



Energiewirtschaftliche Perspektiven der Fotovoltaik

**Wolfram Krewitt
Michael Nast
Joachim Nitsch**

Langfassung

**Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.
Institut für Technische Thermodynamik
Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung**

Stuttgart, Juli 2005

Die Untersuchung wurde angeregt durch die Evaluierung des Programms „Erneuerbare Energien“ der Helmholtz-Gemeinschaft und durch Diskussionen im Direktorium des Forschungsverbundes Sonnenenergie (FVS). Gleichzeitig bildet sie ein Element der Szenarienanalysen der Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung des DLR-Instituts für Technische Thermodynamik zur zukünftigen Entwicklung der Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien und zu ihrer schrittweisen Integration in nationale und überregionale Energieversorgungssysteme.

Eine wichtige Basis für den technologischen Teil der Studie stellte die Auswertung eines Fragebogens dar, der im Juli 2004 an verschiedene Institute des FVS verschickt wurde. Für die sorgfältige Beantwortung der zahlreichen Fragen sowie für weitere Hinweise und Informationen danken die Autoren herzlich. Die an der Fragebogenaktion beteiligten Institute waren:

- **Forschungszentrum Jülich**
Institut für Photovoltaik
52425 Jülich
- **Fraunhofer-Gesellschaft**
Institut für Solare Energiesysteme
Heidenhofstr. 2
79110 Freiburg
- **Hahn-Meitner-Institut**
Glienickerstr. 100
14109 Berlin
- **Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung**
Baden-Württemberg
Industriestr. 6
70565 Stuttgart
- **Institut für Solarenergieforschung**
Am Ohrberg 1
31860 Emmerthal

Die Angaben aus den Fragebögen flossen in zusammengefasster Form in die Untersuchung ein, Einzeldaten sind nicht Bestandteil dieser Studie. **Alle Ergebnisse und Schlussfolgerungen verantworten die Autoren dieser Studie.**

Inhalt

1	Globale Perspektiven erneuerbarer Energien	5
1.1	Gegenwärtige Struktur der globalen Stromerzeugung und –nachfrage	5
1.2	Szenarien des zukünftigen globalen Energiebedarfs und seiner Deckung	6
1.2.1	Die Entwicklung des globalen Primärenergieverbrauchs	6
1.2.2	Die Entwicklung des globalen Stromverbrauchs und der Beiträge erneuerbarer Energien	8
1.3	Szenarien für die Entwicklung der Fotovoltaik und ihre Charakterisierung	11
1.4	Technisch-strukturelle Gesamtpotenziale der Fotovoltaik	14
2	Struktur der Fotovoltaikanwendungen und ihre Entwicklung	16
2.1	Struktur nach Regionen, Anwendungen und Wachstums-möglichkeiten	16
2.1.1	Strombedarf und Kosten nach Regionen und Anwendungen	16
2.1.1.1	Netzferne Anwendungen	16
2.1.1.2	Solar Home Systems (SHS)	17
2.1.1.3	Netzferne gewerbliche Anwendungen	17
2.1.1.4	Netzferne Anwendungen im Wohnbereich	17
2.1.1.5	Inselnetze	18
2.1.1.6	Dezentrale Anlagen zur Unterstützung von Verbundnetzen	19
2.1.2	Beschleunigte Ausschöpfung von konkurrenzfähigen Potenzialen	19
2.1.2.1	Netzferne Anwendungen (Gesamtpotenzial ca. 85 GW _p)	20
2.1.2.2	Inselnetze (Potenzial ca. 120 GW _p)	20
2.1.2.3	Unterstützung dezentraler Kraftwerke (Potenzial ca. 485 GW _p)	20
2.1.2.4	Zusammenfassung der Marktsegmente	21
2.2	Anlegbare Kosten der Stromerzeugung	21
2.2.1	Anlegbare Kosten in den einzelnen Marktsegmenten	21
2.2.2	Vermiedene Kosten im globalen Markt mit unterschiedlichen Klimaschutzmaßnahmen	23
3	Technische Entwicklungsmöglichkeiten der Fotovoltaik	25
3.1	Wirkungsgrade	25
3.2	Materialbedarf	26
3.2.1	Rohstoffverfügbarkeit von Indium	27
3.2.2	Indiummarkt	27
3.2.3	Spezifischer Bedarf und Kosten für Indium in CIS-Modulen	28
3.2.4	Langfristiger Indiumbedarf im Szenario SEE	28
3.2.5	Zukünftige Nachfrage nach Rohsilizium	29
3.3	Mögliche Kostenuntergrenzen	30

3.3.1	Benchmark für die Herstellungskosten von Modulen	30
3.3.2	Materialkosten	31
3.4	Erforderliche technologische Weiterentwicklung	33
3.5	Nischenmärkte	35
4	Heutige Kosten und Märkte der Fotovoltaik	36
4.1	Kostenstrukturen	36
4.1.1	Systeme und Module	36
4.1.2	Wechselrichter	37
4.1.3	Installation (nach Regionen und Anwendungen)	38
4.2	Märkte	40
4.2.1	Bisherige Marktentwicklung	40
4.2.2	Die japanische Förderstrategie	43
4.2.3	Kurz- bis mittelfristige weltweite Marktentwicklung	44
4.2.4	Bisherige Marktentwicklung und zukünftige Marktchancen von Dünnschichttechnologien	46
5	Zukünftige Kostenprojektionen mit Hilfe von Lernkurven	48
5.1	Der Lernkurvenansatz	48
5.2	Zusammenfassende Darstellung der PHOTEX-Ergebnisse	50
5.3	Erreichbare Stromgestehungskosten	51
5.4	Ökonomische Bewertung verschiedener Szenarien für einen weltweiten PV-Ausbau	53
5.5	Lernkosten für die Markteinführung von Dünnschichtzellen	60
5.5.1	Ansatz zur Extrapolation der Studie von A.D.Little	60
5.5.2	Kritik am Ansatz	62
6	Erforderliche Rahmenbedingungen für einen deutlichen Ausbau der Fotovoltaik	64
7	Literatur	67
8	Anhang	70
8.1	Beispiel für eine erfolgreiche Vermarktung von SHS in Bangladesh	70
8.2	Abschätzung des Potenzials netzferner, gewerblicher Anwendungen	70
8.3	Weltweiter Strombedarf in Inselnetzen	70

1 Globale Perspektiven erneuerbarer Energien

1.1 Gegenwärtige Struktur der globalen Stromerzeugung und – nachfrage

Der heutige Anteil erneuerbarer Energie (EE) an der Weltprimärenergieversorgung liegt mit 60 EJ/a derzeit bei knapp 14 %, wobei sich die Nutzung auf Wasserkraft (2,5%)¹ und Biomasse (11%) konzentriert. Der relativ hohe Biomasseanteil ist jedoch größtenteils auf die nicht nachhaltige Nutzung von Brennholz in den ärmeren Entwicklungsländern zurückzuführen (nichtkommerzielle Energie) und stellt somit keine Ausgangsbasis für eine nachhaltige Nutzung der Biomasse dar. Nur etwa 15% des derzeitigen Biomassebeitrags kann als ökologisch tolerierbar eingestuft werden. Unter Berücksichtigung dieser Tatsache liegt der Ausgangswert für einen nachhaltigen Wachstumspfad „neuer“ EE bei rund 4,5 % Anteil am derzeitigen globalen Primärenergieverbrauch, also bei etwa 20 EJ/a.

Die globale Stromerzeugung belief sich im Jahr 2002 auf rund 16 070 TH/a [IEA 2004], und wächst derzeit mit etwa 2,5 %/a stetig weiter. Die derzeitigen Unterschiede zwischen Industrie- und Entwicklungsländern im Verbrauch von Elektrizität sind mit einem Faktor Zehn besonders groß. Die ersteren verbrauchen rund 73% der gesamten Produktion. Die durchschnittlichen Pro-Kopf-Werte lauten für die OECD 8 600 kWh/a (USA: 14 700; EU 15: 7 250), für die GUS und Osteuropa 3 750 kWh/a, während die Mittelwerte für China bei 980 kWh/a und die der übrigen Entwicklungsländer bei 750 kWh/a liegen. Auch bei großen, durchaus möglichen Einsparmöglichkeiten durch moderne Geräte und Antriebe und weitere technische Fortschritte ist daher insbesondere im Strombereich ein beträchtlicher „Nachholbedarf“ der Entwicklungsländer zu erwarten.

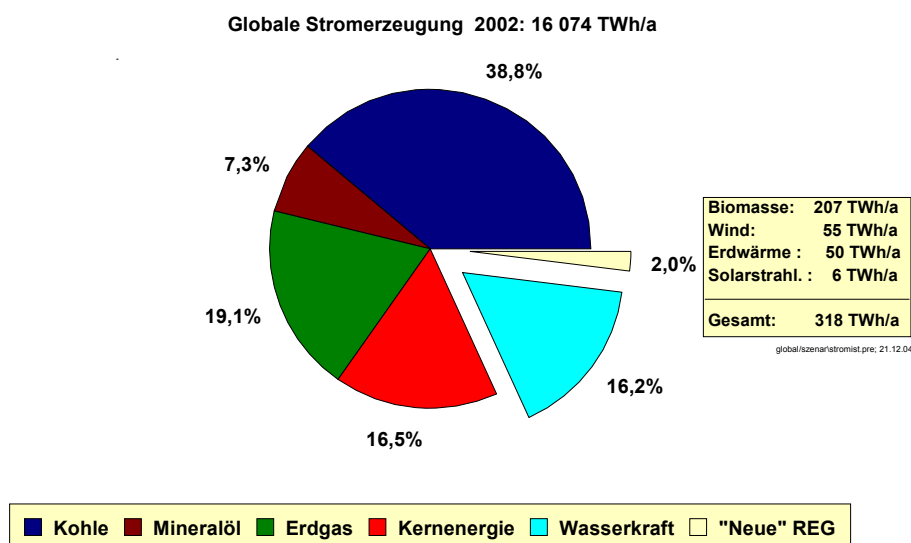


Abb. 1: Globale Stromproduktion im Jahr 2001 und Anteile erneuerbarer Energien.

An der globalen Stromerzeugung haben EE mit 18,2% einen deutlich höheren Anteil (Abb. 1) [IEA 2004a]) als am gesamten Primärenergieverbrauch. Nach Kohle (Stein- und Braunkohle) und Erdgas ist die Wasserkraft mit rund 700 GW Leistung und einem Anteil von 16,2 % an der gesamten Stromerzeugung in Höhe von 16 070 TH/a (2002) etwa gleichauf

¹ Bestimmt mit der Wirkungsgradmethode (Wasser-, Wind-, Solarstrom = Primärenergie)

mit der Kernenergie. Alle übrigen EE liefern dagegen erst 2 % der Weltstromerzeugung. Dies waren 2002 ca. 8 000 MW geothermische Kraftwerke, 5 000 MW Biomassekraft- und – heizkraftwerke, 10 000 MW Windanlagen, sowie 350 MW solarthermische Kraftwerke und rund 2 900 MW Fotovoltaikanlagen, die zusammen 318 TWh/a Strom erzeugten, wobei der Beitrag der Solarstrahlung mit 6 TWh/a am geringsten ist. Die globale Stromproduktion aus EE ist mit insgesamt 2 900 TWh/a (90% davon aus Wasserkraft) insgesamt höher als diejenige der Kernenergie. Die Windenergie hat derzeit (2003) mit rund 7 000 MW/a (davon allein in Deutschland 2 500 MW/a im Jahr 2003) außerordentlich hohe Zuwachsraten.

Auch der Zuwachs an Fotovoltaik-Anlagen (PV) ist durch hohe Wachstumsraten gekennzeichnet. Im Zeitraum 1985 – 2003 lag das jährliche globale Marktwachstum bei durchschnittlich 18 %/a, davon in den letzten vier Jahren bei 30 %/a (Abb. 2). Ende 2003 erreichte die weltweit installierte Leistung rund 2 880 MWp, die im Jahr 2003 installierte Leistung lag bei rund 680 MWp/a.² Drei Länder – Japan, Deutschland, USA - dominieren derzeit das Marktgeschehen. Sie produzieren rund 80% der gesamten Leistung, rund 60% der bis 2003 installierten Leistung ist dort installiert. Damit hat sich auch der Trend zu netzgekoppelten, größeren Anlagen weiter verstärkt (vgl. Kap. 4.2).

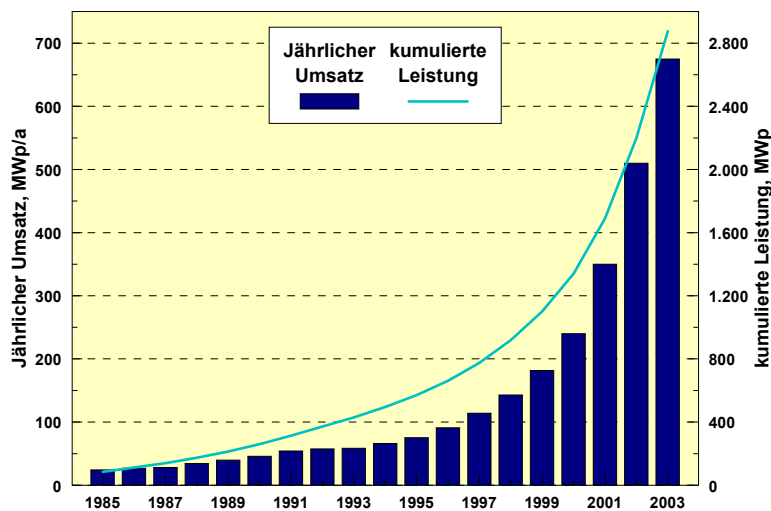


Abb. 2: Jährliche installierte Leistung (Balken) und bis 2003 weltweit installierte Leistung (Linie) von Fotovoltaikanlagen [PVNET 2004; IEA 2004a]

1.2 Szenarien des zukünftigen globalen Energiebedarfs und seiner Deckung

1.2.1 Die Entwicklung des globalen Primärenergieverbrauchs

Alle Überlegung zur künftigen Rolle erneuerbarer Energien und im speziellen der PV müssen von einer Gesamtbetrachtung der zukünftigen globalen Energieversorgung ausgehen. Dazu kann auf zahlreiche Überlegungen zum zukünftigen Energieverbrauch zurückgegriffen werden. Aus der Vielfalt der möglichen Entwicklungen lassen sich drei Hauptperspektiven ableiten (Abb. 3). Neben zahlreichen trendähnlichen Fortschreibungen des globalen Primär-

² Die PV-Jahresproduktion 2003 betrug insgesamt 753 MW_p/a [PVNET 2004], davon knapp 50% in Japan, 25% in Europa und 14% in den USA.

energieverbrauchs („mittel“ in Abb. 3), die etwa zu einer Verdopplung innerhalb der nächsten 50 Jahre führen, gehen einige Untersuchungen aufgrund der Wachstumstendenzen in Schwellen- und Entwicklungsländern von einem sich beschleunigendem Wachstum aus („hoch“), was eine Verdreifachung des heutigen Werts bedeutet. Andere Untersuchungen betonen die Mobilisierungsmöglichkeiten von Effizienzpotenzialen („niedrig“) und dämpfen damit das Wachstum auf das etwa 1,5-fache des heutigen Wertes.

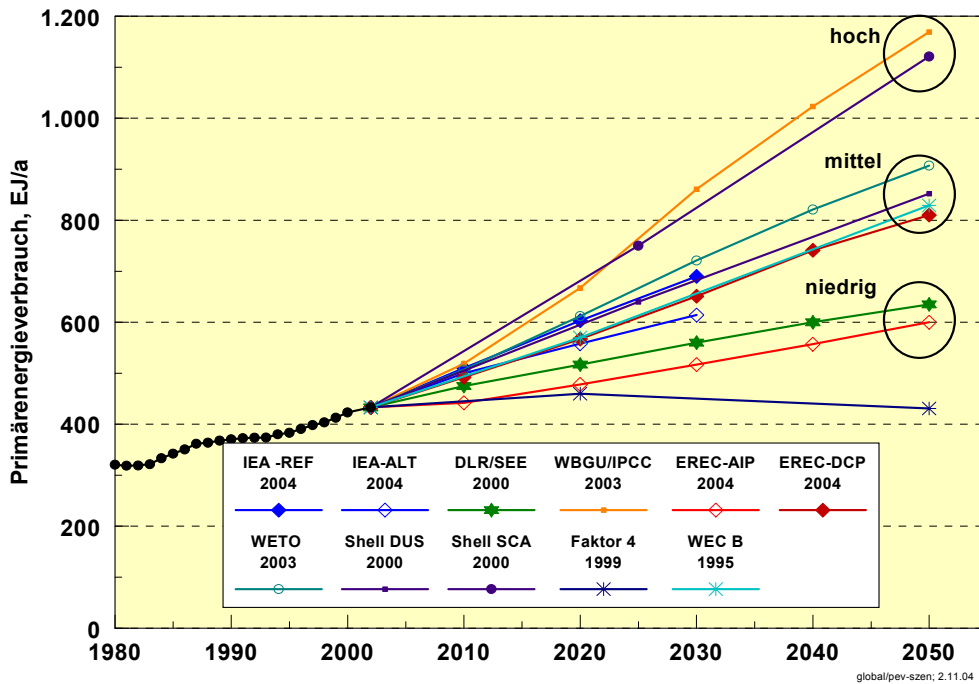


Abb. 3: Globaler Primärenergieverbrauch 1980 – 2002 und Szenarienfelder des zukünftigen Verbrauchs bis zum Jahr 2050

Alle Untersuchungen zum zukünftigen Weltenergieverbrauch gehen jedoch - ungeachtet ihrer Annahmen zum Ausmaß einer rationelleren Energienutzung und dem Beitrag der Kernenergie - stets von beträchtlichen Beiträgen der EE zur Mitte des nächsten Jahrhunderts aus. Abb. 4 gibt einen Überblick über 11 aktuelle bzw. repräsentative Szenarien des Weltenergieverbrauchs im Jahr 2050. Die potentiellen EE-Beiträge in diesem Jahr reichen von 185 EJ/a (WEC B, 1995) bis zu 615 EJ/a (WBGU 2003). Letzterer Wert entspricht dem 1,5-fachen des gesamten heutigen Weltprimärenergieverbrauchs. Gegenüber dem heutigen Beitrag der EE bedeutet dies eine Steigerung auf das 10- bis 30-fache. EE tragen im Jahr 2050 – je nach Höhe des vermuteten Gesamtenergieverbrauchs - zwischen 25 % und 75 % zur globalen Versorgung bei. Aus heutiger Sicht ist allerdings nicht erkennbar, wie die erforderliche Wachstumsdynamik der EE auf globaler Ebene so rechtzeitig und so umfassend in Gang kommen kann, dass bereits zur Mitte dieses Jahrhunderts die unterstellten Beiträge der EE verwirklicht werden können.

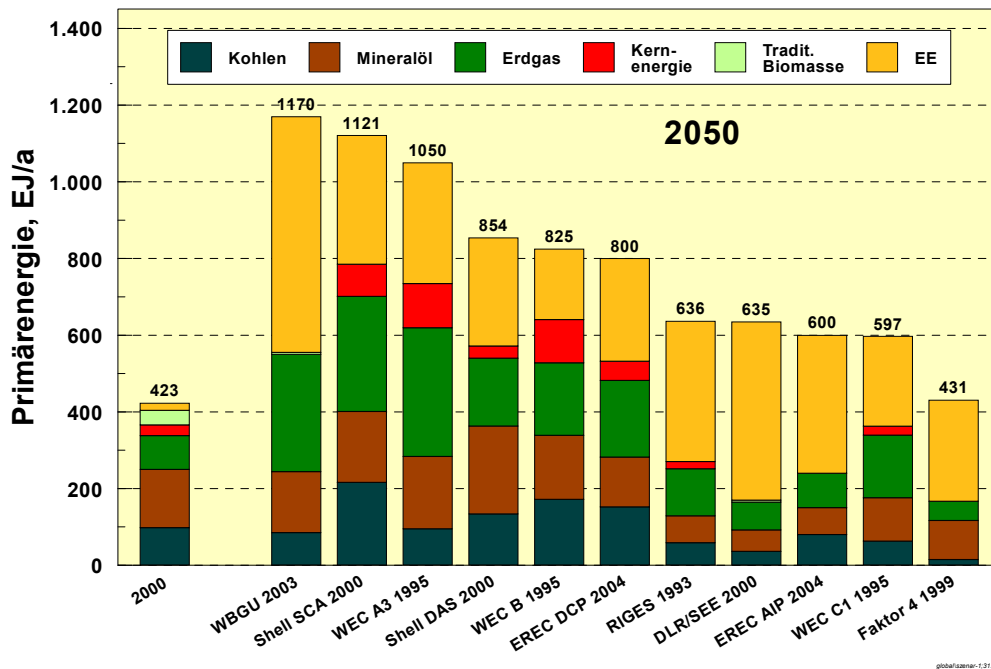


Abb. 4: Verschiedene Szenarien des globalen Energieverbrauchs für das Jahr 2050 und Vergleich mit dem derzeitigen Verbrauch

1.2.2 Die Entwicklung des globalen Stromverbrauchs und der Beiträge erneuerbarer Energien

Der wesentlichste Beitrag der EE in absehbarer Zukunft wird, wie bisher auch, im Stromsektor liegen. Alle aktuell vorliegenden Szenarien gehen noch von deutlichen Zuwächsen des Stromverbrauchs insbesondere in den Schwellen- und Entwicklungsländern aus (Abb. 5). Der Zuwachs unterscheidet sich im Wesentlichen wegen unterschiedlicher Annahmen zur rationellen Stromnutzung in den Industrieländern mit bereits hohem Pro-Kopf-Verbrauch. Von sehr hohen Zuwächsen auch noch in den Industrieländern gehen das jüngste Referenzszenario der [IEA 2004] und insbesondere das WETO-Szenario [WETO 2003] aus. Bei letzterem verdreifacht sich der Stromverbrauch bis 2050 deshalb gegenüber 2002. Beide Szenarien entsprechen damit der in Abb. 3 mit „hoch“ bezeichneten Verbrauchshöhe. Infolge dieses starken Wachstums steigt auch der Beitrag der EE innerhalb dieses Zeitraums trotz deutlicher absoluter Zuwächse nur geringfügig von derzeit 18% auf 22 – 30%. In allen anderen Szenarien steigen die Anteile der EE am Stromverbrauch deutlich und erreichen bis 2050 Werte zwischen 40% (WEC A1) und 74% (DLR/SEE). Extreme Anteile unterstellt das Szenario EREC-AIP mit über 90% Anteil im Jahr 2050. Untersuchungen von oder für Verbände der erneuerbaren Energien [EREC 2004; Wind Force 2004] stützten sich meist auf Referenzentwicklungen hinsichtlich des Verbrauchs ab und entwickeln eigene Annahmen zur Nachfragedeckung. Diese gehen im Allgemeinen eher von relativ optimistischen Annahmen zum Wachstum der jeweils untersuchten erneuerbaren Energiequellen aus.

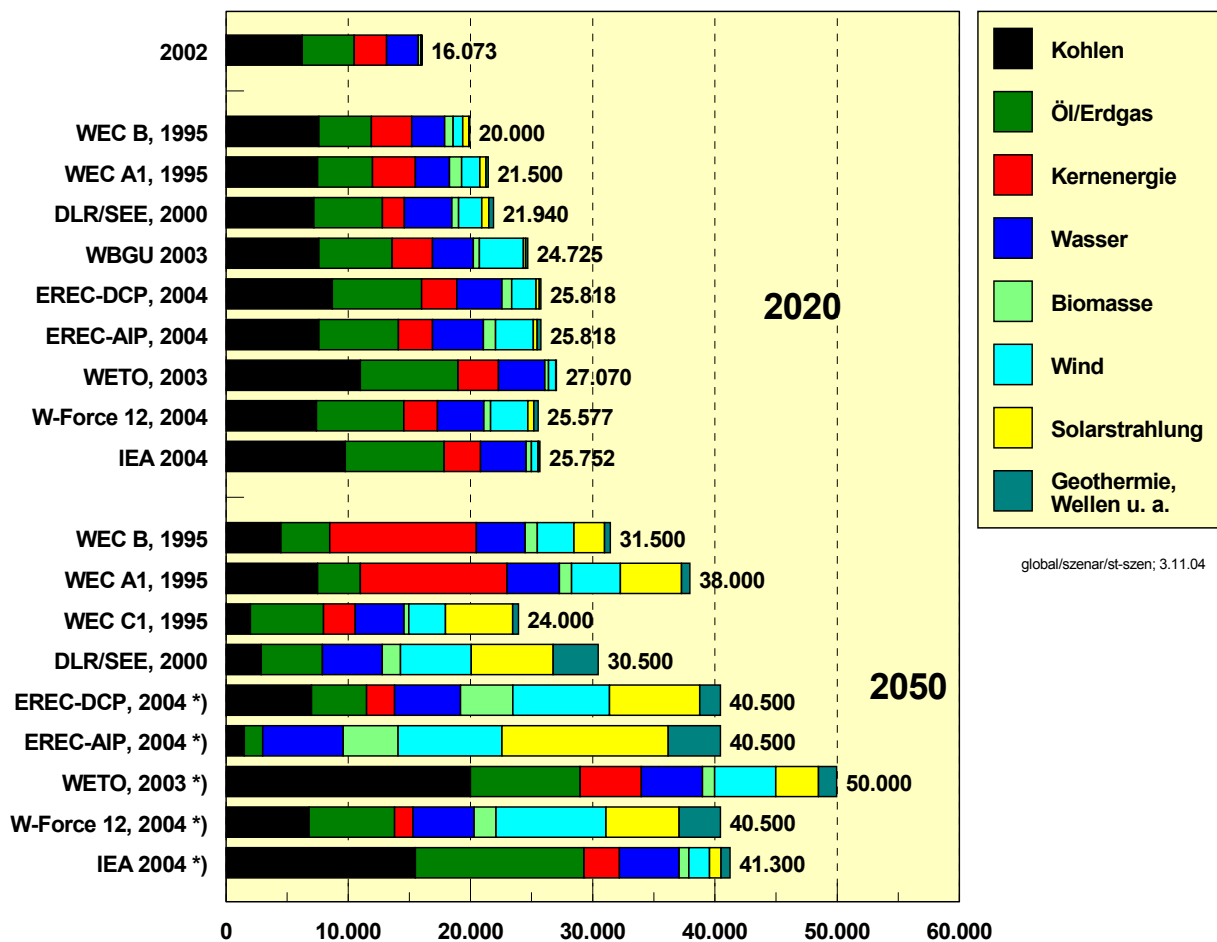


Abb. 5: Szenarien zum globalen Stromverbrauch (TW/a) der Jahre 2020 und 2050 gegliedert nach Primärenergiequellen; *) Angaben von 2030er-Werten auf 2050 extrapoliert.

Die Vielfalt der vorliegenden Untersuchungen und die unterschiedliche Perspektive der jeweiligen Szenarienersteller erlaubt mittels einer Systematisierung der Szenariotypen eine Einordnung des Beitrags der EE im Kontext der gesamten zukünftigen Energieversorgung als auch der einzelnen Arten der erneuerbaren Energien untereinander. Dies ist erforderlich, um den zukünftigen Stellenwert der PV realistisch beurteilen zu können unter Berücksichtigung aller anderen Optionen der zukünftigen Energiebereitstellung.

Es lassen sich drei Kategorien zukünftiger Entwicklungspfade im Strombereich ableiten, die in Tabelle 1 für das Jahr 2050 dargestellt sind. Kategorie A kann als Referenzentwicklung bezeichnet werden mit relativ niedrigen Anteilen von EE um 27% im Jahr 2050 und hohen Beiträgen fossiler und/oder nuklearer Energie. Kategorie B setzt auf ein starkes Wachstum sowohl der EE als auch der Kernenergie. Je nach Gesamtwachstum werden fossile Energien unterschiedlich stark verdrängt. Die Anteile der EE steigen auf etwa 40% im Jahr 2050. Kategorie C gibt den EE klaren Vorrang bei geringem oder verschwindendem Beitrag der Kernenergie. Die Anteile der EE steigen auf knapp 75% im Jahr 2050. Das Szenario SEE, in Tabelle 1 als C* bezeichnet, gehört ebenfalls zu dieser Kategorie bei gleichzeitiger Effizienzsteigerung der Stromnutzung.

Tabelle 1: Ableitung von drei Szenariokategorien zur Eingrenzung der Beiträge der Solarstrahlung zur zukünftigen Stromversorgung (Szenarien teilweise auf 2050 extrapoliert; in TWh/a)

Kat. Szenario	EE gesamt	Wasser	Biomasse	Wind	Strahlung	Übrige EE	Strom gesamt	EE-Anteil %	EE-Anteil oh. Wass.	Fossile Energien	Kern- energie
B WECA1	15000	4000	1000	4000	5000	1000	38000	39,5	28,9	11000	12000
A WECB	11000	4000	1000	3000	2500	500	31500	34,9	22,2	8500	12000
A IEA REF	9100	4900	800	1700	950	750	41300	22,0	10,2	29300	2900
B WETO	16000	5000	1000	5000	3500	1500	50000	32,0	22,0	29000	5000
B WEC C1	13400	3000	1000	3000	6000	400	24000	55,8	43,3	8000	2600
C* DLR/SEE	22600	4900	1500	5800	6700	3700	30500	74,1	58,0	7900	0
C EREC-AIP	37500	6600	4500	8500	13600	4300	40500	92,6	76,3	3000	0
C EREC-DCP	26700	5400	4300	7900	7400	1700	40500	65,9	52,6	11500	2300
C Windforce - 12	25200	5000	1800	9000	6000	3400	40500	62,2	49,9	13800	1500
Durchschnitt A Näherung A	10050 10000	4450 4500	900 1000	2350 2500	1725 1500	625 500	36400 37000	27,6 27,0	15,4 14,9	18900 20000	7450 7000
Durchschnitt B Näherung B	14800 15000	4000 4500	1000 1000	4000 4000	4833,33 4500	967 1000	37333 38500	39,6 39,0	28,9 27,3	16000 17000	6533 6500
Durchschnitt C Näherung C	29800 29500	5667 5500	3533 3000	8467 8500	9000 9500	3133 3000	40500 40000	73,6 73,8	59,6 60,0	9433 9500	1267 1000
Status 2002	2928	2610	207	53	6	52	16074	18,2	2,0	10492	2654

A = Referenzentwicklungen; EE-Anteil in 2050 um 25% (EE-Anteil 2002 = 18%)
 C = Szenarien mit klarem Vorrang für EE (C* mit zusätzlich verstärkte Effizienz): EE-Anteil in 2050 um 75%
 B = starkes Wachstum neuer Technologien einschließlich Kernenergie und EE bei starkem Verbrauchswachstum (WECA1, WETO) bzw. bei Effizienzvorrang (WEC C1); EE-Anteil in 2050 um 40%

Global/Vergl.wk4; 3.11.04

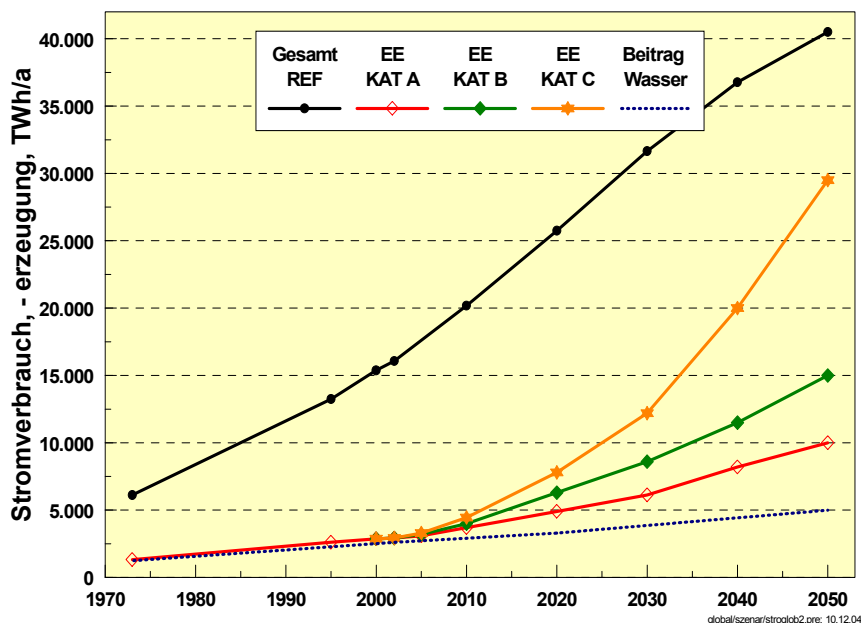


Abb. 6: Korridor des Beitrags erneuerbarer Energien entsprechend obiger Kategorien an der globalen Stromversorgung bis 2050 (Referenzentwicklung) und Berücksichtigung des möglicher Beitrags der Wasserkraft.

Die erwarteten Beiträge aller EE für das Jahr 2050 an der globalen Stromversorgung reichen somit von minimal rund 10 000 TWh/a (Kategorie A) bis maximal 30 000 TWh/a (Kategorie C). Derzeit liegt ihr Beitrag bei 2 900 TWh/a, wobei allerdings 2 600 TWh/a von der Wasserkraft stammen. Deren Beitrag kann maximal noch verdoppelt werden (Abb. 6). Die wesentlichen Wachstumsmärkte müssen also auf die „neuen“ EE-Technologien entfallen.

Unter Berücksichtigung der Potenziale und der technologischen Reife aller „neuen“ EE-Technologien können näherungsweise auch die potentiellen Marktsegmente der Strahlungs-

energie abgeschätzt werden. Sie liegen im Jahr 2050 minimal bei etwa 1 500 TWh/a und erreicht in den Szenarien der Kategorie C Werte um 9 000 bis 10 000 TWh/a, (Tabelle 1). Damit sind bei weitem noch nicht die rein technischen Potenziale einer solaren Stromerzeugung ausgeschöpft. Angesichts eines heutigen Beitrags der solaren Strahlung an der Stromerzeugung von lediglich 6 TWh/a wird damit aber mit großer Sicherheit die in diesem Zeitraum erreichbare **Obergrenze** markiert, geht es doch darum, diesen Beitrag bis 2050 auf das 250- fache bis 1600 – fache (!) zu steigern.

