



**Kurzstudie:  
Ökobilanz zu PV- und dieselbetriebenen  
Bewässerungspumpenanlagen in Entwicklungsländern**

im Auftrag der



**Deutsche Gesellschaft für Technische  
Zusammenarbeit (GTZ) GmbH**

**Uwe R. Fritsche, Koordinator Bereich Energie und Klimaschutz  
unter Mitarbeit von Dipl. Ing. Volker Lenz**

**Öko-Institut (Institut für Angewandte Ökologie)**

**Büro Darmstadt**

Elisabethenstr. 55-57

D-64283 Darmstadt

Tel. 06151-8191-0

Fax 06151-8191-33

**Geschäftsstelle Freiburg**

Binzengrün 34 a

D-79114 Freiburg

Tel. 0761-45295-0

Fax 0761-475437

**Büro Berlin**

Novalisstr. 10

D-10115 Berlin

Tel. 030-280-486-80

Fax 030-280-486-88

email [fritsche@oeko.de](mailto:fritsche@oeko.de)

<http://www.oeko.de/>

**Darmstadt, März 2000**

# Inhaltsverzeichnis

<b>Kurzfassung .....</b>	<b>iii</b>
<b>1 Einführung.....</b>	<b>1</b>
<b>2 Ökobilanz PV-Pumpe versus Dieselpumpe .....</b>	<b>2</b>
2.2 Funktionale Einheit.....	2
2.3 Systemgrenzen und Allokation.....	2
2.4 Datenqualität und Critical Review.....	3
2.5 Sachbilanz.....	4
2.6 Ergebnisse der Ökobilanz und deren Interpretation .....	4
2.7 Sensitivitätsanalysen.....	11
<b>3 Schlussfolgerungen und Ausblick.....</b>	<b>13</b>
<b>4 Literatur.....</b>	<b>14</b>
<b>Anhang 1 Datenrecherche für PV-Module .....</b>	<b>A-1</b>
<b>Anhang 2 Alternative Herstellungsverfahren.....</b>	<b>A-16</b>
<b>Anhang 3 Fragebogen für PV-Modulhersteller.....</b>	<b>A-22</b>
<b>Anhang 4 Datenrecherche zu Klein-Dieselmotoren .....</b>	<b>A-23</b>

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Ökobilanz-Ergebnisse für Treibhausgas-Emissionen .....	5
Tabelle 2	Energetische Erntefaktoren und Amortisationszeiten von PV-Modulen .....	8
Tabelle 3	Ökobilanz-Ergebnisse für Luftschadstoff-Emissionen .....	9

## Abbildungsverzeichnis

Figure 1	Life-cycle comparison for greenhouse-gas emissions .....	iv
Figure 2	Life-cycle comparison of greenhouse-gas emissions of PV modules .....	v
Figure 3	Energy Productivity Factors, and Energy Payback Times of PV modules .....	v
Figure 4	Life-cycle comparison of acid air emissions .....	vi
Figure 5	Life-cycle comparison of acid air emissions of PV modules .....	vi
Bild 6	Prinzip eines PVP-Systems .....	3
Bild 7	Ökobilanz-Ergebnisse für Treibhausgas-Emissionen .....	6
Bild 8	Ökobilanz-Ergebnisse für Treibhausgas-Emissionen von PV-Modulen .....	6
Bild 9	Energetische Erntefaktoren und Amortisationszeiten von PV-Modulen .....	8
Bild 10	Ökobilanz-Ergebnisse für Luftschadstoff-Emissionen .....	9
Bild 11	Ökobilanz-Ergebnisse für Luftschadstoffemissionen von PV-Modulen .....	10
Bild 12	Hauptprozessschritte zur Herstellung mono- und multikristalliner PV-Module .....	A-3
Bild 13	Hauptprozessschritte zur Herstellung von amorphen PV-Modulen.....	A-3

## Executive Summary

This brief study compares photovoltaic (PV) and diesel irrigation systems in developing countries from a life-cycle perspectives, covering quantitatively greenhouse-gas emissions (as CO<sub>2</sub> equivalents), acid air emissions (as SO<sub>2</sub> equivalents), and cumulated energy requirements (CER), as well as qualitative environmental impacts.

In addition, energy productivity factors, and energy payback times of three PV technologies (monocrystalline, multicrystalline, amorphous silicon modules) are determined.

The life-cycle comparison analyses the cradle-to-grave pathways (manufacturing, operation, partly recycling), i.e., the “upstream” and “downstream” activities are included.

To support the findings of the GTZ project “Resource-conserving Irrigation with Photovoltaic Pumping Systems” from an environmental point of view, this analysis is performed for conditions in sun-rich developing countries (assumed solar irradiation 2000 kWh/m<sup>2</sup>\*a).

The database for the LCA was derived from a survey of PV manufacturers (ASE, BP-Amoco/Solarex, Shell/Gelsenkirchen, Siemens Solar, Solarfabrik/Astropower), and expert meetings (FhG-ISE, ISET). Because a response from the survey is expected for Spring 2000<sup>1</sup>, the LCA uses data for PV manufacturing from existing studies in Germany from the early 90ies which have been approved in the expert meetings.

These data have been reviewed and manufacturer-independent datasets for the manufacturing of standard PV modules with 50 W<sub>peak</sub> were compiled.

For the sub-system “pump“, data for efficiency, material vectors, and life time also come from a manufacturer survey.

The LCA data for the reference system “dieselmotor“ (1-5 kW capacity) were taken from the database of the ENVIRONMENTAL MANUAL FOR POWER DEVELOPMENT (EM Version 1.45) which was developed for GTZ, and the World Bank.

A final sensitivity analysis of relevant parameters (type of rack, module life-time) indicates the robustness of the results.

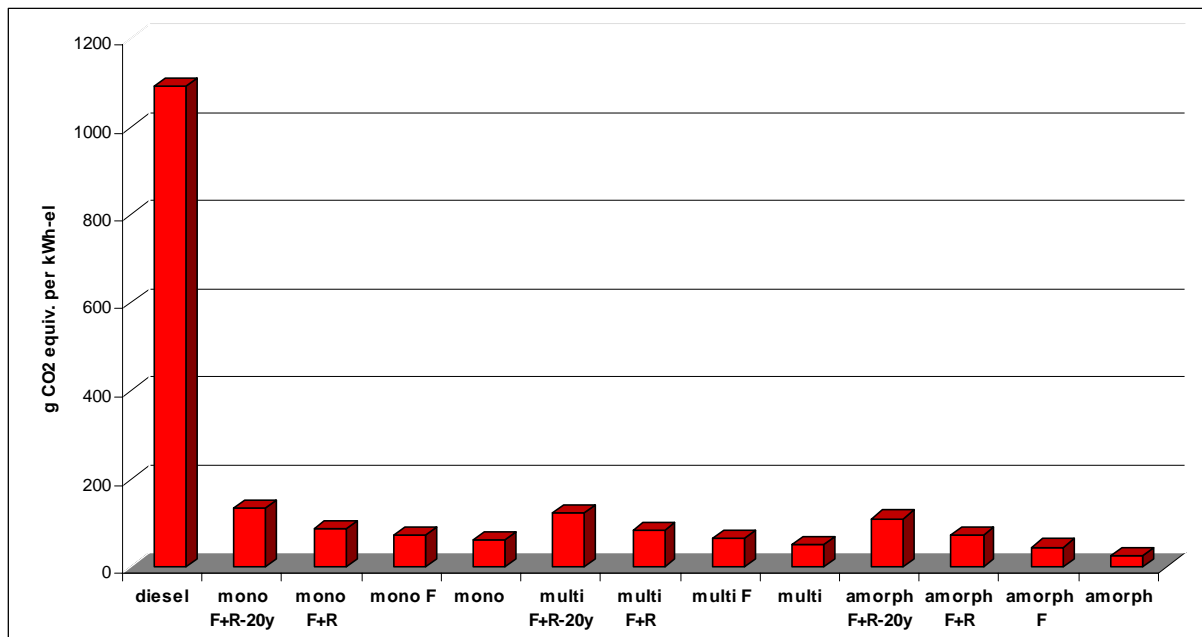
All computations were performed with the computer model GEMIS (Global Emission Model for integrated Systems) Version 4.0.

The results of the life-cycle comparison (see following figures) show that the greenhouse-gas emission balances of PV pumps are approx. **10 times smaller** than those of the diesel system. For acid air emissions, diesel and PV systems even differ by a factor **of at least 50**.

---

<sup>1</sup> Once the manufacturer data are available, an updated database for GEMIS 4.0 will be prepared. The corresponding updated results of the LCA will be published on GTZ’s internet website (<http://gtz.de/pvp>), as well as on Öko-Institut’s GEMIS homepage (<http://www.oeko.de/service/gemis>).

Figure 1 Life-cycle comparison for greenhouse-gas emissions



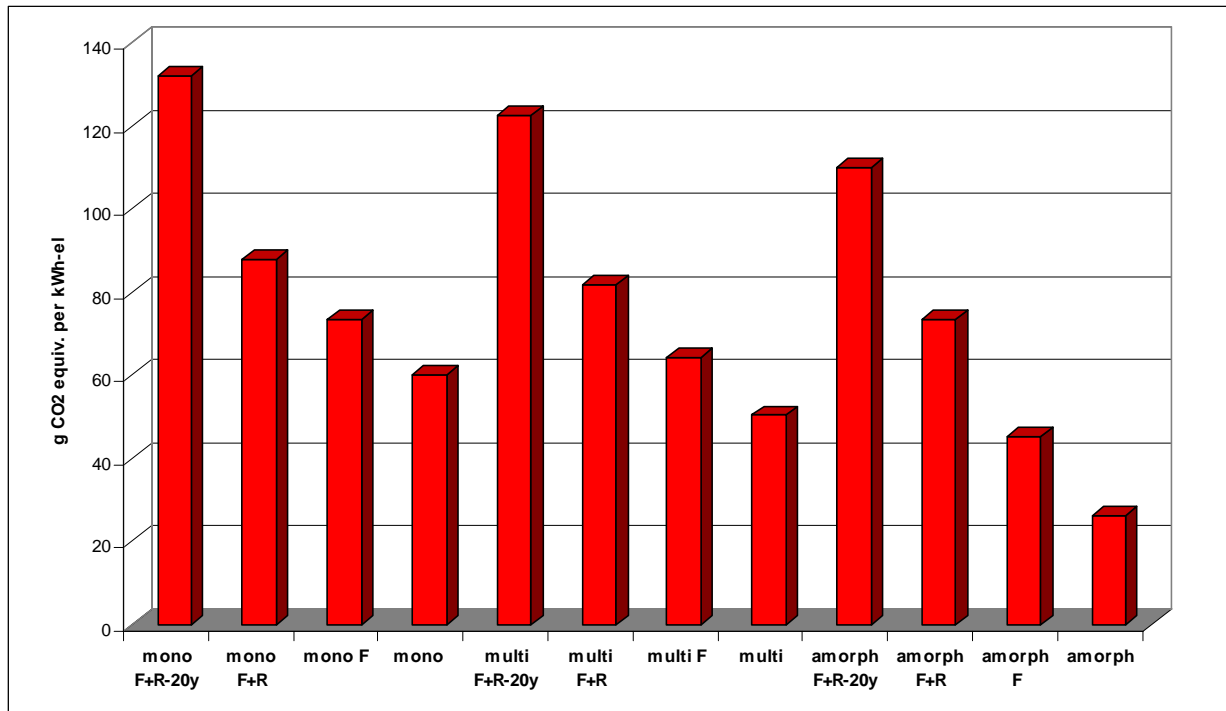
The dieselmotor as a reference system is compared with the following PV systems<sup>2</sup>:

- mono F+R-20y = monocrystalline PV module including frame (F) and rack (R), 20 year lifetime (sensitivity case)
- mono F+R = monocrystalline PV module including frame (F) and rack (R)
- mono F = monocrystalline PV module including frame (F), but without rack
- mono = monocrystalline PV module without frame and without rack
- multi F+R-20y = multicrystalline PV module including frame (F) and rack (R), 20 year lifetime (sensitivity case)
- multi F+R = multicrystalline PV module including frame (F) and rack (R)
- multi F = multicrystalline PV module including frame (F), but without rack
- multi = multicrystalline PV module without frame and without rack
- amorph F+R-20y = amorphous PV module including frame (F) and rack (R), 20 year lifetime (sensitivity case)
- amorph F+R = amorphous PV module including frame (F) and rack (R)
- amorph F = amorphous PV module including frame (F) but without rack
- amorph = amorphous PV module without frame and without rack

The CO<sub>2</sub> equivalents of the electricity generation of the various PV modules differ by a factor of 2, as the following figure indicates.

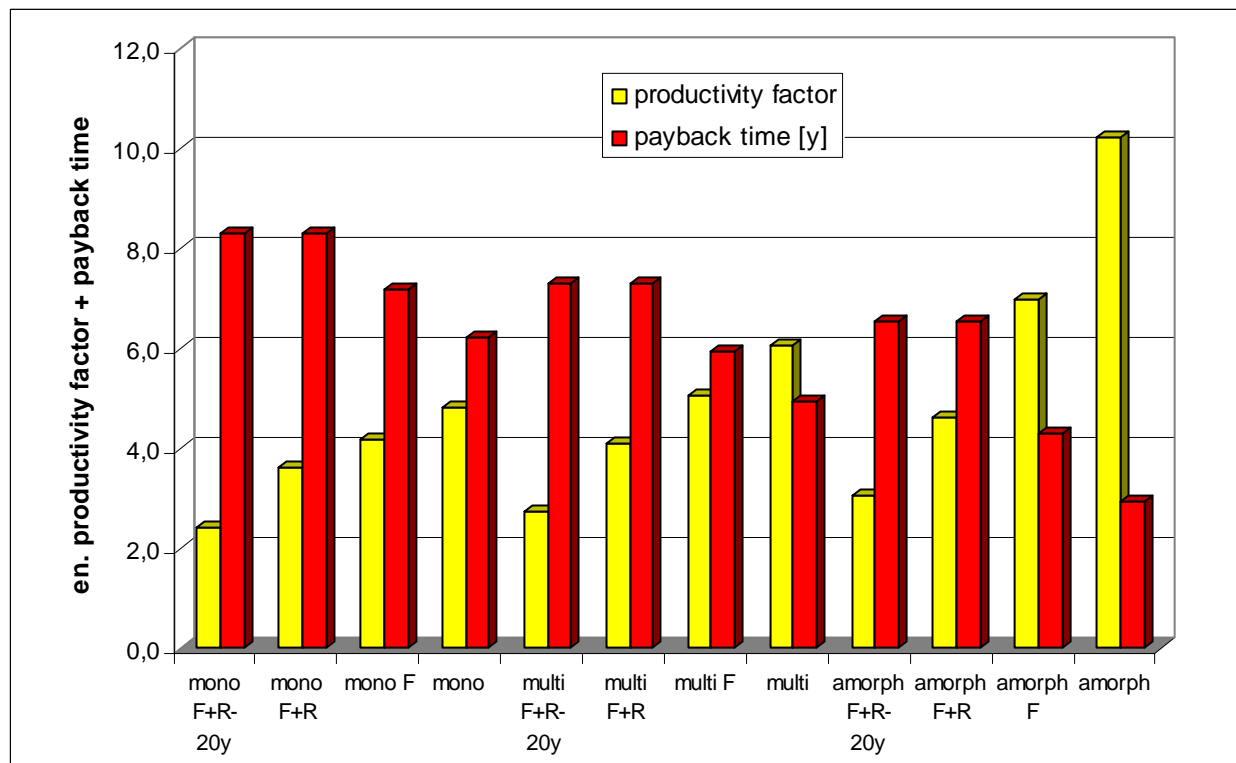
<sup>2</sup> To convert the results given per kWh of mechanical output (diesel), resp. electricity (PV modules) into the unit grams per “head-volume” (volume m<sup>-3</sup> per pumping head, i.e. m<sup>-4</sup>), the data are to be multiplied by the factor 0,006 kWh/m<sup>4</sup>. In this factor, a typical pump efficiency of 45 % is included.

