufgelösten elektronische Netzwerk-Simulationen herausgestellt, dass die optimale Zelle von der AM1.5d Stromanpassung erheblich abweicht. Dies ist bedingt durch Querleitungsverluste in der Zelle und eine Rotverschiebung des Spektrums morgens und abends.

In den 13 Dicken-Varianten im Projektverlauf wurde nun zuerst das ursprüngliche Ziel der AM1.5d Teilzellstromabstimmung im Modul bestmöglich eingestellt. Nachdem zunehmend die Erkenntnis reifte, dass diese Zelle speziell in C3PV Modulen nicht ertragsoptimiert sein kann, wurden anhand von simulationsgestützter Optimierung die finalen Varianten „QuintuMod V1“ und „QuintuMod V2“ definiert. Hinzu kommen zwei bewusst stromfehlangepasste Varianten, mit denen die korrekte Teilzellstromabstimmung im Analysemodul untersucht wird und validiert wird.

Die finalen Varianten QuintuMod V1 und QuintuMod V2 werden nun in den Analysemodulen mit der ursprünglichen Stromabstimmung V1.0 (QuintUMM) und der AM1.5d stromabgestimmten Epitaxievariante V3.11 verglichen. Die ersten Ergebnisse in **Abbildung 17** zeigen in der Tat eine Ertrags-Verbesserung von 3.8% im Vergleich zur Basisvariante V1.0 am Beispieltag.

Insofern ist eine erfolgreiche Optimierung für den Standort Port Elizabeth, Südafrika gelungen. Dies ist ein sehr günstiger Standort für die CPV mit blauem Spektrum im Sommer. An anderen Orten wie Indien, Pakistan und großen Teilen der arabischen Welt liegen jedoch durch Aerosole deutlich röttere Spektren vor, die eine andere Stromabstimmung erfordern.

Der große Erfolg bei der Stromabstimmung in diesem Projekt ist daher in der Entwicklung einer Methode und eines Datensatzes zu sehen, mit denen die 5-fach-Solarzelle passgenau auf bestimmte Spektralverhältnisse und Systeme abgestimmt werden kann.

### **II.1.5.3 Stabilisierung der Epitaxie und Optimierung der Wachstumsbedingungen**

Zur Wettbewerbsfähigkeit müssen die 5-fach-Solarzellen mit hoher Ausbeute und geringer Durchlaufzeit in der Epitaxie gefertigt werden. Insofern wurden parallel zur Stromabstimmung intensive Arbeiten durchgeführt, um die Wachstumsgeschwindigkeit zu erhöhen und die Funktion der Bauteile zu stabilisieren. Ein besonderes Augenmerk wurde dabei auf die Tunnelioden gelegt, bei denen eine ausreichende Tunnelstromdichte mit Sicherheitsfaktor sichergestellt werden muss.

Diese Optimierungen wurden typischerweise zunächst an Testepitaxien (Testern) erprobt, analysiert und eingestellt, bevor sie in den vollen Solarzellenstrukturen verwendet werden konnten.

Die Milestones „M4 Design-Freeze Epi- & Zelltechnologie“ und “ M6: Fertigstellung & Charakterisierung der 5-fach Solarzellen” wurden erreicht. Gleichzeitig zeigt sich ein Potential,

unter Nutzung der in diesem Projekt entwickelten Simulationen die genaue Stromabstimmung auf die jeweiligen spektralen Bedingungen an Zielstandorten für den Einsatz der 5J-Zelltechnologie anzupassen.

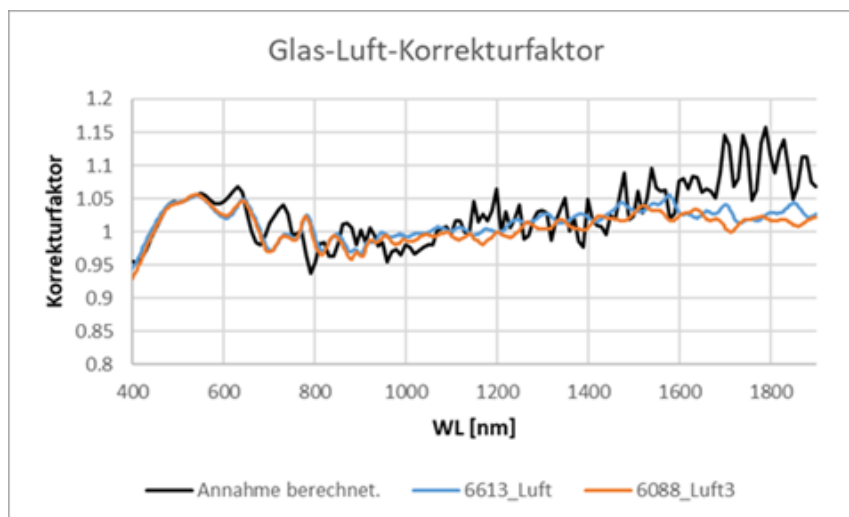
### II.1.6 AP2.2 Anpassung der Zelltechnologie an die Moduloptik

Die Anpassung der Zelltechnologie umfasste im Wesentlichen zwei Teilbereiche:

- 1) Anpassung der Lagendicken in der Antireflexschicht.
- 2) Optimierung des Grids und der Fingerbreiten.

Zum Anfang des Projektes wurde die Antireflexschicht neu berechnet. Es zeigte sich, dass die aktuelle Antireflexschicht gemäß Simulation bereits optimal ist.

Die Korrektheit dieser Berechnung zeigt sich anhand eines Korrekturfaktors, welcher für die Abstimmung der Epitaxie in II.1.5 relevant ist. Die Antireflexschicht ist entwickelt für Silikon als optisches Medium wohingegen Messungen der Quanteneffizienz in der Regel unter Luft stattfinden. Insofern muss für die Berechnung der Quanteneffizienz in Silikon ein Wellenlängen-abhängiger Korrekturfaktor berücksichtigt werden. Dieser Korrekturfaktor in **Abbildung 24** wird einmal auf Basis von Reflexions-Simulationen und zweimal auf Basis von real gemessenen Reflexionswerten an Solarzellen in Silikon und Luft berechnet. Es ergibt sich eine erstaunlich gute Übereinstimmung, wobei zusätzlich zu bedenken ist, dass für die Simulation noch leicht andere Halbleiter-Schichtdicken zu Grunde gelegt wurden.



**Abbildung 24:** Korrekturfaktor, mit welchem die in Luft gemessenen Quanteneffizienzen beaufschlagt werden müssen, um die Quanteneffizienz in Silikon als optischem Medium zu erhalten. Die berechnete Kurve ist in guter Übereinstimmung mit zwei auf Messwerten basierenden Kurven.

Es zeigt sich so, dass die Antireflexschicht sowohl in der Simulation als auch in der Realität bereits optimal ist.

Was die Auslegung der Kontaktstruktur angeht, so reduziert sich bei der 5-fach-Solarzelle der Strom zu Gunsten der Spannung. Dies ist äußerst vorteilhaft im Hinblick auf die Auslegung des Solarzellen-Kontaktstruktur, womit nun schälere Finger im weiteren Abstand möglich werden. Andererseits ist zu beachten, dass der Widerstand des Emitters der obersten Teilzelle nun gegenüber der 3-fach-Solarzelle erheblich größer ist. Dies führt wiederum zu geringeren optimalen Fingerabständen.

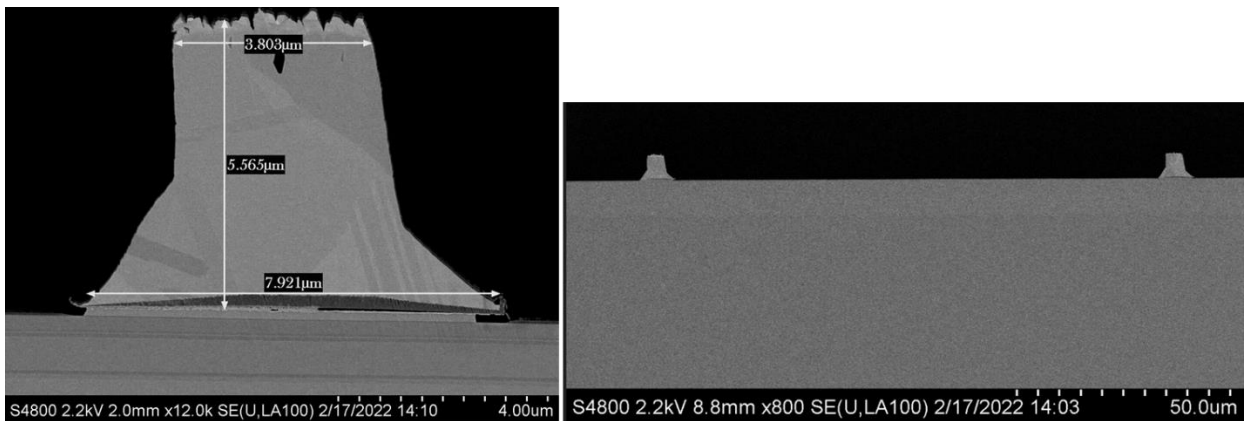
Die Frage nach der optimalen Auslegung des Kontaktgitters wurde zunächst experimentell untersucht mit einer Kontaktmaske, welche Solarzellen mit Kontaktfingerbreiten von 6  $\mu\text{m}$  und 8  $\mu\text{m}$  umfasst, welche zusätzlich in ihrem Abstand variiert werden. Auch wenn nur wenige Fingerabstände so experimentell getestet wurden, so ist es doch möglich, durch eine interpolierte Fit-Kurve den Fingerabstand für die optimale Leistung zu ermitteln.

Andererseits war es mit diesen Ergebnissen möglich, das elektronische Netzwerkmodell in II.1.1 bezüglich des effektiven Emitterwiderstands unter konzentriertem Licht zu eichen. Die Simulationen mit den derart geeichten Parametern bestätigen erwartungsgemäß den in den Experimenten ermittelten optimalen Fingerabstand bei einer Fingerbreite von 6  $\mu\text{m}$ .

In früheren Simulationen zu 3J Zellen war auch die Fingerbreite ein Optimierungsparameter, da breitere Finger mehr Strom transportieren können. Bei dem nun erheblich besseren Verhältnis von Strom und Spannung bei der 5-fach-Solarzelle sollten die Finger nun so schmal wie möglich sein.

Es wurden deshalb umfangreiche Experimente durchgeführt, um gleichmäßig schmale Finger zu realisieren. Dies erfordert bei der Fotolithografie eine sehr hohe Abbildungshomogenität. Die Fotolithografie steht weiterhin in Wechselwirkung mit dem Bedampfungsprozess und dem Lift-Off-Prozess, bei dem die Metallschicht abgehoben wird und nur die benötigten Kontaktfingerstrukturen stehen bleiben, wobei sich die abgelöste Schicht vollständig und ohne Flitter löst und einen schmalen Finger mit hohem Metallquerschnitt stehen lässt.

Am Ende dieser Optimierungsphase können nun Finger mit einer abschattenden Breite von 6-9  $\mu\text{m}$  bei einer Fingerbreite von 6  $\mu\text{m}$  auf der Fotolithografie-Maske in einem Durchsatz-optimierten Prozess hergestellt werden. Zuvor war die kleinste Fingerbreite auf der Maske 8  $\mu\text{m}$  mit einer entsprechend größeren abschattenden Breite. Exemplarisch für diese Arbeiten zeigt **Abbildung 25** elektronenmikroskopisch Aufnahmen von Fingerquerschnitten. Hier ist auch das große Verhältnis von Fingerhöhe zu Fingerbreite offensichtlich (Aspektverhältnis), welches bezüglich des Bedampfungs- und Lift-Off-Prozesses eine Herausforderung darstellt.



**Abbildung 25:** Beispiele von elektronenmikroskopischen Untersuchungen zum Fingerquerschnitt, wie sie bei der Optimierung von Photolithographie- und Lift-Off-Prozessen durchgeführt werden.

## **II.1.7 AP2.3 Design- und Materialoptimierung der Module**

Die Wettbewerbsfähigkeit des Konzepts ergibt sich aus einer möglichst hohen Leistung der Module in Kombination mit möglichst geringen Materialkosten und möglichst geringem Montageaufwand. In diesem Abschnitt wird beschrieben, wie die Zahl der Einzelteile zum Zusammenbau eines Moduls erheblich reduziert werden konnte. Weiterhin konnte die Materialmenge reduziert werden bei gleichzeitig höherer aktiver Modulfläche und höherer Leistung. Aufgrund einer optimalen Materialwahl und einem steiferen Moduldesign führt die um 25% geringere Materialdicke zu keinen Einbußen in Hinblick auf die Wärmeverteilung oder die Stabilität.

### **II.1.7.1 Materialwahl**

Aluminiumlegierungen unterscheiden sich unter anderem bezüglich:

- Reinheit
- Wärmeleitfähigkeit
- Preis
- Mechanische Eigenschaften
- Eloxierbarkeit
- Korrosionsanfälligkeit

Weiterhin gibt es zu jeder Aluminiumlegierung verschiedene Härtingsgrade, welche durch Kaltverformung und damit Versprödung des Ausgangsmaterials erreicht werden. Mit einem höheren Härtingsgrad wird das Aluminium zwar steifer, es neigt jedoch auch mehr zum Brechen und lässt sich somit ggf. nicht mehr für die Herstellung des Modul-Teilesatzes verbiegen, sondern es bricht.

