

GLOBALER STATUSBERICHT 2005

ERNEUERBARE ENERGIEN

Anmerkungen

REN21 Renewable Energy
Policy Network
for the 21st Century



www.ren21.net

Bericht des
Worldwatch Institute
für das REN21-Netzwerk

Hauptautor: Eric Martinot

GLOBALER STATUSBERICHT 2005 ERNEUERBARE ENERGIEN
ANMERKUNGEN UND QUELLENANGABEN

Version 20. Oktober 2005

VERZEICHNIS DER ANMERKUNGEN

1. Inhalt des Berichts und allgemeine Anmerkungen	3
2. Primärenergie aus erneuerbaren Energien	3
3. Neu hinzugekommene und vorhandene Kapazitäten und Zuwachsraten	5
4. Stromkapazitäten	8
5. Große Wasserkraft: Kapazität und Zuwachsrate	9
6. Windkraft, Geothermie, Biomassestrom	10
7. Netzgekoppelte Photovoltaik.....	12
8. Solare Warmwasserbereitung/Heizung.....	13
9. Ethanol und Biodiesel	14
10. Ethanol in Brasilien.....	16
11. Kostenvergleich erneuerbarer Energien	16
12. Weltweite Investitionen in erneuerbare Energien.....	18
13. Private Finanzierung und Wagniskapital	20
14. Öffentliche Finanzierung.....	20
15. Multilaterale und bilaterale Finanzierung für Entwicklungsländer	20
15b. Bonner Aktionsprogramm im internationalen Kontext	22
16. F&E-Aufwendungen und Subventionen	23
17. Börsenwert und die sechzig führenden börsennotierten Unternehmen	25
18. Windbranche und Kosten	26
19. Photovoltaik: Kosten, Branchenentwicklung und Ausbau der Produktionskapazität.....	28
20. Biomasse	31
21. Geothermie	31
22. Biokraftstoffe	32
23. Konzentrierende Solarthermie.....	34
24. Arbeitsplätze durch erneuerbare Energien.....	34
25. Politische Ziele	42
26. Förderinstrumente und -programme für die Stromerzeugung	45
27. Einspeisegesetze.....	46
28. Renewables Portfolio Standards (RPS)	47
29. Instrumente zur Förderung von dachgestützten Photovoltaikanlagen	49
30. Andere Förderinstrumente für die Stromerzeugung	51
31. Öffentliche Ausschreibungen und andere ordnungspolitische Maßnahmen.....	51
32. Programme für solare Warmwasserbereitung.....	51
33. Programme für Biokraftstoffe	52
34. „Green Power Purchasing“ (GPP) und „Utility Green Pricing“ (UGP)	53
35. Instrumente auf kommunaler Ebene.....	54
36. Ländliche Energieversorgung und Entwicklungshilfe.....	58

37. Biomassenutzung im ländlichen Raum	60
38. Traditionelle Biomasse und verbesserte Kochherde.....	60
39. Biogasanlagen	63
40. Biomasse-Vergasungsanlagen	63
41. Kleinnetze im dörflichen Bereich.....	63
42. Wasserpumpen.....	64
43. Solar Home Systems	64
44. Zugang zur Stromversorgung auf dem Land	66
45. MFO (Market Facilitation Organizations).....	68

LITERATURHINWEISE	72
-------------------------	----

VERZEICHNIS DER TABELLEN

Tabelle N1: Relativer Energiebeitrag der verschiedenen erneuerbarer Energieformen, 2004.....	5
Tabelle N2: Vorhandene Kapazitäten und Anlagen im Bereich erneuerbare Energien, 2004.....	6
Tabelle N3: Vorhandene Kapazität zur Erzeugung von Strom aus neuen erneuerbaren Energien (GW, Stand 2004).....	9
Tabelle N4: Neu hinzugekommene und vorhandene Windkraft in den zehn führenden Ländern, 2004	11
Tabelle N5: Solardachprogramme (netzgekoppelt), 2004	12
Tabelle N6: Installierte Pro-Kopf-Kapazität im Bereich solare Warmwasserbereitung - die zehn führenden Länder, 2004	13
Tabelle N7: Installierte Kapazität im Bereich solare Warmwasserbereitung - die zehn führenden Länder, EU und Gesamtkapazität weltweit, 2004.....	13
Tabelle N8: Biokraftstoffproduktion 2004 - die zwölf führenden Länder (Mrd. Liter).....	14
Tabelle N9: Stromerzeugungskosten 2002 und 2010 nach IEA	17
Tabelle N10: Kosten erneuerbarer Energien im Vergleich zu fossiler Energie und Kernenergie	17
Tabelle N11: Öffentliche Entwicklungshilfe für erneuerbare Energien nach OECD DAC, 1999-2003.....	21
Tabelle N12: Ausbau der Produktionskapazitäten im Photovoltaikbereich.....	29
Tabelle N13: Geschätzte Anzahl von Arbeitsplätzen im Bereich erneuerbare Energien, 2004	35
Tabelle N14: Einige weitere Parameter, Länderdaten und einschlägige Schätzungen zur Beschäftigungswirkung.....	36
Tabelle N15: Übersicht der einschlägigen Beschäftigungskoeffizienten	38
Tabelle N16: EU-Ziele für erneuerbare Energien.....	43
Tabelle N17: Bundesstaaten, Provinzen und Länder mit Renewables Portfolio Standards.....	47
Tabelle N18: RPS und Planungsziele in kanadischen Provinzen	49
Tabelle N19: Programme für netzgekoppelte dachgestützte Photovoltaikanlagen, 2004.....	49
Tabelle N20: Öffentliche Ausschreibungen für Windkraft aus jüngerer Zeit	51
Tabelle N21: Beimischungsregelungen für Ethanol und Biodiesel	52
Tabelle N22: Städte mit Instrumenten für erneuerbare Energien, 2004.....	54
Tabelle N23: Städte mit Zielvorgaben für den Anteil erneuerbarer Energien, 2004.....	55
Tabelle N24: Städte mit CO ₂ -Emissionsminderungszielen, 2004	56
Tabelle N25: Kochen in Haushalten ländlicher Gebiete der Entwicklungsländer.....	61
Tabelle N26: Geschätzte Anzahl verbesserter Biomassekochherde in ausgewählten afrikanischen Ländern	62
Tabelle N27: „Solar Home Systems“ (solare Inselsysteme) weltweit, 2004	64
Tabelle N28: Photovoltaikanlagen in Afrika	66
Tabelle N29: Zugang zur Stromversorgung in ländlichen Gebieten ausgewählter Ländern, 2004.....	66

[Anmerkung 1] Inhalt des Berichts und allgemeine Anmerkungen

Die meisten Zahlen über die weltweiten Kapazitäten, Wachstumsraten und Investitionen sind nicht in genauer Höhe, sondern auf maximal zwei signifikante Stellen gerundet wiedergegeben (d. h. 630 anstatt 632 oder 1.300 anstatt 1.350 usw.). In manchen Fällen können es auch nur eineinhalb signifikante Stellen sein; beispielsweise kann eine Zahl mit „15“ statt mit „10“ oder „20“ angegeben sein, jedoch wäre „17“ ausgehend von den verfügbaren Daten und den getroffenen Annahmen zu genau.

Der vorliegende Bericht befasst sich überwiegend mit Technologien, deren Technologiereifegrad hoch und deren Marktreifegrad entweder hoch oder niedrig ist. Diese Einteilung erfolgt in Anlehnung an eine von Navigant Consulting durchgeführte Analyse, in der Technologien zur Erzeugung von Regenerativstrom in drei Gruppen eingeteilt werden: 1. *Hoher Technologiereifegrad und hoher Marktreifegrad*: kleine Wasserkraft, Direktverbrennung von Biomasse, Deponiegas, Geothermie und Onshore-Windkraft (an der Schwelle zur vollen Marktreife). 2. *Hoher Technologiereifegrad, jedoch niedriger Marktreifegrad*: Biomasse-Mitverbrennung, Photovoltaik mittels kristalliner Siliziumzellen, „Waste-To-Energy“ - Energie aus Abfall und Biomasse (Verbrennung), Gas aus Biogasanlagen, Strom aus solarthermischen Parabolrinnenkraftwerken (an der Schwelle zur vollen Technologiereife) und Offshore-Windkraft (an der Schwelle zur vollen Technologiereife). 3. *Niedriger Technologiereifegrad und niedriger Marktreifegrad* („Technologies-to-Watch“): Gezeitenkraftwerke, Dünnschicht-Photovoltaik, konzentrierende Photovoltaik, BIG/GT-Systeme (Biomass Integrated Gasification/Gas Turbine), Dish-Stirling-Systeme, Wellenkraft, Solarturmkraftwerke, Biomasse-Pyrolyse, OTEC-Kraftwerke und Nano-Solarzellen.

Der Bericht befasst sich nicht mit Programmen und Aktivitäten im Bereich des Technologietransfers, des Kapazitätsaufbaus („Capacity-Building“), der CO₂-Finanzierung und CDM-Projekten. Es ist zu hoffen, dass auf diese Themen in eventuellen Folgeausgaben eingegangen werden kann.

Allgemeine Ausführungen zum Thema Märkte, Politik und Beschränkungen in Bezug auf erneuerbare Energien sind bei IEA 2004, EREC 2004, Beck und Martinot 2004, Komar 2004, Fulton et al. 2004, Goldemberg und Johansson 2000 und 2004, Johansson und Turkenberg 2004, Sawin und Flavin 2004 und Sawin 2004 zu finden.

[Anmerkung 2] Primärenergie aus erneuerbaren Energien

In Tabelle N1 sind die relativen Energiebeiträge aus erneuerbaren Energien, großer Wasserkraft und traditioneller landwirtschaftlicher Biomasse dargestellt. Die der Elektrizitätsversorgung zugeordnete Primärenergie wird unter Berücksichtigung der erforderlichen Menge an fossilen Energieträgern zur Erzeugung einer entsprechenden Menge an Elektrizität angepasst. Diese Art der Anpassung wird in einigen (wenn auch nicht allen) veröffentlichten globalen Energiestatistiken vorgenommen. Das beste Beispiel ist der „Statistical Review of World Energy“ von British Petroleum. In dieser Jahresstatistik „ist der Primärenergiewert der Erzeugung von Wasserkraft durch Berechnung der benötigten äquivalenten Menge fossiler Energieträger zur Erzeugung derselben Elektrizitätsmenge in einem Wärmekraftwerk unter Zugrundelegung einer Umwandlungseffizienz von 38 % (Durchschnitt der OECD-Wärmekrafterzeugung) abgeleitet worden“ (BP 2005). BP gibt für Wasserkraft in 2004 634 Mtoe oder 6,2 % der globalen kommerziellen Primärenergie an. In anderen nicht nach dieser Methode erstellten Statistiken wird Wasserkraft mit 2,4 % der globalen kommerziellen

Primärenergie angegeben, was die erheblichen Abweichungen zwischen den Zahlen dieses Berichts und einigen anderen veröffentlichten Zahlen erklärt. Außerdem wird durch diese Korrektur die Gesamtprimärenergiemenge höher, und die von BP angegebene Zahl von 10.224 Mtoe für die kommerzielle Primärenergie in 2004 ist dadurch größer als einige andere veröffentlichte Zahlen.

In BP (2005) wird die kommerzielle Primärenergie für das Jahr 2004 mit 10.224 Mtoe beziffert.

Für traditionelle Biomasse wurde in World Resources 2002-2004, Tabelle 8 (UNDP et al. 2002) ein Wert von 1.035 Mtoe angegeben. Geht man von einem 2-prozentigen jährlichen Anstieg der traditionellen Biomasse-nutzung aus, ergeben sich für 2004 1.140 Mtoe. Darin ist das Bevölkerungswachstum minus Umstieg auf andere Energieträger minus effizientere Ressourcennutzung berücksichtigt. Es gibt keine maßgebenden Informationsquellen zur traditionellen Biomasse, doch man findet eine relativ große Zahl von Schätzungen, in denen sich die plausible Skala der Annahmen, Methoden und Datenqualitäten widerspiegelt. Traditionelle Biomassebrennstoffe werden üblicherweise in der Literatur mit 9-10 % der globalen Primärenergie veranschlagt (siehe Goldemberg und Johansson 2004, Kartha et al., 2004). In der Literatur bewegen sich die Angaben zur traditionellen Biomasse typischerweise im Bereich von 28 und 48 EJ. Der vom World Resources Institute (WRI) angesetzte Wert von 1.035 Mtoe für 1999 entspricht 43 EJ und liegt somit am oberen Ende dieses Bereichs. Johansson und Goldemberg 2004 (World Energy Assessment Update 2004) geben 950 Mtoe für 2001 an (Abbildung 5); dies entspricht 40 EJ. Geht man von einer Zuwachsrate von 2 % zwischen 2001 und 2004 aus, würden sich für das Jahr 2004 1.010 Mtoe ergeben; diese Zahl wird für den vorliegenden Bericht übernommen. Es besteht keine Einigkeit darüber, wie schnell die traditionelle Biomassenutzung zunimmt. Die Zahl der Nutzer traditioneller Biomasse dürfte in demselben Umfang zunehmen wie die Landbevölkerung in den Entwicklungsländern; dies gilt nicht für Länder, in denen sich die Verwendung moderner Brennstoffe in ländlichen Regionen vermehrt durchzusetzen beginnt. Der Zuwachs der Nutzung von Biomassebrennstoffen weist zwar Parallelen auf, ist aber nicht deckungsgleich.

2004 betrug die weltweite Gesamtprimärenergie somit 10.224 Mtoe (kommerziell) + 1.010 Mtoe (traditionell) = 11.234 Mtoe. Der RE-Anteil von 1.876 Mtoe entspricht 16,7 % (1 Mtoe = 41.9 PJ).

Die Elektrizitätsproduktion aus erneuerbaren Energien in Tabelle N1 errechnet sich aus den Kapazitätswerten in Tabelle N2 durch Skalieren der Energieproduktionszahlen in Tabelle 4 von Johansson und Turkenberg 2004; es ergeben sich für 2001 2.600 TWh an großer Wasserkraft aus 690 GW, 43 TWh an Windkraft aus 23 GWe, 170 TWh an Biomassestrom aus 40 GWe, 730 TWh an Biomassewärme aus 210 GWth, 53 TWh an geothermischem Strom aus 8 GW, 55 TWh an geothermischer Wärme aus 16 GWth, 57 TWh an solarem Warmwasser aus 95 Mio. m², 450 PJ an Ethanol aus 19 Mrd. Litern/Jahr und 45 PJ aus 1,2 Mrd. Litern/Jahr. Somit sind die durchschnittlichen Kapazitätsfaktoren für 2004 ähnlich den von Johansson und Turkenberg für 2001 implizierten Werten angesetzt.

Was den Energiegehalt vermiedener fossiler Energieträger in Tabelle N1 betrifft, wird von einer durchschnittlichen weltweiten Stromerzeugungseffizienz fossiler Energieträger von 36 % ausgegangen (der Statistical Review of World Energy von BP verwendet für seine Primärenergieumrechnung einen Prozentsatz von 38 % als Durchschnitt der thermischen Stromerzeugung im OECD-Raum, doch in den Entwicklungsländern ist er geringer). Der Energiegehalt vermiedener fossiler Energieträger wird in Bezug auf Biokraftstoffe und Warmwasser/Heizung als identisch unterstellt.

Im Statistical Review of World Energy von BP (2005) wird die weltweite Elektrizitätsproduktion für das Jahr 2004 mit 17.450 TWh ausgewiesen. Auf große Wasserkraft entfallen 2.800 TWh oder 16 %. Der Anteil der erneuerbaren Energien liegt bei 540 TWh bzw. 3,1 %. 1994 betrug die weltweite Elektrizitätsproduktion insgesamt 12.850 TWh und aus großer Wasserkraft 2.380 TWh; in Prozent ausgedrückt lag der Anteil der großen Wasserkraft 1994 somit bei 18,5 %.

Tabelle N1: Relativer Energiebeitrag der verschiedenen erneuerbaren Energieformen, 2004

	Primärenergiebereitstellung auf Basis des direkten Energieertrags		Angepasste Energiebereitstellung auf Basis des Energiegehalts vermiedener fossiler Energieträger (Mtoe)	Anteil der Gesamtbereitstellung aus erneuerbaren Energien
	Natürliche Einheiten	Mtoe		
Stromerzeugung				
Biomassestrom	150 TWh	12,9	35,8	
Windkraft	95 TWh	8,2	22,7	
Kleine Wasserkraft	240 TWh	20,6	57,3	
Geothermischer Strom	60 TWh	5,2	14,3	
Insgesamt			130	6,9 %
Warmwasserbereitung/Heizung				
Solare Warmwasserbereitung	290 PJ	6,9		
Geothermische Wärme	200 PJ	4,8		
Biomassewärme	2.600 PJ	62,1		
Insgesamt		73,7	73,7	3,9 %
Biokraftstoffe				
Ethanol	700 PJ	16,7		
Biodiesel	80 PJ	1,9		
Insgesamt		18,6	18,6	1,0 %
Sonstige erneuerbare Energien				
Traditionelle Biomasse		1.010	1.010	53,8 %
Große Wasserkraft	2.700 TWh	232	644	34,3 %
Insgesamt				
Insgesamt			1.876	100 %

[Anmerkung 3] Neu hinzugekommene und vorhandene Kapazität und Zuwachsraten

In Tabelle N2 sind die bereits installierten und die neu hinzugekommenen Kapazitäten sowie die Zuwachsraten im Bereich erneuerbare Energien aufgeführt. Die Zuwachsraten sind Schätzungen des Autors anhand des von ihm gesammelten Zahlenmaterials über die weltweit installierten Kapazitäten für sämtliche Regenerativtechnologien im Zeitraum 1995-2004. Diesen Zahlen zufolge verzeichnete die netzgekoppelte Photovoltaik (PV) zwischen 1999 und 2004 einen Zuwachs von 190 MW auf 1.760 MW; 2004 kamen weitere 630 MW hinzu (adaptiert nach Maycock 2003, 2004, 2005). Die netzunabhängige PV-Kapazität stieg von 990 MW auf 2,2 GW (dito). Die Windkraft stieg von 13,5 GW auf 48 GW (GWEC 2005 und BTM 2005). Ethanol stieg von 18,8 Mrd. Liter auf 31 Mrd. Liter (Tabellen des Autors nach F.O. Lichts und andere Daten) und

Biodiesel von 0,7 Mrd. Litern/Jahr auf 2,3 Mrd. Liter/Jahr (dito). Geothermischer Strom stieg von 8,0 GW im Jahr 2000 auf 8,9 GW im Jahr 2005 (Lund 2005) und geothermische Wärme von 15,2 GWth im Jahr 2000 auf 27,8 GWth im Jahr 2005 (dito). Die durchschnittliche Zuwachsrate für den Fünfjahreszeitraum 2000-2004 wird als durchschnittliche kumulative Zuwachsrate für jedes der fünf Jahre ausgehend von den Jahresenddaten 1999 und 2004 berechnet.

Als Grundlage für die Tabelle dienten Daten aus der Datenbank des Autors über Länderkapazitäten und Anlagen (jahresbezogen) einschließlich Daten aus länderbezogenen Einzelstatistiken sowie Beiträge von Mitwirkenden an dem Bericht; außerdem AWEA 2005, EWEA 2005, GWEC 2005, EREC 2004, Maycock 2004 und 2005, Fulton 2004 plus Aktualisierungen, F.O. Lichts World Biofuels Report, Weiss et al. 2005, ESTIF 2005, Johansson und Turkenberg 2004, Martinot et al. 2002 plus Aktualisierungen, Martinot 2004, Karakezi et al. 2004, IEA 2002, IEA Electricity Information 2004, Graham 2001, TERI 2001, Karakezi 2001, D'Sa und Murthy 2004, Goldemberg et al. 2004, World Geothermal Council 2005, Lund 2005.

Tabelle N2: Vorhandene Kapazitäten und Anlagen im Bereich erneuerbare Energien, 2004

		Zugänge im Jahresverlauf 2004	Bestände am Jahresen- de 2004	Zuwachs- rate Be- stand 2004	Durchschnittli- che Zuwachsrate 2000-2004
Stromerzeugung					
Große Wasserkraft		---	740 GW	---	2 %
Windkraftanlagen		8,1 GW	48 GW	20 %	29 %
Kleine Wasserkraft		4,5 GW	61 GW	8 %	7 %
Biomassestrom		---	39 GW	---	3 %
Photovoltaik, netzgekoppelt	(GW)	0,63 GW	1,8 GW	54 %	61 %
	(Haushalte)	150.000	400.000	---	---
Photovoltaik, netzunabhängig		0,33 GW	2,2 GW	17 %	17 %
Geothermischer Strom		---	8,9 GW	---	2,4 %
Solarthermischer Strom		---	0,4 GW	---	---
Meeres(gezeiten)energie		---	0,3 GW	---	---
Warmwasserbereitung/Raumheizung					
Biomasseheizung		---	220 GWth	---	2 %
Sonnenkollektoren für Warm- wasser/Raumheizung verglast	(GWth)	12 GWth	77 GWth	---	---
	(m ²)	17 Mio. m ²	110 Mio. m ²	17 %	17 %
	(Haushalte)	6,5 Mio.	39 Mio.	---	---
Geothermische Heizung		---	28 GWth	---	13 %
Verkehrskraftstoffe					
Ethanolproduktion		2,3 Mrd. Liter/J.	31 Mrd. Li- ter/J.	8 %	11 %
Biodieselproduktion		0,4 Mrd. Liter/J.	2,2 Mrd. Li- ter/J.	26 %	25 %
Energieversorgung ländlicher Haushalte					
Verwendete Biomasseherde	(insgesamt, alle Herdty- pen)	---	570 Mio.	---	---

	(„optimierte“ Herdtypen)	---	220 Mio.	---	---
Biogasanlagen für den häuslichen Bedarf		---	16 Mio.	---	---
Photovoltaikanlagen für den häuslichen Bedarf		0,3 Mio.	2 Mio.	---	---

Anmerkungen:

- a) Die vorhandene Photovoltaikkapazität basiert auf der kumulierten Produktion seit 1990 ohne Abgänge.
- b) Geschätzte Anzahl der Haushalte mit solaren Warmwasserkollektoren ausgehend von 2,5 m²/Haushaltdurchschnitt für Entwicklungsländer und 4 m²/Haushalt für Industrieländer ohne gewerbliche Nutzungen. Li (2002) schlägt für China als dem größten Markt vor, eher von 2 m² auszugehen; somit dürfte die effektive Zahl der Haushalte größer sein als in der Tabelle angegeben.
- c) Gesamtzahl der Biomasseherde ist geschätzt ausgehend von 4,4 Personen pro Haushalt und 2,4 Mrd. Menschen, die weiterhin traditionelle Biomasse nutzen. Optimierte Biomasseherde nach Martinot et al. 2002 mit aktualisierten Zahlen nach Karakezi et al. 2004, IEA 2002, Graham 2001, TERI 2001, Karakezi 2001, D'Sa und Murthy 2004; die Angaben basieren jedoch auf Zahlen, die mindestens einige Jahre alt sind.
- d) Die Angaben zur Stromerzeugungskapazität aus Biomasse enthalten keine Elektrizität aus Hausmüll. In vielen Quellen ist Hausmüll in den Biomassezahlen enthalten, doch dafür gibt es keine allgemein anerkannte Festlegung. Bei Berücksichtigung von Hausmüll in den Zahlen dieser Tabelle würde sich die Biomassestromerzeugung von 36 GW auf 43-45 GW erhöhen. Die Stromerzeugung aus Hausmüll im OECD-Raum belief sich im Jahr 2002 auf 6,7 GW (IED 2005). Die Hausmüllanteile in den Entwicklungsländern sind schwer abzuschätzen.
- e) Die Zuwachsraten für Biomasseheizung und große Wasserkraft stammen aus Johansson und Turkenberg und entsprechen den Zuwachsraten im Zeitraum 1997-2001. Neuere Zahlen über die weltweiten Zuwachsraten stehen nicht zur Verfügung. Der durchschnittliche jährliche Kapazitätsanstieg für Wasserkraft insgesamt in den OECD-Ländern belief sich zwischen 1990 und 2002 auf 1,2 % (IEA RE Info 2004).
- f) Die Zahlenangaben zur geothermischen Wärme umfassen die oberflächennahe geothermische Energie und erdgekoppelte Wärmepumpen.
- g) „---“, bedeutet: Daten sind nicht verfügbar oder nicht zuverlässig genug, um verwendet werden zu können.
- h) Die insgesamt installierte Photovoltaikkapazität im Jahr 2004 wurde von Maycock (2005) mit 960 MW bei einer Photovoltaik-Gesamtproduktion von 1.100 MW angegeben.
- i) Die Kategorie „Warmwasserbereitung/Heizung“ umfasst solares Warmwasser, solare Raumheizung und solare Klimatisierung für private, gewerbliche und industrielle Nutzungen. Bei den Tabellenangaben zur Anzahl der Haushalte wird von der Annahme ausgegangen, dass ein großer Teil der installierten Kapazität auf häusliche solare Warmwassersysteme entfällt. In einigen Ländern wird ein großer Teil der Anlagen für die aktive solare Raumheizung verwendet; dies gilt jedoch nicht für China, auf das inzwischen zwei Drittel des Weltmarktes entfallen. Technisch wird diese Kategorie von der Internationalen Energieagentur zwar als „solare Heizung und Klimatisierung“ bezeichnet, doch in diesem Bericht wird der Begriff "solare Warmwasserbereitung/Heizung" verwendet.
- j) Die geothermische Stromerzeugungskapazität ist zwischen 2000 und 2004 um durchschnittlich 2,4 % gestiegen. Die geothermische Heizungskapazität ist in demselben Zeitraum um durchschnittlich 12,9 % gestiegen (World Geothermal Council 2005 und Lund 2005).
- k) Schätzansatz für häusliche solarer Warmwasserbereitungsanlagen: 2,4 m²/System in China (70 % der

verkauften Systeme sind kleine 2 m²-Systeme) und 3,8 m²/System in den übrigen Ländern (ROW). Somit entsprechen 13,5 Mio. m² in China 5,6 Mio. Haushalten, während in anderen Ländern 3,5 Mio. m² 0,9 Mio. Haushalten entsprechen. 64 Mio. m² in China entsprechen 26,7 Haushalten und 46 Mio. m² in anderen Ländern 12,1 Mio. Haushalten.

- l) Die Zuwachsrate 2004 im Bereich solare Warmwasserbereitung ist ein Nettowert auf Basis der jährlichen Zugänge minus Abgänge.
- m) Die netzunabhängige Photovoltaik umfasst private und gewerbliche Nutzungen, Signal- und Kommunikationstechnik sowie den Konsumgüterbereich. 2004 wurden weltweit 70 MW für Konsumgüter, 80 MW für die Signal- und Kommunikationstechnik und 180 MW für private und gewerbliche netzunabhängige Anwendungen genutzt (Maycock 2005).
- n) Wo für 2004 keine Daten zur Verfügung standen, wurden die Zahlen 2004 anhand angenommener Zuwachsraten für das/die letzte(n) Erfassungsjahr(e) und unter Berücksichtigung abweichender oder widersprüchlicher Daten aus unterschiedlichen Quellen bestimmt.
- o) Photovoltaik ist in netzgekoppelte und netzunabhängige Photovoltaik aufgeteilt, entsprechend den unterschiedlichen Marktmerkmalen jeder Anwendung wie etwa den Kosten im Vergleich zu konkurrierenden Alternativen und den unterschiedlichen Formen der Politikunterstützung.
- p) Lund (2005) gibt 1,7 Mio. erdgekoppelte Wärmepumpen an, auf die 56 % der gesamten geothermischen Wärmeleistung (27.600 GWth) entfallen. Er weist jedoch auf die Unvollständigkeit der Daten hin. Die Zahl der erdgekoppelten Wärmepumpen stieg zwischen 2000 und 2005 um 24 % pro Jahr; dies bedeutet eine Verdreifachung der Leistung in fünf Jahren.

[Anmerkung 4] Stromkapazitäten

In Tabelle N3 sind die installierten Stromkapazitäten aufgeführt. Als Grundlage für die Tabelle dienten Daten aus der vom Autor anhand von länderbezogenen Einzelstatistiken erstellten Datenbank sowie Beiträge von Mitwirkenden an dem Bericht; außerdem IEA 2003, 2004, 2005, IEA Electricity Information 2004, EREC 2004, AWEA 2005, EWEA 2005, GWEC 2005, Maycock 2004 und 2005, Johansson und Türkenburg 2004, Martinot et al. 2002 plus Aktualisierungen, Martinot 2004. Viele Zahlen in der Tabelle sind Näherungswerte, die bestenfalls auf zwei signifikanten Stellen valide sind. Diese Quellen enthalten auch Informationen zu zahlreichen Aspekten der Kapazitätsdiskussion in Teil 1.

Die Summen für kleine Wasserkraft sind im Allgemeinen nach der 10 MW-Definition veranschlagte Werte. In manchen Ländern wie z. B. China gilt jedoch eine andere Festlegung; dort bedeutet kleine Wasserkraft <50 MW Leistung.

Hausmüll ist normalerweise in den Statistiken der OECD-Länder über die Stromerzeugung aus Biomasse erfasst. In diesem Bericht jedoch ist Hausmüll nicht in den Leistungszahlen für die Stromerzeugung aus Biomasse enthalten, weil es keine entsprechenden Zahlen über die Entwicklungsländer gibt und weil Hausmüll teilweise nicht als erneuerbare Energie betrachtet wird. Das Hausmüllaufkommen in den OECD-Ländern belief sich 2002 auf 6,7 GW (IEA Renewables Information 2004). Durch seine Einbeziehung würde sich die weltweite Gesamtkapazität im Bereich Biomassestrom auf 46 GW erhöhen.

**Tabelle N3: Vorhandene Kapazität zur Erzeugung von Strom aus neuen erneuerbaren Energien
(GW, Stand 2004)**

Technologie	Insgesamt weltweit	Entwicklungsländer	EU-25	China	Deutschland	USA	Spanien	Japan
Kleine Wasserkraft	61	39	13	34	1,6	3,0	1,6	3,5
Windkraft	48	4,3	34,2	0,8	16,6	6,7	8,3	0,9
Biomassestrom	39	22	8	2,3	0,9	7,2	0,3	> 0,1
Geothermischer Strom	8,9	4,5	0,8	< 0,1	0	2,5	0	0,5
Photovoltaik, netzgekoppelt	1,8	0	0,9	0	0,7	0,1	0	0,8
Solarthermischer Strom	0,4	0	0	0	0	0,4	0	0
Meeres(wellen)energie	0,3	0	0,3	0	0	0	0	0
Stromerzeugungskapazität aus RE insgesamt (ohne große Wasserkraft)	160	70	57	37	20	20	10	6
Zum Vergleich:								
Große Wasserkraft	740	330	90	70	k. A.	90	k. A.	45
Stromkapazität insgesamt	3.800	1.400	580	440	k. A.	860	k. A.	260

Anmerkungen:

- Es besteht international keine Einigkeit über die Definition von kleiner Wasserkraft. In China ist unter kleiner Wasserkraft offiziell eine Leistung bis 50 MW zu verstehen, in Indien bis 15 MW und in Brasilien bis 30 MW. In Europa wird von der ESHA (European Small Hydropower Association) und der Europäischen Kommission allmählich eine Leistung von insgesamt bis zu 10 MW allgemein anerkannt. Viele veröffentlichte Zahlen für kleine Wasserkraft basieren auf einer Leistung von höchstens 10 MW, was dazu führt, dass die vorhandenen Kapazitäten in China, in Brasilien und in einigen anderen Ländern unberücksichtigt bleiben. Daher können andere veröffentlichte Zahlen erheblich niedriger sein als die hier aufgeführten Zahlen, die als Angaben nach der Definition des jeweiligen Landes zu betrachten sind.
- In einigen anderen Ländern gibt es netzgekoppelte Photovoltaikanlagen in geringer Zahl mit wenigen MW Leistung, in erster Linie als kleine Demonstrationsvorhaben. In der Tabelle steht 0, weil diese Zahlen weit unter 0,1 GW liegen und somit für eine Erfassung nicht signifikant genug sind.
- Ein Vergleich der Stromkapazität "neuer" erneuerbarer Energien und der Stromkapazität insgesamt bietet keine gute Möglichkeit für einen Vergleich mit der effektiv produzierten Energie. Die Kapazitätsfaktoren für die konventionelle Stromerzeugung sind viel höher als für die meisten „neuen“ erneuerbaren Energiequellen. Dies bedeutet, dass obwohl die weltweite Kapazität "neuer" erneuerbarer Energien ungefähr 4 % der weltweiten Gesamtkapazität ausmacht, der Anteil der aus erneuerbaren Energien erzeugten Elektrizität rund 2 % der weltweiten Gesamtproduktion von Elektrizität beträgt.
- Ein Vergleich dieser Zahlen mit früheren Fassungen dieser Tabelle oder ähnlichen Tabellen zur Ermittlung von Zuwachsraten ist nicht zu empfehlen. Anpassungen aus früheren Fassungen sind eine Kombination aus realem Wachstum plus Anpassungen aufgrund optimierter Daten.

[Anmerkung 5] Große Wasserkraft: Kapazität und Zuwachsrate

Nach Angaben der IEA (Electricity Information 2004) belief sich die Stromerzeugung aus Wasserkraft im OECD-Raum 1999 auf 393,8 GW. Sie stieg um durchschnittlich 4,7 GW pro Jahr und erreichte 2002 407,9 GW. Dies entspricht einer jährlichen Zuwachsrate von 1,2 % im Dreijahreszeitraum 2000-2002. Chinas Gesamtkapazität im Großwasserkraftbereich hat in den letzten Jahren um 6-8 GW pro Jahr zugenommen. (Nach

Angaben des Water Conservation Information Network (<http://www.hwcc.gov.cn>) wurden in China 2004 7,6 GW zusätzliche Leistung installiert). Die chinesische Wasserkraftkapazität insgesamt stieg zwischen 1999 und 2004 von 53 GW auf 105 GW; 14 GW davon entfielen auf die Kleinwasserkraft. Somit stieg die Kapazität im Großwasserkraftbereich im Fünfjahreszeitraum 2000-2004 um 38 GW bzw. durchschnittlich 7,5 GW pro Jahr. Andere Entwicklungsländer dürften weitere 3-5 GW pro Jahr an Zuwachs beisteuern, womit sich die Kapazitätzugänge insgesamt auf 14-16 GW pro Jahr belaufen. Somit liegt unter Berücksichtigung der derzeit installierten Wasserkraftkapazität (groß) von 760 GW die durchschnittliche jährliche Zuwachsrate weltweit bei 2 %.

