

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE

ABSCHLUSSBERICHT

**ALCHEMI - A Low Cost, High Efficiency, Optoelectronic
HCPV Module for 1000 Sun Operation /**

**ALCHEMI - Kostengünstiges, hoch effizientes
optoelektronisches Modul der konzentrierenden
Photovoltaik für 1000-Sonnen-Betrieb -**

**Deutsches Teilprojekt Fraunhofer ISE zum Solar-era.net
Projekt 02E2SOLARERANET-144**

Förderkennzeichen: 0324127

Projektleitung: Dr. Peter Nitz
peter.nitz@fraunhofer.ise.de

Laufzeit: 01.11.2016 - 31.01.2020

Mitarbeiter/innen: G. Bellerino, A. Bösch, D. Iankov, Dr. P. Jakob, J. Martinez-Sanchez,
Dr. P. Nitz, , Dr. M. Steiner, M. Wiesenfarth

August 2020

Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 0324127 gefördert.

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Inhalt

Zusammenfassung.....	3
I Stand bei Beginn des Vorhabens.....	5
1 Aufgabenstellung.....	5
2 Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde.....	5
2.1 Bestehende Schutzrechte (eigene und Dritter).....	7
3 Planung und Ablauf des Vorhabens.....	7
4 Wissenschaftlicher und technischer Stand vor Projektbeginn.....	10
5 Kooperationen im Projekt, Zusammenarbeit mit anderen Stellen.....	11
II Eingehende Darstellung der Projektergebnisse.....	12
6 Wissenschaftlich-technische Ergebnisse.....	12
6.1 Arbeitspaket AP3: Optikdesign für 1000X Module.....	13
6.2 Arbeitspaket AP4: Moduldesign, Modulherstellung und Modulperformance.....	21
7 Voraussichtlichen Nutzen und Verwertbarkeit des Ergebnisses im Sinne des Verwertungsplans.....	29
8 Fortschritte auf dem Gebiet des Projekts bei anderen Stellen.....	29
9 Erfolgte und geplante Veröffentlichung der Ergebnisse.....	30
9.1 Veröffentlichungen auf Konferenzen und Fachzeitschriften.....	30
9.2 Bachelor-, Masterarbeiten.....	31
9.3 Veröffentlichungen im Internet und in den Medien.....	31
9.4 Sonstige Veröffentlichungen.....	31
10 Literatur.....	32
III Anlagen.....	34
11 Erfolgskontrollbericht.....	34
12 Kurzfassung (Berichtsblatt).....	34

Zusammenfassung

Der vorliegende Projektbericht berichtet als Schwerpunkt die Ergebnisse des deutschen, vom BMWi geförderten nationalen Teilvorhabens von Fraunhofer ISE innerhalb des internationalen, durch das Europäische SOLAR-ERA.NET geförderten Verbundforschungsvorhaben ALCHEMI mit Projektpartnern aus Großbritannien, Spanien, Zypern und Deutschland.

Das **internationale SOLAR-ERA.NET Gesamtvorhaben** demonstrierte ein neuartiges, hochkonzentrierendes Photovoltaik-Modul (HCPV) mit einer Moduleffizienz von 37% bei Concentrator Standard Test Conditions (CSTC) von 25°C Zelltemperatur und einer direkt-normalen Einstrahlung von 1000 W/m², das bei einer Konzentration von 1000 Sonnen arbeitet. Dabei wurde gezeigt, dass diese hohe Effizienz nicht nur in einem Rekord-Prototypen, sondern auch bei hochvolumiger Fertigung erzielbar ist. Das Modul besteht aus kleinen Mehrfachsolarzellen (~ 1mm x 1mm) ohne externe Wärmesenke und einer zweistufigen refraktiven Optik: einer Silikon-auf-Glas Fresnellinse als Primäroptik (Primary optical element POE) und einer Silikon-Sekundäroptik (Secondary optical element SOE). Die Solarzellenbaugruppe incl. SOE ist als Surface Mount Device (SMD) ausgeführt, wodurch das Modul Kostenvorteile, die durch Fortschritte in der LED Industrie erzielt werden, auch für die CPV nutzbar macht: Nutzung von SMD und entsprechender Komponenten in Verbindung mit „pick-and-place“ Assemblierung. So zeigt das Projekt eine kostengünstige Fertigungs-Route für HCPV Module durch Nutzung existierender und gut etablierter Anlagen und Prozesse aus der Optoelektronik-Industrie. Module wurden als Prototypen gefertigt und getestet, sowohl in Aussentests über etwa 2 Monate, wo die Module ihre Leistungsfähigkeit und Zuverlässigkeit unter Beweis stellten, als auch in Klimaprüfungen im Labor gemäß der CPV Modulprüfungs-Norm IEC62108. In den Testmessungen wurde die Leistung mit der von c-Si Flachmodulen und anderen HCPV Modulen mit geringerer Konzentration verglichen, die am selben Standort getestet wurden, um die Leistungsfähigkeit und Ertragsvorteile der entwickelten Module zu demonstrieren.

Im **nationalen Teilprojekt des Fraunhofer ISE** (Schwerpunkt des hier vorliegenden Berichts) wurde das Optikdesign überarbeitet und optimiert. So wurde im resultierenden „Gen3“ Design mit vergrößerter Primäroptik-Apertur, angepasster POE-Brennweite und Zell-Linsen-Abstand bei deutlich höherer Konzentration ein gegenüber dem Ausgangsdesign leicht höherer Kurzschlussstrom bei idealer Ausrichtung zusammen mit einem nur moderat reduzierten 98%-Akzeptanzwinkel erzielt. Weiteres Verbesserungspotenzial im Design der Sekundäroptik wurde identifiziert. Simulierte Bestrahlungsstärkeverteilungen auf Zellebene wurden den Projektpartnern zur Verfügung gestellt als Basis für deren Auslegung der Zellmetallisierung. Effekte bei Temperaturänderung von Primär- und Sekundäroptik wurden untersucht und in Simulationen quantifiziert. Dabei wurde gezeigt, dass das Optimum im Ertrag bei einer bestimmten Betriebstemperatur durch eine Temperaturanpassung des Designs (Anwendung einer „TAFL“ Technologie des Fraunhofer ISE – Temperatur-Angepasste Fresnel-Linse) zu kleineren Temperaturen verschoben werden kann. Im Projekt gefertigte Prototyp-Linsen mit „Gen3“ Design wurden im Labor charakterisiert, bevor sie als Linsenplatten gefertigt wurden.

Das Moduldesign und das Design der Solarzellenmetallisierung wurde gemeinsam mit den Partnern einem Review unterzogen, wofür thermische Simulationen des Moduls durchgeführt und im Modul bei Betrieb zu erwartende Temperaturen und insbesondere die maximalen Zelltemperaturen ermittelt wurden. In weiteren Simulationen wurden thermomechanische Deformationen ermittelt und deren Effekte bewertet. Für die Auswahl von Zellen für die Fertigung von Prototyp-Modulen wurden Wafermaps erstellt und den Partnern zur Verfügung gestellt.

Die mit Zellen verschiedener Hersteller gefertigten Modulprototypen wurden unter Sonnen-ähnlicher Einstrahlung getestet und verglichen, wobei Zell-Linsenabstand und Linsentemperatur variiert wurden. Ein Prototyp-Modul wurde am Außenteststand vermessen und zeigte dabei einen Abfall der Leistung mit steigender Temperatur. Für dieses Modul wurde eine eingehende Fehleranalyse durchgeführt, in der die Ursache für den Leistungsabfall identifiziert werden konnte. So konnten dem Projektpartner wertvolle Hinweise auf die mögliche Fehlerursache im Fertigungsprozess des entsprechenden Moduls gegeben werden. Im Projekt hergestellte Module mit Solarzellen anderer Hersteller zeigten das hier dargestellte temperaturabhängige Verhalten nicht. Module mit diesen Solarzellen wurden im ERA.NET Projekt am ISFOC in Spanien vermessen.

I Stand bei Beginn des Vorhabens

1 Aufgabenstellung

Das übergeordnete Ziel des Gesamtprojektes in SOLAR-ERA.NET ist die Entwicklung eines neuartigen, hocheffizienten HCPV Moduls mit 1000x Konzentration und 37% Moduleffizienz (bei CSTC) und die Herstellung von Prototypen. Im Projekt ist eine enge Zusammenarbeit zwischen den Projektpartnern aus Großbritannien, Spanien, Zypern und Deutschland geplant. Das vorliegende deutsche Teilprojekt im SOLAR-ERA.NET Gesamtprojekt deckt dabei die Arbeiten des Fraunhofer ISE ab.

Das Fraunhofer ISE ist hauptverantwortlich für das optische Design. Das schließt die numerische Modellierung und optische Evaluierung eines von den Projektpartnern in Kooperation mit dem Fraunhofer ISE früher entwickelten zweistufigen Konzentratoroptik (SOG-Fresnellinse und Domlinse aus Silikon als Sekundäroptik) ein und – darauf aufbauend – die Entwicklung, Optimierung und Benchmarking eines neuen optischen Designs desselben Typs. Am Fraunhofer ISE werden Prototypen von optischen Komponenten charakterisiert und evaluiert. Als zweite zentrale Aufgabe unterstützt das Fraunhofer ISE das Moduldesign durch Simulationen zum thermischen Management der Module. Außerdem sollen Module in Außenmessungen charakterisiert werden.

2 Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

Am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) werden zu zahlreichen Themen im Bereich der Solarenergie Forschung betrieben. Ein wichtiges Geschäftsfeldthema ist die konzentrierende Photovoltaik. Neben der Solarzellenentwicklung besteht langjährige Erfahrung in der Entwicklung der Komponenten für CPV-Module (insbesondere auch von Konzentratoroptiken) und in der Untersuchung des Moduls im Gesamten. Mit dem linsenbasierten FLATCON®-Modul wurde 2014 ein Wirkungsgrad von 36.7 % (Steiner et al. 2014) erreicht und zuletzt konnte mit einem Rekord-Wirkungsgrad von 43.4 % (Steiner et al. 2016) für ein Mini-Modul bestehend aus einer Vollglaslinsen-Zelleinheit das Potential der CPV-Technologie demonstriert werden.

Technische Voraussetzungen

Am Fraunhofer ISE bestehen jahrelange Erfahrung und dadurch herausragendes Know-how über die Konzentratorphotovoltaik. Diese wurden zum einen durch theoretische Untersuchungen durch Simulationen (elektrisch, optisch, thermisch) entwickelt. Zum anderen bestehen einzigartige Labore.

Aus Entwicklungsvorhaben in den Bereichen der konzentrierenden Photovoltaik sowie der solarthermischen Kraftwerke verfügt das Fraunhofer ISE über umfangreiche Charakterisierungs- und Qualifizierungsmethoden für **konzentrierende Optiken und Kollektoren**. Diese reichen von spektrophotometrischen Methoden (spektraler und einfallswinkelabhängiger Reflexionsgrad) über Goniometrie (Strahlaufweitung bei Transmission/ Reflexion), Streifendeflektometrie großer Kollektorspiegel (Messung der Spiegelgeometrie) bis zur Charakterisierung von Primäroptiken und Sekundäroptiken für die CPV. Aus früheren Aktivitäten zu Design und Charakterisierung von HCPV Optiken verfügt das Fraunhofer ISE über umfangreiche Simulations- und Designwerkzeuge sowie Charakterisierungs- und Qualifizierungsmethoden für refraktive Optiken. Schwerpunkte liegen dabei auf Silikon-auf-Glas (SOG) Fresnellinsen sowie Sekundäroptiken aus Glas oder Silikon. Mit

verschiedenen Messplätzen kann am ISE ermittelt werden, wie die Bestrahlungsstärke auf der Solarzelle eines konzentrierenden PV-Systems verteilt ist. Für Fresnel-Linsen-basierte Konzentratoren steht ein Linsenmessplatz Verfügung, der im BMU geförderten Projekt „ProKonPV“ (FKZ 0327567) aufgebaut und seither mehrfach erweitert wurde (s Abbildung 1). Die Bestrahlungsstärke an der Austrittsapertur von Sekundäroptiken für linsenbasierte Konzentratoren kann an einem Messplatz vermessen werden, der im Rahmen des vom BMBF geförderten Projekts „Konvotik“ (FKZ 13N10930) konstruiert und aufgebaut wurde.

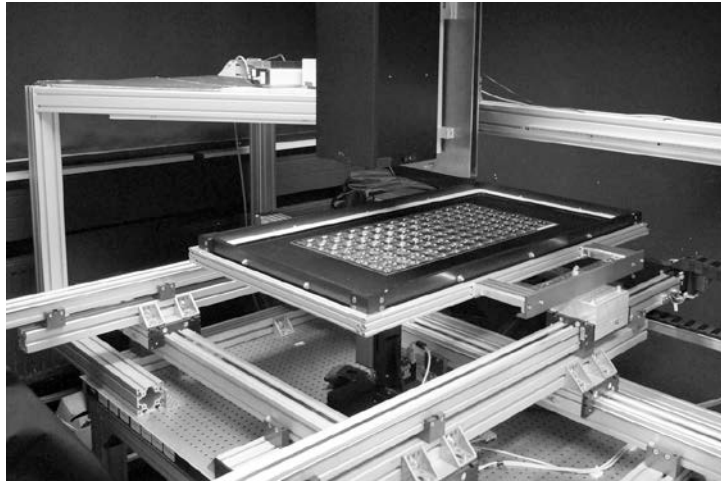


Abbildung 1: Aufbau zur Messung der Lichtverteilung in der Brennebene von Fresnellinsen-Arrays, z.B. SoG-Linsenarray-Platten. Die Lichtquelle ist oberhalb des Bildes in Verlängerung der schwarzen Blende angeordnet und in ihrer Größe (bestrahlte Fläche) beschränkt.

Neben der Kalibrierung von Mehrfachsolarzellen für Weltraum- und terrestrische CPV Anwendungen ist das Kalibrierlabor *ISE Callab* des Fraunhofer ISE auch im Bereich der Konzentratormodule aktiv. Hierzu stehen zwei Außenmessstände zur Vermessung von CPV Modulen unter Außenbedingungen zur Verfügung (siehe Abbildung 2).



Abbildung 2: Außenteststand zur Vermessung von CPV Modulen auf dem Dach des Fraunhofer ISE in Freiburg.

Neben den Strom-Spannungs-Kennlinien (I-V Kennlinien) der Module werden dabei die während der Messungen vorherrschenden meteorologischen Bedingungen (Temperatur, Windgeschwindigkeit, Intensität und spektrale Zusammensetzung der direkten Sonneneinstrahlung) aufgezeichnet. Neben den Außenmessaktivitäten steht ein Sonnensimulator zur Messung von I-V Kennlinien von CPV Modulen im Labor zur Verfügung. Diese Ausstattung erlaubt die Leistungsbestimmung von CPV Modulen unter den beiden in der internationalen Norm IEC 62670-1 (IEC) definierten Konzentratorstandardbedingungen CSOC¹ und CSTC².

Das Fraunhofer ISE ist zertifiziert nach DIN EN ISO 9001:2000.

In Summe lässt sich sagen, dass das Fraunhofer ISE eine exzellente Infrastruktur und damit sehr gute Voraussetzungen hat, um dieses Projekt mit gutem Erfolg durchzuführen.

2.1 Bestehende Schutzrechte (eigene und Dritter)

Am Fraunhofer ISE gibt es Patenanmeldungen und Patente zu CPV Modulen und deren Charakterisierungsmethoden EP1997153 A1, EP1913643 A1, US7977567 BB, US9000548 BB, EP2110863 A1, EP2278631 A1.

