

## ■ Solarthermische Kraftwerke – Technologieentwicklung zur Komponentenherstellung und Logistik der Montage

- Herausforderungen in der Produktion von Receivern für Parabolrinnenkraftwerke
- Qualitätssicherungsmaßnahmen bei der Herstellung solarthermischer Kraftwerkskomponenten
- Der Bau solarthermischer Kraftwerke – Produktion und Logistik der Montage

# Herausforderungen in der Produktion von Receivern für Parabolrinnenkraftwerke

Dr. Nikolaus Benz  
SCHOTT  
nikolaus.benz@schott.com

Dr. Thomas Kuckelkorn  
SCHOTT  
thomas.kuckelkorn@schott.com

Andreas Neumayr  
SCHOTT  
andreas.neumayr@schott.com

Wolfgang Graf  
Fraunhofer ISE  
wolfgang.graf@ise.fraunhofer.de

Dr. Eckhard Lüpfer  
DLR  
eckhard.luepfert@dlr.de

Nach ersten Markterfolgen in den späten 80er Jahren haben solarthermische Kraftwerke in den letzten Jahren – vor allem aufgrund günstiger Rahmenbedingungen in Spanien und den USA – einen beachtlichen Aufschwung erlebt.

Die derzeit einzige kommerziell erprobte Technik basiert auf linear fokussierenden Parabolrinnenkollektoren. Diese bis zu 150 m langen Kollektoren sind aus rinnenförmigen parabolischen Spiegeln mit einer Aperturweite von knapp 6 m aufgebaut, welche die Solarstrahlung auf rohrförmige Receiver bündeln, die sich in der Brennlinie befinden. In den Receivern wird die konzentrierte Sonnenstrahlung dazu benutzt, ein zirkulierendes Wärmeträgeröl auf 400 Grad Celsius zu erwärmen. Mit diesem wird nachgeschaltet Dampf erzeugt, der wiederum eine konventionelle Turbine zur Stromerzeugung treibt.

Solarthermische Kraftwerke sind eine äußerst aussichtsreiche Technologie für den großtechnischen Ausbau von erneuerbaren Energien. In den sonnenreichen Gebieten der Erde können damit zukünftig in kostengünstiger Weise signifikante Anteile des Elektrizitätsbedarfs gedeckt werden. Aufgrund der zunehmenden Nachfrage in Spanien und den USA werden starke Wachstumsraten erwartet. Die Firma SCHOTT betreibt seit August 2006 eine hochautomatisierte Serienfertigung im nordbayerischen Mitterteich und wird aufgrund der hohen Marktnachfrage Anfang 2008 eine weitere Fertigungsstätte in Spanien in Betrieb nehmen.

Der Receiver besteht aus einem 4 Meter langen Stahlrohr mit strahlungsselektiver Absorberbeschichtung, das von einer evakuierten Hülle aus Glas mit einer Antireflexbeschichtung umgeben ist (*Abb. 1*). Metallische Faltenbälge an den Enden kompensieren die unterschiedliche Wärmedehnung von Absorber und Hülle. Für die vakuumdichte Verbindung zwischen Metall

und Glashülle sorgt ein Glas-Metall-Einschmelzverbund. Der Receiver konvertiert die konzentrierte Solarstrahlung mit einem maximalen Wirkungsgrad von knapp über 70 % in Wärme. Erreicht wird dies durch eine optimierte Strahlungsabsorption bei minimierten Wärmeverlusten. Das auf knapp 400°C erwärmte Öl wird zur Dampferzeugung genutzt. Mit dem gewonnenen Dampf wird eine konventionelle Turbine zur Stromerzeugung betrieben. In einem 50 MW<sub>el</sub>-Kraftwerk werden rund 15.000 Receiver zu einer Gesamtlänge von 60 km verbaut.

Die Qualitätsanforderungen an die Schlüsselkomponente Receiver sind hoch, da die Kraftwerksprojekte auf eine Lebensdauer über 20 Jahre bei geringsten Leistungsverlusten und geringen Wartungs- und Instandhaltungskosten bauen. Für dieses thermisch und mechanisch hoch belastete Bauteil müssen sich Entwicklung und Produktion vor allem folgenden Herausforderungen stellen:

- **Hochtransparente, abriebfeste Antireflex-Beschichtung**

Es wurde ein neues Verfahren zur Herstellung von Antireflex-Beschichtungen auf Rohren aus Borosilikatglas entwickelt. Es basiert auf SiO<sub>2</sub>-Nanopartikeln in alkoholischer Lösung. Die Besonderheit ist die sehr gute Abriebbeständigkeit, für die zusammen mit der TU Clausthal-Zellerfeld ein patentiertes Verfahren entwickelt wurde. Dieses zeichnet sich zudem gegenüber herkömmlichen Sol-Gel-Verfahren<sup>1</sup> durch eine einfache und kostengünstige Prozessführung aus. In der Fertigung wird damit ein Transmissionsgrad  $\geq 96\%$  sicher erreicht, der über eine eigens entwickelte und aufwändige Messtechnik nachgewiesen wird.

<sup>1</sup> Der Sol-Gel-Prozess ist ein Verfahren zur Synthese von Gelen auf Basis eines Sols.

