

■ Photovoltaische Großanlagen

- Photovoltaische Großanlagen – Technologie und Realisierung
- Hochkonzentrierende photovoltaische Großanlagen – Stand und Perspektiven
- „Very Large Scale PV-Systems“ – Zukunftsvisionen und Resultate der IEA-Diskussion
- Zusammenhang ökonomischer Rahmenbedingungen mit Entwicklung und Nutzung solarer Kraftwerke

Photovoltaische Großanlagen – Technologie und Realisierung

Dr. Hansjörg Gabler

ZSW

hansjoerg.gabler@zsw-bw.de

Hans-Dieter Mohring

ZSW

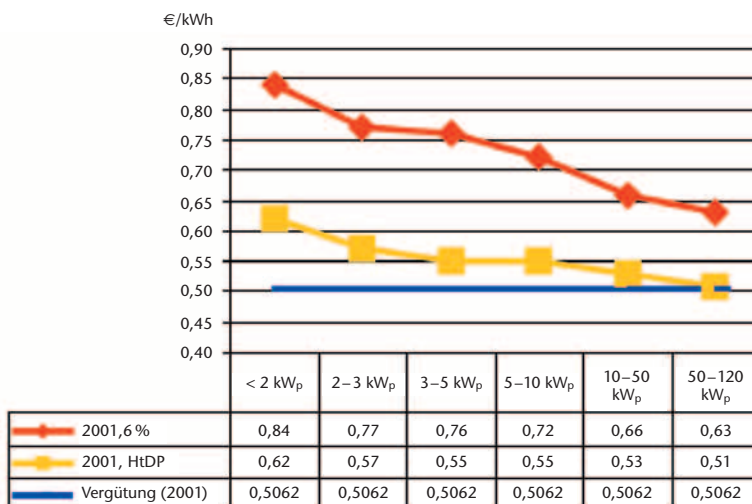
hans-dieter.mohring@zsw-bw.de

Einleitung

Photovoltaik ist die direkte Umwandlung von Sonnenlicht in elektrischen Strom. Photovoltaische Energietechnik kann im Kleinen eingesetzt werden: aus wenigen Quadratzentimetern Solarzellenfläche auf einem Taschenrechner werden bei Innenraumbeleuchtung die wenigen Milliwatt an elektrischer Leistung erzeugt, die zum Betrieb des Gerätes ausreichen. Das macht Photovoltaik innerhalb der erneuerbaren Energien einzigartig. Photovoltaik kann aber ebenso im Großen eingesetzt werden. Solaranlagen mit Einzelflächen von mehreren 10.000 Quadratmetern erzeugen unter voller Sonnenstrahlung Leistungen von mehreren Millionen Watt (Megawatt). Fünf Solarstromanlagen der Megawattklasse sind derzeit in Deutschland in Betrieb, zwei weitere sind in Bau. Extreme Modularität ist eine von keiner anderen Technik gebotene Besonderheit photovoltaischer Energietechnik.

Abbildung 1

Stromgestehungskosten



Quelle: Erfahrungsbericht zum EEG, Bundesregierung (BMWi und BMU), Juni 2002

Einspeisevergütung nach EEG und Stromgestehungskosten für PV-Anlagen unterschiedlicher Größenklassen (nach [2]). Die rote Kurve geht von einem Zinssatz von 6% p. a. für das Investitionskapital aus, die gelbe Kurve unterstellt die günstigen Zinskonditionen im HtDP. Die blaue Kurve basiert auf der „Vergütung 2001“ der durch EEG vorgegebenen Vergütung für Strom aus im Jahr 2001 errichteten PV-Anlagen.

Am Ende des Jahres 2002 sind in Deutschland etwa 250 Megawatt photovoltaischer Erzeugungskapazität installiert, aufgeteilt in 50.000 Einzelanlagen mit typischerweise 1 bis 100 Kilowatt Leistung. Elektrisch gekoppelt sind alle diese Anlagen über das Stromverteilungsnetz. Der technische Unterschied zwischen photovoltaischer Kleinanlage und großem photovoltaischen Kraftwerk ist unscharf. Eine Arbeitsgruppe der Internationalen Energieagentur hat deshalb die folgende Definition vorgeschlagen [1]:

Als „PV-Einzelanlagen“ werden 1 kW- bis 10 kW-Systeme bezeichnet, angeschlossen an das Stromnetz, auf Hausdächern, meist in privater Nutzung sowie 10 bis 100 kW-Systeme auf Dächern und in Fassaden, meist in gewerblicher Nutzung.

„PV-Großanlagen“ sind Anlagen der Leistung von 100 kW bis zu einigen Megawatt auf Dächern, Verkehrsbauten oder auch anderweitig nicht genutzten Landflächen (z.B. stillgelegte Mülldeponien).

Zu „Very Large Scale Photovoltaic Systems (VLS-PV)“ zählen Anlagen mit Leistungen von 10 Megawatt bis zu einigen Gigawatt. Diese sehr großen PV-Anlagen, denkbar für z. B. Wüstenregionen an Orten hoher Sonneneinstrahlung, existieren bis jetzt nur in Planungspapieren.

Stromgestehungskosten

Der Ausbau der photovoltaischen Stromerzeugung in Deutschland erfolgt unter den Bedingungen des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG). Das EEG legt eine Netzausgangsvergütung für Elektrizität fest, die aus photovoltaischen Anlagen in Deutschland erzeugt wird. Diese Vergütung betrug für Anlagen, die im Jahr 2001 in Betrieb gingen, 0,506 € je Kilowattstunde. Um Druck auf die Fortentwicklung photovoltaischer Technik und auf die Preisgestaltung der Anbieter dieser Technik auszuüben, reduziert sich die Kilowattstunden-Vergütung, ausgehend von der Festlegung für das Jahr 2001, um jährlich 5%.

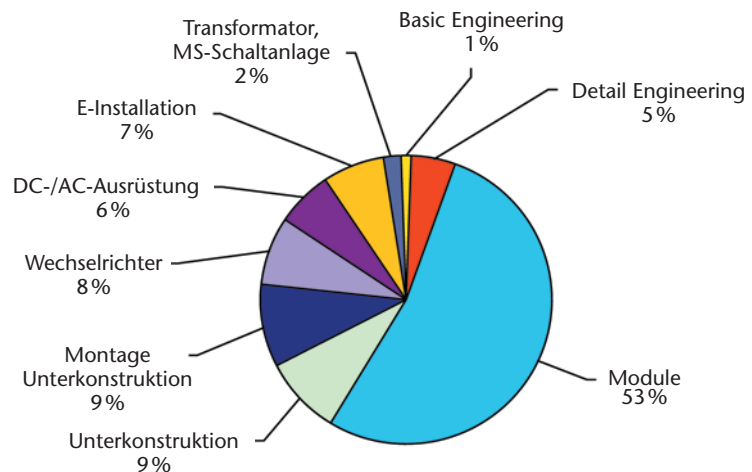
Abb. 1 zeigt, dass die unter einfachen betriebswirtschaftlichen Annahmen (volle Finanzierung der Investition durch Fremdmittel zu einem Zinssatz von 6 % p. a.) errechneten Stromgestehungskosten durch die Einspeisevergütung nicht gedeckt werden [2]. Bei zusätzlicher Inanspruchnahme der vergünstigten Zinskonditionen im „100.000-Dächer-Programm (HtDP)“ liegen die Stromgestehungskosten nur noch marginal über der Einspeisevergütung. Die Analyse weist darüber hinaus merkliche Kostenvorteile größerer Photovoltaikanlagen gegenüber kleineren Photovoltaikanlagen aus. Diese Kostenvorteile und die Kostenreduktionspotenziale beim Übergang zu PV-Großanlagen im Megawattbereich sind verursacht durch:

- Kosteneffekte beim Einkauf von Anlagenkomponenten (Photovoltaikmodule etc.)
- spezifische Reduktion der Planungs- und Montagekosten
- mögliche Kosteneffekte in der Anlagenauslegung (Zentralisierung von Wechselrichtern, Netzanschlusskosten etc.)
- die für PV-Großanlagen spezifisch niedrigeren Kosten für professionellen technischen Anlagenbetrieb
- niedrigere Kosten für Verwaltung und Abrechnung von PV-Anlagen im Besitz von Betreibergemeinschaften

In Abb. 2 gibt der Anlagenerrichter ecotec-solar für die PV-Großanlage Relzow (1,5 MW) eine Aufschlüsselung der Investitionskosten im Detail an [3]. Die spezifischen Investitionskosten dieser Anlage liegen mit 4.860 € je Kilowatt installierter Leistung um etwas mehr als 20 % unter dem Wert von 6.200 €/kW, den der Erfahrungsbericht zum EEG als Mittelwert über mehrere tausend Einzelanlagen im Leistungsbereich von 3 kW bis 5 kW für das Jahr 2001 ermittelt hatte.

Technik

Technische Konzepte von PV-Großanlagen sind in erster Linie durch den Zweck der Gesamtanlage bestimmt. Zum einen gibt es Systeme, deren einzige Aufgabe die Stromgewinnung ist, und zum anderen gibt es multifunktionale Systeme, die weitere Aufgaben wie Lichtlenkungs- und Wärmedämmungsfunktion erfüllen und in



Anlage Relzow, 1,5 MW (2002)
Netto-Gesamtpreis (schlüsselfertig)

4,860 €/kW_p*

Anlagen im Leistungsbereich 3 – 5 €/kW (2001) 6.200 €/kW (Mittelwert)**

* www.ecotec-solar.de

** Erfahrungsbericht zum EEG, Juni 2002

denen die Photovoltaik eine ästhetische Funktion für die Architektur übernimmt. Am Beispiel zweier Anlagen vergleichbarer Größe werden unterschiedliche Konfigurationen und Verschaltungskonzepte diskutiert.

