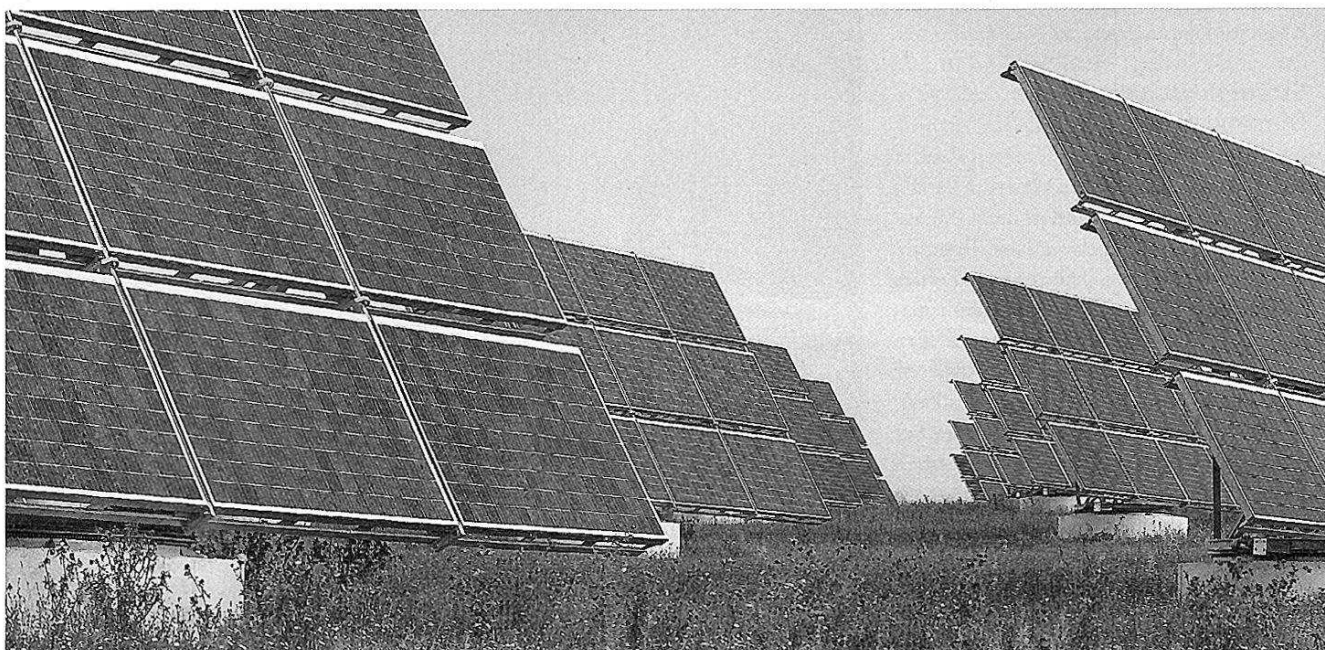


# Sonnenjäger greifen an

Nachgeführte Solaranlagen versprechen höhere Stromerträge als fixe Systeme und stehen bei Investoren derzeit hoch im Kurs. Ob die Tracker am Ende wirtschaftlicher sind, ist aber fraglich. Bislang fehlen Betriebserfahrungen.

Text: Sascha Rentzing, Fotos: Jens Meier



Zwölf-Megawatt-Projekt: In Arnstein gehen seit Kurzem über 1.400 Solon-Mover auf Sonnenfang.

Frank Asbecks Ehrgeiz scheint keine Grenzen zu kennen. Für die Solarworld AG läuft es auch dieses Jahr glänzend: Der Konzern rechnet mit einer Verdoppelung des Konzerngewinns und einem 40-prozentigen Umsatzwachstum. Nun will der Vorstandsvorsitzende seine zweite Gesellschaft, die Solarparc AG, ebenfalls an die Spitze führen. „Ziel ist es, unsere Marktführerschaft im solaren Großanlagenbau weiter auszubauen“, sagt Asbeck. Die Strategie: Neben fest stehenden Photovoltaik (PV)-Kraftwerken wird Solarparc fortan verstärkt Projekte mit so genannten Suntrac-Anlagen planen, bauen und anbieten. Diese auf einem Betonsockel aufgestellten Systeme folgen, ähnlich wie Sonnenblumen, dem Lauf des gelben Sterns (neue energie 1/2005). So sollen die Kraftwerke bis zu 45 Prozent höhere Erträge bringen als statische Anlagen. Die Bewährungsprobe für diese von Solarworld

entwickelte Technik steht kurz bevor. In Bayern realisiert Solarparc derzeit drei Freilandanlagen mit 4,8 Megawatt (MW) Gesamtleistung, zwei davon (2,5 MW) mit Nachführtechnik. Diese sollen institutionellen Anlegern verkauft werden. Fürs nächste Jahr ist dann eine ganze Reihe von Suntrac-Projekten im In- und Ausland geplant. „Wir werden im Großanlagengeschäft 2007 mindestens zehn MW umsetzen“, sagt der Solarparc-Boss.

