

## ZIELE BEI DER ENTWICKLUNG VON SOLARTHERMISCHEN KRAFTWERKEN

**Robert Pitz-Paal, Bernhard Hoffschmidt**  
DLR, Institut für Technische Thermodynamik,  
Solarforschung, Köln

### Abstract

Seit Mitte der achtziger Jahre werden solarthermische Kraftwerke zur kommerziellen Stromerzeugung in Kalifornien (USA) erfolgreich eingesetzt und stellen derzeit die einzige Option dar, solaren Strom großtechnisch zu erzeugen. Die zwischenzeitlich durch Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsprojekte erzielten technologischen Fortschritte bilden heute die Basis für kostengünstigere Kraftwerksprojekte, für die insbesondere durch nationale Einspeisegesetze und die Weltbank Fördermittel bereit gestellt werden. Um mittelfristig den Zuschussbedarf zu senken und Märkte zu erschließen, bedarf es weiterer Forschung und Entwicklung.

Wichtigstes mittelfristiges Forschungsziel ist es, die Stromgestehungskosten dieser Technologie von heute 12-18 Cents/kWh auf unter 6 Cents/kWh zu senken. Langfristiges Ziel ist es, nicht nur effektiv und kostengünstig Strom bereitzustellen, sondern die Solarenergie über solarchemische Verfahren zu speichern, und so örtlich und zeitlich flexibel einsetzbar zu machen.

In kommerziellen Solarkraftwerken werden heutzutage Parabolrinnenkollektoren verwendet, in denen ein Thermoöl bis zur Einsatzgrenze von 390°C aufgeheizt wird. Dies begrenzt die möglichen Dampfzustände und Wirkungsgrade im nachgeschalteten Dampfkraftwerk. Wichtigster Ansatz zur Kostensenkung ist daher die Erhöhung der Austrittstemperaturen der konzentrierenden Solarsysteme. Damit könnte mit weniger Kollektorfläche die gleiche elektrische Energie erzeugt und so die Kosten des Systems signifikant gesenkt werden. Untersuchungen zeigen, dass die konzentrierenden Solarsysteme ohne signifikante Wirkungsgradeinbußen wesentlich höhere Temperaturen erzielen können, wenn sie mit anderen Wärmeträgern betrieben werden.

Ein anderer wichtiger Ansatz zur Senkung der Stromerzeugungskosten ist die Verwendung von thermischen Energiespeichern. Sie erhöhen den Solaranteil des Kraftwerks, verbessern das Betriebsverhalten und bewirken eine höhere Ausnutzung des Kraftwerkblocks. Effiziente Energiespeicher mit hoher Lebensdauer und niedrigen spezifischen Kosten sind daher für eine erfolgreiche Positionierung der solaren Kraftwerkstechnologie zwingend notwendig.

Der Beitrag gibt eine Übersicht über die verwendeten technologischen Ansätze, die bei Parabolrinnen und Solarturmkraftwerken verfolgt werden und zeigt neuste Ergebnisse dieser Entwicklungsarbeiten.

### 1. Stand der Technik und Marktsituation

In Bezug auf die Wirtschaftlichkeit haben solarthermische Kraftwerke zumindest im Sonnengürtel der Erde eine gute Perspektive mittelfristig erheblich zur nachhaltigen Energieversorgung beizutragen [1], da sie auf der einen Seite über ein riesiges Flächenpotential verfügen, das mit keiner alternativen Nutzung konkurriert, auf der anderen aufgrund ihres Kostensenkungspotentials in einem überschaubaren Zeitraum wirtschaftlich konkurrenzfähig zu fossilen Alternativen sein könnten. Die für diese Technologie optimale Einheitsgröße in der Größenordnung von 100 MW stellt zwar einerseits ein Markteinführungsproblem dar, weil unmittelbar gegen mittlere Blöcke auf fossiler Brennstoffbasis konkurriert werden muss, andererseits sind diese Technologien zumeist hybridisierbar, weil der solar erzeugte Dampf auf relativ einfache Weise mit fossil erzeugtem Dampf kombiniert werden kann. Auf diese Weise lassen sich vergleichsweise risikoarme Markteinführungsszenarien entwickeln, bei denen zunächst geringe Anteile am Gesamtbrennstoffeinsatz durch Solarenergie substituiert werden. Die Möglichkeit über thermische Energiespeicher die Kapazität zu erhöhen und die Kraftwerke auch ohne fossilen Brennstoff bedarfsorientiert zu fahren, ist eine Voraussetzung, um signifikante Anteile an der Gesamtstromversorgung eines Landes durch diese Technik zu gewährleisten. Wo konzentrierende Solarthermie anwendbar ist, gibt es zumeist keine Konkurrenz von Wasserkraft oder Biomasse; Windenergie wird wohl immer mit Priorität genutzt werden, wenn die Windverhältnisse entsprechend gut sind und die Netze ausreichende Stabilität bieten. Photovoltaik wird zwar den Strombezug aus dem Netz entlasten, wenn sie für den Anwender billig genug angeboten wird; ob das allerdings energiewirtschaftlich wesentlich sein wird, hängt von Erfolgen bei der Kostensenkung ab, die heute noch nicht in Sicht sind.

Für viele Gegenden der Welt sind solarthermische Kraftwerke daher die einzige Option, Strom in großen Mengen CO<sub>2</sub>-frei erzeugen zu können – und das zu Kosten, die zur Zeit mit technologiepolitisch gerechtfertigter Anschubfinanzierung zu bewältigen sein sollten. So schätzen es einige Länder des Sonnengürtels und insbesondere die Weltbank ein, die die notwendigen Zuschüsse für eine Reihe von Projekten ausgelobt hat. Von den EU-Staaten hat sich Spanien Anfang August 2002 entschieden, eine Prämie von 12 Cent für jede solarthermisch erzeugte kWh zu gewähren, die auf den mittleren Strompreis von etwa 3,9 Cent/kWh aufgeschlagen wird.