Abbildung 1  
Receiverrohr



- **Bruchfeste Glas-Metall-Verbindung**  
Eines der Hauptprobleme der in den 80er Jahren gebauten Kraftwerke war die hohe Versagensrate der Glas-Metall-Verbunde bei den Receivern. Dies konnte durch eine neue Glas-Metall-Verbindungstechnik mit angepassten Dehnungseigenschaften beider Materialien gelöst werden, die ohne Übergangsgläser auskommt und automatisiert hergestellt werden kann. In der Fertigung wird die Qualität mit einem 100%-Prooftest gesichert.
- **Neues kostengünstiges Beschichtungsverfahren für den Absorber**  
Durch Sputtertechniken (in DC und MF-Betriebsweise) und gezielte Vorbehandlung der Substrate konnte ein effizienter Beschichtungsprozess realisiert werden. Neben den strahlungsoptischen Eigenschaften der Schichten ist die Beständigkeit bei Temperaturen von über 400°C von großer Bedeutung. Im Fertigungsprozess wird ein solarer Absorptionsgrad von  $\geq 95\%$  und ein thermische Emissionsgrad bei 400°C von  $\leq 14\%$  erreicht. Diese Parameter sowie die Langzeitbeständigkeit werden durch spektrometrische Messungen und beschleunigte Alterungstests laufend überwacht.  
Für die produktionsstaugliche Messung der Absorptions- und Emissionsgrade auf den stark gekrümmten Oberflächen der

Absorberrohre wurden umfängliche Messverfahren entwickelt.

- **Dauerhaftes Vakuum**  
Ein Problem des heute üblichen synthetischen Thermoöls als Wärmeträger ist die einsetzende Zersetzung bei Temperaturen nahe 400°C. In diesem Prozess entsteht Wasserstoff, der dann durch den Stahlabsorber in die evakuierte Hülle diffundiert. Dies wird vakuumtechnisch beherrscht durch einen speziellen Stahl mit niedriger Wasserstoffpermeationsrate und einer richtig dimensionierten Menge an Gettermaterial im Vakuum, dass den Wasserstoff bindet. Durch eine platzsparende Anordnung von Faltenbalg und Glas-Metall-Verbund, die zu einer Vergrößerung der Apertur führt, wurde eine Steigerung von 2 % im Wirkungsgrad erreicht.

Im Zeitraum 2002–2006 wurde das Entwicklungsprojekt vom Bundesministeriums für Umwelt (BMU) im Rahmen der Projekte PARASOL und PARFOR mit insgesamt rund 3,8 Mio. € gefördert. Partner von SCHOTT sind das Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt (DLR), das Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (Fraunhofer ISE) und die Firma Flagsol GmbH. Die Beteiligten danken dem BMU für die Unterstützung.

# Qualitätssicherungsmaßnahmen bei der Herstellung solarthermischer Kraftwerkskomponenten

Dr. Eckhard Lüpfer  
DLR

eckhard.luepfert@dlr.de

Dr. Klaus Pottler  
DLR

klaus.pottler@dlr.de

Dr. Steffen Ulmer  
DLR

steffen.ulmer@psa.es

Wolfgang Schiel  
SBP

w.schiel@sbp.de

Anna Heimsath

Fraunhofer ISE  
anna.heimsath@ise.fraunhofer.de

Dr. Werner Platzer

Fraunhofer ISE  
platzer@ise.fraunhofer.de

Prof. Dr. Robert  
Pitz-Paal

DLR  
robert.pitz-paal@dlr.de

## Einleitung

Für solarthermische Kraftwerke werden typischerweise Solarfelder von mehreren 100.000 Quadratmetern Spiegel-Fläche benötigt. Auf dem vorbereiteten Untergrund werden Fundamente erstellt und darauf große Konzentratorstrukturen errichtet (*Abbildung 1*). Die nötige Strahlungsfokussierung zum Erreichen hoher Temperaturen macht es erforderlich, die Spiegel innerhalb einer Toleranz von etwa  $0,1^\circ$  auszurichten. Auch die Spiegel selbst müssen eine vorgegebene Krümmungsform einhalten, um die Anforderungen zu erfüllen.

Der Krümmungsradius der Spiegel hängt von der Technologie-Variante ab. Die kürzesten Brennweiten haben Parabolrinnen-Kollektoren sowie die Sekundärkonzentratoren von Linear-Fresnel-Kollektoren. Hier kommen bei Einsatz von Glas thermische Umform-Verfahren zum Einsatz. Längere Brennweiten sind bei Dish-Stirling-Systemen zu finden. Primärspiegel von Linear-Fresnel-Kollektoren und Heliostate von Solarturm-Anlagen haben so lange Brennweiten, dass Flachglas ohne Erwärmung durch Montagevorrichtungen in den richtigen geringen Krümmungen in die Tragstrukturen montiert werden kann. Wird Dünnglas oder Aluminium als Reflektor verwendet, vereinfacht sich der

Formgebungsprozess, jedoch werden zusätzliche Trag-Elemente zur Fixierung der Reflektorform benötigt, die dann wiederum die geeigneten Form-Spezifikationen erfüllen müssen. Die großformatigen Tragstrukturen halten die Spiegel in ihrer Position und den Absorber im Fokus und sind verantwortlich für die Nachführung zum Sonnenstand. Bei der Größe der Flächen dürfen Eigengewicht und Windlasten keinen zu starken Einfluss auf die Form ausüben.

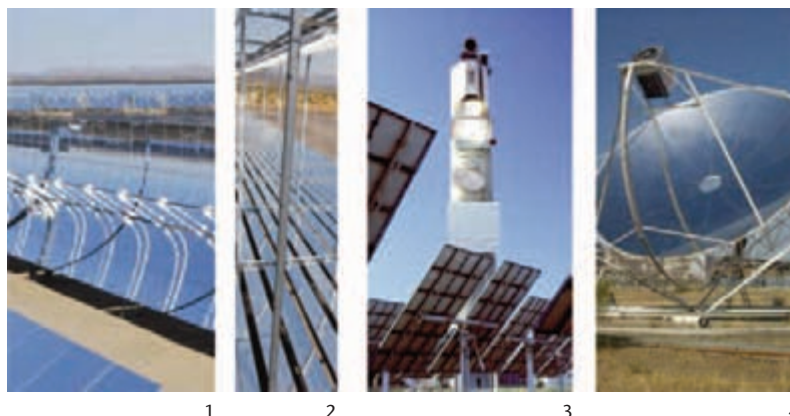
Neben konstruktiven Maßnahmen zur Erfüllung dieser Anforderungen sind vor allem die Spezifikation der Komponenten und die Ausführung der Montage von entscheidendem Einfluss auf die Kollektor-Leistung.

