

Solarenergie 2007

Der Höhenflug der Solarindustrie hält an

Dr. Matthias Fawer
++41 61 277 73 03
matthias.fawer@sarasin.ch

Schutzgebühr: CHF 50 / EUR 35

Für das Kapitel über die Solarkollektoren konnten wir wie alljährlich auf die hilfreiche Unterstützung und das umfangreiche Datenmaterial von Herrn Werner Koldehoff (Management Consulting) zurückgreifen.

Für den wertvollen Gedankenaustausch zum Thema CO₂-Vermeidungskosten bedanken wir uns speziell bei Dominik Müller, Geschäftsführer der Groupe Solvatec, Muttenz.

Folgenden Organisationen und Personen danken wir für Ihre kompetenten Auskünfte und das Zur-Verfügung-Stellen einschlägiger Informationen:

- ◆ Pius Hüsler, Geschäftsleiter der Nova Energie GmbH und Mitglied der IEA PVPS (Photovoltaic-Power-Systems) Programme, Arbeitsgruppe 1;
- ◆ Uwe Trenkner, Geschäftsführer des Verbandes European Solar Thermal Industry Federation (ESTIF);

Inhalt

Zusammenfassung	5
Einleitung	8
Photovoltaik (PV)	9
Anhaltendes Wachstum in 2006	9
Solaraktienentwicklung im laufenden 2007	11
Kernthemen für die weitere Entwicklung der PV-Industrie	11
Marktentwicklung und Prognose	15
Strategische Positionierung der PV-Unternehmen	22
Solarkollektoren	26
Unternehmen der Solarthermie	27
Wichtigste Märkte weltweit	32
Marktentwicklung in Europa	36
Prognose bis 2020	42
Solarthermische Kraftwerke	44
Marktperspektiven	47
CO ₂ -Vermeidung durch Solarenergie	51
Kontakte	62
Publikationen	63

Zusammenfassung

Höhenflug der PV-Industrie hält an

Die **Solarzellenproduktion** hat auch 2006 nochmals um 44% von 1'740 MWp auf über 2'500 MWp zugenommen. Die Produktionskapazitäten werden auf allen Stufen der Wertschöpfungskette – speziell auch für Solarsilizium – ausgebaut, und ermöglichen damit das schnelle Wachstum der gesamten PV-Industrie. Die Kapazitäten der einzelnen Komponenten scheinen harmonischer zu wachsen als zuvor. Die Kooperation von Unternehmen untereinander oder deren vertikale Integration haben stark zugenommen. Die angekündigten neuen Solarsiliziummengen werden jeweils zu einem grossen Teil über Langzeitverträge mit einzelnen Kunden direkt vergeben und der Spotmarktpreis wird sich deshalb nur langsam entspannen, nachdem ab 2009 weitere Mengen an solarem Silizium angeboten werden.

PV-Installationen wuchsen 2006 um 17% auf 1'650 MWp

Die weltweit **neu installierte PV-Leistung** betrug 2006 rund 1'650 MWp. Dies entspricht einem Wachstum von 17% gegenüber dem Vorjahr (2005: 1'400 MWp). Durch diese Diskrepanz zwischen Kapazitätsausbau und installierter Menge bewegt sich die PV-Industrie von einem nachfragegetriebenen Markt hin zu einem angebotsgetriebenen Markt. Trotzdem blieben die Preise erstaunlicherweise relativ stabil und passen sich elastisch den jeweiligen Förderbedingungen an. Attraktive Märkte sind momentan Spanien, Italien, die USA und Korea. Doch die Regierungen werden in Zukunft die Förderprogramme regelmässig auf ihre Angemessenheit überprüfen und überhöhte Vergütungen reduzieren. Den Politikern ist nicht entgangen, dass die Kosten für Photovoltaik durch neue technische Entwicklungen und billigeres Silizium gesunken sind.

Dünnschichtmodule erhöhen ihren Marktanteil bis 2010 auf über 20%

Bei den **Dünnschichttechnologien** bewegt sich einiges. 2006 vereinten Dünnschichtmodule mit einer Produktion von 200 MWp einen Marktanteil von 7.8% (Vorjahr 5.8%). Der Auf- und Ausbau von Aktivitäten in diesem Bereich hat in den letzten Monaten stark zugenommen. Mittlerweile sind schon über 80 Unternehmen in der Dünnschichttechnologie tätig. Bis 2010 wird dieser Sektor überproportional wachsen und damit seinen Marktanteil auf über 20% erhöhen.

Neue dynamische PV-Unternehmen in China mit Anlaufschwierigkeiten

In den letzten zwei Jahren traten neue **chinesische Akteure** auf den PV-Markt. Einige haben rasch den Gang an die Börse gewagt und sich damit Kapital gesichert, welches sie in neueste Anlagen für den Kapazitätsausbau investierten. Unsere diesjährige strategische Beurteilung der PV-Unternehmen zeigt (noch) keine chinesischen Unternehmen unter den Top Ten. Die fehlende Erfahrung macht sich durch Qualitätsmängel und beim Produktionsanlauf bemerkbar. Die komparativen Standortvorteile können diese Unternehmen noch nicht voll nutzen. Die Rohstoffsicherung ist für sie eine weitere Herausforderung.

2010 werden 8.25 GWp neue PV-Leistung installiert

Für die **zukünftige Entwicklung** des weltweiten PV-Marktes scheinen einige Hürden (Siliziumengpass, mangelnde Förderprogramme) grösstenteils aus dem Weg geräumt. Der Aufschwung der Photovoltaik kann weitergehen. Wir haben deshalb unsere Prognose erhöht und rechnen für 2010 mit einer neu installierten PV-Leistung von rund **8.25 GWp**. Dies entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate für die Zeitspanne 2006 bis 2010 von rund 50%. Für das kommende Jahrzehnt (2011-2020) erwarten wir dann eine durchschnittliche Wachstumsrate von gut 22% pro Jahr.

<p>Strategische Bewertung von 26 PV-Unternehmen</p>	<p>26 börsennotierte PV-Unternehmen wurden hinsichtlich der zukünftigen Schlüsselthemen der PV-Industrie, wie Grösse, Rohstoffsicherung, Know-how und Kundenbasis bewertet. Zu den Unternehmen mit der besten Positionierung in dieser Scoring-Bewertung gehören <i>REC, Q-Cells, Sharp, SolarWorld</i> und <i>Kyocera</i>.</p>
<p>Solarkollektoren schon bald wettbewerbsfähig</p>	<p>Mit den weiterhin hohen Öl- und Gaspreisen tritt auch die Solarthermie stärker ins Rampenlicht des öffentlichen Interesses und macht die Solarwärme automatisch auch aus Kostensicht attraktiver. Die heute installierten solarthermischen Anlagen liefern global rund acht Mal mehr Energie als die Photovoltaik.</p>
<p>Investments in Solarthermie Unternehmen möglich</p>	<p>Die Solarthermie wird langsam auch für institutionelle Investoren interessant. Mittlerweile sind Investments in diesen Bereich durch die börsennotierten Unternehmen <i>Conergy, Kingspan</i> und <i>Centrosolar</i> möglich.</p>
<p>Die neu installierte Solarthermie-Leistung wuchs 2006 um 24%</p>	<p>Weltweit wurden 2006 mit 17 GW_{th} rund 24% mehr Solarkollektoren installiert als noch 2005. Rund 74% davon wurden in China installiert und so wuchs der chinesische Markt um 20%. Das Land ist weiterhin durch eine knappe und teure Energieversorgung geprägt. In diesem Umfeld ist eine solare Warmwasserversorgung für Haushalte (90% des Marktes) auch ohne Förderung konkurrenzfähig.</p>
<p>Europäischer Solarthermiemarkt mit Superwachstum von 45% in 2006</p>	<p>Der europäische Solarthermiemarkt entwickelte sich auch sehr positiv und ist 2006 um 45% gewachsen. Europa wird von den sechs Ländern Deutschland, Österreich, Griechenland, Italien, Spanien und Frankreich mit einem gemeinsamen Marktanteil von 87% dominiert. Deutschland als grösster europäischer Markt wuchs um 55%, aber auch der absolut gesehen kleine Schweizer Markt wuchs um 33%. Gerade bei Eigenheimbesitzern ist die Solarthermie wegen den gestiegenen Öl- und Gaspreisen immer interessanter geworden.</p>
<p>Für 2007 rechnen wir mit einem Wachstum von 26%</p>	<p>Für das laufende Jahr 2007 gehen wir von einer weltweit neu installierten Kollektorkapazität von rund 21.5 GW_{th} aus bzw. 26% mehr als im Vorjahr. Bis 2010 erwarten wir in Europa Wachstumsraten von über 20%, weltweit von rund 25%. Dieses Wachstum wird hauptsächlich von der Dynamik in China und anderen Schwellenländern getrieben. Im Jahr 2010 erwarten wir demzufolge ein Marktvolumen (neu installierte Leistung) von 42 GW_{th}, womit weltweit rund 214 GW_{th} in Betrieb sein dürften. Aufgrund der zunehmenden Grösse des Marktes erwarten wir dann zwischen 2011 und 2020 eine Abnahme der durchschnittlichen Wachstumsrate der neu installierten Kapazität auf 18% pro Jahr. Der Weltmarkt für neu installierte Solarkollektoren hätte demnach 2020 ein Volumen von rund 236 GW_{th}.</p>
<p>Solar Kühlen steht in den Startlöchern</p>	<p>Raumklimatisierung auf Basis von Solarwärme ist weiterhin ein wichtiger zukünftiger Wachstumsfaktor, besitzt aber zur Zeit noch keinen relevanten Marktanteil. Momentan spielen dafür solare Kombianlagen zur Warmwasseraufbereitung und Heizungsunterstützung eine wichtige Rolle.</p>
<p>Zögerliche Entwicklung der Solarthermische Kraftwerke ...</p>	<p>Die Entwicklung der solarthermischen Kraftwerke (concentrating solar power, CSP) läuft derzeit noch langsamer als bei den Solarkollektoren und der Photovoltaik. Die Planungen für neue Kraftwerke sind aber aufgrund technologischer Fortschritte, wie auch von günstigeren politischen und wirtschaftlichen</p>

	<p>Rahmenbedingungen (u.a. Klimaschutzabkommen, hohe Öl- und Gaspreise, Förderprogramme für erneuerbare Energien, attraktive Einspeisevergütungen) konkreter geworden. Speziell in Spanien und im Westen der USA haben sich die Rahmenbedingungen für solarthermische Kraftwerke verbessert.</p>
<p>... doch nun sind einige CSP-Projekte im Bau</p>	<p>Die aktuelle Projektliste der weltweit geplanten solarthermischen Kraftwerke enthält nun mittlerweile sieben in Bau befindliche Projekte. Zwei davon gingen dieses Jahr ans Netz. Es sind die ersten neuen solarthermischen Kraftwerke seit den Neunziger Jahren. Diese Grossprojekte benötigen langwierige Bewilligungsverfahren und spezielle Finanzierungslösungen.</p>
<p>CSP-Anlagen mit 2.5 GW Leistung in 2010</p>	<p>Die weitere Entwicklung hängt nun stark vom Erfolg und den Erfahrungen dieser Projekte ab (Wirtschaftlichkeit, Zuverlässigkeit der Technik). Das Wachstumspotenzial scheint gross zu sein, aber doch eine längere Anlaufphase zu benötigen. Bezüglich Kosten liegen CSP-Anlagen zwischen der kostengünstigeren Solarwärme und der teureren Photovoltaik. Aufgrund der geplanten Projekte halten wir die Realisierung von Kraftwerken mit einer Gesamtleistung von 2.5 GW_{el} bis 2010, bzw. 16 GW_{el} bis 2020 für möglich.</p>
<p>20% CO₂-Vermeidung durch Solarenergie im Jahr 2030</p>	<p>Angeheizt durch die Klimadebatte wird die Frage nach dem CO₂-Reduktionspotenzial und den entsprechenden Vermeidungskosten der einzelnen solaren Energietechnologien relevant. Die Potenziale mögen momentan noch klein sein, doch bis ins Jahr 2030 könnte die Solarenergie aufgrund unserer Prognosen einen beträchtlichen Beitrag zur CO₂-Minderung liefern. Gesamthaft könnten dann rund 2.85 Gigatonnen (Gt) Kohlendioxid von den zusätzlich prognostizierten 14 Gt CO₂ entsprechend dem Referenz Szenario der Internationalen Energie Agentur (IEA) vermieden werden. Der Grossteil stammt aus der Wärmeerzeugung durch Solarkollektoren (50%), der Rest aus der Photovoltaik (39%) und den solarthermischen Kraftwerken (CSP) (11%).</p>
<p>Solarenergie, heute teuer, aber bald eine valable CO₂-Vermeidungsstrategie</p>	<p>Zurzeit liegen die CO₂-Vermeidungskosten aller Solartechnologien deutlich über den Preisen, zu denen heute CO₂-Emissionszertifikate gehandelt werden (20 - 40 EUR/t). Mit 328 EUR/t CO₂ ist die Photovoltaik momentan eine sehr teure Option. Tiefer liegen hingegen schon heute die Solarthermie (104 EUR/t) und solarthermische Kraftwerke (115 EUR/t). Das Kostenreduktionspotenzial aller drei Energien ist jedoch gross. Ab 2018 verursacht zuerst die Solarthermie, dann die Photovoltaik (ab 2021) und dann solarthermische Kraftwerke (2025) keine CO₂-Vermeidungskosten mehr.</p>

Einleitung

Fokus auf gesamte Solarenergienutzung

Die nun schon seit vier Jahren durchgeführte Analyse des gesamten Solarenergiemarktes, von der Photovoltaik über Solarthermie bis zu solarthermischen Grosskraftwerken, erachten wir als immer wichtiger. Wir hoffen dadurch einen Beitrag leisten zu können, um beim Publikum und in der Finanzwelt auf die Solarenergie als Ganzes aufmerksam zu machen. Wir sind überzeugt, dass in Zukunft auch in der Solarwärme attraktive Investments zu tätigen sind.

Schlüsselthemen der PV-Industrie stehen im Zentrum

Die diesjährige Solarstudie beleuchtet folgende Schlüsselthemen der PV-Industrie: Poly-Siliziumversorgung, die Preis- und Nachfrageentwicklung, Ausbau der Dünnschichttechnologie, Internationalisierung der Märkte.

Länderentwicklung und langfristige Marktprognose

Die regionale Betrachtung der drei grössten nationalen PV-Märkte Deutschland, Japan und USA wird ergänzt durch einen Kurzbeschrieb aufstrebender Märkte wie Spanien, Italien, Indien und China. Die länderspezifische Entwicklung der PV-Märkte sowie die Sarasin-Langfristprognose präsentieren wir wie gewohnt.

Wie sind die PV-Unternehmen für die zukünftigen Herausforderungen gerüstet?

Die letztes Jahr neu präsentierte strategische Positionierung der wichtigsten PV-Unternehmen wird auch dieses Mal weitergeführt und um zehn neue Unternehmen ergänzt. Diese Positionierung stellt keine Kauf- oder Verkaufsempfehlungen dar, sondern beurteilt die Unternehmen auf einer strategischen, zukunftsgerichteten Ebene.

CO₂-Vermeidungskosten: ein wichtiger Indikator in der Klimapolitik

Ein neues Kapitel befasst sich mit dem Klimawandel und der CO₂-Problematik. Die CO₂-Neutralität der Solarenergie ist ein wichtiger Pluspunkt. Die CO₂-Vermeidungskosten der einzelnen Solartechnologien werden miteinander verglichen und ihre Reduktionspotenziale bis 2030 dargelegt. Mittlerweile ist auch die Energierückzahldauer der einzelnen Technologien drastisch gesunken und liegt nur noch zwischen 1 bis 3.5 Jahren, also deutlich unter der zu erwartenden Lebensdauer eines Systems von 20 bis 25 Jahren.

Solarkollektoren mit Infos aus den Ländern

Das Kapitel zu den Solarkollektoren legt die Schwerpunkte auf die Beschreibung der wichtigsten Märkte wie China, Deutschland, Griechenland und Österreich. Zudem geben wir eine Kurzfristprognose bis 2010 für den europäischen Solarthermie-Markt ab. Die weltweite Langzeitprognose zeigt die Entwicklung der Solarthermie bis ins Jahr 2020.

Solarthermische Kraftwerke: Fertigstellung von zwei Anlagen

Solarthermische Kraftwerke scheinen nun in eine entscheidende Phase zu treten. Neue Anlagen sind nun in Spanien und den USA kurz vor der Fertigstellung. Das Kapitel gibt einen aktuellen Überblick zu allen weltweit laufenden Projekten.

Photovoltaik (PV)

Anhaltendes Wachstum in 2006

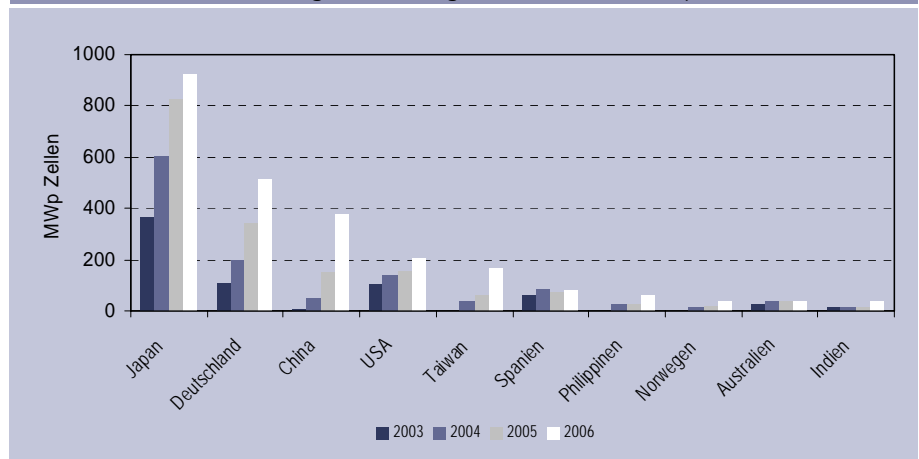
Solarzellenproduktion wächst wiederum mit mehr als 40% im Jahr 2006

2006 nahm die weltweite Solarzellenproduktion von 1'740 MWp¹ auf über 2'500 MWp zu. Dies entspricht einem Wachstum von rund 44%. Neben dem Ausbau der Produktionskapazitäten wurde dies auch durch effizienteren Umgang mit dem Material auf allen Wertschöpfungsstufen erreicht. Unter anderem gehen die Abfälle beim Schneiden und Sägen der Wafer weiter zurück und zudem werden die Wafer immer dünner. Auch die Bruchraten konnten dank optimaler Einstellung der Maschinen reduziert werden. Der durchschnittliche Solarsilizium Verbrauch pro MWp lag letztes Jahr bei rund 10.2 t gegenüber 11 t im Jahr 2005. Ausserdem wurden materialsparende Technologien wie 'string-ribbon' und 'edge-defined film growth' weiter entwickelt. Der Wirkungsgrad der Zellen bewegt sich stetig weiter in Richtung 20%, einige Zelltypen liegen schon darüber. Schliesslich bewirkten die hohen Solarsilizium-Preise, dass weiteres Material aus der Chipindustrie für Photovoltaik-Anwendungen abgezogen wurde.

Solarzellen-Produktion in IEA-PVPS Ländern stieg um 27% ...

Gemäss den neuesten Zahlen der IEA PVPS² nahm die Solarzellenproduktion allein in den PVPS-Ländern von 1'500 MWp im Vorjahr auf 1'905 MWp im Jahr 2006 zu, was einem Zuwachs von 27% (Vorjahr 35%) entspricht. Grösstes Produktionsland bleibt weiterhin Japan mit einem Jahresoutput von 920 MWp (Wachstum +12%). Überdurchschnittlich stark wuchs die Produktion der koreanischen (18 MWp Jahresoutput; +240%), norwegischen (37 MWp; +85%) und deutschen (514 MWp; +50%) Zellhersteller.

Abb. 1: Länderbetrachtung: Die zehn grössten Solarzellenproduzenten



Quelle: IEA-PVPS und Sarasin, 2007

... die Produktion in Nicht-PVPS Länder wuchs jedoch um mehr als 110%

In den Nicht-PVPS Ländern wurden 2006 Zellen mit einer Leistung von rund 520 MWp produziert, was einer Zunahme von 112% gegenüber 2005 entspricht und ein markant schnelleres Wachstum als dasjenige der IEA-PVPS Länder

¹ Megawatt Peak: Masseinheit der maximal möglichen Leistung der PV-Module. Wird unter Standard-Test-Bedingungen (STC) gemessen

² Trends in Photovoltaic Applications; Survey Report of selected IEA countries between 1992 and 2006. IEA Photovoltaic Power Systems Programme – Task 1; September 2007. Auch alle weiteren IEA-PVPS Referenzen beziehen sich auf diese Publikation. www.iea-pvps.org

widerspiegelt. Diese 520 MWp entsprechen mittlerweile rund 20% der gesamten weltweiten Zellproduktion von 2'525 MWp (Abb. 1). Deutlich zugelegt haben die Zellhersteller in Taiwan (170 MWp Jahresoutput; +183%), den Philippinen (62 MWp; +170%) und in China (380 MWp; +153%). Mit diesem rasanten Wachstum hat China die USA deutlich vom Platz 3 des Länderrankings verdrängt.

Die Top 15 der Solarzellenproduzenten

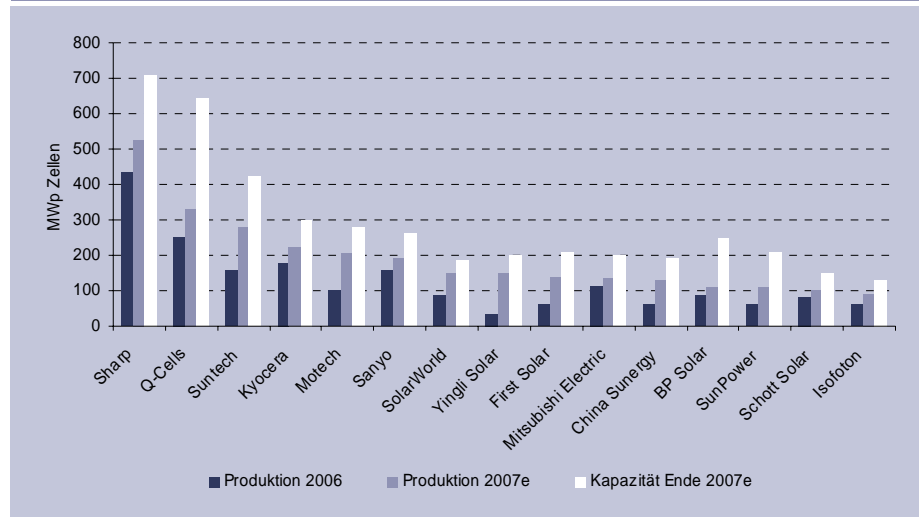
Top 15 der Solarzellenhersteller

Unsere Übersicht (Abb. 2) zeigt die weltweit grössten Solarzellenhersteller mit ihren im letzten Jahr produzierten Mengen, ihrer voraussichtlichen Produktion im laufenden Jahr, sowie den geplanten Kapazitäten Ende 2007. 2006 ergab grössere Veränderungen als in den vorangegangenen Jahren. Das enorme Wachstum der chinesischen Produktion 2006 von Solarzellen mit einer Leistung von 380 MWp widerspiegelt sich in nun mittlerweile 3 chinesischen Zellproduzenten unter den Top 15.

Die wichtigsten Veränderungen innerhalb der Rangliste

Weltweiter Marktführer ist weiterhin *Sharp* mit einem Marktanteil von 17% (2005 noch 23.6%) und einer Zellproduktion von 434.4 MWp in 2006. Aufstrebende Unternehmen wie *Yingli Solar*, *First Solar*, *China Sunergy* und *Motech* werden dieses Jahr mit Zuwachsraten deutlich über 100% gegenüber 2006 aufwarten. Aber auch die Top Drei der Rangliste wollen mit zusätzlichen Kapazitätssteigerungen bis Ende Jahr noch einmal kräftig zulegen. Mit *First Solar* zeigt sich erstmals ein reiner Hersteller von Dünnschichtzellen unter den Top 10, zudem mit zusätzlichen Ausbauplänen auch für dieses Jahr (+130%).

Abb. 2: Die grössten 15 Solarzellenhersteller und ihre Ausbaupläne, geordnet nach Produktionsmenge 2007e



Quelle: PV News, September 2007 und Sarasin

Ungebrochener Ausbau der Produktionskapazitäten bei den Zellherstellern

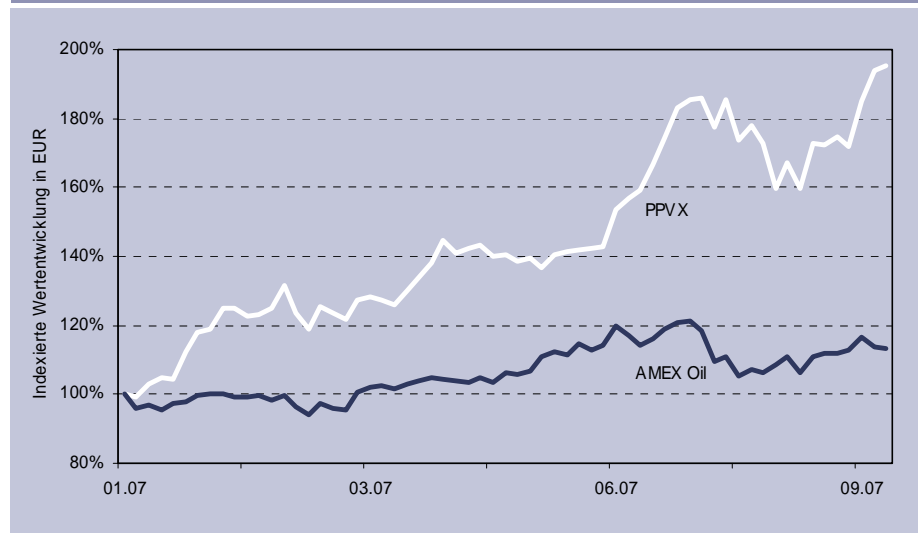
Trotz den begrenzten Mengen an Solarsilizium investieren die Zellhersteller weiter in den Ausbau ihrer Produktionskapazitäten. Die Top 15 bauen ihre Kapazitäten bis Ende 2007 auf über 3.8 GWp aus. Die effektive Produktion wird für dieses Jahr voraussichtlich bei rund 2.9 GWp liegen. Auch die Modulkapazitäten werden entsprechend ausgebaut und Überkapazitäten scheinen auf beiden Stufen unvermeidlich.

