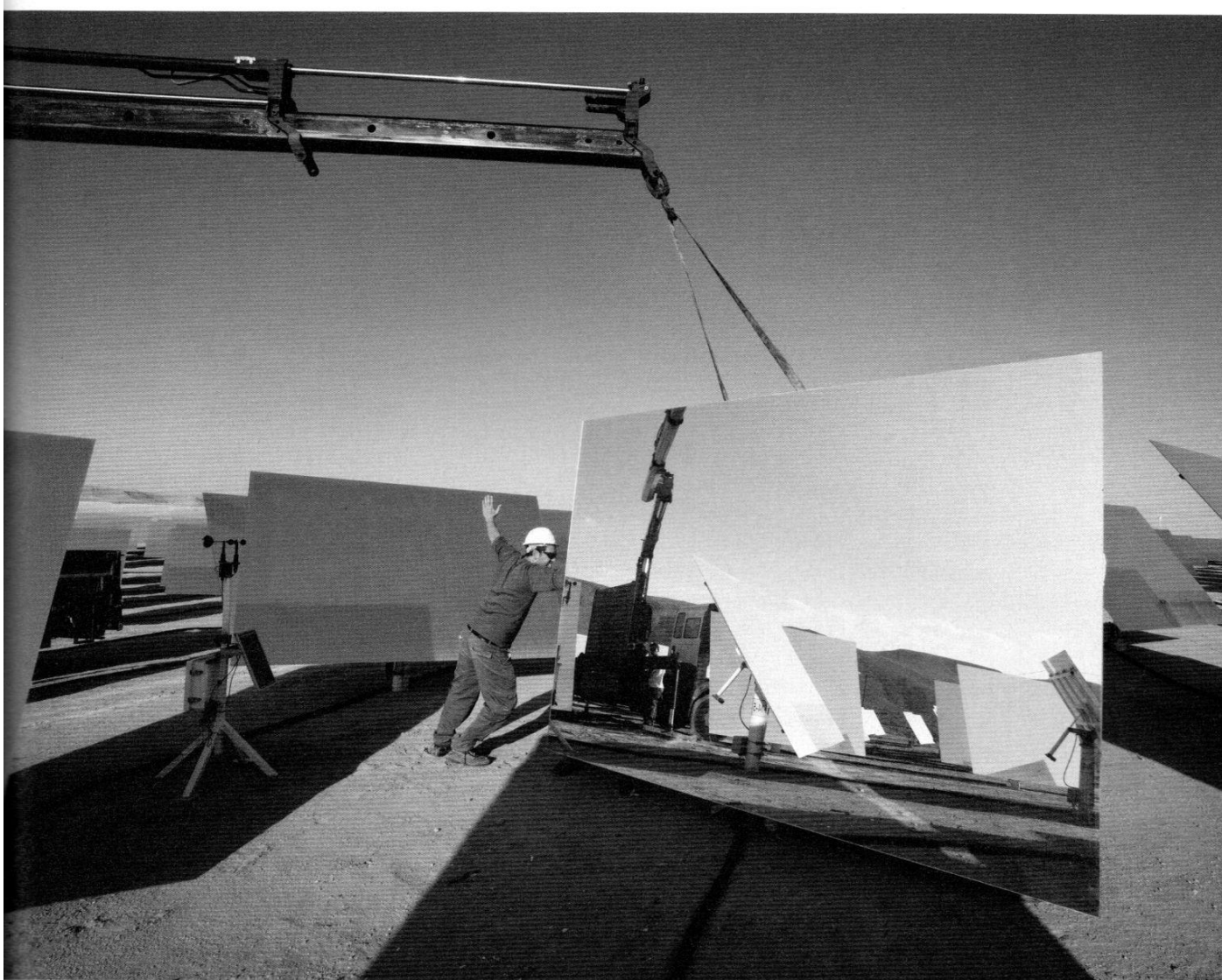




Konkurrenten: Große Solarparks, wie hier bei Bodnan-Ludwigshafen am Bodensee, boomen derzeit.

Im Schatten der Photovoltaik

Weil **Solarmodule** rapide billiger werden, verdrängen große Freilandanlagen die Sonnenwärmekraftwerke aus dem Markt. Ist die **Zukunft für Solarthermie** schon vorbei?



Einzelfall: Hier wird das Spiegelfeld für ein Solarwärmekraftwerk in Australien aufgestellt – der Abgesang auf diese Technik wäre verfrüht.

