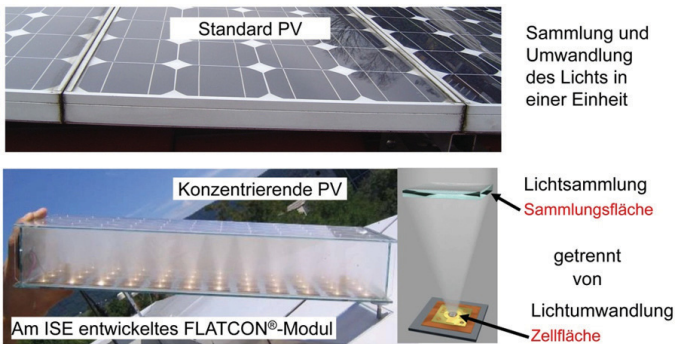


# Hochkonzentrierende Photovoltaik: Stand der Entwicklungen und Perspektiven

Andreas W. Bett, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE)

## Einleitung

Ziel aller Forschungsarbeiten im Bereich der Photovoltaik (PV) ist letztlich, die Kosten für PV-erzeugte Energie zu senken und so eine nachhaltige Energieversorgung bereit zu stellen. Der heutige Markt wird zu ca. 85 % durch Si-Flachmodule dominiert. Die restlichen 15 % Marktanteil verteilen sich auf Dünnschicht-Module auf Basis von CdTe, a-Si und CIGS. Die Konzentrator-Photovoltaik ist ein alternativer technologischer Ansatz, um die Kosten für die PV-generierte kWh zu reduzieren. Die der Technologie zu Grunde liegende Idee ist alt und einfach zu verstehen: die Solarzellenfläche aus vergleichsweise teurem Halbleitermaterial wird dadurch reduziert, dass das Sonnenlicht mittels eines kostengünstigen optischen Konzentrators gebündelt wird. Im Fokus des Lichtbündels sitzt dann eine kleine Zelle, welche die hohe Strahlungsdichte effizient wandelt. Während bei Flachmodulen die Sammlung des Lichts und dessen Umwandlung in elektrische Energie in einer Einheit durchgeführt werden, werden diese Schritte bei der Konzentrator-PV-Technologie getrennt, siehe Abbildung 1.

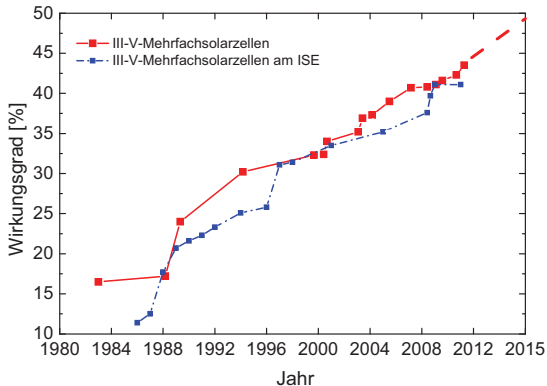


**Abbildung 1:** Oben ist ein Standard Si-Flachmodul gezeigt. Das Licht wird durch die Siliziumzelle gesammelt und auch dort in elektrische Energie gewandelt. Unten ist ein Beispiel für ein Konzentratormodul gezeigt. In das Modul wurde Rauch eingeblasen, um die Lichtkonzentration zu visualisieren. Der optische Konzentrator sammelt das Licht auf großer Fläche und lenkt es dann auf eine kleine Solarzelle. Das Flächenverhältnis zwischen optischem Konzentrator und Solarzelle definiert den geometrischen Konzentrationsfaktor, der typischerweise zwischen 500 und 800 liegt.

Dieser Ansatz schafft Freiheitsgrade beim Modul- bzw. Systemdesign und damit eine Vielzahl unterschiedlicher Systemlösungen. Die Vielfalt der Konzentratorsystem-Ansätze lässt sich am besten verdeutlichen, wenn die Bezugsgröße Konzentrationsfaktor herangezogen wird. Der Konzentrationsfaktor heutiger Systeme reicht von 2 bis 1000. Zu berücksichtigen ist, dass Konzentratorsysteme dem Lauf der Sonne nachgeführt werden müssen, insbesondere wenn der Konzentrationsfaktor ansteigt und größer wie fünf ist.

Generell ist die Konzentration-Photovoltaik dadurch gekennzeichnet, dass die einzelnen Komponenten – wie Zelle, Kühlung, Konzentrationsoptik und Nachführung – in starker Wechselbeziehung stehen und somit in der Gesamtheit optimiert werden müssen. Die Konzentration-Photovoltaik muss also als ein integrativer technologischer Ansatz verstanden werden. So ist es beispielsweise möglich, die Anforderungen an die Nachführungsgenauigkeit der Mechanik zu senken, wenn der optische Konzentration entsprechend gestaltet wird, z.B. durch den Einsatz einer 2. optischen Stufe. Dies kann dann wiederum eine erhöhte Komplexität beim Montageprozess des optischen Konzentration oder eine Auswirkung auf den erzielbaren Konzentrationsfaktor zur Folge haben. Dieses Beispiel zeigt die Verkettung der Technologien und die Komplexität bei der Entwicklung eines Konzentrationssystems. In diesem Sinne gibt es nicht „das“ Konzentrationssystem, sondern jedes System muss individuell entwickelt und analysiert werden. Als Folge gibt es eine Vielzahl von möglichen System-Realisierungen.

Die wahre Bewertung eines Konzentrationssystems zeigt sich letztlich erst in der Anwendung und ist durch die Kosten pro erzeugter Kilowattstunde (€/kWh) gegeben. Diese Bewertungsgröße ist natürlich von den Einstrahlungsverhältnissen und damit vom Standort abhängig. Dies macht die technologische Bewertung schwieriger.



**Abbildung 2:** Entwicklung der Wirkungsgrade von Mehrfachsolarzellen.

Schon in den 70er Jahren wurden Konzentrationssysteme entwickelt und getestet. Dennoch haben sich die Konzentrationssysteme nicht auf dem Markt durchgesetzt. Ein Grund ist sicherlich, dass der Markt für Konzentrationssysteme eher im Bereich von PV-Kraftwerken mit Megawatt Leistungen zu sehen ist und sich dieses Marktsegment erst

aktuell zu entwickeln beginnt. Entsprechend kann in jüngster Zeit ein starkes Interesse an der Konzentratort-Technologie beobachtet werden. Ein zentraler Grund dafür ist sicherlich auch, dass vor allem für die hochkonzentrierende PV – mit Konzentrationsfaktoren über 300 – beachtliche Fortschritte in der Entwicklung der III-V-basierenden Mehrfachsolarmodule erzielt wurden. In 2007 wurde beispielsweise zum ersten Mal die 40 % Wirkungsgrad-Schallmauer durchbrochen [1]. Der derzeitige Rekordwirkungsgrad liegt bei 43.5 % [2].

Die rasante Entwicklung in den letzten Jahren, siehe Abbildung 2, wird sich auch in den kommenden Jahren noch fortsetzen. Die hohen Zellwirkungsgrade ermöglichen wiederum hohe Systemwirkungsgrade von über 25 % im Feld [3], was Konzentratortsysteme in Bezug auf kostengünstige PV-erzeugte Energie attraktiv macht. Dieses Potenzial wurde erkannt und eine Vielzahl an Firmen ist nun bemüht, die Konzentratorttechnologie in die Produktionsreife zu überführen.

Dieser Beitrag gibt eine Übersicht über den aktuellen Status und Forschungsstand bei der hochkonzentrierenden Photovoltaik. Im sich anschließenden Kapitel wird der Status der Entwicklungen der III-V-basierenden Mehrfachzellen behandelt. Es folgt ein Abschnitt, in dem die unterschiedlichen optischen Konzepte diskutiert werden. Im letzten Teil werden Systemlösungen vorgestellt.