Solaraktienentwicklung im laufenden 2007

PPVX-Index stieg seit anfang 2007 um mehr als 80%

Gleichzeitig mit dem Anstieg der Solarzellenproduktion haben sich auch die Aktienkurse der Solarunternehmen gut entwickelt. In den ersten neun Monaten seit Beginn 2007 legte der PPVX-Index – ein Index aus 30 Solartiteln – erneut um 95% zu und liegt damit 82 Prozentpunkte vor dem AMEX Oil Index (Abb. 3). Von den 30 Titeln verbuchten seit Anfang Jahr nur 4 Titel Kursverluste. Die Solaraktien haben zwar im August wie die gesamte Börse gewisse Einbussen hinnehmen müssen, haben sich aber mehrheitlich rasch erholt und streben schon wieder neuen Allzeithochs entgegen. Erstaunlich ist auch die Tatsache, dass die schon seit Mai begonnene Debatte um eine ab 2009 erheblich schnellere Degression der Solarstromspeisetarife auf dem wichtigsten Markt Deutschland keinen erkennbaren Einfluss auf die Kurse der Solaraktien hat. Offenbar herrscht bei den Investoren die Ansicht vor, dass sich auch mit den schärferen Konditionen noch gute Geschäfte tätigen lassen werden.

Abb. 3: Entwicklung des PPVX-Index seit Anfang 2007



Quelle: Ökoinvest, 2007

Kernthemen für die weitere Entwicklung der PV-Industrie

Zukünftige Herausforderungen für die Solarbranche?

Welches sind die Schlüsselthemen bzw. -herausforderungen, mit denen sich die Solarbranche in den kommenden Jahren auseinandersetzen muss? Im Folgenden gehen wir auf die Themen Silizium, Preis- und Nachfrageentwicklung sowie Dünnschicht genauer ein.

Siliziumversorgung

Schliessen die umfangreichen Polysilizium-Ausbaupläne die Rohstofflücke?

In den letzten drei Jahren lag das Angebot an Polysilizium deutlich unter der Nachfrage der Solarzellenhersteller, mit den entsprechenden Auswirkungen auf den Preis von Polysilizium. Langzeitverträge für Polysilizium – wenn sie denn überhaupt noch abgeschlossen werden – liegen bei rund 40 - 50 EUR pro kg Solarsilizium, während sich die Preise auf dem Spotmarkt bei über 200 EUR pro kg bewegen. Die PV-Industrie ist sich nicht einig, wann die Rohmateriallücke geschlossen sein wird. Tatsache ist, dass weiterhin der Aus- oder Aufbau von

neuer Siliziumproduktionskapazitäten angekündigt wird. Allein die führenden Hersteller (*Hemlock, MEMC, Mitsubishi, REC, Sumitomo, Tokuyama* und *Wacker*) werden bis 2010 mehr als 80'000 t Produktionskapazitäten erreichen (derzeitige Produktion liegt bei 38'000 t p.a.). Daneben gibt es über 30 weitere Unternehmen mit Plänen, welche die gesamten Siliziumkapazitäten bis 2010 auf über 130'000 t erhöhen könnten. Für unsere Prognosen gehen wir davon aus, dass nur ein Teil dieser Kapazitäten gemäss Zeitplan realisiert werden. Insbesondere bei russischen und chinesischen Projekten sowie bei «Newcomern» ohne die nötige technologische Erfahrung sind Verzögerungen zu erwarten.

Kostensenkung bei der Polysiliziumherstellung in Reichweite

Viele Expansionspläne basieren auf dem etablierten, aber energieintensiven Siemensprozess, welcher rund 80 - 130 kWh Strom pro kg Endprodukt benötigt. Um die Produktionskosten entscheidend reduzieren zu können, sind andere Produktionsprozesse wie Fließbettreaktor (fluidised bed reactor) FBR (20 - 40 kWh/kg) und metallurgische Aufbereitung (10 - 20 kWh/kg) von Silizium nötig. Dieser tiefere Energieverbrauch der letzten beiden Verfahren ist für die gesamte Solarindustrie zukünftig ein entscheidender Kostenreduktionsfaktor.

Genügt die Qualität von metallurgischem Silizium?

Ungewiss bleibt momentan noch, wie schnell das «unreinere» metallurgische Silizium von der PV-Industrie aufgenommen wird. Grosstechnische Erfahrung muss mit diesem Material erst gewonnen werden, speziell auch dessen Einsatz in hocheffizienten Solarzellen und deren Langzeitverhalten. Viele Wafer- und Zellhersteller sind auf standardisierte Rohmaterialien angewiesen. Diese Unternehmen werden zuerst umfangreiche Tests mit dem neuen Material durchführen, bevor sie es voll in ihre Prozesse integrieren werden. Ein erster Schritt besteht zunächst in der Beimischung von metallurgischem Silizium zu konventionellem Solar-Silizium.

Grosse zusätzliche Mengen an Solarsilizium ab 2008

Abb. 4 zeigt die Entwicklung des verfügbaren solaren Siliziums, zusammen mit dem reduzierten Siliziumbedarf pro MWp Output und der daraus resultierenden potentiellen kristallinen Silizium (c-Si) Solarzellenproduktion.

Abb. 4: Produktion von Poly- und Solarsilizium und maximale c-Si Solarzellenproduktion					
Solarsilizium und Solarzellenproduktion	2006	2007e	2008e	2009e	2010e
Gesamte Polysilizium Produktion	35'700	42'400	59'500	85'200	101'000
Verfügbare Siliziummenge für PV-Industrie (inkl. Lagerabbau und Recycling)	23'500	27'000	35'800	59'300	79'300
Wachstum gegenüber Vorjahr	6'500	3'500	8'800	23'500	20'000
Jährliche Zuwachsrate an Solarsilizium	38%	15%	33%	66%	34%
Siliziumbedarf pro MWp (t)	10.2	9.6	9.0	8.6	8.2
Potenzielle c-Si Solarzellenproduktion	2'300	2'800	4'000	6'900	9'700
Jährliche Wachstumsrate der c-Si Solarzellenproduktion	49%	22%	41%	73%	40%

Quelle: einzelne Unternehmen, Sarasin 2007

Die für 2007 zur Verfügung stehende Siliziummenge dürfte um ca. 15% höher als 2006 sein. Unter der Berücksichtigung der Materialeinsparungen entlang der gesamten Wertschöpfungskette könnte damit die potenzielle kristalline Solarzellenproduktion um 22% auf rund 2'800 MWp steigen. 2008 und 2009 kommen dann erhebliche zusätzliche Siliziummengen (+33%, resp. +66%) auf den Markt und dürften den Engpass abschwächen. Damit könnte aufgrund der neuen Rohstoffverfügbarkeit die kristalline Solarzellenproduktion um 41% auf rund 4'000 MWp, resp. um 73% in 2009 auf rund 6'900 MWp erhöht werden. Gemäss unse-

rer Prognose scheint ab 2009 genügend solares Silizium auf dem Markt angeboten zu werden. Danach wird man klarer beurteilen können, ob die angekündigten Ausbaupläne für Solarsilizium termingerecht umgesetzt werden konnten und ein weiteres Wachstum der PV-Industrie erlauben.

Überkapazitäten bei den Zell- und Modulherstellern

Durch die bessere Balance des Siliziumangebots werden auch die Spotpreise ab 2009 sinken. Zudem glauben wir, dass die momentanen Ausbaupläne für die Solarzellenkapazitäten sehr ambitioniert sind, wenn wir die zukünftigen Nachfrageerwartungen herbeiziehen. Neue Zellenhersteller tun gut daran, einen Grossteil ihrer Verkäufe abzusichern, sonst laufen sie Gefahr, dass ihre Produktionskapazitäten nicht ausgelastet sein werden.

Preis- und Nachfrageentwicklung

Modulpreisindex verzeichnet nur leicht sinkende Preise

Der Solarbuzz Modulpreis-Index hat sich in den letzten Monaten erstaunlicherweise in den USA als auch in Europa nur leicht nach unten verschoben. Die Durchschnittspreise liegen in den USA um USD 4.80/Wp und in Europa um EUR 4.78/Wp.³ Momentan ist eben auch Hochsaison, was die PV-Installationen anbetrifft. Der tiefste Preis für ein multikristallines Solarmodul lag im September 2007 bei \$3.00/Wp von einem amerikanischen Händler. Das günstigste monokristalline Modul lag bei EUR 3.14, auch in Amerika. Der tiefste Preis für ein Dünnschichtmodul lag bei EUR 2.55 von einem europäischen Händler.

Steigende Kapazitäten und attraktive Einspeisetarife steigern Nachfrage

Produktionskapazitäten sind auf allen Wertschöpfungsstufen im Ausbau begriffen und zwar im grossen Stil. In den kommenden Jahren werden daher grosse Mengen an Solarmodulen auf den Markt kommen. Dies wird zu einem Druck auf die Preise sowohl bei den Zellen als auch bei den Modulen führen.

Nun richtet sich die Aufmerksamkeit immer stärker auf die Nachfrage und die Preise. Wie elastisch reagiert die Nachfrage auf sich ändernde Endkundenpreise? Mit den heutigen Einspeisetarifen in Deutschland und anderen wichtigen Märkten sind die Erträge aus einer PV-Anlage dort allerdings sehr gut berechenbar, so dass ein massiver Preiszerfall unwahrscheinlich erscheint; sobald die Preise wieder mit dem Einspeisetarif korrelieren und Renditen von 6 - 8% erzielbar sind, wird die Nachfrage wieder zunehmen. Der heutige PV-Markt ist ein globaler Markt, d.h. die Zellen und Module fließen dorthin, wo der höchste Preis, bzw. die beste Marge erzielt werden kann.

Sinkende Vergütungen lassen die Preise purzeln

Doch die Einspeisetarife stehen nicht unlimitiert zur Verfügung. Die Politik will die geschaffenen Anreize für Solarenergie langsam reduzieren und wieder reine Marktmechanismen spielen lassen. Damit erhöhen die sinkenden Vergütungen den Preisdruck, bis die Photovoltaik tatsächlich die angestrebte Netzparität erreicht hat. Sobald die Gestehungskosten für Solarstrom dem Spitzenlaststrom für Endkunden entsprechen, wird die Photovoltaik zu einer echten Alternative. In Kalifornien, wo für Spitzenlaststrom gut zwischen EUR 0.18 - 0.30/kWh bezahlt wird, kann dieser break-even Punkt schon gegen 2010 erreicht werden.

³ www.solarbuzz.com/moduleprices

Dünnschichtmodule mit steigendem Marktanteil

Dünnschichttechnologien mit wachsendem Marktanteil

Durch den Solarsiliziumengpass nahm die Aufmerksamkeit für die Dünnschichttechnologien enorm zu. Im Jahr 2006 vereinten die Dünnschichtmodule mit einer Produktion von rund 200 MWp einen Anteil von 7.8% (Vorjahr 5.8%) am gesamten Weltmarkt. Den grössten Anteil mit 4.8% haben die Module aus amorphem Silizium (aSi), gefolgt von Cadmium-Tellurid (CdTe) mit 2.8% und Kupfer-Indium-Diselenid (CIS) mit 0.2%.

Dünnschichtmodule mit attraktiven Eigenschaften

Dünnschichtbasierte Solartechnologien besitzen ein grosses Potenzial. Mittlerweile können damit bereits Wirkungsgrade von bis zu 17% erzielt werden. Vorteile dieser Technologie sind u.a. der geringe Rohstoffverbrauch, keine oder nur geringe Verwendung von solarem Silizium, der bessere Temperaturkoeffizient (d.h. gleich bleibende Leistung bei steigender Temperatur), neue Anwendungsbereiche durch den Einsatz von flexiblen Materialien sowie eine kürzere Energierückzahldauer, da die Herstellung weniger energieintensiv ist. Gleichzeitig hat die Dünnschichttechnologie ein hohes Kostenreduktionspotenzial. Ziel ist es – neben dem Ausbau der Produktionskapazitäten – längerfristig eine Kostensenkung auf einen Euro pro Wp zu erreichen und die Zelleffizienz auf bis zu 25% zu steigern. Dank all dieser Vorteile erwarten wir, dass der Anteil an Dünnschichtmodulen überdurchschnittlich wachsen wird.

Grosse Pläne hinsichtlich Kapazitäten, Kosten und Effizienz

Derzeit stellen über 80 Unternehmen weltweit Dünnschichtsolarzellen und –module her. Nur schon im letzten Jahr sind 24 neue Firmen in diese Technologie eingestiegen. Auch in dieser Industrie gibt es ein paar wenige grosse Unternehmen mit langer Erfahrung und steigenden Produktionskapazitäten (*First Solar, Kaneka, Mitsubishi, United Solar*). Daneben gibt es die Neueinsteiger von denen eine kleine Zahl das Potenzial hat, zu bedeutenden Akteuren heranzuwachsen. Viele der Unternehmen sind sog. «pure players», aber auch eine grössere Zahl von etablierten Firmen aus der Siliziumtechnologie steigt in die Dünnschicht ein. Manche Hersteller betrachten den Ausbau ihrer Dünnschichtaktivitäten als Absicherung in ihrem Technologieportfolio (z.B. *Sharp, ErSol, Q-Cells*), andere setzen ausschliesslich auf diese Technik (z.B. *Würth Solar, Kaneka, First Solar, Shell*).

Überdurchschnittliches Wachstum

Die Dünnschichttechnik mit ihren ambitionierten Kapazitätsausbauten wird in den kommenden Jahren überproportional wachsen. Bis 2010 rechnen wir mit einem Anstieg des Dünnschichtanteils an der Modulgesamtproduktion von derzeit 8% auf rund 23%, d.h. rund 2'000 MWp (Abb. 5).

Tiefe Produktionskosten

Von allen Dünnschichttechnologien besitzt CdTe momentan die tiefsten Produktionskosten. Diese wurden vom führenden Unternehmen *First Solar* neulich mit USD 1.25/W angegeben. Die a-Si Technologie liegt jedoch mit rund USD 1.50/W nur knapp dahinter. Durch Prozessverbesserungen, angetrieben von grossen Anlagenherstellern wie *Applied Materials* und *Oerlikon*, besteht hier noch ein grosses Kostenreduktionspotenzial. Die tiefsten Produktionskosten könnten jedoch von der CIGS Technologie mit seinem kontinuierlichen Verfahren (roll-to-roll), höherem Wirkungsgrad und dünnen, flexiblen Substraten, erwartet werden.

Verschiedene Dünnschichttechnologien sind aufgrund ihrer Unausgereiftheit und unvorhersehbaren Hürden bei der Ausweitung der Produktionskapazitäten noch

sehr schwierig zu prognostizieren. Trotzdem gilt es diese junge Industrie weiter genau zu beobachten und ihre Dynamik nicht zu unterschätzen.

Abb. 5: Prognose der Dünnschichtproduktion bis 2010

Unternehmen/Technik	Effiz.	Produktion (MWp)				
		2006	2007e	2008e	2009e	2010e
Amorphes Si, poly-Si, uc-Si						
Brilliant (Q-Cells) (GE)			2	15	50	75
CSG Solar (GE)			15	20	20	20
ErSol Thin Film (GE)	6.0%		6	24	50	80
Flexcell (Q-Cells) (CH)			1	7	18	20
Kaneka (JP)	6.3%	30	43	63	70	90
Mitsubishi Heavy Industries (JP)	11.5%	10	40	80	120	135
Moser Baer (IN)			15	50	100	135
Schott Solar (GE)	5.3%	3	8	23	44	70
Sharp (JP)	8.1%	8	10	65	110	125
Shenzen Topray Solar (CN)	7.0%		6	10	20	30
Signet Solar (GE)				15	65	75
Sunfilm (Q-Cells) (GE)				20	80	125
United Solar Systems (USA)	7.9%	28	88	120	135	145
		79	217	477	812	1'030
Cadmium Telluride (CdTe)						
Antec (GE)			3	10	15	20
Calyxo (Q-Cells) (GE)	7.0%		1	15	50	75
First Solar (USA/GE)	9.5%	60	135	210	250	260
		60	139	235	315	355
CIS, CIGS, CIGSSe						
Ascent Solar (USA)			2	2	2	2
Avancis (Shell/Saint-Gobain) (UK/E)	9.4%			10	35	60
DayStar Technologies (USA)	10.0%		20	20	20	20
Global Solar Energy (USA)	10.9%	3	4	12	20	45
Honda (JP)			27	27	27	27
Johanna Solar (GE)	16.0%		20	35	50	60
Nanosolar (USA)	10.0%		7	30	60	95
Odersun (GE)	10.0%		5	5	5	5
Scheuten Solar (NL)			3	20	55	90
Solibro (Q-Cells) (GE)				8	30	75
Showa Shell Sekiyu (JP)			10	20	25	30
Sulfurcell (GE)		5	50	50	50	50
Würth Solar (GE)	11.5%	2	9	22	30	40
		10	156	260	408	598
Total geplante Produktion		149	511	972	1'535	1'983

Quelle: Unternehmen, Bank Sarasin 2007

Marktentwicklung und Prognose

Die wichtigsten nationalen Märkte

Deutschland

Hohe Preise reduzierten
Nachfrage

Letztes Jahr wurden in Deutschland 953 MWp an neuer PV-Leistung installiert (offizielle Zahlen des Bundesministeriums für Umwelt, BMU). Dies entspricht einer Wachstumsrate von 10% gegenüber den revidierten Zahlen 2005 (866 MWp). Die Wachstumsrate sank damit zum zweiten Mal in Folge und liegt damit unter dem globalen Wachstum von 17%. Die Nachfrage in Deutschland hängt jeweils zu einem erheblichen Masse von den erzielbaren Renditen von grösseren Anlagen ab. Da die Anlagenpreise letztes Jahr nicht mit der Degression des

Einspeisetarifs Schritt hielten, sanken die Renditeaussichten und entsprechend auch die Nachfrage.

EEG: eine riesige Erfolgsstory

Das deutsche Bundesumweltministerium hat Anfang Juli eine positive Bilanz zum Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) gezogen. Mit Hilfe des EEG entwickelten sich die deutschen Hersteller zur weltweit führenden Kraft im Bereich erneuerbare Energien und hier speziell bei der Solarenergie. Laut Erfahrungsbericht des BMU übersteigt der gesamtwirtschaftliche Nutzen des EEG schon seine Kosten.

EEG-Novellierung mit moderat erhöhtem Degressionssatz ab 2009

Die Förderstruktur soll aber in einzelnen Bereichen angepasst werden, um die Effizienz zu steigern und weitere Anreize für Innovationen zu setzen. Für die anstehende Novellierung wird vorgeschlagen, die Degression der Einspeisevergütung für die Photovoltaik ab 2009 um zwei Prozentpunkte anzuheben, auf 7% für Dachanlagen und 8.5% für Freiflächenanlagen. Die Branche scheint mit diesen erhöhten Degressionssätzen gut leben zu können. Auch der Finanzmarkt hat eine solche Erhöhung schon antizipiert, haben doch die Börsenkurse nach der Ankündigung der geplanten Satzänderungen kaum reagiert.

Deutscher Markt wächst wieder stärker, mit 25% jährlich bis 2010

Für 2007 erwarten wir, dass der Markt nach der vorübergehenden Zurückhaltung wieder anzieht und rechnen mit rund 1'300 MWp installierter Leistung. Bis 2010 rechnen wir mit einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate über die gesamte Periode von über 25%.

Japan

Japanischer Markt durchläuft Durststrecke ohne Förderung

2006 sank die neu installierte PV-Leistung erstmals leicht auf 287 MWp (Vorjahr 290 MWp). Grund für dieses Abflachen war das Auslaufen des wichtigsten nationalen Förderinstrumentes, dem «Residential PV System Dissemination Programme» (RPVDP) im Oktober 2005. Ein Anschlussprogramm mit ähnlicher Wirkungskraft existiert bislang nicht. Der Markt für Eigenheimsysteme (rund 90% des gesamten Absatzes) ist nun mehr oder weniger den Marktmechanismen ausgeliefert. Der Verkauf von Fertighäusern mit einer PV-Anlage als Standard wurde von vielen Hausfabrikanten vorangetrieben. So ist die Anschaffung einer PV-Anlage speziell bei Neubauten relativ unkompliziert. Aber auch auf Mehrfamilienhäusern sollen vermehrt PV-Systeme installiert werden. Die japanischen Stromversorger bezahlen schon seit 1992 überschüssigen PV-Strom zu Netztstrompreisen zurück (Nettostromrechnung). Das Land hat vergleichsweise hohe und stark steigende Strompreise. Zusammen mit den niedrigen Zinsen könnte dies künftig eine Investition in ein PV-System auch ohne Subventionierung attraktiv werden lassen. Ausserdem sind die Energieversorger von Gesetzes wegen verpflichtet, einen bestimmten Anteil ihres Stromabsatzes aus erneuerbaren Energien zu decken (Renewable Portfolio Standard, RPS). Verschiedenste Ministerien unterstützen zudem vermehrt Promotions- und Schulungsprogramme für die Solarenergie. Obwohl das METI (Ministry of Economy, Trade and Industry) keine weiteren Unterstützungspläne vorsieht, hält es an seinem Ziel einer angestrebten kumulierten PV-Leistung von 4.8 GWp bis 2010 fest. Für 2007 erwarten wir eine Wachstumsrate von 9%. Bis 2010 wächst der japanische Markt dann doch mit durchschnittlich 34% pro Jahr.

Energiesicherheit und
Klimawandel als wichtige
Wahlkampfthemen

USA

In den USA dreht sich momentan alles um erneuerbare Energien. Präsident Bush will die Abhängigkeit von ausländischen Energien drastisch reduzieren. Seine Energie Initiative⁴ will die verschiedenen erneuerbaren Energietechnologien fördern. Zudem besitzen die Themen Energiesicherung und Klimawandel im anstehenden Wahlkampf eine Top Priorität. Die vom Präsidenten angekündigte «Solar America Initiative, SAI» will bis 2015 eine installierte PV-Leistung von 5 - 10 GWp erreichen. Mittlerweile haben 20 Bundesstaaten Ziele für den Anteil an Erneuerbaren Energien an ihrem Energieportfolio (RPS) definiert und eigene Förderprogramme lanciert.⁵ Wie in Japan werden vermehrt Neubauten mit Standard PV-Systemen auf dem Markt angeboten, mit Produkten von *GE Energy*, *BP Solar*, *PowerLight* und anderen angeboten. Durch die derzeitige Immobilienkrise haben sich die Aussichten in diesem Marktsegment allerdings kurzfristig verschlechtert.

Kalifornien weiter auf
dem Vormarsch

Kalifornien ist der dominierende Markt in den USA. 2006 wurden zwei Drittel der netzgekoppelten PV-Anlagen dort installiert. Das von der Regulierungsbehörde des US-Bundesstaates Kalifornien PUC (Public Utilities Commission) genehmigte Förderprogramm für die Solarenergie lässt innerhalb der nächsten 10 Jahre rund 3.2 Mia. USD in den Ausbau der Solarenergienutzung fließen. Bis 2019 sollen eine Million Gebäude mit Solardächern mit einer Leistung von insgesamt 3'000 MWp ausgestattet werden, Hausbesitzer und Unternehmen erhalten Rabatte für die Umrüstung auf Solarenergie.

Beschleunigung des
Wachstums erwartet

2006 betrug die neu installierte Leistung in den USA 145 MWp. Dies entspricht einem Wachstum von 41% gegenüber 2005. Für 2007 erwarten wir aufgrund der Förderprogramme und weiter steigenden Energiepreisen eine Beschleunigung des Wachstums auf 80% bzw. 260 MWp und für 2008 nochmals 80% bzw. 470 MWp neu installierter Leistung.

Langfristig ist die USA ein PV-Markt mit hohem Potenzial, denn die Sonneneinstrahlung ist an vielen Orten sehr hoch und zudem kämpft das Land mit einer Stromverbrauchsspitze im Sommer, welche Versorgungsengpässe und extrem hohe Spitzenlaststrompreise verursacht. Das macht PV-Systeme auch kostenseitig attraktiver als an anderen Standorten.

Spanien (60 MWp neu installierte Leistung in 2006)

Viel Sonne und hohe
wirtschaftliche Anreize – wird
das Förderlimit erhöht?

Anders als in Deutschland scheint Spanien keinen Preisdruck zu spüren. Im Gegenteil: Spanien ist derzeit im Solarfieber. Sonneneinstrahlung und Einspeisevergütung sind hoch, deshalb ist die Nachfrage enorm gross und wir sehen einen florierenden PV-Markt. Es gibt zwei Gründe für den PV-Boom: Anfängliche Investitionen sind viel tiefer als bei anderen erneuerbaren Energien wie etwa Wind. Die momentane Einspeisevergütung garantiert eine Rendite von 8-12% über 25 Jahre. Somit können die PV-Anbieter auch höhere Preise verlangen als in Deutschland, ohne die Nachfrage zu beeinträchtigen. 2006 stieg der Markt um das Dreifache auf 61 MWp (2005: 20 MWp). Die Gesamtzahl aller registrierten

⁴ www.whitehouse.gov/stateoftheunion/2006/energy/energy_booklet.pdf

⁵ www.dsireusa.org: Database of State Incentives for Renewable Energy

Projekte erreichte diesen Herbst die Förderlimite von 400 MWp. Der zuständige Minister will den Deckel zügig auf 1'200 MWp anheben, jedoch mit gleichzeitiger Herabsetzung des Einspeisetarifs.