1.3 Szenarien für die Entwicklung der Fotovoltaik und ihre Charakterisierung

Obige Szenarien ergeben ein Gesamtbild für die Beiträge **aller Optionen** erneuerbarer Energien. Der mögliche Anteil der technologischen Nutzung der Strahlungsenergie zur Stromerzeugung ist darin ein konsistenter Bestandteil. Er überstreicht mit Beiträgen zwischen rund 1 000 TWh/a und deutlich über 10 000 TWh/a in 2050 mehr als eine Größenordnung. Werden noch Annahmen über den möglichen Beitrag solarthermischer Kraftwerke (SOT-KW) zur solaren Stromerzeugung getroffen werden, so lässt sich daraus der mögliche zukünftige Beitrag der Fotovoltaik ableiten. SOT-KW haben potentiell sehr günstige Voraussetzungen, große bis sehr große Mengen solar erzeugten Stroms bereitzustellen, wenn innerhalb der nächsten Jahre ein nennenswerte Anzahl an Kraftwerken errichtet werden kann. Eine größere Anzahl sehr konkreter Projekten befindet sich derzeit in der Umsetzung. Für diese Untersuchung wird auf eine detaillierte Analyse der Konkurrenzsituation bzw. Ergänzungsfähigkeit der beiden Technologien verzichtet, (vgl. dazu u. a. die sog. „Mittelmeerstudie“ [Trieb 2005]. In Form einer eindeutigen Fallunterscheidung werden pragmatisch zwei mögliche Situationen unterschieden, um einen konsistenten Datenrahmen für den zukünftigen PV-Markt abzuleiten:

a) SOT-KW setzen sich erfolgreich im Kraftwerkmarkt durch. Dann werden sie sich den Gesamtanteil der oben für Strom aus Solarstrahlung ermittelten Marktsegmente in den drei Szenariokategorien mit der PV mindestens teilen. Dies ist eine für PV eher optimistische Annahme, da in diesem Fall die bereits heute potentiell günstigen Stromerzeugungskosten solarthermischer Kraftwerke zu ihrer raschen Marktausweitung führen können. Andererseits gibt es auch im netzgekoppelten Bereich eine Reihe von Marktsegmenten, wo PV und SOT-KW nicht in Konkurrenz stehen, sondern sich ergänzen können (vgl. Kapitel 2)

b) Eine substantielle Markteinführung von SOT-KW scheitert in den nächsten Jahren. Entsprechend gehen wir davon aus, dass dann PV den größten Teil aller Marktsegmente besetzt und SOT-KW auch längerfristig nur relativ geringe Anteile besetzen werden.

Auf diese Weise entstehen drei konsistente Szenarien für die zukünftige globale Entwicklung der PV. Sie charakterisieren eine minimale Entwicklung, eine anzustrebende bzw. wünschenswerte und eine maximale Marktentwicklung. Neben den entsprechenden Szenarien MIN und MAX (Tabelle 2) wird für die „mittlere“ bzw. wünschenswerte Entwicklung das Szenario SEE (Solar Energy Economy; in Tabelle 1 mit C* bezeichnet, [Nitsch 2003]) ausgewählt. Zwei weitere eher unwahrscheinliche Szenarien, ein pessimistisches Szenario PESSM und ein Extremausbauszenario EXTREM runden den Szenarienfächer ab. Für das Extremszenario wird das Szenario AIP (Advanced International Policy) [EREC 2004] benutzt. Das pessimistische Szenario wird aus einer insgesamt schwachen Marktentwicklung aller EE abgeleitet.

Die charakteristischen Kenndaten dieser fünf Szenarien sind in Tabelle 2 für die Jahre 2010 bis 2050 zusammengefasst. Die potentielle Bedeutung der PV für die zukünftige Energieversorgung kann an ihren Marktanteilen im Jahr 2050 (bezogen auf den Referenzstromverbrauch) abgelesen werden.

Tabelle 2: Kenndaten von fünf globalen PV-Ausbauszenarien unter Berücksichtigung der Entwicklung der gesamten Stromnachfrage, des Anteils EE insgesamt und der Konkurrenzsituation mit SOT-KW (mittleres Marktwachstum in Spalte 2003 bezieht sich auf die Dekade 1993-2003; in Spalte 2010 auf den Zeitraum 2003-2010; alle anderen auf die jeweilige Dekade; mittlere Einstrahlung auf die Modulebene 1 770 kWh/m²a; der mittlerer Jahresnutzungsgrad in 2050 beträgt 16,8%).

PV-Szenarien	2003	2010	2020	2030	2040	2050
PESSM						
- Märkte, GWp/a	0,68	2,7	6,4	9,2	12,6	16,7
- Wachstum %/a	25,0	20,0	8,5	3,6	3,2	2,8
- kum. Leistung, GWp	2,88	15,0	62,7	140,6	218,3	289,0
- Energie, TWh/a	3,8	21	89	189	309	408
- Anteil, % *)	0,023	0,11	0,34	0,61	0,85	1,01
MIN						
- Märkte, GWp/a	0,68	4,5	14,3	21,3	29,9	39,6
- Wachstum %/a	25,0	27,0	11,6	4,0	3,4	2,8
- kum. Leistung, GWp	2,88	19,5	120,3	314,6	511,4	708,0
- Energie, TWh/a	3,8	27	170	445	723	1000
- Anteil, % *)	0,023	0,14	0,66	1,44	1,99	2,47
SEE						
- Märkte, GWp/a	0,68	5,4	29,6	59,6	102,2	142,2
- Wachstum %/a	25,0	29,7	17,0	7,0	5,4	3,3
- kum. Leistung, GWp	2,88	21,2	199,5	775,0	1617,7	2477,0
- Energie, TWh/a	3,8	30	282	1096	2287	3501
- Anteil, % *)	0,023	0,15	1,09	3,55	6,29	8,64
- Anteil an SEE-Verbr.**)	0,023	0,16	1,29	4,41	8,26	11,48
MAX						
- Märkte, GWp/a	0,68	5,8	60,2	163,5	253,9	336,6
- Wachstum %/a	25,0	30,7	23,4	10,0	4,4	2,8
- kum. Leistung, GWp	2,88	22,4	301,7	1915,7	4174,3	6015,0
- Energie, TWh/a	3,8	31	426	2708	5900	8502
- Anteil, % *)	0,023	0,16	1,65	8,78	16,23	20,99
EXTREM						
- Märkte, GWp/a	0,68	6,4	81,2	220,7	354,9	479,1
- Wachstum %/a	25,0	32,1	25,4	10,0	4,8	3,0
- kum. Leistung, GWp	2,88	24,1	390,8	2575,2	5756,8	8492,0
- Energie, TWh/a	3,8	33	552	3640	8138	12000
- Anteil, % *)	0,023	0,17	2,52	14,65	29,38	39,34
*) an globaler Stromerzeugung : REF-Entwicklung						
Gesamtverbrauch	16200	19973	25818	30855	36346	40500
**) Verbrauch SEE						
	16200	19120	21940	24850	27700	30500

In den Szenarien PESSM und MIN erlangt die PV mit Marktanteilen in 2050 von 1,0 bis 2,5% keine energiewirtschaftliche Bedeutung, obwohl die kumulierten Leistungen mit 290 GW bzw. 708 GW bereits auf das 100- bis 250-fache des heutigen Wertes wachsen. Erst im Szenario SEE nimmt die PV mit dann 8,6% (bzw. 11% bezogen auf den Gesamtverbrauch des Szenarios SEE) einen energiewirtschaftlich relevanten Anteil im Umfeld aller dann deutlich angewachsenen EE ein. Mit rund 2 500 GW kumulierter Leistung in 2050 erfordert diese Zielsetzung die 1000-fache installierte Leistung von heute und in der Zeit bis 2010 mit jährlich ca. 30% ein deutlich rascheres Marktwachstum als in der Dekade 1993 -2003 (Abb. 7).

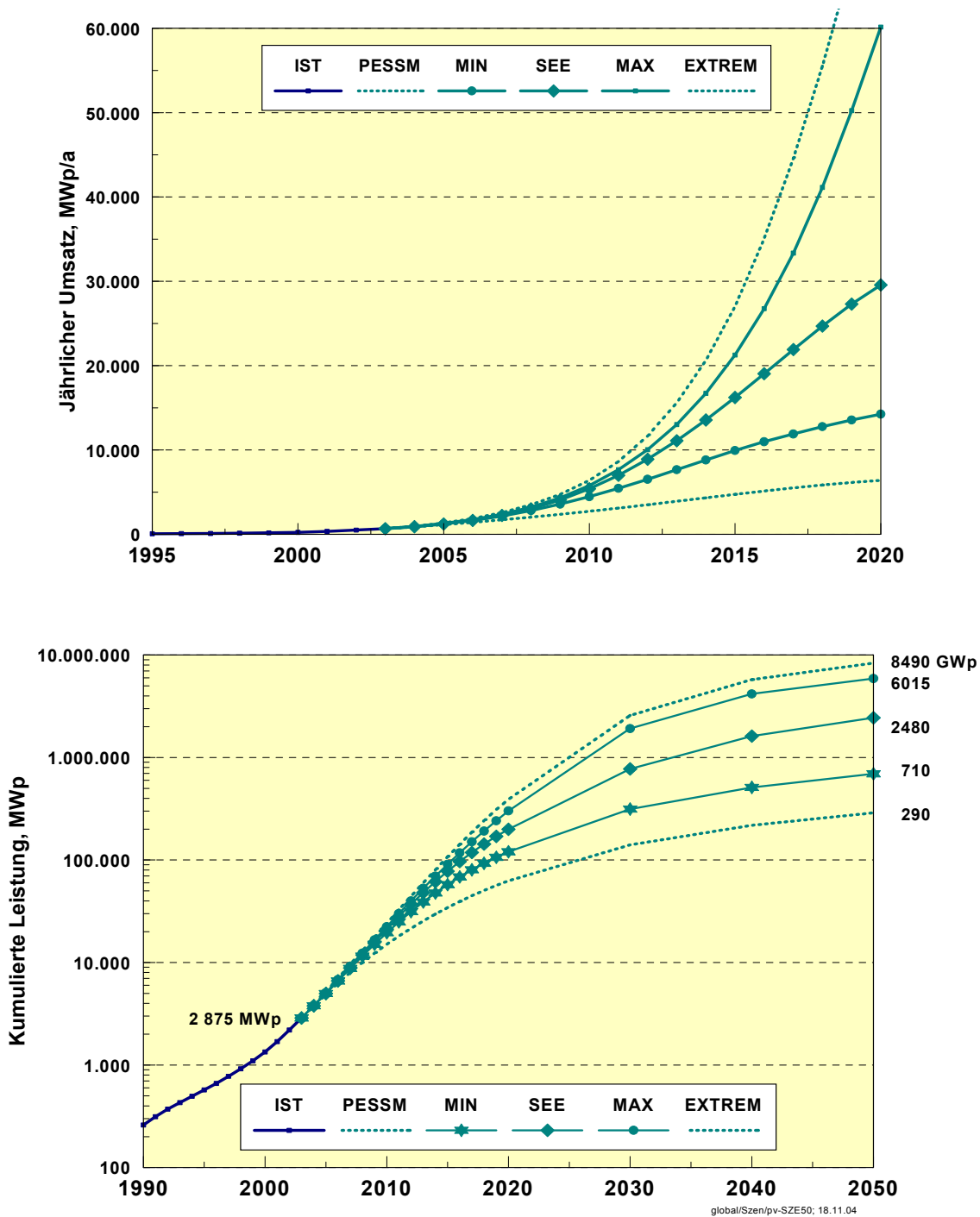


Abb. 7: Wachstum von Fotovoltaikmärkten bis 2020 (oben) und die entsprechende kumulierte installierte Leistung (in logarithmischer Darstellung; unten) für die Szenarien MIN, SEE und MAX (nachrichtlich auch für die Szenarien PESSM und EXTREM).

Das optimistische Szenario MAX benötigt über gut zwei Jahrzehnte ein sehr hohes jährliches Marktwachstum, um im Jahr 2050 eine kumulierte Leistung von rund 6 000 GW zu erreichen und damit einen relativ dominierenden Anteil an der Weltstromversorgung von über 20% stellen zu können. Da der Anteil aller EE im Jahr 2050 unter den Bedingungen dieses Szenarios insgesamt bei höchstens 70 bis 75% liegt, ist dieser PV-Anteil dann vorstellbar, wenn eine Reihe anderer EE-Technologien (z.B. SOT-KW; Geothermie) nicht oder nur gering zum Zuge kommen sollten. Diese Konstellation ist aber u. a. aus Kostengründen

relativ unwahrscheinlich, so dass das Szenario MAX als optimistisch hinsichtlich der PV-Marktentwicklung angesehen werden kann.

In noch stärkerem Ausmaß trifft dies für das hypothetische Szenario EXTREM zu, bei dem PV mit 8 500 GW installierter Leistung in 2050 rund 40% der Stromnachfrage der Referenzentwicklung decken würde. Zusammenfassend kann davon ausgegangen werden, dass mit den Szenarien MIN, SEE und MAX der Fächer einer zukünftigen PV –Entwicklung weitgehend definiert sein dürfte. Dabei kann das Szenario SEE als eine zwar anspruchsvolle, aber aus heutiger Sicht unbedingt anzustrebende Marktentwicklung für die PV bezeichnet werden.

Die entscheidenden Wachstumsimpulse zur Erreichung obiger Ausbauziele im Bereich der Szenarien SEE und MAX müssen im Zeitraum bis 2020 erfolgen. Von einem erfolgreichen Wachstum der Photovoltaik im Rahmen der globalen Energiemärkte kann nur gesprochen werden, wenn – wie im Szenario SEE – spätestens um das Jahr 2020 die 1%-Anteil Marke überschritten wird. Dazu gehört zu diesem Zeitpunkt ein jährlicher globaler Marktumsatz von **mindestens 30 GW_p/a** (Abb. 7, oben) und eine kumulierte Leistung von rund **200 GW_p** (Abb. 7, unten). Um diesen Markt zeitgerecht zu erreichen, muss der Weltmarkt bis 2010 auf einen Umsatz von über **5 GW_p/a** steigen (Szenario SEE in 2010: 5 400 MW_p/a), also in den nächsten Jahren weiterhin um durchschnittlich 30%/a wachsen.

1.4 Technisch-strukturelle Gesamtpotenziale der Fotovoltaik

In den Szenarien mit starkem Ausbau sind die für 2050 dargestellten Ausbauzahlen zwar hoch, sind aber aus Potenzialsicht von einem langfristig möglichen Ausbau noch weit entfernt. Dies wird in Tabelle 3 mit einer überschlägigen Potenzialabschätzung demonstriert. Ausgangswerte stellen einerseits die globale Landfläche (149 Mill. km²) und andererseits die Fläche Deutschlands (357 000 km²) dar.

Spezielle sehr gut geeignete, derzeit nicht genutzte Landflächen mit hoher Einstrahlung (1,88 Mill. km² bzw. 1,3% der globalen Landfläche), die für die Errichtung großer Solaranlagen geeignet sind, vervollständigen die Darstellung. Die Jahressummen der Globalstrahlung reichen von rund 900 kWh/m²a in Südsandinavien bis zu maximal 2 500 kWh/m²a in der Zentralsahara und im Südwesten der USA, die entsprechenden Sonnenscheindauern liegen zwischen 1 500 h/a und 3 400 h/a. Mit den angenommenen Mittelwerten zeigt sich, dass auf etwa **0,07% der globalen Landfläche** (bzw. auf 0,05%, wenn nur sehr einstrahlungsreiche Gebiete betrachtet werden) der gesamte heutige globale Stromverbrauch mittels Fotovoltaik bereitgestellt werden könnte. Ähnliches gilt natürlich auch für das Potenzial solarthermischer Kraftwerke.

Selbst in dicht besiedelten Regionen Mitteleuropas (Beispiel Deutschland) wären bei sehr strengen strukturellen Kriterien 30% des gegenwärtigen Strombedarfs mittels Fotovoltaik bereitstellbar. Strukturelle Grenzen schränken also ein mögliches weiteres Wachstum der Fotovoltaik nach 2050 nicht ein. Im Szenario SEE sind mit 3 500 TWh/a Stromerzeugung in 2050 erst 15% des in Tabelle 3 unter C) definierten „realistischen“ technischen Potenzials erreicht, selbst das Szenario EXTREM kommt erst auf 53% dieses Wertes.

Tabelle 3: „Potenziale“ der Stromerzeugung aus Fotovoltaik

	Welt alle Kontinente	Ausgewählte Gebiete mit hoher Ein- strahlung	Deutschland
A) Solarstrahlungsangebot			
Landfläche, Mill. km ²	149	1,88 = 1,3%	0,357
Gesamteinstrahlung, 1000 TWh/a	231 000	4 050	357
Mittelwert spezifische Einstrahlung, horizontal, kWh/m ² ,a	1 550	2150	1 000
B) „Maximales“ technisches Potenzial			
- genutzte Landfläche, % der Landfläche (Landnutzungsfaktor = 0,50)	1,0	100 ¹⁾ = 1,3%	1,0
- Elektrizität, TWh/a (mittl. Wirkungsgrad:17% ²⁾)	225 000	400 000	350
- Faktor zu gegenwärtigem Stromverbrauch	14	25 (Welt)	0,70
C) „Realistisches“ technisches Potenzial			
- Nutzbare Fläche, % der Landfläche (Landnutzungsfaktor Welt = 0,50)	0,1	10 = 0,13%	0,283 ³⁾ = 1000 km²
- Elektrizität, TWh/a (17%)	22 500	40 000	150
- Faktor zu gegenwärtigem Verbrauch	1,4	2,5	0,30
- Installierte Leistung, GW _p	16 500	29 000	165

- 1) ausgewählte Flächen, die besonders gut für die Errichtung von Solarkraftwerke geeignet sind (Einstrahlung > 2000 kWh/m²,a); homogene, kleinscherbige Steinwüsten, keine Gefahr durch Sandstürme und Starkregenfälle; kaum oder keine Vegetation; gegenwärtig nicht genutzt. Aufteilung: Nordafrika (Sahara) 45%, Arabische Halbinsel 23%, Australien 12%, Zentralasien 9%, Amerika 8%, Südafrika 3%. Möglicher Landnutzungsfaktor (= Modulfläche/Landfläche) 0,50.; [Winter, Nitsch 1988].
- 2) Mittlerer Jahresnutzungsgrad der Gesamtanlage mit zukünftiger Technologie (2050)
- 3) Modulfläche auf Dächern, an Fassaden, auf anderen Flächen innerhalb der Siedlungsfläche [BMU 2004].

2 Struktur der Fotovoltaikanwendungen und ihre Entwicklung

2.1 Struktur nach Regionen, Anwendungen und Wachstumsmöglichkeiten

Der mögliche Beitrag der Fotovoltaik zur zukünftigen Stromversorgung ergibt sich aus dem weltweiten Strombedarf unter Berücksichtigung von konkurrierenden Stromerzeugern, insbesondere der übrigen Möglichkeiten Strom aus EE zu erzeugen. Das rein technische Potenzial der PV ist hoch, da es Stellflächen für Anlagen überall in ausreichendem Maße gibt. Es übertrifft die zu erwartenden Märkte der nächsten Jahrzehnte um ein Mehrfaches, wie in Abschnitt 1.4 gezeigt wurde.

Die Kosten der Stromerzeugung von PV-Anlagen hängen wesentlich von der Einstrahlung auf die Modulfläche ab. Die Jahressumme der Einstrahlung variiert weltweit zwischen einstrahlungsarmen und einstrahlungsreichen Regionen um etwa einen Faktor zwei. Für die in dieser Studie angestrebten Aussagen reicht es aus, die Einsatzländer in zwei Gruppen einzuteilen: In einstrahlungsreiche Regionen mit Einstrahlungen um $1970 \text{ kWh/m}^2, \text{a}$ und einstrahlungsarme Gebiete mit $1300 \text{ kWh/m}^2, \text{a}$. Bezug ist jeweils eine mit optimalem Anstellwinkel (= Breitengrad) nach Süden orientierte Fläche. Als globaler Mittelwert lässt sich daraus ein Wert von $1770 \text{ kWh/m}^2, \text{a}$ ableiten (siehe auch Angaben zu Tabelle 2).

Die anlegbaren Kosten hängen von den konkurrierenden Stromerzeugungstechnologien ab. In den großen Verbundnetzen der industrialisierten Staaten mit einem modernen Kraftwerkspark werden die Einsparungen an fossilen Brennstoffen und ggf. konventioneller Kraftwerksleistung aufgrund von PV-Strom geringer sein als in Inselnetzen, wo der durch PV ersetzte Strom mittels spezifisch teuren Dieselaggregaten bei relativ geringen Wirkungsgraden und hohen Kosten für den Kraftstoff erzeugt werden muss. Zusätzlich werden die anlegbaren Kosten von der zeitlichen Korrelation zwischen Solarstrahlung und Strombedarf (täglicher Lastgang) abhängen. Die höchsten anlegbaren Kosten ergeben sich bei der Versorgung von Objekten, bei denen ein Anschluss an bestehende Netze aus wirtschaftlichen Gründen nicht lohnt.

Im folgenden Abschnitt werden demgemäß die weltweite Stromnachfrage und der mögliche resultierende Bedarf an PV-Anlagen nach folgenden Kriterien aufgegliedert:

- Bedarf in
 - einstrahlungsreichen bzw.
 - einstrahlungsarmen Regionen
- Bedarf
 - für netzferne Anwendungen
 - in Inselnetzen,
 - zur Unterstützung dezentraler Kraftwerke
 - in Verbundnetzen

2.1.1 Strombedarf und Kosten nach Regionen und Anwendungen

2.1.1.1 Netzferne Anwendungen

Netzferne Anwendungen waren über viele Jahre der größte Absatzmarkt für PV-Module. Auch heute noch dominiert dieses Marktsegment in mehr als der Hälfte der IEA-Länder - sowohl bei der insgesamt installierten Kapazität als auch beim jährlichen Absatz. Bei einem mittleren Wachstum von $12\%/a$ wuchs dieses Marktsegment von 17 MW_p im Jahr 1993 auf

heute (2003) 53 MW_p [IEA 2004b]. Insgesamt fiel der Anteil der netzfernen Anwendungen jedoch in den IEA Ländern von 71% (1992) auf nur noch 22% (2003). Am Jahresabsatz hatten die netzfernen Anwendungen in 2003 sogar nur noch einen Anteil von 11%. Dennoch ist dieses Marktsegment besonders wichtig, weil es einen Nischenmarkt darstellt, welcher weitgehend ohne Subventionen auskommt. Allerdings ist es in einigen Bereichen erforderlich, mittels flexibler Finanzierungsmodelle die Anfangshürden bei der erforderlichen Investition zu verringern.

2.1.1.2 Solar Home Systems (SHS)

Ein naheliegendes Potenzial der PV durch dessen Realisierung das Leben der betroffenen Menschen wesentlich erleichtert werden kann, ist die Stromversorgung von Familien, welche bisher mit Batterien oder ganz ohne Strom auskommen mussten. Dieses Potenzial ist auf den ersten Blick sehr hoch, da etwa 1,6 Mrd. Menschen, also mehr als ein Viertel der Weltbevölkerung, bis heute ohne Strom leben [IEA 2004a]. Der weitaus größte Teil dieser Menschen (1,3 Mrd.) lebt in Südasien und im südlich der Sahara gelegenen Teil Afrikas. Nur 1% der Menschen ohne Stromanschluss lebt in den einstrahlungsarmen Regionen (und zwar fast ausschließlich in der ehemaligen Sowjetunion). Erfolgreiche Aktivitäten zur solaren Stromversorgung einzelner Häuser gibt es in Bangladesch und Sri Lanka. Allein in Sri Lanka werden jährlich 22 000 dieser SHS verkauft.

Trotz hoher Stromkosten von über 1 €/kWh sind diese Anwendungen wirtschaftlich, da die alternativen Möglichkeiten der Energiebereitstellung (z.B. Aufladen von Autobatterien in weit entfernten Ladestationen, Petroleumlampen, u.ä.) noch teurer sind (siehe Anhang 7.1). Ein gravierendes Problem bei der Verbreitung von SHS ist die Armut der betroffenen Menschen, welche sich häufig selbst eine Petroleumlampe kaum leisten können.

Für den zukünftigen weltweiten PV-Markt wird die Bedeutung von SHS allerdings sehr begrenzt bleiben. Selbst wenn jede Familie (ca. 5 Menschen) über ein SHS (typische heutige Modulleistung 50 W_p, für Beleuchtung und s/w-Fernseher) verfügt, ergibt sich in Summe nur eine Leistung von 16 GW_p. Selbst bei steigendem Komfort (z.B. zusätzlicher verbrauchsarmer Kühlschrank) einzelner gewerblicher Anwendungen (LötKolben) und etwas geringerer Haushaltsgröße, dürfte das Potenzial für SHS kaum über 50 GW_p steigen.

2.1.1.3 Netzferne gewerbliche Anwendungen

Ein ebenfalls heute schon ohne Subventionen wirtschaftliches Marktsegment sind die netzfernen gewerblichen Anwendungen. Hierzu zählen die Versorgung von Notrufstationen, Sendemasten, Verkehrssignalen, Sternwarten u. ä. mit PV-Stromversorgung. Daten hierzu lassen sich in den Statistiken der IEA unter der Bezeichnung „off-grid, non domestic“ finden. [IEA 2004b ergänzt um www.iea-pvps.org].

Das weltweite Potenzial dieses Marktsegments kann mit einem plausiblen Ansatz (siehe Anhang 8.2) auf 0,07% der Stromerzeugung abgeschätzt werden. Bei einem eher moderat bis auf 30 000 TWh im Jahr 2050 ansteigenden Strombedarf entsprechend Szenario SEE und einer mittleren spez. PV-Ausbeute von gut 1 000 kWh/kW_{p,a} liegt das weltweite Potenzial für netzferne, industrielle Anwendungen bei 20 GW_p.

2.1.1.4 Netzferne Anwendungen im Wohnbereich

Auch die netzfernen Anwendungen im Wohnbereich (z.B. Stromversorgungen von Berghütten, Schrebergärten, Campingbereich u.a.) benötigen keine Subventionen. In den IEA-Ländern entfallen 39% der netzfernen Anwendungen auf den Wohnbereich [IEA 2004b]. Da keine weiterführenden Informationen vorliegen, wird angenommen, dass sich dieses Verhältnis auch auf die Zukunft übertragen lässt. Damit ergibt sich ein Potenzial von rund 15 GW_p für netzferne Anwendungen im Wohnbereich. In diesem Potenzial ist theoretisch auch das Potenzial der SHS teilweise enthalten. Diese Überschneidung wird aber als vernachlässigbar eingeschätzt.

Insgesamt lässt sich auf diese Weise ein Ausbaupotenzial der PV für netzferne Anwendungen von maximal ca. 85 GW_p ableiten. Bezogen auf das gesamte Ausbaupotenzial des Szenarios MAX im Jahr 2050 in Höhe von 6 015 GW_p entspricht dies lediglich 1,4%.

2.1.1.5 Inselnetze

In vielen Gegenden der Welt gibt es Inselnetze, durch welche eine Gruppe von Verbrauchern oder ganze Ortschaften mit Strom versorgt werden. Sie werden meist aus Dieselaggregaten oder kleinen Wasserkraftanlagen gespeist. Die Strombereitstellung aus kleinen – Dieselaggregaten ist teuer. Hier kann daher ein wachsender Nischenmarkt erwartet werden, der durch PV-Anlagen bereits heute oder in naher Zukunft auf ökonomische Weise erschlossen werden kann.

Statistische Angaben zur Anzahl, geographischen Verteilung oder Größe der Inselnetze sind jedoch kaum erhältlich. Um dennoch den weltweiten Stromverbrauch in Inselnetzen abschätzen zu können, wird die Datenbank WEPP (World Energy Power Plants Data Base) des UDI (Utility Data Institute), in welcher Leistung und Standort (fast) aller weltweit existierenden Kraftwerke verzeichnet sind, ausgewertet.

Die Auswertung dieser Datenbank (siehe Anhang 8.3) führt zu dem Ergebnis, dass heute etwa 0,8% der weltweiten Stromversorgung in Inselnetze mit einer Leistung unter 20 MW eingespeist wird. Diese Netze befinden sich ausschließlich in einstrahlungsreichen Regionen. Von den 14 Regionen, die analysiert wurden, findet sich mit 12% der höchste Anteil für die Stromerzeugung in Inselnetzen in den Sub-Sahara Staaten Afrikas. Weitere Regionen mit einem merklichen Anteil von Inselnetzen finden sich im Süden und Osten Asiens, in Lateinamerika, in Nordafrika, im Mittleren Osten und in Australien.

Tabelle 4: Stromerzeugung in Inselnetzen

	Anteil ¹⁾	2002	2010	2020	2030	2040	2050
Region		TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh
Nordafrika	4,6%	8	10	14	18		
Sub Sahara	11,8%	12	25	53	104		
Latein Amerika	2,6%	26	36	51	69		
Mittlerer Osten	3,5%	18	23	33	42		
Südasien	3,3%	24	35	55	80		
Ostasien	4,9%	32	48	73	100		
Australien und Neuseeland	2%	5	6	7	8		
Summe		124	184	286	421	570	750

¹⁾ Anteil an der gesamten Stromproduktion der Region. Dieser Anteil wird in die Zukunft fortgeschrieben. Wachstumsansätze: bis 2030 nach IEA [IEA 2004a], nach 2030 eigenen Extrapolation.

Die heute bereits existierenden Inselnetze werden sich ausdehnen und die eingespeiste Strommenge wird steigen. Es werden neue Inselnetze in Regionen entstehen, die bisher ganz ohne Stromversorgung waren. Andererseits werden aber auch existierende Inselnetze an größere Verbundnetze angeschlossen werden und somit verschwinden. Insgesamt wird davon ausgegangen, dass in jeder der untersuchten Regionen der Anteil der Inselnetze an der gesamten Stromerzeugung konstant bleiben wird. Da gerade in den Regionen mit einem hohen Anteil an Inselnetzen der Strombedarf besonders rasch wachsen wird, steigt der Anteil der Inselnetze an der weltweiten Stromerzeugung bis 2050 auf 1,8% an.

Auch unter optimistischen Annahmen kann jedoch nur ein Teil des Strombedarfs der Inselnetze aus PV-Anlagen gedeckt werden. Wird davon ausgegangen, dass 75% des Stroms für die Inselnetze aus Windkraft, Wasserkraft, Biomasse und aus fossilen Energiequellen bereitgestellt wird, so ergibt sich ein maximales Potenzial von 120 GW_p für PV-Anlagen in Inselnetzen, also von 2% des Ausbaupotenzials 2050 im Szenario MAX.

2.1.1.6 Dezentrale Anlagen zur Unterstützung von Verbundnetzen

Untersuchungen der Consulting-Firma Arthur D. Little [ADL 1999] zeigen, dass unter typischen nordamerikanischen Bedingungen der Neubau eines dezentralen (Gas-) Motorkraftwerks mit einer Leistung von ca. 5 MW günstiger sein kann als ein Zubau an zentraler Kraftwerksleistung verbunden mit einer Verstärkung des bestehenden Verbundnetzes. Die variablen Kosten (Betriebskosten) eines Motorkraftwerks liegen höher als die von zentralen Kraftwerken. Es können daher auch höhere anlegbare Kosten für PV-Anlagen, welche das Motorkraftwerk entlasten sollen, angesetzt werden. Daher ist diese Anwendung von besonderem Interesse für den zukünftigen Ausbau der PV.

Die Vorteile der von Arthur D. Little vorgeschlagenen dezentralen Kraftwerke kommen nur in Regionen mit geringer Bevölkerungsdichte und entsprechend großen Netzlängen voll zum tragen. Es wird daher für die dichter besiedelten Regionen Europa, Südasien, China, Japan und Südkorea kein PV-Potenzial für die Unterstützung dezentraler Erzeugungsanlagen ausgewiesen. Des weiteren ist nur der in Zukunft zusätzlich zu erwartende Strombedarf zu berücksichtigen, da für den heutigen das vorhandene Verbundnetz bereits ausreicht. Weiter eingeschränkt wird das Potenzial durch die Annahmen, dass maximal 20% des (zusätzlichen) Strombedarfs eines Verbundnetzes in den beschriebenen dezentralen Kraftwerken erzeugt wird und dass des weiteren maximal 25% der Stromerzeugung dieser Kraftwerke durch PV-Strom ersetzt werden kann. Damit ergibt sich für die Unterstützung von dezentralen Kraftwerken in Verbundnetzen ein PV-Ausbaupotenzial von insgesamt 485 GW_p, was 8% des Ausbaupotenzials 2050 des Szenarios MAX entspricht.

Tabelle 5: Potenzial von PV-Strom zur Unterstützung dezentraler Kraftwerke in Verbundnetzen

Jahr	2002	2010	2020	2030	2040	2050
Region	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh
Nordafrika	0	11	27	45		
Sub Sahara (außer RSA)	0	22	71	157		
Republik Südafrika (RSA)	0	5	11	18		
Latein Amerika	0	76	192	336		
Mittlerer Osten	0	33	86	140		
Ostasien	0	65	167	276		
Australien und Neuseeland	0	10	21	28		
USA	0	120	244	348		
GUS	0	47	119	181		
Kanada	0	18	37	53		
Summe	0	408	976	1583	2250	2860

2.1.2 Beschleunigte Ausschöpfung von konkurrenzfähigen Potenzialen

Die monetären Lernaufwendungen, welche erforderlich sind, um PV gegenüber anderen Optionen der Stromerzeugung wirtschaftlich zu machen, sind erheblich. Es ist nahe liegend diese Kosten der Markteinführung dadurch zu verringern, dass die viel versprechenden

Nischenmärkte, in denen teilweise bereit heute die PV die wirtschaftlichste Art ist Strom bereitzustellen, besonders rasch erschlossen werden.

Die am Markt zu beobachtenden Tendenzen weisen allerdings in die gegenteilige Richtung: Der Anteil der heute bereits wirtschaftlichen netzfernen Anwendungen hat in den letzten Jahren zugunsten von netzgekoppelten Anlagen erheblich abgenommen. Im einzelnen stehen einer beschleunigten Entwicklung der Märkte, in welchen PV der Wirtschaftlichkeitsschwelle besonders nahe kommt, teilweise erhebliche Hemmnisse entgegen:

2.1.2.1 Netzferne Anwendungen (Gesamtpotenzial ca. 85 GW_p)

- **SHS –Ausbau** (Potenzial ca. 50 GW_p)

Diese Anwendung ist zwar im Vergleich mit anderen Kosten der Energieversorgung für Beleuchtung und Fernsehen wirtschaftlich. Die betroffenen Menschen sind aber vielfach zu arm, um sich diesen „Luxus“ leisten zu können. Ein sich selbst tragender Markt kann nur dort erwartet werden, wo der Preis der SHS geringer als das mittlere Jahreseinkommen einer Familie ist. Dies ist bei der Mehrzahl der betroffenen Bevölkerung nicht der Fall. Es sind daher öffentliche Finanzierungsprogramme nötig. Mit diesen wurde allerdings in den letzten Jahren eher schlechte Erfahrungen gemacht. Auch die IEA ist tendenziell pessimistisch bei der Elektrifizierung ländlicher Gebiete. Bis 2030 wird nach ihrer Prognose die Anzahl der Menschen ohne Zugang zur Elektrizitätsversorgung nur von heute 1,6 Mrd. Menschen auf 1,4 Mrd. sinken [IEA 2004a]³. Es ist daher eher davon auszugehen, dass der Markt für SHS in den PV-Szenarien SEE und MAX, die für insgesamt relevante Märkte erforderlich sind, langsamer wächst als der Weltmarkt insgesamt.

- **Netzferne gewerbliche Anwendungen** (Potenzial ca. 20 GW_p)

Die Ausschöpfung dieses Potenzials ist bereits vergleichsweise weit fortgeschritten. Bis 2030 könnte es bereits vollständig ausgeschöpft sein, kann also schneller wachsen als das gesamte Ausbaupotenzial im Szenario MAX.

- **Netzferne Anwendungen im Wohnbereich der entwickelten Länder** (Potenzial ca. 15 GW_p)

Auch dieses Potenzial kann überdurchschnittlich schnell ausgeschöpft werden. Entscheidend dürfte hier die Verlässlichkeit der Systeme auch nach längerem (mehrere Monate) unbeaufsichtigtem Betrieb sein.

2.1.2.2 Inselnetze (Potenzial ca. 120 GW_p)

Inselnetze befinden sich fast ausschließlich in den ärmeren Regionen der Erde. Das Argument der Wirtschaftlichkeit erhält hierdurch ein besonderes Gewicht. In den mittleren Szenarien (SEE) wird allerdings die Wirtschaftlichkeitsschwelle für PV in Inselnetzen etwa ab 2020 erreicht. Erst danach kann mit einem überproportionalen Wachstum gerechnet werden.

