

**SOLARENERGIE – MÖGLICHKEITEN,
GRENZEN UND POTENTIALE
FÜR ÖSTERREICH**

Solarenergie – Möglichkeiten, Grenzen und Potentiale für Österreich

**Friedrich SMOLA
Michael CERVENY
Maria RAUCHENBERGER**

UBA–BE–004

**Wien, Dezember 1991
(Ergänzungen bis 1992)**

**Bundesministerium für Umwelt,
Jugend und Familie**



Textbearbeitung: Christine Pfeiffer
Nancy Cao

Impressum:

Medieninhaber und Herausgeber: Umweltbundesamt, 1090 Wien, Spittelauer Lände 5

© Umweltbundesamt, Wien, Wien, Dezember 1991 (Ergänzungen bis 1992)

Alle Rechte vorbehalten
ISBN 3-85457-157-7

INHALTSVERZEICHNIS

1 Einleitung	1
2 Potentiale der Solarenergie in Österreich	5
2.1 Theoretisches Potential	5
2.2 Technisch mögliches Potential	7
2.2.1 Photovoltaische Systeme	7
2.2.2 Solarkollektoren	7
3 Ist-Situation	9
3.1 Ist-Situation in Österreich	9
3.1.1 Photovoltaik	9
3.1.2 Solarkollektoren	10
3.2 Ist-Situation im Ausland	11
3.2.1 Photovoltaik	11
3.2.2 Einspeistarife	12
3.2.3 Saisonspeicher	13
4 Barrieren	13
4.1 Photovoltaische Systeme	13
4.2 Solarkollektoren	14
4.2.1 Selbstbaukollektoren	14
4.2.2 Kommerzielle Kollektoren	15
4.2.3 Solarunterstützte Heizsysteme	15
5 Umweltaspekte bei der Nutzung VON Solarenergie	17
5.1 Energieerntefaktor	18
5.2 CO ₂ -Emissionen durch die Produktion von photovoltaischen Anlagen	19
6 Energiewirtschaftliche Systemüberlegungen	20
6.1 Photovoltaik	20
7 Ausblick	23

SOLARENERGIE – MÖGLICHKEITEN Grenzen und Potentiale für Österreich

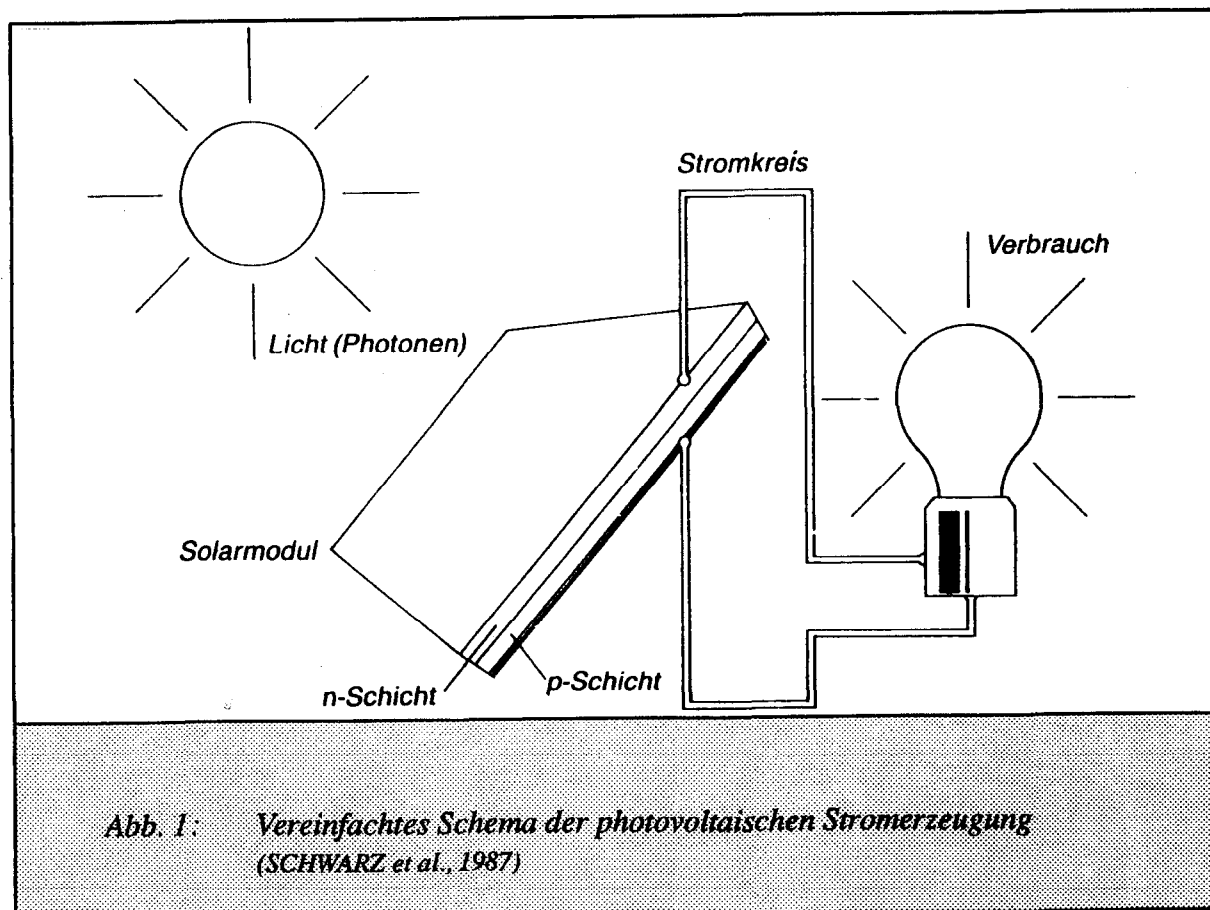
1 EINLEITUNG

Unter Solarenergie wird im folgenden Abschnitt die direkte bzw. indirekte Nutzung der Solarstrahlung verstanden. Folgende Umwandlungssysteme können unterschieden werden:

- Photovoltaische Systeme: aus Solarstrahlung wird Strom erzeugt
- Solarkollektoren: aus Solarstrahlung wird aktiv Warmwasser erzeugt
- Passive Nutzung: Solarstrahlung trägt zur passiven Beheizung von Wohngebäuden bei.

ad a) Photovoltaische Systeme

Mit Hilfe von Solarzellen (im Unterschied zu Solarkollektoren) wird Solarstrahlung in elektrischen Strom umgewandelt. Die Solarzelle besteht aus einem Halbleiter (z.B. Silizium, Galliumarsenid etc.), der bei Lichteinfall eine elektrische Spannung erzeugt. Diese Spannung wird mittels zweier Metallkontakte abgenommen; wird zwischen den beiden Metallkontakten ein Verbraucher geschaltet (z.B. eine Glühbirne), so fließt elektrischer Strom (Abb. 1).



Es gibt drei verschiedene Typen von Solarzellen, wobei das Unterscheidungskriterium die unterschiedliche Kristallstruktur ist:

aa) Monokristalline Solarzellen

Diese Zellen bestehen aus einem einzigen großen Siliziumkristall, der streng geometrisch aufgebaut ist. Monokristalline Zellen weisen die höchsten Wirkungsgrade auf, sind aber besonders aufwendig in der Herstellung und daher teurer als andere Zellentypen (Abb. 2, rechts).

bb) Polykristalline Solarzellen

Aus dem Halbleitermaterial (z.B. Silizium) wird ein aus vielen kleinen Kristallen bestehender Block gegossen. Dieses Verfahren ist einfacher als die Herstellung von Einkristallen und daher auch billiger. Der Wirkungsgrad von polykristallinen Zellen ist niedriger als der von monokristallinen Zellen (Abb. 2, links).

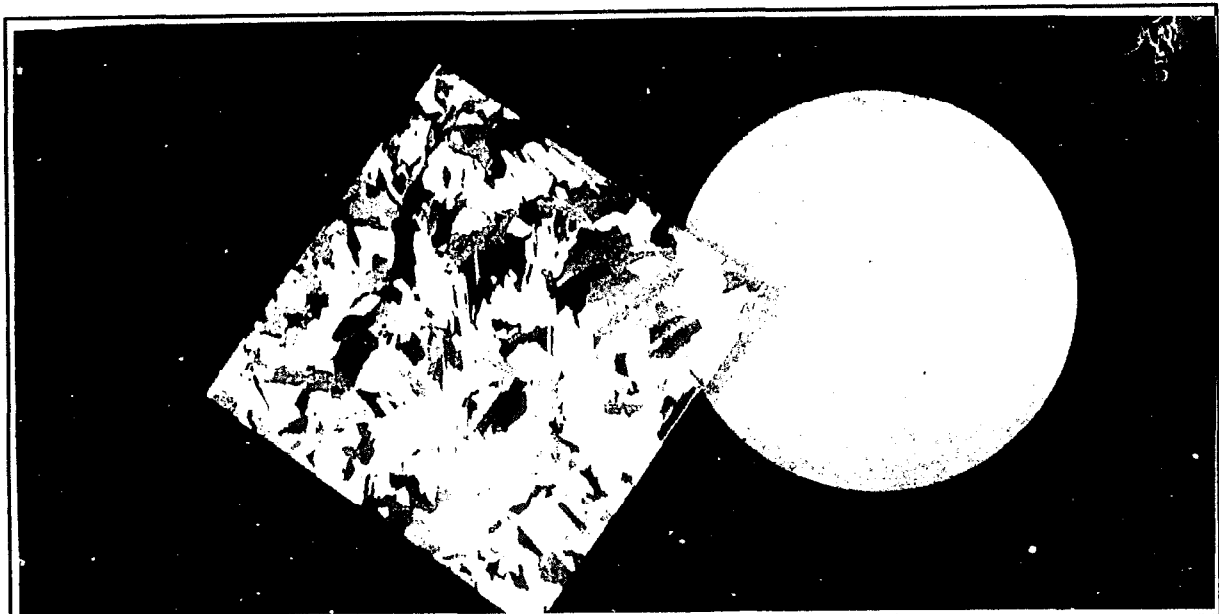


Abb. 2: Platten aus monokristallinem (rund) und polykristallinem (quadratisch) Silizium für die Produktion von Solarzellen (Foto: Solarex)