Heute drängen drei unterschiedliche Technologien in diesen Initialmarkt der netzgekoppelten Stromerzeugung: die Parabolrinnensysteme (Abb. 1), die amerikanische Salzturmtechnologie (Abb. 2) und die Turmkraftwerke mit Luftreivertechnik (Abb. 3) [2,3,4].



Abb. 1: Aufnahme der Parabolrinnenkraftwerke vom Typ SEGS in Kalifornien, USA (Quelle: Kramer Junction Operating Company)



Abb. 2: 10 MW Demonstrationsanlage („Solar Two“) des amerikanischen Salzturmkonzepts in Barstow, Kalifornien (Quelle: Sandia National Laboratories)

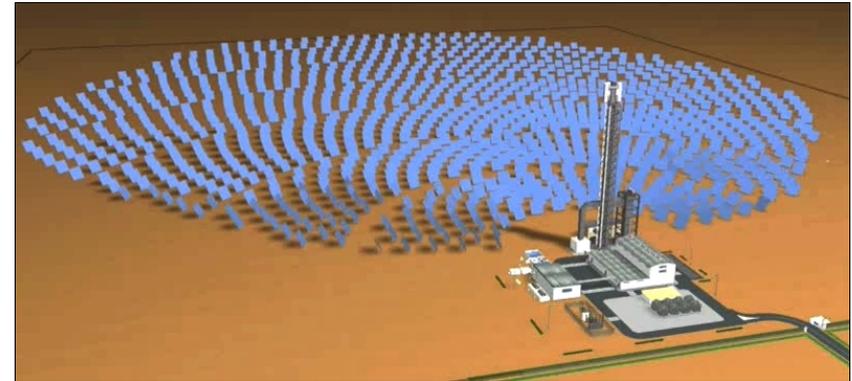


Abb. 3: Photoanimation des geplanten 10 MW Solarturmkraftwerks „PS10“ mit atmosphärischem Luftreceiver, geplant in der Nähe von Sevilla, Spanien (Quelle: Solucar)

Der erfolgreiche kommerzielle Einsatz der Parabolrinnen in den kalifornischen Kraftwerken und mehr als hundert Kraftwerksjahre akkumulierte Betriebserfahrung schaffen bei den Investoren das Vertrauen, unter den geschilderten Randbedingungen in die Technologie in großem Stil zu investieren. Die geplante erste Anlage in Spanien hat ein Investitionsvolumen von etwa 200 Mio €. Bei 50 MW elektrischer Nennleistung hat sie mit fast 550.000 m<sup>2</sup> ein deutlich größeres Kollektorfeld als z.B. das 80 MW Kraftwerk SEGS VIII. Die damit eingesammelte Wärmenergie der Sonne wird zum Teil in einem thermischen Energiespeicher mit 9 h Vollastkapazität abgelegt und sorgt dafür, dass das Kraftwerk nach Sonnenuntergang weiterläuft.

Dieses Konzept stellt das wirtschaftliche Optimum unter den spanischen Randbedingungen dar. Dieses Design und eine Reihe von technischen Verbesserungen am Kollektor und bei Betrieb und Wartung erlaubt es dem Investor, auch unter Einstrahlungsbedingungen in Spanien, die 20% unter denen in Kalifornien liegen, zu sehr ähnlichen Stromgestehungskosten (etwa 15 Cent/kWh) zu kommen, wie sie heute für die SEGS Kraftwerke in Kalifornien ermittelt werden. Doch der solarthermischen Industrie ist klar, dass sie die Kosten weiter reduzieren muss, um eine nachhaltige Marktdurchdringung zu erzielen. Im Rahmen einer internationalen Exekutiv-Konferenz, veranstaltet von KfW, UNEP und BMU, hat sie sich einer Deklaration zu Kostensenkung von weiteren 20% nach erfolgreicher Installation von 400 MW<sub>e</sub> Solarkraftwerken sowie zur Erreichung der vollen Wettbewerbsfähigkeit nach 5000 MW<sub>e</sub> verpflichtet.

Ein Ansatz zur Kostensenkung bei Parabolrinnen zielt auf Wirkungsgradsteigerung des Gesamtsystems ab. Dies erscheint möglich, wenn es gelingt, die Temperaturgrenze von 390°C, die durch die Verwendung eines Thermoöls als Wärmeträger verursacht wird, zu durchbre-

chen. In Abschnitt 2.1 wird über die Erfolge berichtet, Wasser direkt als Wärmeträger in den Kollektoren zu verdampfen.

Für die solaren Turmkraftwerke stellt die spanische Einspeisevergütung einen von mehreren Beiträgen (wie z.B. ein verlorener Zuschuss der europäischen Union von 5 Mio. Euro oder zinsgünstige oder zinsfrei Teildarlehen) dar, um eine kommerzielle Demonstration zu ermöglichen. Hier wird sich zeigen, ob die Erwartungen der involvierten Industrieunternehmen sich hinsichtlich der Wirkungsgrade, Zuverlässigkeiten, Verfügbarkeiten und Kosten erfüllen, so dass diese Technologie in Zukunft ernsthaft mit den Parabolrinnen in Konkurrenz treten könnte.

Dabei setzt die amerikanische Industrie auf das Konzept, Salz als Wärmeträgermedium und Speichermedium einzusetzen und somit eine kostengünstige Energiespeicheroption integriert zu haben. Erfahrungen im „Solar Two“ Projekt, in dem dieses Konzept zwischen 1996 und 99 im 10 MW Maßstab technisch demonstriert wurde, zeigen eine gewisse Anfälligkeit gegenüber technischen Störungen, geben aber auch Hinweise, wie die aufgetretenen Probleme zu lösen sind. Ein spanisch/amerikanisches Konsortium plant unter dem Namen „Solar Tres“ die technisch überarbeitete Nachfolge (15 MW<sub>e</sub> Leistung, 16 h Energiespeicher, dreifach größeres Solarfeld als beim Vorgänger).