2.1.2.3 Unterstützung dezentraler Kraftwerke (Potenzial ca. 485 GW_p)

Die vermiedenen Stromkosten zentraler Kraftwerke und dezentraler Kraftwerke unterscheiden sich merklich (ca. 2 ct/kWh_{el}; vgl. Abschnitt 2.2). Diese Differenz ist verglichen mit den gegenwärtigen Stromgestehungskosten derzeit allerdings gering. Trotzdem scheint eine vergleichsweise schnelle Ausschöpfung dieses Potenzials möglich, da es sich bei den betreffenden Regionen vorwiegend um wirtschaftsstarke industrialisierte Gebiete (Nordamerika, Australien) handelt.

³ Entscheidend für die pessimistische Prognose ist auch das starke Bevölkerungswachstum in den Gebieten ohne Stromversorgung.

2.1.2.4 Zusammenfassung der Marktsegmente

Zusammenfassend lässt sich zeigen, dass in einigen Fällen eine beschleunigte Ausschöpfung der kostengünstigen Potenziale möglich sein wird, in anderen aber eher das Gegenteil eintreten wird. Außerdem zeigt sich, dass diese Marktsegmente insgesamt kaum mehr als 10 % des erforderlichen Gesamtmarktes der PV ausmachen werden, wenn – wie in den Szenarien SEE und MAX – diese zukünftig eine wesentliche energiewirtschaftliche Rolle spielen sollen. Für eine Abschätzung zukünftiger Aufwendungen einer wirkungsvollen Markteinführung der PV kann daher vereinfachend davon ausgegangen werden, dass die kostengünstigen PV-Anwendungen bis 2050 in allen Szenarien einen etwa konstanten Anteil am gesamten PV-Markt einnehmen werden. Die ausgewiesenen Ausbaupotenziale der kostengünstigen Anwendungen sollen in dem optimistischen Szenario MAX (8500 TWh PV-Strom in 2050, entsprechend 6015 GW_p) vollständig ausgeschöpft werden. Damit ergeben sich für die einzelnen Anwendungen die in Tabelle 6 dargestellten (näherungsweise konstanten) Anteile am PV-Markt:

Tabelle 6: Ausbaupotenziale kostengünstiger Anwendungen am PV-Markt

	Potenzial (GW_p)	Anteil am PV-Markt des Szenarios MAX (%)
Netzferne Anwendungen	85	1,4
Inselnetze	120	2,0
Unterstützung dezentraler Kraftwerke	485	8,0
Summe	690	11,4
Gesamtes Ausbaupotenzial MAX 2050	6015	100

Durch die Annahme eines im wesentlichen konstanten Anteils der kostengünstigen PV-Anwendungen am jeweiligen Gesamtmarkt vereinfacht sich die Berechnung der Differenz- und Lernkosten, da auf diese Weise ein Mischpreis für die im Mittel anlegbaren Stromkosten für den gesamten globalen Markt der PV bestimmt werden kann. Dies ist im Rahmen dieser Untersuchung zulässig, da sich wegen der insgesamt relativ geringen Marktanteile dieser Marktsegmente am Gesamtmarkt sich dieser Mischpreis bei über der Zeit variablen Marktanteilen nur in relativ geringen Grenzen verändern würde.

2.2 Anlegbare Kosten der Stromerzeugung

2.2.1 Anlegbare Kosten in den einzelnen Marktsegmenten

Eine Analyse von Lastkurven zeigt, dass Strombedarfsspitzen im allgemeinen tagsüber auftreten, wenn auch PV-Anlagen Strom erzeugen. Jedoch treten in einigen Regionen, so im europäischen Verbundnetz, die höchsten Lasten in der kalten Jahreszeit am Abend auf, wenn die Einstrahlung nur noch gering ist. Für die Höchstlast, auf welche der Kraftwerkspark auszulegen ist, sind diese Lastspitzen entscheidend.

Für die anlegbaren Kosten von PV-Strom ist daher von folgenden Annahmen auszugehen:

PV-Strom verdrängt kurz- und mittelfristig Strom aus Spitzenlastkraftwerken, bei wachsenden Marktanteilen (also ab ca. 2030) zunehmend auch Strom aus Mittellastkraftwerken. Die Grenzkosten für eine Verlängerung der Ausnutzungsdauer dieser Kraftwerke liegen heute bei etwa 35 bis 40 €/MWh_{el}. Sie werden im wesentlichen durch die Brennstoffpreise und den Nutzungsgrad der Anlagen bestimmt.

PV-Anlagen können kaum einen Beitrag zur gesicherten Deckung der Jahreshöchstlast leisten, selbst wenn sie vielfach Strom zu (sommerlichen) Tageshöchstlastzeitpunkten bereitstellen können. Daher können durch PV-Anlagen praktisch keine Investitionen im übrigen Kraftwerkspark eingespart werden. Durch den Einsatz der PV wird im wesentlichen die Ausnutzungsdauer von Spitzen- und (später) Mittellastkraftwerken verringert und damit deren variable Kosten vermieden.

Für die anlegbaren Stromkosten von PV-Anlagen werden daher die sich aus dem vermiedenen Brennstoffeinsatz ergebenden Stromkosten angesetzt. Diese sind bei dem hier verdrängten Strom höher als für Strom aus Grundlastkraftwerken. Für die verschiedenen Anwendungsbereiche der PV werden folgende konkurrierenden fossilen Kraftwerkstechniken angesetzt: (Tabelle 7):

- Für netzgekoppelte PV im Verbundnetz: Es werden gasgefeuerte Kraftwerke ersetzt. Deren Nutzungsgrad orientiert sich an Spitzen- und Mittellastkraftwerken, ist also niedriger als die Höchstwerte moderner GuD-Kraftwerke⁴
- Für die Unterstützung dezentraler Kraftwerke: Es werden moderne Gas-Otto-Motoren der Leistungsklasse 5 MW eingesetzt.
- Für Inselnetze: Es werden robuste, wartungsarme Dieselgeneratoren der Leistungsklasse 1 MW eingesetzt.

Tabelle 7: Jahresnutzungsgrade (in %) der Erzeugung fossilen Stroms, welcher von PV-Anlagen verdrängt wird

Jahr	Gaskraftwerk (Verbundnetz)	Gasmotor (Unterstützung dezentraler Kraftwerke)	Dieselgenerator (Inselnetze)
2000	40	40	35
2004	41	40	35
2010	43	41	35
2020	46	42	35
2030	48	42	35
2040	50	42	35
2050	52	42	35

Aus den Jahresnutzungsgraden ergeben sich zusammen mit den Brennstoffpreisen die anlegbaren Kosten. Die Brennstoffpreise berücksichtigen, dass die Energiemärkte weltweit gekoppelt sind und sich daher kurzfristige regionale Preisabweichungen relativ rasch ausgleichen werden. Es wird von Energiepreisszenarien ausgegangen werden, welche für die Untersuchung [BMU 2004] entwickelt wurden. Im Einzelnen werden folgende Preise angesetzt:

- Für Kraftwerke im Verbundnetz: Gaspreise für Kraftwerke. Für die durch den Einsatz von PV-Strom vermiedenen Netzkosten der Hochspannungsverteilung werden zusätzlich rund 1 ct/kWh_{el} angesetzt.

⁴ Die aus diesem Ansatz resultierenden Preise sind der Größenordnung nach auch im Spotmarkt zu erwarten, falls dort ein Überangebot besteht. Anfang November 2004 lagen die Spotmarktpreise für Spitzenstrom (Werktags von 8:00 bis 20:00 Uhr) bei 35 bis 40 €/MWh_{el} [Kögler 2004].

- Gaspreise für dezentrale Kraftwerke: Es wird ein Aufschlag von 0,5 ct/kWh_{Hu} für zusätzlichen Transportaufwand auf den Gaspreis für Großkraftwerke berechnet⁵. Der resultierende Gaspreis entspricht dem mittleren Erdgaspreis für Industriekunden.
- Dieselpreise für Inselnetze: Es wird der Großhandelspreis für leichtes Heizöl angesetzt und zusätzlich ein Aufschlag für den Transport zu den abgelegenen Orten von 1 ct/kWh_{Hu} (entsprechend ca. 100 €/m³_{Diesel}) angesetzt.

Die resultierenden vermiedenen Stromkosten einer PV-Stromerzeugung in den einzelnen Marktsegmenten dokumentiert Tabelle 8 im Zeitverlauf bis 2050. Die Bandbreite dieser Kosten liegt derzeit zwischen 5 und 11 (50) ct/kWh_e. Die Kosten steigen in den wesentlich von den Brennstoffpreisen bestimmten Marktsegmenten – teilweise kompensiert durch steigende Effizienz der konventionellen Energiewandler – entsprechend der angenommenen Energiepreisszenarien in der Preisvariante A (Tabelle 8 oben) auf 8,2 bis 17,1 ct/kWh_{el}, also real auf etwa das 1,65-fache des heutigen Wertes. Da die reinen Off-grid Anwendungen definitionsgemäß wirtschaftlich sind, wird dort zunächst von vermiedenen Kosten in Höhe der jeweiligen PV-Gestehungskosten (Differenzkosten = Null) ausgegangen, längerfristig aber der „Wert“ dieses Stroms bei 20 ct/kWh_{el} festgeschrieben.

2.2.2 Vermiedene Kosten im globalen Markt mit unterschiedlichen Klimaschutzmaßnahmen.

Der Fotovoltaikmarkt wird hinsichtlich der Technologieentwicklung, der Produktionsvolumina und der resultierenden Modul- und Anlagenkosten als einheitlicher globaler Markt betrachtet auf den als Ganzes auch die Modellansätze von Lernkurvenverfahren angewandt werden können (vgl. Kapitel 5). Mittels der oben erläuterten Marktsegmente wird daher auch für die vermiedenen Kosten des globalen PV-Markts ein mittlerer globaler Wert ermittelt. Dabei werden die sich auf der Basis der Zubauvolumina des Szenarios MAX ergebenden (konstant gehaltenen) Marktanteile zugrunde gelegt. Den resultierenden Mittelwert der vermiedenen Stromkosten für den globalen PV-Markt zeigt die rechte Spalte in Tabelle 8. Er liegt heute bei 5,7 ct/kWh_{el}, also um etwa 14% höher als es eine Betrachtung der Netzeinspeisung allein ergäbe.

Dem Preispfad A (Tabelle 8, oben) liegen aus heutiger Sicht eher mäßige Preisanstiege fossiler Energien bis 2050 zu Grunde, die etwa einer realen Verdopplung des heutigen Preisniveaus von Gas und Öl entsprechen. Auch die zusätzlich angenommene Klimaschutzmaßnahme von konstanten „CO₂-Vermeidungskosten“ in Höhe von **15 €/t CO₂** über den gesamten Zeitraum kann als gemäßigt bezeichnet werden. In dieser Variante steigen die mittleren vermiedenen Stromkosten eines verstärkten PV-Ausbaus daher insgesamt ebenfalls relativ gering auf im Mittel 8,7 ct/kWh_{el} im Jahr 2050, also real um rund 50% gegenüber heute.

Die Einführung von EE und damit auch der PV stellt aber eine sehr weitgehende Klimaschutzmaßnahme da. Der Vergleich nach Preispfad A unterschätzt daher den ökologischen Nutzen eines verstärkten PV-Ausbaus und führt zu volkswirtschaftlich zu hohen Einführungskosten, da die vermiedenen Kosten des durch einen PV-Ausbau bewirkten Klimaschutzes nur unzureichend berücksichtigt sind. In einem Preispfad B (Tabelle 8, unten) werden daher die vermiedenen Stromkosten bei deutlich verstärkten Klimaschutzbemühungen ermittelt. Hier wird von steigenden CO₂-Vermeidungskosten bis zu **50 €/t CO₂** im Jahr 2050 ausgegangen. Dies ist ein Wert der für verschiedene andere „Back-Stop-Technologien“ (u. a.

⁵ Prinzipiell hat die dezentrale Stromerzeugung den Vorteil, dass eine Nutzung der Abwärme leichter möglich ist. Da aber die PV-Anwendung „Unterstützung dezentraler Kraftwerke“ nur in weniger dicht besiedelten Ländern mit geringem Wärmebedarf oder ungünstigen Verhältnissen für die Wärmeverteilung zum Einsatz kommt, wird hier auf eine mögliche KWK-Gutschrift bei den fossilen Anlagen verzichtet.

Tabelle 8: Vermiedene Kosten der konventionellen Stromversorgung in verschiedenen Marktsegmenten der PV und resultierender globaler Mittelwert (in €₂₀₀₄/ kWh_{el})

A) Preisanstieg: "Mäßiger Klimaschutz" (CO ₂ -Aufschlag von 15 EUR/t CO ₂ ab 2010, entspricht für Gas 0,3 ct/kWh _{th} ; für Öl 0,41 ct/kWh _{th})														
	Netzeinspeisung Mittelspannung					Unterstützung dezentr.KW Gas-Ottomotor, 5 MW			Inselnetze Dieselgenerator 1 MW				Off-grid	Globaler Mittelwert
	Brennstoffkosten	Mittelwert ETA	Vermiedene Kosten Brennstoff	Vermiedene Kosten HS-Verteil.	Vermiedene Kosten Gesamt	Brennstoffkosten	Mittelwert ETA	Vermiedene Kosten Brennstoff	Brennstoffkosten	dto. einschl. Transport	Mittelwert ETA	Vermiedene Kosten Gesamt	Mittelwert vermiedene Kosten	der vermied. Kosten
	EUR/kWh _{th}		EUR/kWh _{el}	EUR/kWh _{el}	EUR/kWh _{el}	EUR/kWh _{th}		EUR/kWh _{el}	EUR/kWh _{th}	EUR/kWh _{th}	EUR/kWh _{el}	EUR/kWh _{el}	EUR/kWh _{el}	EUR/kWh _{el}
2000	0,015	0,40	0,038	0,012	0,050	0,020	0,40	0,050	0,028	0,038	0,35	0,109	0,50	0,057
2004	0,020	0,41	0,049	0,012	0,061	0,025	0,40	0,063	0,030	0,040	0,35	0,114	0,45	0,067
2010	0,023	0,43	0,053	0,012	0,065	0,028	0,41	0,068	0,033	0,043	0,35	0,123	0,25	0,069
2020	0,026	0,46	0,057	0,011	0,068	0,031	0,42	0,074	0,036	0,046	0,35	0,131	0,22	0,071
2030	0,029	0,48	0,061	0,011	0,072	0,034	0,42	0,081	0,039	0,049	0,35	0,140	0,20	0,076
2040	0,033	0,50	0,066	0,010	0,076	0,038	0,42	0,091	0,044	0,054	0,35	0,154	0,20	0,081
2050	0,038	0,52	0,072	0,010	0,082	0,043	0,42	0,101	0,050	0,060	0,35	0,171	0,20	0,087
Anteile an Gesamtmarkt (konstant):					0,886	0,080			0,020				0,014	1,00
entsprechend Szenario MAX														

B) Preisanstieg: "Wirksamer Klimaschutz" = steigender CO ₂ -Aufschlag nach 2010; in 2020 = 20; in 2030 = 30 in 2040 = 40 und in 2050 = 50 EUR/t CO ₂														
	Netzeinspeisung Mittelspannung					Unterstützung dezentr.KW Gas-Ottomotor, 5 MW			Inselnetze Dieselgenerator 1 MW				Off-grid	Globaler Mittelwert
	Brennstoffkosten	Mittelwert ETA	Vermiedene Kosten Brennstoff	Vermiedene Kosten HS-Verteil.	Vermiedene Kosten Gesamt	Brennstoffkosten	Mittelwert ETA	Vermiedene Kosten Brennstoff	Brennstoffkosten	dto. einschl. Transport	Mittelwert ETA	Vermiedene Kosten Gesamt	Mittelwert vermiedene Kosten	der vermied. Kosten
	EUR/kWh _{th}		EUR/kWh _{el}	EUR/kWh _{el}	EUR/kWh _{el}	EUR/kWh _{th}		EUR/kWh _{el}	EUR/kWh _{th}	EUR/kWh _{th}	EUR/kWh _{el}	EUR/kWh _{el}	EUR/kWh _{el}	EUR/kWh _{el}
2000	0,015	0,40	0,038	0,012	0,050	0,020	0,40	0,050	0,028	0,038	0,35	0,109	0,50	0,057
2004	0,020	0,41	0,049	0,012	0,061	0,025	0,40	0,063	0,030	0,040	0,35	0,114	0,45	0,067
2010	0,023	0,43	0,053	0,012	0,065	0,028	0,41	0,068	0,033	0,043	0,35	0,123	0,25	0,069
2020	0,027	0,46	0,059	0,011	0,070	0,032	0,42	0,076	0,037	0,047	0,35	0,135	0,22	0,074
2030	0,032	0,48	0,067	0,011	0,078	0,037	0,42	0,088	0,043	0,053	0,35	0,152	0,20	0,082
2040	0,038	0,50	0,076	0,010	0,086	0,043	0,42	0,103	0,051	0,061	0,35	0,174	0,20	0,091
2050	0,045	0,52	0,086	0,010	0,096	0,050	0,42	0,118	0,060	0,070	0,35	0,199	0,20	0,101
Anteile an Gesamtmarkt (konstant):					0,886	0,080			0,020				0,014	1,00
entsprechend Szenario MAX														

Ausgangsquelle: "Ökologisch optimierter Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland" [BMU 2004]

Global/szenarien/POT-KOS; 8.12.04

Netzeinspeisung : Erdgaspreise für Kraftwerke

dezentrale Kraftwerke: Erdgaspreise Industrie = Preise Kraftwerke + zusätzl. Transportkosten (EUR/kWh_{th}):

0,005

Dieselgenerator: Großhandelspreise für Heizöl, mit Aufschlag für Transport von (EUR/kWh_{th}):

0,010

Off-Grid: orientiert sich mittelfristig an tatsächlichen PV-Kosten und langfristig an einem Grenzwert von 20 ct/kWh_{el}

auch CO₂-Rückhaltung in Kraftwerken) derzeit diskutiert wird. Die entsprechenden „Aufschläge“ auf Gas- und Ölkosten führen zu mittleren vermiedenen Stromkosten im Jahr 2050 von ca. 10 ct/kWh_{el}, also dem 1,8-fachen der heutigen vermiedenen Stromkosten, die den Gestehungskosten der Fotovoltaik gegenüberzustellen sind.⁶ Beide Preispfade werden zur Ermittlung von Differenzkosten und „Lerninvestitionen“ einer verstärkten PV-Markteinführung in Kapitel 5 benutzt. Die errechneten anlegbaren Kosten sind als relativ günstig anzusehen, wenn man die derzeitige Diskussion über den „Wert“ eingespeister solarer Elektrizität aus der Sicht der Energiewirtschaft verfolgt. Dabei ist bereits berücksichtigt, dass für einen Teil des PV-Stroms günstige Erlöse für Spitzenstrom erzielen können. Umgekehrt muss nämlich beachtet werden, dass - insbesondere bei wachsenden Anteilen der Fotovoltaik - Strommengen auch zu niedrigen Grundlastpreisen bewertet werden muss.

⁶ Eine Änderung der Anteile der einzelnen Marktsegmente führt ebenfalls zu einem anderen globalen Mittelwert der vermiedenen Stromkosten. Wird z.B. das PV-Marktvolumen 2050 des Szenarios SEE zu Grunde gelegt, sinkt der Anteil der netzeinspeisenden Anlagen auf ca. 80%. Der globale Mittelwert der vermiedenen Stromkosten liegt dann um ca. 5% höher als in Tab.8, was für die Gesamtaussage keinen wesentlichen Einfluss hat.

3 Technische Entwicklungsmöglichkeiten der Fotovoltaik

Die folgende Ausarbeitung beruht in wesentlichen Teilen auf der Auswertung der Fragebögen, die im Vorlauf zu dieser Untersuchung an die einschlägigen Institute des Forschungsverbunds Sonnenenergie verschickt wurden.

3.1 Wirkungsgrade

Durch die stetige Verbesserung der Wirkungsgrade von PV-Modulen ergeben sich eine Reihe von Vorteilen:

Bezogen auf die installierte PV-Leistung wird der Aufwand für Aufständigung, Unterkonstruktion und Montage der PV-Module geringer.

- Der Bedarf an Stellfläche auf dem Dach oder am Boden wird geringer.
- Die Kosten für die Verkapselung des Moduls werden, bezogen auf die Leistung, geringer.
- Für die Produktion der aktiven Zelle ergeben sich ökonomische Vorteile, wenn die Produktionskosten stärker von der zu bearbeitenden Fläche als von der Qualität der aktiven Schicht abhängen. Dies kann insbesondere bei Dünnschichtzellen der Fall sein.

Im günstigsten Fall konstanter Kosten je m² PV-Fläche bei gleichzeitig zunehmender Leistung folgt aus einer Verdopplung des Wirkungsgrades eine Halbierung der leistungsbezogenen Kosten des PV-Moduls. Letztendlich sind jedoch die Kosten des PV-Stroms entscheidender und nicht der Wirkungsgrad der Module, mit welchem er erzeugt wurde.

Tabelle 9: Wirkungsgrade von Solarzellen und -modulen bei Standardbedingungen

	Siliziumtechnologie			CIS	
	mono-Si	multi-Si	Dünnschicht (Tandem)	CuInSe ₂	CuInS ₂
Laborzellen					
kleinflächig (ca. 1 cm ²)	24,7%	20,3%	11-12%	19,3%	13%
großflächig (ca. 150 cm ²)	21,5%	17,6%	-	-	-
Modulprodukt gegenwärtig					
erreichte Bestwerte	17%	14,5%	8-9% (Prototyp)	12%	-
gut/typisch	13,5%	13%	-	11%	8,5% (projektiert)
Modulproduktion, Zukunft					
in ca. 10 Jahren	20%	18%	9-12%	15%	15%
in ca. 30 bis 40 Jahren	22%	22%	15 – 18%	20%	-

Tabelle 9 zeigt die Wirkungsgrade von PV-Zellen und -modulen, welche sich aus einer Auswertung der an die FVS-Institute versandten Fragebögen ergibt. Die derzeit auf dem Markt befindlichen Module mit aus Si-Blöcken (Ingots) geschnittenen Wafern erreichen Wirkungsgrade von 13%. Die auf dem Markt befindlichen CIS-Module erreichen etwas geringere Werte. Für Dünnschicht (Tandem-)Zellen auf der Basis von Silizium, welche in Deutschland bis-

her nur als Prototypen produziert wurden, wurden deutlich geringere Werte von 8,5% gemessen. Auch die projektierten Werte für eine im Bau befindliche Fabrik für kostengünstige CIS-Module werden mit 8-9% angegeben.

Technische Verbesserungen können zukünftig für alle Arten von PV-Modulen erwartet werden. Für monokristallines Silizium (mono-Si) haben sich die im Labor erreichten Spitzenwerte für kleinflächige Zellen in den letzten Jahren kaum verbessert. Die physikalischen Eigenschaften von mono-Si sind aufgrund der einfachen einkristallinen Struktur relativ gut verstanden. Es wird daher auch für die Zukunft kaum mit Verbesserungen bei den Spitzenwirkungsgraden gerechnet. Die Entwicklung zielt bei mono-Si auf eine Annäherung der in der Massenproduktion erreichten Wirkungsgrade an die Laborwerte sowie auf eine Verringerung der Verluste, die sich bei der Einbettung der Zelle in das wetterfeste Modul ergeben. Bei Zellen aus multikristallinem Silizium (multi-Si) wird zusätzlich versucht, die den Wirkungsgrad beeinträchtigenden Effekte an den Korngrenzen zwischen den Kristallflächen zu minimieren. Langfristig wird gleichermaßen für mono-Si und multi-Si mit einem Anstieg des Modulwirkungsgrades auf 22% gerechnet.

Auch bei CIS-Modulen und Dünnschicht-Si-Modulen wird mit deutlichen Verbesserungen gerechnet. Mittelfristig wird dennoch der bisherige Abstand zu den Modulen aus mono-Si in etwa erhalten bleiben, nämlich 5%-Punkte für CIS-Module und 9%-Punkte für Dünnschicht-Si. Langfristig kann auch für Dünnschichtzellen mit einem zunehmendem Verständnis der komplexen physikalischen Wirkungsmechanismen gerechnet werden und in der Folge mit einer gezielten Verbesserung der Herstellungsprozesse und einer weiteren Erhöhung des Wirkungsgrades. Gemäß der Auswertung der Fragebögen verkürzt sich hierdurch der Abstand zwischen den kristallinen Silizium- und der Dünnschichttechnologien auf etwa 2%-Punkte.

Tabelle 9 zeigt auch, dass langfristig mit einer Verbesserung des Wirkungsgrades von Solarzellen um ungefähr den Faktor 1,7 gerechnet werden kann und zwar sowohl für kristalline als auch für Dünnschichtmodule. Allein durch die Verbesserung des Wirkungsgrades können daher die PV-Kosten um bis zu eben diesem Faktor gesenkt werden – vorausgesetzt, dass die Verbesserung des Wirkungsgrades nicht zu Lasten der (flächenbezogenen) Produktionskosten geht. Dies ist ein wichtiger Beitrag zur insgesamt notwendigen Kostenreduktion um den Faktor 4 (vergleiche Abschnitt 3.3.1). Es wird aber auch deutlich, dass eine Verbesserung des Wirkungsgrades allein nicht ausreichen wird, um das langfristig anzustrebende Kostenziel zu erreichen. Die übrigen Lernprozesse müssen noch stärker als die Verbesserung des Wirkungsgrades zu einer Kostensenkung beitragen.

Umgekehrt wirkt sich eine Verbesserung des Wirkungsgrades gerade auf solche Kostenbereiche aus, welche einer wissenschaftlichen Weiterentwicklung weitgehend unzugänglich sind, nämlich den Aufständigungs- und Montagekosten. Diese liegen heute selbst für Großanlagen noch bei etwa 70 €/m² (vgl. Abschnitt 4.1.3). Die Bedeutung dieser Kosten nimmt ab, je größer der Wirkungsgrad der Solarmodule ist. Beim derzeitigen Modulwirkungsgrad von ca. 13% ergeben sich noch Aufständigungs- und Montagekosten von 0,54 €/W_p. Dieser Wert ist für eine langfristige Konkurrenzfähigkeit der PV am Strommarkt noch deutlich zu hoch. Hier müssen Kostensenkungen aufgrund von zunehmender Erfahrung mit Windlasten auf das Gestell und Biegebeanspruchung der Module sowie der Langzeitstabilität von Aufständigungen mit Verbesserungen des Wirkungsgrades aufgrund von wissenschaftlicher Forschung zusammenwirken, um auch in diesem Teilbereich Kostenreduktionen um etwa einen Faktor 4 zu erreichen.

3.2 Materialbedarf

Wenn Fotovoltaik zukünftig energiewirtschaftlich relevante Beiträge liefern soll, entsteht ein hoher Materialbedarf für die Herstellung der dazu erforderlichen PV-Module. Dies kann für einzelne Rohstoffe zu Problemen bei der Verfügbarkeit führen. Hierzu gehören überraschenderweise insbesondere die Materialien, welche für Dünnschichtzellen in an sich nur relativ geringen Mengen benötigt werden, nämlich Indium, Tellur Gallium und Germanium. Hinzu

kommt Silber, welches derzeit noch in größeren Mengen für die Kontaktierung der Zellen benötigt wird, aber zukünftig ggf. auch durch andere Materialien ersetzt werden könnte.

Im folgenden wird die Verfügbarkeit des Indium diskutiert, da in den Antworten aus den Fragebögen die übrigen seltenen Elemente keine Rolle spielen. Weiterhin wird das notwendige Wachstum von Rohsilizium erläutert.

3.2.1 Rohstoffverfügbarkeit von Indium

Die Diskussion um eine ausreichende Rohstoffverfügbarkeit für die bei der PV-Produktion benötigten Materialien konzentriert sich hauptsächlich auf Indium, welches für die CIS-Dünnschichtzelle benötigt wird. Im Folgenden werden daher zunächst die heutigen Verhältnisse am Indiummarkt sowie die Prognosen für die nähere Zukunft beschrieben und daran anschließend die möglichen Auswirkungen eines zusätzlichen Indiumbedarfs aufgrund eines stark wachsenden Marktes für CIS-Module.

Indium wird heute fast ausschließlich als Nebenprodukt der Zinkerzeugung gewonnen. Die noch vorhandenen weltweiten Ressourcen wurden vom U.S. Geological Survey im Jahr 1997 auf 2600 t geschätzt [USGS 1997]. Aus heutiger Sicht erscheint diese Schätzung als viel zu gering, da in den 8 Jahren von 1997 bis 2004 bereits etwa 2400 t an Indium gewonnen wurden. Die Ressourcen, welche zusätzlich zu den Reserven aber zu teilweise deutlich höheren Kosten gefördert werden können, werden von [Andersson 2000] auf 310 000 t geschätzt.

3.2.2 Indiummarkt

Seit 1980 hat sich die Produktion von Indium vervierfacht. Die zusätzliche Menge resultiert hauptsächlich aus einem verbesserten Trennungsprozess bei der Verarbeitung des Zinkerzes und nicht aus einer zusätzlichen Förderung von Erz resultiert /Andersson 2000/. Der zusätzliche Bedarf an Indium resultiert aus der Produktion von LCD-Displays. Der Anteil dieses Marktsegments am gesamten Indiumbedarf beträgt heute (2003) 75% (Abb. 8). Es ist davon auszugehen, dass dieses Marktsegment aufgrund besserer und billigerer LCD-Technologie (z.B. für Fernsehbildschirme) rasch und andauernd weiter wachsen wird. Von 2003 bis 2006 wird daher mit einem Wachstum des jährlichen Indiumbedarfs von 400 t auf 750 t gerechnet (Wachstumsrate 30%/a) [O'Neill 2004].

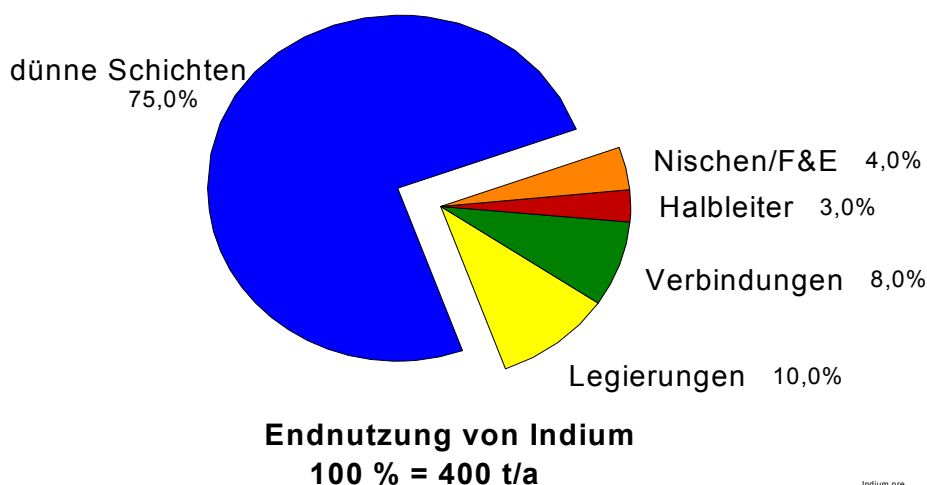


Abb. 8: Heutige Nutzung von Indium [O'Neill 2004]

Die Versorgung mit Primärindium wird mit diesem Bedarfszuwachs nicht Schritt halten können. Bis 2006 wird hier nur mit einem Anstieg von 310 t/a auf 370 t/a gerechnet. Die verbleibende Lücke muss mit rezykliertem Sekundärindium geschlossen werden. Hierzu gibt es ein großes Potenzial, da beim Sputtern der LCD-Displays etwa 85% des Indiums nicht das Substrat erreichen sondern sich an den Wänden der Beschichtungsapparatur absetzen.

Für Anstrengungen, die Recyclingraten zu erhöhen, gab es bis vor kurzem wenig Anlass⁷, denn seit 1995 ist der Preis für Indium von 550 US \$/kg ziemlich kontinuierlich bis auf 60 US \$/kg in 2002 gefallen. Aber seitdem stieg der Preis wieder bis auf 600 US \$/kg, da der zunehmende Bedarf an Indium mit einem Rückgang des Angebots aufgrund von Schließungen von Zink-Minen in China und von einer Zinkerzverarbeitungsanlage in Frankreich zusammenfiel [O'Neill 2004]. Ohne dies näher zu begründen, rechnet O'Neill trotz der zunehmenden Nachfrage damit, dass die Indiumpreise sich zukünftig dennoch wieder stabilisieren werden.

3.2.3 Spezifischer Bedarf und Kosten für Indium in CIS-Modulen

Der Bedarf an Indium für die Produktion von CIS-Modulen wurde bei den Instituten des FVS erfragt. Die Ergebnisse der ausgewerteten Fragebögen sind in Tabelle 10 dargestellt. Bei der Einschätzung des auch zukünftig noch notwendigen Bedarfs an Indium zeigt sich eine deutliche Streuung der Antworten.

Zusätzlich wird in der Tabelle die resultierende Kostenspanne für das bei der Produktion der CIS-Module eingesetzte Indium bei einem Indiumpreis von 500 bzw. 1000 €/kg angegeben. Auch bei einem gegenüber dem heutigen Stand deutlich erhöhten Indiumpreis von 1000 €/kg bleibt der zukünftig Anteil der Indiumkosten an den langfristig anzustrebenden Herstellungskosten von 0,5 €/W_p gering (1%...7%), sodass Flexibilität vorhanden ist, bei etwaigem knappen Indiumangebot durch höhere Preis Anreize zu schaffen, weitere Indiumquellen zu erschließen⁸.

Tabelle 10: Heutiger und zukünftiger spezifischer Bedarf an Indium für die Produktion von CIS-Modulen und zugehörige Indiumkosten.

	Indiumbedarf		Indiumpreis	
	g/m ²	g/kW _p	€/kg	€/W _p
Stand der Technik	5,9 – 6,1	54 – 70	500	0,027 – 0,035 ⁹
Zukünftig machbar	1,2 – 5,2	6 – 35	1000	0,006 – 0,035

3.2.4 Langfristiger Indiumbedarf im Szenario SEE

Der Bedarf an Indium ist in den letzten Jahren deutlich gewachsen und wird auch ohne eine zusätzliche Nachfrage durch PV-Anwendungen weiter wachsen. Bis wenigstens zum Jahr 2010 wird der Bedarf an Indium für die Produktion von CIS-Modulen auch bei einem sehr raschen Aufbau von Produktionskapazitäten ohne Einfluss auf den Indiummarkt bleiben. Bis 2050 wird sich der Indiumbedarf für PV-Anwendungen aber auf jeden Fall bemerkbar machen, vorausgesetzt dass PV einen merklichen Anteil am Strommarkt und CIS-Module einen

⁷ Möglicherweise ist die Recyclingrate aber auch heute bereits bedeutsam. Von anderen Quellen als den bisher genannten wird sie mit 40% angegeben [Roskill 2003].

⁸ Bei den die heutige Indiumnachfrage dominierenden LCD-Displays ist der Indiumanteil an den Verkaufskosten allerdings nochmals um den Faktor 100 geringer [O'Neill 2004]. Bei einer etwaigen Konkurrenzsituation um knappes Indium werden sich daher stets die LCD-Displays gegen CIS-Module durchsetzen.