Schließlich kann Aluminiumblech als blankes Blech oder als bereits bandeloxiertes Blech erworben werden. Bereits in CPVMOD war gezeigt worden, dass die Eloxalldicke 5 µm nicht unterschreiten darf, um einen hohen thermischen Emissionskoeffizienten zu garantieren.

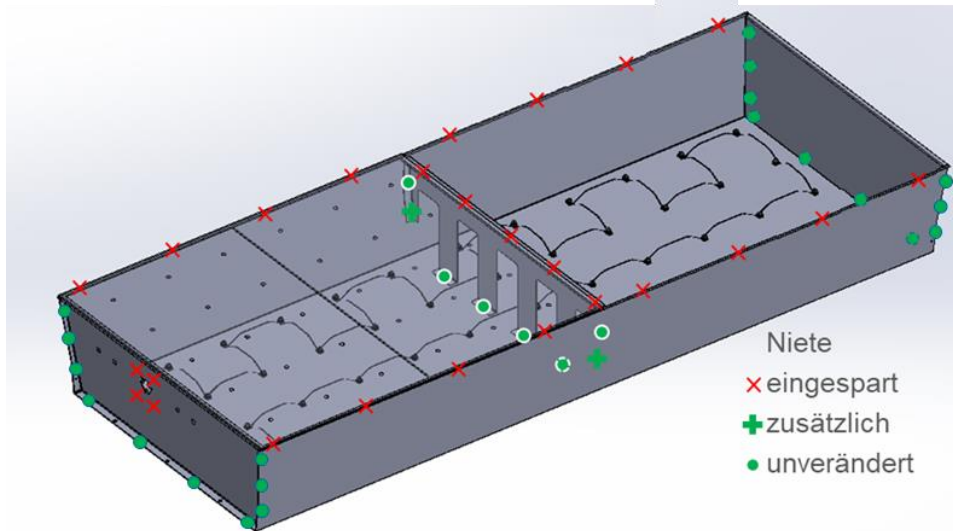
Am Markt sind nun regional abhängig verschiedene Legierungen mit verschiedenen Härtingsgraden und verschiedenen Oberflächenqualitäten verfügbar. Erfreulicherweise konnten unter dieser Vielfalt zwei niedrig legierte Aluminiumtypen identifiziert werden, die zu günstigen Preisen weltweit verfügbar sind und die alle Anforderungen an das Modulmaterial erfüllen. Ein geringer Anteil an Legiermetallen führt dabei einerseits zu einem günstigen Preis und andererseits zu einer hohen Wärmeleitfähigkeit. Es ist jedoch relativ weich. In Abschnitt II.1.7.4 werden die Designänderungen beschrieben, dank derer auch mit diesem weicherem Aluminium in nur 1.5mm Dicke die Anforderungen an die mechanischen Lasttests bei weitem übertroffen werden.

### **II.1.7.2 Montage-Freundlichkeit**

Das Moduldesign zu Beginn von QuintuMod umfasste 8 Aluminiumteile, die mit 51 Nieten verbunden werden mussten (**Abbildung 26**).

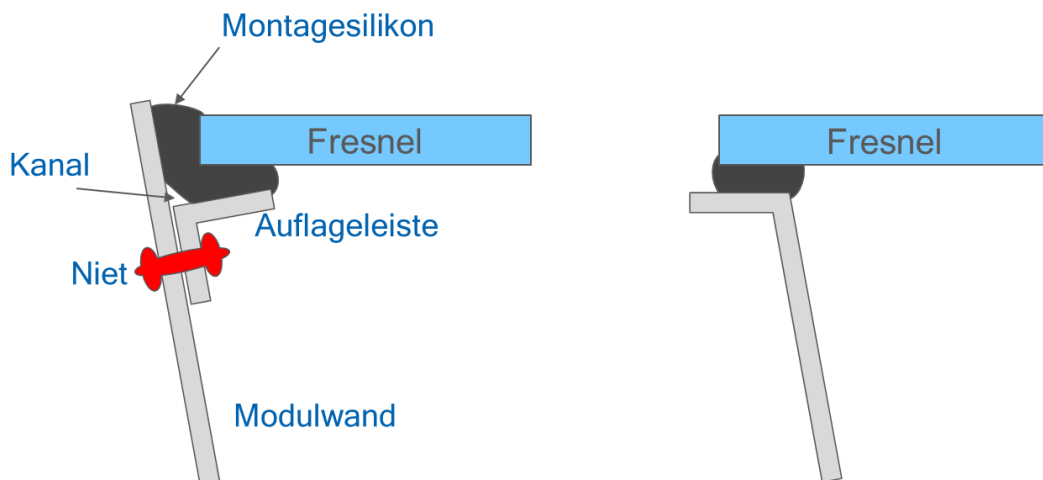
Durch konsequente Vereinfachung wurde die Zahl der Aluminiumteile auf 4 und die Zahl der Nieten auf 28 reduziert. Die Montagezeit und die Kosten reduzieren sich so erheblich.

Es hatte sich zudem gezeigt, dass die hohe Zahl an Nieten und Teilen die Abdichtung des Moduls erschwert. Eine Position, in der sich drei Teile treffen, lässt sich kaum abdichten wohingegen zwischen zwei Teilen immer eine saubere Dichtfuge angebracht werden kann. Insofern lässt sich das neue Design weit leichter abdichten.



**Abbildung 26:** Beim neuen Moduldesign reduziert sich die Zahl der Aluminiumteile von 8 auf 4 und die Zahl der Nieten von 51 auf 28.

In **Abbildung 27** vergleichen wir links die Verklebung der Fresnellinse nach altem Moduldesign und rechts nach neuem Moduldesign. Nach dem alten Moduldesign war es kaum möglich, den Winkel zwischen der Modulwand und der Auflageleiste zu schließen, so dass sich immer ein Kanal gebildet hat, der zudem in Verbindung mit der nie ganz dichten Blindniete stand. Eine Undichtigkeit hat sich dann insbesondere dort ergeben, wo die Auflageleiste noch auf eine der Seitenwände stieß. Im neuen Design in **Abbildung 27** rechts hingegen liegt die Fresnellinse auf einer einfachen umlaufenden Silikonfuge auf, die zudem manuell oder automatisch sehr viel einfacher zu legen ist als die Verfüllung eines Winkels. An keiner Stelle entsteht ein Abdichtungsproblem. Die benötigte Silikonmenge reduziert sich um gut 60%.



**Abbildung 27:** Die seitliche Fresnel-Auflage wurde beim neuen Modul (rechts) gegenüber dem alten Design (links) erheblich vereinfacht, was Kosten und Montagezeit einspart und zudem die zuverlässige Abdichtung des Moduls erleichtert.

Es sei erwähnt, dass im rechten Bild der Schutz vor Schlägen von der Seite sich auf den überstehenden Silikonfalz reduziert. Man sollte hier bei der Montage auf der Sonnennachführung ggf. temporär einen Kantenschutz anbringen.

### **II.1.7.3 Besondere Recycling-Freundlichkeit**

Der vermeintlich fehlende Schutz wird bei der Demontage nach Ende der Lebensdauer oder bei der Reparatur zu einem Vorteil. Die Glasplatten lassen sich bei den neuen Modulen mit einem einfachen Messer abtrennen und abheben, wo beim alten Design speziell geformte Messer und viel Geduld erforderlich war. Anschließend können zunächst die Sekundärlinsen der EFAs und dann die Keramikplatinen mit einfachen manuellen Werkzeugen heruntergespachtelt werden. In wenigen Minuten ist so eine Trennung in Glas, Aluminiumteile, Kupfer und Keramikplatinen mit Solarzellen möglich.

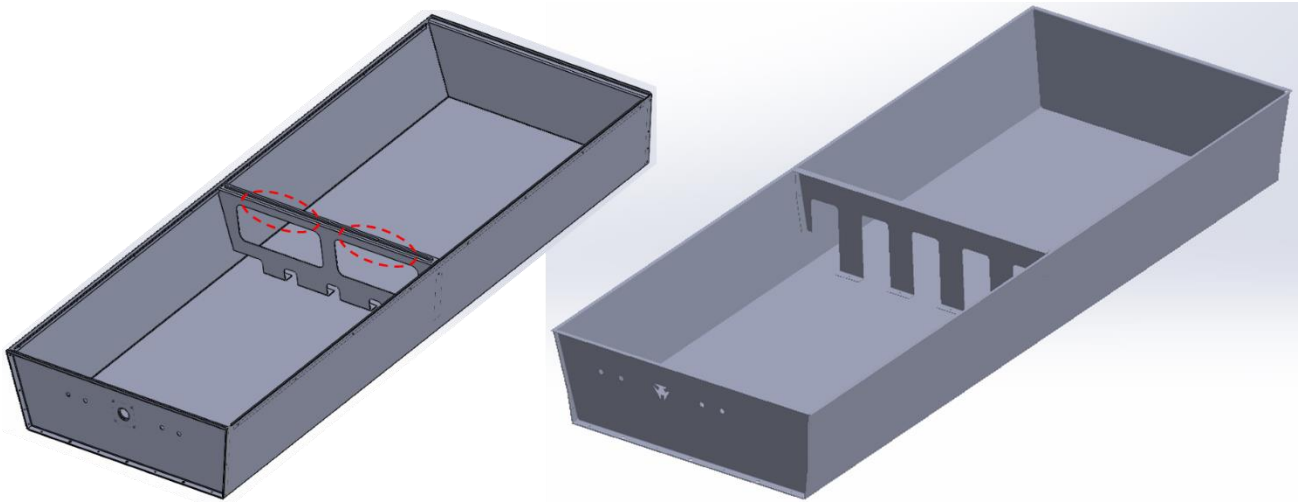
Insbesondere Aluminium und Kupfer sind wertvolle und bestens recyclebare Metalle die als Schrott einen hohen Marktwert haben und die sich aus den neuen Konzentrador-Solarmodulen weit leichter herauslösen lassen als aus den üblichen, voll laminierten Flachmodulen.

Auch das eisenarme Alt-Glas hat einen gewissen Materialwert und sein Recycling hebt die mögliche Recycling-Quote auf nahezu 100%. Nur das Silikon und die Kunststoff-Komponenten sind nicht sinnvoll recyclebar.

### **II.1.7.4 Stabilität**

Wenn auch das ursprüngliche Moduldesign **Abbildung 28** links sämtliche Lasttests bestanden hatte, so hatte es doch einen schwächsten Punkt am Mittelteil, wo schmale Aluminiumstege den Druck der simulierten Schneelast beim mechanischen Last-Test halten mussten. Hier waren im Verlauf des Vorläuferprojekts CPVMod die Linsenplatten wiederholt bei Überlastung jenseits der geforderten Werte gebrochen. Ohne Designänderung war demnach eine Reduktion der Materialstärke bei Beibehaltung der Stabilität nicht möglich.

Als Gegenmaßnahme beim neuen Modul rechts ist nun einerseits der Steg breiter und andererseits laufen nun 4 breite Stützpfiler zum Modulboden. Insgesamt ergibt sich so ein sehr stabiler Kasten. Gut sichtbar ist außerdem der seitliche Versatz der Aussparungen für Membran und Kabel. Bei frontseitig aneinander liegenden Modulen erlaubt dies einen geringeren Abstand, da sich die herausragenden Teile beider Module ausweichen.

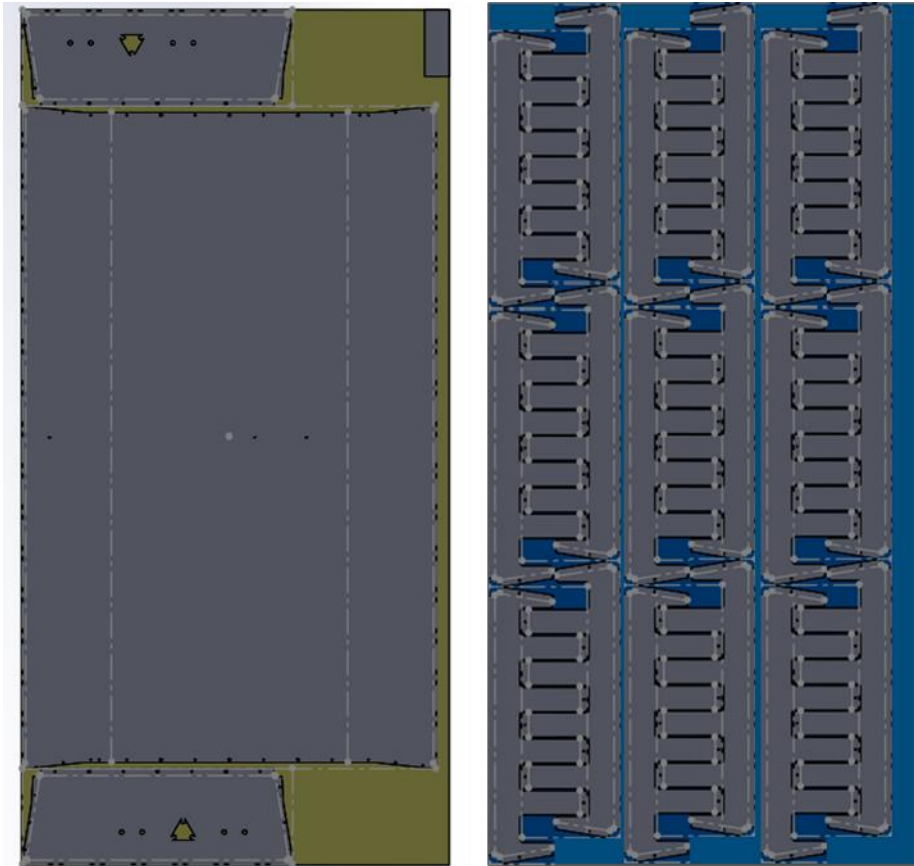


**Abbildung 28:** Altes (links) und neues (rechts) Moduldesign im Vergleich. Eine Instabilität des alten Mittelteils gekennzeichnet durch rote Ovale wurde beseitigt.

