

**Seminar:
Energie und Atmosphäre
WS 97/98**

**Thema:
Alternative Energien: Photovoltaik**

Inhaltsverzeichnis

1 DIE GESCHICHTE DER PHOTOVOLTAIK.....	2
2 DIREKTE STROMGEWINNUNG AUS SONNENLICHT	4
2.1 Silizium-Solarzellen	4
2.2 Die Exoten unter den Solarzellen	5
2.3 Elektrische Eigenschaften.....	7
2.4 Aufbau eines Solargenerators	8
3 NUTZUNG.....	11
3.1 Inselbetrieb.....	11
3.2 Netzkopplung.....	13
4 PERSPEKTIVE FÜR EINE NACHHALTIGE ENERGIEVERSORGUNG	18
5 LITERATUR.....	25

Der/die VerfasserIn ist jeweils in der Kopfzeile kenntlich gemacht.

1 Die Geschichte der Photovoltaik

Die Geschichte der Photovoltaik ist eine Geschichte der Höhen und Tiefen.

Sie beginnt 1839, als der Physiker Alexandre-Edmond Becquerel entdeckt, daß bei Beleuchtung einer Elektrolytzelle eine elektrische Spannung entsteht und dadurch deutlich wird, daß ein direkter Zusammenhang zwischen Licht und Elektrizität besteht.

1873 beobachtete Willoughby Smith, daß sich die Leitfähigkeit von Selen bei Lichteinstrahlung stark erhöht. Aufbauend auf dieser Erkenntnis entstand 1877 die erste Solarzelle aus Selen.

1951 wurde die erste Solarzelle aus Germanium hergestellt .

1954 wurde von einer amerikanischen Firma (Bell Labs) das erste Patent auf eine Silizium-Solarzelle angemeldet. Mit diesem Patent beginnt die Zeit des Strebens nach höheren Wirkungsgraden, der Kommerzialisierung und der ersten unverzichtbaren Anwendungen im Weltall (klassische Insellösung).

1973 ist das Jahr der ersten großen Ölkrise. Diese beschert der Photovoltaik ihr erstes „Hoch“.
Obwohl sich der Wirkungsgrad der Solarzellen in den letzten Jahren von anfänglich 2% auf 14% verbessert hatte, kann die Solarzelle erst jetzt - zumindest vorübergehend - aus ihrem Schattendasein treten. Sie wandelt sich von der teuren „Exotin“ zum „heimischen“ Energieträger. Die Motivation zu ihrer Erforschung und Weiterentwicklung liegt jedoch nicht im Umweltschutz, sondern in der angestrebten Unabhängigkeit von den Erdöl exportierenden Ländern

80er Jahre: Der Ölpreis ist wieder gefallen; zudem fördert Europa nun eigens Öl in der Nordsee und importiert Erdgas aus Rußland. Das Interesse an Solarenergie sinkt ebenso wie die bereitgestellten Forschungsmittel.

1986 explodiert in Tschernobyl ein Reaktorblock und setzt Radioaktivität in bisher unbekanntem Ausmaß frei. Durch dieses Ereignis wird der Glaube in das bestehende Energieversorgungssystem erschüttert; allenthalben wird wieder verstärkt nach Alternativen gesucht. In Deutschland steigt der Forschungsetat 1987 wieder an.

ab 1989 entstehen die ersten Solarzellenfabriken. Große Unternehmen wie Siemens, das Bayernwerk und Daimler Benz sichern sich ihren Platz in der Solartechnik. Von politischer Seite kommt der erste „Beschuß zur kostendeckenden Vergütung“ (Stromeinspeisegesetz ab 1991) und das 1000 Dächer-Programm.

ab ca. 1992 kommt diese Entwicklung jedoch wieder zum Stillstand bzw. sogar zu einer Umkehr. Mit Beginn der Wirtschaftskrise in Deutschland kommen andere Themen auf die politische Tagesordnung.

1993 Siemens wandert mit seiner Solarzellenproduktion nach USA ab und gibt damit den deutschen Produktionsstandort auf.

1996 Die Betriebsstätten von ASE werden geschlossen oder zumindest zurückgefahren, so daß ASE heute nennenswert nur noch in USA produziert. In Deutschland bleiben lediglich einige kleine Produktionsstätten übrig. Dieser Entwicklung versucht Greenpeace mit seiner Cyrus Kampagne entgegenzuwirken.

2 Direkte Stromgewinnung aus Sonnenlicht

Die direkte Umwandlung von Sonnenenergie in Elektrizität erfolgt mit Hilfe von Solarzellen. Die klassische Solarzelle besteht aus kristallinem Silizium. Diesem werden durch gezielte Verunreinigungen mit Fremdatomen besondere elektrische Eigenschaften verliehen. In einem Silizium-Kristall ist jedes Atom von vier anderen Si-Atomen umgeben, mit denen es über Valenzelektronen verbunden ist. Werden einer Seite einer Si-Scheibe Phosphor-Ionen zugesetzt, entstehen frei bewegliche Elektronen, da es sich bei Phosphor um ein fünfwertiges Atom handelt. Diese so entstandenen Ionen bewegen sich in der Si-Scheibe umher, bis sie auf ein Atom stoßen, dem ein Elektron fehlt.

Wird auf der anderen Seite der Si-Scheibe ein dreiwertiges Atom zugeführt (z.B. Bor), so wird dadurch das Gegenstück - als eine Lochstelle - geschaffen, in die sich das überschüssige Elektron einfügen kann. An der Grenze zwischen den unterschiedlich verunreinigten Feldern entsteht ein elektrisches Feld.

Um die Konzentrationsdifferenz zwischen den verschiedenen Scheiben auszugleichen bildet, sich ein Diffusionsstrom. Daher werden die Elektronen, die auf der n-Seite im Überschuß sind, die Grenzschicht in Richtung p-Seite, wo ein Elektronenmangel herrscht, durchbrechen. Die Elektronenlöcher auf der p-Seite bewegen sich in die entgegengesetzte Richtung. Durch diesen Diffusionsstrom wird ein entgegengesetzt elektrisches Feld von n nach p ausgerichtet.

Wird diese Zelle nun dem Sonnenlicht ausgesetzt, schlagen die eindringenden Photonen die Elektronen teilweise aus ihrem Verband. Diese Elektronen diffundieren durch das Kristallgefüge und rekombinieren oder wandern, sobald sie in den Einflußbereich des elektrischen Feldes gelangen, in Richtung des n-Leiters. Sowohl für die sich an der Oberseite sammelnden Elektronen als auch für die sich an der Unterseite sammelnden „Lochstellen“ wirkt die Zone zwischen n- und p-Leiter als Barriere. Dadurch baut sich eine Spannung auf, die in einer Si-Zelle ca. 0,6 Volt beträgt.

Über miteinander verbundene Metallkontakte, die an der Ober- und Unterseite der Solarzelle angebracht sind, fließt ein Strom.

Der beschriebene Prozeß hält an, solange Licht auf die Zelle trifft. Dabei ist die Stromstärke proportional zur Einstrahlungsintensität und Zellenfläche. (Eine 10x10 cm²-große Zelle liefert bei einer Einstrahlung direkten Sonnenlichtes ca. 3A.)

2.1 Silizium-Solarzellen

Solarzellen wie oben beschrieben werden zu Solarmodulen und diese wiederum zu Solargeneratoren verschaltet, um die für die jeweilige Anwendung gewünschte Leistung und Handhabbarkeit zu erzielen (siehe Kapitel 2.4 (Aufbau eines Solargenerators), S. 8).

