



Flaute auf der Fläche

Kaum eingeläutet, scheint die Zeit der großen Freilandanlagen in Deutschland schon vorbei. Wegen hoher Modulpreise und der Vergütungsdegression droht vielen Projekten die Unwirtschaftlichkeit.

Text: Sascha Rentzing



Foto | Paul Langrock

Als vor gut zwei Jahren der Solarpark Hemau mit vier Megawatt (MW) Leistung ans Netz ging, war die Euphorie in der Photovoltaik (PV)-Branche groß: Mammut-Sonnenkraftwerke wie dieses, so die Hoffnung, sollten fortan ein Pfeiler des solaren Wachstums sein. Es kam zunächst, wie erhofft: Begünstigt durch das überarbeitete Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), wonach seit Januar 2004 auch Strom aus Solaranlagen mit mehr als 100 Kilowatt (kW) vergütet wird, fand ein regelrechter Run der Unternehmen auf Äcker, Konversionsflächen und Industriebrachen statt. Allein im vergangenen Jahr wurden nach Angaben der Unternehmensvereinigung Solarwirtschaft (UVS) zwölf bis 15 Prozent der neu verbauten PV-Gesamtleistung in Freilandanlagen realisiert, das waren immerhin 40 bis 50 MW. Für das laufende Jahr hatten die Unternehmen noch mehr vor: Rund 100 MW sollten 2005 ans Netz kommen, viele neue Beteiligungsfonds zur Finanzierung waren in der Pipeline (neue energie 11/2004).

Wenige Monate später ist von diesen wenig zu hören. Der Boom der Riesen-Sonnenfänger scheint, kaum begonnen, wieder vorbei. Die Gründe liegen auf der Hand: Module sind wegen des Siliziumengpasses nach wie vor sehr teuer und die Betreiber müssen die im EEG fest geschriebene fünfprozentige Degression der Vergütung verkraften. So gibt es für die eingespeiste Kilowattstunde (kWh) Freilandstrom seit dem 1. Januar statt 45,7 nur noch 43,42 Cent. „Unter diesen Voraussetzungen“, sagt Andreas Hänel, Vorstand der Phönix Sonnenstrom AG, „werden sich die Renditeerwartungen von Fondszeichnern in Deutschland nur an wenigen guten Standorten erfüllen lassen.“

Besser sieht es dagegen für Dachanlagen aus. Die Vergütungssätze liegen mit 51,3 bis 54,5 Cent/kWh weit über denen für Freilandkraftwerke. Damit wirkt sich die Degression in diesem Marktsegment weniger negativ auf die Wirtschaftlichkeit der Projekte aus.

Kaum Module fürs Freiland

Mit sehr spitzem Bleistift rechnen zu müssen, ist für die Freiland-Initiatoren aber nur eine Herausforderung. Kaum einfacher ist es, gegenwärtig an Module zu kommen. Es

ist kein Geheimnis, dass einige Hersteller ihre Sonnenfänger lieber zu „guten“ Preisen an Handwerker verkaufen und den breiten Markt bedienen, als sie an hart kalkulierende Fondsgesellschaften abzugeben. RWE Schott Solar GmbH und die Solarworld AG zum Beispiel machen keinen Hehl daraus, so zu verfahren: „In Zeiten relativer Knappheit wollen wir in erster Linie die Nachfrage unserer langjährigen Kunden bedienen“, erklärt Solarworld-Vorstand Frank Asbeck.

Schwierige Zeiten also für Phönix und Co. Und so wundert es nicht, dass bereits einige der für das erste Quartal dieses Jahres angekündigten Projekte auf unbestimmte Zeit verschoben wurden.

Beispiel Göttelborn: Eigentlich hätte mit der Erweiterung des saarländischen Sonnenkraftwerks von vier auf 7,4 MW längst begonnen werden sollen (siehe Seite 22). Doch weil Projektpartner Voltwerk AG bisher nicht mit Modulen rüberkam, hängt die Baubeauftragte City Solar AG in der Luft. „Wann es los geht, liegt einzig an der Disposition von Voltwerk“, erklärt City Solar-Sprecher Stefan Theis.