Asbecks Optimismus kommt nicht von ungefähr: Die Nachfrage nach den so genannten Trackern, namentlich in Spanien, ist groß. Dort gibt es neben viel Sonne reichlich Platz und – zumindest vorerst – eine attraktive Einspeisevergütung. Zwar erwägt die spanische Regierung Tarifkürzungen und will nach eigenem Bekunden noch dieses Jahr ein modifiziertes Fördergesetz verabschieden (neue energie 10/2006),

Inkrafttreten würden die Änderungen aber erst 2008.

## Forscher bremsen Euphorie

Wachsendes Interesse an den Trackern zeigen auch andere Kraftwerksbauer und Projektentwickler. Die Hamburger Voltwerk AG etwa hat aufgrund der großen Spanien-Nachfrage jüngst mit der Madrider Niederlassung einer deutschen Bank einen Rahmenvertrag in Höhe von 394 Millionen Euro für die Finanzierung von PV-Großkraftwerken geschlossen. Damit steht einem breiten Einsatz des vom Mutterkonzern Conergy konzipierten zweiachsigen Tracking-Systems Solaroptimus auf der iberischen Halbinsel nichts mehr im Weg. Auf Basis des Vertrages, heißt es aus dem Unternehmen, könnten bereits 2007 Projekte mit einer Gesamtleistung von 45 MW realisiert werden. Selbst in Deutschland, wo wegen

der jährlichen Absenkung der Einspeisevergütung von 6,5 Prozent für Großanlagen und des Wegfalls steuerlicher Vorzüge geschlossener Fonds zuletzt nur wenige Solarparks realisiert wurden, halten die Firmen dank der neuen Sonnenjäger eine Wiederbelebung dieses Marktsegments für möglich. „Mit Nachführsystemen werden sich Großprojekte hierzulande weiter wirtschaftlich betreiben lassen“, sagt Conergy-Sprecher Thorsten Vespermann.

Doch sind die mobilen Sonnengeneratoren, wie oft suggeriert wird, gegenüber statischen Anlagen immer im Vorteil? Solarforscher sind da skeptisch. „Es lässt sich

„einfacheres“ astronomisch nachgeführtes System (siehe Info-Kasten). Mit Daten wie Breitengrad, Datum und Uhrzeit gefüttert, folgen die Module bei dieser Nachführvariante stur der Sonne. Nachteil: Ist der Himmel bedeckt, muss die Sonnenjagd unterbrochen werden; die Anlage fährt dann in die Horizontale.

Mehr Einstrahlung muss aber nicht zwangsläufig mehr Erlös bedeuten. Zum einen können die höheren Gesamtkosten der Nachführsysteme den Mehrertrag deutlich schmälern. Tracker sind teuer – je nach Technik liegt der Anschaffungspreis um zehn bis 30 Prozent über dem fest mon-

den fünf Prozent führen kann, oder man baut auf einer größeren Fläche. Vor allem in Regionen, wo Grund teuer ist, kann dies aber die Wirtschaftlichkeit eines Projekts beeinträchtigen.