Außerdem hält Fraunhofer Schutzrechte der Familie DE102010034020A1 zu einer Temperaturanpassung von Fresnellinsen. Durch die hier beschriebenen Maßnahmen werden unerwünschte Effekte bei Temperaturänderung abgemildert. Eine Anwendung/Verwertung im vorliegenden Projekt soll geprüft werden.

Es sind keine Schutzrechte Dritter bekannt, die dem Vorhaben entgegenstehen würden.

3 Planung und Ablauf des Vorhabens

Das SOLAR-ERA.NET war als Verbundforschungsvorhaben mit Partnern aus Großbritannien, Spanien, Zypern und Deutschland. Neben Fraunhofer ISE (Deutschland) waren beteiligt:

- IQE plc, Cardiff, United Kingdom (Koordinator des SOLAR-ERA.NET Gesamtvorhabens)
- Universidad Politécnica de Madrid (UPM-IES), Madrid, Spanien
- University of Cyprus (UCY), Nicosia, Zypern.

Fullsun PV (FPV) war als Unterauftragnehmer von IQE am Projekt beteiligt.

¹ Concentrator Standard Operating Conditions: Direkteinstrahlung 900 W/m², Umgebungstemperatur 20 °C, Windgeschwindigkeit 2 m/s, relative spektrale Verteilung entsprechend dem AM1.5d Standardspektrum

² Concentrator Standard Test Conditions: Direkteinstrahlung 1000 W/m², Zelltemperatur 25 °C, relative spektrale Verteilung entsprechend dem AM1.5d Standardspektrum

Dabei war das SOLAR-ERA.NET Gesamtprojekt in fünf Arbeitspakete gegliedert:

- AP1 Projektmanagement und Koordination
- AP2 Zellentwicklung
- AP3 Optikdesign für 1000X Module
- AP4 Moduldesign und Modulherstellung
- AP5 Außentests unter Sonneneinstrahlung und Ertragsanalyse

Nachfolgend sind die Arbeitsplanungen von Fraunhofer ISE im vorliegenden **nationalen Teilprojekt in den Arbeitspaketen mit Beteiligung des Fraunhofer ISE (AP3, AP4)** in tabellarischer Form stichpunktartig dargestellt und Meilensteine definiert.

1. AP3: Optikdesign für 1000X Module

Task	Titel	Stichworte zu den Inhalten
3.1	Optische Simulationen der Konzentratoroptik einschl. Temperatur-effekte der Fresnel-linsen-Primäroptik	<ul style="list-style-type: none"> ■ Anpassung der Simulationstools ■ Implementierung Ausgangspunkt FullsunPV Gen1 ■ Abstimmung von Materialdaten und herstellbedingter Toleranzen ■ ggf. Messung optischer Materialdaten ■ Modellierung thermischer Effekte (Temperaturänderung)
3.2	Optimierung der Fresnellinsen-Primäroptik und Sekundäroptik	<ul style="list-style-type: none"> ■ Optimierung der zweistufigen Konzentratoroptik unter den gegebenen Randbedingungen ■ ggf. Ermittlung / Abstimmung zu Toleranzen Sekundäroptiken ■ Ausloten von weiterem Optimierungspotenzial der SOE
3.3	Anpassung der Messplätze bei Fraunhofer ISE	<ul style="list-style-type: none"> ■ Anpassung Linsenmessplatz LMP auf zu erwartende Linsengeometrien bzw. Linsenarrays ■ Anpassung Sekundäroptikmessplatz SMP auf zu erwartende Geometrien ■ Anpassung Vorrichtungen zur Vermessung von Temperatureffekten
3.4	Charakterisierung der optischen Funktion von Primär- und Sekundäroptiken	<ul style="list-style-type: none"> ■ Messung optische Effizienz Primäroptik ■ Messung der Verteilung Bestrahlungsstärke in Brennebene / Brennvolumen (z-scan) ■ Vermessung Temperatureffekte Primäroptik ■ Abgleich experimentelle Ergebnisse mit Simulationen, ggf. Verfeinerung der Annahmen/Eingabedaten

2. AP4: Moduldesign und Modulherstellung

Task	Titel	Stichworte zu den Inhalten
4.1	Review des Fullsun Gen1 Designs und Erstellung eines neuen Designs	<ul style="list-style-type: none"> ■ Unterstützung der Partner (IQE/FullsunPV) bei dem Design-review und der Festlegung des Moduldesigns ■ Auslegung des Wärmespreizers durch thermische Simulationen

4.4 Validierung des Moduldesigns in Außentests	<ul style="list-style-type: none"> ■ Bestimmung der optimalen Modulhöhe (bzw. des optimalen Abstandes Primäroptik – Zelle) an Zell-Linsen-Einheiten ■ Messung des Leistungsverhaltens von Prototypen bei unterschiedlichen Umgebungsbedingungen ■ Eingehende Funktions- und ggf. Fehleranalysen
---	--

Der Fortschritt des Gesamtprojekts in SOLAR-ERA.NET wurde anhand der folgenden Meilensteine überprüft (siehe Tabelle 1). Die im nationalen Projekt vorgesehenen Meilensteine M3, M5 und M7 sind in Rot hervorgehoben. Alle Meilensteine wurden erreicht.

Tabelle 1: Liste der Meilensteine aus der Projektbeschreibung und Datum der Erfüllung (Projekt-Monat PM) im Projektverlauf. Meilensteine mit Beteiligung des Fraunhofer ISE sind in rot hervorgehoben:

Meilenstein	Titel	abgeschlossen im Projektmonat
M1	Delivery of III-V 3J epiwafers to UPM for processing <ul style="list-style-type: none"> ▪ Epiwafers delivered to UPM 	PM3
M2	Optimised 3J epi structure for UPM 1000X grid design <ul style="list-style-type: none"> ▪ Designs complete & approved 	PM10
M3	Final Design of Optical components <ul style="list-style-type: none"> ▪ Designs complete & approved 	PM9
M4	Design of the optimum grid for 1000X <ul style="list-style-type: none"> ▪ Epiwafers delivered to UPM 	PM11
M5	Final Geometry of optical concentrator <ul style="list-style-type: none"> ▪ Geometry data delivered to FPV 	PM9
M6	Fabrication of 1000X solar cells for the Fullsun modules <ul style="list-style-type: none"> ▪ Cells ready to send 	PM18
M7	Optical performance measurements <ul style="list-style-type: none"> ▪ Measurement results delivered to FPV 	PM23
M8	Assembly of modules <ul style="list-style-type: none"> ▪ Supply of modules to UCY 	PM27
M9	Assessment of performance of new module indoors <ul style="list-style-type: none"> ▪ Report on the outcome of the testing 	PM30
M10	Outdoor performance assessment of the new modules <ul style="list-style-type: none"> ▪ Report on the outcome of the evaluation and benchmarking against initial design targets 	PM36
M11	Final Project Report <ul style="list-style-type: none"> ▪ Report, with certified device performance data 	PM39

4 Wissenschaftlicher und technischer Stand vor Projektbeginn

Das Interesse an der Konzentratorphotovoltaik (CPV) war in den letzten Jahren vor Projektbeginn gewachsen, was durch große Installationen von mehreren Megawatt deutlich wurde. Insgesamt sind zurzeit mehr als 300 MW³ installiert. Ein Grund für diesen Erfolg ist die hohe Effizienz der Konzentratormodule. Die Basis der hohen Effizienz sind die Mehrfachsolarzellen. Mit einer Vierfachsolarzelle entwickelt in einer Zusammenarbeit von Soitec, Fraunhofer ISE und CEA-Leti wurde ein Weltrekordwirkungsgrad von 46 % erreicht (Krause et al. 2014) . Mit ähnlichen Solarzellen wurde am Fraunhofer ISE zunächst ein FLATCON-Modul mit 36,7 % Wirkungsgrad bei Konzentrator-Standardtestbedingungen (CSTC) realisiert (Steiner et al. 2014). Der Wert wurde später von der Firma Soitec mit einem Modul mit einem Wirkungsgrad von 38,9 % bei CSTC Bedingungen übertroffen (van Riesen et al. 2015).

Im Jahr 2015 haben sich einige größere Firmen (Soitec, Suncore) mit CPV-Produkten vom Markt zurückgezogen, was einerseits die Herausforderungen zu weiteren Kostensenkungen unterstreicht, andererseits aber auch auf weitere (u.U. nicht-technische) Hemmschwellen bei einer großskaligen Markteinführung hindeutet. Das vorliegende Projekt soll dazu beitragen, die Kosten weiter zu senken und damit zu einer weiteren Verbreitung der HCPV beitragen. Dazu werden im Projekt CPV-Module mit direkt aufgeprägten Silikonsekundäroptiken entwickelt. Mit der Sekundäroptik kann die Konzentration (hier: auf 1000x) erhöht werden und dadurch Solarzellenfläche eingespart werden. Außerdem wird die Einstrahlung auf die Solarzelle homogenisiert. Am Fraunhofer ISE wurden erste Erfahrungen mit direkt aufgeprägten Sekundäroptiken im BMWi-geförderten Projekt KoMGen (Fkz. 0327567A) gesammelt und in (Wiesenfarth et al. 2015) veröffentlicht. Darüber hinaus werden im Projekt Primäroptiken der SOG-Technologie eingesetzt. Design, Herstellung und Charakterisierung von SOG-Optiken wurde in den letzten Jahren mehreren BMU/BMWi-geförderten Projekten (z.B. Projekte ProKonPV (Fkz 0327567), KoMGen (Fkz 0327567A), CPVMagnus (Fkz 0325485D)) von Fraunhofer ISE gemeinsam mit den Partnern Orafol Fresnel Optics und Soitec vorangetrieben und weiterentwickelt. Diese Technologie wird weltweit am häufigsten verwendet, da sie die Vorteile einer kostengünstigen Herstellung (Orafol Fresnel Optics in Apolda bietet SOG Linsen kommerziell an) und einer hohen mechanischen Stabilität durch die Außenseite aus Glas bietet. Das Projekt ist wichtig, da durch die Zusammenarbeit in Europa die Wettbewerbsfähigkeit für die Entwicklung und Herstellung des High-Tech Produkts CPV gestärkt wird.

Der im Projekt angestrebte Modulwirkungsgrad von 37% (CSTC) liegt zwar unter dem oben genannten, aktuell publizierten Rekordwert. Im Projekt soll der Wert aber für ein in kostengünstigen Massenfertigungsverfahren hergestelltes Modul erzielt werden, was einen Fortschritt gegenüber dem Stand der Technik bedeutet.

Durch die Zuwendungen im Rahmen der genannten Projekte, sowie auch durch direkte Industrienaufträge, strategische Mittel der Fraunhofer Gesellschaft und F&E-Projekte der

³ Quelle: „Current status of concentrator photovoltaic (CPV) technology“ veröffentlicht vom Fraunhofer ISE und NREL, verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/current-status-of-concentrator-photovoltaic-cpv-technology-in-englischer-sprache.pdf>

Europäischen Union, verfügt das Fraunhofer ISE über umfassendes Know-How auf dem Gebiet der Konzentratorphotovoltaik und zählt zu den führenden Instituten weltweit auf diesem Gebiet.

5 Kooperationen im Projekt, Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Im SOLAR-ERA.NET Gesamt-Projekt ist eine enge Zusammenarbeit zwischen den Projektpartnern und Unterauftragnehmern aus Großbritannien, Spanien, Zypern und Deutschland geplant. Das Fraunhofer ISE ist hauptverantwortlich für das optische Design. Am Fraunhofer ISE werden Prototypen von optischen Komponenten charakterisiert und evaluiert. Fraunhofer ISE unterstützt die für die Entwicklung von Solarzellen zuständigen Projektpartner und Unterauftragnehmer durch optische Simulationen. Als zweite zentrale Aufgabe unterstützt das Fraunhofer ISE das Moduldesign durch Simulationen zum thermischen Management der Module. Außerdem wurden Prototyp-Module in Außenmessungen charakterisiert.

Für die Herstellung von Fresnellinsenplatten als Primäroptik der ALCHEMI Prototyp-Module wurde der deutsche Hersteller Orafol Fresnel Optics beauftragt. Hierfür gab es einen intensiven Austausch hinsichtlich Design bei Fraunhofer ISE und Herstellbarkeit/Herstellung durch Orafol.

Eine der im Projekt verwendeten Solarzellen wurde vom deutschen Hersteller AZUR bezogen, mit dem Fraunhofer ISE ebenfalls in engem Austausch stand/steht.

II Eingehende Darstellung der Projektergebnisse

6 Wissenschaftlich-technische Ergebnisse

Das SOLAR-ERA.NET Gesamtprojekt war in fünf Arbeitspakete aufgeteilt:

- AP1 Projektmanagement und Koordination
- AP2 Zellentwicklung
- AP3 Optikdesign für 1000X Module
- AP4 Moduldesign und Modulherstellung
- AP5 Außentests unter Sonneneinstrahlung und Ertragsanalyse

Der britische Projektpartner IQE als Koordinator des Gesamtprojektes in SOLAR-ERA.NET hat gemeinsam mit den Projektpartnern einen Gesamtbericht in englischer Sprache verfasst. Dieser Gesamtbericht fasst die Arbeiten aus allen nationalen Projekten zusammen. Im Folgenden werden die wesentlichen Ergebnissen aus allen Arbeitspaketen kurz wiedergegeben. Die Arbeiten im hier vorliegenden deutschen Teilprojekt des Fraunhofer ISE beschränken sich auf die Arbeitspakete AP3 und AP4, die in nachfolgenden Kapiteln (6.1 und 6.2) entsprechend ausführlich berichtet werden.

AP1 Projektmanagement und Koordination

- Enthält keine wissenschaftlich technischen Ergebnisse.

AP2 Zellentwicklung

- Auf Basis eines vorhandenen Epitaxiedesign von IQE wurde eine epitaktischen Struktur für 4“ Wafer, optimiert für 1000x Konzentration entwickelt.
- Am Ende des Projektes standen 3 Zellsorten als Prototypen zur Verfügung – (i) Solarzellen vom Unterauftragnehmer Solar Junction mit einem Griddesign des Projektpartners UPM, (ii) Solarzellen, hergestellt in Zusammenarbeit zwischen Projektpartnern UPM und IQE, (iii) Solarzellen vom Unterauftragnehmer AZUR Space mit optimiertem Griddesign.
- Das Griddesign wurde durch optische Simulationen von AP3 unterstützt.
- Zelltests (einschl. elektrische Charakterisierung unter 1000x Konzentration) wurden als Unteraufträge bei CESI und Imperial College durchgeführt.
- Die Zuverlässigkeit der Kontaktstreifen und Dünndrahtbonds wurde durch Tests bestätigt.
- In Alterungstests zeigten die von UPM/IQE entwickelten Solarzellen keine Auffälligkeiten.
- Bei der Bestückung auf Leiterplatten beim Unterauftragnehmer APC traten Probleme mit den UPM/IQE Zellen auf, die zu einem Versagen der Zellen führten. Durch Ausschlussverfahren wurde der Bestückungsprozess als Fehlerursache ausgemacht. Eine genauere Fehleranalyse konnte im Rahmen des Projektes nicht durchgeführt werden.