Der Hamburger Fondsanbieter, auf Modullieferungen seiner Muttergesellschaft Conergy AG angewiesen, konzentriert sich lieber auf sein Solarprojekt mit Reifenhersteller Michelin. Auf vier Werkdächern des Unternehmens sollen bis Mitte dieses Jahres Solaranlagen mit zehn MW Gesamtleistung realisiert werden. „Wegen des Materialengpasses müssen wir unser Projektgeschäft ordnen und können nicht mehrere Vorhaben gleichzeitig anpacken“, begründet Voltwerk-Sprecher Christoph Marx den Aufschub des Göttelborn-Projekts.

Auch Phönix würde gerne freier disponieren. Als Generalunternehmer des Ein-MW-Solarparks im schwäbischen Buttenwiesen sammelte Phönix im vergangenen Jahr erste Erfahrungen mit großen Sonnenkraftwerken. Nun will das Unternehmen ein Mammutprojekt mit vier bis fünf MW realisieren, das von der Tochter Phönix Projekt & Service AG in einen Fonds eingebracht werden soll. Das Dilemma: Derzeit ist unklar, ob dafür Module verfügbar sein werden. „Das Vorhaben ist noch nicht in trockenen Tüchern“, gesteht Hänel.



SONNENSPIEGEL OHNE ENDE: Mit vier Megawatt Leistung gehört der Ende 2002 in Betrieb genommene Solarpark Hemau immer noch zu den größten in Deutschland.

Weniger neue Solarfonds

Da verwundert es kaum, dass auch die Anbieter von Fondsbeteiligungen nicht viel Neues in der Pipeline haben. Sowohl die West Fonds Immobilien-Anlagegesellschaft mbH als auch die Deutsche Structured Finance (DSF) wollen sich bei Freiflächenfonds vorerst zurückhalten. „Die Gesamtausschüttung eines Projektes sollte bei mindestens 200 Prozent liegen. Bei den derzeitigen Modulpreisen und der Degression lässt sich dies aber selbst dann nur schwer erfüllen, wenn an anderer Stelle große Rationalisierungspotenziale ausgemacht werden können“, erklärt Wolfgang Bings, Bereichsleiter Fondskonzeption bei West Fonds.

So werden die Düsseldorfer in diesem Jahr voraussichtlich nur bei einem Projekt mit im Boot sitzen: beim Solarpark Borna in der Nähe von Leipzig. Borna soll eine Leistung von fünf MW haben und nach Angaben des Generalunternehmers Geosol Gesellschaft für Solarenergie mbH im Herbst ans Netz gehen.

Auch bei der DSF hat man auf „Abwarten“ geschaltet. Dem seit Dezember 2004 in Emission befindlichen Solarfonds Bavaria, über den drei Freilandanlagen mit zehn MW Gesamtleistung finanziert werden,

soll kein neues Angebot folgen. „Unter den aktuellen Bedingungen dürfte es sich nur sehr bedingt lohnen, neue Freiflächenfonds zu initiieren“, sagt Manfred Kittelmann, Leiter des Bereichs regenerative Energien.

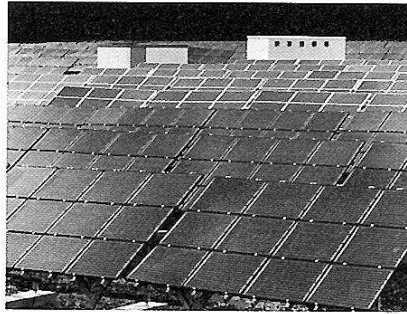
Für Fondsanbieter ergibt sich in diesem Jahr noch eine weitere Schwierigkeit: das neue Anlegerschutzgesetz. Danach verändern sich zum 1. Juli die Anforderungen an geschlossene Fonds. So dürfen beispielsweise nur solche Beteiligungen angeboten werden, deren Prospekte von der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (Bafin) geprüft und genehmigt sind (*neue energie* 8/2004).