Im International Energy Annual 2003 (2005 veröffentlicht) der amerikanischen Energy Information Agency (EIA) wird die weltweite Gesamterzeugung von elektrischem Strom im Jahr 2003 mit 15.852 TWh angegeben, wovon 2.654 TWh auf die Wasserkraft insgesamt entfallen. Ausgehend von einer jahresbezogenen Zuwachsrate von 3 % im Jahr 2004 (2 % für Wasserkraft) ergeben sich 16.328 TWh für die Gesamterzeugung und 2.707 TWh für die Wasserkraft insgesamt. Zieht man davon 160 TWh aus Kleinwasserkraft ab (wobei anzunehmen ist, dass ein Drittel der kleinen Wasserkraft nicht in den globalen Statistiken erscheint), ergeben sich für 2004 insgesamt 2.540 TWh aus großer Wasserkraft. Die Angaben der EIA für 1995 lauten: 2.461 TWh aus Wasserkraft und 12.634 TWh Gesamterzeugung. Demnach beträgt der Anteil der Wasserkraft insgesamt an der weltweiten Gesamterzeugung für 2004 16,6 % und für 1995 19,5 %. Zieht man kleine Wasserkraft ab, ergeben für Großwasserkraft allein 16 % in 2004 und 19 % in 1995.

Altinbalek et al. 2004 gibt für Wasserkraft weltweit 730 GW und 2.650 TWh an und stützt sich dabei auf eine Quelle aus dem Jahr 2003; somit basiert diese Zahl vermutlich auf Daten aus 2002. Sie deckt sich mit dem von der IEA (2004) angegebenen Wert von 2.676 TWh für Wasserkraft im Jahr 2002. Unter Berücksichtigung der anderen Quellen scheint diese Zahl für große Wasserkraft unter Ausschluss (der Gesamtheit oder des überwiegenden Teils) der Kleinwasserkraft zuzutreffen. Ausgehend von einer Zuwachsrate von 2 % in 2003 und 2004 ergibt sich für 2004 eine Gesamtkapazität von 760 GW.

Statistiken zur Wasserkrafterzeugung 2004 von BP (2005).

Zwischen den Wasserkraftstatistiken der International Hydropower Association (IHA) und des World Energy Council (WEC) und denen der International Energy Agency besteht ein grundlegender Widerspruch. Die Statistiken der IHA und des WEC unterstellen eine weltweite Wasserkraftproduktion von insgesamt rund 750 GW im Jahr 2004. Die IEA weist für 2002 425 GW Wasserkraft im OECD-Raum aus; rechnet man zu diesen 425 GW die aus verschiedenen Quellen stammenden Mengen an erzeugter kleiner und großer Wasserkraft in Entwicklungsländern hinzu, ergibt sich ein Gesamtbetrag von 800 bis 820 GW unter Berücksichtigung eines mäßigen Anstiegs seit 2000 (die meisten anderen Daten betreffen den Zeitraum 1990-2000). Es ist anzunehmen, dass in den erstgenannten Statistiken aufgrund der verwendeten Berichtsquellen eine gewisse Menge an installierter Kapazität unberücksichtigt geblieben ist. Da die letzteren Zahlen glaubwürdiger erscheinen, weist der vorliegende Bericht eine Wasserkrafterzeugung von insgesamt 800 GW - 740 GW große Wasserkraft und 60 GW kleine Wasserkraft - aus.

[Anmerkung 6] Wind, Geothermie, Biomassestrom

In Tabelle N4 ist die neu hinzugekommene und die bereits vorhandene Windkraft aufgeführt. Je nach Quelle

weisen die vorhandenen Statistiken gewisse Abweichungen auf, wobei die Daten des Global Wind Energy Council (2005) und der Beratungsfirma BTM Consult (Cameron 2005) über die 2004 weltweit neu hinzugekommene Kapazität (um rund 200 MW) und auch über die kumulierte installierte Leistung auseinander gehen (EWEA führt GWEC-Angaben in Höhe von 47.317 MW installierter Gesamtleistung Ende 2004 an). Zu den anderen Quellen gehören die American Wind Energy Association (2005) und die European Wind Energy Association (2005).

Die angegebenen 0,6 GW an installierter Offshore-Windkraft stammen von New Energy Finance: <http://www.newenergyfinance.com> nach den Angaben in RenewableEnergyAccess.com, "Blustery Conditions for European Wind Power - New Energy Finance White Paper Outlines Difficulties in European Wind Power Market" (22. Juli 2005).

<http://www.newenergyfinance.com/NEF/HTML/Press/Offshore-wind-funding.pdf>

<http://www.renewableenergyaccess.com/rea/news/story?id=34645>

Angaben zu Biomassestrom und -wärme nach IEA (2004), Kartha et al. (2005) und Beiträgen von Mitwirkenden an dem Bericht. Ebenfalls unveröffentlicht: „Global Bioresources Project“, 14. Februar 2005, Renewable Energy Unit, International Energy Agency, Paris, Frankreich).

Angaben zu Geothermiestrom und -wärme nach Lund (2005). Die Angaben über die Stromerzeugung aus Biomasse sind am schwierigsten herzuleiten und stützen sich im Allgemeinen auf informellere Daten aus länderinternen Quellen. Lund kommentiert seine Angaben zur Erdwärmeheizung wie folgt: „Es ist schwierig, den Umfang der weltweiten Direktnutzung geothermischer Energie zu bestimmen, da es viele unterschiedliche Nutzungen dieser Energie gibt und diese manchmal klein und in abgelegenen Regionen zu finden sind. In einem Land eine Person oder gar eine Gruppe zu finden, die über alle Direktnutzungen Bescheid wissen, ist schwierig. Selbst wenn es gelingt, die Nutzung zu bestimmen, sind Förderleistung und Temperatur normalerweise nicht bekannt oder erfasst; daher können Kapazität und Energienutzung nur geschätzt werden. Das gilt insbesondere für geothermisches Wasser, das in Schwimmbädern, zum Baden und in der Balneologie genutzt wird.“

Tabelle N4: Neu hinzugekommene und vorhandene Windkraft in den zehn führenden Ländern, 2004

Land	Zugang 2004 (MW)	Bestand 2004 (MW)
Deutschland	2.050	16.600
Spanien	2.070	8.300
USA	390	6.700
Dänemark	10	3.100
Indien	880	3.000
Italien	360	1.300
Niederlande	200	1.100
Japan	230	990
VK	250	890
China	200	770

[Anmerkung 7] Netzgekoppelte Photovoltaik

Tabelle N5 enthält Angaben zu den wichtigsten Programmen für netzgekoppelte Photovoltaik, auf die der überwiegende Teil der weltweiten netzgekoppelten Photovoltaik entfällt. Quellen: Maycock 2004 und 2005, Jones 2005, Dobelmann 2003, California Energy Commission 2004, Navigant Consulting 2005 sowie Beiträge von Mitwirkenden an dem Bericht.

Tabelle N5: Solardachprogramme (netzgekoppelt), 2004

Programm und Start-jahr	Haushalte (kumuliert) Stand 2004	Anlagen (kumuliert) Stand 2004	Anlagen-zugänge 2003	Anlagen-zugänge 2004	Unterstützungsmaßnahmen
Japan (1994-2005)	200.000	800 MWp	190 MWp	260 MWp	„Sunshine program“ - Subventionierung begann 1994 mit 50 % und ging bis 2003 auf ca. 10 % zurück.
Deutschland (1999-2003)	150.000	680 MWp	140 MWp	300 MWp	“100.000-Dächer-Programm” stellte bis 2003 zinsgünstige Kredite für Haushalte und 50 Cent pro kWh als Einspeisevergütung bereit. Seit 2004 marktgestützt durch Einspeisevergütung von 45-62 Eurocent/kWh.
Kalifornische Programme (1998-)	15.000	95 MWp	27 MWp	36 MWp	Im Rahmen staatlicher Programme gezahlter Zuschuss von 4,50 \$/W (Ws) wurde auf 3,50 \$/W (Ws) gesenkt. Es gibt auch Programme kommunaler EVU (SMUD, LADWP) und RPS-Programme von EVU.

Anmerkungen:

- Kalifornien gibt die Gesamtzahl der Anlagen unter Einbeziehung von privaten und gewerblichen Anlagen an, wobei allerdings davon auszugehen ist, dass die Zahl der privaten Anlagen viel höher ist als die der gewerblichen. Die Anzahl der angegebenen Haushalte entspricht einem Durchschnitt von 4 kW/Haushalt und der private Anteil macht über die Hälfte der insgesamt installierten Kapazität im Jahr 2004 aus.
- Bei 2004 neu hinzugekommenen Anlagen in Japan und Deutschland werden 4 kW/Haushalt unterstellt. Die kumulierte Zahl der Haushalte wird ausgehend von früheren Angaben über Haushalte und Kapazitäten für das Jahr 2003 mit 170.000 in Japan und 65.000 in Deutschland angesetzt.
- Die netzgekoppelte Photovoltaikkapazität in Europa belief sich im Jahr 2003 auf 480 MWp, wovon allein 375 MW auf Deutschland entfielen. Der Anteil der Niederlande am übrigen Teil war mit 44 MW in 2003 am größten. Demnach dürfte die neu hinzugekommene netzgekoppelte Kapazität in Europa im Jahr 2004 ohne Deutschland bei ca. 110 MW liegen.
- Korea kündigte 2005 ein 100.000-Dächer-Programm an, dessen Ziel 0,3 GW Solar-PV bis 2011 ist.
- Thailand verfügt über ein kleines Dachphotovoltaik-Programm. Im Juli 2004 waren 67 kWp installiert, die von EPPO subventioniert wurden.
- Das japanische Programm sollte 2005 auslaufen. 2004 verfügte Japan über 1.100 MWp installierte PV-Kapazität, davon 800 MWp für private Haushalte und 300 MWp für gewerbliche und öffentliche Gebäude und andere Nutzungen (unklar ist, wie groß der Anteil der netzgekoppelten PV ist).

Die netzgekoppelte Kapazität der EU-15-Länder belief sich 2002 auf 316 MWp einschließlich 258 MWp in Deutschland (EREC 2004). Demnach gab es 2002 in der EU ohne Deutschland ca. 60 MWp. Die Tschechische Republik verfügt über 120 kWp netzgekoppelte PV, Polen über 47 kWp und Rumänien über 10 kWp (EREC 2004).

[Anmerkung 8] Solare Warmwasserbereitung/Heizung

Tabelle N6: Installierte Pro-Kopf-Kapazität im Bereich solare Warmwasserbereitung - die zehn führenden Länder, 2004

Land	m ² /1.000 Einwohner (2004)
Israel	740
Zypern	620
Griechenland	260
Österreich	260
Türkei	140
Japan	100
Australien	70
Deutschland	70
Dänemark	60
China	50

Quellen: Weiss et al. 2005, Li 2002 und 2005, ESTIF 2004 und 2005, Martinot 2004, Kithyoma und Karakezi 2005, Beiträge von Mitwirkenden an dem Bericht.

Anmerkungen:

- a) Nicht in dieser Tabelle berücksichtigt sind Barbados und andere kleine Inselstaaten mit weniger als 500.000 Einwohnern. Barbados hat 277.000 Einwohner und mindestens 35.000 solare Warmwassersysteme. Der Indikator würde bei rund 250 m²/1.000 Einwohnern liegen. Das bedeutet, dass Barbados auf Rang 5 der Top-10 liegen würde.

Tabelle N7: Installierte Kapazität im Bereich solare Warmwasserbereitung - die zehn führenden Länder, EU und Gesamtkapazität weltweit, 2004

Land/EU	Bestand 2003 (Mio. m ²)	Zugänge 2004 (Mio. m ²)	Bestand 2004 (Mio. m ²)	Bestand 2004 (GWth)
China	50,8	13,5	64,3	45,0
EU	13,1	1,6	14,0	9,8
Türkei	9,5	0,8	9,8	6,9
Japan	7,9	0,3	7,7	5,4
Israel	4,7	0,4	4,9	3,4
Brasilien	2,2	0,2	2,4	1,6
USA	2,1	0,05	2,0	1,4
Australien	1,4	0,1	1,5	1,1
Indien	0,9	0,1	1,0	0,7
Südafrika	0,5	--	0,5	0,4
(übrige Länder)	< 2	--	< 2	< 1,5
Weltweit insgesamt	95	17	110	77

Quellen: Weiss et al. 2005, Li 2002 und 2005, ESTIF 2005, Martinot 2004, Kithyoma und Karakezi 2005, Beiträge von Mitwirkenden an dem Bericht.

Anmerkungen:

- a) Die Zahlen enthalten keine passive (Schwimmbad-)Heizung, die als getrennte Anwendung neben häuslichem Warmwasser und Raumheizung betrachtet wird.
- b) Die Abgänge sind in manchen Ländern schwierig abzuschätzen; daher sind alle Zahlen nur Näherungs-

werte. Die vorliegenden Gesamtbeträge enthalten 2 Mio. m² Abgänge im Jahr 2004 ohne Einrechnung von China.

- c) Das Solar Heating and Cooling Program (IEA-SHC) der International Energy Agency empfahl im Dezember 2004, solares Warmwasser/Heizung in GWth (Gigawatt thermisch) mit einem Standardumrechnungsfaktor von 0,7 GWth je Mio. m² anzugeben.
- d) Die Anlagenzugänge 2004 und der Bestand 2004 für die Türkei, Israel, USA, Australien, Indien und Ägypten sind Extrapolationen ausgehend vom Istbestand 2003. Bei der Extrapolation wird von einer Abgangsrate von 5 % des vorhandenen Bestands ausgegangen. Die sich ergebenden weltweiten Gesamtwerte stimmen mit den Schätzwerten für das Jahr 2004 von Weiss et al. 2005 überein.
- e) Die Nachbildung der Abgänge in Japan ist ein problematischer Faktor im Hinblick auf die japanischen und auch die globalen Gesamtwerte, da die Abgänge in den letzten Jahren im Vergleich zu den Neuanlagen hoch gewesen sind. Bei Weiss et al. 2005 ist ein Wert zu finden, der um rund 4,5 Mio. m² höher ist als die in diesem Bericht für Japan verwendete Zahl im Jahr 2003; die hier verwendete niedrigere Anzahl basiert auf einem anderen Abgangsmodell japanischer Forscher. Bei Verwendung der höheren Zahl für Japan würde sich die weltweite Gesamtmenge von 110 Mio. m² (77 GWth) auf 115 Mio. m² (80 GWth) erhöhen.
- f) Für Afrika werden etwa 1,5 Mio. installierte Kapazität veranschlagt, die in erster Linie auf Südafrika, Ägypten und Niger entfallen (Kithyoma und Karakezi 2005).
- g) In den Warmwasserzahlen für ein bestimmtes Jahr müssen sowohl die Zugänge als auch die Abgänge erfasst werden. Die Abgänge werden von verschiedenen Organisationen auf unterschiedliche Weise nachgebildet und geschätzt; daher sind die Zahlen nicht immer kompatibel, insbesondere nicht bei Ländern mit seit langem bestehenden Märkten, in denen viele Systeme inzwischen das Ende ihrer Lebensdauer erreicht haben. Erhebliche Uneinigkeit besteht insbesondere darüber, wie die Abgänge in Japan berücksichtigt werden sollen. Das hat zu deutlichen Unterschieden zwischen den von der IEA veröffentlichten Zahlen (Weiss et al. 2005), die 12,4 Mio. m² im Jahr 2004 angibt, und den Zahlen aus anderen japanischen Quellen geführt, die 7,7 Mio. m² in 2004 angeben. Im vorliegenden Bericht wird die niedrigere Zahl verwendet.

ESTIF, Solar Thermal Markets in Europe, Juni 2005:

http://www.estif.org/fileadmin/downloads/Solar_Thermal_Markets_in_Europe_2004.pdf

Die Solarthermiebranche in Europa will nach den neuesten Statistiken der European Solar Thermal Industry Federation im Verlauf von 2005 1,2 GWth neue Kapazität installieren. Weitere Einzelheiten bei Refocus:

http://www.sparkdata.co.uk/refocus/fp_showdoc.asp?docid=83735293&accnum=1&topics=

[Anmerkung 9] Ethanol und Biodiesel

Tabelle N8: Biokraftstoffproduktion 2004 - die zwölf führenden Länder (Mrd. Liter)

Land	Ethanol	Biodiesel
Brasilien	15	---
USA	13	0,1
China	2	---
Deutschland	0,02	1,1
Frankreich	0,1	0,4

Italien	---	0,35
Kanada	0,2	---
Thailand	0,2	---
Spanien	0,2	---
Dänemark	---	0,08
Tschechische Rep.	---	0,07
Australien	0,07	---
Weltweit insgesamt	31	2,2

Quellen: Adaptiert nach Fulton et al. 2004, F.O. Lichts World Biofuels Report 2005, EurObserv'ER biofuels report 2005, US Renewables Fuels Association (<http://www.ethanolrfa.org>), Deutschland ZSW 2005, IEA Task 39 (2004) und Beiträgen von Mitwirkenden an dem Bericht.

Anmerkungen:

- a) Nicht in den Ethanolwerten enthalten ist die Produktion von ETBE in Europa, die sich 2004 auf etwa 0,7 Mrd. Liter belief.
- b) Finnland plant den Bau einer Biodiesel-Produktionsanlage mit einer Kapazität von 170.000 Tonnen/Jahr bis 2007; damit würde Finnland auf den vierten Platz in Europa hinter Deutschland, Frankreich und Italien vorrücken.
- c) IEA 2004 gibt für Deutschland im Jahr 2002 eine Biodieselpkapazität von 750.000 Litern/Jahr und einen Umsatz von 550.000 Litern/Jahr an. Laut EurObserv'ER 2005 belief sich die Produktion 2002 auf 550.000 Tonnen, 2003 auf 720.000 Tonnen und 2004 auf 1 Mio. Tonnen.
- e) Deutschland erhöhte die Produktionskapazität für Bieseldiesel 2004 um 0,3 Mrd. Liter/Jahr und für Ethanol um 0,1 Mrd. Liter/Jahr.
- f) Die Ethanolzahlen für das Jahr 2005 aus den USA stammen aus der Präsentation von Brian Jennings, Executive Vice President, American Coalition for Ethanol, mit dem Titel „The U.S. Ethanol Industry: Exceeding Expectations“, South Dakota Public Utilities Commission Energy Conference, 20. April 2005. Jennings gibt für 2004 3,4 Mrd. produzierte Gallons bzw. 13 Mrd. Liter an. Dito auch nach Renewable Fuels Association (<http://www.ethanolrfa.org/pr050223.html>) eine Erhöhung um 21 % von 2,8 Mrd. Gallons (10,6 Mrd. Litern) im Jahr 2003. Jennings:

<http://www.state.sd.us/puc/pucevents/Energy%20Conf%20Presentations/Brian%20Jennings-%20US%20Ethanol%20Industry.pdf>

Australia Ethanol Limited gibt für Australien eine Jahresproduktion von 70 Mio. Litern/Jahr an (vermutlich aktuell), und Fulton et al. 2004 gibt 40 Mio. in 2002 an.

Spanien verfügt derzeit über zwei Ethanol-Produktionsanlagen - eine in Cartagena mit einer Kapazität von 100 Mio. Litern und eine andere in Teixeira mit einer Kapazität von 126 Mio. Litern (unveröffentlicht „Global Bioresources Project“, 14. Februar 2005, Renewable Energy Unit, Internationale Energieagentur, Paris, Frankreich).

Auch andere Länder in Europa haben beschlossen, in die Biodieselpproduktion einzusteigen. Spanien nahm im vergangenen Mai seine größte Produktionsanlage für Biodiesel in der Nähe von Cartagena in Betrieb (250.000 Tonnen). Das Unternehmen namens Biodiesel Production gehört zur deutschen Sauter-Gruppe und hat 50 Mio. Euro in dieses Projekt investiert. Außerdem soll in Portugal im kommenden August eine erste 100-Tonnen-Biodiesel-Produktionseinheit in Betrieb genommen werden. Die Firma Iberosol, ein Tochterun-

ternehmen des deutschen Nahrungsmittelkonzerns Nutas, ist für diese Investition von 25 Mio. Euro verantwortlich. Weitere Anlagen sind im Vereinigten Königreich und in Finnland im Bau oder in der Planung.

In Kanada ist im Zuge der Erfüllung des von der kanadischen Regierung gesetzten Ziels, bis 2010 35 % des kanadischen Benzins 10 % Ethanol beizumischen, mit einer Steigerung der Ethanolproduktion auf 1,4 Mrd. Liter zu rechnen. Siehe auch:

http://www.nrcan-rncan.gc.ca/media/newsreleases/2005/200550a_e.htm

Derzeit gibt es in sechs kanadischen Provinzen über eintausend Abgabestellen für Benzin/Ethanol-Gemische. Etwa sieben Prozent des zur Zeit in Kanada verkauften Benzins enthält Ethanol. Die kanadische Bundesregierung hat es sich zum Ziel gesetzt, bis 2010 35 % des kanadischen Benzins 10 % Ethanol beizumischen. Dieses Ziel bedeutet, dass die Ethanolproduktion von 200 Mio. Litern/Jahr (2004) auf 1,4 Mrd. Liter/Jahr gesteigert werden muss. Um dieses Ziel zu erreichen, hat die kanadische Bundesregierung über Natural Resources Canada ein so genanntes Ethanol Expansion Program (EEP) auf den Weg gebracht, das Mittel zum Bau neuer oder zum Ausbau vorhandener Ethanolanlagen bereitstellt. Während der ersten Runde des EEP-Programms sind Zuschüsse in Höhe von 72 Mio. kanadischen Dollar (CAD) in sechs über ganz Kanada verteilte Projekte geflossen. In der zweiten Runde sind vor kurzem weitere 46 Mio. CAD zur Verfügung gestellt worden. Neben dem EEP-Programm gewährt die kanadische Bundesregierung einen Benzinsteuerbonus in Höhe von 0,10 CAD je Liter Ethanol. Auf Provinzebene gewährt Manitoba den höchsten Steuerbonus mit 0,25 CAD für jeden Liter Ethanol, der in der Provinz produziert und verbraucht wird. Ihm folgen British Columbia mit 0,11 CAD/liter (wenn eine Anlage in British Columbia gebaut ist), Alberta mit 0,09 CAD/Liter (keine Beschränkung hinsichtlich der Ethanolquelle), Saskatchewan mit 0,15 CAD/Liter (Ethanol muss in der Provinz produziert/verbraucht werden), Manitoba mit 0,25 CAD/Liter (Ethanol muss in Manitoba produziert/verbraucht werden), Ontario mit 0,147 CAD/Liter (keine Beschränkung hinsichtlich der Ethanol-Quelle) und Quebec mit 0,198 CAD/Liter (wenn die Anlage in Quebec gebaut ist).

http://www.nrcan-rncan.gc.ca/media/newsreleases/2005/200550a_e.htm und andere Quellen.

[Anmerkung 10] Ethanol in Brasilien

2004 belief sich der Ethanolverbrauch für PKWs in Brasilien auf insgesamt 12,5 Mrd. Liter, davon 5,22 hydriert (wird in reinen Ethanolfahrzeugen und in Flexfuel-Fahrzeugen verwendet) und 7,22 wasserfrei als Beimischung zu Benzin. Der Gesamtverbrauch von Benzin im Straßenverkehr (in der Hauptsache für PKWs, da LKWs höchst selten mit Benzin fahren) betrug 2004 15,8 Mrd. Liter. Somit macht Benzin auf Volumenbasis gerechnet 15,8 Mrd. Liter des Gesamtvolumens von 28,3 Mrd. Litern Flüssigkraftstoff für PKWs aus. Der Ethanolanteil beträgt 44,2 %. 2004 erreichte die Ethanolproduktion 16,0 Mrd. Liter und lag somit über der Benzinproduktion von insgesamt 15,8 Mrd. Liter. Von den 16,0 Mrd. wurden 2,52 Mrd. exportiert und 1,02 Mrd. für andere Zwecke (nicht als Kraftstoff) verwendet. Für 2005 ist mit einem Anstieg des Ethanolverbrauchs und einem Rückgang des Benzinverbrauchs zu rechnen, doch der Benzinanteil liegt weiterhin bei über 50 %.

[Anmerkung 11] Kostenvergleich erneuerbarer Energien

Als aktuelle Informationsquellen dienen die drei IEA-Berichte "Renewables for Power Generation" (2003), „Renewable Energy Market and Policy Trends in IEA Countries“ (2004) und „Biofuels for Trans-

port“ (2004).

Zu den Quellen für Tabelle 2 gehören IEA 2003, IEA 2004, OECD NEA/IEA 2005, ICCEPT 2002, Fulton et al. 2004, Johansson und Turkenberg 2004 und Beiträge von Mitwirkenden an dem Bericht.

Ethanol aus Zellulose berechtigt zu den besten Hoffnungen, was die künftige Wettbewerbsfähigkeit aus Kostensicht betrifft. Kanada und Schweden sind im Bereich Forschung und Demonstration führend. Kanada hat die Finanzierung der ersten großtechnischen Produktionsanlage für Ethanol auf Zellulosebasis unterstützt, die Weizenstroh anhand eines neuartigen enzymatischen Hydrolyseverfahrens in Ethanol umwandelt. Diese Anlagen, die vielleicht irgendwann zum Standard gehören, bieten die Möglichkeit, Ethanol aus so gut wie jeder Biomasse herzustellen, auch aus Rückständen der Land- und Forstwirtschaft und ertragstarken speziellen Energiepflanzen wie etwa Pappeln und Rutenhirse. Die Provinz Ontario hat vor, Ethanol aus zellulosehaltige Ausgangsstoffen (z. B. Holz, Stroh) in ihrer geplanten Ethanolverordnung zusätzliche Anerkennung zu verschaffen.

In Tabelle N9 und N10 sind von der Internationalen Energieagentur (IEA) und vom Imperial College of London vorgenommene Schätzungen und Projektionen der Kosten von Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien wiedergegeben. Verglichen mit den früheren Kohle- und Erdgaserzeugungskosten (typischerweise 2-4 Cent/kWh, wobei allerdings in manchen Ländern der jüngste Anstieg der Erdgaspreise die Preise derzeit nach oben drückt) sind Wasserkraft, Geothermie und manche Formen der Biomassestromerzeugung mit günstigen Ressourcen- und Standortbedingungen bereits wettbewerbsfähig. Die Windkraftkosten nähern sich allmählich der Wettbewerbsschwelle und dürften irgendwann um 2010 auf Wettbewerbsniveau angelangt sein. Die Photovoltaikkosten liegen immer noch erheblich höher. Nimmt man jedoch die Endverbraucherpreise für Elektrizität in manchen Ländern mit weit über dem Durchschnitt liegenden Tarifen (d. h. 20-30 Cent/kWh), sollten die Photovoltaikkosten ebenfalls vor 2010 wettbewerbsfähig werden, insbesondere in sonnenreichen Regionen (mit hoher Sonneneinstrahlung).

Tabelle N9: Stromerzeugungskosten 2002 und 2010 nach IEA

	Kapitalkosten (\$/kW)	Erzeugungskosten untere Grenze (Cent/kWh)	Erzeugungskosten obere Grenze (Cent/kWh)	Erzeugungskosten untere Grenze 2010
Kleine Wasserkraft	1.000-5.000	2-3	9-15	2
Photovoltaikstrom	4.500-7.000	18-20	25-80	10-15
Strom aus konzentrierenden Solaranlagen	3.000-6.000	10-15	20-25	6-8
Biomassestrom	500-4.000	2-3	10-15	2
Geothermischer Strom	1.200-5.000	2-5	6-12	2-3
Windkraft	850-1.700	3-5	10-12	2-4

Quelle: IEA 2003

Tabelle N10: Kosten erneuerbarer Energien im Vergleich zu fossiler Energie und Kernenergie

Technologie	Derzeitige Kosten US-Cents/kWh	Veranschlagte künftige Kosten nach 2020 mit fortschreitender Technologiereife (US-Cents/kWh)
Biomasseenergie:		

<ul style="list-style-type: none"> • Elektrizität • Wärme 	5-15 1-5	4-10 1-5
Windenergie: <ul style="list-style-type: none"> • Onshore • Offshore 	3 - 5 6 - 10	2-3 2-5
Solarthermische Energie: (Sonneneinstrahlung von 2.500 kWh/m ² pro Jahr)	12-18	4-10
Wasserkraft <ul style="list-style-type: none"> • große • kleine 	2-8 4-10	2-8 3-10
Geothermische Energie: <ul style="list-style-type: none"> • Elektrizität • Wärme 	2-10 0,5-5,0	1-8 0,5-5,0
Meeresenergie: <ul style="list-style-type: none"> • Gezeitenkraftwerk (z. B. das geplante Severn-Kraftwerk) • Gezeitenstrom • Wellenenergie 	12 8-15 8-20	12 8-15 5-7
Netzgekoppelte Photovoltaik je nach einstrahlender Sonnenenergie („Insolation“): <ul style="list-style-type: none"> • 1.000 kWh/m² pro Jahr (z. B. VK) • 1.500 kWh/m² pro Jahr (z. B. Südeuropa) • 2.500 kWh/m² pro Jahr (die meisten Entwicklungsländer) 	50-80 30-50 20-40	~8 ~5 ~4
Dezentrale Systeme (einschl. Batterien), 2.500 kWh/m ² pro Jahr	40-60	~10
Kernenergie	4-6	3-5
Stromnetz liefert Strom aus fossilen Energieträgern (einschl. Ü&V) <ul style="list-style-type: none"> • außerhalb der Spitzenzeit (Off-Peak) • Spitzenzeit (Peak) • Durchschnitt Ländliche Elektrifizierung	2-3 15-25 8-10 25-80	Kapitalkosten sinken im Zuge des technischen Fortschritts, doch viele Technologien sind weitgehend reif; Senkung wird evtl. durch steigende Energiekosten ausgeglichen.
Kosten zentraler Netzversorgung ohne Übertragung und Verteilung: <ul style="list-style-type: none"> • Erdgas • Kohle 	2-4 3-5	Kapitalkosten sinken mit fortschreitender technischer Entwicklung, doch viele Technologien sind bereits reif; Senkung wird evtl. durch steigende Energiekosten ausgeglichen.

Quelle: ICCEPT 2002

[Anmerkung 12] Weltweite Investitionen in erneuerbare Energien

Der Investitionsaufwand von insgesamt 29 Mrd. \$/Jahr wurde anhand des für Martinot 2004 verwendeten Datenmaterials über die installierte Kapazität für die einzelnen Technologien im Zeitraum 1995-2004 sowie anhand der Beiträge von Mitwirkenden an dem Bericht und unter Verwendung von durchschnittlichen weltweiten Kapazitätskosten (installierte Kosten einschließlich Photovoltaik-Anlagenbilanz) erarbeitet. Weitere Einzelheiten zu den der Literatur entnommenen Kostenschätzungen sowie Erläuterungen zu den für diese Ausarbeitungen verwendeten Kostenannahmen sind unter <http://www.martinot.info/markets.htm> zu finden.

Die typischen Investitionskosten für das Jahr 2004 wurden wie folgt angesetzt:

Solares Warmwasser in China: 150 \$/m²

Solares Warmwasser in den übrigen Ländern: 800 \$/m²

Wind: 1.200 \$/kW

Photovoltaik (installiert): 7.000 \$/kW
Geothermische Wärme: 500 \$/kWth
Geothermischer Strom: 1.600 \$/kW
Biomassewärme: 200 \$/kWth
Biomassestrom: 2.000 \$/kW
Kleine Wasserkraft in China: 900 \$/kW
Kleine Wasserkraft in den übrigen Ländern: 1.300 \$/kW
Große Wasserkraft in China: 1.400 \$/kW
Große Wasserkraft in den übrigen Ländern: 2.000 \$/kW

Die Windkraftkosten der letzten Jahre könnten einen Wert von 1.200 \$/kW rechtfertigen, doch im Jahr 2004 erhöhten sich diese Kosten aufgrund der gestiegenen Stahlpreise (bedingt durch die hohe Stahlnachfrage) auf nach Ansicht vieler typischere 1.300 \$/kW. Kanada gab für 2004 Kosten von 1.500 \$/kW an (Canadian Wind Energy Association). Die Photovoltaikpreise zogen 2004 ebenfalls an. In Kalifornien lagen sie 2004 bei 9.000 \$/kWp installierte Kapazität. Die kanadischen Photovoltaikpreise wurde 2004 mit 8.000 \$/kWp beziffert. Der angesetzte Wert von 7.000 \$/kWp aus 2003 wurde jedoch unverändert beibehalten.