Es gibt neben verschiedenen Exoten, auf die später noch näher eingegangen wird, drei Grundtypen von Siliziumzellen: monokristalline (2.1.1), polykristalline (2.1.2) und

amorphe (2.1.3). Zu ihrer Herstellung wird hochreines Silizium benötigt, das aus Sand (SiO_2) gewonnen wird:

- In dem ersten von drei Schritten wird der Sand in einem Lichtbogen mit Hilfe von Kohlestoffelektroden reduziert. Der Reinheitsgrad des Silizium beträgt dann ca. 99%. ($\text{SiO}_2 + \text{C} \rightarrow \text{Si} + \text{CO}_2$)
- Danach entsteht durch Zusatz von Chlor gasförmiges Silizium, während Verunreinigungen sich als Salze abscheiden. ($\text{Si} + 2 \text{Cl}_2 \rightarrow \text{SiCl}_4$)
- Zum Schluß wird mit Hilfe von Wasserstoff erneut reduziert, Dadurch erhält man dann Silizium mit einem Reinheitsgrad von nahezu 100%. ($\text{SiCl}_4 + 2\text{H}_2 \rightarrow \text{Si} + 4 \text{HCl}$)

2.1.1 Die monokristalline Solarzelle

Monokristalline Solarzellen waren die ersten, die in den 50er Jahren eingesetzt wurden. Ihr Herstellungsprozeß ist sehr aufwendig und damit auch sehr kostenintensiv. Ansonsten wiesen diese Zellen jedoch eine Reihe von Vorteilen auf; so ist es auch unter extremen Bedingungen langzeitstabil und hat einen sehr guten Wirkungsgrad.

Ein möglicher Herstellungsprozeß für diese Zellen ist das Float Zone-Verfahren. Dabei wird gasförmiges Silizium auf einem dünnen Siliziumstab abgeschieden und anschließend bis zum Schmelzpunkt erhitzt. Beim späteren Erstarren findet eine Umstrukturierung zu einem Einkristall statt. Dieser wird dann in 0,3 mm dünne Scheiben zerschnitten, die das Ausgangsprodukt der Modulherstellung bilden.

2.1.2 Die polykristalline Solarzelle

Ein polykristallines Solarmodul besitzt ähnliche Eigenschaften wie eine monokristalline Zelle, hat jedoch wesentlich geringere Herstellungskosten. Ein mögliches Herstellungsverfahren ist das Blockgießen, Dabei wird das Silizium im Vakuum bis nahe an den Schmelzpunkt erhitzt und wieder abgekühlt. Dabei entsteht ein Block von 40 x 40 cm² und 30 cm Höhe, der aus vielen langgezogenen Kristallen besteht. Quer zu diesen Kristallen werden dann Scheiben geschnitten, die zu den Solarzellen verarbeitet werden. Da die Grenzen benachbarter Einkristalle als Störstellen wirken, ist der Wirkungsgrad um ca. 15% geringer als bei vergleichbaren monokristallinen Zellen.

2.1.3 Die amorphe Solarzelle

Das amorphe Solarmodul konnten sich bis jetzt nur im Marktbereich der Kleinverbraucher wie z.B. Taschenrechnern durchsetzen, da sie lediglich einen Wirkungsgrad von ca. 5% haben. Trotzdem wird diesem Bereich viel geforscht und diesem Zellentyp eine große Zukunft vorausgesagt. Die besonderen Vorteile diesen Zellentyps liegen in seinem großen Potential zur Kostenreduzierung und dem geringen Materialeinsatz.

2.2 Die Exoten unter den Solarzellen

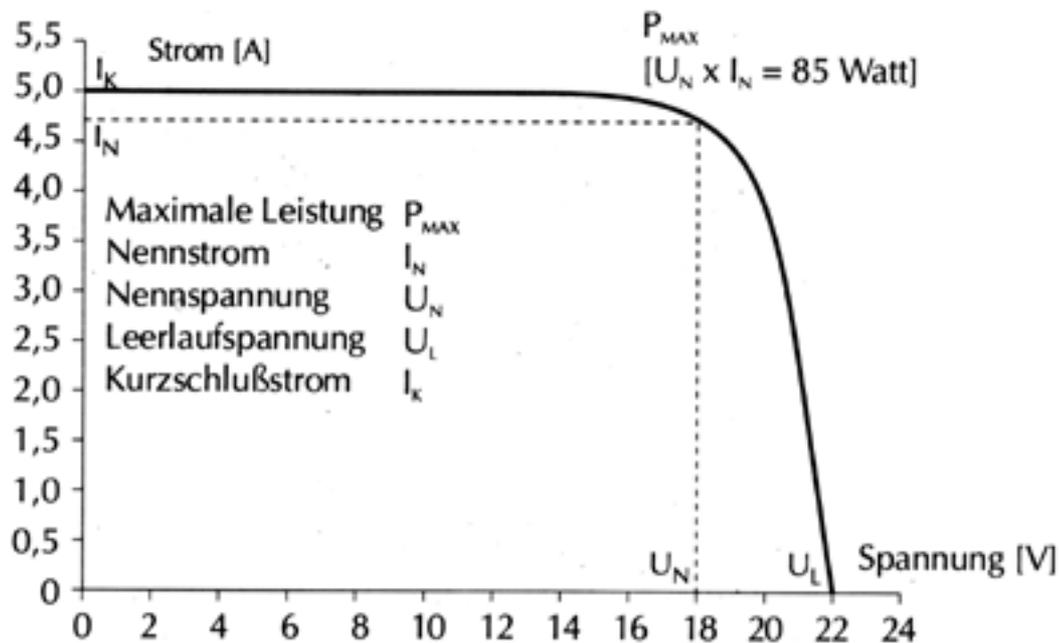
Das Streben nach höheren Wirkungsgraden und/oder effektiveren und damit preiswerteren Verarbeitungsmöglichkeiten führt immer wieder zu neuen Zellentypen. Ein Beispiel sei hier vorgestellt:

Cadmiumtellurid-Zelle: Bei dieser Zelle wird Silizium durch Cadmiumtellurid ersetzt. Dieser Zelltyp besitzt gute Eigenschaften im Bereich des sichtbaren Lichtes. Da außerdem das Licht nach wenigen Mikrometern absorbiert ist, reichen sehr dünne Schichten zur Zellherstellung. Problematisch an diesem Zelltyp ist jedoch, daß es sich bei Cadmium um ein giftiges Schwermetall und bei Tellurid um ein äußerst seltenes Metall handelt.

Im fertigen Solarmodul ist Cadmiumtellurid fest gebunden und kann nicht in die Umwelt gelangen. Bei der Produktion von Cadmium-Tellurid-Zellen wird laut einer Studie des Kölner Katalyse-Instituts so viel Cadmium pro kWh freigesetzt wie in Kohlekraftwerken mit neuer Filtertechnik, sogar deutlich weniger als in Müllverbrennungsanlagen mit moderner Rückhaltetechnik (BISCHOF 1996, 19). Durch Recycling verbrauchter Zellen und geschlossene Kreisläufe in der Produktion können die Belastungen wenn nicht völlig vermieden so doch auf ein Minimum begrenzt werden.

2.3 Elektrische Eigenschaften

Die elektrischen Kenndaten geben Auskunft über den Verlauf von Strom und Spannung an einem Solarmodul je nachdem, welche Art von Verbraucher zugeschaltet ist. Sie charakterisieren das Modul und sind für eine optimale Abstimmung von Stromerzeugung und -verbrauch nützlich. Grafisch lassen diese Daten sich in der Strom-Spannungs-Kennlinie (Abbildung 2-1) veranschaulichen. Sie entsteht, wenn man die Stromstärke gegen die Spannung aufträgt, welche unter festgelegten Bedingungen variiert wird, und ist konkav zum Ursprung gekrümmt.



BIBA et al. 1997, 16

Abbildung 2-1 Strom-Spannungskennlinie des Solarmoduls BP585

Drei Punkte sind besonders wichtig:

Der *Kurzschlußstrom* I_k fließt, wenn Plus und Minus direkt verbunden werden, ohne einen Verbraucher dazwischen zu schalten. Die Spannung bricht dann auf 0 Volt zusammen, es fließt der maximale Strom. Die Leistung ($U \cdot I$) ist also gleich Null.