### II.1.7.5 Materialeinsparung

Schon oben wurde die Reduktion der Niete von 51 auf 28 erwähnt.

Das Aluminium wird üblicherweise in sogenannten Mittelformatskarten von 1.25mx2.5m verarbeitet. Insofern ist es entscheidend, die Aluminiumteile so auszulegen, dass möglichst wenige Mittelformatskarten notwendig sind, um alle Teile für ein Modulset herzustellen. Sowohl beim alten als auch beim neuen Design (**Abbildung 29**) passen Seitenteile und Hauptteil auf eine Mittelformatskarte. Beim alten Design werden auch die Auflageleisten aus dieser Karte hergestellt. Beim alten Format ist zudem 1/9 einer Karte für das Mittelteil notwendig. Die neuen Mittelteile sind so konstruiert, dass 18 Mittelteile bei hoher Flächenausnutzung verschachtelt aus einer Mittelformatskarte herstellbar sind. Insgesamt bedeutet dies eine Einsparung an 5% der erforderlichen Mittelformatskarten.



**Abbildung 29:** Anordnung von Teilen für ein Modul auf Mittelformats-Aluminiumkarten. Die Sets sind darauf optimiert, diese Karten möglichst vollständig auszufüllen. 18 Stück des Mittelteils passen durch geschickte Verschachtelung auf die rechte Mittelformatskarte.

Noch relevanter ist die Einsparung an Materialdicke um 25% von 2mm auf 1.5mm. Gleichzeitig wurde ein etwas weiches Aluminium mit höherer Wärmeleitfähigkeit gewählt. Unter Berücksichtigung der reduzierten Dicke ergibt sich so insgesamt in etwa die gleiche laterale Leitfähigkeit des Materials, welche von entscheidender Bedeutung für die Kühlung der EFA-Receiver ist.

Das dünnere, weichere Aluminium hätte im alten Design mit hoher Wahrscheinlichkeit zu einem Versagen im simulierten Schneelasttest geführt. Im neuen Design wurden jedoch die Erfordernisse bei weitem übertroffen, wie wir im Abschnitt zum AP3.4 sehen werden. Dies zeigt die Wirksamkeit der Designoptimierung in Bezug auf die Steifigkeit.

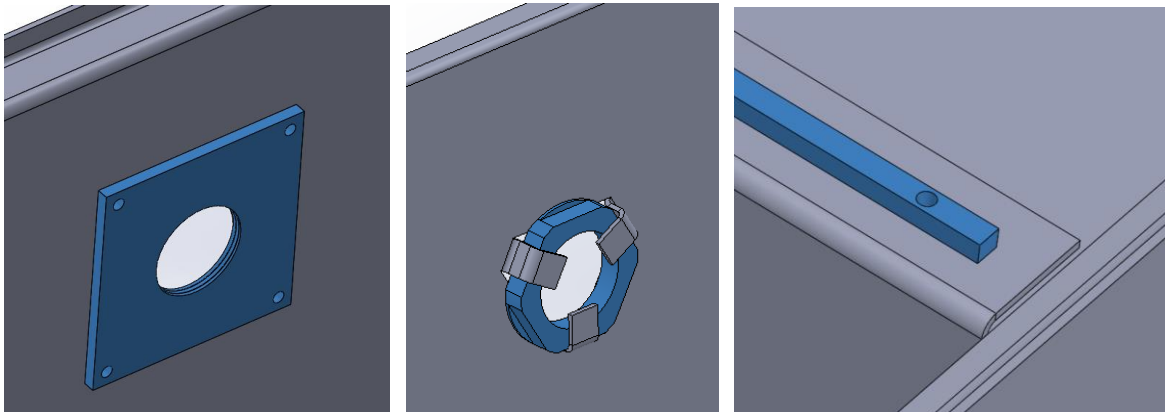
Einen überraschend hohen Einfluss hat auch die Materialeinsparung des Silikons gemäß **Abbildung 27**. Die Silikonmenge reduziert sich um über 60% und es ist sehr viel leichter möglich, genau die richtige Menge Silikon aufzutragen, so dass keine Nachbesserung mit Fugenformspachteln mehr notwendig ist und somit auch keine Wischtücher und Handschuhe als verschmutztes Verbrauchsmaterial mehr anfallen. Mit der Einsparung an manueller Arbeitszeit kann durch das neue Design allein bei der Silikonklebung eine Einsparung im Prozentbereich realisiert werden.

### II.1.7.6 Vermeidung von Sonderteilen

Das bisherige Moduldesign enthielt Sonderteile, welche nicht aus dem gleichen 2 mm Blech hergestellt werden konnten, wie das Modul. Dies waren:

1. Eine einnietbare Mutter für die Membran aus 4mm dickem Blech mit einem aufwändigen M32 Feingewinde. **Abbildung 30** links,
2. Ein 6mm breiter Steg mit 4.1mm Bohrungen, bei dem neben den Bohrungen beidseitig demnach nur noch weniger als 1mm Wandstärke verblieben. **Abbildung 30** rechts.

Beide Teile erforderten Material, welches zusätzlich beschafft werden musste und so die Logistik erschwerte. Die Herstellung des Feingewindes in einem relativ dünnen Blech gelang nicht allen Herstellern auf Anhieb. Es kam zu „schiefen“ Gewinden, bei denen dementsprechend auch die Membran schief saß und die Dichtung der Membran nicht vollständig abschloss. Dieses Teil wurde durch eine einfache Plastikmutter ersetzt (**Abbildung 30** Mitte), die von umgebogenen Laschen im Seitenteil gehalten wird. Der Mittelsteg entfällt ganz, da er bei der Modulmontage eher stört als hilft und zudem einen ca. 8mm breiten, inaktiven Streifen im Modul verursacht. Er war auch wiederholt eine Schwachstelle bei der Abdichtung der Module.



**Abbildung 30:** Im alten Design (rechts) war das M32 Fein-Gewinde für die Druckausgleichsmembran in ein 4mm dickes Blech geschnitten worden. Dieses Teil war eine Herausforderung für die Hersteller und musste mehrfach reklamiert werden. Im neuen Design (Mitte) wird stattdessen eine Kunststoffmutter von Blechlaschen gehalten. Zudem entfällt im neuen Design der Mittelsteg (rechts), der sich als unnötig und störend erwiesen hatte, weil er schwer abzudichten war.

### Erhöhung der aktiven Fläche

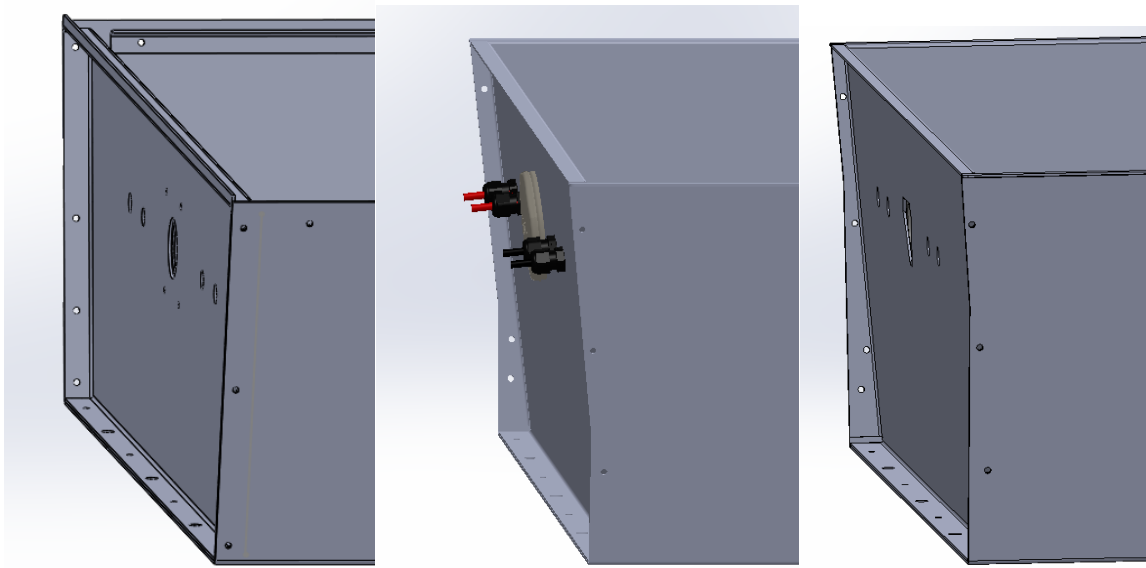
Ein wichtiges Ziel der Weiterentwicklung war auch die Erhöhung der aktiven Fläche bei minimalem zusätzlichem Materialeinsatz. **Abbildung 31** zeigt jeweils die Enden der Module beginnend links mit dem alten Design mit 150x150 mm<sup>2</sup> Einzellinsenfläche. Die Wände der Seitenteile sind senkrecht und es geht an der Linsenplatte oben Fläche durch einen unnötig breiten Rand verloren.

Beim mittleren Design ist die Einzellinsenfläche auf 155x150 mm erhöht. Die zusätzliche aktive Fläche wird einerseits durch eine Verringerung der Totfläche und andererseits durch schräg

stehende Seitenteile und einen 18 mm breiten Überhang der Moduloberseite gegenüber der Modulunterseite erreicht. Die Matrix aus 6 Montagelöchern bleibt unverändert, so dass in der an der Modulaufhängung zwischen altem und neuem Design keine Änderung notwendig ist.

Das rechte Design ist für 155x155 mm<sup>2</sup> Einzellinsenfläche ausgelegt. Die Linsenplatten von einem Alternativlieferanten haben geringere Totflächen, so dass hier ein Überhang von lediglich 6mm entsteht.

In Bezug auf die Module mit 155x150 mm<sup>2</sup> Einzellinsenfläche konnte im Rahmen von AP3.3 am Fraunhofer ISE nachgewiesen werden, dass diese tatsächlich im vergleichenden Feldtest 3.2% mehr Leistung liefern (Vgl. Bericht des Fraunhofer ISE zur Side-by-Side-Messung).



**Abbildung 31:** Die Module nach altem Design (links) und 150x150 mm<sup>2</sup> Einzellinsenfläche haben gerade Seitenwände. Schräge Seitenteile schaffen Platz für mehr aktive Fläche bei Linsenplatten mit 155x150 mm<sup>2</sup> (Mitte) und 155x155 mm<sup>2</sup> Einzellinsenfläche (rechts). Die verschiedenen Überhänge (Mitte, rechts) ergeben sich aus verschiedenen großen Totflächen der Linsenplatten in Längsrichtung. Die aktive Länge in Längsrichtung (Mitte, rechts) ist jeweils 155x12 mm = 1860 mm. Beim mittleren Teil sind zudem die Kabeldurchführungen und die Membran eingblendet.

Zusammenfassend ergeben sich durch das neue Design die folgenden Vorteile:

- 4 statt 8 Aluminiumteile
- Nur ein Aluminium-Basismaterial (1.5mm Blech), Wegfall von zwei Sondermaterialien
- 29 statt 47 Nieten
- 25% weniger Aluminiumdicke
- 5% weniger Einsatz an „Mittelformats-Aluminiumkarten“ pro Modul
- 3.3% bzw. 6.7% mehr aktive Fläche
- Erheblich weniger Montagezeit
- Einfachere Abdichtung
- Bessere Automatisierbarkeit des Klebstoffauftrags
- Gut 60% Verringerung der Silikonmenge im Klebstoffauftrag für das Verkleben der Fresnellinsen-Platten

- Einsparung von Wischtüchern und Arbeitszeit bei der Fugen-Säuberung
  - Stark vereinfachte Reparatur oder Demontage
  - Gleiche oder leicht bessere laterale Wärmeleitfähigkeit mit hoch leitfähigem Aluminium
- ⇒ **3.2% mehr Leistung bei 29% weniger Aluminium-Einsatz**

(bezogen auf die Zahl und die Dicke der verbrauchten Mittelformatskarten)

### **II.1.7.7 Neue Linsenplatte von Orafol**

Bereits im Rahmen von CPVMod war die Linsenplatte „AZUR2“ entworfen worden. Sie war in Form erster Handmuster auf Fensterglas geliefert worden. Erst in QuintuMod wurden nun die ersten mit finalen Verfahren gefertigten Linsenplatten bestellt und geliefert. Sie unterscheiden sich von der ursprünglichen Linsenplatte „AZUR0“ durch eine 9 mm längere Brennweite und durch eine auf das Maximalmaß der Fertigungsfähigkeiten von Orafol (Fresnel Optics) erweiterten Größe entsprechend 155x150 mm<sup>2</sup> Einzellinsenfläche auf dem 6x5 Parkett. Die größere Brennweite war in CPV-Mod als vorteilhaft ermittelt worden. Das erlaubt niedrigere Flankenwinkel der Fresnellinse und damit niedrigere Reflexionsverluste.

