



universität
wien

Diplomarbeit

Titel der Diplomarbeit

„Perspektiven der Solarenergie“

Verfasser

Benjamin Neudorfer

Angestrebter akademischer Grad

Magister der Sozial- und Wirtschaftswissenschaften
(Mag.rer.soc.oec.)

Wien, im Jänner 2008

Studienkennzahl lt. Studienblatt:

A 157

Studienrichtung lt. Studienblatt:

Internationale Betriebswirtschaft

Betreuer:

Univ.-Prof. Dr. Gerhard Clemenz

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre hiermit an Eides Statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel angefertigt habe. Die aus fremden Quellen direkt oder indirekt übernommenen Gedanken sind als solche kenntlich gemacht.

Die Arbeit wurde bisher in gleicher oder ähnlicher Form keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt und auch noch nicht veröffentlicht.

Wien, im Jänner 2007

Benjamin Neudorfer

1	EINLEITUNG	5
2	ENTWICKLUNG	6
3	TECHNISCHE SYSTEME	7
3.1	Photovoltaik	8
3.1.1	Arten von Solarzellen	9
3.1.2	Kristalline Silizium Solarzellen	10
3.1.3	Dünnschichtzellen	11
3.1.4	Zellen aus Galliumarsenid	11
3.1.5	Modul- und Zellwirkungsgrade	12
3.2	Solarthermik	12
3.2.1	Funktionsweise thermischer Solaranlagen	13
4	ANWENDUNGSBEREICHE	14
4.1	Photovoltaik	14
4.1.1	Systeme ohne Netzkopplung	15
4.1.1.1	Hybridsysteme	17
4.1.2	Systeme mit Netzkopplung	18
4.1.2.1	Dezentrale photovoltaische Systeme mit Netzkopplung	18
4.1.2.2	Zentrale photovoltaische Anlagen mit Netzkopplung	20
4.2	Solarthermik	20
4.2.1	Solarthermik in Gebäuden	20
4.3	Solare Kraftwerke	22
4.3.1	Solarthermische Kraftwerke	23
4.3.1.1	Parabolrinnensysteme	24
4.3.1.2	Solarturmkraftwerkssysteme	26
4.3.1.3	Dish-Stirling Systeme	28
4.3.2	Photovoltaische Großanlagen	29
4.3.2.1	Konzentratorsysteme	30
5	ÖKONOMISCHE ASPEKTE	32
5.1	Marktentwicklung Photovoltaik	32
5.1.1	Versorgungsengpässe bei Silizium	34
5.1.2	Preisentwicklung	35
5.1.3	Dünnschichtzellen	37
5.1.4	Solarzellenhersteller	37
5.2	Marktentwicklung Solarthermie	37
5.2.1	Märkte und Wachstum	39
5.2.2	Hersteller	41
5.3	Marktentwicklung solarthermischer Kraftwerke	42
5.3.1	Kosten und Preisentwicklung	43
5.3.2	Aktuelle Projekte	45
5.4	Entwicklungsprognosen für Solarstrom	46

5.5	Förderung von Solarenergie	48
5.5.1	Ökonomische Grundlagen zur Förderung erneuerbarer Energien	50
5.5.2	Staatliche Zielvorgaben	52
5.5.3	Finanzielle Maßnahmen	53
5.5.4	Auswirkungen der Fördermaßnahmen	54
6	UMWELTAUSWIRKUNG	56
6.1	Umweltauswirkungen von solarthermischen Anlagen	56
6.1.1	Raumbedarf	57
6.1.2	Schadstoffausstoß	57
6.1.3	Wasserbedarf thermosolarer Kraftwerke	58
6.2	Umweltauswirkungen von Photovoltaikanlagen	58
6.2.1	Herstellung	58
6.2.2	Betrieb	59
6.2.3	Raumbedarf	59
6.3	Recycling	60
6.4	Amortisationsdauer	61
6.5	CO₂ Reduzierung durch Photovoltaik	63
6.5.1	Parameter zur Bewertung der Umweltauswirkung	63
6.5.2	Produktion	64
6.5.3	Betrieb	67
6.5.4	Nettoreduktion von CO ₂	68
7	SCHLUSSFOLGERUNG	69
8	ANHANG	72
8.1	Zusammenfassung	72
8.2	Abstract	73
9	BIBLIOGRAPHIE	74

1 Einleitung

In meiner Diplomarbeit mit dem Titel „Perspektiven für Solarenergie“ möchte ich verschiedene Bereiche aus dem großen Themengebiet rund um die Entwicklung der Solarenergie als alternativer Energieträger der Zukunft genauer betrachten.

Zum Einen möchte ich auf Fragestellungen rund um die technologische Entwicklung der Solarenergie eingehen. Hier steht für meine Arbeit die Entwicklung und der Status Quo der solaren Systeme zur Energiegewinnung im Vordergrund. Photovoltaiksysteme und Solarthermiesysteme sind schon seit Jahrzehnten in Gebrauch und die Weiterentwicklung der Technologien stellt immer neue Herausforderungen an Ingenieure in technischer Hinsicht, aber auch an Ökonomen, die sich mit Fragen über Anwendungsmöglichkeiten, Effizienzsteigerung und Distribution der Systeme befassen.

Die Frage nach der Effizienz von Solarsystemen im Vergleich zu anderen etablierten Energieträgern, die fossile Brennstoffe nutzen, einerseits und zu anderen erneuerbaren Energieträgern, wie Windkraft oder Biomasse andererseits, ist für die zukünftige Durchsetzung dieser Technologie am Markt von entscheidender Bedeutung. Hierfür ist eine genauere Betrachtung der Kosten die im Zusammenhang mit der Produktion und dem Betrieb von Solaranlagen entstehen notwendig um die zukünftige Marktentwicklung einzuschätzen. Weiters wird es entscheidend sein, welche Anwendungsmöglichkeiten sich für Privathaushalte und Industrie bieten.

Für die Weiterentwicklung der Technologie wird die Relevanz von Fördermaßnahmen beschrieben um die Lücke zwischen dem unterschiedlichen Kostenniveau von solarer Energiegenerierung und etablierten Energieformen zu schließen.

Ein weiterer Teil der Arbeit hat die Umweltauswirkungen der solaren Energiegenerierung zum Thema. Photovoltaiksystemen zur Stromerzeugung und

Solarthermiesystemen zur Wärmeerzeugung werden von der Europäischen Kommission eine entscheidende Rolle in der Reduktion der Treibhausgase im Hinblick auf die aktuelle Diskussion über das Kyoto Protokoll und die globale Klimaerwärmung zugesprochen. Die Energierücklaufzeit und das „Life Cycle Assessment“ liefern Möglichkeiten der Quantifizierung des ökologischen Nutzens solarer Anwendungen.

2 Entwicklung

Unter dem photovoltaischen Effekt versteht man die direkte Umwandlung von Sonnenlicht in Elektrizität durch dünne Schichten an Halbleitermaterial.

Der fotoelektrische Effekt wurde erstmals 1839 bei Experimenten des französischen Physikers Alexandre Edmond Becquerel beobachtet. Bei diesen Experimenten mit elektrolytischen Zellen maß er den zwischen zwei Elektroden fließenden Strom und fand er heraus, dass es bei Licht einen größeren Stromfluss gab als bei Dunkelheit. (Wikipedia, 2007) Diese Entdeckung untermauerte mehr als 65 Jahre später Albert Einstein, als er herausfand, dass Licht aus kleinen verschiedenfarbigen Photonen besteht, die je nach Farbe einen unterschiedlichen Energiezustand aufweisen.

Russel Ohl entdeckte 1940 in den Bell Laboratories zufällig die erste Solarzelle, als er bei der Untersuchung einer an ein elektrisches Messgerät angeschlossenen Siliziumprobe feststellte, dass diese unter Beleuchtung Strom erzeugte. 1954 wurde in den Bell Laboratories die erste siliziumbasierte Solarzelle mit einem Wirkungsgrad von 6% hergestellt.

Die ersten Anwendungen kamen mit dem Beginn der Raumfahrt, wo Solarzellen 1958 erstmals als Energiequelle für Satelliten genutzt wurden. In den 50er Jahren gab es auch große Neuerungen auf dem Gebiet der Halbleitertechnologien, die die Fertigung von Solarzellen begünstigte. Die Anwendungen in der Raumfahrt wurden zum Erfolg und Satelliten beziehen ihre Energieversorgung aus Solarzellen bis heute, da Solarzellen zuverlässig und über lange Perioden hinweg ohne Wartung arbeiten.

Auf der Erde ging die Entwicklung von Anwendungen zunächst langsam voran, was sich allerdings in den 70er Jahren infolge des Ölpreisschocks und der daraus resultierenden steigenden Nachfrage an regenerativen Energien änderte. Photovoltaik galt als vielversprechender Kandidat einer nicht-fossilen Energielösung.

Das größte Problem für die Entwicklung der Solartechnik als alternative Energiequelle stellen die hohen Kosten dieser Form der Energiegewinnung und die hohen Adaptionskosten für die Infrastruktur dar.

In den 1970er Jahren stand die Forschung vor der Herausforderung die Kosten für Solarenergie um den Faktor 1.000 zu verringern um gegenüber herkömmlichen fossilen Energieträgern in einem offenen Markt wettbewerbsfähig zu sein. Seit damals konnte eine Verringerung um den Faktor 100 erreicht werden. (Goetzberger & Hoffmann, 2005, S. 3)

Die Regierungen in USA, Europa und Japan richteten zahlreiche Förderprogramme wie etwa das 1.000-Dächer-Program in Deutschland ein um diesen Wettbewerbsnachteil auszugleichen und um weitere Forschung in diesem Bereich zu stimulieren. Die Förderungen zielen darauf ab Anreize zur Installation von Solarmodulen zur Stromerzeugung für Haushalte oder Bürogebäude zu geben.

Im Bereich der industriellen zentralisierten Stromerzeugung ist der Einsatz von Photovoltaik bis jetzt aufgrund der hohen Kosten noch unrentabel. Durch ständige Forschung und Verbesserungen in der Produktion von Solarzellen und deren Komponenten sind die Kosten jedoch weiterhin im Sinken begriffen.

Neben der Photovoltaik gibt es auch noch die Technik der Solarthermik um die Wärme der Sonneneinstrahlung nutzbar zu machen, sei es zur Stromerzeugung oder in der Form von Heiz-oder Kühlsystemen.

3 Technische Systeme

In diesem Kapitel möchte ich die Funktionsweise von Photovoltaiksystemen und der solarthermischen Energieerzeugung näher beschreiben. Weiters möchte ich den aktuellen Stand der Forschung in beiden Bereichen aufgreifen und die unterschiedlichen Technologien vorstellen und beleuchten.

3.1 Photovoltaik

Wie bereits vorher erwähnt beschreibt der Begriff Photovoltaik die Umwandlung der Strahlungsenergie des Lichts in elektrische Energie durch Solarzellen.

Die grundlegende Funktionsweise einer siliziumbasierten Solarzelle lässt sich am besten anhand von Abbildung 1 erläutern.

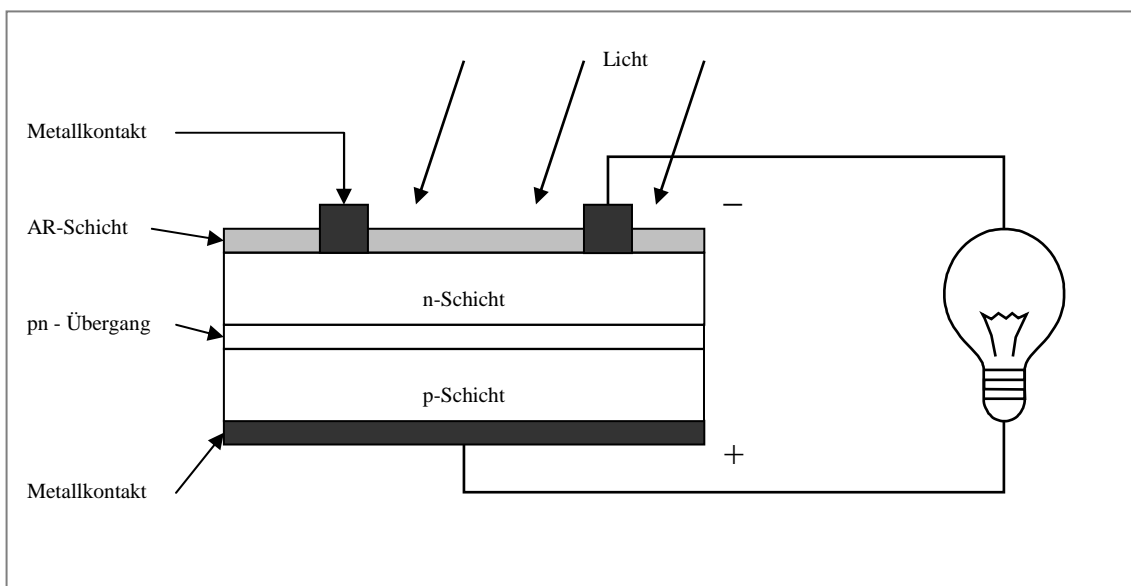


Abbildung 1 Funktionsweise einer Photovoltaikzelle (Green, 2000, S. 990)

Das von der Anti Reflexschicht absorbierte Licht erzeugt positiv geladene Teilchen in der n-Schicht (Halbleiter mit negativem Ladungsträgerüberschuss) und Teilchen mit negativem Ladungszustand in der p-Schicht (Halbleiter mit positivem Ladungsträgerüberschuss). Diese Ladungsträger bewegen sich auf den pn Übergang zu und bilden sogenannte Elektronen-Loch Paare. Die negativ geladenen Elektronen und die positiv geladenen Löcher werden dann von der Schicht mit dem jeweils gleichartigen Ladungsträgerüberschuss angezogen. Die positiv geladenen Teilchen werden in die p-Schicht gezogen und umgekehrt wodurch eine elektrische Spannung entsteht, die dann durch die Metallkontakte oben und unten abfließen kann und nutzbar ist. (Green, 2000, S. 991)

Eine wichtige Kennzahl der Photovoltaik ist der Wirkungsgrad der einzelnen Solarmodule. Der Wirkungsgrad beschreibt das Verhältnis der abgegebenen elektrischen Leistung zur zugeführten Energie der Sonneneinstrahlung. Der Durchschnitt der siliziumbasierten Solarzellen erreichen einen Wirkungsgrad von etwa 14 %. (Luther, Preiser, & Willeke, 2003, S. 46)

Die größten Verlustbringer beim Wirkungsgrad stellen physikalische Verlustmechanismen dar. Zum einen benötigen Solarzellen Photonen von hohem Energiezustand für den Umwandlungsprozess. Alle anderen werden von der Solarzelle nicht absorbiert. Ein absorbiertes Photon mit diesem hohen Energiezustand erzeugt nur ein einzelnes Elektronen-Loch Paar. Die überschüssige Energie wird in Form von Hitze wieder abgegeben. Dieser physikalische Effekt ist für mehr als 50% des Energieverlustes bei einem fiktiven Wirkungsgrad von 100% verantwortlich.

Weitere Verlustbringer sind die Metallkontakte auf der sonnenzugewandten Oberfläche der Solarzelle, sowie die Oberflächenstruktur der Solarzellen selbst, die einen Teil des einfallenden Lichts reflektieren. Elektrische Widerstände in der Zelle selbst, den Kontakten und der Verkabelung sorgen für weitere Effizienzverluste. Diese Verlustbringer hängen mit der Verarbeitungsqualität und dem verwendeten Material zusammen und sind daher technisch beeinflussbar. (Luther, Preiser, & Willeke, 2003, S. 47)

3.1.1 Arten von Solarzellen

Solarzellen werden nach verschiedenen Merkmalen kategorisiert. Zum einen unterscheidet man nach den verwendeten Halbleitermaterialien wie beispielsweise Silizium oder nach der Materialverarbeitung in Dickschicht oder Dünnschichtzellen.

Für die Industrie ist nicht nur der Wirkungsgrad der Solarzellen maßgeblich, sondern auch die Herstellungskosten. Kristalline Siliziumzellen weisen zwar einen sehr hohen Wirkungsgrad auf, sind aber in der Herstellung im Vergleich zu den anderen Arten sehr kostenintensiv hinsichtlich der verwendeten Materialien und Herstellung.

3.1.2 Kristalline Silizium Solarzellen

Monokristalline und polykristalline Solarzellen machen gemeinsam 85 Prozent der weltweit verwendeten Solarzellen aus. (DGS - Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie, 2007) Der Unterschied zwischen mono- und polykristallinen Zellen besteht in der Beschaffenheit der inneren Gitterstruktur. Silizium ist ein in der Natur sehr weit verbreitetes Element, das aus Quarzen gewonnen werden kann.

Für die Herstellung von monokristallinen Solarzellen wird das Silizium durch das sogenannte Czochralski-Verfahren stabförmig eingeschmolzen und anschließend in runde Scheiben (Wafer) zersägt. Die kreisrunden Scheiben werden anschließend zu annähernd quadratischen Flächen zurechtgeschnitten und an der Ober- und Unterseite entsprechend dotiert. (IWR, 2007)

Bei polykristallinen Zellen wird in der Herstellung die Einkristallbindung unterbunden, während das Silizium stark erhitzt und anschließend in einer Gussform abgekühlt wird. Durch die unregelmäßige Ausrichtung der Kristalle zeigt die Oberfläche eine schillernde Struktur.

In der Herstellung sind polykristalline Solarzellen kostengünstiger, weisen aber auch einen geringeren Wirkungsgrad als monokristalline Zellen auf. Seriengefertigte monokristalline Solarzellen weisen einen Wirkungsgrad zwischen 13 und 17 Prozent auf, während polykristalline Zellen auf einen Wert zwischen 11 und 15 Prozent kommen. (Falk, Dürschner, & Remmers, 2005, S. 121) Um möglichst wenig Licht zu reflektieren müssen kristalline Solarzellen eine Dicke von mindestens 100 µm aufweisen.

Die Solarzellen werden in der weiteren Verarbeitung zu Modulen zusammengefasst. Ein Solarmodul besteht typischerweise aus 36 einzelnen Solarzellen um eine 12V Batterie laden zu können. Die Solarzellen werden in den Modulen zwischen zwei abgehärteten Glasflächen eingelegt, um sie im wetterfest zu machen. Gut verarbeitete Solarmodule verfügen über eine Lebensdauer von etwa 25 Jahren. (Luther, Preiser, & Willeke, 2003, S. 52)

Unter sogenannten Hochleistungszellen versteht man monokristalline Solarzellen, die durch verschiedene aufwendige technische Verfeinerungen wie pyramidenförmige

Oberfläche, verbesserte Kontakte und neue Halbleiterschichtungen in der Serienproduktion einen wesentlich höheren Wirkungsgrad von bis zu 20 Prozent erreichen. (Luther, Preiser, & Willeke, 2003, S. 51)

3.1.3 Dünnschichtzellen

Dünnschichtzellen weisen einen geringeren Wirkungsgrad auf als siliziumbasierte Zellen, sind jedoch im Allgemeinen kostengünstiger herzustellen.

Bei der Herstellung wird eine dünne Schicht von Halbleitermaterialien während der Gasphase auf ein Trägermaterial aufgetragen. Die Halbleiterschicht ist bei diesem Verfahren zwischen 100 und 1000 mal dünner als bei den siliziumbasierten Solarzellen. (Green, 2000, S. 993) Da das Zurechtschneiden der Wafer bei der Herstellung entfällt, kann das Halbleitermaterial auf einer Fläche von bis zu einem Quadratmeter aufgetragen werden. (Luther, Preiser, & Willeke, 2003, S. 53) Da der Verbrauch an Halbleitermaterial bei der Herstellung von Dünnschichtzellen deutlich geringer ist, werden auch andere Basismaterialien als Silizium in Betracht gezogen.

Dünnschichtzellen aus amorphem Silizium (a-Si) werden vielfach bei Taschenrechnern und Uhren sowie Outdoor-equipment eingesetzt. Der Wirkungsgrad schwankt zwischen 6-8 Prozent. Der Vorteil von amorphem Silizium liegt darin, dass ein breiteres Spektrum an Licht absorbiert wird, als bei kristallinem Silizium. Daher besitzen Zellen aus amorphem Silizium eine höhere Verschattungstoleranz und eignen sich auch für den Gebrauch in geschlossenen Räumen. (Falk, Dürschner, & Remmers, 2005, S. 122)

Weitere Halbleitermaterialien für Dünnschichtzellen bestehen aus Kupfer-Indium-Diselenid (CIS) oder aus Cadmium-Telurid (CdTe) die einen Modulwirkungsgrad zwischen 8 und 10 Prozent aufweisen. Probleme hierbei sind jedoch die Verwendung von giftigen Materialien und die limitierten bekannten Vorräte an Indium und Tellurium. (Luther, Preiser, & Willeke, 2003, S. 58)

3.1.4 Zellen aus Galliumarsenid

Galliumarsenid (GaAs) ist ein Halbleitermaterial, das deutlich bessere Eigenschaften als Silizium aufweist. Galliumarsenid wandelt eine höhere Bandbreite von Licht in Energie um. Es wurden Wirkungsgrade von bis zu 25 % gemessen.

Solarzellen aus Galliumarsenid sind jedoch noch etwa 50 mal so teuer in der Herstellung wie ihre siliziumbasierten Pendanten. Hauptabnehmer für diesen Zellentypus ist im Moment die Raumfahrt. (Luther, Preiser, & Willeke, 2003, S. 60)

3.1.5 Modul- und Zellwirkungsgrade

<i>Zellmaterial</i>	<i>Zellwirkungsgrad</i>	<i>Modulwirkungsgrad</i>
Galliumarsenid (GaAs)	21-25%	19-23%
Monokristalin	13-17%	11-16%
Polykristalin	11-15%	10-14%
Dünnschicht (CIS) (CdTe)	12-14%	8-10%
Amorphes Silizium (a-Si)	7-8%	4-7%

Tabelle 1 Modul und Zellwirkungsgrade aus (Falk, Dürschner, & Remmers, 2005, S. 121)

3.2 Solarthermik

Unter dem Begriff Solarthermik versteht man Methoden zur Nutzung der Sonnenwärme. Die Sonnenenergie kann zum Heizen oder Kühlen von Gebäuden verwendet werden, oder industriell zur Erzeugung von Strom durch thermische Kraftwerke.

Unterschieden wird hierbei in aktive und passive Nutzung der Sonneneinstrahlung. Unter passiver Nutzung versteht man eine möglichst energieeffiziente Bauweise von Gebäuden, welche beispielsweise durch eine der Sonne zugewandte wärmespeichernde Solarwand Heizkosten minimieren. Die sogenannten Passivhäuser zielen darauf ab durch die Nutzung der Sonnenenergie und den Einsatz von dämmenden Materialien auf reguläre Heizsysteme zu verzichten.

Bei der aktiven Nutzung wird die Sonnenwärme durch einen Solarkollektor aufgenommen und nutzbar gemacht. Zum einen wird dieses Verfahren in der Gebäudetechnik zum Erhitzen des Warmwassers und zur Unterstützung der Raumheizung genutzt.

Im industriellen Verfahren wird die Solarthermie in Kraftwerken zur Stromerzeugung angewandt. Der Unterschied zur Photovoltaik besteht darin, dass bei der Solarthermie die thermische Energie der Sonne durch Erzeugung hoher Temperaturen in Kraftwerken in Strom umgewandelt werden und ins Stromnetz eingespeist werden. (Wikipedia, 2007)

3.2.1 Funktionsweise thermischer Solaranlagen

Zur Umwandlung von Sonnenenergie in Wärme bedarf es der Solarstrahlung im Wellenbereich von 0,3 bis 2,5 μm . Die einzelnen Wellenlängen stellen mit den entsprechenden Strahlungsenergien das Spektrum der sogenannten Globalenergie dar. Dieses Spektrum kann von Flächen mit schwarzer oder dunkler Farbe aufgenommen werden. Dieses Prinzip wird bei Thermischen Solaranlagen durch die Umwandlung elektromagnetischer Strahlung in Wärme genutzt. (Hadamovsky & Jonas, 2007, S. 142)

Die Umwandlung der Energie in Wärme findet in einem Absorber beziehungsweise Kollektor statt, der zumeist in einem wärmedämmenden Gehäuse eingefasst ist. Die Wärme sollte mit möglichst geringen Verlusten durch den Solarkreislauf dem Solarspeicher zugeführt werden. Bei der Umwandlung der Sonnenenergie in Wärme und deren Weiterleitung liegt der Wirkungsgrad bei neueren Anlagen zwischen 40 und 60 Prozent.