Um die Ergebnisse im Rahmen einer Qualitätssicherung zu prüfen, wurden geeignete Messverfahren entwickelt, um die relevanten Eigenschaften der Kollektoren zu ermitteln.

## Dreidimensionale Punktmessung

Mittels photogrammetrischer Methoden lassen sich quantitative Größen für die Qualifizierung der Genauigkeit eines Parabolrinnen-Kollektors schnell und zuverlässig messen. Für eine Serienfertigung der Parabolrinnen wurde im DLR eine

*Abbildung 1*  
Solarthermische Stromerzeugung:  
1. Parabolrinnen-Kraftwerk  
2. Linear-Fresnel-Kollektoren  
3. Solarturmkraftwerk  
4. Dish-Stirling-System



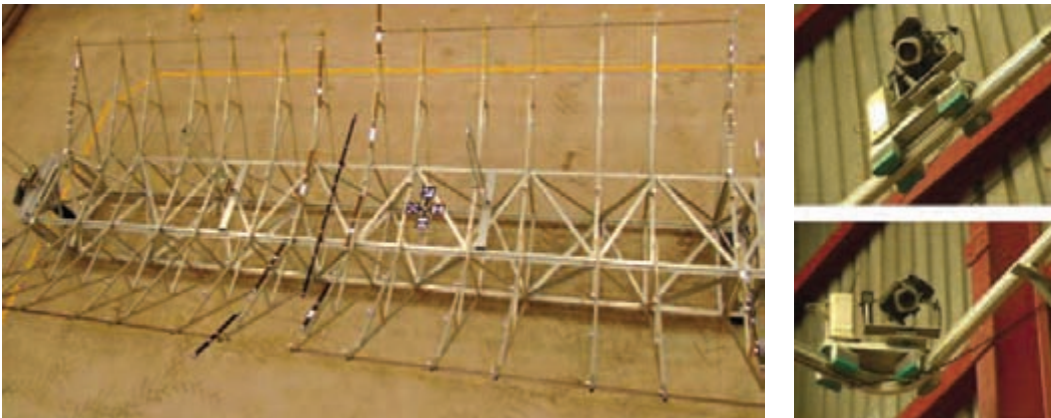


Abbildung 2  
Kollektorstruktur mit  
Zielmarken bei der  
3D-Messung (links).

Kamera-Shuttle auf  
dem Schienensystem  
(rechts)

automatisierte Messeinrichtung entwickelt. Sie wird in die Kollektorproduktionslinie integriert und ermöglicht es, Montagefehler im Produktionsprozess sofort zu erkennen, um rechtzeitig deren Ursachen zu beseitigen. Der Einsatz eines solchen Systems stellt daher eine sinnvolle Maßnahme zur Dokumentation der Fertigung sowie zur Sicherung des energetischen Ertrags des Solarfeldes und damit des ökonomischen Erfolges eines Kraftwerkprojekts dar. *Abbildung 2* zeigt eine zu überprüfende Kollektorstruktur mit den für die photogrammetrische Vermessung notwendigen reflektierenden Zielmarken sowie das Kamera-Shuttle in zwei Positionen auf der Schiene über dem Messstand.

Eine hochauflösende Digitalkamera umfährt das zu prüfende Kollektor-Modul auf einer Kurvenbahn. An mehreren Positionen werden Fotos von der Kollektorstruktur aufgenommen und über eine Funkverbindung auf den Messrechner übertragen. Eine photogrammetrische Auswertung ermittelt daraus die 3D-Koordinaten der Messpunkte, woraus die relevanten Abweichungen von den Sollwerten bestimmt werden. Die Ergebnisse werden innerhalb von wenigen Minuten gewonnen und protokolliert. Das Prüfergebnat (innerhalb/außerhalb Toleranz) wird dem Bedienungspersonal über eine Signalisierung angezeigt, so dass sofort Entscheidungen für die Weiterbehandlung des Moduls zur Verfügung stehen. Treten Abweichungen zwischen Ist- und Sollwerten auf, so können diese lokalisiert und die Ursache im Produktionsprozess zeitnah behoben werden. Das Messsystem wurde nach VDI/VDE-Richtlinie 2634 überprüft. Die größte Unsicherheit eines einzelnen Messpunktes war kleiner als  $\pm 0,4$  mm, die Standardabweichung betrug 0,1 mm.

## Reflexionsmessung an Heliostaten

Optische Messsysteme für solare Turmkraftwerke können bei der Heliostat-Entwicklung, bei der Facetten- und Heliostat-Montage und für einen sicheren, effektiven Betrieb des Solarfeldes eingesetzt werden. Neuartige Messmethoden des DLR und die weitgehende Automatisierung ermöglichen eine wirtschaftliche, hochauflösende Vermessung der Spiegelfehler von Heliostaten und dienen damit als Grundlage für kostengünstige Optimierungen, zur exakteren Modellierung zur Ertragsvorhersage und zur Endabnahme von Heliostatfeldern. Dies kann zu einer signifikanten Ertragssteigerung des Kraftwerks mit geringerem Ertragsrisiko und zu reduzierten Kosten für die Fertigungskontrolle beitragen.