### Pilotprojekte: wenig Rendite

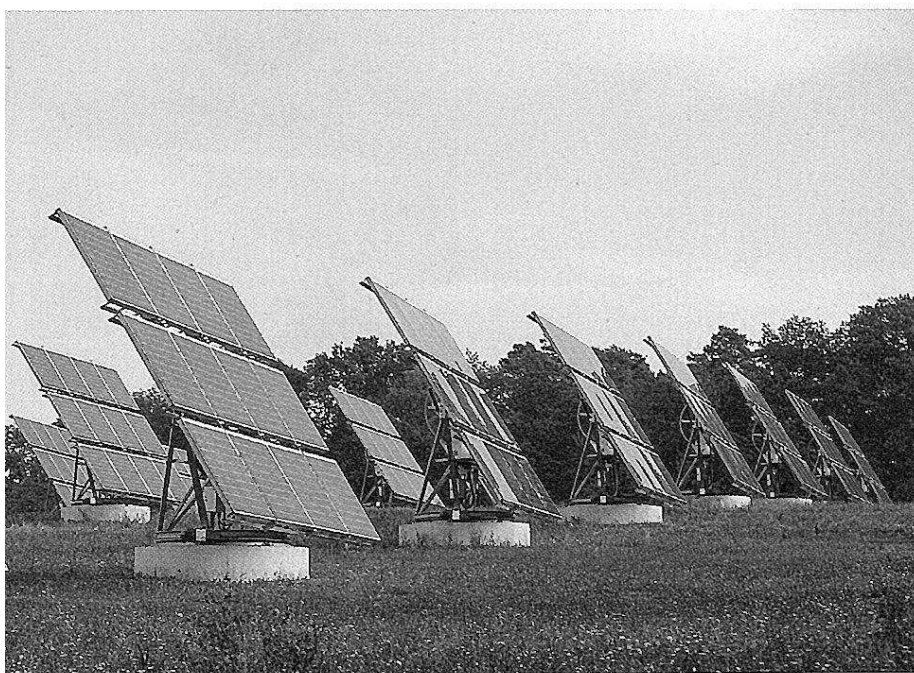
Eine fundierte Bewertung der Vor- und Nachteile ist schon deshalb schwierig, weil es derzeit kaum Praxiserfahrungen mit Nachführsystemen gibt und mithin wenig belastbares Zahlenmaterial. Nötig wären hierzu etwa Testanlagen an unterschiedlichen Standorten, die sich über einen längeren Zeitraum direkt mit feststehenden Systemen in unmittelbarer Nähe vergleichen lassen.

An ersten Pilotprojekten zeigt sich zumindest, dass die Tracker kein Garant für höhere Rentabilität sind. Beispiel: der Solarstrompark „Gut Erlasee“ nahe dem bayerischen Arnstein. Das Projekt mit einer Gesamtleistung von zwölf MW wurde im September in Betrieb genommen und besteht aus insgesamt 1.408 Solon-Movern, zweiachsig nachgeführten Solarbäumen des Berliner Modulherstellers Solon.

Ursprünglich wollte der Solarparkprojektierer und Anbieter von Finanzprodukten SAG Solarstrom jeden Mover, mit einer Investitionssumme von 14.500 Euro, als Einzelkapitalanlage verkaufen. Weil die Nachfrage zu gering blieb, entschloss sich das Unternehmen, quasi aus der Not heraus, die nicht veräußerbaren 436 Mover mit rund 3,4 MW Leistung auf bewährtem Weg als Beteiligungsfonds zu veräußern. Dilemma: Obwohl SAG nach eigenem Bekunden seine Marge bereits stark zurückgenommen hat, kann das Unternehmen für „Gut Erlasee“ nur 230 Prozent Ausschüttung und eine Vorsteuerrendite von 5,7 Prozent in Aussicht stellen – ähnlich hohe Werte wie bei anderen Solarfonds. Das ist Investoren offenbar zu wenig. Laut SAG-Vorstandschef Uwe Ilgemann wurden vom Vertriebsstart im Mai 2006 bis November nur etwa zwei Fünftel der Anlagen verkauft. Da erscheint es unwahrscheinlich, dass der komplette Fonds wie geplant bis Ende 2006 platziert ist.

### Bessere Ausbeute im Süden

Nicht zuletzt aufgrund dieser Erfahrung will SAG in Deutschland nun zunächst keine Fonds mehr auflegen. „Renditen von 6,5 bis sieben Prozent sind das Minimum. Bis die erreicht werden können, müssen die Modulpreise noch deutlich fallen“, so Ilgemann. SAG schreibt die ernüchternden Ergebnisse mit Erlasee also nicht den Tra-



nicht pauschal sagen, welche Technik wirtschaftlicher ist. Stimmen die Systemkosten, kann sich eine Nachführung durchaus lohnen“, erklärt Christian Reise vom Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE).