⁹ Die heutigen Materialkosten für das Sputtern von Cu/In werden mit 0,10 €/W_p angegeben [Sulfurcell 2004].

merklichen Anteil am PV-Markt haben. Tabelle 11 zeigt exemplarisch die Auswirkungen auf den Indiumbedarf, falls im Szenario SEE 10% der gesamten PV-Leistung von CIS-Modulen bereitgestellt würde. Dieser Prozentsatz stellt zumindest mittelfristig einen sehr hohen Anteil dar. Wird der Indiumbedarf im Jahr 2050 mit der heutigen Produktion von Primärindium in Höhe von etwa 330 t/a verglichen, so wird deutlich, dass auch bei einer Halbierung des heutigen spezifischen Indiumverbrauchs auf 35 g/kW_p neue Quellen für die Produktion von Indium erschlossen werden müssen¹⁰, um das in der Tabelle vorausgesetzte Szenario verwirklichen zu können. Dagegen erscheint ein jährlicher Indiumbedarf von maximal 85 t im Falle der deutlich stärkeren Reduktion des Indiumbedarfs auf 6 g/kW_p als unproblematisch, falls sich der zusätzliche Indiumbedarf für Bildschirme in Grenzen hält und sich die heutigen Hoffnungen auf verstärktes Recycling und eine Ausweitung der Produktion von Primärindium erfüllen.

Tabelle 11: Mittel und langfristiger Nachfrage nach Indium für CIS-Module im Szenario SEE.

Jahr	Installierte Leistung		Zubau	Indiumbedarf (6 – 35 g/kW _p)	
	Weltweit	davon CIS	(nur CIS)	Bestand	Zubau
	GW _p	GW _p	GW _p /a	T	t/a
2010	21	-	0,5 ¹¹	-	3 – 17
2020	200	20	3	120 – 700	18 – 105
2050	2440	244	14	1460 – 8500	85 – 500

3.2.5 Zukünftige Nachfrage nach Rohsilizium

Silizium ist zwar kein knapper Rohstoff, das als Ausgangsprodukt für Solarzellen erforderliche Rohsilizium muss allerdings aufwändig und energieintensiv bereitgestellt werden. Mit den angestrebten hohen Wachstumsraten der PV muss also auch der Aufbau neuer Produktionskapazitäten an Rohsilizium Schritt halten, wenn keine Engpässe oder unvorteilhaft hohe Preisanstiege eintreten sollen. Der derzeitige Gesamtbedarf an Rohsilizium für die Solarzellenindustrie liegt bei rund 12 000 t/a. Knapp das Doppelte wird derzeit noch von der Elektronikindustrie benötigt, der „solare“ Anteil hat also inzwischen bereits einen beträchtlichen Wert angenommen. Die historisch gewachsene Nutzung von „Abfallsilizium“, weniger reinem („solar grade“) oder Überschusssilizium für solare Zwecke ist daher zukünftig nicht mehr praktikierbar. Das zeigt sich auch in dem in jüngster Zeit gestiegenen Preis für diesen Rohstoff. Der derzeitige Preis von Rohsilizium, der bei 32 US \$/kg liegt, dürfte nach Aussagen in [CLSA 2004] erst wieder gegen Ende des Jahrzehnt unter die 25 US \$/kg Marke sinken und dies auch nur, wenn bis dahin deutlich größere Produktionskapazitäten zur Verfügung stehen.

Für die Produktion kristalliner Si-Zellen wird derzeit zwischen 12 und 15 kg Rohsilizium je kW_p Leistung benötigt. Durch verbesserte Produktionsverfahren, weitere Verringerung der Schichtdicke und Steigerung des Wirkungsgrads wird sich dieser Wert weiter verringern lassen. Für den Zeitpunkt 2010 wird mit einer Reduktion auf rund 10 kg/kW_p gerechnet [CLSA 2004]. Langfristig werden noch deutlich niedrigere Werte angestrebte bis hin zu etwa 2 kg/W_p; eine eher vorsichtige Schätzung ist daher eine Halbierung des heutigen Wertes bis

¹⁰ Dies erscheint möglich, da die mittlere Konzentration von Indium in der Erdkruste genauso hoch ist wie die von Silber. Von Silber wird aber jährlich etwa die 50-fache Menge gefördert [BGR 2002]. Da Indium dann nicht mehr wie bisher als Nebenprodukt der Zinkerzeugung gewonnen würde, muss allerdings mit steigenden Förderkosten gerechnet werden.

¹¹ Der Aufbau von Produktionslinien für CIS-Module mit einem Output von 100 MW_p/a wird von den Wissenschaftlern des FVS ab den Jahren 2008 bis 2010 für möglich erachtet.

etwa 2020. Bei den derzeitigen und auch in Zukunft für erforderlich gehaltenen Wachstumsraten des PV-Marktes wird trotz dieser als erreichbar angesehenen Reduktion des spezifischen Siliziumbedarf die Nachfrage nach Rohsilizium bereits in naher Zukunft beträchtlich steigen. Legt man das Wachstum des Szenarios SEE zugrunde und unterstellt eine eher optimistische Entwicklung des Dünnschichtzellenmarkts (wobei berücksichtigt ist, dass einigen Dünnschichtzellen ebenfalls Silizium benötigen), so wächst die Nachfrage nach Rohsilizium bis zum Jahr 2020 entsprechend Tabelle 12. Ersichtlich ist, dass bereits um 2008 die erforderlichen Produktionskapazitäten das Volumen des derzeitigen gesamten Weltmarktes für Rohsilizium und im Jahr 2020 das Fünffache dieses Wertes bzw. das Fünfzehnfache des derzeitigen Marktes an „Solarsilizium“ betragen werden.

Tabelle 12: Bedarf an Rohsilizium bis 2020, um das Wachstum des globalen PV-Marktes gemäß Szenario SEE zu befriedigen

	2004	2006	2008	2010	2015	2020
Spez. Verbrauch, kg/kW _p	13,0	12,0	11,0	10,0	8,0	6,5
Marktanteil Dünnschicht, %	9,4	9,0	9,4	10,1	13,7	23,0
Bedarf Rohsilizium, 1000 t/a	12,6	21,0	34,7	55,7	129,4	189,0

3.3 Mögliche Kostenuntergrenzen

3.3.1 Benchmark für die Herstellungskosten von Modulen

Der Systempreis für komplett installierte PV-Anlagen muss langfristig auf ca. **1 €/W_p** sinken, um nicht nur in Nischenmärkten sondern auch bei der Einspeisung in Netze im freien Wettbewerb bestehen zu können (vgl. Kap. 5). Für eine Diskussion der aus technischer Sicht erreichbaren Kostenuntergrenzen eignet sich am besten eine Analyse der reinen Herstellungskosten, da die übrigen Kostenbestandteile einer Anlage einer noch größeren Streuung unterworfen sind und außerdem eine Benchmark für die zu erreichenden Herstellungskosten von Modulen für die Forschung von größerer Bedeutung ist als etwa ein Zielwert für die Installationskosten.

Um eine Benchmark für die Herstellungskosten zu erhalten, ist eine Aufgliederung der Kosten für schlüsselfertige Systeme notwendig. Für die in den letzten Jahren in Deutschland und Holland üblichen Anlagen auf Dächern kann mit einem Anteil der Modulkosten von 60% gerechnet werden [Schaeffer et. al 2004]¹². Die übrigen Kosten (40%) entfallen auf die übrigen Anlagenkomponenten (Wechselrichter, Verkabelung...) und die Installationsarbeit. Diese Kostenaufteilung kann auch in zukünftigen Systemen erwartet werden unter der Voraussetzung, dass die zukünftig vermutlich geringeren Einsparmöglichkeiten bei den Installationsarbeiten kleiner Dachsysteme durch wachsende mittlere Anlagengröße oder bei BIPV¹³ durch Einsparungen an der Gebäudehülle kompensiert werden können.

Die Frage nach dem Anteil der Kosten von Installation und Wechselrichter etc..¹⁴ wurde in zwei der versandten Fragebögen beantwortet. Dem gemäß liegt der Anteil von Peripherie und Installation zwischen 25% und 35%. Zukünftig könnte nach divergierender Einschätzung der befragten Experten dieser Anteil in etwa konstant bleiben oder auf 53% steigen. Diese

¹² Umsatzanalysen von Bankexperten ergeben einen deutlich geringeren Anteil für den Modulpreis von nur 44% [Photon 10/2004]. Japanische Quellen [Kurokawa 2003] rechnen mit Anteilen der Module an den Gesamtkosten von 52%.

¹³ BIPV = Building Integrated PV.

¹⁴ Dieser Teil des Systems wird häufig mit BOS (Balance of System) bezeichnet.

Antworten weisen einerseits auf eine Tendenz von Forschungseinrichtungen hin, die Kosten, welche außerhalb des technischen Bereichs entstehen zu unterschätzen und andererseits auf eine große Streubreite zukünftig möglicher Entwicklungen.

Die dem Techniker und Forscher vergleichsweise vertrauten Herstellungskosten der Module sind nur ein Teil des Verkaufspreises der Module. Hinzu kommen die Kosten für Lager, Transport, Marketing, Entwicklung, Vertrieb, Verwaltung, technische Unterstützung des Kunden, Rabattmargen für Wiederverkäufer und der Gewinn. Dies Kosten für den Overhead können höher als die reinen Herstellungskosten sein¹⁵. Bei PV-Modulen ist der Anteil des Overheads zwar deutlich geringer. Aber selbst unter der optimistischen Annahme, dass der Anteil des Overheads am Modulverkaufspreis bei nur 25% und der Anteil des Modulpreises am Systempreis bei 65% liegt, verbleibt für die reinen Herstellungskosten nur ein Anteil von knapp 50% am Preis für die schlüsselfertige Anlage (vgl. dazu Abschnitt 4.1.1). Dies bedeutet, dass von dem oben genannten Systempreis von 1 €/W_p nur noch etwa **0,5 €/W_p** als Benchmark für die langfristig anzustrebenden Herstellungskosten für PV-Module verbleibt.

Die niedrigsten Werte für heutige Herstellungskosten von kristallinen Siliziummodulen liegen gemäß den ausgewerteten Fragebögen bei etwa 2 €/W_p. Dies ist in Übereinstimmung mit Literaturangaben von 2,10 US \$/W_p ([ADL 2000], Kostenstand 2000), wobei bei einem Vergleich neben dem schwankenden Wechselkurs auch die jährlich um 5% sinkenden Verkaufspreise (und vermutlich auch der Herstellungskosten) zu berücksichtigen sind. Von [Rogol 2004] werden die typischen heutigen Herstellungskosten mit 1,60 €/W_p beziffert. Der geringste Verkaufspreis der Module wird in den Fragebögen mit 2,50 €/W_p angegeben. Diese Kostenangaben und Verkaufspreise bestätigen den obigen Ansatz von ca. 25% für den Overhead der Modulproduktion. Für schlüsselfertige PV-Systeme werden die günstigsten Kosten bei Großanlagen erreicht. Ein Beispiel hierfür ist die 1,84 MW_p-Anlage in Höslwang mit einem Verkaufspreis von 4,05 €/W_p¹⁶ [Verkaufsprospekt 2004]. Auch diese Zahl belegt, dass auch unter günstigen Randbedingungen die Herstellkosten der Module noch weniger als die Hälfte der Gesamtkosten eines PV-Systems ausmachen. Die ambitionierte Benchmark von 0,5 €/W_p für die Herstellung der PV-Module wird hierdurch bestätigt.

3.3.2 Materialkosten

Die Herstellungskosten eines Moduls können weiter in Material, Arbeit und Abschreibung der Produktionsanlagen unterteilt werden. Durch zunehmende Größe der Produktionsanlagen und Automatisierung lassen sich, bei gegebener PV-Technologie die Arbeits- und Abschreibungskosten schneller als die Materialkosten reduzieren. Daher eignet sich die Untersuchung der Materialkosten für die Bestimmung von Kostenuntergrenzen.

Systematische Untersuchungen zu Kosten und Kostenstruktur der Herstellung fünf verschiedener Typen von PV-Modulen (CZ-Si, Cast-Si, a-Si, CdTe und CIS) wurden von Arthur D. Little durchgeführt [ADL 2000]. Die höchsten Materialkosten werden mit 1,50 US \$/W_p für CZ-Si-Module angegeben. Für die übrigen Technologien werden etwa 1,10 US \$/W_p genannt, was etwa der Hälfte der gesamten Herstellungskosten entspricht. Für zukünftige (2020) und größere (100 MW statt 10 MW) Fabriken wird für die Dünnschichtzellen nur mit einer geringen (und nicht weiter spezifizierten) Abnahme der Materialkosten um ca. 10% gerechnet, für die beiden verbleibenden Si-Techniken mit dem Doppelten. Die Materialkosten liegen damit immer noch bei knapp 1 US \$/W_p.

Untersuchungen für eine geplante 5 MW_p Fabrik für CIS-Module, auf welche einer der ausgewerteten Fragebogen hinweist, kommen für die heute anzusetzenden Materialkosten zu

¹⁵ Eine sehr detaillierte Kostenanalyse von Flachkollektoren zur Wärmebereitstellung aus dem Jahr 1996 zeigt, dass vom damaligen mittleren Listenpreis für Endkunden von 760 €/m² nur ein Drittel auf die Herstellungskosten entfiel und der Rest auf den oben aufgezählten Overhead [Mangold 1996].

¹⁶ Ohne die Vorlaufkosten (z.B. für Gesellschaftsgründung oder Prospekterstellung, insgesamt 10% des Gesamtinvestitionsvolumens) für die Kommanditgesellschaft, welche die Anlage zum o.a. Preis erworben hat.

einem ähnlichen Ergebnis von 1,09 €/W_p [Sulfurcell 2004]. Es wird allerdings mit deutlich höheren zukünftigen Einsparungen bei den Materialkosten gerechnet. Bei unveränderter Fertigungstechnik könnten allein aufgrund einer Vervielfachung der Fabrikgröße 25% der Materialkosten eingespart werden.

Zu deutlich optimistischeren Werten bezüglich der Materialkosten für Dünnschichtzellen kommt die APAS Studie. Für a-Si oder CIS wurde dort für eine 60 MW_p-Produktionslinie mit Materialkosten von 0,31 €/W_p gerechnet (bei Herstellungskosten von insgesamt 0,60 €/W_p) [APAS 1997]. Eine detaillierte Aufschlüsselung der Materialkosten wird in dem zitierten Artikel allerdings nicht gegeben.

Mit langfristig noch geringeren Materialkosten für Dünnschichtzellen von 0,19 US \$/W_p rechnet Zweibel [Zweibel 1999]. Bei der Herleitung wird von heutigen Kosten für eine nach einem von der Firma First Solar zur Verfügung gestellten Computer-Programm ausgelegten 20 MW_p-Fabrik (CdTe) ausgegangen. Es ergeben sich flächenspezifischen Herstellungskosten von 90 US\$/m², entsprechend 1,12 US \$/W_p bei einem Modulwirkungsgrad von 8%, davon etwas mehr als die Hälfte für das Material. Für die Zukunft wird das aus dem im Strommarkt anlegbaren Preisen ermittelte Kostenziel für die Herstellungskosten von 0,33 US \$/W_p mit einem Kostenansatz von 50 US \$/m² für das ganze Modul (davon 28 US \$/m² für das Material) und einem Wirkungsgrad von 15% erreicht. Zweibel schätzt die zukünftig angestrebte Minderung bei den Materialkosten als das am schwierigsten zu erreichende Teilziel der angestrebten und für möglich erachteten Kostenreduktion ein.

Ein allen untersuchten Technologien gemeinsamer Teil der Herstellungskosten ist die Verkapselung des PV-Moduls. Deren Kosten werden mit 75 €/m² für Dünnschichtzellen angegeben und für kaum reduzierbar gehalten [Karg 2004]. Allein die Kosten für die beiden Glascheiben des Moduls belaufen sich auf etwa 21 € je m² PV-Modul [Sulfurcell 2004]. Bei heutigen Modulwirkungsgraden zwischen 7% und 14% resultieren hieraus Glaskosten von 0,15 bis 0,30 €/W_p, was bereits einen merklichen und ohne grundlegende Änderungen bei der Verkapselungstechnik kaum reduzierbaren Anteil am Kostenziel darstellt. Kommen noch weitere Verkapselungskosten hinzu, ist ohne deutliche Kostenverbesserungen die oben genannte Benchmark nicht mehr erreichbar.

Speziell für die kristallinen Si-Solarzellen ist das hochreine Ausgangsmaterial für den Wafer mit derzeit 0,40 €/W_p ein wichtiger Kostenfaktor (bei einem Bedarf an solargrade Silizium von 13 kg/kW_p und einem Preis von 30 €/kg). An diesem Materialbedarf hat sich in den letzten Jahren nur wenig geändert. Ein Ziel der Entwicklungsarbeiten im FVS ist eine Reduktion des Siliziumbedarfs mit Hilfe von dünneren Wafern und Minimierung des Verschnitts bis zu einem Faktor 8 auf 2 kg/W_p. Dies würde diesen heute noch kritischen Kostenfaktor erheblich entschärfen. Mittelfristig werden Reduktionen bis ca. 10 kg/kW_p (2010) und 6,5 kg/kW_p (2020) für möglich gehalten (vgl. Abschnitt 3.2.5).

Mit Hilfe der an die Institute des FVS verschickten Fragebögen wurde versucht, die Kostenuntergrenzen für die verschiedenen PV-Technologien zu ermitteln. Die Antworten streuen zwischen 0,3 und 1,1 €/W_p für die Herstellungskosten von Modulen. Die höheren Kosten beziehen sich dabei auf konkret durchgerechnete Fabrikationsanlagen und sind daher mit dem erst langfristig zu erwartenden günstigeren Teil des angegebenen Kostenbandes nicht direkt vergleichbar.

Zusammenfassend ist erkennbar, dass nach Einschätzung der Experten die für die Herstellungskosten gesetzte Benchmark langfristig erreichbar ist. Sicher wird dies jedoch noch nicht mit der nächsten Generation von Produktionsanlagen möglich sein. Erreichbar wird eine konkurrenzfähige Netzeinspeisung von PV-Strom nur bei weiteren deutlichen technologischen Fortschritten, die sich erst in der übernächsten Generation von Fertigungsanlagen sichtbar auswirken dürfte. Die oben angeführte untere Grenze der in den Fragebögen angegebenen Herstellungskosten wird beispielsweise aufgrund einer Reduktion der eingesetzten Materialmengen bzw. des Gewichtes des Moduls um den Faktor 40 erreicht. Ideen, wie dies möglich sein könnte, sind vorhanden, werden aber für ihre Umsetzung noch längere Entwicklungsschritte und eine stufenweise Umsetzung in die entsprechende Produktionstechniken

erfordern. Die Analyse zu den Differenz- und Lernkosten eines PV-Ausbaus in Kapitel 5 gehen dementsprechend vom Erreichen der Systemkosten-Benchmark von 1 €/W_p günstigstenfalls in den Jahren 2025-2030 aus.

3.4 Erforderliche technologische Weiterentwicklung

Für die zukünftige Entwicklung von PV gibt es ein dominierendes Hauptproblem: die Kosten. Für alle bisher kommerziell gehandelten Solarmodule und PV-Anlagen müssen für alle Kostenpositionen (Beschaffung der Ausgangsmaterialien, Zellen- und Modulherstellung, Wechselrichter, Montage, Vertrieb) noch kostengünstigere Lösungen gefunden werden. Anderenfalls wird es der PV schwer fallen, sich in energiewirtschaftlich relevantem Maßstab durchzusetzen. Im Einzelnen gibt es für die verschiedenen Zell- und Modultypen mehrere Bereiche, in denen vordringlich weitere Verbesserungen entweder durch geeignete F&E – Aktivitäten oder durch entsprechende Investitionen erreicht werden sollte [u.a. PVNET 2004].

Si-Wafer-Technologien:

- Ein akutes Problem liegt in der Bereitstellung von kostengünstigem Ausgangsmaterial (die bisher genutzten Si-Abfälle aus der Elektronik-Industrie reichen mengenmäßig nicht mehr aus). Die Beseitigung dieses drohenden Engpasses wird derzeit durch den Aufbau von neuen Produktionsanlagen zur Herstellung von „solar grade“ Silizium, dessen Reinheit für die Nutzung in Solarzellen ausreicht, angegangen¹⁷. In einigen Jahren dürfte der stark wachsende Bedarf an „solar grade“ Silizium deshalb gedeckt werden können. Bis dahin besteht aber die Gefahr eines dadurch gebremsten Marktwachstums.
- Durch neue Produktionsanlagen können Kostensteigerungen abgefangen werden, die bei weiterer Verwendung von „electronic grade“-Silizium angefallen wären. Eine weitere Reduktion der bisherigen Kosten für das Ausgangsmaterial ist jedoch zusätzlich erforderlich. Deshalb ist auch eine weitere Reduktion des Materialbedarfs notwendig. Geringere Mengen des reinen Ausgangsmaterials werden benötigt, wenn die Si-Wafer nicht aus einem Block gesägt (Sägeverluste), sondern als Bänder oder Platten direkt aus einer Siliziumschmelze gezogen werden. Bei diesen Technologien werden allerdings wegen Verunreinigungen, die aus dem Herstellungsprozess resultieren, noch nicht die gleichen Wirkungsgrade wie bei den gesägten Wafern erreicht. An weiteren Verfahren zur Materialeinsparung, welche möglicherweise einen gleitenden Übergang zu Dünnschichttechnologien ermöglichen, wird geforscht [z.B. ISE 2003].
- Ein Problem bei der Verwendung von immer dünneren Siliziumwafern ist, dass kristallines Silizium für das auftreffende Sonnenlicht relativ transparent ist. Daher müssen bei sehr dünnen Wafern Lichtleittechniken („light trapping“) eingesetzt werden, damit nahezu jedes auf die Zelle auftreffende Photon absorbiert wird und ein Elektron-Loch-Paar erzeugt.
- Ein grundsätzliches Problem der Wafer-Technologie ist das Handling der sehr fragilen Wafer. Dies kann entschärft werden, wenn es gelingt, die Dicke der Wafer soweit herabzusetzen, dass sie flexibel werden. Es verbleibt aber auch dann noch der Aufwand, welcher nötig ist, in jedem Modul mehrere Wafer zu positionieren und miteinander zu verbinden.

¹⁷ Materialkosten für metallurgisches Silizium ca. 1,5 €/kg, für „electronic grade“ Silizium ca. 40 €/kg, für „solar grade“ Silizium voraussichtlich ca. 25-30 €/kg [Wacker 2004].

Dünnschichttechnologien:

- Für alle Dünnschichttechnologien gibt es noch keine Anlagenbauer, welche Erfahrung in dem Aufbau entsprechender großer Produktionsanlagen haben. Jede neue Anlage ist daher ein Unikat. Im Fertigungsbetrieb erkannte Verbesserungsmöglichkeiten können sich erst wieder in der nächsten Anlagengeneration auswirken, was mögliche Kostensenkungen im Zeitablauf begrenzt. Für amorphes Silizium verbessert sich die Anbieterlage gegenwärtig deutlich. U. a. kann diese Technologie von der raschen Entwicklung bei den TFTs (Thin film transistor) für Flachbildschirme und den dort entwickelten Abscheidetechniken profitieren [Hoffmann 2005]. Auch bei anderen Dünnschichtzellentechnologien ist in den nächsten Jahren ein sehr rascher Aufbau zusätzlicher Produktionskapazitäten geplant, was im Falle einer Umsetzung zu einer Verkürzung der o. g. zeitlichen Begrenzung führen kann.
- Dünnschichtzellen haben vergleichsweise geringere Wirkungsgrade (mit Ausnahme von vielleicht CIS), woraus höherer Flächenbedarf, höherer Aufwand für die Verkapselung und höhere Montagekosten resultieren. Potenziell deutliche Kostensenkungsmöglichkeiten werden dadurch beeinträchtigt.
- Gegenüber den kristallinen Siliziumzellen fehlt bei den Dünnschichtzellen noch ein besseres Verständnis der Prozesse, welche bei der photoelektrischen Stromerzeugung in den Materialien ablaufen. Gezielte Verbesserungen und Kostensenkungen würden erheblich erleichtert, wenn hier deutliche Erkenntnisfortschritte gemacht werden könnten.
- Trotz des geringen Materialbedarfs der aktiven Schicht ist auf mögliche Umweltwirkungen zu achten (wegen des Einsatzes von Cd in CIS- und CdTe-Zellen). Auch Verfügbarkeits- bzw. daraus entstehende Kostenprobleme bei den Zellmaterialien Ga, Ge, In und Te müssen sorgfältig beachtet und bei deutlich wachsenden Märkten rechtzeitig angegangen werden, (betroffen sind CIS, CdTe, GaAs).
- Für a-Si ist die Langzeitstabilität des Wirkungsgrades noch nicht hinreichend gesichert (Stäbler-Wronski-Effekt). Durch eine teilweise Kristallisation des amorphen Materials kann diesem Problem zwar begegnet werden, es nimmt jedoch die Lichtdurchlässigkeit des Materials zu, so dass dickere Zellschichten abgeschieden werden müssen. Um kostengünstig zu bleiben, sind dazu die Abscheideraten deutlich zu steigern. Alternativ ist ein verbessertes „light trapping“ möglich. Größere Fortschritte wurden hierzu bereits im Labor erzielt. So konnte die Zeit für die Abscheidung der erforderlichen Schichtdicke für kleinflächige Zellen bis auf ca. 15 Minuten reduziert werden [Rech 2005]. Für a-Si-Module wird bereits eine Gewährleistung von 20 Jahren gegeben [Hoffmann 2005].
- Zellen aus III-V-Halbleiterschichten (z.B. GaAs) sind bisher sehr teuer, da sowohl das Substrat, auf welchem die Schichten aufgebracht werden, sehr teuer ist, als auch die bisher erreichte Wachstumsgeschwindigkeit der Schichten aus der Gasphase sehr langsam ist. Mit diesen Zellen können dafür bei konzentriertem Sonnenlicht sehr hohe Wirkungsgrade erreicht werden. Es wird daher versucht, billige Konzentratoren und billige Nachführsysteme zu entwickeln. Allerdings muss hier die Zelle, auf welche das Sonnenlicht konzentriert wird, kostengünstig kühl gehalten werden.

Neuere Zelltypen befinden sich generell noch in Labor- oder frühen Pilotphasen. Ihre Eignung zu kostengünstiger großtechnischer Fertigung muss erst noch erbracht werden:

- Grätzel- und Polymerzellen weisen bis heute nur einen unbefriedigend geringen Wirkungsgrad auf (< 5%). Die zukünftigen Hoffnungen liegen darin, dass eine billige Produktion ohne den Einsatz teurer Vakuumtechnologie möglich ist und dass nur billige Ausgangsmaterialien eingesetzt werden müssen.

- Die Grätzel-Zelle erfüllt bisher die Spezifikationen nicht, welche bei einem Einsatz im Freien gestellt werden müssen (20 Jahre Stabilität bei Temperaturen zwischen - 40°C und +85°C).
- Die Prozesse in der Polymerzelle sind noch besonders schlecht verstanden. Es ist daher nicht erkennbar, ob der bisher ungenügende Wirkungsgrad von 2 bis 5% noch deutlich verbessert werden kann.

3.5 Nischenmärkte

Nischenmärkte werden von den Bearbeitern der Fragebögen nur im Bereich der Dünnschichtzellen gesehen. Allen Dünnschichtzellen gemeinsam ist die Möglichkeit, flexible Zellen und Module zu konstruieren. Vorteile haben hier die Zelltypen, deren photoaktive Schichten bei geringen Temperaturen abgeschieden werden können, so dass billige, ebenfalls flexible Substrate eingesetzt werden können. Hierdurch wird die Beschichtung von Zeltbahnen oder Bekleidung möglich. In diesem Nischenmarkt kann die PV anstelle von sonst verwendeten Batterien treten. Hieraus kann sich durchaus ein ökonomisch attraktiver Markt entwickeln, aber energiewirtschaftlich wird er bedeutungslos bleiben.

Energiewirtschaftlich von Bedeutung wäre der Übergang zu einer Bautradition, bei der die Dächer mit PV-Modulen wetterfest eingedeckt werden. Nahe liegend ist hier der Einsatz von abrollbaren PV-Modulen in der gleichen Art wie bisher Dachpappe. Hierdurch könnte der Zeitbedarf für die Montagearbeit, welche zusätzlich zur Herstellung eines traditionellen Teerdaches entsteht, erheblich verkürzt werden. Allerdings wird Dachpappe heute relativ selten eingesetzt, auch wegen der Probleme, die sich aus der Undurchlässigkeit von Wasserdampf (Problematik von Taupunktunterschreitung innerhalb der Gebäudehülle) ergeben. Diese Problematik müsste auch bei einer Dacheindeckung mit PV-Modulen berücksichtigt werden. Dies scheint möglich. Aber große Kostenvorteile gegenüber den bisher üblichen Installationsarten werden nicht erwartet.

Für Architekten von Interesse sind semitransparente und farbige Module. Hier können sich Nischenmärkte für geeignete PV-Module ergeben, welche den Mehrpreis einer (anfänglichen) kleinen Produktion in einer Pilotfabrik wenigstens zum Teil auffangen können. Wie groß dieser Markt ist und welche Mehrkosten gegenüber konventionellen PV-Modulen hier erzielt werden können, lässt sich schwer abschätzen.

Ein kleiner aber wichtiger Nischenmarkt ist auch weiterhin die Raumfahrt. Hier kommt es bei der Stromversorgung weitaus mehr auf Zuverlässigkeit und Gewichtseinsparung als auf die Kosten an.

Weitere Eigenschaften spezieller Modultypen, welche Vorteile beim Einsatz in Nischenmärkten bringen könnten, sind

- Hoher Wirkungsgrad im Schwachlastbereich
- Relative Unempfindlichkeit gegenüber Teilabschattung
- Geringer Leistungsverlust in heißen Ländern

Diese Eigenschaften können allerdings nur einen unwesentlich höheren Modulpreis rechtfertigen.

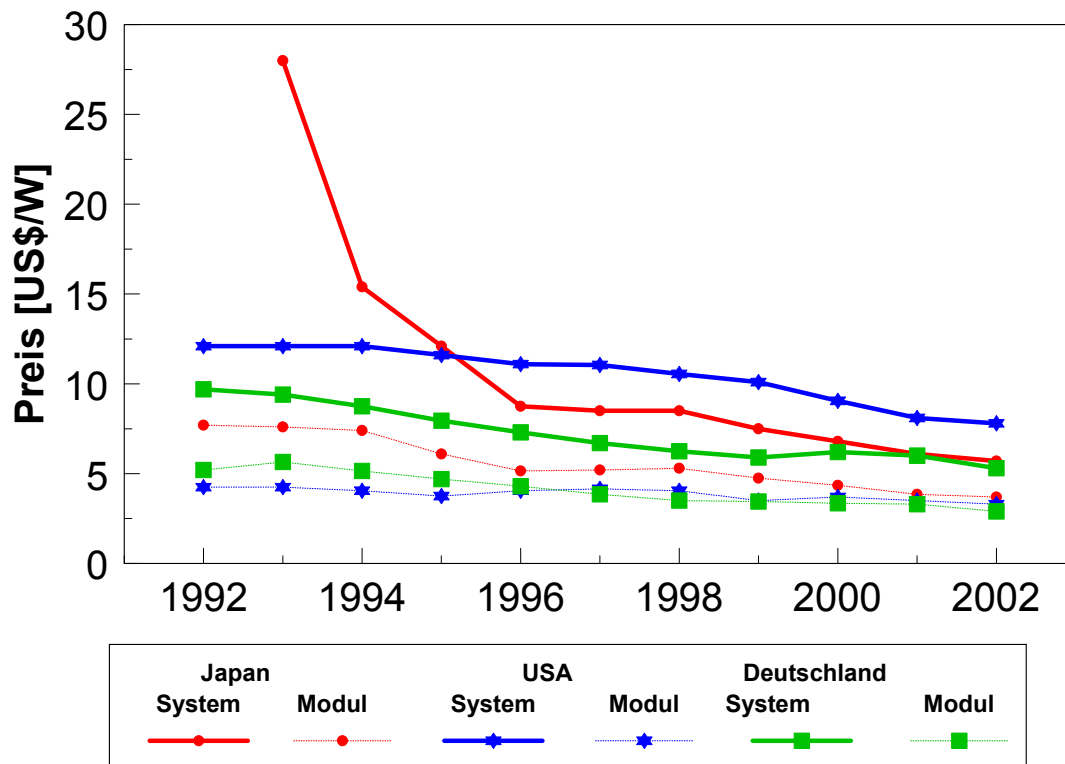
Insgesamt ist nicht damit zu rechnen, dass die Nischenmärkte einen großen Einfluss auf die Entwicklung eines energiewirtschaftlich relevanten PV-Marktes haben werden. Die größte Bedeutung könnten die ästhetischen Wünsche von Bauherren und Architekten haben. Aber ästhetisch begründete Zusatzkosten von mehr als 1 €/W_p (entsprechend ca. 100 €/m²) werden sich kaum für die Jahresproduktion einer ganzen Fabrik durchsetzen lassen. Die Entwicklung von PV-Modulen in Geweben könnte sich für die Entwicklung von (kristallinen) Si-Zellen mit geringem Materialeinsatz fördernd auswirken.

4 Heutige Kosten und Märkte der Fotovoltaik

4.1 Kostenstrukturen

4.1.1 Systeme und Module

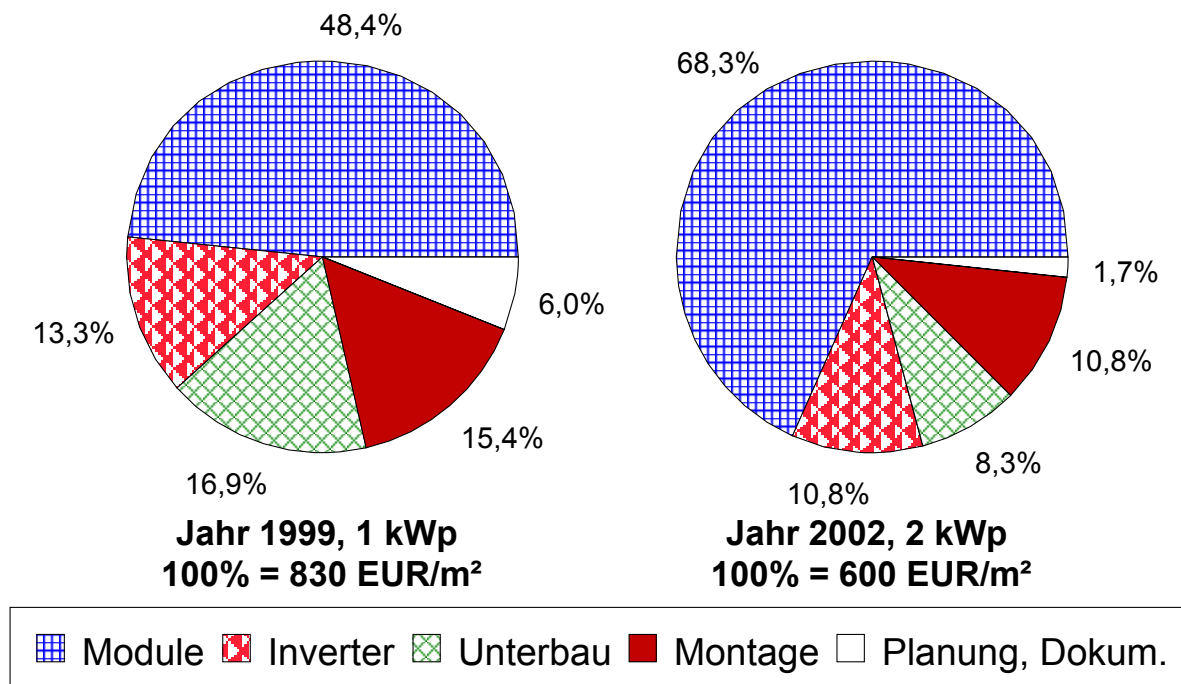
Die Preise für Solaranlagen sind im letzten Jahrzehnt weltweit deutlich zurückgegangen. Abb. 9 stellt den Verlauf von mittleren Werten in Japan, USA und Deutschland dar. Die zu Beginn des Zeitraums sowohl für Module als auch für komplett installierte Systeme noch sehr unterschiedlichen Preise haben sich in den drei Ländern mit dem weitaus größten Markt weitgehend angeglichen. Die Modulkosten liegen derzeit bei 3,5 US $\$/W_p$ (2002); Systemkosten bei 6 US $\$/W_p$. Aus dem Rahmen fallen nur die weiterhin hohen amerikanischen Systemkosten, was an dem dort gegenüber Japan und Deutschland deutlich geringeren Marktanteil von netzgekoppelten Systemen liegen dürfte. Die Preisspanne sowohl für installierte Systeme als auch für Module ist allerdings wenigstens in den USA und Deutschland sehr groß [IEA 2004b].