Mit Hilfe der Raster-Reflexionsmethode (RRM) können Spiegelfehler von Heliostaten in hoher Auflösung gemessen werden. Die RRM wird in

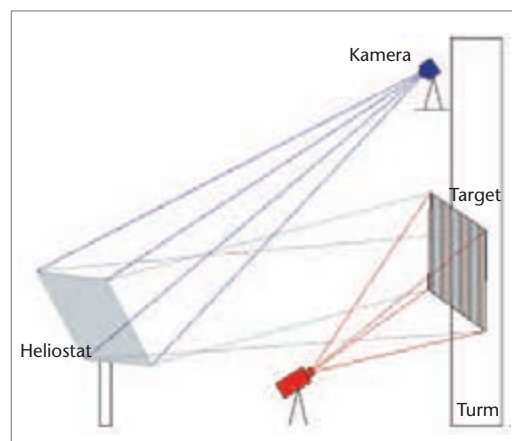
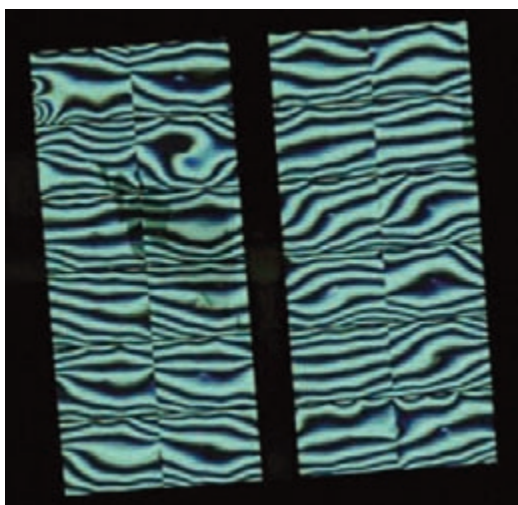


Abbildung 3  
Skizze des Messaufbaus  
zur Spiegelvermessung  
mit der Raster-  
Reflexionsmethode

Abbildung 4  
Beispiel eines im  
Heliostat gespiegelten  
horizontalen Streifen-  
musters



projiziert, und einer Kamera auf dem Turm, die Bilder von den gespiegelten Streifenmustern (Abbildung 4) aufnimmt.

Diese Methode hat den Vorteil, dass direkt die Spiegelung zur Messung verwendet wird und dadurch hohe Genauigkeiten für die Spiegelsteigung bei gleichzeitig hoher örtlicher Auflösung möglich sind. Derzeit wird eine Auflösung von etwa 1 Million Messpunkten pro Heliostat mit einem Messfehler  $< 0,1$  mrad erreicht. Gegenüber bisherigen Verfahren (Laser-Scanner, Photogrammetrie) bietet dieses Verfahren deutliche Vorteile in Geschwindigkeit und Handhabung.

Abbildung 5  
Messergebnis, darge-  
stellt als Spiegelfehler  
in Elevationsrichtung  
in mrad

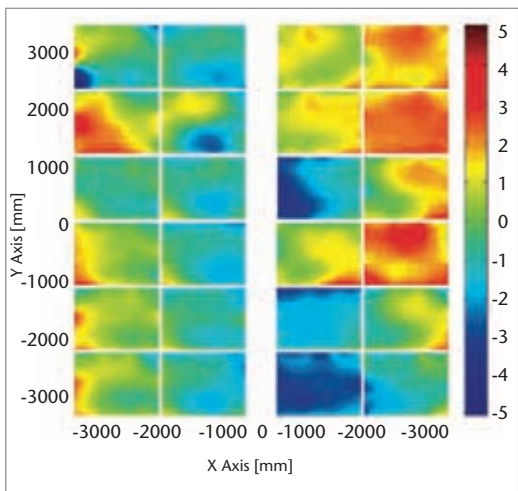
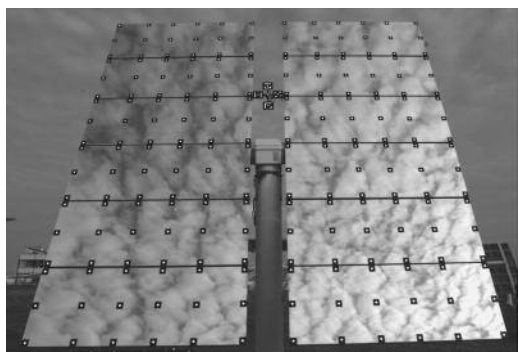


Abbildung 5 zeigt beispielhaft ein Messergebnis der Spiegelfehler eines Heliostaten in Elevationsrichtung. Neben dieser hochauflösenden Information der lokalen Steigungsfehler werden die individuellen Abweichungen der Facettenbrennweiten, der Facettenausrichtungen (Canting) und der Gesamtbrennweite im Programmablauf automatisch ermittelt und können dem Hersteller für entsprechende Korrekturmaßnahmen zur Verbesserung der optischen Qualität bereitgestellt werden. Für hohe Betriebssicherheit und Effizienz aufgebauter Heliostatenfelder wird eine ergänzende Messmethode entwickelt, die mit derselben Hardware größere Abweichungen in der Heliostat-Nachführung während des Betriebs automatisch überprüft.