Figure 2 Life-cycle comparison of greenhouse-gas emissions of PV modules



Also, the energy payback times of PV modules (for sun-rich sites) and energy productivity factors are quite favorable, as the following figure shows<sup>3</sup>.

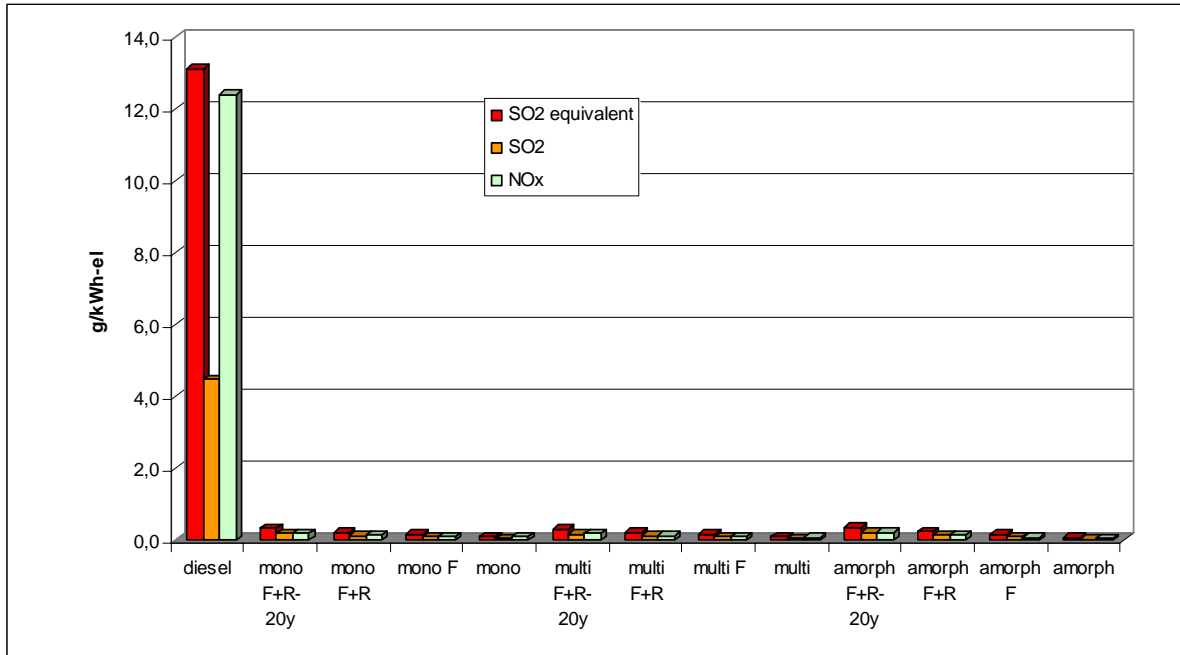
Figure 3 Energy Productivity Factors, and Energy Payback Times of PV modules



<sup>3</sup> Energy Payback Time, and Energy Productivity Factors are based on the non-renewable primary energy requirement of the PV manufacturing.

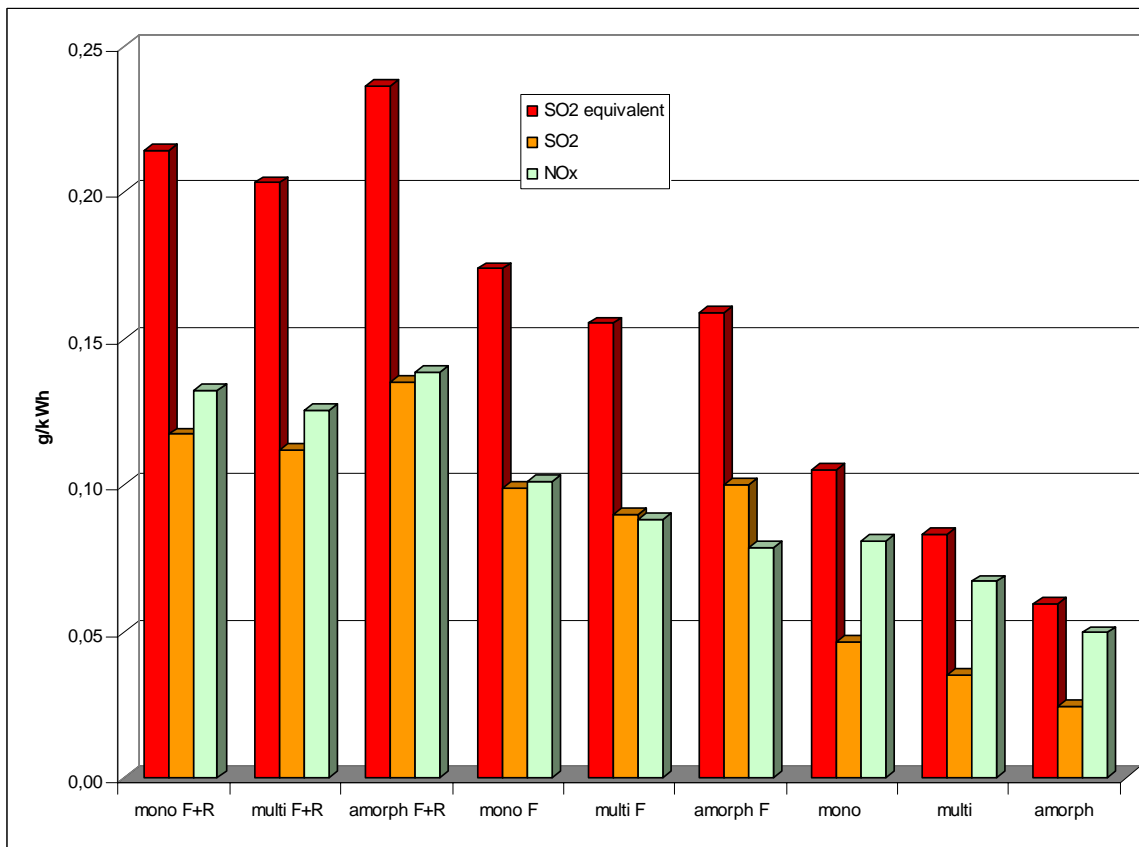
For acid air emissions, diesel and PV systems differ by a factor of at least 50, as shown below.

Figure 4 Life-cycle comparison of acid air emissions



Due to the scale of the diesel emissions, the differences between emissions from PV systems cannot be seen in the graph above. Figure 5 below compares only the PV modules.

Figure 5 Life-cycle comparison of acid air emissions of PV modules



The lowest air emission values are not for the amorphous systems, but for the multicrystalline ones, because amorphous modules need more glass and – hence – have more  $\text{No}_x$  emissions.

In summary, PV modules show – independent of the manufacturing technology – significantly less environmental burdens than the diesel reference system even for conservative assumptions regarding module life-time, rack and frame construction.

This does not change if the electronic inverters needed for PV pumps are included in the calculation – their life-cycle emissions would be increased by only 1%, which is well within the overall data uncertainty.

Similarly, the results for the PV pump systems increase only by 1 to (maximum) 5% if a steel tank for water storage is included – and most of the energy/emissions related to the construction of the steel tank could be recovered when the steel is recycled after decommissioning.

**It must be underlined that the quantitative results for the PV systems are valid only for the assumed “sun-rich” sites – a requirement which is usually true for PV irrigation systems which are operated in arid and semi-arid areas.**

When translating the results into temperate zones which usually offer less solar irradiation, the specific emissions, and the energy payback time would approximately double. Seen from a global point of view, priority for PV applications in irrigation should be given for sun-rich developing countries.

Furthermore, it is important to note that qualitatively, PV systems can completely **avoid environmental burdens from waste oils**, thus avoiding also risks of ground-water contamination.

In the life-cycle comparison with fossil-fuel systems, the foreseeable developments of PV manufacturing technologies will further increase their advantages.



## 1 Einführung

Die Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit GmbH (GTZ) beauftragte das Öko-Institut (Institut für angewandte Ökologie e.V.) mit einer Kurzstudie zur *Erstellung einer Ökobilanz für photovoltaische Bewässerungssysteme und konkurrierende Dieselsysteme* in Entwicklungsländern.

Diese Kurzstudie dient der Unterstützung des GTZ-Projekts „Ressourcenschonende Bewässerung durch Photovoltaische Pumpsysteme (PVP)“.

Für die Datenbasis der Ökobilanz wurde durch eine Befragung einschlägiger PV-Hersteller (ASE, BP-Amoco/Solarex, Shell/Gelsenkirchen, Siemens Solar, Solarfabrik/Astropower) sowie Arbeitsgespräche (u.a. FhG-ISE, ISET) versucht, den aktuellsten Stand einzubeziehen.

Da ein Datenrücklauf aus der Befragung erst im Frühjahr 2000 möglich sein wird<sup>4</sup>, setzt die Ökobilanz auf den Basisdaten zur Herstellung von PV-Modulen aus vorliegenden Studien in Deutschland zu Beginn der 90er Jahre auf, deren Relevanz für den heutigen PV-Weltmarkt durch Fachgespräche bestätigt wurde.

Die Daten aus diesen Studien wurden inhaltlich überprüft und eigene, herstellerunabhängige Datensätze zur Herstellung von Standard-PV-Modulen mit 50 W<sub>peak</sub> erstellt (vgl. Anhang 1).

Soweit die Datenanfrage bei den Herstellern wichtige neue oder verbesserte Erkenntnisse bringt, werden diese auch nach Abschluss dieser Kurzstudie verfügbar gemacht<sup>5</sup>.

Für das Teilsystem „Pumpe“ wurden ebenfalls Daten aus einer Herstellerrecherche zu Nutzungsgraden, Materialeinsatz und Lebensdauern verwendet.

---

<sup>4</sup> Nach Vorliegen der Herstellerdaten werden die Daten zu aktualisierten Datensätzen aggregiert und in das kostenlos verfügbare Computermodell GEMIS 4.0 aufgenommen. Damit stehen sie auch für AnwenderInnen des ENVIRONMENTAL MANUAL FOR POWER DEVELOPMENT (Version 2.0) zur Verfügung.

<sup>5</sup> Die Ergebnisse werden der GTZ kostenlos zur Verfügung gestellt und auf den Internetseiten des Öko-Instituts zu GEMIS verfügbar gemacht (<http://www.oeko.de/service/gemis>).

## 2 Ökobilanz PV-Pumpe versus Dieselpumpe

### 2.1.1 Datenrecherche und Überprüfung vorhandener Daten

Zur Vorbereitung der Ökobilanz wurden im Öko-Institut sowie bei einschlägigen Forschungsinstituten (FfE, ÖVE, FhG-ISE) vorhandene Daten zur Beschreibung der Umwelteffekte bei der Herstellung von PV-Modulen gesichtet.

Ergänzend wurden die wichtigsten Modul-Hersteller in Deutschland (ASE, BP-Amoco/Solarex, Shell/Gelsenkirchen, Siemens Solar, Solarfabrik/Astropower) kontaktiert, um von dort weitere Daten zu erhalten. Hierzu diente ein Fragebogen, der sich im Anhang 3 findet.

Die Ökobilanz stützte sich aufgrund der geringen Datenverfügbarkeit für „neue“ PV-Technologien auf die „klassischen“ mono- und multikristallinen sowie amorphe Silizium-Module.

Ein Überblick zum Stand dieser Technologien gibt Anhang 1, während in Anhang 2 die absehbaren Entwicklungen (z.B. CdTe, CIS usw.) diskutiert werden.

Zur Dieselpumpe und kleineren Dieselmotoren wurde eine Recherche bei Herstellern durch Telefonate und Internet-Suche durchgeführt, um Daten zu Effizienz (Nutzungsgrad), Materialzusammensetzung und Lebensdauer zu erhalten. Die Emissionsdaten wurden aus der Datenbasis des es für GTZ und Weltbank entwickelten ENVIRONMENTAL MANUAL FOR POWER DEVELOPMENT Version 1.45 übernommen, da diese auf einer ausführlichen Recherche zu Daten aus Entwicklungsländern beruhen.

## 2.2 Funktionale Einheit

Zur Durchführung der Kurz-Ökobilanz wurde in Absprache mit der GTZ die funktionale Einheit für die Ökobilanz als kWh mechanischem Output des Dieselmotors bzw. Stromoutput des Solarmoduls definiert. Um die Ergebnisse auch auf die in der Bewässerung übliche Einheit „spezifisches Fördervolumen“ (d.h. pro m<sup>3</sup> je m Förderhöhe = pro m<sup>4</sup> gepumpten Wassers) umrechnen zu können wurde ein Umwandlungsfaktor definiert, in dem der Pumpennutzungsgrad berücksichtigt ist. Dieser Faktor beträgt 0,0006 – die Ergebnisse in z.B. g/kWh müssen damit multipliziert werden, um zu g/m<sup>4</sup> gepumpten Wassers zu gelangen.

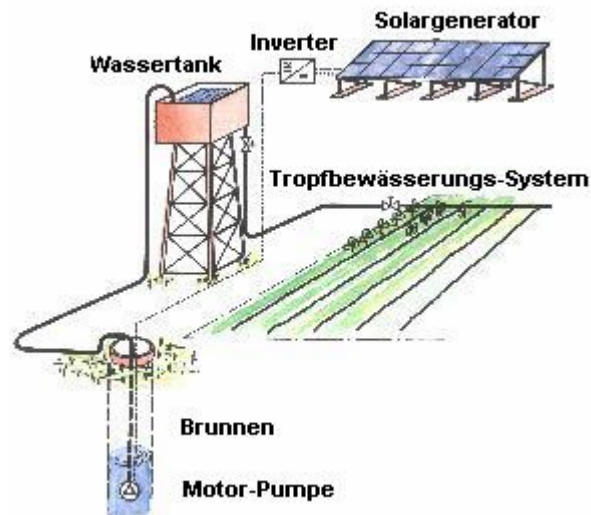
## 2.3 Systemgrenzen und Allokation

Das Funktionsprinzip eines PV-betriebenen Bewässerungssystems ist sehr einfach (vgl. Bild 6): Ein PV-Modul (Solargenerator) liefert über einen Inverter Strom für eine Tauchmotorpumpe, die das Wasser in einen Hochtank pumpt. Der Wassertank dient als Energiespeicher und liefert den erforderlichen Druck für das Bewässerungssystem.

Die Tropfbewässerung erlaubt den sparsamen Umgang mit Wasser und ist aufgrund ihres relativ geringen Betriebsdrucks in besonderem Maße für die Kombination mit photovoltaischen Pumpensystemen geeignet.