Die Kostendaten für die solare Warmwasserbereitung in China im Jahr 2002 sind Li (2005) entnommen. Über 70 % der solarthermischen Warmwasseranlagen wurden zu Preisen unter 1.500 RMB (180 \$) verkauft, wobei die preisgünstigsten Warmwasseranlagen in der Regel eine Kollektorfläche von 2 m² aufweisen. Dies bedeutet, dass die Kosten pro m² bei 90 \$ liegen. Weitere 26 % der Produkte werden zu Preisen zwischen 2.200 und 3.000 RMB (270-360 \$) verkauft, woraus sich m²-Preise von 100-120 \$ ergeben. Anlagen für gehobene Ansprüche, deren Marktanteil immer noch klein ist, kosten 300 \$/m². Die chinesische Solarthermiebranche erreichte 2000 ein Produktionsvolumen von 6 Mio. m² und Umsätze von 750 Mio. \$, woraus sich ein Durchschnittspreis von 125 \$/m² errechnet. Dieser dürfte seit 2000 aufgrund der steigenden Marktanteile kostspieligerer Systeme gestiegen sein. In einer anderen Fachquelle werden 1.000-1.500 RMB/m² bzw. 120-180 \$/m² als typische Kosten angegeben. Für solare Warmwasserkollektoren in China werden zur Berechnung der weltweiten Investitionszahlen Durchschnittskosten in Höhe von 150 \$/m² unterstellt. Sie liegen damit immer noch weit unter den Kostenansätzen in Europa und in anderen Industrieländern.

Die Kosten für kleine Wasserkraft in China sind in einer chinesischen Quelle mit 3.000-6.000 RMB/kW oder 370-740 \$/kW angegeben. Sie sind damit erheblich niedriger als die Kosten für kleine Wasserkraft in anderen Ländern. Da diese niedrigen Kosten von verschiedener Seite in Frage gestellt wurden, ist der Wert mit 900 \$/kW angesetzt.

Kostendaten aus verschiedenen Quellen einschließlich Johansson und Turkenberg 2004, Turkenberg 2000, EU CORDIS 2002, IEA 2004, IEA 2003 und ICCEPT 2002.

Michael Rogol, MIT und CLSA Asia-Pacific gehen von einem Kapitalaufwand von 4-5 Mrd. \$ im Jahr 2004 für Investitionen in der Photovoltaikbranche aus. Manche dieser Investitionen führen nicht direkt zu einem Produktionsanstieg in 2005, da es einige Zeit dauern kann, bis in manchen Fällen die Kapazität voll einsetzbar ist (bei Silizium z. B. dauert es 18 bis 24 Monate oder länger, bis die volle Produktion aufgenommen werden kann) und da es Engpässe bei der Verfügbarkeit von Silizium geben kann (z. B. ist ein erheblicher Teil der chinesischen Ingot-Wachstumskapazität ungenutzt). Rogol geht auch davon aus, dass der Kapital-

aufwand 2005 bei 5-7 Mrd. \$ liegen dürfte.

[Anmerkung 13] Private Finanzierung und Wagniskapital

Wagniskapitalinvestitionen nach "Clean Energy Trends 2005" von Nth Power und Clean Edge.

<http://www.cleantedge.com/reports/trends2005.pdf>

Projektionen von CLSA Asia-Pacific Markets nach „Sunscreen“ von CLSA Asia-Pacific Markets (2004). Eine aktualisierte Fassung stand Mitte 2005 zur Verfügung.

New Energy Finance Limited, Bericht 2005: "New and renewable energy technology – trends in venture capital investment" untersuchte zwischen 2001 und 2004 201 Wagniskapital-Investitionsvorhaben mit einem geschätzten Gesamtvolumen von 2,2 Mrd. \$, von denen rund 1,2 Mrd. \$ in Energieeffizienz, Brennstoffzellen und Wasserstofftechnologie investiert wurden. Der Investitionsaufwand stieg von 414 Mio. \$ in 2003 auf 958 Mio. \$ in 2004, wobei nicht klar ist, wie viel davon auf erneuerbare Energien entfiel.

[Anmerkung 14] Öffentliche Finanzierung

Nach Auskunft der Europäischen Investitionsbank (EIB) beliefen sich die von ihr insgesamt für erneuerbare Energien bereitgestellten Mittel im Jahr 2000 auf 91 Mio. EUR, 2001 auf 180 Mio. EUR, 2002 auf 682 Mio. EUR, 2003 auf 414 Mio. EUR und 2004 auf 469 Mio. EUR. Der Durchschnitt 2002-2004 betrug 520 Mio. EUR. Rechnet man diese Summe mit einem Umrechnungskurs von durchschnittlich 1,20 \$ um, ergeben sich 630 Mio. \$. Die EIB ist eine öffentliche Einrichtung in dem Sinn, dass sie Eigentum der EU-Mitgliedstaaten ist. Die notwendigen Mittel beschafft sie sich allerdings auf den Kapitalmärkten. Zugriff auf „öffentliche Gelder“ - Mittel aus den Staatshaushalten - hat die Bank nur im Rahmen ihrer Finanzierungstätigkeit für die Investitionsfazilität des Cotonou-Abkommens. Die Mittel der Investitionsfazilität dagegen stammen aus dem Europäischen Entwicklungsfonds, der von den Mitgliedstaaten der EU finanziert wird. Quelle: Daten der EIB.

Weitere Informationen zur Vergabe von EIB-Krediten für erneuerbare Energien in der Zeit von 1999 bis 2003 sind zu finden unter: http://www.eib.org/Attachments/thematic/renewable_energy_en.pdf

Alle Umrechnungen erfolgten auf der Grundlage eines \$-Wechselkurses (Stand: Juli 2005) von 1 EUR = 1,20 \$ und sind demnach Umrechnungen in Dollar nach dem aktuellen Stand 2005 und nicht nach dem Stand 2002, 2003 oder 2004.

[Anmerkung 15] Multilaterale und bilaterale Finanzierung für Entwicklungsländer

Zwischen 1990 und 2004 sagte die Weltbankgruppe 1,8 Mrd. \$ für erneuerbare Energien zu; zusammen mit der Kofinanzierung in Höhe von 450 Mio. \$ aus der Globalen Umweltfazilität (Global Environmental Facility, GEF) standen somit 2,3 Mrd. \$ als gemeinsame Weltbank-/GEF-Finanzierung für erneuerbare Energien zur Verfügung. Außerdem sagte die Weltbank in diesem Zeitraum 3,9 Mrd. \$ für große Wasserkraft (>10 MW) zu (World Bank 2005, Tabelle 1). Somit beliefen sich die von der Weltbank im Durchschnitt pro Jahr bereitgestellten Mittel in der Vergangenheit auf ca. 120 Mio. \$ (ohne GEF-Finanzierung). Dieser Durchschnitt ist in den letzten Jahren gleich geblieben. Im Dreijahreszeitraum 2002-2004 sagte die Weltbank durchschnittlich 113 Mio. \$ pro Jahr für neue erneuerbare Energien zu (im Zeitraum 2002-2004 wurden laut

Tabelle 3, Anlage 2, durch die IBWE, MIGA, IFC, IDA und aus dem CO₂-Emissionshandel 338 Mio. \$ für neue erneuerbare Energien zugesagt). Verbunden mit diesen Zusagen war die GEF-Kofinanzierung von durchschnittlich 43 Mio. \$ pro Jahr im Dreijahreszeitraum 2002-2004. Die Weltbankgruppe sagte außerdem für den Dreijahreszeitraum 2002-2004 durchschnittlich 166 Mio. \$ pro Jahr für große Wasserkraft zu. Somit belief sich die Weltbank/GEF-Finanzierung für alle erneuerbaren Energien im Dreijahreszeitraum 2002-2004 auf durchschnittlich 320 Mio. \$ pro Jahr. (Anmerkung: "Zusage der Weltbankgruppe" nach der Definition von World Bank 2005 schließt auch Zuweisungen durch die GEF ein. In diesem Bericht werden die beiden Organisationen jedoch getrennt betrachtet und ihre Zusagen getrennt aufgeführt).

Die Vorhaben der Weltbank und der GEF enthalten häufig auch nicht mit erneuerbaren Energien zusammenhängende Komponenten oder sind mit Energieeffizienz-Komponenten vermischt, was die Unterscheidung von Finanzmitteln für erneuerbare Energien und Finanzmitteln für andere Zwecke erschwert. Für die von diesen Organisationen ausgewiesenen Zahlen gelten solche „analytischen Unsicherheiten“, und es ist durchaus möglich, dass in den ausgewiesenen Summen für erneuerbare Energien auch zweckfremde Mittel aus anderen Vorhaben enthalten sind.

In den von der GEF ausgewiesenen Zahlen über die Finanzierung von erneuerbaren Energien sind auch die Zahlungen an die GEF-Durchführungsorganisationen enthalten. Sollten diese Zahlungen nicht mit eingeschlossen sein, dürfte die GEF-Finanzierung im Dreijahreszeitraum 2002-2004 im Durchschnitt eher bei 90 Mio. \$ pro Jahr liegen als bei 100 Mio. \$. Es können sich auch Diskrepanzen mit anderen ausgewiesenen Zahlen ergeben, weil die Summen in diesem Bericht auf Kalenderjahren und die GEF-Beträge auf Rechnungsjahren basieren.

Zwischen 1999 und 2002 belief sich die über den OECD-Entwicklungshilfesausschuss (DAC) laufende internationale Entwicklungshilfe auf durchschnittlich 130 Mio. \$/Jahr für erneuerbare Energien und ca. 400 Mio. \$/Jahr für Wasserkraft (OECD DAC, zitiert in Saghiri 2005, <http://www.oecd.org/dac/stats/idsonline>).

Im Fünfjahreszeitraum 1999-2003 belief sich die öffentliche Entwicklungshilfe (ODA) für den Wasserkraftbereich insgesamt auf durchschnittlich 420 Mio. \$ pro Jahr.

Geberstatistiken von International Development Statistics (IDS) online, Datenbanken über Hilfsleistungen und andere Mittelzuflüsse www.oecd.org/dac/stats/idsonline. Enthält alle wie auch immer gearteten Geberhilfen an Entwicklungsländer.

N11 Öffentliche Entwicklungshilfe für erneuerbare Energien nach OECD DAC, 1999-2003

	1999	2000	2001	2002	2003
Wasser	244	368	584	694	239
Geothermie	33	0,3	0	1,7	0,2
Solar	8	13	197	32	50
Wind	33	3	31	53	151
Meer	0	0,003	0	0	0
Biomasse	0,9	8,4	3,8	10,4	1,5
Insges. ohne Wasser	75	25	232	97	203

Auf den gesamten Zeitraum bezogener Durchschnitt für neue erneuerbare Energien ohne Wasser 130 Mio.

\$/Jahr, für Wasser 420 Mio. \$/Jahr.

Finanzierungsvolumina anhand von E-Mail-Anfragen und Gesprächen mit Organisationsvertretern und aus verschiedenen unveröffentlichten Quellen.

Die 500 Mio. \$ öffentliche Finanzierungsmittel für Entwicklungsländer umfassen nur öffentliche Mittel - Zuschüsse, Kredite und sonstige Finanzhilfen - von staatlicher Seite, von internationalen Organisationen oder aus anderen öffentlichen Quellen. Sie werden häufig als „budgetäre Mittel“ bezeichnet. Nicht berücksichtigt sind projektgebundene private Finanzierungen, die häufig als „private Finanzmittel“ oder „Marktmittel“ bezeichnet werden.

Quelle für OECD-Vereinbarung über offiziell unterstützte Ausfuhrkredite: OECD 2005.

Quellen für Angaben über künftige multilaterale Zusagen: E-Mail-Anfragen und Gesprächen mit Vertretern von Entwicklungsorganisationen, OECD 2005 und Beiträge von Mitwirkenden an dem Bericht.

Die KfW genehmigte 2004 rund 151 Mio. \$ für erneuerbare Energien; 81,6 Mio. \$ davon waren "budgetäre Mittel" und 69,3 Mio. \$ „Marktmittel“. Die budgetären Mittel gelten als Investitionen aus öffentlichen Quellen und die Marktmittel als Investitionen aus privaten Quellen. Quelle: KfW. Für Umrechnungen in die entsprechenden Dollarbeträge wurde ein Wechselkurs von 1,20 \$/EUR (Stand: Mitte 2005) zugrunde gelegt.

[Anmerkung 15b] Bonner Aktionsprogramm im internationalen Kontext

Als Quelle für die inhaltliche Analyse des Aktionsprogramms diente Fritsche und Kristensen 2005.

In der Literatur sind keine globalen Schätzungen für die Reduzierung der CO₂-Emissionen durch erneuerbare Energien zu finden. Daher wurden für die Stromerzeugung grobe Schätzungen vorgenommen. Die Analyse der weltweiten CO₂-Emissionen erfolgt näherungsweise unter Ausschluss von ländlichen Energietechnologien wie Solar Home Systems (SHS) und Biogasanlagen (um Einiges niedriger als die anderen hier angegebenen Zahlen).

Im Bereich der Stromerzeugung wurden durch neue erneuerbare Energien CO₂-Emissionen in einer Größenordnung von 0,65 Mrd. Tonnen CO₂/Jahr und durch große Wasserkraft 4,9 Mrd. Tonnen CO₂/Jahr vermieden. Für die Stromerzeugung gelten folgende Annahmen: a) Große Wasserkraft ersetzt die Grundlastenergie, d. h. Kohle. b) Kleine Anteile Gas-GuD werden durch entsprechende Braunkohleanteile ausgeglichen. c) Für kleine Wasserkraft gilt dasselbe wie für große Wasserkraft. d) Windkraft ersetzt Mittellast, d. h. 50 % aus Kohle und 50 % aus Gas-GuD im OECD-Raum und 50 % aus Kohle und 50 % aus ölbefeuerten Gasturbinen (GT) in Entwicklungsländern. e) Biomasse ersetzt 50 % Grundlast und 50 % Mittellast. Dieselben Annahmen hinsichtlich Mix für alle Länder. f) Geothermie ersetzt 100 % Grundlast. g) Photovoltaik ersetzt 100 % Spitzenlast aus 50 % Gas-GuD und 50 % ölbefeuerte GT. h) Solarthermie ersetzt 50 % Mittellast und 50 % Spitzenlast. i) Gezeitenkraft ersetzt 100 % Grundlast. Emissionsfaktoren (CO₂eq in g/kWhel): 1.040 für Kohle in Entwicklungsländern, 1.050 für Kohle im OECD-Raum, 451 für Gas-GuD und 1.141 für ölbefeuerte GT. Kapazitätsfaktoren: große Wasserkraft 68 %, kleine Wasserkraft 57 %, Windkraft 23 %, Biomasse 51 %, Geothermie 74 %, Photovoltaik 11 %, Solarthermie 23 %, Gezeitenkraft 68 %.

Auf solare Warmwasserbereitung dürften im Jahr 2004 25-30 Mio. Tonnen vermiedene CO₂/Jahr entfallen sein. Weiss et al. (2004) geben für das Jahr 2001 15 Mio. Tonnen vermiedene CO₂/Jahr durch die gesamte solare Warmwasserbereitung (ohne unverglaste Kollektoren) bei einer installierten Fläche von 70 Mio. m² an. Die installierte Fläche erhöhte sich bis 2004 um 60 % auf 110 Mio. m². China wies 2003 13 Mio. Tonnen vermiedene CO₂-Emissionen durch die solare Warmwasserbereitung bei einer installierten Kollektorfläche von 52 Mio. m² aus.

Die geothermische Wärmeversorgung beträgt etwa zwei Drittel der solaren Warmwasserversorgung auf Basis der thermischen Leistung und könnte somit 20 Mio. Tonnen/Jahr erreichen. Biomassewärme liegt etwa 70 % höher als der erzeugte Biomassestrom auf energieäquivalenter Basis, und da ein erheblicher Teil der Biomasse auf Kraft-Wärme-Kopplung entfällt, würden in beiden Fällen dieselben fossilen Energieträger ersetzt. Die Stromerzeugung aus Biomasse wird mit 175 Mio. Tonnen CO₂/Jahr angesetzt; das bedeutet, dass auf Biomassewärme 300 Mio. Tonnen CO₂/Jahr entfallen würden.

Biokraftstoffe tragen weitere 100-112 Mio. Tonnen/Jahr bei. Rosillo Calle (1999) schätzt, dass durch die brasilianische Biomassenutzung in den Jahren 1998-1999, in denen die Produktion bei 15 Mrd. Litern lag (ungefähr dieselbe wie heute), 46 Mio. Tonnen CO₂/Jahr vermieden wurden. Der weltweite Biokraftstoffmarkt hat inzwischen ein Volumen erreicht, das doppelt so hoch ist wie das Brasiliens.

[Anmerkung 16] F&E-Aufwendungen und Subventionen

Die F&E-Datenbank der IEA für alle IEA-Länder weist solare F&E-Aufwendungen in Höhe von 352, 364 und 356 Mio. \$ für die Jahre 1999-2001 aus (unter Verwendung von Daten, die nicht auf Kaufkraftparitäten (KKP), sondern auf Wechselkursen basieren). Insgesamt wurden im Bereich Solarthermie/PV, Windenergie, Meeresenergie, Biomasse, kleine Wasserkraft und Geothermie in diesen drei Jahren 2.165 Mrd. \$ aufgewendet, was einem Durchschnitt von 720 Mio. \$ pro Jahr entspricht. Davon entfielen rund 250 Mio. \$ auf die Vereinigten Staaten und weitere 130 Mio. auf Japan und die übrigen 340 Mio. \$ auf die europäischen Länder. Die F&E-Aufwendungen im Bereich große Wasserkraft für alle IEA-Länder zusammen betragen durchschnittlich 10 Mio. \$ pro Jahr. Alle Werte sind etwas niedriger, wenn anstelle von Wechselkursen Kaufkraftparitäten verwendet werden. Eine deutliche Abweichung ergibt sich bei den von der IEA 1999 für die USA ausgewiesenen F&E-Aufwendungen, die mit 280 Mio. \$ angegeben sind, während die US-amerikanische Energy Information Administration (für 1999) 327 Mio. \$ angibt (<http://www.iea.org/rdd/default.asp>).

Die Schätzungen der weltweiten Subventionen für fossile Energieträger und Kernenergie stammen von UNEP und IEA (2002). Außerdem schreiben Johansson und Goldemberg 2004: "Derzeit bewegen sich die Subventionen in konventionelle Energie in einer Größenordnung von 250 Mrd. \$ pro Jahr" (S. 29).

Bei Earthtrack (www.earthtrack.net) ist ein umfassender Quellenkatalog für Subventionen und Schätzungen zu finden.

Goldberg (2000) veranschlagt die in den USA auf Bundesebene getätigten Subventionen in die Windenergie, die Photovoltaik und die Solarthermie zwischen 1943 und 1999 (kumuliert) mit 5,7 Mrd. \$ (Dollarkurs 1999). Weitere 1,6 Mrd. \$ werden in demselben Zeitraum für Subventionen in die Wasserkraft angesetzt. Eine zi-

tierte Quelle (US-amerikanische Energy Information Administration 1999) beziffert die Subventionen für erneuerbare Energien allein im Jahr 1999 mit 1,1 Mrd. \$ inklusive Wasserkraft. Es handelt sich dabei um budgetäre Bundesmittel für Direktzahlungen, entgangene Steuereinnahmen und Forschung & Entwicklung. 725 Mio. \$ davon sind Steuervergünstigungen für Ethanol, 327 Mio. \$ Aufwendungen für F&E, 15 Mio. \$ Einkommensteuervergünstigungen und 4 Mio. \$ direkte Aufwendungen. Ritschel und Smestad (2003) berichten von einer Ende der neunziger Jahre in Kalifornien geleisteten Unterstützung im Rahmen eines gemeinnützigen Fonds in Höhe von 135 Mio. \$ pro Jahr. Sie geben auch 9 Mrd. \$ an weltweiten Subventionen für erneuerbare Energien und Energieeffizienz gegenüber 150 Mrd. \$ für fossile Energieträger und 16 Mrd. \$ für Kernenergie an und zitieren dabei van Beers und de Moore (2001). In den Vereinigten Staaten werden in über einem Dutzend Bundesstaaten 300 Mio. \$ pro Jahr über gemeinnützige Fonds für erneuerbare Energien zur Verfügung gestellt (Martinot, Wisser und Hamrin 2005).

Die OECD (1998) versteht unter Subventionen „alle Maßnahmen, durch die die Verbraucherpreise unter dem Marktniveau oder die Herstellerpreise über dem Marktniveau gehalten oder die Verbraucher- und Herstellereinkommen gesenkt werden“. Die Europäische Umweltagentur EUA (2004) stellt fest, dass Begriffsbestimmungen für Energiesubventionen, die sich nur auf direkte Zahlungen an Energieerzeuger oder -verbraucher beziehen, verschiedene andere indirekte Unterstützungsmechanismen einschließlich steuerlicher Maßnahmen sowie die Auswirkungen von Handelsbeschränkungen und anderen staatlichen Eingriffen (wie etwa Abnahmeverpflichtungen und Preiskontrollen) auf die vom Hersteller erzielten und vom Verbraucher gezahlten Preise außer Acht lassen.

EUA (2004): Extrabudgetäre Subventionen sind typischerweise Mittelzuweisungen an Energieproduzenten und Verbraucher, die in der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung nicht als öffentliche Ausgaben geführt werden. Dazu können Steuerbefreiungen, -gutschriften, -stundungen und -nachlässe sowie andere Formen der steuerlichen Bevorzugung gehören. Ebenso können dazu Marktzugangsbeschränkungen, regulierende Unterstützungsmechanismen, Grenzmaßnahmen, externe Kosten, bevorzugte Planungserlaubnisse und ein bevorzugter Zugang zu natürlichen Ressourcen gehören. Die Quantifizierung der extrabudgetären Subventionen ist schwierig, in manchen Fällen sogar unmöglich. Oft muss der Nutzen anhand der unterschiedlichen Behandlung konkurrierender Energieträger oder des Energiesektor und anderer Bereiche der Wirtschaft ermittelt werden.

EUA (2004): Die Besteuerungspolitik ist ein Schlüsselmechanismus der extrabudgetären Unterstützung auf den Energiemärkten. Ein Energieträger kann von bestimmten Steuern befreit sein oder einem niedrigeren Mehrwert- und Verbrauchsteuersatz als andere Energieträger oder die Wirtschaft im Allgemeinen unterliegen. Steuerbefreiungen, -nachlässe und -anreize für Investitionen im Energiesektor und für den Einbau von energiesparenden Materialien und technischen Einrichtungen können der Industrie und den Verbrauchern die Möglichkeit geben, ihre Kosten steuerlich geltend zu machen. Auch eine beschleunigte Abschreibung kann erlaubt sein, die eine raschere Amortisierung (und Abschreibung der Kosten) energiesparender technischer Einrichtungen ermöglicht und dadurch die tatsächlichen Steuersätze in den Anfangsjahren einer Investition senkt.

EUA (2004): Regulierende Unterstützungsmechanismen sind der andere besonders wichtige Bereich der extrabudgetären Unterstützung im Energiesektor. Diese Mechanismen werden am häufigsten in Form von Preisgarantien und Nachfragequoten für bestimmte Energieträger eingesetzt. Sie dienen zur Unterstützung

von umwelt-, wirtschafts-, beschäftigungs- und energiesicherheitspolitischen Zielen. Einige dieser Mechanismen wie etwa Einspeisevergütungen oder wettbewerbsorientierte Ausschreibungsverfahren können als „angebotsinduzierende“ Mechanismen bezeichnet werden, da sie die Produktion ankurbeln. Andere wie etwa Abnahmeverpflichtungen sind „nachfrageinduzierende“ Mechanismen, da sie eine künstliche Nachfrage erzeugen, auf die der Markt reagiert.

EU (2004): Bei der Abschätzung der Energiesubventionen in der EU wird Folgendes festgestellt: „Es sind verschiedene Versuche unternommen worden, Art und Umfang der Hilfen für die Energiebranche zu bestimmen. Umfassende amtliche Aufzeichnungen über die früheren und die derzeitigen Energiesubventionen in der EU liegen nicht vor.“ Der mit diversen Vorbehalten und analytischen Anmerkungen versehene Bericht liefert als Anhalt dienende Schätzwerte der budgetären Subventionen in erneuerbare Energien in Höhe von 0,6 Mrd. EUR und der extrabudgetären in Höhe von 4,7 Mrd. EUR.

Greenpeace gab Ende der neunziger Jahre einen Bericht „Energy Subsidies in Europe“ in Auftrag, in dem Direktsubventionen für erneuerbare Energien in Höhe von 1,5 Mrd. \$ angegeben sind.

<http://archive.greenpeace.org/comms/97/climate/eusub.html>

In der Präsentation von Brian Jennings, Executive Vice President, American Coalition for Ethanol: „The U.S. Ethanol Industry: Exceeding Expectations“, South Dakota Public Utilities Commission Energy Conference, 20. April 2005, sind die Subventionen für Ethanol-Kraftstoff (Verbrauchssteuerbefreiung) im Jahr 2004 mit 1,7 Mrd. \$ beziffert (ca. 3,4 Mrd. Gallons mal 51 Cent/Gallon).

<http://www.state.sd.us/puc/pucevents/Energy%20Conf%20Presentations/Brian%20Jennings-%20US%20Ethanol%20Industry.pdf>

[Anmerkung 17] Börsenwert und die sechzig führenden börsennotierten Unternehmen

Nachstehend eine vorläufige Liste der Unternehmen, die folgende Kriterien erfüllen: 1) Sie sind börsennotiert, d. h. ihre Aktien werden an der Börse gehandelt; 2) über 40 Mio. US-\$ Börsenwert sind regenerativen Energien (RE) zuzuordnen. Die Liste ist nur provisorisch, d. h., es kann durchaus sein, dass den Kriterien entsprechendes Aktienkapital übersehen worden ist. Der erneuerbaren Energien zuzuordnende Börsenwert ist grob geschätzt. Bei „reinen“ RE-Aktien (Aktien, deren Gewinne zum großen Teil aus erneuerbaren Energien herrühren) wird davon ausgegangen, dass der Börsenwert zu 100 % erneuerbaren Energien zuzuordnen ist. Bei Unternehmen, die nur einen kleinen Teil ihrer Gewinne aus erneuerbaren Energien erwirtschaften, wurden die Gewinne aus erneuerbaren Energien grob geschätzt, das Ergebnis durch den Gesamtgewinn dividiert und dieser Prozentsatz mit dem Gesamtbörsenwert multipliziert, um eine grobe Schätzung des Börsenwertanteils aus erneuerbaren Energien zu erhalten. War dies aufgrund der Vertraulichkeit oder Nichtverfügbarkeit von Informationen nicht möglich, haben wir eine „Outside-In“-Schätzung der RE-Kapazität, der Umsatzerlöse und des Betriebsergebnisses vorgenommen. Anschließend bestimmten wir das Verhältnis zwischen dem Betriebsgewinn aus erneuerbaren Energien und dem Gesamtgewinn des Unternehmens und multiplizierten die sich ergebende Zahl mit dem Gesamtbörsenwert. Zu den in dieser Liste berücksichtigten erneuerbaren Energien gehören Biokraftstoffe/Biomasse, Geothermie, Wasserkraft sowie Solar-, Wellen- und Windenergie. Als Quellen wurden verwendet.: Bloomberg, MarketWatch.com, CLSA Asia-Pacific Markets, InvestGreen.com, Investext, Reuters und Unternehmenszahlen. Die Liste wurde erstellt von John Michael Buehe (Georgetown-Universität) und CLSA Asia Pacific Markets.

Acciona (Spanien), Alliant Energy (USA), Automation Tooling Systems (Kanada), Bharat Heavy Electricals (Indien), Boralex (Kanada), BP (VK), Brascan (Kanada), British Energy (VK), Calpine (USA), Carmanah Technologies (Kanada), Conergy (Deutschland), Corning (USA), Cypress Semiconductor (USA), Daystar (USA), E.On Energie (Deutschland), Endesa (Spanien), ENEL (Italien), Energy Developments (Australien), Enersis (Chile), Eni (Italien), Evergreen Solar (USA), Florida Power & Light Energy (USA), Gamesa Energia (Spanien), General Electric [(GE Wind)] (USA), Geodynamics (Australien), Greentech Energy Systems (USA), Ishikawajima-Harima Heavy Industries (Japan), Japan Wind Development (Japan), Kaneka Solar-Tech (Japan), Kyocera (Japan), Marubeni (Japan), Mitsubishi Electric (Japan), Mitsubishi Heavy Industries (Japan), Nordex Energy (Deutschland), Novera Energy (Australien), Omron (Japan), Ormat Technologies (USA), Pacific Hydro (Australien), Pfeleiderer (Deutschland), Repower Systems (Deutschland), RWE (Deutschland), SAG Solarstrom (Deutschland), Sanyo (Japan), Scottish Power (VK), Sekisui Chemical (Japan), Sharp (Japan), Shell (VK), Solar Integrated Technologies (VK), Solar-Fabrik (Deutschland), Solarparc (Deutschland), SolarWorld (Deutschland), Solon (Deutschland), Spire (USA), Sunways AG Photovoltaic Technology (Deutschland), Talisman Energy (Kanada), Tokuyama (Japan), TransCanada (Canada), TXU (USA), Vestas (Dänemark), XCEL Energy (USA).

Neben diesen börsennotierten Unternehmen gibt es zahlreiche andere im Bereich regenerative Energien tätige Unternehmen wie z. B. nicht notierte Kapitalgesellschaften und öffentliche Energieversorgungsunternehmen, deren Aktien nicht an der Börse gehandelt werden. Es fehlten eindeutige Kriterien oder Daten, um diese Unternehmen in eine erweiterte Liste für diese Berichtsfassung aufzunehmen. Zu den markantesten Beispielen solcher Unternehmen gehören Iberdrola in Spanien, Nuon und Essent in den Niederlanden, Electricité de France in Frankreich, Hydro-Québec in Kanada, Hydro Tasmania in Australien, Norsk Hydro und SN Power in Norwegen und Enercon in Deutschland. Ebenfalls nicht berücksichtigt sind Projektträger, die u. U. über keine breite Kapitalbasis verfügen, aber dennoch zu den „Hauptakteuren“ der RE-Branche gehören. Zu nennen sind Zilkha Renewables in den USA (im Besitz von Goldman Sachs), Clipper Windpower und AES in den USA (hat gerade Seawest erworben), Eurus in Japan und viele andere mehr. Es geht auch um die Frage der RE-Wertschöpfungsketten und welcher Teil der Wertschöpfungskette als RE-Geschäftsbereich zu betrachten ist - z. B. Hersteller von Silizium-Wafern für die Photovoltaik, Anbieter von Fertigungsanlagen und Hersteller von Rotorblättern für Windkraftanlagen wie LM Glasfibre in Dänemark. Vielleicht könnte im Rahmen künftiger Fassungen des Statusberichts eine umfassendere Liste erstellt werden.

[Anmerkung 18] Windbranche und Kosten

In der Windkrafttechnik unterscheidet man zwei Anlagentypen: Großwindanlagen zur Netzeinspeisung von Elektrizität mit einer typischen Nennleistung von 1-3 MW und einem Rotordurchmesser von 60-100 Metern und Kleinwindanlagen mit einer Nennleistung zwischen rund 3 kW und rund 100 kW. Großwindanlagen sind mit fortschreitender Technologiereife zunehmend standardisiert worden. Sie alle sind inzwischen weitgehend gleichartige dreiflügelige Konstruktionen. Kosteneinsparmöglichkeiten bieten sich durch Optimierung des Standorts und durch Neuerungen in der Rotorblatt- und Generator konstruktion und der Netzanbindung mittels entsprechender Leistungselektronik. Die Offshore-Windkraft steckt noch in den Kinderschuhen und zeichnet sich durch enorme Kosteneinsparpotenziale aus.

Die heute hergestellten Windturbinen liegen typischerweise im Leistungsbereich zwischen 1 und 3 MW; in Indien und China hingegen sind auch noch 600 kW-Anlagen gebräuchlich. Die europäischen Hersteller haben neue Windturbinen im 5-MW-Bereich eingeführt und eine Senkung der Kosten je kW installierte Kapazität von 1.650 Euro/kW im Jahr 1986 auf rund 850 Euro/kW in 2004 erzielt. Die weltweit installierte Offshore-Windkapazität ist zur Zeit noch gering. Wie beim Onshore-Ausbau in den neunziger Jahren liegt Europa als Standort der gesamten weltweit in Betrieb befindlichen Offshore-Kapazität an der Spitze. Außerdem hat Europa ehrgeizige Pläne für den künftigen Ausbau im Zeitraum 2006-2007. Der erste großangelegte Offshore-Windpark (160 MW) wurde 2002 in Dänemark fertig gestellt.

Die Kosten der Windtechnik sind mit jeder Verdopplung der globalen Kapazität um 12-18 % gesunken, und die Kosten winderzeugter Elektrizität sind an günstigen Standorten inzwischen von rund 46 Cent/kWh im Jahr 1980 (in den USA: \$-Kurs 2003) auf 4-5 Cent/kWh gesunken. Treibende Kraft der technischen Weiterentwicklung und der Kostensenkungen ist in erster Linie die Einspeisepolitik einiger weniger Länder - Deutschland, Dänemark und Spanien - gewesen. Nach Einschätzung des deutschen Bundesverbands Wind-Energie (BWE) sind die Windkraftkosten in Deutschland zwischen 1991 und 2004 real um 55 % gefallen.