Die *Leerlaufspannung* U_L wird erreicht, wenn kein Strom fließt, also der Widerstand zwischen Plus und Minus unendlich groß ist. Dies ist der Fall, wenn das Modul bestrahlt wird, ohne angeschlossen zu sein. Nun ist die Spannung maximal, die Leistung aber ebenfalls Null.

Im *Punkt maximaler Leistung*¹ arbeitet das Modul dann, wenn das Produkt von Strom und Spannung maximal ist. Die dazugehörigen Werte heißen Nennstrom (I_N) bzw. Nennspannung (U_N). Wird ein Verbraucher in diesem Punkt betrieben, stimmt seine

¹ MPP = maximum power point

Betriebsspannung also mit der Nennspannung überein, so wird das Modul optimal genutzt.

Strom-Spannungskennlinien werden in der Regel unter Standard-Testbedingungen² aufgenommen. Eine solche Normierung soll einen Vergleich verschiedener Module ermöglichen. Die Leistung wird dann als W_{peak} (maximale Leistung unter Standard-Testbedingungen) angegeben. Das entspricht in Abbildung 2-1 dem Rechteck unter P_{max} .

Im Freiland weicht die Modulleistung oft von den Laborwerten ab. Sie wird von zwei wesentlichen Faktoren beeinflusst, der Zelltemperatur und der Einstrahlungsintensität.

„Die Leistungsabgabe eines Moduls ist proportional zur Einstrahlungsintensität. Die Leerlaufspannung liegt bei einer Einstrahlung von 200 W/m^2 nur 10 % unter der maximalen Leerlaufspannung, ist also nahezu konstant über alle Einstrahlungswerte. Der Kurzschlußstrom hingegen nimmt linear mit der Einstrahlung zu, so daß das Produkt der beiden ebenfalls proportional zur Einstrahlung zunimmt.“
(Biba et al. 1997, 16)

Ziehen leichte Wolken auf, kann die Einstrahlungsintensität schnell um ein Fünftel abnehmen, was einen etwa ähnlich hohen Leistungsrückgang bedeutet.

Temperaturveränderungen wirken sich deutlich weniger aus. Grundsätzlich führt eine Temperaturzunahme zu einem Rückgang der Modulleistung. Die Leerlaufspannung nimmt um ca. $0,5 \text{ \%/}^\circ\text{C}$ ab, während der Kurzschlußstrom um $0,05 \text{ \%/}^\circ\text{C}$, also nur zehnmal so langsam ansteigt.

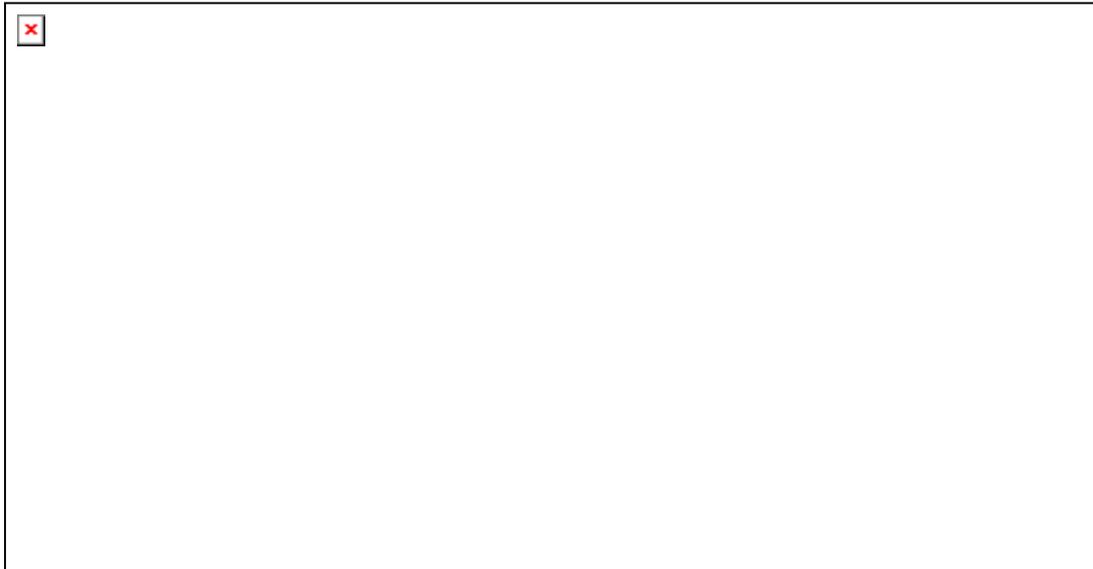
Unter realistischen Bedingungen wird die angegebene Modulleistung um 15-20 % unterschritten. Auch die Modulwirkungsgrade³ schwanken durch witterungsbedingte Einwirkungen.

2.4 Aufbau eines Solargenerators

Eine einzelne *Solarzelle* erzeugt bedingt durch die Halbleiterphysik nur ca. 0,6 V. Da gewöhnlich Verbraucher aber mit Spannungen wie 12, 24 oder 220/230 V arbeiten und eine hohe Stromstärke erforderlich sein kann, werden viele Einzelzellen zu *Modulen* in Reihe geschaltet, die dann wiederum (in Reihe oder parallel) zu *Modulsträngen* gekoppelt werden.

² AM1.5 (Airmass 1.5: Die Lichtstrahlen der Sonne durchqueren die Atmosphäre aufgrund ihres Einfallswinkels auf dem Eineinhalbfachen der kürzesten Strecke.)
 1000 W/m^2 (in Deutschland die maximale Einstrahlung bei wolkenlosem Himmel und hochstehender Sonne)
 $25 \text{ }^\circ\text{C}$ Zelltemperatur (Stellt sich z.B. ein, wenn eine Einstrahlung von 200 W/m^2 und eine Außentemperatur von $15 \text{ }^\circ\text{C}$ vorherrschen.)
 1 m/s Windgeschwindigkeit (Kühleffekte)

³ Anteil der eingestrahnten Energie, der durch das Solarmodul als elektrische Energie nutzbar gemacht wird; ca. 5 - 30 %, je nach Zelltyp und Qualität (siehe Kapitel 2.1 (Silizium-Solarzellen), S. 4ff.)



nach SOLARENERGIE-FÖRDERVEREIN 1993, 13

Abbildung 2-2 Blockschaltbild eines PV-Generators

Die Leistung nimmt stark ab, wenn ein Teil der PV-Anlage im Schatten liegt. Verschattung ist also ein weiterer Einflußfaktor auf die Funktion des Solargenerators. Dies ist in dessen Schaltung begründet. Wird eine Solarzelle weniger bestrahlt als die anderen, dann entstehen zwischen ihnen Spannungsdifferenzen. Da sie in Reihe geschaltet sind, wirkt die einzelne als elektrischer Widerstand. Übersteigen diese Differenzen ca. 20 V (Durchbruchspannung), dann wird die Zelle für den gesamten Strom leitend und erhitzt sich stark⁴. Um diese Gefahr der Zerstörung der Zelle zu verhindern, werden Schutz-(Bypass-)dioden parallel geschaltet. Der gleiche Effekt kann auch bei mehreren parallel geschalteten Modulen eintreten. Sie werden deshalb durch Schottky-Dioden voneinander entkoppelt. (siehe BIBA et al. 1997, 18)

Meistens ist es nicht möglich, die Anlage völlig verschattungsfrei aufzustellen. Wenn Nachbargebäude, Bäume oder auch nur der Schornstein beim Durchwandern der Sonnenbahn irgendwann Schatten auf eine Zelle werfen, sollte die Anlage so geschaltet sein, daß nur ein Modul/-strang betroffen ist und die restlichen unverschattet weiterarbeiten können.