Wie oben schon angesprochen wurde bei Vergleichsmessungen am Fraunhofer ISE ermittelt, dass die zusätzlichen 3.3% mehr aktive Linsenfläche sich voll in 3.2% mehr Leistung umsetzen. Der Stromgewinn beim neuen Design war mit 4.63% sogar noch ausgeprägter.

Dabei ist zu bemerken, dass das Vergleichsmodul in diesem Fall aus dem gleichen, hoch leitfähigen Aluminium besteht, jedoch mit einer Dicke von 2 mm beim Vergleichsmodul zu 1.5 mm beim Testmodul. Die bessere Kühlung erklärt einen Spannungsgewinn des Vergleichsmoduls um 0.75%.

Die Orafol-Linsenplatten AZUR2 erfüllen voll die Erwartungen und ermöglichen mehr Leistung bei minimalen Mehrkosten.

### **II.1.7.8 Neue Linsenplatte von einem Alternativlieferanten**

Neben dem AZUR2 Design von Orafol wurden Linsenplatten von einem alternativen Lieferanten mit 155x155 mm<sup>2</sup> Einzellinsenfläche mit einem Flächengewinn von 6.8% bestellt. Für diese Linsen wurde beim Fraunhofer ISE die Verformung berechnet, welche bei einer Abkühlung von der Fertigungstemperatur 62°C zur Einsatztemperatur 32°C auftritt. Diese Verformung wurde daraufhin rechnerisch kompensiert und beim Drehen der Urform in Metall berücksichtigt. Es wurden drei Module mit diesen Linsenplatten hergestellt, darunter ein Modul ohne EFAs für mechanische Lasttests.

## **AP3 Fertigung und Charakterisierung von Demonstratoren**

### **II.1.8 AP3.1 Qualitätskontrolle von 5J CPV-Solarzellen**

Im Projektverlauf wurden 7 Versuchsposten mit 5J CPV-Solarzellen hergestellt. Sie enthielten jeweils verschiedene Epitaxie-Varianten, die sich im Wesentlichen in den 13 Teilzellendicken-Varianten und damit auch den Stromabstimmungen unterschieden. Hinzu kamen Variationen in der Wahl der Materialien für dünne Schichten zwischen den Solarzellen (Barrieren, Tunnel-dioden) und leichte Variationen in der Bandlücke. Bei der Prozessierung wurden verschiedene Methoden der Bedampfung der Metallisierung getestet und miteinander verglichen, welche auch verschiedene Lacke und Lackstrukturierungen erfordern.

Die bei AZUR SPACE in einer laufenden Fertigung hergestellten Solarzellen werden auf optische Qualität und Metallhaftung nach Feuchteinfluss kontrolliert. Die Leistungsermittlung erfolgt im automatisierten Pulslichtsimulator mit einer definierten Spektraleinstellung und einer Messung pro Zelle. Die externe Quanteneffizienz wird nur stichprobenhaft gemessen.

Bei den Versuchsposten wurde nun ein erheblich höherer Aufwand in Vergleich zu regulärer Produktion betrieben.

- An jedem Posten wurden externe Quanteneffizienzen EQEs mehrerer Zellen auf mehreren Wafern aufgenommen.
- Reflexionen wurden stichprobenhaft gemessen, wobei mit einem neu entwickelten Verfahren auch die Reflexion in Silikon gemessen werden konnte.
- Die Kontaktfingerstrukturen wurden bei Posten mit verschiedenen Methoden zur Kontaktfingerstrukturierung am Mikroskop ausgemessen, um die Vergleichbarkeit der Kontaktfingerbreite und des Kontaktfingerquerschnitts sicherzustellen.
- Es wurde ein massiv höherer Aufwand bei der Pulslichtvermessung betrieben.

Bei der Pulslichtmessung wurden folgende Messungen an ganzen Posten durchgeführt:

- AM1.5d-Messungen, d.h. Messungen bei Normspektrum und einer Vakuum-Chuck-Temperatur von 25°C.
- „Modulangepasste Messungen“, d.h. die Anpassungen für den Betrieb bei einer erhöhten Temperatur von 90°C und der optischen Effizienz des Moduls wurden bei der Einstellung des Spektrums berücksichtigt.
- Messungen mit Teilzelllimitierungen in den Teilzellen J1, J2, J3 und J4.
- Messungen bei offenen Spektralfiltern und Lichtintensitäten von über 2000 kWh/m<sup>2</sup> (2000 Sonnen), bei welchen die Hochstromfähigkeit der Tunnel-dioden-Strukturen zwischen den Zellen überprüft wird.

Allein die oben genannten Messungen bedeuten einen 7-maligen Durchlauf eines ganzen Postens durch einen Pulslichtsimulator. Darüber hinaus wurden Messungen wiederholt, um die Vergleichbarkeit der Pulslichtsimulator-Einstellungen an verschiedenen Simulatoren oder über mehrere Posten hinweg an einem Simulator zu überprüfen. Es zeigt sich, dass die Pulslichtsimulatoren reproduzierbar im Rahmen von wenigen Prozent Streuung messen. In den Bereich

von besser 2% Reproduzierbarkeit zu kommen, gestaltet sich jedoch äußerst schwierig angesichts der hohen Zahl von 4 kontrolliert einzustellenden Spektralbereichen für die oberen 4 Teilzellen.

## II.1.9 AP3.2 Fertigung und Prüfung der CPV-Module

Im Rahmen des Projektes wurden 49 Module aufgebaut. Mit eingerechnet sind

- 4 halbe Module für Multizyklustests
- 4 Module für mechanische Belastungstests
- 2 Analysemodule mit 60-fach-Multiplexern und Spektraldatenerfassung
- 1 Analysemodul mit LED-Boosts der Teilzellströme

Die normalen Module voller Größe unterscheiden sich wie folgt:

- Materialstärke 1.5 mm oder 2 mm
- Verschiedene Lieferanten
- Verschiedene Klebesilikone
- Zwei verschiedene Fresnellinsen-Plattendesigns des Herstellers Orafol, wobei das neuere Design eine 3.3% höhere aktive Fläche hat.
- Ein weiteres Fresnellinsen-Plattendesign eines Alternativherstellers mit 6.8% mehr Fläche
- Auf die 3 verschiedenen Linsenplatten abgestimmte Moduldesigns, wobei sich die Zahl der Aluminiumteile bei den neuen Designs von 8 auf 4 reduziert.

Die Module fanden Anwendung für:

- Die Anpassung der Herstellungsprozesse für die neuen Moduldesigns und Linsenplattendesigns
- Vermessung und Monitoring am Fraunhofer ISE, Side-by-Side-Messungen
- Rating der Modulleistung am Fraunhofer ISE
- Erstellung von Pan-Files für das Programm PV-Syst
- Demonstration der Module an weiteren Standorten (Südafrika, Chile, Santa Fe)

Die Qualitätskontrolle der Module während und nach der Fertigung umfasst:

- Eingangskontrolle des Materials (insb. Aluminiumteile)
- Durchgangstest in Richtung der Bypass Dioden nach der Verschaltung der EFAs zum String
- Funktionstest aller EFAs, die unter Vorwärts-Bestromung als LEDs aufleuchten müssen
- Dichtigkeitsprüfung nach dem Verkleben der Linsenplatten durch leichtes Abpumpen des Modulinnenraums und Messung des Rest-Unterdrucks nach 300s Wartezeit ohne Pumpen. Dazu dient ein Mikrocontroller-Aufbau, der im Rahmen des

Vorgängerprojekts CPVMOD entwickelt worden war. Bei diesem Test würde auch das Fehlen von innen liegenden Nieten auffallen.

- Die Messung unter Niederintensitätslicht gemäß Abschnitt II.1.2 dient gleichzeitig als sehr effektive Methode zur Identifikation von Qualitätsproblemen wie verschobenen, beschädigten oder verschmutzten EFAs sowie EFAs mit falscher Teilzellstrombalance zwischen erster und vierter Teilzelle.

### II.1.10 AP3.3 Modulmessungen und Feldtests

Die voll funktionsfähigen Module wurden an dem in Abschnitt II.1.2 beschriebenen Messaufbau unter Niederintensitätslicht im Labor vermessen, bevor sie beispielsweise zum Rating am Fraunhofer ISE oder zum Monitoring an einen der Installationsstandorte verschickt wurden.

Ein Großteil der Module wurde wie ebenfalls in Abschnitt II.1.2 beschrieben „Side-by-Side“-vermessen im Freien auf der Sonnennachführung im Vergleich zu einem Referenzmodul mit einer vom Fraunhofer-ISE bestimmten Referenzleistung. In einigen Fällen musste diese Messung bedingt durch ungeeignetes Wetter und Zeitdruck entfallen.

Statt der Ergebnisse bei diesen fertigungsbegleitenden Messungen sollen die Messungen unter natürlichem Sonnenlicht in Referenz zu einem Direktstrahlungssensor in den Vordergrund gestellt werden.

Am Standort Heilbronn sind zwei Sonnennachführungen installiert, von denen eine für die Langzeitmessung von Modulen ausgelegt ist. Sie bietet Platz für 8 Module. Zwei Inverter bieten die Möglichkeit, insgesamt 4 Modulstrings zu vermessen.

Seit April 2021 ist im oberen Teil ein String aus 4 C3PV-Modulen mit 5-fach-Solarzellen montiert und speist Strom ins Netz ein. Diese Module sind in der oberen Tracker-Hälfte montiert, so dass die untere Tracker-Hälfte für andere Zwecke wie im Projektverlauf insbesondere den Testbetrieb der Analysemodule verwendet werden konnte. Im März 2024 wurde zum Vergleich verschiedener Modulvarianten diese untere Tracker-Hälfte komplett mit 5-fach-Solarzellenmodulen bestückt, so dass seither die folgende Konfiguration vermessen wird (**Abbildung 32**):

- Obere Hälfte: Module mit 5-fach-Solarzellen, die seit 2021 betrieben werden
- Dritte Reihe: Im Herbst 2023 hergestellte Module im bisherigen Design
- Unten rechts: Neues Moduldesign mit 3.3% mehr aktiver Fläche
- Unten links: Modul im bisherigen Design jedoch mit neuer Sekundärlinse eines anderen Herstellers.

4x 5-fach Module seit 2021



Side-by-Side Vergleich seit März 2024



**Abbildung 32:** Belegung der Sonnennachführung seit 2021 (links) und Frühjahr 2024 (rechts). Das Foto ist nur exemplarisch zu sehen und zeigt in beiden Fällen die alte Konfiguration.

Abbildung 33 zeigt nun die Ausgangsleistung der Module im Verlauf eines klaren Frühlingstages und die mit dem Spectrafy-Sensor gemessene direkte Sonneneinstrahlung DNI. Morgens und abends sieht man in den Kurven die Abschattung des Generators durch Gebäude und Bäume, wobei die verschiedenen Komponenten gerade abends zu verschiedenen Zeiten beschattet werden. Der System-Standort in Heilbronn ist daher leider nicht für die sinnvolle Bestimmung eines Jahresertrags geeignet. Sehr wohl können Module aber über Stunden hinweg „Side-by-Side“ verglichen werden. Als Highlight ist das Modul mit der 3.3% größeren AZUR2-Linse zu sehen, welches am betrachteten Tag 27.04.2024 in der Spitze im Mittel über 5 Minuten eine Real-Leistung von 397.5 W am Inverter geliefert hat. Rechnet man die Leistung bei einer direkten Sonneneinstrahlung DNI von 873 W/m<sup>2</sup> hoch auf die DNI bei Standard-Betriebsbedingungen CSOC von 900 W/m<sup>2</sup>, so entspricht dies einer Modulleistung von 410 W. Wir erreichen hier 21.7% mehr Ausgangsleistung als beim besten in CPV-Mod vermessenen Modul mit 3-fach-Solarzellen mit 337 W CSOC-Leistung im ISE-Rating.

Wir vergleichen nun dieses Ergebnis mit den Ergebnissen zum AP3.3 im Bericht des Fraunhofer ISE. Hier werden ein Modul mit 3.3% größerer AZUR2 Linse mit einem Modul nach dem Standard-Design verglichen. Die EFAs zur Herstellung beider Module wurden durchmischt, um Vergleichbarkeit herzustellen. Das Modul nach neuem Design beinhaltet bereits die Reduktion der Aluminium-Materialstärke um 25%, was sich in um gut 0.7% niedrigeren Spannung niederschlägt. Dennoch liefert das Modul nach neuem Design 3.2% mehr Leistung bei erheblich reduzierten Materialkosten.

Das beste Modul im Standard-Design im ISE-Rating mit 5-fach-Solarzellen hat eine um 17.6% gesteigerte CSOC-Leistung im Vergleich zum besten 3-fach-Modul im Rating (Rating im Rahmen von CPVMOD). Kombiniert man beide Ergebnisse, so erhält man eine Leistungssteigerung auf  $103.2\% \cdot 117.6\% = 121.3\%$ . Vergleichen wir dies mit den oben abgeschätzten 21.7% Leistungssteigerung, so sind die Ergebnisse hoch vergleichbar und belegen eindrucksvoll die im Rahmen von QuintuMod erreichten Verbesserungen.