Ein europäisches Konsortium favorisiert aufgrund der geringen Störanfälligkeit das Konzept, Luft als Wärmeträger in einem atmosphärischen Kreislauf zu verwenden. Ein 3 MW Systemtest auf der Plataforma Solar in Almeria, hat bereits 1994 beeindruckend demonstriert, dass die Anlage auf Anhieb funktionierte. Inzwischen konnten durch weitere Forschung, die das DLR im europäischen Verbund durchführt, Wirkungsgrade von Komponenten gesteigert und Kosten für Receiver und Speicher gesenkt werden.

Das 10 MW<sub>e</sub> Kraftwerk mit dem Namen „PS10“ ist die kleinste aller drei zur Zeit in Spanien geplanten Projekte mit einem Investitionsvolumen von kleiner 30 Mio. €. Die Begrenzung auf diese Größe hält das absolute Investitionsrisiko gering, erhöht aber den Bedarf an zusätzlichen Zuschüssen. Auf der anderen Seite erhöht es aber auch die Realisierungsgeschwindigkeit des Projektes, denn bei „PS10“ ist bereits das Land gesichert, die entsprechenden Genehmigungen erteilt, die Umweltverträglichkeitsstudie durchgeführt und die Kreditverträge weitgehend ausgehandelt. Das Konsortium geht heute davon aus, dass man gegen Ende 2004 in die Inbetriebnahmephase gehen kann, während die anderen Projekte damit erst in 2006 rechnen.

Der technische und ökonomische Erfolg dieser ersten kommerziellen Demonstrationen wird zeigen, ob die Solarturmkraftwerke die Kosten durch Komponenten- und Betriebsoptimierung senken und ihr „thermodynamisches Potential“ mittelfristig ökonomisch werden ausspielen können. Im Abschnitt 2.2 wird über einige Fortschritte berichtet, höhere Temperaturen über eine höhere Konzentration der Strahlung zu erzielen und damit die Solarenergie in hocheffizi-

ente Gas- und Dampfturbinenkreisläufe einzukoppeln. Im Erfolgsfall könnte Solarstrom mit um 30% verringerter Spiegelfläche erzeugt werden – ein lohnendes Ziel für Investitionen und langfristig angelegte Forschung. Allerdings wird der Übergang in die industrielle Anwendung erheblich leichter werden, wenn Turmkraftwerke der heutigen Generation ihren Markt finden, da wichtige Komponenten und Betriebserfahrungen übernommen werden können.

Ein anderer wichtiger Ansatz zur Senkung der Stromerzeugungskosten ist die Verwendung von thermischen Energiespeichern. Sie erhöhen den Solaranteil des Kraftwerks, verbessern das Betriebsverhalten, bewirken eine höhere Ausnutzung des Kraftwerkblocks und verbessern damit die Ertragssituation. Das Zusammenwirken aller genannten Faktoren führt dazu, dass sich die solaren Stromgestehungskosten eines solarthermischen Kraftwerks mit integrierter Speichertechnik gegenüber dem Betrieb ohne Speicher absenken lassen. Energiespeicher sind daher für eine erfolgreiche Positionierung der solaren Kraftwerkstechnologie zwingend notwendig. Um das Kostensenkungspotenzial zu erreichen, werden effiziente Speicher mit hoher Lebensdauer und niedrigen spezifischen Kosten benötigt. Die Verwendung von kostengünstigen Speichermedien ist ein möglicher Schlüssel zum Erfolg. Das DLR verfolgt Entwicklungen für den Temperaturbereich bis 400°C, z.B. Feststoffspeicher aus Beton (siehe Abschnitt 3.1) und untersucht die Verwendung von Quarzsand für den Hochtemperaturbereich (Abschnitt 3.2).

## 2. Kostensenkung durch Effizienzsteigerung

Konzentrierende Solarsysteme können theoretisch deutlich höhere Temperaturen erreichen, ohne dass ihr thermischer Wirkungsgrad dabei deutlich sinkt. Nach dem Carnot-Gesetz bedeutet dies einen besseren Umwandlungswirkungsgrad des nachgeschalteten Kreisprozesses, so dass mit weniger Kollektorfläche die selbe Menge an Elektrizität erzeugt werden kann. Da die Kosten der Kollektoren einen signifikanten Anteil an den Investitionskosten der Gesamtanlage darstellen, könnte mit dieser Strategie eine deutliche Kostensenkung erzielt werden.

Parabolrinnenkollektoren könnten Temperaturen bis zu 550°C erzielen und damit ein kommerzielles Dampfkraftwerk optimal antreiben. Das heutzutage in kommerziellen Systemen verwendete Wärmeträgermedium Thermoöl ist allerdings in der Anwendungstemperatur auf 400°C beschränkt. Der in Abschnitt 2.1 dargestellte Ansatz geht daher auf die Möglichkeit ein, Wasser direkt in den Parabolrinnenkollektoren zu verdampfen.

Turmsysteme können Temperaturen über 1000°C erzielen, da sie durch die zweiachsige Nachführung eine deutlich höhere Konzentrationen erzielen können. Damit wird die Möglichkeit eröffnet, hocheffiziente Gas- und Dampfturbinen Kraftwerke solar zu betreiben, die erheblich höhere Wirkungsgrade und geringere spezifische Kosten als Dampfsysteme aufweisen. Darauf wird in Abschnitt 3.2 eingegangen.