Auch der Einstrahlwinkel beeinflusst die Produktion elektrischer Energie. Je steiler der Winkel, desto größer ist die Fläche, auf die sich die Energie eines Sonnenstrahlenbündels verteilt, desto geringer also die Ausbeute. Allerdings ist dieser Einfluß nicht zu überschätzen.

„(...) ein nach Westen ausgerichtetes Dach mit 10° Neigung erreicht noch 90 % der maximalen Energieernte (BIBA et al. 1997, 83).“

Anlagen, die die Module der Sonne nachführen, sie also exakt senkrecht zu ihr halten, erzielen in der Gesamtbilanz immerhin einen Zugewinn an Energieertrag von bis zu 40

⁴ „Hot Spot“

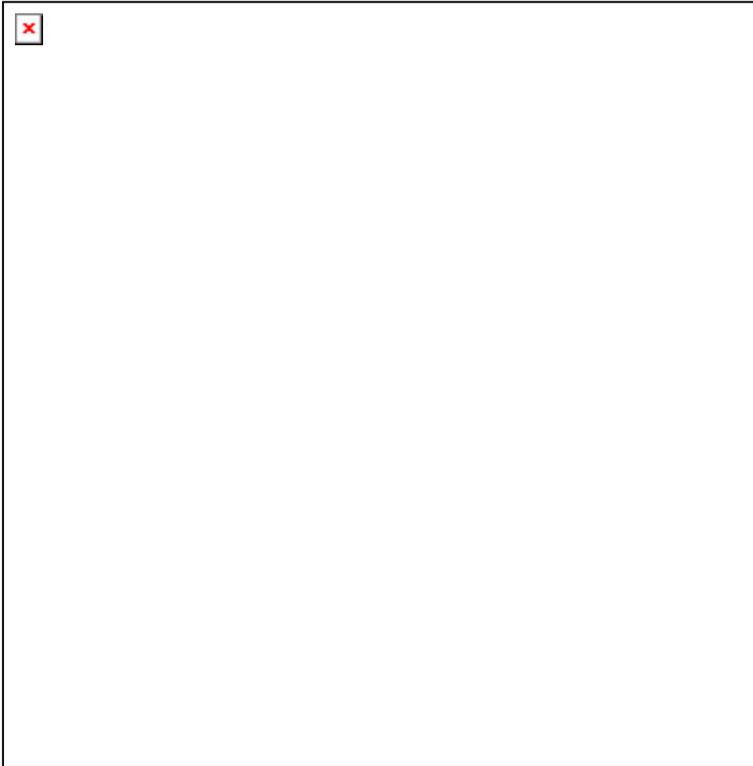
%. Bei Bündelung der Strahlen durch Reflektoren ist eine Ertragssteigerung um weitere 40 % möglich (SCHUMM 1995, 28/29).

3 Nutzung

Die direkte Nutzung des in PV-Zellen erzeugten Stromes ist am einfachsten und effizientesten. Ein Verbraucher nutzt ihn ohne vorherige Speicherung oder Umwandlung, wie dies z. B. seit den 70er Jahren bei Taschenrechnern verbreitet ist oder bei Pumpensystemen in ariden Gebieten praktiziert wird. Wichtige Voraussetzung für eine solche Anwendung ist natürlich, daß die Energie nur bei vorhandenem Licht benötigt wird.

3.1 Inselbetrieb

Stromversorgung im Inselbetrieb heißt, daß keine Verbindung zum öffentlichen Netz besteht oder das System zumindest davon unabhängig betrieben werden kann. Sie wird meist bei größeren Entfernungen zum öffentlichen Stromnetz oder hohen Anschlußkosten gewählt.



BIBA et al. 1997, 100

Abbildung 3-3 Solaranlage im Inselbetrieb

„Die Stromversorgung im Auto, eine Taschenlampe, die Notbeleuchtung im Kino oder eine Skihütte in den Bergen stellen Inselsysteme dar. Immer bestehen sie aus einer Energiequelle, dem Energiespeicher, Regel- und Verteileinrichtungen sowie Verbrauchern. (BIBA et al. 1997, 29).“

Die Komponenten Energiequelle und Verbraucher sind durch einen Energiespeicher und eine Regelungs- und Verteilungsanlage erweitert. Der Energiespeicher macht den Verbraucher weitgehend unabhängig vom momentanen Lichtangebot.

*Bleiakkumulatoren (Akkus)*⁵

sind zur Energiespeicherung in Inselsystemen am weitesten verbreitet. Sie haben auch bei kleinen Ladeströmen einen hohen Wirkungsgrad. Eine Akkuzelle à 2 V besteht aus einer Bleianode und einer Bleioxidkathode, die in Schwefelsäure getaucht sind. Sechs solcher Zellen sind für 12 V Gesamtspannung in Reihe geschaltet. Für den Betrieb des Akkus sind einige Parameter wichtig und werden bereits bei der Herstellung den Anforderungen angepaßt. Wird zum Beispiel keine Energie entnommen, findet eine langsame Selbstentladung statt. Bei Temperaturschwankungen ändert sich die Viskosität der Schwefelsäure, sie durchmischt sich bei Kälte schlechter, und der Akku liefert weniger Strom, entlädt sich aber auch dementsprechend langsamer. Die Entladegeschwindigkeit ist begrenzt, da Zeit nötig ist, damit auch tiefer in den Elektroden gelegene Schichten mit der Säure reagieren können. Ladung und Entladung müssen also in einer auf die spezifischen Eigenschaften des Akkus abgestimmten Form stattfinden, Autobatterien sind für Solaranlagen wenig geeignet. Der *Laderegler* paßt Strom und Spannung des Solargenerators den Anforderungen für den optimalen Betrieb des Akkus an und kontrolliert den Ladezustand (BIBA et al. 1997, 34ff.). Fehlanpassung ist zu vermeiden und dabei auch an Temperaturbedingungen zu denken. Selbst wenn die Spannung im MPP der PV-Anlage unter normalen Bedingungen in Höhe der

⁵ kursiv gedruckte Begriffe siehe Abbildung 3-3 und Abbildung 3-4

Ladespannung liegt, kann z. B. bei großen Temperaturunterschieden eine Differenz entstehen, die zu einem Verlust an Modulleistung um bis zu 40 % führt .

Eine Spannungswandlung wird nötig, wenn angeschlossene Verbraucher bei einer von der Stromquelle (Akku) verschiedenen Betriebsspannung arbeiten. Dann kann die Ausgangsspannung erhöht oder gesenkt werden. Wird sie von Gleich- in Wechselspannung transformiert (z. B. für Fernseher), spricht man von *Wechselrichtern*. Sie erreichen Wirkungsgrade von $\eta = 40 - 90 \%$. Weitere Qualitätskriterien sind

- geringe Leerlaufverluste, wenn kein Verbraucher angeschlossen ist,
- hohe Überlastfähigkeit, um hohe Einschaltströme wie bei Geräten mit Elektromotor zu verkraften,
- eine stabile Ausgangsspannung und Frequenz.