Weiterhin ist zu bemerken, dass das Modul mit den neuen Sekundärlinsen eine vergleichbare und sogar noch etwas höhere Leistung erbringt als die beiden Standard-Module aus der Produktion 2023. Die 4 seit 2021 montierten Module sind in ihrer Leistung ebenfalls noch sehr nahe an der Leistung der neuen Module und zeigen kein Anzeichen der Degradation. Dies ist insbesondere von Bedeutung, um die Ergebnisse des Multizyklustests im Fraunhofer ISE-Berichtsteil unter AP3.3 zu relativieren. Hier war mutmaßlich durch die Stauung von Ausgasungen unter intensivem UV ein Degradationseffekt im beschleunigten Test aufgetreten, welcher sich im Feld nicht zeigt.

Insgesamt belegt Abbildung 33 die hohe Leistung der C3PV-Module im Feld, ihre Zuverlässigkeit über mehr als 3 Jahre und die Leistungssteigerung, welche mit dem neuen Modul- und Linsenplattendesign erzielt werden konnte.

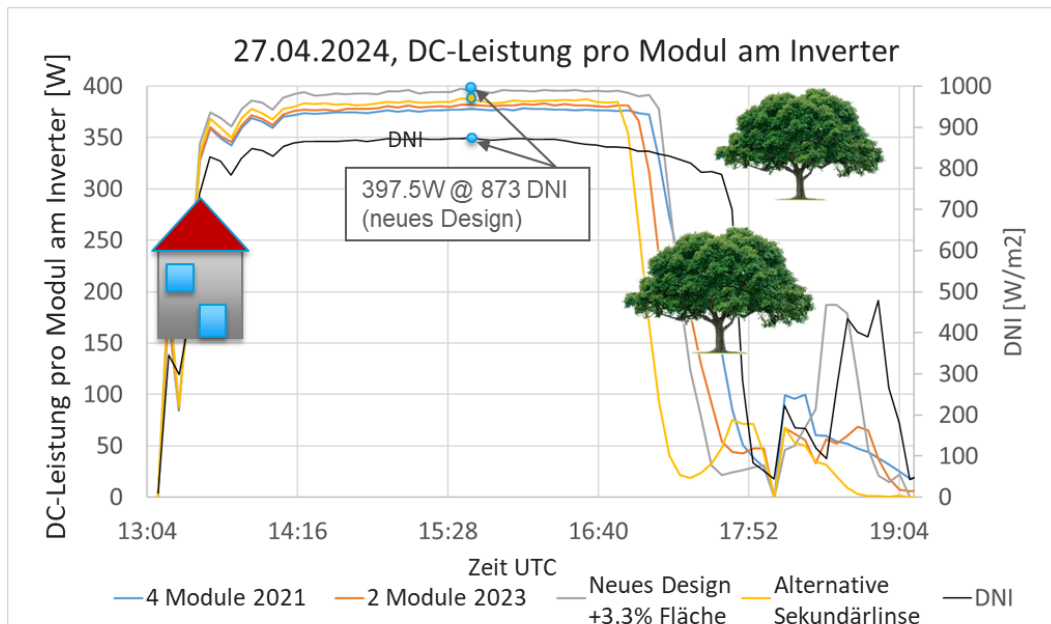
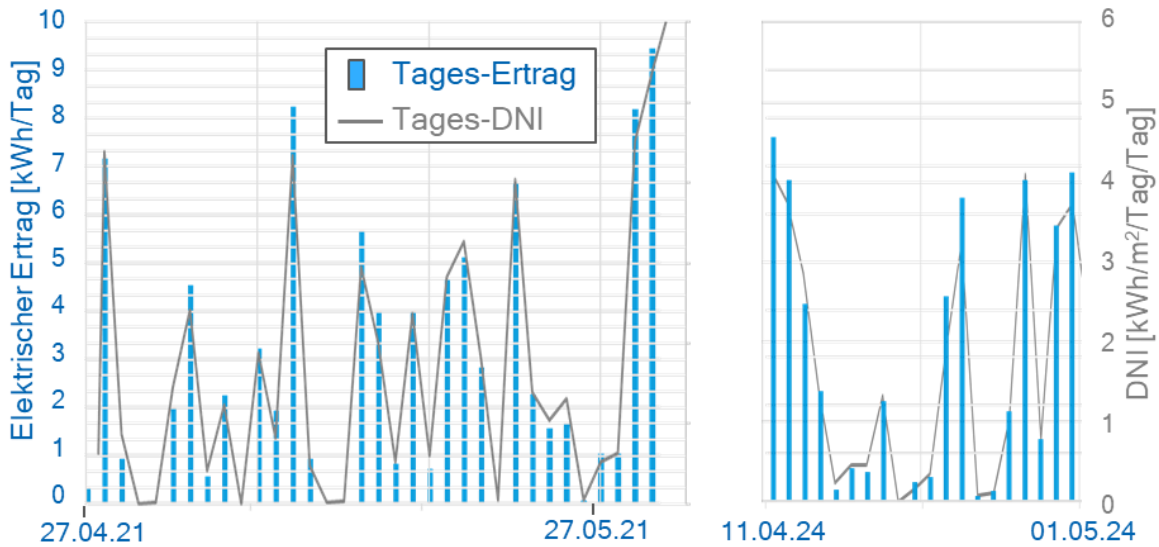


Abbildung 33: Vergleich der Ausgangsleistungen der Modulstrings pro Modul und Vergleich zur direkten Sonneneinstrahlung DNI. Verglichen werden verschiedene Modulgenerationen. Ein Highlight sind real gemessene 397.5 W Modulleistung über 5 Minuten an einem Modul mit dem neuen, 3.3% größeren AZUR2 Fresnellinsen-Parkett bei 873 W/m<sup>2</sup> direkter Sonneneinstrahlung DNI.

Wie gesagt ist der Standort Heilbronn zwischen Gebäuden und Bäumen nicht geeignet, um eine Ertragsbestimmung durchzuführen. Immerhin kann qualitativ belegt werden, dass 4 Module über mehr als 3 Jahre hinweg erfolgreich im Feld betrieben wurden. **Abbildung 34** zeigt dazu ausschnittsweise die Tages-Erträge der Module im Vergleich zur Tages-DNI aus dem Jahr 2021 und dem Jahr 2024. Aus dem Vergleich von Tages-DNI und Tagesleistung sollte kein spezifischer Ertrag ermittelt werden, weil wie in Abbildung 33 ersichtlich der Sensor abends erheblich länger in der Sonne ist als ein Großteil des Generators.



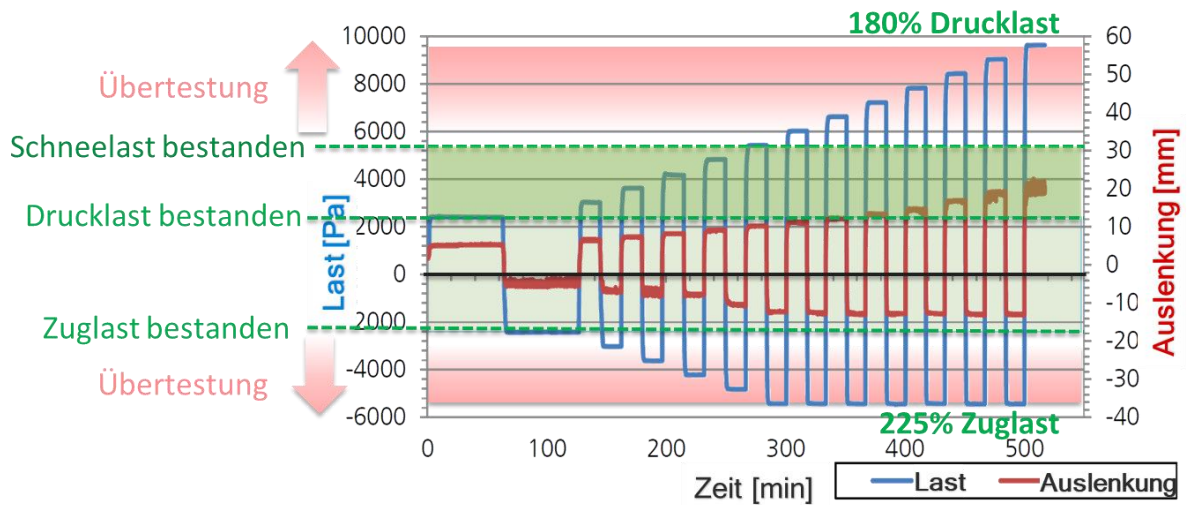
**Abbildung 34:** Gegenüberstellung von Tagesertrag und DNI für 4 Module kurz nach ihrer Installation 2021 und nach 3 Jahren im Feld 2024. Es gibt keinen Hinweis auf eine Degradation. (gleiche Skalierung links und rechts)

## II.1.11 AP3.4 Alterungstests

### II.1.11.1 Mechanische Lasttests

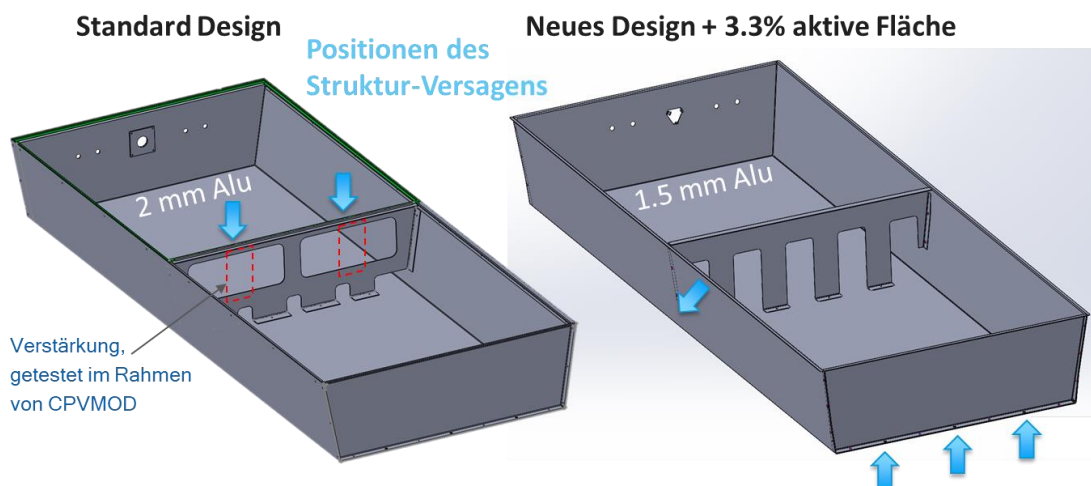
Bereits im Rahmen des Vorgängerprojekts CPVMOD und im Rahmen der Design-Qualifikation des C3PV-Moduls durch den TÜV Rheinland wurden C3PV-Module auf mechanische Belastung getestet. Diese Tests wurden allesamt bestanden. Bei den Tests bis zum Versagen am Fraunhofer ISE wurde bei allen Prüflingen eine hohe Sicherheitsmarge erreicht. Für die neuen Moduldesigns im Rahmen von QuintuMod gelten diese alten Ergebnisse nicht mehr – insbesondere aufgrund der von 2 mm auf 1.5 mm reduzierten Aluminium-Materialstärke. Neue Tests wurden somit nötig und wurden im Rahmen von QuintuMod durchgeführt.

**Abbildung 35** zeigt nun exemplarisch ein während dieser Tests aufgenommenes Diagramm mit den Mindest-Last-Anforderungen gemäß IEC62108 als grün eingezeichnete, waagrechte Linien. Diese betragen bei Schneelast 5400 Pa in Druckrichtung und 2400 Pa in Zugrichtung. Die Module wurden jedoch zur Herausarbeitung von Unterschieden und Festigkeitsreserven bis 180% in Druckrichtung und 225% in Zugrichtung überlastet. Das hier getestete Modul neuen Designs hat auch bei dieser Überlast bestanden.



**Abbildung 35:** Kraft-Zeit-Auslenkungs-Diagramm eines Belastungstests. Die grün eingezeichneten waagrechten Linien bezeichnen die Druck/Zug-Grenzen für das Bestehen des Tests. Es wurde bis 180% Drucklast und 225% Zuglast übertestet, um die Stabilitätsreserven zu ermitteln.

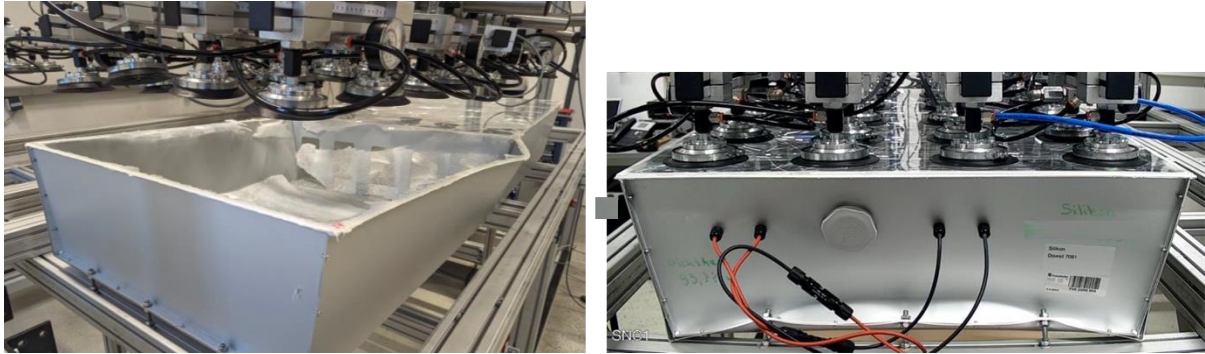
In **Abbildung 36** werden das in CPVMod getestete Standard-Design und das neue Design gegenübergestellt. In den Tests im Rahmen von CPVMod am Standard-Design hatte sich das Mittelteil als schwächste Komponente erwiesen, die provisorisch und erfolgreich durch eingekettete Bleche verstärkt worden war. Diese Verstärkung hatte dieses Modul bis jenseits der Grenzen des Testaufbaus stabil gemacht. Insofern wurde beim Übergang auf das neue Design vor allem diese Schwachstelle überarbeitet. Das neue Mittelteil erweist sich nun als äußerst stabil und die mit blauen Pfeilen auf der rechten Seite gekennzeichneten Positionen werden zu den neuen schwächsten Positionen in den Tests.



