

Solarthermische Kraftwerke – Europäische Potenziale kostengünstig erschließen

1. Einleitung

Solarthermische Kraftwerke gelten als geeignete Großtechnologie, um im Sonnengürtel der Erde günstigen Kraftwerksstrom aus Sonnenenergie zu erzeugen. Neben den relativ niedrigen Stromerzeugungskosten ist insbesondere die Möglichkeit, Strom nach Bedarf zu produzieren, attraktiv. In Zeiten fehlender Solareinstrahlung kann nämlich entweder auf Brennstoffbetrieb umgestellt werden oder, falls verfügbar, Energie aus einem thermischen Energiespeicher verwendet werden.

Seit Anfang der neunziger Jahre speisen Solar-kraftwerke 354 MW Spitzenlaststrom, der aus der Mojave Wüste stammt, ins kalifornische Stromnetz. Doch nach dem Konkurs der israelischen Herstellerfirma LUZ International Limited war es lange still um diese Technologie. Erst die Erkenntnis, dass für einen effizienten Klimaschutz schnell große Kapazitäten an CO₂-freier Stromerzeugung notwendig sind, eröffnete ihr eine neue Chance. Angestoßen durch

unterschiedliche Förderprogramme und Einspeisegesetze werden inzwischen an verschiedenen Stellen auf der Welt wieder solarthermische Kraftwerke gebaut. In Europa spielt Spanien eine Vorreiterrolle, da hier erste Anlagen bereits in Betrieb genommen werden.

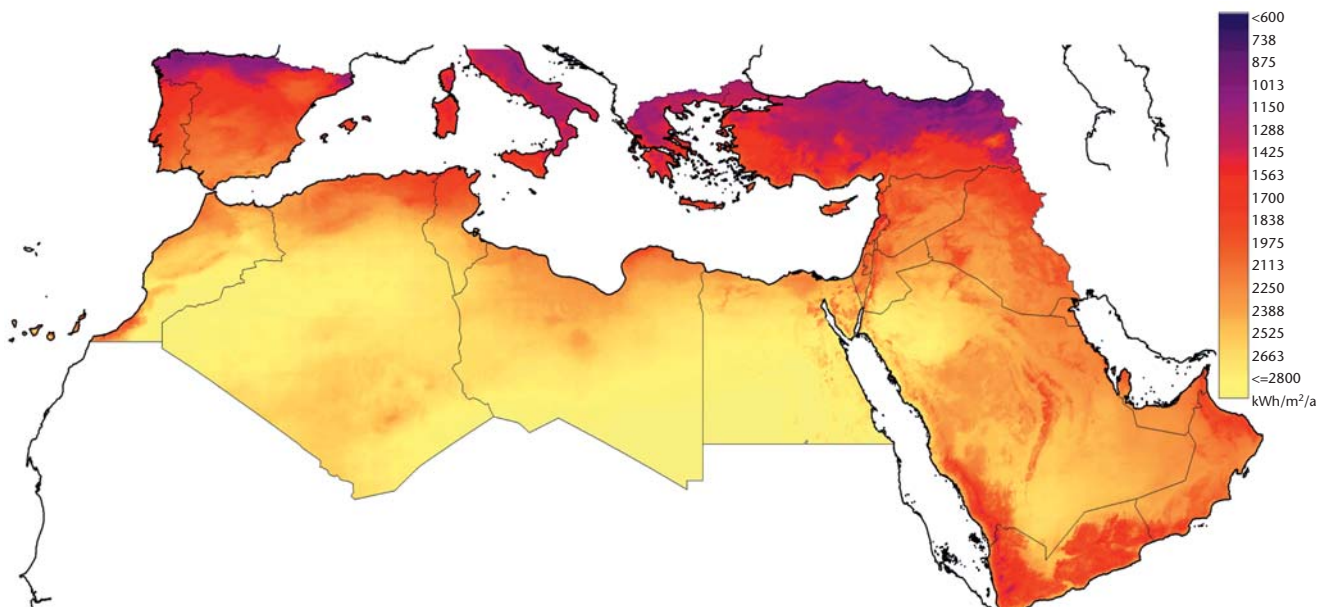
2. Potenziale und Märkte in Europa

Für solarthermische Kraftwerke ist die direkte Solarstrahlung nutzbar, da nur sie sich optisch konzentrieren lässt. *Abb. 1* zeigt die Verteilung der jährlichen Strahlungssumme im Mittelmeerraum, die vom DLR aus Satellitendaten ermittelt wurde. Ökonomisch sinnvoll lassen sich Solar-kraftwerke bauen, wenn ausreichend Direktstrahlung (>2000 kWh/m²a) zur Verfügung steht, die Fläche nicht anders genutzt wird, sie ausreichend flach ist und zahlreiche weitere Kriterien erfüllt werden (für Details siehe [1]). Zählt man das Potenzial aller dieser Standorte