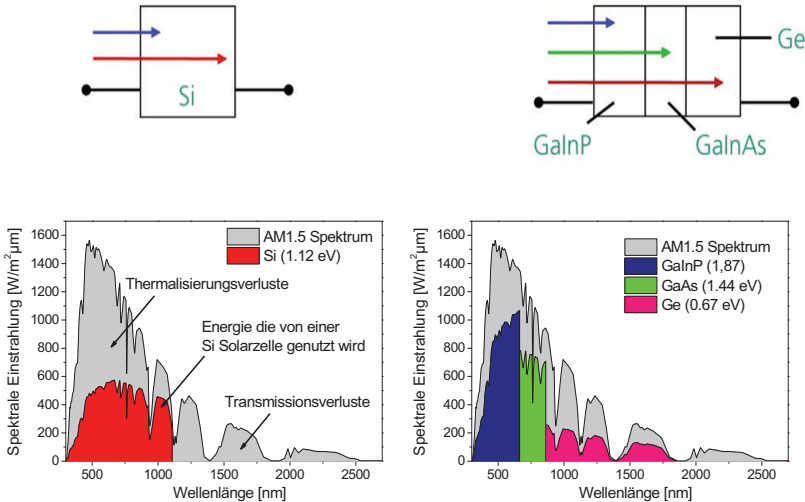
### **Die III-V-basierende Mehrfachsolarmodule**

III-V-basierende Mehrfachsolarmodule bestehen aus Verbindungshalbleitern aus Elementen der III. und V. Hauptgruppe des Periodensystems. Diese Solarmodule wurden zunächst für die Anwendung im Weltraum entwickelt. Die Energieversorgung von Satelliten im Weltraum lässt sich nur sinnvoll mit Solarmodulen realisieren. Für die Anwendung im Weltraum werden die Solarmodulkosten in Bezug auf W/g bewertet. Der Grund dafür ist, dass die Beförderungskosten in das All pro Kilogramm im niedrigen fünfstelligen \$-Bereich liegen (z.B. [4]). Zudem benötigen die heutigen großen Kommunikationssatelliten Leistungen von bis zu 20 kW, um die Senderöhren verlässlich betreiben zu können. Damit ist ein hoher Wirkungsgrad der Solarmodule von großer Bedeutung für die Anwendung im Weltraum. Der Wirkungsgrad einer Solarmodule bestehend aus einem Halbleitermaterial ist begrenzt auf ca. 33 %, siehe auch [5, 6]. Dieser fundamentale Grenzwert basiert auf der Methode des detaillierten Gleichgewichts, die von Shockley und Queisser entwickelt wurde [7].

Lediglich Photonen aus dem Sonnenspektrum, deren Wellenlänge nahe der Bandkante des eingesetzten Halbleiters liegt, werden mit hoher Effizienz in elektrische Energie gewandelt. Photonen mit mehr Energie (aus dem kurzwelligen Spektrum der Sonne) verlieren ihre zusätzliche Energie durch Gitterstöße und erzeugen so Wärme (Thermalisierungsverluste). Photonen mit Wellenlängen jenseits der Bandlücke des Halbleitermaterials können erst gar nicht absorbiert werden (Transmissionsverluste). Der linke Graph in Abbildung 3 stellt beispielhaft die nutzbare Energie einer Silizium-basierenden Solarmodule graphisch dar.

Um nun diese Verluste zu minimieren, kann man Halbleitermaterialien mit unterschiedlichen Bandlücken übereinander stapeln. So werden die hochenergetischen Photonen in einem Halbleitermaterial mit hoher Bandlücke absorbiert. Transmittierte Photonen können in den darunter liegenden Halbleiterschichten absorbiert werden. Auf diese Weise

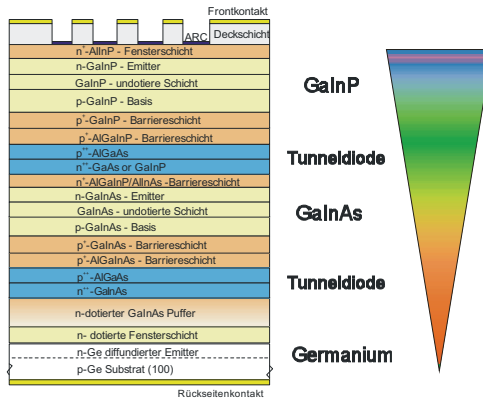
lassen sich sowohl Thermalisierungs- als auch Transmissionsverluste reduzieren. Heute werden kommerziell GaInP/GaInAs/Ge Dreifachzellen eingesetzt. Schematisch ist die bessere Energienutzung im rechten Graph von Abbildung 3 gezeigt.



**Abbildung 3:** Links: Gezeigt ist die energetische Nutzung des Sonnenspektrums (in grau unterlegt) für eine Silizium Solarzelle (in rot unterlegt). Hochenergetische Photonen geben ihre Überschussenergie an das Kristallgitter ab und erzeugen Wärme, niederenergetische Photonen können nicht absorbiert werden. Der maximale Wirkungsgrad wird dadurch begrenzt. Rechts: Am Beispiel einer Dreifachsolarzelle wird aufgezeigt, dass die energetische Nutzung des Sonnenspektrums deutlich effizienter erfolgt.

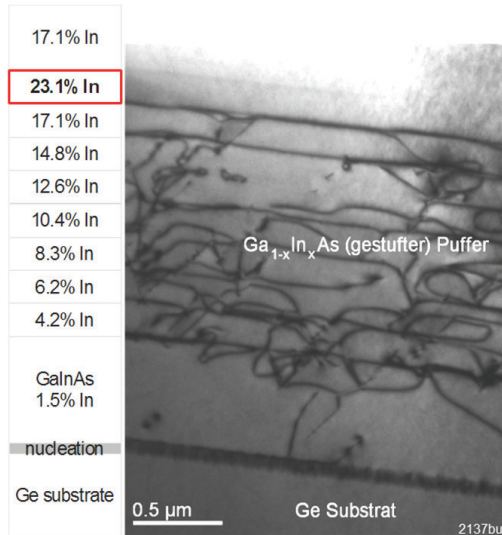
Entscheidend für das Prinzip der Mehrfachsolarzelle ist folglich, dass Halbleitermaterialien mit unterschiedlichen Bandlücken zur Verfügung stehen und sich diese auch mit hoher Qualität herstellen lassen. Das Einstellen von Bandlücken ist bei III-V Verbindungshalbleitern möglich. Bei einem binären Verbindungshalbleiter wie GaAs oder AlAs ist die Bandlücke fix. Werden dagegen ternäre Verbindungshalbleiter wie  $\text{Al}_x\text{Ga}_{1-x}\text{As}$  verwendet, so kann die Bandlücke durch Variation des atomaren Anteils von Al kontinuierlich von  $x=0$  (GaAs, 1.4 eV) bis  $x=1$  (AlAs, 2.2 eV) eingestellt werden. Quaternäre Kompositionen wie GaInNAs oder AlGaInP erlauben zusätzlich noch die Gitterkonstante in gewissen Bereichen festzulegen. Die Herausforderung besteht nun darin, die atomare Komposition beim Wachstum der Schichten auf einem vorgegebenen Substrat mit sehr hoher Präzision zu kontrollieren. Für Solarzellen wird hier die metallorganische Gasphasenepitaxie (MOVPE) eingesetzt. Sie erlaubt eine präzise Schichtkontrolle, hohe Abscheidungsraten und damit einen hohen Durchsatz. Die zu wachsende Schichtstruktur für eine Dreifachsolarzelle ist in Abbildung 4 gezeigt. Neben den eigentlichen p- und n-

dotierten Absorbermaterialien hat jede Subzelle noch Passivierungsschichten. Die einzelnen Subzellen werden dann zusätzlich elektrisch durch Tunnelknoten in Serie verschaltet. So entsteht eine monolithische Dreifachsolarzelle, die letztlich wie jede Standardsolarzelle zwei externe Kontakte hat.



**Abbildung 4:** Gezeigt ist eine typische Struktur einer Dreifachsolarzelle, die aus den Halbleitermaterialien Ge, GaInAs und GaInP aufgebaut wird. Die Subzellen werden über Tunnelknoten intern in Serie geschaltet.