Hohe Nachfrage trotz unklaren Äusserungen seitens der Regierung

Isofoton als grösster spanischer Zell- und Modulhersteller berichtet, dass momentan die grosse Nachfrage nicht befriedigt werden kann. Die attraktiven Bedingungen haben schon mehr als 400 Unternehmen aus anderen Sektoren in den PV-Markt gelockt. Einige etablierte PV-Akteure befürchten, dass diese neuen opportunistischen Unternehmen – ohne grosse Erfahrung und ohne Kundenservice – den Ruf der Branche beeinträchtigen könnten.

Der Verband der erneuerbaren Energien in Spanien APPA befürchtet, dass die Regierung den PV-Boom als Überhitzung sieht und daher über eine Revision der Förderbedingungen nachdenkt. Dadurch entsteht eine Unsicherheit in der Branche, da die Abhängigkeit von staatlicher Förderung weiterhin gross ist.

Angesicht der derzeitigen Marktdynamik beläuft sich unsere Schätzung für den spanischen Markt auf über 1'400 MWp neu installierter Leistung in 2010, was einem durchschnittlichen jährlichen Wachstum von mehr als 120% entspricht.

Italien (12.5 MWp neu installierte Leistung in 2006)

Das italienische Einspeisegesetz zeigt nun Wirkung

Italien wächst zu einem der wichtigsten europäischen Solarmärkte heran. Nach mageren 12.5 MWp im letzten Jahr erwartet man für das laufende Jahr mehr als 100 MWp neu installierter Leistung. Auch die italienische Regierung setzt mittlerweile grosse Hoffnung ins weitere Wachstum des nationalen Solarmarktes. Die letztes Jahr noch erwähnten Hemmnisse wie administrative Hürden, das komplizierte Fördersystem und die schlechte Verfügbarkeit von Solarmodulen scheinen langsam abgebaut zu sein. Wir rechnen daher für 2010 mit einem Marktvolumen von 500 MWp neu installierter Leistung. Das entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate zwischen 2006 und 2010 von 150%.

Indien (5 MWp neu installierte Leistung in 2006)

Indiens Zuwachs klein aber stetig

Mit einer kumulierten Leistung von rund 90 MWp liegt Indien weiterhin an der Spitze der Schwellenländer. Die Zuwachsraten können aber leider nicht mit den südeuropäischen Ländern mithalten. Der Grossteil der Anwendungen ist in Indien netzunabhängig und soll zur Elektrifizierung von Dörfern beitragen. 2006 erhielten 60'000 Haushalte ein solares Beleuchtungssystem. Die Regierungsziele liegen bei 280 MWp kumulierter Leistung bis 2012, inklusive solarthermischer Anlagen.

China (15 MWp neu installierte PV-Leistung in 2006)

Chinesische Regierung setzt auf erneuerbare Energien

Mit einer kumulierten PV-Leistung von 85 MWp bis Ende 2006 setzt China vor dem Hintergrund des stark wachsenden Energiebedarfs vermehrt auch auf erneuerbare Energien. Bis 2010 soll 10% des Strombedarfs mit Erneuerbaren gedeckt werden. Der energiepolitische Stellenwert der Photovoltaik wird durch die Ausbauziele, Förderprogramme und damit gekoppelten Staatsinvestitionen bestätigt. Eine Priorität stellt hierbei die Elektrifizierung ländlicher Regionen dar. Hierfür sollen bis 2015 EUR 5 - 6 Mrd. investiert werden. Deshalb wird der PV-Markt zunächst durch netzunabhängige Anwendungen dominiert, langfristig jedoch durch netzgekoppelte Anlagen ergänzt.

PV-Industrie mit grossen Ausbauplänen und hoher Exportrate

Die chinesische PV-Industrie hat ambitionierte Expansionspläne, welche sich im Aufbau grosser Produktionskapazitäten (entlang der gesamten Wertschöpfungskette) widerspiegeln. China mit seinen Standortvorteilen hinsichtlich Strom- und Arbeitskosten wird vor allem bei der Modulproduktion zulegen und eine wichtige Rolle in diesem Sektor spielen. Bei der Polysilizium- und Zellenproduktion haben die chinesischen Unternehmen weniger Wettbewerbsvorteile. Neue chinesische Unternehmen dürften in der Polysiliziumherstellung noch Produktionskosten von rund EUR 35 - 40/kg benötigen, während die erfahrenen europäischen und amerikanischen Hersteller mit EUR 15 - 20/kg auskommen. Die Zellproduktion ist kapitalintensiv. Deren Produktionskosten werden getrieben von hohen Zellwirkungsgraden, welche nur mit viel Know-how erreicht werden können. Angesichts eines jährlichen Zubauvolumens im Heimmarkt von «nur» ca. 15 MWp lassen die Expansionspläne der chinesischen PV-Industrie in den nächsten Jahren weiterhin eine starke Exportorientierung erwarten.

Entwicklung der PV-Märkte bis 2020

2006 wurden 1'646 MWp neu installiert (+17%)

Im Jahr 2006 wurden weltweit 1'646 MWp photovoltaische Leistung neu installiert. Das entspricht einem Wachstum von 17% gegenüber den korrigierten Vorjahreszahlen. Dieses Jahr werden es rund 2'750 MWp sein. Dies entspricht dann einer Wachstumsrate von 60%. Unsere Langfristprognose zeigt, wie schon unsere letztjährige Studie, die Entwicklung der weltweit jährlich **neu installierten PV-Leistung**. Unsere Prognose wurde aus den Einschätzungen der einzelnen Märkte in den wichtigsten Ländern abgeleitet. Die historischen Daten basieren grösstenteils auf Informationen der IEA-PVPS.

2010 neu installierte PV-Leistung von 8.25 GWp

2007 sind nach dem eher zurückhaltenden Wachstum im 2006 wieder grössere Mengen an Solarsilizium auf den Markt gekommen und die Verfügbarkeit aller Zwischenprodukte bis zum fertigen Modul hat stark zugenommen. Dadurch wird sich die Situation dieses Jahr wie auch 2008 auf dem Solarsiliziummarkt entspannen. Für 2010 erwarten wir eine weltweit neu installierte PV-Leistung von rund 8.25 GWp (Abb. 6). Dies entspricht einem durchschnittlichen jährlichen Wachstum von 50% für die Zeitspanne von 2006 bis 2010.

Abb. 6: Länderspezifische Sarasin-Prognose für den PV-Markt (jährlich neu installierte Leistung in MWp)

	Neu installiert						CAGR
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	
Deutschland	866	953	1'300	1'625	1'983	2'320	25%
Italien	7	12.5	105	184	322	498	151%
Spanien	20	61	450	698	1'046	1'465	122%
Sonstiges Europa	48	94	150	218	337	455	48%
Europa	940	1'121	2'005	2'724	3'687	4'738	43%
USA	103	145	261	470	846	1'480	79%
China	12	15	26	43	78	149	77%
Indien	8	9	17	31	57	106	85%
Japan	290	287	312	464	673	943	35%
Sonstiges Asien	20	25	49	96	180	38	92%
Asien	330	336	403	635	989	1'535	46%
Rest der Welt	35	45	78	146	270	503	83%
Gesamt neu installiert	1'408	1'646	2'748	3'974	5'792	8'255	50%
Jährliche Wachstumsrate	31%	17%	67%	45%	46%	43%	

Quelle: IEA-PVPS Zahlen bis 2006, ab 2007 Sarasin Schätzungen

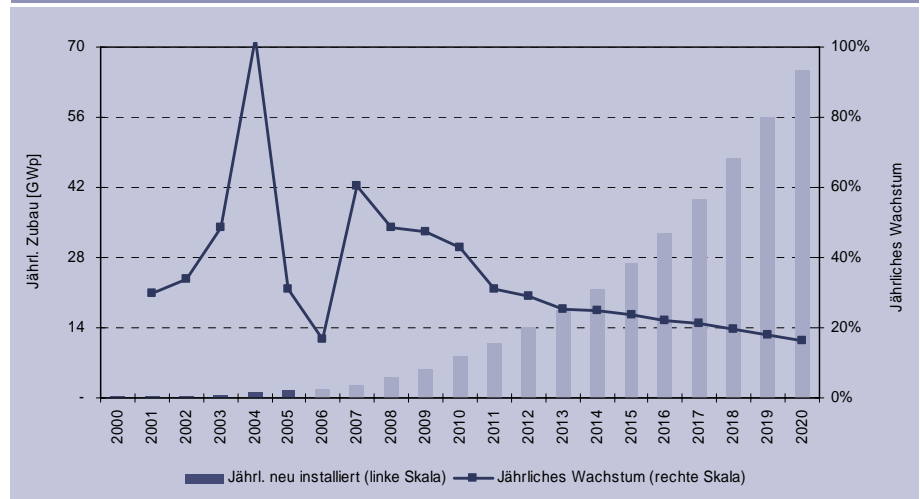
<p>Neue wichtige Märkte entstehen</p>	<p>Deutschland ist immer noch das Schwergewicht unter den nationalen Märkten mit einem Anteil von 58% in 2006. Dahinter entstehen nun aber einige neue bedeutende Märkte wie Italien, Spanien, Portugal und die USA. In Asien werden China, Indien, Südkorea, Taiwan und Thailand zu wichtigen PV-Märkten aufsteigen.</p>
<p>Netzunabhängige Anlagen werden bedeutender</p>	<p>Längerfristig werden ausserdem neue Zukunftsmärkte in Entwicklungs- und Schwellenländern auf dem Gebiet der netzunabhängigen Anwendungen liegen. Dort haben rund zwei Milliarden Menschen keinen Zugang zu Stromnetzen. Kleine dezentrale solare Einzelversorgungen (solar home systems, SHS) oder PV-Hybridsysteme zur Dorfstromversorgung sind oft die wirtschaftlichste und schnellste Möglichkeit, den Lebensstandard der überwiegend ländlichen Bevölkerung erheblich zu verbessern. Von einem solchen Absatzmarkt können nicht nur Zell- und Modulhersteller, sondern die gesamte solare Systemtechnik profitieren.</p>
<p>Wesentliche Risiken für den PV-Markt</p>	<p>Folgende Faktoren, basierend auch auf den erwähnten Schlüsselthemen, stellen Risiken dar, welche die erwartete positive Marktentwicklung mittelfristig begrenzen können:</p> <ul style="list-style-type: none"> ◆ Verzögerung beim Ausbau der Siliziumkapazitäten. Der Ausbau der Fertigungskapazitäten wird nicht wie geplant, sondern nur teilweise oder verzögert umgesetzt. Dadurch könnte sich die Knappheitssituation über 2008 hinaus erstrecken. ◆ Änderungen bei den Förderprogrammen. Die Abhängigkeit von einigen wenigen Einzelmärkten, in denen die Photovoltaik durch Förderprogramme unterstützt wird, ist in den kommenden vier bis fünf Jahren bis zur Erreichung der Netzstromparität noch gross. <ul style="list-style-type: none"> – In Deutschland könnte die in 2008 anstehende Novellierung des EEG mit der angekündigten Erhöhung des Degressionssatzes zu einer Verlangsamung des Marktwachstums führen. – Zu hohe bürokratische Hürden oder eine Deckelung der Förderprogramme in den Mittelmeerländern schwächen deren Wirkung. – Unsichere Entwicklung in Japan: Noch ist nicht klar, ob dieser Markt weit genug entwickelt ist, um ohne Unterstützungsprogramme weiter wachsen zu können. – Wie entwickelt sich der chinesische Heimmarkt. Verbessert die Regierung die Förderbedingungen, so dass für die boomende Solarindustrie in China auch ein nationaler Markt entstehen kann. ◆ Steigende Zinsen. Kreditfinanzierte Investitionen in PV-Anlagen rechnen sich weniger und die für den Anlagenbetreiber zu erwartende Rendite im Vergleich zu festverzinslichen Anlageformen sind weniger attraktiv. ◆ Immobilienkrise in den USA. Durch die kritische Lage auf dem Immobilien- und Hypothekenmarkt scheinen Hausbesitzer weniger Interesse an Investitionen in eine Solaranlage zu haben.

- ◆ **Zunehmende Konkurrenz** aus dem eigenen Lager durch alternative Solar-energietechnologien wie solare Kraftwerke (siehe drittes Kapitel der Studie) oder auch andere erneuerbare Energien (Beispielsweise Landwirte, welche in Biogas- oder Solarwärmeanlagen investieren anstatt eine PV-Anlage installieren zu lassen).

Drang zu einer vermehrten Energieunabhängigkeit führt zu einem «Upside Potential»

Andererseits lösen die Verknappung und die tendenziell steigenden Preise am Ölmarkt ein zusätzliches Potenzial bei der Solarenergie aus. Die Bereitschaft zur Förderung von erneuerbaren Energien (z.B. durch Einspeisevergütungen oder Steuererleichterungen) ist bei den Regierungen klar gestiegen. Neues Hauptargument der Politiker ist das Ziel einer verstärkten Energieunabhängigkeit. Hierzu können erneuerbare Energien und speziell die Photovoltaik mit ihrem dezentralen Charakter einiges beitragen.

Abb. 7: Sarasin-Langfristprognose für den weltweiten PV-Markt



Quelle: Bank Sarasin, 2007

Klimadebatte und CO₂-Vermeidungsstrategien

Zusätzlichen Rückenwind erhält die Solarenergie auch durch die aktuelle Klimadebatte. Dadurch wird eine CO₂-neutrale Energieerzeugung immer wichtiger. Im Rahmen einer umfassenden CO₂-Vermeidungsstrategie spielen hierbei Mengenpotenzial und Preis eine entscheidende Rolle. Darauf wird in einem spätern Kapitel näher eingegangen.

Bei der ländlichen Stromversorgung kann eine PV-Anlage Dieselgeneratoren ersetzen oder ergänzen. Dort beeinflusst der Erdölpreis ganz direkt die Nachfrage nach Photovoltaik. Dieser Markt ist momentan grösstenteils auf die USA und die Dritte Welt beschränkt, wächst aber im Vergleich zu den dominierenden netzgekoppelten Anwendungen überdurchschnittlich. Eine zukünftige Anrechnung von CO₂-Zertifikaten könnte diesem Marktsegment zusätzlichen Schub verleihen.

Fazit: Längerfristig stetiges Wachstum von über 20% möglich

Längerfristig sind die Möglichkeiten der Photovoltaik daher noch nicht ausgereizt. Langsam scheinen sich die Rohstoffproduktion und die Nachfrage besser auszubalancieren. Zudem ermöglichen die economics-of-scale sowie Fortschritte in der Fertigungstechnik (grössere Einheiten, Automatisierung) und neue Technologien und Prozesse deutliche Kostensenkungen. Zudem werden auch gewisse Anwendungen der Dünnschichttechnologien bald den Durchbruch

schaffen und mit ihren kostengünstigen Verfahren gewisse Marktanteile erobern. Dies alles dürfte dazu führen, dass wir eine Fortsetzung des Wachstumspfad sehen werden. Gemäss diesem Szenario wird sich die jährlich installierte Leistung zwischen dem Jahr 2010 von 8.25 GWp auf etwa 65 GWp im Jahr 2020 fast Verachtfachen. Dies entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate in der zweiten Dekade (2011-2020) von 22% (Abb. 7).

Strategische Positionierung der PV-Unternehmen

Wer ist längerfristig gut positioniert? Konsolidierung steht an

Aus Börsensicht sind die Wachstumserwartungen an die Branche weiterhin sehr hoch. Längerfristig können diese auch erfüllt werden. Ob alle Unternehmen dabei sein werden, ist jedoch fraglich. Wir rechnen in Zukunft mit einer gewissen Konsolidierung im Sektor. Hierbei werden sich diejenigen Unternehmen durchsetzen, die bezüglich der wichtigsten strategischen Herausforderungen der Branche am Besten gewappnet sind.

Die Versöhnung von Angebot und Nachfrage

Die Bedeutung des Rohmaterialengpasses, welcher das Wachstum 2005 und 2006 bestimmte, wird sich in den kommenden Jahren deutlich abschwächen. Momentan noch unklar ist, wie die Preise dadurch beeinflusst werden.

Längerfristig ist dagegen die Fähigkeit entscheidend, die Kosten nachhaltig zu senken, um wettbewerbsfähig bleiben zu können. Wichtige Faktoren hierbei sind:

- ◆ **Solarsilizium – Spotmarkt vs. Langzeitverträge.** Fallende Siliziumpreise aufgrund der Beseitigung des Kapazitätsengpasses könnten der gesamten PV-Industrie dienlich sein. Sollten die Preise jedoch nicht in dem Masse fallen, wie andernorts in der Wertschöpfungskette, dann profitieren Zellhersteller mit existierenden Langzeitliefervereinbarungen. Sollten die Siliziumpreise jedoch rasch und stark sinken, so könnten sich diese Mehrjahresverträge als eigentliche Knebelverträge erweisen.
- ◆ **Grösse der Produktion.** Wegen der relativen Kapitalintensität stehen die Produktionskosten in hoher Korrelation mit der Produktionsgrösse. Kleinere Unternehmen sind in dieser Hinsicht schlechter aufgestellt als Grössere.
- ◆ **Individuelle Kostenvorteile.** Für jedes Unternehmen bestehen ausserdem gewisse standortbezogene Vor- oder Nachteile wie tiefe Lohnkosten oder staatliche Investitionssubventionen.
- ◆ **Spezialisierung vs. vertikale Integration.** Unternehmen, welche mehrere Wertschöpfungsstufen kontrollieren, besitzen mehr Flexibilität, Preise reduzieren zu können als nicht-integrierte Unternehmen. Andererseits kann ein Spezialist direkt von günstigen Bedingungen am Beschaffungsmarkt profitieren.
- ◆ **Kampf um Marktanteile – wer besitzt den längeren Atem?** Unternehmen, welche fähig sind, auch eine Zeit mit kleineren Margen überbrücken zu können, dürften mittelfristig Marktanteile hinzugewinnen. Oftmals sind Produzen-

ten aus Schwellenländern wie China eher willens Margen für Marktanteile aufzugeben.

Beurteilungskriterien

Aus den erwähnten Faktoren ergeben sich die entsprechenden Erfolgskriterien für ein einzelnes PV-Unternehmen. Je mehr diese Aspekte von einem Unternehmen aktiv und positiv angegangen werden, desto höher ist unseres Erachtens die Chance, dass das jeweilige Unternehmen zu den nachhaltig erfolgreichen Akteuren in der PV-Industrie zählen wird. Die Unternehmen wurden gegenüber den folgenden vier Kriterien mit Hilfe eines Scoringsystems von 1 (klein bzw. schlecht) bis 10 (gross bzw. gut) bewertet:

Gesicherte Rohstoffversorgung

Den derzeitigen Restriktionen auf der Rohstoffseite kann auf verschiedene Weise begegnet werden:

- ◆ Erfolgreiches Beschaffungsmanagement durch vertragliche Sicherung der benötigten Mengen bei gleich bleibender hoher Qualität.
- ◆ Erschliessung eigener Siliziummengen durch Joint-Ventures, Beteiligungen oder eigene Produktionsstätten.
- ◆ Einführung von Silizium sparenden Verbesserungen bei Produktion und Produktdesign der kristallinen Technologie.
- ◆ Auf- bzw. Ausbau eigener Dünnschicht-Aktivitäten.

Späteinsteiger besitzen sicher eine schlechtere Position, um ihre Materialnachfrage zu sichern, da ihnen der Erfolgsnachweis und die Verhandlungsstärke fehlt.

Kritische Grösse des Unternehmens

Auf jeder Stufe der Wertschöpfungskette (Wafer, Zellen und Module) spielen Skaleneffekte eine grosse Rolle für die Reduktion der Produktionskosten. Nur die Unternehmen, deren Kostenstrukturen zu den führenden der Branche zählen, werden weiterhin attraktive Renditen erzielen können. Ausserdem halten wir es für wahrscheinlich, dass die Rohmateriallieferanten sich zukünftig noch stärker auf langfristig angelegte Partnerschaften mit grösseren, finanzkräftigen Kunden fokussieren, um das Ausfallrisiko zu minimieren. Dies gilt auch für die zunehmende Zahl von Grossprojekten in aller Welt. Auch hier haben führende Lieferanten einen Vorteil.

Technisches Know-how

Nebst dem Grössenkriterium ist eine Differenzierung gegenüber den Wettbewerbern durch herausragende Produkte oder Produktionsverfahren sehr wichtig. Dies ist einerseits durch die Anwendung einer innovativen Technologie, wie etwa hocheffizienten Solarzellen, mit einem Silizium sparenden Produktionsverfahren oder durch Know-how in der Dünnschichttechnologie möglich. Andererseits kann sich ein Unternehmen auch durch eine langjährige Erfahrung entlang der gesamten Wertschöpfungskette technische Vorteile erarbeiten.

Internationale Kundenbasis

Der bislang grösste PV-Markt Deutschland wird aufgrund der wahrscheinlich geplanten Erhöhung des Degressionsssatzes des Einspeisetarifes relativ an Bedeutung verlieren und langsamer als der weltweite PV-Markt wachsen. In den kommenden Jahren werden einige neue, schnell wachsende Märkte hinzukommen. Die lukrativen Märkte liegen in Zukunft in Südeuropa, Asien und Nordamerika. Eine frühzeitige Präsenz auf diesen Märkten ist eine wichtige Voraussetzung, um sich unter den langfristigen Gewinnern einordnen zu können.

Die PV-Unternehmen im Vergleich

REC, Q-Cells und Sharp am besten positioniert

Wir haben die 26 grössten börsenkotierten Unternehmen der globalen PV-Industrie anhand dieser vier Kriterien untersucht (Abb. 8). Für jedes Kriterium wurden maximal zehn Punkte vergeben. Bei dieser Scoring-Bewertung schnitt mit 32.5 aus maximal 40 Punkten das Unternehmen *REC* sehr gut ab, speziell bei den Kriterien Grösse, Know-how und Rohstoffsicherung. Sein Ursprung – die Polysiliziumherstellung – macht es momentan besonders attraktiv, doch auch seine zunehmende downstream Integration positioniert es optimal. *Q-Cells* liegt mit 30 Punkten auf Platz zwei. Nebst dem Kerngeschäft der Solarzellenproduktion hält *Q-Cells* Beteiligungen an *EverQ* und *CSG Solar*, die über materialsparende Siliziumbasierte Technologien verfügen. Daneben ist das Unternehmen in allen wichtigen Dünnschichttechnologien mit dabei. Zudem ist *Q-Cells* auch bei der Sicherstellung des Materialbedarfs äusserst erfolgreich. Nummer 3 in unserer Bewertung ist das japanische Unternehmen *Sharp*. Mit 1.8 Mia. USD Umsatz im Solarbereich ist es das grösste Solarunternehmen. Was die Kundenbasis und das Know-how anbetrifft, ist es auch sehr gut aufgestellt. Die grösste Herausforderung für *Sharp* scheint die zukünftige Rohstoffsicherung zu sein.

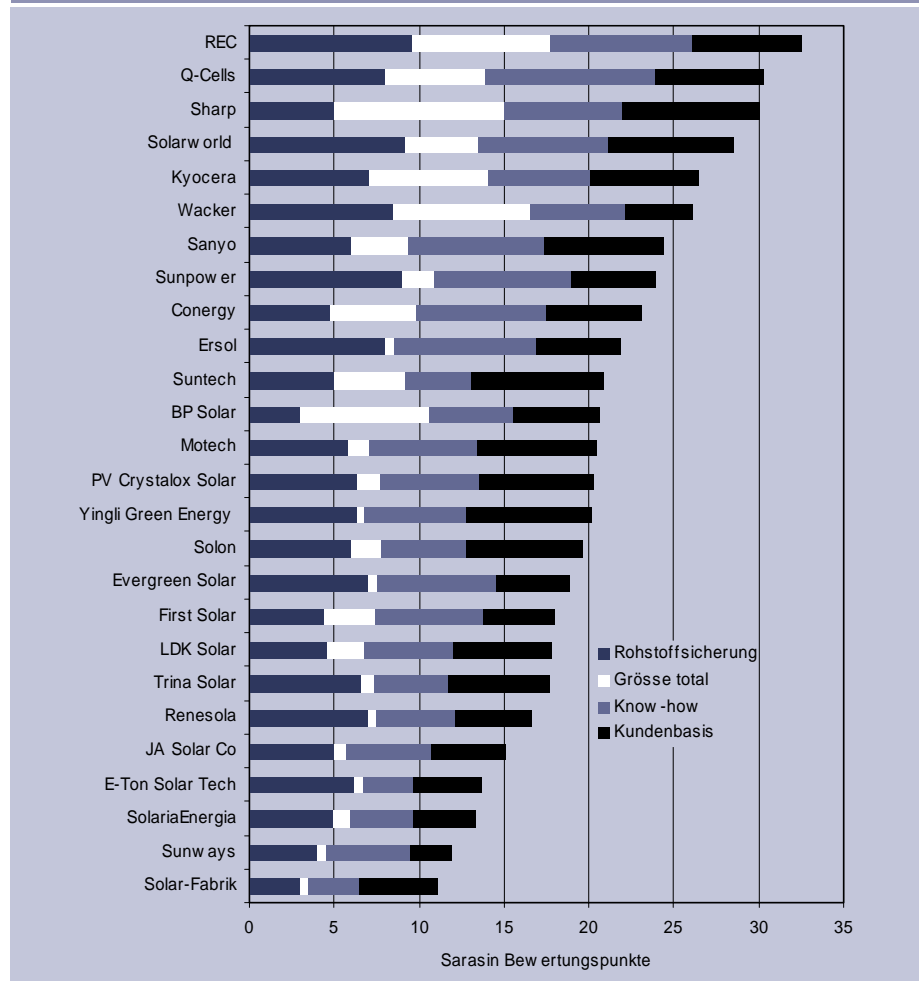
Chinesische PV-Unternehmen (noch) nicht unter den Top Ten

Unter den Top Ten ist momentan noch kein chinesisches Unternehmen zu finden. Dahinter auf Platz 11 liegt die *Suntech Power*. Dieser chinesische Zellen- und Modulhersteller ist unseres Erachtens von allen chinesischen PV-Unternehmen am besten aufgestellt. Die *Yingli Green Energy* auf Platz 14 verfolgt den Weg der vertikalen Integration. Alle Chinesen sind relativ jung und kamen sehr schnell an die Börse. Geld scheint genügend vorhanden zu sein und kaufen sich damit die neusten Anlagen. Ihre Standortvorteile (billige Arbeitskräfte, tiefe Konstruktionskosten, tiefe Strompreise) können sie aber noch nicht voll ausnützen. Denn andererseits fehlt ihnen die Erfahrung und geschultes Fachpersonal. Die grosse offenen Fragen bezüglich China lauten, kann diese PV-Industrie ihr momentanes hohes Wachstum beibehalten und wann wird von diesen Unternehmen der heimische Markt stärker forciert?