Kostentw.pre

Abb. 9: Preisentwicklung für Systeme und Module in USA, Japan und Deutschland [IEA 2004b] in US $\$/W_p$

Abb. 10 stellt die Entwicklung der Kostenstruktur von kleinen Dachanlagen in Deutschland dar [Schaeffer et.al 2004]. Die deutliche Kostenreduktion des installierten Gesamtsystems um 28% resultiert allein aus Preissenkungen bei Inverter, Montage und Planung/Dokumentation. Dies ist ein überraschendes Ergebnis, da eine Kostenreduktion häufig vom Fortschritt bei der technisch anspruchsvollen Herstellung der PV-Module erwartet wird. Auch in Japan gingen die Preise für die Module langsamer zurück als für den Rest der Anlage [Jäger-Waldau 2004a].



KostPVkl.pre

Abb. 10: Entwicklung der Kostenstruktur für kleine PV-Anlagen in Deutschland [Photex 2004]

Abb. 11 zeigt die Kostenstruktur einer mittleren PV-Anlage im asiatischen Raum [CLSA 2004]. Der Anteil des Moduls an den Gesamtkosten scheint hier mit 44% etwas geringer angegeben als aus den Untersuchungen der IEA resultiert (vergl. Abb. 10). Der Anteil von 44% enthält aber nur die Herstellungskosten, so dass für einen Vergleich mit den IEA-Ergebnissen noch ein Teil der Vertriebskosten zu addieren ist. Interessant ist der geringe Kostenanteil des Siliziums am Gesamtsystem von 5,6%. Dies bedeutet, dass selbst bei einer Verdopplung der Siliziumpreise die Systemkosten nur um etwa 5% steigen, was der mittleren jährlichen Kostendegression für PV-Anlagen der letzten Jahre entspricht. Die Kosten des Siliziums lägen dann deutlich über dem Wert, der bisher für hochreines Silizium zur Herstellung von Halbleiterelementen bezahlt wurde.

4.1.2 Wechselrichter

Die Preise für Wechselrichter gingen in den Jahren zwischen 1995 und 2002 langsamer zurück als der der übrigen Komponenten einer PV-Anlage [Photex 2004]. Vom größten Hersteller von Wechselrichtern, der Firma SMA, wurde allerdings angekündigt, dass er die Wechselrichterpreise bis 2006 halbieren wolle. Dies scheint auf gutem Wege zu sein. Im Jahr 2000 belief sich der Verkaufspreis für Wechselrichter in der Leistungsklasse 1-2 kW auf 1200–1000 €/kW_{AC} [Schaeffer et.al 2004]. Nach der Produktübersicht der Zeitschrift Photon [Photon 2004] liegen die Preise für Wechselrichter dieser Leistungsklasse inzwischen meist im Bereich zwischen 800 und 1000 €/kW_{AC} (o. MwSt).

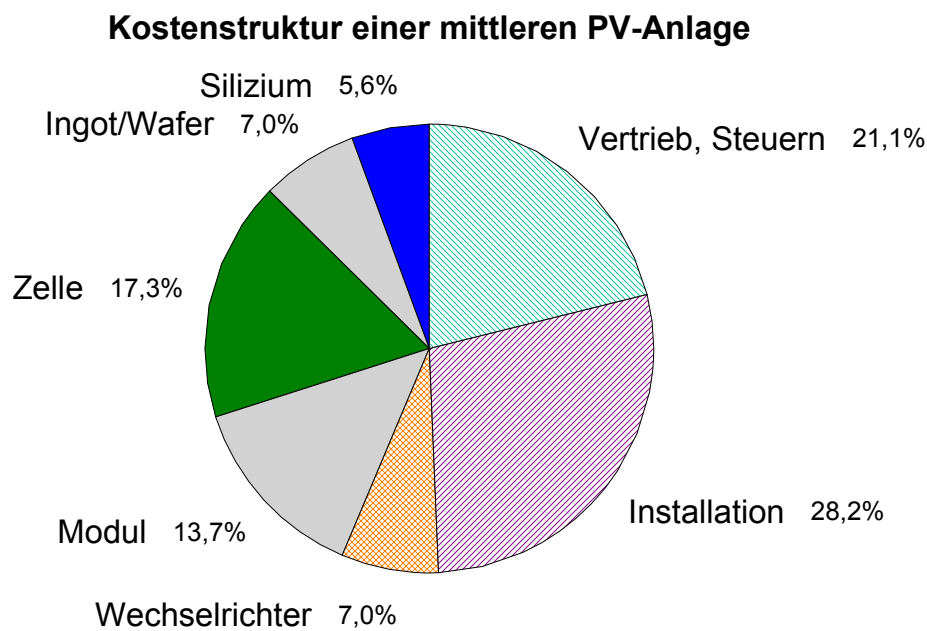


Abb. 11: Repräsentative Kostenstruktur für Herstellung, Montage und Vertrieb mittelgroßer Anlagen im asiatischen Raum [CLSA 2004].

4.1.3 Installation (nach Regionen und Anwendungen)

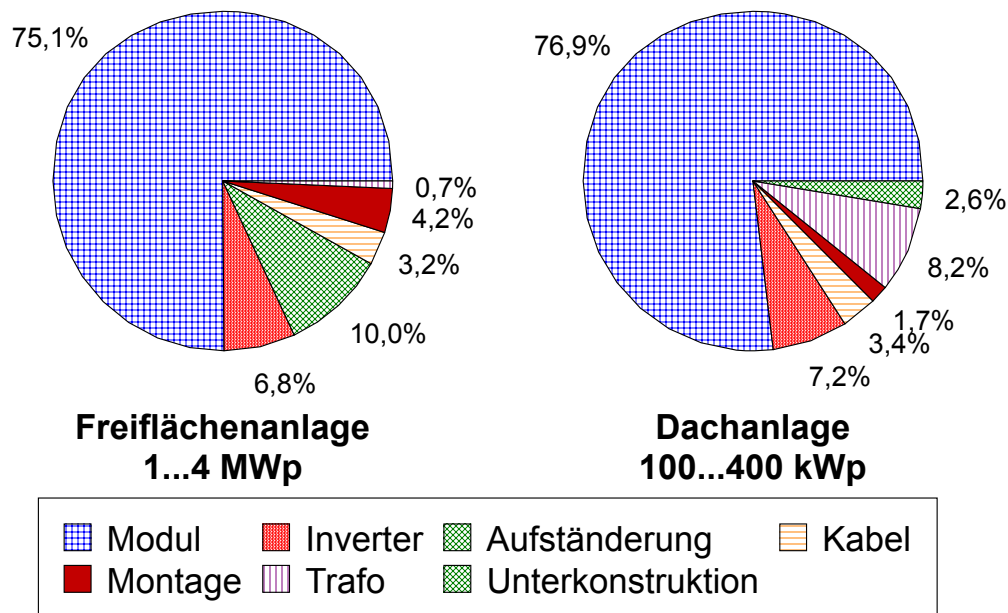
Die Montagekosten von PV-Modulen sind von der Modulleistung unabhängig. Entscheidend für die Kosten ist die insgesamt zu installierende Fläche. Daher werden in diesem Abschnitt die Installationskosten meist flächenspezifisch angegeben.

Der Aufwand für die Montage hängt stark von den Bedingungen vor Ort ab (z.B. Flachdach oder Schrägdach). Die Installationskosten können dementsprechend stark streuen. Auch bei solarthermischen Kollektoren gibt es vergleichbare Probleme, welche im Programm Solarthermie 2000 sehr gut dokumentiert wurden. Die Aufwendungen für den Unterbau von Kollektoren schwankten bei großen Solaranlagen (>100 m²) zwischen 5 €/m² und 230 €/m² mit einem Mittelwert bei 75 €/m² [BINE 2002].

Bei PV-Anlagen liegen die Installationskosten in einem ähnlichen Bereich. Sie sind in den letzten Jahren überraschenderweise rascher gesunken als die Modulkosten (Abb. 9). Der Kostenanteil für Installationsmaterial und -arbeit an den Gesamtkosten einer schlüsselfertigen PV-Anlage sank innerhalb von nur drei Jahren von 32% auf 19%¹⁸. Dabei fiel der Anteil für das Installationsmaterial noch rascher als der Arbeitsaufwand. Damit lag 2002 der gesamte Montageaufwand für eine kleine PV-Anlage (2 kW_p, Wirkungsgrad 13%) auf dem Dach eines Wohnhauses bei 150 €/m², davon 48 €/m² für die Unterkonstruktion [Schaeffer et.al 2004]. Nach diesem raschen Fortschritt bei den Installationskosten muss für die nähere Zukunft mit geringeren weiteren Kostendegressionen bei der Installation von Dachanlagen gerechnet werden, so dass günstigere Kosten hauptsächlich aus einer Senkung der Modulkosten resultieren müssen.

¹⁸ Der geringe Anteil der Montagearbeit von meist unter 10% wird auch in einer Marktanalyse der Zeitschrift Photon dokumentiert [Photon 2004].

Geringere Installationskosten ergeben sich bei Großanlagen (Abb. 12). Bei heutigen Freiflächenanlagen (1-4 MW_p) liegt ihr Anteil bei 14,1% (einschließlich Planung und Dokumentation) entsprechend¹⁹ 77 €/m², davon 42 €/m² für Aufständering, Zaun und Zuwegung [Knaupp 2005]²⁰. Bei Dachanlagen entfallen die Kostenpositionen für Zuwegung und Zaun vollständig und das Dach selbst ersetzt einen Teil der bei Freiflächenanlagen notwendigen Aufständering. Dafür ist der Arbeitsaufwand bei der Montage der Module höher. Insgesamt liegen die Installationskosten für große Dachanlagen (100-400 kW_p) bei 63 €/m². Bei Großanlagen können auch in der näheren Zukunft noch weitere Reduktionen bei den Installationskosten erwartet werden, z.B. wenn schon beim Bau der Module die zukünftige Montageart berücksichtigt wird. Bei thermischen Kollektoren wurden große, lastwagengerechte Kollektormodule (ca. 12 m²) entwickelt, welche selbsttragend sind, so dass eine sehr einfache Aufständering dieser Großmodule möglich wird.



Anmerkungen:
 100% = 4200 EUR/kW
 "Aufständering" enthält auch die Einzäunung und die Zufahrtswege
 "Kabel" enthält auch die Stecker und Anschlusskästen (ohne Montage)
 "Montage" enthält auch Planung und Dokumentation

KostGroß.pre

Abb. 12: Kostenstruktur von Großanlagen [Knaupp 2005].

Langfristige Kostenprojektionen für sehr große zukünftige PV-Anlagen kommen zu sehr günstigen Ergebnissen für die Aufständering von PV-Modulen. Kurokawa [Kurokawa 2003] errechnet für 100 MW_p-Anlagen in der Wüste Gobi einen Wert von ca. 12 US \$/m² für die Aufständering. Wird dieser Wert erreicht, so ergeben sich aus den Montagekosten keine Probleme bei der Erreichung des in Abschnitt 3 formulierten Kostenziels von 1 €/W_p für das schlüsselfertige Gesamtsystem.

¹⁹ Bei der Umrechnung von leistungsspezifischen auf flächenspezifische Kosten wird ein Wirkungsgrad von 13% angesetzt.

²⁰ Die Kosten für landwirtschaftlich genutzte Flächen sind mit ca. 1 €/m² vernachlässigbar gering.

Grundsätzlich ist es möglich, PV-Module als wetterfeste Außenhaut für Gebäude einzusetzen. Hierdurch können die Kosten für die bisherige, konventionelle Gebäudehülle eingespart werden. Anstelle von Installationskosten können sogar Kosteneinsparungen treten. Die Möglichkeiten hierzu können zukünftig noch wachsen, wenn flexible PV-Module, z.B. von der Rolle, zur Verfügung stehen. Bis heute liegen allerdings die Gesamtkosten solcher sog. BIPV-Anlagen (Building Integrated PV) eher noch höher als bei den üblichen Anlagen, welche auf die Dacheindeckung aufgesetzt werden /Sarasin 2003/. Ein Problem der Gebäudeintegration ist die notwendige Hinterlüftung der PV-Module, da diese erstens bei möglichst geringen Temperaturen betrieben werden und zweitens die Wasserdampfdiffusion aus dem Inneren des Gebäudes nicht behindern sollen. Besonders bei der Entwicklung neuer, kostengünstiger, flexibler PV-Module ist die Lösung dieses Problems wichtig, da bei dieser zukünftigen Generation von Modulen eher mit geringen Wirkungsgraden gerechnet werden muss, wodurch sich eine teure Aufständigung verbietet.

4.2 Märkte

4.2.1 Bisherige Marktentwicklung

Die weltweite Produktion an Solargeneratoren (Zellen und Module) ist in den letzten 10 Jahren um mehr als den Faktor 10 bis auf 753 MW (2003) angewachsen. Dem entspricht ein mittleres jährliches Wachstum von 29%. Der stärkste Zuwachs fand in Japan statt. Aber auch Europa überflügelte in dieser Zeitspanne die USA deutlich. Die übrigen Regionen hatten an der weltweiten Produktion bisher nur einen Anteil von ca. 10% (Abb. 13). Der deutsche Anteil hat zugenommen und lag 2003 bei 15% [Photon Int. 2004].

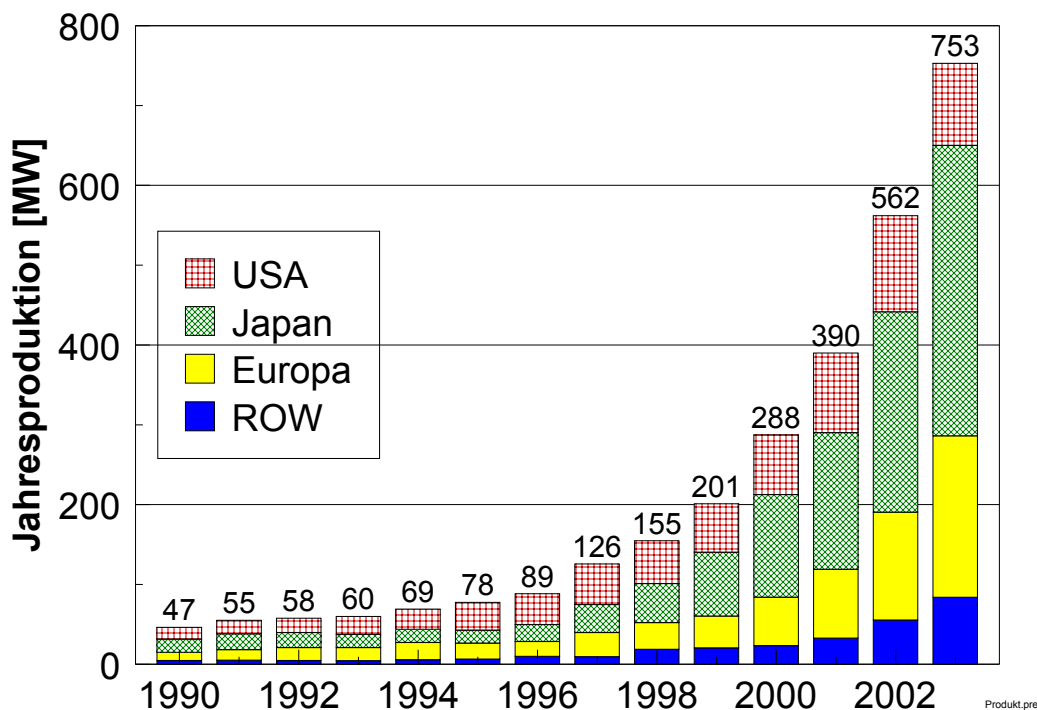


Abb. 13: Entwicklung der Jahresproduktion von Solargeneratoren (Zellen oder Module) nach Regionen [Jäger-Waldau 2004a]. ROW = Rest of World.

In der Vergangenheit waren Solarzellen nur in Nischenmärkten, meist fernab vom Stromnetz, konkurrenzfähig. Dies hat sich nach Einführung von staatlichen Fördermaßnahmen deutlich geändert (Abb. 18). Heute (2003) sind in den IEA-Ländern²¹ mehr als 90% der neu installierten PV-Leistung an das öffentliche Stromnetz angeschlossen. Der bei weitem größte Teil hiervon (über 80%) in Japan und Deutschland, wo netzferne Module nur noch einen Anteil von 2,5% haben. In der Hälfte der 20 von der IEA-Statistik erfassten Länder (und vermutlich auch in allen nicht an die IEA berichtenden Ländern) überwiegen aber auch heute noch die netzfernen Anwendungen. Hierzu gehört beispielsweise Australien, wo PV nicht gefördert wird. Hier werden 73% der immerhin 6,5 MW im Jahr 2003 installierten PV-Leistung netzfern eingesetzt. Abb. 19 zeigt die Anteile der Anwendungsbereiche in den drei Ländern Japan, Deutschland und den USA, auf welche zusammen 88% des heutigen PV-Marktes innerhalb der IEA-Länder entfällt.

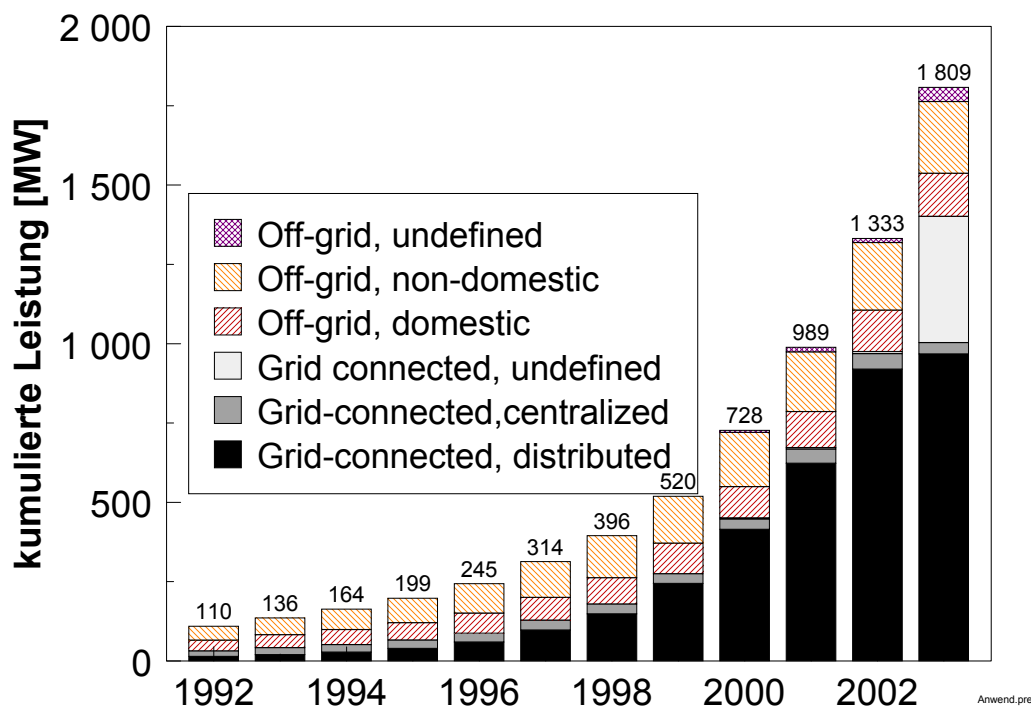


Abb. 14: Kumulierte Installation von PV-Modulen nach Anwendungsbereichen in den IEA-Ländern [IEA 2004b].

In den Ländern mit den größten PV-Märkten befinden sich auch die größten PV-Produzenten (Abb. 16). In den USA und Japan wird mehr produziert als installiert. In Deutschland ist es noch umgekehrt. Auch im übrigen Teil der Welt überwiegt die Nachfrage die Produktion²². In der näheren Zukunft ist damit zu rechnen, dass in China die Produktion rascher zunehmen wird als der Eigenbedarf an Solarmodulen.

²¹ Mit IEA-Ländern wir hier bezeichnet: Australien, Österreich, Kanada, Schweiz, Dänemark, Deutschland, Spanien, Finnland, Frankreich, Großbritannien, Israel, Italien, Japan, Korea, Mexiko, Niederlande, Norwegen, Portugal, Schweden, USA.

²² In den Produktionsdaten ist die gesamte Erzeugung von Solargeneratoren enthalten. In den Installationsdaten sind, in Übereinstimmung mit den Statistiken der IEA, PV-Generatoren <40 W nicht enthalten. Dazu gehören die meisten. Konsumeranwendungen, z.B. in Armbanduhren oder Taschenrechnern, deren Anteil an der gesamten PV-Produktion im Jahr 2002 bei 7% lag [RWE 2004]. Hinzu kommt, dass zwischen Produktion und Installation eine Zeitspanne verstreicht. Die gesamte Produktion des Jahres 2003 ist daher größer als die angegebenen Werte für die neu installierte Leistung.

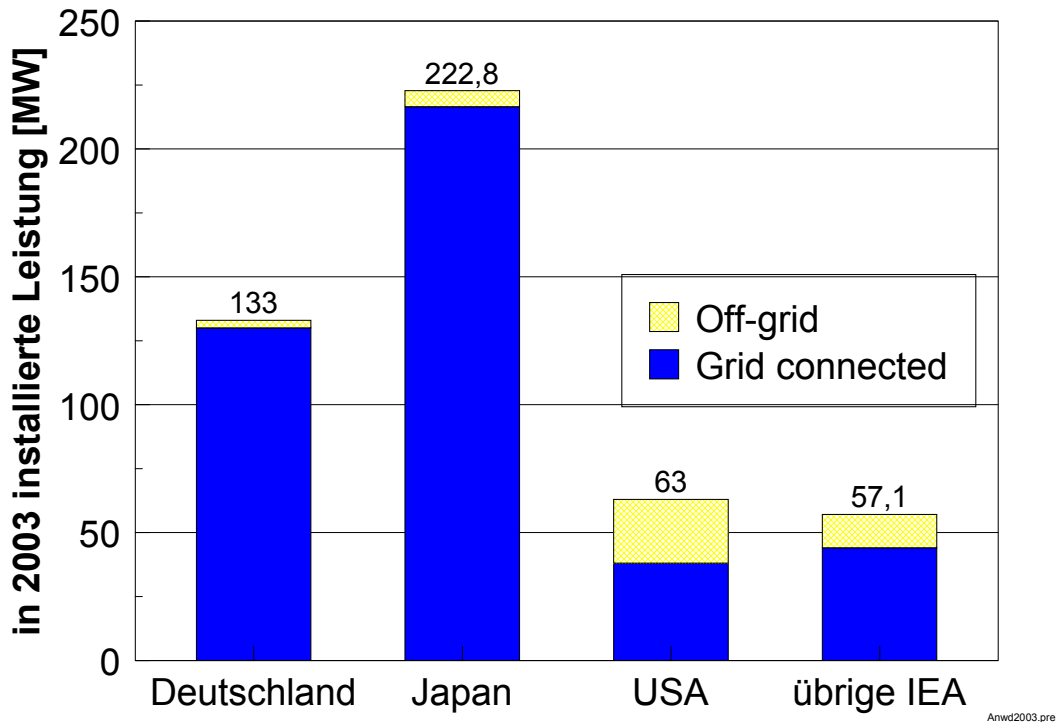


Abb. 15: Installierte PV-Leistung im Jahr 2003 nach Anwendungsbereichen in ausgewählten Ländern [IEA 2004b].

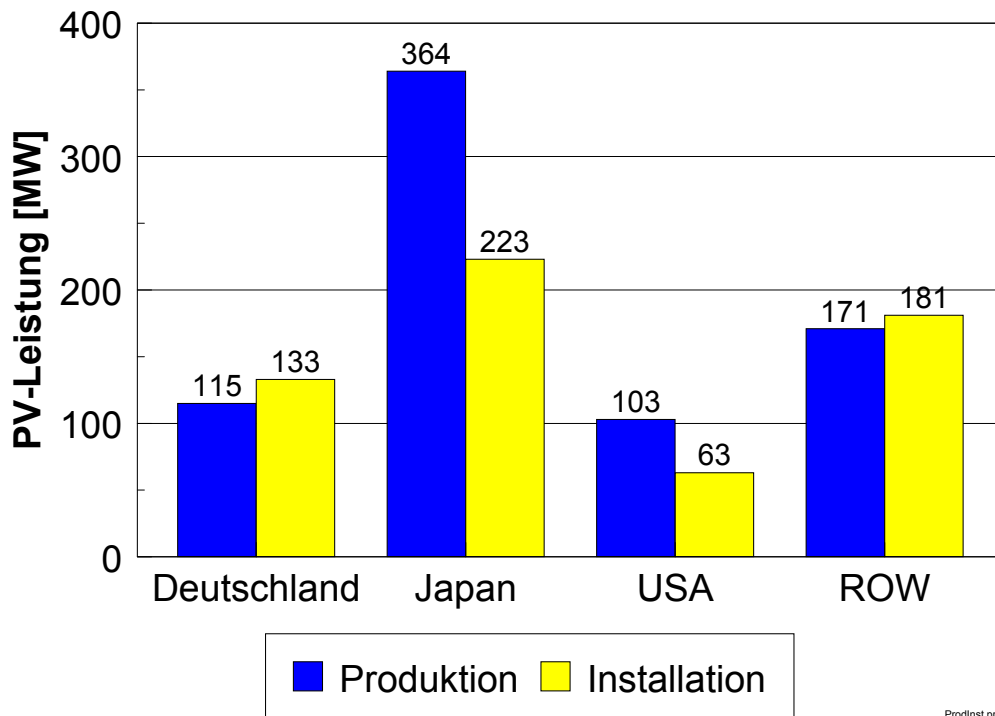


Abb. 16: Produktionskapazitäten und installierte Leistung von PV-Generatoren in ausgewählten Ländern für 2003 [Jäger-Waldau 2004a], [IEA 2004b], [Photon Int. 2004], für ROW eigene Abschätzungen, ROW = Rest of World.

Die PV-Industrie geht – wie sich an den Ausbauplanungen erkennen lässt – davon aus, dass sich das derzeitige Marktwachstum ungebremst fortsetzen wird. Abb. 17 stellt die bestehenden Produktionskapazitäten im Jahr 2003 den angekündigten Ausweitungen der Kapazitäten gegenüber. Insgesamt ist innerhalb von nur 2 bis 3 Jahren nahezu eine Verdreifung der weltweiten Produktionskapazitäten von 1020 MW_p [Photon Int. 2004] auf 2700 MW_p [Jäger-Waldau 2004a] zu erwarten. Deutliche Änderungen bei der regionalen Gewichtung der Produktionskapazitäten sind mit Ausnahme einer zunehmenden Bedeutung von China nicht ableitbar.

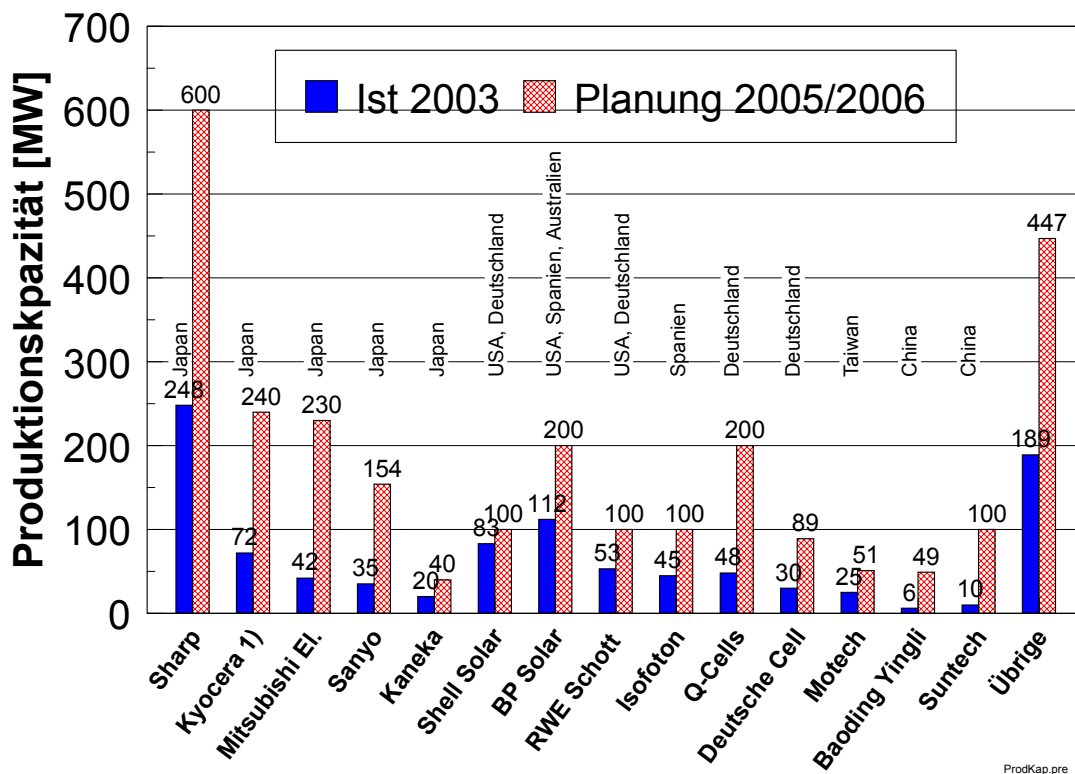


Abb. 17: Angekündigte Zunahme von Produktionskapazitäten [Photon Int. 2004], [Jäger-Waldau 2004a].

4.2.2 Die japanische Förderstrategie

Hohe Zuwächse der PV-Märkte haben sich mit wenigen Ausnahmen nur dort ergeben, wo von staatlicher Seite Fördermaßnahmen initiiert wurden. Besonders interessant ist der bislang größte PV-Markt, Japan, für den derzeit ein differenziertes Bild gezeichnet werden muss.

Die anfangs hohen staatlichen Investitionszuschüsse wurden in den letzten Jahren drastisch von 6 900 €/kW_p auf 346 €/kW_p zurückgefahren²³. Den Zuwachsraten am boomenden Markt hat dies nicht geschadet, da weitere Förderinstrumente wirksam blieben /Jäger-Waldau 2004/. Hierzu gehören insbesondere Zinsvergünstigungen, welche von Banken für den Neubau von Häusern gewährt werden, falls das Gebäude mit einer PV-Anlage ausgerüstet wird. Die Motivation für diese Zinsvergünstigung wird mit dem Marketing der Banken gegenüber

²³ Umrechnung: 1 € = 130 Yen.

den umweltbewussten Japanern begründet. Sie liegen im Bereich von 1% bis 2% und zwar häufig nicht nur für die PV-Anlage sondern für den gesamten Neubaukredit! In dieses Umfeld passt auch, dass die PV-Produzenten begonnen haben, sich bei Bauunternehmen zu engagieren und die Häuser von vorneherein mit integrierter PV-Anlage anzubieten. Dies eröffnet das Kostensenkungspotenzial der Gebäudeintegration. Des weiteren kommt dem Engagement auf dem Baumarkt entgegen, dass die Haltbarkeit der japanischen Wohnhäuser auf 25 Jahre angelegt ist und somit der von Solaranlagen entspricht. 17% der neuen Wohnhäuser werden heute mit PV-Anlagen ausgestattet. Zu den bereits erwähnten staatlichen Zuschüssen kommen möglicherweise noch weitere Zuschüsse von bis zu 40% der Kosten der PV-Anlage, welche von den Präfekturen gewährt werden. 260 der insgesamt 3 700 Präfekturen geben derartige Zuschüsse. Interessant ist in diesem Zusammenhang, dass 43% aller japanischen PV-Anlagen in nur 10 Präfekturen installiert werden (welche vermutlich Zuschüsse gewähren). Ein weiterer Vorteil wird freiwillig von den Stromversorgern zugestanden: Die Stromzähler dürfen bei PV-Einspeisung rückwärts laufen und damit teuren Bezug von Strom (ca. 19 ct/kWh) ersetzen [Jäger-Waldau 2004a]

Die Vermutung liegt nahe, dass ein derart breit angelegtes Fördersystem nur auf Grundlage der langfristigen Strategie des japanischen Wirtschaftsministeriums (METI) entstehen konnte²⁴. Das Wirtschaftsministerium verfolgt dabei verschiedene Ziele:

- Sicherung der japanischen Energieversorgung (derzeit muss alles Öl, welches einen Anteil von 53% am Primärenergiebedarf hat, importiert werden),
- Förderung einer strategischen Schlüsseltechnologie,
- Erfüllung der Verpflichtungen aus dem Kyoto-Protokoll.

Derzeit ist für 2005 die vollständige Abschaffung der staatlichen Zuschüsse geplant. Es besteht allerdings die Gefahr, dass sich dann auch das übrige Fördersystem wenigstens teilweise auflöst. Insofern ergeben sich Risiken für die Fortsetzung der hohen Zuwachsraten im PV-Markt Japans.

4.2.3 Kurz- bis mittelfristige weltweite Marktentwicklung

Die meisten Akteure im PV-Markt rechnen mit einer Fortdauer des starken Marktwachstums (vergleiche z.B. [CLSA 2004]). Jährliche Kostensenkungen von 5%, wie sie etwa in Deutschland durch die degressive Einspeisevergütung gefordert werden, scheinen für einige Jahre kein Problem zu sein – vorausgesetzt, es ergeben sich keine ernststen Engpässe bei der Verfügbarkeit von solargrade Silizium. Es gibt jedoch nach Ansicht der neuen Sarasin Studie [Sarasin 2004] noch weitere Risiken, auf die geachtet werden muss. Hierzu gehören:

- Engpässe bei der Versorgung mit reinem Silizium in den nächsten 3-4 Jahren
- Fortdauer der Schwäche des amerikanischen Marktes
- Heikle Übergangsphase in Japan bei Rücknahme von Fördermaßnahmen
- Zu langsame Einführung neuer (Dünnschicht-) Technologien reduziert Kosten
- Zunehmende Konkurrenz durch andere solare Techniken wie z.B. solarthermische Kraftwerke

Als Resultat prognostiziert Sarasin zwar noch bis 2007 einen starken Zuwachs des weltweiten Marktes von 750 MW_p in 2003 auf 2150 MW_p im Jahr 2007, darauf folgen allerdings vier Jahre der Marktstagnation. Für den gesamten Zeitraum zwischen 2003 und 2020 ergibt sich

²⁴ Auch eine langfristige staatliche Forschungsstrategie mit konkreten Entwicklungszielen gibt es in Japan [Jäger-Waldau 2004a].

daraus ein mittleres Wachstum von lediglich 13%/a, was zu einer Solarzellenproduktion von 5800 MW_p im Jahr 2020 führen würde.