„Auf-Dach-Anlage“ der Messe München

Abb. 2 zeigt die 1-Megawatt-Solarstromanlage auf dem Dach der Messe München Riem, die seit Februar 1998 am Netz ist. Zu dieser Zeit



Abbildung 2
Investitionskostenstruktur einer PV-Großanlage

Abbildung 3
1-Megawatt-Solarstromanlage auf dem Dach der Messe München Riem

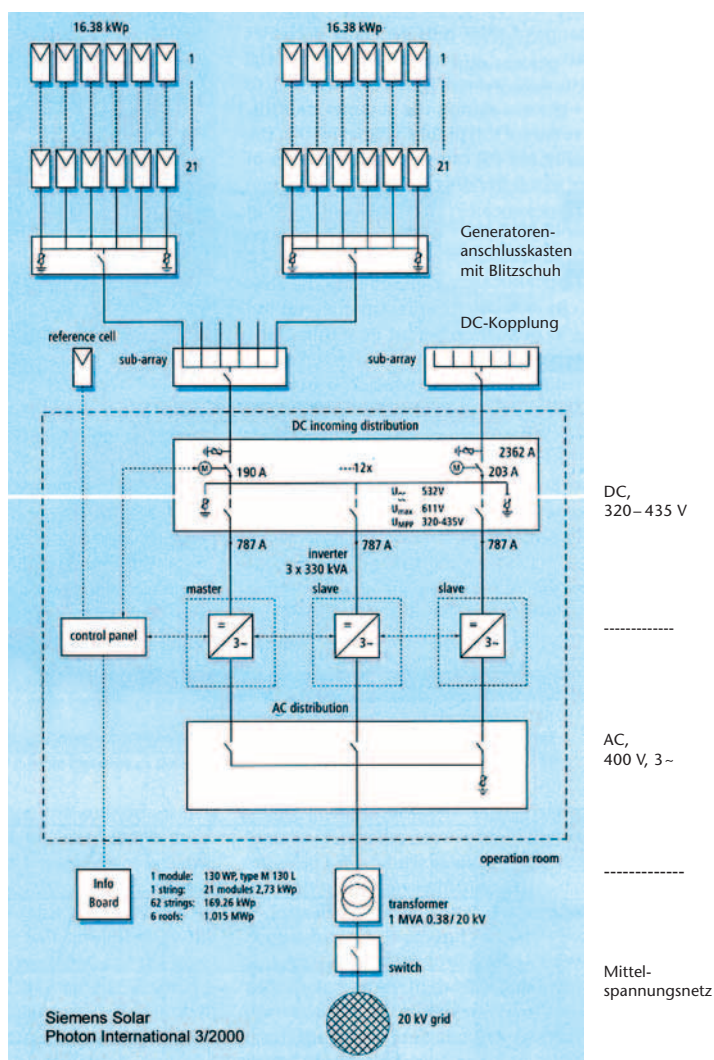


Abbildung 4
Elektrische Konfiguration PV-Anlage Messe München mit zentralem Wechselrichter-konzept

war das System die erste Anlage der Megawatt-klasse in Deutschland und gleichzeitig die weltgrößte dachinstallierte Photovoltaik-Anlage [4].

Das Solarsystem ist auf der Dachmitte der sechs nördlichen Hallendächer installiert und ein Musterbeispiel für die photovoltaische Nutzung großer Dachflächen auf Industriebauten. Der eigentliche Solargenerator besteht aus 7.812 neu entwickelten 130-Watt-Spezialmodulen von Siemens Solar aus monokristallinem Silicium, deren hoher Isolationswiderstand die Umsetzung eines zentralen Wechselrichterkonzepts bei einer Megawatt-Anlage ermöglicht. Die Module sind mit einem Neigungswinkel von 28° optimal an die lokalen Einstrahlungsverhältnisse angepasst. Eine gute Hinterlüftung ist durch die freie Aufständigung der Module gewährleistet.

In einer Anlagenstruktur mit zentralen Wechselrichtern werden einzelne Module (hier 21 Module) gleichstromseitig in Serie geschaltet und zu einem Strang zusammengefasst. Die einzelnen Stränge sind in Generatoranschlusskästen auf den Dächern gekoppelt, von dort führen Gleichstromleitungen über Trennschalter zum Wechselrichter. Je nach Einstrahlung liegt das Gleichspannungsniveau auf der Eingangsseite des Wechselrichters zwischen 320 und 435 Volt.

Insgesamt drei zentrale Wechselrichter mit Leistungen von jeweils 330 kW wandeln den Gleichstrom in Wechselstrom um, der über einen Transformator in das interne 20 kV-Stromnetz der Messe eingespeist wird. Die Geräte werden im Master-Slave-Modus betrieben. Das bedeutet, dass bei geringer Einstrahlung das Master-Gerät allein arbeitet, und die „Slaves“ – die beiden anderen Wechselrichter – beim Überschreiten bestimmter Schwellenwerte automatisch zugeschaltet werden; so werden alle drei Teilwechselrichter weitgehend in ihrem Wirkungsgrad-optimum betrieben.

Die Anlage erreichte in den Jahren 1999 bis 2002 spezifische Jahreserträge zwischen 947 und 1.007 kWh elektrischer Energie pro installiertem kW_p Modulleistung und konnte damit den prognostizierten Ertrag von 1.000 kWh/kW_p realisieren. Insgesamt wurden seit Inbetriebnahme der Anlage 4.813 MWh elektrischer Energie erzeugt. Gegenwärtig wird durch die Installation von weiteren 1,058 MW auf den sechs südlichen Messehallen die installierte Gesamtleistung verdoppelt.

Gebäudeintegrierte Anlage der Fortbildungsakademie in Herne

Seit März 1999 ist in Herne die 1 Megawatt-Photovoltaikanlage der Fortbildungsakademie des Landes Nordrhein-Westfalen in Betrieb. Die in das Glasdach und die Fassade des Akademiegebäudes integrierte Solaranlage wurde bei diesem Projekt als multifunktionales Bauelement eingesetzt: sie bildet das Dach und Teile der Fassade, reguliert durch Abschattung die Temperatur im Innern der Gebäudehülle, ermöglicht eine variable Belichtung des Innenraums und produziert elektrische Energie [5].

Bei den eingesetzten speziellen Glas-Glas-Photovoltaik-Modulen ist der Zwischenraum zwischen den opaken Solarzellen transparent. Durch die Variation von Anzahl und Abstand der Zellen lassen sich dunkle Solarmodule bis hin zu lichtdurchlässigen semitransparenten Elementen verwenden. Im Dach sind 2.900 Module in Modultypen unterschiedlicher Transparenz integriert, die so angeordnet sind, dass sie wie eine Wolkenstruktur wirken. Je nach Verhältnis von freier Glasfläche zu Solarzellenfläche liegt die Modulleistung zwischen 250 und 416 Watt. Die Neigung der Module beträgt 5°; damit wird ein übermäßiger Schattenwurf bei flachem Lichteinfall ausgeschlossen. Weitere 281 Module als großflächige PV-Fassadenelemente in der südwestlichen Fassade der Gebäudehülle regulieren die Balance zwischen Tageslichtbedarf und Verschattung.

Die Verwendung unterschiedlicher Solarmodule machte den Einsatz dezentraler kleiner String-Wechselrichter notwendig. Dadurch wird eine Fehlanpassung bei der Verschaltung unterschiedlicher Modultypen vermieden.

Insgesamt 569 transformatorlose 1,5 kW-Wechselrichter mit einem weiten Eingangsspannungsbereich sind mit jeweils fünf oder sechs in Reihe geschalteten PV-Modulen verbunden und in unmittelbarer Nähe zum Strang am Rand des Dachs installiert. Die Wechselrichter sind an 30 AC-Verteiler angeschlossen, die ihrerseits über Hauptverteiler zusammengeführt sind und über einen AC-Einspeiseverteiler den Strom ins öffentliche Netz einspeisen.

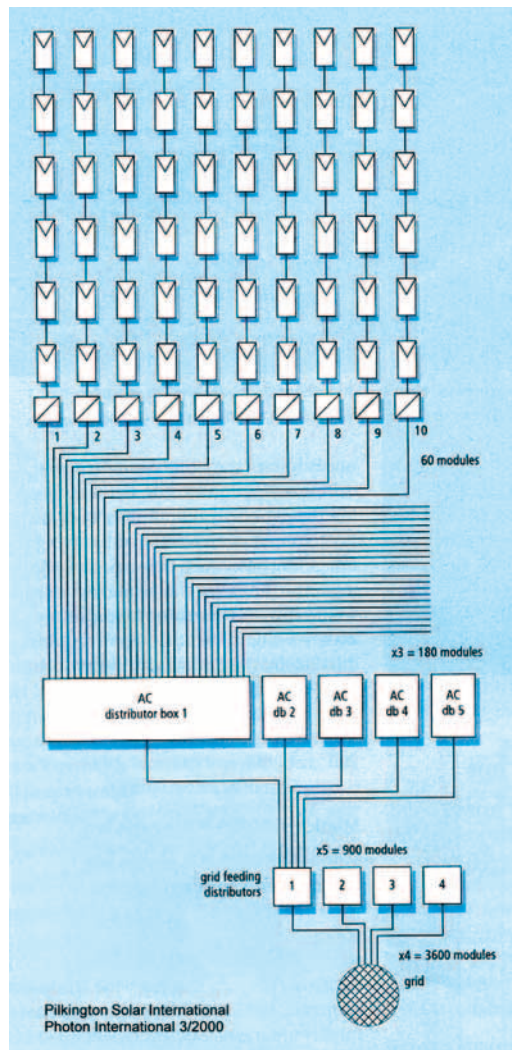


Abbildung 6
Dezentrales Wechsel-
richterkonzept der
Photovoltaikanlage
Herne

DC,
125 – 500 V

AC,
230 V, 1~

AC,
400 V, 3~

Nieder-
spannungsnetz



Abbildung 5
Gebäudeintegrierte
1-Megawatt-Photo-
voltaikanlage, Fortbil-
dungsakademie „Mont-
Cenis“ in Herne.