Was die Turbinenindustrie auch heute noch an erster Stelle beschäftigt, ist die Frage, wie sie die Anlagen noch größer bauen kann, denn die derzeitige Philosophie lautet: Je größer die Turbine, desto größer die Kosteneffizienz. Die durchschnittliche Leistung der installierten Anlagen stieg 2004 um rund 3 % auf 1,25 MW, wobei die dreiflügelige Konstruktion mit dreistufigem Getriebe auch heute noch am weitesten verbreitet ist. Gewisse Fortschritte sind bei der Herstellung eines Generators mit einstufigem Getriebe zu verzeichnen, wobei das deutsche Unternehmen Enercon zur Zeit der einzige Hersteller solcher Generatoren ist. 5-MW-Turbinen sind weiterhin die größten angebotenen, doch davon sind bisher weltweit erst drei Prototypen installiert worden. (BTM World Market Report)

In den Jahren 2003-2004 wurden in China und in Kanada sechs Windprojekte für insgesamt 2.000 MW ausgeschrieben, bei denen die Zuschlagspreise bei 4,1 bis 4,8 Euro-Cent/kWh und somit weit unter den meisten derzeitigen Einspeisetarifen lagen. Allerdings dürften Ausschreibungen auf neuen Märkten nicht zu wirtschaftlich vertretbaren Preisen führen, wenn ehrgeizige neue Konkurrenten die Preise unterbieten, um sich Zugang zum Markt zu verschaffen, oder wenn sie aus Mangel an Erfahrung ein falsches Gebot abgeben. (Anmerkung 33)

Die Windkraftmärkte sind weiterhin nach Ländern aufgeteilt, das heißt, der Windmarkt ist immer noch kein homogener globaler Markt, sondern eher eine Ansammlung nationaler Märkte, die relativ unabhängig voneinander wachsen. Zu den zehn wichtigsten Ländern, in denen die Windkraft inzwischen zum „Mainstream“-Geschäft kommerzieller Investoren gehört, zählen u. a. Dänemark, Deutschland, Indien, Italien, die Niederlande, Spanien, das Vereinigte Königreich und die Vereinigten Staaten (Tabelle 6). Mehrere andere Länder, darunter auch Russland und andere europäische Transformationsländer, China, Südafrika, Brasilien und Mexiko, unternehmen inzwischen erste Schritte, um größere kommerzielle Märkte aufzubauen. In China wurden Windkraftinvestitionen in der Vergangenheit überwiegend von Gebern oder vom Staat finanziert, doch in den letzten Jahren ist eine vermehrte Hinwendung zu Privatinvestitionen zu beobachten. Verschiedene andere Länder sind dabei, Windparkanlagen für Demonstrationszwecke einzurichten, und bemühen sich um den Aufbau kommerzieller Zukunftsmärkte.

Der Weltmarkt für Kleinwindanlagen ist in den letzten Jahren rasant gewachsen. Kleinwindanlagen (typischerweise 100-1.000 Watt) liefern Strom für Privathaushalte und abgelegene Regionen. Den größten installierten Bestand an Kleinwindanlagen für den häuslichen Gebrauch (schätzungsweise 230.000) findet man in der Inneren Mongolei in China. Der Verkaufsumsatz im Kleinwindanlagenbereich wurde 2005 mit 13.000 Stück und einer Gesamtleistung mit 14 MW (durchschnittlich 1 kW pro Anlage) beziffert [womit sich die Kleinwindkapazität auf insgesamt 30 MW erhöhte]. Die Hersteller setzen alles daran, die Systemkosten bis 2010 um 20 % auf 1.700 \$ je installierte kW zu senken. Die Durchschnittsleistung kleiner Windanlagen hat sich zwischen 1990 und 2004 von 500 W auf 1 kW verdoppelt.

[Anmerkung 19] Photovoltaik: Kosten, Branchenentwicklung und Ausbau der Produktionskapazität

Die drei wichtigsten kommerziell hergestellten PV-Systemtypen sind monokristalline, polykristalline und Dünnschicht-Systeme. Japan verzeichnete in der monokristallinen Solarzellentechnik eine Verbesserung des Umwandlungswirkungsgrads der Module von 6 % im Jahr 1963 auf gegenwärtig über 17 %. Der durchschnittliche Wirkungsgrad polykristalliner Siliziumzellen liegt inzwischen bei fast 15 % und der von Dünnschichtzellen bei 10-12 %. Noch im Entwicklungsstadium befindet sich die ultradünne flexible Zelle, mit der ein Wirkungsgrad von 38 % erzielt worden ist. Auch Konzentratorzellen erreichen einen hohen Wirkungsgrad von 28,5 %.

Seit 1976 sind die Kosten mit jeder Verdopplung der installierten Photovoltaik-Kapazität insgesamt um rund 20 % bzw. jährlich um rund 5 % zurückgegangen. Die Modulpreise sind zwischen 1975 und heute von 30 \$/W auf knapp über 3 \$/W gefallen. 2004 zogen die Preise aufgrund der hohen Nachfrage (die das Angebot überstieg) und gestiegener Siliziumkosten etwas an. Fotovoltaik-Dachsysteme kosten derzeit etwa 6.000 bis 9.000 \$ je installierte kW.

Das vorhandene Potenzial für weitere Kostensenkungen mit zunehmender Ausweitung des Marktes ist enorm. Die Technologien sind modular und auf kleine Anlagen ausgelegt, und die Skaleneffekte der Serienfertigung und neuer Herstellungsverfahren werden bisher kaum genutzt. Außerdem haben sich die Umwandlungswirkungsgrade der PV-Module dank der Verwendung neuer Materialien und Zellentypen kontinuierlich verbessert. Eine der Fragen, denen sich die Photovoltaik in Zukunft stellen muss, lautet: Kann kristallines Silizium durch eine kostengünstige Dünnschicht-Massenfertigung ersetzt werden und wenn ja, wie schnell?

Die weltweiten Preise für Photovoltaikmodule erreichten 2002/2003 mit 2,60 \$/Wp einen Tiefstand (Sharp). Inzwischen haben sie sich jedoch wieder erholt und 2004 ein durchschnittliches Niveau von 3,25 \$/Wp erreicht. Die Preise für installierte netzgekoppelte Leistung hingegen blieben niedrig (rund 5,50 \$/Watt Ws in Japan und 6,50-8,00 \$/Watt Ws in den USA). Einer der Gründe für den Preisanstieg bei PV-Modulen sind die höheren Siliziumkosten, bedingt durch die enorme Nachfrage (wobei hinzukommt, dass die Branche bisher auf Silizium aus Elektronikschrott zurückgegriffen hat). Hinzu kommt schlicht und einfach, dass der Bedarf viel größer ist als die vorhandene Produktion. In China sank der Preis für PV-Module zunächst von durchschnittlich 5 \$/Wp im Jahr 2000 auf 3,50 \$/Wp in 2003; 2004 stieg er jedoch wieder auf 4 \$/Wp, da das Rohmaterial knapp wurde und die Nachfrage das Angebot überstieg. Die hohen Preise im Jahr 2004 lockten viele neue Hersteller auf den Photovoltaikmarkt, der außerdem hohe Gewinne abwarf.

Die Photovoltaikbranche feierte 1999 ihr erstes Gigawatt an weltweit installierter Kapazität. Fünf Jahre spä-

ter – Ende 2004 – hatte sich diese Kapazität auf mehr als vier Gigawatt vervierfacht. Das Marktwachstum der Photovoltaik wird seit Mitte der neunziger Jahre in ganz erheblichem Maß von den Dächerprogrammen für netzgekoppelte PV-Anlagen in Japan, in Deutschland und im amerikanischen Bundesstaat Kalifornien beeinflusst. Mit Sicherheit würde die Photovoltaikbranche ohne diese Programme mehrere Jahre hinter dem derzeitigen Stand zurückliegen.

Die Investitionen in die PV-Fertigungskapazität nehmen sowohl in punkto Leistung als auch Anlagengröße zu. Zwischen 2003 und 2004 erhöhte sich die weltweite PV-Produktion von 740 MW auf 1.150 MW. Die US-amerikanische PV-Produktion erhöhte sich 2004 um 39 %, obwohl ihr Anteil an der weltweiten Produktion auf 11 % zurückging. Die japanische Produktion überschritt die 600-MW-Marke. Die Produktion in Deutschland stieg um 66 %; dies entspricht einem Anteil von 60 % der europäischen Gesamtproduktion. Die rasante Zunahme der Produktion setzte sich 2004 überall auf der Welt fort (Tabelle 31).

Auch China und andere Entwicklungsländer sind als bedeutende Hersteller von Photovoltaikanlagen in den Markt eingetreten. 2004 verfügte China über eine Fertigungskapazität im Solarzellenbereich von 70 MW und im Modulbereich von 100 MW, verglichen mit einer weltweiten Gesamtkapazität der Modulproduktion von 1.150 MW. Die Kapazität der chinesischen Modulproduktion erhöhte sich im Verlauf des Jahres 2004 von 50 MW im Vorjahr auf das Doppelte. (Der chinesische Photovoltaik-Inlandsmarkt hatte 2004 ein Volumen von 20 MW; das bedeutet, dass ein Großteil der Produktion exportiert wird.) Die Produktionskapazität könnte sich 2005 erneut verdoppeln, da die Nanjing PV-Tech Co. Anfang 2005 mit dem Bau der größten Produktionsanlage für Photovoltaikzellen mit einer Kapazität von 100 MW begonnen hat. Die Anlage in Nanjing soll Ende 2005 fertig sein. Außerdem will die chinesische Electrical Equipment Group Ltd. bis 2008 Kapital in 600 MW neue Produktionskapazitäten investieren.

Auch andere Entwicklungsländer sind dabei, sich als Photovoltaikhersteller zu etablieren. Indiens wichtigster Hersteller ist Tata BP Solar, dessen Produktionskapazität zwischen 2001 und 2004 von 8 MW auf 38 MW stieg. Weitere führende Solarzellen-/Modulhersteller in Indien sind Central Electronics, Bharat Heavy Electrical und WEBEL Solar. In Thailand gab die Firma Solartron PLC, die Solarzellenmodule montiert, 2004 ihre Pläne bekannt, die erste thailändische Fertigungseinrichtung für Solarzellen mit einer Jahreskapazität von 20 MW zu errichten; sie soll 2007 die Produktion aufnehmen.

Die produktionsbezogenen Ausbaupläne der führenden Photovoltaikhersteller sowie der wichtigsten neuen Marktteilnehmer für die Zukunft sind beeindruckend. Zu den 2005 bekannt gegebenen Plänen der wichtigsten Hersteller gehören eine Erhöhung der Produktionskapazität um mindestens 400 MW und weitere Kapazitätserweiterungen von mehreren hundert Megawatt im Zeitraum 2006 bis 2008.

Tabelle N12: Ausbau der Produktionskapazitäten im Photovoltaikbereich, 2004

Unternehmen (und PV News-Ranking 2004)	Ausbau im Verlauf von 2004/ Anfang 2005	Künftige Pläne
1. Sharp (Japan)	Kapazitätserweiterung im Katsuragi-Werk bringt Jahreskapazität von 315 MW auf 400 MW. Neues Fertigungsprogramm bedeutet Investitionen in Höhe von 5 Mrd. Yen (50 Mio. \$).	
2. Kyocera (Japan)	Kapazität von 72 MW in 2003 auf 120 MW erhöht. Neues Montagewerk in [Kalifor-	Plant die Verdopplung der Fertigungskapazität für PV-Module im Verlauf von 2005 auf 240

	nien/Mexiko] eröffnet, Produktionserhöhung in Werken in Japan und in der Tschechischen Republik auf 24 W.	MW/Jahr. Werk in [Kalifornien/Mexiko] soll 2005 eine Jahresproduktion von 36 MW erzielen.
3. BP Solar (USA, Spanien, Australien, Malaysia, Hongkong, Indien)	Erhöhung um 15 MW in 2004. Weltweite Gesamtkapazität von BP zwischen 1999 und 2004 von 34 MW auf 90 MW gestiegen.	Plant die Erhöhung der weltweiten Produktionskapazität von 90 MW auf 200 MW bis Ende 2006. Weltweite Erweiterung umfasst auch Erhöhung von 40 auf 50 MW in Sydney, Australien - Investition von 8 Mio. AUD (ca. 6,33 Mio. USD). Weitere 25 Mio. \$ für den Ausbau des Werks in Frederick im US- Bundesstaat Maryland von 20 MW auf 40 MW.
4. Mitsubishi (Japan)	Jährliche Gesamtproduktionskapazität stieg von 35 MW im Jan. 2003 auf 50 MW im Sept. 2003 und auf 90 MW im Juni 2004.	Will jährliche Produktionskapazität von PV-Zellen und Modulen in den Werken Nakatsugawa und Kyoto bis Mitte 2005 von 90 MW auf 135 MW erweitern und bis 2006 230 MW erreichen. Investiert 3,3 Mrd. Yen (30 Mio. \$) in neue Anlagentechnik.
5. Q Cell (Deutschland)	Europäische Produktion von 28 auf 75 MW erhöht und damit Hersteller Nummer eins in Europa.	
6. Shell Solar (USA, Deutschland, Niederlande)	72 MW produziert.	
7. Sanyo (Japan)	Ausweitung auf 150 MW in Osaka, Investitionsvolumen 2004 7,5 Mrd. Yen (70 Mio. \$).	Neue Anlage in Ungarn 50 MW bis Mitte 2005 und 100 MW bis 2006
8. Isofoton (Spanien)	Nummer zwei in Europa; Produktion von 35 MW in 2003 auf 53 MW in 2004 erhöht.	
9. RWE Schott Solar (Deutschland)	2004 über 50 MW produziert.	Hat sich eine Erhöhung um 40 MW in ihrem bayerischen Werk vorgenommen, um auf eine Gesamtproduktion von 100 MW zu kommen.
10. Deutsche Shell (Deutschland)	Produktion von 17 MW im Jahr 2003 auf 24 MW in 2004 gesteigert.	
SolarWorld AG (Deutschland)		Weitet derzeit die Produktionskapazität um 40 MW auf insgesamt 120 MW aus. Plant Verdopplung der Silizium-PV-Herstellung von 120 MW auf 220 MW bis Ende 2006; hat Finanzierungspaket von etwa 80 Mio. Euro (100 Mio. \$) gesichert. Erwartet für 2005 die Erreichung von mindestens 150 MW.
Photovoltech	13 MW produziert.	Will Zellenproduktion im belgischen Werk bis 2006 von 13 MW auf fast 80 MW erhöhen.
Sun Power (Philippinen und China)	Verdopplung der Zellenproduktion auf den Philippinen auf 50 MW. [Module in China montiert?]	
Suntech (China)	Produktionsausweitung von 7 MW in 2003 auf 28 MW in 2004. [25 MW in 2003 and 50 MW geplant für 2004 – Ku]	
Nanjing PV-Tech Co., Ltd (China) (auch Chinese Electrical Equipment Group Co.)	(noch nicht in Betrieb)	Begann im März 2005 mit dem Bau des größten und modernsten chinesischen Fertigungsbetriebs im Solarbereich in Nanjing. Erwartet 100 MW installierte Produktionskapazität bis Ende 2005. Will bis 2008 Produktion auf 600 MW Solarzellen erhöhen.
Motech (Taiwan)	Produktion 2004 um 106 % auf 35 MW gestiegen	
Evergreen Solar (USA)	Produktionskapazität für Solarstrings in Massachusetts auf 15 MW erhöht.	Kündigte 30-MW-Anlage in Deutschland mit Q-Cells als Partner an.

First Solar - AZ (USA)	6 MW produziert.	Plant die Verdreifachung der Produktionskapazität ihres Werks in Ohio, um die Dünnschichtproduktion bis 2006 auf 40 MW/Jahr und bis 2007 auf 75 MW zu steigern.
------------------------	------------------	---

[Anmerkung 20] Biomasse

Kostensenkungen wurden im Bereich der kleinen bis mittleren Dampfturbinen für die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) auf Biomassebasis (vorwiegend Restholz) in Deutschland und Finnland sowie für „neue“ kleinere KWK-Technologien wie Organic Rankine Cycle (ORC) und Stirling-Motoren (vorwiegend Österreich und Deutschland) erzielt. Man schätzt, dass Anlagen dieser Art derzeit Energie zu Preisen zwischen 0,07 \$/kWh (KWK-System) und 0,12 \$/kWh (nur Elektrizität) liefern. Ingenieurtechnische Bewertungen deuten darauf hin, dass die Kapitalkosten durch Wiederholungs- und Skaleneffekte halbiert werden können, sobald die Anlagen die Phase der großtechnischen Anwendung erreicht haben. Erheblich größere Kostensenkungen können bei Mitverbrennungssystemen erzielt werden, wenn z. B. vorhandene Kohlekraftwerke mit ausreichenden Mengen an Biomasse versorgt werden können.

Das größte Kostensenkungspotenzial bieten Vergasungstechnologien. Die Kosten moderner Biomasse-Vergasungsanlagen sinken derzeit um 10-12 Cent/kWh für Anlagen im Megawattbereich. Die kleintechnische Vergasung von Biomasse ist noch nicht weit genug entwickelt, jedoch sind durch FT&E im Bereich der Biokraftstoffe (BtL-System) positive Auswirkungen auf die Vergasung im mittleren bis großtechnischen Rahmen und somit auch auf eine effiziente Elektrizitätserzeugung auf Biomassebasis unter Verwendung von Gasturbinen und GuD-Anlagen zu erwarten. China wie auch Europa sind im Bereich der kleintechnischen Vergasungstechnologie führend.

Pelletierung landwirtschaftlicher Biomasse zur Wärme- und Stromgewinnung. Die markanteste Entwicklung in Europa ist die rasche Einführung von Pelletheizungsanlagen vorwiegend in Finnland und Schweden und in geringerem Umfang auch in Österreich und Deutschland und im Vereinigten Königreich. Die Kosten je Einheit installierte kW_{th} konnten um etwa 10 % gesenkt werden, und die Logistik für die Lieferung pelletierter Brennstoffe an Kunden verbesserte sich erheblich. In den Entwicklungsländern könnte die Nutzung von Biomasse für die Gewinnung von Strom und Wärme aufgrund der Entwicklung von Pelletierungs- und Brikkettiertechnologien möglicherweise an der Schwelle zur großtechnischen Anwendung stehen. Durch diese Technologien lassen sich Transportierbarkeit, Zuverlässigkeit und Bandbreite der Ausgangsstoffe verbessern. (Projekt in Bangalore zur Pelletisierung und Vergasung von landwirtschaftlichen Abfällen und Entwicklung einer Verfahrenstechnologie zur mobilen Pelletisierung in China.)

[Anmerkung 21] Geothermie

Die Geothermie wird seit etwa hundert Jahren für die Erzeugung von Elektrizität und Wärme genutzt. Die Elektrizitätserzeugung aus geothermischen Quellen kann bei unterschiedlichen Temperaturen stattfinden, die von unter 100 °C („binäre“ Kraftwerke, ORC-Turbinen oder Kalina-Maschinen) bis zu Hochtemperatur-Dampfkraftwerken mit über 300 °C Dampftemperatur reichen. Die Verteilung der Kraftwerkstypen im Hinblick auf die installierte Leistung sieht wie folgt aus: Dampf 29 %, Single-Flash 37 %, Double-Flash 25 %, binär 8 % und Gegendruck 1 %. Im Bereich der Wärmeproduktion werden hydrothermale Ressourcen im

Allgemeinen für die Fernwärmeversorgung und in KWK-Anlagen eingesetzt.

Dampf- oder Heißwasserlagerstätten sind am leichtesten zu erschließen; sie befinden sich in der Regel in einer Tiefe von 1-4 km und enthalten Heißdampf oder Heißwasser in flüssiger Form. In Zukunft können je nach Temperaturgradient auch verflüssigte Gesteine (Magmasysteme) in größeren Tiefen (bis zu 7 km) sowie heiße trockene/nasse Gesteine in 4-8 km Tiefe erschlossen werden. Das Hot-Dry-Rock- oder Hot-Wet-Rock-Verfahren, allgemein auch als „Enhanced Geothermal System“ (EGS) bezeichnet, ist in einer europäischen Pilotanlage erfolgreich getestet worden. Ressourcen dieser Art kommen viel häufiger vor und stehen im Prinzip überall zur Verfügung. Man muss nur tief genug bohren, um für die Wärmeextraktion nutzbare Gesteinstemperaturen zu finden.

Geothermische Wärmepumpen, auch erdgekoppelte Wärmepumpen genannt, werden zunehmend für die Gebäudebeheizung und -klimatisierung genutzt. Für die Erdkopplung werden Erdwärmesonden (vertikale Anordnung), Grundwasserbohrungen, horizontale Anordnungen im Untergrund und ähnliche Techniken verwendet.

Zu den wichtigsten technischen Problemen, die mit Blick auf die Reduzierung der Kosten und die Erschließung neuer Ressourcen zu lösen sind, gehören preisgünstigere Bohrtechniken (die Hälfte der Kapitalkosten entfällt in der Regel auf die Bohrtätigkeit), die Fernortung von Produktionszonen während der Exploration, Maßnahmen zur Bohrlochstimulation oder „Heat Mining“ (Wärmebergbau) zur umfassenderen und effizienteren Wärmeextraktion sowie bessere Energieumwandlungsverfahren.

[Anmerkung 22] Biokraftstoffe

Ethanol ist der am meisten verwendeten Biokraftstoff. Über 90 % des Gesamtverbrauchs an Biokraftstoffen entfällt auf Ethanol. In den meisten Fällen wird Ethanol in niedrigen Konzentrationen klassischem Benzin auf Erdölbasis beigemischt. In Nordamerika und in Teilen Europas sind Beimischungen von 5-10 % (E5 und E10) üblich, und in manchen Ballungsgebieten verkaufen ausgewählte Tankstellen auch E85 für so genannte „Flexible Fuel“-Fahrzeuge, die wahlweise mit Benzin oder Ethanol betrieben werden können. Aufgrund des warmen Klimas kann in Brasilien sogar E95 verwendet werden, und es werden immer mehr Fahrzeuge verkauft, die für diesen Kraftstoff geeignet sind. Eine Ethanolart - das ETBE - wird in Teilen Europas, insbesondere in Frankreich und in Spanien, in geringen Konzentrationen Ottokraftstoffen beigemischt (etwa 8-10 %).

In den USA wurden 2004 zwölf neue Ethanol-Anlagen fertig gestellt, sodass nunmehr insgesamt über achtzig Anlagen in Betrieb sind. Ebenfalls 2004 wurde mit dem Bau von sechzehn neuen Anlagen begonnen. Immer mehr Bundesstaaten verlangen, die Beimischung von MTBE als Oktanzahlverbesserer zum Benzin wegen der Giftigkeit und der Trinkwasserbelastung zu beenden und stattdessen Ethanol zu verwenden. Das hat dazu geführt, dass 2004 über 30 % des gesamten in den USA verkauften Benzins als Ersatz für den Oxygenator MTBE Ethanol zugemischt wurde. (Renewable Fuels Association 2005).

In Brasilien gab es 2004 über dreihundert Zuckerfabriken bzw. Ethanol-Destillieranlagen, für deren Versorgung insgesamt 5,4 Mio. Hektar mit Zuckerrohr bepflanzt wurden. Anfang 2005 wurden 39 neue Destillieranlagen genehmigt. Einige erwarten, dass mit zunehmender Ausweitung der Produktion die Ethanolexporte

bis 2010 auf 6 Mrd. Liter/Jahr steigen. In Deutschland und in den Vereinigten Staaten nehmen mehrere größere Produktionsanlagen für Bioethanol 2005 ihren Betrieb auf. Die Projektionen für den Weltmarkt belaufen sich auf 60-75 Mrd. Liter/Jahr bis 2010.

Die Ethanolpreise in Brasilien gehen immer weiter nach unten. Zwischen 1980 bis 2002 sanken die Preise (in US-\$, Kurswert 2002) von 11 \$/GJ auf 5 \$/GJ, und seit 1999 liegen sie auf demselben Niveau wie der entsprechende Rotterdamer Benzinpreis oder sogar darunter (Goldemberg et al. 2004).

Ethanol kann inzwischen durchaus mit Benzin konkurrieren. Zu den treibenden Kräften für die Kostensenkungen gehören Brasilien und die US-amerikanische Politik sowie Verbesserungen der Produktivität im Zuge steigender Investitionen und technischer Neuerungen.

Ethanol aus Zellulose berechtigt zu den besten Hoffnungen für die Zukunft. Kanada ist in der Forschung in diesem Bereich führend und hat die Finanzierung der ersten großtechnischen Produktionsanlage für Ethanol auf Zellulosebasis unterstützt, die Weizenstroh anhand eines neuartigen enzymatischen Hydrolyseverfahrens in Ethanol umwandelt. Diese Anlagen, die vielleicht irgendwann zum Standard gehören, bieten die Möglichkeit, Ethanol aus so gut wie jeder Biomasse herzustellen, auch aus Rückständen der Land- und Forstwirtschaft und aus ertragstarken speziellen Energiepflanzen wie etwa Pappeln und Rutenhirse.

Der weltweite Handel mit Biokraftstoffen hat in den letzten Jahren rasant zugenommen. Der internationale Ethanolhandel stieg 2004 auf Rekordhöhe und erreichte fast 4,9 Mrd. Liter gegenüber 3,7 Mrd. Litern in 2003. Bei weitem der größte Exporteur ist Brasilien; fast 50 % der internationalen Ethanoltransporte im Jahr 2004 entfielen auf dieses südamerikanische Land. Japan und die USA gehörten zu den größten Abnehmern, dicht gefolgt von Indien. 2004 näherten sich die brasilianischen Ethanolpreise allerdings einem historischen Tief, was den Handel ankurbelte. Die 2005 wahrscheinlich wieder anziehenden Ethanolpreise könnten diese Entwicklung verlangsamen oder gar umkehren, zumindest auf kurze Sicht. Auch innerhalb der EU wurde (zwischen verschiedenen Mitgliedstaaten) in erheblichem Umfang mit Biokraftstoff gehandelt (sowohl Ethanol als auch Biodiesel). Der Anstieg des innergemeinschaftlichen Handels dürfte sich wahrscheinlich fortsetzen, wenn die zehn neuen Mitglieder eine aktive Rolle zu spielen beginnen.

Vor 1996 wurde Biodiesel nirgendwo in der Welt in nennenswertem Umfang produziert. Doch 2004 hatten sich in sieben Hauptländern (Österreich, Belgien, Frankreich, Deutschland, Italien, Indonesien und Malaysia) Biodieselmärkte entwickelt. Deutschland ist der wichtigste Hersteller von Biodiesel mit einer installierten bzw. im Bau befindlichen Kapazität von rund 2 Mrd. Litern. Frankreich, Italien und das Vereinigte Königreich folgen auf den nächsten Plätzen.

Auch in den USA ist demnächst mit dem Entstehen eines Biodieselmärktes zu rechnen. Den Anfang macht eine Biodiesel-Produktionsanlage mit einer Leistung von 15 Mio. Gallons/Jahr, die von Mid-America Biofuels in Missouri gebaut wird. Die Anlage soll das gewonnene Sojaöl aus knapp zehn Millionen Bushel in Missouri geernteten Sojabohnen (Anm.: 1 Bushel Sojabohnen = 27,22 kg) verarbeiten (entspricht ungefähr sieben Prozent der jährlichen Durchschnittsernte in Missouri).

Indien trägt sich seit geraumer Zeit mit dem Gedanken, im eigenen Land ein Benzin-Ethanol-Gemisch anzubieten. Zur Prüfung der finanziellen und betrieblichen Aspekte der Beimischung von 5 % Ethanol zu norma-

lem Benzin hatte die Regierung 2001 in verschiedenen Bundesstaaten drei Pilotprojekte gestartet. Im Rahmen dieser Pilotprojekte wurde ein Benzin-/Ethanol-Gemisch (95:5) an die Verkaufsstellen in den jeweiligen Versorgungsgebieten ausgeliefert. Die Society for Indian Automobile Manufacturers (SIAM) hat bestätigt, dass die Verwendung des Benzin-/Ethanol-Gemischs in Kraftfahrzeugen Akzeptanz gefunden hat. Die Regierungen der Bundesstaaten, die Hauptlieferant des Zuckers sind, und Vertreter der Zucker-/Destillierindustrie haben bestätigt, dass genügend Kapazitäten und Rohstoffe zur Herstellung von Ethanol vorhanden sind. Eine von der Regierung eingerichtete Expertengruppe empfahl die Zumischung des Ethanols zum Benzin an den Versorgungsstandorten (Terminals/Depots) der Mineralölfirmen. 2003 beschloss die Regierung, in neun Bundesstaaten und vier Unionsgebieten Benzin mit fünf Prozent Ethanol anzubieten. Im Biodieselbereich soll durch ein nationales Programm dafür gesorgt werden, dass genügend Ölsaaten für die Herstellung von Biodiesel produziert werden, das im Verhältnis von 20:80 normalen Diesel zugemischt wird. Außerdem wurden Pilotprojekte und Untersuchungen im Bereich Beschaffung von Ausgangsstoffen und Plantagenanbau durchgeführt.

[Anmerkung 23] Konzentrierende Solarthermie

In Europa wurde die Forschung und Entwicklung im Bereich der optisch konzentrierenden SEGS-Technologie (SEGS = Solar Electric Generation System) 2003 und 2004 erheblich intensiviert. Es wird an neuen Bauarten mit Fresnel-Reflektoren gearbeitet, die eine zwanzigprozentige Kostensenkung gegenüber herkömmlichen Typen von Parabolrinnen- und Solarturmkraftwerken erwarten lassen. Ferner wird sowohl die Wirksamkeit der Rohre von Parabolrinnen-Receivern als auch die Wärmespeicherfähigkeit von Parabolrinnensystemen stetig verbessert; in einigen Labors werden verbesserte Dish-Stirling-Systeme erprobt.

[Anmerkung 24] Arbeitsplätze durch erneuerbare Energien

Wir haben in der Literatur Parameter für die Beschäftigungswirkung erneuerbarer Energien untersucht und die Relationen „Beschäftigte/installierte Leistung“ und „Beschäftigte/Einheit erzeugte Leistung“ betrachtet (Tabelle N15). Sodann haben wir die Beschäftigtenzahlen nach bestehender installierter Leistung im Jahr 2004 und die Beschäftigtenzahlen nach Kapazitätszubau bzw. neu installierter Leistung in 2004 zusammengerechnet (Tabelle N13). Im Allgemeinen lässt sich die Beschäftigungswirkung der Entwicklung erneuerbarer Energien nur schwer genau messen, vor allem, wenn es um Gesamtbeschäftigtenzahlen geht (also direkte und indirekte Beschäftigung zusammen). Ein geeignetes Vorgehen wäre, Input-Output-Analysemodelle zu entwickeln; solche Instrumente werden in der Makroökonomie verwendet, um Beschäftigungsmultiplikatoren zu entwickeln, anhand derer man die Beschäftigung (direkte und indirekte), die durch Absatzsteigerungen in einem bestimmten Sektor oder einer bestimmten Branche geschaffen würde, prognostiziert. Die hier gewählte vereinfachte Alternative besteht darin, analytische Ansätze zur Definition von Beschäftigungskoeffizienten zu verwenden, die im Allgemeinen beruhen auf: a) Daten zu der für die Erzeugung einer Einheit elektrischer Leistung benötigten Arbeitszeit (d. h. Personenjahre pro MW) oder b) Daten zu den für den Erhalt einer Vollzeitstelle jährlich notwendigen Kosten (Personenjahre/\$).

Tabelle N13: Geschätzte Anzahl von Arbeitsplätzen im Bereich erneuerbare Energien

RE-Technologie	Leistung weltweit (MW, Stand 2004)	Leistungszubau 2004 (MW)	Derzeitiger Beschäftigungsgrad in der Fertigung (Personenjahre 2004)	Derzeitiger Beschäftigungsgrad in Betrieb und Wartung (Arbeitsplätze)
Kleinwasserkraft	62000	5.000	56.500	13.640
Windkraft	48000	8.200	31.160 – 60.680	4.800 – 9.600
Biomassestrom	38000	800	1.600 – 6.800	12.160 – 79.040
Geothermiestrom	9.000	200	800 – 3.500	15.300
Photovoltaik	4.000	900	22.590* – 29.097	4.000 – 10.000
Solarthermische Warmwasserbereitung**	116 Mio. m ²	18 Mio. m ²	13.6056	381.150
Solarthermischer Strom	400	--	--	280
Meeres(wellen)energie	300	--	--	30
INSGESAMT			249.000 – 293.000	431.000 – 509.000
Ethanolproduktion	--	32 Mrd. Liter	902.000 direkte Beschäftigung***	
Biodieselproduktion		2,2 Mrd. Liter	31.000 direkte Beschäftigung****	

(*) = Zu diesem niedrigen Wert gelangt man mit dem vom *Pembina Institute* verwendeten Indikator; in der noch niedrigeren Zahl von *Greenpeace* sind die in der Installation Beschäftigten nicht enthalten.

(**) = Diese Schätzwerte beruhen auf Koeffizienten, die aus chinesischen Branchendaten (produzierender Sektor) des Jahres 2000 (siehe Tabelle N15) abgeleitet wurden, sowie auf (um 30 Prozent) erniedrigten Koeffizienten für die Produktionskapazitäten anderer Länder, bei denen von einer höheren Arbeitsproduktivität ausgegangen wird.

(***) = Schätzung der weltweiten direkten Beschäftigung; sie beruht auf der Verwendung des brasilianischen Koeffizienten in Tabelle N15 für die Produktion in Brasilien (14 Mrd. Liter), in China (2 Mrd. Liter) und in anderen Ländern (1 Mrd. Liter) sowie auf einem um 30 Prozent erniedrigten Koeffizienten, der die weniger arbeitsintensive Produktion in den USA zu berücksichtigt (14 Mrd. Liter).

(****) = Nach diesem Schätzwert arbeiten in der Biodieselproduktion – bezogen auf den produzierten Liter – halb so viele Beschäftigte wie in der Ethanolproduktion.