Dieses Grundprinzip ist in allen Systemen mit einem geschlossenen Solarkreislauf anzutreffen. Als Trägermedium für die absorbierte Wärme wird bei den im privaten Gebrauch befindlichen thermosolaren Anlagen zumeist eine mit Frostschutzmittel angereicherte Flüssigkeit verwendet, da ansonsten bei absinkenden Temperaturen die Anlage beschädigt werden würde. (Hadamovsky & Jonas, 2007, S. 151)

4 Anwendungsbereiche

In diesem Kapitel möchte ich verschiedene Einsatzbereiche für photovoltaische und solarthermische Systeme aufzeigen. Durch die große Anzahl an verschiedenen technischen Systemen ergeben sich verschiedene Möglichkeiten diese einzusetzen. In den folgenden Kapiteln wird zwischen Anwendungen, welche in Gebäudestrukturen integriert werden können und zwischen Großanlagen zur industriellen Stromerzeugung unterschieden.

4.1 Photovoltaik

Photovoltaische Systeme zur Stromerzeugung können für ein weites Spektrum an Anwendungen genutzt werden. Prinzipiell wird unterschieden zwischen Inselanlagen und netzgekoppelten Photovoltaikanlagen, die den erzeugten Strom in öffentliche Netze einspeisen. Je nach Bedarf kann Photovoltaik dazu genutzt werden Haushaltsgeräte wie Taschenrechner oder Uhren mit einem Verbrauch von einigen Milliwatt zu betreiben bis hin zu solaren Kraftwerken im Megawattbereich. Waren zu Beginn der 1990er Jahre der weltweite Anteil ausgelieferter, netzgekoppelter Anlagen im Vergleich zu autarken Systemen sehr gering, stieg er jedoch in den letzten Jahren deutlich auf fast die Hälfte an.

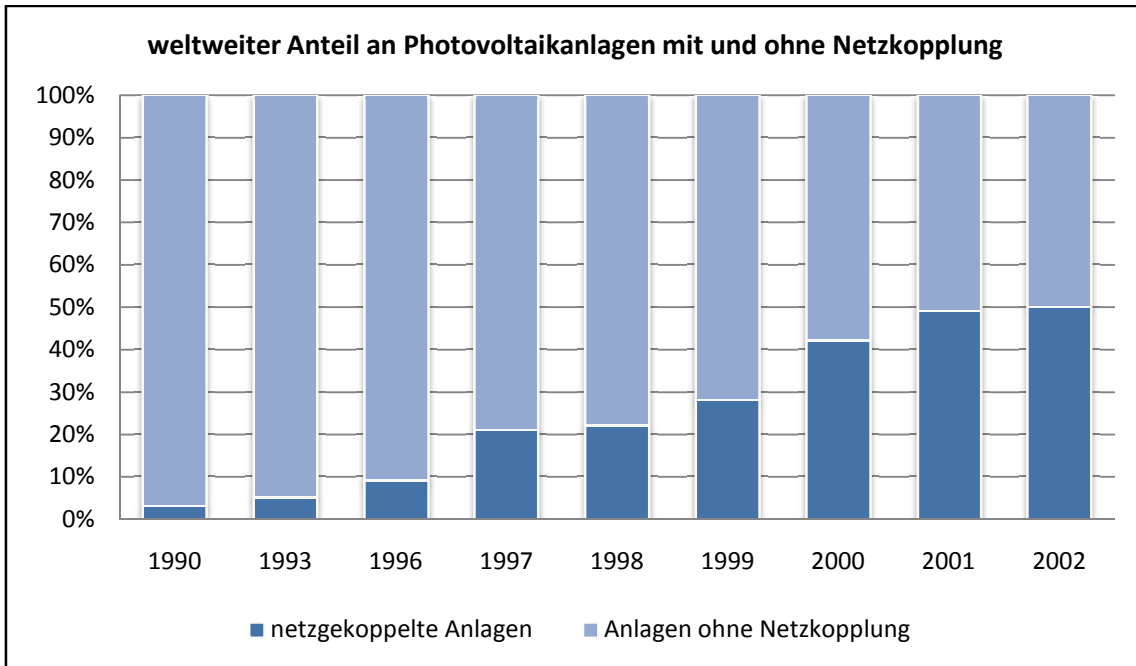


Abbildung 1 Verteilung von PV Anlagen mit und ohne Netzkopplung (Maycock, 2003)

4.1.1 Systeme ohne Netzkopplung

Verbraucherprodukte wie Taschenrechner oder Uhren sind schon seit längerem weit verbreitet. Sie benötigen wenig Energie und können durch den Einsatz einiger Solarzellen selbst bei diffusen Lichtverhältnissen betrieben werden. Da die von den Solarzellen erzeugte Energie gleich wieder verbraucht wird, benötigen sie keine Möglichkeit der Energiespeicherung. Solange die erzeugte Energie gleichzeitig verbraucht wird, oder dazu benutzt wird speicherbare Güter herzustellen müssen keine Batterien eingesetzt werden.

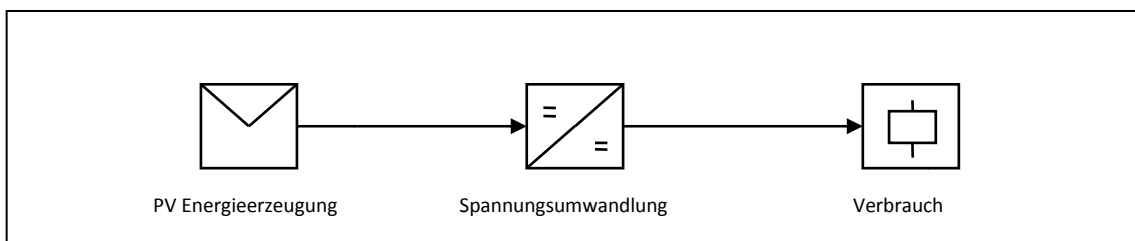


Abbildung 2 Diagramm eines Photovoltaiksystems ohne Energiespeicher (Luther, Preiser, & Willeke, 2003, S. 67)

Alle Systeme bei denen der Verbrauch der Energie unabhängig von deren Erzeugung stattfindet benötigen einen Energiespeicher um den Betrieb auch in Nachtzeiten oder bei

schlechten meteorologischen Bedingungen zu gewährleisten. Dies geschieht über eine Batterie die durch ein Solarmodul geladen wird.

Die Batterien die in photovoltaischen Systemen als Energiespeicher genutzt werden müssen hohe Anforderungen erfüllen. So müssen sie trotz sich immer wiederholender Ladungs- und Entladungszyklen über eine langen Lebensdauer verfügen, und dürfen nur eine geringe Selbstentladung aufweisen. Die Batterien sind ein hoher Kostenfaktor und müssen über die Lebensdauer einer Photovoltaikanlage im Inselbetrieb öfters ausgetauscht werden. 30 Prozent der Betriebskosten werden für die Batterien aufgewendet. Systeme die keine Energiespeicherung benötigen, sind langlebiger, kostengünstiger und arbeiten zuverlässiger. (Luther, Preiser, & Willeke, 2003, S. 67)

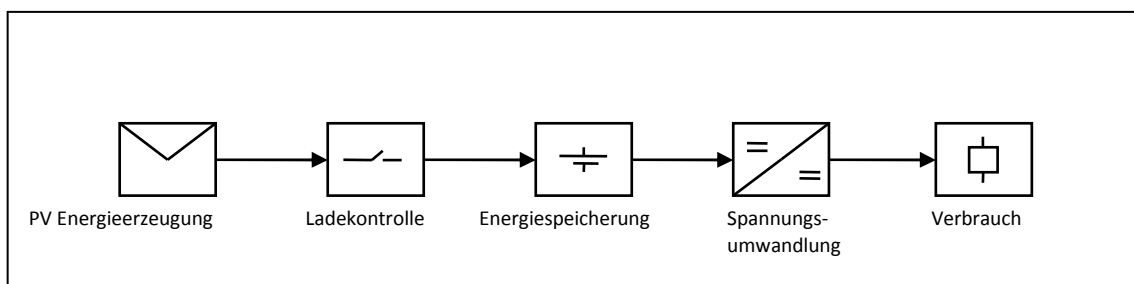


Abbildung 3 Diagramm eines Photovoltaiksystems mit Energiespeicher (Goetzberger & Hoffmann, 2005, S. 97)

Photovoltaische Systeme ohne Netzkoppelung werden auch als Hybridsysteme mit einer zweiten fossilen oder erneuerbaren Energiequelle verwendet. Dies bietet den Vorteil dass ein System auch ohne Einsatz eines Energiespeichers dauerhaft in Betrieb sein kann, wenn zu Nachtzeiten oder bei schlechten Witterungsverhältnissen ein zweiter Energiegenerator zum Einsatz kommt.

Photovoltaiksysteme ohne Netzkopplung eignen sich dafür Gebäude mit Elektrizität zu versorgen, die nicht an das öffentliche Stromnetz angeschlossen sind. Die Europäische Union schätzt dass weltweit etwa zwei Milliarden Menschen keinen Zugang zu einer öffentlichen Stromversorgung haben von denen die Hälfte in Regionen lebt, die an keinerlei Netze angeschlossen sind, da sich für die Versorger die Investitionskosten durch verhältnismäßig geringen Verbrauch nicht amortisieren. (Goetzberger & Hoffmann, 2005, S. 97)

Photovoltaiksysteme werden als regenerative Alternative zu den bisher weit verbreiteten Dieselgeneratoren gesehen, um abgelegene Regionen mit Elektrizität zu versorgen. Bei steigender Nachfrage wird die jährliche Anzahl an verkauften Solarsystemen bestehend aus Photovoltaikanlage, Batteriespeicher und Laderegler auf etwa 200.000 Stück geschätzt. (Adib, 1999) Die Anlagen sind so dimensioniert, dass sie genügend Energie für Beleuchtung, TV, Radio und einen Kühlschrank liefern können. Die meisten Anlagen sind in Afrika, Latein Amerika und Zentralasien in Betrieb. (Goetzberger & Hoffmann, 2005, S. 99)

Markteintrittsbarrieren für derartige Solarsysteme sind die relativ hohen Anschaffungskosten zwischen 500 und 1500 USD die für einen Großteil der Bevölkerung in den Entwicklungsländer zu teuer sind. Dieselgeneratoren haben dazu im Vergleich geringere Anschaffungskosten, haben aber einen wesentlich höheren variablen Kostenanteil für Kraftstoff und Wartung. (The World Bank, 1996) In Europa kommt Solaranlagen im Inselbetrieb vor allem in unzugänglichen Gebieten, wie etwa auf Berghütten im Gebirge Bedeutung zu.

4.1.1.1 Hybridsysteme

Hybridsysteme bauen auf den Einsatz eines Photovoltaikmoduls, das bei guten Wettervoraussetzungen die Elektrizitätsversorgung gänzlich übernimmt und die überschüssige Energie in Batterien speichert. Sollte jedoch aufgrund unvorteilhafter Witterung oder aufgrund starken Stromverbrauchs in den Nachtstunden die Batterien zu stark entladen werden eine oder mehrere weitere Energiequellen zugeschaltet um den Verbrauch zu decken und ein vollständiges Entladen der Batterien zu verhindern. Neben einem Dieselgenerator eignen sich in windreicher Lage auch Windkraftanlagen als sekundäre Energiequellen.

Hybridsysteme sind im Vergleich zu reinen Photovoltaikanlagen bei mittleren Systemen im Bereich von 4 bis 6 kW ökonomisch sinnvoller, da bei gleichem Verbrauch die Dimensionierung der Photovoltaikanlage und der Speichersysteme wesentlich größer ausfallen müsste. (Goetzberger & Hoffmann, 2005, S. 103)

4.1.2 Systeme mit Netzkopplung

Photovoltaische Systeme mit Netzkopplung sind an das öffentliche Stromnetz angeschlossen und speisen die produzierte Energie ein. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt ist die zugeführte Energie durch Solarenergie verglichen zu den anderen Energiequellen gering. Sollte sich der Anteil an regenerativen Energien erhöhen müssten auch die öffentlichen Netze daran technisch angepasst werden.

Bei Photovoltaischen Systemen die an das öffentliche Netz angeschlossen sind wird zwischen dezentralen und zentralen Systemen unterschieden.

4.1.2.1 Dezentrale photovoltaische Systeme mit Netzkopplung

In diesen Bereich fallen photovoltaische Anlagen in einem Leistungsbereich von 2 bis 6 kW die in Gebäude integriert sind. Zumeist befinden sich diese Systeme am Dach von Ein-oder Mehrfamilienhäusern. Wenn es die Wetterbedingungen zulassen wird die solargenerierte Energie für den Betrieb von technischen Geräten im Haushalt verwendet. Wird mehr Energie produziert als im Haushalt verbraucht wird, wird diese nicht wie bei Inselanlagen einem Energiespeicher zugeführt, sondern über einen Spannungsumwandler direkt in das öffentliche Stromnetz eingespeist. Der Betreiber wird für die ins öffentliche Netz zugeführte Energie mit einem subventionierten Einspeisertrag vergütet. Das Netz fungiert quasi als Energiespeicher für überschüssige Energie.

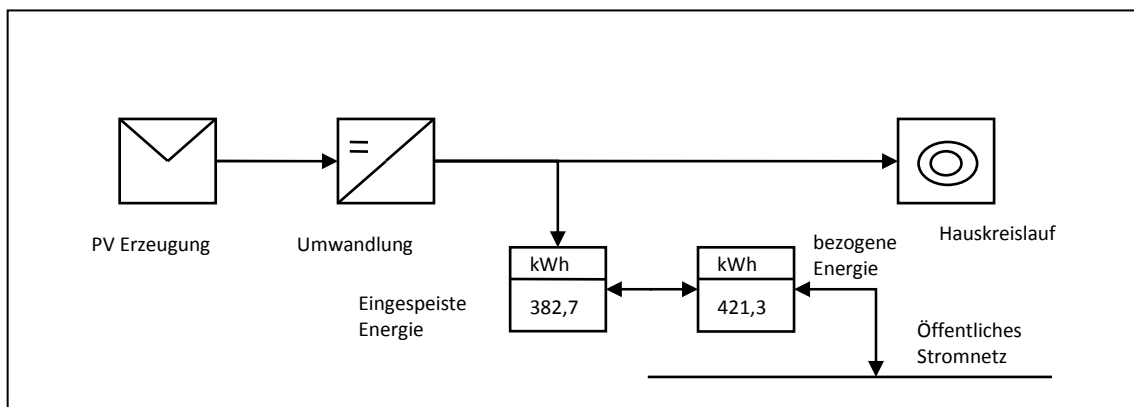


Abbildung 5 Diagramm eines dezentralen netzgekoppelten PV Systems (Goetzberger & Hoffmann, 2005, S. 108)

Photovoltaikanlagen die auf diese Weise Energie in das öffentliche Stromnetz einspeisen sind weit verbreitet. In Deutschland lassen sich 80% aller installierten Photovoltaiksysteme dieser Kategorie zuordnen. (Goetzberger & Hoffmann, 2005, S. 108) Ein wesentlicher Vorteil von gebäudeintegrierten Photovoltaiksystemen besteht darin, dass kein zusätzlicher Raumbedarf für die Energieerzeugung in bebauten Gebieten nötig ist.

Die Solarmodule lassen sich entweder auf Hausdächern oder auf die Gebäudefassade installieren, wobei eine möglichst optimale Ausrichtung auf die Sonne notwendig ist. Solarmodule die an einer Gebäudefassade angebracht sind, liefern etwa 70 Prozent der Leistung eines auf einem Flachdach optimal auf die Sonneneinstrahlung ausgerichteten Moduls. (Goetzberger & Hoffmann, 2005, S. 123)

In 35 Ländern wurden seit den 1980er Jahren Programme zur Verbreitung photovoltaischer Systeme in Privathaushalten ins Leben gerufen. In Deutschland half das „100.000 Dächer Programm“ durch Subventionierungen der eingespeisten Energie und durch die Vergabe von Förderkrediten die Technologie den Privathaushalten zugänglich zu machen. In Österreich gab es im „200kW Photovoltaik-Breitentest“ vergleichbare Fördermaßnahme. Die unterschiedlichen Arten von Fördermaßnahmen und deren Auswirkungen werden in Kapitel 4.5 genauer beschrieben.

Dennoch sind die Systeme in einem liberalisierten Marktumfeld nicht wettbewerbsfähig. Daher wird in den meisten westlichen Ländern der eingespeiste Strom vom Staat mithilfe von Subventionen oder Förderungen unterstützt. Die Stromerzeugungskosten für PV Systeme in Mitteleuropa bewegen sich unter Einrechnung der Kosten für Anlage, Installation und Betrieb zwischen 46 und 57 ct/kWh. Verglichen mit den Kosten herkömmlicher Energie im Endkundenbereich von etwa 15 ct/kWh können Photovoltaiksysteme ohne Unterstützung nicht wirtschaftlich betrieben werden. (Quaschnig, Zukunftsaussichten von Solarstrom, 2005) Ist die Einspeisevergütung für Nutzer einer Photovoltaikanlage höher als der Strombezugspreis, ist es für den Betreiber ökonomisch sinnvoll die gesamte solare Stromerzeugung dem öffentlichen Netz zuzuführen und den benötigten Strom selbst aus

dem öffentlichen Netz zu niedrigeren Preisen zu beziehen. (Goetzberger & Hoffmann, 2005, S. 117)

Dennoch tragen die Programme der verschiedenen Länder dazu bei, Photovoltaiksysteme einem Breitentest zu unterziehen und technologische Erfahrung im Dauerbetrieb zu sammeln. Durch die zunehmende Verbreitung konnte sich ein Industriezweig zur industriellen Fertigung von Solaranlagen entwickeln. Durch verbesserte Produktionsmethoden hofft man, dass die Preise für Photovoltaikmodule weiter sinken werden und dass so die Technologie so einem größeren Anwenderkreis zugänglich gemacht wird.

4.1.2.2 Zentrale photovoltaische Anlagen mit Netzkopplung

Neben den auf Hausdächern installierten Einzelanlagen im einstelligen kW Bereich spricht man von photovoltaischen Großanlagen ab einer Leistung ab 100 kW bis hin zu einigen Megawatt. (Gabler, 2002, S. 56) Anlagen dieser Größe können entweder auf Flachdächern großer Gebäude oder auf unbebautem Gelände errichtet werden. Das Funktionsprinzip der Anlagen ist gleich den auf Hausdächern installierten Systemen, wenn auch in einem wesentlich größeren Maßstab. Die erzeugte Energie wird zur elektrischen Versorgung großer Gebäude und Industriebetrieben oder zur reinen Netzeinspeisung genutzt.

Anwendungsmöglichkeiten photovoltaischer Großanlagen werden im Kapitel 3.3.2 näher beschrieben.

4.2 Solarthermik

4.2.1 Solarthermik in Gebäuden

Die in Europa am weitesten verbreiteten Techniken zur Nutzbarmachung der thermischen Energie der Sonne in Gebäuden betreffen die Warmwasseraufbereitung und die Unterstützung des Heizsystems. Die Grundbestandteile dieser Anlagen bestehen immer aus einem an der Gebäudefassade oder am Dach angebrachten Kollektorsystem welches mittels eines Solarabsorbers die Sonnenenergie in Wärme umwandelt, einem Wärmeträgermedium (zumeist Wasser oder Luft) welches die Wärme im Solarkreislauf

zirkulieren lässt und einem Speichersystem, das die Wärmeenergie, die nicht sofort gebraucht wird speichert. (Wikipedia, 2007)

Bei den Absorbern werden hauptsächlich Flachkollektoren oder Vakuumröhrenkollektoren eingesetzt. Um den Verlust an Wärme an die Umgebung bei den Absorbern zu reduzieren müssen diese über eine effektive Wärmedämmung verfügen. Bei den weiter verbreiteten Flachkollektoren werden herkömmliche Dämmmaterialien wie Mineralwolle eingesetzt um dem Wärmeverlust entgegenzuwirken. Bei den Vakuumröhrenkollektoren wird die Dämmung durch ein Vakuum erreicht. Im Vergleich weisen Vakuum Röhrenkollektoren bessere wärmedämmenden Eigenschaften auf als Flachkollektoren, sind jedoch in der Herstellung teurer.

Die zwei in Europa gebräuchlichsten solarthermischen Techniken zur Versorgung von Gebäuden mit Warmwasser sind sogenannte Thermo-siphone Systeme und Zwangsumlaufsysteme. Die Systeme sind für Ein-oder Mehrfamilienhäuser konzipiert und können 50 – 80 Prozent des Bedarfs an Warmwasseraufbereitung über das Jahr decken. Für Ein-oder Mehrfamilienhäuser wird eine Kollektorfläche von etwa 2 – 6 Quadratmeter benötigt. Für größere Gebäude werden Systeme gleicher Art in einem größeren Maßstab verwendet. Kombisysteme die sowohl zur Warmwasseraufbereitung als auch zum Heizen verwendet werden sind von der Installation her komplexer und benötigen eine größere Kollektorfläche. (ESTIF, 2003, S. 68)

Bei den zum größten Teil in Südeuropa verbreiteten Thermo-siphonen Systemen wird das Wasser durch das Prinzip der Schwerkraft zum Zirkulieren gebracht. Da erwärmte Flüssigkeiten leichter sind, sammelt sich das durch den Kollektor erhitzte Wasser im oberen Teil des Sammelbehälters, von wo es dann in die einzelnen Anwendungsbereiche im Haushalt einfließt. Diese Technik benötigt kein Pumpensystem, solange der Tank über dem Kollektor angebracht ist.

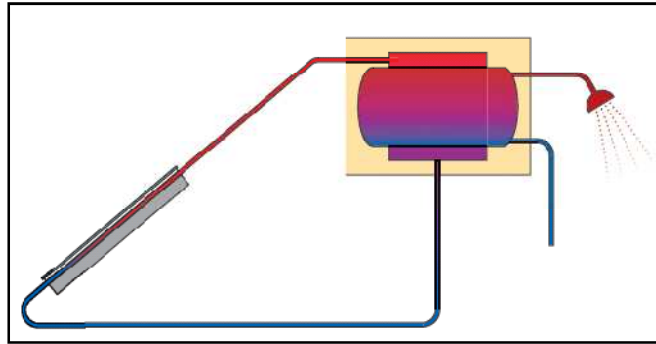


Abbildung 4 Schematische Darstellung eines thermo-siphonen Systems (ESTIF, 2003, S. 69)

Bei den Zwangsumlaufsystemen kann im Unterschied zu den Thermo-Siphonen Systemen der Wassertank unabhängig vom Kollektor platziert werden, benötigt aber eine Pumpe und eine Kontrolleinheit. Diese Systeme erleichtert auch die Integration von Warmwasseraufbereitung und Gebäudeheizung.

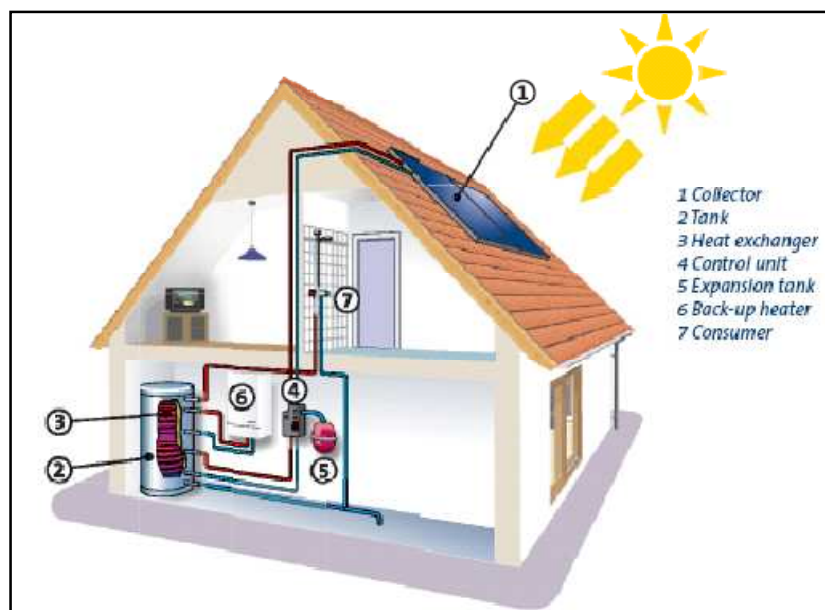


Abbildung 5 Darstellung eines Zwangsumlaufsystems in einem Gebäude (ESTIF, 2003)

4.3 Solare Kraftwerke

Im Unterschied zu den dezentralen Anwendungen von Photovoltaiksystemen und solarthermischen Anlagen gehören solare Kraftwerke zum Bereich der zentralen Energieversorgung. Solare Kraftwerke bieten die Möglichkeit einer Alternative zu fossilen oder atomaren Kraftwerksformen. In den kommenden Kapiteln möchte ich die technischen Formen solarer Energiegewinnung näher beschreiben.