cc) Amorphe Solarzellen

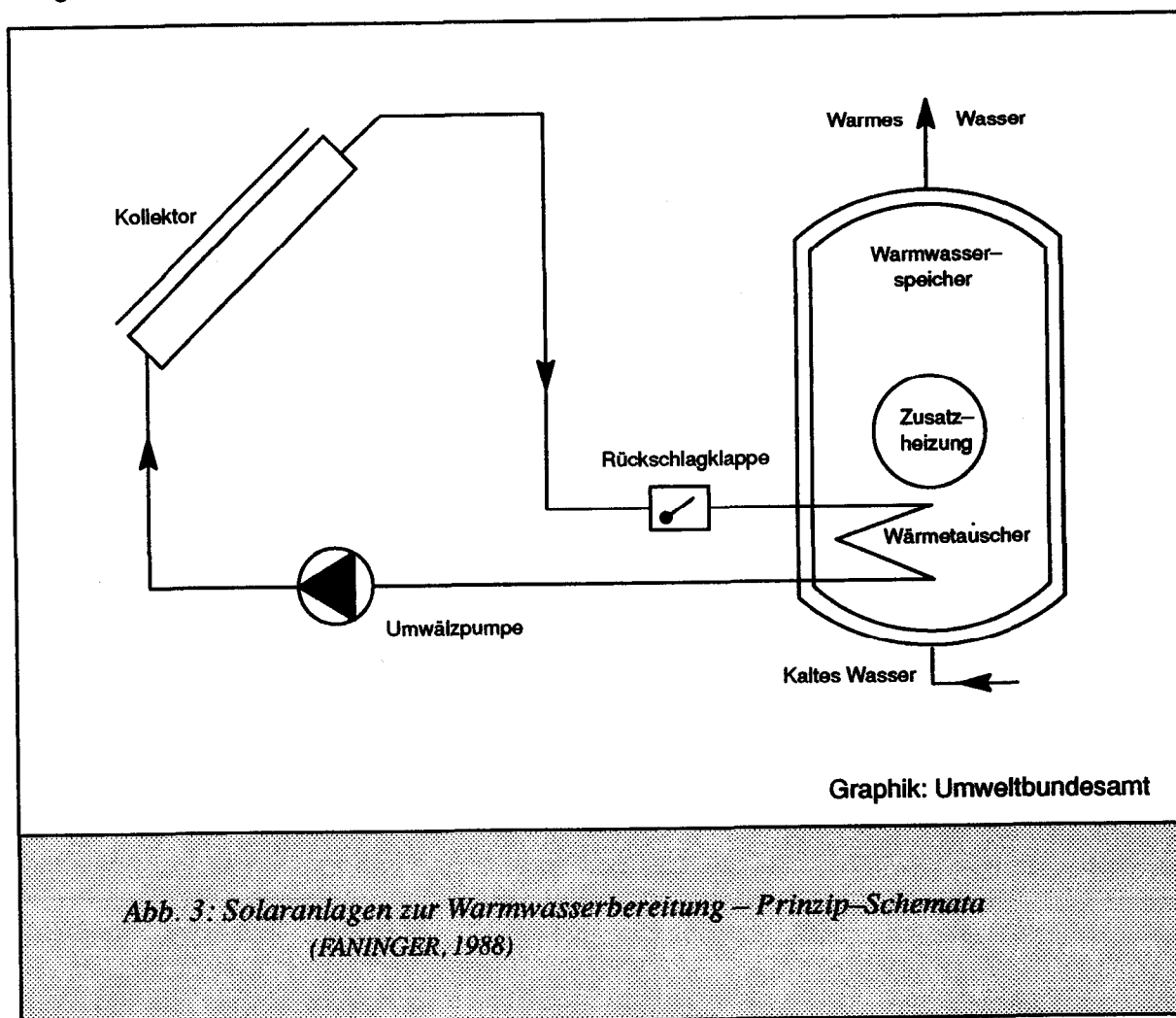
Auf einem Träger (z.B. Glas, Metallband) wird der Halbleiter in einer dünnen Schicht (ca. 1 mm), z.B. durch Aufdampfen, aufgebracht. Dabei kann sich keine Kristallstruktur ausbilden; der Halbleiter liegt in amorpher Form vor. Der Wirkungsgrad amorpher Zellen (auch als Dünnschichtzellen bezeichnet) ist deutlich geringer als der von mono- oder polykristallinen Zellen; allerdings ist das Herstellungsverfahren auch einfacher und daher billiger.

Industriell produzierte Solarzellen verfügen heute über einen Wirkungsgrad von rund 8 % bis 12 %. In Entwicklungslabors wurden aber auch schon Wirkungsgrade von bis zu 37 % erreicht ("Die Presse" vom 17.5.1990).

ad b) Solarkollektoren

Das Kernstück eines Solarkollektors ist der Absorber, der in den meisten Fällen aus schwarzen Kupfer- oder Kunststoffröhren besteht, die mit Wasser gefüllt sind. Die schwarze Oberfläche absorbiert in besonders hohem Ausmaß das einfallende Sonnenlicht, sodaß es zu einer starken Erwärmung des Absorbers kommt. Die dabei entstehende Wärme wird an das Wärmeträgermedium (zumeist Wasser) weitergegeben und über ein Rohrleitungsnetz zu den Verbrauchern (z.B. Warmwasserboiler, Heizungssystem etc.) weitergeleitet.

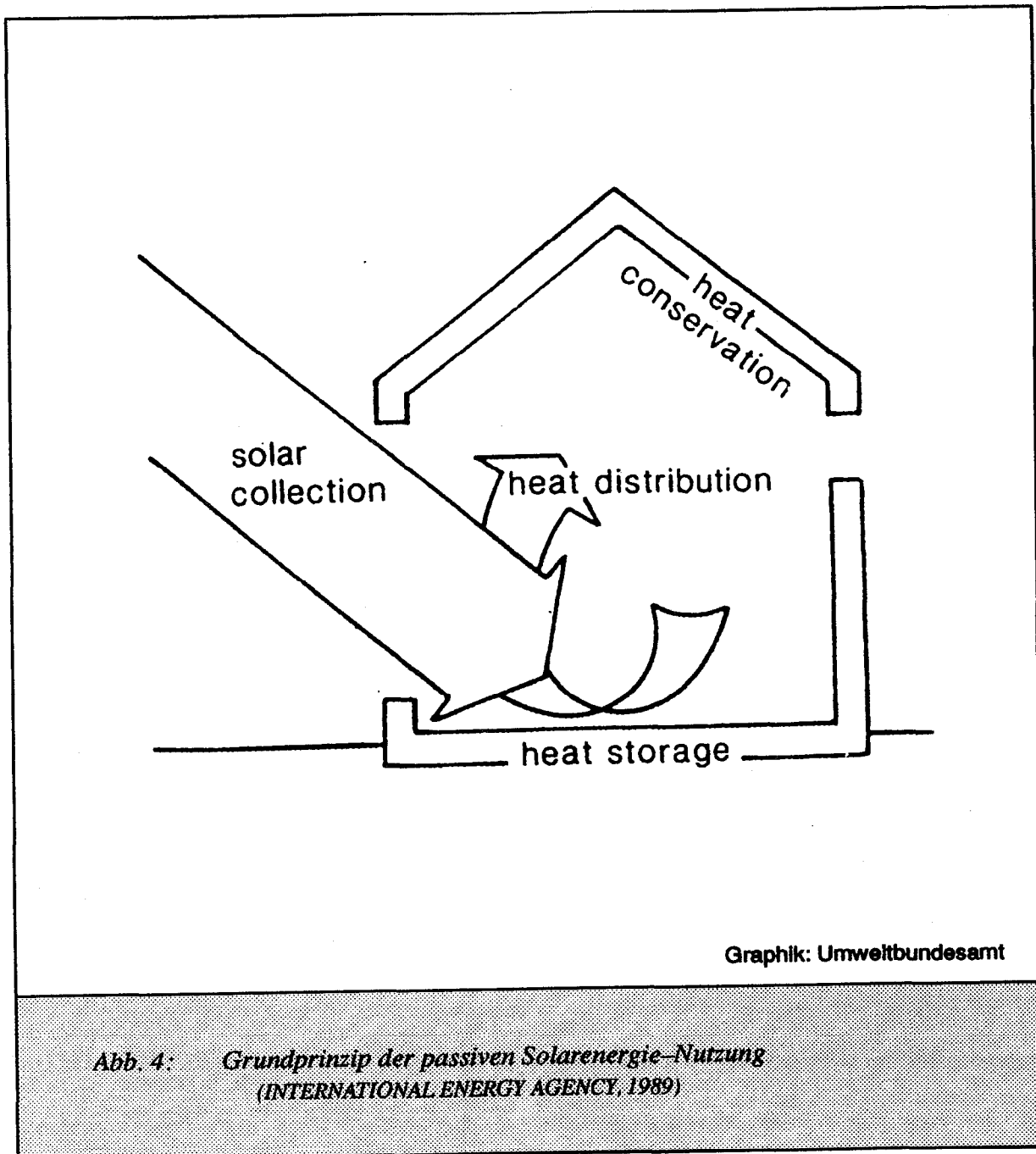
In Abbildung 3 ist das Funktionsprinzip einer Solaranlage zur Warmwasserbereitung dargestellt.



*Abb. 3: Solaranlagen zur Warmwasserbereitung – Prinzip-Schemata
(FANINGER, 1988)*

ad c) Passive Nutzung der Sonnenenergie

Unter passiver Nutzung werden alle bauphysikalischen sowie baukonstruktiven Maßnahmen zusammengefaßt, die eine unmittelbare thermische Nutzung der Solarstrahlung ermöglichen (z.B. große und zumindest doppelt-verglaste Südfenster, kombiniert mit hohem Wärmespeichervermögen der dahinterliegenden Baumaterialien, Wintergärten etc.). Abbildung 4 stellt das Grundprinzip passiver Sonnenenergienutzung dar.



Mit einer "intelligenten" Solararchitektur und durch die richtige Wahl von Baumaterialien kann man heute schon sogenannte Nullenergie- bzw. Niedrigenergie-Häuser realisieren. Und dies nicht nur in besonders sonnenbegünstigten Regionen, sondern auch in unseren Breiten.

In diesen Häusern wird die Raumwärme und das Warmwasser mit deutlich geringerem Energieeinsatz erzeugt, als in konventionellen Häusern. Nullenergie-Häuser kommen sogar gänzlich ohne jegliche konventionelle Heizung aus.

2 Potentiale der Solarenergie in Österreich

Für die passive Nutzung der Solarenergie (solararchitektonische Gestaltung von Häusern und Gebäuden) wird aufgrund der mangelnden Datenlage *keine Potentialabschätzung* vorgenommen.

Es wird daher bei den Potentialabschätzungen, soweit dies sinnvoll erscheint, zwischen Solarzellen (photovoltaische Systeme) und Solarkollektoren (Warmwasserbereitung) unterschieden.

2.1 Theoretisches Potential

Das theoretische Potential erfaßt den gesamten physikalischen Energieinhalt, den eine Energiequelle liefern kann. Es gibt daher eine absolute physikalische Obergrenze an, die nicht überschritten werden kann.

Im Falle der Solarenergie ist das theoretische Potential die Globalstrahlungssumme, die in einem Jahr auf das österreichische Bundesgebiet fällt. Die Globalstrahlung setzt sich aus einem direkten und aus einem diffusen Strahlungsanteil zusammen. Der diffuse Strahlungsanteil wird durch Streuvorgänge in der Atmosphäre hervorgerufen.

In Abbildung 5 ist die mittlere jährliche Globalstrahlungssumme in Gigajoule/Quadratmeter und Jahr ($\text{GJ}/\text{Qm}^2\cdot\text{a}$) auf die horizontale Fläche in Österreich dargestellt.