Quelle: Siemens - Pressebild



Abbildung: Voltwerk AG

Abbildung 7
Gemeinschaftsanlage
„Solarpark Marktstet-
ten“, Freifeldanlage
mit 1,6 Megawatt
Leistung

Freifeldanlage in Marktstetten/Oberpfalz

Im bayerischen Marktstetten wurde im Dezember 2001 auf einem ehemaligen Acker, der von der Gemeinde als Sondernutzungsgebiet ausgewiesen ist, eine Solaranlage mit einer Leistung von 1,6 MW installiert [6]. Insgesamt wurden 12.672 polykristalline Siliciummodule des Herstellers Sharp auf über 500 Holz-Gestelleinheiten montiert. Die Größe des Modulfeldes pro Gestelleinheit ist so ausgelegt, dass Licht und Feuchtigkeit auf die Bodenfläche gelangen können und die Freifläche damit als Weideland nutzbar ist. Die Wechselrichter (Siemens SINVERT solar) stehen in einem separaten Betriebsgebäude und sind auf die in der Strangverschaltung auftretenden Ströme und Spannungen speziell abgestimmt. Die Anlage ist über eine eigene Mittelspannungsstation an das Netz eines Stromversorgers angeschlossen.

Für die Gesamtanlage wird mit einem durchschnittlichen jährlichen Stromertrag von 1,56 Mio. kWh gerechnet, dies entspricht einem spezifischen Jahresertrag von 984 kWh pro installierten Kilowatt PV-Leistung.

Die Gemeinschaftsanlage „Solarpark Marktstetten“ ist die erste Photovoltaik-Großanlage, die unter den durch das EEG vorgegebenen Rahmenbedingungen im Freifeld errichtet wurde. Es folgten die Anlagen „Solarpark Sonnen“ bei Passau (fertiggestellt im September 2002 mit 1,75 MW Leistung), sowie der „Solarpark Hemau“ bei Regensburg. Die Anlage Hemau

auf dem Gelände eines ehemaligen Munitionsdepots soll mit 4,0 MW Leistung Ende des Jahres 2002 ans Netz angeschlossen werden.

Die genannten Freifeldanlagen zeichnet aus, dass sie technisch und rechtlich jeweils in einzelne Solarstromanlagen mit einer Leistung von 99 Kilowatt aufgetrennt sind. Dies muss erfolgen, um einer Vorgabe des EEG genüge zu tun, das den Anspruch auf erhöhte Stromeinspeisevergütung für Photovoltaikanlagen, die nicht auf Gebäuden errichtet sind, derzeit auf Einzelanlagen bis 100 Kilowatt begrenzt.

Literatur

- [1] IEA International Energy Agency Task VI / Subtask 50 (1999). A preliminary Analysis of Very Large Scale Photovoltaic Power Generation (VLS-PV) Systems. Report IEA-PVPS VI-5 1999:1
- [2] Bundesministerium für Umwelt (2002). Bericht über den Stand der Markteinführung und der Kostenentwicklung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (Erfahrungsbericht zum EEG).
www.bmu.de/download/dateien/eeg-erfahrungsbericht.pdf
- [3] www.ecotec-solar.de/referenzen/indreferenzen.html
- [4] E. Cunow, B. Giesler, W. Rehm (2001). One MW PV Roof at the Munich Trade Fair Centre – Results and Experience of three Years of Operation. Proc. 17th Europ. Photovoltaic Solar Energy Conference, Munich 10/2001, p. 2407-2409
- [5] J. Benemann, O. Chebab, E. Krausen, E. Schaar-Gabriel (2000). 1 Megawatt Photovoltaikanlage Akademie Mont-Cenis in Herne. 15. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein 3/2000, S. 201-206
- [6] www.voltwerk.de

Hochkonzentrierende photovoltaische Großanlagen

Stand und Perspektiven

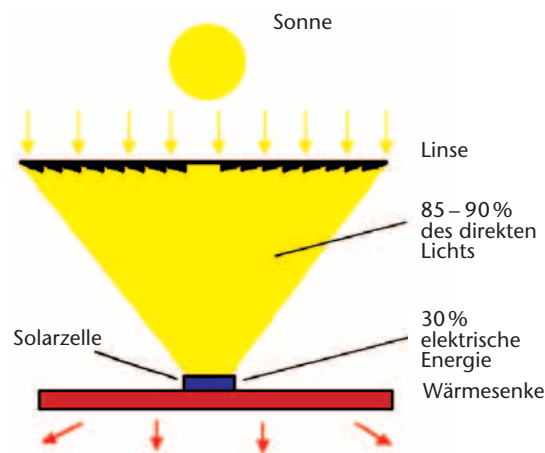
Einleitung

Um Solarstrahlung über den photovoltaischen Effekt direkt in elektrische Energie umzuwandeln, hat man prinzipiell zwei Möglichkeiten: Man kann die gesamte bestrahlte Fläche mit Solarzellen auslegen und muss dann sehen, dass man die Kosten dieser großflächigen elektronischen Bauteile senkt. Oder man ersetzt das teure Halbleitermaterial durch eine billige Optik in Kombination mit einer billigen Mechanik. Diese Vorgehensweise bezeichnet man mit Konzentrator-technologie. Vorteilhaft ist dabei, dass man bei sehr hoher Konzentration und den dann sehr kleinflächigen Solarzellen (bis hinunter zu Leuchtdiodengröße) bessere, d.h. wirkungsvollere Materialien einsetzen kann, z.B. Stapelzellen aus III-V-Halbleitern mit Zellwirkungsgraden über 30% [1]. Das Konzentrieren des Sonnenlichts über Spiegel oder wie in Abb. 1 gezeigt das Fokussieren über eine flache Fresnel-Linse hat den weiteren Vorteil, dass die Solarzellen bei höheren Lichtintensitäten prinzipiell effizienter arbeiten können.

Die in Abb. 1 gezeigte Punktfokusanordnung hat den Vorteil, dass man mit passiver Luftkühlung auskommt, da dem Sonnenlicht über den höheren Solarzellenwirkungsgrad vergleichsweise mehr Energie entzogen wird als in einer Flachmodul-

zelle. Dadurch fällt weniger Abwärme an, die auf einen Kühlkörper, z.B. ein Kupferblech, von der Größe der lichteinfallenden Fläche verteilt wird.

Ein Nachteil dieser Konzentrator-technik mit geometrischer Optik ist, dass das Konzentrator-Modul der Sonne nachgeführt werden muss und dass nur direktes Sonnenlicht umgewandelt werden kann. Die Konzentrator-technik kann man anhand ihres Konzentrierungsfaktors in drei Bereiche ein-



Dr. Gerhard P. Willeke
Fraunhofer ISE
willeke@ise.fhg.de

Dr. Andreas W. Bett
Fraunhofer ISE
bett@ise.fhg.de

Abbildung 1
Schematische Darstellung einer Punktfokussolarzelle, die mittels einer flachen Fresnel-Linse direktes Sonnenlicht direkt in elektrische Energie umwandelt

teilen. Dabei werden die Nachführgeräte bei höherer Konzentrierung immer komplexer und genauer. In diesem Beitrag werden nur hochkonzentrierende Systeme behandelt, d.h. es geht um Lichtintensitäten von einigen hundert Sonnen.



Abbildung 2
Vier 25 kW Amonix-Anlagen in Phoenix, Arizona, USA



Abbildung 3
Zweiachsig nachgeführtes Dish-Spiegelfeldsystem des australischen Herstellers Solar Systems

Beispiele von kommerziellen Hochkonzentratorsystemen

Eine kommerzielle Großanlage ist die 25 kW-Konzentratoreinheit des amerikanischen Herstellers Amonix [2]. Dieses Gerät arbeitet mit Fresnellinsen und Punktfokussolarzellen aus Silicium mit Zellwirkungsgraden von 26%. Das Gesamtsystem hat einen DC-Systemwirkungsgrad von über 18%. Amonix hat vor kurzem erst mit dieser Technik einen 300 kW PV-Konzentratorpark der Arizona Public Service, dem größten Stromanbieter in Arizona ausgerüstet, von dem in Abb. 2 ein Drittel, also 100kW, zu sehen sind [3].

Ein anderes hochkonzentrierendes PV-Systemkonzept wird von der australischen Firma Solar Systems verfolgt, welches mit spiegelnden Schüsseln arbeitet (Abb. 3) [4]. Ein solches ebenfalls zweiachsig nachgeführtes System besteht aus einem Spiegelfeld aus Glas-Polymer-Stahllaminaten und einem wassergekühlten 48 x 48 cm² großen Solarzellenfeld aus bei 480 Sonnen betriebenen Punktkontakt-Si-Solarzellen der kalifornischen Firma SunPower, die bei 480 Sonnen betrieben werden [5]. Als DC-Systemwirkungsgrad werden hier 19% angegeben.

3 Vergleich von Windgeneratortechnik und Hochkonzentratorphotovoltaik

Aufgrund des relativ geringen Elektronikanteils und des großen Mechanikanteils (tragende Systemkomponenten) ist eine gewisse technologische Nähe eher zur Windenergie als zur PV-Flachmodultechnik gegeben und damit die Aussicht verbunden, eine ähnlich rasante Marktentwicklung und Kostendegression anstreben zu können. Diese Ähnlichkeit zwischen hochkonzentrierenden PV-Konzentratortechnik und technologischen Aspekten der Windenergie soll an dieser Stelle diskutiert werden [6].