4.3.1 Solarthermische Kraftwerke

Im Gegensatz zur Photovoltaik nutzen solarthermische Kraftwerke die Sonneneinstrahlung um Wärme zu generieren mit der - analog zur Wasserkraft - Turbinen angetrieben werden, welche die Wärmeenergie in elektrische Energie umwandeln.

Erste Konzepte für die Nutzung der Sonnenenergie zur Stromerzeugung in großflächig angelegten solarthermischen Kraftwerken gab es bereits zu Beginn des 20. Jahrhunderts als die Regierung des Deutschen Reichs 1916 den Bau eines experimentellen Parabolrinnen Kraftwerks im damaligen Deutsch-Südwestafrika bewilligte, das jedoch aufgrund des Ersten Weltkrieges nie durchgeführt wurde.

Seit der Energiekrise im Folge des Erdölschocks der 70er Jahre wurden das Konzept der solarthermischen Stromerzeugung in klimatisch begünstigten Regionen wieder aufgegriffen. Regenerative Stromerzeugung durch die Energie der Sonne zählt infolge der Verknappung der fossilen Energieträgerressourcen und der Diskussion über die globale Klimaerwärmung infolge des steigenden CO₂ Anteils in der Atmosphäre als Hoffnungsträger bei der Deckung des globalen Energiebedarfs durch regenerative Methoden. Der Erfolg von solaren Kraftwerken hängt im wesentlichen davon ab, ob der Strom zu wettbewerbsfähigen Preisen im Vergleich mit den etablierten fossilen und atomaren Energieträgern produziert werden kann.

Thermosolare Kraftwerke können ausschließlich im Sonnengürtel der Erde ökonomisch sinnvoll verwendet werden, da im Gegensatz zur Photovoltaik kein diffuses Licht in Energie umgewandelt werden kann. Ideale Standorte zeichnen sich durch eine hohe Sonneneinstrahlung und einen geringen Bewölkungsgrad aus. (IEA, 2003)

Im wesentlichen werden 3 verschiedene Konzepte bei der Errichtung verfolgt, die ich unten näher beschreiben möchte. Allen Konzepten ist gemein, dass sie hybridfähig konstruiert werden können. Ein hybrider Betrieb bringt den Vorteil von erhöhter Flexibilität mit sich. Gerade zu Tageszeiten an denen die Sonneneinstrahlung die

maximalen Betriebskapazitäten nicht ausnützt, kann es sinnvoll sein fossile Brennstoffe zuzuführen. Für den Hybridbetrieb eignet sich Erdgas, Kohle oder Öl. Um eine konstante Energieversorgung zu gewährleisten ist es nötig die Anlagen mit Speichersystemen auszustatten, welche die erzeugte Wärme aufnehmen und im Bedarfsfall abgeben können.

4.3.1.1 Parabolrinnensysteme

Die am längsten erprobte Technologie für den Betrieb eines solarthermischen Kraftwerks sind die Parabolrinnensysteme. Nach ersten Versuchen zu Beginn des 20. Jahrhunderts und weiteren Demonstrationsanlagen Ende der 1970er Jahre wurde 1983 vor dem Hintergrund des Erdölschocks der 1970er Jahre das erste kommerzielle Parabolrinnenkraftwerk in Arizona mit 5.580 m² Kollektorfläche von einem kupferverarbeitenden Betrieb errichtet. Zwischen 1984 und 1991 wurden in der kalifornischen Mojave Wüste von der Firma LUZ International Ltd. unter dem Projektnamen SEGS neun kommerzielle Kraftwerke mit einer Fläche von 2 Millionen Quadratmeter Parabolrinnenkollektoren errichtet die zusammen 354 MW Leistung jährlich erbringen und 200.000 Haushalte konstant mit Strom versorgen. Der Wirkungsgrad der Kraftwerke wird mit 14% im Jahresmittel angegeben. (Geyer, 2002, S. 15-16)

Im spanischen Andalusien wird seit 2006 vom spanischen Energieversorger Endesa mit Unterstützung der Europäischen Union das größte europäische Parabolrinnenkraftwerk unter dem Projektnamen Andasol1 mit einer Nennleistung von 50MWp gebaut. Die Europäische Union beteiligt sich überdies an weiteren Projekten in Marokko und Südfrankreich.

Parabolrinnenkollektoren werden über eine Achse der Sonne nachgeführt. Ein parabolischer Zylinder reflektiert die Strahlung auf ein im Fokalkpunkt verlaufendes Absorberrohr. Ein Parabolrinnenkollektor wie er in Kalifornien in Verwendung ist, erzeugt Temperaturen bis zu 400°C die über ein Wärmeträgerflüssigkeit im Absorberrohr in den Kreislauf weitergibt. Das Wasser oder Thermo-Öl, das als Wärmeträgerflüssigkeit verwendet wird, wird einem Wärmetauscher zugeführt in dem

Wasser verdampft wird. Der Wasserdampf kann für Prozesswärmanwendungen verwendet werden oder wie bei herkömmlichen Kraftwerken dazu benutzt werden eine Turbine zur Stromerzeugung anzutreiben. Anstatt fossilem Brennstoff wird hier der Sonneneinstrahlung zum Antrieb der Turbine verwendet. (Geyer, 2002, S. 17)

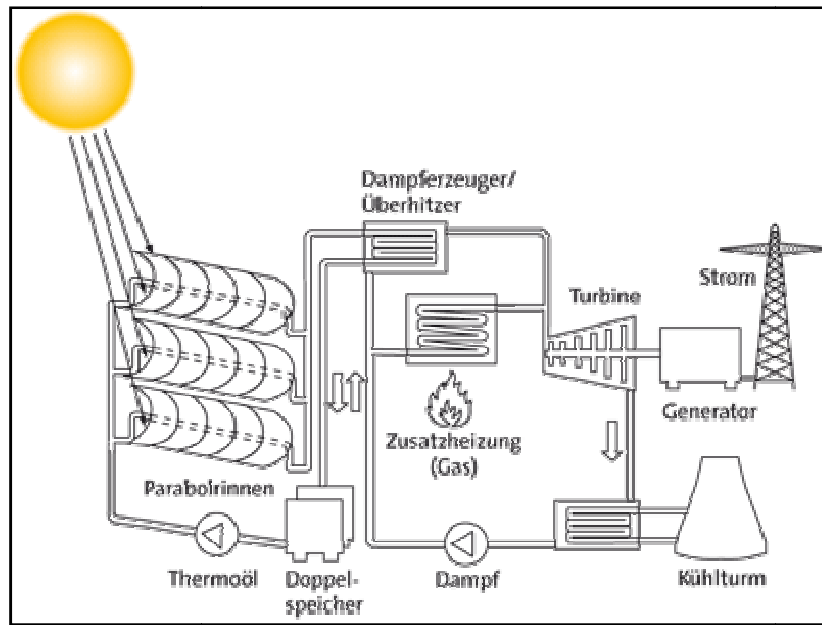


Abbildung 6 schematische Darstellung eines Parabolrinnenkraftwerks (Asendorf, 2006)

Für die Reflektoren wird eisenarmes Glas mit rückseitiger Verspiegelung verwendet, da das Material einerseits gute Reflektivität aufweist und andererseits widerstandsfähig gegenüber Kratzern und Wüstenwind ist. Dennoch muss bei den SEGS Kraftwerken in Kalifornien jährlich etwa 1% der Anlage ausgetauscht werden. Die Kosten bei Betrieb und Wartung der mittlerweile seit über 20 Jahren im Betrieb stehenden Kraftwerksanlagen konnten auf etwa 3 Cent pro kWh gesenkt werden. Um mit fossilen Kraftwerksanlagen konkurrieren zu können müssen die Kosten auf einen Wert unter 0,8 Cent pro kWh sinken. (Geyer, 2002, S. 20)

Weitere Effizienzsteigerungen wie etwa verbesserte drehbare Achsensysteme die durch optimierte Ausrichtung der Reflektoren mehr Sonneneinstrahlung reflektieren können und verbesserte Absorberschichten, die eine Erhöhung der Arbeitstemperatur zulassen sind im bereits im Erprobungsstadium. (Geyer, 2002, S. 21)

Parabolrinnensysteme stellen eine erprobte und ausgereifte Technologie dar. Durch die jahrzehntelange Erfahrung konnte die Technologie beständig verbessert werden. Während der Bauphase des SEGS Projekts von 1984 bis 1991 war es möglich die Energiegenerierungskosten um mehr als die Hälfte zu senken und den Wirkungsgrad der Anlagen zu erhöhen. (IEA, 2003, S. 85) Die Möglichkeit zum Hybridbetrieb und die Integration von Wärmespeichern wurde in dem kalifornischen Projekt unter Beweis gestellt.

4.3.1.2 Solarturmkraftwerkssysteme

Solarturmkraftwerke bestehen aus einer Vielzahl an Einzelspiegel, die über ein Steuerungssystem dem Lauf der Sonne folgen und die Strahlung auf einen zentralen Absorber auf einem Turm bündeln. Die hoch konzentrierte Sonnenstrahlung erzeugt im Absorber Hochenergiewärme von über 1.000°C. Wie beim Parabolrinnensystem wird die Wärme durch ein Wärmeträgermedium weitergeleitet und betreibt eine Turbine, welche Elektrizität erzeugt. Turmkraftwerke haben den Vorteil einer höheren Energieeffizienz und verbrauchen weniger Fläche.

Als Wärmeträgermedium wird anstelle von Wasser oder Thermo-Öl auf andere Träger zurückgegriffen, da sich beide Mittel nicht für den Einsatz bei derart hohen Temperaturen eignen. Stattdessen werden flüssiges Nitratsalz, Heißluft oder Wasserdampf verwendet, da diese Stoffe besser geeignet erscheinen. (Pitz-Paal, 2002, S. 22)

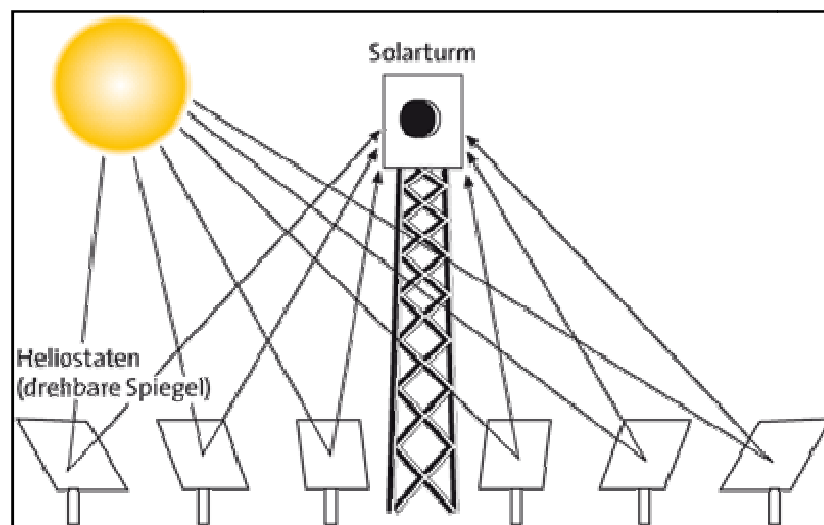


Abbildung 7 schematische Darstellung eines Turmkraftwerks (Asendorf, 2006)

Flüssiges Nitratsalz ist als Wärmeträger und gleichzeitig als Speichermedium gut verwendbar. Der Nachteil ist der hohe Schmelzpunkt bei etwa 140°C, was bedingt, dass alle Rohrleitungen permanent beheizt werden müssen, um ein Verstopfen des Systems zu verhindern. Aufgrund der sonst auftretenden Korrosion müssen die Leitungen auch speziell beschichtet werden.

Bei Kraftwerken mit atmosphärischen Luftreceiver wird erhitzte Luft als Wärmeträgermedium genutzt. Da Luft schlechtere Wärmeträgereigenschaften aufweist, werden Stoffe wie keramische Schäume oder metallische Drahtgeflechte in den Leitungssystemen eingesetzt um dies auszugleichen. (Pitz-Paal, 2002, S. 23)

Zwischen 1981 und 1996 wurden 10 Demonstrationsanlagen in Betrieb genommen. Die beiden größten Projekte aus dieser Periode wurden mit „Solar One“ 1982 und „Solar Two“ 1996 in Kalifornien errichtet.

In Europa sind die meisten Solarturmkraftwerke in Spanien zu finden. Durch eine Initiative der spanischen Regierung in der Ergänzung zum spanischen Stromeinspeisegesetzes wurde der Strom aus solarthermischer Erzeugung mit 12 Cent pro kWh bezuschusst. Dadurch wurden Anreize zum Bau größerer Anlagen geschaffen. Im spanischen Andalusien ist der Bau eines auf den Vorlagen von „Solar Two“ basierendem Salzturmkraftwerks mit dem Namen „Solar Tres“ mit einer Leistung von 15 MW geplant und wird von der Europäischen Union mitfinanziert. In der Nähe der Stadt Sevilla ging im März 2007 ein Luftreceiver Kraftwerk mit dem Namen „PS10“ mit einer Leistung von 10 MW ans Netz. Weitere Anlagen mit höherer Leistung sind für den Solarpark bei Sevilla in Planung.

Im Gegensatz zu den Parabolrinnensystemen ist die Technologie der Solarturmkraftwerke zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch nicht hinlänglich im Großeinsatz erprobt. Die Technologie ist komplexer und damit auch teurer in der Anschaffung. Dennoch wird mittelfristig mit einem großen Entwicklungsschub gerechnet, sobald die in Spanien geplanten Anlagen fertiggestellt sind. Von der Konzeption her bieten Solarturmkraftwerke eine höheres technisches Leistungspotenzial wie Parabolrinnensysteme. (Greenpeace, ESTIA - European Solarthermal Industry Agency, Solarpaces, 2005, S. 13)

4.3.1.3 Dish-Stirling Systeme

Im Unterschied zu den Solarturmkraftwerken und den Parabolrinnensystemen sind Dish-Stirling Systeme für eine dezentrale und modulare solarthermische Stromerzeugung konzipiert. Die bisher gebauten Anlagen weisen eine elektrische Leistung von 10 bis 50 kW auf. (SBP, 2007) Eine Einheit kann dezentral zur Stromerzeugung verwendet werden, ohne dass sie wie bei den oben beschriebenen Kraftwerkstypen gekoppelt und zentral gesteuert werden müssen. So können Dish-Stirling Anlagen beispielsweise als Ersatz für die weit verbreiteten Diesel-Generatoren zur lokalen Stromerzeugung für einzelne Anlagen verwendet werden.

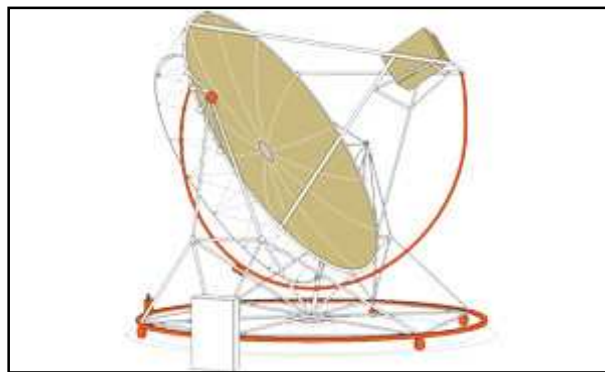


Abbildung 8 Aufbau einer Dish-Stirling Anlage (SBP, 2007)

Eine solche Anlage besteht aus einer Konzentratorschale, welche die Solarstrahlung in dem darüber angebrachten Receiver bündelt. Der parabolisch gekrümmte Reflektor wird durch ein zweiachsiges automatisiertes Gestell mit der Hilfe kleiner Servomotoren der Sonne nachgeführt. Der im Brennpunkt angebrachte Receiver leitet die Hitze an den angeschlossenen Stirlingmotor weiter, von dem sie in mechanische Energie umgewandelt wird und durch einen an den Stirlingmotor gekoppelten Generator in elektrische Energie umgewandelt wird. Dish-Stirling Anlagen bieten den Vorteil, dass der Stirlingmotor auch bei geringerer Sonneneinstrahlung betrieben werden kann. Alternativ kann der Stirlingmotor auch durch konventionelle fossile Antriebsstoffe betrieben werden, was einen Hybridbetrieb ermöglicht. (Laing, 2002, S. 30)

Zwischen 1980 und 1985 wurden in den USA von privaten Konsortien mehrere Dish-Stirling Projekte mit einer Leistung von etwa 25 kW gebaut. Das von der Advanco Vanguard Gruppe erbaute System kam dabei auf einen bereinigten Wirkungsgrad von 29,4 Prozent. (Solarpaces, 2002, S. 51) In Europa arbeiten vor allem deutsche Firmen an Projekten. So wurden zwischen 1986 und 1994 von Schlaich Bergermann und Partner (SBP) in Saudi-Arabien zwei Einheiten mit einer Nennleistung von je 50 kW erbaut. Weitere Projekte konzentrieren sich auf die Entwicklung vereinfachter und kosteneffizientere Anlagen, welche zum überwiegenden Teil in Spanien erbaut und getestet werden. Seit 1998 werden unter dem Projektnamen EuroDish von einem Konsortium deutscher und spanischer Unternehmen mit Unterstützung der Europäischen Union im spanischen Almeria weitere Prototypen errichtet mit dem Ziel die Baukosten und Betriebskosten zu verringern und die Effizienz neuer Anlagenteile wie Stirlingmotor oder Antriebssysteme zu verbessern. (PSA, 2007)

Dish-Stirling Anlagen sind die technologisch neuesten solarthermischen Kraftwerkstypen und somit technisch noch nicht hinlänglich erprobt. Die bisher gebauten Demonstrations- und Versuchsanlagen zeigen jedoch großes Potential auf. Von allen Varianten solarer Energiegewinnung weisen Dish-Stirling Anlagen den größten Wirkungsgrad auf. Problematisch ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch die technische Zuverlässigkeit der doch recht komplexen Anlage, insbesondere beim Stirling Motor. Es wird jedoch damit gerechnet, dass bei immer größer werdender Verbreitung auch die Technik verbessert wird, wodurch eine Massenfertigung möglich sein sollte. (Greenpeace, ESTIA - European Solarthermal Industry Agency, Solarpaces, 2005, S. 13)

4.3.2 Photovoltaische Großanlagen

Der Leistungsbereich von photovoltaischen Großanlagen erstreckt sich von 100kW bis hin zu mehreren Megawatt. Analysen ergeben, dass größere Photovoltaikanlagen Kostenvorteile gegenüber Kleinsystemen haben, da bei Einkauf, Planung und Betrieb Skaleneffekte erzielt werden können. So liegen die Investitionskosten der von der Firma ecotec-solar im bayrischen Relzow im Jahr 2002 erbauten 1,5 MW Großanlage mit

4.860 €/kW um etwa 20% unterhalb des Mittelwerts von 6.200 €/kW in Deutschland im selben Zeitraum. (Gabler, 2002, S. 56)

Photovoltaikmodule erreichen ihren optimalen Wirkungsgrad, wenn sie vertikal von der Sonne bestrahlt werden. In der Praxis werden bei größeren photovoltaischen Anlagen die Module einachsiger oder zweiachsiger der Sonne nachgeführt. In Zentraleuropa erreichen zweiachsiger montierte Solarmodule einen etwa 30 Prozent höheren Energieertrag als stationäre Systeme. In Regionen mit höherer Sonneneinstrahlung steigt die Effizienzausbeute zugunsten von Achsensystemen weiter an. (Goetzberger & Hoffmann, 2005, S. 133) Bei der technischen Realisierung von Großanlagen kann entweder eine bestrahlte Fläche mit Solarmodulen ausgelegt werden, oder man kombiniert eine kleinere Fläche von Solarmodulen mit optischer Mechanik um die Leistungsausbeute zu steigern. Diese Technik wird unter dem Sammelbegriff Konzentratorsysteme beschrieben.

4.3.2.1 Konzentratorsysteme

Um Kosten für das Halbleitermaterial zu sparen wird bei Konzentratorsystemen die Energieausbeute mithilfe optischer Linsen erhöht. Durch die über den Solarzellen angebrachten Linsen wird die Sonneneinstrahlung vervielfacht und die Energieausbeute gesteigert. Da die Solarzellenfläche kleiner dimensioniert ist, erscheint es rentabel hierfür qualitativ hochwertigste Materialien einzusetzen. Experimentelle Stapelzellen aus mehreren Halbleiterschichten übereinander vom Fraunhofer ISE in Freiburg kommen auf Zellwirkungsgrade von bis zu 30 Prozent. (Willeke, 2002, S. 64)

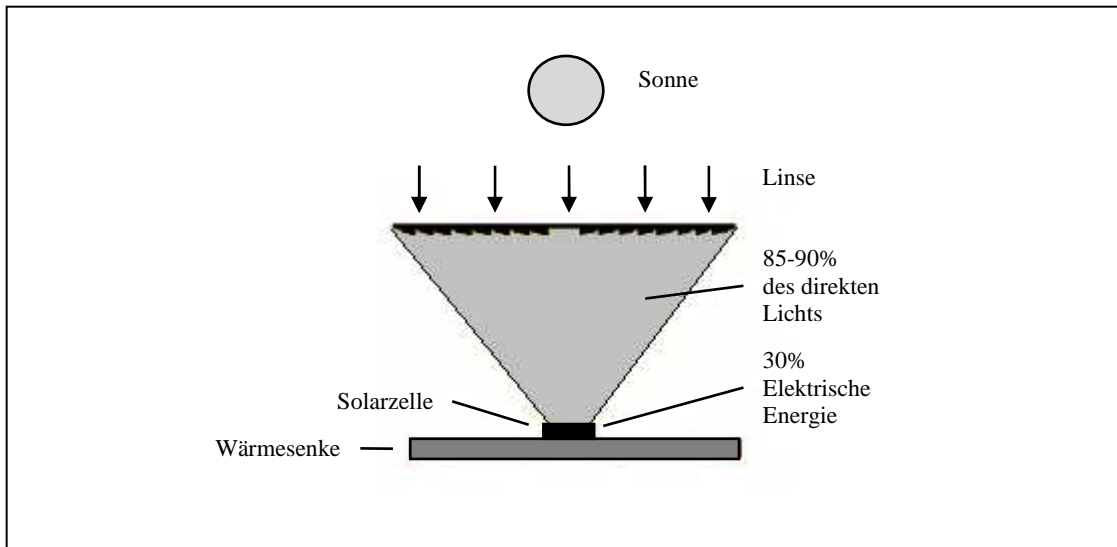


Abbildung 9 Darstellung einer Punktfokussolarzelle (Willeke, 2002, S. 61)

Im Gegensatz zu Solarmodulen ohne optische Mechanik, können Konzentratorsysteme nur annähernd direktes Sonnenlicht umwandeln. Daher eignet sich der Bau von Konzentratorsystemen hauptsächlich in Regionen mit konstant starker Sonneneinstrahlung. Über Achsensysteme muss das Konzentratormodul der Sonne nachgeführt werden um eine direkte Sonneneinstrahlung zu ermöglichen. (Willeke, 2002, S. 61)

In Arizona wurde Mitte der 1990er Jahre vom amerikanischen Hersteller Amonix eine kommerzielle Großanlage mit einer Produktion von 300 kW basierend auf der Konzentratorstechnologie errichtet. (Goetzberger & Hoffmann, 2005, S. 135) Die verwendeten Punktfokussolarzellen in Kombination mit Fresnellinsen weisen bei einer Einstrahlungsintensität von mehreren hundert Sonnen einen Modulwirkungsgrad von 26 Prozent auf.