Dieser Karte ist zu entnehmen, daß die Niederungen Österreichs die geringsten Einstrahlungswerte ($< 4,0 \text{ GJ}/\text{m}^2\cdot\text{a}$) aufweisen, während die vergletscherten Gebiete, aufgrund der Höhe und der hohen Reflexion, die höchsten Globalstrahlungssummen aufweisen. So entsprechen die drei Gebiete, die Werte über $5,0 \text{ GJ}/\text{m}^2\cdot\text{a}$ aufweisen, von West nach Ost der Silvretta Gruppe, den Öztaler Alpen und den Stubai Alpen. Darüber hinaus kann man erkennen, daß die Alpensüdseite aufgrund der im Jahresmittel längeren Sonnenscheindauer bevorzugt ist.

Der für die meisten Gebiete Österreichs gültige grobe Durchschnittswert der Globalstrahlungssummen liegt bei etwa $4,0 \text{ GJ}/\text{m}^2\cdot\text{a}$ ($1.100 \text{ kWh}/\text{m}^2\cdot\text{a}$). Die zeitlichen Schwankungen am selben Ort für die Jahressummen liegen im Bereich von + 10 %. Für die Monatssummen sind dagegen Schwankungsbereiche von + 30 % festzustellen (FANINGER, 1988).

Die auf Österreich jährlich eingestrahelte Globalstrahlung beträgt ungefähr $3,3 \cdot 10^{20}$ Joule/Jahr [J/a] = $330 \text{ EJ}/\text{a}$ ($\text{E} = \text{Exa} = 10^{20}$) und ist daher rund 330mal größer als der Gesamtenergieverbrauch Österreichs im Jahre 1989 ($1 \text{ EJ}/\text{a}$).

2.2 Technisch mögliches Potential

Das technisch nutzbare Potential gibt an, wieviel Energie mit heute bereits verfügbarer oder in Zukunft mit hoher Gewißheit erreichbarer Technik gewonnen werden kann. Einer der wichtigsten Faktoren für die Größe des technisch nutzbaren Potentials ist der Wirkungsgrad einer Solaranlage, d.h. wieviel Prozent der eingestrahnten Solarenergie bei Photovoltaik in elektrischen Strom, bei Solarkollektoren in Niedertemperaturwärme umgewandelt werden kann.

2.2.1 Photovoltaische Systeme

Es darf angenommen werden, daß in naher Zukunft Solarzellen mit einer Energieausbeute von 20 % in Serie produziert werden.

Berücksichtigt man Orientierung und Neigung der Solarmodule sowie Verschattung der hinteren Solarmodule durch schräge Aufstellung und den Bodennutzungsgrad mit einem Faktor von etwa 0,68 (FANINGER et al., 1991), so würde dies einem technisch nutzbaren Potential von 45 EJ/a, bezogen auf das *gesamte Bundesgebiet*, entsprechen. Dies ist rund 250mal der Stromverbrauch Österreichs.

2.2.2 Solarkollektoren

Solarkollektoren weisen einen wesentlich besseren Wirkungsgrad als Solarzellen auf. Derzeit werden im österreichischen Handel Solarkollektoren mit einem nach ÖNORM M 7714 bestimmten Wirkungsgrad von 70 % bis 80 % angeboten. Der über das Jahr gemittelte Wirkungsgrad der Gesamtanlage (Jahresnutzungsgrad) wird in der Praxis durch das Benutzerverhalten sehr stark beeinflusst. So wird im Sommer von den Solarkollektoren im Regelfall mehr Warmwasser erzeugt, als vom Benutzer entnommen wird. Dadurch sinkt der Jahresnutzungsgrad. Für Österreich kann mit Jahresnutzungsgraden für Solarkollektoranlagen von 30 % bis 60 % gerechnet werden.

Würde man das *gesamte Bundesgebiet* zur Energienutzung verwenden, so würde man mit einem angenommenen Wirkungsgrad von 30 % (Jahresnutzungs- und Bodennutzungsgrad) eine Energieausbeute von 100 EJ erreichen. Dies ist rund 510mal der Raumwärme- und Warmwassernutzenergieverbrauch Österreichs.

Dies sind selbstverständlich rein theoretische Überlegungen, die aber einen ersten Eindruck über die Größe des Solarenergiepotentials erlauben.

Sinnvoller ist es, den Flächenbedarf für die Deckung des Warmwasser- und Raumwärmebedarfs mittels Solarkollektoren (und Saisonspeichern) zu berechnen. In Österreich wurden 1987 für diesen Verwendungszweck rund 200 PJ Nutzenergie verbraucht (BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFTLICHE ANGELEGENHEITEN, BMWA, 1990). Für einen effizienten Einsatz solarer Raumwärmeversorgung sollte man in erster Linie den Raumwärmebedarf durch bauliche Maßnahmen (Isolierung, Solararchitektur etc.) minimieren. Dies würde wiederum zu einer Reduktion des gesamten Nutzenergiebedarfs führen.

Folgt man DALENBÄCK und JILAR (1989), so sollte bei einer Anlage, die Solarkollektoren und Saisonspeicher verbindet, aus ökonomischen Überlegungen ein solarer Deckungsgrad von 80 % (d.h. 20 % des Wärmebedarfs werden weiterhin von konventionellen Energieträgern abgedeckt) nicht überschritten werden. Bei einem jährlichen Nutzenergiegewinn von 1,4 GJ/m².a würde dies für Österreich bedeuten, daß mit einer Kollektorfläche von rund 11.000 Hektar (5 % der verbauten Fläche) 80 % des derzeitigen Warmwasser- und Raumwärmebedarfes von Österreich gedeckt werden könnte.

3 IST-SITUATION

3.1 Ist-Situation in Österreich

3.1.1 Photovoltaik

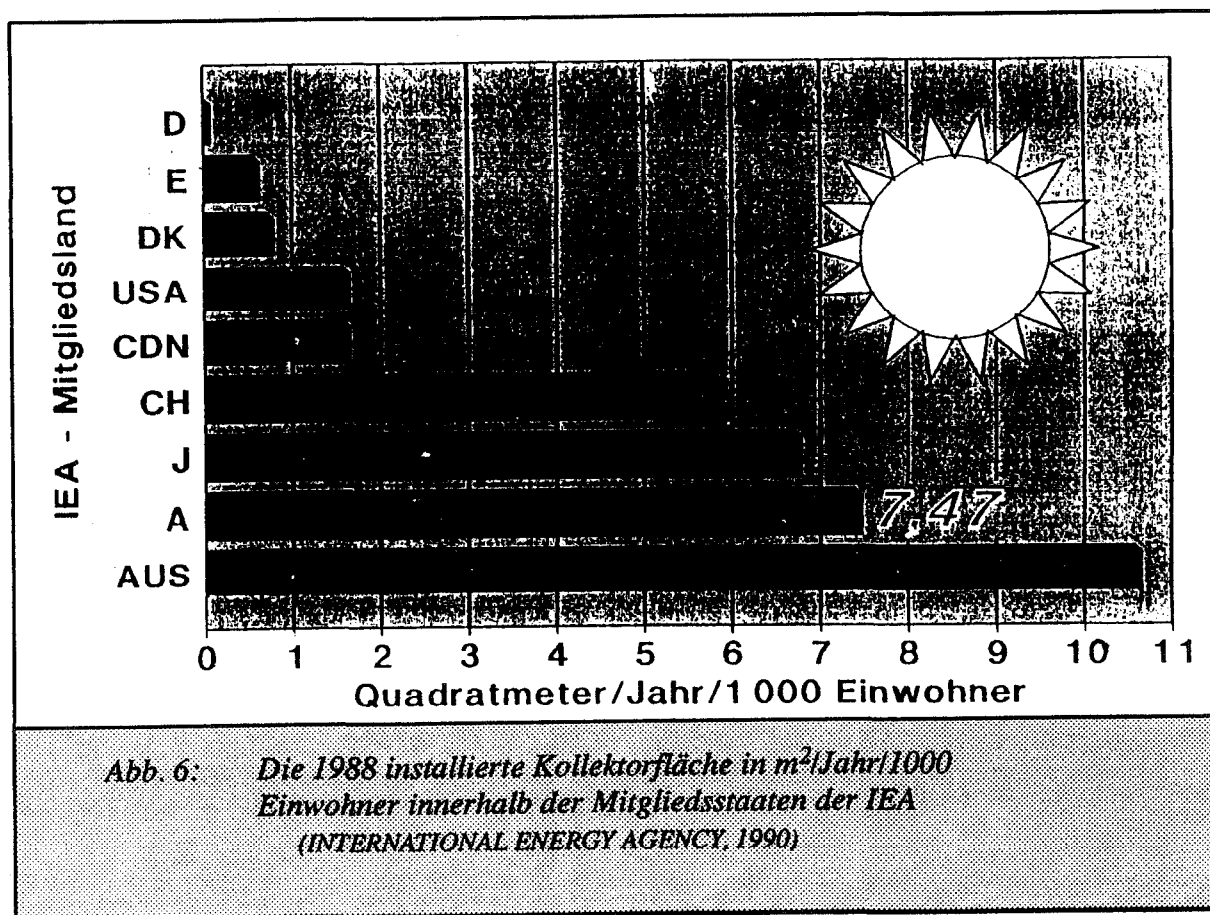
Derzeit sind in Österreich nur wenige Photovoltaikanlagen in Betrieb (Tab. 1). Insbesondere in abgelegenen Gebieten ohne elektrische Infrastruktur ist es bei kleinerem Leistungsbedarf durchaus wirtschaftlicher, Photovoltaikanlagen zu installieren, anstatt Leitungsverbindungen zum öffentlichen Stromnetz über größere Entfernungen hinweg einzurichten.

<i>Tab. 1: Photovoltaikanlagen in Österreich, Stand Mai 1990 (BMWA, 1990)</i>			
<i>Projekt, Bundesland</i>	<i>in Betrieb seit</i>	<i>Leistung (Watt)</i>	<i>Betriebsart</i>
<i>Wetterstation Plattkopf, Tirol</i>	<i>1980</i>	<i>66</i>	<i>autark</i>
<i>3 Flutwellenwarnanlagen, Kärnten</i>	<i>1980</i>	<i>je 66</i>	<i>autark</i>
<i>65 Notrufsäulen, Niederösterreich</i>	<i>1982</i>	<i>je 8</i>	<i>autark</i>
<i>Relais-Station, Salzburg</i>	<i>1983</i>	<i>1200</i>	<i>autark</i>
<i>Lanserwiese, Salzburg</i>	<i>1984</i>	<i>1700</i>	<i>autark/netzgek.</i>
<i>Hochleckenhaus, Oberösterreich</i>	<i>1985</i>	<i>2000</i>	<i>autark</i>
<i>Käserei Baumgartalm, Salzburg</i>	<i>1986</i>	<i>2400</i>	<i>autark</i>
<i>Ybbstalerhütte, Niederösterreich</i>	<i>1987</i>	<i>670</i>	<i>autark</i>
<i>Solarzellen Teststation, Wien</i>	<i>1987</i>	<i>1000</i>	<i>autark</i>
<i>Solaranlage Gmunden, Oberösterreich</i>	<i>1987</i>	<i>1300</i>	<i>netzgekoppelt</i>
<i>Zellerhütte, Oberösterreich</i>	<i>1987</i>	<i>300</i>	<i>autark</i>
<i>Hainfelderhütte, Niederösterreich</i>	<i>1988</i>	<i>240</i>	<i>autark</i>
<i>Solkraftwerk am Loser, Steiermark</i>	<i>1989</i>	<i>30000</i>	<i>netzgekoppelt</i>
<i>Kesselbachfassung, Tirol</i>	<i>1989</i>	<i>1500</i>	<i>autark</i>
<i>Solarzentrum Kanzelhöhe, Kärnten</i>	<i>1989</i>	<i>1200</i>	<i>autark</i>
<i>Rojacher Hütte, Salzburg</i>	<i>1989</i>	<i>60</i>	<i>autark</i>
<i>HTL-St. Pölten, Niederösterreich</i>	<i>1989</i>	<i>20000</i>	<i>autark/netzgek.</i>
<i>Otto Kandler-Haus, Niederösterreich</i>	<i>1989</i>	<i>240</i>	<i>autark</i>
<i>Reichenstein-Hütte, Steiermark</i>	<i>1989</i>	<i>800</i>	<i>autark</i>
<i>HTL-Wien X, Wien</i>	<i>1989</i>	<i>10000</i>	<i>netzgekoppelt</i>
<i>Hofmannshütte, Kärnten</i>	<i>1989</i>	<i>700</i>	<i>autark</i>
<i>HTL-Leonding, Oberösterreich</i>	<i>1990</i>	<i>1500</i>	<i>netzgekoppelt</i>
<i>RF-Station Spring, Oberösterreich</i>	<i>1990</i>	<i>3700</i>	<i>autark</i>