- Bei beiden Technologien dominieren gewöhnliche Materialien (z.B. Stahl) und der Zusammenbau erfolgt in wenig kapitalintensiven Fertigungsstrassen (Abb. 4). Gezeigt ist der Konzentratormodul-Zusammenbau bei Amonix und eine Windgenerator-Nabenfertigung.
- Bei beiden Technologien gab es Anfangsprobleme mit der Zuverlässigkeit. Bei der Windenergie sind sie inzwischen gelöst; bei der Konzentratortechnik steht man noch am Anfang.
- Der Windenergiekonverter braucht natürlich windreiche Standorte und der PV-Hochkonzentrator Standorte mit viel direktem Sonnenlicht.

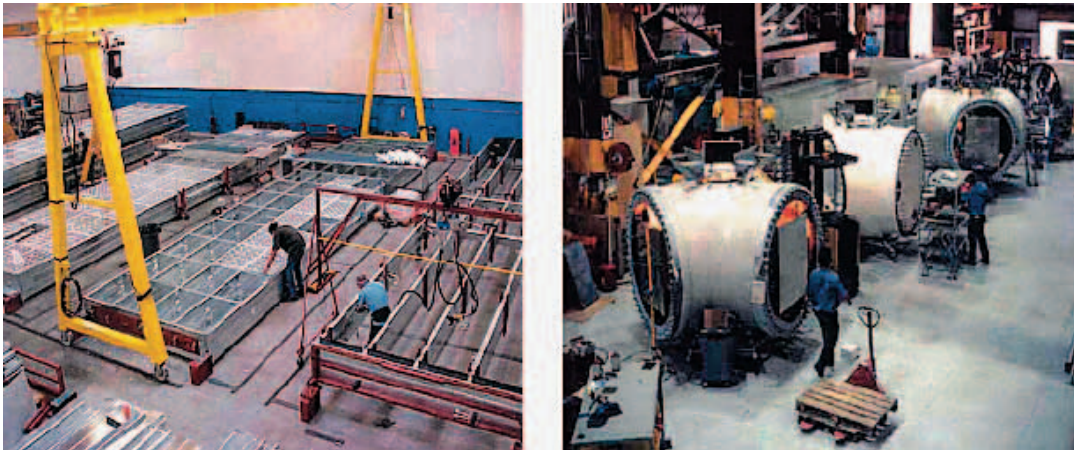


Abbildung 4
Vergleich der
Hochkonzentrator-
modulfertigung bei
Amonix a)
mit einer Wind-
generator-Naben-
fertigung b) [6]

Im Vergleich von Weltjahresproduktion und installierter Spitzenleistung ist die Windenergie der (normalen Flachmodul-) Photovoltaik um den Faktor 10 voraus. (Tab. 1). Dies liegt daran, dass elektrische Energie aus Wind einen Faktor 5 günstigeren Systempreis hat und eine um den Faktor 2 höhere Jahresvolllaststundenzahl (in unseren Breiten). Der Konzentratormarkt ist vergleichsweise klein, was auch an den heute noch etwas höheren Systempreisen im Vergleich zu Flachmodulen liegt. Aufgrund der technologischen Nähe zur Windenergie – der Anteil der Photovoltaik in PV-Hochkonzentratoren liegt nur im Promille-Bereich – wird auch hier erwartet, dass die Preise sich bei Massenfertigung entsprechend schnell und signifikant reduzieren lassen.

Die Standortfrage

Die Standortfrage geht mit der Verfügbarkeit der benötigten solaren Direktstrahlung einher. Wenn man die Daten der spanischen Gruppe um Prof. Luque verwendet (Abb. 5) [9], scheint die zweiachsig eingesammelte Direktstrahlung in erster Näherung mit der Globalstrahlung auf

Tabelle 1
Preisvergleich und
Perspektive für hoch-
konzentrierende
Photovoltaiksysteme

	Weltjahres- produktion [MW _p /a]	Weltweit installierte Kraftwerksleistung [GW _p]	Systempreis (1 MW _p) [€/W _p]
Wind	4000	20	1
Photovoltaik	400	2	5
PV-Konzentrator	0,5	0,002	6
Kostenanalyse	10	-	<2 [7]
	1000	-	<1,5 [8]

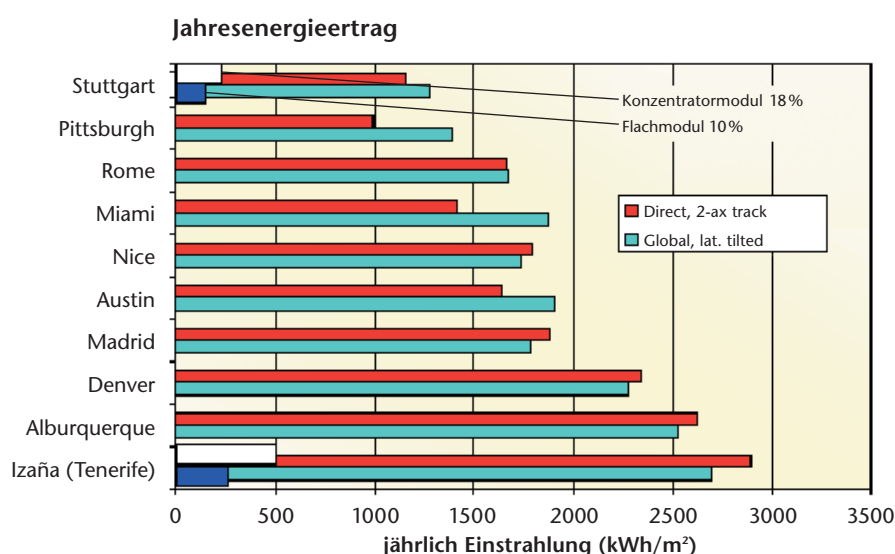


Abbildung 5 Die auf ein zweiachsig nachgeführtes System am jeweiligen Standort jährlich einfallende Direktstrahlungsenergie im Vergleich zur auf breitengradgeneigte Flächen einfallende Globalstrahlungsenergie. Die bei Modulwirkungsgraden von 10 % zu erwartenden Jahresenergieerträge sind für die Standorte Stuttgart und Teneriffa ebenfalls dargestellt.

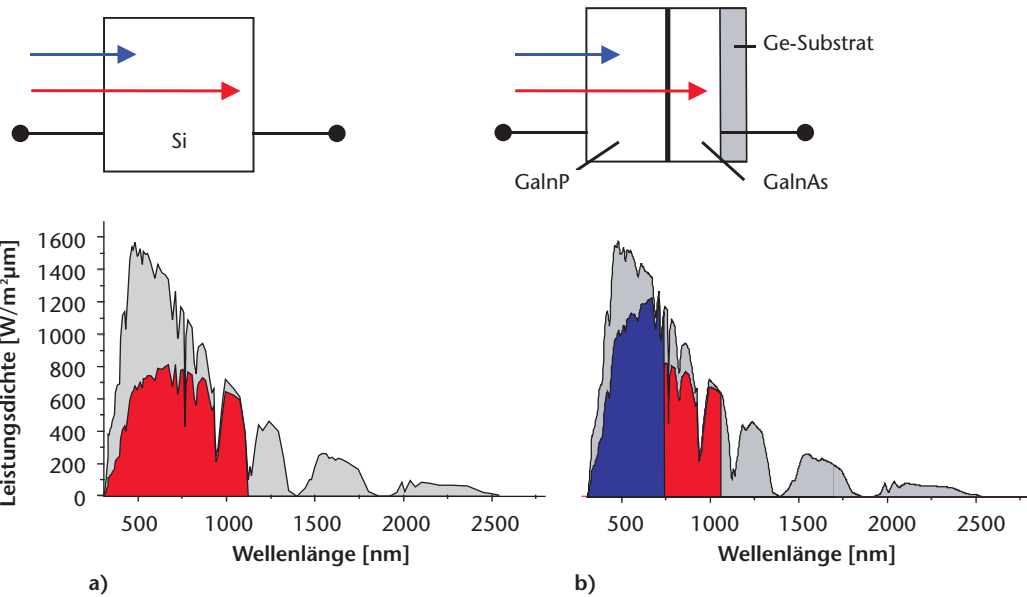


Abbildung 6
Anteil der im Sonnenlicht enthaltenen Leistungsdichte, die in einer Solarzelle umgewandelt wird: a) Siliziumzelle (rote Fläche) b) GaInP/GaInAs-Tandemzelle (blaue/rote Fläche)

eine breitengradgeneigte Fläche, zumindest für die gezeigten Standorte, korreliert zu sein. Also heißt mehr Sonne im Prinzip auch mehr direkte Strahlung. Aufgrund eines deutlich höheren Modulwirkungsgrades unter realistischen Bedingungen von ca. 18% lassen sich erwartungsgemäß z. B. für Teneriffa und interessanterweise auch für Stuttgart höhere Jahresenergieerträge für PV-Hochkonzentratoren erzielen als für Flachmodule mit einem realistischen Modulwirkungsgrad von ca. 10%.