**Abbildung 36:** Standard-Design (links) mit neuem Design (rechts) mit Positionen des ersten Strukturversagens gekennzeichnet durch blaue Pfeile. Das Mittelteil als vormals schwächstes Teil wurde zunächst verstärkt (rot gestrichelt, links) und schließlich durch das steifere neue Design ersetzt. Dies ermöglichte eine Reduktion der Aluminium-Materialstärke auf 1.5mm und führte mit dem dünneren Material zu neuen Positionen des ersten Versagens weit jenseits der geforderten Prüfkkräfte.

Der links nach unten gerichtete Pfeil auf der rechten Seite zeigt die Position, wo eine Seitenwand des Moduls unter Druck nach außen weggeschert ist. Als Ursache werden hier eine etwas schmalere Klebstoffraupe und somit eine lokale Schwachstelle vermutet.

Bilder nach dem Test zum Versagen an der Seitenwand (links) und Versagen an den Befestigungspunkten (rechts) sind in **Abbildung 37** zu sehen.



**Abbildung 37:** Versagensmodi bei den Modulen neuen Designs. Bei deutlicher Überlast in Druckrichtung scherte einmalig die Seitenwand weg, wobei hier vermutlich die Silikonraupe lokal zu schmal war, welche die Fresnellinsenplatte mit den Aluteilen verbindet. (links). Bei den anderen getesteten Modulen trat das Versagen an den Befestigungspunkten und in einem Fall auch gar nicht auf.

Insgesamt wurden im Rahmen von QuintuMod die folgenden Module getestet:

- 1) Neues Design, 1.5mm Aluminium, AZUR2 Linsenplatte, 3.3% mehr aktive Fläche, Silikon 1 zur Linsenplattenverklebung.  
→ Bestanden bis 180% Drucklast.
- 2) S.o. mit Silikon 2  
→ Bestanden, versagt an den Befestigungspunkten bei 180% Drucklast (80% Übertestung)
- 3) S.o. mit Silikon 3  
→ Bestanden, versagt an den Befestigungspunkten bei 180% Drucklast
- 4) Alternativer Linsenplattenlieferant, 6.8% mehr aktive Fläche, 1.5mm Aluminium, Silikon 3  
→ Bestanden, versagt bei 155% Drucklast (55% Übertestung) an der Seitenwand

Zusammenfassend zeigen alle getesteten Module bei nur 1.5 mm Aluminiummaterialstärke erstaunliche Festigkeitsreserven gegenüber den in der Norm IEC62108 geforderten Belastungen.

### II.1.11.2 Multizyklustests

Im Projekt CPVMod wurden Module einem Multizyklustest unterzogen, welcher einen besonders harten Test mit Feuchte und intensivem UV darstellt, der in dieser Form Teil keiner Norm ist. Er soll in kurzer Zeit die Module stark belasten, um Sicherheit in Bezug auf UV-Stabilität zu schaffen. Dabei trat eine deutliche lokale Degradation der Linsenplatten auf und es war vermutet worden, dass ein sauer vernetzendes, nach Essigsäure riechendes Dichtungssilikon für diese Degradation verantwortlich gewesen sein könnte.

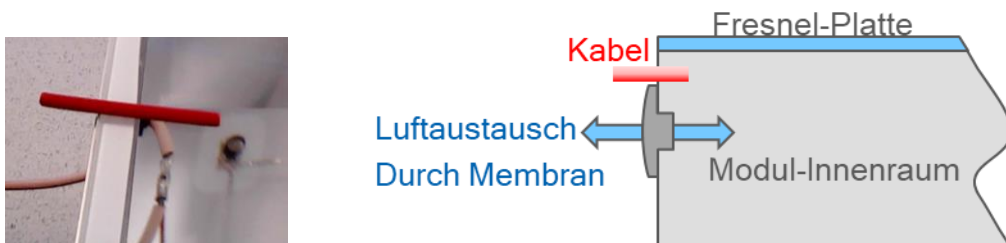
Insofern wurden in QuintuMod nochmals 4 Module halber Größe mit verschiedenen Silikonem hergestellt. Wie im Berichtsteil des ISE zu lesen ist, trat auch bei diesen Modulen eine Degradation auf, wobei ein Modul während des Tests beschädigt wurde und nicht weiter vermessen werden konnte.

Die Degradation im Multizyklustest steht im Gegensatz zur gleichbleibend hohen Leistung im Feld über 3 Jahre. Bei der Suche nach den Unterschieden zwischen dem Multizyklustest und dem Feldtest fiel zunächst die Verfärbung der Kabel auf, deren Ummantelung aus einem Copolymer besteht, also aus einem Gemisch verschiedener Kunststoffe, siehe **Abbildung 38**. Es ist wahrscheinlich und plausibel, dass bei der oberflächlichen UV-Zersetzung der Ummantelung gasförmige Reaktionsprodukte aus den Kabeln austreten.

Weiterhin wird beim Multizyklustest das Modul bei gleichbleibender Temperatur und Feuchte mit UV-bestrahlt. Im Feld schwankt die Temperatur im Modul hingegen während eines Tag-Nacht-Zyklus um wenigstens 30K, was einen Luftaustausch von gut 10% durch Ausdehnung und Kontraktion der Luft bedeutet. Typische Luftdruckschwankungen im Tagesverlauf liegen hingegen im Bereich von 1 mbar, was einem Luftaustausch von 0.1% pro Tag entspricht.

Es ist somit eine plausible Hypothese, dass Reaktionsprodukte der intensiven UV-Bestrahlung im Multizyklustest im Modul verbleiben und eine ausreichende Konzentration erreichen, um die Linsenplatte zu schädigen, während im Feld die Temperaturschwankungen einen Luftaustausch antreiben und die Konzentration der Reaktionsprodukte somit weit niedriger bleibt.

Diese Betrachtung betrifft nur luftgefüllte Konzentrator-Photovoltaikmodule. Bei herkömmlichen Silizium-Flachmodulen kann der Multizyklus-Test sinnvoll und relevant sein und zu einer beschleunigten Alterung ohne zusätzliche Schädigungsmodi führen.



**Abbildung 38:** Die UV-Bestrahlung führt zur äußeren Veränderung der Kabelummantelungen (links). Der Luftaustausch durch die Membran (rechts) wird im Feld durch Temperatur- und Luftdruckschwankungen und im Multizyklustest ausschließlich durch Luftdruckschwankungen angetrieben.

## Entwicklung einer Berechnungsmethode für Energieertragsprognosen

Dieser Arbeitspunkt gliedert sich in die Unterarbeitspunkte:

- AP4.1 Spektrale Einstrahlung für Energieertrags-Berechnungen an CPV-typischen Standorten (ISE)
- AP4.2 Detaillierte Energieertrags-Berechnungen für 5J-basierte CPV-Module (ISE)
- AP4.3 Erstellung & Validierung von PVsyst PAN-Files (ISE/AZUR)
- AP4.4 Kostenanalyse und Wettbewerbsfähigkeit der CPV-Technologie (AZUR)

Dabei ist das Fraunhofer ISE für die Arbeitspunkte AP4.1 und AP4.2 allein verantwortlich, und wir verweisen hierfür auf den Berichtsteil zum AP4 des Fraunhofer ISE. Zum Arbeitspunkt AP4.3 werden die Aktivitäten an anderen Standorten beschrieben, um Daten zur Validierung der Pan-Files zur Verfügung zu stellen.

### **II.1.12 AP4.3 Erstellung und Validierung von PVSyst PAN-Files**

Für die Demonstration der C3PV-Technologie und/oder Validierung der Pan-Files waren C3PV-Installationen in

- Santiago de Chile,
- Bangalore, Indien,
- Santa Fe, New Mexico, USA und
- Port-Elizabeth, Südafrika

vorgesehen. Zudem war im Projektantrag Namibia als möglicher Teststandort erwähnt worden. Leider hatte sich die Hoffnung auf ein größeres Projekt an diesem Standort bereits zu Projektbeginn zerschlagen. Jedoch werden Kostenbetrachtungen zu diesem Standort in Abschnitt II.1.13 wieder aufgegriffen, da sie im Vergleich zu aktuellen Projektstudien weniger kritisch im Sinne der Vertraulichkeit sind.

Zur Validierung der Pan-Files sind neben der Ertragsdaten auch zeitaufgelöste Daten der Direktstrahlung DNI erforderlich. Zudem verfälschen schmutzbehaftete Module und Unregelmäßigkeiten in der Sonnennachführung die Daten.

Im Projektverlauf haben die sehr weitreichenden Lockdowns in Santiago di Chile zu einer starken Verzögerung des Systemaufbaus im Rahmen einer wissenschaftlichen Arbeit geführt. Bei Aufhebung der Lockdowns waren die ursprünglich geplanten finanziellen und personellen Voraussetzungen bereits nicht mehr gegeben, was zu weiteren Verzögerungen geführt hat. Erst nach dem offiziellen Projektende von QuintuMod wurde gemeldet, dass das System aufgebaut ist und läuft.

Das System in Bangalore ist zwar sehr wertvoll für eine Demonstration der Technologie in einem Schlüsselmarkt, es fehlen jedoch die regelmäßige Betreuung (Modulreinigung) und die Aufnahme von DNI-Daten zu einem Rating.

In Santa-Fe wären die Voraussetzungen für eine Validierung eigentlich ideal. Leider sind hier bis zum Projektende keine Daten des Systems eingegangen.

Als Glücksfall hat sich die Installation in Port-Elizabeth erwiesen. Die Nelson Mandela University kooperiert eng mit AZUR SPACE bei der Erfassung der Daten und der Betreuung des Systems. Eine Wetterstation mit DNI-Sensor ist vorhanden. Seit Anfang 2024 liefert nun auch ein im Analysemodul mit dem an ihm verbauten Spectrafy-Sensor DNI-Daten, so dass nun sogar zwei DNI-Datenquellen zur Verfügung stehen. Die Kooperation wird auch nach Projektende fortgeführt, um sowohl die Daten des Analyse-Modules als auch des normalen C3PV-Modules auszuwerten und zu vergleichen

Wenngleich Messdaten seit 2021 zur Verfügung stehen, so hat sich das Fraunhofer ISE doch entschieden, das Pan-File anhand von Daten aus dem Frühjahr 2024 in Port Elizabeth zu validieren. Messdaten über einen kürzeren Zeitraum von einem intensiv betreuten System zeigen sich für die Validierung von Pan-Files als wertvoller als Daten, die über Jahre hinweg an einem System mit undefinierter Verschmutzung erhoben wurden.

Zur Illustration der Messunsicherheiten bei einem nicht intensiv betreuten System, ist in **Abbildung 39** ein mit Vogelkot beschmutzter Sonnensensor gezeigt, welcher am Standort Heilbronn beobachtet wurde und welcher hier für kurze, unbekannte Zeit eine ungenaue Sonnennachführung und einen reduzierten Ertrag verursacht hat.



**Abbildung 39:** Vogelkot auf dem Sonnensensor reduziert die Genauigkeit der Sonnennachführung und den Ertrag am Standort Heilbronn.

Im Umkehrschluss soll der Sonnensensor derart modifiziert werden, dass Verschmutzungen nicht ausgerechnet bevorzugt vor den Fotodioden des Sensors hängen bleiben. In größeren CPV-Installationen sind ohnehin regelmäßige Reinigungen der Systeme vorgesehen.

### **II.1.13 AP4.4 Kostenanalyse & Wettbewerbsfähigkeit der CPV-Technologie**

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der AZUR CPV Technologie in den Drittländern ist die Ermittlung des spezifischen Jahresenergieertrages [in kWh/kW<sub>p</sub>] von großer Bedeutung. Mit dem AZUR C3PV Pan-File sind in Laufe des Projektes mehrere PVsyst Simulationen zur Standortanalyse erfolgt. Beispielhaft sind in der Tabelle 4.4.1 die Mittelwerte von 2 Standorten in Drittländern dargestellt. Bereits die alte C3PV Technologie mit 3J Solarzellen erzielt bei einer durchschnittlichen DNI von 2926 kWh/(m<sup>2</sup>\*a) in Marokko eine leistungsspezifische Energieernte von 2321 kWh/kWp. In noch besser CPV geeigneter Namibia mit einer durchschnittlichen DNI von 3216 kWh/(m<sup>2</sup>\*a) liefert dieses C3PV System eine leistungsspezifische Energieernte von 2536 kWh/kWp. Dies entspricht einer durchschnittlichen Nutzungsgrad (Performance Ratio) von 79%, der deutlich über dem Nutzungsgrad konventioneller c-Si Technologien (~64%) liegt.