Aufgrund der unterschiedlichen Voraussetzungen, welche die einzelnen Unternehmen im Hinblick auf die zukünftigen Herausforderungen aufweisen, erwarten wir einen beschleunigten Konsolidierungsprozess mit klaren Gewinnern und Verlierern in der Branche. Der Wettbewerbsdruck wird entlang der gesamten Wertschöpfungskette zunehmen, da die Systemkosten deutlich sinken müssen. Einerseits steigt der Preisdruck von den Endkunden, andererseits dürften immer mehr chinesische Zell- und Modulproduzenten den Markt beeinflussen, sobald deren Siliziumnachschub gesichert ist. Dadurch werden auch die Gewinnmargen

unter Druck geraten. Die Machtverhältnisse werden sich deutlich in Richtung Distribution verschieben, da fast 80% der Systemkosten auf Ebene Zelle, Modul und System anfallen. Deshalb sind in Zukunft Downstream-Unternehmen gefragt, welche die nötigen Kostensenkungen umsetzen und an die Kunden weitergeben, sonst werden die Rohstofflieferanten mittelfristig auf einem Teil ihrer Produkte sitzen bleiben.

Abb. 8: Strategische Positionierung der PV-Unternehmen



Quelle: Sarasin, 2007

Wann steigen die Öl- und Gasindustrie und die Energieversorger in die Photovoltaik ein?

Je grösser die PV-Industrie wird, desto schneller erreicht sie einen Punkt, an dem sich die grossen Öl- und Gasgesellschaften sowie die Energieversorger stärker einmischen werden. *Shell* und neu auch *General Electric* scheinen starkes Interesse an der Dünnschichttechnologie zu haben. *GE* forscht mit seinem *Nanosolar*-Team sogar intensiv an einer dritten Generation Solarzellen basierend auf Nanotechnologie und Vorgängen, welche der natürlichen Photosynthese abgeschaut werden. Auch die beiden *Google* Gründer investieren in eine Firma *Nanosolar*. Dieses Unternehmen will mit Hilfe der Nanotechnologie die Kosten für Solarstrom um einen Faktor zehn reduzieren. Zudem werden auch grosse Unternehmen aus dem Anlagenbau wie *Applied Materials* und *OC Oerlikon* in Zukunft eine wichtige Rolle bei der kostengünstigen Entwicklung der Photovoltaik spielen.

Solarkollektoren

Übersicht

In diesem zweiten Teil unserer Solarstudie beleuchten wir zum vierten Mal in Folge die aktive Nutzung von Solarwärme mittels Sonnenkollektoren, d.h. der Gewinnung von Wärme aus der thermischen Sonnenstrahlung.

Starker Rückenwind durch hohe Energiepreise ...

Für die thermische Solarenergienutzung sind die Kosten der fossilen Alternative (meist Heizöl oder Erdgas) ein noch wichtigerer Faktor als bei der Photovoltaik. Dieser ökonomische Substitutionsmechanismus zeigt erste messbare Ergebnisse, da sich die Öl- und Gaspreise schon länger auf hohem Niveau befinden bzw. längerfristig hoch bleiben werden.

... und zusätzliche Fördermechanismen

Unterstützend kommt hinzu, dass immer mehr Regierungen die solare Wärme durch finanzielle Anreize oder durch neue Gesetzgebungen fördern. Beispielsweise sieht die neue EU Zielsetzung für 2020 einen Anteil von 20% erneuerbare Energien vor. Die neuesten Marktentwicklungen widerspiegeln diese positiven Rahmenbedingungen.

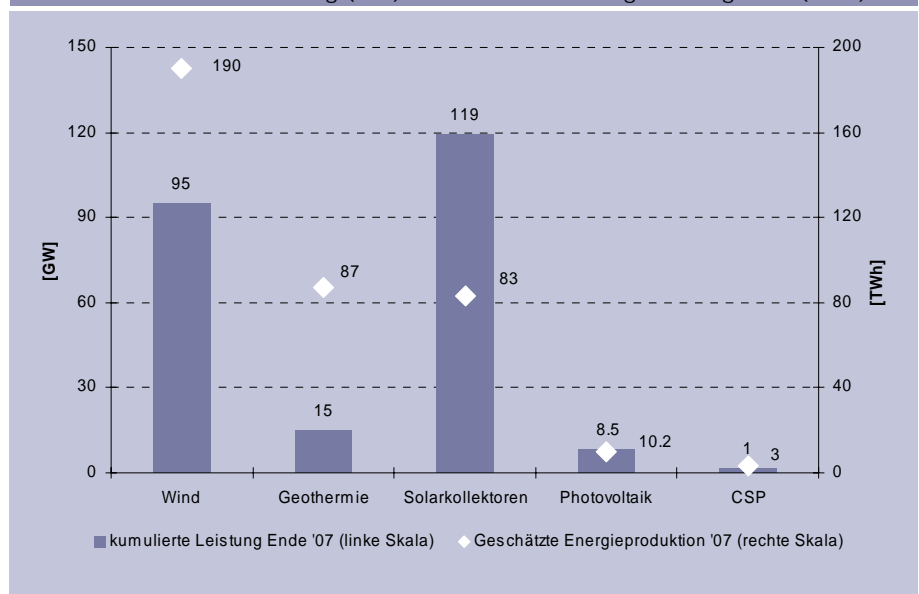
Solarwärme schon heute sehr kostengünstig

Die Wärmegestehungskosten von solarthermischen Anlagen sind gegenüber Öl- und Gasheizungen sehr attraktiv. Die etwas teurere Anschaffung wird schnell durch niedrigere Brennstoffkosten kompensiert. Die Wärmegestehungskosten reduzieren sich weiter und werden mittelfristig wettbewerbsfähig sein.

Beitrag der Solarthermie unter den Top Drei der Erneuerbaren

Im Vergleich mit anderen erneuerbaren Energien (Wasserkraft nicht berücksichtigt) steht die Energieversorgung aus Solarkollektoren weltweit hinter Wind und Geothermie auf Platz Drei. Mittlerweile werden durch solare Dachanlagen weltweit bereits 50 Mio. Haushalte mit Warmwasser versorgt. Dieser Energiebeitrag ist deutlich der Grösste von allen Solartechnologien (vgl. Kapitel CO₂-Vermeidung durch Solarenergie).

Abb. 9: Kumulierte Leistung (GW) Ende 07 und erzeugte Energie 07 (TWh)



Quelle: Sarasin Schätzungen, 2007

Abb. 9 zeigt die voraussichtlich Ende 2007 kumulierte elektrische oder thermische Leistung ($GW_{el/th}$) von Wind, Solarkollektoren, Geothermie, Photovoltaik

und solarthermischen Kraftwerken (CSP) sowie die im Jahr 2007 daraus produzierte Energie ($TWh_{el/th}$).⁶

Unternehmen der Solarthermie

Konzentration an der Spitze der europäischen Hersteller

Die Solarkollektorindustrie ist weltweit sehr stark fragmentiert und geprägt durch viele kleinere Akteure. Mittlerweile sind immerhin auch einzelne Unternehmen an der Börse kotiert und die Branche erhöht langsam ihre Visibilität für den institutionellen Investor. Was die europäischen Unternehmen anbetrifft, so kristallisieren sich allerdings einige grössere Akteure heraus. *GreenOneTec* (GoT) ist im Bereich Flachkollektoren mit einer Jahresproduktion von 760 Tm² weltweit führend. Auch die grossen (traditionellen) Heizungsbauer wie *Buderus*, *Viessmann* und *Vaillant* nehmen die regenerativen Energiesysteme inzwischen sehr ernst und haben die Bedeutung des Wärmemarktes basierend auf Solarthermie für ihre Zukunft klar erkannt und sehen sie als wichtiges «Breitengeschäft» (Abb. 10).

Abb. 10: Wichtigste in Europa tätige Solarkollektoren-Produzenten

Firma	Produktion		Umsatz (EUR Mio.)		Mitarbeiter	
	Tm ²	Produkte	total	Solarthermie	total	Solarthermie
Alanod (DE)	1400	C	k.A.	25 Mio. EUR	440	35
BBT (DE)	260	FK, RK	2800	~ 11% (1)	12900	k.A.
BlueTec (DE)	1100	C	25	100%	20	20
Chromagen (IL)	191	FK, RK	26	100%	200	200
Conergy (DE)	150	A, FK	760	~ 4%	1480	150 (2)
G-o-T (AT)	760	FK, A, RK	80	100%	360	360
KBB (DE)	330	A, FK		100%	65	65
Paradigma/Ritter (DE)	100	RK		47%	264	160
Rheem/Solahart (AU)	240	TS, FK, RK	475	26%	640	300
Schott (DE)	28	RK	2200	k.A.	6900	150
Schüco (DE)	200	FK	1600	~ 3%	4700	400 (3)
Solvis (DE)	160	A, FK	47	48%	120	k.A.
SunMaster (AT)	120	A, FK	18	100%	83	83
Thermomax (UK)	93	RK	26	100%	220	220
ThermoSolar (DE/CZ)	200	C, A, FK	20-25	> 80%	140	120
TiNOX (DE)	480	C	10	100%	20	20
Vaillant (DE)	65	FK, RK	2000	~ 5% (1)		k.A.
Viessmann (DE)	345	FK, RK	1400	~ 20% (1)	7400	k.A.
Wagner (DE)	170	FK, RK	120	40%	250	170
Wolf (DE)	95	FK	230	25%	1200	40

ST: Solarthermie; FK: Flachkollektoren; RK: Röhrenkollektoren; TS: Thermosiphon; A: Absorber; C: Absorber Coating. 1) Bereich Erneuerbare Energie gesamt; 2) Bereich «heating, ventilation, airconditioning, Cooling»; 3) ST und PV; Quelle: W.B. Koldehoff, August 2007.

Alanod-Sunselect

Alanod-Sunselect produziert mit zwei umweltschonenden Herstellungsverfahren Absorberbeschichtungen auf Kupfer- und auf Aluminium-Basis. Der Energieaufwand für einen Quadratmeter beschichtetes Metallsubstrat beträgt nur einen Bruchteil von nasschemischen Produktionsverfahren. Darüber hinaus ist dieser Sputterprozess vollkommen emissionsfrei. Der Umweltschutzgedanke ist zudem integrierter Bestandteil der Firmenphilosophie. So ist Alanod-Sunselect nach ISO 14001 und EMAS zertifiziert. Das Unternehmen hat seine Jahresproduktion seit 2004 um mehr als 50% auf 1'400 Tm² erhöht.

⁶ In dieser Studie werden die installierten Sonnenkollektoren nicht in Quadratmeter, sondern entsprechend dem Umrechnungsfaktor von 0.7 kW_{th}/m² in Kilowatt thermische Energie ausgewiesen. Eine detaillierte Beschreibung findet man unter www.iea-shc.org

BlueTec	<p>Der Finanzinvestor <i>Capital Stage</i> wurde im Dezember 2006 mit einer 10%igen Beteiligung weiterer Gesellschafter der <i>BlueTec</i>. Dies eröffnet dem Unternehmen neue Möglichkeiten für zukünftige Geschäftsfelder. <i>Capital Stage</i> ist eine bankenunabhängige, börsennotierte Beteiligungsgesellschaft, die wachstumsstarken, mittelständigen Unternehmen Eigenkapital zur Verfügung stellt. <i>BlueTec</i> hat seine Produktionskapazitäten für die Herstellung hochselektiver Absorberschichten ausgebaut, um das seit Produktionsaufnahme im Jahr 2005 enorm gewachsene Auftragsvolumen bewältigen zu können. Durch den Ausbau liegt die Jahreskapazität der von BlueTec entwickelten Durchlauf-Bandbeschichtungsanlage für die Herstellung hochselektiver Absorberschichten mit hohen Wirkungsgraden jetzt oberhalb von 2.5 Mio. m². 2006 lag die Produktion bei 1.1 Mio. m². Das Absorberband «eta plus» wird in einem Beschichtungsverfahren hergestellt (Magnetron-Sputterverfahren), das vollkommen emissionsfrei ist.</p>
Bosch Buderus (BBT)	<p>Die vollständige Fusion von <i>Bosch</i> und <i>Buderus</i> ist vollzogen und die Solarthermieaktivitäten laufen fortan unter der Sparte <i>Bosch Buderus Thermotechnik (BBT)</i>. Solarwärme ist als strategisches Geschäftsfeld identifiziert worden und soll international – organisch aber auch durch Übernahmen – ausgebaut werden. Für alle Unternehmen innerhalb der BBT-Gruppe wurde eine gemeinsame technische Plattform geschaffen, welche neue Produkte kreieren soll. Das Angebot für grosse Solaranlagen soll deutlich ausgebaut werden und BBT will sich damit im Bereich «Wohnwirtschaft» entsprechend positionieren. BBT hat seinen Output an Flach- und Röhrenkollektoren innerhalb von zwei Jahren praktisch auf 260 Tm² verdoppelt. Die Produktion von Flachkollektoren in Portugal ist erfolgreich angelaufen.</p>
Chromagen	<p><i>Chromagen</i> ist einer der grössten Solarthermie-Hersteller in Israel und produziert vor allem Thermosiphon-Anlagen. Das Unternehmen konzentriert sich zunehmend auf eine höhere Qualität und eine längere Lebensdauer. Der Exportanteil ist leicht gestiegen, vor allem nach Deutschland, aber auch nach ganz Europa, Mittlerer Osten und Afrika. <i>Tene Investment Fund</i> hat 5 Mio. USD in <i>Chromagen</i> investiert und hält 26% des Unternehmens. Mit dem neuen Geld soll einerseits das internationale Marketing in Spanien und Australien verstärkt und andererseits neue Distributionspartner in Italien, Frankreich und den USA aufgebaut werden.</p>
Conergy	<p><i>Conergy</i>, der deutsche börsenkotierte Allrounder bei erneuerbaren Energien, hat Solarthermie und Wärmepumpen im Geschäftsbereich GTT HVAC (Global Technology Team Heating Ventilation Airconditioning Cooling) zusammengefasst. Damit will das Unternehmen mittelfristig einen beträchtlichen Anteil seines Gesamtumsatzes realisieren. 2006 stellte <i>Conergy</i> schon 150 Tm² Flachkollektoren her. <i>Conergy</i> verfügt über das weltweit dichteste «Solar-Vertriebsnetz».</p>
GreenOneTec	<p><i>GreenOneTec</i> ist einer der technisch führenden und weltweit mit Abstand der grösste Produzent von Kollektoren und Absorbern. Für 2006 erreichte <i>GoT</i> nach der Integration der <i>Foco</i>-Anlagen eine Produktion von 760 Tm². Zudem wurden 10'000 m² neue Produktions- und Lagerfläche geschaffen und eine Kapazitätserweiterung auf 1.5 Mio. m² in 2007 realisiert.</p>
Huemer Gruppe (SunMaster)	<p>Die österreichische <i>Huemer Gruppe</i> besteht aus den Firmen <i>Böhm</i> (Absorberfertigung), <i>SunMaster</i> (Kollektorenproduktion) und <i>Xolar</i> (regionaler Handel und</p>

Montage). Dieses aufstrebende Unternehmen fokussiert sich auf OEM-Produktion, entwickelt aber auch neue Verbindungstechniken für Absorber. *Huemer* will an einem neuen Standort in Oberösterreich seine Kapazität von 150 Tm² in einer ersten Ausbaustufe auf 500 Tm² erhöhen. Nach einer dritten Ausbaustufe sollen jährlich 1.5 Mio. m² Sonnenkollektoren vom Band laufen. Die Unternehmensgruppe ist mittlerweile auch in der Photovoltaik aktiv.

KBB Das junge deutsche Unternehmen *KBB* ist 2006 an einen neuen Firmenstandort mit erheblichem Wachstumspotenzial gezogen. Damit verbunden war auch der Aufbau eines weitgehend neuen Maschinenparks, sowie die Produktion von eigenen Flachkollektoren (OEM). Die jährlich produzierte Absorberfläche hat sich innerhalb von zwei Jahren auf 330 Tm² mehr als verdoppelt. Der Exportanteil von Flachkollektoren konnte deutlich auf- und ausgebaut werden. Die von KBB entwickelte Laserschweissanlage produziert Hightech-Absorber für führende Solaranbieter (OEM-Produkte). Lasergeschweisste Absorber halten den höheren Stillstandtemperaturen der neuen Kollektorgeneration stand. Daher eignen sie sich besonders für Kollektoren mit Antireflexgläsern und optimaler Wärmedämmung. Auf diese Weise sind höhere Wirkungsgrade erzielbar. Diese Kollektoren sind auch für Länder mit hoher Sonneneinstrahlung sehr gut geeignet.

Paradigma/Ritter Solar 1988 gegründet, zählt *Paradigma* heute zu den führenden Systemanbietern regenerativer Heiztechnik für Ein- und Zweifamilienhäuser. Mit den Solarwärmesystemen von *Paradigma* kann die Sonnenenergie zur effektiven Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung genutzt werden. Die mit dem Bundesinnovationspreis 2006 ausgezeichnete Aqua-Solartechnik, bei der Wasser statt des üblichen Frostschutzgemisches als Wärmeträger genutzt wird, verkauft sich sehr gut. Nun wird diese Technologie auch für solare Grossanlagen ab 30 m² Kollektorfläche angeboten. *Paradigma* erhöhte seine Produktion von Vakuumröhren-Kollektoren von 35 Tm² in 2004 auf 100 Tm² im Jahr 2006.

Rheem/Solahart *Solahart* ist Teil des weltweit grössten Unternehmens für Warmwasser-Systeme, der *Rheem Australia Cooperation*, welche wiederum Teil der *Paloma Gruppe* ist. *Solahart's* Marktfokus liegt in der südlichen Hemisphäre und mittlerweile sind die Produkte in mehr als 70 Ländern in Betrieb. Seine weltweite Produktion belief sich 2006 auf 240 Tm² Kollektorfläche.

Schott Rohrglas Das Unternehmen *Schott Rohrglas* ist vor allem durch seine Kollektorrohre mit Hochvakuumisolierung bekannt. Zudem produziert *Schott Rohrglas* Parabolrinnen-Receiverrohre, eine entscheidende Komponente bei solarthermischen Kraftwerken. Damit ist der *Schott* Konzern technologisch eines der weltweit führenden Unternehmen der Solarindustrie und bietet als einziges Unternehmen Komponenten für nahezu alle Anwendungsgebiete der Photovoltaik und Solarthermie an. Die Schott Rohrglas GmbH setzte im September 2007 den Vertrieb und die Produktion ihrer Vakuumröhrenkollektoren aus. Grund ist die Explosion einiger Röhrenkollektoren. Die Ursache ist noch nicht geklärt. TÜV Süd soll nun herausfinden, wie es zu den Explosionen kommen konnte. Bis dahin will Schott keine weiteren Kollektoren fertigen.

Schüco *Schüco* hat sich durch die Aufnahme von Wärmepumpen und einer neu entwickelten Kombianlage «Solar-Wärmepumpe» noch stärker als Systemanbieter ausgerichtet. Das Unternehmen und die *E.ON AG* wollen mit ihrer gemeinsamen

- Gesellschaft *Malibu* künftig Photovoltaik-Module für Bürofassaden auf Basis der Dünnschicht-Solartechnologie entwickeln und produzieren. Hauptaugenmerk der jetzigen Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten ist die stetige Optimierung der heutigen amorphen Silizium-Technologie und die Nutzung der vielfältigen Chancen zur Fassadenintegration. Der Output an Flachkollektoren hat sich von 60 Tm² in 2004 auf 200 Tm² in 2006 erhöht.
- Solvis Solvis hat als bislang einziges Unternehmen auf Alu-Absorber umgestellt Die Kapazität der Laserschweissanlage wurde auf 350 Tm²/a ausgebaut. Solvis produzierte 2006 Flachkollektoren mit einer Fläche von 160 Tm². Das Unternehmen ist mit der seit 1988 praktizierten Organisationsform der betrieblichen Selbstverwaltung erfolgreich.
- Thermomax/Kingspan Ende August hat die **börsennotierte** irische *Kingspan Group plc.* die nordirische *Thermomax* übernommen. Kingspan ist ein international agierender Hersteller von Produkten für die Bauindustrie. *Thermomax* als Grossbritanniens grösster Hersteller von Vakuumröhrenkollektoren kommt unter das Dach der *Kingspan Environmental & Renewables Division*, bleibt aber als Markenname erhalten. Das Unternehmen sieht Investitionen in erneuerbare Energien für Gebäude als wachsendes neues strategisches Geschäftsfeld. Der Exportanteil in Nicht-EU Länder nimmt kräftig zu.
- TINOX Seit Mitte 2003 ist die *TINOX GmbH* integrierter Bestandteile der *MAGE-Industrie Holding AG*. Die *MAGE-Gruppe* umfasst mehrere mittelständische Industrieunternehmen des Baunebengewerbes, die in den Bereichen Dachtechnik, Fassadentechnik und Befestigungstechnik weltweit tätig sind. Innerhalb der Gruppe stellt die *TINOX* den Hauptbestand des jungen Geschäftsbereiches erneuerbare Energien dar. Die produzierte Absorberfläche stieg auf 480 Tm² im Jahr 2006. Mit der ebenfalls in der *MAGE Gruppe* ansässigen *TINOX Water Management* wurde ein neues solarthermisches Entsalzungsverfahren zur Gewinnung von Trinkwasser in ariden Gebieten entwickelt. Eine Pilotanlage wurde kürzlich in Jeddah/Saudi-Arabien errichtet.
- Vaillant Vaillant baut zurzeit seine eigene Fertigung für Flachkollektoren mit einer Kapazität von 150 Tm² auf. Die Belieferung des Marktes aus eigener Produktion soll im März 2008 anlaufen. Bis dato kaufe Vaillant die Flachkollektoren von *Wagner Solar* zu (65 Tm² in 2006). Aus Sicherheitsgründen liess der Heizungs-Systemanbieter Vaillant europaweit 5.000 Solar-Röhrenkollektoren vom Typ «auroTHERM» stilllegen. Es handelt sich um einen speziellen Typ von Ganzglas-Röhrenkollektoren, den der Glashersteller *Schott* seit mehreren Jahren für Vaillant fertigt und bei dem das Wärmeträger-Fluid nicht in ein Rohrregister aus Kupfer oder Edelstahl eingeschlossen ist. Im Juni hatte die Zeitschrift *Solarthermen* erstmals über die Explosion eines solchen Kollektors berichtet. Die Explosionsursache untersucht zur Zeit der TÜV.
- Viessmann Die Viessmann Unternehmensgruppe ist einer der international führenden Hersteller von Heiztechnik-Systemen. Mit 12 Werken in Deutschland, Frankreich, Kanada, Polen, Österreich und China, mit Vertriebsorganisationen in Deutschland und 35 weiteren Ländern sowie weltweit 120 Verkaufsniederlassungen ist Viessmann international ausgerichtet. 50 Prozent des Umsatzes entfallen auf den Export. Der Output an Kollektoren hat sich von 150 Tm² in 2004 auf 345

Tm² in 2006 erhöht. Damit ist Viessmann mittlerweile der grösste deutsche Produzent von Solarkollektoren. Das Unternehmen bietet ebenfalls PV-Systeme auf Basis der Flachkollektor-Abmessungen an.

Wagner Solar

Die deutsche *Wagner Solar* plant die Errichtung einer neuen Kollektorfabrik für die Baureihe der EURO-Kollektoren. Der Baubeginn des Produktions- und Logistikzentrums mit einer Grundfläche von ca. 5'500 m² wird im Herbst 2007 sein, die Fertigstellung und Aufnahme der Produktion ist für das zweite Quartal 2008 geplant. Die Gesamtkapazität für die Produktion der verschiedenen Kollektorkonstruktionen wird damit auf ca. 600 Tm² Kollektorfläche pro Jahr von momentan 170 Tm² erweitert. Im Februar 2007 wurde die französische Tochterfirma *Wagner & Co Solar France* gegründet. Bereits seit drei Jahren vertreibt die spanische Vertriebs Tochter erfolgreich Produkte in Spanien, Portugal und auf den spanischen Inseln. Neben dem Vertrieb wird die spanische Tochterfirma ab der zweiten Jahreshälfte 2007 auch einen Teil der Kollektorproduktion für den spanischen Raum vor Ort übernehmen.