AP3 Optikdesign für 1000X Module

- Die Entwicklung des Optikdesigns durch Fraunhofer ISE ist in Abschnitt 6.1 eingehend beschrieben. Prototypmodule mit diesem Optikdesign wurden in AP4 hergestellt.

AP4 Moduldesign und Modulherstellung

- Die Beiträge von Fraunhofer ISE zu Moduldesign und –herstellung sind in Abschnitt 6.2 eingehend beschrieben. Darüber hinaus sind im Gesamtbericht folgende Punkte dokumentiert:

- Es konnten die Werkzeuge und Know-How aus der Herstellung von Generation 1 Modulen wieder verwendet werden
- Anhand den Ergebnissen aus AP3 wurden Empfehlungen für die Weiterentwicklung des Modulkonzeptes definiert:
 - o Einbeziehung der Sekundäroptik als Freiheitsgrad in die optische Optimierung
 - o Der Bestückungsprozess muss weiter verbessert werden
 - o Maßnahmen zu besseren Identifizierung und Positionierung von Fresnel-Linsenplatten
 - o Verbesserungen des Silikon-Übergussprozesses zur Abformung der Sekundäroptik mit Hinblick auf Reduzierung der Zugkräfte auf Bonddrähte
 - o Entwicklung eines Tape-and-Reel Prozesses für die vereinfachte/beschleunigte Bestückung
 - o Der Einsatz eines Standard LED-Gehäuses als Alternative zur Bestückung der Receiver-Einheit ist zu prüfen

AP5 Außentests unter Sonneneinstrahlung und Ertragsanalyse

- Prototypmodule bestückt mit allen 3 Zelltypen wurden Innen -und Außenmessungen unterzogen.
- Die in Innenmessungen maximal gemessene Moduleffizienz beträgt 32,23% und wurde von einem Modul bestückt mit Solarzellen von AZUR Space erreicht.
- Ein Rating gemäß IEC 62670-3 wurde in Absprache mit allen Projektpartnern nicht mehr durchgeführt. Stattdessen wurde aufwendigere Fehleranalysen an den Modulen mit AZUR Space Zellen durchgeführt, um Schwachstellen im Modulbau zu identifizieren. Zu diesem Zweck wurde ein Modul auseinandergebaut und inspiziert.
- Es wurden Defekte in der Kontaktierung bei Modulen mit Solarzellen von AZUR Space festgestellt. Eine Fehleranalyse wurde durchgeführt und Schäden an den Dünndrahtbonds als Fehlerquelle ausgemacht. Die Schäden machen sich unter bestimmten Temperaturen bemerkbar. Dadurch degradiert die Effizienz des Spitzenmoduls (laut Innenmessungen) um 8%.

In den folgenden Abschnitten werden die wichtigsten wissenschaftlichen und technischen Ergebnisse aus den Arbeitspaketen mit Beteiligung des Fraunhofer ISE im vorliegenden nationalen Teilprojekt dargestellt, d.h. AP3, AP4.1 und AP4.4.

6.1 Arbeitspaket AP3: Optikdesign für 1000X Module

6.1.1 Entwicklung und Optimierung des optischen Designs

Als Ausgangspunkt für die Arbeiten am optischen Design dient ein vorhandenes Produkt vom Unterauftragnehmer FullsunPV (FPV) (im Folgenden als Generation 1 bezeichnet). Das optische Design für Generation 1 wurde in der Vergangenheit ebenfalls mit der Beteiligung von Fraunhofer ISE entwickelt. Im Vergleich zu den Zielsetzungen im aktuellen Forschungsprojekt, zeichnet sich Generation 1 durch eine niedrigere geometrische Konzentration (625x gegenüber 1000x) aus und die verwendete kommerzielle III-V Mehrfachsolarzelle hat einen niedrigeren nominalen Wirkungsgrad (40% gegenüber 44%). Darauf aufbauend ist im Rahmen des Projektes ALCHEMI ein neues Design „Generation 3“ entwickelt worden und prototypisch hergestellt. Ein Zwischenschritt stellt das Design „Generation 2“ dar, welches nicht als Prototyp hergestellt wurde. Zur Veranschaulichung der Temperatureffekte und zur Demonstration des Ansatzes der

Temperaturkompensation wurde eine temperaturangepasste Variante von der Generation 3 Primäroptik erstellt („Generation 4“). Eine Übersicht der wesentlichen Kenndaten der verschiedenen optischen Designs ist in Tabelle 2 gezeigt.

Tabelle 2: Übersicht der Entwicklung des optischen Designs

Design-Generation	Kantenlänge der Primäroptik-apertur	Sekundäroptik	aktive Zellfläche	geometrische Konzentration	Solarzelle im Design	Design-Temperatur
1	25 mm	„Gen. 1“	1,0x1,0mm ²	625x	Azur 3C40	45°C
2	30.26 mm	„Gen. 1“		916x	Azur 3C40	45°C
3	31.62 mm	„Gen. 1“ und „Gen. 3, beta“ (exploratorisch)		1000x	Azur 3C44	45°C
4	31.62 mm	„Gen. 1“		1000x	Azur 3C44	30°C

Die Systemparameter des neuen Systems (Solarzellen EQE (EQE=External Quantum Efficiency, spektrale Antwort der Solarzelle), SOE Silikondaten (SOE=Sekundäroptik, engl. Secondary Optical Element), usw.) wurden mit den Projektpartnern IQE und Unterauftragnehmer FPV abgestimmt und in die theoretische, numerische Modellierung aufgenommen. Die Sekundäroptik-Geometrie soll als Vorgabe der Projektpartner nicht verändert werden.

Unter Vorgaben aus dem Modulbau wurden die neuen Aperturkantenlängen der Primäroptik auf 30,26 mm (Generation 2) bzw. 31,62 mm (Generation 3) festgelegt. Unter Abwägung der zu erwartenden optischen Verluste (z.B. Beugung an Fresnelkanten (Hornung and Nitz 2014)) wurden Fresnel-Geometrien für unterschiedliche Brennweiten berechnet und schließlich die Bestrahlungsverteilung auf der Solarzelle in Strahlverfolgungsrechnungen simuliert.

Ausgehend vom Design Generation 1 kann die angestrebte geometrische Konzentration (1000x) durch Anpassung von Apertur und Brennweite der Primäroptik sowie der Modulhöhe erreicht werden. Die theoretische/simulierte optische Effizienz aufgetragen gegen Neigungswinkel für die Generationen 1 und 2 sind in Abbildung 3 gezeigt. Bezogen auf das Status quo System (Generation 1) wird der Akzeptanzwinkel von Designs mit höherer Konzentration voraussichtlich sinken. Mit Erhöhung der Primäroptikbrennweite steigt die optische Effizienz bei idealer Ausrichtung und der Akzeptanzwinkel sinkt weiter.

Die Bestrahlungsverteilungen auf der Solarzellenebene unter Verkippung um 0.6° (der Neigungswinkel übersteigt damit nicht den zuvor ausgerechnet Akzeptanzwinkel) mittels Strahlenverfolgung für die Generationen 1 und 2 sind in Abbildung 4 für eine Wellenlänge dargestellt. Ziel ist es, dass die Bestrahlung möglichst in einem Bereich von 1,0 mm x 1,0 mm (aktive Zellfläche) auf der Zellebene bleiben.

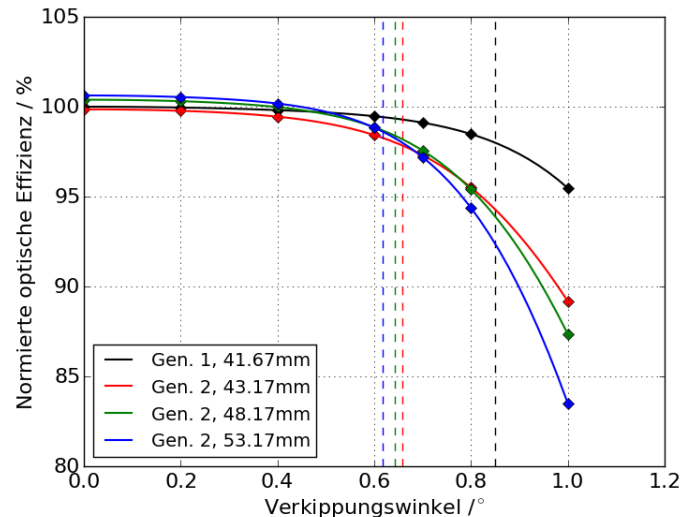


Abbildung 3: Simulation der optischen Effizienz gegen Neigungswinkel unter Angabe des 98%-Akzeptanzwinkels (gestrichelte Linien) für die Generationen 1 und 2. Die Effizienzwerte wurden auf die der Generation 1 ohne Verkippung normiert. Die Solarzelle wurde mit einer Größe von 1,3mm x 1,3mm angesetzt.

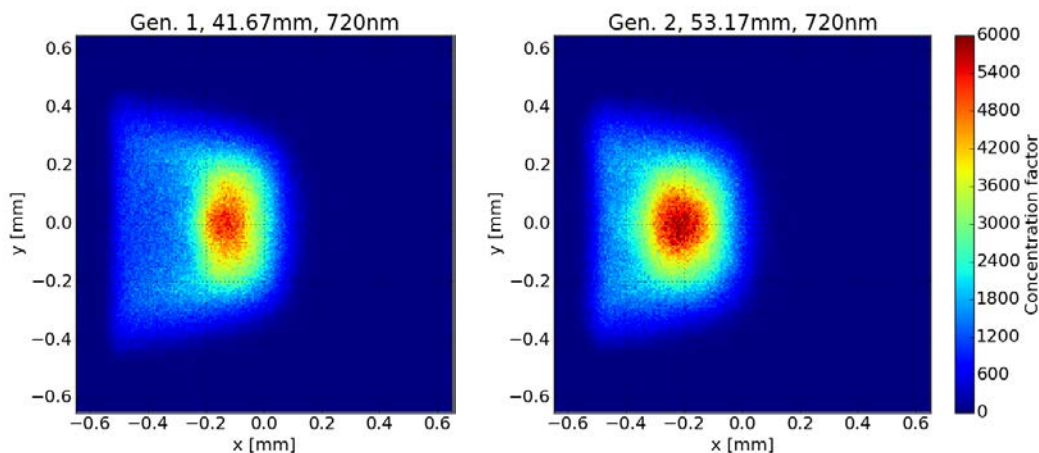


Abbildung 4: Bestrahlungsverteilung (ausgedrückt durch die optische Konzentration) bei Verkippung um 0.6° und einer Wellenlänge von 720 nm für die Generationen 1 und 2.

Für die weitere Optimierung wurde der Kurzschlussstrom bezogen auf die Aperturfläche der Primäroptik als neuer Gütefaktor eingeführt. Dadurch wird die externe Quanteneffizienz der Solarzelle in die Systemauslegung einbezogen.

Ein wichtiger Aspekt bei der Auslegung von Generation 3 betrifft dabei den Abstand zwischen den beiden Optiken (dieser beeinflusst wesentlich die Modulhöhe), da die Sekundäroptik-Geometrie nicht verändert werden soll und damit die Sekundäroptik nicht auf die untersuchten Primäroptiken aus Generation 2 und 3 optimiert werden kann. Das Ergebnis einer Abstandsoptimierung mit zehn verschiedenen Generation 3 Primäroptiken (mit unterschiedlichen Brennweiten) und der unveränderten Sekundäroptik aus Generation 1 ist in Abbildung 5 gezeigt. Diese Darstellung erlaubt es anhand der gewünschten Modulhöhe die Fresnellinse für Generation 3 auszuwählen, mit welcher der höchste Kurzschlussstrom bei idealer Ausrichtung erreicht wird. Als Metrik dient hier der auf die jeweilige Primäroptikapertur

bezogene theoretische Kurzschlussstrom bei idealer Ausrichtung, auch im Vergleich zum Generation 1 System. Es zeigt sich, dass ein höherer normierter Kurzschlussstrom mit dem neuen Design möglich ist, wenn die Modulhöhe erhöht wird.

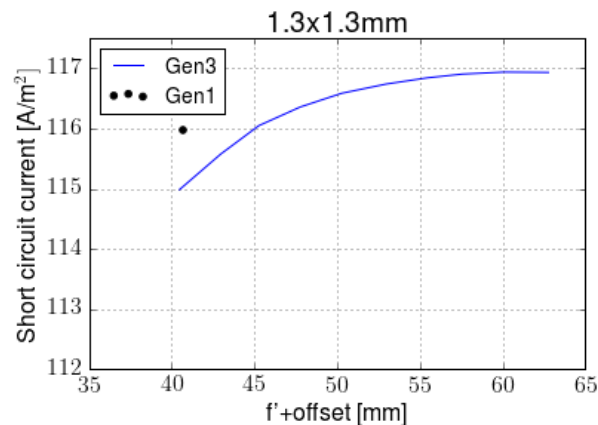


Abbildung 5: Simulation des Kurzschlussstromes bei idealer Systemausrichtung in die Einfallrichtung der direkten Solarstrahlung bezogen auf die Eingangsapertur der Primäroptik für verschiedene Brennweiten der Primäroptik (hier: Generation 3 Linsen), jeweils mit dem optimalen Zell-Linse-Abstand. Die Solarzelle wurde mit einer Dimension von 1,3mm x 1,3mm angenommen.

Zur Auswahl des finalen Generation 3 Designs wurde als führendes Kriterium der 98%-Akzeptanzwinkel bei Verkippung der Optik gegen die Einfallrichtung der direkten Solarstrahlung betrachtet. Der Akzeptanzwinkel ist ein Gütekriterium zur Fehlertoleranz eines Optikdesigns und ist seinerseits definiert über den Abfall des Kurzschlussstromes (bezogen auf der Apertur der Primäroptik) auf einen gegebenen Schwellenwert (hier: 98% des Wertes ohne Verkippung). Für Designs unterschiedlicher Brennweite wurde der Abstand Zelle zu Linse nachoptimiert (ähnlich wie in Abbildung 5). Es zeigt sich, dass eine Nachoptimierung des Zell-Linse-Abstandes zwar zu einem leicht höheren Kurzschlussstrom bei idealer Ausrichtung führt, dabei aber der 98%-Akzeptanzwinkel signifikant sinkt (s. Abbildung 6 links).

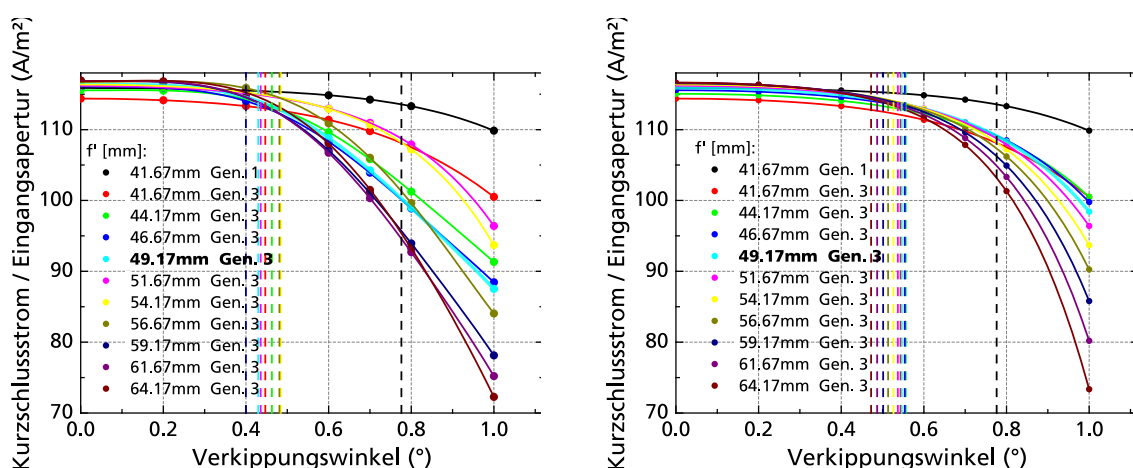


Abbildung 6: Abfall des Kurzschlussstromes mit Verkippungswinkel, ausgewertet auf einer Zellfläche von 1,3x1,3 mm² mit Nachoptimierung des Zell-Linse-Abstandes ($f' + offset = f + 0,67 \text{ mm} + offset$) hinsichtlich maximalem Kurzschlussstrom bei idealer Ausrichtung (links) und ohne Nachoptimierung des Zell-Linse-Abstandes (rechts).