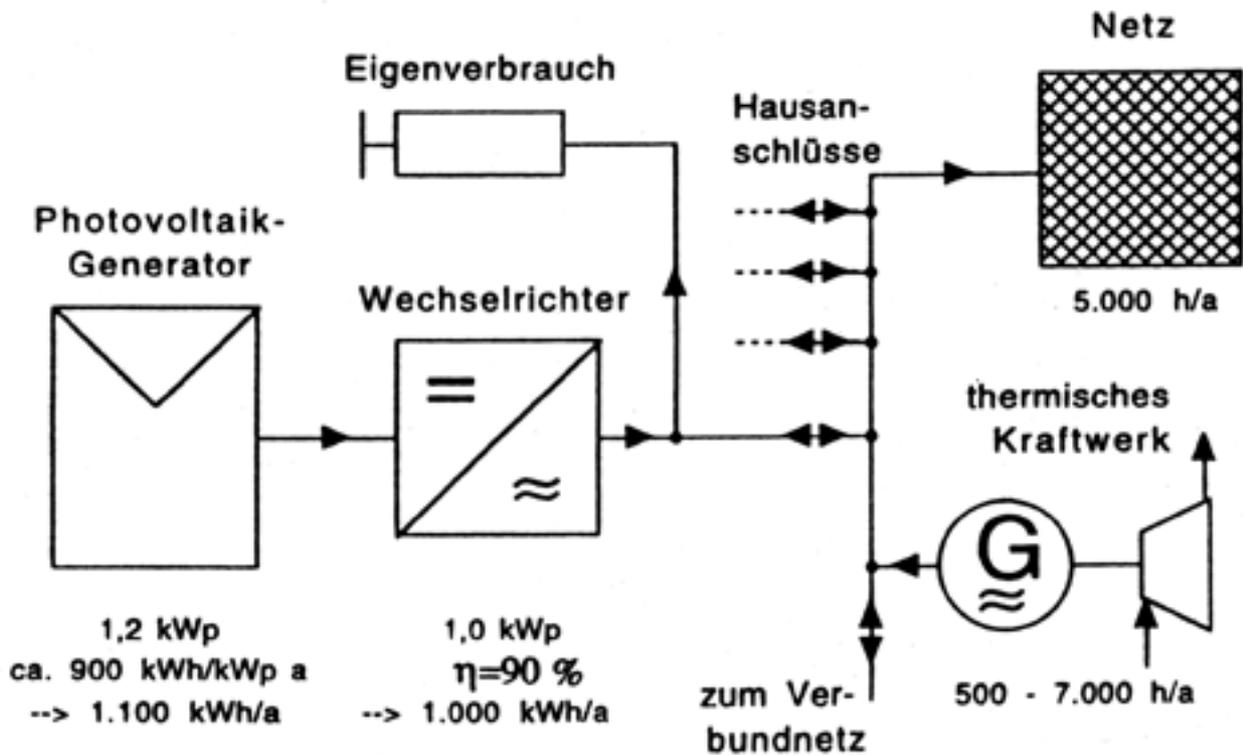
Nachteile des Inselsystems sind komponentenbedingte Gesamtverluste von $\sim 40 \%$ und Kosten und Umweltbelastung durch den Verschleiß der Batterie mit einer maximalen Lebensdauer von vier bis sieben Jahren. (BIBA et al. 1997, 43ff.)

3.2 Netzkopplung

3.2.1 Bedeutung für die Stromversorgung

Netzeinspeisesysteme müssen in ihrer Größe nicht nach dem Strombedarf ausgelegt werden. Über das öffentliche Verbundnetz kann der Eigenverbrauch jederzeit gedeckt werden. Produziert die Solaranlage andererseits mehr Strom als benötigt, nimmt das Netz den Überschußstrom auf. Dies ist gerade dann vorteilhaft, wenn kontinuierlich Strom benötigt wird, den die Sonnenenergie aber wegen Tag/Nacht- bzw. Sommer/Winter-Schwankungen nicht liefern kann. Die teure Speicherung wird überflüssig, und Speicherkapazitäten stellen keine Grenzen für die Stromproduktion mehr dar. Das Verbundnetz übernimmt die „Speicherfunktion“, denn bei Sonnenschein sorgt der eingespeiste Solarstrom dafür, daß Kohle-, Öl- oder Gaskraftwerke weniger beschickt werden können. Dies ist theoretisch bis in Höhe der Grundlast, dem absoluten momentanen Mindestgesamtverbrauch im Netz, ohne Zubau weiterer Speicher möglich. Ohne Veränderungen an der Struktur des Verbundnetzes könnten 10 - 15 % des gesamten Netzstromes durch PV-Anlagen bereitgestellt werden. Der mögliche Anteil würde sich noch erhöhen, wenn mit eingerechnet wird, daß das Grundlastniveau nur nachts erreicht wird. Tags, bei Sonnenschein, ist der Strombedarf praktisch immer deutlich höher, fehlende Abnehmer wären nicht zu befürchten. Andererseits müssen auch die Wirkungsgradverluste fossiler Kraftwerke im Teillastbetrieb mitberücksichtigt werden. Der heutige Anteil von Photovoltaik an der deutschen Stromerzeugung liegt deutlich unter einem Prozent.

3.2.2 Aufbau



EUROSOLAR 1996, 37.

Abbildung 3-4 Blockschaltbild einer Photovoltaikanlage in Netzkopplung

Abbildung 3-4 zeigt das Schema einer netzgekoppelten PV-Anlage. Bei Netzkopplung wird wie im Inselssystem im *PV-Generator* auf dem Dach Gleichstrom erzeugt. Das *Netzeinspeisegerät (NEG)* wandelt ihn in netzsynchronen Wechselstrom um und speist ihn über den *Hausanschluß* gegebenenfalls ins öffentliche Verbundsystem ein. Das NEG ist eine besondere Variante des Wechselrichters. Der von ihm umgewandelte Strom muß besondere in Richtlinien geregelte Qualitätsanforderungen erfüllen, damit empfindliche Verbraucher im Netz und beim *Eigenverbrauch* nicht gestört werden. Oberschwingungen können die Funktion elektronischer Geräte beeinträchtigen, die Netzfrequenz von 50 Hz muß phasengleich zum Netz eingehalten werden, und das NEG muß funktentstört sein, um nicht Radio- und Fernsehempfang in der Nachbarschaft zu beeinträchtigen. Einfache NEG gelten oft als Netzverschmutzer, da sie schlechte Ströme mit einem hohen Oberschwingungs- und Blindleistungsanteil liefern (BIBA et al. 1997, 60ff.)

Das NEG wird in der Regel nach der Durchschnittsproduktion der Solaranlage dimensioniert, damit die Wirkungsgradverluste insgesamt möglichst gering bleiben. Der Wirkungsgrad fällt bei Betrieb unterhalb von 10 - 30 % der Nennleistung des NEG stark ab (KIEFER, K. 1995, 32/33).

Anforderungen an das NEG sind

- ein hoher Wirkungsgrad schon bei kleinen Leistungen
- der Betrieb im MPP des Solargenerators durch Anpassung an die ständigen wetterbedingten Veränderungen,

- ein definierter Betrieb bei Überlast (Überschreitet der Generator die Nennleistung⁶, soll er sich nicht einfach abschalten, sondern die Leistung selbsttätig etwas mindern.),
- Benutzerfreundlichkeit (automatisches Ein- und Ausschalten je nach Sonnenangebot, die Anzeige der Meßdaten oder eine Schnittstelle für PC),
- das Einhalten von Bestimmungen und Vorschriften z. B. in Richtlinien vom VDEW (Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e. V.) oder VDE (Verband Deutscher Elektrotechniker e.V.)

Wichtig ist auch eine sichere Trennung von Solargenerator und Netz bei Kurzschlüssen in der Anlage. Sie wird meist durch einen Transformator erreicht, der allerdings schwer ist und den Wirkungsgrad des NEG senkt. Diese Vielzahl an technischen Anforderungen erfüllen vier Typen von NEG:

- Netzgeführte NEG erzeugen die Spannung nach Vorgabe des Verbundnetzes. Sie haben einen Wirkungsgrad $\eta \leq 95 \%$ und sind bei Stromausfall nutzlos.
- Selbstgeführte NEG können auch im Inselsystem betrieben werden. Sie bilden die 50 Hz-Sinuswellen in 20 kHz-Stufen nach (Pulsbreitensteuerung), erreichen aber wegen aufwendiger Filter zur Funkentstörung lediglich $\eta \leq 92 \%$.
- NEG mit Hochfrequenzzwischenkreis erreichen die galvanische Trennung mit einem sehr kleinen und deshalb verlustarmen Trafo. Die Spannungstransformation geschieht nicht bei 50 Hz, sondern im kHz-Bereich. Die Frequenz wird nachträglich wieder auf Netzniveau gesenkt ($\eta \leq 95 \%$).
- Trafolose NEG sind nur bei besonders sicheren PV-Anlagen der neuesten Generation möglich. Aufgrund des fehlenden Trafos verursachen sie die geringsten Kosten bei dem höchsten Wirkungsgrad ($\eta \leq 97 \%$). (BIBA et al. 1997, 60ff.)