## 2.1 Direktverdampfung (Parabolrinnen)

Im Rahmen des von der EU geförderten Projekts „DISS“ [5,6] wurden auf der Plataforma Solar in Almería ein 500 m langer Kollektorstrang und eine entsprechende Wasserdampf-konditionieranlage in Betrieb genommen (Abb. 4). Die Testanlage ist so flexibel ausgelegt, dass alle drei ausgewählten Betriebskonzepte, nämlich Rezirkulation, Zwangsdurchlauf und Einspritzkonzept für die Dampferzeugung erprobt werden konnten. Inzwischen wurden mehr als 3500 h Betriebsstunden angesammelt und die wichtigste Erkenntnis lautet, dass solare Direktverdampfung in Parabolrinnen in horizontalen Röhren möglich ist. Hervorzuheben ist auch das exzellente Verhalten der Hochtemperatur/Hochdruck-Drehdurchführungen und die ausgeklügelte Messtechnik zur Erfassung der Temperaturverteilung auf dem Rohrumfang des Absorbers. Hiermit konnten die numerischen Modelle zu Wärmeübergang und Strömungsformen im Absorberrohr in ausgezeichneter Weise bestätigt werden. Auch die Regelung von Druck und Temperatur selbst unter starken solaren Transienten hat eine gute Systemstabilität gezeigt (s. Abb. 5).



Abb. 4: 500 m Direktverdampfungs-Testkollektor auf der Plataforma Solar in Almería, Spanien (Quelle: DLR)

Parallel zu den experimentellen Untersuchungen wurden Studien zur optimalen Integration der Direktverdampfung in das Dampfkraftwerk durchgeführt. Der Umwandlungswirkungsgrad von Sonne in Elektrizität lässt sich bei Frischdampftemperaturen von 450°C im Vergleich zum Thermoölkonzept um 6 % erhöhen. Könnte man 550°C erzielen, was heute auf-

grund der begrenzten Temperaturstabilität der selektiven Schichten auf den Absorberrohren noch nicht möglich ist, ließen sich sogar 8% Verbesserung erzielen. Wesentlich für die erfolgreiche Vermarktung ist es im weiteren, ein preiswertes Abscheiderkonzept zu entwickeln, um den gut regelbaren Rezirkulationsprozess kostenmäßig in den Griff zu bekommen und die Hochtemperatur-Absorberschichtenentwicklung voranzutreiben, um das Verbesserungspotential des Kreislaufs voll ausschöpfen zu können. Diese Schritte sind Bestandteile der dritten Projektphase, die im Rahmen des EU Projekts INDITEP bis 2005 gelöst werden sollen. Die Markteinführung dieser Technik wird zur Zeit jedoch dadurch erschwert, dass für die Direktverdampfung mit ihrem Phasenwechsel kein geeignetes Speichersystem kommerziell zur Verfügung steht. Da die meisten nationalen Einspeiseregulungen den auch unter Umweltgesichtspunkten sinnvollen solar-fossilen Kraftwerksbetrieb nicht zulassen, ist ein thermischer Energiespeicher dringend erforderlich

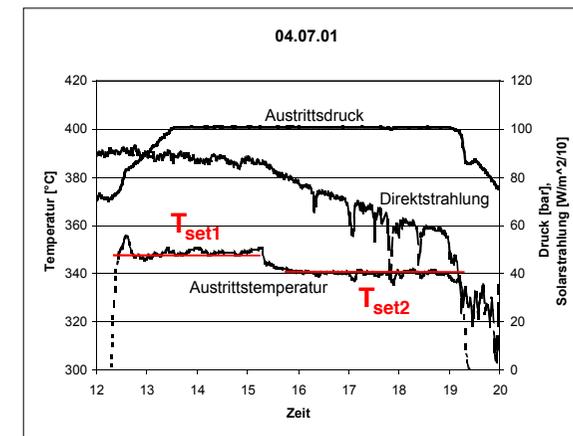


Abb. 5: Beispiel für die stabile Regelung von Druck und Temperatur beim Rezirkulationsbetrieb an der DISS-Anlage

## 2.2 Einkopplung in Gasturbinenkraftwerke (Turmkraftwerke)

Die Technik der solaren Lufterhitzung [7] kann in einem breiten Leistungsbereich ab ca. 1MW<sub>e</sub> bis zu 100 MW<sub>e</sub> eingesetzt werden. Der Solaranteil wird über die maximale Receiver-Temperatur definiert. Der Receiver arbeitet unter von der Gasturbine definierten Betriebsbedingungen: Luft Eintrittstemperatur 250 – 400°C, Druck 7 – 15 bar. Die Luftaustrittstemperatur orientiert sich am gewünschten Solaranteil und an den technischen Möglichkeiten. Je höher die mögliche Luftaustrittstemperatur, desto höher ist der Solaranteil. Zur Erreichung der geforderten Leistung werden viele Receivermodule in Serie bzw. parallel geschaltet. Je nach

Temperaturanforderungen können unterschiedliche Receivertypen verwendet werden, die im folgenden beschrieben werden.

Bei den niedrigen Temperaturen als erste Stufe einer Serienschaltung mehrerer Receiver können metallische Rohrreceiver verwendet werden. In den solar bestrahlten Rohren wird die Luft durch konvektive Wärmeübertragung erhitzt. Die Bauart mit hochtemperaturbeständigen Metallrohren ermöglicht für diesen Temperaturbereich eine kostengünstige Fertigung, die die Gesamtkosten des Receivers senkt. Für den mittleren Temperaturbereich nutzt ein neuartiges Receiverkonzept die hohe Festigkeit, gute Formbarkeit und Wärmeleitfähigkeit kurzfaserverstärkter SiC-Keramik. Ein topfartiges doppelwandiges Druckgefäß (Abb. 6) absorbiert die konzentrierte Solarstrahlung auf der Innen- und Außenseite; deshalb kann auf Sekundärkonzentratoren verzichtet werden. Durch integrierte Keramikschaumstrukturen werden Festigkeit und konvektiver Wärmeübergang verbessert.