Text: Sascha Rentzing

Für Solar Millennium kommt es derzeit knüppeldick. Noch immer streitet sich der Solarkraftwerksbauer mit seinem ehemaligen Promi-Chef Utz Claassen über eine Abfindung. Zudem ermittelt die Bafin wegen des Verdachts auf Insiderhandel, und der Abgang des Finanzvorstands im August warf ebenfalls kein gutes Licht auf das Erlanger Unternehmen.

Und jetzt auch noch das: Das größte Vorzeigeprojekt von Solar Millennium, ein Parabolrinnen-Kraftwerk mit 1000 Megawatt (MW) Leistung im kalifornischen Blythe, wird in seiner bisher geplanten Form nicht gebaut. Anstelle so genannter Concentrated-Solar-Power (CSP)-Technik, die Sonnenwärme über Absorber als primäre Energiequelle nutzt, sollen nun Pho-

tovoltaik (PV)-Module zum Einsatz kommen. „Wir starten in Blythe zunächst mit 500 Megawatt PV-Leistung“, erklärt „Solar Millennium“-Chef Christoph Wolff.

Der Schwenk kommt überraschend, denn Solar Millenniums Solarthermie-Geschäft schien blendend zu laufen. Wolff spricht von Solarwärmekraftwerken mit insgesamt 3500 bis 4000 MW Leistung,

Hocheffiziente Hoffnungsträger

Von den drei verfügbaren Concentrated-Solar-Power(CSP)-Techniken Parabolrinne, Fresnellinse und Solarturm weisen die Turmkraftwerke mit bis zu 25 Prozent den besten Wirkungsgrad auf. Ihre hohe Effizienz erklärt sich vor allem mit den hohen Temperaturen, die zur Dampfproduktion genutzt werden können. Bei Sonnenschein richten sich hunderte bis tausende automatisch positionierte Spiegel (Heliostaten) so aus, dass das Licht auf einen zentralen Absorber (Receiver) in der Spitze eines bis zu 150 Meter hohen Turms reflektiert wird. Durch die starke Konzentration der Strahlung entstehen dort oben bis zu 1000 Grad Celsius, doppelt so viel wie beim Parabolrinnenkraftwerk, das wegen der schwächeren Lichtbündelung nur 500 Grad erreicht. Je heißer es ist, desto mehr Dampf wird erzeugt. Das geschieht, indem ein Wärmeträgermedium im Receiver Wärme aufnimmt, die über herkömmliche Turbinen zur Stromerzeugung genutzt wird.

für die Energieversorger in Afrika, Asien und den USA sein Unternehmen in die Auswahl genommen hätten. Erst Ende September startete mit Andasol 3 in Spanien der dritte Block des weltgrößten Parabolrinnen-Kraftwerks mit 150 MW Gesamtleistung – entwickelt und gebaut von Solar Millennium.

„Die Bedingungen haben sich geändert“, erklärt Wolff. Die Vermarktung von PV-Strom lohne sich in den USA inzwischen mehr als anfangs kalkuliert. Fakt ist: Die Systempreise sinken wegen des harten Wettbewerbs rapide und liegen mittlerweile unter denen der Solarthermie, die bisher als die kostengünstigere Technik galt. Laut einer Studie des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme (Ise) in Freiburg produzieren Solarwärmekraftwerke Strom derzeit zu durchschnittlichen Stromgestehungskosten von etwa 0,19 Euro pro Kilowattstunde (kWh), große PV-Freilandanlagen schaffen das in sonnenreichen Regionen bereits für 0,16 Euro pro kWh.

Billiger Spitzenlaststrom

Dieser Kostenvorsprung dürfte in den kommenden Jahren weiter wachsen. Nach Schätzungen des Ise werden PV-Systeme dank Skaleneffekten durch steigende Produktionsmengen und Innovationen jährlich um 15 bis 20 Prozent günstiger. Dadurch sanken die Erzeugungskosten großer PV-Anlagen an Standorten mit einer hohen Einstrahlung von 2000 Kilowattstunden (kWh) pro Quadratmeter bis 2020 auf

0,072 Euro je kWh. PV-Strom wäre dann sogar günstiger als konventionell erzeugter, der Berechnungen zufolge 2020 bei 0,08 Euro pro kWh liegen wird. Die Solarthermie hingegen soll erst zehn Jahre nach der PV, im Jahr 2030, die Wettbewerbsfähigkeit erreichen. 2020 werden ihre Kosten laut Ise noch bei 0,12 Euro je kWh liegen,

Schätzungen zufolge sollen Photovoltaik-Systeme jährlich um 15 bis 20 Prozent günstiger werden.

also vier Cent über konventionellem und fünf Cent über PV-Strom.