Tabelle N14. Einige weitere Parameter, Länderdaten und einschlägige Schätzungen zur Beschäftigungswirkung

Technologien	Fertigung & Installation	Betrieb & Wartung	Quelle & Anmerkungen
Windkraft	2,6 Beschäftigte/MW	0,3 Beschäftigte/MW	EPRI, 2001
Geothermie	4,0 Beschäftigte/MW	1,7 Beschäftigte/MW	
Photovoltaik	7,1 Beschäftigte/MW	0,1 Beschäftigte/MW	
Biomasse	3,7 Beschäftigte/MW	2,3 Beschäftigte/MW	
Windkraft	7,75 Personenjahre/MW		
Geothermie	41,57 Personenjahre/MW		Del Chiaro, Heavner, 2003 – Estimates 2005 Unter Verwendung von (zeitbereinigten) Faktoren des EPRI berechneten die Autoren die Gesamtbeschäftigungseffekte für Kalifornien im Zeitraum 2004–2017 (in Personenjahren), mit der Annahme, dass nur 30 Prozent der Fertigung durch örtliche Firmen erfolgen. Hier sind die Personenjahre/MW-Parameter aus dem Szenario der Autoren für den Kapazitätszubau 2005 abgeleitet.
Photovoltaik	5,2 Personenjahre/MW		
Biomasse	56 Personenjahre/MW		
Windkraft	17 Personenjahre/MW	5 Personenjahre/MW	
Photovoltaik	20 Beschäftigte/MW	30 Beschäftigte/MW	EWEA, 2003 – Wind Energy: The Facts Zahlen auf der Grundlage eines Input-Output-Modells
Photovoltaik	20 Beschäftigte/MW	30 Beschäftigte/MW	EPIA, Photovoltaic Energy Barometer 2004 Daten zur vorhandenen direkten Beschäftigung in Europa („30 Beschäftigte/MW“ einschließlich Installation, Beratung, Handel und andere Dienstleistungen)
Kleinwasserkraft	2.200 (1.200 in der Fertigung plus 1.000 in Beratung und Forschung) in Europa 2002		ESHA (European Small Hydro Association), http://www.esha.be/
Solarthermie	356 Personenjahre in den USA in 2002		Energy Information Administration, US DOE 2004 www.eia.doe.gov

Solarthermie	16,33 Personenjahre/MWe	1,58 Personenjahre/MWe	R.K. Schwer und M. Riddel NREL, 2004 http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/35037.pdf Geschätzte Beschäftigungseffekte von 3 x 100 MW _e konzentrierender solarthermischer Kraftwerke in Nevada
--------------	-------------------------	------------------------	--

Weitere Erläuterungen

Methodische Voraussetzungen. Die Beschäftigungswirkung der Entwicklung erneuerbarer Energien lässt sich nur schwer genau messen, vor allem, wenn es um Gesamtbeschäftigtenzahlen geht (also direkte und indirekte Beschäftigung zusammen). Ein geeignetes Vorgehen wäre, *Input-Output-Analyse*modelle zu entwickeln; solche Instrumente werden in der Makroökonomie verwendet, um Beschäftigungsmultiplikatoren zu entwickeln, anhand derer man die Beschäftigung (direkte und indirekte), die durch Absatzsteigerungen in einem bestimmten Sektor oder einer bestimmten Branche geschaffen wird, prognostiziert. Die hier gewählte vereinfachte Alternative besteht darin, analytische Ansätze zur Definition von Beschäftigungskoeffizienten zu verwenden, die im Allgemeinen beruhen auf: a) Daten zu der für die Erzeugung einer Einheit elektrischer Leistung benötigten Arbeitszeit (d. h. Personenjahre pro MW) oder b) Daten zu den für den Erhalt einer Vollzeitstelle jährlich notwendigen Kosten (Personenjahre/\$).

Tabelle N15 enthält eine Übersicht über einige der wichtigsten bisher entwickelten Beschäftigungskoeffizienten.

Die folgenden Abschnitte enthalten zusammengefasst zusätzliche Erläuterungen zu den vorgestellten Parametern und Schätzungen der Beschäftigungswirkung:

a) Die meisten Untersuchungen unserer Literaturstudie richten ihre Aufmerksamkeit auf die *direkte Beschäftigungswirkung*, das heißt, auf die Arbeitsplätze in der Produktionskette der RE-Branche. Diese wird meist in die folgenden Abschnitte aufgegliedert: Fertigung, Bau und Installation, Betrieb und Wartung sowie Brennstoffbeschaffung. Die indirekte Beschäftigung, das heißt jene Arbeitsplätze, die durch Multiplikatoreffekte der RE-Branche geschaffen werden, wird also nicht berücksichtigt.

b) Es gibt verschiedene Möglichkeiten, Indikatoren für die Beschäftigungswirkung zu konstruieren. Viele Untersuchungen belegen die Beschäftigung im Bereich Fertigung und Installation durch *Personenjahre pro MW*, also durch die Arbeitszeit, die für die Fertigung von Ausrüstungsgegenständen (oder für den Bau eines Kraftwerks) erforderlich ist, bezogen auf MW Strom. In den Tabellen N15 und wurde dieser Indikator gewählt, um darzustellen, wie viele Vollzeitbeschäftigte in der RE-Fertigung und Installation 2004 tätig waren. Andere in der Literatur verwendete Beschäftigungskoeffizienten wurden daher, sofern möglich, in Personenjahre umgerechnet. Der Indikator *Arbeitsplätze/MW_p* wird in Tabelle N15 im Hinblick auf die Beschäftigung in den Segmenten Betrieb und Wartung sowie Brennstoffbeschaffung verwendet; er bezieht sich auf unbefristete Beschäftigung, also die Zahl der Arbeitskräfte, die ständig erforderlich sind, um den laufenden Betrieb eines Kraftwerks mit einer Höchstleistung von 1 MW zu sichern.

c) Im Allgemeinen – wie auch in diesem Bericht – werden die geschaffenen Arbeitsplätze in Beziehung zur installierten Leistung (MW_p) gesetzt; alternativ dazu könnte als gemeinsamer Nenner die durchschnittliche installierte Kapazität zur Stromerzeugung (MW_a) erwogen werden, also die in Bezug auf die Leistungsausnutzung der jeweiligen Energietechnologien bereinigte Leistung. Auf diese Weise gelangt man zu einem Indikator, der die tatsächliche Energieleistung vereinheitlicht und Werte, die sich auf die Beschäftigungswirkung verschiedener RE-Technologien beziehen, erst vergleichbar macht.

d) In Tabelle N13 ist für die geschätzte Beschäftigungswirkung der Wertebereich dargestellt, den man erhält, wenn man für jede Technologie die niedrigsten und die höchsten Beschäftigungskoeffizienten von Tabelle N14 zugrunde legt. Für die solare Warmwasserbereitung liegen zwar nicht viele Untersuchungen zur Beschäftigungswirkung vor, doch ist festzuhalten, dass den größten Anteil an der Produktion in diesem Bereich die chinesische Industrie hat (72 Prozent der weltweiten Produktion 2004). Es bietet sich daher an, die chinesischen Branchendaten zu verwenden, um Beschäftigungskoeffizienten abzuleiten und sie dann so anzupassen, dass die sich in den Produktionszahlen anderer Länder ausdrückende geringere Arbeitsintensität berücksichtigt wird. Bei den Biokraftstoffen beziehen sich der Beschäftigungsparameter (Tabelle N15) und die Schätzwerte (Tabelle N13) auf die direkte Gesamtbeschäftigung in den entsprechenden Segmenten von Industrie und Landwirtschaft; sie wird daher getrennt von den anderen Schätzungen zur Beschäftigungswirkung aufgeführt.

e) Alle in Tabelle N15 aufgeführten Schätzwerte für den Beschäftigungsbedarf im Bereich erneuerbare Energien wurden in OECD-Ländern kalkuliert (solare Raumheizung und Biokraftstoffe ausgenommen). Es ist nachvollziehbar, dass dieselben Prozesse und Märkte in Relation zur MW-Leistung in Entwicklungsländern arbeitsintensiver als in Industrieländern sind, und dass somit der Schätzwert für die weltweite Beschäftigungswirkung bezogen auf die globalen RE-Kapazitäten in Tabelle N13 wahrscheinlich zu niedrig ausfällt.

f) Für weitere Informationen siehe MITRE Project (EC, 2002); dort ein anschauliches Beispiel dafür, wie diese Methode für die RE-Wachstumsszenarien in den EU-15-Mitgliedstaaten verwendet wird. Ausgehend vom SAFIRE-Modell der Marktdurchdringung der verschiedenen RE-Technologien wurde ein Input-Output-Modell *RIOT* (Renewables Enhanced Input Output Tables) verwendet, um Input-Werte (einschließlich Beschäftigung) abbildende Produktionsfunktionen zu berechnen, die in den verschiedenen Wirtschaftszweigen benötigt werden, um eine Einheit Energie aus verschiedenen Energiequellen zu gewinnen (konventionellen wie erneuerbaren). Diese Parameter wurden dann verwendet, um die Netto-Beschäftigungswirkungen in den Szenarien 2010 und 2020 zu modellieren (Ersatz von Arbeitsplätzen im Bereich der konventionellen Energien eingeschlossen).

Tabelle N15. Übersicht der einschlägigen Beschäftigungskoeffizienten

RE-Technologie	Quelle	Schätzung der Beschäftigungskoeffizienten		Art der Untersuchung und der Beschäftigungswirkung, grundlegende Annahmen
		Fertigung & Installation (Personenjahre/ MW_p)	Betrieb & Wartung (Arbeitsplätze/ MW_p)	

Kleinwasserkraft	Pembina Institute, 2004	11,30	0,22	Daten aus Interviews in der Branche und aus Literaturstudien, nur direkte Wirkungen
Windkraft	REPP, 2001	3,80	0,10	Analyse von Branchenerhebungen zum Beschäftigungsbedarf eines 37,5 MW-Windparks mit einem Kapazitätsfaktor von 30 Prozent; direkte Beschäftigungswirkungen
	Heavner, Churcill, 2002	7,40	0,20	Direkte Beschäftigungswirkungen aus Prognosen für geplante Projekte der <i>California Energy Commission</i>
	Ecotec, 2002	6	(100–450 pro TWh)	Auf der Grundlage von Informationen der <i>European Wind Energy Association</i> ; danach waren in der europäischen Windkraftindustrie 2001 rund 20.000 Menschen direkt beschäftigt.
	Pembina Institute, 2004	3,92	0,10	Daten aus Brancheninterviews und aus Literaturstudien, nur direkte Wirkungen
Biomassestrom	REPP, 2001	8,5	0,32 – 2,08*	Analyse von Branchenerhebungen zum Beschäftigungsbedarf von Mitverbrennungsanlagen eines bestimmten Leistungsbereichs (100 MW bis 750 MW) und mehrerer Biokraftstoffe, nur direkte Beschäftigungswirkungen
	Pembina Institute, 2004	2,0	0,95*	Daten aus Brancheninterviews und aus Literaturstudien, nur direkte Wirkungen
Geothermiestrom	Pembina Institute, 2004	4,0	1,70	Daten aus Brancheninterviews und aus Literaturstudien, nur direkte Wirkungen

	Heavner, Churcill, 2002	17,50	1,70	Direkte Beschäftigungswirkungen, geschätzt auf der Grundlage geplanter Projekte der <i>California Energy Commission</i>
Photovoltaik	REPP,2001	32,33	2,25	Analyse von Branchenerhebungen zum Beschäftigungsbedarf eines Marktes für 2 kW _p -Solardächer, direkte Beschäftigungswirkungen
	Pembina Institute, 2004	25,10	2,5	Daten aus Brancheninterviews und aus Literaturstudien, nur direkte Wirkungen
	Greenpeace, 2005	17,00**	1 (Betrieb & Wartung) + 30 (Installation, Handel & andere Dienstleistungen)	Diese Parameter wurden gemeinsam mit dem EPIA für eine Szenarienanalyse der direkten Beschäftigung in Europa entwickelt.
Solarthermie	US DOE, 1997	6,25	0,70	Abgeleitet aus Daten zu den neun Anlagen (350 MW) für die solarthermische Stromerzeugung in Kalifornien
	GAC, 2005	20 pro GWh	1 pro GWh	Schätzungen der direkten und indirekten Bruttobeschäftigung nach einem in Deutschland entwickelten Input-Output-Modell
Solare Warmwasserbereitung (***)		8.330 pro Mio. m ²	3.850 pro Mio. m ²	Von den Autoren (Guidi, Martinot) nach chinesischen Branchenzahlen (2000) entwickelt, ausgehend von 1/3 Beschäftigung in der Fertigung und 2/3 in Betrieb und Wartung
Meeres(wellen)energie	Pembina Institute, 2004	4,22	0,10	Daten aus Brancheninterviews und aus Literaturstudien, nur direkte Wirkungen
Biokraftstoffe (Ethanol)	Goldemberg, 2004	33 direkt Beschäftigte pro Mio. Liter		Geschätzt auf der Grundlage von Daten der UNICA (Brazilian Sugarcane Producers Association) und der von ihr entwickelten Parameter

Quellen: Angepasst nach den in der zweiten Spalte angegebenen Quellen und nach Kammen, Kapadia, Fripp, 2004.

(*) = Schließt die Brennstoffbeschaffung und Aktivitäten in der Verarbeitung ein.

(**) = Installation von Photovoltaiksystemen nicht eingeschlossen (sie ist in den Zahlen für Betrieb und Wartung mit berücksichtigt).

(***) = Diese Parameter wurden von den Autoren (Guidi, Martinot) nach Zahlen aus Chinas Branche der solaren Warmwasserbereitung entwickelt (6 Mio. Quadratmeter Jahresproduktion und 26 Mio. Quadratmeter installierte Anlagen im Jahr 2000); auf dieses stark gewachsene Segment entfiel 2004 ein Anteil von 70 Prozent der Weltjahresproduktion (13 Mio. Quadratmeter Jahresproduktion und 65 Mio. Quadratmeter installierte Anlagen).

Einzelne Beschäftigtenschätzungen:

Bei einem Marktvolumen von 40 Mio. installierten und 12 Mio. jährlich produzierten Anlagen waren 2002 in Chinas Branche der solaren Warmwasserbereitung 200.000 Menschen beschäftigt (Li 2005). Die acht größten

Hersteller sind Himin, Tsinghua Yang AGuang, Linuo Paradigma, Tianpu, Hua Yang, Mei Da, Sunpu und Five Star. Geht man vom Marktwachstum und der installierten Basis aus, ist es wahrscheinlich, dass 2004 mindestens 250.000 Menschen in dieser Branche beschäftigt waren.

Angaben zur europäischen Windkraftindustrie nach *Global Wind Energy Council*.

Angaben zur nepalesischen Biogasbranche nach *Nepal Biogas Support Program*. Andere Beschäftigungszahlen nach Beiträgen von Mitautoren. Angaben zur Beschäftigung in der europäischen Kleinwasserkraft und Photovoltaik nach EREC 2004.

Quellen für Parameter und Methoden der Beschäftigtenschätzung:

EU, 2002, Mitre-Projektwebsite: www.mitre.energyprojects.net

ECOTEC 2002, Renewable Energy Sector in the EU: its Employment and Export Potential, report to the DG Environment of the European Commission, 2002

GAC (German Aerospace Center), 2005, Concentrating Solar Power for Mediterranean Region, Project Report for Federal Ministry of Environment, April 2005

Goldemberg J., 2004, The case for Renewable Energies, thematic background paper, Bonn International Conference for Renewable Energy, Bonn, Februar 2004

Heavner B., Churchill S., 2002, Renewables Work, CALPIRG Charitable Trust, Juni 2002.

Kammen, Dan, Kamal Kapadia und Matthias Fripp. 2004. Putting Renewables to Work: How Many Jobs Can the Clean Energy Industry Generate? University of California at Berkeley, Energy and Resources Group. http://ist-socrates.berkeley.edu/~rael/renewables_jobs.pdf

Pembina Institute, 2004, Canadian Renewable Electricity Development: Employment Impacts, erstellt für Clean Air Renewable Energy Coalition, Pembina Institute.

R. K. Schwer und M. Riddel, 2004, Potential Economic Impact of Constructing and Operating Solar Power Generation Facilities in Nevada, Center for Business and Economic Research, University of Nevada für NREL, Colorado.

US DOE, 1997, Dollars from Sense – The Economic Benefits of Renewable Energy, Mimeo, Washington DC.

[Anmerkung 25] Politische Ziele

Quellen für Tabelle 2 und Abbildung 11: Datenbanken von IEA, OECD und JREC, Datenbank DSIRE USA, Li 2002 und 2005, Sawin und Flavin 2004, Weißbuch des *South Africa Department of Minerals and Energy* zu erneuerbaren Energien (2003) und Beiträge von Mitautoren.

Einige dieser Ziele sind für die betreffenden Länder nicht rechtsverbindlich; sie sind lediglich Richt- oder Planziele. Manche Ziele schließen unter Umständen auch Leistung oder Energie aus der großen Wasserkraft ein.

Chinas Ziele sind im Entwurf des von der NDRC (National Development and Reform Commission) erarbeiteten Entwicklungsplans für erneuerbare Energien enthalten (der von der Regierung noch nicht beschlossen wurde). Das chinesische Erneuerbare-Energien-Gesetz von Februar 2005 sieht vor, dass die NDRC den Entwicklungsplan nebst Zielvorgaben bis Januar 2006 veröffentlicht. Zu den Zielen gehören 140 Mio. Quadratmeter Kollektorfläche für die solare Warmwasserbereitung bis 2010, 270 Mio. Quadratmeter für die solare Warmwasserbereitung bis 2020, 20 GW Windkraftleistung bis 2020 sowie 20 GW Biomasseleistung bis 2020 und 12,5 Prozent Anteil an der gesamten Stromerzeugungskapazität bis 2020 (was voraussichtlichen 125 GW von 1000 GW entspräche). Chinas Ziel, 10 Prozent der gesamten installierten Stromkapazität durch erneuerbare Energien zu decken (große Wasserkraft ausgenommen), würde 60 GW aus erneuerbaren Energien von insgesamt 600 GW Stromerzeugungskapazität bedeuten. Gemessen am Ziel von 5 Prozent des Gesamtprimärenergieverbrauchs bis 2010 hat China bis heute einen RE-Anteil von rund 3,3–3,5 Prozent am Gesamtprimärenergieverbrauch erreicht (große Wasserkraft ausgenommen).

Korea setzte sich 2004 ein Ziel von 1,3 GW aus netzgekoppelter Photovoltaik bis 2011. Dies schließt sich an ein zuvor bekannt gegebenes Ziel von 100.000 Photovoltaik-Insulanlagen bis 2011 an (erwartete 300 MW).

In Koreas Ziel von 7 Prozent Stromanteil bis 2011 ist die große Wasserkraft eingeschlossen; nimmt man diesen Träger aus, reduziert sich das Ziel auf 5,6 Prozent.

Auch in Japan gibt es Zielvorgaben für Photovoltaik (4,8 GW) und Windkraft (3 GW). An ihnen wird zwar festgehalten, doch verblassen sie neben der RPS-Vorgabe von 1,35 Prozent und werden als nicht mehr primär angesehen.

EU-Daten auch aus „The share of renewable energy in the EU: Country Profiles“, Brüssel, 26. 5. 2004. (Commission of the European Communities: The share of renewable energy in the EU – Country Profiles, Overview of Renewable Energy Sources in the Enlarged European Union. Staff Working Document, COM(2004)366 final, Brüssel, Mai 2004.)

http://europa.eu.int/comm/energy/res/legislation/country_profiles/2004_0547_sec_country_profiles_en.pdf

Anmerkung: Die Prozentanteile der Energie aus erneuerbaren Energieträgern (RES-E) beruhen auf der inländischen Erzeugung aus diesen Quellen dividiert durch den Bruttoinlandsenergieverbrauch. Für die EU-15 ist das Bezugsjahr 1997. Für die EU-10 (Tschechische Republik, Estland, Zypern, Lettland, Litauen, Ungarn, Malta, Polen, Slowenien und Slowakei) wird das Bezugsjahr aus Daten von 1999–2000 gebildet.

Philippinen:

Im *Renewable Energy Policy Framework* (REPF) ist vorgesehen, die Kapazitäten aus erneuerbaren Energieträgern zu verdoppeln, indem unterstützende politische Maßnahmen und Anreizsysteme für Branchenakteure geschaffen werden. Dabei sind folgende Ziele ins Auge gefasst: 1. Verdopplung der aus erneuerbaren Energieträgern erzeugten Leistung bis 2013, wobei 425 MW aus Windkraft erwartet werden. Die Philippinen haben ein Potenzial von über 70.000 MW Windkraft, wobei Schätzungen der realisierbaren Windkraftleistung von 20.000 bis 30.000 MW reichen. 2. Aufstieg zum weltgrößten Geothermiestromerzeuger. Derzeit nehmen die Philippinen mit 9.822 GWh geothermischer Energie (2003), die rund 16,9 MMBFOE ersetzen, bei der geothermischen Stromerzeugungskapazität den zweiten Platz ein. Prognosen zufolge wird die installierte Geothermie-Kapazität von derzeit 2.146 MW bis 2014 auf 2.206 MW steigen, was einer Erzeugung von 14.403 GWh und dem Ersatz von 23,41 MMBFOE entspricht. Das Land verfügt Schätzungen zufolge über potenzielle Geothermiereserven von 4.790 MW. 3. Aufstieg zum größten Windkraftproduzenten in Südostasien. Dabei konzentriert sich das Investitionsprogramm für Windenergie auf die Entwicklung von 16 Windkraftregionen, angefangen mit einem 25 MW-Windpark, der dieses Jahr ans Netz ging, und einem weiteren Windpark mit einer Kapazität von 40 MW in Ilocos Norte. 4. Aufstieg zum Zentrum der südostasiatischen Solarindustrie. Dies soll durch die Entwicklung einer heimischen Produktion erschwinglicher Solaranlagen erreicht werden. Im April 2004 wurde eine 300 Mio. \$ teure Wafer-Fertigungsanlage eingeweiht; in ihr sollen hocheffiziente Solarzellen mit einem anfänglichen Produktionsäquivalent von 25 MW produziert werden, das in den kommenden fünf Jahren auf 150 MW steigen soll. Bei voller Auslastung kann die Anlage sechs Prozent des Photovoltaikweltbedarfs decken. Geplant ist, 30 Prozent des Volumens auf dem Binnenmarkt zu vertreiben und damit vor Ort die Kosten von Sonnenkollektoren zu senken. 5. Förderung der Entwicklung existenzfähiger Mini- und Mikrowasserkraftwerke durch verschiedene Auslandskredite mit günstigen Konditionen. 6. Installation von 130- bis 250-MW Biomasse-, Solar- und Meeresenergie. 7. Zusammenarbeit mit dem Parlament zur Verabschiedung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, das die Richtlinien, Verfahren und Anreize für die Entwicklung erneuerbarer Energien zu institutionalisieren anstrebt.

Tabelle N16. EU-Ziele für erneuerbare Energien

Land	Zielvorgabe(n)	Stand 1997 Elektrizität
EU-25	21 % der Elektrizität und 12% der Gesamtenergie bis 2010	12,9 %
Belgien	6 % der Elektrizität bis 2010	1,1 %

Dänemark	29 % der Elektrizität bis 2010	8,7 %
Deutschland	12,5 % der Elektrizität und 4 % der Energie bis 2010; 20 % der Elektrizität bis 2020	4,5 %
Estland	5,1 % der Elektrizität bis 2010	0,2 %
Finnland	35 % der Elektrizität bis 2010	24,7 %
Frankreich	21 % der Elektrizität bis 2010	15 %
Griechenland	20,1 % der Elektrizität bis 2010	8,6 %
Irland	13,2 % der Elektrizität bis 2010	3,6 %
Italien	25 % der Elektrizität bis 2010	16 %
Lettland	49,3 % der Elektrizität bis 2010; 6 % der Energie (große Wasserkraft ausgenommen) bis 2010	42,4 %
Litauen	7 % der Elektrizität bis 2010; 12 % der Energie bis 2010	3,3 %
Luxemburg	5,7 % der Elektrizität bis 2010	2,1 %
Malta	5 % der Elektrizität bis 2010	0 %
Niederlande	12 % der Elektrizität bis 2010	3,5 %
Österreich	78 % der Elektrizität bis 2010	70 %
Polen	7,5 % der Elektrizität bis 2010; 7,5 % der Energie bis 2010; 14 % der Energie bis 2020	1,6 %
Portugal	45,6 % der Elektrizität bis 2010	38,5 %
Schweden	60 % der Elektrizität bis 2010	49,1 %
Slowakei	31 % der Elektrizität bis 2010	17,9 %
Slowenien	33,6 % der Elektrizität bis 2010	29,9 %
Spanien	29,4 % der Elektrizität bis 2010	19,9 %
Tschechien	8 % der Elektrizität bis 2010; 5–6 % der Energie bis 2010; 8–10 % der Energie bis 2020	3,8 %
Ungarn	3,6 % der Elektrizität bis 2010	0,7 %
VK	10 % der Elektrizität bis 2010	1,7 %
Zypern	6 % der Elektrizität bis 2010	0,05 %

Anmerkung: Folgende Ziele sind der IEA-JREC-Datenbank entnommen: Portugal – 35,6 Prozent, Finnland – 35 Prozent, Niederlande – 12 Prozent. Die ursprünglichen Ziele dieser Länder waren: Portugal – 39 Prozent, Finnland – 31,5 Prozent, Niederlande – 9 Prozent.

[Anmerkung 26] Förderinstrumente und programme für die Stromerzeugung

Quellen für Tabelle 2: IEA-, OECD- und JREC-Datenbanken, IEA 2004, Sawin und Flavin 2004, Wahnschafft und Soltau 2004; Johansson und Turkenburg 2004; Martinot, Hamrin und Wiser 2005, Martinot und Beck 2004, Osafo und Martinot 2003; Thailand DEDE 2004; Tumiwa 2005; Rouseff 2005; Austrian Energy Agency enerCEE.net 2005; Stenzil et al. 2003; EEA (2004); ECN (<http://www.renewable-energy.policy.info>) (und Vries et al. 2003); in den Länderabschnitten angegebene Quellen zu den Ländern; Beiträge von Mitautoren. Insbesondere IEA 2004 enthält eine Fülle historischer und aktueller Daten zu den Instrumenten der IEA-Länder.

EU-Daten auch nach: Commission of the European Communities: The share of renewable energy in the EU – Country Profiles, Overview of Renewable Energy Sources in the Enlarged European Union. Staff Working Document, COM(2004)366 final, Brüssel, Mai 2004.

http://europa.eu.int/comm/energy/res/legislation/country_profiles/2004_0547_sec_country_profiles_en.pdf

Anmerkungen:

- a) Ein Sternchen (*) bedeutet, dass einige Bundesstaaten in diesen Ländern über eigene Systeme verfügen, dass es jedoch keine landesweiten Systeme gibt. Siehe die separate Tabelle zu RPS-Systemen nach Bundesstaaten/Provinzen. Im Falle Indiens jedoch schreibt das Elektrizitätsgesetz von 2003 Instrumente auf Bundesstaatenebene vor; die Bundesstaaten entwickeln unterschiedliche Kombinationen von Systemen und Instrumenten, darunter Einspeisetarife und RPS. Auch wenn dies nicht unbedingt als „nationales Einspeisegesetz“ gelten kann, hat die Vorschrift eine ähnliche Wirkung.
- b) In Japan liegt es im Ermessen der Versorgungsunternehmen, eine Nettoverrechnung einzuräumen; sie sieht getrennte Transaktionen für den Strombezug und den Stromverkauf vor, wenngleich der Verkaufspreis in der Regel gleich dem Bezugspreis ist. Auch Einspeisetarife können japanische Stromversorger anbieten; einige EVU haben auf jährliche Höchstmengen mit Ausschreibungen umgestellt.
- c) Spaniens Einspeisesystem sieht sowohl feste Gesamtpreise als auch Aufschläge auf die markt- oder kostenbezogenen Stromtarife vor.
- d) Einige der aufgeführten Systeme und Instrumente nicht gültig, oder es wurde für sie noch keine Durchführungsbestimmungen erarbeitet. Es ist schwierig, ohne äußerst detaillierte Datenerhebung die gültigen und die ungültigen Instrumente bzw. die noch ohne Durchführungsbestimmungen beschlossenen Instrumente von einander zu trennen. Daher sind in der Tabelle allgemein gesetzlich verordnete Systeme und Instrumente aufgeführt, und die in ihr enthaltenen Werte sollten als „angenommen“ und weniger als „definitiv“ betrachtet werden.
- e) In Mexiko gibt es eine untypische Form der Nettoverrechnung, die zeitweisen Eigenerzeugern einen Netzzugang für Stromüberschüsse aus ihrer Produktion ermöglicht, die – vorbehaltlich bestimmter Beschränkungen auf der Grundlage der Grenzkosten des örtlichen Versorgungsunternehmens – zu anderen Tageszeiten zu nutzen sind. Ebenfalls möglich ist es, die Kosten der Durchleitung vom durchschnittlichen Kapazitätsfaktor einer Anlage abhängig zu machen.

f) In Norwegen gab es eine Art Einspeisesystem (Preisaufschläge) für Windkraft; das Programm lief jedoch 2003 aus.

[Anmerkung 27] Einspeisegesetze

Quellen für Abbildung 12: IEA und OECD-Datenbanken; IEA 2004, Sawin und Flavin 2004; andere Quellen aus Tabelle 10; REAccess 5/10/05 für die USA, Washington State; REAccess 5/16/05 für die Türkei; Austrian Energy Agency enerCEE.net 2005; ECN (<http://www.renewable-energy.policy.info>); in den Länderabschnitten angegebene Quellen zu den Ländern; Beiträge von Mitautoren.

In Italien wurde 1992 das von 1992 bis 1995 laufende Förderprogramm CIP6/92 verabschiedet. In Dänemark, Spanien und Portugal gab es verschiedene Formen von Einspeisesystemen bereits vor den in Abbildung 12 gezeigten; jedoch beziehen sich die Daten in dieser Abbildung auf die aktuelleren Versionen der Gesetze, denen die festgestellten größeren Auswirkungen auf den Markt zugeschrieben werden. Auch in anderen Ländern gab es Vorläufer von Einspeisesystemen, die eigentlich als gesetzlich verordnet aufgefasst werden können.

Anmerkungen:

a) Die Tarife können sich nach folgenden Bedingungen unterscheiden: nach der Anlagengröße, dem Standort der Anlage – Onshore oder Offshore im Falle der Windkraft –, dem Jahr der Inbetriebnahme, dem Betriebszeitraum im Jahr, in dem der Tarif zu zahlen ist (Sommer oder Winter) und/oder dem Nutzungszeitraum, innerhalb dessen der Tarif gezahlt wird. Manche Tarife sinken nach einem bestimmten Betriebsjahr beträchtlich oder gelten nicht mehr, wobei es von Land zu Land große Unterschiede gibt. Die angegebenen typischen Preisbereiche berücksichtigen diese Faktoren (für Deutschland im Jahr 2004 und für andere Länder im Zeitraum 2002–2004).

b) Das deutsche Einspeise- bzw. Erneuerbare-Energien-Gesetz wurde mehrfach novelliert (zunächst im Jahr 1994 und dann 1998, 2000 und 2004), um veränderte Umstände, Ziele, technische Eigenschaften und Kosten zu berücksichtigen.

c) Die Preisangaben zu Dänemark beruhen auf der früheren Tarifstruktur (vor Aufhebung des Einspeisetarifs [Jahr]).

d) „---“ bedeutet, dass diese Technologie nicht unter das betreffende Gesetz fällt.

e) Einige Tarife setzen für die Anlagengröße eine Höchstgrenze. So sind in Tschechien und Slowenien Kleinwasserkraftwerke auf 10 MW und in Lettland auf 2 MW begrenzt; in Indonesien sind alle Anlagen auf 1 MW begrenzt.

f) Spaniens Einspeisesystem sieht sowohl feste Gesamtpreise als auch Aufschläge auf die markt- oder kostenbezogenen Stromtarife vor.

g) In Indien hat das MNES 1993 Einspeisetarife auf Landesebene festgesetzt (um Einheitlichkeit zu gewährleisten, gilt für alle Bundesstaaten eine Richtlinie, die eine Rückvergütung von 2,25 Rupien pro kWh vorsieht). In den beiden Bundesstaaten Gujarat und Tamilnadu gab es jedoch bereits vorher attraktive Rückvergütungstarife, um das Interesse der Privatwirtschaft am Windkraftgeschäft zu wecken (siehe die

Jahresberichte des MNES 1991–1994). Ähnlich gab es in Maharashtra und Tamilnadu Förderinstrumente für die Kraft-Wärme-Kopplung auf Bagassegrundlage. In Tamilnadu war 1988 ein *Power feed scheme* genanntes Programm entstanden (Mitteilung des TNEB – Tamilnadu Electricity Board – vom 12. Dezember 1988), das Betreibern von Blockheizkraftwerken und privaten Erzeugern mit Anlagen einer Kapazität von 2 MW und mehr erlaubte, Stromüberschüsse zu verkaufen und ins Netz einzuspeisen. Das Programm galt für Blockheizkraftwerke, Mini- und Mikrowasserkraftwerke, Windparks und Diesel-/Gas-Turbinen. Der Strombezugspreis nach diesem Programm betrug 1990–1991 1,00 Rupien pro Einheit (vorbehaltlich jährlicher Änderungen). Das MSEB (Maharashtra State Electricity Board) dagegen bot für die Einheit 1,20 Rupien (regelmäßig geändert). (Quelle für die beiden genannten Bundesstaaten ist der Bericht der USAID über „Advanced Cogeneration in the Indian Sugar Industry“ [Moderne Kraft-Wärme-Kopplung in der indischen Zuckerindustrie] von Mai 1993.)

h) Das indische Elektrizitätsgesetz von 2003 schreibt nationale Ziele bis 2012 vor und legt für jeden Bundesstaat Richtlinien für die Festsetzung von RPS und Einspeisetarifen fest.

i) In den USA trat das PURPA 1978 in Kraft. Es wurde in den 1980er Jahren von zahlreichen Bundesstaaten vollzogen, in den 1990er Jahren waren es weniger Bundesstaaten. Das PURPA dient jedoch heute in mehreren Staaten als Grundlage für Einspeisetarife kleinerer Projekte, beispielsweise in Idaho, Minnesota und Oregon.

j) In einigen Ländern gelten Einspeisetarife nur für die Photovoltaik.

k) „Turkey Adopts National Feed-in Law for Renewables“, REAccess.com, 16. Mai 2005

<http://www.renewableenergyaccess.com/rea/news/story?id=29822>

[Anmerkung 28] *Renewables Portfolio Standards (RPS)*

Informationen zu RPS: US-Datenbank DSIRE; Martinot, Wisner und Hamrin 2005; IEA 2004; Pollution Probe 2005; van der Linden et al. 2005; ECN (<http://www.renewable-energy-policy.info>); Beiträge von Mitautoren.