Durch Zwei-Pumpen-Systeme (bei geringer Einstrahlung betreibt der PV-Generator nur eine Pumpe) kann der Gesamtwirkungsgrad des Systems gesteigert werden (vgl. FIZ 1998), dies wird hier aber aus Vereinfachungsgründen nicht weiter betrachtet.

Bild 6 Prinzip eines PVP-Systems



Quelle: GTZ-PVP

Ein dieselmotorbetriebenes Bewässerungssystem weist prinzipiell die gleichen Komponenten auf, wobei allerdings Wassertank und Inverter sowie Solargenerator entfallen.

Als Referenzsystem für die Ökobilanz dient der Ausschnitt, in dem sich ein Bewässerungssystem mit Dieselmotorpumpe von einem mit Solar-PV-Pumpe unterscheidet, d.h. die Pumpe sowie ihr Antrieb.

Die anderen Systemkomponenten (Tank, Bewässerungsleitungen usw.) bleiben in der Ökobilanz unberücksichtigt, weil sie gleich sind (Bewässerungsleitungen) bzw. der Wassertank des PV-Systems in erster Näherung dem Öltank des Dieselsystems entspricht<sup>6</sup>.

## 2.4 Datenqualität und Critical Review

Durch die Verwendung öffentlich zugänglicher Daten sind Einzelaussagen zu bestimmten Modulherstellern und –fabrikaten nicht möglich, da die öffentlichen Daten anonymisiert wurden bzw. als Herstellerdurchschnitte definiert sind.

Die mit der Kurzstudie verfolgte Definition von herstellerunabhängigen Standard-PV-Modulen mit  $50 W_{\text{peak}}$  für die einzelnen Herstellungstechnologien bedingt, dass nur eine mittlere Datenqualität erreicht werden kann (sekundäre Daten).

<sup>6</sup> Diese Vereinfachung wird in der Sensitivitätsanalyse nochmals quantitativ überprüft (vgl. Kapitel 2.7)

Da eine typisierende Betrachtung erfolgt, können die Ergebnisse keinem bestimmten Land zugeordnet werden. Dies ist insoweit für die Übertragbarkeit der Ökobilanz wichtig, als das der Lebensweg der Dieselpumpe sich in den meisten Ländern nicht wesentlich unterscheidet, und die PV-Systeme in der Regel in Industrieländern gefertigt werden, also eine generelle Gültigkeit der Aussagen für sonnenreiche Entwicklungsländer gegeben ist.

Um die Bedeutung der wichtigsten Parameter für das Ergebnis darzustellen, wurde in der Ökobilanz eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt (vgl. Kapitel 2.7).

## 2.5 Sachbilanz

Auf Basis der Ergebnisse aus der Datenanalyse wurden die typischen Herstellungsverfahren und PV-Module in die Datenbasis von GEMIS (Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme) 4.0 eingegeben. Danach erfolgte die Bilanzierung für folgende Umweltindikatoren:

- saure Schadstoffe (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> usw.), als SO<sub>2</sub>-Äquivalente
- lokal relevante Schadstoffe (CO, Staub)
- Treibhausgase (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O usw.), als CO<sub>2</sub>-Äquivalente für 100 Jahre Integrationszeit
- Ressourcenbedarf (Kumulierter Energie-Aufwand KEA, Rohstoffaufwand)

Es wurde jeweils der gesamte Lebensweg (Herstellung, Betrieb, z.T. Entsorgung) untersucht. Für alle Systeme wurden zusätzlich die energetischen Erntefaktoren sowie die energetischen Amortisationszeiten bestimmt. Weiterhin wurden mögliche Umweltprobleme, die nur schwer zu quantifizieren sind, in qualitativer Form beschrieben (insb. Altöl, vgl. Kapitel 2.6.2).

Alle Rechnungen wurden mit dem Computersystem GEMIS 4.0 durchgeführt und stehen Interessierten über das GEMIS-website kostenlos zur Verfügung<sup>7</sup>.

## 2.6 Ergebnisse der Ökobilanz und deren Interpretation

Dem Dieselmotor als Referenzsystem wurden PV-Systeme gegenübergestellt, die sich in der Herstellungstechnologie (mono- und multikristallin, amorph) unterscheiden und darin, ob sie mit oder ohne Aluminium-Rahmen sowie mit oder ohne Gestell zur Aufständigung betrachtet werden. Als Sensitivitätsfälle wurde für jede Modultechnik mit einer reduzierten Lebensdauer von 20 Jahren gerechnet (Referenzfall 30 Jahre).<sup>8</sup> Dies zeigt folgende Übersicht:

mono R+G-20a = monokristallines PV-Modul mit Rahmen und Gestell zur Aufständigung und 20 Jahren Lebensdauer (Sensitivitätsanalyse)

<sup>7</sup> Die Daten können ebenfalls im ENVIRONMENTAL MANUAL FOR POWER DEVELOPMENT Version 2.0 gelesen werden (vgl. <http://www.oeko.de/service/em/>).

<sup>8</sup> Zur Umrechnung der hier pro kWh mechanischer Energielieferung (Diesel) bzw. Strom (PV-Module) genannten Werte auf die im Bewässerungssystem übliche Einheit "spezifisches Fördervolumen" (Fördervolumen m<sup>3</sup> je Hubmeter, d.h. die müssen die Daten mit dem Faktor 0,006 kWh/m<sup>4</sup> multipliziert werden. In diesem Faktor ist ein typischer Pumpennutzungsgrad von 45 % einbezogen.

mono R+G =	monokristallines PV-Modul mit Rahmen und Gestell zur Aufständering
mono R =	monokristallines PV-Modul mit Rahmen, ohne Gestell zur Aufständering
mono =	monokristallines PV-Modul ohne Rahmen und ohne Gestell zur Aufständering
multi R+G-20a =	multikristallines PV-Modul mit Rahmen und Gestell zur Aufständering und 20 Jahren Lebensdauer (Sensitivitätsanalyse)
multi R+G =	multikristallines PV-Modul mit Rahmen und Gestell zur Aufständering
multi R =	multikristallines PV-Modul mit Rahmen, ohne Gestell zur Aufständering
multi =	multikristallines PV-Modul ohne Rahmen und ohne Gestell zur Aufständering
amorph R+G-20a =	amorphes PV-Modul mit Rahmen und Gestell zur Aufständering und 20 Jahren Lebensdauer (Sensitivitätsanalyse)
amorph R+G =	amorphes PV-Modul mit Rahmen und Gestell zur Aufständering
amorph R =	amorphes PV-Modul mit Rahmen, ohne Gestell zur Aufständering
amorph =	amorphes PV-Modul ohne Rahmen und ohne Gestell zur Aufständering

### 2.6.1 Quantitative Ergebnisse

Die Ergebnisse der Ökobilanz (vgl. folgende Tabellen und Grafiken) zeigen, dass PV-Pumpen bei der Treibhausgas- und Luftschadstoffbilanz gegenüber dem Dieselsystem etwa **um den Faktor 10 günstiger** liegen.

Tabelle 1 Ökobilanz-Ergebnisse für Treibhausgas-Emissionen

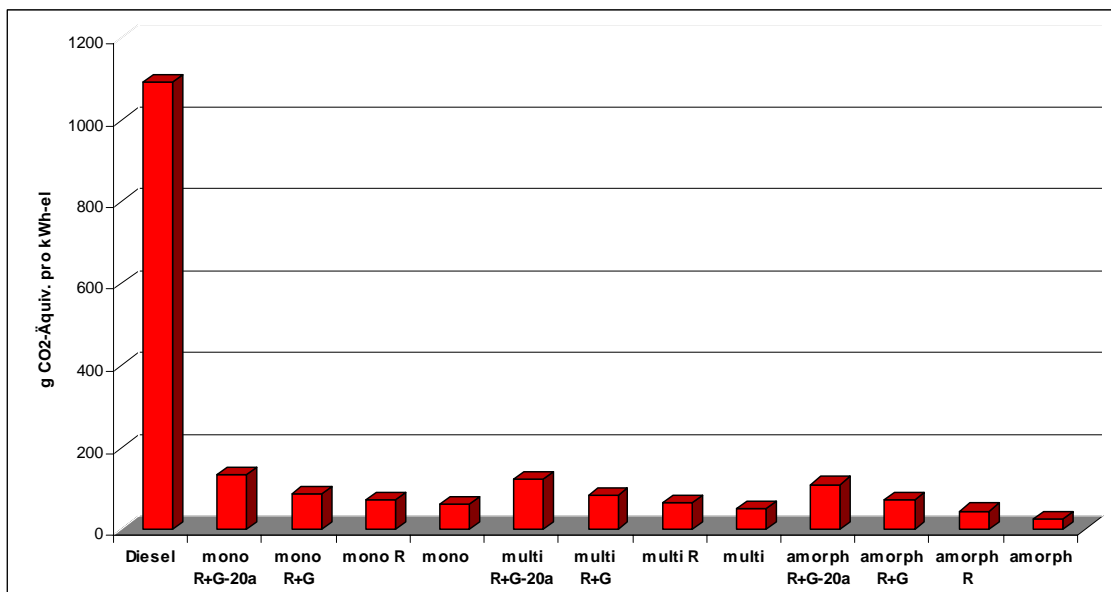
Option	CO <sub>2</sub> -Äquivalent	CO <sub>2</sub>
Diesel	1093	1077
mono R+G-20a	132	119
mono R+G	88	79
mono R	73	66
mono	60	57
multi R+G-20a	123	110
multi R+G	82	74
multi R	64	58
multi	50	48
amorph R+G-20a	110	96
amorph R+G	73	64
amorph R	45	38
amorph	26	25

Angaben in g/kWh mechanischer Pumparbeit; CO<sub>2</sub>-Äquivalente für 100 Jahre Integrationszeit

In den CO<sub>2</sub>-Äquivalenten sind die Treibhausgase CH<sub>4</sub> und N<sub>2</sub>O sowie HFCs, PFCs und SF<sub>6</sub> (Kioto-Gase) auf ihre massenbezogene, dem CO<sub>2</sub> äquivalente Treibhauswirkung umgerechnet, wobei die verschiedene atmosphärische Verweildauer der Gase berücksichtigt wird. Die Umrechnung erfolgte mit GEMIS basierend auf den Äquivalenzfaktoren des IPCC.

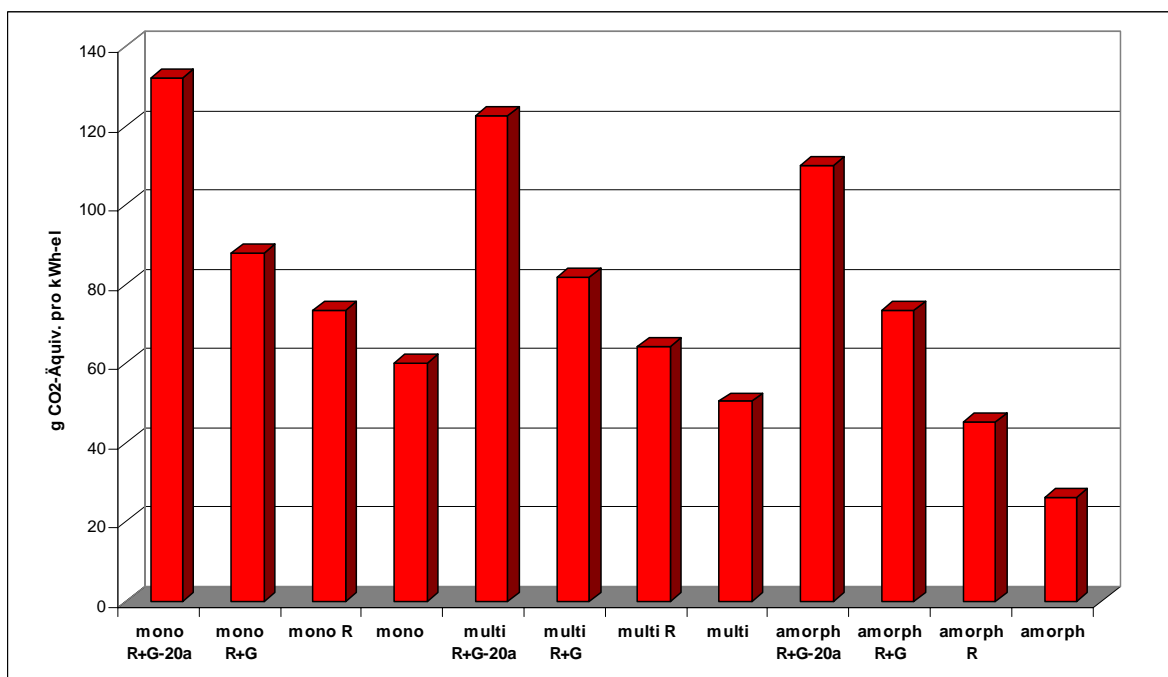
Die tabellarischen Ergebnisse zeigt die folgende Abbildung in grafischer Form.

Bild 7 Ökobilanz-Ergebnisse für Treibhausgas-Emissionen



Die CO<sub>2</sub>-Äquivalente bei der Stromerzeugung aus verschiedenen PV-Modulen unterscheiden sich dabei um rund den Faktor 2, wie das folgendes Bild verdeutlicht.

Bild 8 Ökobilanz-Ergebnisse für Treibhausgas-Emissionen von PV-Modulen



Als weitere Indikatoren für die indirekte Umweltinanspruchnahme durch Solarzellen gelten die sog. energetischen Erntefaktoren sowie die energetischen Amortisationszeiten.

Der energetische Erntefaktor ist definiert als Quotient aus der gesamten, von einem Energiesystem während seiner Lebensdauer gelieferten Energiemenge und dem gesamten Herstellungsaufwand für dieses System – er beschreibt damit die Energieproduktivität des Systems.

Die energetische Amortisationszeit ergibt sich, indem der energetische Herstellungsaufwand für ein Energiesystem durch seine *jährliche* Energielieferung dividiert wird – dies entspricht also der Zeit (in Jahren), nach dem ein Energiesystem den Aufwand zu seine Herstellung durch eigene Lieferungen „zurückgezahlt“ hat.

Für die hier interessierenden PV-Systeme wurde als Energielieferung der Strom aus den Modulen gezählt und als Herstellungsaufwand der nichterneuerbare kumulierte Primärenergieaufwand.

Sowohl die energetischen Erntefaktoren wie auch die energetischen Amortisationszeiten liegen bei den PV-Modulen in sonnenreichen Regionen vergleichsweise günstig, wie folgende Tabelle zeigt.