Größtes Problem der Solarthermie: Sie profitiert bisher nicht von Masseneffekten wie die PV. Das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) zählt derzeit weltweit nur knapp 2000 MW installierte CSP-Leistung – im Vergleich zu rund 40 000 MW Photovoltaik. Die fehlenden Größenkostenvorteile sind ein wesentlicher Grund dafür, dass Solarwärmekraftwerke in der Anschaffung noch deutlich teurer sind als große PV-Anlagen. Nach Berechnungen des Ise kostete eine Freilandanlage mit mindestens 200 Kilowatt (kW) Leistung voriges Jahr 2450 Euro pro kW, eine 50-MW-Parabolrinne mit Speicher dagegen 6000 Euro pro kW.

Der steigende Bedarf an mittäglichem Spitzenlaststrom in den USA verschärft die Lage. Das Land braucht keine weiteren Kapazitäten bei der Grundlast, wie sie Solarwärmekraftwerke liefern, sondern viel Peak-Leistung, um an heißen Sommertagen

genug elektrische Energie in seine unzähligen Klimaanlage pumpen zu können. In Kalifornien würden wegen der wachsenden Nachfrage nach Spitzenlaststrom bereits Höchstpreise von bis zu einem Dollar (rund 0,70 Euro) pro kWh gezahlt, erklärt Wolff. Photovoltaik könne diesen Bedarf günstiger abdecken.

US-Energieversorger investieren daher mittlerweile kräftig in Solarmodule. Innerhalb von nur zwei Monaten, von Juli bis September, stieg die Zahl der geplanten gewerblichen PV-Anlagen in den USA nach Informationen der Recherche-Agentur Solarbuzz von 17 000 auf 24 000 MW. „Es ist eine deutliche Belebung unseres Projektgeschäfts zu spüren“, bestätigt Stephan Hansen, Deutschlandchef des US-Dünnschichtspezialisten First Solar. Mit einer Projekt-Pipeline von 4500 MW ist First Solar derzeit der gefragteste PV-Projektierer in den USA.

Für die Solarthermie hingegen dürfte in Kalifornien und Co weniger Platz bleiben. Auch Solar Millennium erwägt offenbar, mit seinen verbleibenden Projekten im Amargosa-Tal (Nevada), Blythe, Palen und Ridgecrest (alle Kalifornien) mit 2000 MW Gesamtleistung auf die begehrtere PV umzuschwenken. „Wir müssen das prüfen“, sagt Wolff.

Sprünge bei der Speichertechnik
Sind die Schwierigkeiten in den USA die Vorboten einer globalen Krise der Solarthermie? Die Branche sieht dafür kei-

ne Anzeichen. „In allen unseren anderen Märkten in Afrika, Indien und dem Nahen Osten werden die Vorteile netzstabilisierender solarthermischer Kraftwerke erkannt“, betont Wolff. Dort bleibe es bei den bisherigen Planungen von 1500 bis 2000 MW solarthermischer Leistung. Auch Robert Pitz-Paal, Co-Direktor des Instituts für Solarforschung im DLR, glaubt weiter an den weltweiten Erfolg der Solarthermie. „Wenn wir hohe Anteile erneuerbarer Energien in den Stromnetzen erreichen wollen, brauchen wir die Technik“, so seine Einschätzung. Bisher ist das Hauptproblem von PV- und Windenergieanlagen, dass die Energieerzeugung wetterbedingt schwankt und sich der produzierte Strom nicht ohne weiteres zwischenspeichern lässt. Nicht so bei CSP: Die neuesten Kraftwerke sind in der Lage, überschüssige Wärme mittags in flüssigem Salz in großen Tanks zu speichern und damit nach Bedarf Strom zu erzeugen – bei Andasol ist das bis zu acht Stunden lang möglich. So kann die Solarthermie helfen, Versorgungslücken bei der PV- und Windstromerzeugung zu schließen.