Aus diesem Grund wurde entschieden, den Zell-Linse-Abstand nicht auf den maximalen Kurzschlussstrom bei idealer Ausrichtung zu optimieren. Das letztendlich ausgewählte optische Design für Generation 3 mit Brennweite der Primäroptik von 48,5 mm und Zell-Linse-Abstand von 49,17 mm (hellblaue Kurve in Abbildung 6, rechts) gewährleistet, verglichen mit dem status quo System („Gen 1“, schwarze Kurve in Abbildung 6, rechts), einen leicht höheren Kurzschlussstrom bei idealer Ausrichtung zusammen mit einer moderaten Reduzierung des 98%-Akzeptanzwinkels. Die Modulhöhe bleibt auch nach der Erhöhung um insgesamt 7,5 mm gegenüber Generation 1 relativ gering, so dass die Bezeichnung als „flaches Modul“ – ein Alleinstellungsmerkmal des gesamten Konzepts – nicht kompromittiert wurde. Die Firma Orafol Fresnel Optics hat Muster der Generation 3 Primäroptik als Silikon-auf-Glas (engl. Silicone on Glass, SOG) Fresnellinsen hergestellt.

6.1.2 Exploratorische Optimierung der Sekundäroptik

Aus Gründen der Kosten- und Ressourceneffizienz wurde für das im Rahmen des Projektes entwickelte Moduldesign Generation 3 keine eigene Sekundäroptik entwickelt, sondern eine vorhandene Domlinse, optimiert für das status quo System Generation 1, zugrunde gelegt. Damit stellt sich natürlich die Frage ob (für zukünftige Weiterentwicklungen) die Systemperformance erhöht werden könnte, wenn man für die neue Primäroptik ein angepasstes Sekundäroptikdesign verwenden würde. Daher wurde exploratorisch untersucht, ob allein durch Anpassung der Sekundäroptik eine höhere Systemperformance erreicht werden kann. Zu diesem Zweck wurde die Linsengeometrie in Abbildung 7(a) (rot) erstellt. Der simulierte resultierende Kurzschlussstrom als Bezugsgröße ist in Abbildung 7(b) aufgetragen gegen die Betriebstemperatur der Linsen. Es ist zu erkennen, dass höhere Kurzschlussströme erreicht werden können, wobei der Gewinn bei tieferen Betriebstemperaturen stärker ausgeprägt ist. Im Gegenzug zum erhöhten Kurzschlussstrom sinkt aber der Akzeptanzwinkel des Systems mit der neuen Sekundäroptik leicht (hier nicht gezeigt).

Eine weitere Verbesserung der Performance ist grundsätzlich möglich. Eine gezielte Optimierung, insbesondere im Spannungsfeld zwischen Photostrom und Winkelakzeptanz, oder gar eine Gesamtoptimierung von Primär- und Sekundäroptik wurde zwar perspektivisch andiskutiert, übersteigt aber den Rahmen des vorliegenden Projektes.

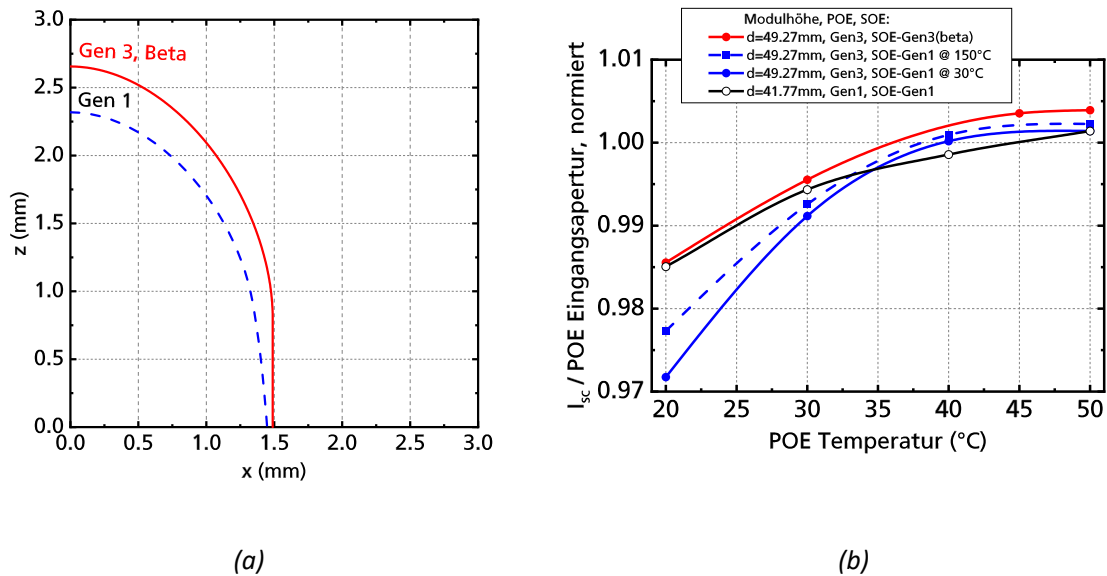


Abbildung 7: (a) Gegenüberstellung von alter (blau) und neuer (rot) Sekundäroptikgeometrie. Der Rand ab 1,5 mm ist optisch inaktiv und kann zur Verbesserung der Herstellbarkeit mit einer flacheren Flanke ersetzt werden. (b) Simulierter theoretischer Kurzschlussstrom bezogen auf die Eingangsapertur (zur Ermöglichung des Vergleichs mit dem „Gen1“ Design) und normiert bei verschiedenen Betriebstemperaturen der SOG Primäroptik für das Design „Gen3“ mit altem und neuem SOE (SOE-Gen1 bzw. SOE-Gen3(beta)) sowie für das status quo Design. Die Verbindungslinien zwischen den simulierten Datenpunkten dienen zur Orientierung.

6.1.3 Optische Simulationen zur Unterstützung der Zellentwicklung

Für das neu erstellte optische Design „Generation 3“ wurden Bestrahlungsstärkeverteilungen auf der Solarzellenebene durch wellenlängenaufgelöste Strahlverfolgungsstudien ausgewertet (s. Abbildung 8). Diese wurden von den Projektpartnern verwendet, um die Kontaktfinger für die verschiedenen im Rahmen des Projektes herzustellenden Solarzellentypen optimal zu dimensionieren.

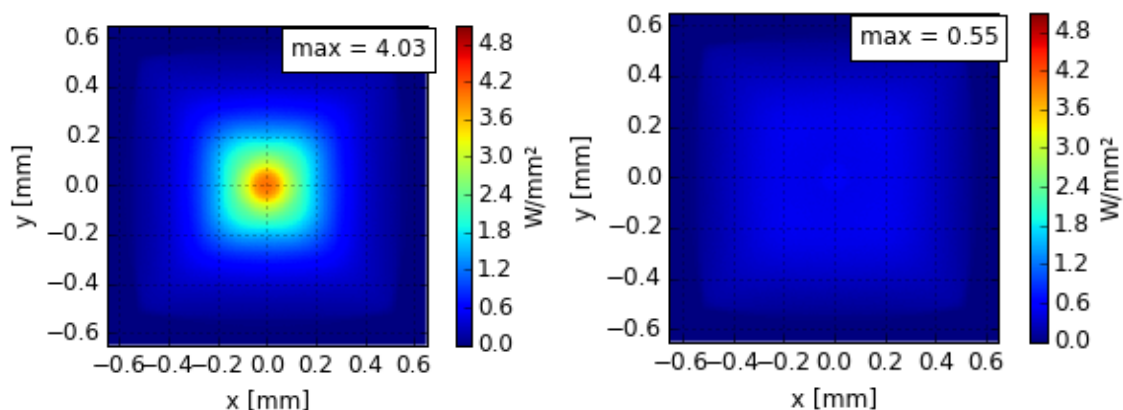


Abbildung 8: Bestrahlungsstärkeverteilung auf der Solarzellenebene (aktive Solarzellenfläche 1,0x1,0 mm²) unter der Annahme des wesentlichen Anteils (von 300 bis 1900 nm) des gesamten Eingangssonnenspektrums G173-03 (links), sowie unter der Annahme des für die gewöhnlich strombegrenzende obere Teilzelle relevanten Wellenlängenbereichs von 300 bis 680 nm (rechts); beide für den Fall einer ideale Ausrichtung zur Sonne.

6.1.4 Untersuchung von Temperatureffekten

Die thermisch induzierte Brennweitenänderung der Primäroptik (Generation 2 und 3) konnte durch Extrapolation der Effekte vergleichbarer Linsensysteme auf etwa 0,5mm/10K abgeschätzt werden. Strahlverfolgungsrechnungen mit Variation der Brennweite (s. Abbildung 6) zeigen außerdem, dass eine Brennweitenänderung um +1mm von der besten Brennweite mit einer theoretischen Kurzschlussstromänderung von etwa +-1% verknüpft ist. Führt man diese beiden Ergebnisse zusammen, bedeutet eine Temperaturänderung von +-20K eine theoretische Änderung des Kurzschlussstroms von +-1%. Bei dieser Betrachtung ist noch nicht enthalten die Defokussierung durch thermisch induzierte geometrische Deformation von Primär -und Sekundäroptik, d.h. insgesamt ist gegenüber der Abschätzung ein leicht höherer Kurzschlussstromverlust zu erwarten.

Temperatureffekte auf das optische Verhalten wurden auch anhand von vorhandenen Erfahrungswerten und in Absprache mit den Projektpartnern als gering eingeschätzt und wurden nicht bei der Optimierung für Generation 3 berücksichtigt, blieben aber Gegenstand der quantitativen Untersuchung im Rahmen des Projektes.

Um den Temperatureffekt auf das optische System auch quantitativ zu bewerten, wurden die Verformungen der Primäroptik-Geometrien in FEM Rechnungen für unterschiedliche Betriebstemperaturen modelliert. Die Deformation der Sekundäroptik-Geometrie wurde in FEM Rechnungen für eine Betriebstemperatur von 30°C (ausgehend von einer typischen Abformtemperatur von 150°C) simuliert (s. AP4). Diese deformierten Geometrien sind Ausgangspunkt von Strahlverfolgungsrechnungen, um mit einer Quanteneffizienz der Dreifachsolarzelle 3C44C von Azur Space einen theoretischen Kurzschlussstrom als Bewertungskriterium zu berechnen. Damit der Vergleich mit der bisherigen Optik Status Quo funktioniert, werden diese Ströme auf die Eingangsapertur bezogen und anschließend normiert. Zur Verdeutlichung der Temperatureffekte wurde zusätzlich ein temperaturangepasstes Linsendesign auf Basis von Generation 3 erstellt (im Folgenden als „Generation 4“ bezeichnet) und den Generationen 1 und 3 gegenübergestellt. Die Ergebnisse sind in Abbildung 9 dargestellt.

Trotz der wesentlich höheren geometrischen Konzentration hat ein System mit Generation 3 oder Generation 4 Primäroptik das Potenzial, eine vergleichbare Kurzschlussstromdichte wie im Ausgangssystem („Status Quo“) zu erzielen. Üblicherweise befindet sich das Optimum einer nicht-temperaturangepassten Primäroptik in der Nähe der Abformtemperatur (40-50°C) für eine SOG Fresnellinse. Dieses Optimum kann durch eine Temperaturanpassung des Designs (Anwendung einer „TAFL“ Technologie des Fraunhofer ISE – Temperatur-Angepasste Fresnel-Linse) zu kleineren Temperaturen verschoben werden, wie in Abbildung 9 gezeigt. Im vorliegenden Fall erfolgte die Anpassung auf eine Betriebstemperatur von 30°C, für andere Ziel-Betriebstemperaturen wäre die Anpassung entsprechend zu wiederholen.

Um den Einfluss von Temperaturänderungen auf die Funktion einer Sekundäroptik abzuschätzen, wurde neben der abgekühlten Sekundäroptik-Geometrie (konstant 30°C, durchgezogene Linien in der Abbildung) die Produktionsgeometrie (konstant 150°C, gestrichelte Linie „originale SOE Geometrie“) ebenfalls bewertet. Es zeigt sich, dass im Rahmen der gewählten Simulationsparameter die thermisch induzierte Deformation der Sekundäroptik nur einen geringen Einfluss auf den Systemertrag (Kurzschlussstrom) hat, wodurch die entsprechende schon früher im Projekt getroffene Annahme anhand von Erfahrungswerten und Diskussionen bestätigt werden konnte. Als Konsequenz wurde darauf verzichtet, den Messplatz zur Charakterisierung der thermischen Effekte auf die Sekundäroptik auszubauen.

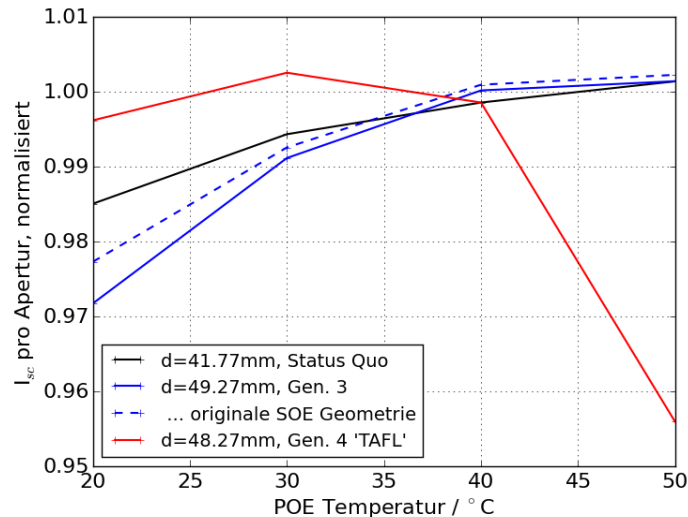


Abbildung 9: Potenzielle, limitierende Kurzschlussströme des optischen Systems in ALCHEMI für verschiedene Primäroptikgeometrien (Status Quo, Gen. 3 und Gen. 4) bei variabler Betriebstemperatur. Die Deformation der originalen SOE-Soll-Geometrie bei Abkühlen von Produktionstemperatur auf Betriebstemperatur = 30°C wurde in FEM-Rechnungen modelliert und als Geometrie für alle gezeigten Betriebstemperaturen hinterlegt (durchgezogene Linien). Zum Vergleich zeigt die gestrichelte Linie das Verhalten einer SOE bei Sollgeometrie entsprechend einer Abformtemperatur von 150°C. Parameter d in der Legende entspricht dem Deckglasabstand, also dem Abstand zwischen Solarzellenoberfläche und Glasträger-Unterseite der Primäroptiken.