3.1.2 Solarkollektoren

Die Initiative zahlreicher Selbstbaugruppen hat dazu geführt, daß Österreich 1988 im internationalen Vergleich der installierten Kollektorfläche je 1.000 Einwohner hinter Australien an zweiter Stelle, liegt (Abb. 6). Der Anteil der über privat organisierte Baugruppen hergestellten Kollektoren zur Warmwasserbereitung nimmt seit Jahren stetig zu und liegt derzeit bei 57 % (FANINGER, 1992a).

Abbildung 7 zeigt die jährlich installierten Kollektorflächen, aufgeschlüsselt nach Selbstbauanlagen und kommerziellen Kollektoren.



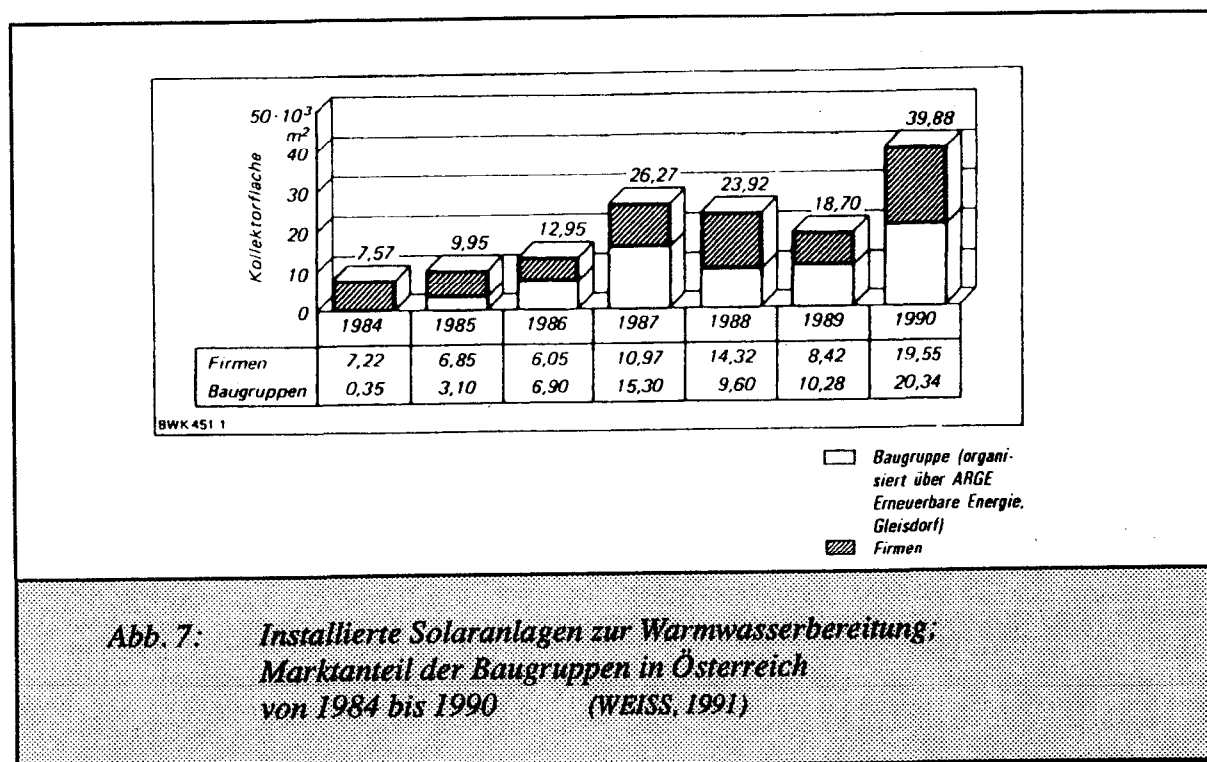


Abb. 7: *Installierte Solaranlagen zur Warmwasserbereitung; Marktanteil der Baugruppen in Österreich von 1984 bis 1990 (WEISS, 1991)*

Die relativ hohen Zuwachsraten bei Kollektorflächen ist sicher auch auf finanzielle Unterstützungen durch die Länder und einige Gemeinden zurückzuführen. Zur Zeit gibt es in allen Bundesländern Förderungen für Solaranlagen (meist in Form von Darlehen oder Direktzuschüssen).

Grundsätzlich ist es auch möglich, mit Solarkollektoren den Heizungsbedarf im Winterhalbjahr zu decken. Dies geschieht mit Hilfe eines Saisonspeichers (seasonal storage), der die Solarenergie, die größtenteils im Sommer von den Kollektoren eingefangen wird, für den Winter speichert. Saisonspeicher sind üblicherweise große, zumeist unterirdische Wasserbehälter, die entweder natürlich vorhanden sind (Kavernen) oder errichtet werden müssen.

Mit sogenannten Übergangsspeichern, das sind kleinere Wasserspeicher (oder Wärmespeicher auf Steinbasis), die sich im Inneren von Gebäuden befinden, ist es möglich, Schlechtwetterperioden zu überdauern bzw. den Heizaufwand während der Übergangszeit zu verringern. Voraussetzung für die Sinnhaftigkeit solcher Speicher ist eine minimierte Heizlast ("Niedrigenergiehäuser").

Übergangsspeicher wurden in Österreich erst in einigen wenigen Fällen installiert (zwei auf Wasserbasis und einige auf Steinbasis). Ein 8 m³ großer, vertikaler Wasserspeicher wird derzeit in einem Niedrigenergiehaus in Vorarlberg errichtet.

3.2 Ist-Situation im Ausland

3.2.1 Photovoltaik

Die weltweite Produktion von Photovoltaikmodulen verzeichnet derzeit Wachstumsraten von rund 25 % pro Jahr. Dabei darf aber nicht das noch immer niedrige Niveau des

Outputs übersehen werden. 1989 konnten lediglich Solarzellen mit einer Leistung von 40 Megawatt, das entspricht ungefähr zwei Salzach–Staustufen, hergestellt werden. Berichten zufolge hinkt die Produktion den Bestellungen um etwa drei Jahre hinterher.

Insbesondere in Ländern der Dritten Welt könnte die Photovoltaik langsam in die Domäne der Dieselgeneratoren einbrechen. Weite Gebiete in der Dritten Welt haben kein öffentliches Stromnetz. Hier übernehmen Dieselgeneratoren im Inselbetrieb, die ein paar Stunden am Tag laufen, die Stromproduktion für Wasserpumpen, Licht, Radio, Fernsehen etc.

Das US–Energieministerium hat 1986 eine Studie veröffentlicht, in der 2700 Photovoltaik–Anlagen in 45 Ländern analysiert wurden. Bei der Kostenanalyse, die photovoltaische Anlagen mit konventionellen Diesel– oder Benzingeneratoren vergleicht, hat sich folgendes ergeben:

- Für Leistungen unter 1 kW ist die Photovoltaik in allen Anwendungsbereichen die kostengünstigere Lösung. Sowohl diesel– als auch benzinbetriebene Generatoren sind in diesem Leistungsbereich teurer.
- Bei der Wasserversorgung sind solarbetriebene Pumpsysteme auf jeden Fall bis zu einer Fördermenge von 25 m³ pro Tag (Wasser für etwa 1250 Menschen) bei einer Pumpenhöhe von 25 m günstiger.
- Der Bereich, in dem Dieselsysteme gegenüber Photovoltaik–Anlagen konkurrenzfähig werden, reicht von 25 m³/Tag bis 550 m³/Tag. Bei noch größeren Mengen sind Dieselgeneratoren auf jeden Fall günstiger.

3.2.2 Einspeistarife

Die Wirtschaftlichkeit von privaten Stromerzeugungsanlagen wird nachhaltig durch die erzielten Einspeistarife beeinflusst. Auch wenn die Photovoltaik derzeit noch so teuer ist, daß nur selten ein Projekt aus rein wirtschaftlichen Überlegungen realisiert werden dürfte, ist es doch für diejenigen, die sich bereits heute eine solche Anlagen zulegen wollen, ein Unterschied, ob sie einen sehr niedrigen Preis für die ins öffentliche Netz eingespeiste Kilowattstunde erhalten oder einen höheren.

Einige *Schweizer Energieversorgungsunternehmen* (z.B. Elektrowatt AG) gewähren Einspeisevergütungen, die den Verbrauchertarifen entsprechen, d.h. ein Kleinerzeuger bekommt für eine kWh, die er ins Netz einspeist, genausoviel wie er für eine kWh, die er aus dem Netz entnimmt, zahlen muß.

In der *BRD* müssen die Elektrizitätserzeugungsunternehmen seit 1991 mindestens 16,7 Pfennig für eine solar erzeugte Kilowattstunde bezahlen.

Auch in *Dänemark* findet man günstige Einspeisebedingungen für erneuerbare Energieformen: dort werden Einspeisevergütungen von 85 % der Verbrauchertarife von durchschnittlichen Haushaltskunden bezahlt. Dies hat zu einem starken Ausbau der Windkraftnutzung geführt; ähnliche Folgen sind auch auf dem Gebiet der Solarenergie zu erwarten.

3.2.3 Saisonspeicher

In *Schweden* existieren seit 1979 Solaranlagen verbunden mit Saisonspeichern, die nicht nur im Sommer Warmwasser erzeugen, sondern auch im Winter bis zu 80 % des Warmwasser- und Raumheizungsbedarfes wirtschaftlich sinnvoll decken.

Die Wirtschaftlichkeit solcher Anlagen ist bemerkenswert hoch. So geben ERIKSSON et al. für derartige Solaranlagen Gesamtenergiekosten von umgerechnet öS 0,28 bis 0,33/MJ (öS 1,0 bis 1,2/kWh) an (ERIKSSON et al., 1989). Die Kosten von konventionellen Ölheizungssystemen liegen in Schweden in der Größenordnung von umgerechnet öS 0,22/MJ (öS 0,80/kWh).