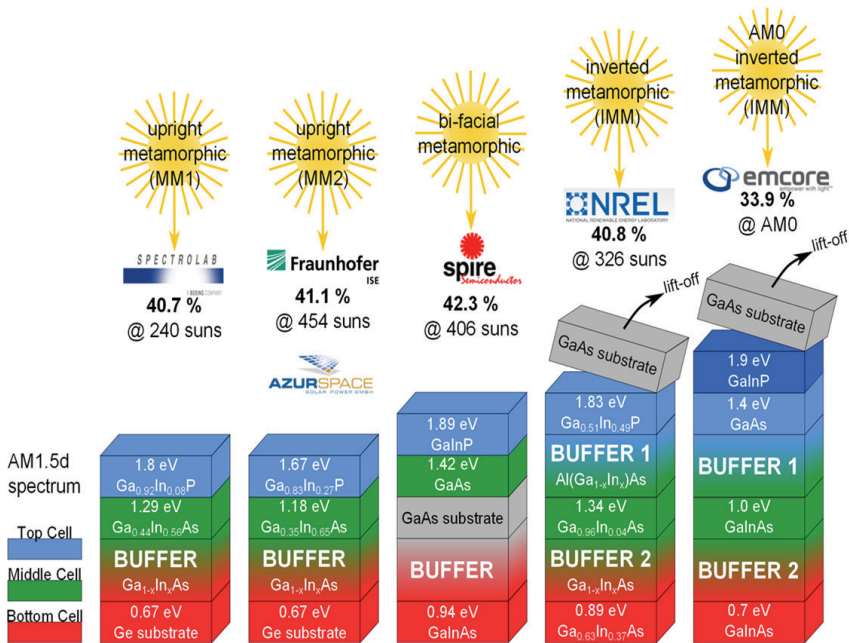
Der heutige Industriestandard ist eine  $\text{Ga}_{0,50}\text{In}_{0,50}\text{P}/\text{Ga}_{0,99}\text{In}_{0,01}\text{As}/\text{Ge}$  Dreifachsolarzelle mit der in der Produktion Wirkungsgrade von 38-40 % erzielt werden. Es gibt heute eine Vielzahl von Anbietern von Mehrfachsolarzellen. Mehr Informationen finden sich hierzu in [8]. Bei der heutigen Industriezelle sind die Halbleiterkompositionen von GaInP und GaInAs so gewählt, dass beide Materialien dieselbe Gitterkonstante aufweisen wie das Ge Substrat. Ist die Gitterkonstante aller Materialien gleich, kann nahezu versetzungsfreies und damit elektrisch hoch qualitatives Halbleitermaterial epitaxiert werden. Versetzungsfreies Halbleitermaterial ist eine wichtige Voraussetzung, um hohe Lebensdauern bzw. Diffusionslängen für die durch das einfallende Licht erzeugten Ladungsträgern zu erreichen. Schon lange ist allerdings bekannt, dass die so genutzten Bandlücken nicht zum maximalen Wirkungsgrad für eine Dreifachsolarzelle führen [9]. Fixiert man nun als Material für die Unterzelle Germanium, da dies als Substratmaterial in guter Qualität zur Verfügung steht, zeigen die Rechnungen, dass die Bandlücken der Mittel- und Oberzelle niedriger sein sollten. Dies lässt sich realisieren, wenn man den Indium-Anteil in der ternären Komposition erhöht und eine  $\text{Ga}_{0,35}\text{In}_{0,65}\text{P}/\text{Ga}_{0,83}\text{In}_{0,17}\text{As}/\text{Ge}$  realisiert. Das zu lösende Problem besteht darin, dass diese Materialien eine um 1,2 % unterschiedliche Gitterkonstante zu Ge haben. Dies bedeutet, dass bei direktem Wachstum Versetzungen entstehen, welche die elektrische Materialqualität verringern. Ein Ausweg ist das Wachstum einer speziellen Pufferstruktur [10, 11], welche so gestaltet wird, dass alle Versetzungen in dieser photovoltaisch inaktiven Pufferstruktur lokalisiert werden. Gelingt dies, so können am Ende des Puffers versetzungsfreie photovoltaisch aktive Schichten gewachsen werden.



**Abbildung 5:** Gezeigt ist ein Transmissionselektronenmikroskopie-Bild einer am Fraunhofer ISE realisierten Pufferstruktur, um die Gitterkonstante im Puffer zu verändern. Die schwarzen Linien stellen Versetzungslinien dar, die im Puffer lokalisiert werden konnten. Der In-Gehalt wird stufenweise erhöht. Zuletzt wird eine sogenannte berschusschicht mit einem höheren In-Gehalt eingeführt, um die Restspannungen zu reduzieren. Die Aufnahme entstand in der Arbeitsgruppe von Prof. Jäger, Universität Kiel.

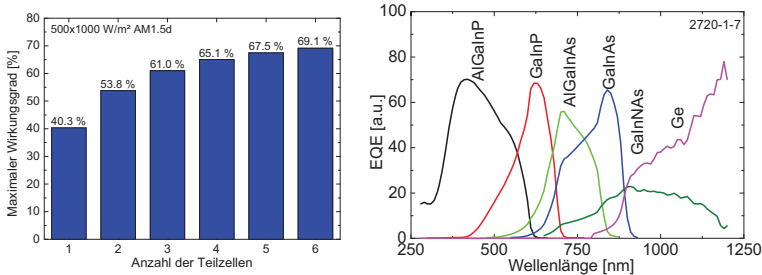
Am Fraunhofer ISE verfolgen wir dieses Konzept seit vielen Jahren [12, 13]. Es ist uns gelungen, durch ein spezielles Stufenkonzept die Puffer so zu gestalten, dass alle Versetzungen dort lokalisiert sind und keine Restverspannungen in den Schichten auftreten. Abbildung 5 zeigt ein Transmissionselektronenmikroskop-Bild eines gestuften Puffers. Es wird deutlich, dass sich Misfit-Versetzungen in der Ebene (schwarze Linien) ausbilden, welche die Gitterfehlpassungen ausgleichen. Am Ende des gestuften Puffers wird noch eine Überschusschicht eingebaut. Diese Überschusschicht hat einen höheren Indium-Gehalt (im gezeigten Fall 23,1 % Indium) als die Zielschicht (hier: 17,1 % Indium). Dadurch werden Restverspannungen im Puffer reduziert. Von großer Bedeutung ist, dass Fadensetzungen, die sich in Wachstumsrichtung ausbreiten, nahezu komplett unterdrückt werden konnten. Mit diesen Puffern gelingt es, an dessen Ende eine im Vergleich zum Substrat neue Gitterkonstante für das weitere Wachstum zu generieren. Auf dieser Schicht können dann elektrisch hochqualitative und photoaktive Schichten gewachsen werden. Mittels diesem sogenannten metamorphen Wachstum gelang es am Fraunhofer ISE 2009 eine Dreifachsolarzelle aus  $\text{Ga}_{0,35}\text{In}_{0,65}\text{P}/\text{Ga}_{0,83}\text{In}_{0,17}\text{As}/\text{Ge}$  zu realisieren, die erstmals die 41 % Schwelle überschreiten konnte [14].

Inzwischen werden weitere Strukturen auf Basis des metamorphen Konzeptes weltweit entwickelt. Ein sehr interessanter Ansatz stellt das invertierte metamorphe Wachstum dar. Hier wird zunächst eine Opferschicht auf das Substrat aufgewachsen und dann die Solarzellenstruktur von oben nach unten epitaxial. Anschließend wird die Schicht nach dem Wachstum durch ein Substrat stabilisiert und die Opferschicht nasschemisch geätzt. So kann das Substrat wieder eingesetzt werden und es können Kosten eingespart werden. Abbildung 5 zeigt exemplarisch verschiedene Mehrfachsolarzellen-Strukturen und die bisher erzielten Wirkungsgrade.



**Abbildung 6:** Gezeigt sind unterschiedliche Solarzellenarchitekturen zur Realisierung von Mehrfachsolarzellen sowie die erzielten Wirkungsgrade. Weitergehende Informationen findet man in [1, 14-17].