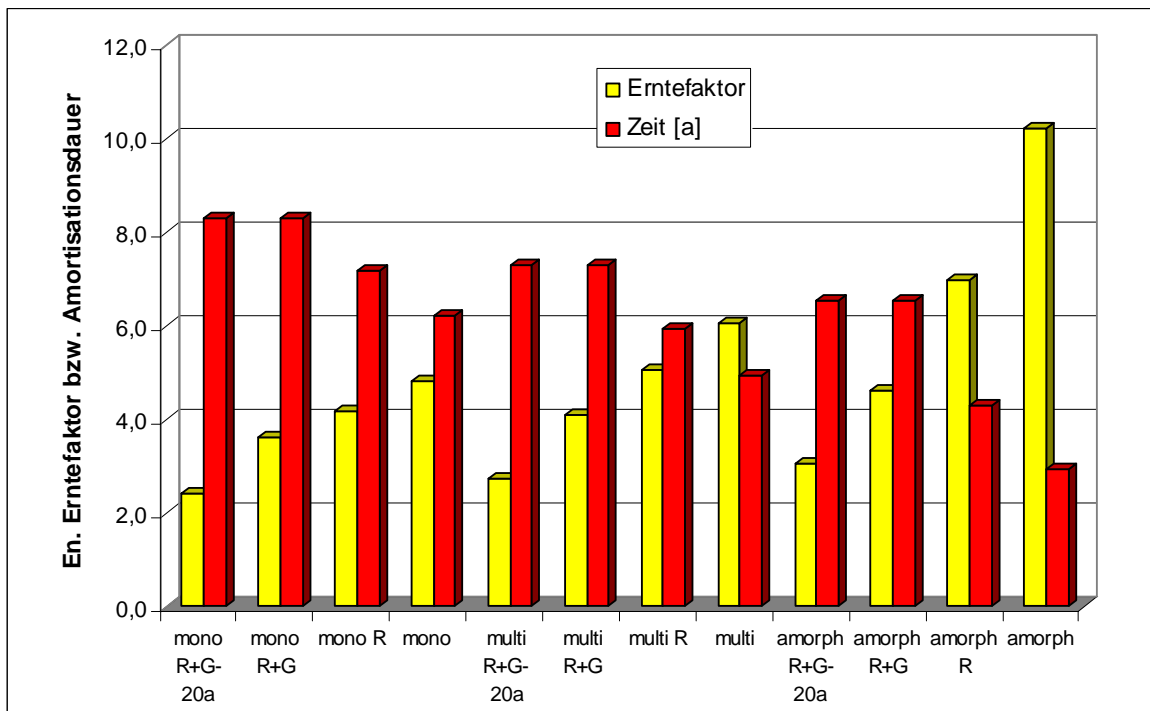
Tabelle 2 Energetische Erntefaktoren und Amortisationszeiten von PV-Modulen

Option	Erntefaktor	en. Amortisation [a]
mono R+G-20a	2,4	8,3
mono R+G	3,6	8,3
mono R	4,2	7,2
mono	4,8	6,2
multi R+G-20a	2,7	7,3
multi R+G	4,1	7,3
multi R	5,1	5,9
multi	6,1	4,9
amorph R+G-20a	3,1	6,5
amorph R+G	4,6	6,5
amorph R	7,0	4,3
amorph	10,2	2,9

Je höher der Erntefaktor, umso „ergiebig“ ist das System. Für die energetische Amortisationszeit gilt umgekehrt, dass möglichst kurze Zeiten günstig sind, da erst nach der Amortisation die „Nettolieferung“ beginnt<sup>9</sup>.

Die Größenverhältnisse zwischen den PV-Systemen zeigt das folgende Bild<sup>10</sup>.

Bild 9 Energetische Erntefaktoren und Amortisationszeiten von PV-Modulen



Diese Ergebnisse zeigen, dass alle PV-Systeme auch bei ungünstigen Annahmen zwischen 2 und 10 mal mehr Strom erzeugen als zu ihrer Herstellung an Primärenergie nötig war.

<sup>9</sup> Erntefaktor und Amortisationsdauer sind über die Lebensdauer eines Energiesystems gekoppelt.

<sup>10</sup> Amortisationszeiten und Erntefaktoren sind auf den nichterneuerbaren Primärenergieaufwand bezogen.



Bei den säurebildenden Luftschadstoffen unterscheiden sich Dieselmotor und PV-Systeme sogar um **mindestens den Faktor 50**, wie folgende Tabelle zeigt.

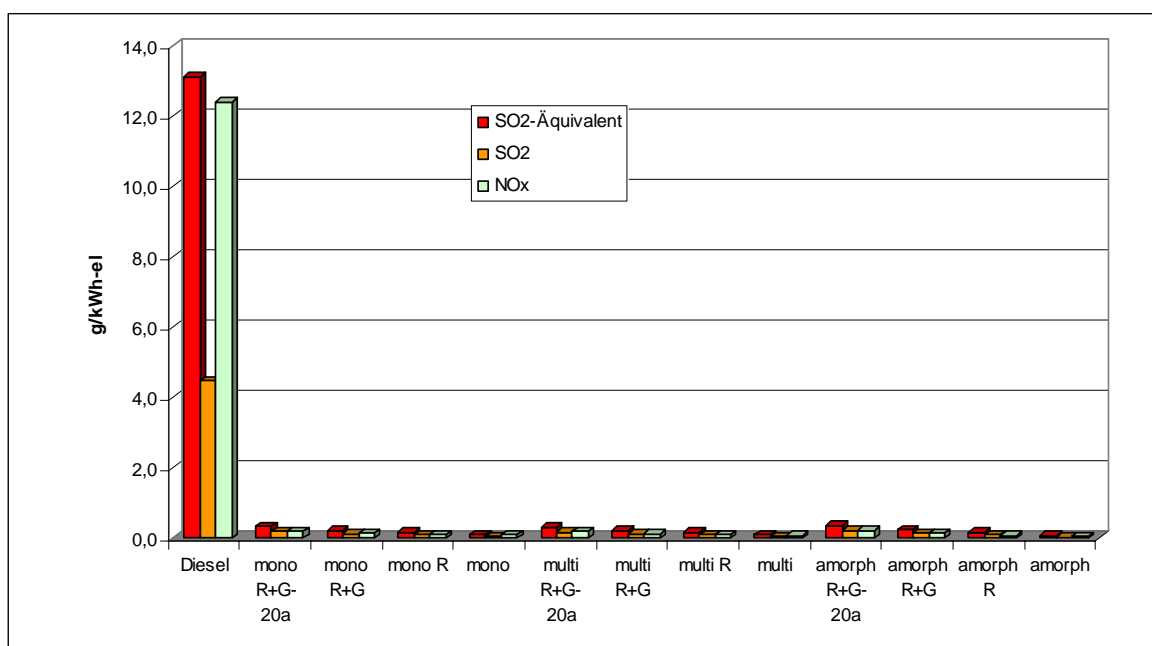
Tabelle 3 Ökobilanz-Ergebnisse für Luftschadstoff-Emissionen

Option	SO <sub>2</sub> -Äquivalent	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	NM VOC
Diesel	13,12	4,48	12,41	1,09	2,77	0,24
mono R+G-20a	0,32	0,18	0,20	0,08	0,45	0,02
mono R+G	0,21	0,12	0,13	0,05	0,30	0,01
mono R	0,17	0,10	0,10	0,04	0,13	0,01
mono	0,11	0,05	0,08	0,01	0,04	0,01
multi R+G-20a	0,30	0,17	0,19	0,08	0,48	0,02
multi R+G	0,20	0,11	0,13	0,05	0,32	0,01
multi R	0,16	0,09	0,09	0,04	0,13	0,01
multi	0,08	0,04	0,07	0,01	0,03	0,01
amorph R+G-20a	0,35	0,20	0,21	0,10	0,73	0,01
amorph R+G	0,24	0,14	0,14	0,07	0,49	0,01
amorph R	0,16	0,10	0,08	0,04	0,17	0,01
amorph	0,06	0,02	0,05	0,00	0,04	0,00

Angaben in g/kWh mechanischer Nutzenergie.

Die Relationen zwischen Dieselsystem und PV-Systemen zeigt das folgende Bild.

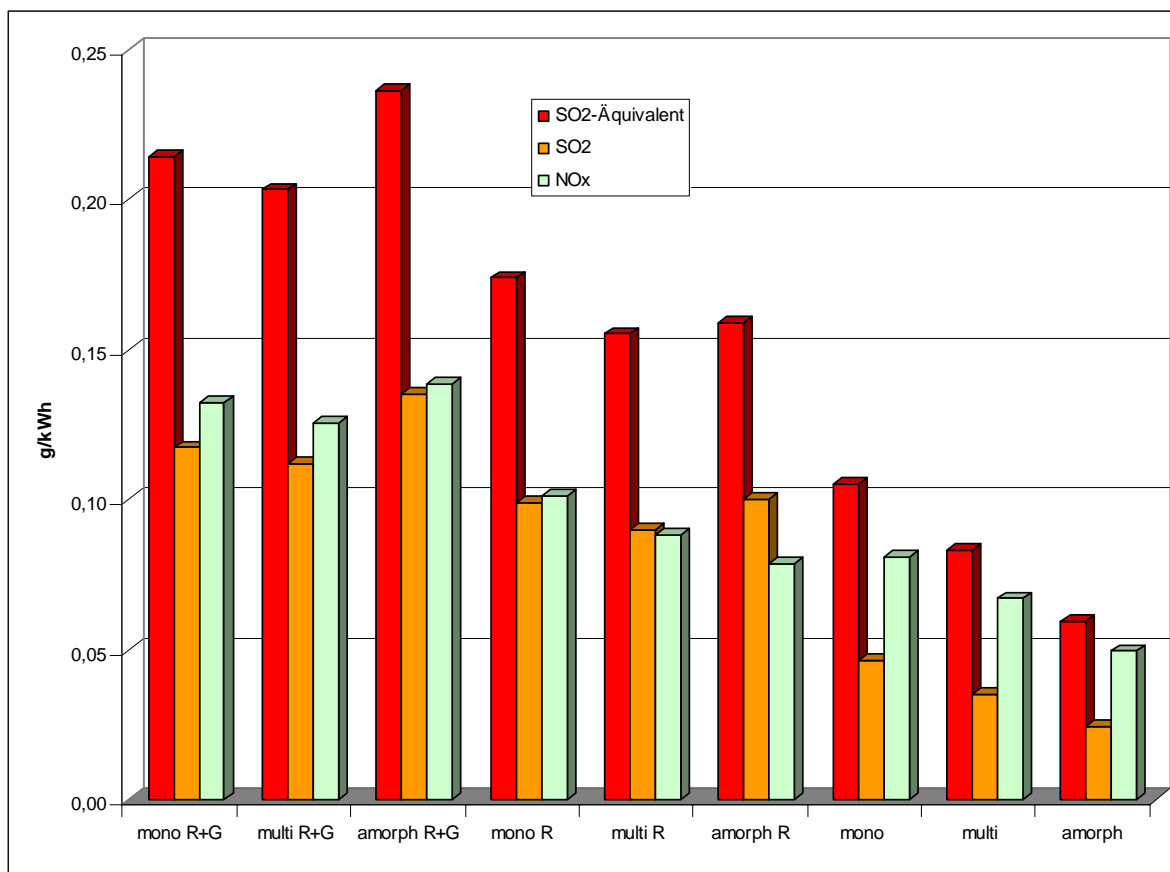
Bild 10 Ökobilanz-Ergebnisse für Luftschadstoff-Emissionen



Der herstellungsbedingte Emissionsanteil der verschiedenen PV-Module kann in der Grafik gegenüber den spezifischen Emissionen des Dieselmotors fast nicht mehr erkannt werden.

Im Vergleich der PV-Module untereinander (vgl. Bild 11 unten) zeigt sich, dass die günstigsten SO<sub>2</sub>-Äquivalent-Werte nicht bei amorphen Modulen liegen, sondern bei multikristallinen. Der Grund hierfür liegt im vergleichsweise hohen spezifischen Glasaufwand der amorphen Module, der durch den geringen Modulnutzungsgrad (ca. 5.5%) bedingt ist.

Bild 11 Ökobilanz-Ergebnisse für Luftschadstoffemissionen von PV-Modulen



Insgesamt ergibt sich, dass die PV-Module unabhängig von der verwendeten Herstellungstechnik und auch bei ungünstigen Annahmen zu Lebensdauer und Aufständigung deutlich weniger Umweltanspruchnahme bedingen als vergleichbare Diesellaggregate.

**Zu unterstreichen ist, dass die Ergebnisse für die PV-Systeme nur für die Randbedingung "sonnenreicher Standort" gelten, was beim hier interessierenden Einsatz für Bewässerungspumpen in ariden und semi-ariden Gebieten üblicherweise gegeben ist.**

**Bei einer Übertragung der Ergebnisse auf gemäßigte Breiten mit geringerer Solareinstrahlung verdoppeln sich die spezifischen Emissionen und die energetische Amortisationszeit in etwa. Aus globaler Sicht erscheint daher ein vorrangiger Einsatz der PV- Bewässerung in sonnenreichen Entwicklungsländern sinnvoll und effizient.**

### 2.6.2 Qualitative Ergebnisse

Beim Vergleich von Dieselmotor und PV-Modul ist der wesentliche qualitative Unterschied in der potentiellen Grundwassergefährdung durch Altöl und Kraftstoff zu sehen, die beim Dieselmotor systembedingt auftritt.

Gerade in Entwicklungsländern sind nach multilateralen Studien die Erfassung und Behandlung von Altöl sehr problematisch, z.T. wurde an den Standorten und in Werkstätten direkte Einleitungen von Altölen in den Boden durch „Sickerkanäle“ festgestellt (IBRD 1991). Beim Betrieb von Dieselmotoren fallen typischerweise Altölmengen von 3 g/kWh<sub>input</sub> bzw. knapp 10 g/kWh<sub>output</sub> an an, bezogen auf die Lebensdauer des PV-Systems von 30 Jahren sind dies immerhin rund 300 kg bzw. ca. 360 Liter.

Ein Liter Altöl kann bis zu 1 Mio. Liter Grundwasser so verschmutzen, dass es zu Trinkwasserzwecken ungeeignet ist bzw. aufwendig vor der Nutzung gereinigt werden muss. In semiariden Gebieten in Entwicklungsländern, in denen PVP-Systeme ihr vorwiegendes Einsatzgebiet haben (vgl. GTZ 1998), ist Grundwasser zudem ein besonders knappes Gut.

Daher ist in qualitativer Hinsicht sehr bedeutsam, dass durch PV-Systeme gegenüber Dieselmotoren eine **gänzliche Entlastung bei der Altöleentsorgung** auftritt, womit die o.g. Gefahr von Grundwasserbelastungen generell vermieden wird.

Hinsichtlich der stofflichen Entsorgung der Systemkomponenten weist das Dieselsystem geringere Anforderungen an Deponie bzw. Recycling auf als die PV-Systeme, da die eingesetzten Materialien weitgehend als Stahlschrott verwertet werden können und hierfür Technologien vorhanden und kostendeckende Preise bei der Schrottabnahme erzielbar sind. Auch hier ist jedoch auf eine adäquate Erfassung von Restölen in Motor und Pumpe zu achten, um Grundwasserbelastungen zu verhindern.

Bei PV-Systemen inkl. des Inverters sind in die Modul-Matrix bzw. die Leistungselektronik Problemstoffe wie Schwermetalle eingebunden, die bei einer sachgerechten Deponierung zwar keine direkten Umweltgefahren darstellen, aber das Schadstoffinventar von Deponien erhöhen.

Das Recycling von PV-Modulen ist aufgrund der bislang geringen Stückzahlen und deren vergleichsweise langer Lebensdauer noch unterentwickelt, stellt aber bei der breiten Markteinführung kein generelles Problem dar (EP 1999, KFA 1992). Die Logistik für PV-Modulrecycling ist vergleichsweise einfach, da die Abnahme des Altsystems bei der Ersatzbeschaffung erfolgen kann.