Abb. 6: Keramisches Druckreceivermodul (Quelle: ECM)

Für den Hochtemperaturbereich werden volumetrische Druckreceiver (Abb. 7) eingesetzt. Sie gestatten hohe Austrittstemperaturen bei niedrigen Druckverlusten. Der Receiver besitzt eine hochporöse Absorberstruktur, die die absorbierte Energie durch konvektiven Wärmeübergang an die durchströmende Luft abgibt. Der Absorber ist in einem Druckkessel eingebaut, dessen Öffnung mit einem gewölbten, hochtransparenten Quarzfenster verschlossen ist. Davor ist ein Sekundärkonzentrator angebracht, dessen sechseckige Eintrittsapertur die lückenlose Anordnung der Module im Brennfleck des Solarturmkraftwerkes ermöglicht.

Im Rahmen des EU-geförderten SOLGATE-Projektes wurde erstmalig ein komplettes solarhybrides Gasturbinensystem mit Lufterhitzung auf der Plataforma Solar in Almería (PSA) aufgebaut und betrieben. Der Schwerpunkt liegt dabei auf der Demonstration der Systemaspekte und der Integration der Receiverkomponenten mit der Gasturbine, nicht jedoch auf der Demonstration des hohen Systemwirkungsgrades. In der ersten Testphase wurde die Ver-

brennungsluft der Gasturbine im Receiver solar auf 800°C erhitzt und damit ca. 70% des Brennstoffs ersetzt. Damit wurde nach über 10-jähriger Entwicklung ein wichtiger Meilenstein auf dem Weg zur solaren Gasturbine erreicht. Abbildung 8 zeigt das solar-hybride Gesamtsystem in der Testplattform der PSA. In der zweiten Testphase in 2003 ist geplant, das Receiversystem bei Temperaturen bis 1000°C zu betreiben.

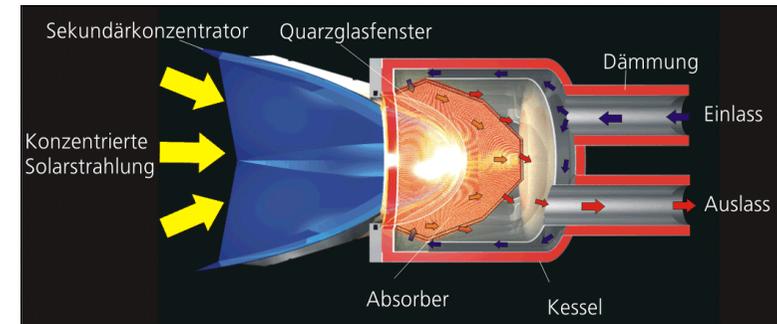


Abb. 7: Volumetrisches Hochtemperaturreceivermodul (Quelle: DLR)

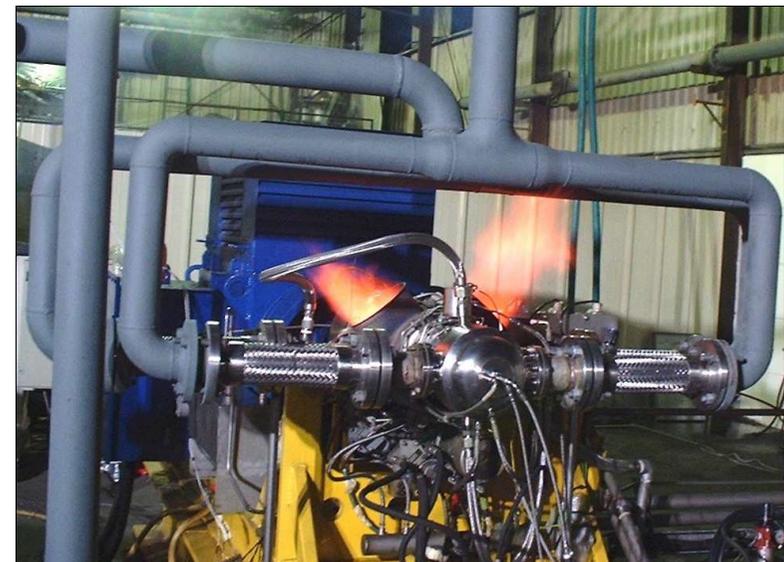
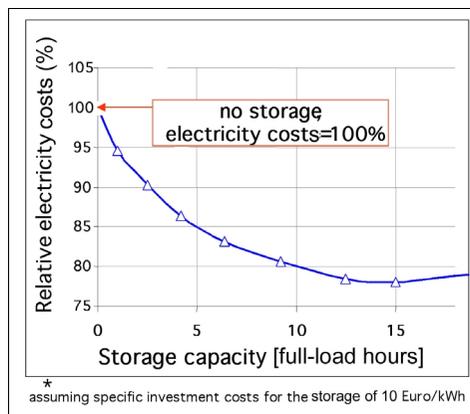


Abb. 8: Photo des 250 kW solaren Gasturbinenexperiments auf der Plataforma Solar in Almería, Spanien, das die druckaufgeladene Luftreivertechnologie verwendet.(Quelle: DLR)

### 3. Steigerung von Erlösen durch thermische Energiespeicher

Wird ein solarthermisches Kraftwerk rein solar betrieben, nutzt es den nachgeschalteten Kraftwerksblock an guten Standorten mit bis zu 2500 h äquivalentem Volllastbetrieb aus. Würde man zu einem solchen Kraftwerk ein gleich großes zweites Kollektorfeld hinzufügen, könnte man sich die Investition in einen zweiten Kraftwerksblock sparen, wenn es gelingt, die thermische Energie dieses Solarfeldes kostengünstig zwischenspeichern und den ursprünglichen Kraftwerksblock entsprechend länger auszunutzen (Abb. 9). Voraussetzung, dass diese Rechnung aufgeht, ist, dass die Kosten für den thermischen Energiespeicher kleiner sind als die zusätzlichen Kosten für einen größeren Kraftwerksblock.