Auf Basis der Konzentratorstechnologie wird in Portugal in der Region Alentejo auf 112 Hektar Land das europaweit größte Solarkraftwerk mit einer Leistung von 62 MW errichtet und soll mehr als 20.000 Haushalte mit Strom versorgen. Das von der EU mitfinanzierte und von der Regionalverwaltung betriebene Projekt soll 2009 ans Netz gehen. (Broehl, 2005)

Das weltweit größte Projekt wird im australischen Victoria verwirklicht. Ebenfalls auf Basis der Konzentratorstechnologie wird ein Solarkraftwerk mit einer Leistung von 154

MW gebaut und soll 2013 voll ausgebaut über 47.000 Haushalte mit Energie versorgen. (Solarsystems, 2007)

5 Ökonomische Aspekte

5.1 Marktentwicklung Photovoltaik

Der Anteil von Photovoltaik am weltweiten Strombedarf fällt mit 0,01 Prozent sehr gering aus. (Quaschnig, Zukunftsaussichten von Solarstrom, 2005) Dennoch weist der Markt für Solarenergie konstant hohe Wachstumsraten aus. In den letzten 10 Jahren konnte der Markt zwischen 20 und 40 Prozent jährlich wachsen. (solarbuzz, 2007) Befürchteten Versorgungsengpässen bei der Produktion von Silizium für die Jahre 2005 und 2006 konnten durch technologischen Fortschritt beim Materialeinsatz in der Fertigung und verbesserter Leistungsfähigkeit der Solarzellen begegnet werden. Um eine Nennleistung von einem Megawatt (MWp) zu erreichen benötigte man im Jahr 2005 11 Tonnen verarbeitetes Silizium zum Vergleichswert von 12 Tonnen im Jahr 2004. (Fawer, 2006)

Die jährlich durch Photovoltaik generierte kumulierte Energie kommt auf eine Leistung von über 5 Gigawatt. 2006 wurden weltweit 1.744 MWp an installierter Leistung erzielt. Der größte Anteil davon wurde mit 960 MWp in Deutschland installiert. 55 Prozent der jährlich installierten Leistung entfallen auf Deutschland. Japan und die USA folgen mit je 17 Prozent und 8 Prozent an zweiter und dritter Stelle. (solarbuzz, 2007)

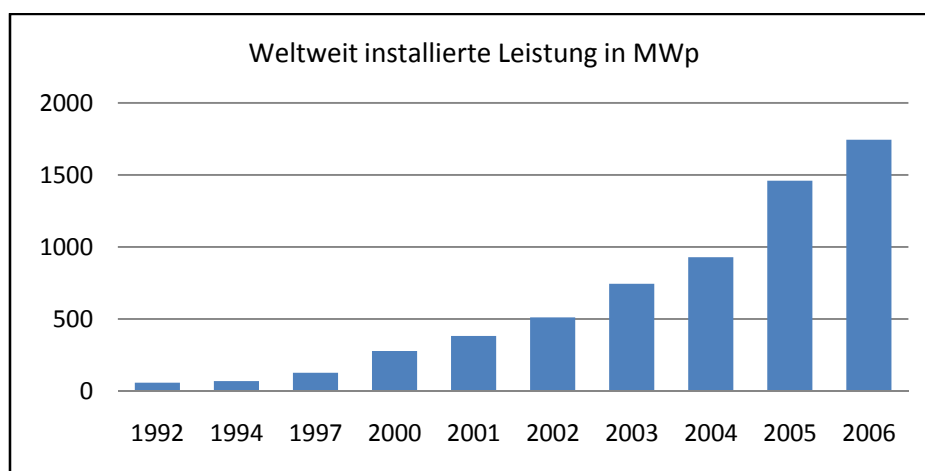


Abbildung 10 Entwicklung des Weltmarkts für Photovoltaik [(Goetzberger & Hoffmann, 2005) und (solarbuzz, 2007)]

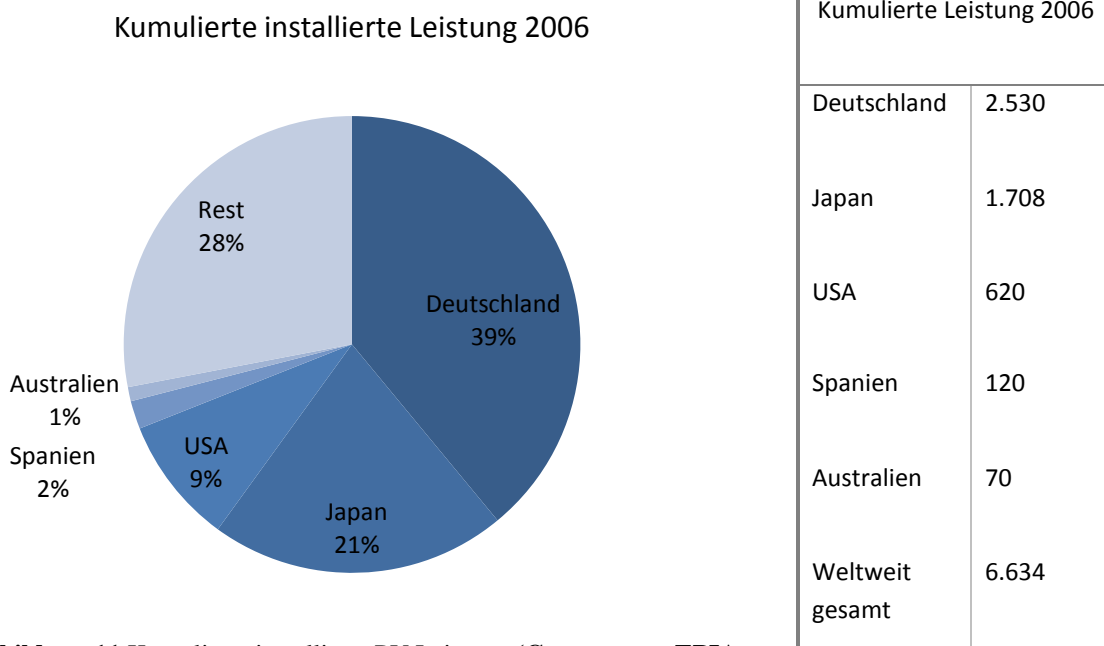


Abbildung 11 Kumulierte installierte PV Leistung (Greenpeace; EPIA, 2007, S. 25)

Insgesamt wurden bis zum Jahr 2006 Solaranlagen mit einer Nennleistung von 6.634 Megawatt installiert. Mit 39 Prozent der weltweit installierten PV Solaranlagen nimmt Deutschland vor Japan und den USA den Spitzenplatz ein. Das Marktwachstum für die Jahre 2005 bis 2010 wird mit etwa 25 Prozent jährlich prognostiziert. (Fawer, 2006, S. 9) Bei einer kontinuierlichen Wachstumsrate von 20 Prozent jährlich lässt sich für das Jahr 2025 eine Gesamtleistung von 220 Gigawatt realisieren. Damit Solarenergie bis zum Jahr 2025 einen signifikanten Anteil an der weltweiten Stromversorgung von geschätzten 27.000 GW einbringt wären jedoch Wachstumsraten von über 30 Prozent notwendig. (Quaschnig, Zukunftsaussichten von Solarstrom, 2005)

Bei der verwendeten Technologie sind mono- und multikristalline Solarmodule vorherrschend, wobei jedoch Dünnschichtzellen in den letzten Jahren ein stärkeres Marktwachstum verbuchen konnten. (Goetzberger & Hoffmann, 2005, S. 4) Dennoch ist die auf kristallinem Silizium basierende Technologie ausgereifter. Aufgrund der noch jungen Technologie ist die Planung und Installation von Dünnschichtzellen teurer und schwieriger, obwohl die Solarzellen selbst günstiger in der Herstellung sind. Aufgrund des geringeren Wirkungsgrades muss bei gleichem Energieertrag für Dünnschichtzellen eine deutlich größere Fläche an Solarmodulen verwendet werden.

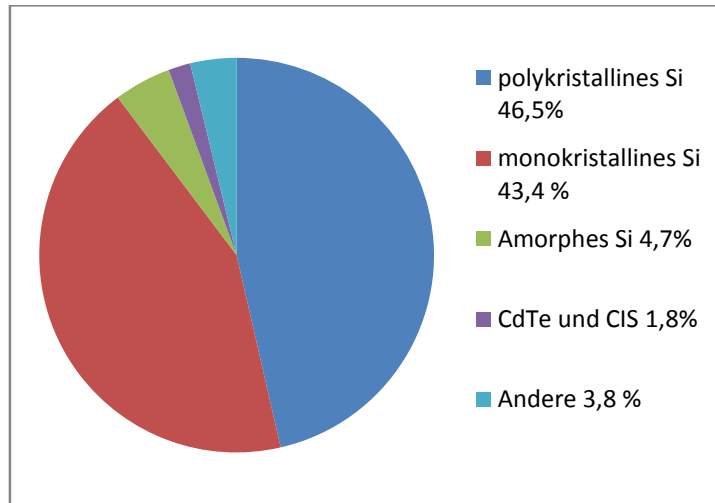


Abbildung 12 Anteil der verschiedenen Technologien am PV Markt 2006 (EPIA, 2007)

5.1.1 Versorgungsengpässe bei Silizium

Bedingt durch die hohe Nachfrage an Silizium für die Solarindustrie kam es zu einem Preisanstieg in der Herstellung von kristallinen Solarzellen. Silizium wird als Halbleitermaterial auch in der Computerindustrie verwendet, wodurch im Jahr 2005 die Produktion nicht die Nachfrage decken konnte. Die Computerindustrie konkurriert mit den Solarzellenherstellern um den benötigten Rohstoff. Der Preis für verarbeitungsfähiges Silizium für die Solarindustrie stieg im Zeitraum von 2003 bis 2006 von 25 Euro pro Kilogramm auf über 50 Euro. (Fawer, 2006, S. 12) Die Hersteller von Silizium sind im Begriff die Kapazitäten zu erweitern und rechnen für das Jahr 2007 und 2008 mit einer Steigerung der Produktion um 21 beziehungsweise 47 Prozent.

	2005	2006	2007	2008
Gesamtkapazität an Silizium für PV (Tonnen)	17.000	17.800	21.600	31.800
Jährliche Wachstumsrate der Produktion für PV fähiges Silizium	9%	5%	21%	47%
Siliziumbedarf für 1 MWp (Tonnen)	11	10,5	9,8	9,2
Wachstumsrate für Solarzellen	19%	10%	30%	57%

Tabelle 2 Wachstumsraten für Silizium in der PV Industrie (Fawer, 2006, S. 12)

Durch die Kapazitätserweiterungen in der chemischen Industrie und den technologischen Fortschritt, der mit einer Senkung des Materialaufwandes bei der

Produktion von Solarzellen einhergeht, rechnen die Hersteller von Photovoltaikzellen mit einer Besserung der Versorgungslage ab 2008. (Fawer, 2006, S. 13)

5.1.2 Preisentwicklung

Seit der Serienfertigung von Solarmodulen ist der Preis bis 2004 kontinuierlich gesunken. Ab 2004 kam es zu einer Trendumkehr. Zwischen Juli 2004 und Oktober 2006 stiegen die Preise für Solarmodule in Europa um 4 Prozent und in den USA um 11 Prozent. Wie bereits in Kapitel 4.1.1. erwähnt, ist der Preisanstieg zum Teil auf die stark gestiegenen Rohstoffpreise zurückzuführen. Weiters erhöhten die Hersteller von Solarzellen im selben Zeitraum auch die Gewinnmargen, was ebenfalls im Preisanstieg ausgedrückt wird. Mit der Erschließung neuer Kapazitäten in der Herstellung von Solarzellen und weiteren technologischen Entwicklungen im Bereich der Herstellungseffizienz ist längerfristig mit sinkenden Preisen zu rechnen. (Fawer, 2006, S. 14)

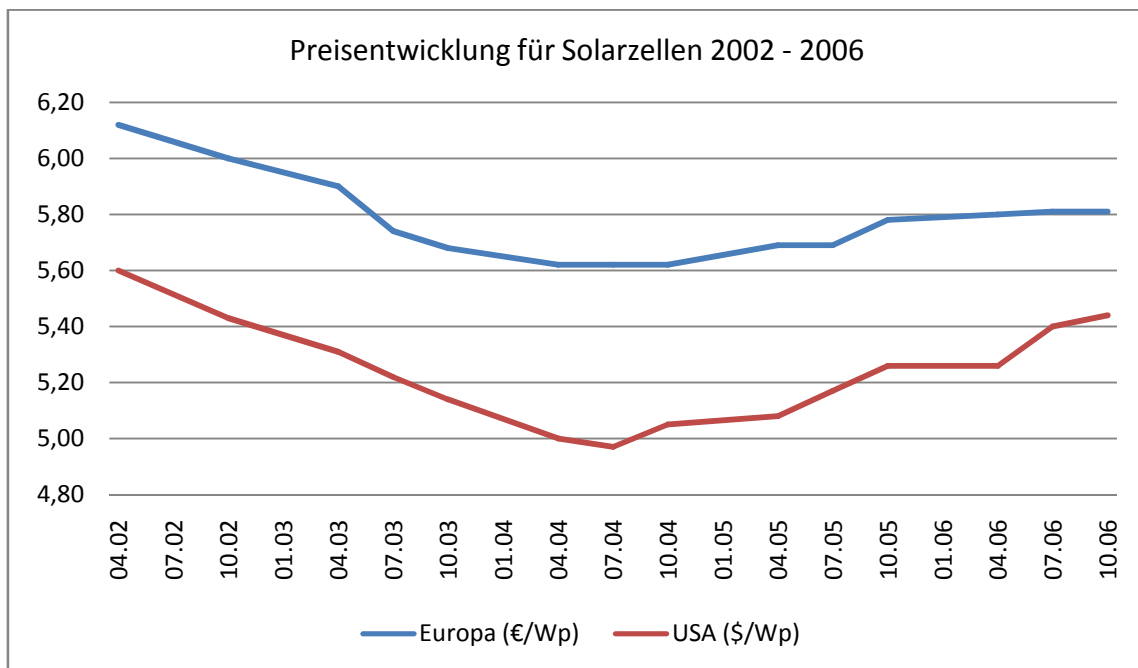


Tabelle 3 Preisentwicklung für Solarzellen [(solarbuzz, 2007) und (Fawer, 2006, S. 13)]

Der Stromentstehungspreis für ein Kilowatt elektrischer Leistung beträgt nach heutigem Stand der Technik in Mitteleuropa bei einer mittleren jährlichen Sonnenstundenanzahl von 900 etwa 55 Cent und 33 Cent in Südeuropa bei 1.800 Sonnenstunden jährlich.

Zum Vergleich betragen die Stromerzeugungskosten beim Endkunden zur Spitzenlastzeit im 2005 im Durchschnitt etwa 20 Cent pro Kilowatt. In einer Studie der schweizerischen Sarasin Bank aus dem Jahr 2006 geht man von einem Preisanstieg für Strom aus dem Netz von etwa 3 Prozent pro Jahr aus. Führt man die Preiskurve der Stromerzeugungskosten bei Photovoltaik gemäß den Prognosen fort, ist Solarstrom ab 2013 in vielen Regionen Südeuropas zu konventionellem Strom aus dem Netz wettbewerbsfähig. In den Zonen Mitteleuropas mit geringerer Sonnenstundenanzahl würde der Break Even im Jahr 2020 erreicht. (Fawer, 2006) Eine Studie des deutschen Solarmodulerzeugers Schott aus dem Jahr 2004 kommt zu ähnlichen Ergebnissen, sieht jedoch den Break Even für Solarenergie aus Photovoltaikanlagen in Südeuropa bereits im Jahr 2009, wobei jedoch die Preissteigerungen für Solarmodule der letzten Jahre noch nicht erfasst sind. (Hoffmann, 2004)

Unvorhersehbare Ereignisse in der Zukunft haben jedoch einen maßgeblichen Einfluss auf die Prognosemodelle. Im Falle eines stärkeren oder schwächeren Strompreisanstiegs variiert auch der Break Even.

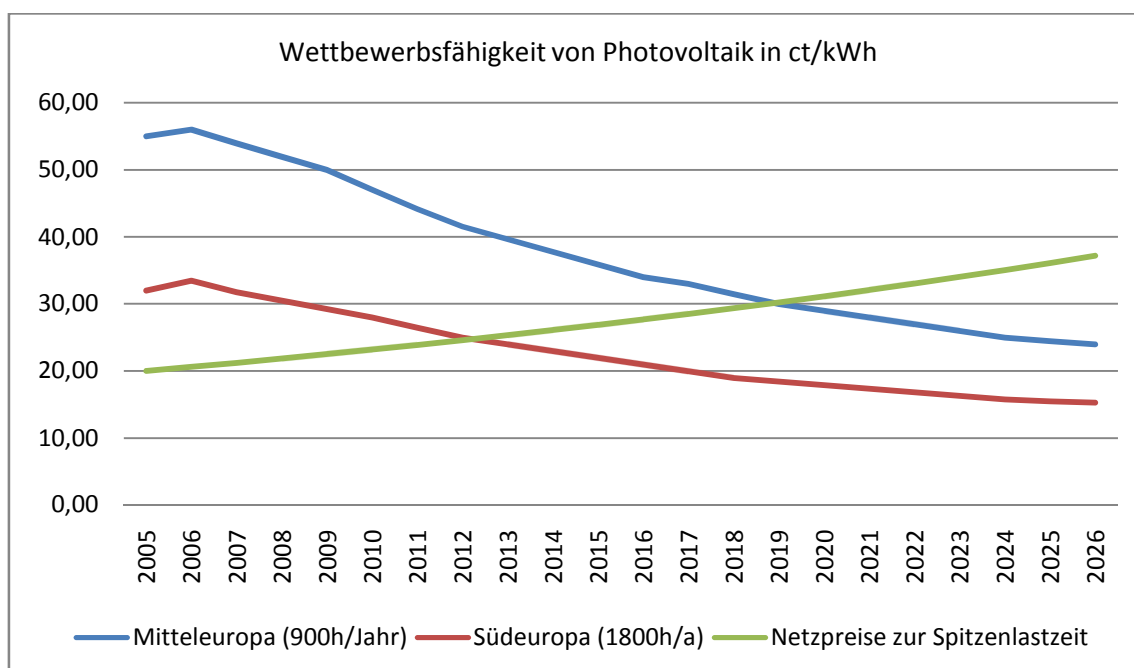


Tabelle 4 Preise für Solarstrom im Vergleich mit konventionellem dem Preis für Strom aus dem Netz für Endkunden (Fawer, 2006, S. 14)

5.1.3 Dünnschichtzellen

Der Marktanteil von Dünnschichtzellen im Photovoltaiksegment betrug für das Jahr 2005 6,5 Prozent, wobei Zellen aus amorphen Silizium mit einem Anteil von 4,7 Prozent den größten Bereich ausmachen. Solarzellen auf der Basis von Cadmium-Tellurid (CdTe) und Kupfer-Indium-Diselenid (CIS) kommen jeweils auf einen Anteil von 1,6 beziehungsweise 0,2 Prozent. (EPIA, 2007) Bedingt durch die Knappheit an verarbeitungsfähigem Silizium für kristalline Solarzellen und der technologischen Weiterentwicklung im Bereich der Dünnschichtzellentechnologie mit Wirkungsgraden von bis zu 17 Prozent wächst der Bereich Dünnschichtzellen in den Jahren 2002 bis 2005 schneller als der Gesamtmarkt. (solarbuzz, 2007)

Bei starkem Marktwachstum ist jedoch bei Dünnschichtzellen ebenfalls Schwierigkeiten in der Versorgung mit den nötigen Rohmaterialien vorzusehen. Bei den Rohmaterialien wie Indium, Gallium und Tellurium kam es in den letzten Jahren zu starken Preisanstiegen. Der Preis von Indium stieg beispielsweise von 80 Euro pro Kilogramm im Jahr 2002 auf 730 Euro im Jahr 2006. (Fawer, 2006, S. 15) Die Rohmaterialien kommen in sehr geringen Mengen in Kupfer oder Zinkablagerungen vor und müssen technisch aufwendig extrahiert werden. Die weltweiten Bestände konnten bisher nicht genau festgestellt werden.

5.1.4 Solarzellenhersteller

Bei der Herstellung von Solarzellen nehmen japanische Firmen die Spitzenplätze ein. 36,4 Prozent der weltweit 2006 erzeugten Solarzellen wurden in Japan gefertigt. Deutschland und China folgen dahinter mit jeweils 20 Prozent und 15,1 Prozent. (EPIA, 2007) Die zehn größten Hersteller von Solarzellen kommen gemeinsam auf einen Marktanteil von über 60 Prozent. Unter den 10 größten Herstellern befinden sich mit Sharp (Marktanteil 2005 23,5 %), Kyocera (7,8%), Sanyo (6,9%) und Mitsubishi Electric (5,5%) vier japanische Hersteller. Q-Cells (9,1%) und Schott Solar (5,1%) sind die größten Hersteller mit Firmensitz in Deutschland. (Fawer, 2006, S. 16)

5.2 Marktentwicklung Solarthermie

Der Einsatz von Solarthermie zur Beheizung von Gebäuden erfuhr in den letzten Jahren bedingt durch die hohen Öl- und Gaspreise steigende Wachstumsraten in diesem Segment. Im Gegensatz zur Technologie der Photovoltaik ist Solarthermie bereits zum heutigen Stand der Technik gegenüber den Wärmeentstehungskosten durch Öl- und Gasheizungen konkurrenzfähig. Dennoch sind die Anschaffungskosten für eine solarthermische Anlage zur Gebäudeheizung teurer als die von konventionellen Heizsystemen. Weltweit sind mehr als 45 Millionen solarthermischer Anlagen zu Warmwasseraufbereitung und Gebäudeheizung in Betrieb und tragen in großem Maßstab dazu bei Öl und Gasressourcen zu schonen.

Warmwasseraufbereitung und Heizung machen zusammen etwa 80 Prozent des Energiebedarfs eines Einfamilienhauses aus. Laut Studien können davon etwa 60 Prozent durch den Einsatz von thermischen Solaranlagen gedeckt werden. (Fawer, 2006, S. 25)

Um die thermische Energie mit elektrischer Energie zu vergleichen wird ein Quadratmeter Kollektorfläche mit 0,7 kW thermischer Energie gleichgesetzt. (IEA - SHC, 2005, S. 4) Mit einer thermischen Leistung im Jahr 2006 von etwa 100 Gigawatt hat die solarthermische Energiegewinnung weltweit wesentlich größere Bedeutung als Photovoltaik.