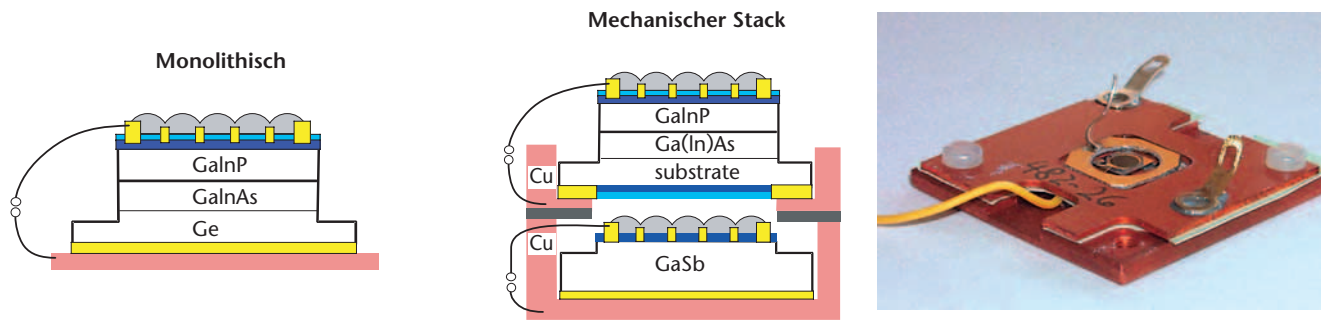
Wirkungsgradperspektiven

In den bislang verwendeten Si-Solarzellen wird die Energie im Sonnenlicht nicht optimal ausgenutzt, weil aufgrund der kleinen Bandlücke das kurzwellige blaue und grüne Licht bei der Absorption zu viel Wärme produziert. Dies verdeutlicht der graue Bereich in Abb. 6 für Wellenlängen kleiner als 700 nm. Dies kann man deutlich verbessern, wenn man zwei Solarzellen mit großer und kleiner Bandlücke aufeinanderstapelt, welche dann das blaue und rote Licht getrennt und damit effizienter umwandeln. Diesen Effekt kann man noch weiter treiben, indem man drei oder vier Zellen übereinander stapelt. Solche Stapelzellen kann man besonders gut aus III-V-Halbleitern herstellen, die auch zu Laser- und Leuchtdioden verarbeitet werden. Mit dieser Materialklasse kann man den benötigten Bandlückenbereich von 0,4-2,4 eV sehr gut abdecken, sodass damit auch die Drei- und Vierfach-Zellen realisiert werden können.

Am Fraunhofer ISE in Freiburg werden diese Zellen mittels der metallorganischen Gasphasen-Epitaxie (MOVPE – Metal Organic Vapour Phase Epitaxy) hergestellt. Diese Abscheidetechnik steht industriell zur Verfügung. In dem verwendeten Industriereaktor der Aachener Firma Aixtron können acht Hundertmillimeter-Wafer gleichzeitig prozessiert werden. Auf einem dieser 4-Zoll-Wafer aus Germanium können knapp 900 III-V-Stapelsolarzellen für 500fache Konzentration (Durchmesser 2 mm) untergebracht werden, was bei einem Zellwirkungsgrad von 30% einer Spitzenleistung von 400 Watt pro Wafer entspricht. Mit einem Produktionsreaktor, der einen Platzbedarf von 100 m² beansprucht, könnten somit pro Jahr mehr als 2 MW an Hochkonzentratorenzellen produziert werden.

Als nächsten Schritt kann man eine dritte Solarzelle hinzunehmen (Abb. 7), und zwar durch monolithischen Aufbau, d.h. mit einer automatischen elektrischen Serienschaltung (Abb. 7a), oder durch mechanische Stapelung, d.h. mit einer galvanischen Trennung (Abb. 7b). Mit dieser in Abb. 7b gezeigten Struktur hat das Fraunhofer ISE einen Weltrekordwirkungsgrad von 33,4% bei 300 Sonnen erzielt [1].

Die benötigten Fresnellinsen werden in Zusammenarbeit mit dem Ioffe-Institut (St. Petersburg, Russland) hergestellt. Die Fresnel-Struktur wird in eine 0,2 mm dünne Silikonschicht geprägt, die auf der Rückseite der Frontglasmodulabdeckung angebracht wird. Diese Linsen



haben eine Brennweite von 7,5 cm, sind 4 x 4 cm² groß und haben einen geometrischen Konzentrationsfaktor von etwa 530. Die in Handarbeit hergestellten Ganzglasmodule (Abb. 8a) werden in Freiburg unter realistischen Außenbedingungen getestet. Dabei konnten Modulwirkungsgrade bis knapp 25 % gemessen werden. Um weitere Aussagen über Modulwirkungsgrade, Jahresenergieerträge und insbesondere die Zuverlässigkeit dieser Technologie zu gewinnen, bauen wir derzeit in Zusammenarbeit mit unseren russischen Partnern einen 5 kW-Tracker in Leichtbauweise in Freiburg auf (Abb. 8b) [10]. Erste Messungen haben die erwartete geringe Nachführ-Leistungsaufnahme dieses Designs von unter 10 W bestätigt.

Zusammenfassung

Hochkonzentrierende PV-Anlagen für 250-500 Sonnen sind kommerziell erhältlich. Mit ersten PV-Konzentratorstandards sind wichtige Weichen für erhöhte Systemzuverlässigkeit gestellt. Die Systemwirkungsgrade von derzeit knapp 20 % sind erst der Anfang bei der Entwicklung dieser Technologie. Durch Einsatz höchst-effizienter Drei- und Vierfach-Stapelzellen mit realistischen Zellwirkungsgraden bis 40 % sind Systemwirkungsgrade bis 30 % im Bereich des Machbaren. Für diese in Flachmodulen derzeit unerreichbaren Wirkungsgrade ist auch in unseren Breiten genug direkte Strahlung da, sodass eine Anwendung sich hier lohnen kann.

Abbildung 7
Herstellung von III-V-Tripelzellen durch monolithischen Aufbau mit elektrischer Serienschaltung a) und mechanische Stapelung mit galvanischer Trennung b)



Abbildung 8
a) Außentest von FLATCON (Fresnel Lens All-glass Tandem CONcentrator)-Modulen
b) Aufbau eines 5 kW-Zweiachsenleichtbau-trackers am Fraunhofer ISE in Freiburg

Mit der technologischen Nähe zur Windenergie bei der Installation von hochkonzentrierenden PV-Anlagen ist die Aussicht verbunden, dass eine ähnlich rasante Marktentwicklung und Kostendegression für derartige PV-Großanlagen möglich ist.

Literatur:

- [1] A.W. Bett, C. Baur, R. Beckert, F. Dimroth, G. Letay, M. Hein, M. Meusel, S. van Riesen, U. Schubert, G. Siefert, O.V. Sulima, T.N.D. Tibbits, Development of High-Efficiency Mechanically Stacked GaInP/GaInAs-GaSb Triple-Junction Concentrator Solar Cells, 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Munich, Germany, 22-26 October, 2001, B. McNelis, W. Palz, H.A. Ossenbrink, P. Helm (eds.), WIP-Munich and ETA-Florence, 2002, 84-87
- [2] www.amonix.com
- [3] V. Garboushian, D. Roubideaux, P. Johnston, H. Hayden, Initial Results From 300 kW High-Concentration PV Installation, Tech. Dig. Int. PVSEC-12, Jeju, Korea, 2001, 103-106
- [4] www.solarsystems.com.au
- [5] www.sunpowercorp.com
- [6] R. McConnell, Large-Scale Deployment of Concentrating PV: Important Manufacturing and Reliability Issues, in First Int. Conference on Solar Electric Concentrators, A Joint Conference with the 29th IEEE PVSC, May 20, 2002, New Orleans, LA USA, NREL/EL-590-32461, July 2002
- [7] V. Garboushian, personal communication
- [8] R. Swanson, Perspectives on the Past, Present and Future of Concentrating PV, in First Int. Conference on Solar Electric Concentrators, A Joint Conference with the 29th IEEE PVSC, May 20, 2002, New Orleans, LA USA, NREL/EL-590-32461, July 2002
- [9] E. Boes and A. Luque, Photovoltaic Concentrator Technology, in Renewable Energy – Sources for Fuels and Electricity, T. B. Johansson, H. Kelly, A.K.N. Reddy, R. H. Williams and L. Burnham (eds.), Island Press, Washington, 1993
- [10] V.D. Rumyantsev, V.M. Andreev, N.A. Sadchikov, A.W. Bett, F. Dimroth, G. Lange, Experimental Installations with High Concentration PV Modules using III-V Solar Cells, Proc. Int Conf. PV in Europe, October 7-11, 2002, Rome, Italy, in print

Very Large Scale PV-Systems – Zukunftsvisionen und Resultate der IEA-Diskussion

Projektidee, Ziele, Vision

Die Nutzung von Wüstengebieten zur Energiegewinnung wird seit vielen Jahren immer wieder diskutiert. Die hohe Verfügbarkeit der Sonneneinstrahlung verbunden mit einem riesigen, praktisch ungenutzten Flächenangebot legen die Vision nahe, dass das Potenzial für eine Sonnenenergienutzung in diesen Gebieten ausreicht, sämtliche Bedürfnisse an Energie zu befriedigen. Verschiedene Technologien werden vorgeschlagen: solarthermische Kraftwerke, photovoltaische Kraftwerke, aber auch die indirekte Sonnenenergie-Nutzung mittels Aufwind-Kraftwerken. In Wüstengebieten, welche deutlich unter dem Meeresspiegel liegen, wurde auch der Bau von Wasserkraftwerken vorgeschlagen.

Der Nutzung des unbestreitbar immensen Sonnenenergie-Potenzials der Wüsten steht jedoch eine ganze Reihe von Hindernissen entgegen. Auf der technischen Ebene ist der Transport der erzeugten Energie in die Verbraucherzentren eines der wesentlichen Probleme. Lösungsvorschläge zielen auf chemische Energieträger wie Wasserstoff oder Methanol oder auf neue Technologien zum Transport elektrischer Energie wie Hochspannungs-Gleichstrom-Netze oder supra-leitende Kabel.