**Abb. 9: Relative Stromgestehungskosten als Funktion der Größe des thermischen Energiespeichers (berechnet für einen Mittelmeerstandort und spezifische Investitionskosten für den thermischen Energiespeicher von 10 Euro/kWh thermischer Speicherkapazität)**

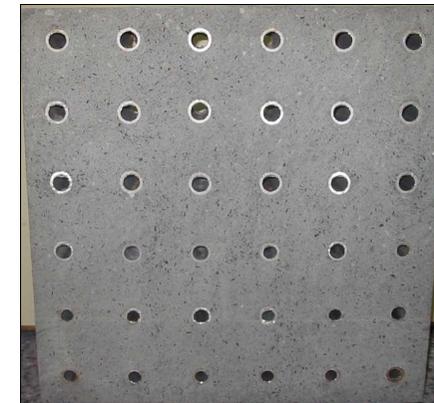
Ein solcher thermischer Energiespeicher bringt zusätzliche Vorteile, nämlich dass Strom nach Bedarf (d.h. zu Zeiten der höchsten Erlöse) produziert werden kann, dass das Kraftwerk immer unter den günstigen Lastbedingungen fahren kann und dass An- und Abfahrverluste minimiert werden können. Die Entwicklung solcher Systeme ist in der Vergangenheit in Europa vernachlässigt worden [9], da man zunächst die Verwendung von fossilem Brennstoff im Kraftwerk als kostengünstigere Kurzfrist-Alternative Option favorisiert hat. In vielen Fällen ist jedoch diese hybride Fahrweise in den Subventionsregelungen (wie z.B. Einspeisegesetzen) nicht anwendbar, oder der Einsatz von fossilem Brennstoff in einem auf Solarbetrieb optimierten Kraftwerk ist uneffektiv und daher unwirtschaftlich. Daher kommt heute der Entwicklung von thermischen Energiespeichern eine besondere Bedeutung zu. Für die Parabolrinne mit Anwendungstemperaturen bis 400°C wird hier in Abschnitt 3.2. ein Konzept vorge-

stellt, das Hochtemperaturbeton als Speichermedium verwendet. In Abschnitt 3.2. wird für Temperaturen bis 900°C auf Quarzsand als Speichermedium eingegangen.

### 3.1 Betonspeicher (Parabolrinnen)

F&E Aktivitäten im DLR zielen darauf ab, Speicherkonzepte mit mehr als 90% Wirkungsgrad, 30 Jahre Lebensdauer und Investitionskosten unterhalb von 20 €/kWh thermischer Kapazität zu entwickeln. Um diese Ziele zu erreichen, werden fortschrittliche Energiespeicherkonzepte mit innovativen Speichermaterialien und Betriebskonzepte untersucht.

Will man die sensible Wärme des Wärmeträgers in (kostengünstigen) Feststoffen speichern, benötigt man ein Rohrbündelregister, das in den Feststoff eingebettet ist (Abb. 10). Die grundsätzliche Machbarkeit solcher Ansätze wurde bereits im Labor nachgewiesen. Im Rahmen des vom BMU geförderten Projekts WESPE [8] wird die Verwendung von Gießkeramik als innovatives Speichermedium untersucht. Sie besteht aus einem Binder, der  $\text{Al}_2\text{O}_3$  enthält, und verschiedenen Feststoffzusätzen wie z. B. Eisenoxid. Das Abbinden findet bei Umgebungstemperatur statt. Es entsteht eine feste stabile Matrix. Das Material erreicht eine Dichte von  $3600 \text{ kg/m}^3$  und hat eine leicht höhere Wärmeleitung als Beton. Alternativ wird ein Hochtemperaturbeton mit einer Dichte von  $2400 \text{ kg/m}^3$  untersucht. Es muss sich zeigen, ob die besseren thermo-physikalischen Eigenschaften der Gießkeramik ihre höheren Materialkosten rechtfertigen.



**Abb. 10: Schnitt durch den Block eines Betonspeichermoduls mit eingebettetem Rohrbündelwärmeübertrager (Quelle: DLR)**

Vier Testmodule mit einer Länge von 23 m und jeweils 36 Wärmetauserrohren wurden auf der Plataforma Solar in Almería, Spanien, errichtet (Abb. 11), davon zwei aus Gießkeramik und zwei aus Hochtemperaturbeton. Sie sind integriert in einen Thermoölkreislauf, der von Parabolrinnenkollektoren mit einer Leistung von bis zu 480 kW beheizt wird. Die Module können parallel und in Reihe verschaltet werden. Die Konditionieranlage ist in der Lage, alle in einem Kraftwerk auftretenden Thermoölzustände zu simulieren. So ist ein realistischer Speicherbetrieb möglich.