Abbildung 6  
Photogrammetrie-  
Zielmarken auf  
CESA-1-Heliostat



Zukunft in der Lage sein, innerhalb einer Nacht vollautomatisch mehrere hundert Heliostate zu vermessen. Die Methode basiert auf der Bilderkennung von im Heliostat reflektierten definierten Linienmustern und deren Verzerrungen. Den benutzten Messaufbau zeigt [Abbildung 3](#). Das System besteht aus einem Projektor im Feld, der bei Nacht eine Serie von kodierten Streifenmustern auf eine Fläche am Turm

Mit der beschriebenen Raster-Reflexions-Methode kann die Konzentratorform nur in einer bestimmten Position vermessen werden. Für den Betrieb und eine realitätsnahe Modellierung ist die Verformung unter Gravitation jedoch eine weitere wichtige Größe. Da diese Untersuchungen mit geringerer Auflösung und generell nur exemplarisch für einen Heliostattyp durchgeführt werden müssen, eignen sich dafür photogrammetrische Methoden [1]. Als Beispiel wurde ein Heliostat des CESA-1-Heliostatenfeldes auf der Plataforma Solar ausgewählt, mit reflektierenden Zielmarken beklebt ([Abbildung 6](#)) und mit einer Präzision von 0,3 mm vermessen. [Abbildung 7](#) zeigt die gemessene Verformung in Heliostaten-Normalenrichtung bei einer Bewegung des Heliostats von  $90^\circ$  (Zenit, Referenz) auf  $10^\circ$ .

Die genannten Methoden können analog auch für die Messung der Spiegelform von Parabolrinnen und Dish/Stirling-Systemen sowie für einzelne Spiegel unterschiedlicher Formate und Brennweiten eingesetzt werden und ergänzen damit die bisherigen Produkt-Kontrollen in der Fertigung.

Das Fraunhofer ISE konzentriert sich auf Material- und Komponentenentwicklung hauptsächlich zu linearen Fresnelkollektoren und hat in diesem Zusammenhang eine Reihe von Charakterisierungsverfahren aufgebaut.

## Alterungstests

Bei den speziellen Cermet<sup>1</sup>-Dünnschichtsystemen für Solarabsorber ist neben der spektralen Vermessung der Grenzwellenlänge, des thermischen Emissions- und des solaren Absorptionsgrades die Eignung für die hohen Einsatztemperaturen und die Stabilität gegenüber Umwelteinflüssen (Witterung) entscheidend. Temperaturstabile Spiegelschichten werden für Sekundärkonzentratoren bei Fresnelkollektoren oder am Turm benötigt:

- Absorberschichten für Vakuumreceiver
- Luftstabile Hochtemperaturabsorber
- Vorderseitenspiegel für Sekundärkonzentratoren

Die Langzeitbeständigkeit bei verschiedensten Umwelteinflüssen ist ein wesentlicher Faktor für die Wirtschaftlichkeit. In Klimaschränken und Außenbewitterungsaufbauten werden neue Entwicklungsprodukte überprüft und qualifiziert. Damit können ungeeignete Optionen ausgeschieden werden und relative Vergleiche zwischen verschiedenen Entwicklungslinien angestellt werden. Problematisch ist allerdings stets die Übertragung von Ergebnissen beschleunigter Alterung (mit erhöhten Belastungsfaktoren als in der Realität) auf das Langzeitverhalten unter realen Betriebsbedingungen. Hierzu sind meist Erfahrungen und Validierungsdaten aus Langzeitversuchen unter realen Bedingungen notwendig, die aber bei neuen Produkten naturgemäß nicht vorliegen können.

<sup>1</sup> Cermets sind schwarze Metall-/Metalloxidschichten

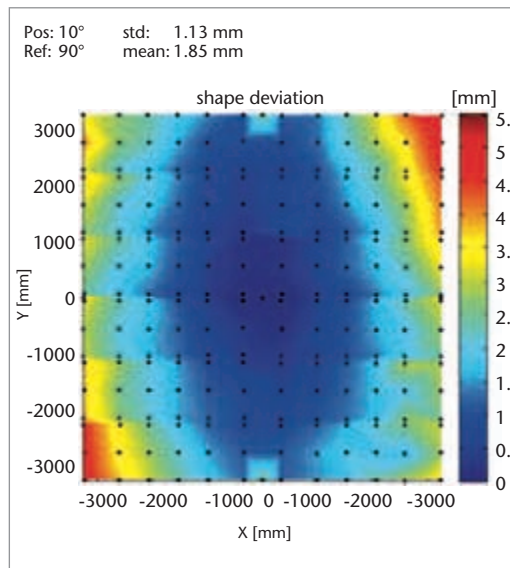


Abbildung 7  
Verformung in Heliostaten-Normalenrichtung bei Änderung der Elevation von 90° auf 10°

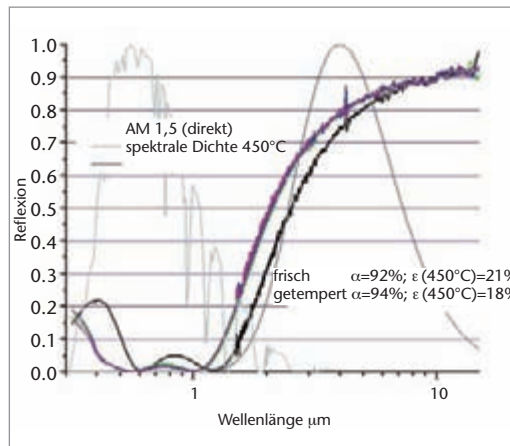


Abbildung 8  
Verschiebung der spektralen Reflexion bei temperaturbehandelten Absorbern für höhere Absorption und niedrigere Emission



Abbildung 9  
Streifenreflektometrische Apparatur (ZEBRA)