In weitergehende Entwicklungen werden noch mehr Materialien eingesetzt. Das Potenzial lässt sich wieder durch Rechnungen auf Basis des detaillierten Gleichgewichts [5, 6] abschätzen. Abbildung 7 zeigt auf, wie der Wirkungsgrad noch weiter gesteigert werden kann. Erste Experimente zu Realisierung von 6-fach Solarzellen wurden bereits am Fraunhofer ISE durchgeführt [18]. Die Messung der Externen Quanteneffizienz einer solchen Solarzelle ist in Abbildung 7 gezeigt.



**Abbildung 7:** Links: Gezeigt sind die im detaillierten Gleichgewicht theoretisch erzielbaren Wirkungsgrade in Abhängigkeit der Anzahl der Teilzellen. Rechts ist ein experimentelles Ergebnis anhand einer externen Quanteneffizienzmessung an einer monolithischen 6-fach Solarzelle gezeigt. Die eingesetzten Materialkompositionen sind benannt. Die Wirkungsgrade sind derzeit – insbesondere aufgrund schlechter Materialqualität in der GaInNAs-Teilzelle - noch geringer als bei Dreifach solarzellen.

Es gibt derzeit noch weitere sehr interessante technologische Entwicklungsrichtungen bei der Herstellung von Mehrfach solarzellen, die an dieser Stelle nur kurz benannt werden können:

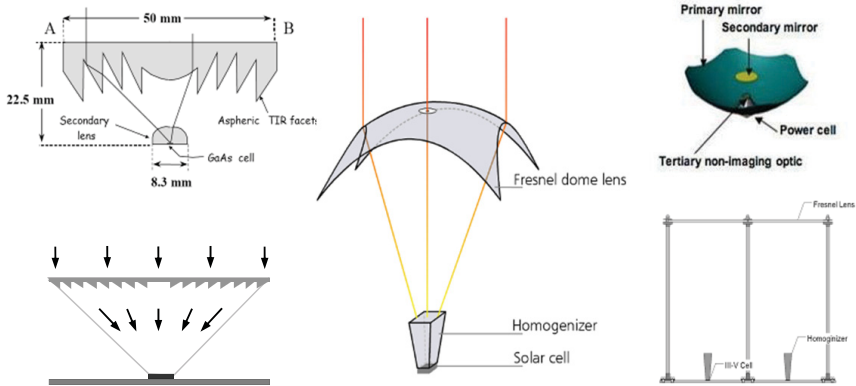
- Einsatz der Wafer-Bonding Technologie zur Herstellung von Mehrfach solarzellen [19, 20]
- Direktes Wachstum von III-V-Solarzellen auf Si-Substrat [21-23]
- Integration von Nanostrukturen, i.e. Multi-Quantum Wells [24, 25] oder Quantendots [26].
- Wachstum von Nanowires [27, 28]

Ein detaillierter aktueller Überblick findet sich z.B. in [29]. Durch die Vielzahl der technologischen Ansätze kann erwartet werden, dass der Wirkungsgrad der Konzentratorsolarzellen auch künftig mit ca. 1 % pro Jahr ansteigt und Wirkungsgrade bis 50 % realisiert werden können.

### Die konzentrierende Optik

Als optische Konzentratoren mit Konzentrationsfaktoren zwischen 300 und 1000 werden entweder Linsen oder Spiegel eingesetzt. Anstelle massiver Linsen werden häufig Fresnel-Linsen verwendet. Sie benötigen weniger Material und können kostengünstiger hergestellt werden. Beim Einsatz von Linsen müssen Abbildungsfehler und hier im Besonderen die chromatische Aberration bei der Systemauslegung berücksichtigt werden. Hier bieten Spiegelsysteme Vorteile. Die Herausforderung für die Spiegel besteht darin, hochreflektive Schichten mit Langzeitstabilität kostengünstig zu produzieren. Abbildung 8 zeigt schematisch verschiedene Konzepte für die optische Konzentration, wie sie derzeit in CPV-Systemen verwendet werden.



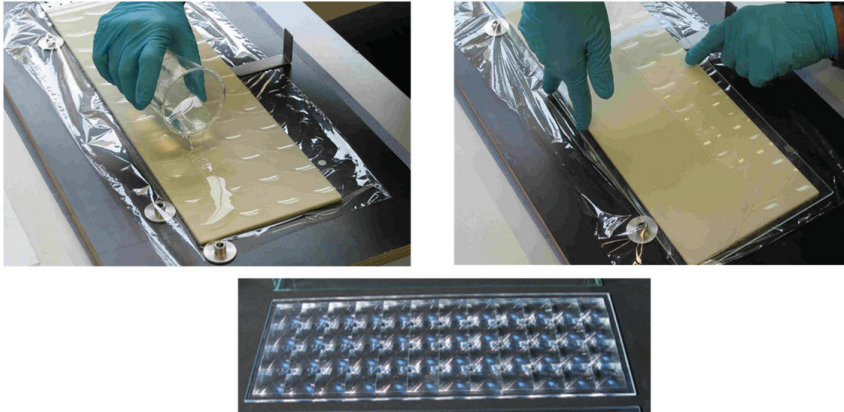


**Abbildung 8:** Beispiele für optische Konzentratoren, die in CPV-Systemen eingesetzt werden (aus [30]). Links oben eine asphärische TIR (total internal reflection) Linse in Kombination mit einer Sekundärlinse direkt auf der Zelle. Links unten eine Fresnellinse, in der Mitte eine Fresnel-Dom Linse in Kombination mit einem Strahlhomogenisierer. Rechts oben eine Cassegrain-Optik, in der das Licht über eine Parabolspiegel auf einen kleine Sekundärspiegel und dann auf die Zelle gelenkt wird. Rechts unten ist ein System aus Fresnellinse als Primärkonzentrator kombiniert mit einem Homogenisierer als 2. optische Konzentratorstufe gezeigt.

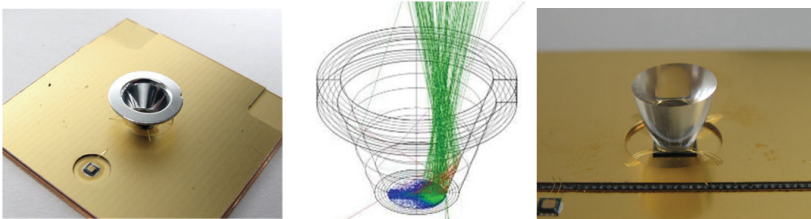
Mittels der Konzentrationsoptik wird das Sonnenlicht eingesammelt und auf eine kleine Solarzelle konzentriert. Die Konzentrationsoptik stellt somit das flächenmäßig größte Element im Konzentrationssystem dar. Um die Gesamtkosten niedrig zu halten, ist es daher von großer Bedeutung, wenig und zudem kostengünstiges Material zu verwenden. Außerdem müssen Prozesstechnologien entwickelt werden, die einen hohen Durchsatz erlauben. Für die gängigen punktfokussierenden Systeme werden heute Fresnellinsen eingesetzt. Am Fraunhofer ISE haben wir gemeinsam mit dem Ioffe-Institut eine Prozesstechnologie zur Herstellung von multiplen Fresnellinsen auf einer Glasplatte entwickelt [31]. Dazu gießen wir einen 0,2 mm dicken flüssigen Siliconfilm auf eine Glasplatte. In diesen Flüssigkeitsfilm prägen wir mittels einer Matrize die Fresnelstrukturen ein. Nachdem der Siliconfilm ausgehärtet wurde, wird die Matrize entformt und kann mehrfach wiederverwendet werden. Mit dieser Prozesstechnologie, die inzwischen von mehreren Firmen industriell umgesetzt wurde, lassen sich großflächig Fresnellinsenstrukturen zu geringen Kosten herstellen. Abbildung 9 zeigt Photos vom manuellen Herstellungsprozess, wie er am Fraunhofer ISE im Labor durchgeführt wird.

Die Fresnellinsen konzentrieren das Sonnenlicht auf die Solarzellen. Das Konzentrationsprofil ist Gauß-förmig [32]. Dies bedeutet, dass im Zentrum eine bis zu fünffache Überhöhung zur mittleren Konzentration auftritt, also ein Konzentrationsfaktor bis 2500-fach vorliegt. Eine solche inhomogene Beleuchtung ist für Solarzellen von Nachteil und kann Wirkungsgradmindernd wirken. Um diesem Effekt entgegen zu wirken, werden auf

den Solarzellen häufig Homogenisierer eingesetzt [33]. Oft werden solche Elemente auch genutzt, um das Licht weiter zu formen und zu konzentrieren. Daher werden solche optischen Elemente als Konzentratoren 2. Stufe bezeichnet.