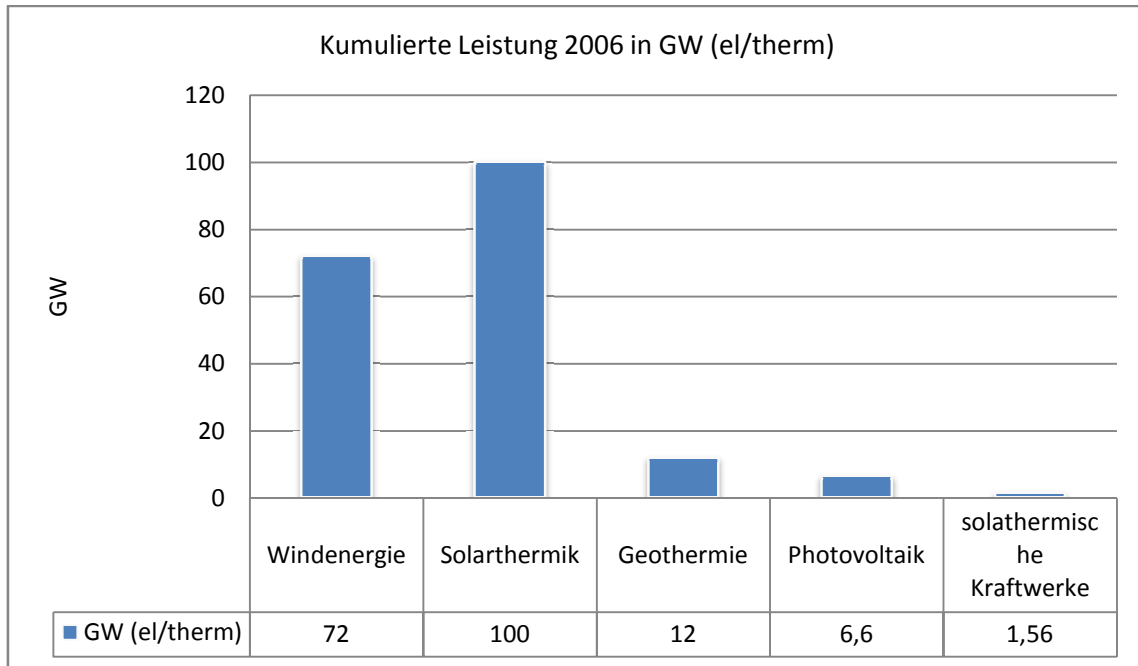


Abbildung 13 Vergleich der installierten Gesamtleistung verschiedener regenerativer Energiequellen 2006 (Fawer, 2006, S. 27)

5.2.1 Märkte und Wachstum

Zu Beginn der 1980er Jahre waren die USA führend in Herstellung und Anwendung solarthermischer Systeme. Der mittlerweile weltweit wichtigste Markt für solarthermische Anlagen ist die Volksrepublik China. Mit einem Anteil von 59,1 Prozent der globalen Kollektorfläche und einem Wachstum von 20 Prozent von 2004 auf 2005 ist das Land weltweiter Spitzenreiter bei solarthermischen Anwendungen. In Europa sind 13 Prozent der weltweiten Kollektorfläche installiert. Neben China sind die wichtigsten Märkte Deutschland, Österreich und Japan, sowie die Mittelmeeranwohnerstaaten Griechenland, Türkei und Israel.

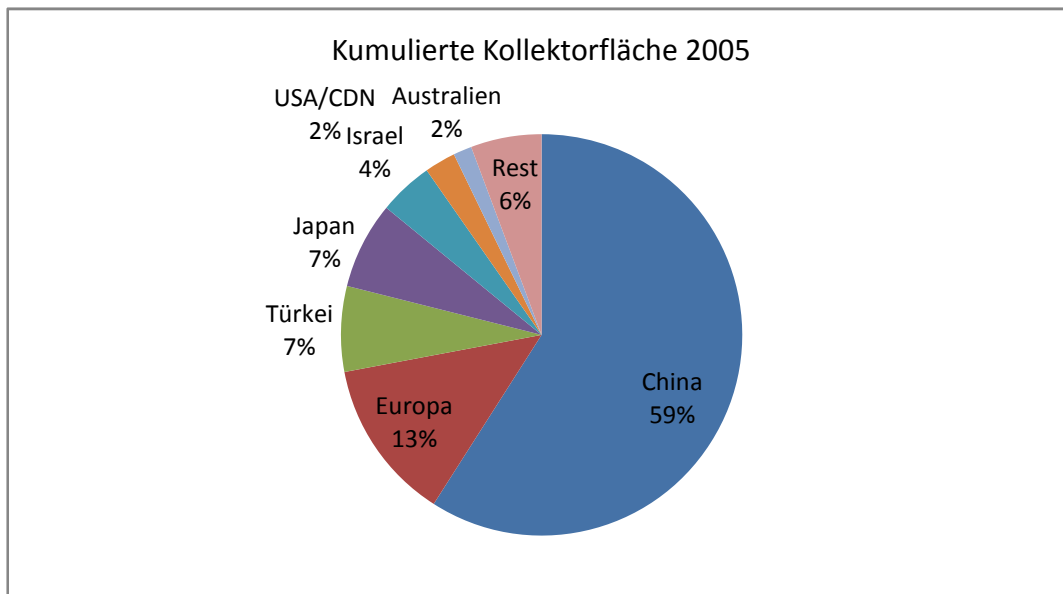


Abbildung 14 weltweit installierte Kollektorfläche 2005 (Fawer, 2006, S. 30)

Von der 2005 neu installierten Kollektorfläche von insgesamt 19,5 Millionen Quadratmetern entfallen 77 Prozent auf China und 10 Prozent auf Europa. Bei der Marktdurchdringungsrate von installierter Leistung pro 1.000 Einwohner belegen Zypern (657 kW), Israel (497kW) und Österreich (205kW) die ersten Plätze. Mit einem Wachstum der Kollektorfläche von 27 Prozent im Jahr 2005 nimmt Österreich in Europa den Spitzenplatz ein. (IEA - SHC, 2005)

Die Europäische Union hat in einem Positionspapier als Zielvorgabe für das Jahr 2010 eine Energiegenerierung von 70 Gigawatt festgestellt, die bei einem Stand von 11,2 Gigawatt 2005 bei gleichbleibenden Wachstumsraten von etwa 25 Prozent jedoch erst etwa im Jahr 2015 erreicht werden können. Laut Positionspapier der European Solarthermal Industry Federation (ESTIF) und des European Renewable Energy Councils (EREC) soll bis zum Jahr 2020 25 Prozent der Energie für Heizung und Warmwasseraufbereitung durch Solarthermie, Biomasse und geothermale Energie erzeugt werden. (EREC, 2004) Es wird erwartet, dass die Europäische Kommission bis Ende 2007 nationale Zielvorgaben für die Förderung von solarthermischer Energiegewinnung festlegt.

Die globalen Wachstumsraten für Solarthermie werden bis zum Jahr 2010 zwischen 25 und 30 Prozent geschätzt, sodass bis Ende der Dekade mit einer Generierung von 220

Gigawatt thermaler Energie global zu rechnen ist. Für die Zeit danach ist laut Studie aufgrund Marktsättigungserscheinungen mit einem geringeren Wachstum im Bereich von 20 Prozent jährlich zu rechnen, wobei jedoch viele Länder die bisher im Wachstum noch eine untergeordnete Rolle spielten aufholen werden. (Fawer, 2006, S. 39)

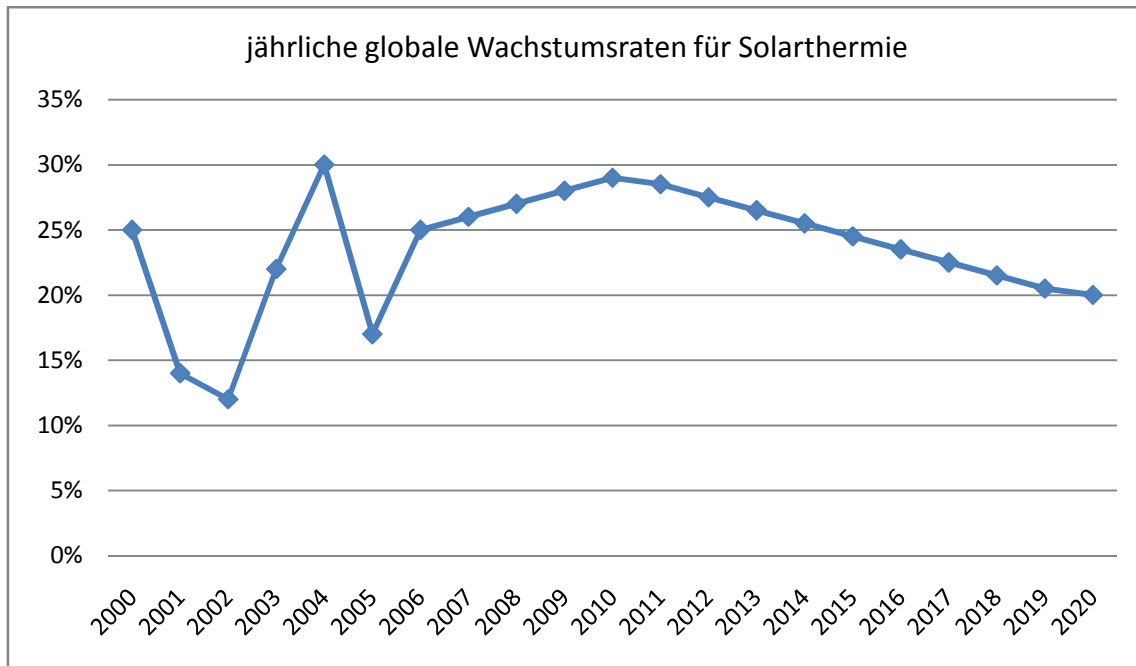


Abbildung 15 Prognose der jährlichen weltweiten Wachstumsraten für Solarthermie (Fawer, 2006, S. 39)

5.2.2 Hersteller

Die Industrie für Solarthermie ist stark fragmentiert und besteht zum größten Teil aus mittelständischen Unternehmen. In China gibt es über 1.000 Unternehmen für die Fertigung von solarthermischen Anlagen. In Europa dominieren österreichische und deutsche Hersteller. Unter den 10 größten Herstellern finden sich 6 deutsche und 2 österreichische Firmen. Der europaweit größte Hersteller ist das österreichische Unternehmen GreenOneTech gefolgt von den deutschen Firmen Viessmann, Bosch-Buderus und Schüco. Viele Unternehmen wie Schüco, Conergy oder Schott-Solar die bisher rein im Bereich Photovoltaik tätig sind, erweitern ihre Kapazitäten hin zur Solarthermie um ihre Produktpalette zu diversifizieren. (Fawer, 2006, S. 33)

5.3 Marktentwicklung solarthermischer Kraftwerke

Solarthermische Kraftwerke als zentrale Energieversorger sind nur in Gebieten mit hoher Sonneneinstrahlung wirtschaftlich zu betreiben. Seit Beginn des Einsatzes der Technologie in den 1980er Jahre konnte sich die Technologie nur sehr langsam verbreiten. Dem zu Beginn der 1980er Jahre vor dem Hintergrund der Erdölkrise der 1970er Jahre in der Mojavewüste der USA installierten Großkraftwerk mit einer Leistung von 351 Megawatt folgten fast zwei Dekaden ohne dass der Bau von neuen kommerziellen Großanlagen vorangetrieben wurde. Grund dafür war das Vorhandensein billiger fossiler Energieformen. Erst in den letzten Jahren kam es zu neuen Bauvorhaben in größerem Ausmaß.

Dieser Wandel wird einerseits durch den technischen Fortschritt im Anlagenbau und andererseits durch die Verteuerung der fossilen Brennstoffe der letzten Jahre eingeleitet. Auch das politische Umfeld hat sich seit den 1980er Jahren stark gewandelt. Umweltpolitik und Energiesicherheit sind als Themenbereiche stärker in das Zentrum der politischen Wahrnehmung gerückt. Thermosolare Kraftwerke sind im Gegensatz zur dezentralen Photovoltaiktechnik eine mögliche Alternative zur zentralen Stromversorgung von Kohlekraftwerken oder Atomkraftwerken. Die technischen Anwendungsformen und Kraftwerkstypen werden vorne in Kapitel 3.3.1. beschrieben.

Wie bereits oben erwähnt benötigen thermosolare Kraftwerke eine möglichst konstante hohe Sonneneinstrahlung. Am besten sind dafür Wüsten und Steppengebieten geeignet, die zusätzlich zur hohen Sonneneinstrahlung einen sehr geringen Grad an Luftfeuchtigkeit aufweisen, da diffuses Licht infolge von Bewölkung nur sehr schlecht von den Kollektoren absorbiert werden kann. In Europa kommen nur die Mitteleurländer für den Einsatz von solarthermischen Kraftwerken in Frage. Spanien hat sich durch eine Vielzahl an Projekten und begünstigt durch energiepolitische Fördermaßnahmen weltweit zum Zentrum für diese Technologie entwickelt.

Den Chancen die diese Technologie bietet stehen auch Risiken gegenüber. So ist aufgrund der hohen Anlagenkosten und der langen Planungs- und Bauzeit für Großprojekte schwierig langfristig gesicherte Finanzierungslösungen zu erstellen. Vor allem hinsichtlich der Stromerzeugungskosten müssen solarthermische Kraftwerke

neuer Generation wirtschaftlich betrieben werden können und am Weltmarkt konkurrenzfähig sein, um eine tatsächliche regenerative Alternative zu fossilen Energieträgern darzustellen.

5.3.1 Kosten und Preisentwicklung

In Abbildung 17 werden die Kosten für die drei gängigen Typen von thermosolaren Kraftwerken (siehe Kapitel 3.3) bei einer mit Südspanien vergleichbaren Sonneneinstrahlung von 1.700 kWh/m² miteinander verglichen. Die ausgereifteste und durch das amerikanische SEGS Projekt in der Mojave Wüste bereits in großem Stiel erprobte Technologie stellen die Parabolrinnenkraftwerke dar. Diese haben auch die geringsten Investitionskosten und Stromerzeugungskosten. Während der Bauphase der 9 Teilkraftwerke in Kalifornien zwischen 1984 und 1991 konnte die Technologie weiterentwickelt werden, sodass die Stromerzeugungskosten in dieser Zeit um mehr als die Hälfte reduziert werden konnten. (IEA, 2003, S. 85)

Turmkraftwerke und Dish-Stirling Systeme wurden bisher als Demonstrations- und Versuchsanlagen errichtet und müssen ihre Leistung in größerem Format erst bestätigen. Beide Technologien sind verglichen mit den Parabolrinnenkraftwerken relativ jung und bieten für die Zukunft größere Kosteneinsparungspotentiale (IEA, 2003, S. 82)

	<i>Parabolrinnenkraftwerke</i>	<i>Turmkraftwerke</i>	<i>Dish-Stirling Systeme</i>
Investitions Kosten (EUR/kW)	2.800 – 3.200	4.000 – 4.500	10.000 – 12.000
Stromgenerierungskosten (EUR/kWh)	0,12 – 0,15	0,15 – 0,20	0,20 – 0,25

Abbildung 16 Investitionskosten und Stromgenerierungskosten verschiedener thermosolarer Kraftwerkstypen bei einer Sonneneinstrahlung von 1700 kWh/m² (IEA, 2003)

Abbildung 17 zeigt eine Prognose der International Energy Agency für die Entwicklung der Stromgenerierungskosten. Im Augenblick sind 7 neue Anlagen weltweit in Bau und über 20 weitere in Planung. Durch den Bau von solarthermischen Kraftwerken neuerer Generation und weiteren Fortschritten im Bereich Forschung und Entwicklung wird von einem weiteren Sinken der Kosten ausgegangen. In einer Studie aus dem Jahr 2006

rechnet die Schweizer Privatbank Sarasin bis 2010 mit einer kumulierten Leistung von über 2100 Gigawatt. Dies wäre eine Vervielfachung der solarthermisch erzeugten Energie im Vergleich zu 2006. (Fawer, 2006, S. 45)

Die IEA geht davon dass die Stromerzeugungskosten bis zum Jahr 2025 zwischen 0,04 und 0,07 USD/kWh sinken werden. Aufgrund des größeren Lerneffekts bei der jüngeren Technologie der Turm- und Stirlingkraftwerke ist hier eine stärker sinkende Kostenkurve zu erwarten als bei Kraftwerken auf Basis von Parabolrinnen. In diesem Preisbereich wäre Energie aus solarthermischen Kraftwerken auf einem freien Markt ohne Förderungen wettbewerbsfähig.

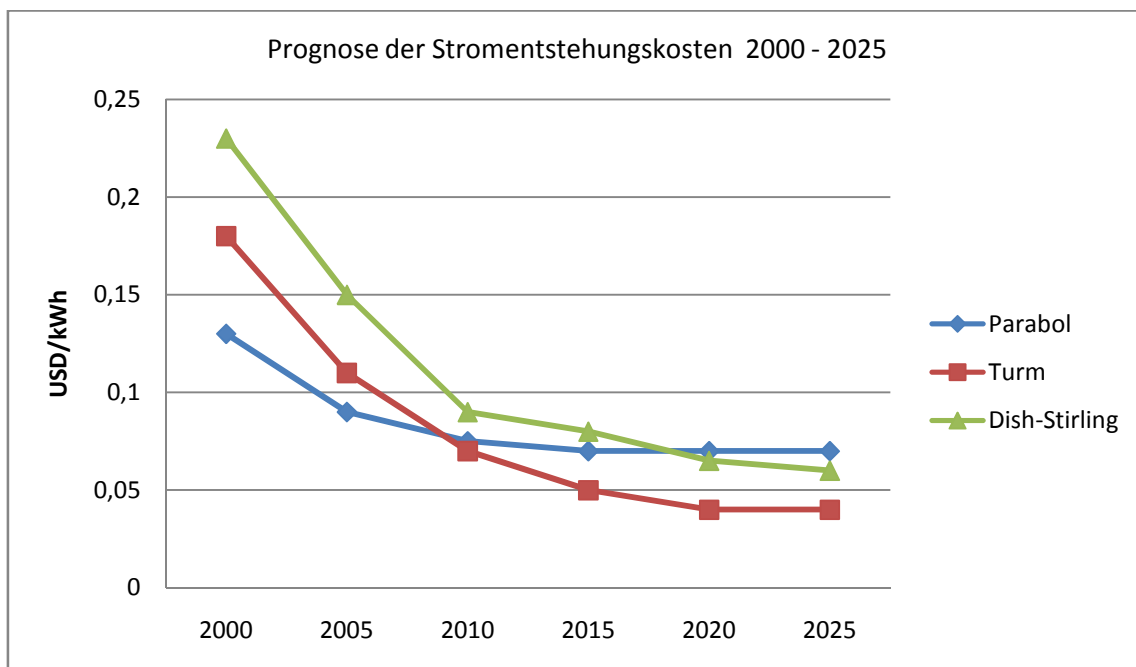


Abbildung 17 Preisentwicklung für solar-thermisch generierte Energie (IEA, 2003, S. 87)

Die Lebensdauer von Parabolrinnenkraftwerken und Turmkraftwerken werden mit 20 bis 30 Jahren angegeben. Aufgrund fehlender Langzeit Studien kann die Lebensdauer für Dish-Stirlingsysteme nur geschätzt werden. Aufgrund des höheren technischen Komplexitätsgrades wird eine Lebensdauer von 15 bis 20 Jahre angenommen. (IEA, 2003, S. 83)

5.3.2 Aktuelle Projekte

Im Bericht der Schweizer Privatbank Sarasin aus dem Jahr 2006 findet sich eine Auflistung aller weltweiten Großprojekte im Bereich solarthermale Kraftwerke. Vor allem Spanien kann mit dem massiven Ausbau seiner Solarparks hier als Vorreiterland in Sachen thermosolarer Kraftwerksbau gesehen werden.

Standort	Finanzierung	Technik	Lieferant	Hybrid	Solar- kapazität (MW)	Gesamt- kapazität (MW)	Projektstatus	geplante Inbetrieb- nahme
Algerien	Algerisches EEG	Parabol	Bid Selection	ja	25	150	2	2008
Australien	Austral GhG Zusatzvergüt.	Aufwind	SBP / EnviroMiss	nein	200	200	2	n/a
Ägypten	GEF/ Weltbank	Parabol	Ausschreib. Bis 02/07	ja	30	135	2	2009
China	China	Parabol	Solar-Millennium	nein	1000	1000	3	2011
Indien	MNES, GEF, Weltbank	Parabol	Fichtner Solar	ja	35	120-160	3	n/a
Iran	IPDO	Parabol	Fichtner Solar	ja	70	300-400	3	n/a
Israel	Israel Techn. Programm	Parabol	Solel /Auswahl	ja	100	100	3	n/a
Italien	Forschungsprogramm	Parabol	ENEA/ Enel	ja	40	500	3	n/a
Jordanien	Nicht fixiert	Parabol	Solar Millennium	ja	30-130	130	3	n/a
Kreta	Griech EEG	Parabol	Theseus A.E.	nein	50	50	3	n/a
Marokko	GEF/ Weltbank	Parabol	Ausschreib bis 02/07	ja	30	220	2	2007
Mexiko	GEF/ Weltbank	Parabol	Ausschreib bis 02/07	ja	30	300	2	2007+
Spanien AndaSol1	Span EEG/ EU Projekt	Parabol	Solar Millennium	Ja	50	50	1	07/2008
Spanien AndaSol2	Span EEG/ EU Projekt	Parabol	Solar Millennium	ja	50	50	1	11/2008
Spanien AndaSol3	Span EEG/ EU Projekt	Parabol	Solar Millennium	ja	50	50	1	11/2009
Spanien Extremasol	Span EEG/ EU Projekt	Parabol	Solar Millennium	ja	50	50	1	12/2009
Spanien PS10	Span EEG/ EU Projekt	Turm	Abengoa	ja	10	10	1	11/2006
Spanien PS20	Span EEG/ EU Projekt	Turm	Abengoa	ja	2x20	2x20	1	2008
Spanien Solnova	Span EEG/ EU Projekt	Parabol	Abengoa	ja	5x50	5x50	2	2008-12
Spanien Consol 1-2	Span EEG/ EU Projekt	Parabol	Conergy	ja	2x50	2x50	2	2008-09
Spanien Solar Tres	Span EEG/ EU Projekt	Turm	SENER	ja	15	15	3	n/a
Spanien Euro SEGS	Span EEG/ EU Projekt	Parabol	Acciona	ja	2x50	2x50	2	n/a
Spanien	Span EEG/ EU Projekt	Parabol	Iberdrola	ja	9x50	9x50	3-4	n/a

Südafrika	n/a	Turm	ESKOM	nein	100	100	3	n/a
USA Arizona	PPA /Arizona Public Servic	Parabol	Solargenix /Schott	nein	1	1		2006
USA Nevada	PPA /Nevada Power	Parabol	Solargenix /Schott	ja	64	64	1	2007
USA Kalifornien	PPA/ Souther Edison	Parabol	Stirling Energy	nein	500 (+350)	500 (+350)	2	2012/14
USA San Diego	PPA/ San Diego G&E	Parabol	Stirling Energy	nein	300 (+600)	300 (+600)	2	2012/14

Tabelle 5 Aktuelle Projekte Projektstatus 1= in Bau, 2=in Planung, 3=in Vorplanung,4=beabsichtigte Projekte; Tabelle aus (Fawer, 2006)

5.4 Entwicklungsprognosen für Solarstrom

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt kann keine Methode der Solarstromerzeugung mit den Stromerzeugungskosten konventioneller Kraftwerke auf dem freien Markt konkurrieren. Die Kosten für Strom auf dem Kraftwerkmarkt befinden sich im Jahr 2005 zwischen 3 und 5 Cent pro Kilowattstunde. Für den privaten Verbraucher betragen die Stromkosten etwa 17 Cent für eine Kilowattstunde. Der Preis für Solarstrom variiert sehr stark mit der Art der Stromerzeugung durch solarthermische Kraftwerke und Photovoltaikanlagen einerseits und zwischen den verschiedenen Regionen für den Betrieb andererseits. In Deutschland liegen die Stromerzeugungskosten für Photovoltaik zwischen 44 und 57 ct/kWh während in Südspanien oder Nordafrika aufgrund der größeren Anzahl an Sonnenstunden PV Anlagen deutlich effizienter betrieben werden können.