## 2.7 Sensitivitätsanalysen

In den Ergebnissen im Kapitel 2.6.1 ist eine Sensitivitätsanalyse für wichtige Parameter (Rahmen, Gestell, Modul-Lebensdauer) bereits enthalten – die relativ geringen Unterschiede zeigen die Belastbarkeit der Resultate auf.

Die Aussagen im Kapitel 2.6 ändern sich auch nicht, wenn die zum Betrieb von PV-Pumpen notwendigen Inverter einbezogen werden – dies erhöht die lebenswegspezifischen Emissionen der PV-Technologien um weniger als 1%, was innerhalb der Genauigkeit der Daten liegt.

Auch die Berücksichtigung eines Hochtanks aus Stahl zum Speichern von Wasser ändert die Ergebnisse praktisch nicht: wird als *Extremfall* pro m<sup>3</sup> Fördervolumen mit einem Tankvolumen von 1 m<sup>3</sup> und einer Wanddicke von 1 cm gerechnet, ergibt sich ein zusätzlicher Primärenergieaufwand von knapp 2 bis max 5 % (je nach Stahlherstellungstechnik), wobei der Stahltank rezykliert werden kann, womit ca .2/3 des Energieeinsatzes rückgewonnen werden.

Diese kurze Betrachtung zeigt, dass sowohl der Inverter wie auch der ggf. notwendige Stahltank keinen nennenswerten Beitrag zur Gesamtumweltbelastung des PV-Bewässerungssystems leisten und ohne Verlust an Aussagegüte vernachlässigt werden können.

Zu fragen bleibt, ob PV-Systeme gegenüber Diesel zu besonderen Transportaufwendungen führen, die in die vergleichende Bilanz mit eingehen müssen. Dabei gilt folgendes:

- PV-Systeme haben eine mindestens 3-fach höhere Lebensdauer als Dieselmotoren und benötigen praktisch keine Wartung
- PV-Systeme erfordern keine Brennstofflieferung, während für den Dieselmotor pro kW Leistung und Betriebsstunde etwa 0,1 Liter Dieselkraftstoff angeliefert werden muss.
- Würde ein PV-System mit 2 kW über ca. 10.000 km Schiffsweg antransportiert und dann nochmals 1000 km per Lkw zum Einsatzort angeliefert sowie *zusätzlich* 1 Techniker pro Jahr per Pkw (1000 km Anfahrt) nötig sein, würde dies den herstellungsbedingten Energieaufwand um weniger als 2% und die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen der PV-Module um weniger als 5 % erhöhen.

Die drastischen Umweltvorteile des PV-Systems gegenüber dem Diesel bleiben somit auch bei extremen Annahmen zu Transportbedarfen erhalten.

Die im Kapitel 2.6 diskutierten Ergebnisse beziehen sich auf Standard-PV-Module mit 50 W<sub>peak</sub> im Vergleich zu Kleindieselmotoren mit 2-4 kW Leistung. In diesem Größenbereich ist keine nennenswerte Degression der Herstellungsaufwendungen oder Nutzungsgrade zu verzeichnen, sodass die Angaben für das gesamte Leistungsspektrum gelten.

### 3 Schlussfolgerungen und Ausblick

Die Ökobilanzierung zeigte, dass PV-Pumpensysteme auch unter Einrechnung ihrer Herstellung gegenüber Dieselpumpen im kleinen Leistungsbereich (1-5 kW) bei den Treibhausgasen um den Faktor 10-20 und bei Luftschadstoffen um rund den Faktor 50 (!) günstiger liegen<sup>11</sup>.

Diese Unterschiede sind so groß, dass sie weit über den möglichen Fehler in der Sachbilanz von +/- 20% hinausgehen, das Ergebnis ist also extrem stabil und deckt sich mit anderen Studien zum PV-Einsatz in entwickelten Industrieländern (z.B. EP 1999).

Bei den Erntefaktoren ergeben sich Werte von 4-7 und energetische Amortisationszeiten von 4-8 Jahren, die bei der Lebensdauer der PV-Systeme von 30 Jahren als günstig gelten müssen<sup>12</sup>.

Zusammen mit dem qualitativen Aspekt der vermiedenen Grundwasserbelastung (kein Altöl) und absehbar geringen Problemen der Modulentsorgung bzw. deren Recycling ergibt sich eine uneingeschränkt positive Bilanz für das PVP-System.

Die absehbare künftige Entwicklung bei der Herstellung von PV-Modulen wird die Ökobilanz gegenüber fossilen Energietechniken weiter verbessern. Die im Rahmen der Datenbeschaffung zur Ökobilanz angefragten Informationen zu neuen Herstellungsverfahren werden im Frühjahr 2000 erwartet und können dann belegen, inwieweit diese absehbare Verbesserung sich quantitativ auswirkt.

Als Perspektive zur Sicherstellung der Problemlösbarkeit der Entsorgung sollten künftige PVP-Projekte entsprechende Herstellerangebote einfordern und insbesondere auf die Frage des getrennten Recyclings der Alu/Stahl-Rahmen der Module sowie der Aufständigung hinweisen.

---

<sup>11</sup> Dieses Ergebnis gilt unter der Voraussetzung, dass die PV-Systeme in sonnenreichen Ländern betrieben werden.

<sup>12</sup> Erntefaktoren und Amortisationszeiten sind auf nichterneuerbare Primärenergien bezogen. In den genannten Bandbreiten sind die Sensitivitätsfälle „Lebensdauer 20 a“ und „ohne Rahmen/Gestell“ nicht einbezogen. Das Dieselsystem hat keinen Erntefaktor und amortisiert sich auch nicht, da es kontinuierlich fossile Energien verbraucht. Der Herstellungsaufwand liegt bei 0,3 % des Dieselverbrauchs.

## 4 Literatur

- AfTA (Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg) 1994: Klimaverträgliche Energieversorgung in Baden-Württemberg: Photovoltaische Stromerzeugung, Import solarer Elektrizität, Wasserstoff, F.Staiß et al., Arbeitsbericht Nr.17, Stuttgart
- AG Solar NRW 1998: Auswertung von Daten und Durchführung von Berechnungen zum kumulierten Energieaufwand und zu den Kosten von kleinen dezentralen Photovoltaik-Brennstoffzellensystemen, D. Gürzenich, R. Schuchardt, H.-J. Wagner, Essen
- Alsema, E.A.1991: Risiko's en milieu-effekten van polykristallijne dunne-laag zonnecellen, Concept, Utrecht
- BINE (Bürger-Information Neue Energietechniken) 1989: Die MIS-Inversionsschicht-Solarzelle: Kostengünstige Herstellung bei hohem Wirkungsgrad, BINE Projekt Info-Service 1989 Nr.12
- EP (Europäisches Parlament) 1999: New Developments in the Field of Photovoltaic Cells, F. Staiss, J. Springer, H.-W. Schock, Working Papier der Generaldirektion Wissenschaft, Energy and Research Series ENER 09 EN, Luxemburg
- FfE (Forschungsstelle für Energiewirtschaft) 1989: Kumulierter Energieverbrauch für die Herstellung von Solarzellen und photovoltaischen Kraftwerken, G. Hagedorn, S. Lichtenberger, H. Kuhn, i.A. der Kernforschungsanlage Jülich GmbH (PBE), München
- Forschungsinstitut und Lehrstuhl für Internationale Technische und Wirtschaftliche Zusammenarbeit (FIZ) 1998: Das PV-2-Pumpen-System, Prof. Dr. Dr. Werner Gocht, RWTH Aachen
- FVS (Forschungsverbund Sonnenenergie) 1992: Photovoltaik, Themen 91/92
- GTZ 1998: Photovoltaic Water Pumps– Lessons Learned from Demonstration and Field Testing Projects Supported by GTZ, A. Hahn (GTZ), C.F. Condori, R. Schmidt (Universidad de Tarapacá, Centro de Energías Renovables, Chile), in: International Workshop on PV-Water Supply, Marrakech, Marokko (1998)
- IBRD (International Bank for Reconstruction and Development) 1991: Core Report of the Electric Power Utility Efficiency Improvement Study, Energy Series Paper No. 46, Washington DC
- Hagedorn, Gerd/Wagner H. J. 1993: Stoffstromanalyse der Herstellung von kristallinen Photovoltaikmodulen, VDI Berichte Nr. 1093, Düsseldorf
- ISE (Fraunhofer Institut Solare Energiesysteme) 1997: Leistungen und Ergebnisse Jahresbericht 1996, Freiburg
- Karus, Michael 1990: Umweltaspekte bei der Nutzung von Cadmium-Tellurid-Solarzellen, Köln
- KFA (Forschungszentrum Jülich GmbH) 1992: Umweltvorsorgeprüfung bei Forschungsvorhaben - Am Beispiel von Photovoltaik - Band 5: Umweltrelevante Stoffströme bei der Herstellung verschiedener Solarzellen, G. Hagedorn/E. Hellriegel, Angewandte Systemanalyse Nr. 67, Jülich

- LBS (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH) 1988: Kostendegression Photovoltaik. Stufe 1. Fertigung multikristalliner Solarzellen und ihr Einsatz im Kraftwerksbereich. D.Strese / J.Schindler, Ottobrunn
- Luck, Ilka Verena 1997: Präparation und Analyse von photoaktiven  $Zn_{2-2x}Cu_xIn_xS_2$  Schichten: Erkenntnisse zur Entstehung der Bandlückenanomalien in I-III-VI<sub>2</sub> Verbindungen und Eignung für die Photovoltaik, Dissertation, Aachen
- Schön, Jan Hendrik 1997: Anwendungen von  $CuGaSe_2$  in der Photovoltaik: Materialcharakterisierung und Solarzellenherstellung, Dissertation, Konstanz, UFO Atelier für Gestaltung
- SOLTECH 1998: Cost Effective Recycling of PV Modules and the Impact on Environment, Life Cycle, Energy Payback Time and Cost. L.Frisson/ H.Hofkens/ K.De.Clercq/ J.Nijs/ A.Geeroms. On 2<sup>nd</sup> World Conference and exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion. Vienna, Austria 6-10 July 1998
- Wagner, H.-J. 1996: Systemuntersuchung Photovoltaik - Ökologische Bewertung, Essen
- Wagner, H.-J. 1998: Energie- und Emissionsbilanz von Solaranlagen, in: Wirtschaft, Wissenschaft und Umwelt, Wirtschaftsforum Bd. 4, Fortschrittsberichte Reihe 15, Nr. 194, VDI-Verlag, Düsseldorf
- Wagner, H.-J. 1998: Material and Energy Demand for Selected Renewable Energy Technologies, Essen

**Anhänge**

- Anhang 1**            **Datenrecherche für PV-Module**
- Anhang 2**            **Alternative Herstellungsverfahren**
- Anhang 3**            **Fragebogen für PV-Modulhersteller**
- Anhang 4:**            **Datenrecherche zu Klein-Dieselmotoren**



## **Anhang 1            Datenrecherche für PV-Module**

### **Ziel der Recherche**

Da seit der letzten ausführlichen Datenerhebung über den stofflichen und energetischen Aufwand der PV-Modul-Erzeugung von Hagedorn (KFA 1992) einige Jahre verstrichen sind, war es sinnvoll den heutigen Sachstand zu ermitteln. Schwerpunkte lagen dabei auf folgenden Fragestellungen:

- Welche Arten von Zellentypen sind heute marktüblich?
- Welche Herstellungsverfahren werden eingesetzt (Prozessschritte)?
- Welche Material- (inkl. Hilfs- und Betriebsstoffe) und Energieeinsätze erfolgen bei den einzelnen Prozessschritten?
- Welche Leistungsparameter (Gewicht, Lebensdauer, Modulabmessungen und Nennleistung) besitzen die Module?

Um diese Daten zu erhalten wurde versucht mit den wichtigsten Herstellern Kontakt aufzunehmen, wurde nach neueren Veröffentlichungen gesucht und das Datenangebot der Hersteller im Internet überprüft.

### **Datenstand gemäß den Studien von FfE und FZ Jülich**

Die grundlegende Studie zu Energie- und Stoffaufwendungen im Bereich der auf Silizium basierenden Solarzellen wurde von Hagedorn durchgeführt. Dabei können zwei Veröffentlichungen unterschieden werden. In der Studie FfE 1989 wurde der Ist-Zustand und ein prognostizierter Zustand für 1994 aufgeführt. Da diese Unterscheidung jedoch mit der Studie von 1992 aufgegeben wurde und sich auch nur begrenzte Weiterentwicklungen ergeben hatten, wird von den Zahlen der Veröffentlichung KFA 1992 ausgegangen.

Die Studie behandelt lediglich mono- und multikristalline sowie amorphe Siliziumzellen, die damals den PV-Markt fast vollständig dominierten.

## Übersicht über die Fertigungsketten der einzelnen Zellentypen

Bild 12 Hauptprozessschritte zur Herstellung mono- und multikristalliner PV-Module

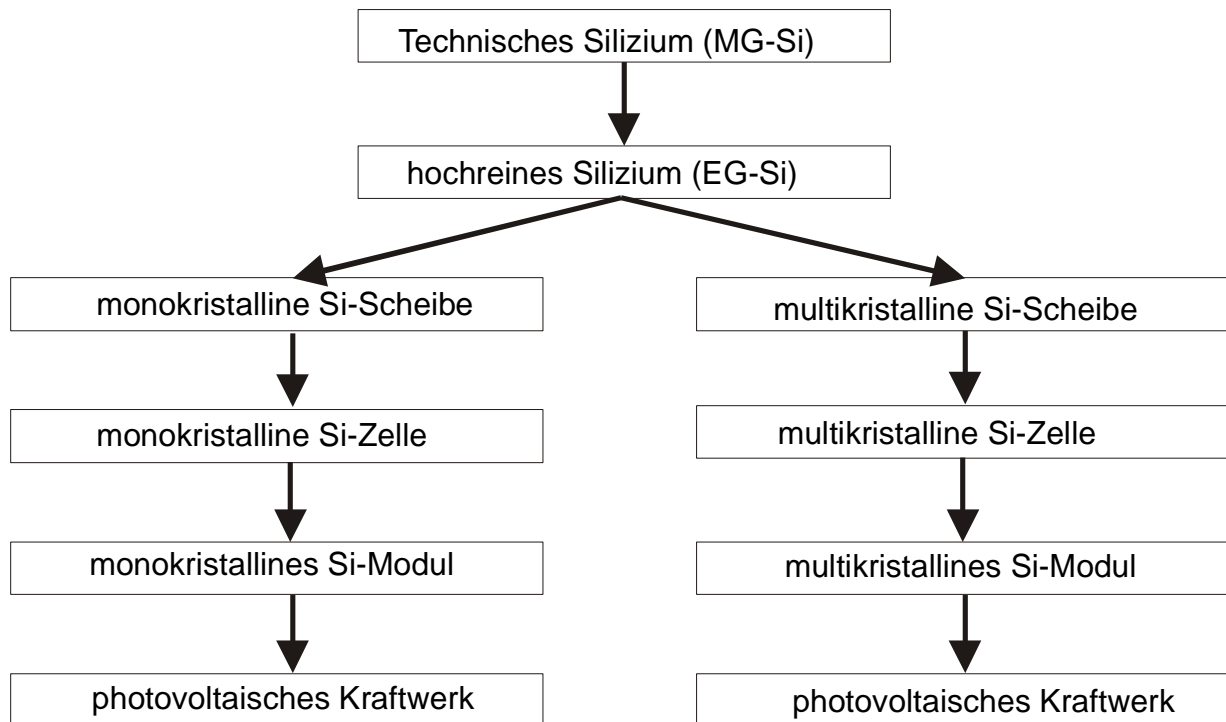
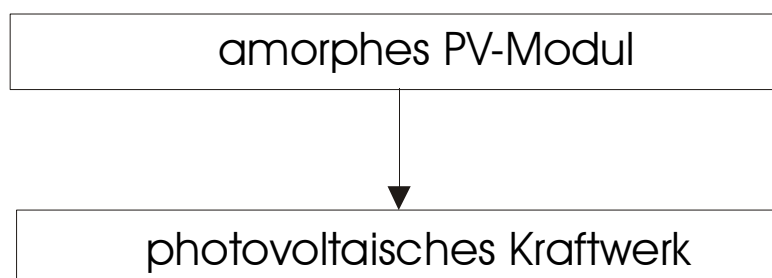


Bild 13 Hauptprozessschritte zur Herstellung von amorphen PV-Modulen



### Datenbasis

Auf die Einzelheiten der Prozessschritte soll hier nur kurz eingegangen werden, da diese in der bereits zitierten Literatur ausführlich beschrieben sind.