Optische Charakterisierung von Spiegeln  
Zur Charakterisierung von schmalen Spiegелеlementen von Fresnel-Kollektoren wurde am Fraunhofer ISE eine kompakte Messapparatur entwickelt, die mit der hochgenauen und flexiblen Methode der phasenmessenden Streifenreflexion die Formtreue eines kompletten

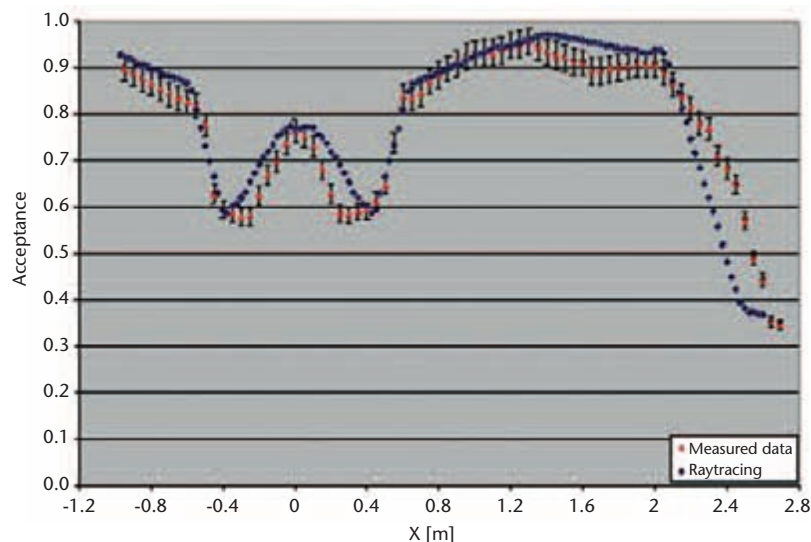
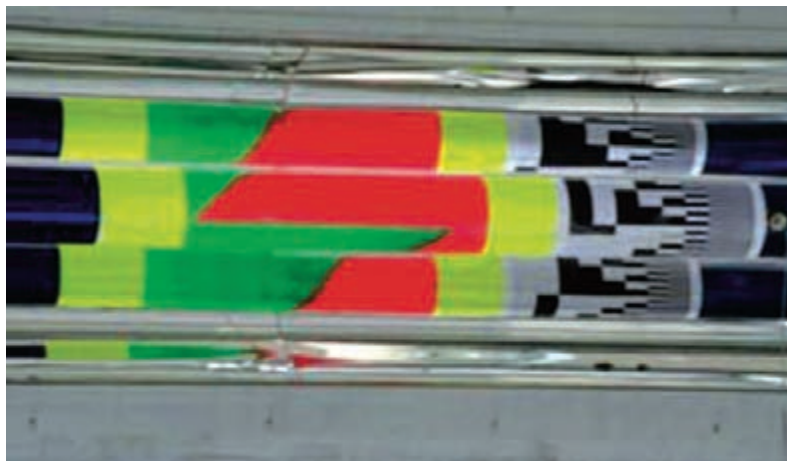
Primärspiegelmoduls parallel zur Produktion ermittelt (*Abbildung 9*). Zur Messung der optischen Qualität des Sekundärkonzentrators werden Bilder eines farblich kodierten Targets numerisch ausgewertet und daraus die Trefferquote der konzentrierten Sonnenstrahlung ermittelt (*Abbildung 10*).

Die vorgestellten Methoden zur Charakterisierung von Komponenten ermöglichen die Qualitätssicherung der am Fraunhofer ISE entwickelten Materialien und Komponenten sowohl im Labor als auch beim Aufbau solarer Kraftwerke.

## Zusammenfassung

Die Effizienz konzentrierender solarthermischer Kraftwerke hängt stark von der geometrischen Präzision der Kollektoren, Komponenten und der Präzision der Nachführung ab. Enge Toleranzen stehen jedoch in Konkurrenz zu kostengünstigen Fertigungsverfahren. Im Metallbau können die millimetergenauen Anforderungen der dreidimensionalen Formtreue mit automatisierter optischer Messtechnik während der Montage geprüft werden. Für die Herstellung von Absorbern und Spiegeln wurden spektrale Charakterisierungsverfahren aus dem Labor auf die Produktionsanlagen angepasst. Die Langzeitbeständigkeit der Komponenten bei hohen Temperaturen wird aus Messungen ermittelt (*Abbildung 8*).

*Abbildung 10*  
Identifikation  
problematischer  
Einfallswinkel aus der  
Auswertung von Farb-  
Targets



Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit hat die Arbeiten finanziell gefördert.

## Literatur

- [1] Pottler, K.; Lüpfer, E.; Johnston, G.; Shortis, M.; Photogrammetry: A powerful tool for geometric analysis of solar concentrators and their components, *Journal of Solar Energy Engineering* 127 (2005), 94-101.
  
- [2] Pottler, K.; Röger, M.; Lüpfer, E.; Schiel, W.; Automatic Non-Contact Quality Inspection System for Industrial Parabolic Trough Assembly, 13th SolarPACES Int. Symposium on Concentrated Solar Power and Chemical Energy Technology, June 20-23, Sevilla, Spain, 2006.
  
- [3] S. Ulmer, M. Röger: Automatisierte hochaufgelöste Vermessung der Spiegelfehler von Heliostaten. 10. Kölner Sonnenkolloquium, 21. Juni 2007, DLR, Köln-Porz.