Das Problem: „Bis zum 1. Juli werden einige Hundert Prospekte von Fonds auf den Tischen der Prüfer landen. Ein Bewilligungsstau und ein Verzögern vieler Vorhaben ist damit sehr wahrscheinlich“, betont Paul Dohmen, Inhaber der Finanzberatungs-Service Paul Dohmen eK. Außerdem gelte die neue Vorschrift nicht nur für neue Beteiligungsangebote, sondern für alle zu diesem Zeitpunkt im Vertrieb befindlichen Fonds. „Um zu vermeiden, dass der Vertrieb für die Bafin-Prüfung zwischenzeitlich eingestellt werden muss, werden viele Gesellschaften ihre Fonds erst in der zweiten Jahreshälfte emittieren“, schätzt Dohmen.

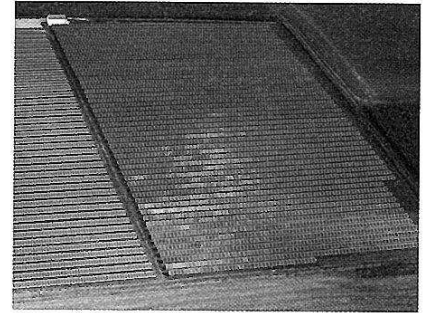
Viele Freiflächenfonds werden unter diesen Angeboten angesichts der Probleme sicher nicht zu finden sein. Das bedeutet aber nicht, dass es in nächster Zeit überhaupt keine Freilandprojekte in Deutschland mehr geben wird. Im sonnigen Süden, namentlich in Bayern, gibt es nach wie vor gute Standorte, an denen sich die gläsernen Generatoren rechnen. Die K & S Consulting GmbH & Co KG beispielsweise wird im Freistaat laut Geschäftsführer Jochen Kleimeier dieses Jahr „definitiv“ noch Projekte in einem Umfang von zehn MW realisieren, bei denen durch die Bank Module des kalifornischen Solarunternehmens Powerlight zum Einsatz kommen sollen.

S.A.G. und Solon bauen Rekord-Kraftwerk

Auch die S.A.G. Solarstrom AG hat in Bayern einen sonnigen Flecken für ihr Projekt gefunden. In der Nähe von Schweinfurt will das Unternehmen gemeinsam mit Modulhersteller Solon AG in Kürze mit dem Bau eines nachgeführten Sonnenkraftwerks mit sage und schreibe zwölf MW Leistung beginnen. Nach den Worten von S.A.G.-Vorstand Uwe Ilgmann soll mit der Vermarktung der Rekordanlage noch im



BLAUES MODULMEER: 33.000 Sonnenfänger auf 2.750 Holzständern produzieren in Hema sauberen Strom.



FARBSPIEL: Im bayerischen Waltenhofen stehen Dünnschichtmodule neben herkömmlichen Silizium-Sonnenfängern.

Mai begonnen werden. Dabei geht S.A.G. einen anderen Weg: Das Projekt wird nicht wie sonst üblich über einen Fonds vertrieben, sondern private Investoren können ihren Teil der Anlage unmittelbar über die Freiburger erwerben – inklusive Stellfläche, Versicherung, Wartung und Finanzierung. Das zugehörige Fremdkapital hat S.A.G. bereits besorgt. „Kein Kunde muss zu seiner Bank. Die Besicherung des Darlehens geschieht über die Anlage selbst. Niemand benötigt zusätzliche Sicherheiten zur Finanzierung“, wirbt Ilgemann für seine Form des Direktverkaufs.

Ab einem Eigenkapital von 14.444 Euro können Investoren einsteigen. Dafür verspricht S.A.G. eine Rendite von jährlich sechs und nach 20 Jahren Laufzeit Ausschüttungen von insgesamt 230 Prozent. Das sei möglich, so Ilgemann, da die „SolonMover“ der Sonne nachgeführt würden, wodurch die Anlage bis zu 30 Prozent mehr Strom produzieren könne als ein feststehendes Kraftwerk. Vergleichbare Projekte wird man in Deutschland in diesem Jahr wohl eher selten finden.

Mittel- und langfristig dürfte es für Freilandanlagen hierzulande kaum besser aussehen. Experten zufolge wird der Silizium- und damit auch der Modulengpass frühestens Ende 2006 beseitigt sein, sodass bei den Sonnenfängern in den kommenden Monaten mit keinen nennenswerten Preissenkungen zu rechnen ist. Gleichzeitig wird im nächsten Jahr die Vergütung für Strom aus Freiland-Sonnenstrom um weitere 6,5 Prozent sinken. Das heißt, ab dem 1. Januar 2006 werden pro kWh nur noch 40,60 Cent gezahlt. Diesen Einschnitt durch Kostensenkungen an anderer Stelle aufzufangen, wird angesichts unveränderter Modulpreise nur schwerlich gelingen.