Solarthermische Stromerzeugung ist in gemäßigten Breiten nicht ökonomisch sinnvoll, da hierfür trockenes Klima mit einer möglichst geringen Wolkendichte erforderlich ist. Ab einer Sonneneinstrahlung von 1.700 kWh /m² können solarthermische Anlagen effizienter als PV Systeme betrieben werden. In Mitteleuropa mit einer durchschnittlichen jährlichen Sonneneinstrahlung zwischen 900 und 1.100 kWh/m² bleiben PV Systeme effizienter im Betrieb. Die mittlere Sonneneinstrahlung von 1.800 kWh/m² in Südspanien beziehungsweise 2.100 kWh/m² in Nordafrika bieten zum gegenwärtigen Zeitpunkt Effizienzvorteile für solarthermische Energieerzeugung. (Quaschnig, Technical and economical system comparison of pv and concentrating solar thermal power systems depending on annual global irradiation, 2004)

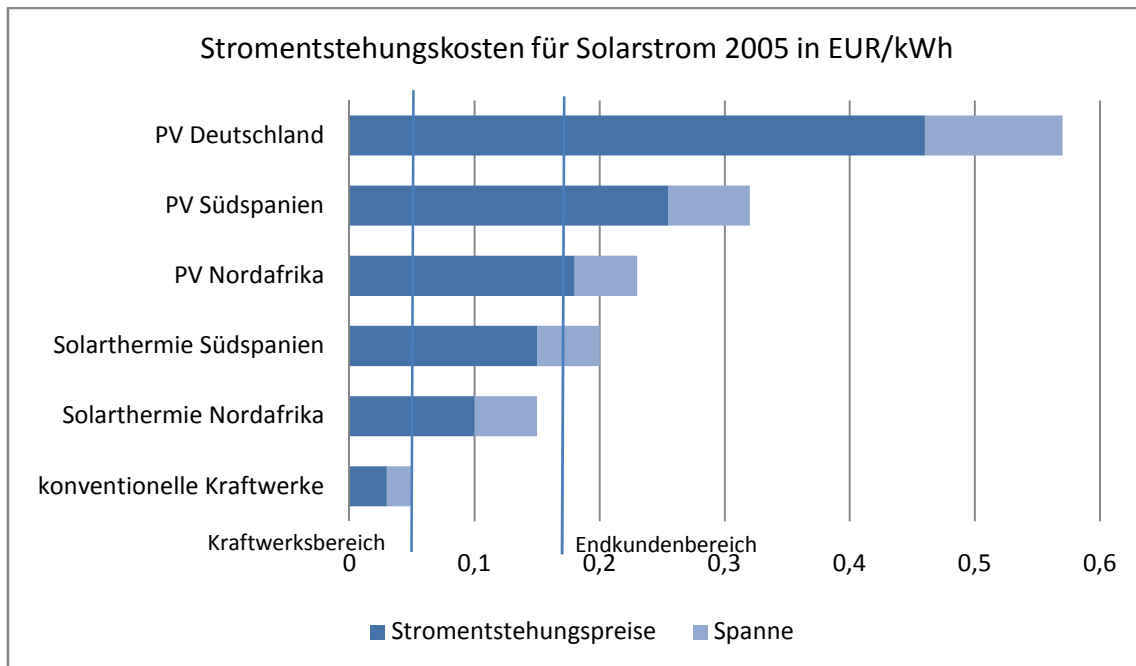


Abbildung 18 Stromerzeugungskosten aus Solarstrom, (Quaschnig, 2005)

Bei kontinuierlichen Wachstumsraten von etwa 30 Prozent pro Jahr und gleichzeitiger technologischer Weiterentwicklung der Systeme ist jedoch mit einer steigenden Wettbewerbsfähigkeit von Solarstrom zu rechnen. Bei einem leicht steigenden Preisniveau für konventionellen Strom im Kraftwerksbereich aufgrund anhaltender Preissteigerungen für fossile Rohstoffe ist für das Jahr 2025 mit einer Wettbewerbsfähigkeit solarer Energieerzeugung vor allem im Sonnengürtel der Erde zu rechnen. Für den privaten Endverbraucher wird in der Studie die Wirtschaftlichkeit netzgekoppelter PV Systeme bereits innerhalb der nächsten Dekade erreicht werden können. (Quaschnig, 2005)

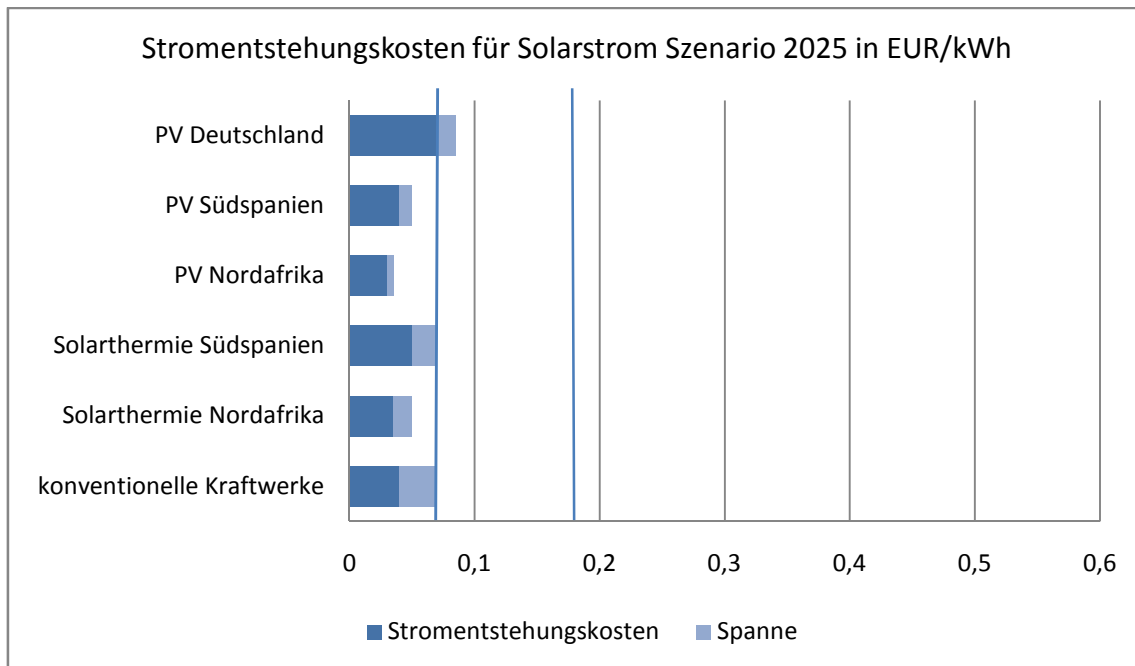


Abbildung 19 Entwicklungsprognose für Solarstrom 2025, (Quaschnig, 2005)

Um ein weiterhin konstantes Marktwachstum bis dahin erzielen zu können, ist die Technologie bis zum Erreichen der Konkurrenzfähigkeit weiterhin auf Fördermaßnahmen angewiesen. Die Fördermaßnahmen sollen in diesem Zusammenhang dazu dienen die Technologie zu verbreiten und somit der Generierung von Know-How für die technologische Weiterentwicklung dienen. (Quaschnig, 2005)

5.5 Förderung von Solarenergie

Die grundsätzliche Barriere bei der Einführung neuer Technologien im Bereich der Solarenergie ist der Kostennachteil gegenüber etablierten Technologieformen im Bereich der Energieerzeugung. Damit solare Energieerzeugung auf dem freien Markt wettbewerbsfähig sein kann, muss der Kostennachteil ausgeglichen werden. Die Problemstellung hierbei ist, dass sich die Kosten nur durch eine größere Verbreitung der Technologie und der damit einhergehenden technologischen Weiterentwicklung senken lassen. In den letzten 20 Jahren konnten die Kosten für PV Module pro Verdoppelung der kumulierten Produktion um 18 – 23 Prozent gesenkt werden. (Sanden, 2004) Um diese Lücke zu schließen sind Fördermaßnahmen eine geeignete Methode um den Markt zu erschließen. Eine größere Marktdurchdringungsrate bringt eine Reihe positiver

Aspekte mit sich, die zu einer weiteren Ausbreitung und Etablierung der Technologie beitragen.

Die unmittelbaren Produktionskosten verringern sich durch den Skaleneffekt. Je größer der Produktionsoutput, desto geringer wird der Fixkostenanteil. Lerneffekte in der Produktion tragen ebenfalls zur Kostensenkung in diesem Bereich bei.

Mit einem größer werdenden Anteil solarer Energiegewinnung am Markt, desto mehr Beachtung findet die Technologie auch in Politik und Gesellschaft. So können Interessensgruppen entstehen, welche durch Lobbying der Solarenergie ein größeres Gewicht im politischen Entscheidungsprozess verschaffen sowie die Schaffung gesetzlicher Rahmenbedingungen beeinflussen.

In Abbildung 21 werden die verschiedenen möglichen Fördermaßnahmen für solare Energiegenerierung beschrieben.

Regulative Maßnahmen

- Verpflichtung der Netzbetreiber Einspeisung durch netzgekoppelte PV Anlagen zuzulassen
- Verpflichtung der Energieerzeuger einen Anteil der erzeugten Energie aus erneuerbaren Quellen zu generieren
- Adaptierung der Bauvorschriften um die Errichtung gebäudeintegrierter solarthermischer und photovoltaischer Anlagen zu fördern.
- Qualitätssicherung durch Zertifizierungssysteme

Finanzielle Maßnahmen

- Investitionen durch
 - Subventionen für Anlagen
 - Begünstigte Kreditvergabe
- Besteuerung
 - Höhere Abschreibungen
 - Verminderte Importbesteuerung
 - Freibeträge
- Einspeisevergütung für Solarstrom

Abbildung 20 Fördermaßnahmen für solare Energieerzeugung (Staiß, 2003)

Die meisten Förderprogramme zur Entwicklung der Solarenergie beinhalten folgende Zielvorgaben (Haas, 2003, S. 275):

- Verbesserung der ökonomischen Leistungsfähigkeit
- Die Verbesserung der gesellschaftlichen Akzeptanz für Solarenergie
- Technologische Weiterentwicklung hinsichtlich Effizienz und Zuverlässigkeit
- Stärkung der Industrie

5.5.1 Ökonomische Grundlagen zur Förderung erneuerbarer Energien

Die Europäische Kommission veröffentlichte 1997 das Weißbuch „Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energieträger“ in dem ein Aktionsplan zur Förderung erneuerbarer Energien formuliert wurde. Die Kommission führt in diesem Bericht Gründe für Eingriffe in den liberalisierten Strommarkt durch Fördermaßnahmen an.

Die Europäische Union sieht im verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien einen wichtigen Beitrag zur Erfüllung der Verpflichtung zum Umweltschutz auf europäischer Ebene. Im Weißbuch wird als Ziel angeführt in den Ländern der EU die Emission von Treibhausgasen bis zum Jahr 2010 um 8 Prozent im Vergleich zu 1990 zu senken. Weiters zielt der Bericht darauf ab die Abhängigkeiten von Energieimporten aus dem Ausland zu verringern, um so durch den stärkeren Ausbau erneuerbarer Energiequellen einen höheren Grad an regionaler Versorgungssicherheit zu erreichen. (Europäische Kommission, 1997)

Aus ökonomischer Sichtweise lässt sich die Politik der staatlichen Fördermaßnahmen für erneuerbare Energien wie die Solarenergie mit dem Vorhandensein von Marktversagen erklären. Nach dem neoklassischen Modell kommt es in einem vollkommenen Markt durch den marktlichen Verteilungs- oder Allokationsmechanismus zu einem pareto-optimalen Zustand, in dem die Ressourcen so verteilt sind, dass man niemanden besser gestellt werden kann ohne jemand anderen schlechter zu stellen. Als Marktversagen wird die Abweichung vom vollkommenen Markt gesehen, in dem eine nicht effiziente Allokation von Ressourcen stattfindet. (Wikipedia 2007)

Ein Grund für Marktversagen im Bereich der Energieversorgung ist das Vorhandensein von „externen Effekten“. Unter „externen Effekten“ versteht man aus neoklassischer Sicht positive oder negative Auswirkungen ökonomischen Handelns auf außenstehende Individuen die dadurch Nutzen oder Schaden generieren, ohne dass sie dafür zahlen oder kompensiert werden. „Externe Effekte“ beziehen sich auf das Preissystem, das auf die Auswirkungen des ökonomischen Handelns nicht oder nur unzureichend reagiert. (Bruns, 1995, S.48) Im Falle der konventionellen Energieerzeugung ergeben sich externe Effekte aus der Beeinträchtigung der Umwelt durch Emissionen von Schadstoffen, insbesondere durch den Ausstoß von Treibhausgasen. Die Umwelt ist ein öffentliches Gut, ohne dass für deren Verwendung als Aufnahmemedium von Schadstoffen ein Preis gezahlt werden muss. Das Marktsystem ordnet dem Gut Umweltqualität keinen Preis zu. Eine ökonomische Allokationsverzerrung bewirkt, dass aus umweltschädlichen Energieerzeugungssystemen zuviel Energie generiert wird und zuwenig aus umweltneutraleren erneuerbaren Energieformen.

Durch Internalisierung externer Effekte soll eine Wiederherstellung eines pareto-optimalen Marktes erreicht werden. Die negativen Umweltauswirkungen sollen dem Verursacher zugerechnet werden können. Aufgrund des Marktversagens kann ein korrektiver Eingriff des Staates hergeleitet werden.

Grundsätzlich gibt es zwei verschiedene theoretische Möglichkeiten zur Rückführung der Grenzkosten auf den Verursacher. (Endres, 2007, S. 24) Der neoklassische Wohlfahrtstheoretiker Pigou kam in den 1920er Jahren zum Schluss, dass bei einem Bestehen von negativen externen Effekten eine Steuer in der Höhe der externen Grenzkosten eine vollkommene Internalisierung ermögliche. Positive externe Effekte bedürfen im umgekehrten Fall einer Subvention. Coase entwickelte 1960 seine Theorie, dass der Staat sich auf die klare Zuweisung und Durchsetzung von Eigentumsrechten über die Umwelt beschränken sollte, wodurch Verursacher und die von den externen Effekten betroffene Partei zu Verhandlungslösungen gezwungen werden.

Auf Basis dieser theoretischen Konzepte werden praxisnähere Abwandlungen dieser Modelle in der Energieerzeugung diskutiert. Die Einführung von Umweltzertifikaten und die Bestrebungen nach dem Einführen eines Umwelthaftungsrechts entspringen

dem Denkmuster des Theoriekonzept von Coase, während Besteuerungs- und Subventionsmodelle die Idee Pigous aufgreifen.

Die Förderung von Solarenergie ist in diesem Zusammenhang ökonomisch als Internalisierungsmaßnahme aufgrund des Vorhandenseins der negativen externen Effekte hinsichtlich der Umweltbelastungen durch die fossile und atomare Energiegewinnung zu sehen.

5.5.2 Staatliche Zielvorgaben

In den letzten 20 Jahren wurden in verschiedenen Ländern staatliche Zielvorgaben zur Förderung von Solarenergie formuliert. Darin werden Zielvorgaben für Marktanteile oder installierte Anlagenleistung die innerhalb eines bestimmten Zeitraums erreicht werden sollen festgelegt. Die Zielvorgaben haben entweder den Charakter von Empfehlungen, können aber auch verpflichtend sein.

Das 1997 von der Europäischen Kommission beschlossene „1.000.000 Roofs Programme“ definierte als Zielvorgabe bis zum Jahr 2003 die Installierung von 500.000 PV Anlagen im Gemeinschaftsgebiet und die Bereitstellung von weiteren 500.000 PV Anlagen für Entwicklungsländer. (Europäische Kommission, 1997) Desweiteren wurde das Ziel ausgegeben den Anteil erneuerbarer Energien im Energiemix bis zum Jahr 2010 auf 22 Prozent zu steigern.

In den einzelnen Mitgliedsländern wurden nationale Programme für die Erweiterung der solaren Kapazitäten formuliert. In Deutschland wurde zwischen 1991 und 1995 das „1.000 Dächer Programm“ ins Leben gerufen, dem 1999 das „100.000 Dächer Programm“ folgte. Weitere ähnliche Programme zur Förderung der Solarenergie innerhalb der Europäischen Union wurden von den nationalen Regierungen in Italien, Spanien, Österreich, Holland und Griechenland geschaffen. International wurde 1997 in den USA die „Millions Solar Roof“ Initiative und in Japan 1996 das „New Sunshine Project“ beschlossen, die ebenfalls Zielvorgaben für den Ausbau der solaren Energieversorgung beinhalten. (Haas, 2003, S. 281) In den letzten 10 Jahren wurde von den meisten Industrienationen nationale Strategiepapiere entworfen, die einen Ausbau der Solarenergie als erneuerbare Energieform zum Ziel haben.

Verpflichtende Vorgaben setzen eine Quotenregelung für die Beimengung erneuerbarer Energien im jeweiligen Energiemix fest. Solche Quoten in denen auch ein verpflichtender Solarstromanteil enthalten ist, gibt es seit Mitte der 1990er Jahren in einigen Bundesstaaten der USA wie Arizona, Nevada und Kalifornien. Die Energiebetreiber müssen dort einen bestimmten Anteil an erneuerbarer Energie selbst erzeugen oder können ihn auch extern zukaufen. (Haas, 2003, S. 282)

5.5.3 Finanzielle Maßnahmen

Für die Umsetzung der Strategiepapiere zur Förderung der Solarenergie wurden verschiedene finanzielle Maßnahmenpakete entwickelt. Die finanziellen Maßnahmen beinhalten direkte Zuschüsse für die Errichtung der Anlagen, begünstigte zweckgebundene Kreditvergaben, steuerliche Erleichterungen oder festgelegte Einspeisevergütung.

Im Bereich der Photovoltaik waren die deutschen und japanischen Fördermaßnahmen richtungsweisend. Im japanischen „Sunshine Project“ das im Jahr 1993 begann beruht auf einer festgesetzten Bezuschussung für netzgekoppelte dezentrale Photovoltaikanlagen. Pro Kilowatt installierter Leistung wurde ein festgesetzter Betrag für den Eigentümer von der staatlichen „National Energy Foundation“ subventioniert. Der Betrag wird von Jahr zu Jahr auf Basis der Modulkosten neu festgelegt. Bis zum Jahr 2000 wurden in Japan über 100.000 Systeme mit einer Nennleistung von 300 Megawatt installiert. (Staiß, 2003, S. 251)

In Deutschland basierte das 1991 ins Leben gerufene „1.000 Dächer Programm“ auf einer Subventionierung für netzgekoppelter Photovoltaikanlagen mit bis zu 70 Prozent des Anlagenpreises. Bis zum Auslaufen des Programms konnten so 2250 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 6,15 Megawatt errichtet werden (Haas, 2003, S. 284) Für das Nachfolgeprojekt „100.000 Dächer Programm“ stellte die „Kreditanstalt für Wiederaufbau“ ab 1998 geförderte Kredite mit einem Zinssatz von 0 Prozent innerhalb von 10 Jahren für die Errichtung von Photovoltaikanlagen aus. Das im Jahr 2000 vom deutschen Bundestag bewilligte Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) setzt eine für 20 Jahre konstante Einspeisevergütung durch die Netzbetreiber für photovoltaisch

generierten Strom fest. (Deutscher Bundestag, 1999) Bei einer 2007 errichteten PV Anlage werden für ein Kilowatt eingespeister Energie zwischen 37 und 46 Cent vergütet. Der Vergütungssatz für neu installierte Anlagen sinkt um 5 Prozent im Vergleich zum Vorjahr. Die Kosten werden auf alle Stromkunden in Deutschland anteilmäßig verteilt. (Bundesministerium für Umwelt, 2004)

Die deutschen und japanischen Förderungen für Solarenergie haben in beiden Ländern einen großen Einfluss auf die Entwicklung der Solarbranche. Vor allem das Instrument der Einspeisevergütung bewirkte in Deutschland nach dem Inkrafttreten im Jahr 2000 einen Boom der Photovoltaikbranche. Die jährlich neu installierte Kapazität konnte von 1999 von etwa 12 Megawatt auf 50 Megawatt im Jahr 2000 mehr als vervierfacht werden. (Goetzberger & Hoffmann, 2005, S. 173) Das System der Einspeisevergütung für erneuerbare Energieformen wurde von vielen anderen Staaten in ähnlicher Form übernommen.

5.5.4 Auswirkungen der Fördermaßnahmen

Die verschiedenen Fördermaßnahmen für Solarenergie haben einen großen Einfluss auf die Entwicklung der Solarindustrie. Bedingt durch die aufwendige und zeitintensive technologische Entwicklung in diesem Bereich ist die Industrie auf Unterstützungsmaßnahmen angewiesen. Um sich auf dem Energiemarkt gegen etablierte Energieformen zu bestehen, muss die Solarenergie hinsichtlich Qualität sowie Anlagen- und Stromentstehungspreise konkurrenzfähig sein. Wie bereits in Kapitel 4.5. eingangs beschrieben kann die Technologie nur durch den Ausbau größerer Kapazitäten in der Industrie vorangetrieben werden. Aufgrund der Tatsache, dass Solarenergie zum gegenwärtigen Zeitpunkt kostenseitig noch nicht voll wettbewerbsfähig ist, erscheinen Fördermaßnahmen notwendig um hier regulativ in den Markt einzugreifen.

Zahlreiche Studien belegen, dass die solare Energiegewinnung das Potenzial hat eine tragende Rolle in der Energiegewinnung der Zukunft zu spielen. (siehe Kapitel 4.4.) Vor diesem Hintergrund bewirken Unterstützungsprogramme eine Stärkung der nationalen Industriebranchen im Hinblick auf den zukünftigen Wettbewerb. Die Solarindustrie in Japan und Deutschland konnten durch ihre Förderpolitik die globale

Vorreiterrolle einnehmen. Spanien wurde durch die Unterstützungsmaßnahmen, insbesondere durch die Einführung der erhöhten Stromeinspeisevergütung im Jahr 2002 (Solarpaces, 2002) zum Hotspot im Anwendungsbereich der thermosolaren Energiegewinnung. Auch frühere technologische Neuerungen auf dem Energiemarkt benötigten Fördermaßnahmen um Wettbewerbsreife zu erlangen. Die Atomenergie konnte erst durch langfristige Unterstützungsmaßnahmen zu einer tragenden Säule der Energiegewinnung werden.

Vor allem das Instrument der Einspeisevergütung für Solarstrom hat sich als wirksames Mittel erwiesen, die Verbreitung der Technologie zu ermöglichen. Folgende Kriterien sind für den Erfolg der Fördermaßnahmen notwendig: (Haas, 2003, S. 313)

- *Langfristige Planbarkeit:* Um den Marktteilnehmern auf Angebots und Anwenderseite langfristige Sicherheit zu bieten, müssen die Fördermaßnahmen so gestaltet sein, dass der Unsicherheitsfaktor minimiert wird. Die Anwender von Solaranlagen benötigen Sicherheit dahingehend, dass die gewährten Fördermaßnahmen den Einsatz über die Lebensdauer hinweg ökonomisch sinnvoll machen. Die Industrie ist im Hinblick auf den Ausbau der Kapazitäten und dem Einsatz der Mittel für Forschung und Entwicklung von einem konstanten Marktumfeld abhängig. „Stop and Go“ Maßnahmen erhöhen die Unsicherheit maßgeblich. Nach dem Auslaufen eines Förderprogramms müssen die Rahmenbedingungen gewährleisten, dass der Markt nicht kollabiert.
- *Flexibilität:* Um auf veränderte Marktbedingungen reagieren zu können ist es sinnvoll, wenn die Unterstützungsmaßnahmen flexibel gestaltet sind. Gewährte finanzielle Förderungen müssen auf Basis der technologischen Entwicklung und der Preisentwicklung anpassungsfähig sein. Langfristig müssen die Fördermaßnahmen bis zum Erreichen der Konkurrenzfähigkeit sinken.
- *Einbeziehung aller Akteure:* Eine sinnvolle Förderstrategie muss alle Akteure in die Planung einbeziehen. Die maßgeblichen Akteure und Rahmenbedingungen in diesem Bereich sind die Anwender, die Industrie, das Marktumfeld und das gesellschaftliche Umfeld.

- *Verwerfen nicht sinnvoller Maßnahmen:* Fördermaßnahmen, welche in der Praxis die Anforderungen und Ziele nicht erfüllen können müssen adaptiert oder verworfen werden können.
- *Information:* Um das gesellschaftliche Bewusstsein für die Solarenergie zu stärken, muss Information darüber allgemein zugänglich sein. Vor dem Hintergrund der steigenden fossilen Rohstoffpreise und der globalen Treibhausgasproblematik ist es sinnvoll der Gesellschaft die Möglichkeiten der regenerativen solaren Energiegewinnung näherzubringen und so das Verständnis für Fördermaßnahmen und zu stärken. Eine stärkere gesellschaftliche Preisbereitschaft wirkt sich in einer größeren Nutzeranzahl aus.

6 Umweltauswirkung

Jede Form der Energiegewinnung beeinflusst die Umgebung. Im generellen sind erneuerbare Energieformen für die Umwelt weniger belastend und werfen weniger Problemstellungen auf als fossile oder nukleare Energiegewinnung. Die ökologischen Auswirkungen solarer Energiegewinnung unterscheiden sich bei der Produktion der Solarsysteme und bei deren Betrieb. Darüberhinaus muss zwischen den verschiedenen Arten von Anlagen zur solaren Energiegewinnung unterschieden werden.