Auf der Basis der simulierten und gemessenen Leistungsdaten, den generierten Ertragsberechnungen und der berechneten Modulfertigungskosten der neuen und vereinfachten 5fach-Module können nun genauere Abschätzungen für die Stromgestehungskosten (LCOE) vorgenommen werden. Für die Kosten, die den technischen Anteil der 5fach-Modultechnologie betreffen, liegen nun sehr genaue Werte vor, wobei für andere Kostenanteile, die ebenfalls in die LCOE-Werte einfließen, weiterhin viele Annahmen getroffen werden müssen. Diese haben teils erheblichen Einfluss auf die finalen LCOE-Gesamtkosten. Zu diesen nicht-technischen Anteilen zählen z.B. folgende Punkte:

- Finanzierungskosten (Start-Investition & Zinssatz, Abschreibungen, etc.)
- Materialbeschaffungskosten (abnahmemengenbedingt & stark abhängig vom Land, in dem eine CPV-Fertigung aufgebaut wird)
- Lokale Personal- und Transportkosten (ebenfalls länderabhängig)
- Zölle beim Import/Export benötigter Komponenten (z.B. 5J-Zellen/Receiver aus DE)

Daher wird an dieser Stelle zunächst erneut der Ansatz der Grenzkostenanalyse zu kristallinen PV-Modulen aufgegriffen, bei der ausgehend von den LCOE-Werten, die mit Si-PV erreicht werden, die Kostengrenze errechnet wird, die CPV-Technik zu unterschreiten hat, um wettbewerbsfähig zu sein. Die Tabelle 4.4-1 zeigt auf der linken Seite die relevanten Werte für Si-PV, wobei die eingestrahlte Sonnenenergie auf eine fest installierte (und optimal ausgerichtete) Fläche – sog ‚POA‘ – als Berechnungsgrundlage verwendet wird. Dahingegen sind auf der rechten Seite die CPV-Werte auf Basis einer zweiachsig nachgeführten Fläche und nur der direkten Sonneneinstrahlung (DNI) abgeleitet. Obwohl ein gewisser Anteil (genauer: die Streustrahlung) bei der CPV-Technologie nicht umgewandelt werden kann, wird durch die Nachführung und den hohen Modulwirkungsgrad eine deutlich höhere spezifische Energieernte (hier für 3J CPV-Technologie dargestellt) erreicht. Diese gibt an, wie viel Energie im Jahresmittel pro installierter PV-Leistung tatsächlich erreicht werden kann.

	Kristallines Si			CPV				
	POA (plane of array)	Spez. Energieernte	LCOE (levelized costs of energy)	DNI (direct normal irradiance)	Spez. Energieernte (mit 3J CPV Technologie)	Grenzkosten		
						3J CPV Technologie	5J CPV Technologie (zum Anfang des Projektes)	3J CPV Technologie (zu Projektende)
	$\frac{kWh}{m^2 \cdot a}$	$\frac{kWh}{kWp \cdot a}$	$\frac{\text{€cent}}{kWh}$	$\frac{kWh}{m^2 \cdot a}$	$\frac{kWh}{kWp \cdot a}$	%		
						(kristallines Si = 100%)		
Namibia	2719	1728	3,3	3216	2536	154	172	187
Marokko	2583	1682	3,4	2961	2321	145	162	176

Tabelle 4.4-1: Grenzkostenabschätzung für 3J-basierte, und 5J-basierte CPV-Technologie mit Bezug auf kristalline Si-PV-Technologie für die zwei sonnenreichen Standorte in Namibia und Marokko. Für die 5J basierten Module ist die Abschätzung für die im ersten Test (zu Projektbeginn) erreichten Werte sowie eine finale Abschätzung für die zu Projektende erreichten Verbesserungen angegeben.

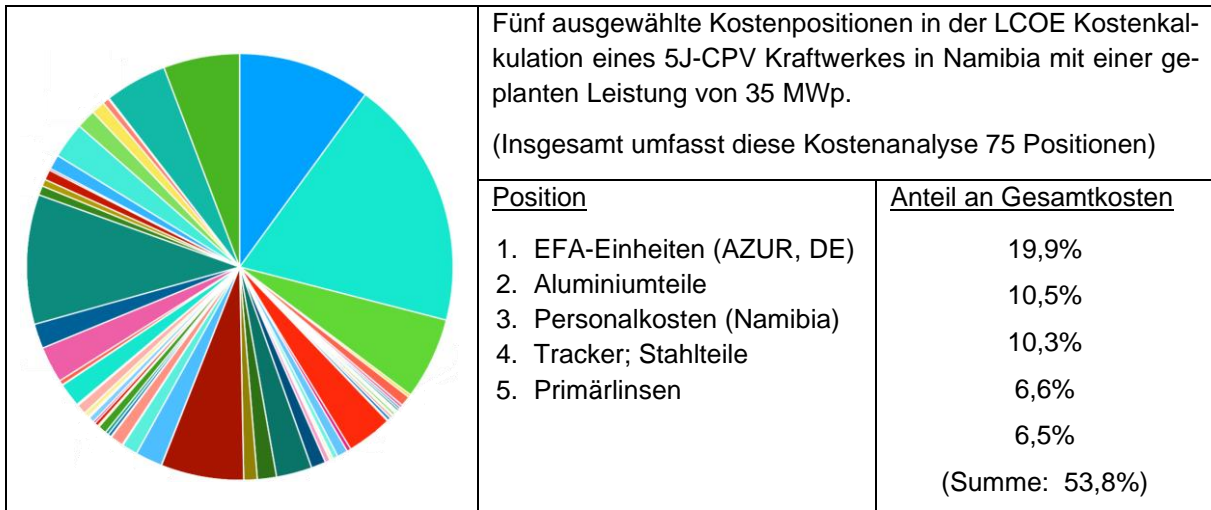
Die höheren Kosten, die eine 5J-Technologie gegenüber der 3J-Technologie erlauben, ergeben sich hier in erster Linie von der erhöhten elektrischen Ausgangsleistung, die sich linear auf das Gesamtsystem übertragen lässt (inklusive aller Kraftwerkskosten angefangen von der benötigten Landfläche, bis hin zum Tracker und den Modulen). Zusätzliche Kostenvorteile entstehen durch einen kleineren Bedarf an CPV-Modulen, um die gleiche Leistung zu generieren. Der reduzierte Materialeinsatz für Alu-Module, der im Rahmen des Projektes erreicht werden konnte, verbessert die Grenzkostenanalyse zusätzlich.

Beispielsweise wurden zu Projektstart für den Standort Namibia 172% für ein 5J-Modul gegenüber 154% für ein 3J-Modul angenommen, da ein erstes 5J-Prototypenmodul bereits ~11.5% mehr Leistung im Vergleich zur 3J-Technologie gezeigt hatte. Die 187%, die im Laufe des Projekts erreicht werden konnten, wurden durch eine weitere 4% Leistungssteigerung plus die Kostenreduktion für einzelne Modulteile ermöglicht.

Im Folgenden wird noch einmal kurz auf die Kosteneinsparungen im Vergleich zur ursprünglichen 3J-Modultechnologie eingegangen und es werden einige Kostenrechnungen am Beispiel von Namibia genauer betrachtet.

Das Diagramm in **Abbildung 40** zeigt eine detaillierte Aufteilung aller kalkulierten Kosten für ein geplantes 35 MW CPV-Kraftwerk mit der 5J-Technologie für Keetmanshoop in Namibia. Es dürfen an dieser Stelle aus IP-Gründen nicht alle Positionen genau aufgeschlüsselt werden,

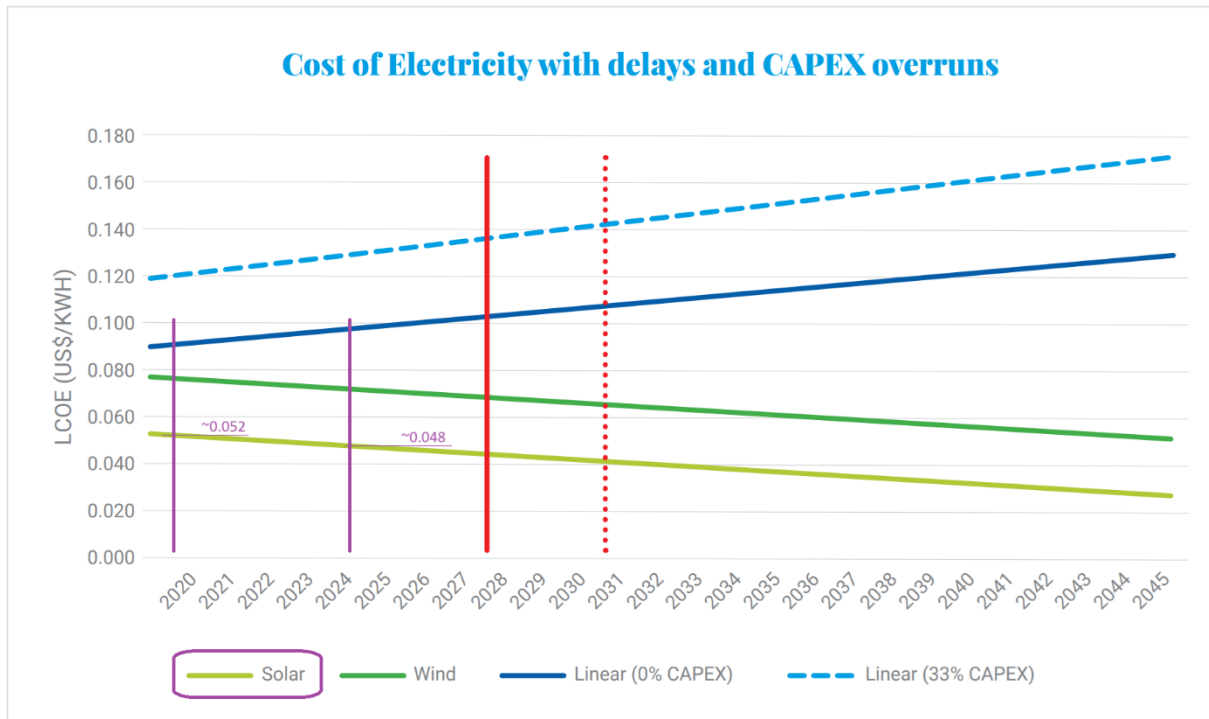
sodass hier nur 5 ausgewählte größere Kostenanteile aufgelistet sind, die zum Teil im Fokus des QuintuMod Projektes standen und zusammen etwa 54% der Gesamtkosten darstellen.



**Abbildung 40:** Fünf ausgewählte wesentliche Kostenpositionen einer umfassenden LCOE-Kostenanalyse für ein 35 MW CPV-Kraftwerk in Namibia

Betrachtet man die im Projekt erreichten 29% Einsparung des Aluminiummaterials an dieser Stelle, so wird klar, dass dies eine Einsparung im Bereich von ca. 4% der gesamten LCOE-Kosten für ein CPV-Kraftwerk in Namibia ausmacht. Dies ist kostentechnisch ein signifikanter Effekt, um die Lücke in der Grenzkostenbetrachtung zu schließen. Daher kann für das Beispiel Namibia das gesteckte Ziel bzgl. der Wettbewerbsfähigkeit im Rahmen dieses Projektes ebenfalls als erreicht betrachtet werden.

Natürlich haben sich aber auch die Kosten der anderen Technologien (insbesondere der kristallinen Si-PV) seit Projektbeginn weiter reduziert, so dass dies für die Einschätzung der Wettbewerbsfähigkeit zukünftig immer wieder aktualisiert betrachtet werden muss. In einer Studie von TMC Public aus dem Jahr 2023 werden z.B. LCOE-Werte von Solar- und Windkraft-Parks im Vergleich zu einem großen Wasserkraft-Projekt konkret für Namibia angegeben, was im folgenden Diagramm in **Abbildung 41** gezeigt ist. Hier ist zu sehen, dass seit 2020, also in dem Jahr, wo Projekt QuintuMod begann, bis heute (Mitte 2024) die LCOE-Kosten von PV in Namibia von um ca. 9% gefallen sind.



**Abbildung 41:** LCOE-Kostenentwicklung von PV und anderen regenerativen Energiequellen für Namibia;

Quelle: "Least-cost energy investment study for Namibia"; TMP PUBLIC; July 2023; Link: <https://www.international-rivers.org/wp-content/uploads/sites/86/2023/07/TMP-report-Namibia-2023.pdf>

Geht man von einer Kostenreduktion von -10% für das bei AZUR angewendeten Kostenmodell für Si-PV seit 2020 aus, liegen die LCOE-Werte bei etwa 3.0 bis 3.3 €Cent/kWh für den konkreten Fall in Namibia. Die jüngsten Berechnungen für das beschriebene 35 MW CPV-Kraftwerk an gleicher Stelle mit der 5J-Technologie, die im Rahmen dieses Projektes entwickelt wurde, deuten bereits bei aktuellem Stand der Technik und konkret vorliegenden Angeboten an, dass LCOE-Werte von unter 2.8 €Cent/kWh mit der „QuintuMod“-Technologie“ erreicht werden können. Durch Hochskalierung der Produktion und konkrete Optimierungsoptionen, wird optimistisch davon ausgegangen, dass LCOE-Kosten von unter 2.0 €Cent/kWh innerhalb von wenigen Jahren ( $\leq 3$  Jahre) erreicht werden können.