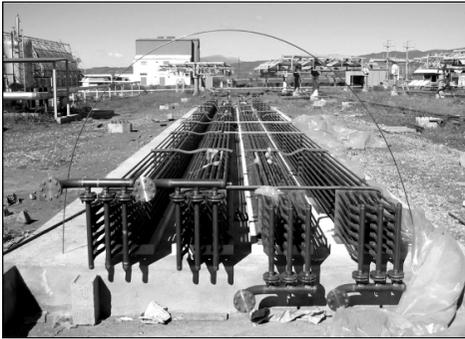


Abb. 11: Rohrregister für Feststoffspeicher vor dem Vergießen mit Beton oder Gießkeramik auf der Plataforma Solar in Almería, Spanien (Quelle: DLR)

### 3.2 Sandspeicher (Turmkraftwerke)

Das in USA entwickelte und demonstrierte Turmkonzept verwendet Salzschnmelze als Wärmeträger und gleichzeitig als Speichermedium. Die bisherigen Erfahrungen zeigen, dass dieses stark korrosive Medium mit einem Schmelzpunkt von etwa 150°C eine erhebliche Störanfälligkeit des Systems verursacht und daher die Gefahr von geringen Verfügbarkeiten und hohen Wartungskosten birgt. Das aufgrund der einfacheren Handhabung in Europa favorisierte Wärmeträgermedium Luft hat dagegen den Nachteil, wegen der geringen Wärmekapazität, die Wärme an ein festes oder flüssiges Speichermedium übertragen zu müssen. Bislang wurden Festbettschüttungen aus Keramikugeln oder -sätteln eingesetzt, die von der Luft durchströmt wurden. Mit wachsender Speichergröße lässt sich dieser Speicher jedoch nicht mehr oben auf dem Turm lokalisieren und der Transport großer Mengen Heißluft zum Boden ist mit erheblichem Aufwand verbunden. Hieraus ergibt sich, dass zur Zeit ein 24 Stundenbetrieb eines Solarturmkraftwerks mit Luftreivertechnik und mit einem Speicher dieses Bautyps gegenüber anderen solarthermischen Konzepten nicht konkurrenzfähig erscheint, obwohl der verwendete Receiver gegenüber den anderen Konzepten einen unkomplizierten und damit attraktiven Betrieb ermöglicht. Aus diesem Grunde werden seit längerer Zeit alternative Speicherkonzepte gesucht.

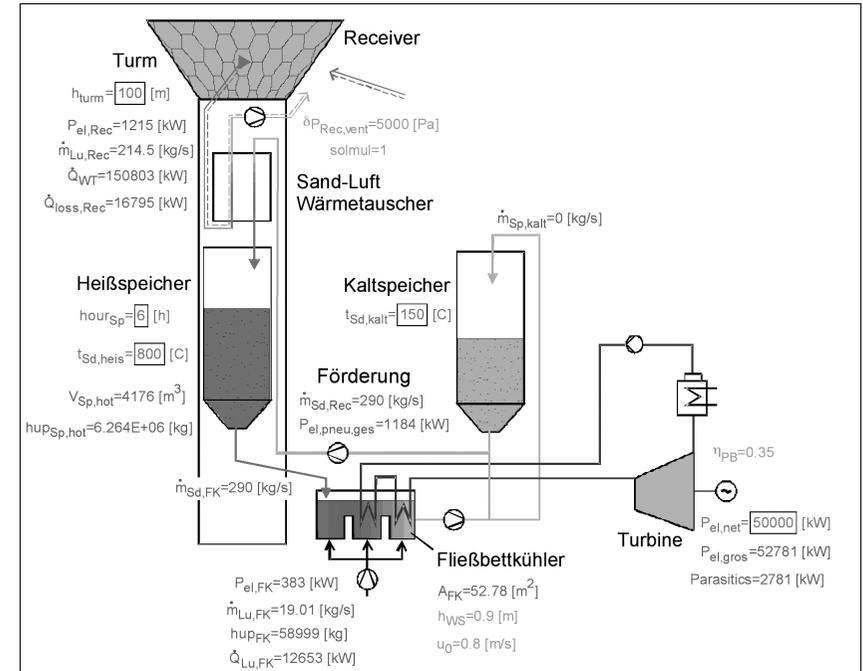


Abb. 12: Schema eines Turmkraftwerkkonzepts mit Luftreceiver und Quarzsand als Wärmespeichermedium

Mit der Zunahme der Speichergröße verschieben sich die Anteile an den Gesamtkosten von den Anlagenkosten hin zu den Kosten für das Speichermedium, so dass für große Anlagen die Kosten für das Speichermedium dominieren. Deshalb wurde ein Speichermedium gesucht, das geringe spezifische Kosten pro kWh<sub>th</sub> gespeicherter Energie aufweist und anlagentechnisch einen von der Baugröße nahezu unabhängigen Druckverlust ermöglicht. Zusätzlich muss es Speichertemperaturen von bis zu 850°C standhalten können. Zur Zeit wird beim DLR die Option untersucht, Quarzsand als Speichermedium zu verwenden. Quarzsand wird derzeit als Wärmeträgermedium in Wirbelschichtfeuerungen bei ca. 850°C verwendet. Das vorgestellte Speicherkonzept (Abb. 12) lehnt sich an den Kreislauf der Wirbelschichtfeuerung an. In einer wesentlichen Komponente weicht das hier vorgestellte Speicherkonzept allerdings von dem Kreislauf der Wirbelschichtfeuerung ab. Die Brennkammer wird durch einen offenen Sand-Heißluft Gegenstromwärmetauscher ersetzt, der sich auf der Spitze des Turmes befindet. Der aufgeheizte Sand wird durch Schwerkraft drucklos in einen ausgemauerten Speicherbehälter am Boden geleitet und dort nach Bedarf einem Fließbettkühler zugeführt, wo er sich auf Temperaturen zwischen 100 und 150°C abkühlt. Die entzogene Wärme wird zur

Dampferzeugung verwendet. Der kalte Sand wird in einem weiteren Behälter zwischengelagert und zum Aufheizen mittels eines Becherwerkes zum Sand-Luft Gegenstromwärmetauscher auf den Turm transportiert. In Abbildung 13 sind unterschiedliche Speichermedien bezüglich der Energiedichte und der spezifischen Materialkosten eingeordnet. Quarzsand liegt bei ähnlichen Energiedichten wie Salzschnmelze, allerdings bei nur 5 % der spezifischen Materialkosten der Alternativen. Zur Zeit wird untersucht, ob der apparative Mehraufwand für das Sandsystem den Kostenvorteil bei den Speicherkosten kompensieren kann.