Außerdem gibt es Fragen zur Finanzierung und Wirtschaftlichkeit, zur politischen Machbarkeit und zum sozioökonomischen Einfluss solcher Projekte. Aufgrund der Dimensionen solcher Projekte werden immer mehrere Länder mit unterschiedlichen Interessen beteiligt sein.

Im Rahmen des Programms „Photovoltaic Power Systems“ der Internationalen Energie-Agentur (IEA) werden im Teilprogramm Task 8: „Very Large Scale Photovoltaic Systems (VLS-PV)“ [1], [2] die technischen, wirtschaftlichen, politischen und sozioökonomischen Aspekte solcher Projektideen untersucht. Die jetzt laufende Studienphase wurde im Jahr 1999 begonnen und soll 2003 abgeschlossen werden.

Die langfristige Vision des IEA-Projekts kann mit folgenden Schlüsselbegriffen zusammengefasst werden:

- Nutzung bisher praktisch unbewohnter Wüstengebiete
- Integrierte Projekte: Energie, Wasser, Industrie, Landwirtschaft
- PV-Grossanlagen im 100 MW- bis GW-Bereich
- Globale Vernetzung mit konventionellen und erneuerbaren Energieproduktionsanlagen

Die Arbeiten sind auf drei „Subtasks“ aufgeteilt:

- Konzeptstudie von VLS-PV-Systemen: erarbeiten von Grundlagenstudien, Potenzialabschätzung und Festlegung der Methodik
- Fallstudien für verschiedene ausgewählte geografische Gebiete: die Wüste Gobi und die nordafrikanischen Wüstengebiete
- Umfassende Machbarkeitsstudien: Behandlung der technischen Aspekte und Untersuchung von Fragen der Ökologie, Ökonomie, Politik und Soziologie

Dr. Rudolf Minder

Minder Energy

Consulting

rudolf.minder@bluewin.ch

Tabelle 1

Solarstrom-Potenzial der Wüstengebiete (Annahmen: Modul-Wirkungsgrad: 0,14; Performance ratio (PR): 0,7; Flächennutzung: 0,5)

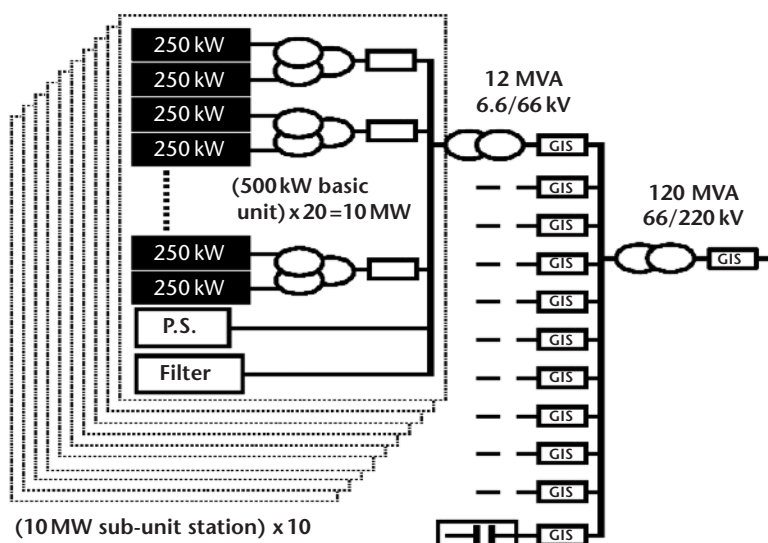
	Wüstenfläche	Einstrahlung	installierbare Leistung	potenzielle Jahresproduktion
Kontinent	[1000 km ²]	[MJ/m ² d]	[TW]	[1000 TWh]
Nordamerika	132	19,4	92	127
Südamerika	81	14,4	57	58
Australien	120	22,1	84	132
Asien	532	19,4	372	513
Afrika	900	26,3	630	1.113
Total	1.765	22,9	1.236	1.942
Weltweite Elektrizitätsproduktion 2000				15

Das Potenzial der Wüstengebiete

Auf der Basis vorhandener Flächenstatistiken und meteorologischer Daten wurde das Produktionspotenzial der weltweiten Wüstengebiete abgeschätzt. Die Resultate sind in *Tab.1* zusammen-

mengestellt. Für die Abschätzung der potenziellen Jahresproduktion wurde von restriktiven Annahmen ausgegangen. Auch unter diesen Annahmen übersteigt das Potenzial die heutige weltweite Elektrizitätsproduktion um mehr als zwei Größenordnungen. Anders gesagt: ein Prozent der weltweiten Wüstenflächen würde genügen, um unseren heutigen Strombedarf zu decken.

Abbildung 1
Modularer Aufbau
der PV-Kraftwerke in
500 kW-Einheiten



den PV-Modulen als auch bei der übrigen Systemtechnik längerfristig schlecht abschätzbar ist. Die Kraftwerke sind modular aus 500 kW-Einheiten aufgebaut wie in [Abb. 1](#) schematisch dargestellt.

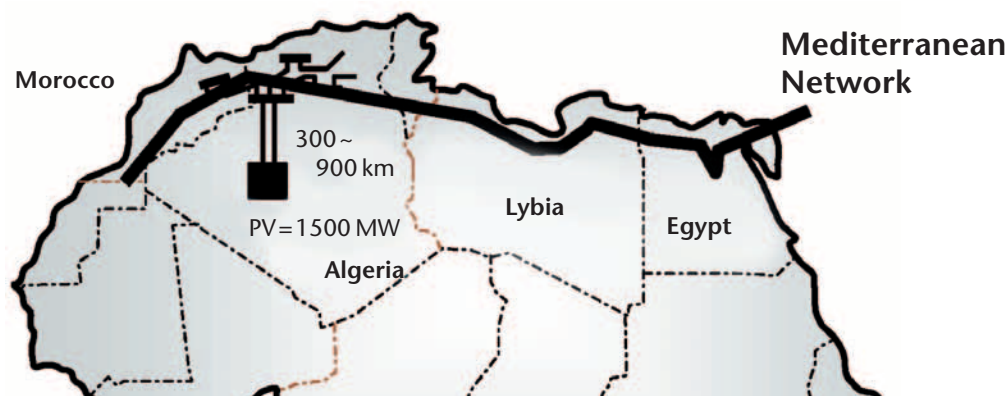
Die von den Anlagen produzierte Elektrizität wird mittels geeigneter Transporttechnik den großen Verbraucherzentren zugeführt, soweit sie nicht lokal für die Wassergewinnung, Landwirtschaft und Industrie verwendet wird. Eine effiziente und kostengünstige Transporttechnik ist sicher eine der wesentlichen Voraussetzung für einen langfristigen Erfolg des VLS-PV-Konzepts. Ob es sich dabei in Zukunft um HGÜ-Technik¹, supraleitende Kabel oder um chemische Energieträger handeln wird, muss heute offen bleiben. [Abb. 2](#) zeigt eine elektrische Sammelleitung im nordafrikanischen Raum, die eine mit dem europäischen Verbundnetz gekoppelt werden kann.

Ähnliche Überlegungen zur Einkopplung von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen wurden auch schon von Seiten der Elektro-Industrie gemacht [\[3\]](#). Ein wesentliches Charakteristikum des IEA-Ansatzes ist aber, dass es sich bei weitem nicht um ein reines Energieprojekt handelt. Ebenso wichtig ist die Idee, dass mit den IEA-Konzepten bisher für den Menschen kaum nutzbare Flächen entwickelt und besiedelt werden könnten. [Abb. 3](#) gibt eine Vorstellung, wie ein solches integriertes Projekt aussehen könnte.

Technisches Konzept

Grundlage für das technische Konzept ist der heutige Entwicklungsstand, da er sowohl bei

Abbildung 2
Elektrizitätsverbund
im nordafrikanischen
Raum



Kosten und Wirtschaftlichkeit

Das IEA-Projekt geht davon aus, dass es in Zukunft möglich sein wird, durch Effizienzverbesserungen und Massenproduktion von Solarzellen die Kosten des Solarstroms aus Großanlagen in Wüstengebieten auf ein konkurrenzfähiges Niveau zu bringen. Im weiteren sollen innovative Finanzierungslösungen eingesetzt und die Umweltfreundlichkeit des Sonnenstroms marktmäßig genutzt werden.

Da in der aktuellen Projektphase die Kosten- und Wirtschaftlichkeitszahlen nicht genauer bestimmt werden können, beschränken sich die Überlegungen auf Parameterstudien.

Abb. 4 zeigt die geschätzten Stromgestehungskosten für verschiedenen Wüstengebiete und für Modulkosten von 1 bis 4 €/W_p. Wie zu erwarten, sind gegenüber den heutigen Preisen deutliche Reduktionen nötig, um konkurrenzfähige Stromgestehungskosten zu erzielen. Dies betrifft aber nicht nur die PV-Module, sondern auch die übrigen Systemteile.

Weitere Schritte

Die jetzige, bis 2003 dauernde Projektphase befasst sich mit den Grundlagen des Konzepts und versucht, die kritischen Aspekte herauszuarbeiten. Das Projekt ist langfristig angelegt und eine Realisierung einer ersten Großanlage im 100 MW-Bereich kann noch nicht genau terminiert werden. Der Plan nach Abschluss der jetzigen Machbarkeitsphase sieht ein stufenweises Vorgehen gemäss Tab. 2 vor. Aus diesem durchaus optimistischen Zeitplan ist ersichtlich, dass erhebliche finanzielle Mittel über einen längeren Zeitraum erforderlich sind. Ein solches Projekt sollte daher im Rahmen einer internationalen Zusammenarbeit realisiert werden.