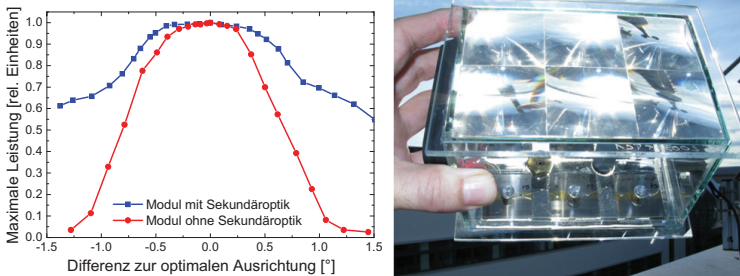


**Abbildung 9:** Gezeigt sind Photos zur Herstellung einer Linseplatte die aus 48 4x4 cm<sup>2</sup> großen Fresnellinsen, die in einen Siliconfilm eingepreßt wurden, besteht (siehe Linseplatte unten). Oben Links wird das Silicon auf eine Matrize mit invertierten Fresnellinsen gegossen. Rechts wird eine Glasplatte aufgelegt, welche als Superstrat für die Linsen dient.



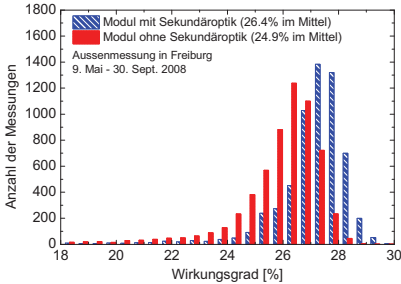
**Abbildung 10:** Konzentratoren mit einer 2. optischen Stufe. Links: Es ist ein reflektiver Trichter auf der Solarzelle montiert. Hierdurch kann der Akzeptanzwinkel eines Moduls erhöht werden und Produktionsfehler bei der Montage Zelle – Linse kompensiert werden. Mitte: in einer Simulation ist gezeigt, wie der Reflektor Licht, welches nicht auf die Solarzelle fällt, umlenkt und so den Akzeptanzwinkel erhöht. Rechts: Es ist ein massiver Konzentrator hier aus PMMA auf die Zelle montiert. Der massive Konzentrator kann den Konzentrationsfaktor weiter erhöhen und kann gleichzeitig genutzt werden, um das Licht auf die Zelle zu homogenisieren.

Je nach Design und Anwendung erhöhen sie auch den Akzeptanzwinkel im Konzentratorsystem. Als Akzeptanzwinkel wird der Winkelbereich bezeichnet, aus dem noch 90 % der Strahlung auf die Solarzelle trifft. Für hochkonzentrierende Systeme mit dem Konzentrationsfaktor 500 beträgt der Akzeptanzwinkel lediglich 0,3-0,5°. Werden nun optische Konzentratoren 2. Stufe in einem System eingesetzt, kann der Akzeptanzwinkel auch verdoppelt werden. Typische Konzentratoren 2. Stufen sind in Abbildung 10 gezeigt.



**Abbildung 11:** Vergleich einer Akzeptanzwinkelmessung von zwei im Grundaufbau identischen Konzentratormodulen mit Fresnellinsen als Konzentrador 1. Stufe. Ein Modul hat zusätzlich die in Abbildung 10 gezeigten reflektiven Sekundärkonzentratoren auf der Zelle montiert, während das andere Modul keinen Sekundärkonzentrator nutzt. Die Erhöhung des Akzeptanzwinkels durch den Einsatz des Sekundärkonzentrators ist deutlich zu erkennen. Rechts: Photo eines FLATCON-Testmoduls mit Sekundärkonzentrator.

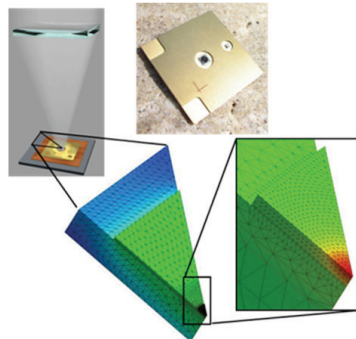
In einem Experiment untersuchten wir den Einsatz von reflektiven Sekundärkonzentratoren in FLATCON-Testmodulen, siehe auch Abbildung 11, rechts. FLATCON-Module nutzen 4x4 cm<sup>2</sup> große Fresnellinsen, die mittels der oben beschriebenen Silicon-on-Glass (SOG) Technologie gefertigt wurden und das Licht auf Dreifachsolarzellen konzentrieren. Die Komponenten der Testmodule – die Optik und die Zellen – wurden im Labor so ausgewählt, dass diese die gleiche Qualität aufwiesen. Schließlich wurde ein Modul mit und ein Modul ohne Sekundärkonzentratoren gefertigt. Diese Module wurden über einen Zeitraum von mehr als 6 Monaten auf unserem Außenmessplatz in Freiburg regelmäßig vermessen. Mehr als 6200 IV-Kennlinien wurden aufgenommen. Abbildung 12 zeigt die Messdaten im Vergleich. Es wird deutlich sichtbar, dass das Modul mit Sekundärkonzentratoren einen um mehr als 1 % absolut höheren Wirkungsgrad erzielt. Das lässt sich letztlich auch den höheren Akzeptanzwinkel zurückführen, wodurch auch Strahlung aus dem Circum-Solar-Bereich (Winkelbereich bis 2,5° um die direkte Sonnenscheibe) im Modul genutzt werden kann. Der Circum-Solar Anteil ist besonders hoch, wenn die Atmosphäre diesig ist oder Schleierwolken vorhanden sind [34, 35].



**Abbildung 12:** Messvergleich zweier FLATCON-Testmodule, wobei eines der Module mit reflektiven Sekundärkonzentratoren gebaut wurde. Die Wirkungsgradverteilung von jeweils ca. 6200 Messungen zeigt deutlich den Gewinn durch den Einsatz eines Sekundärkonzentrators (nach [36]).

### Systeme in der Konzentrator-Photovoltaik

Für die hochkonzentrierende Photovoltaik sind zwei grundsätzlich unterschiedliche Systemkonzepte in der Anwendung, die sich über die Art der Kühlung definieren lassen: i) passiv gekühlte Systeme und ii) aktiv gekühlte Systeme. Es mag verwundern, dass bei Konzentrationsfaktoren von bis zu 1000 eine passive Kühlung zu realisieren ist. Der Trick dabei ist, dass kleine Zellen mit Flächen deutlich kleiner als  $1 \text{ cm}^2$  zum Einsatz kommen. Diese werden unter Linsen, welche einen Punktfokus generieren, platziert. Die Zellen selbst werden auf einem gut wärmeleitenden Material wie z.B. Kupfer montiert. Dadurch, dass der



**Abbildung 13:** Links: Photo eines Konzentratorsystems der Firma Soitec Solar in Spanien. Dieses System nutzt Fresnellinsen, welche das Sonnenlicht auf ca.  $3 \text{ mm}^2$  große Solarzellen fokussieren, die auf einem Wärmespreizer montiert sind. Das Schema und die Dimensionen sowie das Vorgehen bei der thermischen Simulation sind im rechten Bild gezeigt.