Diese Energiekosten sind für ein Heizungs- und Warmwassersystem berechnet, das zu 40 % Solarenergie mit Hilfe von Saisonspeichern und zu 60 % konventionelle Energieträger (Öl, Gas etc.) verwendet. Dabei ist zu berücksichtigen, daß sich die Nutzung dieser *solaren Anlagen* noch in der Anfangsphase befindet und für die Zukunft noch Verbesserungen, sowohl ökonomischer als auch technischer Natur, zu erwarten sind.

4 BARRIEREN

Nachfolgende Ausführungen zeigen, daß die solare Stromerzeugung derzeit nur in Ausnahmefällen, die solare Warmwasserbereitung aber bereits vielfach konkurrenzfähig geworden ist.

4.1 Photovoltaische Systeme

Derzeit muß in Österreich mit Stromgestehungskosten aus photovoltaischen Anlagen von rund öS 10,0/kWh (öS 2,80/MJ) gerechnet werden. Damit liegen die Kosten von Solarstrom um einen Faktor 5 bis 10 über den derzeit gültigen Verbrauchertarifen. Solarstrom stellt somit keine attraktive Alternative für die allermeisten Verbraucher dar.

Die Kosten pro Watt Spitzenleistung liegen bei Solarzellen derzeit bei etwa öS 150,—. Diese hohen Kosten entstehen unter anderem durch die teuren Produktionsverfahren und durch die geringen Stückzahlen, die eine weitergehende Rationalisierung und Automatisierung bei der Herstellung verhindern.

Die Produktionszahlen und die Kosten von Solarzellen haben sich in den letzten Jahren gegenläufig entwickelt; dieser Trend wird sich voraussichtlich fortsetzen, da insbesondere in den USA, Japan, BRD, Italien und Frankreich staatliche Förderungsprogramme für die Photovoltaikentwicklung eingerichtet wurden.

Bei einem Preis von einem US-Dollar pro Watt Spitzenleistung könnte die Photovoltaik zu einem "Selbstläufer" werden. Wann und ob diese Preisschwelle erreicht werden kann, ist offen. Noch höhere Kosten fallen für Arbeitszeit, Installation, Wechselrichter etc. an.

In Randbereichen sind Solarzellen aber bereits heute zu einer ökonomisch unschlagbaren Stromerzeugungstechnik geworden; und zwar überall dort, wo Leistungen unter

100 Watt benötigt werden und kein Anschluß an das öffentliche Stromnetz (Inselbetrieb) vorhanden ist. Typische Anwendungen sind: Sendeanlagen, Berghütten, Telefonanlagen, Wasserpumpen, Wetterstationen, Leiteinrichtungen, Warnsysteme, Sicherheitsleuchten, Kühlsysteme etc.

Von photovoltaischen Anlagen ohne Netzeinspeisung ("Inselbetrieb"), die heute bei weitem überwiegen, sind die "netzgekoppelten" photovoltaischen Anlagen zu unterscheiden. Sie speisen ihren Überschußstrom über einen Wechselrichter ins öffentliche Netz ein.

Netzgekoppelte photovoltaische Anlagen sind gegenüber photovoltaischen Anlagen im Inselbetrieb, durch den Wegfall der Batterie

- a) einfacher,
- b) billiger (die Batterien machen oft 30 % der gesamten Anlagenkosten aus) und
- c) weniger störanfällig (praktisch keine Verschleißteile).

Bei netzgekoppelten photovoltaischen Anlagen wird die Wirtschaftlichkeit auch von der Höhe der Einspeisevergütung bestimmt; das ist der Tarif, der z.B. dem Besitzer einer photovoltaischen Anlage für eine kWh Strom, die er in das öffentliche Netz eingespeist, gezahlt wird.

Derzeit existieren in Österreich noch keine präzisen Tarifbestimmungen für das Einspeisen von Strom aus photovoltaischen Anlagen, sodaß Solarstrom von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen genauso entgolten wird, wie Strom von anderen privaten Kleinerzeugern (z.B. Kleinwasserkraftwerke, Industrien etc.). Damit wird von der Erlösseite her kein ausreichender Anreiz für private oder öffentliche Photovoltaik-Investoren gesetzt. So zahlt man beispielsweise als Privatkunde der Energieversorgung-Niederösterreich AG (EVN) einen Strompreis von rund 165 g/kWh, für das Einspeisen von Strom aus Photovoltaik-Anlagen werden jedoch nur ca. 70 g/kWh entgolten.

4.2 Solarkollektoren

4.2.1 Selbstbaukollektoren

Durch den gemeinsamen Einkauf von Materialien (Rohre, Kupferblech, Glas etc.) und den dadurch erzielten Preisnachlaß (oft über 30 %) können Selbstbaukollektoren sehr preisgünstig hergestellt werden. Eine durchschnittliche Selbstbauanlage für einen 4-PersonenHaushalt, mit sechs Kollektoren (9 m² Kollektorfläche) und einem 500 l Boiler, kostet komplett ca. öS 30.000 (nur Materialkosten, keine Arbeitszeitkosten). Bei einer mittleren Lebensdauer von 30 Jahren und einem jährlichen Energiegewinn von 0,79 GJ/a.m² erhält man mit Hilfe dieser vereinfachten ökonomischen Berechnung einen Energiepreis von öS 0,14/MJ (öS 0,50/kWh) (SCHWÄRZLER, 1990).

Zum Vergleich: Wird Warmwasser im Haushaltsbereich mit Hilfe von elektrischem Nachtstrom erzeugt, so erhält man, ebenfalls ohne Kapitalkosten, einen Energiepreis von öS 0,35/MJ (öS 1,25/kWh) (PODESSER, 1991). Das heißt, Nachtstrom zur Warm-

wasserbereitung ist mehr als doppelt so teuer als die Warmwasserbereitung mittels Selbstbaukollektoren.

4.2.2 Kommerzielle Kollektoren

Kommerzielle Kollektoren sind wesentlich teurer als Selbstbaukollektoren. So kostet eine, wie oben beschriebene Anlage zur Warmwasserbereitung, für einen 4–Personen–Haushalt (9 m², 500 l Boiler) je nach Anbieter zwischen öS 80.000 und öS 100.000 (PICHLER, 1990).

Nimmt man wieder eine Lebensdauer von 30 Jahren an und eine Jahresausbeute von 1,44 GJ/a.m², so erhält man einen Energiepreis von rund öS 0,19 bis 0,25/MJ (öS 0,7 bis 0,9/kWh). Dies entspricht rund 50 % bis 65 % des Strompreises.

Diese einfache ökonomische Berechnung gibt nur grobe Richtwerte wieder, die u.a. von folgenden Faktoren beeinflusst werden:

- Benützerverhalten (zeitliche Warmwasserentnahme)
- Standort der konkreten Anlage (Globalstrahlungssummen am Standort)
- Finanzierungsmodus (Eigen– oder Fremdfinanzierung).

Bei einer Wirtschaftlichkeitsprüfung von Solaranlagen kommt der TÜV BAYERN (1987) zu dem Ergebnis, daß bei sorgfältiger Planung und Dimensionierung Solaranlagen zur Warmwasserbereitung mit traditionellen Warmwasserbereitungssystemen durchaus konkurrieren können. Insbesondere ist abzuklären, inwiefern zusätzliche Verbraucher, wie z.B. Wasch– und Geschirrspülmaschinen mit Warmwasseranschluß, in eine solare Warmwasserbereitung miteinbezogen werden sollen.

4.2.3 Solarunterstützte Heizsysteme

Einen ökonomischen Vergleich von solarunterstützten Heizungssystemen wurde im Auftrag des Bundesministeriums für Wissenschaft und Forschung von HAAS (1989) durchgeführt. Ziel dieser Arbeit war es u.a., eine ökonomische Beurteilung von solarunterstützten Heizsystemen, bestehend aus

- Kollektoren
- Saisonspeicher
- Erdreich– und Wasserwärmepumpen,

für Österreich zur Verfügung zu stellen.

Saisonspeicher sollten möglichst groß ausgelegt werden, um das Verhältnis Oberfläche zu Volumen günstig zu gestalten und damit die Speicherverluste gering zu halten. Daher können Saisonspeicher besonders zielführend für

- Nahwärmeerzeugung von mehreren Einfamilienhäusern (z.B. 40 Häuser in einer Siedlung)
- die Beheizung von öffentlichen Gebäuden, Ämter, Schulen, Bürogebäuden, Mehrfamilienhäusern etc.

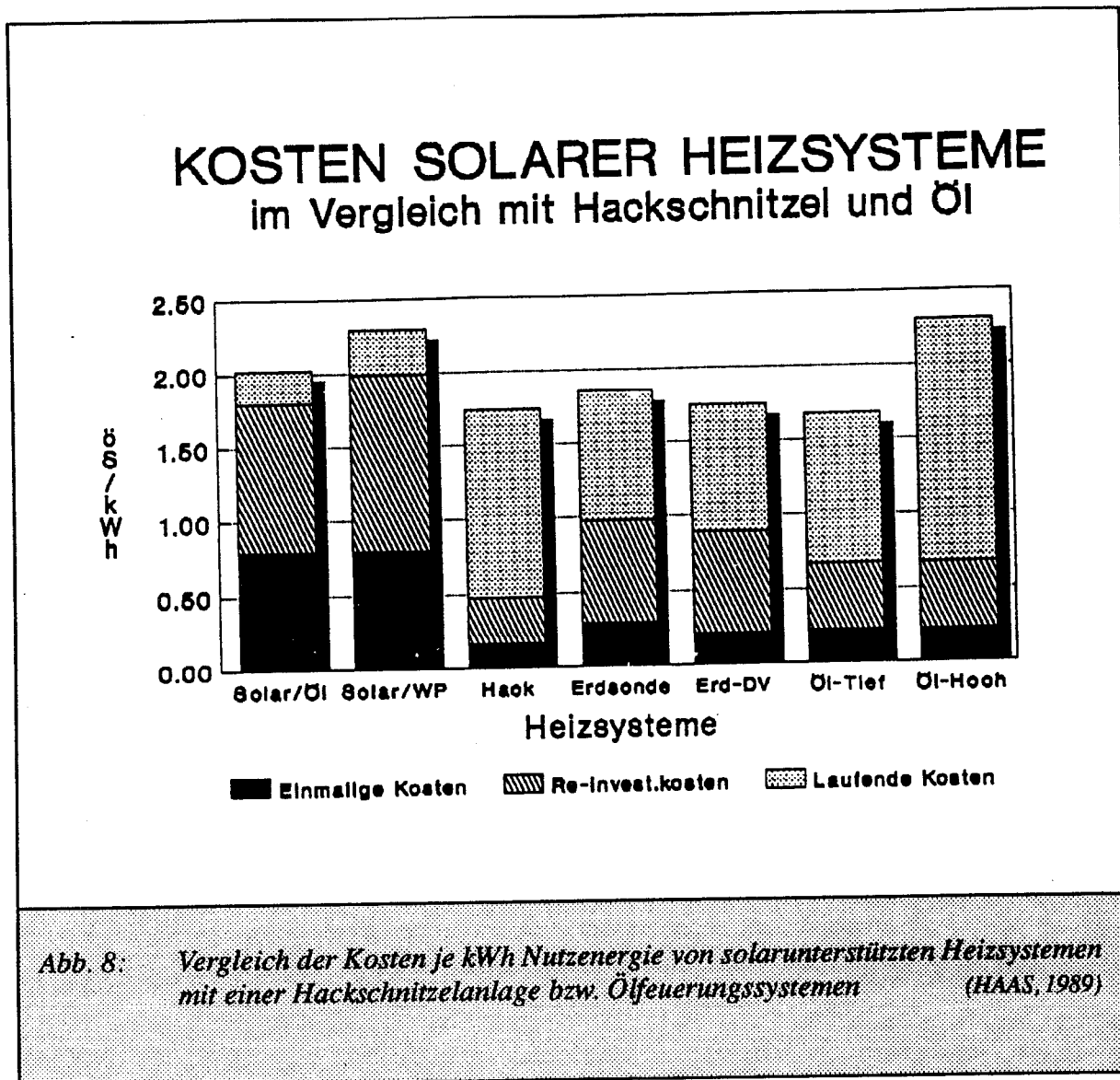
eingesetzt werden.