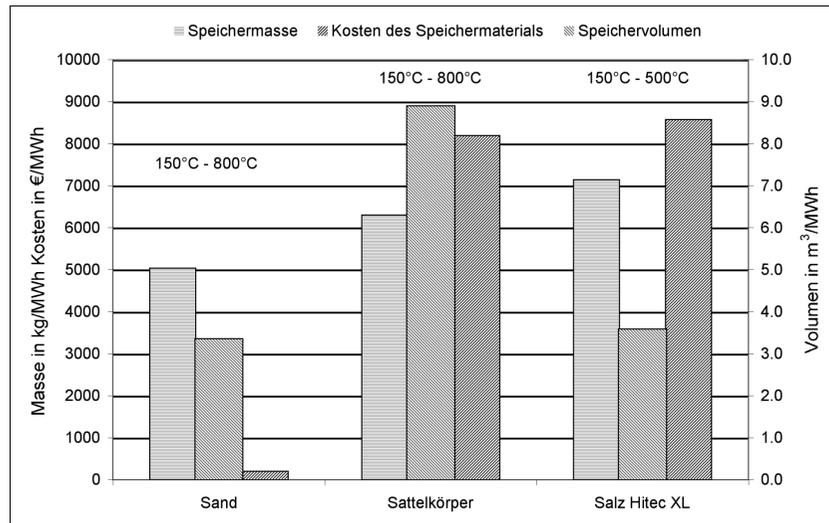


Abb. 13: Spezifische Speicherdichte bezogen auf Volumen bzw. Masse und spezifische Speichermaterialkosten für drei alternative Speicherkonzepte für Hochtemperaturwärme

#### 4. Zusammenfassung und Ausblick

Solarthermische Kraftwerke stehen in Europa kurz vor der erneuten Markteinführung nach ihrem ersten erfolgreichen Start Ende der achtziger Jahre in Kalifornien, USA. Die heutige kommerzielle europäische Technologie basiert auf Parabolrinnen mit Thermoöl oder auf Turmkraftwerken mit atmosphärischem Luftreceiver, die einen Dampfkreislauf antreiben. Stromgestehungskosten für diese ersten Anlagen in Südeuropa liegen bei etwa 15 Cent/kWh. Weitere Forschung zur Kostensenkung ist notwendig, um nachhaltig Märkte erobern zu können. Zwei Ansätze werden dabei in Deutschland vom DLR verfolgt: Zum einen Kostensenkung durch Effizienzsteigerung. Diese setzt auf höhere Betriebstemperaturen, d.h. Direktverdampfung in Parabolrinnen bzw. Heißluft in die Gasturbine bei Turmkraftwerken. Zum ande-

ren kostengünstige thermische Energiespeicher, die die Erlössituation eines Kraftwerks erheblich verbessern. Vielversprechend sind Betonspeicher für die Parabolrinnen und Sandspeicher für Turmkraftwerke.

Langfristig erlaubt das Hochtemperaturpotential konzentrierender Solarsysteme die effiziente Nutzung der Solarenergie zur direkten Erzeugung von erneuerbaren Brennstoffen und zur nachhaltigen Produktion von Materialien und Werkstoffen mit hoher Wertschöpfung. Damit können weitere energierelevante Anwendungsfelder mit hohem Klimaschutzpotential erschlossen werden, die über den Bereich der Stromerzeugung hinausgehen. Hierunter fallen z.B. innovative thermochemische Verfahren zur Erzeugung von Wasserstoff.

## 5. Literatur

- [1] **Eisenbeiß, G., Pitz-Paal, R.:** Warum brauchen wir solarthermische Kraftwerke, in FVS Themen 2002, ISSN 0939-7582, Berlin, Januar 2003
- [2] **Romero, M., Marcos, M.J., Osuna, R., Fernandez, V.:** Design and Implementation Plan of a 10 MW Solar Tower Power Plant based on Volumetric-Air Technology in Seville (Spain), Proceedings of the Solar 2000 Solar Powers Life-Share the Energy, Madison, Wisconsin, June 2000
- [3] **Romero, M., Buck, R., Pacheco, J.E.:** An Update on Solar Central Receiver Systems, Projects, and Technologies Journal of Solar Energy Engineering, Vol 124, May 2003, p 98-108
- [4] **Price, H., Lüpfert, E., Zarza, E. et al.:** Advances in Parabolic Trough Solar Power Technology, Journal of Solar Energy Engineering, Vol 124, May 2003, p109-125.
- [5] **Zarza, E., Eck, M.; Hennecke, K., Weyers: D.** The DISS Project: Direct Steam Generation in Parabolic Troughs, Proceedings of Solar Forum 2001: Solar Energy: The Power to Choose(R. Campbell-Howe, Ed.); April 21-25, 2001, Washington, DC.
- [6] **Eck, M., and Steinmann, W.-D. 2002,** "Direct Steam Generation in Parabolic Troughs: First Results of the Diss Project", ASME-J. of Solar Energy Engineering, 124, pp. 134-139.
- [7] **Buck, R.; Bräuning T.; Denk T.; Pfänder M.; Schwarzbözl P.; Tellez F.:** Solar-Hybrid Gas Turbine-Based Power Tower Systems (REFOS), J. Solar Energy Engineering 124 (2002), S. 2-9.
- [8] **Tamme, R., Laing, D., Steinmann, W.D.:** Advanced Thermal Energy Storage Technology for Parabolic Trough, Proceedings of the 2003 International Solar Energy Conference, Hawaii, 15-18 March, 2003
- [9] **Herrmann, U., Kearney, D.:** Survey of Thermal Energy Storage for Parabolic Trough Power Plants, Journal of Solar Energy Engineering, Vol 124, May 2003, p145-152.