Wärmeeintrag quasi Null-dimensional erfolgt, kann die Wärme in alle drei Raumdimensionen sehr gut abgeleitet werden. Bei geeigneter Dimensionierung dieses Wärmespreizers ist die Betriebstemperatur einer Konzentratorsolarzelle vergleichbar zu den

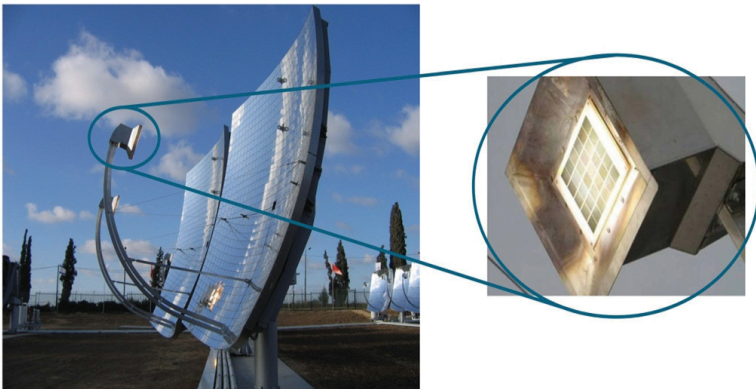
Betriebstemperaturen im Flachmodul. Abbildung 13 zeigt als ein typischer Vertreter ein System von Soitec Solar. Diese Systeme erreichen im Feld Wirkungsgrade nach dem Wechselrichter von über 25 % [3]. Diese liegen damit doppelt so hoch wie typische Si-Flachmodule, deren Wirkungsgrade zwischen 11 % und 13 % liegen.

Anders verhält es sich, wenn die Zellen größer werden oder dicht gepackt auf eine Empfängereinheit montiert werden. Dann kann die Wärme nicht mehr ausreichend verteilt werden und es muss aktiv, z.B. mit Wasser, gekühlt werden. Größere PV-Empfängereinheiten werden vor allem in großen Spiegelsystemen eingesetzt, so dass dort eine aktive Kühlung unabdingbar ist. Abbildung 14 zeigt ein solches Spiegelsystem der Firma Zenith-Solar in Israel. Das Kühlwasser kann bei Temperaturen von 80°C betrieben werden und so weiter genutzt werden. Rechnet man diese Nutzung noch in den Systemwirkungsgrad ein, sind Gesamtwirkungsgrade über 70 % erreichbar [37, 38].

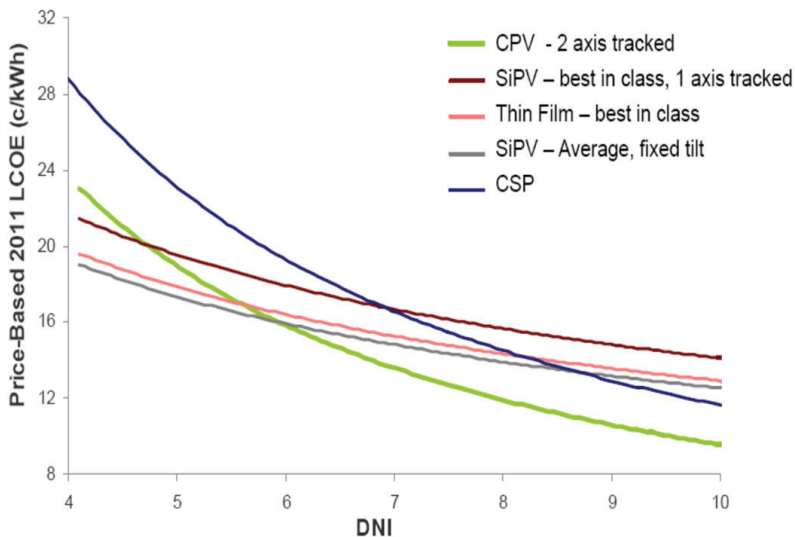
## Markt

Der Markteintritt der PV-Konzentrator-technologie liegt erst wenige Jahre zurück. Gab es vor ein paar Jahren nur wenige Firmen mit Produktionskapazitäten von einigen Megawatt, so stehen heute Fertigungskapazitäten von mehr als 150 MW zur Verfügung.

Entscheidend für den Markterfolg sind letztlich die Kosten für die erzeugte Energie in €/kWh. Die Konzentratortechnologie benötigt direktes Sonnenlicht – bei bedecktem Himmel ist der Ertrag Null. Somit kommen nur sonnenreiche Standorte für diese Technologie in Frage. Unterschiedliche Studien sagen dort einen deutlichen Kostenvorteil für die CPV voraus, siehe auch Abbildung 15. Stromgestehungskosten im Bereich von 10 €-Cent/kWh sind heute schon an guten Standorten erreichbar.



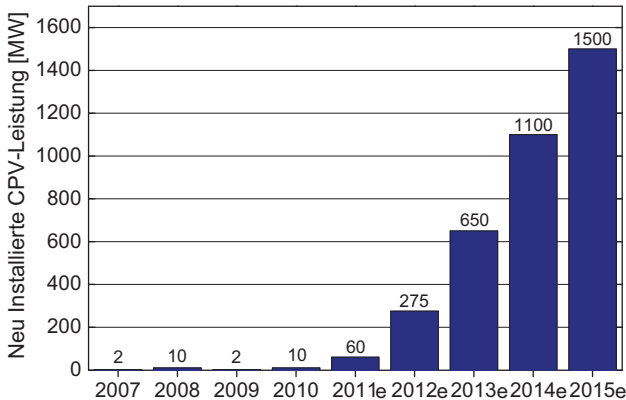
**Abbildung 14:** Photo eines Konzentratorsystems der Firma Zenith in Israel. Dieses System nutzt eine ca. 10 m<sup>2</sup> große Spiegelfläche, um das Licht auf einen etwa 10x10 cm<sup>2</sup> photovoltaischen Empfänger zu konzentrieren. Dieser Empfänger muss Leistungsdichten von bis zu 1 MW/m<sup>2</sup> verarbeiten und muss daher aktiv gekühlt werden.



**Abbildung 15:** Graphik entnommen aus [39]. Die Graphik vergleicht die Levelized Cost of Electricity (LCOE) für unterschiedliche Technologien in Abhängigkeit der Direkt-Normal Einstrahlung (DNI in Einheiten kWh/m²/Tag).

Weitere spezifische Vorteile erleichtern den Markteintritt: i) durch die Nachführung wird im Vergleich zu fix aufgeständerten Modulen ein rechteckigeres Tages-Generationsprofil erzeugt. Dies ist vor allem am späten Nachmittag und abends sehr wertvoll, weil dort auch die Nachfrage an Energie ansteigt. ii) Die sogenannte Energieerntezeit, die Zeit welche ein System benötigt, um die Energie zu erzeugen, welche zur Herstellung aufgewendet werden musste, ist für CPV-Systeme sehr gering. Neuere Studien zeigen, dass die Energieerntezeit nur 7 Monate beträgt [40]. iii) Im Vergleich zu solarthermischen Anlagen, die ebenfalls in ariden und sonnenreichen Gegenden Einsatz finden, hat die CPV einen höheren Wirkungsgrad. Zudem ist der Wasserbedarf von passiv gekühlten CPV-Konzepten sehr gering, da nur Wasser für die Reinigung benötigt wird. Solarthermische Anlagen benötigen hingegen große Mengen Wasser im Betrieb.

Die Zukunft für die CPV-Technologie wird somit sehr positiv gesehen. Es wird erwartet, dass der Markt in den kommenden Jahren rasant wächst (Abbildung 16). Technologisch sind noch viele Entwicklungsmöglichkeiten gegeben. Die Wirkungsgrade der Solarzellen und Module werden weiter steigen, wodurch auch die Systemkosten weiter sinken werden.



**Abbildung 16:** Historische und prognostizierte Entwicklung des CPV-Markts (Quelle: CPV Consortium). CPV hat erst eine vergleichsweise kurze Marktentwicklung hinter sich. In den kommenden Jahren wird eine rasante Entwicklung der installierten CPV-Leistung erwartet. So sind bereits Stromabnahmeverträge für mehrere CPV-Großkraftwerke mit jeweils über 50 MW unterzeichnet.

## Zusammenfassung und Fazit

Die konzentrierende Photovoltaik hat nun einen Entwicklungsstand erreicht, bei dem der Übergang vom Labor zur industriellen Fertigung vollzogen ist. Der Markteinstieg ist im vollen Gange. Die Kosten- und Ertragsanalysen lassen erwarten, dass CPV Systeme an sonnenreichen Standorten Stromgestehungskosten erreichen können, die deutlich unter denen der klassischen PV-Technologie liegen. Technologisch sind noch viele Verbesserungsoptionen offen. Die Entwicklungsarbeiten auf der Zelleite lassen in naher Zukunft Wirkungsgrade bis 45 % und langfristig sogar 50 % erwarten. Dies sollte AC-Systemwirkungsgrade bis 30 % ermöglichen.