Einige RPS-Ziele beziehen auch die große Wasserkraft mit ein, so in Wisconsin, Maine, New Jersey, Texas, Hawaii, Maryland, New York, Pennsylvania, District of Columbia und British Columbia; in anderen Bundesstaaten wird die Erzeugung aus erneuerbaren Energien auf eine bestimmte Höchstgrenze beschränkt (meist zwischen 1 MW und 30 MW).

Einer Studie von *Global Energy Decisions* (2005) zufolge würden die auf US-Bundesstaatenebene heute geltenden Gesetze den Zubau von 52 GW aus erneuerbaren Energien bis 2020 erfordern, was eine Verdoppelung der vorhandenen US-Kapazitäten bedeuten würde.

Tabelle N17. Bundesstaaten, Provinzen und Länder mit *Renewables Portfolio Standards*

In Kraft seit	Bundesstaat/Provinz	Endziel
1997	Massachusetts, USA	4 % bis 2009, dann +1%/Jahr
1998	Connecticut, USA	10 % bis 2010
	Wisconsin, USA	2,2 % bis 2011
1999	Maine, USA	30 % laufend

	New Jersey, USA	6,5 % bis 2008
	Texas, USA	2880 MW bis 2009
	Italien	2 % ab 2002
2001	Arizona, USA	1,1 % bis 2007–2012
	Hawaii, USA	20 % bis 2020
	Nevada, USA	15 % bis 2013
	Australien	1,25 % in 2004, ansteigend bis 2010, um das nationale Ziel von 9500 GWh/Jahr zu erreichen
	Flandern, Belgien	6 % bis 2010
2002	Kalifornien, USA	20 % bis 2017
	New Mexico, USA	10 % bis 2011
	Vereinigtes Königreich	10 % bis 2010 und 15 % bis 2015
	Wallonien, Belgien	12 % bis 2010
2003	Minnesota, USA	10 % bis 2015
	Japan	1,35 % bis 2010
	Schweden	16,9 % bis 2010
	Maharashtra, Indien	Vorgeschrieben, aber kein Prozentanteil
2004	Colorado, USA	15 % bis 2015
	Maryland, USA	7,5 % bis 2019
	New York, USA	24 % bis 2013
	Pennsylvania, USA	8 % bis 2020
	Rhode Island, USA	16 % bis 2019
	Madhya Pradesh, Indien	0,5 %
	Karnataka, Indien	5–10 %
	Andhra Pradesh, Indien	Noch festzulegen
	Orissa, Indien	2 Mio. kWh bis 2006–2007
	Polen	7,5 % bis 2010
	Neuschottland (Kanada)	5 % bis 2010
	Ontario (Kanada)	10 % bis 2010
	Prince Edward Is. (Kanada)	15 % bis 2010, 100 % bis 2015
	Thailand	5 % des künftigen Zubaus an Erzeugungskapazitäten
2005	District of Columbia, USA	11 % bis 2022

Gujarat, Indien	5 % bis 2010
-----------------	--------------

Kanada. *Pollution Probe* zufolge (www.pollutionprobe.org: „Targets and activities for electricity generation using green power by province and territory“, 22. Oktober 2004) gibt es zehn kanadische Provinzen mit RPS oder Planzielen für erneuerbare Energien. Nach *Pollution Probe* handelt es sich bei den Instrumenten in Neuschottland und Ontario um RPS-Systeme, in den übrigen Provinzen gelten Planziele. Anderen Quellen von Anfang 2004 zufolge gab es in Kanada noch keine RPS-Systeme. Zeitungsberichte bestätigen, dass Neuschottland im November 2004 die RPS im Energiewirtschaftsrecht festgeschrieben hat. In Ontario haben RPS mit dem *Electricity Restructuring Act* von 2004 Gesetzeskraft erlangt. In Britisch-Kolumbien wurde ein freiwilliges RPS-System eingeführt, mit dem 10 Prozent neue Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern realisiert werden sollen (http://www.energyroundtable.org/energy_opp.php). Ebenfalls freiwillig ist das Ziel in Alberta. Derselben Quelle zufolge hat die Provinz Prince Edward Island ein RPS-System eingeführt, mit dem 15 Prozent bis 2010 und 100 Prozent bis 2015 erreicht werden sollen. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz der Inselprovinz trat im Dezember 2004 in Kraft. *Hydro Quebec* hat 1000 MW neue Windkraftleistung über zehn Jahre ausgeschrieben.

Tabelle N18. RPS und Planungsziele in kanadischen Provinzen

Neuschottland, Kanada	5 % bis 2010 (gesetzlich verankerte RPS)
Prince Edward Is., Kanada	15 % bis 2010 (gesetzlich verankerte RPS)
New Brunswick, Kanada	1 % bis 2010 (Zielvorgabe)
Quebec, Kanada	3 % bis 2010 (Zielvorgabe)
Ontario, Kanada	10 % bis 2010 (freiwillige RPS)
Manitoba, Kanada	5 % bis 2010 (Zielvorgabe)
Saskatchewan, Kanada	gesamte neu erzeugte Leistung bis 2010 (Zielvorgabe)
Alberta, Kanada	3,5 % bis 2008 (Zielvorgabe)
Britisch Kolumbien, Kanada	10 % bis 2010 (Zielvorgabe)
Northwest Territories, Kanada	10 % der Gesamtenergie bis 2010 und 25 % bis 2025

Anmerkung: Das Ziel in Britisch Kolumbien bezieht sich auf „saubere“ Energie einschließlich Kraft-Wärme-Kopplung.

[Anmerkung 29] Instrumente zur Förderung von dachgestützten Photovoltaikanlagen

Tabelle N19. Programme für netzgekoppelte dachgestützte Photovoltaikanlagen, 2004

Programm und Startjahr	Kumulative Anzahl der Häuser, Stand 2004	Kumulative Anlageneistung, Stand 2004	Anlagenzubau 2003	Anlagenzubau 2004	Förderinstrumente
------------------------	--	---------------------------------------	-------------------	-------------------	-------------------

Japan (1994–2004)	200.000	800 MW _p	190 MW _p	260 MW _p	„Sunshine program“: Kapital- subventionen ab 50 % in 1994, abnehmend auf 10 Prozent bis 2003.
Deutschland (1999– 2003)	150.000	680 MW _p	140 MW _p	300 MW _p	„100.000 Dä- cher-Solarstrom-Programm“ mit Niedrigzinsdarlehen für Haus- halte und 50 Eurocent pro kWh Einspeisetarif bis 2003. Seit 2004 wird der Markt mit Einspeiseta- rifen von 45–62 Eurocent pro kWh gefördert.
Kalifornien (1998–)	15.000	95 MW _p	27 MW _p	36 MW _p	Kapitalsubventionen aus dem bundesstaatlichen Programm von 4,50 \$/W (Wechselstrom), ab- nehmend auf 3,50 \$/W (Wech- selstrom). Ferner Programme der kommunalen Versorger (SMUD, LADWP) und RPS-Programme der Versorgungsunternehmen.

Quellen: Maycock 2004 und 2005; Jones 2005; Dobelmann 2003; California Energy Commission 2004; Navigant Consulting 2005; Beiträge von Mitautoren.

Anmerkungen:

- a) Kalifornien führt die Gesamtzahl der Anlagen (auf Wohn- und auf Geschäftshäusern) auf; vermutlich gibt es sehr viel mehr Anlagen auf Wohnhäusern als auf Geschäftshäusern. Mit der angegebenen Zahl der Haushalte gelangt man zu durchschnittlich 4kW/Haushalt; auf die Wohnhausanlagen entfällt über die Hälfte der gesamten installierten Leistung 2004.
- b) Es werden für die 2004 neu hinzugekommenen Anlagen in Japan und Deutschland 4 kW/Haushalt angenommen. Die kumulierte Anzahl der Haushalte für 2003 wird auf der Grundlage früherer Angaben zu Haushalten und Kapazitäten auf 170.000 in Japan und auf 65.000 in Deutschland geschätzt.
- c) In Europa betrug die Kapazität netzgekoppelter Photovoltaik 2003 480 MW_p, wovon 375 MW in Deutschland installiert sind. In den Niederlanden ist mit 44 MW im Jahr 2003 ein weiterer bedeutender Teil der europäischen Kapazität konzentriert. Somit betrug die zusätzliche netzgekoppelte Kapazität 2004 (Deutschland ausgenommen) wahrscheinlich rund 110 MW.
- d) Korea hat ein 100.000-Dächer-Programm aufgelegt, bei dem 0,3 GW bis 2011 erwartet werden. Für Systeme mit weniger als 200 kW Leistung gibt es Kapitalsubventionen von 70 Prozent, die, so erwartet man, auf 30–50 Prozent sinken werden.
- e) In Thailand gibt es ein bescheidenes Programm für die Förderung dachgestützter Photovoltaik. Mit Stand von Juli 2004 waren 67 kW_p installiert; subventioniert werden die Anlagen durch das EPPO.

[Anmerkung 30] Andere Förderinstrumente für die Stromerzeugung

Weitere Angaben und Quellen zu US-amerikanischen *Public Benefit Funds* in Martinot, Wise und Hamrin 2005 (im Internet unter <http://www.resource-solutions.org> verfügbar).

Angaben zur Nettoverrechnung nach Martinot, Wisser und Hamrin 2005 sowie den IEA- und JREC-Datenbanken und Beiträgen von Mitautoren.

[Anmerkung 31] Öffentliche Ausschreibungen und andere ordnungspolitische Maßnahmen

Über die eigens auf regenerative Energien bezogenen administrativen Maßnahmen hinaus haben auch viele breit angelegte Programme zur Reform oder Neuordnung des Energiesektors einen erheblichen Einfluss auf erneuerbare Energien. Da eine Darstellung dieser Instrumente über den Rahmen dieses Berichts hinaus gehen würde, verweisen wir auf die ausführliche Behandlung des Themas in Martinot 2002 sowie Beck und Martinot 2004.

Tabelle N20. Öffentliche Ausschreibungen für Windkraft aus jüngerer Zeit

Land	Auftrag	Zuschlagspreise (Landeswährung)	Zuschlagspreise (US-Cent)
Kanada (2004)	1.000 MW in Quebec	6,5 kan. Cent/kWh	5,2 Cent/kWh
China (2004)	100 MW in der Inneren Mongolei	0,382 Yuan/kWh	4,6 Cent/kWh
	100–200 MW in Jilin	0,509 Yuan/kWh	6,1 Cent/kWh
	100–200 MW in Jilin	0,519 Yuan/kWh	6,2 Cent/kWh
	100–150 MW in Jiangsu		
China (2003)	100 MW in Jiangsu	0,437 Yuan/kWh	5,3 Cent/kWh
	100 MW in Guangdong	0,501 Yuan/kWh	6,1 Cent/kWh

Quellen: Ku et al. 2005; Beiträge von Mitautoren.

Anmerkungen:

- a) Die für China angegebenen Größenbereiche der Projekte kommen durch einen optionalen späteren Kapazitätsausbau nach den ersten 100 MW zustande.
- b) In Ku et al. 2005 sind weitere drei Ausschreibungen für 450 MW 2005 erwähnt.
- c) Einzelheiten zum Programm Ontarios finden sich auf der Website der Energiebehörde von Ontario: <http://www.ontarioelectricityrpf.ca>.
- d) Zugrunde gelegte Wechselkurse: 1,24 kan\$ und 8,28 Yuan.

[Anmerkung 32] Programme für solare Warmwasserbereitung

Weitere Informationen zu China in Li (2005).

Zu weiteren Informationen über Instrumente für die solare Warmwasserbereitung in Spanien siehe:

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía [Institut für Energiediversifizierung und Energieeinsparung]:

www.idae.es

Comision Nacional de la Energia [Nationale Energiekommission]:

www.cne.es

www.energias-renovables.com

Zu speziellen Newsgroups für erneuerbare Energien in Spanien siehe:

<http://www.energias-renovables.com/paginas/ContenidoSecciones.asp?Id=5993> und

<http://www.energias-renovables.com/paginas/ContenidoSecciones.asp?ID=5202&Tipo=&Nombre=Solar%20t%C3%83%C2%A9rmica>

Agència d'Energia de Barcelona [Energieagentur Barcelona]

www.barcelonaenergia.com

Die eigentliche Website zur Solarverordnung von Barcelona ist:

www.barcelonaenergia.com/cas/observatorio/ost/ost.htm

[Anmerkung 33] Programme für Biokraftstoffe

Tabelle N21. Beimischungsregelungen für Ethanol und Biodiesel

In Kraft getreten	Land/Bundesstaat/Provinz	Beizumischer Ethanolanteil	Beizumischer Biodieselanteil
1975	Brasilien (landesweit)	22–25 %	2 % bis 2005
1997	Vereinigte Staaten (Bundesstaat Minnesota)	10 % 20 % bis 2013	2 % (künftig)
---	Dominikanische Republik (landesweit)	15 % bis 2015	5 % bis 2015
---	China (Provinzen Heilongjiang, Jilin, Liaoning und Henan)	10 %	---
2003	Indien (neun Staaten and sieben Bundesterritorien)	5 %	---
2004	Vereinigte Staaten (Bundesstaat Hawaii)	10 % bis 2006	---

	Kolumbien (landesweit)	10 %	
2005	Kanada (Provinz Ontario)	5 % bis 2007	
	Vereinigte Staaten (Bundesstaat Montana)	10 %	

Quellen: Beiträge von Mitautoren. Einige Angaben sind nicht ausreichend verifiziert.

Anmerkung:

Zu Thailands nationalem Ziel von 8 Prozent der Primärenergie bis 2011 gehören 1570 kt ROE/Jahr an Biomassekraftstoffen, die durch 3 Mio. Liter/Tag Ethanol und 2,4 Mio. Liter/Tag Biodiesel erreicht werden könnten. Noch ist aber nicht klar, wie die Beimischungsregelungen konkret ausgestaltet werden sollen.

In Kanada gab die Provinz Ontario 2004 ihre Absicht bekannt, vorzuschreiben, dass in der Provinz verkaufte Benzin bis 2007 durchschnittlich 5 Prozent Ethanol enthalten muss. In der Provinz Saskatchewan trat 2002 ein Ethanolkraftstoff-Gesetz in Kraft, das den rechtlichen Rahmen für Regelungen zur Beimischung von Ethanol zu Benzin schafft; geplant ist, 2005 mit der Umsetzung zu beginnen. Auch die Provinz Manitoba erwägt die gesetzliche Verankerung von Instrumenten für die Förderung der Ethanolbeimischung.

[Anmerkung 34] *Green Power Purchasing (GPP) und Utility Green Pricing (UGP)*

In Bird et al. (2002) werden für 2002 folgende Gesamtzahlen für Ökostromkunden angegeben: Australien: 60.000; Kanada: 6.000; Finnland: 8.000 in 2001; Deutschland: 325.000 (einschließlich 250.000 große Wasserkraft), Japan: 38.000, Niederlande: 775.000, Schweden: 9.000 GWh, Schweiz: 46.000 und Vereinigtes Königreich: 50.000. Australien nennt für 2004 eine Zahl von 70.000 Ökostromkunden.

Quellen zum Ökostrom sind beispielsweise Bird et al. 2002, Bird und Swezy 2004, Martinot, Wisser und Hamrin 2005 sowie Beiträge von Mitautoren.

Siehe „Friends of the Earth Guide to Green Electricity Tariffs 2004“, wo es heißt, dass im Vereinigten Königreich nur eingelöste grüne Zertifikate (ROCs, *Renewable Obligation Certificates*) wirklich mit US-amerikanischen freiwilligen Produkten vergleichbar seien – die meisten Grünstromkunden im VK würden die Versorgungsunternehmen eigentlich nur bezuschussen, sodass diese ihrer Verpflichtung zum Kauf eines bestimmten Anteils erneuerbarer Energien nachkommen können.

http://www.foe.co.uk/resource/factsheets/green_electricity_tariffs_2004.pdf

Shanghai wird von einem Windpark im Distrikt Fengxian mit 3,4 MW Strom versorgt; zusätzliche 20 MW aus Windkraft waren mit dem Anschluss zweier weiterer Windparks für Mitte 2005 geplant. Die erste „Runde“ des Ökostrombezugs dieser zwölf Unternehmen entspricht 50 Prozent der Leistung dieser Windparks. [Meldung des *Shanghai Energy Conservation Supervision Center* vom 12. 6. 2005.]

In Japan initiierte 1999 eine Konsumgenossenschaft, der Seikatsu Club Hokkaido (SCH), den Bezug von Ökostrom. Zusammen mit einem regionalen Stromversorger hat der SCH einen Fonds zur Förderung der Entwicklung neuer Windkraftprojekte in der Region eingerichtet. In Zusammenarbeit mit dem jeweiligen regionalen Versorgungsunternehmen zieht der SCH die Stromrechnungen ein; die teilnehmenden Mitglieder

können als Beitrag 5 Prozent auf ihre Stromrechnung aufschlagen. Für Einzahlungen von Nichtmitgliedern legte der SCH den Hokkaido Green Fund (HGF) auf. Dieser wiederum gründete die Hokkaido Civic Wind Co., um Mitgliedern für Gewinnanteile aus dem Verkauf von Windkraftstrom den Erwerb von Anteilen an Windkraftprojekten zu ermöglichen. Auf diese Weise wurde 2001 die erste Windkraftanlage „in Bürgerhand“ geschaffen. Anfang 2005 hatte die Hokkaido Civic Wind Co. in 7 MW Windkraft investiert. Im Anschluss an dieses Programm gründeten der HGF und das Institut für nachhaltige Energiepolitik den Japan Green Fund Co., um für die Bürger weitere Möglichkeiten zu schaffen, in regenerative Energien zu investieren. Bis 2005 hatte der Japan Green Fund fünf Windkraftanlagen gebaut; Anfang 2005 nahmen am Ökostromprogramm des HGF 1.300 Mitglieder teil.

[Anmerkung 35] Instrumente auf kommunaler Ebene

Tabelle N22. Städte mit Instrumenten für erneuerbare Energien, 2004

Stadt	RE-Ziele	CO ₂ -Min- derungs- ziele	Solare Warm- wasser- bereitung	Photo- voltaik	Stadt- planung	Pilot- projekte	Andere
Adelaide, Australien	X	X			X	X	
Barcelona, Spanien	X	X	X	X	X	X	X
Chicago, USA	X						
Daegu, Korea	X	X			X	X	
Den Haag, Niederlande		X					
Freiburg, Deutschland	X	X		X	X	X	
Gelsenkirchen, Deutschland					X	X	
Göteborg, Schweden					X	X	
Gwangju, Korea	X	X			X		
Honolulu, USA							X
Kapstadt, Südafrika	X	X			X		
Linz, Österreich						X	
Madison (WI), USA				X			
Minneapolis, USA	X					X	
Oxford, VK	X	X	X	X	X		
Portland, USA	X	X	X	X	X	X	
Qingdao, China					X	X	
San Diego, USA							X
San Francisco, USA							X

Santa Monica, USA					X	X	
Sapporo, Japan		X			X	X	
Toronto, Kanada		X					
Vancouver, Kanada		X					

Quellen: International Solar Cities Initiative, <http://www.solarcities.or.kr> und <http://www.martinot.info/solarcities.htm>, Dezember 2004, mit Aktualisierungen anhand der US-Datenbank DSIRE und von Beiträgen der Mitautoren. Zum Plan Barcelonas für Verbesserungen im Energiebereich siehe: www.barcelonaenergia.com

Angekennzeichnet sind die Aktivitäten in den folgenden Kategorien:

RE-Ziele	Zielvorgaben für den künftigen Anteil erneuerbarer Energien
CO ₂ -Minderungsziele	Festlegung künftiger Obergrenzen für CO ₂ -Emissionen, meist auf das Stadtgebiet bezogen oder auf Pro-Kopf-Basis
Solare Warmwasserbereitung	In Kraft gesetzte Instrumente und/oder Anreize für die solare Warmwasserbereitung
Photovoltaik	In Kraft gesetzte Instrumente und/oder Anreize für die Photovoltaik
Stadtplanung	Stadtplanerische Gesamtkonzepte, die den künftigen Energieverbrauch und die Energieträger berücksichtigen
Pilotprojekte	Aus öffentlichen Mitteln geförderte spezielle Projekte oder einmalige Demonstrationen
Andere	Andere Instrumente oder Programme

Tabelle N23. Städte mit Zielvorgaben für den Anteil erneuerbarer Energien, 2004

Stadt	RE-Anteil am kommunalen Stromverbrauch	RE-Anteil am Gesamtstromverbrauch der Stadt	Andere Zielvorgaben
Adelaide, Australien		15 % bis 2014	

Aspen (CO), USA		50 % derzeit	
Austin (TX), USA		20 % bis 2020	
Chicago (IL), USA	20 % bis 2006 10 % derzeit		
Daegu, Korea			5 % der Gesamtenergie bis 2012
Freiburg, Deutschland		10 % bis 2010 4 % derzeit	
Ft. Collins (CO), USA		15 % bis 2017	
Gwangju, Korea			2 % der Gesamtenergie bis 2020
Kapstadt, Südafrika		10 % bis 2020	10 % der Häuser verfügen bis 2010 über solare Warmwasserbereitung
Los Angeles (CA), USA	20 % derzeit		
Minneapolis (MN), USA	10 % derzeit		
Oxford, VK			10 % der Häuser verfügen bis 2010 über solare Warmwasserbereitung und/oder Photovoltaik
Portland (OR), USA	100 % bis 2010		
Sacramento (CA), USA		20 % bis 2011	
San Diego (CA), USA	23 % derzeit		
San Francisco (CA), USA			1 MW/Jahr zusätzlich
Santa Monica (CA), USA	100 % derzeit		

Quellen: International Solar Cities Initiative, <http://www.solarcities.or.kr> und <http://www.martinot.info/solarcities.htm>, Dezember 2004; US-Datenbank DSIRE.

Anmerkung:

Zu den Zielvorgaben der Stadt Austin gehören auch Energieeffizienzsteigerungen.

Tabelle N24. Städte mit CO₂-Emissionsminderungszielen, 2004

Stadt	CO ₂ -Emissionsminderungsziele
Adelaide, Australien	Nettoemissionen aus Gebäuden bis 2012 „auf Null“

	Nettoemissionen aus dem Verkehrssektor bis 2020 „auf Null“
Calgary, Kanada	6 % Minderung der Emissionen aus Unternehmen und Kommune gegenüber 1990
Den Haag, Niederlande	Kommunalverwaltung „CO ₂ -neutral“ bis 2006; gesamte Stadt langfristig „CO ₂ -neutral“
Freiburg, Deutschland	25 % unter dem Stand von 1992, bis 2010
Gwangju, Korea	20 % unter dem Stand von [Jahr], bis 2020
Portland (OR), USA	10 % unter dem Stand von 1990, bis 2010
Sapporo, Japan	10 % unter dem Stand von 1990, bis 2012
Sudbury, Kanada	> 30 % Minderung gegenüber dem Stand von 1990
Toronto, Kanada	Energieverbrauch der Kommune 20 % unter dem Stand von 1990, bis 2005
Vancouver (BC), Kanada	6 % unter dem Stand von 1990, bis 2012; Energieverbrauch der Kommune um 20 % unter dem Stand von 1990, bis 2010

Quellen: International Solar Cities Initiative, www.solarcities.or.kr und <http://www.martinot.info/solarcities.htm>, Dezember 2004; US-Datenbank DSIRE und Beiträge von Mitautoren.

Zum CO₂-Minderungsziel von Vancouver:

<http://vancouver.ca/sustainability/coolvancouver/backgroundunder.htm>

Calgary: Minderungsziel für Treibhausgase: 6 Prozent gegenüber dem Stand von 1990 für Emissionen aus Unternehmen, 6 Prozent gegenüber dem Stand von 1990 für kommunale Emissionen.

Sudbury: Minderungsziel für Treibhausgase: 574.800 Tonnen pro Jahr (77 Prozent bei Energie, 10 Prozent beim Verkehr, 13 Prozent bei festen Abfällen). Entspricht einem Minderungsziel von mehr als 30 Prozent unter dem Stand von 1990.

Toronto: Minderungsziel für Treibhausgase: 20 Prozent gegenüber dem Stand von 1990 für Emissionen aus Unternehmen, 6 Prozent gegenüber dem Stand von 1990 für kommunale Emissionen.

Zum CO₂-Minderungsziel von Toronto: www.city.toronto.on.ca/taf

SAN FRANCISCO, Kalifornien, USA, 15. Juni 2005 (*Refocus Weekly*): Vertreter von fünfzig der größten Städte weltweit haben ein Abkommen unterzeichnet („Urban Environmental Accord“), das sie zum Bezug von 10 Prozent der Spitzenlast aus erneuerbaren Energien verpflichtet. Die (nicht rechtsverbindliche) Vereinbarung wurde anlässlich der Konferenz zum Weltumweltag der Vereinten Nationen unterzeichnet. Darin aufgeführt sind 21 spezifische Maßnahmen – ganz oben der Punkt „Annahme und Umsetzung eines Programms zur vermehrten Nutzung erneuerbarer Energien, bis das Ziel von 10 Prozent der Spitzenlast binnen sieben Jahren erreicht ist“. Die Bürgermeister kamen überein, kommunale Pläne zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen um 25 Prozent bis 2030 zu verabschieden, einschließlich eines Bilanzierungs- und Prüfungssystems für Treibhausgasemissionen. Zu den Unterzeichnern gehören Jakarta, Delhi, Istanbul, London, Seattle, Melbourne, Kampala, Zürich, Dhaka, Moskau, Rio de Janeiro, Kopenhagen und Islamabad. http://www.wed2005.org/pdfs/Accords_v5.25.pdf?PHPSESSID=d3f44c0bb102b22541fbf9f35b268650

„Green Cities Declaration“ (siehe PDF-Datei)

[Anmerkung 36] Ländliche Energieversorgung und Entwicklungshilfe

Grundlegende Informationen und Quellen zur ländlichen Energieversorgung in World Bank 1997, UNDP et al. 2000 sowie Goldemberg und Johansson 2004.

Zur Politik der Weltbank im Bereich erneuerbare Energien siehe:

World Bank Renewable Energy Action Plan, beschrieben im Bericht der Weltbank über erneuerbare Energien und Energieeffizienz. <http://siteresources.worldbank.org>

[/INTENERGY/Resources/335544-1111615897422/Annual_Report_Final.pdf](http://INTENERGY/Resources/335544-1111615897422/Annual_Report_Final.pdf)

„Fuel for Thought: Environmental Strategy for the Energy Sector.“ (Strategiepapier von 2000)

http://www-wds.worldbank.org/servlet/WDServlet?pcont=details&eid=000094946_0008040539585

„The Strategy of the World Bank in Financing Renewable Energy Projects in South Asia“

http://www.worldenergy.org/wec-geis/publications/reports/renewable/annexes/annex_2.asp#strategy

Zum ASTAE: www.worldbank.org/astae.

Zu Projekten der Globalen Umweltfazilität (GUF) siehe:

GUF-Projektbeschreibungen und dokumente sind aufgeführt unter <http://www.gefweb.org>.

Andere Monitoring- und Evaluierungsberichte unter:

<http://thegef.org/MonitoringandEvaluation/METThemesTopics/METClimateChange/metclimatechange.html>

GEF, Office of Monitoring and Evaluation. 2004. Climate Change Program Study. Washington, DC.

http://thegef.org/MonitoringandEvaluation/METThemesTopics/METClimateChange/2004_ClimateChange.pdf

Zum UNEP siehe:

Rural Energy Enterprise Development Programme

http://www.uneptie.org/energy/projects/REED/REED_index.htm

<http://www.b-reed.org>

<http://www.c-reed.org>

UNEP Sustainable Energy Finance Initiative

<http://www.sefi.unep.org>

UNEP-Aktivitäten im Bereich erneuerbare Energien:

<http://www.uneptie.org/energy/act/re>

Zur UNIDO siehe:

UNIDO initiative on rural energy for productive use (führt UNIDO-Projekte nach Technologieformen auf)

<http://www.unido.org/doc/24839>

Zur Afrikanischen Entwicklungsbank siehe:

African Development Bank. Renewable energy summary.

http://www.afdb.org/en/what_s_new/events/s_minaire_sur_l_nergie_olienne_octobre_2004/adb_intervention_in_renewable_energy

Die Asiatische Entwicklungsbank (ADB) erarbeitet derzeit einen operativen und strategischen Maßnahmenplan zur Förderung erneuerbarer Energien; dazu ist eine Reihe realisierbarer RE-Projekte vorgesehen. Die ADB hat ein Programm aufgelegt (REACH, Renewable Energy, Energy Efficiency and Climate Change – <http://www.adb.org/reach>), mit dem in fünfzehn zu ihren Mitgliedern gehörenden Entwicklungsländern Asiens der Kapazitätsaufbau („Capacity-Building“), die institutionelle Entwicklung und

die Projektentwicklung im Bereich Energieeffizienz und erneuerbare Energien gefördert werden soll. Es wird erwartet, dass diese technischen Unterstützungsmaßnahmen zu einer vermehrten Kreditvergabe im Bereich erneuerbare Energien und Energieeffizienz führen.

[Anmerkung 37] Biomassenutzung im ländlichen Raum

Weitere Literatur zur Biomassenutzung in ländlichen Gebieten beispielsweise Kartha et al. 2000; Kartha et al. 2005; Bailis et al. 2005; Kithyoma und Karakezi 2005; Elauria et al. 2002.

Alle Angaben zum Biomasseverbrauch und zur Energieversorgung ländlicher Haushalte nach Bailis et al. 2005. Angaben zu den gesundheitlichen Auswirkungen traditioneller Biomassenutzung nach Ezzati und Kammen 2002.

Die Nutzung von Biomasse als Brennstoff ist auf den Philippinen weit verbreitet, insbesondere im Haushalts- und gewerblichen Bereich. Die im ländlichen Raum genutzten Brennstoffe sind: Brennholz, Holzabfälle und andere Rückstände aus landwirtschaftlichen Prozessen wie Zuckerrohrbagasse, Kokosnusssfasern und schalen, Reisspelzen sowie Abfälle aus dem gewerblichen Bereich und tierische Abfälle. Auf die privaten Haushalte kommen rund 70 Prozent der Biomassenutzung, wobei das Kochen am Endverbrauch den höchsten Anteil hat. Die Anteile der einzelnen Biomassebrennstoffe im Bereich der privaten Haushalte sind: Brennholz 77 Prozent, landwirtschaftliche Rückstände rund 19 Prozent, Holzkohle 4 Prozent und 0,4 Prozent Biogas aus Dung. Im gewerblichen Bereich macht die Dampf- und Stromerzeugung den größten Teil des Biomasseverbrauchs aus – etwa 84 Prozent des Gesamtverbrauchs in diesem Sektor –, während auf das Back- und Kochgewerbe rund 1 Prozent entfallen. Die übrigen 15 Prozent kommen auf die kommerzielle Nutzung in Bereichen wie dem Trocknen von Fisch und von Obst und Gemüse, der Keramikherstellung, Lebensmittelherstellung, Metallverarbeitung und Ziegelherstellung. Bei den technischen Anwendungen von Biomasse-Energiesystemen sind Öfen/Darren und Trockner vorherrschend (jeweils rund 15.000 im Jahr 1997); daneben sind rund 5000 Kochherde und Hunderte Biomassekessel sowie einige Dutzend Vergasungsanlagen in Gebrauch (Elauria et al. 2002).

[Anmerkung 38] Traditionelle Biomasse und verbesserte Kochherde

Daten zu Kochherden nach Li und Shi 2005, AFRENPREN 2004 und Kammen 2005. Nach Kammen 2005 ist in Kenia der Ceramic Jikko Stove (KCJ) in über 50 Prozent aller städtischen Haushalte und in rund 16–20 Prozent der ländlichen Haushalte anzutreffen.

In China gab es in den 1980er und 1990er Jahren ein Programm für verbesserte Kochherde, das eingehender unter <http://ehs.sph.berkeley.edu/hem/page.asp?id=29> dargestellt wird.

Indien unterhielt von 1985 bis 2002 ein Programm für verbesserte Kochherde, das ein Angebot von über hundert unterschiedlichen Modellen schuf; es wurden Barzuschüsse von 50–75 Prozent gewährt. Ein Herd kostete 2–6 \$. Der im Labor gemessene Wirkungsgrad lag zwischen 20 und 45 Prozent (gegenüber 5–10 Prozent bei traditionellen Biomassekochherden). Quelle: „Experience & Learning from Indian National

Cookstoves Programme“, Sameer Maithel, (TERI) New Delhi, Indien, Vortrag in Peking, 14.–16. Januar 2005, Landwirtschaftsministerium, China.

Tabelle N25. Kochen in Haushalten ländlicher Gebiete der Entwicklungsländer (Millionen)

Land/Region	Zahl der Haushalte mit traditioneller Biomassenutzung für Kochen/Heizung	Zahl verbesserter (effizienterer) Biomassekochherde
Afrika	130	5
China	190	180
Indonesien	35	k. A.
Übriges Asien	30	1
Indien	130	34
Übriges Südasien	30	k. A.
Lateinamerika	20	k. A.
Insgesamt	570	220

Quellen: Karakezi et al. 2004, IEA 2002, Graham 2001, TERI 2001, Karakezi 2001, D’Sa und Murthy 2004. Ungefähre Zahlen auf Grundlage angenommener 4,4 Personen pro Haushalt in allen Regionen (Worldwatch 2004). Die meisten Angaben beziehen sich auf 2000.