Reise und seine Kollegen haben beide Techniken am Standort Freiburg miteinander verglichen. Ergebnis der Untersuchungen: Im Vergleich mit einer um 30 Grad nach Süden geneigten fixen Modulfläche fängt ein einachsig nachgeführtes Kraftwerk in Deutschland im Jahr elf bis zwölf Prozent mehr Strahlung ein, zweiachsige Systeme gar 25 Prozent. Noch ein paar Prozent mehr können sensorisch gesteuerte Tracker erzielen, wie sie mittlerweile in gut der Hälfte der Systeme eingesetzt werden. Sie orientieren sich stets am hellsten Punkt des Himmels, holen also auch bei schlechtem Wetter das Beste raus. Bei der im ISE getesteten Versuchsanlage handelt es sich um ein

tiertes Anlagen. Zum anderen muss mit höheren Betriebskosten gerechnet werden. Die Drehkonstruktionen bestehen aus vielen beweglichen Teilen, Antriebsmotoren, Getrieben und einer oft sensiblen Sensortechnik. Dadurch sind Verschleiß- und Stillstandsrisiko und damit die Gefahr von Ertragsausfällen ungleich größer als bei herkömmlichen Solargeneratoren. „Nachführanlagen sind störanfälliger. Bei so manchen Mechaniken, die derzeit angeboten werden, bezweifle ich, dass sie lange halten“, schätzt Reise die Risiken ein.

Ein weiteres Problem: Stehen viele Tracker auf einer Fläche, können sich die mehrere Meter hohen Solarriesen gegenseitig verschatten – ein Problem, das insbesondere morgens und abends auftritt, wenn die Sonne tief steht. Entweder dieser Umstand wird in Kauf genommen, was Reise zufolge zu einem Einstrahlungsverlust von bis zu

ckern, sondern den allgemein eher schwierigen Verhältnissen auf dem deutschen Solarmarkt zu. Grundsätzlich ruhen lassen will SAG das Fondsgeschäft aber nicht. So befänden sich einige größere Solarprojekte, mit und ohne Nachführtechnik, in Spanien in der Pipeline, die an institutionelle Investoren veräußert werden sollen.

In der Tat scheinen die Bedingungen für die beweglichen Photonenjäger in südlicheren Gefilden besser zu sein als an mitteleuropäischen Standorten. Vor allem der klare Himmel und die hohe Direkteinstrahlung

befindlichen Movern laut Sprecherin Therese Raatz bisher „grundsätzlich gute Erfahrungen“ gemacht. „Einige unserer Anlagen laufen bereits seit zwei Jahren, und das zufrieden stellend“, so Raatz.

### Herstellern kontern

Solon, einer der führenden Hersteller für Nachführanlagen, kann sich über mangelnde Aufträge nicht beklagen. Nachdem 2005 vor allem der deutsche Markt mit Movern beliefert worden sei, gehe der überwiegende Teil der Anlagen in diesem und im nächsten

unterm Strich 244.000 Euro mehr Gewinn. Auf die kritische Nachfrage, warum das Unternehmen bei dieser Kalkulation keine Kosten für Installation, Unterhaltung und Wartung einrechnet, sagt Firmenchef Artur Deger: „Unsere Anlagen sind schnell montiert und wartungsfrei.“ Manch erfahrene Betreiber von Regenerativanlagen wird sich ob solcher Aussagen wundern.

Die Deger-Trecker finden derweil vor allem in Südeuropa reißenden Absatz. „Wir produzieren am Anschlag“, sagt der Chef. 2.500 Systeme für eine Solarleistung von je

### Die Tracker: Zwei Varianten auf dem Markt

Aktuell werden auf dem Markt verschiedene Systeme angeboten: Einachsige oder zweiachsige Tracker. Die Einachser folgen dem täglichen Verlauf der Sonne von Ost nach West (Azimut). Zweiachser berücksichtigen zusätzlich die wechselnde Höhe des Sonnenstands (Elevation). Der so genannte Azimut-Winkel deckt im Tagesverlauf einen Bereich von maximal 270 Grad ab, der Elevations-Winkel variiert um rund 90 Grad. Um auch an trüben Tagen hohe Solarerträge einzufahren, werden Sensorensysteme eingesetzt. Sie sorgen dafür, dass sich die Module stets am hellsten Punkt am Himmel orientieren. Astronomisch nachgeführte Anlagen werden mit Daten wie Breitengrad, Datum und Uhrzeit gefüttert und folgen bei dieser Nachführvariante stur der Sonne. Ist der Himmel bedeckt, fährt die Anlage in die Horizontale.



lung lassen auf einen besseren Energieertrag und Mehrerlöse hoffen.