6.1 Umweltauswirkungen von solarthermischen Anlagen

Während die Herstellung der Komponenten für solarthermischen Anlagen zur Warmwassergewinnung und Heizung materialintensiv erscheint, wird beim Betrieb ein geringer Energieeinsatz benötigt. Durch die Verwendung solarthermischer Anlagen werden fossile Brennstoffe eingespart und damit die Umweltbelastung durch konventionelle Energieträger zur Raumheizung reduziert.

6.1.1 Raumbedarf

Kleine und mittlere solarthermische Systeme zur Raumheizung und Warmwasserversorgung haben einen geringen Platzbedarf. Bei dezentralen Systemen für die Wärmegewinnung eines einzelnen Ein-oder Mehrfamilienhauses wird ein Kollektor üblicherweise auf dem Dach installiert, während der Warmwasserspeicher im Inneren des Gebäudes aufgestellt wird. Wenn mehrere Gebäude an eine solarthermischen Anlage gekoppelt sind, wie es bei kleineren kommunalen Systemen vorkommen kann, wird zumeist ein zentraler Wärmespeicher aufgestellt, während die Kollektoren in die Gebäude integriert sind. (Tsoutsos, 2005)

Bei größeren Anlagen die in einem hohen Temperaturbereich arbeiten ist eine dezentrale Gebäudeintegration nicht mehr möglich. Thermosolare Kraftwerke haben einen großen Raumbedarf, werden aber zumeist in sehr trockenen Gebieten mit möglichst großer Sonneneinstrahlung errichtet.

6.1.2 Schadstoffausstoß

Solarthermische Systeme sind in sich geschlossene Systeme und haben keinen betriebsbedingten Schadstoffausstoß. Die Kühlflüssigkeit muss jedoch alle zwei bis drei Jahre gewechselt werden. Kühlflüssigkeiten enthalten Gefrierschutzmittel und Rostschutzmittel und müssen ebenso wie die Wärmeträgerflüssigkeit, die chemische Substanzen wie Glycol, Nitrate und Sulphite enthalten, kontrolliert entsorgt werden. [(Tsoutsos, 2005) aus OECD/IEA 1998]

Bei einer Beschädigung der Anlage können diese Flüssigkeiten freigesetzt werden. Bei einem Ausfall der Kühlung kann es zu einer Überhitzung des Systems kommen, wodurch Brandgefahr verbunden mit dem Austritt an chemischen Gasen entstehen kann.

Solarthermische Kraftwerke stoßen im Solarbetrieb keinerlei Emissionen aus. Im Hybridbetrieb, bei dem fossile Brennstoffe zugeschaltet werden, setzt der nicht solare Teil der Energiegewinnung anteilmäßig die selben Schadstoffe wie bei fossilen Kraftwerksformen frei.

6.1.3 Wasserbedarf thermosolarer Kraftwerke

Der Wasserbedarf für solarthermische Kraftwerke gestaltet sich als schwierig, da nur sehr trockene Standorte in Frage kommen. Die bis jetzt in Verwendung stehenden Kraftwerke haben einen ähnlich hohen Wasserverbrauch wie konventionelle Kraftwerke. Der Wasserverbrauch wird mit 15.000 bis 20.000 Kubikmetern Wasser pro Megawatt installierter Leistung im Jahr angegeben. (IEA, 2003, S. 85) Für den Betrieb müssen eigens neue Wasserleitungen in die trockenen Gebiete verlegt werden.

6.2 Umweltauswirkungen von Photovoltaikanlagen

6.2.1 Herstellung

Für die Herstellung von Solarzellen für Photovoltaikmodule wird in den meisten Fällen Silizium als Halbleitermaterial verwendet. Silizium ist neben Sauerstoff das am zweithäufigsten vorkommende Element auf der Erde. In oxidierter Form tritt es am häufigsten in Form von Sand und Quarz auf. Im Verarbeitungsprozess wird das Silizium gereinigt um es als Halbleitermaterial für Solarzellen verwendbar zu machen. Solarzellen benötigen hochreines Silizium und werden im chemischen Verfahren erzeugt. Bei dem im Kapitel 2.1.2 beschriebenen Czochralski Verfahren, das am häufigsten zur Erzeugung kristalliner Solarzellen verwendet wird, können die Abfälle zumeist recycelt werden. Das Verfahren selbst benötigt jedoch einen relativ hohen Energieinput. (Fthenakis & Kim, 2007)

Für die Herstellung von Dünnschichtzellen werden chemische Prozesse angewandt die giftige Substanzen wie Arsen oder Cadmium benötigen. In der Herstellung erfolgt in einem geschlossenen System und bis heute traten noch keine Unfälle auf, die eine Kontaminierung der Umwelt zur Folge gehabt hätten. (Goetzberger & Hoffmann, 2005, S. 137)

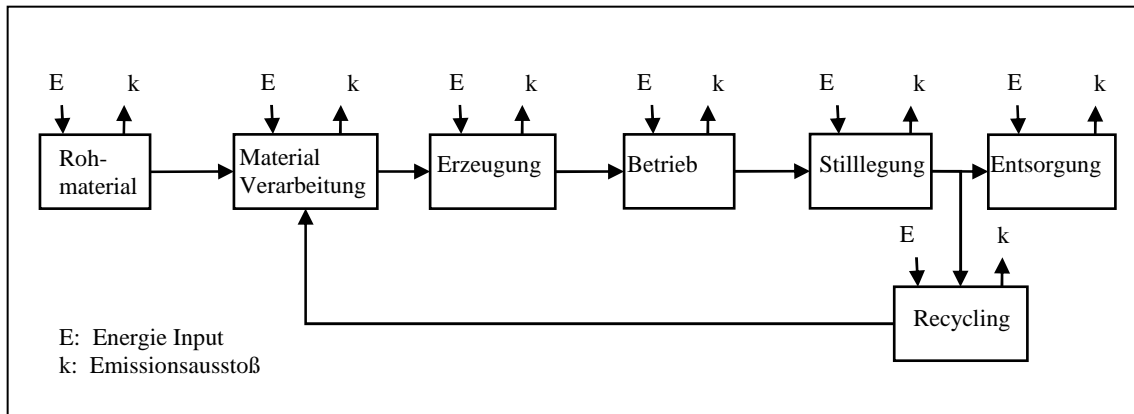


Abbildung 21 Prozesskette eines PV Systems (Fthenakis & Kim, 2007)

6.2.2 Betrieb

Im Betrieb tritt bei Photovoltaiksystemen eine nur sehr geringe Umweltbelastung auf. Sie arbeiten geräuschlos und erzeugen keinen Abfall oder Abgase. Für den direkten Betrieb muss keine Energie zugeführt werden. Indirekte Belastungen entstehen durch Wartung und Austausch defekter Systemkomponenten.

Um eine vollständige Umweltbilanz von Photovoltaikanlagen aufzustellen muss man den jeweiligen Energie- und Materialinput und den Ausstoß in jedem einzelnen Abschnitt des Lebenszyklus einer Anlage erfassen. (siehe Abbildung 22 oben) Um eine Emissionsbilanz über die Lebensdauer eines Solarsystems zu berechnen, wird die Summe der Emissionen die aus den Herstellungs- Betriebs- und Entsorgungsprozessen resultiert durch die, während Gesamtzahl der produzierten Energie, dividiert. (Frankl, 2002, S. 588)

6.2.3 Raumbedarf

Ähnlich wie bei solarthermischen Anlagen können dezentrale Photovoltaikanlagen die einen Haushalt mit Elektrizität versorgen in das Gebäude integriert werden und benötigen daher keine zusätzlichen Flächen. Solaranlagen werden entweder auf den Dächern von Gebäuden oder in die Fassade installiert.

Photovoltaikkraftwerke haben naturgemäß einen hohen Raumbedarf. In einigen Fällen können sie auf den Dächern großer Gebäude wie beispielsweise der Münchner Messehalle errichtet werden. Zumeist werden sie jedoch auf leerstehenden Flächen mit

möglichst großer Sonneneinstrahlung abseits der Ballungszentren errichtet. In Ländern mit hoher Sonneneinstrahlung wie Spanien werden die Solarparks in Regionen errichtet, die für landwirtschaftliche Zwecke nicht nutzbar wären. (Tsoutsos, 2005)

6.3 Recycling

Mit einem stetig wachsenden Markt für photovoltaische und solarthermische Anlagen wächst auch der Bedarf an Recyclingmöglichkeiten von ausgemusterten Systemen. Eine Photovoltaikanlage besteht typischerweise aus dem Solarmodul, einem Wechselrichter und einer Befestigungsvorrichtung.

Die elektronischen Bestandteile sowie die Metallstrukturen der Anlagen können mit bestehenden Recyclingsystemen wiederverwertet werden. Bei der Wiederverwertung der Solarmodule gibt es zwei Möglichkeiten.

Zum einen kann ein Solarmodul zur Gänze unter hohen Temperaturen zu Ferrosilikon eingeschmolzen werden. Der Vorteil liegt in der relativ einfachen Handhabung. Ferrosilikon kann jedoch nicht zur Herstellung neuer Solarmodule herangezogen werden, sondern kann lediglich in der Produktion von Stahl verwendet werden.

Eine aufwendigere Methode zum Recycling von Solarmodulen besteht darin das Solarmodul in seine Einzelteile zu zerlegen. Das Silizium kann mittels eines Säurebads oder durch Hitze in einem Spezialofen vom Restmaterial getrennt werden. Labortests von BP zeigen, dass 75 Prozent des Halbleitermaterials auf diese Weise für neue Solarzellen wiederverwertet werden können. (Goetzberger & Hoffmann, 2005, S. 143) Die Trennung eines Moduls in seine Einzelteile erweist sich jedoch als relativ aufwendig.

In Deutschland wurde im Jahr 2003 die weltweit erste Pilotanlage zur industriellen Wiederverwertung von Solarmodulen eröffnet. In der Anlage werden die Solarmodule soweit erhitzt, dass nur mehr die anorganischen Materialien übrig bleiben aber nicht eingeschmolzen werden. Das übriggeblieben Halbleitermaterial kann für die Herstellung neuer Solarzellen verwendet werden. (Wambach, 2005, S. 8)

Durch die durchschnittliche Lebensdauer von 20 bis 30 Jahren für kristalline Solarmodule wird der Bedarf an Wiederverwertungsanlagen in den nächsten Jahren stark ansteigen. Solaranlagen die in den 1980er Jahren produziert wurden, werden in den Jahren zwischen 2000 und 2010 ausgemustert. Bedingt durch die jährlich zweistelligen Wachstumsraten im Solarmarkt ergibt sich für die nächsten Jahre ein großes Marktpotential beim Recycling. (Goetzberger & Hoffmann, 2005, S. 141)

6.4 Amortisationsdauer

Die energetische Amortisationsdauer eines Energieträgers wird definiert als die Zeitdauer, die benötigt wird, bis die produzierte Energiemenge größer ist, als der für die Herstellung des Systems verbrauchte Energieaufwand. (Goetzberger & Hoffmann, 2005, S. 137)

Die energetische Amortisationsdauer oder auch Energy Payback Time (EPT) wird berechnet, indem der Primärenergieaufwand der Anlage durch die erzeugte Energie dividiert wird (Kato, 2000, S. 10) Das Ergebnis gibt die energetische Amortisierungsdauer in Jahren an.

$$EPT = \frac{E_{input}}{E_{gen}}$$

wobei

E_{input} zugeführter Primärenergiebedarf = $E_{man} + E_{trans} + E_{inst} + E_{use} + E_{decomm}$

E_{man} Primärenergiebedarf bei der Herstellung der Module und der Ressourcenbeschaffung

E_{trans} Primärenergiebedarf bei Material- und Modultransport

E_{inst} Primärenergiebedarf bei der Errichtung der Anlage

E_{use} Primärenergiebedarf beim Betrieb der Anlage

E_{decomm} Primärenergiebedarf bei der Entsorgung der Anlage

E_{gen} durch die Energieproduktion der Anlage eingesparte Primärenergie

Damit eine Energiequelle aus ökologischer Sicht rentabel ist, muss der Amortisierungszeitraum kleiner sein als die Lebensdauer des Systems. Bei Solarsystemen ist die Amortisationsdauer je nach Standort und verwendeter Technologie verschieden.

In einer im Jahr 2000 veröffentlichten Studie wurden die verschiedenen verwendeten Technologien hinsichtlich des Amortisierungszeitraumes miteinander verglichen. (Goetzberger & Hoffmann, 2005, S. 119) Module aus Dünnschichtzellen amortisieren sich im Durchschnitt deutlich schneller als kristalline PV Module.

<i>Technologie</i>	<i>Mono-Si</i>	<i>Multicrys.Si</i>	<i>Amorph. Si</i>	<i>CIS/CdTe</i>	<i>Solarthermie (Warmwasser)</i>
Durchschnittliche Amortisationsdauer in Jahren	7,3	4,6	2,8	1,5-1,9	0,8-1,2

Tabel 6: Durchschnittliche Amortisationsdauer für verschiedene Arten von PV Module und für Warmwasser (Goetzberger & Hoffmann, 2005, S. 119) Solarthermie (Quaschnig, Energieaufwand zur Herstellung regenerativer Anlagen, 2002)]

Neben der energetischen Amortisationsdauer ist der Erntefaktor eine zweite wichtige Kennzahl um die Effizienz regenerativer Energiegewinnung zu messen. Der Erntefaktor gibt an, wie oft eine Anlage zur Energiegewinnung den zur Erzeugung und Betrieb notwendigen kumulierten Energieverbrauch während ihrer Lebensdauer wieder einspielt. (Quaschnig, Energieaufwand zur Herstellung regenerativer Anlagen, 2002)

Die Lebensdauer von kristallinen Photovoltaikmodulen beträgt etwa 30 Jahre, wobei die meisten Hersteller einen Garantiezeitraum von etwa 25 Jahren gewähren. Die Lebensdauer von Dünnschichtzellen kann aufgrund der relativ jungen Technologie noch nicht exakt bestimmt werden, wobei der durchschnittliche Garantiezeitraum von 10 Jahren als Indikator für die Gesamtlebensdauer gesehen werden kann. (Goetzberger & Hoffmann, 2005, S. 139)

<i>Technologie</i>	<i>Mono-Si</i>	<i>Poly-Si</i>	<i>Amorph Si</i>	<i>CIS/CdTe</i>	<i>Solarthermie</i>
--------------------	----------------	----------------	------------------	-----------------	---------------------

					(Warmwasser)
Erntefaktor	5,5 - 11	8 - 16	11 - 21	20-38	24

Tabelle 7 : Erntefaktor verschiedener Arten von PV Anlagen und Solarthermie (Quasnig, Energieaufwand zur Herstellung regenerativer Anlagen, 2002)

Ein Erntefaktor bei von Monokristallinen Photovoltaikmodulen von 5,5 gibt an, dass die Anlage über ihren Lebenszeitraum eine 5,5 mal so große Energiemenge produziert wie für Herstellung und Betrieb nötig waren. Die Werte in den Tabellen sind Durchschnittswerte, da sowohl die energetische Amortisierungsdauer als auch der Erntefaktor sehr stark von den geografischen Gegebenheiten abhängen. In Regionen mit hoher Sonneneinstrahlung werden Solaranlagen mit höherer Effizienz betrieben als in gemäßigten Regionen.

6.5 CO2 Reduzierung durch Photovoltaik

Der Betrieb zur Stromerzeugung durch Solaranlagen stößt selbst keine Schadstoffe aus. Um das Potential zur Treibhausgasreduktion durch Solarenergie darzustellen, müssen jedoch die einzelnen Prozesse im Lebenszyklus einer PV Anlage hinsichtlich ihres CO2 Ausstoßes bewertet werden. Um die CO2 Einsparungen zu erfassen muss auch der lokale Energiemix betrachtet werden, da es einen Unterschied macht, ob die Beimengung von Solarenergie in das Stromnetz eines Landes beispielweise ein Braunkohlekraftwerk oder ein Wasserkraftwerk substituiert.

Bei der Produktion von Anlagen zur Solarenergieerzeugung muss auch in Betracht gezogen werden, dass die Produktionsprozesse, Anwendungen und das Recycling in einer globalisierten Welt selten ausschließlich in einem Land stattfinden.

6.5.1 Parameter zur Bewertung der Umweltauswirkung

Um eine möglichst umfassende Bewertung der Umweltauswirkungen von Solarenergie zu erhalten, müssen Modelle erstellt werden, welche die unterschiedlichen Einflussfaktoren in Beziehung zueinander setzen. Eine Ökobilanz muss folgende Punkte bewerten. (Pehnt, 2003, S. 188)

- *Energiegenerierung:* Die Menge der durch Solaranlagen gewonnen Energiemenge variiert durch:
 - Geografische Gegebenheiten in Bezug auf den Unterschied bei der Sonneneinstrahlung zwischen nördlichen und südlichen Breitengraden;
 - Optimale Aufstellung in Bezug auf Verschattung und Methoden ein System der Sonne nachzuführen
 - Wirkungsgrad und Effizienz der unterschiedlichen Solarmodule
- *Auswirkungen auf die Umwelt:* Darunter fallen die Primärenergiekosten und die damit verbundenen Umweltbelastungen bei Produktion, Transport, Betrieb und Entsorgung. Einflussfaktoren hierfür sind:
 - Verwendete Materialien
 - Die Art der Primärenergiegewinnung für die Herstellung von Solaranlagen
 - Die Beschaffenheit des Energiemix, in dem eine Solaranlage zur Stromerzeugung betrieben werden soll.
 - Möglichkeiten zum Recycling
- *Lebensdauer des Systems:* Die Lebensdauer entscheidet auf welchen Zeitraum die Umweltauswirkungen und die Energieausbeute zueinander in Verhältnis gesetzt werden können. Aufgrund fehlender Erfahrungswerte kann die Lebenserwartung moderner Systeme nur geschätzt werden.

6.5.2 Produktion

Der Primärenergiebedarf zur Produktion von Photovoltaikanlagen in modernen Herstellungsbetrieben variiert nur zu einem geringen Teil. Die daraus entstehenden Emissionen von Treibhausgasen hängen von der Art der Energiegewinnung für die Produktion ab. Die Energiequellen (Atomenergie, Wasserkraft, fossile Energie, etc.) welche für die Herstellerbetriebe von Solaranlagen nötig sind unterscheiden sich von Region zu Region sehr stark. Die CO₂ Belastung durch die Erzeugung von elektrischer Energie bewegt sich zwischen 17 und 1140 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde. (Krauter & Rüther, 2004, S. 347)

<i>Energiegewinnung</i>	<i>CO2 Emission (g/kWh)</i>	<i>Quellen</i>
Braunkohle	1140,1	Deutsche Bundesregierung
Kohle	915,8	Tahara et al.
Öl	755,6	Tahara et al.
Erdgas	420,1	Kaltschmitt und Wiese
Wind (5,5 m/sek)	17,3	Voß
Wasserkraft	16,9	Tahara et al.
PV (mono Si)	259,2 (Mitteleuropa)	Voss
	190,1 (Mitteleuropa)	Kaltschmitt und Wiese
	74,9 (Mitteleuropa)	Sorensen
PV (poly Si)	317,2 (Mitteleuropa)	Kaltschmitt und Wiese
	265 (Mitteleuropa)	Brauch
	51,1 (tropische Zone)	Frisson et al.
	10,1 (tropische Zone mit Recycl)	Frisson et al.
	60,0 (Südeuropa)	Alsema
PV (amorph Si)	37,5 (Mitteleuropa)	Hagedorn
	42,2 (Mitteleuropa)	Kaltschmitt und Wiese
	11,9 (Mitteleuropa)	Sorensen
	50,0 (Südeuropa)	Alsema

Tabelle 8 Vergleich der CO2 Emissionen für verschiedene Energiesysteme (**Krauter & Rüter, 2004, S. 347**)

Die Tabelle zeigt den Ausstoß von Kohlendioxid bei der Generierung von elektrischer Energie von verschiedenen Kraftwerkstypen. Auffällig sind die starken Schwankungen der Angaben zum CO2 Ausstoß bei Photovoltaikanlagen. Die Unterschiede resultieren wie bereits oben erwähnt zum einen aus den unterschiedlichen Energieerzeugungsformen der Primärenergie für die Produktion ebendieser und zum anderen aus den geografischen Unterschieden bei der Energieausbeute durch unterschiedliche Sonneneinstrahlungsintensität.

<i>Land</i>	<i>Fossile Brennstoffe (%)</i>	<i>Atomenergie (%)</i>	<i>Wasserkraft und erneuerbare Energieträger (%)</i>	<i>CO2 Emission durch Stromerzeugung (g/kWh)</i>
Großbritannien	76,9	20,9	2,2	
Ehem. UdSSR	74,7	12,4	12,9	
Japan	61,1	28,2	10,5	439
Deutschland	57,5	37,5	4,9	530
Frankreich	12,8	74,7	12,5	
Brasilien	6,0	0,8	93,2	70
Schweden	4,2	45,8	50,0	34
Norwegen	0,4	0	99,6	16
Island	0,1	0	99,9	15

Tabelle 9 Zusammenstellung des Energiemix zur Stromerzeugung verschiedener **Länder (Krauter & Rüter, 2004, S. 348)**

Tabelle 9 zeigt die unterschiedliche Zusammenstellung des nationalen Energiemix ausgewählter Staaten. Staaten mit einem hohen Anteil an fossilen Energieträgern stoßen weitaus mehr Treibhausgase aus, als Länder mit einem erhöhten Anteil an Wasserkraft oder erneuerbaren Energieformen.

Je mehr nicht umweltfreundliche Energie bei der Produktion und Installation von Solaranlagen verwendet wird, desto höher wird der CO₂ Emissionsfaktor von Solarsystemen.

In Tabelle 10 wird der Primärenergiebedarf in Deutschland für die einzelnen Bestandteile einer photovoltaischen Solaranlage mit den damit verbundenen CO₂ Emissionen aufgezeigt. Durch die Verwendung recycelter Materialien sinkt der Primärenergiebedarf und der CO₂ Ausstoß signifikant. Zu 100 Prozent recyceltes Aluminium verbraucht 95 % weniger Energie als neues. Recycling der Herstellungsmaterialien leistet einen Beitrag zu einer höheren CO₂ Bilanz von Solaranlagen.

<i>Material</i>	<i>Primärenergiebedarf (kWh_{prim} /kg)</i>	<i>CO₂ Emissionen (kg/kg)</i>	<i>Quellen</i>
Aluminium (neu)	53,0 - 245	15,1-18,8	Umweltbundesamt
Aluminium (50% recycelt)	31,4	6,7	Kaltschmitt und Wiese
Aluminium (100% recycelt)	3,3-5,6		Alsema
Gießbeton	0,17	0,14	Hantsche
Kupfer (neu)	26,4		Wagner
Kupfer (40% recycelt)	24,6	5,08	Kaltschmitt und Wiese
Kupfer (100% recycelt)	7,2		Wagner
Glas neu	4,1	0,54	Hantsche
Glas (100% recycelt)	1,0		Dt. Bundesregierung
Stahl (neu)	8,3	3,0	Kaltschmitt und Wiese
Stahl (40% recycelt)	5,6	1,7	Kaltschmitt und Wiese
Stahl (100% recycelt)	2,8-5,0		Czichos

Tabelle 10 Materialien und deren Primärenergiebedarf und CO₂ Emission für die Herstellung von PV Anlagen (ohne PV Module) in Deutschland (**Krauter & Rüter, 2004, S. 348**)

Wie Tabelle 11 zeigt, wird bei der Herstellung und Installation einer photovoltaischen Solaranlage in Brasilien wesentlich weniger CO₂ emittiert als in Deutschland. Dies beruht auf der unterschiedlichen Zusammenstellung des jeweiligen nationalen Energiemix. Die Energieversorgung von Brasilien basiert zum überwiegenden Teil auf Wasserkraft, wohingegen in Deutschland der Anteil fossiler Brennstoffe für die Energieversorgung mit etwa 58 Prozent sehr groß ist. (siehe Tabelle 9)

<i>Typ</i>	<i>Elektrizität</i>			<i>Brennstoffe</i>		<i>Material</i>	
	Energie (kWh/kWp)	CO ₂ Emission in D (kg/kWp)	CO ₂ Emission in BR (kg/kWp)	Primärenergie (kWh/kWp)	CO ₂ (kg/kWp)	Primärenergie (kWh/kWp)	CO ₂ (kg/kWp)
Mono-Si	5144	2726	360	1152	346	226	52,4
Poly-Si	2530	1341	177	1630	489	450	103,5

Tabelle 11 Energieverbrauch und CO₂ Emission für den Bau einer Solaranlage in Deutschland und Brasilien (**Krauter & Rüter, 2004, S. 348**)

6.5.3 Betrieb

Der reine Betrieb einer Solaranlage zur Elektrizitätsgewinnung verursacht keinen Schadstoffausstoß. Um jedoch ein mögliches CO₂ Reduktionspotential durch den Einsatz von Solaranlagen zu bewerten müssen sie in Relation zu den bestehenden

Energieträgern gesehen werden. Das Reduktionspotential für den Einsatz von Solaranlagen ist umso größer, je mehr umweltbelastende Energieformen durch den Einsatz von Sonnenenergie substituiert werden. Der Einsatz von Solaranlagen kann sich auch negativ auf die CO₂ Bilanz einer Region auswirken, sofern andere regenerative Energieträger durch Solarsysteme ersetzt werden. (Quaschnig, Energieaufwand zur Herstellung regenerativer Anlagen, 2002)

Weiters ist die geografische Lage und die damit verbundene Sonneneinstrahlung entscheidend für den effizienten Betrieb von Solarsystemen.