Anmerkungen:

a) Die weltweit umfangreichsten Förderprogramme für verbesserte Kochherde werden zum einen in China unterhalten, wo bislang 177 Millionen Herde installiert sind (dies entspricht 76 Prozent der ländlichen Haushalte [Li et al., 2000]), zum anderen in Indien, wo bis 1999 rund 30,9 Millionen verbesserte Kochherde installiert wurden (was 23 Prozent der ländlichen Haushalte entspricht [MNES, 2000]). (Bhattacharya 2002)

b) In Entwicklungsländern kommt ein großer Teil des Gesamtenergieverbrauchs auf die überwiegend traditionell genutzte Biomasse. Ihr Anteil betrug 2001 in Afrika 49 Prozent, in Asien 25 Prozent und in Lateinamerika 18 Prozent. „Traditionelle Nutzung“ bedeutet Verbrennung von Holz, von Abfällen (Reststoffen) aus der Landwirtschaft und von Dung für häusliche Koch- und Heizzwecke und sonstigen Prozesswärmebedarf. Der Energierohstoff Biomasse ist häufig „kostenlos“ insofern, als er keine monetären Kosten verursacht, jedoch bedeutet das Brennstoffsammeln vor allem für Frauen einen hohen nichtmonetären Aufwand. Ein Teil der Biomasse wird zu Holzkohle verarbeitet und auf gewerblichen Märkten für dieselben Verwendungszwecke verkauft. (IEA 2003 sowie Karakezi, Lata und Coelho 2004, FAO 2003).

c) In den Entwicklungsländern insgesamt haben traditionelle Biomassebrennstoffe (Holzkohle, Brennholz, landwirtschaftliche Reststoffe und Dung) einen Anteil am Brennstoffmix von gut 26 Prozent (Johansson und Goldemberg, 2002; Abbildungen 1.2 und 1.4, S. 26–27). In Subsahara-Afrika decken diese Brennstoffe inzwischen über 61 Prozent des Gesamtenergiebedarfs (UNDP et al., Abb. 7, S. 29; McDade 2004).

d) In China waren bis Anfang der 1990er Jahre im Rahmen eines landesweiten Programms für verbesserte Kochherde 130 Millionen Herde installiert worden (Sinton et al. 2004). Bis 2000 stieg diese Zahl auf 177 Millionen (Bhattacharya 2002).

e) In Indien ist Biomasse für schätzungsweise 130 Millionen ländliche Haushalte der wichtigste Brennstoff zum Kochen. Zum Vergleich: In rund 7 Millionen ländlichen Haushalten wird Flüssiggas zum Kochen verwendet, in etwa 2 Millionen Kerosin. In den ländlichen Gebieten Indiens wurden schätzungsweise [X] Biomasseherde zu so genannten verbesserten Kochherden umgerüstet. Für 700 Millionen Inder ist Biomasse der wichtigste Brennstoff für Kochzwecke. Dagegen wird in nur rund 33,6 Millionen indischen Haushalten (oder 17,5 Prozent) überwiegend Flüssiggas als Kochbrennstoff verwendet; insgesamt sind immer noch 90 Prozent der ländlichen Haushalte auf irgendeine Form von Biomasse angewiesen (De Sa und Murthy 2004).

f) Rund zwei Drittel der afrikanischen Haushalte – mit mehr als 580 Millionen Menschen – sind für das tägliche Kochen und Heizen auf Brennholz angewiesen (Utria 2004).

g) Derzeit wird in einem Viertel der mexikanischen Haushalte (mit 27,2 Millionen Menschen) mit Brennholz gekocht – entweder ausschließlich (18,7 Millionen) oder zusammen mit Flüssiggas (8,5 Millionen). Die Brennholznutzung konzentriert sich auf Haushalte in ländlichen Gebieten und im städtischen Umland. In Mexiko ist Brennholz immer noch die wichtigste Haushaltesenergiequelle; dort schlägt sie mit rund 50 Prozent des Gesamtenergieverbrauchs – in ländlichen Haushalten mit 80 Prozent – zu Buche. Trotz der in Mexiko in den letzten dreißig Jahren rasch voran schreitenden Verstädterung ist der Umfang der Brennholznutzung praktisch konstant geblieben, wobei im Gesamtverbrauch ein wachsender Anteil der gemischten Brennholz- und Flüssiggasnutzung zu verzeichnen ist. (Díaz und Masera, 2003; Díaz, 2000; Masera et al. 2005).

Tabelle N26. Geschätzte Anzahl verbesserter Biomassekochherde in ausgewählten afrikanischen Ländern (2001)

Land	Anzahl verbesserter Kochherde (2001)
Äthiopien	45.000
Botsuana	1.500
Burkina Faso	200.000
Eritrea	50.000
Kenia	3.136.739
Malawi	3.700
Niger	200.000
Simbabwe	20.880
Südafrika	1.250.000
Sudan	28.000
Tansania	54.000
Uganda	52.000

Quellen: AFREPREN, 2004 und African Ministerial Meeting on Energy Proceedings (2004); Kammen 2005.

In Afrika haben regionale Organisationen wie die Southern African Development Community (SADC, Entwicklungsgemeinschaft des südlichen Afrika) eine Reihe wichtiger Maßnahmen ergriffen, die eine nachhaltige Nutzung der Energieressourcen sichern sollen. Seit 1997 gibt es das SADC-Programm zur effizienten Biomassenutzung im südlichen Afrika (ProBEC), das von der GTZ realisiert wird. Außer der deutschen Bundesregierung, die das Projekt unterstützt, engagieren sich noch andere Geber bei der Kofinanzierung des Programms, darunter das niederländische Außenministerium, die UNDP-GUF und die EU-Energieinitiative. Zweck des Programms ist es, den Einsatz von Biomasse in Haushalten und kleineren Unternehmen durch effiziente Technologien und Managementstrategien so anzupassen und weiter zu entwickeln, dass die verfügbaren Ressourcen nachhaltig genutzt werden. Eine Ausweitung des ProBEC auf den übrigen Kontinent ist im NEPAD-Aktionsplan vorgesehen (Teil III, Energie, Abschnitt 110), der vom Gipfel der Organisation für Afrikanische Einheit (OAU) im Juli 2003 in Mosambik bestätigt wurde.

[Anmerkung 39] Biogasanlagen

Angaben zu Biogasanlagen nach dem Biogas Support Program BSP/Nepal, Martinot et al. 2002, Bhattacharya 2002, Karakezi et al. 2004, Graham 2001, TERI 2001, D'Sa und Murthy 2004, dem Nationalen Biogas-Aktionsplan Chinas, Gu 2005 und Beiträgen von Mitautoren.

[Anmerkung 40] Biomasse-Vergasungsanlagen

Angaben in erster Linie nach Bhattacharya 2002.

Anmerkung:

Der vorliegende Bericht befasst sich nicht mit den Lehren, die aus den Erfahrungen mit dem Einsatz verschiedenen RE-Technologien zu ziehen sind, obwohl dies ein wichtiger Punkt wäre. Beispielsweise stießen Dual-Fuel-Vergasungsanlagen auf den Philippinen auf wenig Resonanz; sie fanden wegen technischer Probleme wie bei der Gasreinigung kaum Akzeptanz beim Verbraucher und mussten mit niedrigen Ölpreisen konkurrieren (Elauria et al. 2002).

[Anmerkung 41] Kleinnetze im dörflichen Bereich

Historische Daten nach Martinot et al. 2002. Aktualisierte Angaben zu Anlagen und Programmen in China und Indien nach Beiträgen von Mitautoren sowie Wallace et al. 2005. Siehe zum Programm Chinas auch NREL 2004.

[Anmerkung 42] Wasserpumpen

Schätzungen der Indian Renewable Energy Development Agency (IREDA); Kithyoma und Karakezi 2005; Martinot et al. 2002. Ergebnisberichte von GTZ-Projekten. Originalquellen nach Martinot et al. 2002.

Verschiedene Geberprogramme haben erwiesen, dass Photovoltaik-Wasserpumpen gegenüber konventionellen dieselbetriebenen Pumpen in kleineren Dörfern (mit bis zu 2000 Einwohnern) kommerziell wettbewerbsfähig sind. Die Pumpkosten reichen der GTZ zufolge von 0,30 \$/m³ bis 1,00 \$/m³ (0,03 bis 0,1 US-Cent/Liter).

Kommerzielle Projekte werden auf den Malediven von einer Tochtergesellschaft der australischen SOLCO, auf den Philippinen von der in den USA ansässigen Worldwater Corporation durchgeführt.

[Anmerkung 43] Solar Home Systems

Tabelle N27. Solar Home Systems (solare Inselsysteme) weltweit, 2004

Länder	Zubau 2004	Bestehende Systeme 2004 (mindestens)	Quellen
China	> 130.000	450.000–500.000	China-Photovoltaikbericht (2004) des Weltbank-REDP; Task Manager; Martinot et al. (2002)
Subsahara-Afrika		460.000	AFRENPREN 2004 und Kammen 2005
Indien	20.000	310.000 Systeme (plus 510.000 Solarleuchten)	TERI, Stand von 2004
Sri Lanka	15–20.000	75.000	Weltbank/GUF-Projekt www.energyservices.lk
Thailand	100.000	100.000	Neues Programm für 2004–2005
Bangladesch	15–20.000	40.000	Weltbank/GUF-Projekt und Grameen Shakti
Mexiko		> 80.000	Huacuz 2000
Übriges Lateinamerika		50.000	
Marokko		> 80.000	Daten für 1995, Martinot et al. 2002
Indonesien		40.000	Tumiwa 2005
Nepal	16.000	80.000	Rai 2004; Weltbank
Vietnam		5.000	
Andere		50.000	
INSGESAMT	> 320.000	~ 2 Millionen	

Quellen: Wie in der Tabelle angegeben, sowie Beiträge von Mitautoren. Siehe auch Martinot et al. 2002; Niewenhaut et al. 2000.

Anmerkungen:

a) China. Mit Stand von Dezember 2004 wurden in China im Rahmen des REDP-Projekts 234.000 *Solar Home Systems* (SHS) installiert, davon 130.000 im Jahr 2004 und die meisten der verbleibenden 100.000 im Jahr 2003. Mit Stand von 2000 gab es in China 150.000 Inselsysteme (Martinot et al. 2002). Nach Li et al. (2005) erzeugen Photovoltaikanlagen in netzfernen Anwendungen insgesamt 30 MW. Im Rahmen des „Township Electrification Program“ sind Hybridsysteme mit weiteren 20 MW Gesamtleistung installiert worden. Dabei entsprechen 10 MW aus Inselsystemen auf Grundlage angenommener 25 W pro System rund 400.000 Anlagen. 2002: 83.000 installierte Systeme, 2003: 75.000 und 2004: 130.000 (hinzu kommen noch Anlagen, die nicht im Rahmen des REDP installiert wurden). Geht man von 50.000 Anlagen im Jahr 2001 aus, gab es 2004 478.000 Systeme. Laut REDP-Bericht waren es Ende 2003 in sechs westlichen Provinzen kumuliert 410.000 Anlagen. Der Gesamtbestand würde sich somit Ende 2004 auf 540.000 belaufen.

b) Sri Lanka und Bangladesch. Mit Stand von März 2005 sind durch die Weltbank-Projekte in Bangladesch 30.000–40.000 Systeme installiert worden, in Sri Lanka durch das RERD-Projekt 42.000 Systeme (www.energyservices.lk). Mit Stand von 2000 gab es in Sri Lanka 3.000 Systeme, mit dem ersten RERD-Projekt kamen 30.000 Systeme hinzu.

c) Thailand. Im Rahmen eines neuen staatlichen Programms zur Elektrifizierung der verbleibenden ländlichen Haushalte wurden 2004 mindestens 100.000 Systeme installiert; 2005 soll ein Programm mit 300.000 geplanten Systemen abgeschlossen werden. Vor 2004 gab es keine *Solar Home Systems* in Thailand.

d) Möglicherweise sind zahlreiche bereits installierte Inselsysteme unter anderem aufgrund fehlenden Kundendienstes oder fehlender Ersatzteile noch nicht in Betrieb; von einigen Fachleuten wird ihr Anteil auf 10–20 Prozent, von anderen noch höher geschätzt (Martinot et al. 2002).

e) In China wurden 2000–2003 durch Pilotprojekte des „Brightness“-Programms rund 40.000 Systeme installiert (zusätzlich zu den 230.000 durch das REDP-Projekt von Weltbank/GUF 2002–2004).

In Kenia speist sich das Einkommen mancher Photovoltaikunternehmen nach wie vor aus Projekten von Regierung und Gebern. Dort gibt es mehr als zwanzig große PV-Import- und Fertigungsunternehmen sowie Hunderte von ländlichen Anbietern, von denen viele eine breite Palette verschiedener Marken führen. Sie verkaufen rund die Hälfte der Module für den häuslichen Bedarf, die andere Hälfte wird von Händlern in den großen Städten bezogen. Nachdem der Markt Anfang der 1990er Jahre zunächst durch Geber- und staatliche Programme gefördert worden war, hatten Mitte der 1990er Jahre die Verkäufe von Photovoltaikanlagen für den häuslichen Bedarf Mitte der 1990er Jahre jene für andere Bedarfszwecke überflügelt und den kenianischen Photovoltaikmarkt auch weiterhin dominiert.

Indisches Geschäftsbankenprogramm. Das UNEP hat 2003 in Südindien eine Kreditfazilität bereitgestellt, um ländliche Haushalte beim Erwerb von *Solar Home Systems* finanziell zu unterstützen. Zwei der größten Banken Indiens, die Canara Bank und die Syndicate Bank, legten gemeinsam mit ihren acht regionalen

ländlichen Filialbanken (Grameen-Banken) über ihre Filialnetze im Bundesstaat Karnataka und in Teilen des Nachbarstaates Kerala ein Kreditprogramm für Solaranlagen auf. In der Zeit vor diesem Programm waren in Karnataka nur rund 1400 Inselsysteme finanziert worden. Neben der finanziellen Unterstützung in Form von Zinszuschüssen für Kreditnehmer bietet das Programm auch Hilfe in technischen Belangen, die Qualifizierung von Anbietern sowie Aktivitäten zur Entwicklung der institutionellen Kapazitäten für diese Finanzierungsform. Über das Programm wurden mit Stand von Januar 2005 fast 12.000 Kredite (Haushalte) durch mehr als 2000 teilnehmende Bankfilialen bereitgestellt. Die Verkäufe hatten 1000 Systeme monatlich erreicht. Am raschesten nimmt das Kreditvolumen derzeit in ländlichen Gebieten zu, teils dank der zunehmenden Beteiligung der neun Grameen-Banken. Mit dem Dreijahresprogramm ist beabsichtigt, 20.000 bis 25.000 *Solar Home Systems* zu finanzieren, wodurch es zu einem der umfangreichsten Kreditprogramme für Inselsysteme weltweit würde. Darauf haben andere indische Banken mit eigenen Programmen für SHS reagiert. (*) Das Programm wird vom Turner-Fonds (United Nations Foundation) und der Shell Foundation unterstützt.

Tabelle N28. Photovoltaikanlagen in Afrika (Schätzwerte)

Land	Zahl der Systeme	Geschätzte installierte Leistung (kW _p)
Angola	(200)	10
Äthiopien	5.000	1.200
Botsuana	5.700	1.500
Eritrea	2.000	400
Kenia	150.000	3.600
Malawi	900	40
Mosambik	(1.000)	100
Sambia	5.000	400
Simbabwe	84.500	1.689
Südafrika	150.000	8
Swasiland	1.000	50
Tansania	2.000	300
Uganda	3.000	152
Insgesamt	410.000	

Quelle: AFREPREN, 2004

[Anmerkung 44] Zugang zur Stromversorgung auf dem Land

Tabelle N29. Zugang zur Stromversorgung in ländlichen Gebieten ausgewählter Länder, 2004

Land	Anteil ländlicher elektrifizierter Haushalte (%)	Noch nicht elektrifizierte ländliche Haushalte

China	98 %	7 Millionen (30 Millionen Menschen, 29.000 Dörfer)
Thailand	97 %	0,3 Millionen
Costa Rica	90 %	
Mexiko	84 %	1 Million
Kuba	80 %	
Vietnam	80 %	3,5 Millionen
Brasilien	70 %	2,5 Millionen (12 Millionen Menschen)
Philippinen	60 %	3 Millionen
Südafrika	50 %	2 Millionen
Indien	44 %	78 Millionen
Sri Lanka	30 %	2 Millionen
Bangladesch	19 %	18 Millionen
Simbabwe	19 %	
Ghana	17 %	
Nepal	15 %	
Tansania	2 %	> 3 Millionen
Kenia	2 %	> 4 Millionen
Äthiopien	1 %	< 7 Millionen
Mali	1 %	
Uganda	1 %	>3,5 Millionen
Welt insgesamt		350 Millionen (1,6 Milliarden Menschen)

Quellen: Karakezi und Kimani 2004 und 2005, D'Sa und Murthy 2004; AFREPREN 2004; Sihag, Mishra, Sharma 2004; Goldemberg, La Rovere und Coelho 2004; Krause und Nordstrom 2004; ESMAP 2002 (Philippinen); World Bank World Development Indicators 2004; Volkszählung Indien 2001; Beiträge und Aktualisierungen von Mitautoren.

Anmerkungen:

- a) Die 2004 am häufigsten genannte Zahl für Menschen ohne Zugang zur Stromversorgung war 1,6 Milliarden (siehe Goldemberg et al. 2004). Zuvor wurden meist 2 Milliarden angegeben, doch wurde diese Zahl aufgrund analytischer Verbesserungen in den letzten Jahren revidiert und gesenkt. Geht man von 4,4 Personen pro Haushalt in Entwicklungsländern aus (Worldwatch 2004), kommt man auf 360 Millionen Haushalte. Aus den obigen Daten ergibt sich, dass diese Zahl, bedingt durch die Fortschritte bei der Elektrifizierung des ländlichen Raums in mehreren Ländern wie China und Indien, gegenüber früher veröffentlichten Statistiken erheblich zurückging. In den in der Tabelle aufgeführten 14 Ländern lebt die Mehrheit der Bevölkerung der Entwicklungsländer [genaue Zahl angeben]; in ihnen gibt es aber nur 135 Millionen nicht elektrifizierte Haushalte.
- b) Nur 1 Prozent der ländlichen Haushalte in Kenia und Uganda verfügen über einen Zugang zur Stromversorgung. Dieser Anteil ist in den letzten zehn Jahren relativ konstant geblieben (Karakezi und Kimani 2004).
- c) Der Anteil elektrifizierter ländlicher Haushalte in Indien betrug 2001–2002 33 Prozent (Sihag, Mishra, Sharma, ESD 8(4)).
- d) Der Anschlussgrad unterliegt jährlichen Schwankungen, eine globale Schätzung gibt es nicht. Anfang des Jahrtausends wurden in Kenia jährlich rund 3.000–4.000 ländliche Haushalte neu ans Netz angeschlossen.
- e) Anders als der für ländliche und städtische Gebiete zusammengefasste Netzzugang ist eher der Elektrifizierungsgrad ländlicher Gebiete allein für einen Vergleich mit dem Anschlussgrad bei erneuerbaren Energien geeignet, da Regenerativstrom für die meist in der Nähe bestehender Netze liegenden Städte und städtischen Umlandgebiete keine wettbewerbsfähige Option ist. Nur wird in der Literatur weniger auf den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung in ländlichen Gebieten eingegangen als auf die Gesamtelektrifizierungsquote eines Landes.

[Anmerkung 45] MFO (Market Facilitation Organizations)

Anmerkung: Dieses Verzeichnis befindet sich in der Weiterentwicklung; es sind weitere Aktualisierungen zu erwarten.

INDUSTRIEVERBÄNDE

American Biomass Association	http://www.biomass.org
American Council for Renewable Energy (ACORE)	http://www.american-renewables.org
American Wind Energy Association (AWEA)	http://www.awea.org
Australian Wind Energy Association	http://wwwauswea.com.au
Brazilian Renewable Energy Companies Association	http://www.brsolar.com.br
British Association for Biofuels and Oils	http://www.biodiesel.co.uk
British Biogen	http://www.britishbiogen.co.uk
British Photovoltaic Association	http://www.pv-uk.org.uk
British Wind Energy Association (BWEA)	http://www.bwea.com
Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)	http://www.bee-ev.de/
Bundesverband Solarindustrie, BSi	http://www.bsi-solar.de
Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE)	http://www.wind-energie.de

Business Council for Sustainable Energy (BCSE)	http://www.bcse.org
Canadian Solar Industries Association (CANSIA)	http://www.cansia.org
Canadian Wind Energy Association (CANWEA)	http://www.canwea.ca
China Renewable Energy Industries Association (CREIA)	http://www.creia.net
Club zur ländlichen Elektrifizierung C.L.E.	http://www.cle-export.de/
Danish Wind Industry Association	http://www.windpower.org
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)	http://www.deutsche-energie-agentur.de
European Biomass Association	http://www.ecop.ucl.ac.be/aebiom
European Biomass Industry Association (EUBIA)	http://www.eubia.org
European Geothermal Energy Council (EGEC)	http://www.geothermie.de
European Photovoltaic Industry Association	http://www.epia.org
European Renewable Energy Council (EREC)	http://www.erec-renewables.org
European Renewable Energy Federation (EREF)	http://www.eref-europe.org
European Small Hydro Association (ESHA)	http://www.esha.be
European Solar Thermal Industry Federation (ESTIF)	http://www.estif.org
European Wind Energy Association (EWEA)	http://www.ewea.org
Finnish Wind Power Association (FWPA)	http://www.tuulivoimayhdistys.fi
Global Wind Energy Council (GWEC)	http://www.gwec.net
Indian Wind Energy Association	http://www.inwea.org
Indian Wind Turbine Manufacturers Association	http://www.indianwindpower.com
(India) Wind Power Developers Association	[entfällt]
International Geothermal Association (IGA)	http://iga.igg.cnr.it/index.php
Irish Wind Energy Association (IWEA)	http://www.iwea.org
Japanese Wind Power Association	http://www.jwpa.jp
Japanese Wind Energy Association	http://ppd.jsf.or.jp/jwea
Solar Energy Industries Association (SEIA)	http://www.seia.org
Sustainable Energy Industries Association (Australia)	http://www.seia.com.au
Sustainable Energy Ireland (SEI)	http://www.irish-energy.ir
Vereinigung zur Förderung der Windenergie in der Schweiz	http://www.suisse-eole.ch
World Wind Energy Association (WWEA)	http://www.wwindea.org

NICHTREGIERUNGSORGANISATIONEN

African Energy Policy Research Network (AFREPREN)	http://www.afrepren.org
ASEAN Centre for Energy	http://www.aseanenergy.org
Association for the Promotion of Renewable Energy	http://www.apere.org
Australian and New Zealand Solar Energy Society (ANZSES)	http://www.anzses.org
Basel Agency for Sustainable Energy (BASE)	http://www.energy-base.org
Bioenergy Austria	http://www.bioenergy.at
Biomass Users Network Brazil (BUN)	http://www.cenbio.org.br
Biomass Users Network Central America	http://www.bun-ca.org
Brahmakumaris (India)	www.brahmakumaris.com.au
Canadian Association for Renewable Energy	http://www.renewables.ca
Center for Resource Solutions	http://www.resource-solutions.org

Cogen Europe	http://www.cogen.org
European Renewable Energy Exchange	http://www.eurorex.com
Eurosolar	http://www.eurosolar.org
Greenpeace International	http://www.greenpeace.org
India (Kerala) Renewable Energy Center	http://www.mithradham.org
Intermediate Technology Development Group	http://www.itdg.org
International Institute for Energy Conservation (IIEC)	http://www.iiec.org
International Solar Energy Society (ISES)	http://www.ises.org
Ladhakh Ecological Development Group (India)	[entfällt]
Mali Folkecenter	http://www.malifolkecenter.org
MicroEnergy International	http://microenergy-international.com
Mosaico Network	http://www.mosaiconetwork.org
Organization for the Promotion of Energy Technologies (OPET)	http://www.cordis.lu/opet
Österreichische Energieagentur	http://www.eva.ac.at/
Österreichisches Biotreibstoff Institut	http://www.biodiesel.at
Photovoltaics Global Approval Program (PV GAP)	http://www.pvgap.org
Planters Energy Network (India)	[entfällt]
Ramakrishna Mission (India)	www.rkmcnarendrapur.org
Renewable Energy Policy Project (REPP)	http://www.crest.org
Social Works and Research Centre (India)	www.barefootcollege.org
Solar Electric Light Fund (SELF)	http://www.self.org
Solar Energy Society of India	[entfällt]
Winrock International	http://www.winrock.org
World Alliance for Decentralized Energy (WADE)	http://www.localpower.org
World Business Council for Sustainable Development (WBCSD)	http://www.wbcd.org
World Resources Institute (WRI)	http://www.wri.org
World Wildlife Fund (WWF)	http://www.wwf.org
Worldwatch Institute (WWI)	http://www.worldwatch.org

INTERNATIONALE PARTNERSCHAFTEN UND NETZWERKE

African Energy Policy Research Network (AFREPREN)	http://www.afrepren.org
European Green Cities Network	http://www.greencity.dk
European Renewable Energy Research Centers Agency (EUREC)	http://www.eurec.be
European Solar Cities Initiative	http://www.eu-solarcities.org
e7 Network of Expertise for the Global Environment	http://www.e7.org
Global Network on Energy for Sustainable Development (GNESD)	http://www.gnesd.org
Global Village Energy Partnership (GVEP)	http://www.gvep.org
International Network for Sustainable Energy (INFORSE)	http://www.inforse.org
International Solar Cities Initiative (ISCI)	http://www.solarcities.or.kr
Mosaico Sustainable Agriculture and Infrastructure Network	http://www.mosaiconetwork.org
Renewable Energy and Energy Efficiency Partnership (REEEP)	http://www.reeep.org
Renewable Energy Policy Network for the 21 st Century (REN21)	http://www.ren21.net

UNEP Sustainable Energy Finance Initiative (SEFI)	http://www.sefi.unep.org
World Council for Renewable Energy (WCRE)	http://www.wcre.org
World Energy Council (WEC)	http://www.worldenergy.org
World Renewable Energy Network (WREN)	http://www.wren.org

INTERNATIONALE INSTITUTIONEN

Afrikanische Entwicklungsbank	http://www.afdb.org
Asiatische Entwicklungsbank	http://www.adb.org
Entwicklungsprogramm der Vereinten Nationen (UNDP)	http://www.undp.org
Europäische Bank für Wiederaufbau und Entwicklung (EBWE)	http://www.ebrd.org
Europäische Investitionsbank (EIB)	http://www.eib.org
Food and Agricultural Organization of the UN	http://www.fao.org
Globale Umweltfazilität	http://www.gefweb.org
Interamerikanische Entwicklungsbank (IDB)	http://www.iadb.org
Internationale Energieagentur (IEA)	http://www.iea.org
Umweltprogramm der Vereinten Nationen (UNEP)	http://www.unep.org
UN Asian and Pacific Centre for Transfer of Technology (APCTT)	http://www.apctt.org
UN Department of Economic and Social Affairs (UNDESA)	http://www.un.org/esa/desa.htm
UN Economic and Social Commission for Asia-Pacific (ESCAP)	http://www.unescap.org
UN Industrial Development Organization	http://www.unido.org
Weltbank-Gruppe	http://www.worldbank.org

BILATERALE ENTWICKLUNGSHILFEORGANISATIONEN

Australia AusAID	http://www.ausaid.gov.au
Canada International Development Agency (CIDA)	http://www.acdi-cida.gc.ca/home
Danish International Development Assistance (DANIDA)	http://www.um.dk
French Fund for the Global Environment (FFEM)	http://www.ffem.net
French Agency for Environment and Energy Management (Ademe)	http://www.ademe.fr
Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ)	http://www.gtz.de
Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW)	http://www.kfw.de
Netherlands Agency for Energy and the Environment (Novem)	http://www.novem.org
Swedish Energy Agency (STEM)	http://www.stem.se/english
UK Carbon Trust	http://www.thecarbontrust.co.uk
UK Department for International Development (DFID)	http://www.dfid.gov.uk
US Agency for International Development	http://www.usaid.gov
US Environmental Protection Agency	http://www.epa.gov

NATIONALE BEHÖRDEN

Brazil Ministry of Mines and Energy	http://www.mme.gov.br
-------------------------------------	---

Brazilian Electricity Regulatory Agency	http://www.aneel.gov.br
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)	http://www.erneuerbare-energien.de
China National Development and Reform Commission (NDRC)	http://www.ndrc.gov.cn
India Ministry for Non-Conventional Energy Sources (MNES)	http://www.mnes.gov.in
India Renewable Energy Development Agency (IREDA)	http://www.ireda.in
Japan New Energy and Industrial Tech. Develop. Org. (NEDO)	http://www.nedo.go.jp
Netherlands Senter Novem	http://www.senternovem.nl
New Zealand Energy Effic. and Conservation Authority (EECA)	http://www.eeca.govt.nz
Sustainable Development Technology Canada (SDTC)	http://www.sdtc.ca
Thailand Department of Alternative Energy and Efficiency	http://www.dede.go.th
US Department of Energy (USDOE)	http://www.eere.doe.gov

BEHÖRDEN VON BUNDESSTAATEN/PROVINZEN

[Eine solche Liste würde sehr viel Aufwand erfordern. Ein Beispiel:]

California Energy Commission	http://www.energy.ca.gov/renewables
------------------------------	---

QUELLENVERZEICHNIS

Als weitere Quelle für aktuelle Informationen dienen die folgenden Zeitschriften und Periodika:

- Energy for Sustainable Development -- www.ieiglobal.org/esd.html
- Energy Policy -- www.elsevier.com/locate/enpol
- GVEP electronic newsletter -- www.rsvp.nrel.gov/asp/newsletter_search.asp
- Photon magazine -- www.photon-magazine.com
- Renewable Energy World -- www.jxj.com/magsandj/rew
- RenewableEnergyAccess.com -- www.renewableenergyaccess.com
- reFOCUS -- www.re-focus.net
- Renewable Energy Portal -- www.odysen.com
- Solar Buzz - www.solarbuzz.com

Acker, R. und D. M. Kammen. 1996. „The quiet (Energy) revolution: the diffusion of photovoltaic power systems in Kenya“, Energy Policy 24, 81-111.

AFREPREN. 2004. Energy data and terminology handbook, occasional paper 23. AFREPREN, Nairobi.

Allderdice, April und John H. Rogers. 2000. Renewable Energy for Microenterprise, (National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO).

http://www.nrel.gov/villagepower/vpconference/vp2000/handbooks/microenterprise_handbook.pdf

Altinbilek, Dogan, Karen Seelos, Richard Taylor. 2004. Hydropower's Role In Delivering Sustainability. 19th World Energy Congress, Sydney, Australia, 5.-9. September 2004. World Energy Council.

www.worldenergy.org

- Austrian Energy Agency. 2005. News and background information on renewable energy in Central and Eastern Europe (enerCEE.net). <http://www.eva.ac.at/enercee/index.htm>
- Ayoub, J. und L. Dignard-Bailey. 2003. Photovoltaic Technology Status and Prospects: Canadian Annual Report 2003. Ottawa: Natural Resources Canada.
http://cetc-varenes.nrcan.gc.ca/en/er_re/pva_sapv/p_p.html
- Bacon, R.W. und J. Besant-Jones. 2001. „Global electric power reform, privatization, and liberalization of the electric power industry in developing countries“. Annual Review of Energy and the Environment 26: 331-59.
- Bailis, Robert, Majid Ezzati und Daniel M. Kammen. 2005. Mortality and Greenhouse Gas Impacts of Biomass and Petroleum Energy Futures in Africa. Science 308: 98-103 (1. April 2005).
- Balce, Guillermo R., Tjarinto S. Tjarok und Christopher G. Zamora. 2003. Overview of biomass for power generation in Southeast Asia, ASEAN Center for Energy, Jakarta.
- Bartle, A. 2003. Hydro and dams gain more universal support. Hydropower and Dams 2003.
- Beck, Fred and Eric Martinot. 2004. „Renewable energy policies and barriers“, Encyclopedia of Energy (Academic Press/Elsevier Science, San Diego).
- Bhattacharya, S.C. Biomass energy in Asia: a review of status, technologies and policies in Asia. Energy for Sustainable Development 6(3): 5-10.
- Biogas Support Program Nepal. 2005. „Biogas Nepal 2004“.
- Bird, Lori und Blair Swezey. 2004. Green Power Marketing in the United States: A Status Report.
- Bird, Lori, Rolf Wüstenhagen, Jørn Aabakken. 2002. „Green Power Marketing Abroad“.
- Bolinger, Mark, Ryan Wisser, Lew Milford, Michael Stoddard und Kevin Porter. 2001. States emerge as clean energy investors: a review of state support for renewable energy. The Electricity Journal, Nov. 2001, 82-95.
- Boo, Kyung-Jin, Jae-Yul Yoo, Kye-Soo Kim. 2004. New & Renewable Energy Policy in Korea since the WSSD. Paper for Regional Conference for Asia and the Pacific on Renewable Energies 2004, 25.-26. März 2004, Bangkok.
- BP Statistical Review of World Energy 2005.
<http://mr303.bsystmail.com/303/www/r?1000000926.274.2.sgMv2jpAc3OOL9>
- British Petroleum. 2005. Statistical Review of World Energy 2005. London.
- BTM Consult. 2005. Global wind market report. Ringkøbing, Dänemark.
- Cabraal, R. Anil, Douglas F. Barnes, Sachin G. Agarwal. 2005. A New Approach to the Productive Uses of Energy for Rural Development. Draft manuscript. World Bank, Washington, DC.
- California Energy Commission. 2004. Grid-connected PV capacity installed in California.
- California Energy Commission. 2003. „Distributed energy resources“. Besuch der Webseite am 26. Januar 2003.
- Cameron, Alasdair. 2005. Steady as she goes. BTM's world market update. Renewable Energy World 5(4).
- CEC (Commission of the European Communities) 2004: Communication of the Commission to the Council

and the European Parliament: The Share of Renewable Energies in the EU, COM(2004) 366 final, Brüssel.