Unterschiedliche Konzepte gibt es auch beim Einbaupunkt des NEG im Anlagenschaltkreis. Die meisten existierenden Anlagen haben ein zentrales NEG. Um die Gefahren der hohen kumulierten Gleichströme im Solargenerator zu vermeiden und um die maximalen Leistungen jedes einzelnen Moduls weitergeben zu können, sind modulatorientierte Wechselrichter sinnvoll. Sie werden direkt beim Solarmodul installiert und müssen deshalb den witterungsbedingten Anforderungen standhalten (z. B. bis zu 70 °C). Deswegen ist ihre Lebensdauer kürzer und ihr Preis höher. (FACHINFORMATIONSZENTRUM KARLSRUHE 1996, 2)

Zur Berechnung der Mengen des eingespeisten Stroms und der Stromrechnung, die sich daraus ergibt, werden grundsätzlich zwei Zählerschaltungen unterschieden. Im Normalfall liegt die Vergütung des eingespeisten Stroms (Einspeisevergütung EV) durch das Energieversorgungsunternehmen (EVU) unterhalb des Bezugspreises. Das EVU zahlt

⁶ einige Stunden im Jahr ist $I_e > 1000 \text{ W/m}^2$

weniger pro eingespeiste kWh ⁷, als es für eine vom Einspeiser verbrauchte kWh bekommt. Die EV beträgt heute ~17 Pf/kWh, der Strompreis für Privathaushalte liegt bei ~23 Pf/kWh. In diesem Fall wird der Anlagenbetreiber den selbst genutzten Strom nicht zählen und abrechnen.

Bei kostengerechter Vergütung (KV) bezahlt das EVU einen Preis, so daß Anlage wirtschaftlich arbeiten kann. Unter Berücksichtigung von Investitionen, laufenden Kosten und Abschreibung beträgt die Vergütung ~1,50 - 2,- DM/kWh. Jetzt wird der gesamte erzeugte Strom eingespeist und der verbrauchte zu normalen Preisen aus dem öffentlichen Netz bezogen. (BIBA et al. 1997, 57ff)

Die energetischen Gesamtverluste bei der Netzkopplung von Solaranlagen betragen ~ 10 %, sind also deutlich niedriger als bei Inselbetrieb.

3.2.3 1000-Dächer-Programm (1990-95)

Im Juni 1992 startete das bundesweite 1000-Dächer-Programm. Eigenheimbesitzer wurden von Bund und Ländern mit bis zu 70 % der Investitionssumme einer eigenen PV-Anlage unterstützt. Am 2.12.94 waren 1955 der 2106 bewilligten Anlagen mit einer Gesamtleistung von knapp 5000 kW_p errichtet (KIEFER 1995, 30). Zum erstenmal wurde eine empirische Analyse des Potentials der Nutzung der Photovoltaik ermöglicht. In der Zwischenauswertung von 1993 heißt es:

„Die Störfallerfassung des S-MAP⁸ ergab, daß die Wechselrichter die Schwachstelle der Solarstromsysteme sind. Die dem ISE⁹ 1994 gemeldeten Ausfälle verteilten sich wie folgt:

Tabelle 3-1 Störfallstatistik des 1000-Dächer-Programms 1992 bis 1994

n≈1900	absolut	in Prozent
Wechselrichter	420	61
Solargenerator	79	12
Sonstiges	183	27

FAKTOR UMWELT 1995, 19

... Die Anlagenbetreiber machten Gerätefehler als die häufigste Ursache für die Störungen am Wechselrichter aus, ein weiterer Grund für technische Probleme waren Gewitter.“ (FAKTOR UMWELT 1995, 19)

Die Auswertung von 1994 ergab allerdings einen deutlichen Rückgang von Ausfällen der Wechselrichter. Dies wird einerseits auf technische Verbesserungen, andererseits auf die intensive Betreuung der Anlagenbesitzer und schnelle Reparaturen zurückgeführt. (KIEFER 1995, 32) Ein Erfolg des 1000-Dächer-Programms war also diese Weiter-

⁷ Gemäß Stromeinspeisegesetz beträgt die Mindesteinspeisevergütung 90 % der Durchschnittskosten der Erzeugung beim EVU im Vorjahr.

⁸ **Standard-Meß- und Auswerteprogramm**1993

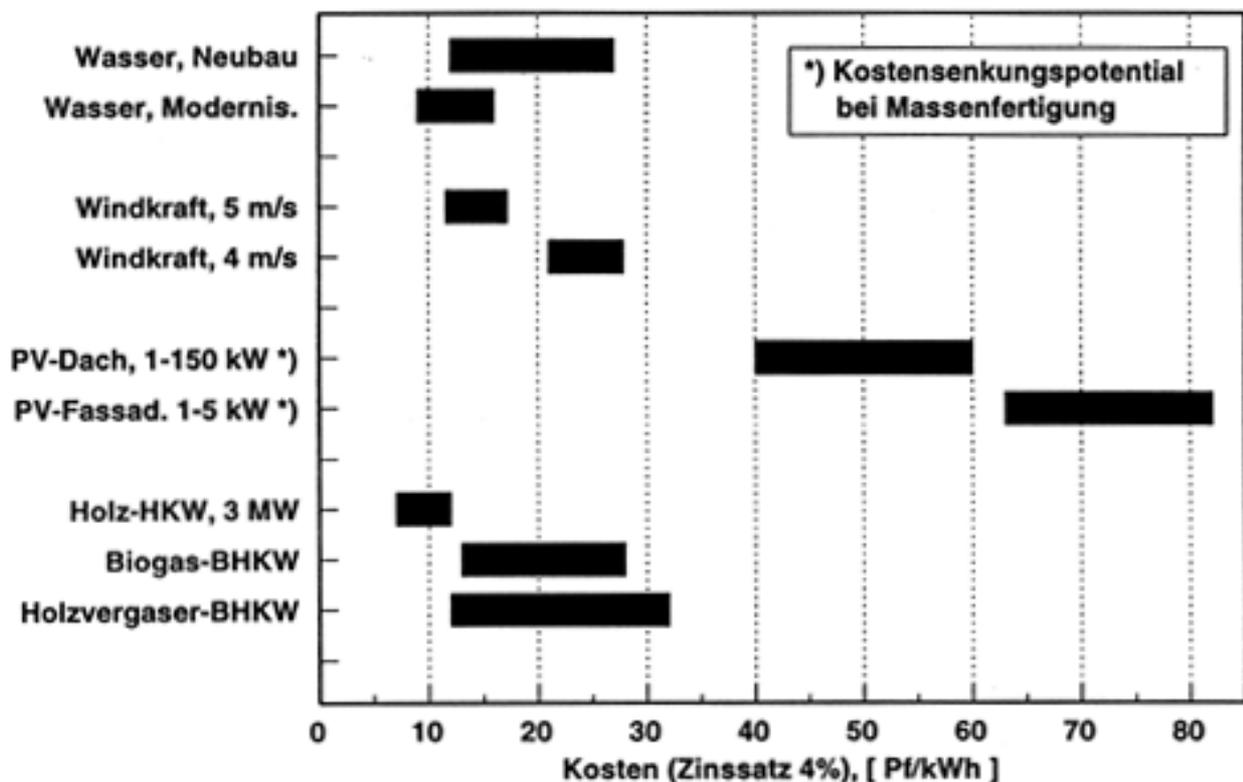
⁹ Das Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme (ISE) hat die wissenschaftliche Auswertung des Programms durchgeführt

entwicklung der NEG und anderer Komponenten der PV-Anlagen. Für eine Verbreitung der Photovoltaik in großem Stil hat es allerdings noch nicht sorgen können.