6.5.4 Nettoerduktion von CO₂

Um die Nettoerduktion zu bemessen wird die gelieferte elektrische Leistung in Verhältnis zum regionalen Stromnetz gesetzt. Produktion und Transport steigern den Emissionsanteil von Treibhausgasen, während Recycling der Materialien einen positiven Beitrag leistet. (Krauter & Rüter, 2004, S. 352)

Abbildung 23 zeigt zusammengefasst das Einsparungspotential von CO₂ durch den Einsatz von Photovoltaikanlagen für Deutschland und Brasilien. In der Studie wird nach Produktionsort und Betriebsort unterschieden. Die CO₂ Reduktion ist auf eine angenommene Systemlebensdauer von 25 Jahren mit einem Recyclinggrad von 25 Prozent hochgerechnet.

Anwendungsort \ Produktionsort	Deutschland	Brasilien
PV Monokristallin		
Deutschland (netzgekoppelt)	7.792 kg /kWp	10.124 kg/kWp
Brasilien (netzgekoppelt)	-1.009 kg/kWp	1.387 kg/kWp
Brasilien (Inselanlage als Substitution eines dieselbetriebenen Generators)	24.408 kg/kWp	26.805 kg/kWp
PV Polykristallin		
Deutschland (netzgekoppelt)	8.677 kg/kWp	9.805 kg/kWp
Brasilien (netzgekoppelt)	162 kg/kWp	1.359 kg/kWp
Brasilien (Inselanlage)	25.372 kg/kWp	26.570 kg/kWp

Abbildung 22 Nettoerduktion von CO₂ eines PV Systems mit einer Nennleistung von 1 kWp in Deutschland und Brasilien (Krauter & Rüter, 2004, S. 352)

Trotz der niedrigeren Sonneneinstrahlung und einer damit verbundenen geringeren Energieausbeute trägt unter den oben genannten Voraussetzungen eine in Deutschland im Netzbetrieb befindliche monokristalline Photovoltaikanlage dazu bei 7.792 kg pro kWp Nennleistung über ihre Lebensdauer zu reduzieren. Würde die in Deutschland betriebene Anlage in Brasilien produziert, fiel die Ökobilanz aufgrund des umweltfreundlicheren Energiemix Brasiliens mit 10.124 kg CO₂ Reduzierung pro kWp höher aus. Eine in Deutschland produzierte und in Brasilien in Betrieb genommene netzgekoppelte PV Anlage liefert in diesem Fall eine negative CO₂ Bilanz. Am deutlichsten fällt die Nettoerduktion von CO₂ bei der Substitution von Dieselgeneratoren durch photovoltaische Inselanlagen aus. In diesem Fall können über die Lebensdauer bis zu 27 Tonnen CO₂ pro kWp eingespart werden.

Der zukünftige Trend zeigt, dass die CO₂ Emissionen in den nächsten 5 Jahren signifikant sinken werden. Durch den Einsatz neuer Herstellungstechnologien in der Fertigung und durch weitere Wirkungsgradsteigerungen wird erwartet, dass der Ausstoß von Treibhausgasen bis 2010 um 40 bis 50 Prozent zu den Vergleichswerten von 2006 sinken wird.

7 Schlussfolgerung

Solare Energiegewinnung bietet das Potenzial zu einer tragenden Säule der zukünftigen globalen Energiegewinnung zu werden. Die Energie der Sonne steht in praktisch unbegrenzter Form zur Verfügung. Photovoltaik und Solarthermie stellen geeignete Instrumente dar diese Energie für den Menschen nutzbar zu machen. Die Vorteile der solaren Energiegewinnung gegenüber bestehenden Energieträgern sind die hohe Umweltverträglichkeit und die universelle Anwendbarkeit. Nachteilig wirkt sich die zum heutigen Zeitpunkt nicht gegebene technologische Wettbewerbsfähigkeit im Vergleich zu anderen fossilen aber auch regenerativen Energieträgern aus.

Dennoch bietet die Nutzbarmachung der Sonnenenergie vor dem Hintergrund der zunehmenden Umweltbelastung durch die Emissionen der fossilen Brennstoffe eine umweltverträgliche Alternative der Energiegenerierung. Auch wenn Solarenergie

gegenwärtig einen geringen Anteil an den regenerativen Energieträgern innehat, so wird ihr doch zukünftig eine große Bedeutung zur Energiesicherheit zugeschrieben. Die zunehmende Verknappung der fossilen Energieressourcen, auf denen die gegenwärtige Energiegenerierung beruht, lässt die Notwendigkeit erkennen regenerative Energiequellen zu erschließen um eine ständig wachsende Weltbevölkerung mit Energie versorgen zu können. Hierfür liefert die Solarindustrie verschiedene Konzepte. Einerseits tragen netzgekoppelte Photovoltaikanlagen und thermische Solaranlagen an Gebäuden zu einer Dezentralisierung der Energieversorgung bei und können die Energieautonomie von Privatanwendern steigern. Solare Kraftwerke tragen zur Energiegenerierung im Starkstrombereich bei und bieten das Potenzial fossile Kraftwerke ersetzen zu können.

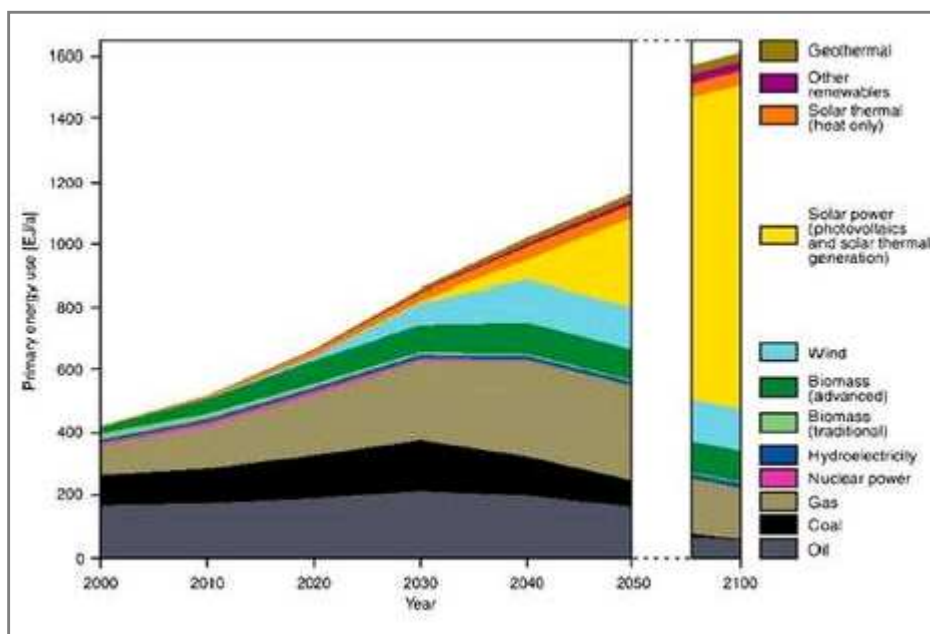


Abbildung 23 Bedeutung der Solarenergie für die Energieversorgung im 21. Jahrhundert (EPIA, 2007)

Die seit etwa 30 Jahren bestehende Solarindustrie steht vor großen Herausforderungen. Um Solarenergie auf dem Weltmarkt zum Durchbruch zu verhelfen, müssen die Kosten für die solare Energiegewinnung drastisch gesenkt werden. Dies kann nur durch konsequente technologische Weiterentwicklung und durch zunehmende Verbreitung erzielt werden. Bis die Kosten der solaren Energiegenerierung das Niveau bestehender Energieträger erreichen, ist die Solarindustrie auf Fördermaßnahmen angewiesen.

Das über die letzten Jahre konstant hohe Marktwachstum bedingt einen immer größer werdenden Industriezweig der in den kommenden Jahren auch eine große Zahl an Arbeitsplätzen schaffen wird.

Die größten mittelfristigen Erfolgsaussichten für die Generierung von Solarenergie liegen im Sonnengürtel der Erde. Bedingt durch die größere direkte Sonneneinstrahlung und die höhere Sonnenstundenanzahl kann solare Energiegewinnung unter begünstigten Voraussetzungen in trockenen Gebieten mit aridem Klima in den nächsten zehn Jahren konkurrenzfähig betrieben werden. Die westlichen Industrienationen haben die Möglichkeit maßgeblich zum Aufbau der globalen Solarkapazitäten beizutragen. Für sonnenreiche Entwicklungsländer bietet die Solarenergie die Möglichkeit bei einer zukünftigen globalen solaren Energieversorgung eine tragende Rolle zu spielen.

Vor diesem Hintergrund bleibt zu hoffen, dass die rasante Entwicklung der Solarenergie zukünftig weiter fortgeschrieben werden kann, damit die Nutzbarmachung der Sonne als regenerativer Energieträger sich zu einer tragende Säule in der Energiegenerierung entwickeln kann.

8 Anhang

8.1 Zusammenfassung

Die Diplomarbeit unter dem Titel „Perspektiven der Solarenergie“ greift verschiedene Aspekte rund um das breite Themengebiet der Solarenergie als erneuerbare Energiequelle heraus. Der erste Teil der Arbeit ist dem Thema der technologischen Entwicklung und des technischen Status Quo der solaren Energieerzeugung gewidmet. Es werden die technischen Grundprinzipien der Photovoltaik und der Solarthermie beschrieben. Es wird ein Ausblick auf den gegenwärtigen Stand der Wissenschaft und Forschung gegeben der nicht nur Ingenieure sondern auch Ökonomen hinsichtlich Anwendungsmöglichkeiten, Effizienzsteigerungen und Distribution beschäftigt.

Der zweite Teil widmet sich der Frage nach der ökonomischen Effizienz von Solarsystemen. Hierfür wird die gegenwärtige Entwicklung am Markt näher betrachtet um Modelle für eine zukünftige Entwicklung zu beschreiben. Um die zukünftige Marktentwicklung besser einschätzen zu können, ist es wichtig die Kosten solarer Energiegewinnung zu erfassen und diese in Verhältnis zu etablierten Energieträgern zu setzen. Für die Weiterentwicklung der Technologie wird die Relevanz von Fördermaßnahmen beschrieben um die Lücke zwischen dem unterschiedlichen Kostenniveau solarer Energiegenerierung und fossilen Energieformen zu schließen.

Der dritte Teil der Arbeit hat die Umweltauswirkungen durch den Einsatz von Solarenergie zum Thema. Der verstärkte Einsatz von Photovoltaiksystemen und Solarthermiesystemen wird als Möglichkeit gesehen den Schadstoffausstoß bei der Energiegenerierung zu reduzieren. Das Konzept von Energierücklaufzeit und das „Life Cycle Assessment“ liefern Möglichkeiten zur Quantifizierung des ökologischen Nutzens solarer Anwendungen.

8.2 Abstract

In this paper with the title “Perspectives of Solar Energy” I want to point out several issues concerning the wide range of topics of solar energy generation. The first part of the paper deals with the technological development and the technological state of the art in photovoltaics and solar thermal energy generation. The chapter starts with a description of the fundamental principles of technologies used in solar based energy generation. Furthermore it provides an outlook on technological change and development for the near future which deals also with present and upcoming applications and also with the development of distribution concepts.

The second part deals with the question of economical performance of solar energy generation. It provides a picture of the current developments in the renewable energy market and points out the current market situation of photovoltaics, solar thermal energy generation and concentrated solar based energy generation for power plants. An important indicator for the further development of these technologies is the cost difference in energy generation of solar renewables on the one side and of fossil based energy generation on the other. In order to raise the level of solar energy generation a wide range of subsidy systems have been introduced in various countries. The chapter gives a survey of the different approaches of state based subsidy concepts and discusses the economical relevance of subsidy actions.

The third part concerns the ecological aspects of solar energy generation. The use of photovoltaic systems and solar thermal systems contribute to minimize the emission of greenhouse gases on a renewable basis. Concepts such as “Energy Payback Time” and “Life Cycle Assessment” of solar systems are possibilities to quantify the ecological gain of the usage of solar applications.

9 Bibliographie

Adib, R. (1999). *Rural electrification: A new financial product for microfinance institutions - Rural electricity loans, 3rd annual seminar of New Development Finance*. Germany.

Asendorf, D. (22. Juni 2006). Mehr Watt von oben. *Die Zeit* .

Broehl, J. (November 2005). *Renewable Energy Access*. Abgerufen am 20.5. 2007 von Renewable Energy Access:
<http://www.renewableenergyaccess.com/rea/news/story?id=39442>

Bruns, Hermann (1995) *Neoklassische Umweltökonomie auf Irrwegen: eine exemplarische Untersuchung der neoklassischen Methode und ihrer geistesgeschichtlichen Hintergründe*, Marburg, Metropolis-Verlag

Bundesministerium für Umwelt. (2004). *Bundesministerium für Umwelt*. Abgerufen am 16.8.2007 von Mindestvergütungssätze nach dem Erneuerbare Energien Gesetz:
http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/verguetungssaetze_nach_eeg.pdf

Deutscher Bundestag. (1999). *Entwurf zum Erneuerbare Energien Gesetz*. Abgerufen am 16.8.2007 von Deutscher Bundestag:
<http://dip.bundestag.de/btd/14/023/1402341.pdf>

DGS - Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie. (2007). *Arten von Photovoltaikzellen*. Abgerufen am 7.9.2007 von Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie:
<http://www.dgs.de/135.0.html>

Endres, Alfred. (2007). *Umweltökonomie*. Kohlhammer Verlag. Stuttgart

EPIA. (2007). *EPIA - European Photovoltaic Industry Association*. Abgerufen am 21.5.2007 von EPIA: <http://www.epia.org/index.php?id=93>

EREC. (2004). *European Renewable Energy Council*. Abgerufen am 6.6.2007 von www.estif.org: http://www.estif.org/fileadmin/downloads/EREC_RES-H_Directive.pdf
ESTIF. (2003). *Sun in Action II - A Solar Thermal Strategy for Europe Voll.* ESTIF - European Solar Thermal Industry Federation.

Europäische Kommission. (1997). *Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energieträger. Weißbuch für eine Gemeinschaftsstrategie und Aktionsplan*. Brüssel

Falk, Dürschner, & Remmers. (2005). *Photovoltaik für Profis*. Berlin: Professionell & praxisnah .

Fawer, M. (2006). Solar Energy 2006. *Sarasin - Sustainability Report 2006* .

Frankl, P. (2002). *Life cycle assessment (LCA) of PV Systems - An overview and future outlook*. Rome.

Fthenakis, & Kim. (2007). greenhouse gas emissions from solar electric-and nuclear power. *Energy Policy* 35 , S. 2549-2557.

Gabler. (2002). Photovoltaische Großanlagen. *Jahrestagung des Forschungsverbunds Sonnenenergie* (S. 56-61). Stuttgart: FVS - Forschungsverbund Sonnenenergie.

Gabler, H. (2002). Photovoltaische Großanlagen. *Jahrestagung des Forschungsverbunds Sonnenenergie* (S. 56-61). Stuttgart: FVS - Forschungsverbund Sonnenenergie.

Geyer, M. (2002). Parabolrinnensysteme. *Jahrestagung des Forschungsverbunds Sonnenenergie* (S. 14 - 23). Stuttgart: FVS - Forschungsverbund Sonnenenergie .

Goetzberger, & Hoffmann. (2005). *Photovoltaik Solar Energy Generation*. Berlin Heidelberg: Springer Verlag.

Green, M. (2000). Photovoltaics - Technological Overview. *Energy Policy* 28 , 990.

Greenpeace, ESTIA - European Solarthermal Industry Agency, Solarpaces. (2005). Concentrated Thermal Solar Power - Now!

Greenpeace; EPIA. (2007). *Solar Generation IV - 2007*. Amsterdam: Greenpeace; EPIA - European Photovoltaic Industry Association.

Haas, R. (2003). Market deployment strategies for photovoltaics: an international review. *Renewable & Sustainable Energy Reviews* , S. 273-313.

Hadamovsky, & Jonas. (2007). *Solarstrom, Solarthermie*. Würzburg: Vogel Buchverlag.

Hoffmann. (2004). *Schott*. Abgerufen am 7.5.2007 von Perspektiven und Aussichten der PV Stromindustrie :

http://www.schott.com/photovoltaic/german/download/whoffmann_5_photovoltaiktagung_zuerich_maerz_2004.pdf?PHPSESSID=91

IEA - SHC. (2005). *www.iea-shc.org*. Abgerufen am 21.9.2007 von Solar Heat Worldwide 2005: http://www.iea-shc.org/publications/statistics/IEA-SHC_Solar_Heat_Worldwide-2007.pdf

IEA, I. E. (2003). *Renewables for Power Generation - Status & Prospects*.

IWR. (2007). *Solarzellen - Typen*. Abgerufen am 4.5.2007 von IWR - Internationales Wirtschaftsforum Regenerativer Energien: <http://www.iwr.de/solar/technik/typen.html>

Kato, K. (2000). Energy resource saving and reduction in GHG emissions by PV technology. *IEA PVPS Task 1 workshop on the added value of PV Systems*. Glasgow: IEA.

Krauter, & Rüther. (2004). Considerations for the calculation of greenhouse gas reduction by photovoltaic solar energy. *Renewable Energy* 29 , 345-355.

Laing, D. (2002). Dish Stirling Systeme - Eine Technologie zur dezentralen Stromerzeugung. *Jahrestagung des Forschungsverbunds Sonnenenergie* (S. 30-36). Stuttgart: FVS - Forschungsverbund Sonnenenergie.

Luther, Preiser, & Willeke. (2003). Solar Modules and Photovoltaik Systems. In A. Bubenzer, & J. Luther, *Photovoltaics Guidebook for Decision-Makers* (S. 46). Berlin Heidelberg: Springer Verlag.

Maycock. (2003). PV Market Update. *Renewable Energy World (Juli-August 2003)* , 84-89.

Pitz-Paal. (2002). Solarturmkraftwerkssysteme. *Jahrestagung des Forschungsverbunds Sonnenenergie* (S. 23-30). Stuttgart: 2002.

PSA. (2007). *Platforma Solar de Almeria*. Abgerufen am 7.9.2007 von Dish Stirling Systems: Euro Dish and Distal: <http://www.psa.es/webeng/instalaciones/discos.html>

Quaschnig, V. (2002). *Energieaufwand zur Herstellung regenerativer Anlagen*. Abgerufen am 24.8.007 von <http://www.volker-quaschnig.de/datserv/kev/index.html>

Quaschnig, V. (2004). Technical and economical system comparison of pv and concentrating solar thermal power systems depending on annual global irradiation. *Solar Energy* , 171-178.

Quaschnig, V. (Juni 2005). *Zukunftsaussichten von Solarstrom*. Abgerufen am 24.8.2007 von <http://www.volker-quaschnig.de/artikel/Solarstrom2025/index.html>

Sanden, B. A. (2004). The economic and institutional rationale of PV subsidies. *Solar Energy* , 137-146.

SBP. (2007). *Schlaich Bergermann und Partner*. Abgerufen am 8.6.2007 von Dish Stirling Anlagen: <http://www.sbp.de/de/html/solar/dish-stirling.html>

solarbuzz. (2007). *solarbuzz*. Abgerufen am 27.11.2007 von www.solarbuzz.com: <http://www.solarbuzz.com/Marketbuzz2007-intro.htm>

Solarpaces. (2002). *Solarpaces*. Abgerufen am 8.6.2007 von www.solarpaces.org: http://www.solarpaces.org/CSP_Technology/docs/solar_dish.pdf

Solarsystems. (2007). *Solarsystems - Projects*. Abgerufen am 7.6.2007 von www.solarsystems.com.au: <http://www.solarsystems.com.au/projects.html>

Staiß, R. (2003). Strategies in Photovoltaik Research and Development. In J. L. Achim Bubenzer, *Photovoltaik for Decision Makers* (S. 244). Heidelberg: Springer Verlag.

The World Bank. (1996). *The World Bank (1996) Rural Energy and Development Improving Energy Supplies for Two Billion People*. Washington: The World Bank.
Tsoutsos. (2005). Environmental Impacts from solar energy technologies. *Energy Policy* 33 .

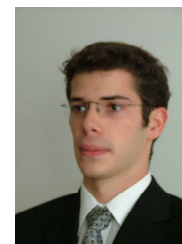
Wambach K, Schlenker S. & Röver I. (2005). *Recycling von Solarzellen und Photovoltaicmodulen*. <http://www.solarworld.de/solarmaterial/english/press/recycling-solarzellen-pv-modulen.pdf>

Wikipedia. (2007). *Wikipedia*. Abgerufen 21.6.2007 von Thermische Solaranlage: http://de.wikipedia.org/wiki/Thermische_Solaranlage

Willeke, G. P. (2002). Hochkonzentrierende photovoltaische Großanlagen. *Jahrestagung des Forschungsverbunds Sonnenenergie* (S. 61-67). Stuttgart: FVS - Forschungsverbund Sonnenenergie.

CURRICULUM VITAE

BENJAMIN NEUDORFER



PERSÖNLICHE INFORMATIONEN

Geburtsdatum: 23. August 1982
Geburtsort: Hall i. Tirol
Familienstand: Ledig, keine Kinder
Wohnhaft in: 1180 Wien

Email: benjamin.neudorfer@gmx.at

BILDUNGSWEG

1992 - 2000	Neolinguistisches Gymnasium, abgeschlossen mit „Gutem Erfolg“	BG Dr. Schauerstraße, Wels, OÖ
2000 - 2008	Diplomstudium der Studienrichtung „Internationale Betriebswirtschaft“ mit den Spezialisierungen in Internationalem Management sowie Wirtschaftsinformatik mit dem Schwerpunkt in Geschäftsprozessmanagement	Betriebswirtschaftliches Zentrum der Universität Wien
2005	Auslandsstudium mit dem „Erasmus“ Programm in Italien mit dem Schwerpunkt auf Umweltökonomie	Universita degli Studi, Bologna, ITA

BISHERIGE TÄTIGKEITEN

März – Juli 2002	Wiener Städtische Versicherung, Kundendienst	Wien
Juli – September 2002	Praktikum in der Promotion & Relations Abteilung bei BMG – Ariola Austria	BMG – Ariola Austria (mittlerweile SonyBMG), Wien
Jänner 2003 – Juli 2004	Teilzeitbeschäftigung neben dem Studium bei BMG – Ariola Austria	BMG – Ariola Austria, Wien
Jänner – Dezember 2006	Absolvierung des Zivildienstes im Generalsekretariat des Österreichischen Roten Kreuzes in der Abteilung „Recht und Personal“	ÖRK, Wien

SPRACHEN

Muttersprache : Deutsch
Umfangreiche Englischkenntnisse in Wort und Schrift
Umfangreiche Italienischkenntnisse in Wort und Schrift
Kenntnisse der französischen Sprache auf Maturaniveau