Die folgenden Tabellen enthalten die für die GEMIS-Datensätze verwendeten Stoff- und Energiebedarfe.

Dabei wurden, soweit nachvollziehbar, interne Wiedernutzbarmachungen mit berücksichtigt.

*Herstellung von Metal Grade Silizium (MG-Si)*

- Ausgangsstoff ist weltweit Siliziumdioxid (SiO<sub>2</sub>): Sand, Quarz, Quarzkies, Bergkristall
- Reduktionsmittel in der industriellen Produktion: Holzkohle, Holzhackschnitzel, Torfkoks, Petrolkoks und Kohle
- Beschickung zum Beispiel mit Sandbriketts aus Sand, Petrolkoks und ascheärmer Kohle
- großtechnisch erfolgt Reaktion in Elektro-Niederschachttöfen (10-30 MVA für 10.000 bis 20.000 t Si/a); ein Lichtbogen zwischen der Elektrode und dem Schachtboden erzeugt bis zu 3000 °C; die Schmelze wird bei 1500 °C abgestochen und besitzt eine Reinheit von 98 bis 99%. Der Strombedarf (inkl. Hilfsenergien) liegt bei 14 kWh/kg technischem Silizium (FfE 1989), stofflich werden neben den Reduktionsmitteln vor allem 2,9 kg Quarzkies je kg MG-Si eingesetzt. Hinzu kommt ein Abbrand der Kohleelektroden von 90 kg/t Si, woraus sich direkte CO<sub>2</sub>-Emissionen von 333 kg/t Si ergeben.
- Schmelze durch Zugabe von Sauerstoff (O<sub>2</sub>-Frischen) oder geeigneten Schlacken bis zur Reinheit von 99,5 % verbesserbar

Technisches Silizium mit einer Reinheit von über 98 % wurde 1995 zu über 500.000 t hergestellt. Davon wurden 20.000 t in Halbleiterindustrie und davon wiederum ca. 10 % für die Solarzellen-Fertigung verwendet.

*Tabelle A-1 Herstellung von MG-Silizium*

<i>eingesetzte Stoffe und Energien</i>	<i>Mengen in kg bzw. kWh je kg Produkt</i>	<i>Bemerkungen</i>
Quarz-Sand	2,9 kg/kg	Steinkohletransport über Fern-LKW mit 250 km; Holzhackschnitzeltransport mit Nah-LKW über 100 km angenommen
Kohlenstoff-Anode	0,09 kg/kg	
Petrolkoks	0,4 kg/kg	
flüssigen Sauerstoff	0,02 kg/kg	
Elektrizität (Mix Deutschland)	13,89 kWh/kg	
Steinkohle als Energieträger	4,88 kWh/kg	
Holzhackschnitzel als Energieträger	6,04 kWh/kg	
CO <sub>2</sub> -Ansatz	3,33 kg/kg	

*Herstellung von Electronic Grade Silizium (EG-Si)*

Es wird in der Regel mit dem energieintensiven Siemens-Prozess gewonnen (AfTA 1994 S.10). Durch Hydrochlorierung wird das technische Silizium bei 300 bis 400 °C in einem Wirbelschichtreaktor in eine gasförmige Chlor-Silan-Verbindung überführt. Diese lässt sich leicht durch Destillation reinigen. Das gereinigte Gas wird in einem Reaktor zerlegt und das EG-Silizium abgeschieden. Der Prozess läuft heute im Chemieverbund, indem die entstehenden Koppelprodukte gleich weiterverwendet werden.

Aus Geheimhaltungsgründen war dieser Schritt der Prozesskette in der Literatur von Hagedorn nur sehr grob nachzuvollziehen.

Für diesen Schritt wurde von einem Einsatz von etwa 6,1 kg MG-Si je erzeugtem kg EG-Si ausgegangen.

Zusätzlich sind 23,8 kg HCl und 0,8 kg gereinigter Wasserstoff je kg EG-Si einzusetzen, deren Energieaufwand bereits in den Tabellenwerten berücksichtigt ist.

*Tabelle A-2 Herstellung von EG-Silizium*

<i>eingesetzte Stoffe und Energien</i>	<i>Mengen in kg bzw. kWh je kg Produkt</i>	<i>Bemerkungen</i>
MG-Silizium	6,1 kg/kg	
Elektrizität (Mix Deutschland)	24,85 kWh/kg	
Brennstoffgutschrift	- 99,9 kWh/kg	

Dementsprechend stellen angegebenen Werte keine reale Abbildung des Prozesses dar, sondern vielmehr ein rechnerisches Bindeglied zwischen der MG-Silizium-Stufe und der Wafer-Fertigung.

*Herstellung von monokristallinen Si-Scheiben*

- Herstellung aus Polysilizium in Halbleiterqualität (EG-Silizium) erforderlich
- Polysilizium wird im Unterdruckbereich (10-20 mbar) unter Schutzgas (Argon) bei ca. 1450 °C aufgeschmolzen und aus der Schmelze werden mittels Tiegelziehverfahren (Czochralski-Ziehverfahren) monokristalline Stäbe mit bis zu 130 mm Durchmesser und einer Länge bis ca. 1,5 m gewonnen (angenommener Ausnutzungsgrad EG-Si: 95%).
- Kopf- und Fußende sowie Außenseiten werden abgetrennt (Material kann wiederverwendet werden).
- Mittels ID-Sägen werden 450 µm - Scheiben erzeugt, die anschließend gereinigt werden. Gerade bei diesem Prozess entstehen hohe Verluste, da das Schnittgut mit Metallresten versetzt ist. Zudem wird durch die Metallanhaftungen an den Schnittflächen eine aufwendige Ätzreinigung nötig (Ausnutzungsgrad ca. 50%).

Für die Herstellung von monokristallinen Si-Scheiben wird von einem Stoffeinsatz von rd. 21 g EG-Si je Wafer mit 450 µm ausgegangen. Die fertige Scheibe hat dann ein Gewicht von 10,3 g.

Tabelle A-3 Monokristalline Silizium-Scheibe

<i>eingesetzte Stoffe und Energien</i>	<i>Mengen in kg bzw. kWh je kg Produkt</i>	<i>Bemerkungen</i>
EG-Silizium	2,006 kg/kg	Masse einer Scheibe 10,3 g
Quarz-Sand	0,87 kg/kg	
Argon	5,15 kg/kg	
Elektrizität (Mix Deutschland)	213,60 kWh/kg	

*Herstellung von monokristallinen Solarzellen*

- Damage-Ätzung und Texturierung (nasschemisch in Linie)
- Diffusion (Gasphasendiffusion in Diffusionsöfen bei 800-900 °C)
- Phosphorglas-Ablösung (nasschemisch in Linie)
- Kontaktierung (Siebdruck)
- Trocknen
- Sintern (IR-Durchlaufofen)
- Zellentest

Die Ausbeute der Solarzellen liegt bei rd. 95% der Wafer. An spezifischem Stromverbrauch sind 1,2 kWh<sub>el</sub>/Solarzelle bzw. 130 kWh<sub>el</sub>/kg Solarzellen aufzuwenden.

Tabelle A-4 Monokristalline Silizium-Solarzelle

<i>eingesetzte Stoffe und Energien</i>	<i>Mengen in kg bzw. kWh je kg Produkt</i>	<i>Bemerkungen</i>
Si-Scheiben	1,084 kg/kg	Masse einer Zelle 10 g
KOH	1,07 kg/kg	Dicke 450 µm
Flusssäure	0,18 kg/kg	
Stickstoff	125 kg/kg	Fläche 98 cm <sup>2</sup>
Silber	0,05 kg/kg	
Elektrizität (Mix Deutschland)	130 kWh/kg	

*Herstellung von multikristallinen Si-Scheiben*

- Polysilizium wird aufgeschmolzen und in Kokillen unter Temperaturführung gerichtet erstarrt (u.a. durch Verunreinigungen an der Kokillenwand ergibt sich nur ein Ausnutzungsgrad von rd. 70%; LBS 1988).

- Die so gewonnenen Chargen werden in Riegel und Blöcke mit 100 x 100 mm<sup>2</sup> zersägt.
- Mittels Drahtsägen werden Scheiben von 350 µm erzeugt, die anschließend gereinigt werden.

Es ergibt sich ein Einsatz von ca. 23 g EG-Si je multikristallinem Wafer (Gewicht 8,2 g). Energetisch werden 0,7 kWh<sub>el</sub> an spezifischem Strombedarf angesetzt. Dabei ist dieser Wert analog zu den Einschränkungen bei der Herstellung des EG-Si nur als grobe Abschätzung einzustufen, da er aus den Daten eines Mischprozesses von EG-Si-Gewinnung und Scheibenherstellung in KFA 1992 unter Vergleich des Prozesses zur monokristallinen Scheibenherstellung gewonnen wurde.

Tabelle A-5 *Multikristalline Silizium-Scheibe*

<i>eingesetzte Stoffe und Energien</i>	<i>Mengen in kg bzw. kWh je kg Produkt</i>	<i>Bemerkungen</i>
Eg-Silizium	2,805 kg/kg	Masse einer Scheibe 8,2 g Dicke 350 µm Fläche 100 cm <sup>2</sup>
Glas	0,23 kg/kg	
Papier	0,26 kg/kg	
Kunststoff/HDPE	0,27 kg/kg	
Stahl	0,49 kg/kg	
Argon	2,23 kg/kg	
Elektrizität (Mix Deutschland)	12,20 kWh/kg	
Brennstoff Gas-Kessel-D	57,93 kWh/kg	

*Herstellung von multikristallinen Solarzellen*

- Damage-Ätzung und Texturierung sowie Oxid-Ätzung (naßchemisch in Linie)
- Diffusion (Gasphasendiffusion in Diffusionsöfen bei 800 bis 1000 °C)
- Phosphorglas-Ablösung (naßchemisch in Linie)
- Kontaktierung (Siebdruck)
- Sintern (IR-Durchlauföfen)
- H<sup>+</sup>-Passivierung (Glimmentladungsreaktor)
- ARS-Aufdampfen (Antireflexschicht aus TiO<sub>x</sub> im Vakuum 600 bis 650 Å)
- Randbearbeitung (mechanisch)
- Zellentest

Auch hier liegt die Ausnutzung der Wafer bei 95%. Der spezifische Strombedarf beträgt 1,5 kWh<sub>el</sub>/Solarzelle bzw. 187,5 kWh<sub>el</sub> je kg Solarzellen.

*Allgemeine Aspekte der Modul-Herstellung*

Wichtig ist der Schutz gegen Umwelteinflüsse und ein mechanisch stabiles Bauteil (AfTA 1994 S.12):

- Frontglas (eisenfrei, getempert bzw. gehärtet)
- Rückseitenabdeckung: 2. Glasscheibe oder Verbundfoliensystem aus Tedlar-Aluminium-Tedlar (Aluminium als Diffusionsbremse gegen O<sub>2</sub> und H<sub>2</sub>O erforderlich) .
- Gängigstes Einbettmaterial: EVA (Ethylen-Vinyl-Azetat)
- Module bis 0,5 m<sup>2</sup> oft noch in Rahmen; ab 2 m<sup>2</sup> meist rahmenlose Lamine
- Lebensdauer bei 30 a; große Anlagen haben Ausfallraten der Module von 0,2 %/a

*Herstellung von PV-Modulen aus kristallinem Si*

Modul A: Vorderseite aus Flachglasscheiben; Rückseite aus Folie rahmenlos, monokristalline Si-Zellen, Nennwirkungsgrad = 14,2 % (im bezug auf Zellenfläche von 0,35 m<sup>2</sup>), P<sub>N</sub> = 50 W<sub>P</sub>: Flachglas, EVA-Folie, Zellenmatrix, EVA-Folie, Rückseitenfolie; Modulfläche: 964 x 445 mm<sup>2</sup> = 0,43 m<sup>2</sup>.

Modul B: Vorderseite und Rückseite aus Flachglasscheiben rahmenlos, multikristalline Si-Zellen, Nennwirkungsgrad = 12 % (im bezug auf Zellenfläche von 0,4 m<sup>2</sup>), P<sub>N</sub> = 48 W<sub>P</sub>; Flachglas, EVA-Folie, Zellenmatrix, EVA-Folie, Flachglas; Modulfläche: 1076 x 462 mm<sup>2</sup> = 0,5 m<sup>2</sup>

Verfahrensschritte:

- Klassieren, Herstellen der Zellenmatrix (Schweißen oder Löten)
- Folienschneiden (mechanisch; EVA-Folien und auch Rückseite)
- Glaswaschen (Reinigungsanlage), Fügeprozess (Laminierofen)
- Randbearbeitung(mechanisch); Isolation
- Anschlussverbindung, Modultest

Für ein monokristallines Modul vom Typ A werden 36,4 Solarzellen aufgewendet. Daneben wird die Stoffbilanz vom Einsatz der Glasabdeckscheibe mit 4,14 kg/Modul dominiert. Der spezifische Stromverbrauch liegt bei 10 kWh<sub>el</sub>/Modul.

*Tabelle A-6 Monokristallines Silizium-Modul 50 Wp*

<i>eingesetzte Stoffe und Energien</i>	<i>Mengen in kg bzw. kWh je kg Produkt</i>	<i>Bemerkungen</i>
Monokristalline Si-Zellen	0,069 kg/kg	Masse Modul 7,53 kg bei 50 W <sub>p</sub> Zellenwirkungsgrad 14,2 % Zellenfläche 0,35 m <sup>2</sup> Modulfläche 0,43 m <sup>2</sup>
Flachglas	0,79 kg/kg	
Kunststoff/LDPE	0,10 kg/kg	
Aluminium	0,05 kg/kg	
Freon als R-22	0,01 kg/kg	

Elektrizität (Mix Deutschland)	1,90 kWh/kg	Modulwirkungsgrad 11,5 %
--------------------------------	-------------	--------------------------

Für ein multikristallines Modul vom Typ B werden 40,4 Solarzellen und 4,87 kg Glas je Modul aufgewendet. Der spezifische Strombedarf liegt auch hier bei 10 kWh<sub>el</sub>/Modul.