Wolf/Centosolar

Wolf ist ein Systemanbieter in den Bereichen Klima und Lüftungssysteme, Solarthermie und Biomasse sowie Gas- und Ölheizungen. Das Unternehmen wurde im Oktober 2006 von der **börsenkotierten** Firma *Centrosolar Group AG* übernommen. Durch die Transaktion entstand der erste komplette Systemanbieter für Gebäude- Energiesparsysteme. *Wolf* ist in 45 Ländern vertreten. Die Vertriebskanäle von *Wolf* kann *Centrosolar* nutzen, um die Internationalisierung, aber auch das Deutschland-Geschäft, voranzutreiben. Es ist angedacht, dass *Centrosolar*-OEM-Photovoltaik-Solaranlagen an *Wolf* und *Wolf*-OEM-Solarthermie-Anlagen an *Centrosolar* liefert.

VKR Holding

2006 steigerte die VKR Holding ihren Umsatz um 17% auf 16.7 Mrd. DKK. Die Mitarbeiterzahl stieg um 1'700 auf 14'900. Die VKR Holding besitzt unter anderem die Unternehmen *Velux* mit den bekannten Dachfenstern. Die Sparte Solarthermie sind in der Gesellschaft *SolarCAP* zusammengefasst und repräsentiert die Unternehmen *Sonnenkraft*, *ProSolar*, *GREENoneTEC (50% Beteiligung)*, *Heliodyne*, *EMMVEE*, *ARCON* und *Thermo-Sol*. Diese Firmen entwickeln, produzieren und vermarkten solarthermische Energiesysteme hauptsächlich für den europäischen Raum.

Chinesische Produzenten mit riesigem Kapazitätsausbau

Im Vergleich zu den europäischen Herstellern mit einer Produktion von rund 3.5 Mio. m² schätzt man die chinesische Produktion von solaren Warmwasseranlagen im Jahr 2006 auf 20 Mio. m². Die Produktionskapazitäten sind also in einem Jahr um 33% gestiegen. Ganz im Gegensatz zur Photovoltaik sind mit 18 Mio. m² 90% der Produktion in China selber verkauft worden und nur 10% wurden exportiert. Diese 2 Mio m² erzeugten einen Umsatz von EUR 360 Mio. Mittlerweile arbeiten 600'000 Personen in der chinesischen Solarthermie-Industrie bei über 5'000 Herstellern und Distributoren von solaren Warmwasseranlagen. Davon sind rund 100 wirklich konkurrenzfähig. Die Top Sieben haben zusammen einen Marktanteil von 20%. Mittlerweile haben schon über 20 führende Hersteller die Zertifizierung für das «Gold Star Labelling»-System bestanden. Dieses System soll die Qualität und die Standardisierung der Produkte erhöhen. Diese neuen Standards lehnen sich sehr stark an die bestehenden Spezifikations- und Teststandards der ISO und der EU an.

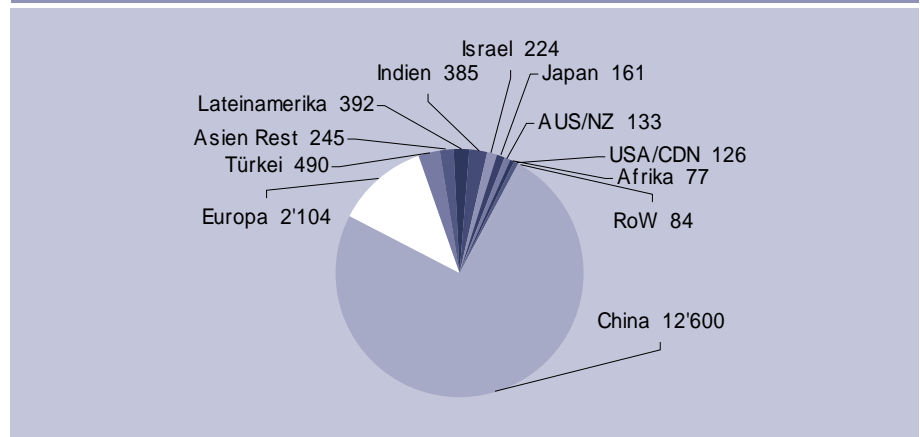
Eine typische Solarwärmeanlage mit 4 m² Röhrenkollektoren und einem 180 l Speicher kosten rund EUR 200. Für den doppelten Preis wird ein hochwertiges Produkt von *Linuo-Paradigma*, dem Joint Venture des deutschen Unternehmens *Paradigma* und *Linuo* verkauft. Andererseits gibt es aber auch billige Produkte für EUR 100, welche aber auch einen entsprechend tiefen Qualitätsstandard haben. Eine staatliche Umfrage ergab, dass nur rund die Hälfte aller Käufer mit Ihren Solarprodukten zufrieden ist. Der heftige Preiskampf scheint auch ein Grund dafür zu sein, dass die chinesischen Produzenten in die profitableren Märkte in Europa und den USA wechseln. Ob sie auf diesen Märkten mit ihrer Qualität bestehen können ist fraglich.

Wichtigste Märkte weltweit

Weltweites Wachstum von 24% in 2006

Weltweit sind die Unterschiede in punkto neu installierter Fläche weiterhin sehr gross. China, der mit Abstand grösste Markt, ist rund sechs Mal grösser als der europäische Markt. Er wächst auch weiterhin gut (+20%) und bestimmt so die weltweite Wachstumsrate. Die global neu installierte Kapazität lag 2006 bei 17.0 GW_{th} (24.3 Mio. m²) und wuchs damit um 24% gegenüber 2005 (Abb. 11). Rund 74% davon wurden in China installiert. Neben China bestehen weitere grössere Märkte in Deutschland, Österreich und Griechenland sowie in der Türkei, Israel und Japan. Der weltweite Solarthermie-Markt hatte 2006 ein Volumen von 4.4 Mia. EUR.⁷

Abb. 11: 2006 weltweit neu installierte Kollektorkapazität in MW_{th}: Total 17 GW_{th} (24.3 Mio. m²)



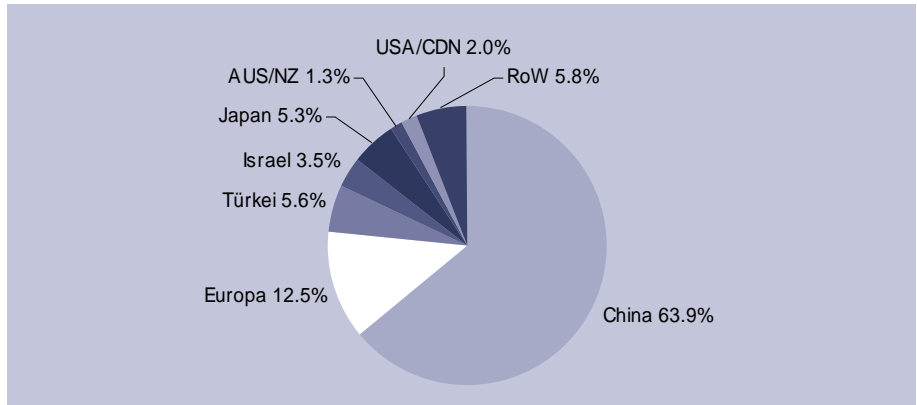
Quelle: Basisdaten: W.B. Koldehoff, August 2007

Weltweit kumulierte Kollektorleistung stieg um 19%

Abb. 12 stellt die in den einzelnen Ländern und Regionen bis Ende 2006 kumuliert in Betrieb befindliche Kollektorleistung dar. Diese Kapazität ist im Vergleich zum Jahr 2005 weltweit um 19% auf insgesamt 107.5 GW_{th} (153.5 Mio. m²) gewachsen. Die Verteilung blieb relativ stabil. China ist bei der in Betrieb befindlichen Solarkollektorkapazität weiterhin mit grossem Abstand die Nummer eins, mit einem Anteil von 64% bzw. 69 GW_{th} (98.1 Mio. m²).

⁷ Als Annahme hierfür gilt in China, der Türkei, Lateinamerika ein Preis von 105 EUR (150 USD) pro Quadratmeter Kollektorfläche und in Europa von 560 EUR/m² (800 USD/m²) ausgehend von 24.3 Mio. m² neu installierter Fläche

Abb. 12: Weltweit bis 2006 gesamthaft in Betrieb befindliche Solarthermie-Anlagen. Gesamtkapazität liegt bei 108 GW_{th} (154 Mio. m²)



Quelle: Basisdaten: W.B. Koldehoff, August 2007

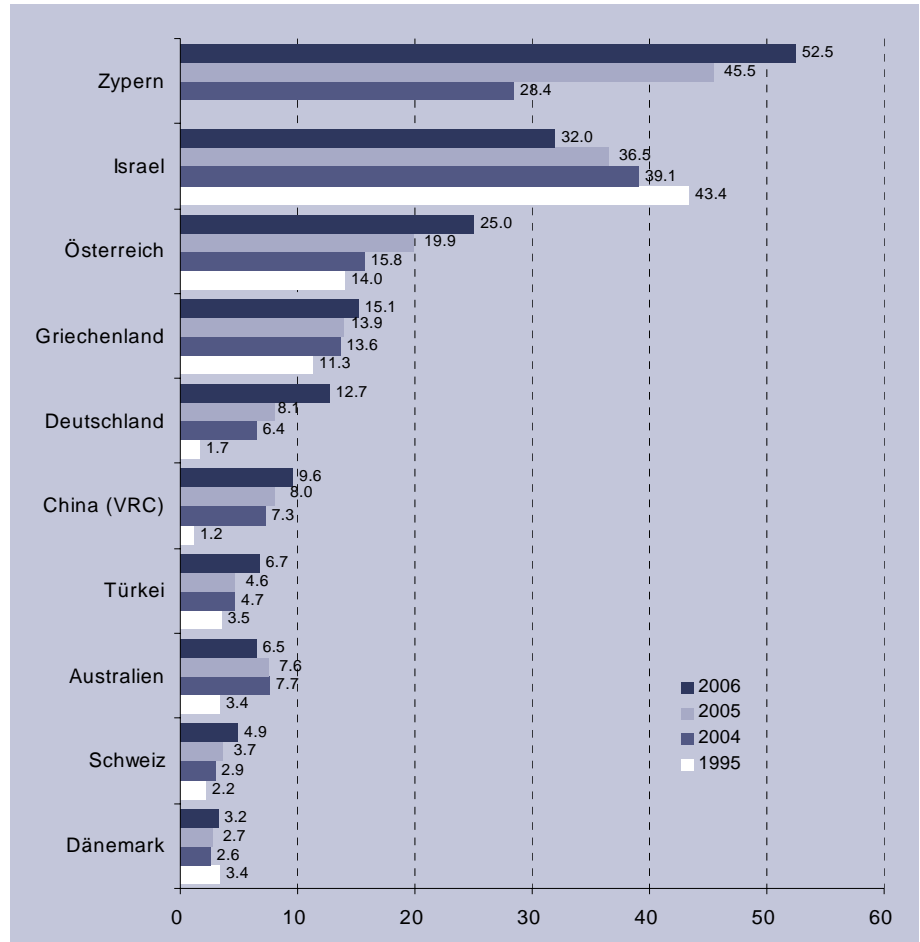
TopTen der Solarkollektor-Länder: Deutschland und Türkei mit höchstem Pro-Kopf-Zuwachs von +56%, bzw. +45%

Bezogen auf die Kennzahl «neu installierte Kollektorkapazität pro 1'000 Einwohner» ist Zypern deutlich an der Spitze und der Zubau hat über die letzten drei Jahre stark zugenommen und sich fast verdoppelt (Abb. 13). Israel liegt an zweiter Stelle, der Zubau nahm aber über die letzten Jahre kontinuierlich ab. Bei beiden Ländern beinhalten die Neuinstallationen auch einen erheblichen Anteil an Ersatzinvestitionen. Genauere Daten waren leider nicht erhältlich. Grossen Zuwachs bezogen auf die neu installierte Kollektorleistung pro 1'000 Einwohner zeigen Deutschland (+56%) und die Türkei (+45%). Aber auch die Länder Griechenland (+8.6%), China (+19%), Österreich (+25%) und die Schweiz (+32%) weisen steigende «Pro Kopf» Installationen während den letzten drei Jahren aus. Diese Kennzahl ist hilfreich um die Dynamik der einzelnen Märkte besser zeigen zu können.

Potenzial für Solarwärme ist hoch, aber stark von Förderung abhängig

Australien leidet immer noch unter den reduzierten staatlichen Förderbeiträgen. Dies zeigt, wie sensibel ein noch junger Markt auf Veränderungen oder Unsicherheiten bei Förderprogrammen reagiert. In Israel scheint mittlerweile eine gewisse Sättigung erreicht zu sein. Dort liegt die in Betrieb befindliche Kollektorfläche bei 540 m²/1'000 Einwohner. Österreich liegt bei 160 m² und Griechenland bei 145 m²/1'000 Einwohner.

Abb. 13: TopTen der Länder – Marktgrösse pro Kopf der Bevölkerung:
Jährlich neu installierte Kollektorkapazität in kW_{th} pro 1'000 Einwohner



Quelle: Basisdaten: W.B. Koldehoff, August 2007

China

China: Wachstum des grössten Marktes um +20%

China ist mit einem Anteil von 74% der im Jahr 2006 weltweit installierten Kollektorkapazität der grösste Solarthermie-Markt, und das ohne staatliche Förderprogramme. Dies entspricht einer neu installierten Kapazität von 12.6 GW_{th} und einem prozentualen Zuwachs von 20%. Die kumulierte Kapazität betrug Ende 2006 rund 68.7 GW_{th}. Diese neuesten Zahlen aus China zeigen, dass von den 18 Mio. m² rund 3 Mio. m² eigentlich alte Anlagen ersetzen.

90% der Systeme sind in Privathäusern für die Warmwasserbereitung installiert (ein Drittel in grossen Städten und zwei Drittel in Vororten und kleineren Städten), 10% in Spitälern, Schulen, Hotels etc. Rund 87% der Systeme sind Thermosiphonanlagen mit Vakuumröhrenkollektoren. Die Tendenz in Richtung höherwertiger Flachkollektoren mit verbesserter Lebensdauer, besonders für Vorzeige-Grossprojekte, steigt. Zukünftige Herausforderungen liegen vor allem im Bereich einer verbesserten Sicherheit der Anlagen und in einer «ästhetischeren» Einbindung der Solaranlagen in die Gebäudehülle.

Solarkollektoren erzeugten 2006 ein Marktvolumen von EUR 1.9 Mia.

Um eine Grössenordnung des chinesischen Marktvolumens für Solarthermie zu haben gehen wir von Kosten pro installierte Kollektorfläche von 105 EUR/m² (150 USD/m²) aus. Bei der 2006 neu installierten Fläche von 18 Mio. m² ergibt sich ein Marktvolumen von EUR 1.9 Mia. Im Jahr 2010 gehen wir von einem

Zubau von 25 Mio. m² aus. Das entspräche dann einem Marktvolumen von EUR 2.6 Mia.

Das Wachstum dürfte in den kommenden Jahren weiterhin hoch bleiben, weil in ländlichen Bereichen und in Stadtrandbezirken eine Energieverknappung für die Bevölkerung absehbar ist, denn die explodierende Industrie beansprucht immer mehr Energie für sich. Die Regierung plant in 2010 eine kumulierte Kollektorleistung von 100 GW_{th} bzw. 190 GW_{th} in 2020. Mit einem moderaten Wachstum von 15% ist das 2010-Ziel erreichbar. Danach braucht es sogar nur noch eine Wachstumsrate von 7% bis 2020. Nach Berechnungen der Solarindustrie wären damit rund ein Viertel aller chinesischen Haushalte mit einer solaren Warmwasseranlage ausgerüstet.

Japan

Japanischer Markt mit kurzer Verschnaufpause

Im letzten Jahr wurden in Japan rund 160 MW_{th} neue Kollektorkapazität installiert. Dies entspricht einer um 20% kleineren neu installierten Kapazität als im Jahr 2005 (203 MW_{th}). Kumuliert waren Ende 2006 rund 5'700 MW_{th} an Kollektorkapazität in Betrieb. Bis Ende 2005 unterstützte die Regierung eine Kollektoranlage mit geschlossenem System (nicht Thermosiphon) mit rund 100 - 140 EUR/m². Dies waren rund 10% der Investitionskosten. Seit Anfang 2006 gibt es keine Subvention mehr, denn die Regierung glaubt, dass der Kollektormarkt genügend gross und stabil ist, um selber zu bestehen. Nun zeigte sich, dass dies noch nicht der Fall ist und der Zubau ist deutlich zurückgegangen. Die Konsumenten sehen zudem die Solarkollektoren – im Gegensatz zur Photovoltaik – als etwas Veraltetes an. Das von der Regierung angestrebte Ziel von 25 GW_{th} kumulierter Kollektorkapazität im Jahre 2010 dürfte ohne weitere Massnahmen nicht erreichbar sein. Dazu wäre für die kommenden Jahre ein jährliches Wachstum von über 25% erforderlich.

Türkei

Der geschlossene türkische Markt öffnet sich – will aber verstärkt exportieren

Der türkische Solarmarkt hat letztes Jahr um 490 MW_{th} zugelegt, das waren 46% mehr als im Jahr 2005. Die Pro-Kopf Installation lag 2006 bei 6.7 kW_{th} pro 1'000 Einwohner, damit steht die Türkei weltweit auf Rang Sieben. Die türkische Bevölkerung kann sich Solarkollektoren ohne staatliche Unterstützung leisten. Es ist dort die kostengünstigste Art, um Warmwasser zu erzeugen. Dank dem grossen Heimmarkt hat sich eine starke türkische Solarindustrie entwickelt. Die Qualität der Systeme hat sich über die Jahre deutlich verbessert, insbesondere um den Export nach Westeuropa zu steigern. Ähnlich wie Israel war die Türkei lange Zeit ein relativ geschlossener Markt mit eigenen Produkte-Standards. Neu gibt es Kooperationen zwischen EU-Unternehmen und türkischen Herstellern, um den Verkauf hoch effizienter Solarkollektoren im obersten Preissegment zu verstärken. Diese Produkte sind vor allem für die türkische Tourismusindustrie und ihre grossen Hotelkomplexe von Interesse.

USA

Rosige Aussichten für den US-Solarthermiemarkt

In den USA wurden Solarkollektoren bzw. vor allem unverglaste Schlauchsysteme ausschliesslich zur Schwimmbaderwärmung verwendet. Dieser Markt wuchs seit 1997 jährlich durchschnittlich um 15% – jedoch auf vergleichsweise sehr niedrigem Niveau. Drei Viertel der Anlagen befinden sich in Kalifornien und Florida. Mit den steigenden Öl- und Gaspreisen ist nun auch ein zunehmendes

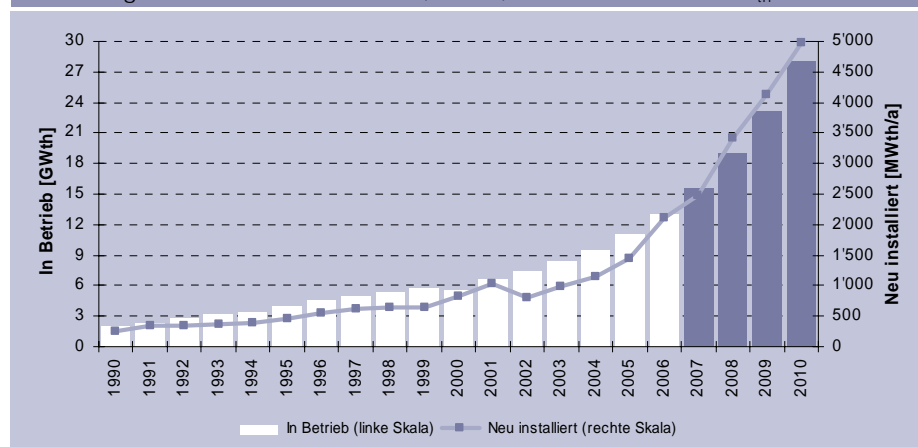
Interesse an kombinierten solaren Warmwasser- und Heizungsanlagen festzustellen – insbesondere in den Bundesstaaten des Sonnengürtels. Dadurch verkürzt sich deren Amortisation erheblich. Zusätzlich haben viele Bundesstaaten Anreizprogramme für Solarsysteme (Thermie und PV) geschaffen. Das neu verabschiedete nationale Energieprogramm spricht von Steuerermässigungen für den Bau von Solaranlagen und schliesst ausdrücklich auch Solarwärmeanlagen mit ein. Durch die neuen Steuerermässigungen auf US-Ebene und die kalifornische Solarinitiative, welche die Forschung und Entwicklung von Solarthermie mit 100 Mio. USD fördert, erwarten wir eine Beschleunigung des Marktwachstums. Der amerikanische Markt für verglaste Kollektoren lag 2006 bei 126 MW_{th} (+50%) und unsere Prognose für 2007 und 2008 liegt bei 180 bzw. 250 MW_{th} an neu installierter Leistung.

Marktentwicklung in Europa

Riesiges Wachstum von +45% im Jahr 2006

Der europäische Solarthermie-Markt⁸ hat nach dem tollen Wachstum in 2005 von 26% noch einmal zugelegt und 2006 ein Wachstum von 45% neu installierte thermische Leistung realisiert. Dies entspricht einer Leistung von 2'100 MW_{th} bzw. 3 Mio. m² Kollektorfläche. Dieser starke Aufwärtstrend zeigt deutlich, dass die Solarthermie verstärkt politische Aufmerksamkeit auf EU-Ebene aber auch auf nationaler Ebene erhält.

Abb. 14: Entwicklung der Solarkollektoren in Europa (EU 27 + CH). Schätzung für 2007 bis 2010: 2'500, 3'400, 4'100 bzw. 5'000 MW_{th}



Quelle: ESTIF, Juni 2007; W.B. Koldehoff, Aug 2007 und eigene Schätzungen

Für dieses Jahr erwarten wir wieder eine moderatere Wachstumsrate von 18% auf 2'500 MW_{th}. Für die kommenden zwei Jahre 2008 und 2009 erwarten wir ein Wachstum von 38% bzw. 21% (Abb. 14). Dieses Wachstum soll vor allem durch die in verschiedenen Ländern neu eingeführten Förderprogramme für die Solarthermie unterstützt werden. Spanien ging sogar einen Schritt weiter und verlangt nun nach einigen regionalen und städtischen Vorstößen auch in ihrer nationalen Bauverordnung den Einsatz von solaren Wärmeanlagen bei Neu- und Umbauten.

⁸ ESTIF: European Solar Thermal Industry Federation, www.estif.org; Trends and Market Statistics 2006, June 2007; EU 27 + CH

87% der Kollektoren wurden in Deutschland, Österreich, Griechenland, Spanien, Italien und Frankreich installiert

Der Absatz von Sonnenkollektoren in Europa konzentriert sich neuerdings auf sechs Hauptländer, nämlich Deutschland, Griechenland, Österreich, Italien, Spanien und Frankreich (Abb. 15). Hier wurden 87% der neuen Kapazitäten installiert. Unter den übrigen Ländern wurden in Grossbritannien, Belgien und Polen überdurchschnittliche Wachstumsraten erzielt, jedoch ausgehend von relativ tiefem Niveau. Alle 12 neuen EU-Länder hatten ein durchschnittliches Wachstum von 30% und besitzen einen Marktanteil von rund 6% an den in Betrieb befindlichen Solarkollektoren.

Abb. 15: Markt für Solarthermie in Europa 2006: Gesamtüberblick, geordnet nach Marktanteil in MW_{th}

Land	2006 in Betrieb (MW _{th})	Europ. Marktanteil (%)	Installiert 2005	Installiert 2006	Marktwachstum	2007 Marktvor-schau total	2008 Marktvor-schau total
Deutschland	5'652	42%	679	1'050	55%	1'050	1'361
Griechenland	2'301	17%	154	168	9%	189	206
Österreich	1'828	14%	163	205	25%	245	307
Italien	530	4.0%	89	130	46%	200	292
Spanien	492	3.7%	75	123	64%	228	373
Schweiz	311	2.3%	27	36	33%	46	60
Dänemark	254	1.9%	15	18	14%	22	25
Niederlande	223	1.7%	14	11	-26%	13	13
Frankreich (EU)	431	3.2%	85	154	81%	217	393
Schweden	165	1.2%	16	20	24%	24	29
Grossbritannien	176	1.3%	20	38	93%	49	95
Portugal	127	0.9%	11	14	25%	17	21
Belgien	73	0.5%	14	25	78%	32	56
Norwegen	18.6	0.1%	2.8	2.8	0%	3.5	3.5
Finnland	11.9	0.1%	1.4	2.1	50%	3.2	4.7
Irland	11.1	0.1%	2.5	3.5	43%	7.0	10.0
Neue EU-12	800	6.0%	80	104	30%	132	172
Total	13'403	100%	1'450	2'104	45%	2'475	3'421

Basisdaten: ESTIF, Juni 2007; W.B. Koldehoff, August 2007 und eigene Schätzungen

Deutschland

Deutscher Markt wuchs um 55%

Gegenüber 2005 konnte der Absatz von Kollektoren im Jahr 2006 um sagenhafte 55% auf 1'050 MW_{th} neu installierter Leistung gesteigert werden. Damit ist Deutschland in Europa mit rund 5'600 MW_{th} kumuliert in Betrieb befindlichen Solarkollektoren der grösste Anwender dieser Technik (42% Marktanteil). Das von der Bundesregierung «gesetzte» Ziel von kumuliert 7 GW_{th} Solarkollektoren bis 2006 wurde jedoch nicht erreicht. Trotz zwei Reduktionen der Förderrichtlinien im Rahmen des deutschen Marktanreizprogramms hat dieser Markt die europäische Wachstumsrate deutlich übertroffen. Laut einer repräsentativen Umfrage des Bielefelder Soko-Instituts nutzen über eine Million Haushalte in Deutschland Solarwärme.⁹ Zudem planen rund 800'000 weitere deutsche Hauseigentümer die Anschaffung einer Solarwärmanlage innerhalb der nächsten 24 Monate.