Um die Wirtschaftlichkeit derartiger Anlagen nicht zu verschlechtern, wird sinnvollerweise ein solarer Deckungsgrad von ca. 70 % bis 80 % angestrebt. Die verbleibenden 20 % bis 30 % werden entweder mit konventionellen Zusatzsystemen (Ölfeuerung, Hackschnitzelanlagen ...) oder mit Wärmepumpen bereitgestellt.

Da solarunterstützte Heizsysteme in der Realität nach wie vor in Konkurrenz mit Öl-Zentralheizungen stehen, werden bei Wirtschaftlichkeitsberechnungen als Vergleichsmaßstab auch die Werte für Niedrig- bis Hochpreis-Ölfeuerungen angegeben (Niedrigpreis: öS 4,0/Liter, Hochpreis öS 8,0/Liter).

Abbildung 8 vergleicht die Energiekosten von solarunterstützten Heizungssystemen (70 % bis 80 % Solarenergie) mit Kosten konventioneller Heizsysteme (Niedrig- und Hochpreis-Ölfeuerungen, Hackschnitzelfeuerung).

Offensichtlich befinden sich alle Heizsysteme innerhalb der "Ölpreisschere" zwischen Hoch- und Tief-Ölpreis. Konkret bedeutet das für einen Bauherrn, der vor der Wahl seines Heizungssystems steht, daß man aufgrund der nicht vorhersagbaren Ölpreisentwicklung aus heutiger Sicht nicht abschätzen kann, ob eine solarunterstützte oder eine konventionelle Heizung kostengünstiger sein wird.



- Solar/Öl: Solarer Langzeitspeicher mit Ölzusatzkessel; Speicher kann 90 % der Heizlastspitze decken
- Solar/WP: Solarer Langzeitspeicher mit Wärmepumpe
- Hackschnitzel: Nahwärmesystem mit Hackschnitzelfeuerung
- Erdsonde: Dezentrale Erdreichwärmepumpen mit Erdsonden
- Erd-DV: Dezentrale Erdreichwärmepumpen mit Direktverdampfung
- Öl-Tief: Beheizung mit einzelnen Ölkesseln, niedriger Ölpreis von öS 4,0/Liter
- Öl-Hoch: Beheizung mit einzelnen Ölkesseln, hoher Ölpreis von öS 8,0/Liter

5 UMWELTASPEKTE BEI DER NUTZUNG VON SOLARENERGIE

Die Nutzung der Solarenergie ist frei von Umweltbeeinträchtigungen wie

- Luftverschmutzung
- Wasserverschmutzung
- Emissionen von Radionukliden
- Lärm
- CO₂-Emissionen (Treibhauseffekt).

Solaranlagen können daher in unmittelbarer Nähe von Mensch und Tier installiert werden.

5.1 Energieerntefaktor

Der Energieerntefaktor hat bei der Beurteilung von Energieanlagen eine zentrale Bedeutung. Er gibt an, um wieviel mehr Energie von einem Energiesystem im Laufe seiner Lebensdauer erzeugt wird, als für seine Herstellung nötig war. Die Nutzung von Energiesystemen ist nur dann sinnvoll, wenn zu ihrer Herstellung nicht mehr Energie verbraucht wird, als sie während ihrer Lebensdauer erzeugen; d.h. der Energieerntefaktor muß größer als 1 sein. Die ökologische Relevanz des Energieerntefaktors ergibt sich aus der Art der zur Produktion eingesetzten Energieträger (z.B. fossile Brennstoffe).

Gerade in der Diskussion um den sinnvollen Einsatz der Photovoltaik wurde die Frage des Energieerntefaktors immer wieder aufgeworfen. Oft wurde behauptet, daß Photovoltaik-Zellen mehr Energie bei der Erzeugung benötigen, als sie dann später gewinnen können.

Dieser Fragestellung ist HAGEDORN (1989), Mitarbeiter der Forschungsstelle für Energiewirtschaft in München, nachgegangen, indem er den kumulierten Energieverbrauch für die Produktion von verschiedenen Solarzellenarten (mono-, multikristallin und amorph) für die Produktion von Solarmodulen, sowie für alle weiteren Kraftwerkskomponenten (Aufständigung, Verkabelung, Leistungselektronik etc.) für zwei Szenarien untersucht hat. Aus der Summe der Energiemengen läßt sich der Energieerntefaktor eines kompletten Photovoltaik-Kraftwerkes errechnen; nur der kumulierte Energieverbrauch des Gesamtsystems kann zu einer seriösen energetischen Gesamtbewertung herangezogen werden.

Szenario 1 geht vom Status quo aus, während Szenario 2 "eine Umsetzung heute bereits bekannter technologischer Verbesserungen in der Produktion, eine volle Ausnutzung der Fertigungseinrichtungen bei Vierschichtbetrieb in der Zellen- und Modulfertigung und gleichzeitig einen Ausbau der Fertigungskapazität unterstellt. Auf diese Weise kann eine Aussage getroffen werden, welche Untergrenze des kumulierten Energieverbrauchs in (...) fünf Jahren erreicht werden könnte, würde die Entscheidung zur Planung und zum Aufbau einer dementsprechenden Fertigung heute fallen." (HAGEDORN, 1989)

Unter diesen Voraussetzungen ergibt sich ein Energieerntefaktor von rund 5–8, je nach Zellentechnik (amorph: 8, multikristallin: 6, monokristallin: 5) für ein Photovoltaik-Kraftwerk mit Standort in der BRD.

Bei einem Standort in klimatisch günstigeren Breiten (z.B. Nordafrika) ergeben sich wesentlich höhere Energieerntefaktoren von 9 bis 15 je nach Zellentechnik (amorph: 15, multikristallin: 13, monokristallin: 9).

Das heißt, Solarkraftwerke können deutlich mehr Energie erzeugen, als für ihre Herstellung nötig war. Es besteht daher kein grundsätzliches, energetisches Hemmnis, photovoltaische Systeme für die Energieversorgung heranzuziehen.

Für Solarkollektoren ist dem Umweltbundesamt keine vergleichbare, detaillierte Untersuchung des Energieerntefaktors bekannt. Es liegen aber Grobabschätzungen vor:

Für einen energetisch ungünstigen Kollektor, der zu rund 50 % aus energieintensivem Aluminium besteht, geben PETERKA et al. (1989) eine energetische Amortisationszeit von 0,3 Jahren an, unter der Voraussetzung einer Wiederverwertung des Aluminiumschrottes. Ohne Al-Recycling erhält man eine energetische Amortisationszeit von 0,65 Jahren.

Bei einer mittleren Lebensdauer von 20 Jahren bedeutet dies einen Energieerntefaktor von 67 bzw. 31, d.h. es wird 67 (31)mal mehr Energie erzeugt, als für die Herstellung des Kollektors nötig war.

Diese Berechnungen legen die Vermutung nahe, daß Solarkollektoren im allgemeinen einen höheren Energieerntefaktor erreichen als Photovoltaik-Zellen. Schon der wesentlich größere Wirkungsgrad und die einfache Herstellung können zwar nicht als Beweis, aber dennoch als Indiz für diese Hypothese dienen. Man kann daher erwarten, daß aus energetischer Sicht der Einsatz von Kollektoren noch sinnvoller ist als der von Photovoltaik-Zellen.

5.2 CO₂-Emissionen durch die Produktion von photovoltaischen Anlagen

Der Treibhauseffekt und seine bedrohenden Auswirkungen auf das globale Klima haben in den letzten Jahren einen breiten Raum in der öffentlichen Diskussion gefunden. Dabei sind die CO₂-Emissionen, verursacht durch die weltweite Nutzung fossiler Energiequellen (Erdöl, Kohle, Gas), von zentraler Bedeutung.

In diesem Zusammenhang werden oft Kernkraft und regenerative Energiequellen fälschlicherweise als "CO₂-freie" Energietechnologien bezeichnet. Es wird nämlich oft außer acht gelassen, daß zur Herstellung und Betrieb von energietechnischen Einrichtungen fossile Brennstoffe eingesetzt werden und damit CO₂-Emissionen verbunden sind.

Auch bei den regenerativen Energiequellen müssen die durch die Herstellungsverfahren verursachten CO₂-Emissionen berücksichtigt werden. Aufbauend auf der bereits oben erwähnten Studie über Energieerntefaktoren von Photovoltaik-Systemen hat HAGEDORN (1990) das CO₂-Reduktionspotential photovoltaischer Systeme berechnet. Für Szenario II (technologische Verbesserungen in einem Zeitraum von fünf Jahren) erwartet Hagedorn eine spezifische CO₂-Emission zwischen 28.000 kg CO₂/TJ_{el} und 42.000 kg CO₂/TJ_{el}. Vergleicht man dies mit dem spezifischen CO₂-Emissionsfaktor der öffentlichen Stromversorgung der BRD von 170.000 kg CO₂/TJ_{el}, so ergibt sich ein Reduktionspotential von 76 % bis 84 %.

Das heißt, die Reduktion der CO₂-Emission pro Energieeinheit (TJ) beträgt bei Photovoltaik-Kraftwerken mit Standort in der BRD gegenüber dem derzeitigen Kraftwerksmix zwischen 76 % und 84 %.

Bei Aufstellung der Photovoltaik-Kraftwerke in klimatisch günstigeren Gebieten (Sahara) würde sich die äquivalente spezifische CO₂-Emission jeweils halbieren und damit ein CO₂-Reduktionspotential von 89 % bis 92 % zur Verfügung stellen.

6 ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE SYSTEMÜBERLEGUNGEN

6.1 Photovoltaik

Im folgenden wird untersucht, wie die zeitliche Aufbringungsstruktur von Solarstrom (Jahres- und Tagesganglinien) mit der Nachfragestruktur in Österreich zusammenpaßt. Auf den ersten Blick ist es offensichtlich, daß die Sonnenenergie eine Energieform ist, die nur tagsüber direkt genutzt werden kann. Ebenso ist die Sonnenscheindauer im Sommerhalbjahr größer als in den Übergangsperioden oder gar im Winterhalbjahr.