- China/World Bank CRESP. 2004. Chinese PV Industry Development Report. 2004 (Juni). GEF/World Bank assisted China Renewable Energy Development Project.
- China/World Bank CRESP. 2005. Wind Power Industry Development in China. 2005 (Januar). Draft report (Januar 2005) by the World Bank CRESP project.
- China/World Bank REDP Project. 2004. PV industry report. Beijing.
- CREIA (China Renewable Industries Association). 2001. New and renewable sources of energy in China - technologies and products. Beijing.
- Cropper, Mark und David Jollie. 2002. „Fuel Cell Systems: A Survey of Worldwide Activity“ (14. November). Fuel Cell Today.
- de Vries, Eize. 2005. Thinking bigger: Are there limits to turbine size? Renewable Energy World 8(3): 42-55.
- Diesel and Gas Turbine Worldwide. 2002. 2002 power generation order survey.
- Dobelmann, Jan Kai. 2003. „Germany’s Solar Success—the 100,000 roofs programme reviewed“. REW 6(6): 68-79.
- DSIRE, U.S. National Database of State Incentives for Renewable Energy. <http://www.dsireusa.org/>
- Duke, R. D. und D. M. Kammen. 2005. „Energy for Development: Solar Home Systems in Africa and Global Carbon Emissions“, Climate Change for Africa: Science, Technology, Policy and Capacity Building, Pak Sum Low, editor (Kluwer Academic Publishers), 250-266.
- Duke, R. D. und D. M. Kammen. 2005. Energy for Development: Solar Home Systems in Africa and Global Carbon Emissions. In Climate Change for Africa: Science, Technology, Policy and Capacity Building, Pak Sum Low, editor (Kluwer Academic Publishers), 250-266.
- Duke, Richard. D, Arne Jacobson und Daniel M. Kammen. 2002. „Product quality in the Kenyan solar home industry“, Energy Policy, 30 (6), 477-499.
- Dunn, Seth. 2000. Micropower: The Next Electrical Era. Worldwatch Paper 151 (Washington, DC: Worldwatch Institute).
- EBRD (European Bank for Reconstruction and Development). 2004. Consultation Workshops for supporting the development of a new EBRD Energy Policy. Discussion Paper. 16. Dezember 2004, London.
- Edjekumhene I. und Dubash N. 2002. „Ghana: Achieving Public Benefits By Default“. In Power Politics: Equity and Environment in Electricity Reform, Navroz Dubash, eds. (Washington, DC: World Resources Institute).
- EIB (European Investment Bank). 2004. The Extractive Industries Review (EIR) - The Position of the European Investment Bank, Luxemburg.
- Elauria, J.C., M.L.Y. Castro und M.M. Elauria. 2002. Biomass energy technologies in the Philippines: a barrier and policy analysis. Energy for Sustainable Development 6(3): 40-49.
- Electric Power Research Institute (EPRI). 2001. California Renewable Technology Market and Benefits Assessment prepared for the California Energy Commission.

- Energy for the Poor, UK Department for International Development (DFID) (London, 2002), 32 S.
- Energy Information Administration (EIA). Country briefs. www.eia.doe.gov
- EPA Green power partnership, market indicators briefing, November 2004, mit Daten von Lori Bird, NREL.
- EREC (European Renewable Energy Council). 2004. Renewable Energy Target for Europe – 20% by 2020; briefing paper, Brüssel. (siehe www.erec-renewables.org)
- Ergeneman, Ayca .2003. Dissemination of Improved Cook Stoves in Rural Areas of Developing World: Recommendation for the Eritrea Dissemination of Improved Stoves Program. ERTC.
- ESMAP. 2002. Rural Electrification and Development in the Philippines: Measuring the Social and Economic Benefits. Washington, DC.
- ESMAP. 2005. Brazil Background Study for a National Rural Electrification Strategy: Aiming for Universal Access. UNDP/World Bank ESMAP, Washington, DC.
- European Solar Thermal Industry Federation (ESTIF). 2005. Solar Thermal Markets in Europe. Brüssel. www.estif.org.
- Eur'Observ'ER. 2004 European Barometer of Renewable Energies, Brüssel. http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat_baro/comm/baro167b.pdf
- European Commission (EC), Community Research and Development Information Service (CORDIS). 2002. „Energy Technology Indicators“. Updated periodically. Cost data from Section 1.9 on geothermal energy (20.12.02), Section 1.10 on photovoltaics (23.12.02), Section 1.11 on small hydropower (20.12.02), Section 1.12 on solar heating and cooling (20.12.02.), Section 1.15 on wind energy (23.12.02) and Section 1.3 on CHP microturbines (18.12.02).
- European Environment Agency. 2004. „Energy subsidies in the European Union: A Brief Overview“, (Kopenhagen, Dänemark, 2004). http://reports.eea.eu.int/technical_report_2004_1/en
- European Renewable Energy Council (EREC). 2004. Renewable Energy in Europe: Building Markets and Capacity. Brüssel.
- European Solar Thermal Industry Federation (ESTIF). 2004. „Solar Thermal Markets in Europe: Trends and Market Statistics 2003“.
- European Wind Energy Association and Greenpeace. 2002. „Wind Force 12: A Blueprint to Achieve 12% of the World's Electricity from Wind Power by 2020“. Brüssel, Belgien.
- European Wind Energy Association. 2005. Wind market report. Brüssel. Belgien.
- EWEA (European Wind Energy Association). 2005: Data on Wind Energy in Europe, Brüssel.
- Ezzati, Majid und Daniel M. Kammen. 2002. Household energy, indoor air pollution, and health in developing countries: knowledge base for effective interventions. Annual Review of Energy and Environment 27: 233-270.
- FAO Committee on Agriculture, <http://www.fao.org/docrep/meeting/009/j4313e.htm> „International Framework on Bioenergy Action“, 3. Juni 2004, Präsentation der FAO. „Overview of FAO's approach to Bioenergy“, Oktober 2004, Rom, Business Forum on Bioenergy Trade, Präsentation der FAO. „Interdepartmental Bioenergy Programme“, März 2005, Sustainable Development Department of FAO, http://www.fao.org/WAICENT/FAOINFO/SUSTDEV/dim_en2/en2_050302a1_en.htm.

- Ferrey, Steven. 2004. Small Power Purchase Agreement Application for Renewable Energy Development: Lessons from Five Asian Countries. World Bank, ASTAE. Washington, DC.
- Fishbein, Robert. 2003. Survey of Productive Uses of Electricity in Rural Areas, (World Bank, Washington, DC), 51 S. http://www.martinot.info/Fishbein_WB.pdf
- Friedman, David. 2003. „A new road: the technology and potential of hybrid vehicles“. (Boston, MA: Union of Concerned Scientists).
- Fritsche, Uwe und Sidse Kristensen. 2005. Content analysis of the International Action Programme of the International Conference for Renewable Energies, Renewables 2004. Bonn, 1.-4. Juni 2004. <http://www.renewables2004.net>
- Fulton, Lew, Tom Howes und Jeffrey Hardy. 2004. Biofuels for Transport: An International Perspective, (International Energy Agency, Paris).
- Fulton, Lew, Tom Howes und Jeffrey Hardy. 2004. Biofuels for Transport: An International Perspective. International Energy Agency, Paris.
- Fulton, Lew. 2004. Driving ahead-biofuels for transport around the world. Renewable Energy World Vol. 7, No. 4 (Juli-August).
- Geller, Howard. 2003. Energy Revolution: Policies for a Sustainable Futurer (Island Press, 2003).
- German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety. 2004. General Explanations on the Renewable Energy Sources Act (as of 21 July 2004). Berlin.
- German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety. 2002. Environmental Policy: Renewable Energy-Current German and European Legislation and More. Publication 6108.
- German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation, and Nuclear Safety: Renewable Energies, Mai 2004.
- Global Energy Decisions. 2005. „Renewable Energy: The Bottom Line“, herausgegeben 15.3.05, mit Beiträgen von Palmer Bellevue und Bio Economic Research Associates.
- Goldberg, Marshall. 2000. Federal Energy Subsidies: Not All Technologies Are Created Equal. Renewable Energy Policy Project Research Report No. 11. Washington DC. http://www.repp.org/repp_pubs/pdf/subsidies.pdf
- Goldemberg und Coelho. 2004.
- Goldemberg, J., S.T. Coelho, P.M. Nastari und O. Lucon. 2004. „Ethanol learning curve - the Brazilian experience“, Biomass and Bioenergy, 26, 301-304.
- Goldemberg, Jose und Thomas Johansson, editors. 2004. World Energy Assessment: Overview (2004 Update). UNDP, UNDESA, World Energy Council. UNDP, New York.
- Goldemberg, Jose, Emilio Lèbre La Rovere, Suani Teixeira Coelho. 2004. Expanding access to electricity in Brazil. Energy for Sustainable Development 8(4): 86-95. <http://www.ieiglobal.org/ESDVol8No4/brazil.pdf>
- Goldemberg, Jose, Eric Martinot und Alan Miller. 2002. „Energy Since Rio: Achievements and Promising Strategies“ (Washington, DC: Global Environment Facility).

- Goldemberg, Jose, Thomas Johansson, Amulya Reddy, Robert Williams. 2004. A global clean cooking fuel initiative. *Energy for Sustainable Development* 8(3): 5-12.
- Gouchoe, S., V. Everette und R. Haynes. 2002. „Case Studies on the Effectiveness of State Financial Incentives for Renewable Energy“, NREL/SR-620-32819 (National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO), 128 S.
- GTZ (Mueller, Haugwitz). Village Electrification with PV and PV-Wind Hybrid Systems in the Chinese Brightness Program, 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Paris 2004.
- GTZ. Energy-policy Framework Conditions for Electricity and Renewabel Energies, 21 Country Analyses, Eschborn, Juni 2004. www.gtz.de/wind
- Hangzhou (China) Regional Center for Small Hydro Power (HRC). 2004. „A survey of SHP development in China“. *Small Hydro Power News* 20(75): 2-8.
- Heavner, Brad und Bernadette Del Chiaro. 2003. Renewable Energy and Jobs: Employment Impacts of Developing Markets for Renewables in California. Environment California Research and Policy Center.
- Hoffmann, Winfried. 2005. A clear vision: EPIA sets its sights on PV technology to 2030 and beyond. *Renewable Energy World* 8(3): 56-69.
- IES-JRC (Institute for Environment and Sustainability - Joint Research Centre) 2004: Status Report 2004 - Energy End-use Efficiency and Electricity from Biomass, Wind and Photovoltaics in the European Union, Ispra.
- Imperial College Centre for Energy Policy and Technology (ICCEPT). 2002. Assessment of Technological Options to Address Climate Change. London.
- India Ministry of Non-conventional Energy Sources India (MNES). <http://mnes.nic.in>
- International Association of Natural Gas Vehicles. 2003. „Latest International Natural Gas Statistics“ und kostenbezogene FAQs auf der IANGV-Website, Mai 2003.
- International Energy Agency 2004. Renewable Energy: Market and Policy Trends in IEA Countries. Paris.
- International Energy Agency, Bioenergy Task 39. 2004. Biofuels for transport. T39:2004:01. http://www.ieabioenergy.com/media/43_BiofuelsforTransport-Final.pdf
- International Energy Agency, Photovoltaic Power Systems Programme. 2002b. „Trends in Photovoltaic Applications in Selected IEA Countries Between 1992 and 2001“. Report IEA-PVPS T1-11: 2002. Paris.
- International Energy Agency. Nach einem neuen IEA-Bericht liefern solarthermische Systeme 70.000 MWth thermische Energie weltweit. http://www.estif.org/index.php?id=46&backPID=2&pS=1&tt_news=25
- International Energy Agency. 1998-2002. World Energy Outlook. Paris.
- International Energy Agency. 2000. Experience Curves for Energy Technology Policy. Paris.
- International Energy Agency. 2002a. Renewables Information 2002. Paris.
- International Energy Agency. 2003a. Renewables for Power Generation: Status and Prospects. Paris.
- International Energy Agency. 2003b. Renewables Information 2003. Paris.
- International Energy Agency. 2003c. World Energy Investment Outlook: 2003 Insights. Paris.
- International Energy Agency. 2003d. Electricity Information 2003 (with 2002 data). Paris.

- International Energy Agency. 2003e. Renewable Energy in Russia. Paris.
- International Energy Agency. 2004. Renewable Energy: Market and Policy Trends in IEA Countries. Paris.
- International Energy Agency. 2005. Renewable Energy Policies & Measures Database for IEA Member Countries. Paris. <http://www.iea.org/dbtw-wpd/textbase/pamsdb/search.aspx?mode=re>
- International Energy Agency. 2005. Renewable Energy Policies and Measures Database (JREC countries). JREC ist die 2002 anlässlich des Weltgipfels für nachhaltige Entwicklung gegründete Johannesburg Renewable Energy Coalition. <http://www.iea.org/dbtw-wpd/textbase/pamsdb/jr.aspx>
- IREDA Ltd. 2004. Operating statistics. Neu Delhi.
- Islam, M., A.Fartaj, D. Ting. 2004. Current utilization and future prospects of emerging renewable energy applications in Canada. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 8 (6) 493-519.
- Jean Ku, Debra Lew und Shenghong Ma. 2003. Sending electricity to townships. Renewable energy world Sep./Okt 2003.
- Johansson, Thomas und Wim Turkenburg. 2004. Policies for renewable energy in the European Union and its member states: an overview. Energy for Sustainable Development 8(1): 5-24.
- Jones, Jackie. 2005. „Japan’s PV Market -growth without subsidies?“ Renewable Energy World 8(2), März-April 2005.
- Jones, Jackie. 2004. „Onward and Upward: Trends in BTM’s World Market Update“, Renewable Energy World Vol. 7, No. 4 (Juli-August).
- Kammen, Dan, Kamal Kapadia und Matthias Fripp. 2004. Putting Renewables to Work: How Many Jobs Can the Clean Energy Industry Generate? University of California, Berkeley, Energy and Resources Group. <http://ist-socrates.berkeley.edu/~rael/renewables.jobs.pdf>
- Kammen, Dan. 2005. Renewable Energy Technology and Policy Successes in Developing Nations: The Kenyan Solar Photovoltaics Story and Improved Stoves in Africa. University of California, Berkeley, Energy and Resources Group.
- Kammen, Dan. 2005. Renewable Energy Technology and Policy Successes in Developing Nations: The Kenyan Solar Photovoltaics Story and Improved Stoves in Africa. University of California, Berkeley, Energy and Resources Group.
- Karakezi, Stephen und John Kimani. 2004. Have power sector reforms increased access to electricity among the poor in East Africa? Energy for Sustainable Development 8(4).
- Karakezi, Stephen und Waini Kithyoma. 2005. Introduction to Renewable Energy in Africa: Opportunities and Constraints. AFREPREN, Nairobi.
- Karekezi S., M. Mapako und M.Teferra (eds). 2002b. Energy Policy Journal- Special Issue, Vol 30, No. 11-12, Oxford: Elsevier Science Limited.
- Karekezi, S. und T. Ranja. 1997. Renewable Energy Technologies in Africa (African Energy Policy Research Network/SEI and Zed Books: London).
- Karekezi, Stephen und John Kimani. 2005. Do the Poor Benefit from Power Sector Reform?. Nairobi: AFREPREN
- Karekezi, Stephen, Kusum Lata, Suani Teixeira Coelho. Traditional Biomass Energy: Improving its Use and

- Moving to Modern Energy Use. 2004. Thematic Background Paper, Konferenz Renewables 2004.
- Kartha, Sivan und Eric D. Larson. 2000. Bioenergy Primer: Modernized Biomass Energy for Sustainable Development. New York: UN Development Programme.
- Kartha, Sivan, Gerald Leach, Sudhir Chella Rajan. 2004. Advancing Bioenergy for Sustainable Development: Roles for Policymakers and Entrepreneurs. Stockholm Environment Institute. Prepared for the Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP) of the World Bank.
- Kishore. 2004.
- Komar, Paul. 2004. Renewable Energy Policy (Diebold Institute for Public Policy Studies, New York).
- Krause, Martin und Sara Nordstrom, editors. 2004. Solar Photovoltaics in Africa: Experiences with Financing and Delivery Models (UN Development Programme, New York).
http://www.undp.org/gef/undp-gef_publications/publications/solarphotovoltaics_africa.pdf
- Ku, Jean, Debra Lew, Shi Pengfei und William Wallace. 2005. Accelerating wind development: the future is now. [Titel] REW. Erscheint in Kürze.
- Kumar, Arun. 2003. „SHP: Potential, technology, and environment“. Small Hydro Power News 20(73): 14-16.
- Kumasi Institute of Technology and Environment. 2000. Status of Renewable Energy and Energy Efficiency Systems in West Africa.
- Lertsuridej, P. 2004b. Renewable Energy for Sustainable Development: A Global Challenge, vorgestellt auf der Internationalen Konferenz für Erneuerbare Energien, Juni 2004, Bonn, Deutschland.
- Lertsuridej, P. 2004a. Policy on New and Renewable Energy Technology Promotion in Thailand, Technical Digest of International PVSEC-14, Bangkok, Thailand, März 2004.
- Li Hua. 2005. From quantity to quality: how China's solar thermal industry will need to face up to market challenges. Renewable Energy World, Jan.-Feb. 2005.
- Li Hua. 2002. „China's solar thermal industry“. Renewable Energy World Vol. 5, No. 4 (Juli-August), 99-107.
- Li Junfeng, Shi Jingli und William Wallace, 2002. „Market potential of PV village power in China“, in proceedings of the „PV in Europe: from PV to Energy Solutions“ Konferenz und Ausstellung, 7.-11. Oktober 2002, Rom, Italien.
- Li Junfeng, Shi Lishan, eds. 2005. „Overview of renewable energy in China 2005“. CREIA, REDP, UNDP/GEF renewable energy project.
- Lund, John. 2005. Worldwide Utilization of Geothermal Energy 2005. Oregon Institute of Technology, Klamath Falls, OR, USA.
- Lund, John. 2000. „World status of geothermal energy use: past and potential“. Renewable Energy World Vol. 3, No. 4 (Juli-August), 122-131.
- Lund, John. 2005. [Titel] Renewable Energy World 5(4).
- Luo Zhentao und Shi Lishan. 2004. Research report on development of China's solar hot water industry.
- Ma Shenghong. The China Township Electrification Program. Vorgestellt anlässlich der Konferenz Rene-

wables 2004, Bonn, Deutschland, Juni 2004.

- Martinot, Eric und Kilian Reiche. 2000. Regulatory Approaches to rural Electrification and Renewable Energy: Case Studies from Six Developing Countries. Washington, DC: World Bank.
- Martinot, Eric, Akanksha Chaurey, Debra Lew, Jose Moreira und Njeri Wamukonya. 2002. „Renewable energy markets in developing countries“. Annual Review of Energy and the Environment 27: 309-348.
- Martinot, Eric, Ryan Wiser und Jan Hamrin. 2005. Renewable Energy Markets and Policies in the United States. Center for Resource Solutions, San Francisco.
- Martinot, Eric. 2004. „Indicators of investment and capacity for renewable energy“. Renewable Energy World Sept./Ok.
- Martinot, Eric. 2004. „Solar (and Sustainable) Cities“. Webseite: <http://www.martinot.info/solarcities.htm>
- Martinot, Eric. 2005. Organizations engaged in renewable energy.
<http://www.martinot.info/organizations.htm>
- Mary H. Dickson und Mario Fanelli. 2004. What is Geothermal Energy? Istituto di Geoscienze e Georisorse, CNR , Pisa, Italien. Erstellt im Februar 2004. <http://iga.igg.cnr.it/geo/geoenergy.php viewed 6/05>
- Maycock, Paul. 2001. „The PV boom - where Germany and Japan lead, will California follow?“ Renewable Energy World Vol. 4, No. 4 (Juli-August 2001), 144-163.
- Maycock, Paul. 2002. „The world PV market“. Renewable Energy World, Vol. 5, No. 4 (Juli-August), 146-161.
- Maycock, Paul. 2004. PV Market Update. Renewable Energy World, Vol. 7, No. 4 (Juli-August).
- Maycock, Paul. 2005. [Titel] Renewable Energy World 5(4).
- Maycock, Paul. 2005. PV News (März 2005).
- McDade, Susan. 2004. Fueling development: the role of LPG in poverty reduction and growth. Energy for Sustainable Development 8(3): 74-81.
- Milton, Samuel und Steven Kauffman. 2005. Solar water heating trades up: the role for carbon finance. Renewable Energy World 8(3): 92-99.
- Morrison, Graham und Byard Wood. 2000. Packaged solar water heating technology: twenty years of progress. Renewable Energy World Vol. 3, No. 4 (Juli-August), 171-183.
- N.H. van der Linden, M.A. Uytterlinde, C. Vrolijk, L.J. Nilsson, J. Khan, K. Åstrand, K. Ericsson, R. Wiser. 2005. Review of international experience with renewable energy obligation support mechanisms. LBNL-57666 and ECN-C-05-025. ECN: [Stadt].
- New Energy Finance Ltd. 2005. „New and renewable energy technology – trends in venture capital investment“. Venture Economics.
- NREL. 2004. The China Township Electrification Program. Golden, CO.
- Nth Power und Clean Edge. 2005. Clean Energy Trends 2005.
- Observ'ER und EdF. 2000. Worldwide electricity production from renewable energy sources. Paris: Systemès Solaires.
- OECD. 2005. Arrangement on Officially Supported Export Credits, Agreement on Special Financial Terms

- and Conditions for Renewable Energies and Water Projects. TD/PG(2005)19. 10. Mai 2005.
- OECD Nuclear Energy Agency and the International Energy Agency. 2005. Projected Costs of Generating Electricity. Paris
- ÖKO (Öko-Institut - Institut für angewandte Ökologie e.V.). 2004. „Bioenergy – New Growth for Germany“; zusammenfassender Bericht unterstützt vom BMU, Darmstadt etc. (siehe www.oeko.de/service/bio)
- Osafo, Yaw und Eric Martinot. 2003. „An inventory of renewable energy policies in developing countries“. Working draft. Global Environment Facility, Washington, DC.
- Pandit, Nitin und Mahesh Pantar. 2004. Scale-up strategies for solar-thermal boiler feed-water preheating systems. The Bulletin on Energy Efficiency 4(4):17-19.
- Photon International. 2003. „Solar cell production increases significantly in 2002“. Ausgabe März 2003 und Website News Posting 3. März.
- „Recent Experience and Trends“. NREL/TP-620-32155. National Renewable Energy Laboratory.
- Reiche, Danyel, ed. 2002. Handbook of Renewable Energies in the European Union: Case Studies of all Member States, Danyel Reiche, ed. (Peter Lang Publishing, Bern, Schweiz, 2002), 270 S.
- Renewable energy law website (von Anwaltskanzlei unterhalten). <http://renewableenergylaw.blogspot.com>
- Renewable energy organization database (Autor unbekannt). <http://www.yesweb.org/gkr/gkrfiles/rdbase.pdf>
- Renewable Energy Report. 2001. „European PV industry meets on a high“, Vol. 33 (Nov. 2001), S.30.
- Renewable Energy Report. 2002a. „Forecasts paint rosy picture for global wind power“, Vol. 39 (Mai 2002), S.4.
- Renewable Energy Report. 2002b. „Paradigma and Linuo form JV“, Vol. 40 (Juni 2002), S.26.
- Renewable Energy Report. 2002c. „Solar thermal sets new record“, Vol. 45 (November 2002), S.18.
- Renewable Fuels Association. 2005. Ethanol Industry Outlook 2005. <http://www.ethanolrfa.org/outlook2005.html>
- Ritschel, Alexander, Greg P. Smestad. 2003. Energy subsidies in California's electricity market deregulation. Energy Policy 31: 1379-1391.
- Rousseff, Dilma. 2005. „Renewable Energy and Energy Efficiency Financing and Policy Network Forum“, Brazil Minister of Mines and Energy, vorgestellt auf der World Bank Energy Week, Washington, DC. 11. März.
- Rowlands. 2005.
- Saghir, Jamal. 2005. [Titel] Renewable Energy World 5(4).
- Sawin, Janet und Chris Flavin. 2004. National Policy Instruments: Policy Lessons for the Advancement & Diffusion of Renewable Energy Technologies Around the World. Thematic Background Paper, Konferenz Renewables 2004, Bonn. <http://www.renewables2004.de/pdf/tbp/TBP03-policies.pdf>
- Sawin, Janet und Chris Flavin. 2004. National Policy Instruments: Policy Lessons for the Advancement & Diffusion of Renewable Energy Technologies Around the World. Thematic Background Paper, Konferenz Renewables 2004, Bonn. <http://www.renewables2004.de/pdf/tbp/TBP03-policies.pdf>

- Sawin, Janet. 2001. The Role of Government in the Development and Diffusion of Renewable Energy Technologies: Wind Power in the United States, California, Denmark and Germany. PhD Dissertation, Fletcher School of Law and Diplomacy, Tuft University (Ann Arbor: UMI/Proquest).
- Sawin, Janet. 2004. Mainstreaming Renewable Energy in the 21st Century. Worldwatch Institute Research Paper 169. Washington, DC.
- Sellers, Rick. 2003. The potential of second generation renewable energy. SDI 13-03/03. www.sustdev.org
- Seventh Edition. NREL/TP-620-36823. National Renewable Energy Laboratory.
- Singh, Virinder, mit BBC Research and Consulting und Jeffrey Fehrs. 2001. The work that goes into renewable energy. Renewable Energy Policy Project, Washington, DC.
- Singh, Virinder. 2001. „Blending wind and solar into the diesel generator market“. Renewable Energy Policy Project Research Report No. 12. (Washington, DC: REPP).
- Stenzil, Till, Tim Foxton, Robert Gross. 2003. Review of renewable energy development in Europe and the US. Imperial College London, Centre for Energy Policy and Technology.
- SYSTÈMES SOLAIRES. 2005. BIOFUELS BAROMETER - JUNE 2005. n° 167 EurObserv'ER issue 39.
- Thailand Department of Alternative Energy Development and Efficiency (DEDE). 2004. Renewable Energy in Thailand: Ethanol and Biodiesel, Edited and Translated by DEDE, Conference on Biofuels: Challenges for Asia Future, Bangkok, 30. August 2004
- Tumiwa, Fabby. 2005. „Renewable Energy in Indonesia: A review of 25 years experience and the way forward“. Referat für Asia-Pacific Green Network Conference, 11.-13. Februar 2005, Kyoto, Japan. Working Group on Power Sector Restructing, Jakarta.
- Turkenberg, Wim, et al. 2000. „Renewable energy technologies“ in World Energy Assessment (Chapter 7), UNDP, UNDESA, und World Energy Council (New York: UNDP).
- UN Development Program, UN Environment Program, World Bank, und World Resources Institute. 2002. World Resources 2002-2004. <http://www.wri.org/wr2002>
- UN Environment Program und International Energy Agency. 2002. Reforming Energy Subsidies (Paris, 2002), 31 S. Untertitel: „An explanatory summary of the issues and challenges in removing or modifying subsidies on energy that undermine the pursuit of sustainable development“. <http://www.uneptie.org/energy/publications/files/ensubsidies.htm>
- UN Environment Programme und die United Nations Foundation. 2003. Open for Business: Entrepreneurs, Clean Energy, and Sustainable Development (Paris).
- UN Environment Programme. 2000. Natural Selection: Evolving Choices for Renewable Energy Technology and Policy (Paris). <http://www.uneptie.org/energy/publ/pdfs/naturalselection.pdf>
- UNDP/GEF Capacity Building for Renewable Energy in China Project. 2004. „Overview of Renewable Energy Development in China“.
- UNEP und E+Co. März 2005. The REED Report.
- UNEP. 2004. Financial Risk Management Instruments for Renewable Energy Projects. Summary document.
- UNEP. 2005. INDIAN SOLAR LOAN PROGRAMME Programme Overview and Performance Report.

- UNESCO. Regional energy database. <http://www.serd.ait.ac.th/ep/red/REDHome.htm>
- United Nations Department of Economic and Social Affairs. 2002. Energy Statistics Yearbook 2000. New York.
- US Energy Information Administration. 1999. Federal Financial Interventions and Subsidies in Energy Markets 1999: Primary Energy. Washington DC.
[http://www.eia.doe.gov/oiaf/servicerpt/subsidy/pdf/sroiaf\(99\)03.pdf](http://www.eia.doe.gov/oiaf/servicerpt/subsidy/pdf/sroiaf(99)03.pdf)
- US Department of Transportation, Bureau of Transportation Statistics. 1999. „G-7 Countries: Transportation Highlights“. Washington, DC.
- US EIA (Energy Information Administration). 2003-2004. Country analysis briefs - for various developing countries.
- US EIA (Energy Information Administration). 2004. International Energy Annual 2002, Table 6.4 World Electricity Installed Capacity by Type (bis Ende 2001).
- US EIA. 2005. Assumptions to the Annual Energy Outlook 2005. www.eia.doe.gov
- US Energy Information Administration. 2005. Policies to Promote Non-hydro Renewable Energy in the United States and Selected Countries.
- US Energy Information Administration. 2004. Energy Use and Carbon Dioxide Emissions, 1980-2001. Utria, Boris. 2004. Ethanol and gelfuel: clean renewable cooking fuels for poverty alleviation in Africa. Energy for Sustainable Development 8(3): 107-114.
- Van Beers, C., A. de Moore. 2001. Public Subsidies and Policy Failures : How Subsidies Distort the Natural Environment, Equity, and Trade, and How to Reform Them. Edward Elgar Publishing Ltd., Glos, VK.
- van Campen, B., D. Guidi, G. Best. 2000. Solar Photovoltaics for Sustainable Agriculture and Rural Development (Food and Agriculture Organization of the United Nations), Rom, 76 S.
<http://www.fao.org/sd/EGdirect/EGre0057.htm>
- Vries, H.J. de, C.J. Roos, L.W.M. Beurskens, A.L.Kooijman-van Dijk, M.A. Uyterlinde. 2003. Renewable electricity policies in Europe: Country fact sheets 2003. Report ECN BS: ECN-C--03-071. ECN Policy Studies.
- Wahnschafft, Ralph und Friedrich Soltau. 2004. Accelerating Market Growth for Electricity from Renewables: Legislative Tools and Regulatory Measures. In „Words into Action“ für die Konferenz Renewables 2004 in Bonn.
- Walubengo, D. 1995. „Commercialization of improved stoves: The case of the Kenya Ceramic Jiko (KCJ)“, in Stove Images: A Documentation of Improved and Traditional Stoves in Africa, Asia, and Latin America, Westhoff, B. und Germann, D. (eds.), (Commission of the European Communities: Brüssel, Belgien).
- Weiss, Werner, Irene Bergmann, Gerhard Faninger. 2004. Solar Heating Worldwide: Markets and Contribution to Energy Supply 2001. International Energy Agency, Paris.
http://www.iea-shc.org/outputs/activities/iea_shc_solar_heating_worldwide_2001.pdf
- Weiss, Werner, Irene Bergmann, Gerhard Faninger. 2005. Solar Heating Worldwide: Markets and Contribution to Energy Supply. International Energy Agency, Solar Heating and Cooling Programme.

- Weiss, Werner. 2002. „Time to come in from the cold? The solar thermal market in Europe“. *Renewable Energy World* Vol. 5, No. 4 (Juli-August), 90-97.
- Weiss, Werner. 2004. Solar heating systems status and recent development. *Renewable Energy World*, Vol. 7, No. 4 (Juli-August).
- Wenzlawski, Hajo. 2003. *The Global CSP Market -- Its Industry, Structure and Decision Mechanisms*, Master's Thesis (Universität Hamburg, Deutschland, 2003), 80 S.
http://www.martinot.info/Wenzlawski_UH.pdf
- Williams, Robert H., et al. 2000. „Advanced energy supply technologies“ in *World Energy Assessment* (Chapter 8), UNDP, UNDESA und World Energy Council (New York: UNDP).
- Wimmer, Nancy und Dipal C. Barua. 2004. Microfinance for Solar Energy in Rural Areas. In „Words into Action“ für die Konferenz Renewables 2004 in Bonn.
- Windpower Monthly. 2004. „Wind Market Status“ (März), 45-90.
- Winrock International www.winrock.org. *Renewable Energy State of the Industry Report* Dez. 2001.
- Wiser, Ryan, Catherine Murray, Jan Hamrin, Rick Weston. 2003. *International Experience with Public Benefits Funds: A Focus on Renewable Energy and Energy Efficiency*. Energy Foundation, San Francisco.
- Wiser, Ryan, Mark Bolinger, Lewis Milford, Kevin Porter und Roger Clark. 2002. „Innovation, Renewable Energy, and State Investment: Case Studies of Leading Clean Energy Funds“, Lawrence Berkeley National Laboratory Report LBNL-51493 (Berkeley, CA).
- Wongsapai, W. 2004a. Electricity from Solar Energy in Thailand (1), *Matichon Weekly*, 24 (1245) 25. Juni 2004, 29-30 (in thailändisch).
- Wongsapai, W., 2004b. Electricity from Solar Energy in Thailand (2), *Matichon Weekly*, 24 (1246) 2. Juli 2004, S. 36 (in thailändisch).
- Wood, Elisa. 2005. Jobs in the renewable energy economy: can the sector become a significant employer in the U.S.? *Renewable Energy World* 8(3): 32-41.
- World Alliance on Decentralized Energy (WADE). 2004. *Bagasse Cogeneration—Global Review and Potential*.
- World Alliance on Decentralized Energy (WADE). 2005. *World Survey on Decentralized Energy 2005*.
- World Bank. 2004. *World Development Indicators*. Washington DC.
- World Bank. 2005. *World Bank Group Progress on Renewable Energy and Energy Efficiency: 1990–2004. 2005* (March). The World Bank Group, Energy and Mining Sector Board.
- World Energy Council. 2001a. „Performance of Generating Plant 2001“. London.
- World Energy Council. 2001b. *Survey of Energy Resources*.
- World Energy Council. 2004. *Survey of World Energy Resources*. London.
- Worldwatch Institute. 2002. *Vital Signs 2002*. New York: W.W. Norton.
- Worldwatch Institute. 2004. *Good Stuff: Housing*. Washington, DC.
- WWF (World Wide Fund for Nature). 2004. *Progress Report on the EU Renewable Electricity Directive in Accession Countries*, Gland.