## Danksagung

Der Autor bedankt sich bei vielen nicht namentlich genannten Kollegen, die immer wieder Informationen zum Entwicklungsstand ihrer Konzentratortechnologie zur Verfügung stellen. Besonders erwähnt seien hier die Kollegen von Soitec Solar in Freiburg. Ein besonderer Dank gilt allen ehemaligen und heutigen Mitarbeiter der Arbeitsgruppe „III-V – Epitaxie und Solarzellen“ am Fraunhofer ISE für vielfältige Diskussionen und hervorragende Arbeiten. Weiterhin geht mein Dank an Herrn Dr. Simon Philipps – ohne seine Unterstützung wäre der Text nicht fertig geworden.



## Literatur

- [1] R.R. King, D.C. Law, K.M. Edmondson, C.M. Fetzer, G.S. Kinsey, H. Yoon, R.A. Sherif and N.H. Karam, *40% efficient metamorphic GaInP/GaInAs/Ge multijunction solar cells*, Applied Physics Letters **90**: pp. 183516-1-3 (2007).
- [2] M.A. Green, K. Emery, Y. Hishikawa, W. Warta and E.D. Dunlop, *Solar cell efficiency tables (Version 38)*, Progress in Photovoltaics: Research and Applications **19**: pp. 565-572 (2011).
- [3] A. Gombert, I. Heile, J. Wüllner, T. Gerstmaier, S.v. Riesen, E. Gerster and M. Röttger, *Field performance of FLATCON® power plants and demo systems*, Proceedings of the 6th International Conference on Concentrating Photovoltaic Systems, Freiburg, Germany, pp. 243-247 (2010).
- [4] S.G. Bailey and D.J. Flood, *Space Photovoltaics*, Progress in Photovoltaics: Research and Applications **6**(1): pp. 1-14 (1998).
- [5] A. Martí and G.L. Araújo, *Limiting efficiencies for photovoltaic energy conversion in multigap systems*, Solar Energy Materials and Solar Cells **43**(2): pp. 203-222 (1996).
- [6] G. Létay and A.W. Bett, *EtaOpt - a Program for Calculating Limiting Efficiency and Optimum Bandgap Structure for Multi-Bandgap Solar Cells and TPV Cells*, Proceedings of the 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Munich, Germany, pp. 178-181 (2001).
- [7] W. Shockley and H.J. Queisser, *Detailed balance limit of efficiency of p-n junction solar cells*, Journal of Applied Physics **32**(3): pp. 510-519 (1961).
- [8] S. Kurtz, *Opportunities and Challenges for Development of a Mature Concentrating Photovoltaic Power Industry*, Golden, Colorado, USA: National Renewable Energy Laboratory, pp. 1-39 (2010).
- [9] F. Dimroth, U. Schubert, A.W. Bett, J. Hilgarth, M. Nell, G. Strobl, K. Bogus and C. Signorini, *Next Generation GaInP/GaInAs/Ge Multi-Junction Space Solar Cells*, Proceedings of the 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Munich, Germany, pp. 2150-2154 (2001).
- [10] A.W. Bett, C. Baur, F. Dimroth and J. Schöne, *Metamorphic GaInP-GaInAs Layers for Photovoltaic Applications*, Materials Research Society Symposium Proceedings **836**: pp. 223-234 (2005).
- [11] J. Schöne, E. Spiecker, F. Dimroth, A.W. Bett and W. Jäger, *Misfit Dislocation Blocking by Dilute Nitride Intermediate Layers*, Applied Physics Letters **92**(8): pp. 081905-1-3 (2008).
- [12] F. Dimroth, *Metallorganische Gasphasenepitaxie zur Herstellung von hocheffizienten Solarzellen aus III-V Halbleitern*, Dissertation, Fakultät für Physik, Universität Konstanz (2000).
- [13] F. Dimroth, R. Beckert, M. Meusel, U. Schubert and A.W. Bett, *Metamorphic Ga<sub>0.9</sub>In<sub>0.1</sub>P/Ga<sub>1-x</sub>In<sub>x</sub>As Tandem Solar Cells for Space and for Terrestrial Concentrator Applications at C > 1000 Suns*, Progress in Photovoltaics: Research and Applications **9**(3): pp. 165-178 (2001).
- [14] W. Guter, J. Schoene, S.P. Philipps, M. Steiner, G. Siefer, A. Wekkeli, E. Welsler, E. Oliva, A.W. Bett and F. Dimroth, *Current-matched triple-junction solar cell reaching 41.1% conversion efficiency under concentrated sunlight*, Applied Physics Letters **94**(22): pp. 223504-1-3 (2009).
- [15] P. Chiu, S. Wojtczuk, C. Harris, D. Pulver and M. Timmons, *42.3% efficient InGaP/GaAs/InGaAs concentrators using bifacial epigrowth*, Proceedings of the 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Seattle, Washington, USA, in press (2011).



- [16] J.F. Geisz, D.J. Friedman, J.S. Ward, A. Duda, W.J. Olavarria, T.E. Moriarty, J.T. Kiehl, M.J. Romero, A.G. Norman and K.M. Jones, *40.8% efficient inverted triple-junction solar cell with two independently metamorphic junctions*, Applied Physics Letters **93**(12): pp. 123505-1-3 (2008).
- [17] A.B. Cornfeld, D. Aiken, B. Cho, A.V. Ley, P. Sharps, M. Stan and T. Varghese. *Development of a four sub-cell inverted metamorphic multi-junction (IMM) highly efficient AM0 solar cell* Proceedings of the 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Honolulu, Hawaii, USA, pp. 105-109 (2010).
- [18] S. Essig, E. Stämmler, S. Roensch, E. Oliva, M. Schachtner, G. Siefer, A.W. Bett and F. Dimroth. *Dilute nitrides for 4- and 6- junction space solar cells*, Proceedings of the 9th European Space Power Conference, Saint-Raphael, France, in press (2011).
- [19] M.J. Archer, D.C. Law, S. Mesropian, M. Haddad, C.M. Fetzer, A.C. Ackerman, C. Ladous, R. King and H.A. Atwater, *GaN/P/GaAs dual junction solar cells on Ge/Si epitaxial templates*, Applied Physics Letters **95**: pp. 103503-1-3 (2008).
- [20] K. Dreyer, E. Fehrenbacher, E. Oliva, A. Leimenstoll, F. Schätzle, M. Hermle, A.W. Bett and F. Dimroth, *GaN/P/GaAs/Si Triple-Junction Solar Cell Formed by Wafer Bonding*, Dresden, Germany, p. 1 (2011).
- [21] M. Yamaguchi and C. Amano, *Efficiency calculations of thin-film GaAs solar cells on Si substrates*, Journal of Applied Physics **58**(9): pp. 3601-3606 (1985).
- [22] K. Hayashi, T. Soga, H. Nishikawa, T. Jimbo and M. Umeno. *MOCVD growth of GaAsP on Si for tandem solar cell application* Proceedings of the 35th IEEE Photovoltaics Specialists Conference, Waikoloa, Hawaii, USA, pp. 1890-1893 (1994).
- [23] T. Roesener, H. Döschner, A. Beyer, S. Brückner, V. Klinger, A. Wekkeli, P. Kleinschmidt, C. Jurecka, J. Ohlmann, K. Volz, W. Stolz, T. Hannappel, A.W. Bett and F. Dimroth. *MOVPE Growth of III-V Solar Cells on Silicon in 300 mm Closed Coupled Showerhead Reactor*, Proceedings of the 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Valencia, Spain, pp. 964-968 (2010).
- [24] K. Barnham, I. Ballard, J. Barnes, J. Connolly, P. Griffin, B. Klufftinger, J. Nelson, E. Tsui and A. Zachariou, *Quantum well solar cells*, Applied Surfaces Science **113-114**: pp. 722-733 (1997).
- [25] R. Kellenbenz, R. Hoheisel, P. Kailuweit, W. Guter, F. Dimroth and A.W. Bett. *Development of Radiation Hard Ga<sub>0.50</sub>In<sub>0.50</sub>P/Ga<sub>0.99</sub>In<sub>0.01</sub>As/Ge Space Solar Cells With Multi Quantum Wells*, Proceedings of the 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Honolulu, Hawaii, USA, pp. 117-122 (2010).
- [26] R. Oshima, A. Takata and Y. Okada, *Strain-compensated InAs/GaNAs quantum dots for use in high-efficiency solar cells*, Applied Physics Letters **93**(8): pp. 083111-1-3 (2008).
- [27] M. Heurlin, *Axial InP Nanowire Tandem Junction Grown on a Silicon Substrate*, Nano Letters **11**(5): pp. 2028-2031 (2011).
- [28] P. Kailuweit, M. Peters, J. Leene, K. Mergenthaler, F. Dimroth and A.W. Bett, *Numerical simulations of absorption properties of InP- nanowires for solar cell applications*, Progress in Photovoltaics: Research and Applications, in press (2011).
- [29] S.P. Philipps, F. Dimroth and A.W. Bett, *High-Efficiency III-V Multijunction Solar Cells*, in: *Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications (Second Edition)*, Boston: Academic Press, pp. 417-448 (2012).
- [30] J. Luther and A. Bett, W. *Progress in High-Concentration Photovoltaic Systems*, Proceedings of the 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Fukuoka, Japan, pp. 11-14 (2007).