4 Perspektive für eine nachhaltige Energieversorgung

Die vielfältigen Einsatzmöglichkeiten und der weit fortgeschrittene technische Standard der Photovoltaik wurden bereits angesprochen. Nun sollen eine Einordnung der Stromerzeugung durch Solarenergie neben andere Arten regenerativer Energiegewinnung und Überlegungen zur weiteren Marktentwicklung andeuten, welchen Beitrag sie zu einer nachhaltigen, klima- und sozialverträglichen Energieversorgung leisten kann.

Tabelle 4-1 Stromgestehungskosten regenerativer Energien



NITSCH 1997, 6

Regenerative Energien weisen starke Differenzen in den jeweiligen Gestehungskosten auf. Holzheizkraftwerke und modernisierte Wasserkraftwerke sind mit unter 10 Pf/kWh gegenüber fossilen Energiequellen bereits konkurrenzfähig (Tabelle 4-1). Allerdings ist das Potential der Wasserkraft in Deutschland heute weitgehend ausgeschöpft. Die Photovoltaik ist mit 40 bis 80 Pf/kWh je nach Anlagengröße und örtlichen Gegebenheiten sehr viel teurer. Die Hauptursache dafür liegt neben dem geringen Wirkungsgrad von real höchstens 20 %, der aufwendigen Produktion und dem kleinen Markt im vergleichsweise geringen Sonnenenergieangebot in unseren Breiten.

„Die mit heutiger polykristalliner Technologie bei Herstellung in modernen Fertigungsanlagen um 30 - 50 MW Jahresproduktion erreichbaren Kostensenkungen

bei der Photovoltaik von ca. 50 % können durchaus größere Märkte in einstrahlungsreichen Gebieten (z. B. des Mittelmeerraums) eröffnen (NITSCH 1997, 7/8).“

Auch in Hinblick auf das CO₂-Minderungspotential schneidet die Photovoltaik relativ schlecht ab.

Tabelle 4-2 Spezifische CO₂-Minderungskosten verschiedener Energieträger

Maßnahme	DM/t CO ₂
Wärmedämmung	
Schwedenstandard	0 bis + 90
Niedrigenergiehaus	+ 220
Stromerzeugung	
Braunkohle ersetzt durch	
Erdgas	+ 23
Kernenergie	- 5
Steinkohle ¹ ersetzt durch	
Erdgas	+ 11
Kernenergie	- 10
Kohle ersetzt durch	
Windenergie	+ 40 bis + 50
Photovoltaik	+ 220 bis + 290
Solarkollektoren	- 90 bis + 860
Äthanol aus Biomasse	+ 420 bis + 290
Wasserstoff substituiert	
Kohle, Öl oder Gas ²	+ 300 bis + 530
¹ Preisbasis Importkohle	
² Preisbasis Herstellkosten	

BUBMANN 1994, 83

Wollte man bei der Stromerzeugung den Energieträger Kohle durch Photovoltaik ersetzen, würde die Einsparung einer Tonne CO₂ heute 220 bis 290 DM kosten, die Nutzung von Windenergie nur 40 bis 50 DM je eingesparter Tonne CO₂. Der Einsatz von Solarthermie bei der Wärmebereitung würde sogar im Optimalfall eine Geldersparnis von 90 DM/t CO₂ mit sich bringen, wenn er auch im ungünstigsten Fall zu Zusatzkosten von fast 900 DM führte¹⁰.

Der ungünstigen Kostenbilanz steht die Energiebilanz gegenüber. Zu deren Veranschaulichung eignen sich Energieerntefaktor und energetische Amortisationszeit als Kennzahlen.

Der Erntefaktor ist definiert als der Quotient aus der Nettoenergieerzeugung in der Lebensdauer einer energieerzeugenden Anlage und dem kumulierten Primärenergieverbrauch für die Herstellung der Anlage, der Betriebsmittel und der Betriebsstoffe.

Laut einer Studie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) können mit photovoltaischen Kraftwerken primärenergetisch bewertete Erntefaktoren erreicht werden, die

¹⁰ Bemerkenswert sind die Hoffnungen, die vom Autor Alfred Voß in die Nutzung der Kernenergie gesetzt werden. Dies läßt auf seine Herkunft vom Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung schließen und deutet auf eine eher pessimistische Einschätzung des Potentials der Regenerativen hin.

für Einstrahlverhältnisse in der Bundesrepublik im Fall I¹¹ zwischen 2,8 und 4,3 und für den Fall II¹² zwischen 4,7 und 7,6 liegen. Unter günstigeren Einstrahlverhältnissen lassen sich in Fall II Erntefaktoren bis 15 erzielen.¹³ (ARBEITSGEMEINSCHAFT ERNEUERBARE ENERGIE 1994/1996)

Im Vergleich dazu werden bei thermischen Kollektoren zur Brauchwasserbereitung Erntefaktoren von 8 bis 48 erreicht, bei Windkraftanlagen (je nach Windgeschwindigkeit) von 11 bis 93 und bei langlebigen modernen Wasserkraftwerken von einigen Hundert bis 1000.

Werden für konventionelle Kohle- und Atomkraftwerke sehr hohe Erntefaktoren angegeben, dann wird bei der Berechnung in der Regel der Brennstoffbedarf nicht berücksichtigt.

„Es werden (...) meistens Kraftwerke betrachtet, aus denen hinten Strom herauskommt, vorne aber nichts hineingeht. Wird der Brennstoffbedarf mit berücksichtigt, fallen die Werte für konventionelle Kraftwerke negativ aus. Denn sie verbrauchen fossile oder nukleare Brennstoffe, bergen während ihrer Lebensdauer Risiken und tragen zur Förderung des Treibhauseffektes bei. Zur Energieeinsparung können sie im Gegensatz zu erneuerbaren Energien nicht beitragen.“ (QUASCHNING 1996)

Die energetischen Amortisationszeiten¹⁴ resultieren aus den Erntefaktoren und liegen bei Photovoltaik für den jetzigen Stand der Technik bei sieben Jahren für kristalline und bei unter fünf Jahren für amorphe Modultechnologie.

„In naher Zukunft könnten mit monokristallinen Modulen Amortisationszeiten von vier Jahren sowie mit amorphen und multikristallinen Modulen von drei Jahren erreicht werden. Bei Aufstellung in klimatisch günstigeren Breiten lassen sich die Amortisationszeiten bis zur Hälfte verkürzen.“ (ARBEITSGEMEINSCHAFT ERNEUERBARE ENERGIE 1994/1996)

Die Photovoltaik ist energetisch eine sinnvolle Art der Stromerzeugung, die mittel- bis langfristig ihre Effizienz beträchtlich steigern wird. Größtes Hemmnis der breiten Markteinführung ist der absolut und im Vergleich zu anderen regenerativen Energieträgern hohe Kostenaufwand. Schöpfte man das gesamte technische Potential der

¹¹ Der Fall I bezieht sich auf den heutigen fertigungstechnischen Stand, unterstellt eine volle Ausnutzung der vorhandenen Fertigungskapazität bei Einschichtbetrieb in der Zellen- und Modulfertigung und stellt somit die Untergrenze des KEV für den Status quo dar.

¹² Der Fall II unterstellt eine Umsetzung heute bekannter technologischer Verbesserungen in die Produktion, wiederum eine volle Ausnutzung der Fertigungseinrichtungen bei Vierschichtbetrieb in der Zellen- und Modulfertigung und gleichzeitig einen Ausbau der Fertigungskapazität.