In Bayern droht Gedrängel

Ein weiteres Problem kommt hinzu: Planer und Fondsgesellschaften, die in diesem Marktsegment weiterhin tätig sein wollen, müssen sich auf den Süden der Republik konzentrieren; die meisten anderen Regionen in Deutschland sind wegen zu geringer Sonneneinstrahlung für Großprojekte ungeeignet. Da stellt sich zwangsläufig die Frage, ob die Stromnetze in den ländlichen Gebieten des Südens weitere solare Großprojekte verkraften können. Schon vor einem Jahr berichtete die vornehmlich in Bayern projektierende K & S, dass dort unter den gegebenen Voraussetzungen ein Zubau im großen Stil kaum möglich sein werde (*neue energie* 11/2004).

Und wie steht es um die Akzeptanz neuer Anlagen? Wie reagieren Bürger und Gemeinden, wenn sich viele bauwillige Unternehmen in ihrer Region tummeln? Ganz unumstritten sind Sonnenkraftwerke jedenfalls heute nicht mehr. Es gibt Dutzende Beispiele, in denen Unternehmen alle Hausaufgaben gemacht haben – den Standort gecheckt, den Vergütungsanspruch geprüft und auch schon mit dem Netzbetreiber eine Einigung erzielt – und dann doch keine Baugenehmigung erhalten haben, da Bürger die gläsernen Generatoren schlicht und ergreifend nicht wollten. Die Shell Solar GmbH hat jüngst zu spüren bekommen, was es bedeutet, wenn sich Anwohner querstellen. Aus einem sicher geglaubten 8,5-MW-Projekt im saarländischen Kleinblittersdorf wurde nichts, weil sich trotz landespolitischer Unterstützung im Gemeinderat keine Mehrheit dafür fand (*neue energie* 4/2005).

Die Unternehmen verschließen die Augen vor diesen Problemen nicht. Einige Firmen sind deshalb verstärkt auf der Suche

nach Großprojekten, die sich im Ausland realisieren lassen. K & S will zum Beispiel in Westafrika Fuß fassen. Mit dem Bau ihrer ersten Anlage, eines zehn-MW-Kraftwerks in der senegalesischen Provinz Ziguinchor, soll spätestens 2006 begonnen werden. Laut K & S-Chef Kleimeier werde momentan mit dem Energieministerium des Landes und dem Energieversorger über die Finanzierung des Projekts verhandelt. Letzterer, so Kleimeier, zeige Interesse, die Anlage zu kaufen, „um damit langsam von der 100-prozentigen Ölabhängigkeit wegzukommen“.

Die Berliner Geosol zieht es dagegen nach Spanien, wo in Sonnenkraftwerken produzierter Strom seit vergangenem Jahr attraktiv vergütet wird (*neue energie* 11/2004). In Andalusien baut das Unternehmen derzeit eine Solaranlage mit zwei MW Leistung, das Geosol-Geschäftsführer Gero Hollmann zufolge noch in diesem Jahr „vor Ort oder in Deutschland“ über einen Fonds vertrieben und ans Netz gebracht werden soll.

Und wo liegt die Zukunft der Photovoltaik in Deutschland? Für UVS-Geschäftsführer Carsten Körnig ist die Sache klar: Selbst wenn die Bedeutung von Freiflächenprojekten durch das wachsende Angebot von kostengünstigen Dünnschichtmodulen wieder steigt, wird ihr Marktanteil in Deutschland nicht die 25 Prozent-Marke überschreiten. Große gewerbliche, vor allem landwirtschaftliche Dächer und der Eigenheimbereich, so Körnig, werden in den nächsten Jahren die wichtigsten Säulen des PV-Binnenmarktes. Eine ziemlich nüchterne Einschätzung, wenn man bedenkt, dass die Sonnenkolosse noch vor einigen Monaten als unverzichtbare Größe für das PV-Wachstum in