# Der Bau solarthermischer Kraftwerke – Produktion und Logistik der Montage

Paul Nava  
FLAGSOL  
paul.nava@flagsol.com

Dr. Eckhard Luepfert  
DLR  
eckhard.luepfert@dlr.de

Andreas Wohlfahrt  
Fraunhofer-Institut für  
Materialfluss und  
Logistik (IML)  
andreas.wohlfahrt@  
iml.fraunhofer.de

Sonnenstrahlung lässt sich thermisch mit hoher Effizienz in elektrische Energie umwandeln. Kostengünstige Möglichkeiten bieten dafür thermische Solarkraftwerke in Ländern, wo Sonne und blauer Himmel vorherrschend sind. An diesen Standorten können sie besonders wirtschaftlich sein und erreichen ein hohes wirtschaftliches Potenzial. Die Sonnenstrahlung wird konzentriert und durch Dampf- oder Gasturbinen in elektrischen Strom umgewandelt. Das Solarfeld eines solarthermischen Kraftwerkes bei einer 50 MW Anlage mit Speicher hat eine Kollektorfläche von ca. 500.000 m<sup>2</sup>.

Abbildung 1 zeigt das Funktionsschema eines solarthermischen Parabolrinnenkraftwerkes. In der Fokuslinie der 624 einachsigen nachgeführten Parabolrinnenkollektoren befindet sich ein selektiv beschichtetes, vakuumisoliertes Absorberrohr durch das ein synthetisches Öl gepumpt wird. Die 80-fach konzentrierte Solarstrahlung erwärmt das Öl auf 400 °C. In Wärmetauschersträngen wird Wasser vorgewärmt und ver-

dampft. Der danach überhitzte Dampf treibt über eine Dampfturbine den Generator an. Ein thermischer Speicher ist in der Lage, die Wärme aus dem entsprechend dimensionierten Solarfeld zu speichern und diese bei Bedarf wieder an die Turbine abzugeben, die damit in Lage ist, elektrische Energie zur Abdeckung des Spitzenbedarfs auch in Abendzeiten zu liefern.

Die Parabolrinnenkollektoren (Abb. 2) sind von Kosten, Platzbedarf, Materialmenge und Montageaufwand die dominierenden Komponenten eines derartigen Kraftwerkes. Die Kostenoptimierung der Fertigungskette für Kollektoren hat daher einen wesentlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen. Die Hauptkomponente der kostenoptimierten Fertigungskette für Parabolrinnenkollektoren ist die Montagelinie für Kollektorsegmente (Abb. 3), die auf der Baustelle errichtet wird. In dieser Montagelinie wird die optische Präzision der Kollektoren mit Hilfe von so genannten Montagehellingen erzielt.

Abbildung 1  
Funktionsschema eines  
solarthermischen  
Parabolrinnen-  
kraftwerkes

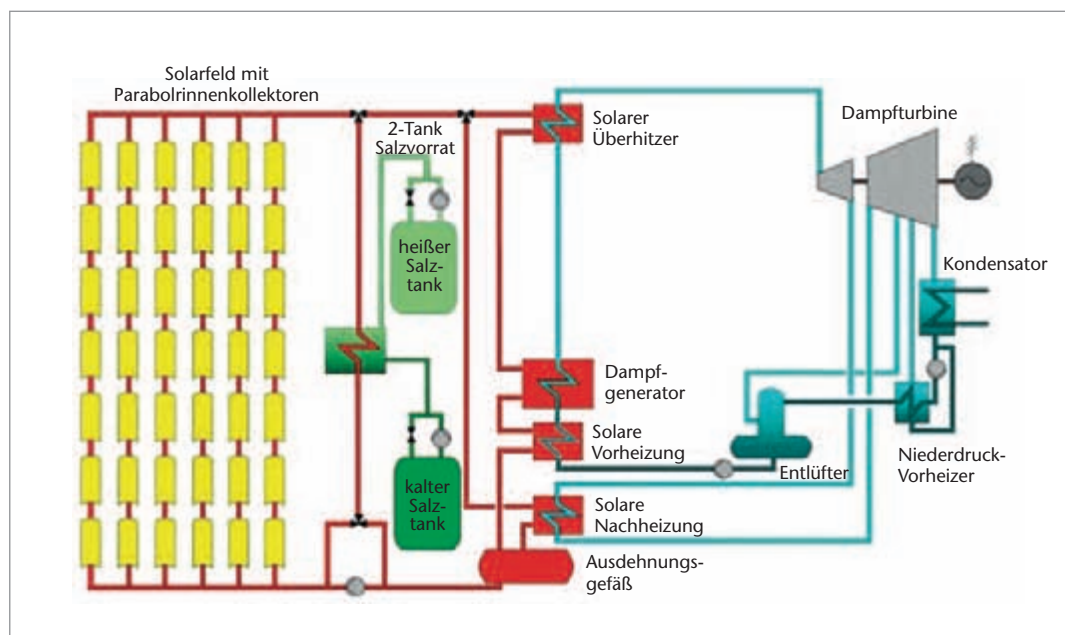




Abbildung 2  
Parabolrinnen-  
kollektoren eines  
solarthermischen  
Kraftwerkes