Tabelle A-7 Multikristalline Silizium-Solarzelle

<i>eingesetzte Stoffe und Energien</i>	<i>Mengen in kg bzw. kWh je kg Produkt</i>	<i>Bemerkungen</i>
multikrist. Scheiben	1,076 kg/kg	Masse der Solarzelle 8 g
KOH	1,04 kg/kg	
Salpetersäure	0,05 kg/kg	
Flußsäure	0,14 kg/kg	
Stickstoff	138,13 kg/kg	
Silber	0,08 kg/kg	
Elektrizität (Mix Deutschland)	187,50 kWh/kg	

Tabelle A-8 Multikristallines Silizium-Modul 50 Wp

<i>eingesetzte Stoffe und Energien</i>	<i>Mengen in kg bzw. kWh je kg Produkt</i>	<i>Bemerkungen</i>
multikrist. Si-Zellen	0,052 kg/kg	Masse Modul umgerechnet 6,53 kg Zellwirkungsgrad: 12 % Modulfläche 0,52 m <sup>2</sup> Modulwirkungsgrad 9,66 %
Flachglas	0,78 kg/kg	
Kunststoff/LDPE	0,08 kg/kg	
Aluminium	0,01 kg/kg	
Elektrizität (Mix Deutschland)	1,60 kWh/kg	



*Herstellung von PV-Modulen amorphes Silizium*

- Qualitätskontrolle und Reinigung der Glassubstrate
- TCO-Strukturierung - TCO-Schicht aus SnO<sub>2</sub>
- a-Si-Abscheidung im Glimmentladungsreaktor a-Si- und Metallstrukturierung
- Rückseitenkontaktierung durch Sputtern, Rückseitenschutz durch Siebdruck
- Schneiden, Brechen, Schleifen und Reinigen der Substrate
- Kontaktieren und Herstellen der elektrischen Anschlüsse
- Verkapseln der Module auf Stahlblechersatz (Ziel: 50 kWh/m<sup>2</sup> weniger Energieaufwand als bei Stahlblech)
- Endkontrolle

Für ein Modul mit Nennwirkungsgrad von 6% nach der Degradation und einer Modulfläche von 0,55 m<sup>2</sup> werden vor allem 9,5 kg Glas benötigt. Der Siliziumeinsatz beschränkt sich auf 7,8 g Silan.

Das fertige Modul wiegt rund 9,7 kg und Bedarf eines spezifischen Stromeinsatzes von 59,9 kWh<sub>el</sub>.

*Tabelle A-9 Amorphes Silizium-Modul*

<i>eingesetzte Stoffe und Energien</i>	<i>Mengen in kg bzw. kWh je kg Produkt</i>	<i>Bemerkungen</i>
Silan	8,50·10 <sup>-4</sup> kg/kg	Masse Modul 13,9 kg 6 % Modulwirkungsgrad Modulfläche 0,84 m <sup>2</sup>
Flachglas	1,03 kg/kg	
Silber	3,16·10 <sup>-4</sup> kg/kg	
EVA-Folie/LDPE	0,03 kg/kg	
Trennfolie HDPE	1,63·10 <sup>-3</sup> kg/kg	
Stickstoff	0,33 kg/kg	
Elektrizität (Mix Deutschland)	6,53 kWh/kg	

*Herstellung von photovoltaischen Kraftwerken*

Um aus den einzelnen Modulen ein photovoltaisches Kraftwerk zu erstellen ist neben Wechselrichtern und Verkabelung auch eine Aufständerung erforderlich.

*Tabelle A-10                      Daten zur Aufständerung (Gestell)*

Art	Modulfläche je Konstruktionseinheit [m <sup>2</sup> ]	Bemerkungen
<b>2-Bein</b>	<b>34</b>	<b>Nach DIN</b>

Der Typ „DIN“ stellt eine bewährte Standardlösung mit relativ hohem Materialeinsatz dar.

*Tabelle A-11                      Stoffeinsatz für die Aufständerung*

<i>Stahl in kg/m<sup>2</sup></i>	<i>Beton in kg/m<sup>2</sup></i>	<i>Holz in kg/m<sup>2</sup></i>
41,1	160	0

## Ergebnisse der Industrieanfragen

### Allgemeiner Technischer Stand

Tabelle A-12 Stand der Solarzellentechnik 1992

<i>Zellentyp</i>	<i>Wirkungsgrad handelsüblicher Module</i>
Monokristallines Silizium	14%
Multikristallines Silizium	12%
Amorphes Silizium	6%

Quellen: KFA 1992, FVS 1992

Durch Fortschritte bei der Forschung und der technischen Realisierung von Solarzellen haben sich sowohl die Modulwirkungsgrade als auch die Lebensdauern der Zellen (ausgewertete Herstellerangaben) verbessert.

Tabelle A-13 Aktueller technischer Stand (1999)

<i>Solarzelle</i>	<i>Modulwirkungsgrad %</i>	<i>Lebensdauer Jahre</i>	<i>Modulfläche cm<sup>2</sup></i>	<i>Nennleistung Wp</i>	<i>Quelle</i>
monokristallin Si	ca. 17	25			BP Solar mit laser grid
monokristallin Si	15,30		6300		BP Solar
multikristallin Si	17,10	30			Kyocera-Hochleistungszelle
multikristallin Si	11,10		7500		Solarex
amorph Si	10,20		905		USSC; a-Si/a-SiGe/a-SiGe (n-i-p)
amorph Si	9,10		840		Solarex; a-Si/a-SiGe (p-i-n)
amorph Si	8,90		1200		Fuji; a-Si/a-Si (p-i-n)
CuInSe <sub>2</sub>	10,50		3980	40,8	Siemens Solar
CuInSe <sub>2</sub>	11,10		938	10,4	Siemens Solar
CdTe	10,50		86		ANTEC GmbH; Close-Spaced Sublimation
CdTe	10,10		706		BP Solar; Galvanische Abscheidung
CdTe	7,25		7200		Solar Cells Inc.

Neueste Module bekommen Lebensdauer garantien von 20 - 30 Jahren. Bis vor kurzem waren häufig auch Garantiezeiten von 5 - 10 Jahre üblich.

Außerdem ist das Problem der Degradation bei amorphen Siliziumzellen deutlich verringert worden, so dass von den Herstellern Lebensdauern von 10-20 Jahren garantiert werden, in denen die Peakleistung auf minimal 80 % sinkt. Zudem sind im Bereich der amorphen Si-Zellen die ersten Tandem-Zellen auf den Markt erhältlich (bei BP Solar mit über 8 % noch in Entwicklung).

Bei den Nicht-Silizium-Zellen ist eine technische Massenfertigung in der Realisierungsphase oder vor kurzem angelaufen (CIS Siemens Solar und CdTe ANTEC).

Es werden verstärkt auch Überlegungen zur eigenen Solar-Silizium-Herstellung getroffen, da aufgrund des Marktwachstums nicht dauerhaft allein auf Abfälle aus der Elektronik-Industrie zurückgegriffen werden kann. Dabei werden deutliche Einsparungen im Energieverbrauch erhofft (bis zu Faktor 10 – PV-Silicon GmbH).

**Entwicklungstendenzen der einzelnen Anbieter**

*Tabelle A-14                      Überblick über neue Entwicklungen*

<i>Entwicklung</i>	<i>Hersteller</i>	<i>Bemerkungen</i>
„Oktagon-ziehen“	ASE	Multikristalline Si-Scheiben mit 350 µm gezogen
α-Si:H    Dünnschichtzellen (z.T. als Tandemzellen)	Solarex	Si-Schicht 1 µm
CdTe-Dünnschichtzellen	ANTEC	Neue Fabrik in Erfurt
CIS -Zellen	Siemens Solar	

*Monokristalline Hochleistungszellen von Siemens Solar:*

Solarmodul mit Alu-Rahmen, getemperter Glasscheibe und 25 Jahre Leistungsgarantie (ISO 9001). Zellen mit texturierter Oberfläche (TOPS-Prozess => tiefdunkle Oberfläche incl. Antireflexbeschichtung) und einlaminiert zwischen mehreren Lagen polymerer Rückseitenfolie und Ethylen-Vinyl-Acetat (EVA)-Folie. Die Oberflächenabdeckung besteht aus hochtransparentem Sicherheitsglas. Im 1000-Dächer-Programm in Deutschland haben Siemens Solarzellen durchschnittlich 865 kWh/kW<sub>p</sub> erzielt.

*Polykristalline Zellen*

Der Modulaufbau besteht aus einer getemperten Frontglasplatte, der Zelle und einer Einbettungsfolie aus EVA/Tedlar. Die Module haben eine Leistungsgarantie über 20 Jahre. Ein 50 W-Modul (MSX-50) hat 94 cm x 50 cm x 50 mm bei einem Gewicht von 6,3 kg und einem Wirkungsgrad von 13,3 %.

### *Amorphe Silizium-Zellen*

Solarex bietet Dünnschichtzellen auf Siliziumbasis an. Die neueste Version (Millennia MST-50) ist als Tandem-Zelle aufgebaut (advanced tandem-junction). Für 10 Jahre wird ein Minimum von 80% der Nennleistung garantiert. Die Abmessungen liegen bei 123 cm x 67 cm x 5 cm bei einem Gewicht von 15 kg.

Solarex ist dabei einen Wirbelschichtreaktor zur Si-Herstellung zu entwickeln. Gleichzeitig soll die Langzeitstabilität der Dünnschichtzellen verbessert werden (dazu Rückkontakte aus Chrom oder Silber und Frontkontakte aus SnO<sub>2</sub>).

### *LaserGrid-Technik (BP Solar).*

Um bei den mono- und multikristallinen Zellen die Verschattung durch die Frontkontakte zu verringern hat BP Solar die LGBG-Zellen entwickelt (fast 17 % Wirkungsgrad). Mit dem Laser werden Kanäle in die Oberfläche geschnitten. In diesen werden die Anschlussleitungen versenkt, so dass ein Großteil der üblichen Bedampfungsfläche (bis zu 10 % der Oberfläche) eingespart werden kann (Herstellergarantie über 20 Jahre).

### *CIS*

Gemäß Internet-Information ist die Entwicklung der CIS-Zellen für den kleinen Leistungsbereich bei Siemens Solar weit fortgeschritten (ST5 und ST10-Module). Es wurden in Zusammenarbeit mit NREL (National Renewable Energy Laboratory - des US-Energieministeriums) in einem 8-jährigen Langzeittest hohe Beständigkeit und hohe Wirkungsgrade nachgewiesen. Neueste Zellen erreichen bei 40 W 11,1 % Modulwirkungsgrad bei 3665 cm<sup>2</sup> aktive Fläche.

Die Vorderseite wird mit thermisch vorgespanntem Glas geschützt. Das Modul ist in EVA-Folie und eine mehrschichtigen Rückseitenfolie einlaminiert. Die Leistungsgarantie für kleine Module beträgt 5 Jahre.

### *EFG-Verfahren (edge-defined film-fed growth)*

Dieses Verfahren von ASE stellt eine technische Realisierung des Bänder- bzw. Plattenverfahrens dar. Es erzeugt etwa 4 m lange Oktagon-Röhren (Achteck mit 10 cm Seitenlänge) mit einer Wandstärke von ca. 250 µm, die aus der Schmelze gezogen werden. Da nur noch die 150-250 µm Scheiben mittels Laserstrahl voneinander getrennt werden müssen entstehen Schnittverluste nur noch in einer Größenordnung von 10 % des Ausgangsmaterials. Die Scheibenoberflächen sind gewachsen und damit sauber und nicht durch Schnittvorgänge verunreinigt. Außerdem werden kontinuierliche Herstellungsprozesse möglich (Schmid 1999).

## **Zusammenfassung**

Grundsätzlich ist festzustellen, dass sich seit 1992 im Bereich der industriellen PV-Solarmodulherstellung einige Fortschritte ergeben haben. Nach Anfragen bei Siemens Solar, BP Solar/Solarex, ASE und Shell stehen jedoch kurzfristig keine aktuelleren Daten zur Verfügung, als die von Hagedorn ermittelten. Neben Geheimhaltungsaspekten stehen einige neue Werke kurz vor der Inbetriebnahme oder sind seit kurzem angelaufen. Damit ist im Laufe des Jahres 2000 mit einer deutlichen Verbesserung der Werte zu rechnen.

Sobald hier verlässliche Daten und Ergebnisse zur Verfügung stehen, werden die für die drei Silizium-Module vorhandenen Datensätze für GEMIS angepasst bzw. Datensätze für CIS- und CdTe-Module ergänzt.

Bis dahin werden die oben aufgeführten Stoff- und Energiebedarfe auf der Basis von Hagedorn weiterverwendet.

### **Recycling-Verfahren für mono- und multikristalline Siliziumzellen**

In einem Wirbelschichtreaktor wird mit erhitztem fluidisiertem Quarzsand bei 450-470 °C die Oberfläche von alten Solarzellen gereinigt. Die EVA- und Tedlarfolien verbrennen. Zurück bleiben die gereinigten Si-Scheiben und das Deckglas. Die Si-Scheiben können zur Herstellung neuer Zellen eingesetzt werden. Dabei wird die Energie für die Si-Scheiben-Herstellung (einschließlich der energieaufwendigen Herstellung des hochreinen Siliziums) eingespart. Bereits bei einmaligem Recycling kann über die Lebensdauer beider Zellen gemittelt mit einer Energieersparnis von ca. 40% gerechnet werden (SOLTECH 1998).

## Anhang 2                      Alternative Herstellungsverfahren

### *Solarzellen kristallin*

Mögliche Verbesserungen zu den bei Hagedorn untersuchten kristallinen Silizium-Zellen ergeben sich durch:

- Aufbringen einer Passivierungsschicht ( $\text{SiO}_2$ ) auf Oberflächen und Grenzflächen zur weiteren Reduktion von Rekombinationsverlusten
- „Vergraben“ der Kontakte an der Zellenoberfläche („Laser-grooved buried contacts“) zur Minimierung der Abschattung durch die Kontaktbahnen
- Anbringen punkt- bzw. linienförmiger Rückseitenkontakte (wegen der Rückseiten-Passivierung)
- Verwendung mono-c-Si-Scheiben höchster Qualität (anstatt der CZ-Einkristalle müssen - teurere - nach dem „Float Zoning“ -Verfahren hergestellte Einkristalle verwendet werden)

(AfTA 1994 S.11/12)

### *Amorphe Siliziumzellen*

- Sequenz von Dünnschichten wird direkt auf einer als Modul-Frontglas dienenden Glasplatte abgeschieden: vollautomatisch in Ein- und Mehrkammer-HF-Plasma-Abscheidung bei Zufuhr der Depositionsgase  $\text{SiH}_4$  (Silan), Methan ( $\text{CH}_4$ ), Dotiergase  $\text{B}_2\text{H}_6$  (Diboran) und  $\text{PH}_3$  (Phospin)
- Strukturierung durch mechanisches Ritzen oder „Laser-Scribing“ (Abdampfen mit Laser)
- Produktionszeit 1 bis 2 Stunden; vor allem a-Si-Schichtenpräparation
- Zellenwirkungsgrade bei 10 %; nach Degradation 6-8%

( AfTA 1994 S.12/13)

### *Herstellung von CdTe- und CuInSe<sub>2</sub>-Dünnschichtzellen*

#### Allgemeine Aspekte

- Schichten mit guter Halbleiterqualität sind mit kostengünstigen Verfahren herstellbar
- möglicherweise Produktion der Zellen ohne Hochvakuum
- weniger Prozessschritte als bei a-Si-Zellen.
- Wirkungsgrade um 16 % im Labor
- Rückseitenglas als Substrat; Schichten im Herstellungszyklus strukturierbar => es entstehen unmittelbar integrierte Strukturen
- keine materialbedingte Degradationseffekte

(AfTA 1994 S.13)

*CIS- Zellen (CuInSe)*

In Kombination mit 0,03 µm CdS-Schicht sind Zellenwirkungsgrade von 14,3 % und Modulwirkungsgrade von 11,1% erreicht (über 20 Jahre keine Degradation; Karus 1990)

Hohe Chance auf Anwendungspotential ergibt sich aus heutiger Sicht bei den Cu-III-VI<sub>2</sub>-Chalkopyritverbindungen (z.B. CuIn<sub>1-x</sub>Ga<sub>x</sub>Se<sub>2</sub> mit max. Laborwirkungsgraden von 17,2%).