Wie Abbildungen 9 und 10 zeigen, steht dem Angebot an Photovoltaik-Strom auch eine entsprechende Nachfrage nach Spitzenstrom gegenüber.

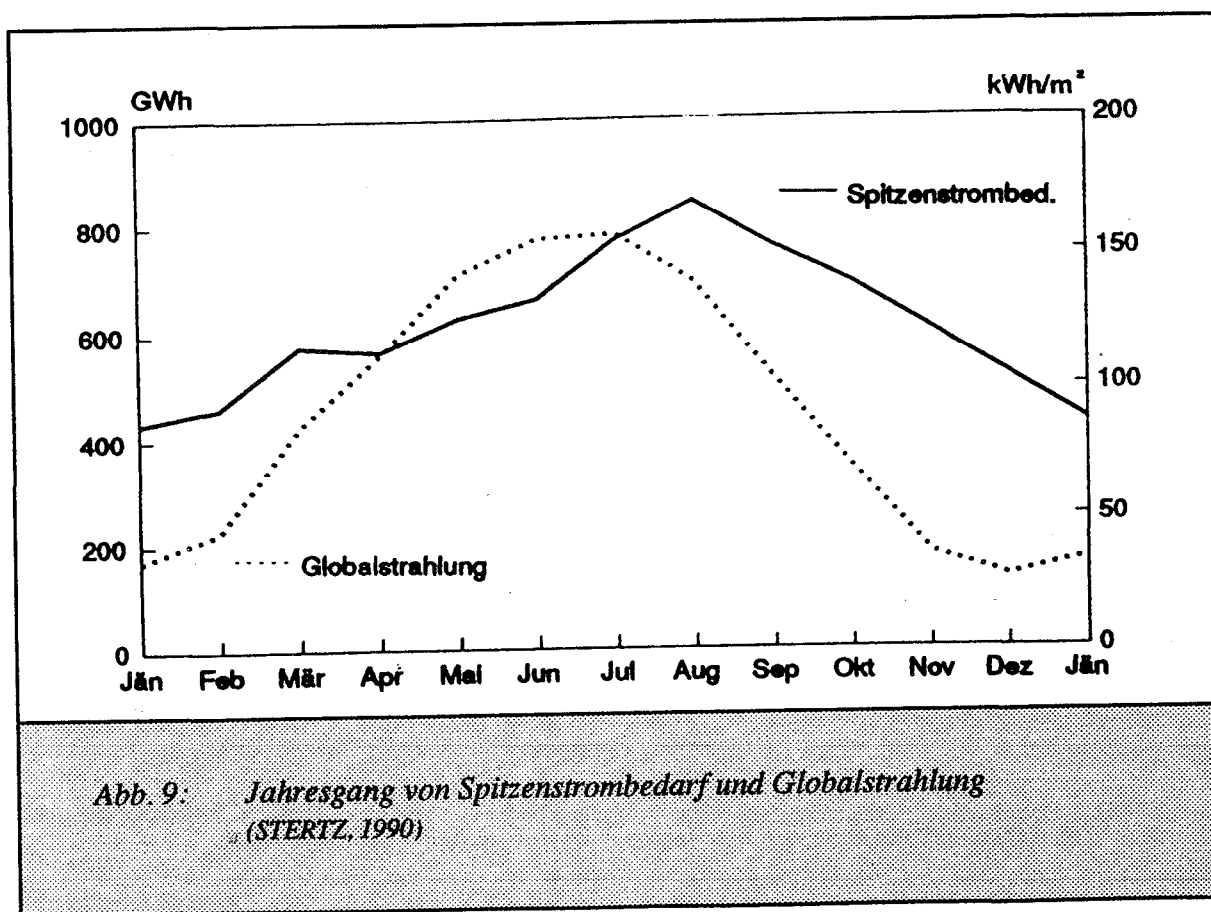


Abbildung 9 zeigt, daß das Strahlungsangebot und damit die Stromproduktion aus Photovoltaik-Anlagen dem Jahresverlauf des Spitzenstrombedarfs sehr ähnlich ist.

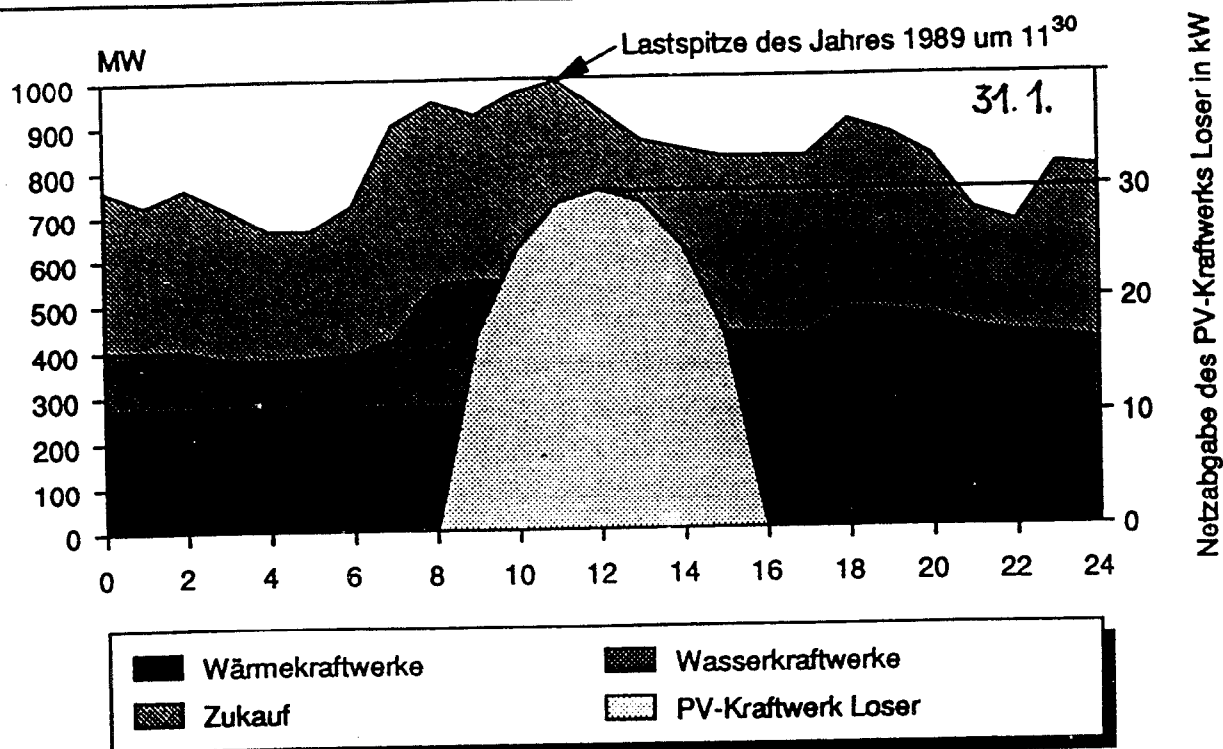


Abb. 10: Lastspitzenmaximum der OKA und Abgabemaximum des Photovoltaik-Kraftwerks Loser (OKA, 1989)

Abbildung 10 zeigt das Lastdiagramm der OKA (Oberösterreichische Kraftwerke AG) und die Netzabgabe des Photovoltaik-Kraftwerks Loser am 31.1.1989. An diesem Tag fielen die höchste Lastspitze und die höchste Stromproduktion des Photovoltaik-Kraftwerks Loser für das Jahr 1989 (bis 31.10.1989) zusammen.

Generell gilt, daß der Tagesverlauf der Stromproduktion aus Photovoltaik-Anlagen dem Tagesbedarf an Spitzenstrom in den verschiedenen Jahreszeiten ähnlich ist. Daraus folgt, daß Photovoltaik-Anlagen fast ausschließlich Spitzenstrom erzeugen. Diese Tatsache könnte der Photovoltaik – ein weiterer Preisverfall bei PV-Anlagen vorausgesetzt – in vielen Ländern eine gute Zukunftsperspektive beschern. In Österreich jedoch existiert aufgrund der geographischen Lage ein überproportionaler Speicherkraftwerkspark bzw. ein großes Spitzenstrompotential. Die Ausschöpfung dieses Potentials durch weitere Speicherkraftwerke steht somit in unmittelbarer Konkurrenz zu netzgekoppelten Photovoltaik-Anlagen.

Ein Vorteil einer dezentralen Nutzung von photovoltaischen Anlagen (dies gilt für jede dezentrale Stromerzeugungsstruktur) wäre, daß der Strom dort erzeugt wird, wo er benötigt wird, sofern die Solarzellen auf Hausdächern, Gewerbe- und Industrieflächen installiert werden. Damit würde dem Trend zum Bau großer und teurer Hochspannungsnetze und Transformatoren entgegengewirkt.

Eines der mit der photovoltaischen Stromerzeugung verbundenen Probleme ist das fluktuierende Energieangebot. Aufgrund des manchmal sehr stark schwankenden Strahlungsangebotes (rasch ziehende Wolken) kann es zu Leistungsschwankungen von 50 % der Spitzenleistung innerhalb einer Minute kommen. Dies gilt natürlich nur für

eine einzelne Anlage. Betrachtet man jedoch viele, räumlich weitgestreute Anlagen, die alle in das öffentliche Stromnetz einspeisen, so kompensieren sich diese Fluktuationen zu einem großen Teil. Die Fluktuation des Gesamtsystems (Summe aller Einzelanlagen) macht dann nur mehr einen Bruchteil der Fluktuation der Einzelanlage aus. Nichtsdestotrotz bleiben mittel- bis langfristig Fluktuationen übrig, die durch geeignete Energiespeicher ausgeglichen werden müssen. Hier bieten sich in Österreich die bereits bestehenden Speicherkraftwerke an.

In einer Fallstudie zur Speicherbewirtschaftung Österreichs wurde festgestellt, daß die Einbindung von Photovoltaik-Kraftwerken in die Stromproduktion ca. 15 % der Jahresspeicherproduktion aus den Sommermonaten (Mai bis August) in die Wintermonate (November bis Februar) verlagern könnte. Dies würde im Winter zu einer entsprechenden Entlastung der kalorischen Kraftwerke um ca. 12 % führen (STERTZ, 1990).

Bei einem Solarzellenwirkungsgrad von 20 % würde man etwa eine Fläche von 660 ha benötigen.

Jährliche Globalstrahlungssumme in Österreich je m²:

ca. 1.100 kWh

Endenergie (20 % Wirkungsgrad): ca. 220 kWh/m²

Stromproduktion aus Speicherkraftwerken (1988): 9.788 GWh

Stromproduktion aus Wärmekraft (1988): 12.484 GWh

$9.788 \text{ GWh} \cdot 0,15 / 220 \text{ kWh} = 660 \text{ ha}$

$9.788 \text{ GWh} \cdot 0,15 / 12.484 \text{ GWh} = 0,12 \text{ (= 12 \%)}$

Chemische Speicherung von Sonnenenergie

Wird darüber hinaus weitere Speicherkapazität benötigt, so besteht die Möglichkeit, molekularen Wasserstoff als umweltfreundlichen Energiespeicher zu verwenden. Die Vision von einer solaren Wasserstoffwirtschaft liegt jedoch – wiederum aus Kostengründen – in einer noch fernen Zukunft.