2007 ist viel Unsicherheit spürbar und der Markt stagniert

Entgegen aller Umfragen knirscht es dieses Jahr merklich im Getriebe der deutschen Wärmebranche. Trotz der Klimadiskussion ist die Marktentwicklung in Deutschland im ersten Halbjahr schlecht wie noch nie. Um fast ein Viertel sind die Investitionen im Bereich energiesparender Heizungen zurückgegangen, besonders im Bereich der Modernisierung. Hintergrund für diesen Einbruch sind

⁹ www.soko-institut.de

die Unsicherheiten am Markt und eine schlechte Kommunikation zwischen Politik, Branche und Endkunden. Aufgrund dieser Unsicherheiten rechnen für 2007 mit einer Stagnation des deutschen Marktes und wiederum mit einer neu installierten Leistung von rund 1'000 MW_{th}.

Regenerative Wärme wird
verkannt und wäre schon
heute rentabel

Laut BDH, dem Bundesindustrieverband Deutschland Haus Energie- und Umwelttechnik¹⁰ ist regenerative Wärme schon heute rentabel. Der Wärmebereich kann gerade im Bezug auf den Klimaschutz eine grössere Rolle spielen. Während Erneuerbare Energien im Bereich der Stromerzeugung seit Jahren stetig Marktanteile dazu gewinnen und Ende des Jahres rund 15% des Bedarfs decken werden, steuern regenerative Wärmequellen bislang nur sechs Prozent zum Energiemix bei. Bis 2020 sollen es immerhin rund 12% sein. Dieses Ziel ist nach Ansicht von Energieexperten nur zu erreichen, wenn zukünftig ein Grossteil der rund 600'000 jährlich sanierten und neu installierten Heizkessel mit Erneuerbaren Energien gespeist werden.

Wärmegesetz als
zukünftiger Treiber dringend
notwendig

Ein dynamischer Ausbau der erneuerbaren Energien im Wärmebereich wird aber nach Aussage von Bundesumweltminister Sigmar Gabriel nur gelingen, wenn verlässliche Rahmenbedingungen und Investitionssicherheit für die Anlagenbauer erreicht werden. Ziel von Minister Gabriel ist es, noch 2007 das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeGesetz) zu verabschieden. Die Modalitäten sind momentan in Diskussion. Es soll die bislang schwankende Förderung Erneuerbarer Energien verstetigen und beim Einbau neuer Heizungen einen Mindestanteil aus Erneuerbaren Energien vorschreiben. Die Gesetzesinitiative wird von der Branche der Erneuerbaren Energien, Umweltverbänden und dem deutschen Mieterbund gleichermassen begrüsst. Sollte ein regeneratives Wärmegesetz tatsächlich noch in diesem Jahr kommen, sind das gute Voraussetzungen für einen deutlichen Investitions- und Wachstumsschub. Zudem wurden am 2. August 2007 im Rahmen des Marktanzreizprogramms neue Förderrichtlinien in Kraft gesetzt. Die Fördersätze wurden um 50% erhöht und gelten für alle Anträge, die ab dann beim Bundesamt für Wirtschaft (BAFA) eingereicht wurden.¹¹

2-Säulen Prinzip: Effizienz und
Erneuerbare Energien

Energiesparen ist wichtig aber nicht hinreichend für einen wirksamen Schutz der Verbraucher vor steigenden Öl- und Gaspreisen und dem Klimawandel. Effizienz und Erneuerbare Energien sind zwei Säulen des Klima- und Verbraucherschutzes und müssen gleichermassen ausgebaut werden

Deutsche Hersteller
dominieren heimischen Markt
mit rund 62% Marktanteil

Deutschland wuchs letztes Jahr enorm dynamisch und ist weiterhin mit Abstand der grösste Markt. Die Aufteilung des Marktes nach «in Deutschland produziert» (62%) und «importiert» (38%) hat sich bei Flachkollektoren (FK) mit insgesamt ca. 1'350 Tm² erfreulich zu Gunsten der heimischen Solarindustrie entwickelt (Abb. 16). Bei Vakuum-Röhren-Kollektoren (RK) mit einem Gesamtumsatz von ca. 150 Tm² kamen fast 60% aus deutscher Produktion. Mit einer Gesamtmenge von rund 1.4 Mio. m² ist Deutschland in 2006 bei der Produktion die Nr. 1 in Europa geworden! Der Export mit rund 450 Tm² liegt bei etwa einem Drittel der Produktion und hat deutlich zugenommen. Hier sind es insbesondere die Gros-

¹⁰ www.bdh-koeln.de

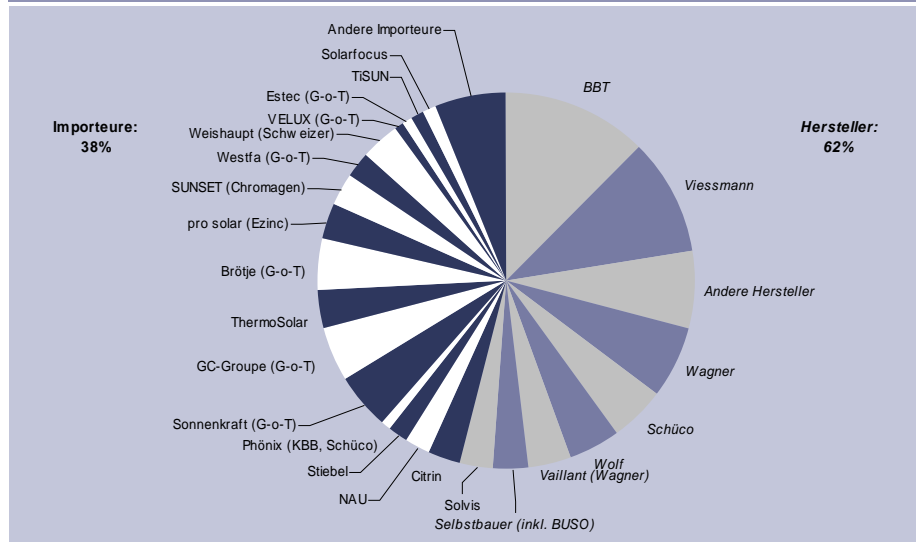
¹¹ www.bafa.de/bafa/de/energie/erneuerbare_energien/

sen, welche mit ihrem Export auch teilweise Marktführer in den anderen Ländern sind (Frankreich, Spanien).

Die Marktanteile der einzelnen Akteure haben sich – gerade auf den Spitzenplätzen – mehr oder weniger eingependelt, so unter anderem *BBT* und *Viessmann*. Dahinter liegen relativ gleichauf die Firmen *Wagner*, *Schüco* (beide inkl. *OEM*) sowie nachfolgend *Citrin* und *Wolf* (seit Oktober 2006 innerhalb der *Centrosolar Gruppe*).

Über die letzten Jahre konnte auch eine Kostenreduktion beobachtet werden, die auf eine stärkere Industrialisierung der Herstellung und Grössenvorteile im Vertrieb zurückzuführen ist. Eine zunehmende Konzentration in der Produktion ist auch erkennbar, gleichzeitig weitet sich der Vertrieb stärker auf traditionelle Heizkesselanbieter aus.

Abb. 16: Marktanteile der Hersteller und Anbieter von Flachkollektoren in Deutschland im Jahr 2006. Total 945 MW_{th} (1.35 Mio. m²), d.h. 90% des gesamten Marktes



Quelle: Basisdaten: W.B. Koldehoff, August 2007. In Klammern: OEM-Hersteller. G-o-T: GreenOneTec; BBT: BoschBuderus)

Situation der Solarthermie verbessert sich zusehends

Die Solarthermie schien in Deutschland durch die attraktiven Einspeisevergütungen für die Photovoltaik bei den Eigenheimbesitzern etwas in den Hintergrund gedrängt worden zu sein. Als Vergleich, die deutsche PV-Industrie erzielte 2006 einen Umsatz von EUR 3.7 Mrd. und die Solarwärme-Branche einen solchen von «nur» EUR 1.2 Mrd. Doch die hohen Öl- und Gaspreise und ein deutlich zunehmendes Bewusstsein der Endverbraucher haben dafür gesorgt, dass die Solarthermie auch gegenüber der Photovoltaik wieder attraktiver wurde. Auch aus Sicht des Klimaschutzes hat die Solarthermie sicherlich mehr Unterstützung verdient, denn laut einschlägigen Veröffentlichungen spart ein Solarkollektor flächenbezogen gut zweimal mehr CO₂ ein als eine entsprechende PV-Anlage!

<p>Kollektorproduktion stieg im Jahr 2006 um 60% ...</p>	<h3>Österreich</h3>	<p>Im Jahre 2006 wurden in Österreich rund 1.13 Mio m² (790 MW_{th}) Kollektoren produziert (im Jahre 2005 waren es 0.7 Mio m², bzw. 490 MW_{th}). Die Kollektor-Produktion konnte somit gegenüber dem Vorjahr um mehr als 60% wachsen – im Jahre 2005 lag die Zuwachsrate bei 36%. Von der gesamten produzierten Menge wurden 2006 rund 75% (0.85 Mio m²) in mehr als 20 Länder exportiert. An der Spitze liegt Deutschland mit 68,3%, gefolgt von Italien mit 9,6%, Frankreich mit 6,2% und Spanien mit 5,6%. Zu den weiteren Exportländern zählen China, USA, Rumänien.</p>
<p>... neu installierte Kollektorfläche um 25%</p>		<p>Die im Jahre 2006 in Österreich installierte verglaste Kollektorfläche betrug 292 Tm² (233 Tm² im Jahre 2005, d.h. +25%). 2006 entspricht diese neu installierte Fläche einer thermischen Leistung von 205 MW_{th}. Ende 2006 war damit eine kumulierte Kapazität von 1'828 MW_{th} in Betrieb (Ende 2005: 1'623 MW_{th}).</p>
<p>Kombianlagen besitzen einen Marktanteil von 35%</p>		<p>Die Einsatzbereiche für solarthermische Anlagen bezogen sich für die im Jahre 2006 in Österreich installierte Kollektorfläche von Solaranlagen – nach Firmenmeldungen – wie folgt auf die Sektoren: 65% für Solaranlagen zur Warmwasserbereitung und 35% für Solaranlagen mit Heizungseinbindung – vergleichbar mit 2005. Eine Heizungseinbindung von Solaranlagen (in Gebäuden mit Niedrigenergie-Bauweise) findet somit einen grösseren Zuspruch. Der Anteil von Solaranlagen bei der Althausanierung lag im Jahre 2006 bei 35%.</p>
		<p>Im Jahre 2006 wurde im Bereich der Solarthermik ein Umsatz von geschätzten 402 Mio. EUR in Österreich erwirtschaftet. Im Jahre 2005 waren es um die 270 Mio. EUR (+ 49%).</p>
<p>Marktprognose für Österreich bis 2010</p>		<p>Das mittlere Wachstum des Solarthermie-Marktes in Österreich betrug zwischen 1990 bis 2000 15% pro Jahr. Wenn es gelänge, entsprechende Marktimpulse zu setzen, um dieses Wachstum bis 2010 zu steigern, wären im Kyoto Zieljahr 2010 in Österreich fast 3'000 MW_{th} Kollektorkapazität installiert. Unsere Prognosen für 2007 und 2008 liegen bei 245 bzw. 307 MW_{th} an neu installierter Leistung.</p>
		<p>Derzeit werden kaum 2% des gesamten Niedertemperaturbedarfs bis 100°C in Österreich mit Solarenergie gedeckt. Bis 2020 soll dieser Anteil auf 15% steigen, langfristig wird Sonnenenergie eine tragende Rolle für die Sicherung einer klimafreundlichen und preisstabilen Energieversorgung spielen.</p>
<p>Griechenland braucht neue solare Anwendungen für Kühlung oder Trinkwassergewinnung</p>	<h3>Griechenland</h3>	<p>2005 gab es in Griechenland nur eine Wachstumsrate von 3% auf 154 MW_{th}. 2006 waren es dann doch wieder +9% oder 168 MW_{th} neu installierte Leistung. Dies ist deutlich unter der europäischen Wachstumsrate von 45%. Die kumuliert installierte Kapazität pro 1'000 Einwohner ist mit 208 kW_{th} bereits die Dritthöchste nach Israel und Österreich und es wurde eine gewisse Stagnation des Marktes erreicht. Ein zusätzliches Wachstum könnte nur durch das Vorantreiben von Anlagen für solares Kühlen oder für die Wasserentsalzung erreicht werden. Aber auch im Industrie- und Gewerbebereich ist noch grosses Potenzial für Solaranlagen. Unsere Prognosen für den griechischen Markt für 2006 und 2007 liegen bei 189 bzw. 206 MW_{th} an neu installierter Leistung.</p>

Schweiz

Schweizer Markt:
Sonnenwärme weiter im Trend

Letztes Jahr wurde in der Schweiz insgesamt eine Kapazität von 36.3 MW_{th} neu installiert.¹² Dies entspricht einer Zunahme von 32.4% gegenüber dem Vorjahr. Damit ist die Zubaurate nun das Vierte Jahr in Folge deutlich gestiegen. Der überwiegende Teil (97%) waren Flachkollektoren. Die gesamthaft installierte Solarthermieleistung liegt mittlerweile bei über 285 MW_{th}. Die hohen Öl- und Gaspreise und die vor vier Jahren lancierte Kampagne «solarbegeistert» zeigen klar ihre Wirkung und haben zu einer deutlichen Trendwende geführt. Unsere Prognosen für den Schweizer Markt für 2007 und 2008 liegen bei 46 bzw. 60 MW_{th} an neu installierter Leistung.

Die Einführung der CO₂-Abgabe auf Heizöl und Gas ab 2008 gibt den Immobilienbesitzern ein weiteres Signal zur Reduktion des Verbrauchs an fossilen Energien. Die von den kantonalen Energiedirektoren beschlossene Einführung verschärfter Vorschriften zum Energieverbrauch in Gebäuden zielt in die gleiche Richtung. Längerfristig wäre ein Anteil der thermischen Solartechnik am schweizerischen Wärmebedarf für Wohnbauten von 35% möglich.

Weitere Märkte

Kontinuierlich hohe
Wachstumsraten in Frankreich

Der französische Kollektormarkt entwickelte sich weiterhin äusserst dynamisch. Nach einer Wachstumsrate in 2005 von über 120%, wuchs der Markt 2006 nochmals um 81%. Das staatliche Förderprogramm «Plan Soleil» hat wichtige Impulse gegeben und dazu beigetragen, dass 2006 rund 154 MW_{th} neu installiert wurden. Seit 2006 können bis 50% der Anschaffungskosten für Solarthermieanlagen von der Einkommenssteuer abgezogen werden. Das Potenzial ist weiterhin gross, denn die Kollektorfläche pro Kopf ist in Frankreich noch immer sehr gering. Unsere Prognosen für den französischen Markt liegen für 2007 und 2008 bei 217 bzw. 393 MW_{th} an neu installierter Leistung.

Spanien mit «solar-
freundlichen» Bauverordnungen

Ein weiterer (ewiger) Hoffnungsträger – der spanische Solarmarkt – hatte 2005 ein enttäuschendes Wachstum von nur 19%. 2006 stieg die Wachstumsrate wieder auf 64%, was einer neuen installierten Leistung von 123 MW_{th} entspricht. Dies ist sicherlich der Erfolg von neuen Bauverordnungen, welche in der Zwischenzeit in fast 40 Städten und Gemeinden erlassen wurden. Diese schreiben vor, dass beim Bau oder der Renovation einer Liegenschaft die Installation von Solarwärmesystemen verwendet werden müssen («Barcelona-Modell»). Eine solche solare Verpflichtung ist seit September 2006 auch landesweit in Kraft. Dieses Gesetz verlangt, dass 30 -70% des häuslichen Warmwasserverbrauchs mit Solarthermie abgedeckt werden. Unsere Prognosen für den spanischen Markt liegen für 2007 und 2008 bei 228 bzw. 373 MW_{th} an neu installierter Leistung.

¹² Solar - Schweiz. Fachverband für Sonnenenergie, Markterhebung 2005; www.swissolar.ch

Prognose bis 2020

China wächst konstant und erreicht seine Ziele

Die im Jahr 2006 weltweit neu installierte Kollektorkapazität lag mit 17 GW_{th} rund 24% höher als 2005. Für das laufende Jahr 2007 gehen wir von einer weltweit neu installierten Fläche von rund 21.5 GW_{th} (30.6 Mio. m²) aus, d.h. einer Zunahme von 26%. Dieses Wachstum wird vorwiegend von China, Europa, aber auch anderen nicht-europäischen Ländern getrieben. Seit mehreren Jahren zeigt sich China als dynamischer und selbsttragender Markt mit jährlichen Wachstumsraten von 20% und mehr. Die Nachfrage nach Solarkollektoren wird sich auch in Zukunft aufgrund des Wirtschaftswachstums weiter erhöhen. Unter Berücksichtigung der von der Regierung geplanten Projekte zum Ausbau der erneuerbaren Energien und den steigenden Energiepreisen gehen wir deshalb von einer Fortsetzung des bisherigen Trends aus. Die chinesische Regierung wird vermutlich ihre anspruchsvollen Zielsetzungen für 2010 und 2020 erreichen.

Neue Märkte entwickeln sich

Es ist zu erwarten, dass in Zukunft weitere Märkte in sonnenreichen Ländern hinzukommen, so etwa südeuropäische Länder, die USA und Australien sowie weitere Schwellenländer wie Indien, Indonesien, Mexiko und Brasilien.

Wachstum in Europa von mindestens 20% bis 2010

In Europa hat sich die Branche nach dem Markteinbruch im Jahr 2002 (-22%) erholt und stabilisiert und erreichte 2005/06 ein Wachstum von 45%. Bis 2010 erwarten wir ein durchschnittliches jährliches Wachstum von über 20%. Sollten jedoch in den kommenden Jahren sowohl zusätzliche gesetzliche und politische Unterstützungsmassnahmen in verschiedenen Ländern als auch auf EU-Ebene hinzukommen und die Öl- und Gaspreise weiter steigen, so sind deutlich höhere Wachstumsraten möglich. Grosses Wachstumspotenzial verspricht die Solare Kühlung und Klimatisierung.

Neue EU-Wärmedirektive gäbe den nötigen Schub

Die EU-Kommission hat in ihrem Weissbuch für 2010 ein Ziel von 70 GW_{th} an in Betrieb stehenden Solarkollektoren gesetzt. Ende 2006 waren gesamthaft 13.4 GW_{th} in Betrieb. Das EU-Ziel könnte nach unserer Einschätzung und bei den gegenwärtigen Wachstumsraten um 2013 erreicht werden können.

Heizen und kühlen mit Erneuerbaren Energien

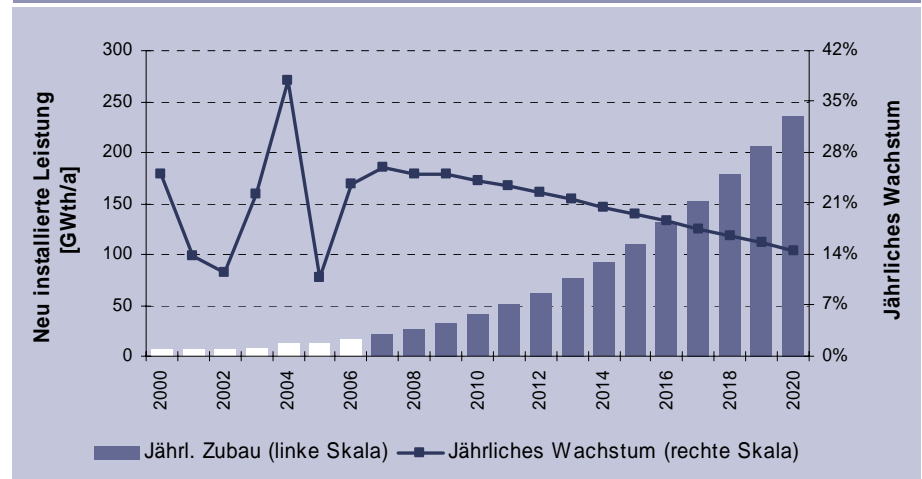
Vom gesamten Primärenergieverbrauch in der EU entfallen 40% auf den Gebäudebereich, 32% auf den Verkehr und 28% auf die Industrie. Raumwärme und Warmwasserbereitung verursachen 85% des Energieverbrauchs in Gebäuden. Dies steht in völligem Missverhältnis zu der öffentlichen und politischen Aufmerksamkeit, die der Heizenergie zuteil wird. Um die Solarwärme in diesem wichtigen Energiesegment «Heizen & Kühlen» stärker zu unterstützen, sind wirksamere öffentliche Förderprogramme oder gesetzliche Massnahmen erforderlich, wie etwa die erwähnten spanischen Bauvorschriften «Barcelona-Modell» oder das geplante «Regenerative Wärme-Gesetz» in Deutschland. Der europäische Branchenverband ESTIF hat zusammen mit der Europäischen Vereinigung für Erneuerbare Energien (EREC)¹³ und weiteren Organisationen eine Deklaration veröffentlicht, die eine EU-Direktive fordert, um im Jahr 2020 rund 25% der Heiz- und Kühlenergie durch erneuerbare Energien (Solarthermie, Biomasse und Geothermie) abzudecken.

¹³ Joint Declaration for a European Directive to promote renewable heating and cooling; European Renewable Energy Council (EREC), Brüssel, April 2005; www.erec-renewables.org

Weltweites Wachstum von
25% bis 2010

Bis 2010 dürfte die jährliche globale Wachstumsrate des Marktes für Solarkollektoren (neu installierte Leistung) bei rund 25% liegen. Im Jahr 2010 erwarten wir demzufolge ein Marktvolumen von 42 GW_{th}. Dies entspricht einem monetären Volumen von rund 11 Mia. EUR. Damit wären bis Ende dieses Jahrzehnts weltweit 214 GW_{th} an kumulierter Kollektorkapazität in Betrieb. Aufgrund der zunehmenden absoluten Grösse des Marktes erwarten wir dann zwischen 2011 und 2020 eine Abnahme der durchschnittlichen Wachstumsrate der neu installierten Kapazität auf 18%. Der Weltmarkt für neu installierte Solarkollektoren hätte demnach im Jahr 2020 ein Volumen von rund 236 GW_{th} (Abb. 17). Für die Zukunft sind wir überzeugt, dass der Trend zur Solarthermie weltweit gesehen auch noch in den nächsten Jahrzehnten ungebrochen anhalten wird.

Abb. 17: Sarasin-Prognose des weltweiten Solarkollektoren-Marktes. Jährlich neu installierte Kollektorkapazität in GW_{th} pro Jahr



Quelle: Sarasin, 2007

Solarthermische Kraftwerke

Anwendungsbereiche

Konzentration der Sonnenwärme; «Concentrating Solar Power» (CSP)

Ein solarthermisches Kraftwerk erzeugt Strom, welcher mittels Dampfturbinen generiert wird. Dabei wird der Dampf mit Sonnenenergie erzeugt. Der «konventionelle» Kraftwerksteil (Dampfkreislauf, Dampfturbine und Generator) unterscheidet sich wenig von traditionellen Dampfkraftwerken, die mit Kohle, Öl oder Gas arbeiten. Das Grundprinzip der solaren Dampferzeugung besteht in der Konzentration der Sonnenwärme mit Spiegelsystemen. Im angelsächsischen wird deshalb auch der Begriff «*Concentrating Solar Power*» (CSP) verwendet.

Energiehunger der Welt hält an

Nach Prognosen der Internationalen Energie Agentur (IEA) wird der Weltenergiebedarf bis 2030 um mehr als 50% steigen, was eine weitere Gefährdung der Versorgungssicherheit und der Umwelt sowie steigende Energiepreise bedeutet. In vielen Ländern besteht daher grosses Interesse für erneuerbare Energien. Solarthermische Kraftwerke sind meistens auf die zentrale Stromerzeugung ausgelegt und deshalb überwiegend Grossanlagen mit einer Leistung von 30 - 200 MW_{el}, welche im Hochtemperaturbereich arbeiten (400 - 800°C). Für den globalen Energiehunger sind momentan solche Anlagen die einzige Solartechnologie, die fossil und nuklear betriebene Kraftwerke von ihrer Leistungsklasse her ersetzen könnten.

Positive Marktaussichten für solarthermische Stromerzeugung

Heute ermöglichen die politischen Rahmenbedingungen in Spanien die Realisierung neuer Kraftwerksprojekte. Denn solarthermisch erzeugter Strom erhält hier 25 Jahre lang eine gesetzlich garantierte Einspeisevergütung von rund 21 Euro-Cent pro Kilowattstunde. Da die Technologie solarthermischer Stromerzeugung deutliche Kostenreduktionspotenziale aufweist, kann sie gemäss dem Programm der Weltmarktinitiative für solarthermisch erzeugten Strom jedoch bereits in 15 Jahren mit Spitzen- und Mittellaststrom aus fossilen Energieträgern wettbewerbsfähig sein.

CSP-Anlagen mit guter Ökobilanz, geringem Material- und Flächenbedarf

Solarthermische Kraftwerke weisen eine sehr gute Ökobilanz auf. Die Energierückgewinnungszeit ist mit fünf Monaten – auch im Vergleich zu anderen regenerativen Energien – gering. Die Parabolrinnen-Technologie hat unter den CSP-Technologien den geringsten Materialbedarf und zudem einen erheblich geringeren Flächenbedarf als Biomasse, Windenergie und Wasserkraft - von Staudämmen im Hochgebirge abgesehen. Da sie vor allem in den Trockenzonen der Erde errichtet werden, entsteht kaum Landnutzungskonkurrenz. Solarthermische Kraftwerke können im Sonnengürtel der Erde zwischen 35° nördlicher und südlicher Breite errichtet werden. Mit dem höchsten Wirkungsgrad und den potenziell niedrigsten Stromgestehungskosten haben dabei Parabolrinnen-Kraftwerke die Fähigkeit, in Regionen um den Sonnengürtel der Erde schon mittelfristig Strom zu wettbewerbsfähigen Preisen zu produzieren.