Prof. Dr.
Robert Pitz-Paal
DLR
robert.pitz-paal@dlr.de

Dr. Werner Platzer
Fraunhofer ISE
werner.platzer@ise.fraunhofer.de

Abbildung 1
Jährliche Direktnormalstrahlung im Mittelmeerraum für das Jahr 2002, ermittelt aus Satellitendaten [1]



in Europa zusammen, dann ließen sich allein in Südeuropa (Spanien, Portugal, Italien, Griechenland, Malta) mehr als 1500 TWh an elektrischer Energie durch Solarkraftwerke erzeugen. Das entspricht etwa der Hälfte des Stromverbrauchs der EU-Staaten und ist vergleichbar mit dem in Europa zur Verfügung stehenden Windenergiepotenzial (Onshore und Offshore). An einem Standort komprimiert benötigte man dazu eine Fläche von etwa 90 km x 90 km.

Südlich des Mittelmeers ist das wirtschaftliche Potenzial um etwa den Faktor 400 größer und damit nach menschlichem Ermessen nahezu unbegrenzt. Hier könnten solarthermische Kraftwerke erhebliche Beiträge zum schnell wachsenden Strombedarf der Region leisten und der Export von Solarstrom in ein europäisches Verbundnetz könnte auch zu einem zukünftigen erneuerbaren Energiemix in Europa beitragen [2].

Da die solarthermische Stromerzeugung mit kalkulierten Kosten von 11-25 ct/kWh noch teurer ist als der fossil erzeugte Strom, begann eine Markteinführung, nachdem entsprechende erhöhte Vergütungen durch gesetzliche Regelungen garantiert wurden. Einen ersten Ansatz gab es hier bereits 1998 in Spanien. Doch erst als im Jahr 2004 die folgenden Randbedingungen erfüllt waren, konnten erste Projekte realisiert werden:

1. Ausreichend hohe Einspeisevergütung, die auch von mit der Technik wenig vertrauten Großkonzernen als gewinnträchtig eingestuft wird (ca. 21 ct/kWh)
2. Sicherheit der Tarifhöhe über die Lebensdauer des Kraftwerks (> 25 Jahre)
3. Große Kraftwerkseinheiten möglich (50MW)
4. Hybridbetrieb zur Pufferung kleiner Wolkenlücken möglich (12-15% fossiler Anteil)

Anders als beim Markteinstieg von Wind oder Photovoltaik sind wegen der großen Einheiten sehr viel größere Investitionen pro Projekt notwendig. Hier hat es viel Zeit gekostet, Großkonzerne, die in der Lage sind, Projekte von mehr als 200 Mio. € Gesamtumfang umsetzen zu können, vom begrenzten technischen Risiko zu überzeugen. Zeitlich ebenso aufwändig waren die entsprechenden Verhandlungen mit den

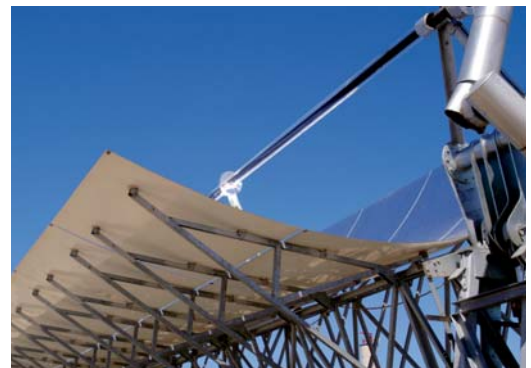
Banken. Dies erklärt auch, dass bei diesen ersten europäischen Kraftwerken weniger technische Innovation als vielmehr das geringe technische Risiko im Vordergrund stand. Daher ist es nicht verwunderlich, dass sich die entwickelten Systeme technisch sehr nahe an den letzten gebauten Solarkraftwerken in Kalifornien anlehnen.