Das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW) wies etwa anhand von Strahlungsdaten in Italien nach, dass auf eine zweiachsig nachgeführte Modulfläche 34 Prozent mehr Einstrahlung entfallen als auf eine optimal nach Süden ausgerichtete fest stehende Anlage. Zum Vergleich: In Deutschland bringt eine Nachführung ZSW-Tests zufolge ‚nur‘ einen Strahlungszugewinn von 28 Prozent.

Dennoch warnen die Wissenschaftler auch hier vor verfrühter Euphorie. Ob die Energieerträge mit zunehmender Äquatornähe automatisch steigen, sei nicht gesagt. So können laut Ex-ZSW-Mitarbeiter und Solarplaner Werner Knaupp im heißen Süden infolge der höheren Einstrahlung und Außentemperaturen extreme Modultemperaturen auftreten, die sich negativ auf den Energieoutput auswirken. Das Phänomen ist bekannt: Steigt die Temperatur, sinkt der Wirkungsgrad von Siliziumzellen.

Die Unternehmen dagegen halten die Bedenken der Forscher für unangebracht und verweisen auf eigene Erfahrungen, wonach Tracker gerade im sonnigen Süden deutlich wirtschaftlicher arbeiten als die starre Konkurrenz. Solon beispielsweise hat mit seinen weltweit rund 4.000 in Betrieb

Jahr nach Spanien. „2006 werden wir rund 20 MW, 2007 noch mal deutlich mehr dorthin exportieren“, sagt Raatz. Lieferverträge bestünden etwa mit dem niederländischen Regenerativanbieter Econcern sowie dem spanischen Windturbinenbauer und Anlagenbetreiber Ecotècnia.

Ob erster Betriebserfahrungen und der großen Nachfrage selbstbewusst zeigt sich auch der Schwarzwälder Hersteller Deger Energie. Das Unternehmen stellt für seine zweiachsigen Tracker zusätzliche Erträge von 35 bis 45 Prozent in Aussicht – unabhängig vom Standort der Systeme. Auf seiner Homepage rechnet Deger auf Basis von Betriebsdaten bestehender Anlagen hoch: Während ein starr installiertes System mit 100 Kilowatt (kW) Leistung an einem guten deutschen Standort in 20 Jahren 1,9 Millionen Kilowattstunden (kWh) produziert, kommt ein aus Deger-Trackern bestehendes Solarkraftwerk gleicher Leistung auf 2,66 Millionen kWh. Bei einer Vergütung von 40 Cent je kWh erwirtschaftet das herkömmliche System über die Laufzeit also 760.000 Euro, die Tracker 1,064 Millionen Euro. Das entspricht einem Mehrerlös von 304.000 Euro. Abzüglich der höheren Anschaffungskosten der Tracker von 60.000 Euro – Deger rechnet mit zehn bis 15 Prozent Mehrkosten für seine Systeme – stehen

vier bis neun kW produziere das Unternehmen dieses Jahr. Davon gingen 75 Prozent nach Spanien, Italien und Griechenland. 2007 soll die Produktion nach Möglichkeit weiter gesteigert werden.

Deutlich höhere Ertragswerte als die Forscher nennen auch die Hersteller Lorentz oder Pairan Elektronik. Letztgenanntes Unternehmen gibt für seine zweiachsige Sunflex-Anlage ein Ertragsplus von 40 Prozent an und verweist auf Standorte in Deutschland, wo dies bereits „getoppt“ wurde.

Ob Mehrerträge von 40 Prozent die Regel sind oder eher nur 20 Prozent, ob höhere Energieerträge immer gleich höhere Erlöse bedeuten, oder nicht doch System-, Unterhaltungs- und Flächenkosten die Wirtschaftlichkeit von Nachführanlagen schmälern, wird die Praxis zeigen. Um rasch eine von allen Seiten akzeptierte Datengrundlage zu schaffen, könnten Solarparc, Solon & Co. ihre Anlagen von unabhängigen Instituten messen lassen. Oder, was deutlich länger dauern dürfte, man wartet, wie sich der Tracker-Markt entwickelt und die Technik optimiert wird. Steigt die Nachfrage in den nächsten Jahren weiter und die Erfolgsmeldungen häufen sich, werden die sich jetzt aufzeigenden Schwierigkeiten wohl nur die üblichen Anfangsprobleme einer neuen Technologie. ◀