6.1.5 Optische Messungen an Prototypen

Die Primäroptik Generation 3 wurde von der Firma Orafol Fresnel Optics gefertigt und ISE zur Verfügung gestellt. Der bei Fraunhofer ISE vorhandene Linsenmessplatz wurde an die relativ kleinen Primäroptikaperturen angepasst und Messungen an zwei Prototypen wurden durchgeführt. Die Messergebnisse entsprechen den Erwartungen und zeigen eine gute Übereinstimmung mit den simulierten Werten, womit die Freigabe der Produktion von Linsenplatten (Linsenarrays) argumentativ unterstützt wurde. Dazu wurde bilateral ein Messbericht an Projektpartner IQE verschickt, um die Ergebnisse zu dokumentieren. IQE entschied sich dazu, die Produktion von Linsenplatten mit Linsendesign Generation 3 zu veranlassen.

Die im Projekt geplante Messung der Bestrahlungsstärkeverteilung an der Austrittsapertur der Sekundäroptik würde eine aufwendige Probenpräparation erfordern. Zum einen ist es sinnvoll die Bestrahlungsstärke genau am Ort der Solarzellenoberfläche zu vermessen. Um das sicherzustellen sollte an dieser Grenzfläche statt der Solarzelle ein Diffusor angebracht werden. Aufgrund der verwendeten Herstellungsmethode der Silikon-Domlinse mittels Überspritzen der Solarzelle würde eine Probenpräparation durch Überspritzen der Diffusorfolie einen unverhältnismäßig hohen Aufwand beim externen Unterauftragnehmer bedeuten und das Ergebnis ist nicht vorherzusagen. Abbildung 10 zeigt eine Mikroskop-Aufnahme einer Silikon-Sekundäroptik, welche aufwändig von der Solarzelle getrennt wurde. Zum anderen stellt die relativ zur kleinen Aperturfläche (1mm×1mm aktive Zellfläche) grobe Struktur des bisher erprobten Diffusors eine Einschränkung hinsichtlich der Auflösung der Aufnahme dar. Nach Absprache mit den Projektpartnern wurde beschlossen die Vermessung der Bestrahlungsstärkeverteilung nicht weiter zu verfolgen und stattdessen wurde, ergänzend zu AP3.2, die exemplarische Entwicklung einer neuen Domlinse vorgenommen, wie zuvor in Abschnitt 6.1.2 beschrieben.

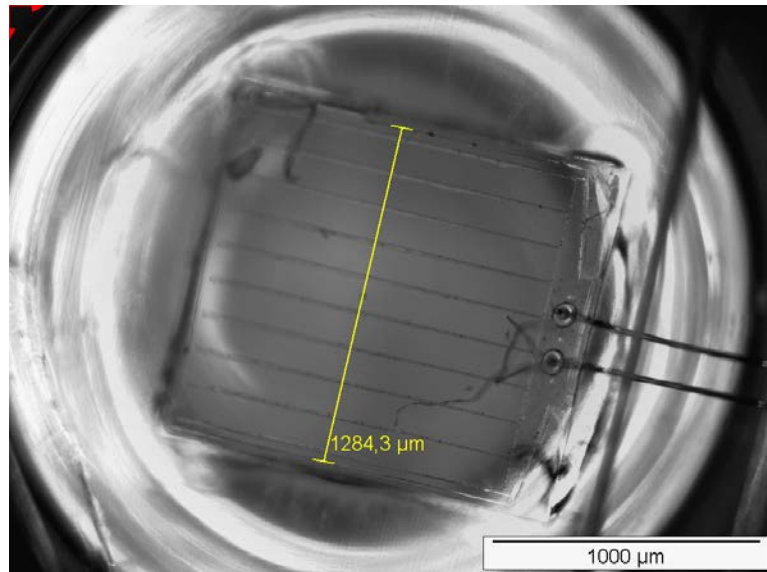


Abbildung 10: Mikroskop-Aufnahme der Austrittsapertur einer Silikon-Domlinse, welche vorher mechanisch von der Solarzelle getrennt wurde.

Die in AP3.4 ursprünglich geplante optische Charakterisierung der Primäroptik bei unterschiedlicher Linsentemperatur würde nur bedingt Aufschluss über die Temperaturabhängigkeit des Systems geben, da der kompensierende Effekt der Sekundäroptik experimentell nicht berücksichtigt werden kann. Unabhängig davon wird nicht mehr angestrebt das thermische Verhalten von Sekundäroptiken experimentell zu charakterisieren. Ergebnisse der optischen Simulationen in AP3.1 (s. Abschnitt 7.1.4 hier) motivieren diese Entscheidung.

Im Rahmen von AP4.4 wurde die Temperaturabhängigkeit eines Minimoduls anhand vermessen und ist in (Abbildung 17) nachfolgend gezeigt.

6.2 Arbeitspaket AP4: Moduldesign, Modulherstellung und Modulperformance

6.2.1 Review des Fullsun Gen1 Designs und Erstellung eines neuen Designs

Die Projektpartner IQE/FullsunPV wurden in der Festlegung des Designs der Solarzellenmetallisierung und des Moduls durch Diskussion unterstützt. Die Größen der Modulkomponenten wurden auch auf Basis von thermischen Simulationen der erwarteten Betriebstemperatur im Modul festgelegt. Die Simulationen zur Untersuchung der Temperaturverteilung in der Solarzelle mit Sekundäroptik und Wärmespreizer wurden in der Software SolidWorks durchgeführt. Zunächst wurde in Absprache mit den Projektpartnern Fullsun und IQE ein Modell des Fullsun Moduls aufgebaut. Dazu wurden Dimensionen und Eigenschaften der eingesetzten Materialien ausgetauscht und definiert. In der thermischen Simulation nach der Finite-Elemente-Methode (FEM) wird der Wärmeeintrag durch Solarstrahlung auf die Solarzelle berücksichtigt. Die Wärme wird durch Wärmeleitung im Modell verteilt und durch Konvektion zum Modulinnern und nach Außen zur Umgebung abgegeben. Die Wärmeübertragungsmechanismen sind in Abbildung 12 skizziert. Für die FEM-Simulation wurde zunächst die notwendige Diskretisierung der Vernetzung bestimmt. Dann wurde in Simulationen verifiziert, dass Dünndrahtbonddrähte nicht entscheidend zur Wärmeverteilung beitragen. Das bedeutet, sie können vernachlässigt werden und dadurch kann das Modell vereinfacht werden. In der Simulation wird jedoch die inhomogene Einstrahlung auf die Solarzelle berücksichtigt. Dazu

wird das Strahlprofil aus AP 3.1 in 8 radiale und quadratische Abschnitte unterteilt, für die jeweils ein unterschiedlicher Wärmeeintrag definiert wird (siehe Abbildung 11).

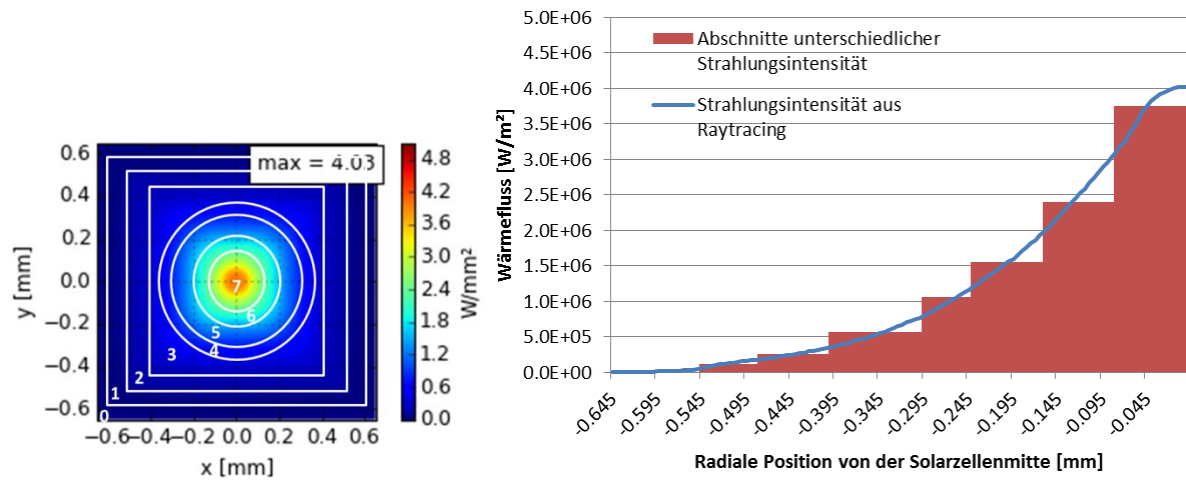


Abbildung 11: Simulierte radiale Strahlungsintensität auf die Solarzelle und Abschnitte mit unterschiedlichen Wärmeflüssen, die in der thermischen Simulation mit inhomogener Strahlverteilung berücksichtigt werden. Links: simulierte Einstrahlung (aus AP3) auf die Solarzelle und Einteilung in 8 Bereiche. Rechts Wärmefluss in die radialen Bereiche.

In Abbildung 12 ist eine Schnittansicht des Modells und die simulierte Temperaturverteilung in der Baugruppe für inhomogenen Wärmeeintrag auf die Oberfläche der Solarzelle gezeigt. Die simulierte Maximaltemperatur ist mit 376 K (ca. 103°C) bei inhomogener Bestrahlung 9 K höher als im Vergleich zu homogener Bestrahlung.

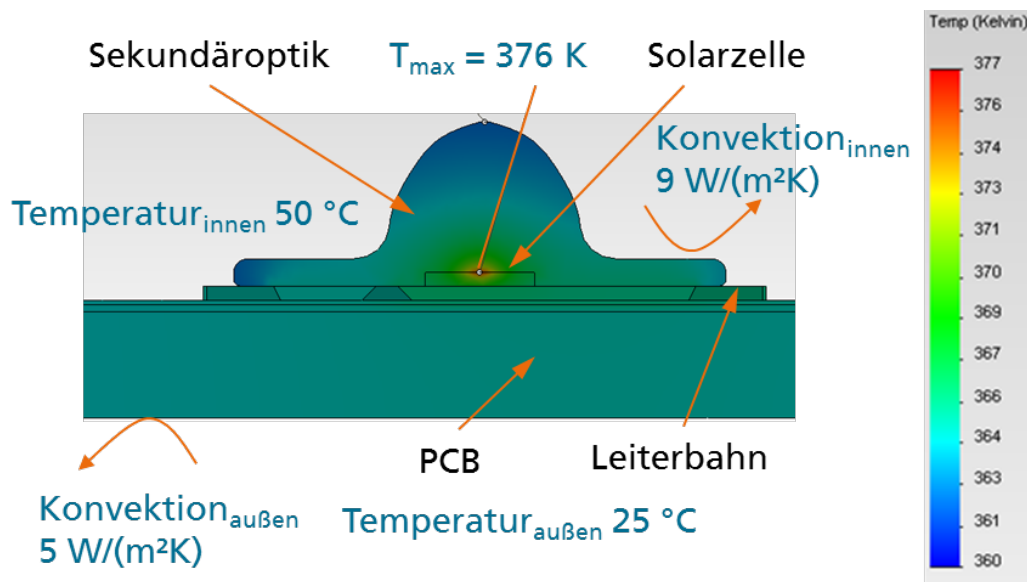


Abbildung 12: Schnittbild des Simulationsmodells und Wärmeübertragungsmechanismen (hier nur Konvektion). Simulierte Temperaturverteilung im Wärmespreizer (PCB mit Leiterbahn), Solarzelle und Sekundäroptik für inhomogenen Wärmeeintrag in die Solarzelle und Konvektion zu Luft im Modulinnern $9 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$ und nach Außen $5 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$. Die Maximaltemperatur unter den Simulationsbedingungen beträgt 376 K (ca. 103 °C) in der Solarzellenmitte.

Die Simulationsparameter wurden weiter verfeinert indem die Wärmestrahlung berücksichtigt wurde. Außerdem wurde der Konvektionskoeffizient im Innern auf $7 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$ reduziert. Es wurde eine ausführliche Parameterstudie zum thermischen Design des Modulaufbaus durchgeführt. Dabei wurden in dem Simulationsmodell die variablen bzw. angenommenen Umgebungsbedingungen des Emissionsgrads und der Konvektion zur Umgebung variiert. Der Emissionsgrad hängt stark von der Oberfläche der Modulrückseite ab. Für Aluminium sind in der Literatur unterschiedliche Werte zwischen 0.1 (poliertes Al) und 0.55 (eloxiert) zu finden. Durch eine Lackierung der Oberfläche oder schwarze Eloxalschicht könnte der Emissionsgrad auf 0.95 verbessert werden. Für die Konvektion nach außen ist freie Konvektion angenommen, mit dem kleinsten Wert für stehende Luft von $5 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$. Bei zusätzlicher Strömung (z.B. durch Wind) erhöht sich dieser. Hier wurde mit Werten bis $11 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$ gerechnet. Wie oben ausgeführt, wurde das inhomogene Strahlprofil der Optik berücksichtigt. In Abbildung 13 sind die Ergebnisse für die simulierten Temperaturbedingungen im Betrieb (d.h. der kumulierte Wärmeeintrag auf die Solarzelle beträgt 0.46 W) dargestellt. Die maximale Temperaturdifferenz zwischen höchster Solarzellentemperatur und Umgebung (25°C) von 46 K tritt bei geringster angenommener Emissivität (0.5) und geringster Konvektion auf ($5 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$) auf. Eine Erhöhung der Emissivität auf 0.77 und des Konvektionskoeffizienten auf $11 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$ verringert die Temperaturdifferenz auf 34 K . Die Ergebnisse wurden in (Duggan et al. 2018) veröffentlicht

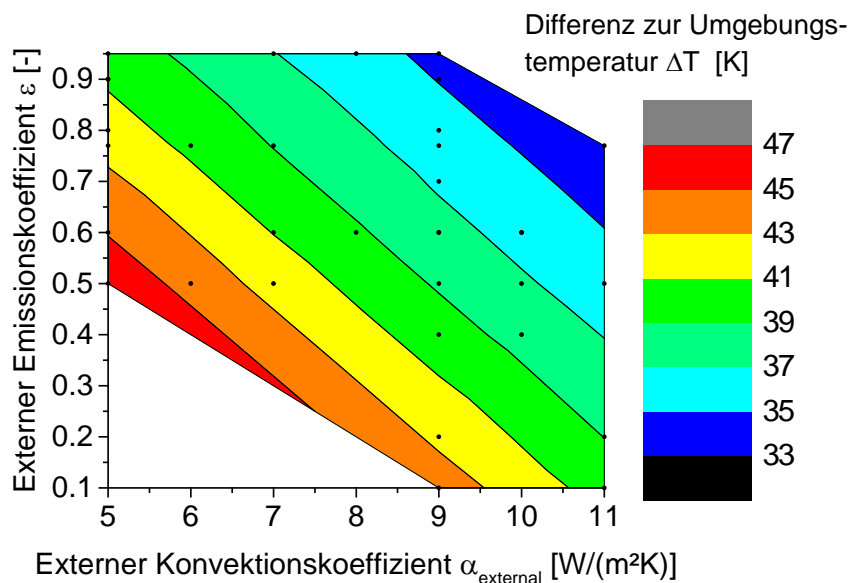


Abbildung 13: Simulierte Temperaturdifferenz ΔT für verschiedene Emissionsgrade der Rückseitenoberfläche und Konvektionsbedingungen zur Umgebung. Es ist das ΔT zwischen maximaler Solarzellentemperatur und Umgebungstemperatur von 25°C angegeben. Die Simulationsbedingungen sind: Temperatur im Modulinnern 50°C , Konvektionskoeffizient im Modulinnern $7 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$, Betriebsbedingung P_{MPP} (Wärmeeintrag auf die Solarzelle 0.46 W).