Insgesamt befinden sich zurzeit in Spanien mehr als 500 MW_{el} in der konkreten Planung oder im Bau und mehr als 1,5 GW_{el} in der Vorbereitung. Es ist erfreulich zu beobachten, dass inzwischen auch in Portugal, Griechenland, Frankreich und Italien in neueren Einspeisegesetzen solarthermische Kraftwerke berücksichtigt werden, selbst wenn zum Teil die oben identifizierten Erfolgskriterien noch nicht überall erfüllt sind.

3. Rolle und Produkte der deutschen Industrie

Obwohl die solarthermische Stromerzeugung in Deutschland selbst keine wirtschaftliche Option darstellt, gibt es sowohl in der Industrie als auch in der Forschung eine lange Tradition, sich in diesem Gebiet zu engagieren. Schon bei den ersten Solarkraftwerken in Kalifornien stammten die 2,5 Mio. m² Spiegel und 90 km Glashüllrohre aus deutscher Produktion. Doch inzwischen wollen die Deutschen auch am Gesamtsystem verdienen.

*Abbildung 2
Teststrang des
Parabolrinnenkollektors
SCAL-ET mit
Absorberrohren von
Schott Rohrglas
betrieben kommerziellen
SEGs V in
den USA*



Parabolrinne

Heute kann das gesamte Solarfeld aus deutscher Hand angeboten werden (Abb. 2). Die Technologie basiert auf einem von dem deutschen Konsortium mit dem DLR neu entwickelten Kollektor mit Namen SCAL-ET. Dieser ist kompatibel zu



Abbildung 3
Animation eines
linearen Fresnelkollektors zur Heißdampferzeugung

den Spiegelfacetten und zur Absorberrohrgröße des kalifornischen Designs aber hinsichtlich Steifigkeit, Gewicht und optischer Genauigkeit deutlich überlegen. Das ebenfalls neu von der Firma Schott, dem Fraunhofer ISE und der DLR entwickelte Absorberrohr zeichnet sich aus durch eine bessere optisch selektive Schicht, weniger Abschattungsverluste und eine längere Lebensdauer als die bisher verfügbare Technik aus Israel. Das Solarfeldengineering sowie die Sensortechnologie und Steuerung für die Nachführung des Kollektors werden von der Firma Flagsol aus Köln angeboten. Um das System zu qualifizieren, wurde ein kompletter Strang in das existierende Kraftwerk in Kalifornien integriert und parallel zu den vorhandenen Kollektoren über mehr als zwei Jahre betrieben. Dabei konnte ein um mehr als 10% erhöhter Jahresertrag nachgewiesen werden.

Dieses System kommt nun beim ersten Parabolrinnenkraftwerk in Spanien (Andasol I), das von der deutschen Solar Millennium AG entwickelt wurde und Mitte 2008 in Betrieb gehen soll, mit 510.000 m² zum Einsatz. Auch bei den Komponenten der herkömmlichen Kraftwerkstechnik konnte Siemens bereits eine Dampfturbine für ein neues Parabolrinnenkraftwerk in den USA verkaufen.

Linearer Fresnel-Kollektor

Bei linearen Fresnel-Kollektoren besteht der Konzentrador aus einzelnen Facetten planer Spiegel (Abb. 3). Bei den dafür erforderlichen Bauteilen handelt es sich zu einem hohen Anteil um kostengünstige Standardkomponenten, die fast weltweit verfügbar sind, eine hohe lokale Wertschöpfung ermöglichen und damit auch Wettbewerbsvorteile gegenüber anderen Technologien erwarten lassen. Darüber hinaus ist die Fresnel-Technik unempfindlich gegen Windlasten und erlaubt eine hohe Landausnutzung. In technischen und wirtschaftlichen Studien wurden Funktionsfähigkeit und potenziell günstige Stromgestehungskosten bestätigt. Optimierungspotenziale im Bereich der Receiver- und der Sekundäroptik sowie unterschiedliche kommerzielle Konzepte (der Firmen Solar Power Group und Solar Heat and Power) wurden theoretisch untersucht. An Luft stabile Absorberschichten für die Receiverrohre wurden am Fraunhofer ISE mit Unterstützung des BMU entwickelt. Regelungsaspekte und Fragen zur Direktverdampfung wurden auf Basis von Simulationen geklärt.