Im Prinzip arbeiten alle drei gängigen CSP-Typen, die Parabolrinne, der Solarturm sowie die Fresnelanlage, wie ein konventionelles Kraftwerk. Nur wird Wärme nicht durch Verbrennung von Kohle oder Gas erzeugt, sondern allein mit der Kraft der Sonne. Licht wird über große Spiegelflächen auf einen Absorber konzentriert. Ein Wärmeträger aus Öl, Salz oder Wasser nimmt die thermische Energie auf und leitet sie über Wärmetauscher auf einen Wasserkreislauf. Dabei entsteht Dampf, der in einem herkömmlichen Kraftwerksblock mit Turbine und Generator sauberen Strom erzeugt.

In den kommenden Monaten bietet sich der Solarthermie die einmalige Gelegenheit zu beweisen, dass sie zu Unrecht ins Abseits geraten ist. Nach Andasol 3 gehen in Spanien bis Jahresende noch zwei weitere Solarwärmekraftwerke ans Netz, die als Blaupause für künftige CSP-Projekte gelten. Im Oktober nimmt die spanische Firma Torresol bei Cordoba das erste kommerzielle Solarturmkraftwerk mit Salzspeicher in Betrieb. Die Sonnenstrahlung wird durch ein Feld aus hunderten Spiegeln auf einen Röhrenabsorber in 150 Meter Höhe am oberen Ende eines Turms gebündelt. Darin

**Die Solarthermie soll erst 2030
zehn Jahre nach der Photovoltaik
wettbewerbsfähig werden.**

zirkulierendes Salz erhitzt sich und erzeugt bis zu 450 Grad heißen Dampf. Ende 2011 geht bei Murcia schließlich das erste Fresnel-Kraftwerk der Karlsruher Firma Novatec mit 30 MW Leistung ans Netz. Bei dieser Technik sammeln bodennahe Spiegel Strahlung ein und bündeln sie auf ein hochgelegtes Absorberrohr, in dem direkt Wasser verdampft.

Halbe Kosten in zehn Jahren?

Die Industrie verbindet große Hoffnung mit diesen beiden CSP-Techniken. „Damit lassen sich die Kosten innerhalb der kommenden zehn Jahre um 50 Prozent reduzieren“, prognostiziert Pitz-Paal. Das würde bedeuten, dass die Solarthermie schon deutlich früher mit Kohle und Gas konkurrieren könne, als von Ise angenommen. Im Receiver des Solarturms beispielsweise entstehen durch starke Konzentration der Sonnenstrahlung Temperaturen von bis zu 1000 Grad Celsius. Dadurch steigt die Effizienz gegenüber den gängigeren Pa-

rabolrinnen, die maximal 500 Grad erreichen, um zehn Prozentpunkte auf 25 Prozent. Aber auch die Rinnentechnik böte noch Entwicklungspotenzial, sagt „Solar-Millennium“-Chef Wolff. Die Ansatzpunkte sind bekannt: möglichst hohe Automatisierung in der Fertigung, geringe Betriebskosten, verbesserte Materialien und Komponenten sowie Skaleneffekte durch steigende Installationszahlen.

Wird ein Erfolg der ersten kommerziellen Projekte in Spanien den erhofften CSP-Boom auslösen? 35 000 MW sind laut DLR zu diesem Zeitpunkt weltweit in Planung, selbst in den USA verfolgen Projektierer noch große Ziele. Solar Reserve aus Los Angeles zum Beispiel will in Nevada 2013 einen Solarturm ans Netz bringen, der mit

110 MW Leistung doppelt so groß sein soll wie ein Andasol-Block. In Afrika und im Nahen Osten stehen CSP-Entwickler ebenfalls in den Startlöchern. In Kuraymat hat Solar Millennium im Juli die erste solarthermische Anlage Ägyptens fertiggestellt, die als Hybridlösung Sonnenkraft mit Erdgas kombiniert. Drei Monate nach Betriebsstart liegt die Produktion des 150-MW-Brummers deutlich über den Erwartungen. Es liefert im Durchschnitt acht Prozent mehr Energie als budgetiert. Auch GE Energy stößt mit seinem neuen Hybridkraftwerk Flex Efficiency 50 nach eigenen Angaben auf große Nachfrage. Das Gas- und Dampfturbinen (GuD)-Kraftwerk mit 53 MW Leistung ist kombiniert mit einem Solarturm, den die US-Firma Esolar entwickelt hat. Dank Solartechnik steigt der Wirkungsgrad des Kraftwerks gegenüber derzeit gängigen GuD-Anlagen um sieben Prozentpunkte auf 65 Prozent. Das Rennen zwischen Photovoltaik und Solarthermie ist also noch längst nicht entschieden. ◀