Darüber hinaus wurden thermo-mechanische Simulationen durchgeführt, um die Form der Sekundäroptik nach Abkühlung in der Herstellung zu bestimmen. Mit dieser neuen Kontur wurde ein angepasstes Strahlprofil auf die Solarzelle in AP 3 berechnet (s. Abbildung 9). Durch thermische Simulationen wurde überprüft, dass das neue Bestrahlungsprofil keinen signifikanten Einfluss auf die Temperaturverteilung hat.

Für die Auswahl der Zellen für die Testmodule wurden für den Projektpartner Fullsun sogenannte „Wafermaps“ erstellt, um ein Ranking in Bins nach unterschiedlichen Sortierkriterien zu erhalten (siehe Abbildung 14). Das ist empfohlen, da die Einstrahlungsintensität in der Charakterisierungsmethode zwischen den Zellen schwankt und diese die Effizienz beeinflusst. Zum einen wurde nach der Höhe der gemessenen Effizienz sortiert. In einem anderen Ansatz wurde in zwei Schritten sortiert, indem zunächst durch die normierten elektrischen Parameter der offenen Klemmspannung V_{OC} , des Kurzschlussstroms, des Füllfaktors FF und der maximalen elektrischen Leistung die Ausreisser aussortiert wurden und dann die besten Zellen nochmals nach den aussagekräftigsten Werten des V_{OC} und FF sortiert. Da die Wafer sehr homogen sind, ergaben sich keine Unterschiede bei der Wahl unterschiedlicher Sortierkriterien und die Empfehlung ist, den einfachsten Weg zu wählen und nach der Effizienz zu sortieren. Die Wafermaps wurden an Fullsun übergeben.



Abbildung 14: Wafermap für den Wafer 03(PGL587-011) sortiert und ausgewählt in Bins nach der Höhe der Effizienz.

6.2.2 Validierung des Moduldesigns in Außentests

Zur Bestätigung des Moduldesigns aus AP4.3 wurden Messungen an Proben von Solarzellen mit Sekundäroptik und Primäroptiken durchgeführt. Die Messungen wurden am Modul-Sonnensimulator des Fraunhofer ISE durchgeführt, da hier eine höhere Reproduzierbarkeit erzielt werden kann als bei Aussentests. In den verschiedenen Messungen wurde der Abstand zwischen Solarzelle und Primärlinse variiert. Als optimaler Zell-Linsenabstand für die AZUR Zelle wurde 50 mm bestimmt (siehe Abbildung 15). Das passt sehr gut zu den optischen Simulationen in AP3.2, in der eine um nur 0.8 mm niedrigere Höhe berechnet wurde. Für die Prototypen-Module wurde eine zur Messung ähnliche Modulbauhöhe gewählt (siehe auch (Duggan et al. 2019)).

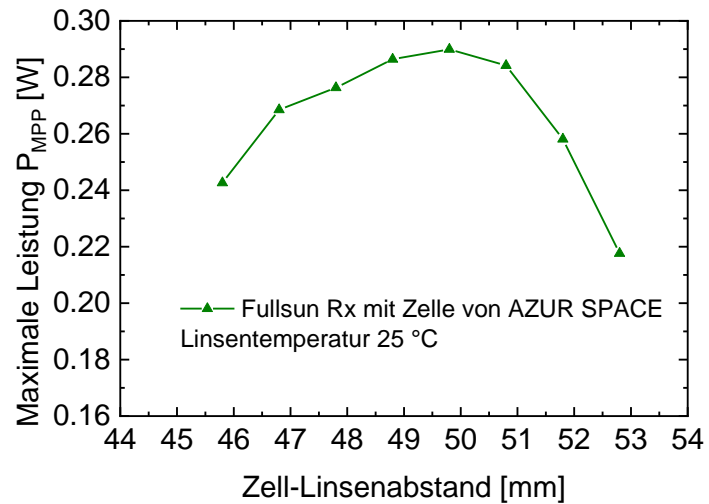
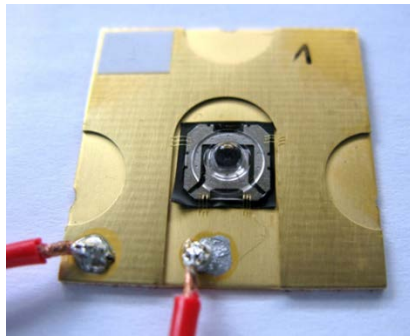


Abbildung 15: Links: temporär montierte Solarzellenbaugruppe Rx von Fullsun. Rechts: Messung der maximalen Leistung für verschiedene Zell-Linsenabstände am Beispiel der AZUR Solarzelle. Die Linsentemperatur betrug 25 °C.

Im Projekt werden außerdem Module mit Solarzellen unterschiedlicher Hersteller verglichen. Dazu wurde der optimale Zell-Linsenabstand für unterschiedliche Solarzellen gemessen und der relative Verlauf zu dem jeweiligen Maximum verglichen. Abbildung 16 zeigt, dass sich der Verlauf für unterschiedliche Solarzellen im Rahmen der Messunsicherheiten nicht grundlegend unterscheidet. Allerdings wurde im Modul für den 2. Zellhersteller ein etwas kürzerer und für den 1. Zellhersteller etwas längerer Zell-Linsenabstand ermittelt.

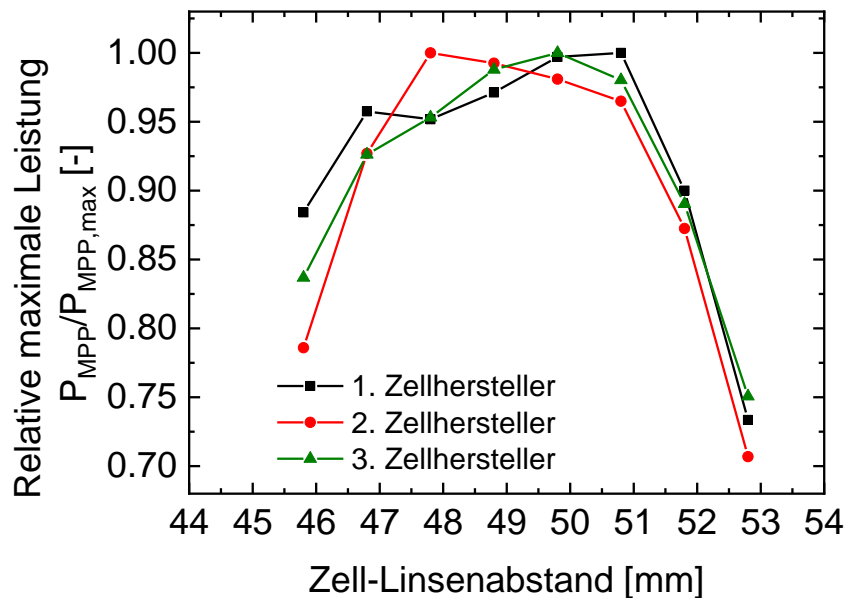


Abbildung 16: Relative maximale Leistung für verschiedene Zell-Linsenabstände. Im Projekt untersuchte Solarzellen unterschiedlicher Hersteller werden verglichen.

Da im Betrieb die Umgebungsbedingungen variieren, ist es wichtig zu verstehen, wie sich das Modul bei unterschiedlichen Außentemperaturen und damit Linsentemperaturen verhält. Daher wurden in einer weiteren Messreihe die elektrischen Charakteristika für verschiedene Linsentemperaturen bestimmt (Abbildung 17). Der Verlauf der Leistung setzt sich zusammen aus dem Einfluss des Füllfaktors und des Kurzschlussstroms. Der Peak in der Leistung kann zu einer anderen Temperatur verschoben werden, wenn ein anderer Zell-Linsenabstand gewählt wird.

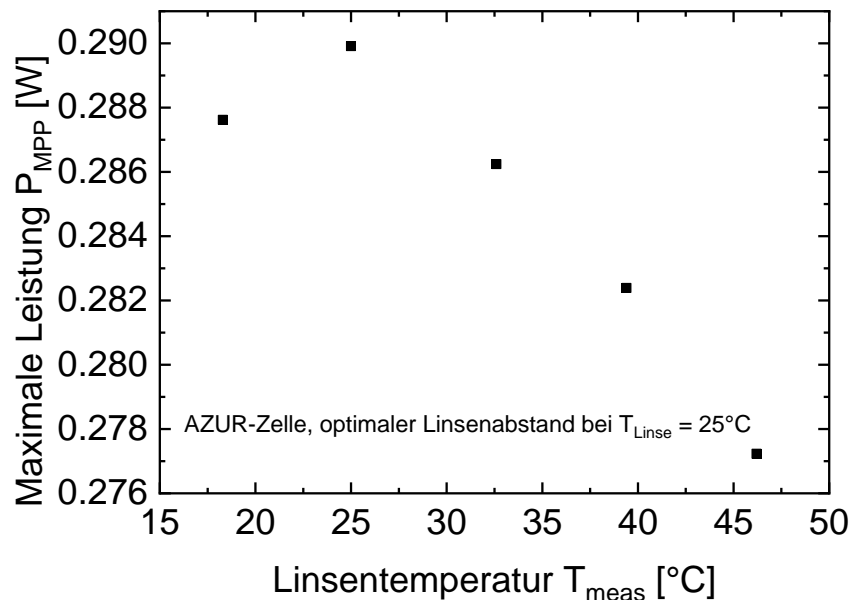


Abbildung 17: Punkt maximaler Leistung P_{MPP} (rechts) für verschiedene Linsentemperaturen T_{meas} . Der Zell-Linsenabstand wurde für einen optimalen Leistungsertrag bei einer Linsentemperatur von 25 °C gewählt.

Das Prototyp-Modul von „Alchemi 05“ wurde auf dem Außenteststand des Fraunhofer ISE montiert und elektrisch vermessen. Das Modul ist mit Zellen von AZUR aufgebaut. In Abbildung 18 rechts sind gemessene Strom-Spannungs-Kennlinien am Morgen des 12. Septembers gezeigt. Zur besseren Vergleichbarkeit wurde der Strom der I-V Kennlinien auf eine Einstrahlung von 1000 W/m² normiert. Es ist zu erkennen, dass mit Zunahme der Einstrahlung und der Umgebungstemperatur sich der Verlauf der Kennlinie stark ändert und die Leistung im Modul deutlich abnimmt. Auch zeigten Labormessungen des Moduls „Alchemi 05“ eine deutlich höhere elektrische Leistung als die Außenmessungen. Da in den Außenmessungen neben der DNI auch die Temperatur anstieg, wurde ein temperaturabhängiger Leistungsverlust vermutet und weiter untersucht.

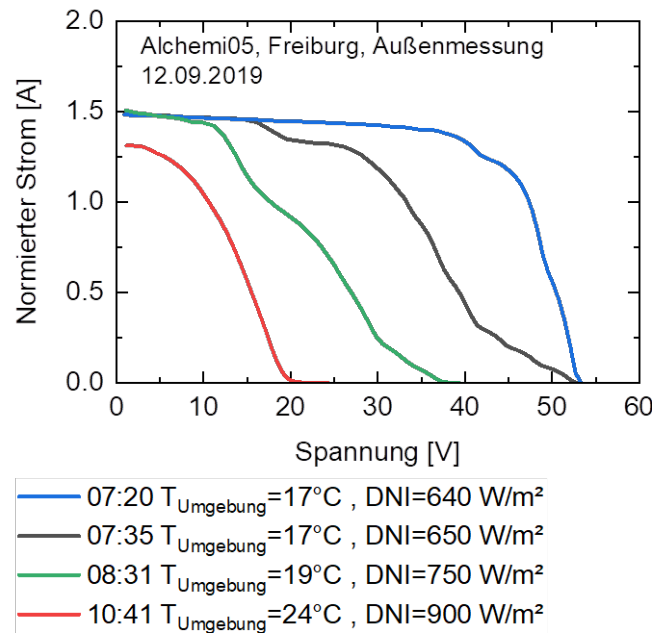
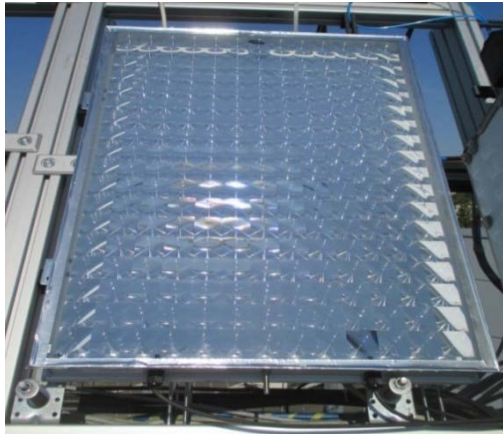


Abbildung 18: Links: Fullsun-Modul „Alchemi 05“ montiert auf dem Außenmesstand des Fraunhofer ISE. Rechts: I-V Kennlinien normiert auf eine Einstrahlung von 1000 W/m², gemessen am Morgen des 12.09.2019.

Dazu wurde in Absprache mit den Projektpartnern die Linsenplatte vom Modul entfernt, die Blockingdioden kurzgeschlossen und die Dunkelkennlinie bei unterschiedlichen Temperaturen vermessen. Ein von steigenden Temperaturen abhängiger Ausfall von einzelnen Zellen konnte beobachtet werden (siehe Abbildung 19). Nach und nach funktionieren die Solarzellenbaugruppen wieder bei sinkenden Temperaturen.

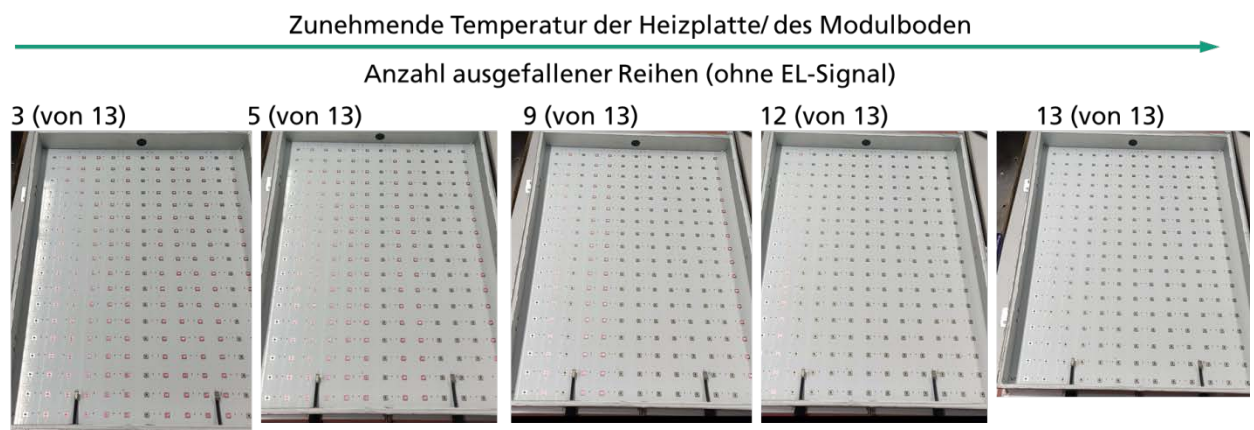


Abbildung 19: Ansicht auf die Bodenplatte bei Anlegen einer Spannung und Erhöhung der Temperatur (bis ca. 60 °C) der Heizplatte unter dem Modul. Die vertikalen Reihen sind Solarzellenbaugruppen in Serie geschaltet. Mit zunehmender Temperatur leuchten weniger Reihen durch Elektrolumineszenz (EL), d.h. sie fallen aus.