Die beiden genannten stark ökonomisch orientierten Marktanalysen definieren etwa die „Leitplanken“ für die mögliche Marktentwicklung der PV bis zum Jahr 2020 (2010). Vergleicht man sie mit den von uns definierten Szenarien in Kapitel 1 dieser Untersuchung so zeichnet sich folgendes Bild ab (Tabelle 13):

Tabelle 13: Prognosen der weltweiten PV-Produktion nach [CLSA 2004; Sarasin 2004] im Vergleich mit den Zubauszenarien PESSM, MIN und SEE bis 2020

	Modulproduktion, MWp		Mittlere Wachstumsraten, %/a	
	2010	2020	2004-2010	2011-2020
Sarasin 2004	2 200	5 800	15,0	9,7
CLSA 2004	5 300		28,0	
Szenario PESSM	2 735	6 400	18,5	8,5
Szenario MIN	4 470	14 250	25,5	11,6
Szenario SEE	5 400	29 575	28,2	17,0

Trifft die Prognose von Sarasin zu, so würde sich die Entwicklung des PV-Markts noch unterhalb des Szenarios PESSM bewegen²⁵. Die Photovoltaik würde deutlich das Ziel eines 1%igen Beitrags zur globalen Stromversorgung in 2020 verfehlen und damit vermutlich keine bedeutende Rolle in der Stromversorgung dieses Jahrhunderts spielen können. Die für die erforderlichen Kostensenkungen notwendigen Umsatzvolumina würden nicht früh genug erreicht, wie die Analysen in Kap. 5 zeigen. Eine kurzfristige Marktentwicklung entsprechend CLSA 2004 – die praktisch unserem Szenario SEE entspricht und die den gegenwärtigen Wachstumstrend von knapp 30%/a bis mindestens 2010 stabilisiert – ist daher unbedingt anzustreben. Die in der Sarasin-Studie bis 2010 sich abzeichnenden PV-spezifischen Risiken sollten daher unbedingt vermieden bzw. beseitigt werden, wenn die Chancen für eine maßgebliche Rolle der PV in der zukünftigen Energieversorgung gewahrt werden sollen. Die in der Sarasin-Studie erwähnte wachsende Konkurrenz solarthermischer Kraftwerke wird bis 2010 noch nicht spürbar sein. Danach ist sie – wie auch in den Szenarien dargestellt – zu berücksichtigen.

Auch die Phase zwischen 2010 und 2020 ist, wie obige Tabelle zeigt, von entscheidender Bedeutung. Auch hier muss – trotz wachsender Konkurrenz anderer regenerativen Technologien – eine hohe Wachstumsdynamik von durchschnittlich mindestens 15%/a erhalten bleiben. Dies dürfte der PV nicht aus „eigener Kraft“ gelingen, sondern wird nur erreichbar sein, wenn generell der Entwicklung erneuerbarer Energien in der gesamten globalen Energieentwicklung Priorität eingeräumt wird (vgl. Kap. 1)

²⁵ Der aktuelle Marktüberblick 2004 [Photon Int., März 2005] relativiert die vorsichtigen Sarasin- Prognose allerdings bereits wieder. Mit einer Zellenproduktion von insgesamt 1 250 MW erreichte die PV-Industrie im Jahr 2004 einen Marktzuwachs um rund 65% gegenüber 2003. Danach können sogar Werte nach CLSA 2004 für 2010 als eher zurückhaltenden eingestuft werden. Daraus folgt auch, dass die Szenarien SEE und MAX eine durchaus realistische Ausgangsbasis haben.

4.2.4 Bisherige Marktentwicklung und zukünftige Marktchancen von Dünnschichttechnologien

Für die Abschätzung der zukünftigen energiewirtschaftlichen Bedeutung der Photovoltaik ist die Entwicklung des Marktanteils von Dünnschichttechnologien von besonderem Interesse. Von ihnen werden noch deutliche technologische Fortschritte erwartet mit entsprechenden Kostenreduktionen. Wie Abb. 18 zeigt, haben sich bisher die Hoffnungen, die hinsichtlich der Ausweitung der Marktanteile von Dünnschichtzellen (a-Si, CIS, CdTe) bestanden, bisher allerdings nicht erfüllt. Ihr um 1990 noch relativ hoher Anteil (bei allerdings sehr kleinem Gesamtmarktvolumen) mit etwa 35% sank wegen des starken Wachstums der Zellen auf der Basis kristallinen Siliziums (c-Si) stetig. Das mittlere Marktwachstum des Dünnschichtmarktsegments lag in den Jahren 1999-2003 Jahren bei 15%/a während die gesamte PV-Produktion durchschnittlich um knapp 30%/a anstieg. Entsprechend belief sich der Beitrag von Dünnschichtzellen am Gesamtmarkt Ende 2003 mit einer Produktion von knapp 50 MWp/a auf noch 6,4% [Werner 2004, Photon Int. 2004; CLSA 2004]. Den weitaus überwiegenden Teil an den Dünnschichttechnologien haben Zellen aus amorphem Silizium. Die Wachstumsdynamik der Jahre 2002 und 2003 in diesem Marktsegment stammt allerdings von CdTe- und CIS-Zellen. Im Jahr 2004 hat allerdings die Produktion von a-Si sprunghaft auf rund 50 MW zugenommen [Photon In. 2005], wodurch der „Einbruch“ des Jahres 2003 mehr als ausgeglichen wurde. Der Anteil der Dünnschichttechnologien hat sich im Jahr 2004 so nur noch leicht auf 6% verringert, die durchschnittliche Wachstumsrate im Zeitraum 1999 – 2004 dadurch auf 20%/a gesteigert. Für die a-Si- Technologie (einschließlich uc-Si) haben mehrere Anlagenbauer (Applied films, Mitsubishi Heavy Industries und UNAXIS, Lichtenstein) angekündigt, weitere Produktionsanlagen anzubieten [Rech 2005], [Jäger-Waldau 2004b]. Dies kann einerseits den Abstand zu den CdTe - und CIS - Zellen noch mehr vergrößern. Aber aufgrund der Ähnlichkeiten im Produktionsprozess aller Dünnschichtzellen können daraus auch positive Impulse für die übrigen Dünnschichttechnologien entstehen. Neuere Ankündigungen zu geplanten Produktionsanlagen für Dünnschichtzellen gehen von einem sehr starken Wachstum der Produktionskapazität bis 2008 aus.

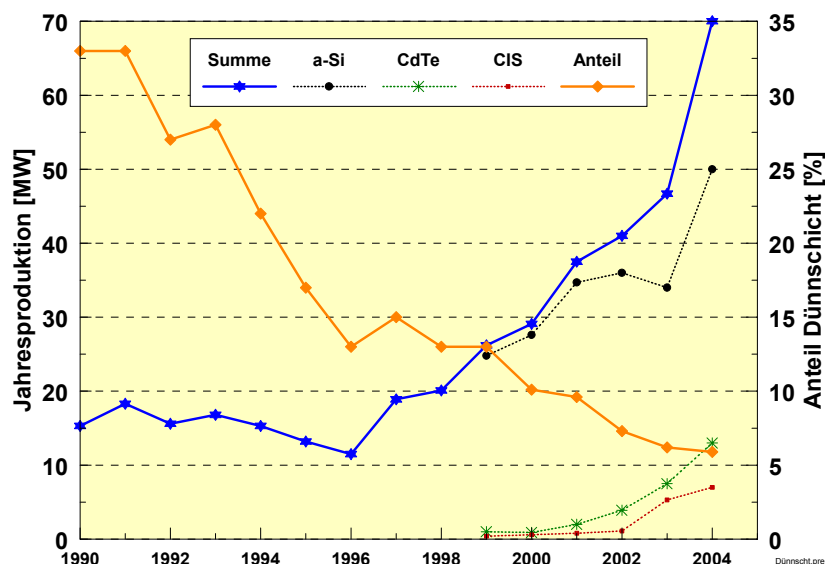


Abb. 18: Entwicklung der Jahresproduktion und des Marktanteils von Dünnschichtzellen an der gesamten PV-Produktion [Werner 2004, Photon Int. 2004, Photon Int. 2005].

Da gerade im Dünnschichtbereich längerfristig noch große Potentiale einer weiteren Kostensenkung gesehen werden, ist ihre zukünftige Marktentwicklung von großer Bedeutung für die zukünftigen Chancen der PV in der Energiewirtschaft. Nimmt man das anzustrebende Szenario SEE mit einem mittleren Wachstum des gesamten PV-Marktes von weiterhin 30%/a als

Leitkonzept für die zukünftig erforderliche Marktentwicklung der PV, so lassen sich daraus die Anforderungen an das erforderliche Wachstum der Dünnschichttechnologien in den nächsten 20 Jahren ableiten. Bei Fortführung eines nur 20%-iges jährliches Wachstum (mit Steigerung auf 25% in Zeitabschnitt 2010-2020) würden diese Technologien gegenüber den kristallinen Zellen keine energiewirtschaftliche Bedeutung erlangen können. Ihr Marktanteil läge dann im Jahr 2020 bei lediglich 8%, (Abb. 19, untere gestrichelte Kurve). Eine Steigerung auf ein mittleres Wachstum von 25/30%/a (Zeitabschnitte 2004-2010 und 2010 – 2020) bringt erst nach 2010 eine deutliche Verbesserung. Die Modulproduktion würde in 2020 einen Wert von 5 500 MW_p/a erreichen, der Marktanteil läge dann bei 18%. Günstiger ist selbstverständlich ein deutlicher Anstieg des mittleren Marktwachstums auf mindestens 30%/a bereits in unmittelbarer Zukunft. Kann dieses über längere Zeit stabilisiert werden, so sind bereits kurzfristige Anteilssteigerungen möglich und Marktanteile in 2020 um 25%. Im Rahmen des Szenarios SEE müssten bis dahin die Modulproduktion Werte zwischen 7 600 MW_p/a und 8 800 MW_p/a erreicht haben. Im Jahr 2010 müsste sie zwischen 400 und 550 MW_p/a liegen.

Überträgt man die Wachstumsschübe des Jahres 2004 im a-Si-Segment und unterstellt das zeitgerechte Eintreffen der jüngsten Zubauankündigungen, so sind kurzzeitige Marktzuwächse bis zu 45%/a vorstellbar (Abb. 19, obere gestrichelte Kurve). Dies würde zu einer generellen Umkehr der Marktentwicklung und zu rasch wachsenden Anteilen (20% bereits im Jahr 2010) führen. Allerdings wäre bei einer derart rasanten Entwicklung der Fotovoltaik insgesamt nicht mehr vom Szenario SEE sondern eher vom Szenario MAX auszugehen, so dass sich die Marktanteile der Dünnschichtzellen wieder etwas nach unten verschieben würden.

Ersichtlich ist, dass es – unter der Voraussetzung eines weiterhin sehr deutlichen Wachstums des „kristallinen“ Marktes entsprechend dem Szenario SEE (wofür u. a. der aktuelle Wachstumsschub des Jahres 2004 spricht) – auf jeden Fall rasch sehr großer Anstrengungen bedarf, um das „Marktfenster“ für Dünnschichttechnologien bis zum Jahr 2010 offen zu halten und sie in eine aussichtsreiche Marktposition für die nächste Dekade zu bringen.

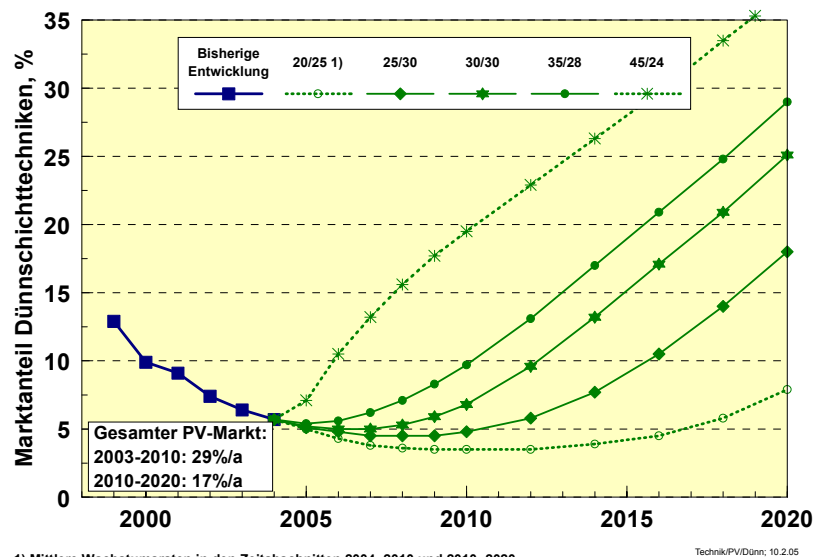


Abb. 19: Entwicklung der Marktanteile von PV-Dünnschichttechnologien seit 1999 [CLSA 2004, Photon Int. 2005] und im Szenario SEE bis 2020 als Funktion unterschiedlicher Wachstumsraten.

5 Zukünftige Kostenprojektionen mit Hilfe von Lernkurven

5.1 Der Lernkurvenansatz

Ein wesentlicher Faktor für eine erfolgreiche Markteinführung einer neuen Technologie ist die zukünftige Kostenentwicklung, von der die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit abhängt. Um Aussagen über die zu erwartende Kostenentwicklung innerhalb der von in Szenarioanalysen üblichen Zeiträume von mehreren Jahrzehnten machen zu können, wird oft das Lernkurvenmodell herangezogen. Der bei vielen Produkten empirisch beobachtete exponentielle Zusammenhang zwischen den Kosten und der kumulierten Produktionsmenge kann durch Lernkurven dargestellt werden:

$$C_X = C_0 \cdot \left(\frac{P_X}{P_0}\right)^{\left(\frac{\log f}{\log 2}\right)}$$

mit	C_X	spezifische Kosten zum Zeitpunkt X
	C_0	spezifische Kosten zum Zeitpunkt 0
	P_X	kumulierte Produktion zum Zeitpunkt X
	P_0	kumulierte Produktion zum Zeitpunkt 0
	f	Lernfaktor

Die erreichbare Kostenreduktion bei Verdopplung der kumulierten Produktion wird als Lernfaktor f bezeichnet (bei f = 0,9 sinken die Kosten bei einer Verdopplung der kumulierten Produktion um 10%). Für zahlreiche Produkte wie Motoren, Gasturbinen, Haushaltsgeräte, Elektronikgüter etc. liegen typische Lernfaktoren zwischen 0,75 und 0,9. Üblicherweise ist zu Beginn der Serienfertigung die erzielte Kostenreduktion relativ hoch und sinkt mit wachsender kumulierter Produktion. Um mit Hilfe von Lernkurven die zukünftige Kostenentwicklung abschätzen zu können, müssen also der Lernfaktor, der sich in Abhängigkeit von der kumulierten installierten Leistung ändern kann, und die in Abhängigkeit von der Zeit kumulierte installierte Leistung bekannt sein.

Durch eine Lernkurve werden die Ergebnisse verschiedener Lernprozesse zusammenfassend beschrieben. Dem heutigen Verständnis technischen Lernens entsprechend werden im Wesentlichen vier verschiedene Arten des Lernens unterschieden [Schaeffer et al. 2004]:

- **Learning-by-searching:** Lernen durch Forschung und Entwicklung (Verbesserung des Know-why)
- **Learning-by-doing:** Lernen durch Erfahrungen in den Produktionsprozessen (Verbesserung des Know-how)
- **Learning-by-using:** Lernen durch die Nutzung einer Technologie, insbesondere durch das optimierte Zusammenwirken verschiedener Teilkomponenten
- **Learning-by-interacting:** Lernen durch den Transfer von Wissen zwischen Anwendern, Herstellern, Forschung und Politik.

Eine Differenzierung zwischen den verschiedenen Lerneffekten ist in den Lernkurvenmodellen bis heute nicht möglich. Ansätze einer „2-Faktoren-Lernkurve“, in denen die Lerneffekte durch Learning-by-doing und Learning-by-searching getrennt abgebildet werden können, werden z. Zt. noch kontrovers diskutiert. Ein wichtiges Anliegen der Forschungspolitik ist es

natürlich, gerade den Einfluss des Learning-by-searching auf die zukünftige Kostenentwicklung besser zu verstehen, um den Einsatz von Forschungsmitteln optimieren zu können. Zur Bearbeitung dieser Fragestellung sind allerdings noch grundlegende Forschungsanstrengungen notwendig.

Lernkurven werden in der Regel verwendet, um zukünftige Kostenprojektionen für eine Technologie zu entwickeln. Neben dem empirisch aus historischen Daten abgeleiteten Lernfaktor ist die erwartete Marktentwicklung eine wichtige Eingangsgröße, die im Lernkurvenmodell den zukünftigen Kostenverlauf entscheidend mitbestimmt. Durch bottom-up basierte Kostenschätzungen (Materialkosten der Einzelkomponenten, Fertigungskosten, etc.) können Aussagen aus Lernkurven zumindest auf Plausibilität geprüft werden, allerdings sind Kostenprojektionen aus bottom-up Studien in der Regel nur über einen relativ kleinen Zeitraum möglich.

Mit Hilfe von Lernkurven kann außerdem der kumulierte finanzielle Aufwand (die so genannten Lernkosten oder Lerninvestitionen, diese entsprechen den kumulierten Differenzkosten bis zum Erreichen des Break-even Punktes) abgeschätzt werden, der notwendig ist, um eine neue Technologie bis zur Konkurrenzfähigkeit zu entwickeln. Folgt die Kostenentwicklung wie in Abb. 20 dargestellt der erwarteten Lernkurve bis zum Break-even Punkt, so werden die notwendigen kumulierten Lernkosten durch die Größe der schraffierten Fläche dargestellt. Der Wert auf der X-Achse, an dem der Break-even Punkt erreicht wird, entspricht der insgesamt installierten Kapazität, die notwendig ist, um die Wirtschaftlichkeit zu erreichen.

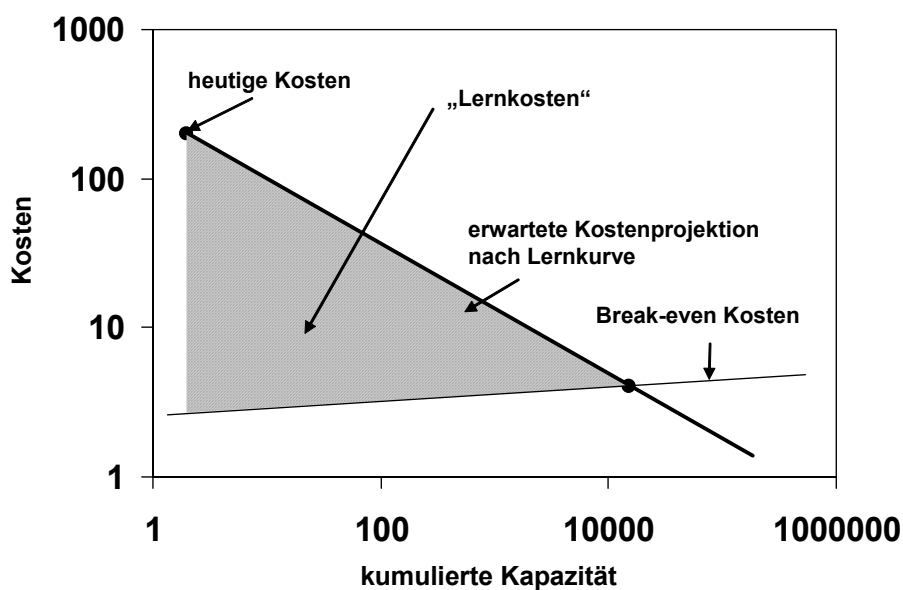


Abb. 20: Ermittlung der Lernkosten bis zur Konkurrenzfähigkeit einer neuen Technologie (nach [Schaeffer et al. 2004])

Lernkurven werden seit langem zur Darstellung von Kostenprojektionen von Energietechnologien im Bereich der Szenarienanalyse genutzt. Die relativ große Anzahl vorliegender Studien, die sich mit Lernkurven einzelner Technologien beschäftigen, ist allerdings durch eine sehr unterschiedliche Qualität und eine teilweise unzureichende methodische Konsistenz gekennzeichnet. Eine umfassende Darstellung methodischer Aspekte sowie von Lernfaktoren für verschiedene Energietechnologien bietet [IEA 2000]. Wegen der großen Bedeutung der erwarteten Kostenentwicklung neuer Technologien gerade im Bereich erneuerbarer Energien und um die bestehenden methodischen Defizite abzubauen, wurden von der Europäischen Kommission in den letzten Jahren zwei Verbundprojekte zur Bestimmung von Lern-

faktoren im Bereich Windenergie („Experience curves: a tool for energy policy assessment“ (EXTOOL), [Neij et al. 2003] und der Fotovoltaik („Photovoltaic systems and experience curves“ (PHOTEX), [Schaeffer et al. 2004]) durchgeführt. Die Ergebnisse aus diesen Projekten repräsentieren den aktuellen Stand des Wissens. Die Ergebnisse aus dem PHOTEX-Projekt werden im folgenden Abschnitt zusammengefasst.

Wie bereits oben erwähnt, wird in laufenden Forschungsarbeiten versucht, den Einfluss von F&E-Aufwendungen auf das technische Lernen durch eine 2-Faktoren Lernkurve getrennt abzubilden [Kouvaritakis et al. 2000], [Miketa u. Schratzenholzer 2000]. Dieser Ansatz ist in der Forschergemeinschaft noch umstritten und konnte bisher noch keine überzeugenden Ergebnisse liefern.

5.2 Zusammenfassende Darstellung der PHOTEX-Ergebnisse

Ausgehend von einer ausführlichen Diskussion der methodischen Grundlagen wurde in PHOTEX [Schaeffer et al. 2004] die weltweite Preisentwicklung von PV-Systemen im Zeitraum 1976 bis 2001 untersucht. Daten für Balance-of-System (BOS) Komponenten wurden sowohl aggregiert für Europa als auch für einzelne europäische Länder ausgewertet. Es wurde unterstellt, dass wegen der vorherrschenden Marktstrukturen für die Modulproduktion von einem globalen Lernen ausgegangen werden kann, während auf Grund regionaler Unterschiede für BOS-Komponenten von einem regionalen bzw. nationalen Lernen ausgegangen wird. Zur Ableitung von Lernfaktoren für BOS-Komponenten wurden netzgekoppelte Systeme in Europa untersucht, wobei zwischen kleinen Dachanlagen und zentralen großen Systemen ($> 100 \text{ kW}_p$) unterschieden wurde. Bei der Ableitung eines Lernfaktors für PV-Module konnte nicht zwischen verschiedenen PV-Technologien unterschieden werden, so dass keine technologiespezifischen Lernfaktoren vorliegen.

Um zeitliche Trends bei der Bestimmung von Lernfaktoren besser zu abbilden zu können wurde in PHOTEX mit einem gleitenden Mittelwert (über 10 und 15 Jahre) gearbeitet. Für die letzten 15 Jahre lag der Lernfaktor für PV-Module bei etwa 0,75. Für das gesamte BOS liegt der Lernfaktor bei 0,80, sowohl für Europa als auch für Deutschland (vor allem kleine Dachanlagen) und die Niederlande (vor allem Großanlagen im MW-Bereich). Dies weist darauf hin, dass sich die Geschwindigkeit des Lernens in den verschiedenen Ländern im betrachteten Zeitraum trotz regionalspezifischer Besonderheiten nicht wesentlich voneinander unterschieden hat.

Eine Analyse von Wechselrichterpreisen führt zu einem relativ schlechten Lernfaktor von 0,90. Es sollte aber darauf hingewiesen werden, dass sich die im entsprechenden Zeitraum erreichte Steigerung des Wirkungsgrades und der Lebensdauer nicht im auf die Investitionskosten bezogenen Lernfaktor widerspiegelt. Außerdem ist zu berücksichtigen, dass es zu Spillover-Effekten durch den Einsatz von Wechselrichtern in ähnlichen Anwendungsbereichen kommen kann (z.B. UPS-Systeme), wodurch die Ermittlung des tatsächlichen Lernfaktors schwieriger wird. Der in PHOTEX ermittelte relativ schlechte Lernfaktor für Wechselrichter bedeutet gleichzeitig, dass die sonstigen BOS-Komponenten (Trägerstrukturen, Verkabelung, Installation) ein deutlich schnelleres Lernen mit einem Lernfaktor von etwa 0,76 aufweisen. Damit gleichen sie praktisch dem Wert für PV-Module von 0,75.

In der Diskussion um Lernfaktoren wird oft davon ausgegangen, dass Lernfaktoren über der Zeit konstant bleiben, oder aber – wie bei ausgereiften technischen System in der Vergangenheit beobachtet – mit der Zeit ungünstiger werden, da das Potential für weiteres technisches Lernen abnimmt. Die PHOTEX-Ergebnisse zeigen, dass der Lernfaktor für Module über einen langen Zeitraum hinweg relativ konstant bei etwa 0,80 lag. Während der 90er-Jahre sank der Lernfaktor sogar auf Werte zwischen 0,75 bis 0,70 (d.h. schnelleres Lernen). Da diese Periode durch instabile Modulpreise gekennzeichnet war, wird dieser Lernfaktor als möglicherweise zu optimistisch eingeschätzt. Der für den Zeitraum 1999 bis 2001 – in dem es wieder zu einer Stabilisierung der Preise kam – berechnete Lernfaktor von 0,75 wird von PHOTEX als guter Schätzwert für PV-Module für die letzten 10 bis 15 Jahre angesehen.

Die Verbesserung des Lernfaktors in den 90er-Jahren fällt mit einer Periode eines relativ niedrigen Marktwachstums zusammen. Außerdem kann davon ausgegangen werden, dass die Ergebnisse von erfolgreichen Forschungsaktivitäten in der Folge relativ hoher F&E-Aufwendungen in den 80er-Jahren in dieser Zeit zu einer spürbaren Kostenreduktion in der kommerziellen Fertigung geführt haben [Schaeffer et al. 2004]. Die beobachteten zeitlichen Änderungen sowohl im Marktwachstum als auch der F&E-Aufwendungen sind zu einem großen Teil Ergebnis politischer Entscheidungen. Dies bedeutet, dass politische Maßnahmen technisches Lernen und damit den Verlauf der Lernkurve deutlich beeinflussen können. Ein bestimmter Lernfaktor ist also keine intrinsische Eigenschaft einer Technologie. Eher ist von einer ständigen Rückkopplung zur jeweiligen Markt- und Fördersituation auszugehen.

5.3 Erreichbare Stromgestehungskosten

Mit Hilfe von Lernkurven kann eine Projektion der Kostenentwicklung für die Stromerzeugung aus Fotovoltaik in Abhängigkeit vom Lernfaktor und der kumulierten installierten Leistung entwickelt werden. Die Entwicklung der weltweit installierten PV-Kapazität wurde in Kapitel 1.3 für verschiedene Szenarien dargestellt. Die zukünftige Entwicklung des Lernfaktors ist – wie oben gezeigt - mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Mittels einer Sensitivitätsanalyse können jedoch aus der Zusammenwirkung von Marktwachstum und Lernfaktor Rückschlüsse auf die zu erbringende Forschungs- und Entwicklungsleistungen und auf die erforderlichen finanziellen Aufwendungen gezogen werden. Es wird mit drei unterschiedlichen Sätzen von Lernfaktoren gerechnet wird, wobei ein aggregierter Lernfaktor für Modul und BOS verwendet wird, da sich aus der Photex-Studie keine eindeutigen Unterschiede nachweisen lassen (Tabelle 14). Der optimistische Fall I geht davon aus, dass der in PHOTEX ermittelte Lernfaktor von etwa 0,80 für das Gesamtsystem über den hier betrachteten Zeitraum von 50 Jahren konstant bleibt. Da dies nicht unbedingt den Erfahrungen mit anderen Technologien entspricht, wird im pessimistischen Fall III schon zwischen heute und 2020 von einem Lernfaktor von 0,84 ausgegangen, der bis 2050 auf den Wert einer ausgereiften Technologie von 0,96 steigt. In einem mittleren Fall II bleibt der Lernfaktor bis 2020 konstant bei 0,80, steigt dann aber bis 2050 auf 0,95 an.

Tabelle 14: Parametervariation der Lernfaktoren

	Lernfaktor			
	bis 2020	2020-2030	2030-2040	2040-2050
Fall I: optimistisch	0,80	0,80	0,80	0,80
Fall II: mittel	0,80	0,85	0,90	0,95
Fall III: pessimistisch	0,84	0,88	0,92	0,96

Diese Bandbreite der Lernfaktoren legt fest, wann die in Kap. 3 diskutierte Systemkosten-Benchmark von 1 €/W_p erreicht werden kann. Der früheste Zeitpunkt tritt ein, wenn hohe Zuwächse (Szenario MAX) mit optimistischen Lernraten (Fall I) kombiniert werden können. In diesem Fall wird die **Benchmark im Jahr 2025** erreicht. In der ungünstigen Kombination MIN III wird die Benchmark bis 2050 überhaupt nicht erreicht. Die spezifischen Kosten stagnieren langfristig bei 1,5 €/W_p. Im mittleren Bereich liegt dementsprechend die Kombination SEE II, bei der die 1 €/W_p-Benchmark im **Jahr 2032** erreicht wird und sich langfristig ein Wert von etwa 0,85-0,90 €/W_p einstellt.

Abb. 21 zeigt die Kostenentwicklung am Beispiel der mittleren globalen PV-Stromgestehungskosten in den fünf betrachteten Ausbauszenarien für den Fall der mittleren Lernfaktorentwicklung (Fall II). Es wird von einer mittleren globalen Jahreseinstrahlung von 1767 kWh/m².a auf der Modulebene ausgegangen. Ausgehend von den heute beobachteten Lernfaktoren ist zu erwarten, dass die PV-Stromgestehungskosten von heute knapp 40 ct/kWh bis zum Jahr 2010 auf 20 bis 25 ct/kWh zurückgehen. Ab 2020 verläuft die Kostenkurve sehr viel flacher, bis 2030 ist das Potenzial zur Kostenreduktion weitgehend ausgeschöpft.

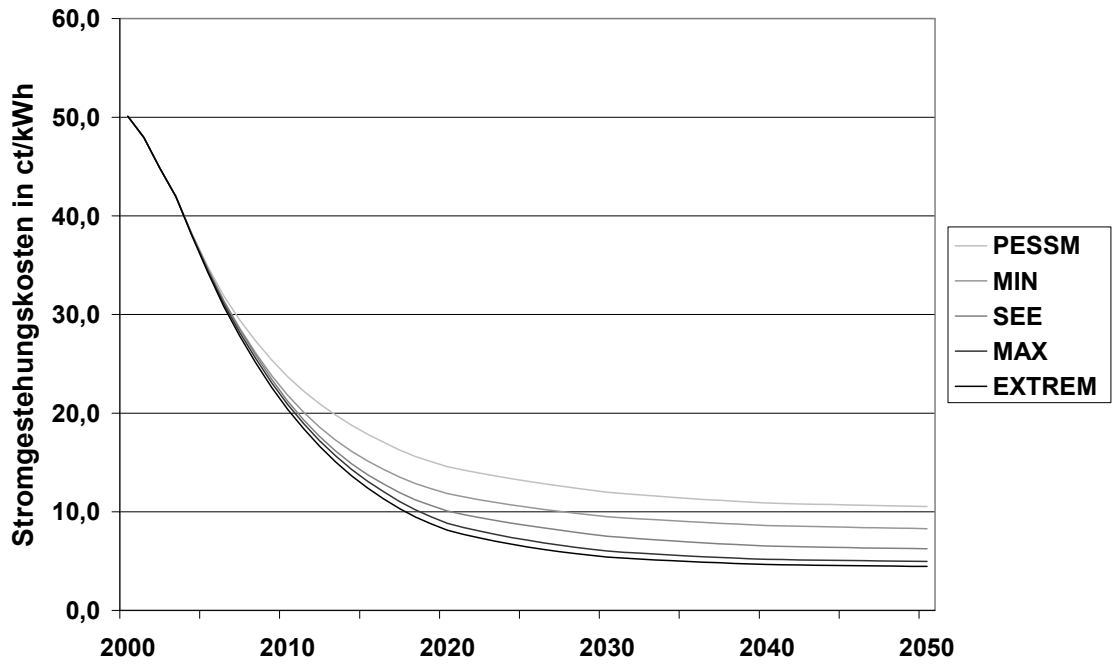


Abb. 21: Entwicklung der PV-Stromgestehungskosten in den verschiedenen Ausbauszenarien (Entwicklung der Lernfaktoren entsprechend dem mittleren Fall II, Zinssatz 6%/a, Abschreibungsdauer 20a; Ausgangswert 2004: 5 250 €/kWp)

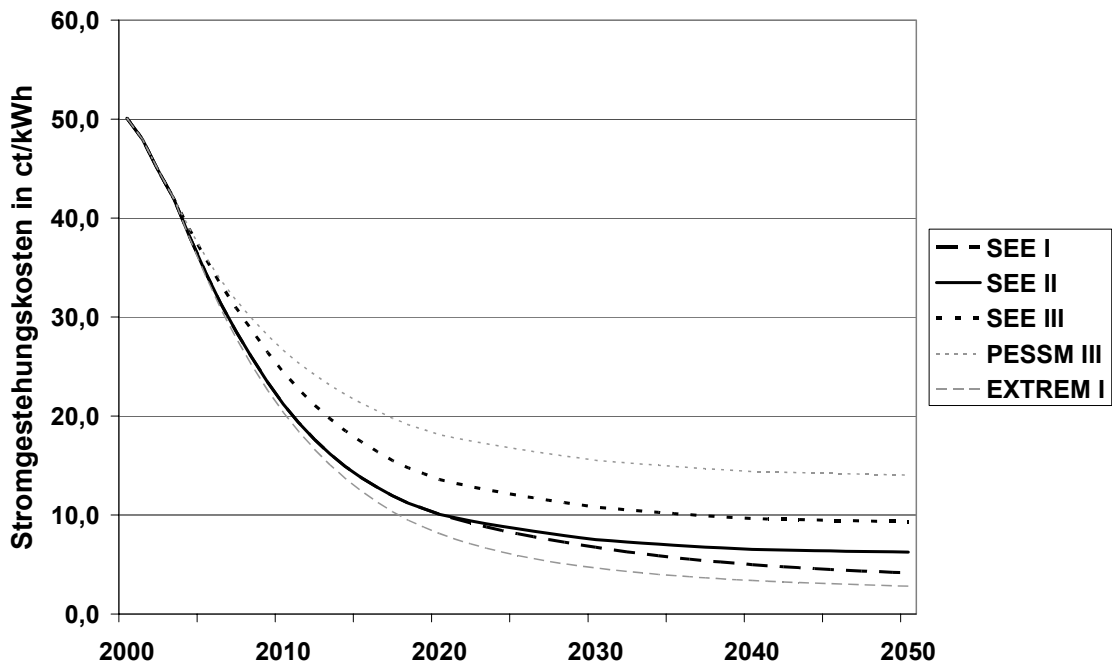


Abb. 22: Entwicklung der PV-Stromgestehungskosten in ausgewählten Ausbauszenarien in Abhängigkeit von der Entwicklung der Lernfaktoren (Zinssatz 6%/a, Abschreibungsdauer 20a, Ausgangswert 2004: 5 250 €/kWp)

Im Jahr 2050 liegen die mit dem Lernkurvenmodell berechneten Stromgestehungskosten zwischen 4,5 ct/kWh im Szenario EXTREM und 10,5 ct/kWh im Szenario PESSM. Im mittleren Szenario SEE betragen die Stromgestehungskosten im Jahr 2050 6,3 ct/kWh.