Siemens Solar hat Pilotfertigung für Minimodule mit 12,7% Wirkungsgrad bei 70 cm<sup>2</sup>.

Bei Flächen von 3890 cm<sup>2</sup> ergeben sich Modulwirkungsgrade von 10,5 %. Durch die Zugabe von Gallium bzw. Schwefel kann die Bandlücke des quaternären Systems zwischen 1 und 2,5 eV variiert werden.

Daraus ergibt sich eine Chance für Tandemzellen z.B. CuInSe<sub>2</sub> /CuGaSe<sub>2</sub> mit (1,02 bzw. 1,68 eV Bandlücke) und theoretischen Wirkungsgraden von maximal 33,9 %.

*Tabelle A-15 Zellaufbau für Dünnschichtsolarzellen*

<i>Schicht-Material</i>	<i>Schichtdicke [µm]</i>
Al-Kontakt-Leiterbahnen an Oberfläche	1
ZnO:Al	0,3
ZnO	0,05
CdS	0,02
CuInS <sub>2</sub>	3
Mo-Rückkontakt	1
Glassubstrat	o.A.

Zn<sub>2-2x</sub>Cu<sub>x</sub>In<sub>x</sub>S<sub>2</sub>-Mischkristalle als Absorberschichten

In diesem Bereich ist noch viel Laborforschung nötig um gute Ergebnisse zu erzielen (Luck 1997).

*Tabelle A-16 Stoffeinsatz bei der Herstellung von CIS-Zellen*

<i>Material</i>	<i>Spezifischer Rohstoffverbrauch (t/MWp)</i>
Molybdän	0,2000
Kupfer	0,0435
Indium	0,0785
Selen	0,3250
Aluminium	0,0540

Quelle: AfTA 1994 S.105



Tabelle A-17 Alternativer Aufbau einer CIS-Zelle

<i>Schichtmaterial</i>	<i>Schichtdicke [<math>\mu\text{m}</math>]</i>
Laminat	100
Aluminium	1
CIS	2
CdS	0,05
SnO <sub>2</sub>	0,5
Glas	3000

Dementsprechend werden ca. 0,2 g Cd/m<sup>2</sup>, 3,1 g Cu/m<sup>2</sup>, 5,0 g In/m<sup>2</sup> und 4,0 g Se/m<sup>2</sup> verbraucht (Alsema 1991).

*CadmiumTellurid (CdTe) Zellen*

CdTe kann auf wenigen  $\mu\text{m}$  (2) 90 % des Lichts absorbieren bei einer Bandlücke von 1,5 eV (p-Leiter). In Kombination mit CdS-Schichten mit 0,03  $\mu\text{m}$  (n-Leiter) wurden Zellenwirkungsgrade von 12,8 % und Modulwirkungsgrade von 7,3 % erreicht.

Über 20 Jahre hinweg ist keine Degradation zu beobachten (Karus 1990).

Das zentrale Problem ist dabei jedoch die Umweltschädlichkeit von Cadmium.

Bei 2  $\mu\text{m}$  der CdTe-Schicht und 0,2  $\mu\text{m}$  der CdS-Schicht sind 6,25 g/m<sup>2</sup> Cadmium einzusetzen (bezogen auf die aktive Fläche). Damit sind für 1000 MW<sub>P</sub> aus CdTe/CdS-Zellen (bei 6 g Cd/m<sup>2</sup>, einer Produktionseffektivität von 90 % und einem Standort mit 1000 W/m<sup>2</sup> Solareinstrahlung) 80 t/a an Cadmium nötig.

Im Vergleich dazu liegt die Weltproduktion an Cadmium derzeit bei 18.000 t/a vor allem für Batterien, Farbpigmente, Akkumulatoren, Stabilisatoren (PVC) und Legierungen.

Die Zellen sind am Lebensende als Sondermüll zu entsorgen.

Sind die Zellen nur an einer Seite mit Glas abgedeckt werden im Brandfall ca. 50% des Cadmiums freigesetzt. Zur Rückhaltung des Cadmiums bei Brand und bei der Endlagerung ist es sinnvoll die Zelle zweiseitig in Glas einzubetten.

Kohlekraftwerke geben 0,02-2 g Cd/MWh ab (dt. Kraftwerke 1980 durchschnittlich 0,1 g/MWh; moderne 0,01 g/MWh).

Bei Routinegebrauch der CdTe-Zellen werden ebenfalls nur 0,02 g Cd/MWh freigesetzt (Zelle mit 115 g Cd/m<sup>2</sup> aktiver Fläche, Lebensdauer 25 a und 8,7 % Modulwirkungsgrad und einer Einstrahlung von 1100 kWh/m<sup>2</sup> in Mitteleuropa; Karus 1990).

Tabelle A-18 *Typischer Aufbau einer CdTe-Zelle*

<i>Schichtmaterial</i>	<i>Schichtdicke [<math>\mu\text{m}</math>]</i>
Laminat	100
Aluminium	1
CdTe	2
CdS	0,15
SnO <sub>2</sub>	0,5
Glas	3000

Dies führt zu einem Stoffverbrauch von 6,1 g Cd/m<sup>2</sup> und 6,3 g Te/m<sup>2</sup> (Alsema 1991).

*Solar-Silizium-Erzeugung*

Ziel ist eine Siliziumgewinnung bei Kosten unter 20 DM/kg Si und Wirkungsgraden der daraus erzeugten Solarzellen von über 10 %.

mögliche Verfahren:

- Reduktion flüchtiger Si-H-Cl-Verbindungen (Modifikation bzw. Optimierung des konventionellen Herstellverfahrens von EG-Si)
- Reinigung von technischem Silizium mit Schlacken, Laugen, Säuren und Gasen
- Reduktion von Hexafluorosilicaten
- Reduktion von gereinigtem Siliziumoxid mit gereinigtem Kohlenstoff (gleiches Verfahren wie bei der Herstellung von technischem Silizium mittels Lichtbogenöfen, nur dass die Ausgangsstoffe vorher gereinigt werden - Quarz über die Zwischenstufe der Glasfaser und durch eine gerichtete Erstarrung SiC abgetrennt wird).
- aluminothermische Reduktion: Luftverdunsteter Aluminiumgrieß (>99 %ig) und technisches SiCl<sub>4</sub> werden in einer Drehrohranlage im Gegenstrom bei 600 °C zur Reaktion gebracht. Das gewonnene Silizium wird anschließend mittels einer pyrometallurgischen Raffination gereinigt und auf Solarqualität gebracht.

(KFA 1992)

*MIS-Zellen: Metall-Isolator-Silizium-Inversionsschicht-Technik*

Ziel ist die Nutzung von dünnen polykristallinen Schichten, die auch zweiseitig von Licht bestrahlt werden können. Der Aufbau ist dadurch gekennzeichnet, dass eine p-dotierte Silizium-Schicht mit Siliziumoxid umgeben ist. Dabei wird das MIS-Kontaktgitter an der Vorderseite (Al) über der Siliziumoxidschicht und an der Rückseite das Ohmsche Kontaktgitter (Al) anstatt der Siliziumoxidschicht angebracht.

Das Ganze wird mit Siliziumnitrid (amorph, durchsichtig) ummantelt. In ihm wird durch Cäsium-Beigabe an der Vorderseite eine positive Isolatorladung auf, die für das Ladungstrennungsfeld verantwortlich ist.

Herstellung von MIS-Inversionsschicht-Solarzellen – Fertigungsablauf (KFA 1992)

- H<sub>2</sub>-Passivierung bei multikristallinen Zellen
- Reinigung der Oberfläche der Scheiben und Texturierung zur Reduktion der Lichtreflexion
- Aufdampfen einer ca. 8 µm dicken Rückseitenkontaktschicht aus Aluminium mit Elektronenstrahlverdampfung
- Innerhalb eines Oxidationsrohres wird bei 500 °C eine 1,3 bis 1,5 nm dicke Siliziumoxidschicht aufgebracht
- die Frontkontakte werden durch Aufdampfen von Aluminium aus einem Graphittiegel mittels Elektronenstrahlverdampfung über eine Nickelmaske mit ca. 8 µm aufgebracht
- zur Gewährleistung einer möglichst hohen Grenzflächenladungsdichte in der Siliziumnitridschicht wird die Zelle in wässriges Cäsiumchlorid getaucht
- bei Niederdruck und einer Substrattemperatur von 250°C wird mittels einer CVD-Anlage die Siliziumnitridschicht aufgebracht, die als Isolatorschicht und Antireflexschicht fungiert; als Abscheidegas wird ein Silan-Ammoniak-Gemisch (SiH<sub>4</sub>/NH<sub>3</sub>) verwendet

Bei ganzseitigem Rückkontakt sind für 10cm x 10cm –Zellen 15% Wirkungsgrad möglich. Bei durchsichtigen Zellen kann mit hellem Hintergrund eine Ausbeutesteigerung um bis zu 50% erreicht werden (BINE 1989).

#### *MIS-Solarzellenmodul in Gießharztechnik*

Zellenaufbau:

- Vorderseite eisenarme gehärtete Glasscheibe
- MIS-Inversionschicht-Solarzelle in Acryl-Gießharz (mit UV-Schutz-Zusätzen) eingebettet
- Rückseite aus eisenhaltigen gehärteten Grünglasscheiben (Fensterglas) - alternativ: Polyester/Tedlar- bzw. Al/Polyester/Tedlar-Folie
- Randabdichtung mit hochschmelzendem Butyl-Kautschuk

Arbeitsschritte:

- Ultraschall-Bonden der Serienverbinder aus Aluminium
- Zellenklassierung, um Zellen mit gleichem Stromfluss zusammen zu verschalten
- Ultraschallverschweißen der Zellen zu Strings
- Glasscheiben waschen
- Modulmatrixaufbau und Ultraschallverschweißen
- Vergießen der Zellmatrix zwischen den Scheiben mit Acryl-Gießharz bei Umgebungsdruck und Zimmertemperatur; Aushärten bei 40 °C
- Randabdichtung mit Butylkautschuk
- Anschlussmöglichkeit anbringen

- Modultest

*Tabelle A-19 Einsatzstoffe für MIS-Solarzellen*

<b>Einsatzstoffe</b>	<b>g/Modul</b>
MIS-Inversionsschicht-Solarzellen	162 [Stück/Modul]
Glasscheiben (3mm)	27600
Acryl-Gießharz	2760
Verbinderstreifen (Al)	18,4
Dichtmasse (Butyl-Kautschuk)	370
Anschlussdose	400

Quelle: KFA 1992; Modulfläche 1,84 m<sup>2</sup>, mono-Si 15%/230 W<sub>peak</sub>; multi-Si 13 % /200 W<sub>peak</sub>

Ca. 1% der Module fallen als Ausschuss an. Der spezifische Energieverbrauch zur Herstellung der Module liegt bei 3,7 kWh/Modul.

## Anhang 3 Fragebogen für PV-Modulhersteller

### Fragestellungen zur Aktualisierung und Ergänzung von Daten zur Photovoltaik

1. Kurze Beschreibung der technischen Kenndaten des hergestellten Moduls
    - Typ des Moduls (monokristallin, multikristallin, amorph, CdTe, CIS usw.)
    - Nennleistung unter Standardbedingungen
    - Modulwirkungsgrad unter Standardbedingungen bezogen auf gesamte Modulfläche
    - Dauer der Leistungsgarantie
    - Gewicht des Moduls
    - Fläche des Moduls
    - grober Aufbau des Moduls (Ein- oder Zweiglas; mit oder ohne Rahmen)
  
  2. Kurze Beschreibung der Herstellungskette, **z.B.** für monokristalline Zellen
    - Gewinnung von technischem Silizium aus Quarz
    - Reinigung des technischem Silizium zu electronic grade Qualität
    - Ziehen der monokristallinen Silizium-Blöcke
    - Herstellung der Scheiben (Austrennen, Scheibenschneiden und Oberflächenreinigung)
    - Herstellung der Solarzellen (Dotierung; Grid; ...)
    - Modulherstellung
  
  3. Jeweils spezifische Daten zu den unter 2. angegebenen Herstellungsprozessen
    - im Rahmen des jeweiligen Prozesses eingesetzte Prozessenergie an Elektrizität und Brennstoff (möglichst inkl. der Aufwendungen für z.B. Beleuchtung oder Reinraumtechnik; außerdem angeben wenn nicht der bundesdeutsche Energiemix verwendet wird)
    - jeweils eingesetzte Stoffe und Stoffmengen (die wesentlichsten; Besonderheiten bei deren Herstellung/Herkunft; z.B. Verwendung von Abfällen aus anderen Industriebereichen)
    - wesentliche Emissionen und Emissionsmengen, die in den Produktionsschritten direkt entstehen
    - Arten und Mengen eventuell anfallender Koppelprodukte und deren Behandlung
- Anmerkung: die Werte sind günstigerweise auf 1 kg des Produktes der Herstellungsstufe zu normieren; bei Angaben bezogen auf ein Stück des Produktes ist eine Angabe zum Gewicht dieses Produktes notwendig
4. Sonstiges: Wichtige Anmerkungen, die berücksichtigt werden sollten.

### Anhang 4: Datenrecherche zu Klein-Dieselmotoren

nach Lister-Petter (UK), Honda und anderen Herstellern

Einzyylinder-Dieselmotoren, Direkteinspritzung, luftgekühlt mit Gebläse.

Beispieldaten:			
Typ	Leistung	Hubraum	Verbrauch Tankinhalt Gewicht
D1-20	3,4PS/3000	199ccm	211g/PSh 2,5 ltr 27kg
D1-22	4,2PS/3000	212ccm	211g/PSH 2,5 ltr 27kg
D1-30	5,5PS/3000	296ccm	209g/PSh 3,5 ltr 33kg
D1-40	8,0PS/3000	406ccm	204g/PSh 5,5 ltr 48kg
	3,4 PS =		2,5 kW
	27 kg =		10,8 kg/kW
lt. Hersteller:		15 kg/kW für Dieselmotor + Pumpe	
d.h. ca.		5 kg/kW für Pumpe	
Lebensdauer:		10 Jahre	
d.h.		0,5 kg/a	
Dieselbedarf			
	0,21 g/PSh =		0,29 kg/kWh out
	Hu Diesel		11,9 kWh/kg
	d.h.		3,4 kWh/kWh
Effizienz:			<b>29,4%</b>