Solkraftwerke, kombiniert mit GuD-Kraftwerken oder einem Speichersystem

Neben reinen Solaranlagen sind auch so genannte Hybridanlagen geplant, die in konventionelle Dampfkraftwerke (z.B. GuD-Kraftwerke) integriert sind und dort einen Teil der Dampferzeugung während des Tages übernehmen (und somit fossilen Brennstoff einsparen). Zudem besteht die Möglichkeit, solche Anlagen zusätzlich mit einem thermischen Speichersystem auszurüsten (z.B. einer Salz-

schmelze), um die Stromproduktion besser der Nachfrage anpassen zu können. Damit kann auch teurer Spitzenlaststrom erzeugt werden.

Dezentrale Strom- und
Wärmeerzeugung

Nebst der zentralen Stromerzeugung können mit der Parabol- schüssel- Technologie auch dezentrale, kleinere Kraftwerkseinheiten zur Strom- und/oder Prozesswärmeerzeugung realisiert werden (z.B. als Ersatz von Diesel- aggregaten).

Bestehende Anlagen und geplante Projekte

Erste kommerzielle CSP-
Anlagen in den 80er Jahren in
Kalifornien und Spanien

Seit Anfang der 1980er Jahre wurden vor allem in den USA und Spanien ver- schiedene Versuchs- und Demonstrationsanlagen gebaut und betrieben. Dies erfolgte im Rahmen von Forschungsprogrammen des US-Energieministeriums (Forschungseinrichtung *SunLab*) und dem Deutsch-Spanischen Gemeinschafts- testzentrums, der *Plataforma Solar de Almeria*. Rein privat finanziert und gebaut wurden zwischen 1984 - 1991 die neun sogenannten SEGS-Kraftwerke des Pa- rabolrinnen-Typs in der kalifornischen Mojawewüste mit 1.2 Mrd. USD Invest- mentvolumen und einer totalen Kapazität von 350 MW_{el}.

Einige Kraftwerksprojekte
sind nun in Planung

Erst in den letzten vier bis fünf Jahren haben sich die Planungen für neue Kraft- werksprojekte aufgrund von technologischen Fortschritten wie auch von günsti- geren politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (u.a. Klimaschutz- abkommen, erneut hohe Ölpreise, Förderprogramme für erneuerbare Energien, attraktive Einspeisevergütungen) deutlich intensiviert. Solche Grossprojekte be- nötigen langwierige Bewilligungsverfahren und Finanzierungslösungen. Vor al- lem in Spanien und in den USA geht es nun voran.

Erste spanische
Kraftwerke im Bau

Das seit Juli 2005 börsennotierte Unternehmen *Solar Millennium* hat zusammen mit verschiedenen Partnern in Spanien vier Parabolrinnen-Kraftwerke im Bau. Spanien ist aufgrund der gesetzlich geregelten Einspeisevergütung derzeit der interessanteste Markt zur Realisierung von solarthermischen Kraftwerken. Einen Meilenstein für den gesamten CSP-Markt setzt *Solar Millennium* mit seinen An- lagen Andasol 1-3. Der Bau des 1. Kraftwerks mit einer Leistung von 50 MW_{el} begann im Juni 2006. Diese Kraftwerke helfen, die Nachfragespitzen im spani- schen Stromnetz in den Sommermonaten abzudecken, die vor allem durch den hohen Energiebedarf der Klimaanlage verursacht werden. Partner der *Solar Millennium AG* sind die spanische *ACS/Cobra-Gruppe*, der grösste Baukonzern und Anlagenbauer Spaniens, und die *NEO Energía*, eine Tochterfirma für Er- neuerbare Energien der *EDP Gruppe (Energias de Portugal)*. Die neuartige Rin- ne für die Kraftwerke wurde in Deutschland mitentwickelt. Die Kraftwerke werden über Speicher mit geschmolzenem Salz verfügen. Sie sollen siebeneinhalb Stunden Stromerzeugung auch dann ermöglichen, wenn die Sonne nicht scheint.

Baubeginn für die Kraftwerke Andasol 2 und 3 war Februar 2007 bzw. November 2007. Darüber hinaus arbeitet *Solar Millennium* derzeit an zahlreichen weiteren Projekten (*Extremasol-1* in Spanien), die sich in unterschiedlichen Entwicklungs- stadien befinden. Auch diese Projekte sollen zusammen mit Partnern aus der Region realisiert werden.

Deutscher Solarturm als
Versuchsobjekt

In Jülich hat im Oktober 2007 der Bau des einzigen Solarturmkraftwerks in Deutschland begonnen. Mit einer Leistung von 1.5 MW soll es ein Versuchsobjekt für Forscher, Maschinen- und Anlagenbauer werden. Ab November 2008 sollen damit jährlich 1'000 MWh Strom gewonnen werden. Dies entspricht einem Energieertrag von 666 kWh/kW.

PS10, der spanische Solarturm
seit März mit 11 MW am Netz

Zum Vergleich: das gerade eingeweihte solare Turmkraftwerk PS 10 bei Sevilla hat eine Leistung von 11 MW und liefert damit jährlich 23'000 MWh Strom. Dies entspricht rund 2'100 kWh/kW. Die 624 nachgeführten Spiegel (Heliostaten) haben jeweils eine Fläche von 120 m² und fokussieren das Licht auf die Spitze eines 115 m hohen Turms. 54 Monate dauerte die Umsetzung und kostete 35 Mio. EUR (rund 3'200 EUR/kW). Betrieben wird das Kraftwerk vom spanischen Unternehmen *Abengoa*. Bis 2013 sollen am gleichen Standort weitere Solarkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 300 MW_{el} entstehen, darunter auch Dish-Stirling-Systeme, Parabolrinnen-Kollektoren und PV-Generatoren mit Konzentratorsystemen.

Iberdrola mit neun
Solarkraftwerken in Planung

Der spanische Energiekonzern *Iberdrola* plant den Bau von neun solarthermischen Kraftwerken im Süden und Südwesten des Landes. Die Parabolrinnenkraftwerke sollen über eine Leistung von je 50 MW_{el} verfügen. *Iberdrola* ist bereits Europas grösster Windstromerzeuger mit einer Anlagenkapazität von 3'000 MW_{el}. Die Ankündigung von *Iberdrola* erfolgt vor dem Hintergrund neuer Ausbauziele für erneuerbare Energien in Spanien, die letztes Jahr im August verabschiedet wurden. Demnach könnte in Spanien bis 2010 eine solarthermische Kraftwerksleistung von über 500 MW_{el} aufgebaut werden.

China mit grossen
Ausbauplänen von
1'000 MW_{el} bis 2020

Solar Millennium hat dieses Jahr in Peking ein Rahmenabkommen zur Realisierung von solarthermischen Kraftwerken zusammen mit zwei chinesischen Unternehmen unterzeichnet. Bis zum Jahr 2020 sollen solarthermische Kraftwerke mit einer Leistung von insgesamt 1'000 MW_{el} realisiert werden. Die chinesische Regierung hat den Bau solarthermischer Kraftwerke bereits in den neuen Fünf-Jahres-Plan aufgenommen. Das erste solare Grosskraftwerk mit einer Leistung von 50 MW_{el} ist in der Inneren Mongolei geplant. Zur Anwendung kommt die Parabolrinnen-Technologie. Das Rahmenabkommen sieht vor, bereits innerhalb der nächsten vier Jahre 200 MW_{el} Leistung in deutsch-chinesischer Zusammenarbeit umzusetzen. Die *Solar Millennium* und die *Inner Mongolia Lvneng New Energy Co. Ltd.* mit Sitz in Hohhot in der Volksrepublik China haben ein Joint Venture (JV) gegründet. Die Partner halten den Angaben zufolge je 50 Prozent an der «*Inner Mongolia STP Development Co*». Das JV soll das erste chinesische Parabolrinnen-Kraftwerk mit 50 MW Leistung entwickeln und realisieren.

Aufschwung für
Solarthermieprojekte
in den USA

Für die Entwicklung solarthermischer Kraftwerke in den USA ist das laufende Jahr ein wichtiger Meilenstein. Nicht zuletzt durch das neue Energiegesetz haben sich in den USA die Bedingungen für grosse Solarthermieprojekte verbessert. In Kalifornien soll eine der grössten solarthermischen Anlagen weltweit entstehen. *Stirling Energy Systems* aus Arizona will nahe San Diego ein Solarthermiekraftwerk erstellen und betreiben, das den Versorger *San Diego Gas & Electric (SDG&E)* ab 2012 zunächst mit 300 MW_{el} Strom versorgen soll. Es ist geplant, die Leistung bis 2014 um weitere 600 MW_{el} zu steigern. *SDG&E*

<p>Neue Anlagen in Arizona...</p>	<p>hat sich verpflichtet, den Anteil regenerativ erzeugten Stroms bis 2010 auf 20% aufzustocken. Der so genannte «Renewable Portfolio Standard» verpflichtet Stromversorger in den USA, einen bestimmten, ansteigenden Anteil der Elektrizität aus erneuerbaren Energien zu erzeugen und anzubieten.</p> <p>Dieses Jahr wurde im Auftrag der <i>Arizona Public Service</i> erstmals seit fast zwei Jahrzehnten wieder eine 1 MW_{el}-Solarthermieanlage in Betrieb genommen. Ausführendes Konsortium war <i>Solargenix</i> zusammen mit <i>Acciona</i>.</p>
<p>...und in Nevada</p>	<p>Das jüngste Parabolrinnenkraftwerk ging im Frühjahr 2007 in Boulder City in Nevada ans Netz. Es bedeckt 1.4 km² Fläche und leistet 64 MW; die deutsche <i>Schott AG</i> lieferte unter anderem 19'300 parabolische Spiegel. Projektpartner ist das US-Unternehmen <i>Solargenix</i>. Die Realisierung dieser Kraftwerke gilt als Initialzündung für den weiteren Ausbau dieser Technologie im Südwesten der USA. Abb. 18 zeigt zusammenfassend weitere Projekte in den USA, speziell im Südwesten. Die nutzbare Sonnenenergie in dieser Region ist gross genug, um für die zukünftige Energieproduktion – vor allem auch zu Spitzenzeiten – eine entscheidende Rolle zu spielen. Die potenzielle CSP-Solarenergie Leistung in dieser Region ist rund 200 GW_{el}.</p>
<p><i>Schott Solar</i> mit höchster Kompetenz in mehreren Solartechnologien</p>	<p>Der deutsche Technologiekonzern <i>Schott</i> wird in Spanien eine zweite Fertigungsstätte für Solarreceiver aufbauen. Erst im August hatte <i>Schott</i> an seinem Standort in Bayern eine Produktionslinie eröffnet. Mit der zweiten Receiverfabrik in der Region Sevilla wird <i>Schott</i> Anfang 2008 seine Produktionskapazität nun verdoppeln können.</p>

Marktperspektiven

<p>Kommerzialisierung – 2007 als Jahr der Wahrheit</p>	<p>Abb. 18 zeigt den Stand der weltweiten Projekte im Überblick. 2007 wird tatsächlich für einige Projekte zum Jahr der Wahrheit bzw. der kommerziellen Anwendung werden. Insgesamt beurteilen wir die Chancen dieser Solartechnologie als sehr gut. Gleichzeitig bestehen aber immer noch erhebliche (finanzielle) Hürden, welche die Nutzung dieser Technologie behindern oder verzögern könnten.</p>
<p>Chancen</p>	<p>Ein grosses Marktpotenzial der solarthermischen Kraftwerkstechnologien besteht aufgrund der Abhängigkeit von der Sonneneinstrahlung v.a. in Ländern des «Sonnengürtels», d.h. bspw. den Südstaaten der USA, Mexiko, Südeuropa, Afrika, Naher und Mittlerer Osten, Indien, Australien. Folgende Chancen ergeben sich aus dem erreichten technischen Stand und den verbesserten Rahmenbedingungen:</p> <ul style="list-style-type: none"> ◆ Die Wirtschaftlichkeit dieser Technologien, d.h. vergleichbare Kosten wie die konventionelle Kraftwerkstechnologie, scheint in absehbarer Zeit in den Bereich des Möglichen zu rücken. Stromgestehungskosten von rund 15 EuroCent/kWh sind schon für die jetzt in Bau befindlichen Kraftwerke realistisch. ◆ Anders als bei der Photovoltaik handelt es sich hier um eine Grosskraftwerkstechnologie, die einen Einsatz für die zentrale Stromversorgung «in grossem Stil» ermöglicht und langfristig gar einen Ersatz für fossile und nukleare Kraftwerke darstellen könnte.



Abb. 18: Übersicht über Projekte im Bereich solarthermische Kraftwerke

Standort	Finanzierung	Solar-technologie	Engineering, Lieferant	Hybridbetrieb	Solar-kapaz. (MWel)	Gesamt-kapazität (MWel)	Projekt-status ^{a)}	geplante Inbetrieb-nahme
1 Algerien	Algerisches EEG / Ausschreibungsverfahren	Parabolrinne	Bid Selection	Ja, GuD-Kraftwerk	25	150	2	2008
2 Australien	z.T. austral. Greenhouse Gas Zusatzvergütung	Aufwind	SBP/EnviroMission	Nein	200	200	2	n/a
3 Ägypten	GEF/Weltbank	Parabolrinne	Ausschreibung läuft; Zuschlag 02/2007	Ja, GuD-Kraftwerk	30	135	2	2009
4 China	China	Parabolrinne	1'000 MW Rahmenabkommen von Solar Millennium AG	Nein	1000	1000	3	2011
5 Indien	MNES, GEF, KfW	Parabolrinne	Fichtner Solar (Consultant des indischen EVU und KfW)	Ja, GuD-Kraftwerk	35	120-160	3	n/a
6 Iran	Je nach Projektstruktur noch zu entscheiden / IPDO	Parabolrinne	Fichtner Solar (Consultants der IPDO)	Ja, GuD-Kraftwerk	70	300-400	3	n/a
7 Israel	Israelisches Technologieprogramm + Banken	Parabolrinne	Solel als Promotor / Auswahlverfahren noch nicht festgelegt	Ja, aber hoher Solaranteil	100	100	3	n/a
8 Italien	Italienisches Forschungsprogramm	Parabolrinne (+ Salzschnmelze)	ENEA (staatl. Forschungszentrum), Industrie und Enel	Ja, GuD-Kraftwerk	40	500	3	n/a
9 Jordanien	Je nach Projektstruktur noch zu entscheiden	Parabolrinne	Voruntersuchung durch Solar Millennium; RfP & Bid Selection	Ja; Dampf- od. GuD-Kraftwerk	30-130	130	3	n/a
10 Kreta	Neues griech. EEG & ern. Energiefinanzprogramme	Parabolrinne	THESEUS A.E. (Solar Millennium, OADYK)	Nein	50	50	3	n/a
11 Marokko	GEF/WB/O.N.E.	Parabolrinne	Ausschreibung läuft; Zuschlag 02/2007	Ja, GuD-Kraftwerk	30	220	2	2007
12 Mexiko	GEF/WB/CFE	Parabolrinne	Neue Ausschreibung Aug. 2006; Zuschlag 02/2007	Ja, GuD-Kraftwerk	30	300	2	2007+
13 Spanien, AndaSol 1	Spanisches EEG + Projektfinanzierung	Parabolrinne	Solar Millennium + ACS Cobra Bau begonnen 07/2006	Ja; mit 90% Solaranteil	1 x 50	1 x 50	1	07/2008
14 Spanien, AndaSol 2	Spanisches EEG + Projektfinanzierung	Parabolrinne	Solar Millennium + ACS Cobra Baubeginn 11/2006	Ja; mit 90% Solaranteil	1 x 50	1 x 50	1	11/2008
15 Spanien, AndaSol 3	Spanisches EEG + Projektfinanzierung	Parabolrinne	Solar Millennium + EDP Baubeginn 11/2007	Ja; mit 90% Solaranteil	1 x 50	1 x 50	1	11/2009
16 Spanien, Extremasol-1	Spanisches EEG + Projektfinanzierung	Parabolrinne	Solar Millennium + Hydro-Cantabrico Baubeginn 12/2007	Ja; mit 90% Solaranteil	1 x 50	1 x 50	1	12/2009
17 Spanien, PS10	Spanisches EEG + Projektfinanzierung	Turm	Abengoa Gruppe	Ja; mit 90% Solaranteil	11	11	Am Netz	9/2007
18 Spanien, PS20	Spanisches EEG + Projektfinanzierung	Turm	Abengoa Gruppe	Ja; mit 90% Solaranteil	2 x 20	2 x 20	1	2008
19 Spanien, Solnova 1-5	Spanisches EEG + Projektfinanzierung	Parabolrinne	Abengoa Gruppe	Ja; mit 90% Solaranteil	5 x 50	5 x 50	2	2008-12
20 Spanien, Consol 1-2	Spanisches EEG + Projektfinanzierung	Parabolrinne	Conergy Gruppe	Ja; mit 90% Solaranteil	2 x 50	2 x 50	2	2008-09
21 Spanien, Solar Tres	Spanisches EEG + Projektfinanzierung	Turm	SENER / Solar Tres	Ja; mit 90% Solaranteil	15	15	3	n/a
22 Spanien, Euro SEGS	Spanisches EEG + Projektfinanzierung	Parabolrinne	Acciona Gruppe	Ja; mit 90% Solaranteil	2x50	2x50	2	n/a
23 Spanien	Spanisches EEG + Projektfinanzierung	Parabolrinne	Iberdrola	Ja; mit 90% Solaranteil	9 x 50	9 x 50	3-4	n/a
24 Südafrika	Nicht bekannt	Turm	ESKOM	Nein	100	100	3	n/a
25 USA, Arizona	PPA mit Arizona Public Service	Parabolrinne	Solargenix/Acciona/Schott Solar	Nein	1	1	Am Netz	2006
26 USA, Nevada	PPA mit Nevada Power / Projektfinanzierung	Parabolrinne	Solargenix/Acciona/Schott Solar	Ja, 25% fossiles KW	64	64	Am Netz	2007
27 USA, Kalifornien	PPA mit Southern California Edison	Parabolrinne	Stirling Energy Systems (SES)	Nein	500 (+350)	500 (+350)	2	20012/14
28 USA, San Diego	PPA mit San Diego Gas & Electric	Parabolrinne	Stirling Energy Systems (SES)	Nein	300 (+600)	300 (+600)	2	20012/14

a) Projektstatus: 1 = in Bau; 2 = Projekte in Planungsphase; 3 = Projekte in Vorplanung (Machbarkeitsprüfung erfolgt); 4 = beabsichtigte Projekte
Quelle: Sarasin, 2007

- ◆ Die Förderprogramme und Initiativen, vor allem in Spanien, den USA und auch China, sind Ausdruck einer stärkeren energiepolitischen Förderung erneuerbarer Technologien insgesamt. In diesem Zusammenhang wurde nun auch die zentrale Solarthermie «wieder entdeckt».

Risiken Den Chancen für die weitere Entwicklung solarthermischer Kraftwerkstechnologien stehen auch Risiken gegenüber:

- ◆ Verlässlichkeit der Finanzierungsbedingungen, bzw. Förderprogramme;
- ◆ Länderrisiken (Standorte der Projekte befinden sich vielfach in Ländern mit unsicheren Rahmenbedingungen);
- ◆ Die Zukunft der solarthermischen Kraftwerkstechnologien hängt weitaus stärker als die der Photovoltaik und der Solarkollektoren von der kostenseitigen Konkurrenzfähigkeit ab. Es kommt daher darauf an, dass die projektierten Kosteneinsparungen durch die Anlagen neuerer Generationen effektiv realisiert werden können.

Hohe Investitionen sind für Durchbruch nötig

Ein Hindernis für den Durchbruch der Solarthermiekraftwerke stellt vor allem der hohe Investitionsbedarf dar. Er liegt heute bei rund 3'300 - 2'500 EUR/kW im Vergleich zu rund 500 EUR/kW bei einem modernen Gaskraftwerk. Mittelfristig (ca. fünf Jahre) könnten die Investitionskosten aber auf rund 1'500 - 2'000 EUR/kW gesenkt werden. Damit läge man in der Grössenordnung für den Bau eines neuen Kernkraftwerkes. Die Wirtschaftlichkeit der Technologie ist somit stark von den Finanzierungsmöglichkeiten und -bedingungen abhängig, u.a. von der allgemeinen Zinsentwicklung. *Solar Millennium* hat rund 20 Mio. EUR benötigt, um die Technologie für zwei Anlagen in Spanien zur Marktreife zu bringen und die Projekte zu entwickeln. Das gesamte Investitionsvolumen für die Umsetzung von drei solarthermischen Kraftwerken mit jeweils 50 MW_{el} Leistung in Andalusien beläuft sich auf etwa 500 Mio. EUR.

Die Technik steht bereit, sagt der Branchenverband

Laut einer Studie von Greenpeace¹⁴ und dem europäischen Solarthermie-Industrieverband ESTIA könnte mit solarthermischen Kraftwerken im Jahr 2040 weltweit mehr Strom erzeugt werden als heute mit Atomkraft oder Wasserkraft. Bis 2040 könnten mit einer Kapazität von 600 GW_{el} rund 5% der weltweit verbrauchten Elektrizität aus Solarwärme-Kraftwerken stammen – trotz einer bis dahin erwarteten Verdoppelung des Stromverbrauchs. Die Studie zeigt praktische Wege auf, wie die Weichen zur Durchsetzung dieser Technologie gestellt werden müssen. Der Mittlere Osten und Nordafrika könnten die Vorreiterrolle übernehmen. Bis zu 100 Millionen Menschen könnten in den sonnigsten Gebieten der Erde Gebrauch von der sauberen Energiequelle machen.

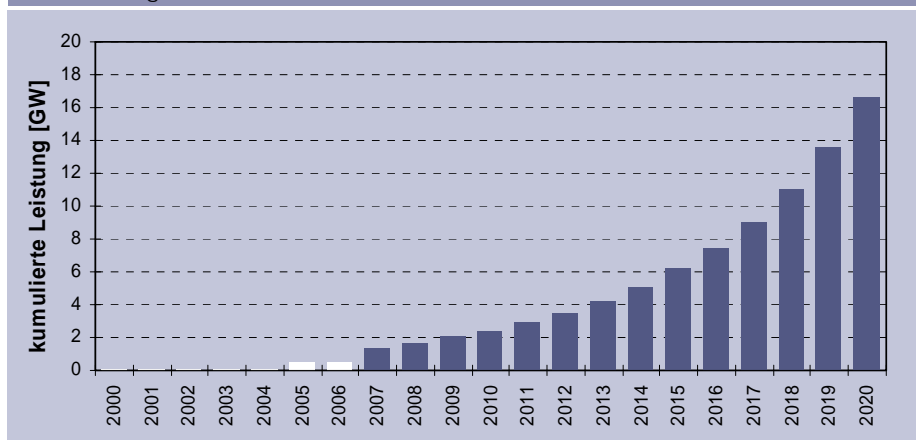
Fazit: Die Chancen sind besser denn je

Die weitere Entwicklung der solarthermischen Kraftwerkstechnologie hängt nun von den Erfahrungen aus dem Betrieb der ersten Kraftwerke, welche Ende dieses Jahres und Anfang 2008 ans Netz gehen, ab. Nun kann erstmals die Verlässlichkeit der neuesten solarthermischen Kraftwerke überprüft werden.

¹⁴ Concentrated Solar Thermal Power – Now! Greenpeace, ESTIA, Solarpaces; Brüssel, September 2005

2007 könnten weltweit bereits über 850 MW_{el} neu installierte Leistung ans Netz gehen. Erfüllen diese Anlagen die Erwartungen an Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit, so sind die Voraussetzungen für die Realisierung der grossen Marktpotenziale gegeben und es ist ein Wachstumsschub zu erwarten. Die globale Marktinitiative für solarthermische Kraftwerke (CSP GMI)¹⁵ will bis 2015 rund 5.0 GW_{el} neue solarthermische Kapazitäten schaffen. Nach derzeitiger Projektlage erscheint diese Zielvorgabe als ambitiös, aber nicht als unmöglich. Gemäss Abb. 19 wären bei termingerechter Realisierung der konkreten Projekte bis 2010 schon rund 2'500 MW_{el} (2.5 GW_{el}) kumulierte Leistung erreichbar. Weitere Projekte sind noch in der Machbarkeitsprüfung, d.h. hier dürfte die Ausfallquote bis zu einer endgültigen Realisierung relativ hoch sein. Bis 2020 rechnen wir mit einer total installierten Leistung von 16.5 GW_{el} (Abb. 19).

Abb. 19 Prognose zum Ausbau solarthermischer Kraftwerke bis 2020



Quelle: Sarasin, 2007

¹⁵ GMI Broschüre, www.solarpaces.org

CO₂-Vermeidung durch Solarenergie

Der Klimawandel und seine Folgen

Die vom Menschen verursachten Treibhausgase sind für die Klimaänderung verantwortlich

Die Temperaturerhöhung der Atmosphäre als Folge erhöhter Klimagasemissionen wird immer offensichtlicher. Bei der Fortsetzung des gegenwärtigen Trends würde im Jahr 2035 eine CO₂-Äquivalent-Konzentration (CO₂e) von 550 ppm erreicht, die vermutlich zu einer Temperaturerhöhung von knapp 3°C führen wird.¹⁶

Nach dem im Oktober 2006 veröffentlichten «Stern Report», welcher im Auftrag der britischen Regierung erstellt wurde, werden die Kosten des Klimawandels über die nächsten beiden Jahrhunderte bei mindestens 5% des globalen Pro-Kopf-Einkommens liegen. Berücksichtigt man dazu die Auswirkungen auf die Umwelt und die menschliche Gesundheit, steigen die Kosten auf 11% des globalen Bruttosozialprodukts. Berücksichtigt man auch noch die neuesten wissenschaftlichen Erkenntnisse über Rückkoppelungen und die Tatsache, dass die Regionen der Welt unterschiedlich betroffen sind, steigen die Kosten auf 20% des globalen Bruttosozialprodukts.