Folglich gehen wir davon aus, dass die CPV-Technologie für Regionen mit hoher direkter Sonneneinstrahlung (weiterhin) wettbewerbsfähig ist. Zudem bietet die CPV weitere Vorteile, die sich insbesondere vor dem Hintergrund aktueller politischer Änderungen bzw. Prioritäten, in vielen Fällen positiv auswirken – wie. z.B.:

- Weniger wirtschaftliche Abhängigkeit (z.B. von PV-Modulen aus Asien)
- Sehr gute Recyclebarkeit der Hauptkomponenten (Stahl, Aluminium, Kupfer, Glas)
- Sehr geringer CO<sub>2</sub>-Fußabdruck
- Schaffung von Arbeitsplätzen vor Ort

## **Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit**

Mit der Entwicklung eines eigenen CPV-Modulkonzepts und der Herstellungsverfahren für dieses hat AZUR SPACE vor einigen Jahren Neuland betreten, wobei zuvor die Module von Kunden der Hocheffizienz-CPV-Zellen aufgebaut wurden. Die Zusammenhänge sind komplex – sowohl was das Zusammenspiel der Materialien und Fertigungsprozesse als auch was die physikalischen Zusammenhänge im Modul betrifft. Gleichzeitig war dieser Schritt notwendig, um die konzentrierende Photovoltaik mit der neuen 5fach-Technologie zum Erfolg zu führen und in sonnenreichen Regionen dieser Erde eine Alternative zu anderen PV-Technologien anbieten zu können. AZUR SPACE musste als Zellhersteller zunächst die inneren Zusammenhänge im Modul verstehen, um die 5fach-Zellen ideal auf die Betriebsbedingungen im Modul abzustimmen und die Leistung zu optimieren. Ebenso wurden die Experten des renommierten Fraunhofer Instituts für Solare Energiesysteme involviert, um hochkomplexe optischen Zusammenhänge besser zu verstehen, gemeinsam zu simulieren und in die Auslegung der Fresnelinse einfließen zu lassen.

Die Optimierung und Anpassung der Modul-Fertigungstechnologie an die 5fach-Zelltechnologie war ein sehr wichtiger Schritt, der einen regelrechten Leistungsschub erlaubt hat. In Hinblick auf die Marktentwicklungen und Leistungssteigerungen, die auch bei anderen PV-Technologien erreicht werden, ist dies auch absolut notwendig bzgl. der Konkurrenzfähigkeit.

Dies war für AZUR SPACE ein bedeutender Schritt – vom hochspezialisierten Zellproduzenten, über die Herstellung der EFA-Baugruppe bis hin zur Modul-Montage mit entsprechender Automatisierung, Mestechnik und der nötigen Logistik für vergleichsweise großflächige, schwere und voluminöse Module.

Eine Entwicklung in dieser Größenordnung war aus den eigenen Mitteln nicht finanzierbar und bedurfte deshalb zwingend der Förderung. Gleichzeitig ergibt sich durch die Förderung die Chance, mit dieser Hochtechnologie eine alternative und innovative Lösung zu anderen PV-Technologien bereitzustellen, womit auch ein hohes gesellschaftliches Interesse an einem Erfolg dieser Technologie gegeben ist.

## Die wichtigsten Positionen des Zahlenmäßigen Nachweises

Position	Gesamtverkalkulation (€)	Gesamtnachkalkulation (€)*
0813 Material	682.701,95	759.969,49
0823 FE-Fremdleistungen	0,00	124.457,51
0837 Personalkosten	2.327.034,25	3.202.705,38
0838 Reisekosten	2.737,54	3.207,82
0847 Abschreibungen auf vorhabenspezifische Anlagen	0,00	0,00
0848 Abschreibungen auf sonstige genutzte Anlagen des FE-Bereichs	0,00	0,00
0850 sonstige unmittelbare Vorhabenkosten	21.155,46	22.767,48
<b>0855 Summe</b> unmittelbare Vorhabenkosten (Pos. 0813 - 0850)	<b>3.033.629,20</b>	<b>4.113.107,68</b>
0856 Kosten innerbetrieblicher Leistungen	97.688,36	40.705,00
0860 Verwaltungskosten	314.109,44	543.477,48
<b>0881 gesamte Selbstkosten des Vorhabens</b> (Summe Pos. 0855 - 0860)	<b>3.445.427,00</b>	<b>4.697.290,16</b>

## **Voraussichtlicher Nutzen der Ergebnisse**

Es laufen weiterhin konkrete Verhandlungen mit möglichen Projektpartnern und Kunden für mehrere Standorte, die sehr günstige Bedingungen für die konzentrierende Photovoltaik (CPV) aufweisen. Dennoch muss sich diese aufstrebende Hochtechnologie mit der marktbestimmenden Silicium-Photovoltaik messen. Die konzentrierende Photovoltaik hat bei einem entsprechenden Fertigungsvolumen weiterhin das Potential, elektrische Energie kostengünstiger und vor allem ressourceneffizienter (sehr geringer „CO<sub>2</sub>-Fußabdruck“) bereitzustellen, als mit der gängigen Silicium-Modultechnologie. Die Voraussetzungen dazu sind also weiterhin gegeben, sofern eine Entscheidung für die Errichtung einer Multi-Megawatt Modulfertigung an einem geeigneten Standort getroffen wird. Eine solche erste Serienfertigung kann das nötige Vertrauen in diese Technologie schaffen und weitere Investitionen nach sich ziehen. Sobald die weltweite CPV-Fertigung im weiteren Verlauf ein bestimmtes Volumen überschreitet und Skaleneffekte wirken, besteht die Möglichkeit, dass sie zum „Selbstläufer“ wird und sich für sonnenreiche Standorte als die kostengünstigste Technologie mit dem höchsten Anteil an lokalen Arbeitskräften etabliert. Die Fertigung der hocheffizienten 5fach-Solarzellen und bis auf weiteres auch die Fertigung der EFA-Einheiten bleibt dabei in Deutschland. Hier werden sehr hochwertige Materialien verarbeitet und veredelt, und auch die Personalkosten spielen im Vergleich zu Qualitätsanforderungen und Produktionsausbeute eine weniger kritische Rolle. Zudem werden die meisten verwendeten und geplanten Fertigungsanlagen für die Module zumeist von deutschen Herstellern bereitgestellt, so dass die starke Position des deutschen Anlagenbaus auch in dieser neuen Hochtechnologie gefestigt wird.

Mitentscheidend für den Erfolg dabei ist der politische Wille – sowohl im Anwenderland als auch in Deutschland. Im Projektverlauf konnten die technischen Ziele, die eine deutliche Effizienzsteigerung und signifikante Vereinfachungen im Modulbau umfassten, in vollem Umfang erreicht werden. Somit hat das Projekt QuintuMod erneut das große Weiterentwicklungspotential der CPV-Technik aufgezeigt und tiefgreifendes technisches Verständnis geschaffen, das auch in Zukunft weiter genutzt werden kann.

## **Bekannt gewordene Fortschritte auf dem Gebiet des Vorhabens**

Die Konzentradorphotovoltaik zeichnet sich durch die höchsten Wandlungswirkungsgrade von Sonnenergie in elektrische Leistung aus. Der aktuelle Wirkungsgradrekord einer Mehrfachsolarzelle, der im Jahr 2022 vom Fraunhofer ISE aufgestellt wurde und mit 4 pn-Übergängen realisiert wurde, beträgt 47.6 %<sup>9</sup>. Das zeigt, dass eine weitere Erhöhung der Zelleneffizienz durch neue Technologieentwicklung möglich ist. Allerdings ist dabei eine noch äußerst aufwendige Wafer-Bonding-Technologie eingesetzt worden, die auch aktuell nicht für hohe Produktionsvolumina in Frage kommt. Außerdem ist stets zu beachten, dass die Modul-Effizienz für CPV-Systeme auf sehr komplexe Weise mit der Zellen-Effizienz zusammenhängt, wobei die Moduloptik bzw. das Lichtspektrum, das letztendlich auf die Zelle geleitet wird, von entscheidender Bedeutung ist. Eine optimierte Rekord-Zelle, die unter Laborbedingungen (und in

---

<sup>9</sup> Press Release from 2022-05-30; “Fraunhofer ISE Develops the World's Most Efficient Solar Cell with 47.6 Percent Efficiency”.

Luft/Atmosphäre) vermessen wird, ist in der Regel nicht dafür geeignet in gleicher Ausführung in ein kommerziell tragfähiges CPV-Modul integriert zu werden.

Eine weitere Weiterentwicklung, die während der Projektlaufzeit bekannt geworden ist, bezieht sich auf die Lichtkonzentration bzw. Moduloptik und sehr hohe Lichtkonzentration. Konkret ist es Forschern aus dem vereinigten Königreich (UK) und Saudi-Arabien gelungen die effektive Lichtkonzentration mit Hilfe von Fresnel-Optiken in Kombination mit Spiegelementen und speziell geformten Glaslinsenkörpern auf einen Wert von über 1200 zu steigern (geometrisch ist mit dieser Technik eine Konzentration von >5000 theoretisch möglich). Diese Optik wurde konkret für CPV-Zellen mit einem Format von 5.5 x 5.5 mm<sup>2</sup> umgesetzt und getestet<sup>10</sup>. Prinzipiell können mit höherer Lichtkonzentration Kosten eingespart werden, sofern die Kosten der Optik weiterhin deutlich günstiger sind als diejenigen für die komplexen III-V Mehrfachzellen. Alternative Moduloptiken werden daher stets weiterhin beobachtet und bzgl. Kosten- und Nutzen für das aktuelle Konzept bewertet. In dem konkreten Fall wird aber keine signifikante Verbesserungsoption für die QuintuMod-Modultechnologie erwartet.

Das im Projekt QuintuMod entwickelte Modulkonzept ist durch das Design und die Fertigungstechnologien so ausgelegt und weiter vereinfacht worden, dass eine lokale Fertigung nahe der CPV-Kraftwerks-Installationsorte ermöglicht wird, um geringe Herstellungskosten und Transportkosten zu ermöglichen.

Auch die Entwicklung neuer Modulkonzepte, z.B. die sogenannte „Mikro-CPV“ sind aktuell weiterhin untersuchte Forschungsthemen im Bereich der konzentrierenden PV<sup>11</sup>. Vor diesem Hintergrund hat z.B. auch das Fraunhofer ISE parallel zu diesem Projekt das Projekt „Micro-CPV“ (FKZ. 03EE1046A) koordiniert. Und auch für dieses Projektes hat AZUR entsprechende sehr kleine CPV-Zellen und neue Fertigungs-Technologien entwickelt, wobei die gewonnenen Erkenntnisse sich gegenseitig ergänzen und in Zukunft Synergie-Effekte ermöglichen werden.

---

<sup>10</sup> Alzahrani, M. M., Shanks, K., Chanchangi, Y., Cameron, W. J., Maatallah, T. S., and Mallick, T. K., “Record high solar concentration ratio for photovoltaics: Experimental validation for achieving effective concentration of >1200 suns”, Solar Energy - Vol. 271, 2024.

## Erfolgte und/oder geplante Veröffentlichungen

Die Projektergebnisse wurden in folgenden Präsentationen veröffentlicht:

- Gerald Siefer, Philipp Schroth, Ruediger F. Loeckenhoff, Marc Steiner, Maike Wiesenfarth “PVsyst Energy Yield calculation of 5J Solar Cell Based CPV Modules” presented at 19th International Conference on Concentrator Photovoltaic Systems (CPV-19) (2024).
- Marc Steiner, Philipp Schroth, Ruediger F. Loeckenhoff, Gerald Siefer, Maike Wiesenfarth. „Energy Yield Modeling of 5J Solar Cell Based CPV Modules”, in 18th International Conference on Concentrator Photovoltaic Systems (CPV-18) and 13th World Conference on Thermophotovoltaic Generation of Electricity (TPV-13), AIP Conference proceedings, 2841, 030004 (2023). <https://doi.org/10.1063/5.0146347>
- Ruediger F. Loeckenhoff, A.Ruban. „ Measurement of III-V CPV Solar Cell Non-Linearity in the 1x to 1024x Light Concentration Range”, in 18th International Conference on Concentrator Photovoltaic Systems (CPV-18) and 13th World Conference on Thermophotovoltaic Generation of Electricity (TPV-13), AIP Conference proceedings, 2841, 020004 (2023). <https://doi.org/10.1063/5.0146332>
- Ruediger F. Loeckenhoff, Peter Schoettl. „ Electronic Network Simulation of 5-Junction Solar Cells and Impacts on the Ideal Current Matching” in 18th International Conference on Concentrator Photovoltaic Systems (CPV-18) and 13th World Conference on Thermophotovoltaic Generation of Electricity (TPV-13), AIP Conference proceedings, 2841, 020002 (2023). <https://doi.org/10.1063/5.0146331>
- R.F. Loeckenhoff, P. Schroth, M. Steiner Rüdiger: “Comprehensive Analysis of the Interactions between a Concentrating Photovoltaics (CPV) Module and 5-Junction Solar Cells” presented at 40th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition EU-PVSEC (2023).