- [31] V.D. Romyantsev, M. Hein, V.M. Andreev, A.W. Bett, F. Dimroth, G. Lange, G. Letay, M.Z. Shvarts and O.V. Sulima. *Concentrator Array Based on GaAs Cells and Fresnel Lens Concentrators*, Proceedings of the 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Glasgow, UK, pp. 2312-2315 (2000).
- [32] I. Garcia, C. Algora, I. Rey-Stolle and B. Galiana. *Study of non-uniform light profiles on high concentration III-V solar cells using quasi-3D distributed models*, Proceedings of the Photovoltaic Specialists Conference, San Diego, CA, USA pp. 1 - 6 (2008).
- [33] K. Araki, M. Kondo, A. Akisawa, T. Kashiwagi and M. Yamaguchi. *Development of a Metal Homogenizer for Concentrator Monolithic Multi-Junction-Cells*, Proceedings of the 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, New Orleans, Louisiana, USA, pp. 1572-1575 (2002).
- [34] A. Neumann, A. Witzke, S.A. Jones and G. Schmitt, *Representative terrestrial solar brightness profiles*, Journal of Solar Energy Engineering **124**(2): pp. 198-204 (2002).
- [35] G. Peharz, L. Bugliaro, G. Siefer and A.W. Bett. *Evaluation of Satellite Cirrus Data for Performance Models of CPV Modules*, Proceedings of the 6th International Conference on Concentrating Photovoltaic Systems, Freiburg, Germany, pp. 312-315 (2010).
- [36] J. Jaus, A.W. Bett, H. Reinecke and E.R. Weber, *Reflective secondary optical elements for fresnel lens based concentrator modules*, Progress in Photovoltaics: Research and Applications **19**: pp. 580-590 (2011).
- [37] A. Kribus, D. Kaftori, G. Mittelman, A. Hirshfeld, Y. Flitsanov and A. Dayan, *A miniature concentrating photovoltaic and thermal system*, Energy Conversion and Management **47**(20): pp. 3582-3590 (2006).
- [38] H. Helmers, A. Boos, F. Jetter, A. Heimsath, M. Wiesenfarth and A.W. Bett. *Outdoor Test Setup for Concentrating Photovoltaic and Thermal (CPVT) Systems*, Proceedings of the 7th International Conference on Concentrating Photovoltaic Systems, Las Vegas, Nevada, USA, in press (2011).
- [39] N. Hartsoch. *The Current Status of the CPV Industry*, Presentation at the 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Honolulu, Hawaii, USA, for download at: [www.cpvconsortium.org/Portals/0/Papers\\_Presos/Current\\_Status\\_CPV\\_Industry.pdf](http://www.cpvconsortium.org/Portals/0/Papers_Presos/Current_Status_CPV_Industry.pdf) (2010).
- [40] D. Kammen, J. Nelson, A. Mileva and J. Johnston, *An Assessment of the Environmental Impacts of Concentrator Photovoltaics*, Report, [www.cpvconsortium.org/Portals/0/CPV\\_Environmental\\_Report\\_07-09-11.pdf](http://www.cpvconsortium.org/Portals/0/CPV_Environmental_Report_07-09-11.pdf) (2011).

Dr. Andreas W. Bett,  
 Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE)  
 Heidenhofstraße 2  
 D-79114 Freiburg  
 andreas.bett@ise.fraunhofer.de,  
 www.ise.fhg.de

Deutsche Physikalische Gesellschaft  $\Phi$  DPG

Arbeitskreis Energie



# Energie

## Perspektiven und Technologien

Vorträge auf der DPG-Frühjahrstagung in Dresden 2011

Herausgegeben von Hardo Bruhns

# Energie

## Perspektiven und Technologien

Vorträge auf der DPG-Frühjahrstagung in Dresden 2011

Arbeitskreis Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft

Herausgegeben von Hardo Bruhns

Bad Honnef, April 2012

Frühjahrstagung des Arbeitskreises Energie  
in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft  
Dresden, 13. bis 16. März 2011

Hauptvorträge

Inhaltsverzeichnis

Einleitung.....	7
Übersicht über die Fachsitzungen.....	8
Abstracts aller Vorträge.....	9
Electrolytes in lithium-ion batteries: state of the art and future trend (presented by A. Balducci).....	27
Das Energiekonzept der Bundesregierung und andere Optionen für die Energiezukunft Deutschlands (vorgetragen von M. Popp).....	37
Vergleichende Bewertung von Stromerzeugungssystemen (vorgetragen von R. Friedrich).....	47
Endlagerung von hochradioaktiven Abfällen - internationaler Stand und Perspektiven (vorgetragen von H. Geckeis).....	64
Nuclear Waste Transmutation: Status and Perspectives for Accelerator Driven Systems (ADS) in Europe (presented by A. C. Mueller).....	81
Der Stellarator - Ein alternatives Einschlusskonzept für ein Fusionskraftwerk (vorgetragen von R. Wolf).....	97
Production and conversion of liquid fuels and hydrogen from biomass and natural gas using microreactor technology (presented by P. Pfeifer).....	105
Physik der Windparkoptimierung (vorgetragen von S. Emeis).....	120

Geothermie für Grundlaststrom und Wärmeversorgung - internationale Nutzung, Potenzial, technologische Entwicklungen (vorgetragen von D. Bruhn).....	130
Einsatz großer Wärmepumpen im Industrie- und Gewerbebau (vorgetragen von R. Grimm) .....	140
Anforderungen an einen Wärmepumpentarif zur Überwindung diskriminierender Steuern und Abgaben beim thermodynamisch optimierten Heizen (vorgetragen von G. Luther).....	151
Clean Power from Deserts (presented by M. Düren).....	164
Hochkonzentrierende Photovoltaik: Stand der Entwicklungen und Perspektiven (vorgetragen von A. Bett) .....	182
Das Aufwindkraftwerk – Funktionsweise und aktueller Stand (vorgetragen von G. Weinrebe) .....	200

Direkter Link zum AKE - Archiv:

<http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/index.htm>

Direkter Link zum AKE - Archiv, Tagung 2011 -Dresden:

[http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE\\_Archiv/DPG2011-AKE\\_Dresden/Links\\_DPG2011.htm](http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/DPG2011-AKE_Dresden/Links_DPG2011.htm)

Der vorliegende Band fasst schriftliche Ausarbeitungen der Hauptvorträge der AKE Tagung des Jahres 2011 in Dresden zusammen. Leider ist es nicht gelungen, von allen Vortragenden Manuskripte zu erhalten. Die Präsentationsfolien der Hauptvorträge können auf der Webseite des Arbeitskreises über:

<http://www.dpg-physik.de/dpg/organisation/fachlich/ake.html>

(von dort gelangt man zum Archiv des AKE) eingesehen werden. Allen, die zu diesem Sammelband beigetragen haben, sei an dieser Stelle sehr herzlich gedankt.