Darüber hinaus konnten durch mechanisches Drücken auf die Sekundäroptik einzelner Solarzellenbaugruppen die jeweiligen elektrischen Stränge wieder hergestellt werden (Abbildung 20). Damit ist es naheliegend zu vermuten, dass die Ursache für zunehmende Ausfälle bei steigender Temperatur vermutlich in einer thermischen Ausdehnung der silikonbasierten Sekundäroptik und damit einem minimalen Anheben des darin eingegossenen Dünndrahtbonds liegt. Dadurch verliert die Solarzelle ihren elektrischen Kontakt, der durch leichtes Andrücken wieder hergestellt werden kann.

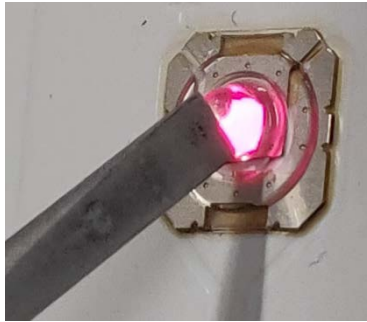


Abbildung 20: Aufleuchten der Solarzellenbaugruppe bei mechanischem Druck auf die Sekundäroptik während des Anlegens einer Spannung in negative Solarzellen-Stromrichtung (Elektrolumineszenz EL). Der Druck wurde auf der Seite des Dünndrahtbonds beaufschlagt.

Bei Untersuchung von unmontierten Solarzellenbaugruppen konnte das Ausfallen einzelner Solarzellenbaugruppen bis zu einer Temperatur von 60 °C zunächst nicht bestätigt werden. Nach erstmaligem Aufheizen auf 190 °C und anschließendem Abkühlen auf Raumtemperatur, konnte jedoch das Ausfallen einzelner Solarzellenbaugruppen bei 60 °C beobachtet werden. Eine Temperatur von 190 °C liegt beim Lötprozess der Solarzellenbaugruppe auf die Modulrückseite vor. Das könnte die Ursache dafür sein, dass vor der Modulmontage kein Fehler erkannt wurde.

Durch die detaillierte Analyse des Fehlverhaltens konnten dem Projektpartner wertvolle Hinweise auf die mögliche Fehlerursache im Fertigungsprozess des Moduls no.05 gegeben werden. Im Projekt hergestellte Module mit Solarzellen anderer Hersteller zeigten das hier dargestellte temperaturabhängige Verhalten nicht. Module mit diesen Solarzellen wurden im Projekt am ISFOC in Spanien vermessen.

7 Voraussichtlichen Nutzen und Verwertbarkeit des Ergebnisses im Sinne des Verwertungsplans

Die wesentlichen Erfolgsaussichten und Verwertungsperspektiven sind in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst. Für weitere Details sei auf den (vertraulichen) Erfolgskontrollbericht verwiesen.

Tabelle 3: Übersicht der Erfolgsaussichten und Verwertungsperspektiven

Verwertung	Bezeichnung	Zeithorizont
Wirtschaftliche Erfolgsaussichten	1. Module mit einem Wirkungsgrad von 37 %	Bei Projektende
	2. Integrierung kostengünstiger Fertigungstechnologie der Sekundäroptik in CPV Anwendung zur Erhaltung der Konkurrenzfähigkeit im internationalen Markt	Bei Projektende
Wissenschaftliche und technologische Erfolgsaussichten	1. Implementierung einer zweistufigen Konzentrator-Optik und Erreichen eines hohen Modulwirkungsgrad	Während Laufzeit
	2. Ausbau und Erweiterung von bestehenden Charakterisierungs-methoden, Labore und Messaufbauten	2018-2019
Wissenschaftliche und wirtschaftliche Anschlussfähigkeit	1. Ausbau von Know-How bzgl. CPV Technologie als Voraussetzung für weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeiten	Während Laufzeit
	2. Verwertung der entwickelten Technology bei Zulieferer, Komponentenentwickler und Materiallieferanten (z.B. Azur Space, Orafol Fresnel Optics, Wacker Chemie)	Nach Projektende
	3. Neu entwickelte und angepasste Charakterisierungs- und Simulationsmethoden als Dienstleistungsservice	Ab 2019
	3. Ausbildung von Fachleuten im CPV-Bereich sowie wissenschaftliche Veröffentlichungen und Teilnahme an internationalen Fachkonferenzen	Während Laufzeit

Als Forschungsinstitut verfolgt das Fraunhofer ISE keine direkten wirtschaftlichen Ziele und strebt selbst keine direkte wirtschaftliche Verwertung an. Im Projekt konnte erfolgreich Know-how aufgebaut werden und somit konnte die einzigartige Kompetenz, das Verständnis der Modulkomponenten und des kompletten Konzentratorsystems weiter ausgebaut werden. Die neuen Erkenntnisse sind die Basis für weitere Entwicklungen in der Konzentratorphotovoltaik und dienen dazu, die deutsche Industrie weiterhin bei Entwicklungen zu Komponenten und Systemen für die CPV zu unterstützen.

8 Fortschritte auf dem Gebiet des Projekts bei anderen Stellen

Die Konzentratorphotovoltaik zeichnet sich durch die hohen Wandlungswirkungsgrade von Sonnenenergie in elektrische Leistung aus. Der bisherige Wirkungsgrad unter Konzentration von 46 % (Dimroth et al. 2016) wurde während der Projektlaufzeit übertroffen. Der neuer Wirkungsgradrekord einer Mehrfachsolarzelle beträgt nun 47.1 % (Green et al. 2020; Geisz et al. 2020). Die Solarzelle hat 6 pn-Übergänge und wurde am NREL (National Renewable Energy Laboratory) entwickelt. Das zeigt, dass eine Erhöhung der Effizienz durch weitere Entwicklungsarbeiten möglich ist. In Deutschland wurde in dem laufenden, vom BMWi geförderten Verbund-Projekt „QuintUMM“ (FKZ 0324152) von der Firma AZUR eine Fünffachsolarzelle für die Anwendung in CPV Modulen entwickelt, die auf einem Upright-metamorphic (UMM) Ansatz basiert.

Derzeit sind weltweit CPV Kraftwerke mit einer kumulierten Leistung von 387 MW installiert (Wiesenfarth et al. 2018). Die größte Installation während der Projektlaufzeit wurde 2018 von der kanadischen Firma Saint-Augustin Canada Electric Inc. (STACE) in Betrieb genommen. Die Installation befindet sich in Frankreich (Lagarde d’Apt) und hat eine Leistung von 2,2 MWp (Stace Electric 2018). Jedoch wäre eine größere Anzahl an CPV Installationen notwendig, um von der „Economy of Scale“ zu profitieren und die CPV-Systemkosten weiter deutlich zu reduzieren.

Ein anderer Ansatz für weitere Kostensenkungen wird im Weg der Miniaturisierung der Komponenten verfolgt. Dort ist ein hoher Grad an Automatisierung in der Fertigung notwendig, da eine Vielzahl sehr kleiner Bauelemente montiert werden müssen (Domínguez et al. 2017; Wiesenfarth et al. 2018), was gleichzeitig aber weitere Kostensenkungen verspricht. Die Entwicklung neuer Modulkonzepte für die Mikro-CPV sind aktuell weltweit untersuchte Forschungsthemen (Ritou et al. 2017), industriell entwickeln die japanische Firma Panasonic (Akihiro Itou, Tetsuya Asano, Daijiro Inoue, Hidekazu Arase, Akio Matsushita, Nobuhiko Hayashi, Ryutaro Futakuchi, Kazuo Inoue, Masaki Yamamoto, Eiji Fujii 2014; Hayashi et al. 2017) und die Schweizer Firma Insoligth (Nardin et al. 2019) Modulkonzepte. Ein weiteres Modulkonzept wird von einem deutschen Industriekonsortium unter Koordination von Fraunhofer ISE im 2020 gestarteten, vom BMWi geförderten Verbundforschungs-Projekt „microCPV“ (FKZ 03EE1046A) entwickelt.

Für Module und Systeme der Konzentratorphotovoltaik konnte inzwischen eine sehr gute Langzeitstabilität und damit eine grundsätzlich erreichbare hohe Zuverlässigkeit nachgewiesen werden, auf Systemebene mit einer Betriebszeit von 8 Jahren (Martínez et al. 2017) und auf Modulebene von mehr als 10 Jahren (Wiesenfarth et al. 2019).

Fast zeitgleich mit ALCHEMI wurde das nationale Verbundforschungs-Projekt „CPVMod“ (FKZ 0324140B) von einem Industrie-geführten Konsortium unter Beteiligung des Fraunhofer ISE durchgeführt bzw. abgeschlossen. Dort wurde ein anderes Modulkonzept weiterentwickelt, das ebenfalls auf einer zweistufigen Optik beruht und bei dem eine neue Generation von III-V Mehrfachsolarzellen zum Einsatz kommen soll. Zu den konkreten Ergebnissen aus diesem Vorhaben sei auf den öffentlichen Schlussbericht des Projektes verwiesen.

9 Erfolgte und geplante Veröffentlichung der Ergebnisse

Die Ergebnisse des Projekts wurden während seiner Laufzeit veröffentlicht. Sie werden in zwei Kategorien eingeteilt.

9.1 Veröffentlichungen auf Konferenzen und Fachzeitschriften

Im Folgenden sind alle Veröffentlichungen angegeben, die im Rahmen des SOLAR-ERA.NET Gesamtprojektes entstanden sind. Veröffentlichungen mit Beteiligung des Fraunhofer ISE und Bezug zum hier berichteten nationalen Teilprojekt sind in Rot hervorgehoben.

Ochoa-Martínez, E.; Barrutia, L.; Ochoa, M.; Barrigón, E.; García, I.; Rey-Stolle, I. et al. (2018): **Refractive indexes and extinction coefficients of n- and p-type doped GaInP, AlInP and AlGaInP for multijunction solar cells.** In Photovoltaics, Solar Energy Materials, and Technologies: Cancun 2010 174, pp. 388–396. DOI: 10.1016/j.solmat.2017.09.028.

Barrutia, Laura; Barrigón, Enrique; García, Iván; Rey-Stolle, Ignacio; Algora, Carlos (2017): **Effect of Ge autodoping during III-V MOVPE growth on Ge substrates**. In Journal of Crystal Growth 475, pp. 378–383. DOI: 10.1016/j.jcrysgro.2017.06.022.

Huo, Pengyun; Galiana, Beatriz; Rey-Stolle, Ignacio (2017): **Comparison of Ti/Pd/Ag, Pd/Ti/Pd/Ag and Pd/Ge/Ti/Pd/Ag contacts to n-type GaAs for electronic devices handling high current densities**. In Semiconductor science and technology 32 (4), p. 45006. DOI: 10.1088/1361-6641/32/4/045006.

Huo, Pengyun; Rey-Stolle, Ignacio (2017): **Al-based front contacts for HCPV solar cell**. In. 13TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON CONCENTRATOR PHOTOVOLTAIC SYSTEMS (CPV-13). Ottawa, Canada, 1–3 May 2017: Author(s) (AIP Conference Proceedings), p. 40004.

Duggan, G.; Johnson, A. D.; Davies, J. I.; Nitz, P.; Wiesenfarth, M.; Jakob, P. et al. (2018): **ALCHEMI – A low cost, high efficiency, optoelectronic HCPV module for 1000× operation**. In. 14TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON CONCENTRATOR PHOTOVOLTAIC SYSTEMS (CPV-14). Puertollano, Spain, 16–18 April 2018: Author(s) (AIP Conference Proceedings), p. 20005.

Huo, Pengyun; Lombardero, Iván; García, Iván; Rey-Stolle, Ignacio (2019): **Enhanced performance of GaInP/GaAs/Ge solar cells under high concentration through Pd/Ge/Ti/Pd/Al grid metallization**. In Prog. Photovolt.: Res. Appl. 27 (9), pp. 789–797. DOI: 10.1002/pip.3149.

Duggan, Geoff; Johnson, Andrew D.; Davies, J. Iwan; Nitz, Peter; Wiesenfarth, Maik; Iankov, Dimitre et al. (2019): **Update on project ALCHEMI – A low cost HCPV module for 1000 sun operation**. In : 15th International Conference on Concentrator Photovoltaic Systems (CPV-15). 15th International Conference on Concentrator Photovoltaic Systems (CPV-15). Fes, Morocco, 25–27 March 2019: AIP Publishing (AIP Conference Proceedings), p. 30002.

9.2 Bachelor-, Masterarbeiten

Im Rahmen des Projekts sind keine Abschlussarbeiten entstanden.

9.3 Veröffentlichungen im Internet und in den Medien

Der Projektinhalt und aktuelle Ergebnisse wurden auf der Internetseite des Fraunhofer ISE präsentiert. Der Inhalt wurde jährlich aktualisiert.

<https://www.ise.fraunhofer.de/de/forschungsprojekte/alchemi.html> (Letzter Abruf: 21.6.2020)

9.4 Sonstige Veröffentlichungen

Das Konsortium des SOLAR-ERA.NET Projektes „ALCHEMI“ (Projekt-Logo siehe rechts) hat Projektergebnisse in einer Vielzahl von Aktivitäten publiziert und verbreitet. Diese sind im Gesamt-Abschlussbericht des SOLAR-ERA.NET Projektes aufgelistet, auf den hier verwiesen sei.