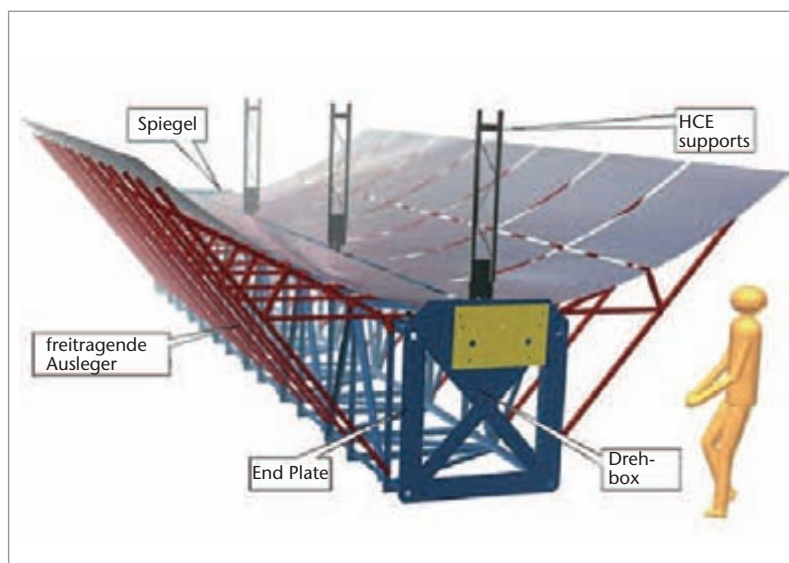


Abbildung 3  
Drei Einstellvorrichtun-  
gen, auf denen die  
Serienfertigung abläuft

## Montage und Materialfluss am Beispiel von Andasol 1

Das Projekt Andasol 1 wird in der südspanischen Provinz Granada auf der Hochebene von Guadix realisiert. Bei diesem Projekt handelt es sich um das erste Parabolrinnen-Kraftwerk Europas. Es wurde von der Erlanger Firma Solar Millennium AG entwickelt und befindet sich seit Juni 2006 im Bau. Mit einer Kollektorfläche von 510.000 m<sup>2</sup> handelt es sich zugleich um das größte solarthermische Kraftwerk der Welt. Die Bauzeit beträgt 24 Monate. Seit Februar 2007 befindet sich auch das baugleiche Schwesterprojekt Andasol 2 ganz in der Nähe (ebenfalls im südspanischen Andalusien) in Bau. Andasol 3 soll Ende 2007 folgen.

Das Montagekonzept wurde beim Aufbau einer Teststrecke in einem bestehenden Solarkraftwerk in Kalifornien erprobt. Drei Jigs – die Montagehelfen – kamen auf der Baustelle zum Einsatz. In diesen Jigs werden die entscheidenden Geometriepunkte, die Montagepunkte der Spiegel relativ zur Drehachse des Kollektors, exakt fixiert. Mittels „Huck Bolts“, einer Art von unlöslichen hochfesten Schraubverbindungen, werden die ansonsten aus Kostengründen relativ grob tolerierten, feuerverzinkten Stahlteile gefügt. Hierdurch wird die hohe Präzision der Jigs auf den Kollektor abgeformt.

Basierend auf den Testerfahrung des Montagekonzeptes wurde dann eine Montagelinie zur Serienfertigung der Kollektorsegmente konzipiert.

Abbildung 4 und 5  
Einstellvorrichtungen  
(jigs) für die  
Serienfertigung



Abbildung 6  
Transport eines  
montierten Kollektor-  
elementes in das  
Solarfeld



Die Zieltaktzeit dieser Linie beträgt eine Stunde je Kollektorsegment. Durch den Bau von zwei parallelen Linien können somit 16 Segmente je 8-Stunden-Schicht montiert werden. Die Linie wird zurzeit im Zwei-Schichtbetrieb gefahren, und die erreichte Produktionsrate liegt bei 32 bis 36 Stück je Tag. Die Bilder 4 und 5 zeigen zwei Jigs, auf denen die Serienfertigung abläuft. Aufbau und Inbetriebnahme der Montagelinie dauern etwa sechs Monate und die anschließende Fertigung der rund 7.500 Kollektorelemente in der Linie beträgt etwa zehn bis elf Monate.

Das Einhalten der Toleranzen der Parabel-Geometrie ist entscheidend für die Leistungsfähigkeit des Solarfeldes, die Sonnenstrahlung zu konzentrieren. Die wichtigste Qualitätsicherungsmaßnahme ist die Vermessung der gefügten Struktur. Diese erfolgt automatisiert und berührungslos durch ein 3D-Mess-System basie-

rend auf Fotogrammetrie. Mittels fotogrammetrischer Methoden lassen sich die quantitativen Größen für die Qualifizierung der Genauigkeit schnell und zuverlässig messen [1]. Für die Serienfertigung der Parabolrinnen wurde eine automatisierte photogrammetrische Messeinrichtung entwickelt. Sie wird in die Kollektorproduktionslinie integriert und ermöglicht es, Montagefehler im Produktionsprozess sofort zu erkennen, um rechtzeitig deren Ursachen zu beseitigen. Die gemessenen Koordinaten der Spiegelauflagepunkte werden dahingehend überprüft, ob eine spannungsfreie Spiegelmontage möglich ist und ob die Winkelfehler zwischen den Auflagepunkten innerhalb der zulässigen Toleranzen liegen. Der Einsatz eines solchen Systems stellt daher eine sinnvolle Maßnahme zur Dokumentation der Fertigung sowie zur Sicherung des energetischen Ertrags des Solarfeldes und damit des ökonomischen Erfolges eines Kraftwerkprojekts dar.

Die Spiegelmontage schließt die Fertigung des Kollektorsegmentes in der Linie ab.

Abbildung 6 zeigt den Transport eines montierten Kollektorelementes in das Solarfeld, wo die Module auf die Fundamente gesetzt und an die Nachführ-Antriebe montiert werden, die Absorberrohre mit der Feldverrohrung montiert und schließlich das Kollektorfeld in Betrieb genommen wird.

Derartige Kraftwerke befinden sich zur Zeit in Spanien und in den USA in Bau, weitere folgen auch in Nordafrika.

## Literatur

- [1] Pottler, K.; Lüpfert, E.; Johnston, G.; Shortis, M.: A powerful tool for geometric analysis of solar concentrators and their components, Journal of Solar Energy Engineering 127 (2005), 94-101.