Abb. 22 verdeutlicht am Beispiel des Szenarios SEE den Einfluss des Lernfaktors auf den Verlauf der Kostenkurve. Wird dem Fall III entsprechend von einer pessimistischen Entwicklung des Lernfaktors ausgegangen, so zeigt die Kostenkurve einen deutlich flacheren Verlauf. Die Stromgestehungskosten sinken erst nach 2035 unter 10 ct/kWh und liegen im Jahr 2050 noch bei 9,3 ct/kWh. Im optimistischen Fall I (Lernfaktor konstant 0,8) werden dagegen bis 2050 Stromgestehungskosten von 4,2 ct/kWh erreicht, bereits 2020 liegen sie unter 10 ct/kWh.

Um die mögliche Bandbreite der Kostenentwicklung aufzuzeigen, sind in Abb. 22 zusätzlich zum Szenario SEE auch die extremen Kostenverläufe für das Szenario PESSM mit der ungünstigen Lernfaktorentwicklung Fall III und das Szenario EXTREM mit der optimistischen Lernfaktorentwicklung Fall I dargestellt. Im pessimistischen Fall liegen die PV-Stromgestehungskosten auch im Jahr 2050 noch deutlich über 10 ct/kWh und wären damit noch weit von einer Wirtschaftlichkeit entfernt, im günstigsten Fall werden dem Lernkurvenmodell entsprechend extrem niedrige Kosten von 2,8 ct/kWh erreicht. Beide Fälle sind als nicht realistisch anzusehen. Durch Material- und Fertigungskosten ist von Mindestkosten („floor-costs“) auszugehen, die auch durch technisches Lernen nicht unterschritten werden können. Diese liegen entsprechend der Erläuterung in Kap. 3 bei etwa 0,5 €/W_p Modulkosten und etwa 1 €/W_p Systemkosten. Abb. 22 weist aber darauf hin, dass gerade durch den Übergang von einem sehr verhaltenen PV-Ausbau unter Randbedingungen, die technisches Lernen nur bedingt fördern, zu einem wie im Szenario SEE beschriebenen Ausbau der Fotovoltaik mit einer mittleren Entwicklung der Lernfaktoren ein großes Potenzial zur Kostenreduktion erschlossen werden kann. Aus der Perspektive des durch Lernkurven beschriebenen technischen Zieles liegen die in Kap. 3 erläuterten zu erwartenden Zielwerte von etwa 0,5 €/W_p Modulkosten und etwa 1 €/W_p Systemkosten noch oberhalb dieser Mindestkosten.

5.4 Ökonomische Bewertung verschiedener Szenarien für einen weltweiten PV-Ausbau

Eine zentrale Größe für die wirtschaftliche Bewertung verschiedener PV-Ausbaustrategien sind die Differenzkosten, die innerhalb eines bestimmten Zeitraums durch den verstärkten Einsatz der Fotovoltaik im Vergleich zur Stromversorgung ohne Nutzung der Fotovoltaik verursacht werden. Je nach Ausbauszenario, betrachtetem Zeitraum und den zum Vergleich herangezogenen anlegbaren Kosten kann der Fotovoltaik-Ausbau zu Mehrkosten führen (positive Differenzkosten) oder zu einer Reduktion der Stromerzeugungskosten beitragen (negative Differenzkosten). Eine weitere wichtige Größe, die vor allem bei der Gestaltung politischer Förderinstrumente eine Rolle spielt, ist die Höhe der notwendigen Lernkosten, die von der Volkswirtschaft als Vorleistung bis zum Erreichen der Wirtschaftlichkeit zur Verfügung gestellt werden muss.

Sowohl die Höhe der Differenzkosten als auch der Lernkosten für einen PV-Ausbau hängen von der absoluten Höhe des Ausbauziels, von der Geschwindigkeit der Markteinführung, von der zukünftigen Entwicklung der Kosten der PV-Systeme sowie von der Entwicklung der anlegbaren Kosten ab. In der folgenden Analyse wird für einen Fächer von Annahmen, der sich aus den Ergebnissen der in den vorherigen Kapiteln durchgeführten Überlegungen ergibt, die jeweils resultierenden Differenzkosten und Lernkosten für verschiedene globale PV-Ausbauszenarien bis zum Jahr 2050 bestimmt. Wegen der zum Teil doch erheblichen Unsicherheiten vor allem im Hinblick auf die zukünftige Kostenentwicklung der Fotovoltaik, aber auch auf die Entwicklung der anlegbaren Kosten in den verschiedenen Marktsegmenten, der weltweiten PV-Potenzialen in den Marktsegmenten, etc. soll die hier durchgeführte Abschätzung vor allem dazu dienen, die Größenordnung der Differenzkosten und Lernkosten unter verschiedenen Rahmenbedingungen aufzuzeigen und damit das Verständnis für das Zusammenwirken verschiedener Schlüsselparameter zu verbessern. Mit Hilfe der Ergebnisse

der Abschätzung können Mindestanforderungen an einen erfolgreichen PV-Ausbau identifiziert und die Kosten und Nutzen unterschiedlicher Ausbaustrategien aufgezeigt werden.

Der Abschätzung der Differenzkosten und Lernkosten werden folgende Annahmen zu Grunde gelegt:

- *PV-Ausbauszenarien*: Die Entwicklung der weltweit kumulierten PV Kapazität erfolgt entsprechend der Vorgaben der in Kapitel 1 dargestellten fünf Szenarien zur Entwicklung der Fotovoltaik (PESSM, MIN, SEE, MAX, EXTREM, siehe auch Tabelle 2).
- *Zukünftige Kostenverläufe* für PV-Systeme werden in den verschiedenen Szenarien durch die im vorhergehenden Abschnitt beschriebenen unterschiedliche Sätze von Lernfaktoren wiedergegeben (Tabelle 14)
- *Anlegbare Kosten*: Die Kosten der Stromerzeugung aus PV werden mit den in Kapitel 2.2 abgeleiteten anlegbaren Kosten unter Berücksichtigung des PV-Einsatzes in den verschiedenen Marktsegmenten verglichen. In einer Variante „Mäßiger Klimaschutz“ wird die Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern ab 2010 zusätzlich mit Kosten von 15 €/t CO₂ beaufschlagt. In der Variante „Wirksamer Klimaschutz“ wird dieser Aufschlag von 15 €/t CO₂ in 2010 kontinuierlich auf 50 €/t CO₂ im Jahr 2050 erhöht.
- Es wird mit einem Zinssatz von 6 % gerechnet. Die Abschreibungsdauer beträgt 20 Jahre, die jährlichen Betriebskosten werden mit 1 % der Investitionskosten angesetzt.

Die Ergebnisse der Kostenabschätzung sind in Tabelle 15 für die Variante „mäßiger Klimaschutz“ und in Tabelle 16 für die Variante „wirksamer Klimaschutz“ zusammengefasst. Für jedes der betrachteten PV-Ausbauszenarien sind unter Berücksichtigung der verschiedenen Lernfaktor-Varianten jeweils die aus der verstärkten PV-Nutzung resultierenden kumulierten Differenzkosten bis 2020 und bis 2050, das Jahr, in dem der Break-even Punkt erreicht wird, und – sofern dieser erreicht wird – die bis zum Erreichen der Wirtschaftlichkeit notwendigen Lernkosten wiedergegeben.

Es sei darauf hingewiesen, dass es sich hier um eine vereinfachte aggregierte Darstellung des weltweiten PV-Marktes handelt. Die verschiedenen PV-Anwendungsgebiete mit jeweils unterschiedlichen anlegbaren Kosten (vgl. Tabelle 8) werden zwar durch eine Wichtung mit dem jeweiligen Marktpotenzial bei der Ermittlung der aggregierten anlegbaren Kosten berücksichtigt, eine detaillierte Analyse einzelner Marktsegmente war aber im Rahmen der Studie nicht möglich. In verschiedenen Marktsegmenten (z.B. netzferne Anwendungen, Inselnetze) wird die Fotovoltaik bereits heute wirtschaftlich genutzt bzw. kann die Wirtschaftlichkeit deutlich früher als in den Tabellen für den gesamten PV-Markt dargestellt erreicht werden.

In den anlegbaren Kosten sind diese Marktsegmente allerdings berücksichtigt worden, so dass die hier ermittelten und im folgenden diskutierten Differenzkosten und Lernkosten (= Differenzkosten bis zum break even Zeitpunkt) auf der Basis der gesetzten Parameter auf jeden Fall korrekte Anhaltswerte für die Aufwendungen liefern, die im Falle einer energiewirtschaftlich relevanten Ausweitung des Fotovoltaikmarktes zu erbringen sind.

Tabelle 15: Differenzkosten und Lernkosten verschiedener PV-Ausbaustrategien in der Variante „mäßiger Klimaschutz“ (15 €/t CO₂ ab 2010)

Szenario	PV-Anteil in 2050 an globaler Stromerz.	Break-even Zeitpunkt	Lernkosten bis Break-even ^{a)} in Mrd. €	kumulierte Differenzkosten bis 2050 in Mrd. €	kumulierte Differenzkosten bis 2020 in Mrd. €
PESSM I		> 2050		402	102
PESSM II	1 %	> 2050		479	102
PESSM III		> 2050		762	118
MIN I		2042	422	365	133
MIN II	2,5 %	> 2050		520	133
MIN III		> 2050		1.143	164
SEE I		2034	382	- 574	155
SEE II	8,6 %	2036	434	- 17	155
SEE III		> 2050		1.745	201
MAX I		2028	312	- 3.462	168
MAX II	21 %	2030	343	- 2.199	168
MAX III		2046	1.683	1.623	230
EXTREM I		2026	286	- 5.961	180
EXTREM II	39 %	2027	306	- 4.288	180
EXTREM III		2041	1.495	962	257

^{a)} kumulierte Differenzkosten bis zum Erreichen des Break-even Punktes

Tabelle 16: Differenzkosten und Lernkosten verschiedener PV-Ausbaustrategien in der Variante „wirksamer Klimaschutz“ (15 €/t CO₂ ab 2010, Steigerung bis 50 €/t CO₂ in 2050)

Szenario	PV-Anteil in 2050 an globaler Stromerz.	Break-even Zeitpunkt	Lernkosten bis Break-even ^{a)} in Mrd. €	kumulierte Differenzkosten bis 2050 in Mrd. €	kumulierte Differenzkosten bis 2020 in Mrd. €
PESSM I		2047	335	331	101
PESSM II	1 %	> 2050		408	101
PESSM III		> 2050		707	117
MIN I		2038	358	203	132
MIN II	2,5 %	2042	401	358	132
MIN III		> 2050		982	163
SEE I		2032	331	- 1.098	153
SEE II	8,6 %	2033	360	- 540	153
SEE III		2049	1.221	1.220	199
MAX I		2027	278	- 4.709	166
MAX II	21 %	2028	297	- 3.447	166
MAX III		2039	1.113	376	228
EXTREM I		2025	258	- 7.742	177
EXTREM II	39 %	2026	270	- 6.070	177
EXTREM III		2036	1.035	- 820	254

^{a)} kumulierte Differenzkosten bis zum Erreichen des Break-even Punktes

Die Ergebnisse aus Tabelle 15 zeigen, dass unter der Variante „mäßiger Klimaschutz“ bei einem PV-Ausbau mit den in den Szenarien PESSM und MIN festgelegten Wachstumsraten bis zum Jahr 2050 die Wirtschaftlichkeitsschwelle praktisch nicht erreicht werden kann (Ausnahme: Szenario MIN mit dem günstigen Fall eines konstanten Lernfaktors 0,8 bis 2050). Erst im Szenario SEE mit einer im Jahr 2050 installierten PV-Leistung von knapp 2.500 GW_p gelingt es, die Differenzkosten der PV-Nutzung vor 2050 auf Null zurückzuführen und einen wirtschaftlichen Nutzen durch den verstärkten PV-Einsatz zu erreichen. Um dies zu erreichen, ist eine Förderung des globalen PV-Einsatzes in Höhe von insgesamt ca. 400 Mrd. € über die nächsten 30 Jahre erforderlich. Eine notwendige Voraussetzung für das Erreichen der Wirtschaftlichkeit im SEE-Szenario ist allerdings, dass der Lernfaktor zumindest über die nächsten 20 Jahre konstant bei 0,8 liegt. Folgt der Lernfaktor dagegen der ungünstigeren Variante III, so wird selbst im Maximal- (MAX) bzw. im Extrem-Szenario (EXTREM) die Wirtschaftlichkeit erst zwischen 2040 und 2050 erreicht, die insgesamt notwendigen Lerninvestitionen steigen auf beträchtliche 1.500 bis 1.700 Mrd. €.

Um ein Gefühl für die Größenordnung dieser Summen zu geben, sei darauf hingewiesen, dass die International Energy Agency in ihrem letzten World Energy Investment Outlook (IEA, 2003) für eine Referenzentwicklung von weltweiten Investitionen im Kraftwerkssektor von ca. 4.500 Mrd. € im Zeitraum 2001 bis 2030 ausgeht, davon 1.500 Mrd. € für sämtliche Techniken zur Nutzung erneuerbarer Energien. Lernkosten alleine für die PV in der Größenordnung von mehr als 1.500 Mrd. € innerhalb der nächsten 40 bis 50 Jahre erscheinen vor diesem Hintergrund als prohibitiv hoch. Ein erfolgreicher PV-Ausbau setzt also unbedingt voraus, dass vor allem in den nächsten 20 Jahren die in den letzten 15 Jahren beobachteten Kostenreduktionen für PV-Systeme kontinuierlich fortgeführt werden können.

Aus Tabelle 15 wird auch deutlich (vgl. auch Abb. 15), dass nach Erreichen des Break-even Zeitpunkts die Differenzkosten rasch größere negative Werte annehmen wenn der Lernfaktor wie in den Fällen I und II angenommen beibehalten werden kann. Wie die kumulierten negativen Differenzkosten bis 2050 für die Szenarien SEE und MAX zeigen, amortisieren sich die Vorleistungen in die PV-Markteinführung sehr rasch (Lernkurvenentwicklung Fall I und II).

Wird in der Variante „wirksamer Klimaschutz“ auf Grund höherer CO₂-Aufschläge mit höheren anlegbaren Kosten gerechnet, so verschieben sich sämtliche Parameter wie erwartet deutlich zu Gunsten der PV, d.h. die Differenzkosten werden kleiner und die Wirtschaftlichkeit wird um einige Jahre früher erreicht. Wird eine günstige Entwicklung des Lernfaktors unterstellt (Fall I oder II), so kann in den Szenarien SEE oder MAX die Wirtschaftlichkeit in 25 bis 30 Jahren erreicht werden, die Lernkosten liegen zwischen 280 und 360 Mrd. €. Die hohen negativen Werte der kumulierten Differenzkosten bis 2050 weisen auf die unter diesen Bedingungen langfristigen hohen wirtschaftlichen Nutzen einer PV-Ausbastrategie zum Ersatz fossiler Energieträger hin.

Abb. 23 zeigt am Vergleich der Szenarien SEE und MAX, dass bei gleichem Lernfaktor – der bis 2020 nicht über 0,8 liegen sollte – durch eine forcierte Markteinführung der PV die Differenzkosten bei nahezu konstanten Lernkosten nach Erreichen des Break-even Punktes deutlich gesenkt werden, außerdem wird dadurch der Zeitpunkt der Wirtschaftlichkeit früher erreicht.

In Abb. 24 werden die jährlichen Differenzkosten des PV-Ausbaus auf die jährliche weltweite Stromerzeugung (IEA 2004 Szenario, siehe Kapitel 1) bezogen. Ohne Berücksichtigung der beiden extremen Ausbauszenarien PESSM und EXTREM liegen selbst bei ungünstiger Entwicklung der Lernfaktoren (Fall III) die durch den PV-Ausbau verursachten Zusatzkosten maximal bei 0,2 ct/kWh. Bei der in den Fällen I und II unterstellten günstigeren Entwicklung der Lernkurven liegt das Maximum der Zusatzkosten deutlich unter 0,1 ct/kWh. Dies zeigt, dass die in den verschiedenen Szenarien beschriebenen PV-Ausbastrategien im Prinzip mit einem sehr moderaten Zuschlag auf die globalen Stromerzeugungskosten realisiert werden können.

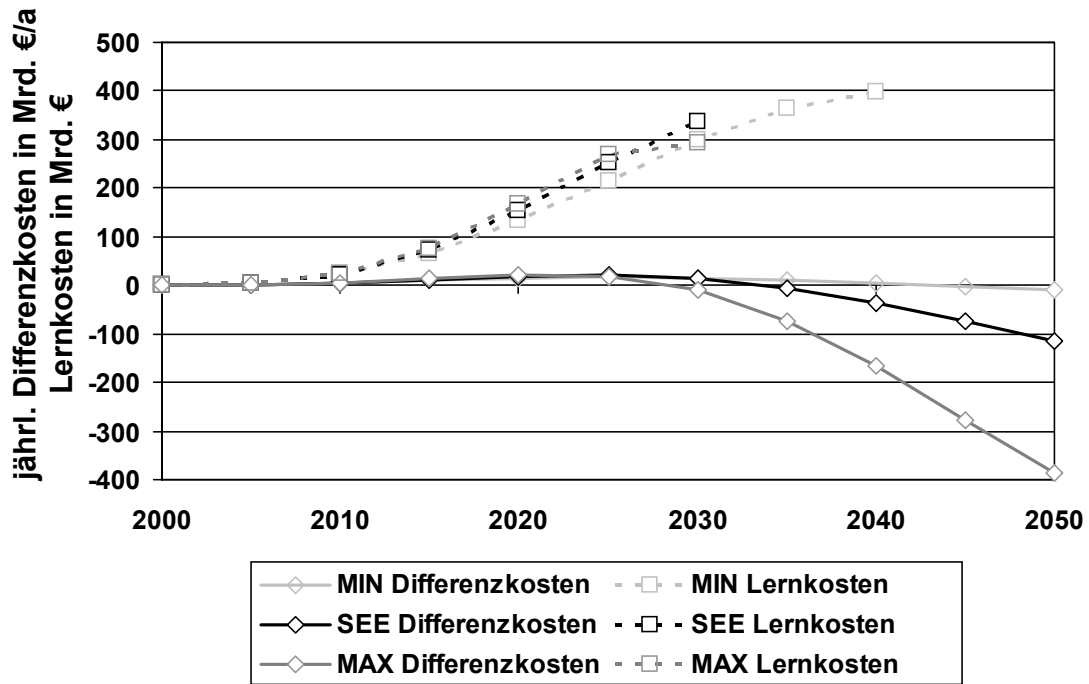


Abb. 23: Zeitlicher Verlauf der jährlichen Differenzkosten und der kumulierten Lernkosten in den Szenarien SEE und MAX, Lernfaktorentwicklung Fall II, Variante wirksamer Klimaschutz.

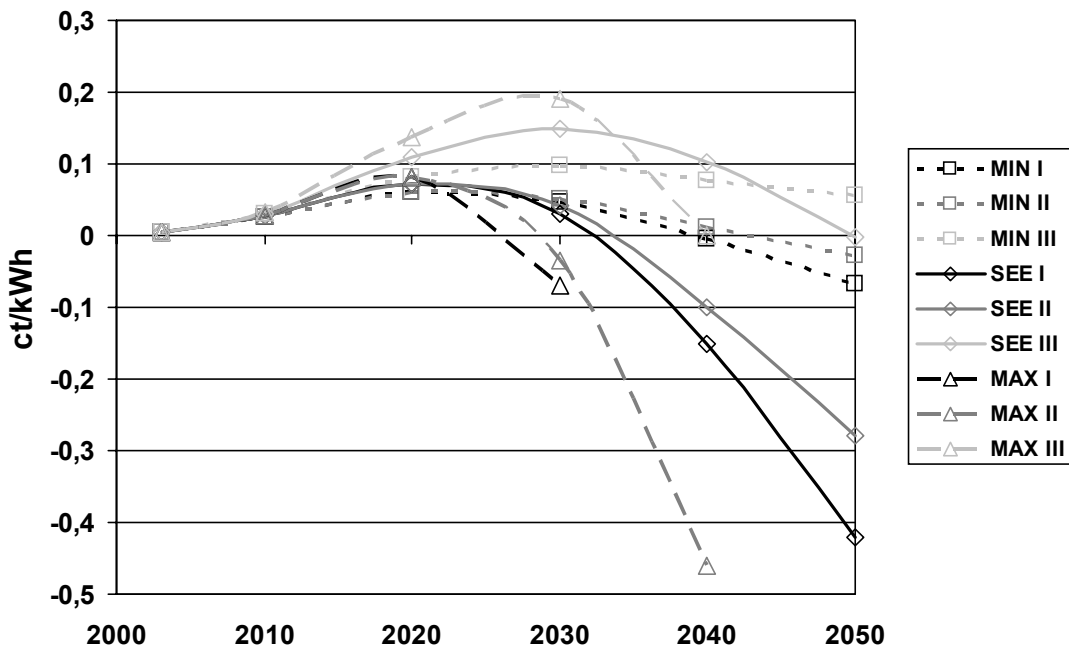


Abb. 24: Jährliche Differenzkosten des PV-Ausbaus bezogen auf die jährliche weltweite Stromerzeugung (weltweite Stromerzeugung entsprechend dem extrapolierten Szenario der IEA 2004, siehe Kapitel 1)

Aus Abb. 24 wird auch deutlich, dass durch einen stärker forcierten PV-Ausbau die maximalen spezifischen Differenzkosten erhöht und nach vorne verschoben werden, entsprechend früher wird aber auch die Wirtschaftlichkeit. Durch einen langsameren Ausbau wird die Kurve der Differenzkosten abgeflacht, die maximalen spezifischen Differenzkosten werden niedriger und der Peak tritt erst später auf.

In Abb. 25 sind die kumulierten Differenzkosten bis 2050 über den notwendigen Lernkosten aufgetragen. Eine dem pessimistischen Fall III entsprechende Entwicklung der Lernfaktoren führt in allen Szenarien zu „unzulässig“ hohen Lernkosten von über einer Billionen €. Sind die bis 2050 kumulierten Differenzkosten negativ, so können die notwendigen Aufwendungen für die PV-Markteinführung in dem entsprechenden Szenario als „rentable“ volkswirtschaftliche Vorleistung angesehen werden. In den Szenarien PESSM und MIN wird dies auch mit günstigen Lernfaktoren nicht erreicht. Die Werte des Extremszenarios werden bis 2050 als nicht erreichbar angesehen. Aus Abb. 26 wird deutlich, dass vor 2028 bis 2030 der Break-even Punkt nicht zu erreichen ist, bis 2035 kann das Erreichen der Wirtschaftlichkeit jedoch als relativ sicher angesehen werden. Nur in den Szenarien PESSM und MIN und bei ungünstiger Entwicklung des Lernfaktors kann der Break-even Punkt erst deutlich nach 2040 erreicht werden.

Die hier dargestellten Ergebnisse legen nahe, dass es ein vorrangiges Ziel der Förderpolitik sein muss, die in den letzten 15 bis 20 Jahren beobachtete hohe Lernrate (Lernfaktor von maximal 0,80) und die dadurch möglichen Kostenreduktionen in den nächsten 20 Jahren auf dem gleichen Niveau zu halten. Ohne diesen günstigen Lernfaktor können auch bei einem sehr massiven Ausbau der installierten PV-Kapazität bei einem Durchlaufen der Lernkurve die Konkurrenzfähigkeit für netzgekoppelte Anlagen in den nächsten 50 Jahren entweder gar nicht oder nur mit sehr hohen Kosten erreicht werden. Wird jedoch in den nächsten 20 Jahren ein Lernfaktor von 0,8 erreicht, so bieten Ausbauszenarien wie das Szenario Solar Energy Economy (SEE) ein ausreichendes Marktvolumen, um die Lernkurve zu durchlaufen und mit moderaten Lernkosten die Wirtschaftlichkeit in den nächsten 20 bis 30 Jahren zu erreichen. Durch einen weiter forcierten PV-Ausbau können in diesem Fall die Differenzkosten und Lernkosten weiter reduziert werden. Liegt aber wie in den Szenarien PESSM oder MIN beschrieben die global installierte PV-Leistung im Jahr 2050 noch unter 1.000 GW_p, so wird auch bei konstant günstigen Lernfaktoren das Wirtschaftlichkeitsziel verfehlt.

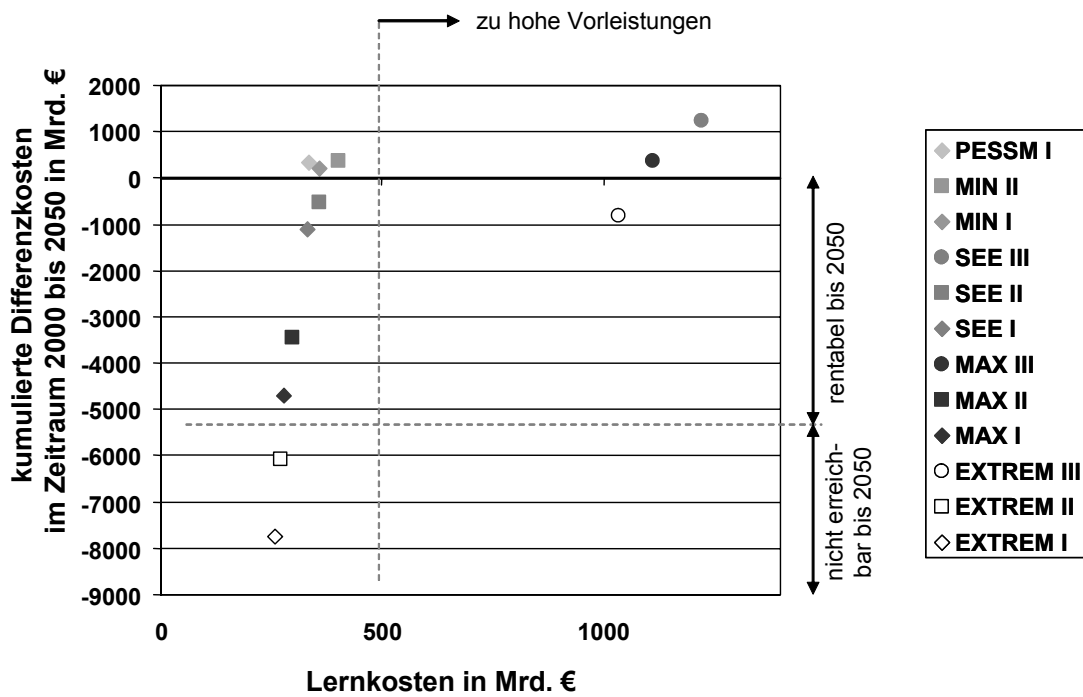


Abb. 25: Differenzkosten verschiedener PV-Ausbaustrategien in Abhängigkeit von den notwendigen Lernkosten (Variante wirksamer Klimaschutz)

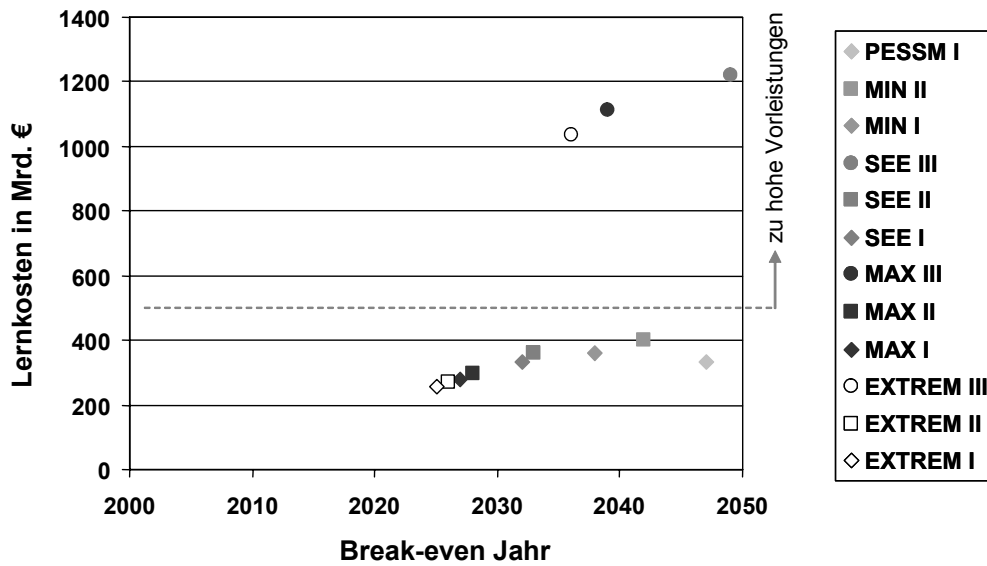


Abb. 26: Lernkosten über dem Jahr, in dem der Break-even Punkt erreicht wird (Variante wirksamer Klimaschutz)

5.5 Lernkosten für die Markteinführung von Dünnschichtzellen

5.5.1 Ansatz zur Extrapolation der Studie von A.D.Little

PV-Module, welche die Dünnschichttechnologie nutzen, sind heute noch teurer als die konventionellen kristallinen Siliziummodule. Allerdings werden die Dünnschichttechniken hauptsächlich aufgrund der Erwartung entwickelt, dass sie zukünftig kostengünstiger produziert werden können als die bisher den Markt beherrschenden Techniken.

Eine vielzitierte Studie des Consultingunternehmens A.D.Little [ADL 2000] quantifiziert die bis 2010 zu erwartenden Fortschritte sowohl für die konventionellen als auch für die Dünnschichttechniken (Tabelle 17).

Tabelle 17: Direkte Herstellkosten für PV-Module für die Jahre 2000 und 2010.

	Cz-Si	Poly-Si	a-Si	CdTe	CIS
	US \$/W _p	US \$/W _p	US \$/W _p	US \$/W _p	US \$/W _p
10 MW _p -Fabrik im Jahr 2000	2,45	2,10	2,70	2,30	2,25
100 MW _p -Fabrik im Jahr 2010	1,45	1,15	1,40	0,95	1,00

Nach diesen Untersuchungen könnten die Dünnschichtmodule zukünftig in größeren Fabriken kostengünstiger produziert werden als die konventionellen PV-Module. Hierzu müssen aber zunächst Lernkosten aufgewendet werden, da ohne ausreichende Erfahrung mit kleinen Produktionsanlagen (bei hohen Herstellkosten) keine großen Fabriken, welche dann kostengünstigere Dünnschichtzellen produzieren können, aufgebaut werden können. Um diese Lernkosten näherungsweise zu quantifizieren, wird zunächst ein von Werner [Werner 2004] vorgestellter Ansatz, welcher sich auf die o.a. Ergebnisse der ADL-Studie stützt, verfolgt.

Abb. 27 zeigt die Herstellkosten von polykristallinen Silizium- und CIS-Modulen als Funktion der Fabrikgröße in doppeltlogarithmischer Auftragung. Die beiden Kostengeraden werden von den beiden durch die ADL-Studie vorgegebenen Wertepaaren für Poly-Si und CIS bestimmt²⁶.

Um aus Abb. 27 die Lernkosten zu ermitteln, müssen Annahmen über die Größe und zeitliche Abfolge zukünftig neu errichteter Fabriken getroffen werden. Die Generationenfolge der Fabriken wird dabei mit (mindestens) 5 Jahren angesetzt, damit die Zeit ausreicht, um die Erfahrungen der einen Generation noch in die Planungen der folgenden Generation einfließen lassen zu können. Für polykristallines Silizium wird eine Verdopplung der Fabrikgröße alle 5 Jahre angesetzt.

²⁶ Die Herleitung der Kostenkurve geht aus von dem Ansatz $\log K = a \cdot \log P + \log K_0$, K = Herstellkosten [US \$/W_p], P = Fabrikgröße [MW], K_0 = Kosten bei der Fabrikgröße 1 MW [US \$/W_p]. Aus den von ADL vorgegebenen Werten ergeben sich für Poly-Si die Werte $a = -0,2615$ und $K_0 = 3,83$ und für CIS die Werte $a = -0,3522$ und $K_0 = 5,06$.

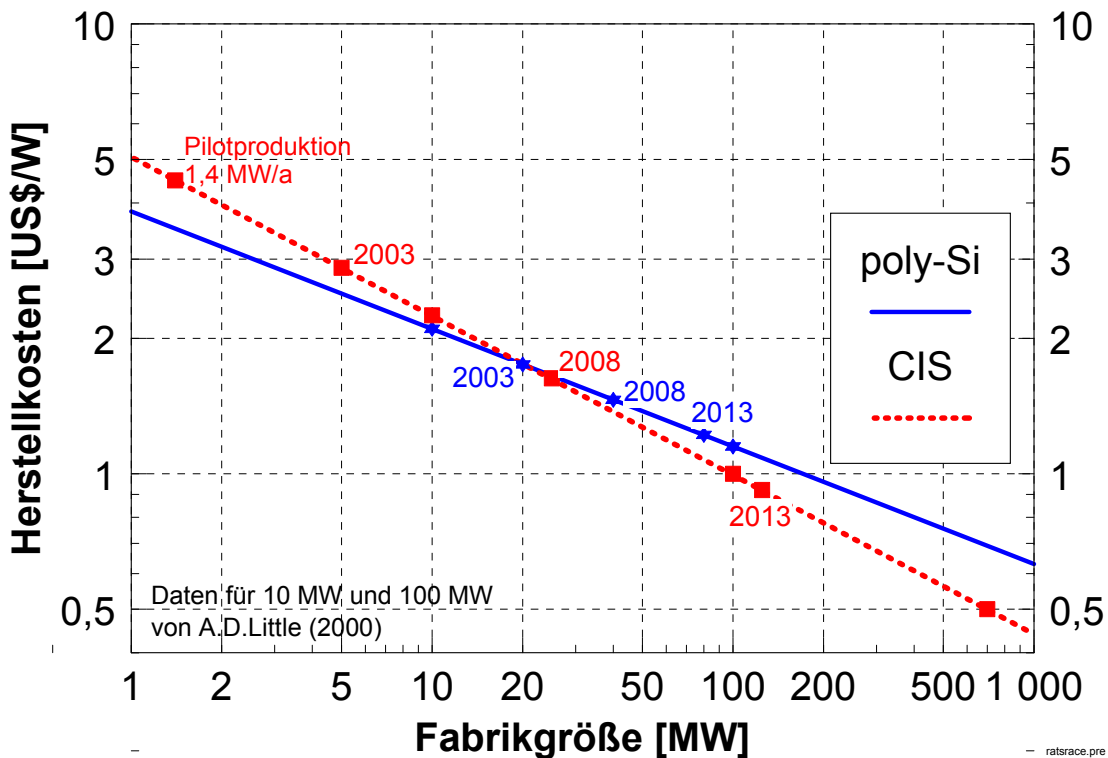


Abb. 27: Ansatz für die Herstellkosten von polykristallinen und CIS-Modulen.