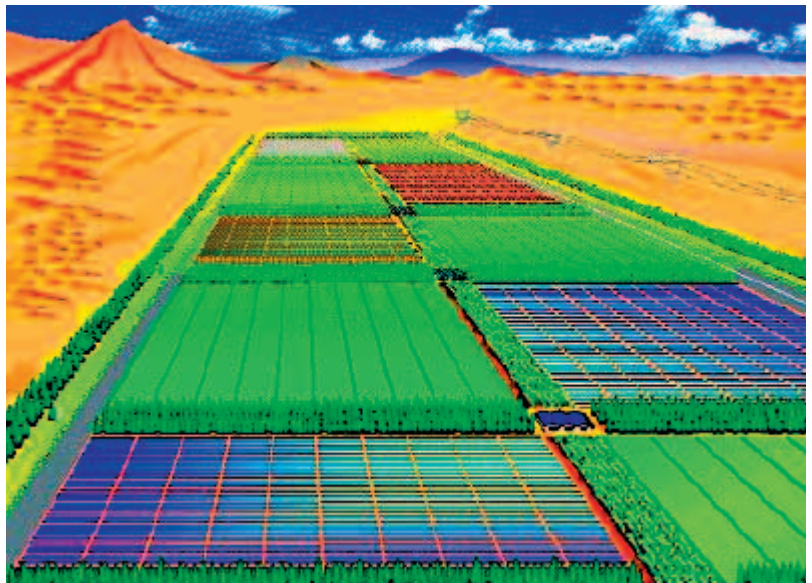


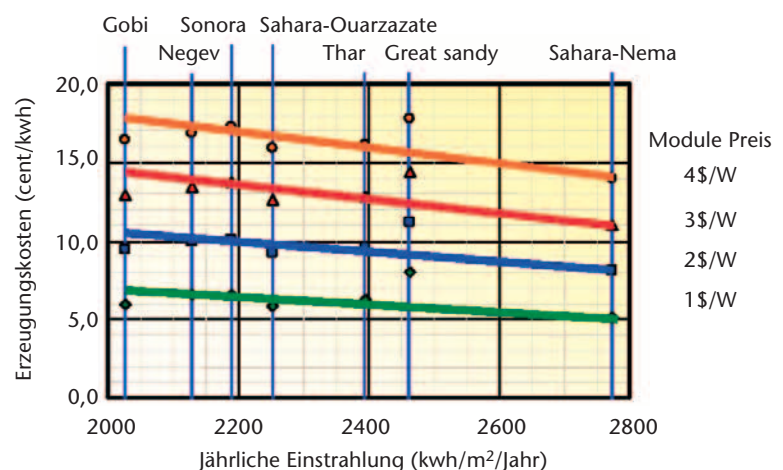
Abbildung 3
Vision eines integrierten Energieprojekts

Schlussbemerkungen

Einige Aspekte des IEA-Projekts VLS-PV sind zwar durchaus futuristisch: faszinierend sind jedoch insbesondere die integrierten Ansätze, bei dem die Sonnenenergie-Nutzung mithilft, neue Lebensräume zu erschließen.

Im jetzigen Stadium des Projekts bedürfen noch viele Aspekte weiterer Behandlung, vor allem solche politischer und sozioökonomischer Art. Die Beschäftigung mit diesen Fragen und die Diskussionen zwischen Fachleuten aus den verschiedenen Weltregionen verringern die dargestellten Hindernisse und eröffnen neue Horizonte.

Abbildung 4
Geschätzte Stromgestehungskosten für verschiedene Systemkosten und Einstrahlungsbedingungen



Phase	Dauer	Anlageleistung	Kosten	Resultat
	[Jahre]	[MW _p]	[Mio \$]	
Machbarkeit	1	-	1-2	Business-Plan und Finanzierung für R&D-, Pilot- und Demonstrations-Phasen gesichert
Forschung und Demonstration	4	2,5-5	20-40	Detaillierte Planungsgrundlagen und Resultate praktischer Tests
Pilot	3	25	30-40	Kenntnisse über das Verhalten einer 25 MW-Einheit
Demonstration	3	100	500	Details über Investitions- sowie Betriebs- und Unterhaltskosten, Erfahrung mit der Netzkopplung, Business-Plan für die kommerzielle Phase
Kommerziell	5	1000	4000	Kommerzieller Betrieb mit ROI ² > 10% nachgewiesen

² ROI – Return on Investment

Tabelle 2
Vorgehensplan
des IEA-Projekts
für VLS-PV

Das Projekt ist keine Konkurrenz zu Mitteleuropas Solar-Dächerprogrammen. Denn der Zeit-horizont ist wesentlich länger und die Zielrichtung ist eine andere. Zentrale und dezentrale Sonnenenergie-Nutzung können durchaus nebeneinander existieren.

Obwohl sich das IEA-Projekt explizit mit photovoltaischen Großkraftwerken befasst, ist die Idee nicht auf diese Technik limitiert. Auch andere Formen erneuerbarer Energie könnten auf ähnliche Weise in großem Maßstab genutzt werden. Solarthermische Kraftwerke, Wind- und Aufwindkraftwerke, aber auch geothermische Anlagen [4] könnten an vielen Orten realisiert und global vernetzt werden.

Visionen sind nicht nur erlaubt, sondern für unsere Energie-Zukunft auch nötig!

Literatur

- [1] <http://www.oja-services.nl/iea-pvps/tasks/task8.htm>
oder <http://www.euronet.nl/users/oke/PVPS/tasks/task8.htm>
- [2] Very Large Scale Photovoltaic Power System (VLS-PV) Project
Kosuke Kurokawa et al.
2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienna, 6–10 July 1998
- [3] ABB's vision of the future electricity
Markus Bayegan, Chief Technology Officer, ABB Ltd.
Carnegie Mellon Electricity Industry Center, March 20, 2002
http://wpweb2k.gsia.cmu.edu/ceic/pdfs_other/Bayegan_March_20_CEIC_ABB_Vision.pdf
- [4] www.dhm.ch

Zusammenhang ökonomischer Rahmenbedingungen mit Entwicklung und Nutzung solarer Kraftwerke

Zentrale Faktoren bei der Realisierung von Solarstromanlagen sind die ökonomischen Rahmenbedingungen. Diese unterscheiden sich im Prinzip nur noch marginal von einer Wirtschaftlichkeitsbewertung eines Investments wie beispielsweise für eine neue Autoproduktion oder den Kauf eines Medienunternehmens. Auch in der PV-Branche gilt: Ein Produkt wird entwickelt, produziert und am Markt positioniert. Zum Beispiel ist die Solar-Fabrik AG heute im PV-Bereich der weltweit größte konzernunabhängige Hersteller von PV-Solarstrom-Modulen und Systemen.

Vor allem bei PV-Systemen gilt es, mit intelligenten Konzepten die noch nicht konkurrenzfähige Technologie trotzdem attraktiv zu machen. Eine Kilowattstunde Solarstrom kostet heute noch rund 60 Cent, während die etablierten Energieformen wie Gas, Kohle oder Atomkraft den Endverbraucher nur rund 13 ct/kWh kosten. Deshalb ist es wichtig im Bereich der PV-Technologie die vorhandenen Finanzierungsmöglichkeiten weiter zu entwickeln.

Die Finanzierung in Deutschland steht und fällt bislang mit staatlichen und wirtschaftspolitischen Förderungen. Durch Förderprogramme, wie das seit 1999 laufende „100.000-Dächer-Programm“ und das im April 2000 in Kraft getretene Erneuerbare-Energie-Gesetz (EEG), konnte sich der Markt für PV-Produkte in den letzten Jahren erfolgreich entwickeln. Die Kombination aus Kreditprogramm und Einspeisevergütung stieß auf sehr große Resonanz und bereits im ersten Halbjahr 2000 konnten mehr als 8.000 Solarstromanlagen mit einer Gesamtleistung von über 42 MW installiert werden – rund die siebenfache Menge, die in den fünf Jahren von 1990 bis 1995 (damals im Rahmen des „1.000-Dächer-Programms“) realisiert wurden. Seit Mitte 2000 wurde auch eine signifikante Zahl von Großanlagen mit mehr als 50 KW Leistung pro Anlage finanziert und gebaut.

Das „SolarInvest“ Konzept der Solar-Fabrik AG zeigt beispielhaft, die Schritte bei der Planung und Umsetzung von solaren Investments:

Am Anfang steht die Auseinandersetzung mit der Energieform „Solarstrahlung“ an sich: Welche Erträge können erwartet werden, wie und wo muss die Anlage optimal positioniert sein, damit der Ertrag maximal ist.

Die grundlegenden Parameter sind:

- die Ausrichtung der Anlage
- der Einstrahlwinkel
- der Standort der Anlage
- Verschattung der Anlage
- die Leistungsparameter der Module und deren Haltbarkeit

Nur wenn die verwendeten Module auch langfristig konstante Stromerträge liefern, werfen PV-Anlagen Gewinne ab. Entscheidend ist neben der Qualität der eingesetzten Module vor allem die Qualität der gesamten Anlage, denn das Zusammenspiel der verwendeten Komponenten – vom Modul über das Installationssystem bis hin zu Wechselrichtern und automatischer Ertragskontrolle – hat einen maßgeblichen Einfluss auf die Effizienz einer Großanlage. Ziel muss es sein, die Leistung der Anlage konstant zu halten – nicht nur für die ersten fünf oder zehn Jahre, sondern über einen Zeitraum von 15, 20 und 25 Jahren. Im Süden Deutschlands lassen sich, wenn man einen restriktiven Wert zugrunde legt, rund 850 kWh pro installiertem kW_p und Jahr erzielen. Stimmen Standort und Leistung der Anlage, wurden aber auch schon über 1000 kWh gemessen. Dieses Ergebnis wird mit der Vergütung laut EEG multipliziert: Für eine 100 kW_p Anlage liegt der jährliche Ertrag damit zwischen 40.000 und 50.000 €. Ertragsdaten von Großanlagen, die in den letzten Jahren realisiert worden sind, bestätigen diese Rechnung.