¹³ Die gewählten Werte beinhalten sämtliche Verluste wie Temperatureinfluß und Verschmutzung der Module, Wechselrichterverluste etc. und sind typisch für Einstrahlverhältnisse in der Bundesrepublik.

¹⁴ Die energetische Amortisationszeit gibt an, wie lange ein System braucht, um die Energie zu dessen Herstellung wieder selbst zu erzeugen.

Regenerativen bis 2010 aus, erreichten sie einen Anteil an der Primärenergieversorgung von 55 %, im Stromsektor von 70 %. Davon nähme die PV 21,3 % bzw. im Stromsektor entsprechen mehr ein. (NITSCH 1997, 4)

Tabelle 4-3 REG-Zuwachs von 1997 bis 2010 und dazu erforderliche Investitionen für komplette Anlagen zur Wärme- und Stromerzeugung

	Zuwachs an jährlicher Energieerzeugung ¹⁾		Kumulierte Investitionen ²⁾	
	TWh/a	% von gesamt	Mrd. DM	Mio. DM/TWh/a
Wasserkraft	9,2	6,4	4,64	504
Windenergie	3602	25,2	13,1	362
Photovoltaik	2,3	1,6	8,1	3520
Restholz, -stroh	51	35,5	10,8	210 ³⁾
Energiepflanzen	20,5	14,3	4,7	220 ³⁾
Biogas, Klärgas	12,4	8,6	4,7	380
Kollektoren	7,8	5,4	18	2300
Geothermie	4,1	2,9	3,3	800
gesamt	143,5	100	67,4	470
jahres-durchschnittlich			4,8	

1) Primärenergieäquivalent

2) Geldwert 1995

3) Für die Beurteilung der Investitionen in die Biomasse sind zusätzlich die Kosten für die Brennstoffe zu beachten.

NITSCH 1997, 11

Um diesen möglichen Anteil an der Energieversorgung zu erreichen, sind ungefähr 67 Mrd. DM an Investitionskosten nötig. Die Photovoltaik würde dann 14 % des geschätzten Strombedarfes decken. Laut Tabelle 4-3 hätte sie einen Anteil von 1,6 % am energetischen Zuwachs und erforderte 12 % der Investitionskosten. Dies entspricht einem absoluten Betrag von 8,1 Mrd. DM (Tabelle 4-4). Die Energie wäre allerdings am teuersten erkaufte: eine zusätzliche Terawattstunde Solarstrom pro Jahr kostete mit 3520 Mio. DM etwa zehnmal so viel wie die gleiche Menge Strom aus Windkraftanlagen.

Tabelle 4-4 Förderung zur Markteinführung verschiedener Technologien

Regenerative Energiegewinnung	~9 Mrd. DM bis 2010
Photovoltaik	~8 Mrd. DM innerhalb von 20 Jahren
Atomkraft seit 1956	~40 Mrd. DM
Transrapid	~8 Mrd. DM
Airbus-Vermarktung	~8 Mrd. DM

Tabelle 4-4 zeigt auch, daß die zur Markteinführung der PV erforderliche Investitionssumme von ca. 8 Mrd. DM nicht außer Verhältnis zur staatlichen Förderung anderer neuer Technologien steht. Sie beträgt nur ein Fünftel der Summe, die seit den fünfziger Jahren in die Nutzung der Kernenergie investiert wurde. Die Entscheidung zum Ausbau der Solarenergienutzung zur Stromerzeugung ist eine politische. Es bleibt zu hoffen, daß dies von einer breiten Öffentlichkeit erkannt wird, damit der Druck für Markteinführungsprogramme gegenüber anderen Technologien bestehen wird und die Photovoltaik ihren Beitrag zu einer umweltschonenden und gesellschaftsverträglichen Energiewirtschaft leisten können.

5 Literatur

- AIXCON ELEKTROTECHNIK GMBH STOLBERG (1997): PV Wechselrichter direktgekoppelt.
<http://www.aixcon.de/solar/PD1/PD1.html>
- ALTNER, G./DÜRR, H.-P./MICHELSEN, G./NITSCH, J./LANGNIß, O. (1995): Zukünftige Energiepolitik. Vorrang für rationelle Energienutzung und regenerative Energiequellen, Studie im Auftrag der Niedersächsischen Energieagentur, Bonn.
- ARBEITSGEMEINSCHAFT ERNEUERBARE ENERGIE (1993): Solarwechselrichter.
http://www.datenwerk.at/arge_ee/verz/artikel/pv10.html
- ARBEITSGEMEINSCHAFT ERNEUERBARE ENERGIE (1994/1996): Kumulierter Energieverbrauch und Erntefaktoren von Photovoltaik-Systemen/Energetische Amortisationszeiten und Erntefaktoren.
http://www.datenwerk.at/arge_ee/verz/artikel/pv06.html
- BIBA, CH./HEINICKE, D./JACOBS, P./PAYER, T. (1997): Strom aus Sonnenlicht. Technik, Planung und Montage, Cölbe/Marburg, 123 S.
- BISCHOF, R. (1996): Zur ökologischen Verträglichkeit der Photovoltaik, in: Scheer, H. (Hg.): Solarzeitalter. Politik und Ökonomie Erneuerbarer Energie, 4/96, Villingen-Schwenningen, 57 S., S. 19-20.
auch: http://www.eurosolar.org/mitteilungen/oeko_pv.html
- BOEKER, E./VON BRONDELLE, R. (1997): Physik und Umwelt, Braunschweig/Wiesbaden, S. 124.
- BUBMANN, W. (1994): Auf dem Weg zu einer zweiten solaren Zivilisation? in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen. Zeitschrift für Energiewirtschaft, Recht, Technik und Umwelt, 1/2.1994, Düsseldorf, 100 S., S. 82/83.
- ELEKTRIZITÄTWERK RHEINHESSEN (ohne Datum): Energieerzeugung.
<http://www.ewr.de/energie/erzeugung.htm>
- EUROSOLAR, BVR (Hg., 1992): Der Weg zum Solarzeitalter. Bildungsmaterialien, Bonn, 89 S.
- EUROSOLAR (Hg., 1996): Der Weg zum Solarzeitalter. Bildungsmaterialien. Foliensammlung, Bonn, 54 Folien, 71 S.
- FACHINFORMATIONSZENTRUM KARLSRUHE (1996): PV-Wechselrichter, BINE Projekt-Info-Service 10/96, Bonn, 4 S.
- KIEFER, K. (1995): Das 1000-Dächer-Programm: Aktuelle Ergebnisse der Auswertungen, in: Sonnenenergie und Wärmetechnik, 2/95, Bielefeld, 51 S., S. 30-33.
- LEUTE, U. (1995): Physik und ihre Anwendungen in Technik und Umwelt, München/Wien, 419 S.
- NITSCH, J. (1997): Potentiale und Ausbaumöglichkeiten regenerativer Energien im Rahmen einer nachhaltigen Energieversorgung, Ausarbeitung eines Vortrags auf dem 7. Sommersymposium „Energie und Umwelt“, 23./24.6.97, Münster, 20 S.
- QUASCHNING, V. (1996): Energetische Amortisation und Erntefaktoren regenerativer Energien. Institut für Elektrische Energietechnik der TU Berlin, Fachgebiet Erneuerbare Energien, Berlin.
<http://emsolar.ee.tu-berlin.de/allgemein/enamort.html>
- SCHUMM, G./KLOTZ, F. H./KNAUPP, W./MOHRING, H.-D. (1995): Steigerung des Ertrags durch Nachführung und Konzentration, in: Sonnenenergie und Wärmetechnik, 2/95, Bielefeld, 51 S., S. 25-29.
- SOLARENERGIE-FÖRDERVEREIN (Hg., 1993): Informationen zu netzgekoppelten Solarstromanlagen, Aachen, 16 S.