10 Literatur

- Akihiro Itou, Tetsuya Asano, Daijiro Inoue, Hidekazu Arase, Akio Matsushita, Nobuhiko Hayashi, Ryutaro Futakuchi, Kazuo Inoue, Masaki Yamamoto, Eiji Fujii (2014): High-efficiency thin and compact concentrator photovoltaics using micro-solar cells with via-holes sandwiched between thin lens-array and circuit board. In *Japanese Journal of Applied Physics* 53 (4S). DOI: 10.7567/JJAP.53.04ER01.
- Dimroth, Frank; Tibbits, Thomas N. D.; Niemeyer, Markus; Predan, Felix; Beutel, Paul; Karcher, Christian et al. (2016): Four-Junction Wafer-Bonded Concentrator Solar Cells. In *IEEE J. Photovolt.* 6 (1), pp. 343–349. DOI: 10.1109/jphotov.2015.2501729.
- Domínguez, César; Jost, Norman; Askins, Steve; Victoria, Marta; Antón, Ignacio (2017): A review of the promises and challenges of micro-concentrator photovoltaics. In : 13th International Conference on Concentrator Photovoltaic Systems. AIP Conference Proceedings 1881. CPV-13. Ottawa, Canada, 01.–03.05.2017. Melville, N.Y.: American Institute of Physics (AIP Conference Proceedings, 1881), p. 80003.
- Duggan, G.; Johnson, A. D.; Davies, J. I.; Nitz, P.; Wiesenfarth, M.; Jakob, P. et al. (2018): ALCHEMI – A low cost, high efficiency, optoelectronic HCPV module for 1000× operation. In. 14TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON CONCENTRATOR PHOTOVOLTAIC SYSTEMS (CPV-14). Puertollano, Spain, 16–18 April 2018: Author(s) (AIP Conference Proceedings), p. 20005.
- Duggan, Geoff; Johnson, Andrew D.; Davies, J. Iwan; Nitz, Peter; Wiesenfarth, Maik; Iankov, Dimitre et al. (2019): Update on project ALCHEMI – A low cost HCPV module for 1000 sun operation. In : 15th International Conference on Concentrator Photovoltaic Systems (CPV-15). 15th International Conference on Concentrator Photovoltaic Systems (CPV-15). Fes, Morocco, 25–27 March 2019: AIP Publishing (AIP Conference Proceedings), p. 30002.
- Geisz, John F.; France, Ryan M.; Schulte, Kevin L.; Steiner, Myles A.; Norman, Andrew G.; Guthrey, Harvey L. et al. (2020): Six-junction III–V solar cells with 47.1% conversion efficiency under 143 Suns concentration. In *Nat Energy* 5 (4), pp. 326–335. DOI: 10.1038/s41560-020-0598-5.
- Green, Martin A.; Dunlop, Ewan D.; Hohl-Ebinger, Jochen; Yoshita, Masahiro; Kopidakis, Nikos; Ho-Baillie, Anita W.Y. (2020): Solar cell efficiency tables (Version 55). In *Prog. Photovolt., Res. Appl.* 28 (1), pp. 3–15. DOI: 10.1002/pip.3228.
- Hayashi, Nobuhiko; Terauchi, Masaharu; Aya, Youichirou; Kanayama, Shutetsu; Nishitani, Hikaru; Nakagawa, Tohru; Takase, Michihiko (2017): Thin concentrator photovoltaic module with micro-solar cells which are mounted by self-align method using surface tension of melted solder. In : 13th International Conference on Concentrator Photovoltaic Systems. AIP Conference Proceedings 1881. CPV-13. Ottawa, Canada, 01.–03.05.2017. Melville, N.Y.: American Institute of Physics (AIP Conference Proceedings, 1881), p. 80005.
- Hornung, T.; Nitz, P. (2014): Light diffraction by concentrator Fresnel lenses. In *Opt. Express* 22 (S3), pp. A686-A704. DOI: 10.1364/oe.22.00a686.
- IEC: 62670 CONCENTRATOR PHOTOVOLTAIC (CPV) PERFORMANCE TESTING. Part 1: Standard Conditions.
- Krause, Rainer; Piccin, Matteo; Blanc, Nicolas; Rico, Miguel Muñoz; Charles-Alfred, Cedric; Drazek, Charlotte et al. (2014): Wafer bonded 4-junction GaInP/GaAs//GaInAsP/GaInAs concentrator solar cells. In. 3RD INTERNATIONAL CONFERENCE ON THEORETICAL AND APPLIED PHYSICS 2013 (ICTAP 2013). Malang, East Java, Indonesia, 10–11 October 2013: AIP Publishing LLC (AIP Conference Proceedings), pp. 45–49.

- Martínez, María; Sánchez, Daniel; Calvo-Parra, Gustavo; Gil, Eduardo; Hipólito, Ángel; Gregorio, Fernando de; La Rubia, Oscar de (2017): 8 years of CPV. ISFOC CPV plants, long-term performance analysis and results. In : 13th International Conference on Concentrator Photovoltaic Systems. AIP Conference Proceedings 1881. CPV-13. Ottawa, Canada, 01.–03.05.2017. Melville, N.Y.: American Institute of Physics (AIP Conference Proceedings, 1881), p. 20007.
- Nardin, Gaël; Aguilar, Alvaro F.; Anglade, Laetitia; Duchemin, Mathilde; Gerlich, Florian; Ackermann, Mathieu et al. (2019): Towards industrialization of planar microtracking photovoltaic panels. In : 15th International Conference on Concentrator Photovoltaic Systems (CPV-15). 15th International Conference on Concentrator Photovoltaic Systems (CPV-15). Fes, Morocco, 25–27 March 2019: AIP Publishing (AIP Conference Proceedings), p. 40001.
- Ritou, Arnaud; Voarino, Philippe; Goubault, Baptiste; David, Nadine; Bernardis, Sarah; Raccurt, Olivier; Baudrit, Mathieu (2017): Mechanical tolerances study through simulations and experimental characterization for a 1000X micro-concentrator CPV module. In : 13th International Conference on Concentrator Photovoltaic Systems. AIP Conference Proceedings 1881. CPV-13. Ottawa, Canada, 01.–03.05.2017. Melville, N.Y.: American Institute of Physics (AIP Conference Proceedings, 1881), 030007-1 bis 030007-6.
- Stace Electric (2018): STACE Solar CPV Projects Datasheet. Available online at <http://www.stacelectric.com/product/concentrated-photovoltaic-cpv>.
- Steiner, Marc; Bösch, Armin; Dilger, Alexander; Dimroth, Frank; Dörsam, Tobias; Müller, Matt et al. (2014): FLATCON® CPV module with 36.7% efficiency equipped with four-junction solar cells. In *Prog. Photovolt: Res. Appl.*, pp. n/a-n/a. DOI: 10.1002/pip.2568.
- Steiner, Marc; Siefert, Gerald; Schmidt, Thomas; Wiesenfarth, Maike; Dimroth, Frank; Bett, Andreas W. (2016): 43 % direct sunlight conversion efficiency using 4J cells with achromatic full glass lens. In : 12th International Conference on Concentrator Photovoltaic Systems (CPV-12). AIP Conference Proceedings 1766. Freiburg, Germany, 25.–27.04.2016. Melville, N.Y.: American Institute of Physics (AIP Conference Proceedings, 1766), p. 80006.
- van Riesen, Sascha; Neubauer, Martin; Boos, Alexander; Rico, Miguel Munoz; Gourdel, Christophe; Wanka, Sven et al. (2015): New module design with 4-junction solar cells for high efficiencies. In. 11TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON CONCENTRATOR PHOTOVOLTAIC SYSTEMS: CPV-11. Aix-les-Bains, France, 13–15 April 2015: AIP Publishing LLC (AIP Conference Proceedings), p. 100006.
- Wiesenfarth, M.; Anton, I.; Bett, Andreas W. (2018): Challenges in the design of concentrator photovoltaic (CPV) modules to achieve highest efficiencies. In *Applied Physics Reviews* 5 (4), 041601-1 bis 041601-27. DOI: 10.1063/1.5046752.
- Wiesenfarth, Maike; Dörsam, Tobias; Eltermann, Fabian; Hornung, Thorsten; Siefert, Gerald; Steiner, Marc et al. (2015): CPV module with Fresnel lens primary optics and homogenizing secondary optics. In. 11TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON CONCENTRATOR PHOTOVOLTAIC SYSTEMS: CPV-11. Aix-les-Bains, France, 13–15 April 2015: AIP Publishing LLC (AIP Conference Proceedings), p. 100007.
- Wiesenfarth, Maike; Steiner, Marc; Dörsam, Tobias; Siefert, Gerald; Dimroth, Frank; Nitz, Peter; Bett, Andreas W. (2019): FLATCON® CPV module technology: A new design based on the evaluation of 10 years of outdoor measurement data. In : 15th International Conference on Concentrator Photovoltaic Systems (CPV-15). With assistance of M. Wiesenfarth, M. Steiner, T. Dörsam, G. Siefert, Dimroth F., P. Nitz, Bett A. 15th International Conference on Concentrator Photovoltaic Systems (CPV-15). Fes, Morocco, 25–27 March 2019: AIP Publishing (AIP Conference Proceedings).

Für aus dem Konsortium erfolgte Veröffentlichungen von Projektergebnissen, siehe Bibliografische Angaben / Referenzen in Kap. 9.1.

III Anlagen

11 Erfolgskontrollbericht

12 Kurzfassung (Berichtsblatt)

Berichtsblatt

1. ISBN oder ISSN geplant	2. Berichtsart Schlussbericht	
3a. Titel des Berichts ALCHEMI - A Low Cost, High Efficiency, Optoelectronic HCPV Module for 1000 Sun Operation / ALCHEMI - Kostengünstiges, hoch effizientes optoelektronisches Modul der konzentrierenden Photovoltaik für 1000-Sonnen-Betrieb - Deutsches Teilprojekt Fraunhofer ISE zum Solar-era.net Projekt 02E2SOLARERANET-144		
3b. Titel der Publikation		
4a. Autoren des Berichts (Name, Vorname(n)) Bellerino, Gabriele; Bösch, Armin; Iankov, Dimitre; Jakob, Peter; Martinez Sanchez, Juan Francisco; Nitz, Peter ; Steiner, Marc; Wiesenfarth, Maike		5. Abschlussdatum des Vorhabens 31.01.2020
4b. Autoren der Publikation (Name, Vorname(n))		6. Veröffentlichungsdatum geplant
		7. Form der Publikation Schlussbericht TIB
8. Durchführende Institution(en) (Name, Adresse) Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE Heidenhofstr. 2 79110 Freiburg Germany		9. Ber.Nr. Durchführende Institution
		10. Förderkennzeichen 0324127
		11a. Seitenzahl Bericht 34
		11b. Seitenzahl Publikation
		12. Literaturangaben 28
13. Fördernde Institution (Name, Adresse) Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) 53107 Bonn		14. Tabellen 3
		15. Abbildungen 20
		16. Zusätzliche Angaben
17. Vorgelegt bei (Titel, Ort, Datum)		
18. Kurzfassung Der Bericht umfasst die Arbeiten des Fraunhofer ISE im nationalen Teilprojekt des Europäischen Solar-era.net Verbund-Projektes ALCHEMI, mit Projektpartnern aus Großbritannien, Spanien, Zypern und Deutschland. Im (Gesamt-)Projekt ALCHEMI wurde ein neuartiges, hoch konzentrierendes Photovoltaik-Modul (HCPV) mit einer Moduleffizienz von 37% bei Concentrator Standard Test Conditions (CSTC) demonstriert, das bei einer Konzentration von 1000 Sonnen arbeitet. Das Modul besteht aus kleinen Mehrfachsolarzellen (~ 1mm x 1mm) ohne externe Wärmesenke und einer zweistufigen refraktiven Optik: einer Silikon-auf-Glas Fresnellinse als Primäroptik (Primary optical element POE) und einer Silikon-Sekundäroptik (Secondary optical element SOE). Die Solarzellenbaugruppe incl. SOE ist als Surface Mount Device (SMD) ausgeführt, wodurch das Modul Kostenvorteile, die durch Fortschritte in der LED Industrie erzielt werden, auch für die CPV nutzbar macht. Im nationalen Teilprojekt des Fraunhofer ISE (Schwerpunkt des hier vorliegenden Berichts) wurde das Optikdesign überarbeitet und optimiert. So wurde im resultierenden „Gen3“ Design mit vergrößerter Primäroptik-Apertur, angepasster POE-Brennweite und Zell-Linsen-Abstand bei deutlich höherer Konzentration ein gegenüber dem Ausgangsdesign leicht höherer Kurzschlussstrom bei idealer Ausrichtung zusammen mit einem nur moderat reduzierten 98%-Akzeptanzwinkel erzielt. Weiteres Verbesserungspotenzial im Design der Sekundäroptik wurde identifiziert. Effekte bei Temperaturänderung von Primär- und Sekundäroptik wurden untersucht und in Simulationen quantifiziert. Das Moduldesign und das Design der Solarzellenmetallisierung wurde gemeinsam mit den Partnern einem Review unterzogen, wofür thermische Simulationen des Moduls durchgeführt und im Modul bei Betrieb zu erwartende Temperaturen und insbesondere die maximalen Zelltemperaturen ermittelt wurden. In weiteren Simulationen wurden thermomechanische Deformationen ermittelt und deren Effekte bewertet. Mit Zellen verschiedener Hersteller gefertigte Modulprototypen wurden getestet und verglichen, wobei Zell-Linsenabstand und Linsentemperatur variiert wurden. Ein Prototyp-Modul zeigte einen Abfall der Leistung mit steigender Temperatur, wofür eine eingehende Fehleranalyse durchgeführt wurde. So konnten dem Projektpartner wertvolle Hinweise auf mögliche Ursachen im Fertigungsprozess gegeben werden. Im Projekt hergestellte Module mit Solarzellen anderer Hersteller, die bei ISFOC vermessen wurden, zeigten dieses Verhalten nicht.		
19. Schlagwörter Konzentratorphotovoltaik, Konzentrator-Optik, Fresnel-Linsen, Primäroptik, Sekundäroptik, Konzentrator-Modul, Langzeitstabilität, Thermische Simulation		
20. Verlag		21. Preis

Document Control Sheet

1. ISBN or ISSN planned	2. type of document (e.g. report, publication) Final report
3. title ALCHEMI - A Low Cost, High Efficiency, Optoelectronic HCPV Module for 1000 Sun Operation - Deutsches Teilprojekt Fraunhofer ISE zum Solar-era.net Projekt 02E2SOLARERANET-144	
4. author(s) (family name, first name(s)) Bellerino, Gabriele; Bösch, Armin; Iankov, Dimitre; Jakob, Peter; Martinez Sanchez, Juan Francisco; Nitz, Peter; Steiner, Marc; Wiesenfarth, Maike	5. end of project 31.01.2020
	6. publication date planned
	7. form of publication Final Project Report, TIB
8. performing organization(s) (name, address) Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE Heidenhofstr. 2 79110 Freiburg Germany	9. originator's report no.
	10. reference no. 0324127
	11. no. of pages 34
12. sponsoring agency (name, address) Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 53107 Bonn	13. no. of references 28
	14. no. of tables 3
	15. no. of figures 20
16. supplementary notes	
17. presented at (title, place, date)	
18. abstract The report covers research work of Fraunhofer ISE in the national project part of the European Solar-era.net project ALCHEMI, with partners from United Kingdom, Spain, Cyprus and Germany. The Solar-era.net project ALCHEMI demonstrated a new type of low cost, high concentration photovoltaic (HCPV) module which has a DC module efficiency (η) >37% at Concentrator Standard Test Conditions (CSTC), which operates at a concentration factor of ~1000x. The module uses small III-V multijunction solar cells (~1mm x 1mm), no external heat-sinking, and refractive optics – Fresnel Primary Optical Element (POE) and a Silicone Secondary Optical Element (SOE). The receiver element of the module is a surface mount device (SMD), and the module takes full advantage of cost reductions associated with the LED industry by only using surface mount devices and components, using pick and place assembly. In the national project part (focus of this report), Fraunhofer ISE worked on optics and module aspects. The optical design was reviewed and optimized. The resulting "Gen3" design with increased optical aperture, adapted POE focal length and cell-lens distance, shows a slightly higher electrical yield with an only slightly decreased angular acceptance, while operating at significantly higher concentration with respect to the original design. Further optimization potential of the SOE was identified. Effects due to temperature changes of POE and SOE were assessed and quantified in simulations. The module design and cell metallization was reviewed together with the project partners. In thermal simulations, temperatures to be expected under operation and in particular maximum cell temperatures have been determined. In further simulations, thermomechanical deformations and resulting effects were assessed. One of the tested prototype modules showed a decrease of performance with increasing temperature, so a detailed failure analysis was performed, resulting in valuable hints for the project partners on their manufacturing processes. Prototype modules with other cells, which were measured at ISFOC, Spain, did not show this effect.	
19. keywords concentrator photovoltaics, concentrator optics, Fresnel lenses, primary optical element, secondary optical element, concentrator photovoltaic module, reliability, thermal simulation	
20. publisher	21. price