Dabei soll Überschußstrom aus dem Netz genommen und mittels Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt werden. Bei Bedarf kann dieser Wasserstoff in konventionellen, kalorischen Kraftwerken oder in Brennstoffzellen-Kraftwerken wieder in Strom zurückverwandelt werden.

Der elektrische Wirkungsgrad eines Speichersystems, das aus Elektrolyse, Kompression und Brennstoffzellensystemen besteht, wird mit 40 % (Strom nach Speicherung/ Strom vor Speicherung) angenommen. Zusätzlich fallen noch 30 % nutzbare Abwärme an, wodurch der Gesamtwirkungsgrad in einer solchen Wasserstoffwirtschaft 70 % beträgt. (NITSCH et al., 1990)

In einer Berechnung soll abschließend festgestellt werden, wieviel Fläche man in einer solaren Wasserstoffwirtschaft benötigte, um beispielsweise die 1988 in den kalorischen Kraftwerken Österreichs erzeugten 12.484 GWh (45 PJ) zu substituieren. Unter der Annahme der Verwendung von Solarzellen mit 20 % Wirkungsgrad wäre die benötigte Fläche kaum 6000 Hektar groß.

Jährliche Globalstrahlungssumme in Österreich je m²:

ca. 1.100 kWh

Endenergie (20 % Wirkungsgrad): ca. 220 kWh/m²

12.485 GWh/220 kWh = 5675 ha
(= 56,750.000 m²)

Da jedoch ein Großteil des Solarstroms im Sommer erzeugt würde, die zu substituierenden kalorischen Kraftwerke überwiegend im Winter eingesetzt werden, muß photovoltaischer Strom gespeichert werden. Bei einem elektrischen Speicherwirkungsgrad von 40 % (siehe oben) führt dies zu einem Flächenbedarf von rund 14.200 Hektar, das entspricht rund 7,5 % der verbauten Fläche Österreichs. (In Österreich sind derzeit rund 230.000 Hektar als verbaute Flächen [BUNDESAMT FÜR EICH- UND VERMESSUNGSWESEN, 1989; ÖBIG, 1989] ausgewiesen.)

Mit derartigen Speichersystemen wäre es langfristig betrachtet durchaus möglich, eine Stromproduktion ohne Verbrennung fossiler Brennstoffe zu realisieren.

7 AUSBLICK

Die Grundpfeiler einer derartigen visionären und weitgehend CO₂-freien Strom- und Wärmeversorgung in Österreich wären

- a) weitgehende Ausschöpfung der Energiesparpotentiale
- b) die derzeit bestehenden Wasserkraftwerke (rund 75 % der Stromproduktion)
- c) regenerierbare Energiequellen (Saison- und Übergangsspeicher)
- d) Speichersysteme (Pumpspeicherkraftwerk, Wasserstoffspeicher, internationale Stromnetze).

Aus ökologischer Sicht ist eine derartige Energieversorgung wünschenswert, da

- der CO₂-Ausstoß Österreichs drastisch reduziert werden kann und
- die Emission konventioneller Luftschadstoffe (NO_x, SO₂, Staub etc.)

aus der Verbrennung fossiler Energieträger stark eingeschränkt wird.

LITERATUR**ARBEITSGEMEINSCHAFT ERNEUERBARE ENERGIE (1992)**

Solaranlagen – Marktübersicht, Graz

BUNDESAMT FÜR EICH- UND VERMESSUNGSWESEN (1989)

Schriftliche Mitteilung über die Benützungsarten im österreichischen Bundesgebiet. Wien

BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFTLICHE ANGELEGENHEITEN (1990)

Energiebericht 1990. Wien

DALENBÄCK, J.O. und JILAR, T. (1989)

Swedish Solar Heating with Seasonal Storage – Economical Development and Future Targets. North Sun '88, Solar Energy at High Latitudes, August 29 – 31, Borlänge, Sweden

ERIKSSON, L., ZINKO, H. und PERERS, B. (1989)

Design of a High Temperature Pit Storage for Seasonal Storage. North Sun '88, Solar Energy at High Latitudes, August 29 – 31, Borlänge, Sweden

FANINGER, G. (1988)

Energiesituation und Zukunftsperspektiven – unter besonderer Berücksichtigung erneuerbarer Energiequellen. Seibersdorf

FANINGER, G. (1992a)

Die Marktentwicklung der Solar- und Wärmepumpentechnik in Österreich: Berichtsjahr 1991. In: FANINGER (1992c)

FANINGER, G. (1992b)

Chancen für eine solarorientierte Energiewirtschaft in Österreich. In: FANINGER (1992c)

FANINGER, G. (Hrsg.) (1992c)

Forschungszentrum Seibersdorf, Informationsdienst "Energie und Umwelt", Berichte aus Forschung und Praxis in Österreich, Nr. 3/März 1992, Seibersdorf/Klagenfurt

FANINGER, G., HAAS, R. et al. (1991)

Kleine netzgekoppelte Photovoltaikanlagen in Österreich. Bundesministerium für Wissenschaft und Forschung, Wien

HAAS, R. (1989)

Solarunterstützte Heizsysteme. Erarbeitet im Auftrag des Bundesministeriums für Wissenschaft und Forschung, Wien

HAGEDORN, G. (1989)

Kumulierter Energieverbrauch und Erntefaktoren von Photovoltaik-Systemen. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 11/1989, Seite 712 – 718, München

HAGEDORN, G. (1990)

CO₂-Reduktionspotential photovoltaischer Systeme. München

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (1989)

Proceedings of the Workshop "On the Way to Zero-Energy-Buildings". 1988 Annual Report of the IEA Solar Heating and Cooling Program, Klagenfurt

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (1990)

Central Solar Heating Plants with Seasonal Storage – Status Report. Swedish Council for Building Research, Stockholm

NITSCH, J. und LUTHER, J. (1990)

Energieversorgung der Zukunft. Springer Verlag

ÖBIG (1989)

Österreichisches Bundesinstitut für Gesundheitswesen Umweltbericht Landschaft. Wien

OKA (1989)

Österreichische Kraftwerke AG

PETERKA, J., ANDRLE, M. und JOUGL, V. (1989)

Development of Solar Systems with Aluminium Collectors in Czechoslovakia. North Sun '88, Solar Energy at High Latitudes, August 29 – 31, Borlänge, Sweden

PICHLER (1990)

Persönliche Mitteilung

PODESSER (1990)

Schriftliche Mitteilung vom 16.11.1990

PODESSER (1991)

Schriftliche Mitteilung vom 1.2.1991

SCHWARZ, A. und SCHNUR, K.H. (1987)

Stromquelle Tageslicht. Solarzellen für Mitteleuropa, Orac-Verlag

SCHWÄRZLER, G. (1990)

Persönliche Mitteilung. Österreichische Arbeitsgemeinschaft für eigenständige Regionalentwicklung, Steiermark

STERTZ, P. (1990)

Zur energiewirtschaftlichen Bedeutung der Photovoltaik für Österreich unter besonderer Berücksichtigung der Netzkopplung. Unveröffentlichte Diplomarbeit, durchgeführt am Institut für Energiewirtschaft der Technischen Universität Wien

TÜV BAYERN (1987)

Sonnenenergie zur Warmwasserbereitung. Solaranlagen auf dem Prüfstand. Verlag TÜV Rheinland

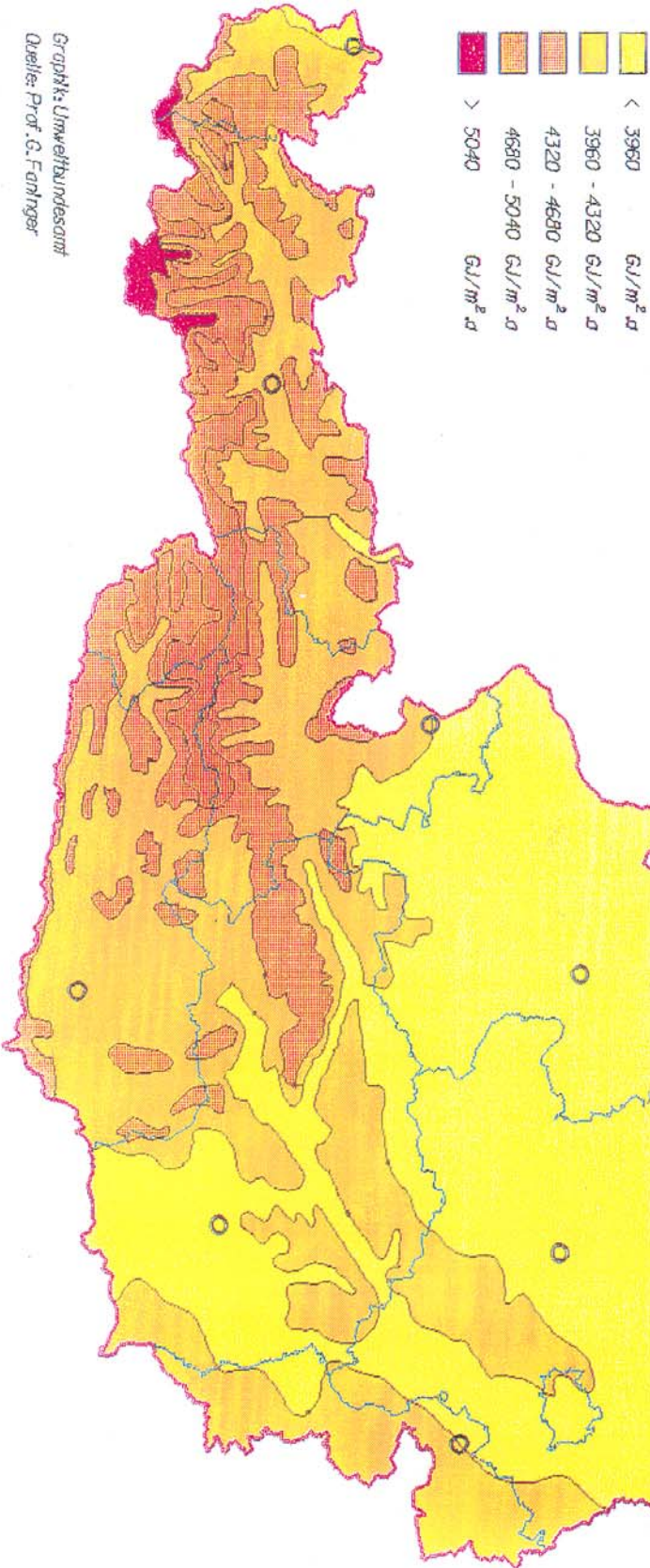
WEISS, W. (1991)

Im Selbstbau errichtete Solaranlagen. In: Brennstoff Wärme Kraft (BWK), Band 43, Nr. 12, VDI, Düsseldorf



DAS SONNENERGIEPOTENTIAL

Jährliche mittlere Globalstrahlung
in GJ pro m² und Jahr horizontaler Fläche



GrpM/K: Umweltbundesamt
Quelle: Prof. G. F. Antinger