Technische und wirtschaftliche Voraussagen müssen jedoch über Demonstrationsprojekte verifiziert werden, denn der Verweis auf reale Referenzprojekte ist entscheidend für den

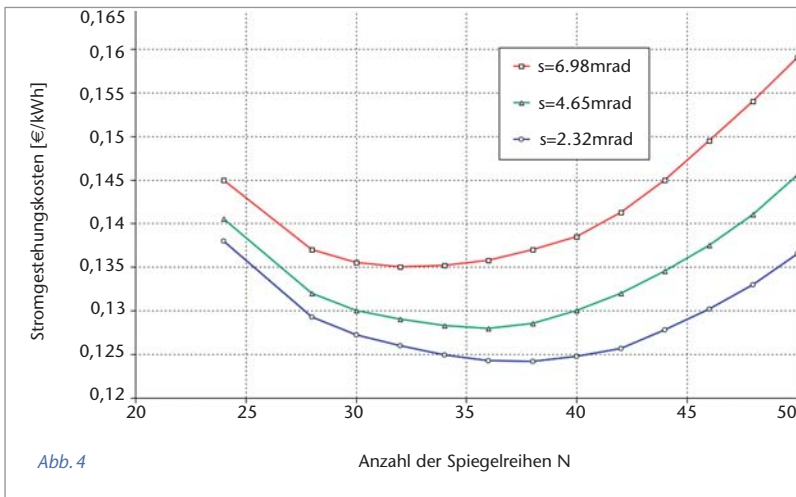


Abb. 4

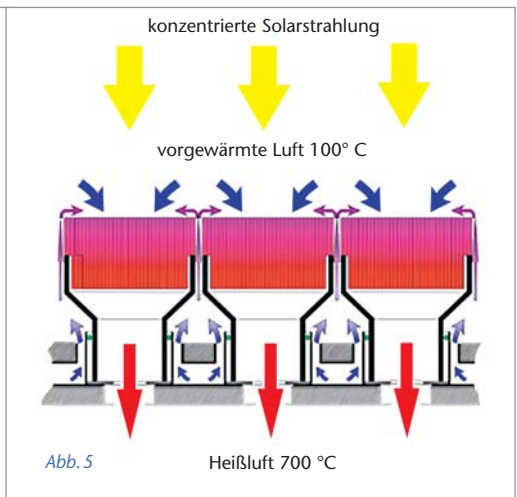


Abb. 5

Abbildung 4
Beispiel der wirtschaftlichen Optimierung des Solarfeldes beim Fresnel-Kollektor (Anzahl der Spiegelreihen N , abhängig vom optischen Fehler „ s “ der Primärspiegel) [3]

kommerziellen Erfolg. Zur Verifizierung der Modellrechnungen wird derzeit die Errichtung eines Demonstrationskollektors auf der Plattform Solar in Almería von MAN Ferrostaal Power Industry und Solar Power Group vorbereitet (Abb. 4). Die wissenschaftliche Charakterisierung wird vom DLR und dem Fraunhofer ISE durchgeführt. Weitere Fresnel-Kollektorprojekte von Solar Heat and Power Ltd., Australien, und der Startup-Firma Novatec Biosol AG, Karlsruhe, sind in Vorbereitung.

Abbildung 5
Schema des volumetrischen Luftreceivers HitREC

Turm

Das deutsche Engagement in der Turmtechnologie befasst sich mit Luft als Wärmeträgermedium. Die Mitte der achtziger Jahre unter dem Namen PHOEBUS entwickelte Technologie wurde in einer vom DLR weiterentwickelten Form unter dem Namen HITREC von der Kraftanlagen Anlagentechnik München lizenziert.

Das Receiverprinzip ist in Abb. 5 dargestellt. Umgebungsluft wird durch einen bestrahlten porösen keramischen Absorber gesaugt und erwärmt sich dabei auf bis zu 800 °C. Sie kann dann zur Erzeugung von Dampf verwendet werden. Geringe thermische Trägheiten und die Hochtemperaturfähigkeit sind Vorteile des Systems. Eine erste Prototypanlage mit einer Leistung von 1,5 MW_{el} ist zur Zeit in Jülich in Planung. Bei der Standortauswahl stand nicht die Verfügbarkeit von solarer Strahlung im Vordergrund, sondern die Möglichkeit, das System in einer kompetenten und geschützten Umgebung entwickeln zu können.

Darüber hinaus sind deutsche Firmen als Zulieferer für Komponenten für Turmkraftwerke im Geschäft, so zum Beispiel der Getriebehersteller Flender, der die Getriebe für die Heliostate eines Turmkraftwerks in Spanien liefert.