Bei einem Wachstum der PV-Produktion von 30%/a bedeutet dies, dass die Anzahl der PV-Fabriken zunehmen muss, um die Marktnachfrage zu decken. Für CIS-Fabriken wird mit einer Verfünfachung alle 5 Jahre gerechnet. Gründe für dieses schnellere Wachstum sind:

Die CIS-Fabriken sind heute noch vergleichsweise klein

Die Dünnschichttechnik eignet sich gut für die Verarbeitung großer Flächen

Gemäß der Auswertung der an die Mitglieder des FVS versandten Fragebögen wird der Aufbau einer CIS-Fabrik mit einer Produktionskapazität von 100 MW_p/a bereits in den Jahren zwischen 2008 und 2010 für möglich gehalten.

Der Kostenrückstand gegenüber der konventionellen Modulproduktion muss rasch aufgeholt werden, um die Lernkosten in Grenzen zu halten.

Die Anfangswerte für Fabrikgröße und Herstellkosten der Poly-Si- bzw. der CIS-Module sind sehr unterschiedlich. Die Produktionskapazität der größten CIS-Fabrik (Shell Solar) lag 2003 bei 5 MW_p/a. Die nach Abb. 27 zugehörigen Herstellkosten liegen bei 2,87 US \$/W_p²⁷. Für den Anfangswert der Herstellkosten einer nach dem modernsten Stand neu errichteten

27 Angaben über die tatsächlichen Herstellkosten der CIS-Fabrik von Shell Solar liegen nicht vor. Ein wenig besser ist die Datenlage für die 1,4 MW_p-Pilotanlage zur Produktion von CIS-Modulen in Marbach. Aus Abb. 27 ergeben sich bei dieser Fabrikgröße Herstellkosten von 4,50 US \$/W_p. Dieser Wert ist kompatibel mit der Kostenspanne, welche beim vom BMU veranstalteten Statusseminar Photovoltaik am 25. März 2004 im Wissenschaftszentrum Bonn genannt wurde. Hierdurch erfährt die Methode der Extrapolation der ADL-Daten eine Bestätigung.

Fabrik für Poly-Si-Module werden 1,75 US $\$/W_p$ angesetzt (vergleiche auch Abschnitt 4). Die zugehörige Fabrikgröße ist 20 MW_p/a ²⁸.

Der heutige Kostennachteil (Differenzkosten) der CIS-Module liegt damit bei 1,12 US $\$/W_p$. Für die nächste Fabrikgeneration verkleinert er sich auf 0,17 US $\$/W_p$ (Tabelle 18). Ab der übernächsten Fabrikgeneration können CIS-Module dann kostengünstiger als Poly-Si-Module produziert werden.

Tabelle 18: Lernkosten für die Markteinführung von CIS-Modulen.

Jahr des Fabrikneubaus	Größe von neuer Fabrik		Herstellungskosten		Differenzkosten	Produktion für 10 Jahre	Differenzkosten	
	Poly-Si	CIS	Poly-Si	CIS	US $\$/W_p$	CIS	über 10 Jahre	kumuliert
	MW_p/a	MW_p/a	US $\$/W_p$	US $\$/W_p$		MW_p	Mio.US $\$$	Mio.US $\$$
2003	20	5	1,75	2,87	1,12	50	56	56
2008	40	25	1,46	1,63	0,17	250	42	98
2013	80	125	1,22	0,92	-0,29	1250	-367	-269

Die gesamten Lernkosten ergeben sich, indem die Produktion der CIS-Fabrik über ihre Lebensdauer von 10 Jahren aufsummiert und mit den spezifischen Differenzkosten multipliziert wird. Insgesamt fallen damit in einer Fabrik der heutigen und der nachfolgenden Generation Lernkosten von 98 Mio.US $\$$ an. Das ist ein hoher Betrag, welcher von finanzkräftigen Investoren nur dann aufgebracht werden wird, wenn damit gerechnet werden kann, dass sich das Marktumfeld auch für die übernächste Fabrikgeneration, welche die bis dahin angefallenen Lernkosten mehr als erwirtschaften kann, nicht schlechter als heute angenommen entwickelt.

Die Lernkurven hängen empfindlich von den Anfangsbedingungen ab. Wird z.B. der Anfangswert der Poly-Si-Fabrik von 20 auf 50 MW_p/a erhöht – wodurch die Herstellungskosten auf 138 US $\$/W_p$ sinken – verdoppeln sich die Lernkosten bereits. Dies kann unternehmerische Investitionsentscheidungen stark beeinflussen. Auch für CdTe können die Lernkurven gemäß dem obigen Ansatz bestimmt werden, wobei sich ähnliche Werte ergeben. Für a-Si ist nach obigem Ansatz kein Kostengleichstand mit Poly-Si zu erreichen, da die Lernkurven für diese beiden Technologien praktisch parallel verlaufen.

5.5.2 Kritik am Ansatz

An dem im vorigen Abschnitt verfolgten Ansatz einer Extra- und Interpolation der ADL-Daten können drei Kritikpunkte angeführt werden:

Die Ergebnisse der ADL-Studie werden überstrapaziert. In der ADL-Veröffentlichung finden sich keine Hinweise, ob die Extrapolation der Ergebnisse auf die beschriebene Weise zulässig ist. Bereits kleine Änderungen der Ausgangs- oder prognostizierten Werte können zu Änderungen der Steigung der Kostenkurve führen, welche mit zunehmender Fabrikgröße empfindliche Auswirkungen hat. Mit den in den Fragebögen angegebenen Schätzungen zukünftiger Herstellkosten für kristalline Si-Module von 0,3 $\$/W_p$ ist der extrapolierte Ansatz

²⁸ Heute existierende Fabriken sind bereits viel größer (z.B. Sharp in Japan). Diese entstanden aber durch sukzessive Erweiterung und nicht durch Neubau. Außerdem wurden der von ADL für 2010 anvisierte Anstieg des Wirkungsgrades von 14% auf 17% für Poly-Si-Module noch nicht erreicht. Sharp spezifiziert heute den Wirkungsgrad seiner multikristallinen Module mit 12,7% (165 W, Typ NEQ5E3E (www.sharp.de/), also sogar noch unter dem Wert, den ADL bereits für das Jahr 2000 ansetzt. Die Berechnung der heutigen Herstellungskosten über die Fabrikgröße aus Abb. 27 würde daher zu viel zu geringen Herstellkosten führen.

nicht in Übereinstimmung zu bringen. Dem Extrapolationsansatz ist allerdings zu gute zu halten, dass er die Erwartungen vieler Experten gut beschreibt.

Der Ansatz berücksichtigt den Zeitbedarf für den durch Forschung induzierten Fortschritt (z.B. beim Wirkungsgrad) nur ungenügend. Die Herstellkosten sind nach Abb. 27 nur von der Fabrikgröße abhängig. Dies führte im vorigen Abschnitt bereits dazu, dass für den Anfangswert des Jahres 2003 nicht die tatsächlich bereits existierende maximale Fabrikgröße für konventionelle Si-Module, sondern ein fiktiver, an den geschätzten heutigen Herstellungskosten orientierter Wert eingesetzt wurde.

Auch die primären Ergebnisse der ADL-Studie können hinterfragt werden. Falls es - wie in den ausgewerteten Fragebögen angekündigt - gelingt, bis 2006 CIS-Module in einer 5 MW_p-Linie mit Herstellungskosten von 1,50 €/W_p zu produzieren, so müssen die Prognosen von ADL bezüglich CIS als zu pessimistisch eingestuft werden. Daran ändert auch der stark variierende Wechselkurs (1 € = 0,85 bzw. 1,30 US /€) der letzten Jahre nichts. Die im vorigen Abschnitt errechneten Lernkosten von 100 Mio. US \$ würden dann fast vollständig verschwinden.

6 Erforderliche Rahmenbedingungen für einen deutlichen Ausbau der Fotovoltaik.

Werden die ermittelten Lernkosten des angestrebten Fotovoltaikausbaus mit den parallel getätigten Investitionen verglichen, so lässt sich ein Bezug dieser Vorleistungen zu den ausgelösten volkswirtschaftlichen Wirkungen herstellen. In den repräsentativen Szenarien MIN bis MAX werden mit der Lernkurvenvariante II bis 2020 kumulierte Investitionen von 285 bis 540 Mrd. € mobilisiert. Die entsprechenden Jahresumsätze des globalen Fotovoltaikmarktes belaufen sich in 2020 auf 25 bis 77 Mrd. €/a, was verglichen mit dem Jahr 2003 das Fünf- bis Fünfzehnfache darstellt. Bis zum Break-even Zeitpunkt betragen die kumulierten Investitionen in den Szenarien zwischen 1020 und 1625 Mrd. € (Tabelle 19). Die Jahresumsätze der Fotovoltaikindustrie liegen dann zwischen 40 Mrd. €/a (MIN) und 135 Mrd. €/a (MAX). Bereits bis zu diesem Zeitpunkt sind die aufgelaufenen Investitionen also deutlich höher als die Lernkosten. Im Szenario MIN (Fall II) beträgt das Verhältnis 2,5, es steigt im Szenario SEE auf 3,5 und im Szenario MAX auf sogar 5,5. Nach dem Durchschreiten des Break-even-Punkts wachsen die Investitionen noch weiter und stabilisieren sich auf hohem Niveau um 130 – 250 Mrd. €/a. Die dann gegenüber den anlegbaren Preisen geringeren Stromkosten der Fotovoltaik führen zu einer raschen Amortisation der bis zum Break-even-Punkt aufgebrauchten Vorleistungen (vgl. auch Tabelle 15 und Tabelle 16, sowie Abb. 23). Das mit der Ausbaugeschwindigkeit stark steigende Verhältnis von Investitionen zu Lernkosten weist darauf hin, dass eine forcierte Ausbaustrategie (entsprechend etwa dem Szenario SEE oder MAX) rascher und wirksamer zu deutlichen volkswirtschaftlichen Gewinnen führt als ein eher zögerlicher Ausbau entsprechend dem Szenario MIN oder gar Szenario PESSM.

Tabelle 19: Kumulierte Lernkosten und kumulierte Investitionen (Mrd. €) bis 2020 und bis zum jeweiligen Break-even-Punkt in den Szenarien MIN, SEE, MAX bei mittleren Lernfaktoren (Fall II)

Szenario	Bis 2020			Bis Break-even			
	kumulierte Lernkosten	kumulierte Investitionen	Verh. I/L	Zeitpunkt	kumulierte Lernkosten	kumulierte Investitionen	Verh. I/L
MIN II	133	285	2,1	2042	401	1020	2,5
SEE II	155	405	2,6	2032	360	1250	3,5
MAX II	166	540	3,3	2028	297	1625	5,5

Einige weitere Relationen können die energiewirtschaftliche und volkswirtschaftliche Einordnung des hier diskutierten PV-Ausbaus erleichtern. In [IEA 2003] werden für eine Referenzentwicklung kumulierte Investitionen für den gesamten globalen Kraftwerkmarkt bis 2020 in Höhe von 2 600 Mrd. € ermittelt, davon für alle erneuerbaren Energien zusammen knapp 1 000 Mrd. €. Da sich in dieser Referenzentwicklung der Ausbau der PV noch unterhalb des Szenarios PESSM bewegt und sich erneuerbare Energien insgesamt eher verhalten entwickeln - also diese Investitionssummen sicher Untergrenzen der zu tätigen Investitionen in eine „neue“ Energieversorgung darstellen - fügen sich die in Tabelle 19 genannten Investitionen durchaus in ein konsistentes Gesamtbild einer stärker in Richtung erneuerbare Energien tendierenden Energiewirtschaft.

Die jahresdurchschnittlichen Lernkosten für einen „überkritischen“ globalen Photovoltaikausbau (Szenarien SEE bis MAX) belaufen sich auf etwa **11 Mrd. €/a** und müssen für ca. **30 Jahre** aufgebracht werden. Gemessen am globalen Bruttosozialprodukt des Jahres 2000 (rund 37 100 Mrd. US \$) sind dies unscheinbare 0,03%. Bezogen auf die durchschnittlichen Jahresinvestitionen der globalen Energieversorgung (413 Mrd. US \$ in 2000) steigt der Wert

auf 2,7 %. Diese Werte sprengen keineswegs den Rahmen einer möglichen Vorleistung leistungsfähiger Volkswirtschaften in eine zukunftsfähige Energieversorgung.²⁹ Zudem gilt es zu beachten, dass die mit dem beschriebenen Ausbau der PV verknüpften Investitionen beträchtliche Impulse für neue Arbeitsplätze in langfristigen Wachstumsbranchen vermitteln. In einer aktuellen Untersuchung von EPIA und Greenpeace (Solar-Generation, Oktober 2004; [EPIA 2004b]) wird ein globales PV-Szenario bis 2020 vorgestellt, das weitgehend dem hier entwickelten Szenario SEE entspricht, mit einer kumulierten installierten Leistung im Jahr 2020 von 205 GW_p, (Szenario SEE = 200 GW_p). Übernimmt man die dort angestellten Überlegungen zur volkswirtschaftlichen Wirkung eines PV-Ausbaus, so induziert ein Ausbau gemäß Szenario SEE im Jahr 2020 weltweit rund 2,2 Mio. neue Arbeitsplätze, davon knapp 0,4 Mio. in der Produktion.

Problematischer ist, dass die Vorleistungen über einen relativ langen Zeitraum aufgebracht werden müssen. Private Investoren benötigen dafür klare und längerfristige Rahmenbedingungen, die sicherstellen, dass die gegenüber einer alternativen Energieversorgung anfallenden Differenzkosten mittels entsprechender Instrumente letztlich von den Stromverbrauchern aufgebracht werden. Deutliche Zuwächse hat die Photovoltaik deshalb nur in Ländern zu verzeichnen, wo die entsprechenden Förderinstrumente wirksam genug sind. Das überzeugendste Beispiel dafür ist das deutsche EEG, dessen Wirksamkeit sich in letzter Zeit gerade bei der Photovoltaik zeigt. In den Jahren 2003 und 2004 wurden auf dieser Basis 150 MW_p bzw. 300 MW_p Photovoltaik in Deutschland zugebaut [Staiss 2005]. Deutschland ist damit, neben Japan, in den letzten Jahren zu einem wesentlichen Motor des globalen Wachstums der Photovoltaik geworden. Beide Länder zusammen waren in 2004 für 60% der weltweit installierten Leistung verantwortlich.

Offensichtlich ist, dass die Anteile dieser beiden Länder an der gesamten installierten Leistung längerfristig schon aus Gründen des ökonomisch sinnvoll erschließbaren Potenzials deutlich zurückgehen werden. Abb. 28 zeigt am Beispiel des Szenarios SEE, wie sich bis zum Jahr 2020 die Marktanteile einzelner Ländergruppen entwickeln sollten, um das Marktwachstum ausgewogen auf alle Weltregionen zu verteilen. Deutschlands Anteil sinkt danach – trotz kräftigen weiteren absoluten Wachstums auf eine jährlich installierte Leistung in 2020 von ca. 1 600 MW_p/a – von derzeit 21% (2004 sogar knapp 30%) auf noch 5%; der Anteil Japans von derzeit 33% auf 12%. Um das anzustrebende stabile globale Marktwachstum von knapp 30%/a durchzuhalten und im Jahr 2010 eine weltweit installierte Leistung von 4 500 - 5 000 MW_p/a zu erreichen (kumuliert von etwa 20 000 MW_p), muss also die derzeit in Deutschland und Japan herrschende Wachstumsdynamik auch auf andere Länder übergreifen.

Der nächst größere Markt – die USA – zeigt seit längerer Zeit ein nur noch geringes Wachstum, die dort wirksamen Anreize reichen derzeit offensichtlich nicht aus, eine ähnliche Wachstumsdynamik wie in Deutschland oder Japan hervorzurufen. Wirksamere Lösungen sind hier kurzfristig nicht in Sicht. Spätestens ab 2010 sollte jedoch auch dieser Markt wieder deutlich anwachsen und seinen Anteil von derzeit 9% auf ca. 21% (2020) steigern. Märkte mit einer ähnlich hohen Wachstumsdynamik wie in Deutschland und Japan müssen also relativ kurzfristig vor allem in den restlichen OECD-Staaten und in den Nicht-OECD-Staaten entstehen. Im Szenario SEE weitet sich der Anteil Europas (ohne Deutschland) deshalb auch von derzeit 11% auf über 20% im Jahr 2020 aus. Das für die EU geltende Ziel, bis 2010 mindestens eine kumulierte Leistung von 3 GW_p zu erreichen, sollte demnach deutlich überschritten werden. Besonders stark müssen aber die noch kleinen Märkte im „Rest der Welt (ROW)“ wachsen (Abb. 28). Allein für China wird von einer jährlich installierten Leistung von rund 7 500 MW_p/a im Jahr 2020 ausgegangen (kumuliert bis Ende 2002 = 42,5 MW_p). Der Marktanteil aller restlichen Länder (ROW) wächst dementsprechend von derzeit rund 26%

²⁹ Deutlich wird dies u. a. an einem Vergleich mit den jährlichen Rüstungsausgaben der USA in Höhe von rund 400 Mrd. \$/a (2004), die zu einem nicht geringem Teil auch der Sicherung des Zugangs zu (fossiler) Energie dienen.

auf über 40% im Jahr 2050. Von der im Jahr 2020 insgesamt installierten Leistung in Höhe von knapp 30 000 MW_p/a müssen also in diesen Ländern dann jährlich 12 000 MW_p/a installiert werden (derzeit ca. 175 MW_p/a).

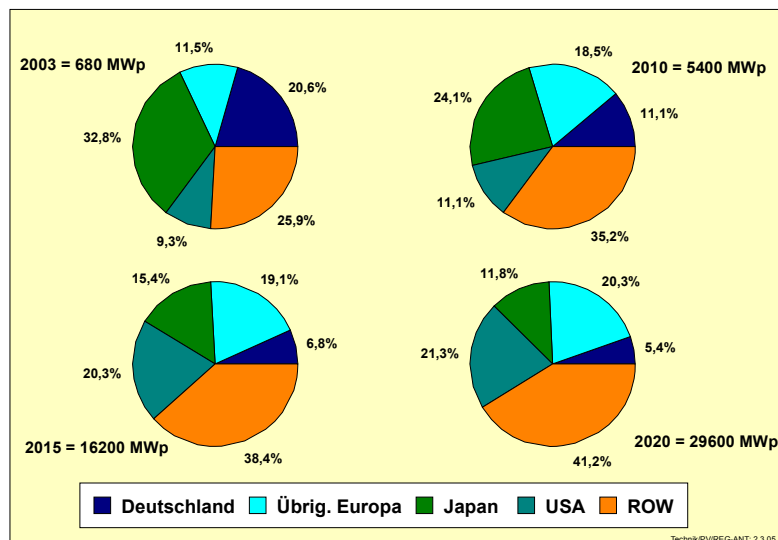


Abb. 28: Veränderung der Anteile an der jährlich installierten Leistung von PV-Anlagen in einzelnen Ländern und Ländergruppen zwischen dem Jahr 2003 und den Jahren 2010, 2015 und 2020 nach Szenario SEE (ROW = „Rest der Welt“)

Um derartige Wachstumsgeschwindigkeiten zu erreichen, müssen sehr rasch ähnlich wirksame Anreizinstrumente wie das EEG, insbesondere in den übrigen EU-Ländern geschaffen werden. Eine direkte staatliche Bezuschussung einer substantiellen Markteinführung der PV dürfte sich wegen der dazu erforderlichen Höhe schwer durchsetzen lassen, eine Übertragung des relativ vielfältigen japanische Fördersystem auf andere Länder stößt ebenfalls rasch an Grenzen.

7 Literatur

- ADL 1999 „Distributed Generation: Understanding the Economics“. An Arthur D. Little White Paper, 1999
- ADL 2000 Lisa Frantzis u.a.: Opportunities for Cost Reductions in Photovoltaik Modules. Proceedings of 16th PV Solar Energy Conference, Glasgow, May 2000, pp. 2100-2103
- Andersson 2000 Björn A. Andersson: Materials Availability for Large-scale Thin-film Photovoltaics. Prog. Photovolt. Res. Appl. 8, pp. 61-76 (2000)
- APAS 1997 J.M. Woodcock u.a.: A Study of the Upscaling of Thin-film Solar Cell Manufacture towards 500 MW_p per annum. proceedings of 14th European PV Solar Energy Conference, Barcelona 1997, S. 857-860
- BINE 2002 Themeninfo III/02 “Große Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung”, BINE-Informationdienst
- BMU 2004 Nitsch u.a.: Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Studie von DLR, IFEU und Wuppertal Institut im Auftrag des BMU, FKZ 901 41 803, März 2004
- BGR 2002 U. Schwarz-Schampera, P. Herzig: Indium. Springer-Verlag 2002
- CLSA 2004 Crédit Lyonnais Securities Asia „Solar power – Sector outlook“ July 2004, www.clsa.com ; www.photon.international.com
- EPIA 2004a EPIA Roadmap; European Photovoltaic Industry Assoc., Brussels, 2004
- EPIA 2004b Solar Generation – Solar Electricity for over 1 billion people and 2 million jobs by 2020. EPIA, Greenpeace, October 2004
- EREC 2004 Renewable Energy Scenario to 2040; European Renewable Energy Council (EREC) Brussels 2004; erec@erec-renewables.org
- IEA 2000 Experience curves for energy technology policy. International Energy Agency, OECD/IEA, Paris
- IEA 2003 World Energy Investment Outlook. International Energy Agency, OECD/IEA, Paris
- IEA 2004a World Energy Outlook 2004; International Energy Agency, Paris 2004
- IEA 2004b Total photovoltaic power installed in IEA PVPS countries by the end of 2003. www.oja-services.ul/iea-pvps/is/22.htm November 2004
- ISE 2003 Jahresbericht des Fraunhofer Instituts für Solare Energiesysteme
- Jäger-Waldau 2004a A. Jäger-Waldau: PV – Status Report 2004, EUR 21390 EN, 2004

- Jäger-Waldau 2004b A. Jäger-Waldau: Status of thin film solar cells in research, production and the market. *Solar Energy* 77 (2004), pp. 667-678
- Karg 2004 Franz Karg: Diskussionsbeitrag beim Statusseminar Photovoltaik am 25. März 2004 im Wissenschaftszentrum Bonn
- Kebir 2004 Noara Kebir: Wie der bengalische Tiger Sonne tankt. *Sonnenenergie* September 2004, S. 35-38
- Knaupp 2005 Werner Knaupp: Gebäudeorientierte und Freiflächen-Photovoltaikanlagen. Tagungsband 20. Symposium Photov. Solarenergie, OTTI, Kloster Banz, März 2005
- Kögler 2004 A. Kögler: Marktrückblick – Bäriger Herbsthandel. *Energie & Management*, 15. Nov. 2004, S. 22
- Kouvaritakis et. al. 2000 Kouvaritakis, N., Soria, A., Isoard, S.: Modelling Energy Technology Dynamics: Methodology for Adaptive Expectations Models with Learning by Doing and Learning by Searching. *Int. J. of Global Energy Issues*, Vol. 14, No 1-4, 2000
- Kurokawa 2003 Kosake Kurokawa (Editor): *Energy from the Desert*. Photovoltaik Power Systems Executive Committee of the IEA. ISBN 1902916417
- Hoffmann 2005 W. Hoffmann, RWE Schott Solar; private Mitteilung, 12. Juli 2005, Alzenau
- Mangold 1996 D. Mangold: Kostenanalyse der Herstellung von Solarkollektoren und mögliche Kostenreduktion durch Massenfertigung. Tagungsband Sechstes Symposium Thermische Solarenergie, OTTI, Kloster Banz 1996, S. 330-334
- Miketa,A.,
Schrattenholzer, L. 2004 Experiments with a methodology to model the role of R&D expenditures in energy technology learning processes; first results. *Energy Policy* 32, pp. 1679-1692
- Neij, L. et.al. 2003 Neij, L., Per Dannemand, A., Durstewitz, M., Helby, P., Hoppe-Kilpper, Mort-horst, P.E.: Experience curves: a tool for energy policy assessment. IMES/EESS Report No. 40, Department of Technology and Society, Environmental and Energy System Studies, Lund
- Nitsch 2003 J. Nitsch: *Faktensammlung Nationale und globale Szenarien für "Solar Generation – Fahrplan für eine saubere Energieversorgung – Greenpeace e.V."*; Stuttgart März 2003
- O'Neill 2004 Brian O'Neill: „Indium: Supply, Demand & Flat Plate Displays“. Paper presented at *Minor Metals 2004*, London, June 2004 (www.aimsolder.com)
- Photon 2004 Produktübersicht Wechselrichter. *Photon Special 2004*
- Photon Int. 2004 This is a sharp world. Market survey on world cell production in 2003; *Photon International* March 2004, pp. 40-53
- Photon Int. 2005 Super sonic solar market. Market survey on global cell and module production in 2004; *Photon Int.* March 2005, pp.66-82.
- Rech 2005 B. Rech, FZ Jülich, Persönliche Mitteilung, 22.3.2005
- Rogol 2004 Michael Rogol zitiert in *Photon* 10/2004, S. 24
- PVNET 2004 *European Roadmap for PV R&D* EUR 21087 EN, 2004. Ed. Arnulf Jäger-Waldau, Joint Research Centre ISPRA

Roskill 2003 "Indian-Market Growth forecast",
(www.roskill.com/reports/indium)

RWE 2004 Winfried Hoffmann: Perspektiven und Aussichten der PV Solarstromindustrie. 5. Nationale PV-Tagung, Zürich, März 2004
(www.rweschottsolar.com)

Sarasin 2003 Solarenergie – heiter oder bewölkt? Bank Sarasin & Cie. AG, Basel, Nov. 2003

Sarasin 2004 Solarenergie – ungetrübter Sonnenschein? Bank Sarasin & Cie. AG, Basel, Nov. 2004

Schaeffer, G.J. et al. 2004 Schaeffer, G.J., Alsema, E., Seebregts, A., Beurskens, L., de Moor, H., van Sark, W., Durstewitz, M., Perrin, M., Boulanger, P., Laukamp, H., Zuccaro, C.: Learning from the Sun. Analysis of the use of experience curves for energy policy purposes: The case of photovoltaic power. Final report of the Photex project. ECN-C-04-035, ECN, Petten

Staiß 2005 F. Staiß: Die Erneuerbaren Energien in Zahlen, 2004 und Ausblick. Jahreskonferenz Erneuerbare Energien 2005, 22. Februar 2005, Berlin

Sulfurcell 2004 N. Meyer u.a.: Towards Thin-film Module Production using a simplified CIS Proc. Proceedings of the 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Paris, June 2004

Trieb 2005 F. Trieb et al: Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region. Study for the German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU), Stuttgart, Berlin 2005

USGS 1997 U.S. Geological Survey, Mineral Commodity Summaries, February 1997

Verkaufsprospekt 2004 Verkaufsprospekt der Firma reconcept zum Solarpark Höslwang

Wacker 2004 K. Hesse, E. Schindlbeck: Production of Solar Grade Silicon. In: Statusseminar Photovoltaik, BMU und PTJ, Wissenschaftszentrum Bonn, März 2004

WBGU 2003 Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit - wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU), Springer Berlin, Heidelberg 2003

Werner 2004 J. Werner: Warum Silizium –Dünnschichtzellen? Vor- und Nachteile. In: Statusseminar Photovoltaik, BMU und PTJ, Wissenschaftszentrum Bonn, März 2004

WETO 2003 World energy, technology and climate policy outlook (WETO). European Commission, EUR 20366, Brussels 2003

Wind Force 2004 Wind Force 12, a blueprint to achieve 12% of the world's electricity from wind power by 2020. Greenpeace; European Wind Energy Association (EWEA) Hamburg, Brussels 2004

Zweibel 1999 Ken Zweibel: Issues in the thin film PV manufacturing cost reduction. Solar Energy Materials & Solar Cells 59 (1999), pp. 1-18

8 Anhang

8.1 Beispiel für eine erfolgreiche Vermarktung von SHS in Bangladesch

In Bangladesh verkaufte das private Unternehmen Grameen Shakti bis Ende 2003 nahezu 25 000 SHS. Der Preis für eine 50 W_p -Anlage liegt bei 428 €. Enthalten sind neben dem Modul auch noch eine Batterie (mit einer Kapazität von schätzungsweise 1 kWh), ein Laderegler, 4 Leuchtstoffröhren, die Montage, eine Erweisierung und 3 Jahre Wartung. Auf das Modul werden 20 Jahre, auf die Batterie 5 Jahre und auf den Laderegler 3 Jahre Garantie gegeben. Die Anlage wird nach einer Anzahlung von 54 € in Monatsraten von 10,2 € über drei Jahre abbezahlt. Dies entspricht etwa den monatlichen Ausgaben, welche auch bisher für die Energiebereitstellung notwendig waren. Nachdem nach drei Jahren die Anlage endgültig in den Besitz des Nutzers übergegangen ist, kann ein anschließender Wartungsvertrag für nur 4,60 €/a abgeschlossen werden. [Kebir 2004].

Die Kosten für den in den Verbrauchsgeräten genutzten Strom liegen bei etwa 1,25 €/kWh (Einstrahlung 2000 kWh/m²/a auf die Modulfläche, 50% der maximal möglichen Modulausbeute wird tatsächlich genutzt, mittlere Lebensdauer 10 Jahre, Zinssatz 6%, Wartung 1%/a).

Die SHS werden von Grameen Shakti nur an solche Kunden verkauft, deren Jahreseinkommen (!) höher als der Verkaufspreis ist. Dies ist eine gravierende Einschränkung des Kundenkreises. Um diese zu überwinden, gibt es Initiativen von der Weltbank und anderen Institutionen zur Vergabe von Mikrokrediten.

8.2 Abschätzung des Potenzials netzferner, gewerblicher Anwendungen

Ausgangspunkt der Abschätzung ist die Annahme, dass das Potenzial netzferner, gewerblicher Anwendungen in jedem Land proportional zur Stromerzeugung ist. Heute wird der höchste Anteil im dicht besiedelten Japan gefunden³⁰. Dort werden aus 78 MW_p in netzfernen, gewerblichen Anwendungen (Stand Ende 2003) eine nutzbare Strommenge in der Größenordnung von jährlich 78 GWh entsprechen 0,07‰ der gesamten Stromerzeugung von etwa 1100 TWh bereitgestellt.

Das gesamte Potenzial in Japan für diese Anwendung wird auf das 10-fache geschätzt. Bei einer Fortschreibung der heutigen Zuwachsraten von 8%/a (Mittelwert für diese Marktsegment über die Jahre 1999 bis 2003) wäre dieses bereits heute wirtschaftliche Potenzial nach 30 Jahren ausgeschöpft. Diese plausible Zeitspanne bestätigt die Potenzialannahme.

8.3 Weltweiter Strombedarf in Inselnetzen

Die Größe (Leistung) von Kraftwerken kann einen Hinweis auf die Größe des Netzes geben, in welches eingespeist wird. Fossile Kraftwerke mit Leistungen unter 20 MW werden i.a. nur dann für die Stromeinspeisung in Verbundnetzen eingesetzt, wenn im Unterschied zu größeren, zentralen Kraftwerksblöcken ihre Abwärme genutzt werden kann (Kraft-Wärme-Kopplung = KWK). Die Auslegung von REG-Anlagen (Wasser, Wind, PV) hängt dagegen nicht von der Größe des vorhandenen Netzes ab und kann somit keinen Hinweis auf Inselnetze geben.

³⁰ Dies ist ein Hinweis darauf, dass entgegen der Intuition in dünner besiedelten Ländern netzferne, industrielle Anwendungen auch in Zukunft keine höheren Anteile am Strombedarf benötigen werden als in dichter besiedelten.

In der WEPP-Datenbank des UDI wurden diejenigen Kraftwerke herausgesucht, welche mit fossilen Brennstoffen betrieben wurden und eine Leistung <20 MW aufweisen. Tabelle 20 zeigt das Ergebnis für die 14 Regionen, in welche die Welt für die Auswertung aufgeteilt wurde.

Tabelle 20: Fossile Kraftwerke <20 MW und Anteil der Stromerzeugung in Inselnetzen.

	Gesamte Stromerzeugung 1)	Gesamte install. Kraftwerksleistung	davon <20 MW	Dito, aber ohne KWK und REG	Anteil an Kraftwerksleistung	Einspeisung in Inselnetze
Region	TWh/a	GW	GW	GW		
Nordafrika	158	39,9	3,4	2,8	7,1	4,6
Sub Sahara	95	31,0	7,3	4,5	14,3	11,8
Republik Südafrika	213	41,1	0,5	0,4	1,0	0
Latein Amerika	973	248,9	23,0	12,7	5,1	2,6
Mittlerer Osten	491	178,6	14,8	10,7	6,0	3,5
Südasiens	674	151,4	15,9	8,6	5,7	3,3
China	1504	346,2	13,0	6,2	1,8	0
Ostasien	617	180,8	18,7	13,5	7,4	4,9
Australien und Neuseeland	257	58,8	4,7	2,7	4,5	2,0
Japan und Südkorea	1326	330,3	19,0	8,1	2,4	0
USA	3886	997,4	40,9	24,1	2,3	0
GUS	1294	333,0	6,2	2,3	0,7	0
Kanada	588	118,9	69,0	1,9	1,5	0
Europa	3471	793,7	80,8	23,5	2,9	0

1) Stand 2001 /www.IEA.org/.

Deutlich erkennbar ist an der Tabelle, dass in den Regionen ohne flächendeckende Verbundnetze der Anteil kleiner, fossiler Kraftwerke, welche keine Wärme auskoppeln können, viel geringer ist als in solchen Regionen, in denen es keine großen Verbundnetze gibt. Allerdings speist nicht jedes der in Spalte 4 enthaltenen Kraftwerke in ein Inselnetz ein. Auch in Regionen mit flächendeckenden Verbundnetzen wie Europa (oder auch Deutschland) werden noch kleine, fossile Kondensations- oder Motorkraftwerke angetroffen. Allerdings wird von diesen Kraftwerken mehr als die Hälfte von Eigenerzeugern (Industrie) oder sonstigen privaten Unternehmen betrieben, welche im Unterschied zu den EVUs ihre Kraftwerksgröße nicht auf die Größe des Netzes optimieren. Bei einem weiteren Teil dieser Kraftwerke wurde vermutlich in der Datenbank vergessen, anzugeben, dass es sich um eine KWK-Anlage handelt. Aufgrund dieser Überlegungen scheint der folgende Ansatz hinreichend begründet:

- Nur der Teil der fossilen Kraftwerke mit Leistungen unter 20 MW und ohne Möglichkeit zur Wärmeauskopplung (Spalte 4 der Tabelle) speist in Inselnetze ein, deren Anteil (Spalte 5) an der gesamten Kraftwerksleistung 2,5% übersteigt.

Aus diesem Ansatz resultiert die letzte Spalte der Tabelle. Die hier angegebenen prozentualen Anteile der Leistung der Inselnetze an der gesamten installierten Kraftwerkskapazität einer Region werden in Abschnitt 2.1.1.5 die in Inselnetzen erzeugten Anteile an den gesamten Strommengen übertragen.

Um Aussagen über kleine Inselnetze machen zu können, wurde auch der Anteil fossiler Stromerzeugungsanlagen im Leistungsbereich unter 500 kW ermittelt. Dieser ist typischerweise um den Faktor 50 geringer als der Anteil der Anlagen bis 20 MW und somit vernachlässigbar gering.