Magnus M. Gees

Solar-Fabrik AG

info@solar-fabrik.de

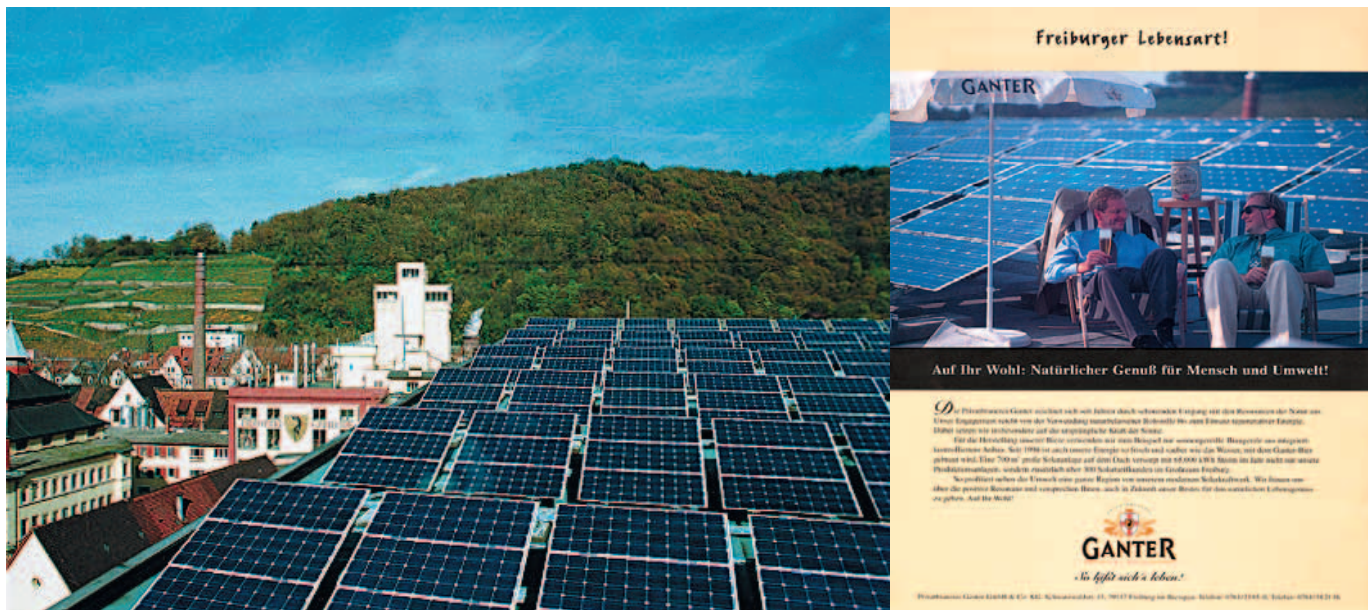


Abbildung 1
Brauerei Ganter,
Freiburg (72 kW_p)

Stimmen die Rahmenwerte für eine Anlage, geht es darum, ein geeignetes Konzept zur Finanzierung zu finden. In dieses Finanzierungskonzept müssen Faktoren wie Zinssätze und Tilgung, Abschreibungen, Fördermöglichkeiten aus EEG und 100.000-Dächer-Programm sowie, Ausfall- und Anlagenversicherung, Wartung und standortspezifischer Durchschnittsertrag pro Jahr eingerechnet werden. Über die Garantiezeit der Module kann somit eine 100 kW_p Anlage bis zu 250.000 € Gewinn abwerfen.

Das EEG sichert für 20 Jahre einen festen Abnahmepreis – im Jahr 2002 mit 48,1 Cent pro kWh – und gibt damit Planungssicherheit. Da auch die Abschreibung für Solaranlagen in der Regel 20 Jahre beträgt – in Einzelfällen und in Verhandlung mit dem Finanzamt sind auch schon 10 oder 15jährige Abschreibungsfristen realisiert worden – muss das Ziel sein, die Anlage in diesem Zeitraum profitabel zu machen. Das gelingt durch eine Kombination der geschilderten Finanzierungskonzept-Parameter, auch bei einer hundertprozentigen Finanzierung.

Banken wollen auch bei Solaranlagen Sicherheiten: Unter dem Stichwort Basel II treten vor allem veränderte Rahmenbedingungen im Bereich der Kreditvergabe in den Vordergrund. Die Banken verlangen zunehmend mehr Eigenkapital für die Finanzierung von Großprojek-

ten; die Anlage an sich wird oft nur zu geringen Prozentsätzen als Sicherheit akzeptiert. Diese neuen Vorgaben werden in Zukunft mit Sicherheit Einfluss auf die Realisierung von PV-Anlagen haben. Wenn die Bonität des Investors stimmt, lassen sich aber auch unter diesen neuen Vorzeichen erfolgreiche Finanzierungen umsetzen.

Modelle mit Vollfinanzierung sind vor allem deshalb interessant, weil sich in dieser Form Anlagen ohne Eigenkapital realisieren lassen. Das Problem bei Vollfinanzierungen liegt, neben den verschärften Konditionen bei der Kreditvergabe, im Bereich der Wirtschaftlichkeit: Die Renditen werden, durch die Zinslast und die lange Laufzeit des Investments, deutlich reduziert.

Um die Performance von Solaranlagen zu verbessern, greift eine im Prinzip einfache Gleichung: Je weniger finanziert werden muss, also je höher das Eigenkapital, desto schneller wirft die Anlage durch die Stromproduktion Gewinne ab und lässt so die Renditen auch bei kürzeren Laufzeiten von lediglich 10 oder 15 Jahren auf Werte von bis zu 12 Prozent anwachsen. Viele Großanlagen werden daher über Shares oder spezielle Fonds, die Anteile veräußern, realisiert. Im Bereich der Windenergie existieren bereits eine Vielzahl solcher Fonds oder Gemeinschaftsanlagen. In der Solarbranche gibt es zwar eben-



falls erste Vorstöße in diese Richtung, der Markt für Großanlagen ist aber bei weitem noch nicht ausgeschöpft.

Drei Gewinn-Bereiche gilt es bei solaren Großkraftwerken generell zu unterscheiden:

Der erste, der monetären Bereich, hängt wie dargestellt mit der Finanzierung zusammen. Entscheidend sind Faktoren wie Zinssatz, Eigenkapitalquote, Abschreibungsmöglichkeiten und begleitende Förderprogramme.

Die beiden anderen Bereiche sind „weiche“ Faktoren, und die Gewinne, die dort erzielt werden, lassen sich heute noch nicht direkt in Geld messen. Sie betreffen:

- den Imagetransfer von Solaranlagen und
- den aktiven Umwelt- und Klimaschutz.

In Zukunft plant die internationale Politik Initiativen, die im Bereich des Umwelt- und Klimaschutzes monetäre Anreize schafft, Schadstoffe zu reduzieren und dabei verstärkt auch Solartechnik einzusetzen.

Der Imagegewinn, den Großanlagen für Unternehmen oder Investoren darstellen, unterstreicht deren ökologische Verantwortung und ist auch ein positiver Werbeträger.

Drei Beispiele solarer Großkraftwerke, bei denen Produkte der Solar-Fabrik AG eingesetzt wurden, zeigen dies:

Abb. 1

Die Privatbrauerei Ganter aus Freiburg bezieht ihre Großanlage aktiv in ihr Marketingkonzept ein und demonstriert damit ökologische Nachhaltigkeit und Verantwortung.

Abb. 2

Die Firma Trautwein hat sich für eine Großanlage auf ihrem Firmengebäude entschieden, um neben ökologischer Verantwortung auch technologische Kompetenz zu demonstrieren. Dazu kommen Einsparungspotenziale beim Energieverbrauch und eine erhöhte Mitarbeitermotivation durch die Kommunizierung unternehmerischverantwortlichen Handelns.

Abb. 3

Eine besondere Kombination stellt das Schönauser Schöpfungsfenster dar: Solarmodule auf denkmalgeschützten Kirchenbauten.

Alle drei Anlagen sorgen bis heute für Aufmerksamkeit. Die Medien sind dabei ebenso an den Solaranlagen interessiert wie potenzielle Kunden oder Geschäftspartner.

Abbildung 2
Firma Trautwein GmbH
mit 70 kW_p-PV-Anlage



Abbildung 3
Kirche Schönau mit
50 kW_p-PV-Anlage

Zusätzlich kann der Solarstrom die Energiebilanz eines Unternehmens im Bezug auf ökologische Nachhaltigkeit deutlich verbessern und – wie im Fall der Solar-Fabrik AG – sogar völlig CO₂-neutral gestalten. Dies ist ein wichtiger Werbe- und Imageeffekt, da die Öffentlichkeit sehr sensibel für Umweltthemen ist.

Trotz der bestehenden Fördermöglichkeiten in Deutschland ist die Finanzierung der PV-Großprojekte aufgrund der oben erwähnten Verschärfung bei der Kreditvergabe mit neuen Richtlinien wie Basel II schwieriger geworden. Dies liegt auch an fehlenden Erfahrungswerten der Finanzierer bei der Risikoeinschätzung von solaren Investitionsprojekten. Mit der Sammlung von Erfahrungswerten und glaubwürdiger Darstellung der Eckwerte von Solaranlagen (Ertrag, laufende Kosten, Qualität und Lebenserwartung der eingesetzten Produkte) erhalten die Finanzierungsorganisationen und Investoren eine verbesserte Basis zur Bewertung ihrer Projekte. Dies kann mittelfristig die Rahmenbedingungen zu Investments deutlich verbessern und so einen wesentlichen Impuls für den weiteren Ausbau des PV-Marktes geben.