Dish Stirling

Auch Dish Stirling Systeme sind komplett aus deutscher Hand zu beziehen. Das Stuttgarter Ingenieurbüro Schlaich, Bergermann und Partner hat ein System entwickelt, das auf dem 10 kW Stirlingmotor der SOLO Kleinmotoren GmbH basiert. Bislang existiert eine Reihe von Prototypen, die ihre Leistungsfähigkeit über etliche tausend Stunden Betrieb bereits nachgewiesen haben. Für den Markteinstieg soll als nächstes eine Kleinserienproduktion vorbereitet werden.

4. Zukünftige Herausforderungen für Forschung und Entwicklung

Um eine nachhaltige Marktdurchdringung der solarthermischen Kraftwerke zu erzielen, ist es notwendig, die Stromerzeugungskosten weiter zu senken. Forschungsvorhaben dafür sind die Reduktion von Materialeinsatz, die Steigerung der Effizienz, zum Beispiel durch höhere Temperaturen und die Nutzung von thermischen Energiespeichern [4]. Im Folgenden werden einzelne wichtige Themen ausführlicher dargestellt:

Reflektoren / Absorber

Hochtemperaturstabile und leistungsfähige Receiverrohre können mittels der physikalischen Vakuumbeschichtung sowohl für die Anwendung in der Parabolrinne als auch im Fresnelkollektor optimiert und weiterentwickelt werden. Der für Parabolrinnen entwickelte Parabolic Trough Receiver (PTR) der Firma Schott auf der Basis von Cermet-Schichten erreicht mit einem Absorptionsgrad von 95 % der Sonnenstrahlung und 14 % Emission thermischer Abstrahlung¹ bei 400 °C Arbeitstemperatur sehr gute Werte. In einem laufenden Vorhaben wird der Parabolrinnenreceiver für den Einsatz bei noch höheren und damit für den Kraftwerkswirkungsgrad vorteilhafteren Temperaturen von bis zu 500 °C für den direkt verdampfenden Parabolrinnenkollektor entwickelt.

Beim Fresnelreceiver ist die Glashülle und das Vakuum nicht notwendig, das Schichtsystem muss jedoch einen anderen Aufbau besitzen, um Oxidation und Diffusion verhindern zu können. In einem laufenden BMU-Vorhaben konnten am Fraunhofer ISE bereits bei 450 °C an Luft stabile Absorberschichten mit 90 % Absorption und 20 % Emissionsgrad (siehe Fußnote¹) hergestellt werden. Durch eine Optimierung von Prozessführung, Substratbehandlung und Schichtdicken sollen Emission und Absorption noch weiter verbessert werden. Höhere Reflexionswerte als Glasspiegel mit Rückseitenbeschichtung können prinzipiell durch vorderseitige Beschichtung erreicht werden. Aber auch hier stellt sich die Frage der Stabilität der Beschichtung gegenüber Sand und anderen Umwelteinflüssen, z. B. in einem Turmreceiver auch gegenüber hoher Temperaturbelastung. Reflexionsgrade über 95 % sind auch hier das Ziel.

Thermische Energiespeicher

Die Einbindung thermischer Energiespeicher trägt dazu bei, Strahlungsangebot und Stromnachfrage tageszeitlich zu entkoppeln und damit ggf. höhere Erlöse zu erzielen. Speicher ermöglichen zudem, das Kraftwerk immer unter Nennlast-Bedingungen zu betreiben und damit zu einer zuverlässigen Energiebereitstellung

beizutragen. Entscheidend ist weiterhin die Tatsache, dass der Kraftwerksblock insgesamt über mehr Betriebsstunden genutzt werden kann und sich damit seine Investitionskosten auf die Gewinnung von mehr elektrischem Strom verteilen. Herausforderungen bei der Entwicklung von Speichern bestehen hinsichtlich Kosten, Langzeitstabilität und Be- bzw. Entladeleistung. Thermische Verluste hingegen sind aufgrund der großen Abmaße und des damit verbundenen großen Volumen-zu-Oberflächen-Verhältnisses kein Problem.

Ein Forschungsschwerpunkt liegt zurzeit auf der Entwicklung von Latentwärme-Speichersystemen für Wasser/Dampfsysteme, die unter hohem Druck (>100 bar) betrieben werden. Hier kann zum Beispiel die Phasenwechselenergie, die zum Aufschmelzen von Salzgemischen benötigt wird, als Speicherenergie genutzt werden. Da erstarre Salze aber eine geringe Wärmeleitfähigkeit besitzen, sind intelligente Überlegungen zur wärmetechnischen Anbindung gefragt. Eine Möglichkeit ist das Verpressen des Salzes in eine gut Wärme leitende Graphitmatrixstruktur.

Kraftwerkskreislauf

Die Entwicklung von neuartigen Kraftwerkskreisläufen hat das Ziel, die solare Wärme optimal zu integrieren. Die optimale Integration hängt im Wesentlichen vom verwendeten Wärmeträger und seiner Temperatur ab. Während bisherige Parabolrinnensysteme mit Thermoöl nur bis zu einer Temperatur bis zu 390 °C betrieben werden, lassen direktverdampfende Kollektoren oder Turmkraftwerke mit höheren Temperaturen andere Kreislaufvarianten zu. Die Einkopplung von Hochtemperaturwärme von mehr als 1000 °C, wie sie in Turmkraftwerken erzeugt werden kann, in einen Gas- und Dampfturbinenprozess, könnte zu einem Sprung im Wirkungsgrad bei solarthermischen Kraftwerken führen.

Eine weitere wichtige Herausforderung ist die Verminderung oder Vermeidung des Bedarfs an Kühlwasser für diese Kraftwerke, das an guten Solarstandorten typischerweise nicht kostengünstig zur Verfügung steht. Hier stellen Gasturbinensysteme ebenfalls eine Alternative dar, da sie ohne Kühlwasser auskommen und ihre Leistungsfähigkeit im Vergleich zu Dampfkraft-

¹ Die Emission thermischer Abstrahlung definiert sich als Verhältnis der thermischen Verluste des Absorbers zu einem ideal schwarzen Körper.



Abbildung 6
Formabweichung eines Parabolrinnenkollektors von der idealen Parabelform (überhöht dargestellt) ermittelt mit dem DLR Meßsystem OPAL [5]

werken mit Trockenkühlturm weniger stark mit steigenden Umgebungstemperaturen abnimmt. Darüber hinaus werden zurzeit Versuchsanlagen erprobt, bei denen das Kühlwasser zwischengespeichert wird, um den Unterschied zwischen Tag- und Nachttemperaturen ausnutzen zu können.

Standardisierung und Qualitätssicherung

Die optischen Genauigkeitsanforderungen an konzentrierende Solarsysteme sind sehr hoch und lassen sich mit den heutzutage in der Baubranche verwendeten Methoden zur Sicherung der Maßhaltigkeit nicht leicht erzielen. Ähnliches gilt für die optischen und thermischen Eigenschaften von Absorbern und Reflektoren. Daher sind neue Methoden zur Qualitätssicherung zu entwickeln (*Beispiel in Abb. 6*) und mittelfristig in Richtlinien und Standards umzusetzen, um die Systeme zu vereinfachen und Produkte verschiedener Hersteller besser optimieren zu können.

6. Zusammenfassung und Ausblick

Nach langer Pause entwickelt sich nun weltweit erneut ein Markt für solarthermische Kraftwerke. In Europa spielt Spanien hier eine Vorreiterrolle. Deutsche Firmen konnten sich mit Unterstützung der Forschungskompetenzen im Forschungsverbund Sonnenenergie, als Projektentwickler sowie als Komponenten- und Subsystemlieferanten in diesem Markt gut positionieren. Weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeiten sind notwendig, um den Wettbewerbsvorsprung auszubauen und entsprechende Lieferanteile abzusichern. Die deutsche Forschung ist durch ihren Zugang zur Plataforma Solar in Almería gut aufgestellt, den Unternehmen exzellente Entwicklungsmöglichkeiten zu bieten.

Literatur

- [1] Franz Trieb (Ed): MED-CSP Concentrating Power for the Mediterranean Region, Final Report, www.dlr.de/tt/med-csp, 2005
- [2] Franz Trieb (Ed) Trans-CSP Trans Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power, Final Report www.dlr.de/tt/trans-csp, 2006
- [3] Gabriel Morin et.al., Road Map towards the Demonstration of a Linear Fresnel Collector using a Single Tube Receiver, 13th Solar-PACES International Symposium, Sevilla, 20.-23. Juni 2006
- [4] Pitz-Paal R., et al. Development Steps for Concentrating Solar Power Technologies with maximum Impact on Cost Reduction, Proceedings of ISEC2005 ASME International Solar Energy Conference, August 6-12, Orlando, Florida, ISEC2005-76126, 2005.
- [5] Pottler, K.; Lüpfer, E.; Johnston, G.; Shortis M.: Photogrammetry: A Powerful Tool for Geometric Analysis of Solar Concentrators and Their Components. J. Solar Energy Engineering, Vol. 127, February 2005, pp 94-101.