Um den Klimawandel und damit diese enormen Kosten zu verringern, sind Massnahmen erforderlich, die den Ausstoss der Treibhausgase so schnell wie möglich reduzieren können. Eine langfristige Stabilisierung der Treibhausgase in der Atmosphäre erfordert eine Reduktion der jährlichen weltweiten Emissionen auf 7 Mrd. Tonnen Kohlenstoff (7 Gt C), soviel können die natürlichen Ökosysteme aufnehmen. Dies ist mit vier Massnahmengruppen möglich:

- ◆ Die Nachfrage nach energieintensiven Gütern und Dienstleistungen zu reduzieren;
- ◆ Bessere Nutzung der Energie (höhere Energieeffizienz);
- ◆ Reduktion der Treibhausgase, die nicht aus der Verbrennung stammen (etwa: die Vernichtung von Wäldern bekämpfen);
- ◆ Übergang zu Energiequellen, die nicht auf Kohlenstoff beruhen.

Gerade hinsichtlich des letzten Punktes wird heftig über die effektiven Reduktionspotentiale und Kosten einer verstärkten Nutzung von erneuerbaren Energien diskutiert. Im Rahmen eines gross angelegten Projektes der Stadt London¹⁷ wurden die CO₂-Vermeidungskosten verschiedener Technologien und Massnahmen und deren Reduktionspotenzial erarbeitet. Basierend auf den beiden Energieszenarien der IEA – «reference scenario» (oder auch «business as usual scenario» genannt, BAU) und «alternative scenario»¹⁸ wurden die einzelnen CO₂-Reduktionsbeiträge («stabilization wedges») der einzelnen Reduktionsoptionen ermittelt. Tatsache ist, dass im Jahr 2004 rund 7 Gt C in der Form von

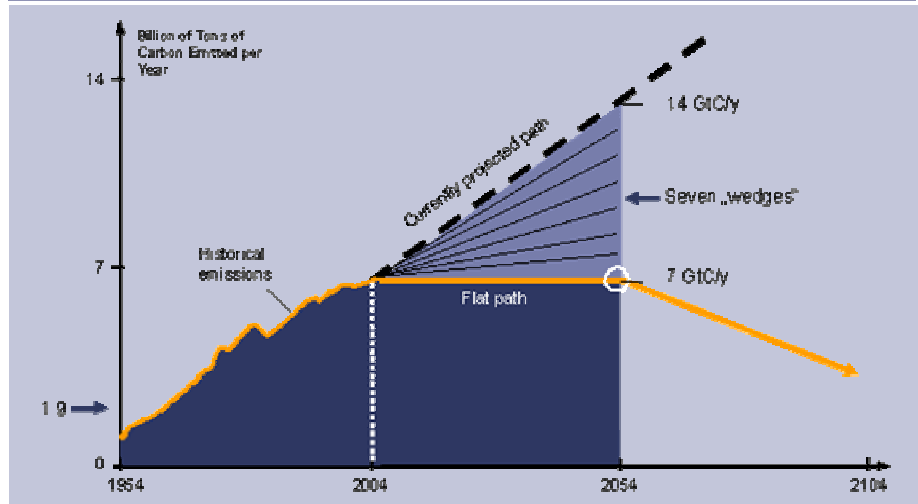
¹⁶ Sir Nicolas Stern: The Economics of Climate Change, Ein Bericht im Auftrag des britischen Schatzkanzlers, veröffentlicht am 30. Oktober 2006

¹⁷ www.london-accord.co.uk

¹⁸ IEA World Energy Outlook 2006; www.worldenergyoutlook.org

Kohlendioxid (25.6 Gt CO₂) ausgestossen wurden. Die Projektionen des BAU-Szenarios erwarten für 2054 rund 14 GtC/a. Die bis 2054 zu erwartenden CO₂-Reduktionen der einzelnen Reduktionsoptionen können dann anhand des von den Wissenschaftlern Pacala und Socolow entwickelten sogenannten «Stabilisierungsdreiecks», dargestellt werden.¹⁹

Abb. 20: Die Strategie der sieben Keile (Pacala & Socolow)



Quelle: Pacala und Socolow, 2004

Gemäss dem Referenz Szenario der IEA wächst der weltweite Primärenergieverbrauch von 130'000 TWh in 2004 auf rund 200'000 TWh in 2030. Dies entspricht einem durchschnittlichen jährlichen Wachstum von 1.6%.

Die unterschiedlichen Strategien zur CO₂-Reduktion wurden dabei in Teilbereiche oder in sogenannte Keile («wedges») unterteilt (Abb. 20). Ein Keil entspricht einer Strategie, welche dann in 2054 1.0 GtC/a vermeidet. Zur Stabilisierung der CO₂-Emissionen sind daher sieben solcher Keile bzw. Reduktionsoptionen à 1 GtC/a erforderlich. Im Folgenden werden die Beiträge der Solarindustrie (Vermeidungskosten und -potenzial) aufgezeigt.

CO₂-Reduktionspotenziale der Solarenergie

Zur Ermittlung der durch die Solarenergie vermeidbaren weltweiten CO₂-Emissionen ist zuerst zu klären, wieviel CO₂ durch die Solarenergie pro kWh erzeugten Stroms, bzw. Wärme eingespart werden kann. Hierbei ist die «Netto-CO₂-Bilanz» der Solarenergie, d.h. die gegenüber Strom aus dem zukünftigen Technologie-Mix (Kohle, Kernkraft, Gas, usw.) eingesparten CO₂-Emissionen abzüglich der für die Produktion der Solaranlage verursachten CO₂-Mengen, massgeblich.

¹⁹ «Stabilization Wedges: Solving the Climate Problem for the next 50 Years with Current Technologies»
S. Pacala and R. Socolow, Science, August 13, 2004

Ökobilanzbetrachtungen (produktionsbedingte CO₂-Emissionen)

Photovoltaik:

Reduktion der produktionsbedingten Treibhausgasemissionen um zwei Drittel bis 2015

Aktuelle Ergebnisse von Ökobilanzen (LCA) für Photovoltaik-Anlagen zeigen (Abb. 21), dass der Hauptteil des Ressourcenverbrauchs und viele Emissionen aus dem Stromverbrauch für die Fertigung des solaren Siliziums, der Wafer, Zellen und Module stammen. Damit kommt dem Strom-Mix am Standort der Produktionsanlagen eine besondere Bedeutung zu.²⁰ Aufgrund des raschen Wandels in den Produktionstechniken werden sich die Ökobilanz, bzw. die CO₂-Emissionen im Zeitverlauf sicherlich vermindern.

Abb. 21: Produktionsbedingte Treibhausgasemissionen von PV-Systemen

	Bandgezogenes Silizium (Ribbon-Si)	Multikristallines Silizium	Monokristallines Silizium	Cadmium-Tellurid (CdTe) Dünnschicht
Heute	Standard Technologie 2004	Beste verfügbare Technologie 2004	Beste verfügbare Technologie 2004	1 Unternehmen (First Solar)
Wirkungsgrad	11.5%	13.2%	14.0%	9.0%
Treibhausgasemissionen (THG) (g CO ₂ /kWh)	29	32	35	25
Mittelfrist (2010)				
Wirkungsgrad	15%	17%	19%	15%
THG-Emissionen (g CO ₂ /kWh)	16	15	15.5	15
Zukunft (2015)				
THG-Emissionen (g CO ₂ /kWh)	10	10	10	10

Quelle: Alsema et al., Sept. 2006 (südeuropäischer Standort), eigene Schätzungen

Projektionen der zukünftigen Entwicklungen zeigen, dass sich die produktionsbedingten Treibhausgasemissionen für die einzelnen PV-Technologien bei rund 15 g CO₂/kWh annähern werden.²¹ Langfristig (ab 2015) rechnen wir für alle PV-Technologien durch weitere Optimierungen und scale-up noch mit 10 g CO₂/kWh.

Solarkollektoren:

Beitrag der CO₂-Emissionen während der Herstellung ist <5%

Für die produktionsbedingten CO₂-Emissionen von Solarkollektoren sind nebst dem Kollektor selbst vor allem die verschiedenen Zusatzkomponenten des Systems (gesamter Anlagenbau) massgeblich. Hier sind vor allem der Stahl für den Warmwasserspeicher sowie das Kupfer und der Kunststoff für die Leitungen ausschlaggebend. Ein Grossteil wird aber auch bei einem konventionellen Warmwasser- und Heizsystem benötigt und wird nicht zusätzlich installiert. Der Betrieb des Kollektors erfordert einen gewissen Stromverbrauch für die Pumpen. Die Herstellung der Kollektorbeschichtung verursacht keine grossen

²⁰ ecoinvent 2000 – Überarbeitung und Ergänzung der Ökoinventare für Energiesysteme, Roberto Dones, Paul Scherrer Institut (PSI) im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE), Dez. 2003. www.admin.ch/bfe

²¹ Alsema, de Wild-Scholten & Fthenakis: environmental impacts of PV electricity generation – a critical comparison of energy supply options. Präsentiert an der PVPS Konferenz in Dresden, Sept. 2006

CO₂-Emissionen.²² Die produktionsbedingten CO₂-Emissionen der zusätzlichen Anlagekomponenten liegen heute um die 0.02 kg CO₂/kWh. Gewisse technologische Fortschritte führen zu einer Halbierung dieser Emissionen ab 2015.

Solarthermische Kraftwerke (Concentrating Solar Power, CSP):

Beitrag der Produktionsphase
liegt bei weniger als 5%

Energieintensive Bestandteile eines solarthermischen Kraftwerkes sind die eigentlichen Spiegel- und Röhrensysteme aus Glas, die gesamten Montage- und Ständersysteme aus Stahl und Beton sowie eine konventionelle Dampfturbine und ein Generator. Wegen der vergleichsweise grossen Strom- und Wärmeproduktion pro Anlage dürften sich jedoch die produktionsbedingten CO₂-Emissionen im Bereich eines konventionellen fossil befeuerten Kraftwerkes liegen. Diese liegen momentan bei 0.025 kg CO₂/kWh und werden ab 2015 auch etwa 0.01 kg CO₂/kWh erreichen.

Prognose der CO₂-Reduktion bis 2030

Die bis 2030 durch Solarenergie eingesparten CO₂-Emissionen ergeben sich aus zwei Faktoren:

- ◆ «Netto» CO₂-Einsparung pro kWh Strom oder Wärme, die durch die Solaranlage erzeugt wird, d.h. abzüglich die vorhin erwähnten produktionsbedingten CO₂-Emissionen: Diese hängt von der Leistungsausbeute der Solaranlage am entsprechenden Standort und dem Mix an Primärenergieträgern, die durch Solarenergie ersetzt wird, ab. Dies ist regional sehr unterschiedlich und wird sich in der Zukunft auch ändern können.
- ◆ Marktdurchdringung der Solarenergie, bzw. die in Zukunft mittels Solarenergie erzeugte Strom- und Wärmemenge: Diese Mengen ergeben sich aus unseren jeweiligen Marktprognosen.

Photovoltaik:

Annahmen für die
CO₂-Vermeidung
durch PV-Systeme

Die Leistungsausbeute einer PV-Anlage ist standortabhängig, da sie direkt mit der Sonneneinstrahlung gekoppelt ist. Je nach Standort variieren die jährlichen Erträge deshalb von 900 bis 1600 kWh/kWp*a. Für unsere Rechnung benutzen wir als gewichteten globalen Durchschnitt 1'200 kWh/kWp*a. Die exakte CO₂-Einsparung durch eine erzeugte Kilowattstunde PV-Strom unterscheidet sich je nach Anwendungsgebiet. Sie kann vom Ersatz einer ineffizienten Kerosinlampe mit CO₂-Emissionen bis zu 25 kg CO₂/kWh in Afrika bis zum Ersatz von Spitzenlaststrom aus Erdgaskraftwerken mit einem Emissionsfaktor von 0.47 kg CO₂/kWh variieren. Weltweit und über den gesamten Prognosezeitraum betrachtet, wurde ein Minderungsfaktor von 0.6 kg CO₂ pro kWh PV-Strom angenommen (Abb. 22). Dies ist eher eine konservative Annahme (vergleiche hierzu die EPIA/Greenpeace Publikation Solar Generation IV – 2007).²³

²² dito, siehe 8

²³ Solar Generation IV – 2007, Greenpeace and EPIA, Sept. 2007, www.epia.org

Abb. 22: Abschätzung der CO₂-Vermeidung durch Solarenergie

	Photovoltaik	Solarkollektoren	Solarthermische Kraftwerke (CSP)
Lebensdauer (Jahre)	25	20	25
Energieertragsspanne (kWh/kWp*a)	900 - 1'600	300 - 1'000	2'300 - 2'800
Durchschnitt (kWh/kWp*a)	1'200	700	2'500
CO ₂ Minderung (kg CO ₂ /kWh)	0.5 - 25	0.25 - 0.65	0.47 - 1.2
Durchschnitt (kg CO ₂ /kWh)	0.6	0.4	0.6
Produktionsbedingte CO ₂ -Emissionen (kg CO ₂ /kWh)	0.03 (2006); 0.01 ab 2015	0.02 (2006); 0.01 ab 2015	0.025 (2006); 0.01 ab 2015
Netto CO ₂ -Reduktion (kg CO ₂ /kWh)	0.57 - 0.59	0.38 - 0.39	0.575 -0.59

Quelle: Bank Sarasin 2007

2030: CO₂-Reduktion von
1.2 Gt CO₂ durch PV

Über die gesamte Periode 2006 bis 2030 erwarten wir eine durchschnittliche jährliche Wachstumsrate der weltweit neu installierten Leistung an PV-Anlagen von 22% (siehe Abb. 7). Aufgrund dieser Annahmen ergibt sich eine weltweite CO₂-Reduktion im Jahr 2030 von rund 1.2 Gt CO₂, basierend auf unserer Prognose von 2'000 TWh PV-Strom.

Solarkollektoren:

Die jährlichen Energieerträge pro Quadratmeter Kollektorfläche liegen, abhängig von der Anwendung (Brauchwasser, Kombianlage mit Heizungsunterstützung, etc.), den lokalen klimatischen Bedingungen und der Anlagendimensionierung, zwischen 300 kWh/kW_{th} für solare Kombisysteme (Brauchwasser und Heizung) in nördlichen Breiten und 1'000 kWh/kW_{th} für Anlagen für die Heisswasserbereitstellung in südlichen Breiten. Für unsere Berechnungen verwendeten wir in Anlehnung an die IEA-SHC Studie den Wert von 700 kWh/kW_{th}*a.²⁴ Als globalen durchschnittlichen CO₂-Reduktionsfaktor benutzen wir 0.4 kg CO₂/kWh_{th}. Auch hier ist die Bandbreite der CO₂-Minderung gross. Sie geht vom Ersatz einer älteren Ölheizung mit einem Wirkungsgrad von 80%, bis hin zu Warmwassersystemen, welche einen elektrischen Boiler ersetzen (Abb. 22).

Solarwärme vermeidet 2030
rund 1.5 Gt CO₂

Über die gesamte Periode 2006 bis 2030 erwarten wir eine durchschnittliche jährliche Wachstumsrate der weltweit neu installierten Leistung an Solarthermie-Anlagen von 23% (siehe Abb. 17). Mit diesen Annahmen ergibt sich eine CO₂-Reduktion, welche im Jahr 2030 rund 1.5 Gt CO₂ betragen wird, dies aufgrund einer prognostizierten Wärmeerzeugung von rund 3'900 TWh_{th}.

Solarthermische Anlagen (CSP):

Die durchschnittlichen jährlichen Energieerträge pro Quadratmeter liegen im Vergleich zu den anderen Technologien sehr hoch, weil diese Anlagen ausschliesslich in sonnenreichen Gegenden installiert werden. In Südspanien liegt die Einstrahlung bei 2'300 kWh/kW, in Ägypten kann sie bis 2'800 kWh/kW betragen. Für unsere Berechnungen verwendeten wir einen Durchschnittswert von 2'500 kWh/kW. Mit zusätzlich eingebauten Speichersystemen werden neuere Anlagen bis 2030 ihren Output auf 3'500 kWh/kW steigern können.

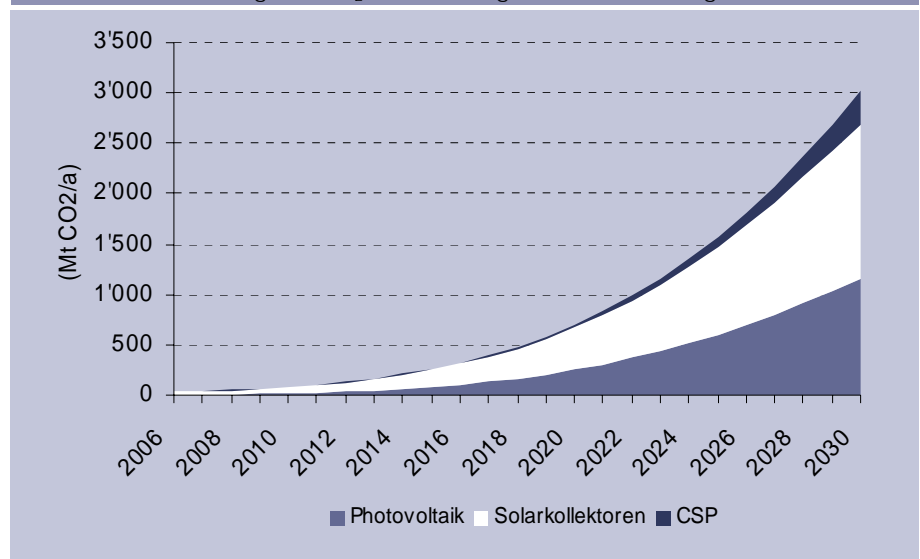
²⁴ Solar Heat Worldwide, Markets and Contributions to the Energy Supply 2005, IEA-SHC, Edition 2007

Für die Abschätzung der eingesparten CO₂-Emissionen gehen wir wie bei der Photovoltaik von einer weltweiten durchschnittlichen CO₂-Minderung von 0.6 kg CO₂/kWh aus.

CSP-Anlagen vermeiden
2030 0.25 Gt CO₂

Über die gesamte Periode 2006 bis 2030 erwarten wir eine durchschnittliche jährliche Wachstumsrate der weltweit neu installierten Leistung an CSP-Anlagen von 40% (siehe Abb. 23). Mit diesen Annahmen ergibt sich eine CO₂-Reduktion, welche im Jahr 2030 rund 0.34 Gt CO₂ aus 570 TWh erzeugtem Strom betragen wird.

Abb. 23: Abschätzung der CO₂-Vermeidung durch Solarenergie



Quelle: Bank Sarasin 2007

Solarenergie kann 2030 3Gt CO₂
oder rund 0.8 Gt C, Kohlenstoff
vermeiden

Aus allen Solarenergieanwendungen können somit im Jahr 2030 rund 3 Gt CO₂ vermieden werden. Der Grossteil dieser eingesparten CO₂-Menge von 50% stammt aus der Wärmeerzeugung durch Solarkollektoren, 39% aus der Stromproduktion durch PV-Anlagen und 11% werden durch solarthermische Kraftwerke vermieden. Bezogen auf den Kohlenstoff entspricht dies rund 0.8 Gt C, d.h. die Solarenergie kann im Jahr 2030 rund 80% von einem der sieben erforderlichen Keile (wedges) zu 1 Gt C/a zur Stabilisierung des CO₂-Gehalts in der Luft beitragen.

CO₂-Vermeidungskosten einzelner Solartechnologien

Neben dem CO₂-Reduktionspotenzial ist auch entscheidend, wie hoch die CO₂-Vermeidungskosten der Solarenergie sind. Dies ist vor allem wichtig im Vergleich zu anderen CO₂-Reduktionsoptionen im Rahmen einer kosteneffizienten, gesamtwirtschaftlichen CO₂-Minderungsstrategie.

Die Kosten ergeben sich aus:

1. den Erzeugungskosten pro kWh Strom bzw. Wärme und deren Entwicklung im Zeitverlauf (Kostendegression, technischer Fortschritt und Economics of scale) und
2. der vermiedenen CO₂-Menge pro kWh Strom bzw. Wärme (siehe oben).

Durchschnittliche jährliche
Kostenreduktion von 5%
erwartet

Photovoltaik:

Für die Berechnung der Stromgestehungskosten der Photovoltaik gehen wir von einer Anlagengrösse von 25 kW, mit einem Systempreis 2006 von 5'000 EUR /kWp und einer Lebensdauer von 25 Jahren aus. Wegen technischen Fortschritten und «Economics of Scale» werden die Kosten für PV-Anlagen in Zukunft deutlich sinken. Wir gehen von einer durchschnittlichen jährlichen Kostenreduktionsrate von 5% bis 2020 aus, was der momentanen Abnahme der deutschen Einspeisevergütung entspricht. Danach sinkt die jährliche Kostenreduktion auf 4%. Die Unterhaltskosten betragen anfangs 0.04 EUR /kWh und reduzieren sich jährlich um 2%. Für die Kapitalkosten gilt ein Zins von 5% über die gesamte Zeitperiode.

Für den Kostenvergleich gehen wir im Wesentlichen davon aus, dass die PV-Anlage Spitzenstrom ersetzt. Dies trifft vor allem in warmen Regionen zu, wo die Stromspitzen am Nachmittag durch den Betrieb von Klimaanlage auftreten. Für die Netzstromerzeugung von Spitzenlast wurden Kosten von 0.151 EUR /kWh (2006) angenommen (inkl. Transport- und Distributionsskosten, T&D von 0.055 EUR /kWh). Weiter wurde eine jährliche 2%-ige Verteuerung bis 2030 durch steigende Brennstoffpreise infolge der zukünftig zu erwartenden Verknappung fossiler Energieträger sowie sich verteuernenden CO₂-Zertifikaten angenommen.

Abb. 24: CO₂-Vermeidungskosten der Photovoltaik von 2006 bis 2030

Situation Photovoltaik	2006	2010	2020	2030
Kumulierte PV Leistung in Betrieb (GWp)*	6	26	359	1'637
Gesamte vermiedene CO ₂ -Menge (Mt/a)	4	18	254	1'158
Preis für installiertes System (EUR /kWp)	5'000	4'073	2'464	1'638
Durchschnittl. PV-Gestehungskosten (EUR /kWh)**	0.34	0.28	0.19	0.14
Netzstromgestehungskosten, peak load (EUR /kWh)**	0.15	0.16	0.18	0.21
Zusatzkosten der Photovoltaik (EUR /kWh)	0.19	0.13	0.01	-0.07
CO ₂ -Reduktion (kg CO ₂ /kWh)	0.57	0.58	0.59	0.59
Netto Vermeidungskosten (EUR/t CO ₂)	328	216	15	-117

* Korrigiert durch Abzug der jeweils vor 25 Jahren installierten Leistung; ** Einschliesslich Transport & Distributionskosten von 0.027 EUR /kWh bei PV und 0.055 EUR /kWh bei konv. Energieproduktion
Quelle: www.vattenfall.com – Curbing Climate Change 2006, eigene Schätzungen

Kostenparität mit
Spitzenlaststrom wird von
PV 2021 erreicht

Die Mehrkosten des PV-Stroms gegenüber Spitzenlaststrom von Gaskraftwerken liegen unter diesen Annahmen derzeit bei rund 19 Eurocents/kWh (Abb. 24). In den kommenden 15 Jahren werden aber die Kosten der PV-Stromerzeugung in den Bereich der Bereitstellungskosten für Spitzenlaststrom sinken. Parallel dazu sinken auch die CO₂-Vermeidungskosten von 328 EUR /t CO₂ in 2006 auf 15 EUR /t CO₂ in 2020. Die Parität mit den Kosten für Spitzenlaststrom wird unter diesen Annahmen ein Jahr später erreicht, so dass damit auch die CO₂-Vermeidungskosten auf Null sinken werden. Diese Stromkostenbetrachtung widerspiegelt eher die Sichtweise eines Stromversorgers als die eines Endkunden. Ist nämlich diese Kostenparität erreicht, könnte die Photovoltaik für Stromversorgungsunternehmen eine attraktive Option für die dezentrale Produktion von Spitzenlaststrom darstellen. Selbstverständlich kann PV-Strom in südlichen Ländern und aus Sicht des Endkunden, d.h. im Vergleich mit dem Strompreis, schon früher wettbewerbsfähig werden.

Solarkollektoren:

Jährliche Kostenreduktionspotenzial liegt bei 2%

Für die Berechnung der Wärmegestehungskosten der Solarthermie gehen wir von einem durchschnittlichen Systempreis 2006 von 1'300 EUR /kW_{th} und einer Lebensdauer von 20 Jahren aus. Mit Einsparungen durch «Economics of Scale» und gewisse technische Fortschritte können die Kosten für ST-Anlagen in Zukunft langsamer gesenkt werden als bei den anderen beiden Solartechnologien. Steigende Rohstoffpreise wirken sogar eher kostensteigernd. Damit kann eine durchschnittliche jährliche Kostenreduktionsrate von 2% erreicht werden. Die Unterhaltskosten betragen hingegen nur rund 0.01 EUR /kW_{th} und für die Kapitalkosten gilt ein Zins von 5% bis 2030.

CO₂-Vermeidungskosten liegen heute bei 104 EUR /t CO₂

Für den Kostenvergleich gehen wir im Wesentlichen davon aus, dass die solarthermische-Anlage Heizöl als Brennstoff ersetzt. Da in den meisten Fällen trotz allem noch eine Zusatzheizung (Öl, Gas, Pellet, Strom oder Wärmepumpe) benötigt wird, berücksichtigen wir für den Kostenvergleich nur die durch Solarwärme ersetzte Brennstoffmenge, aber keine Investitions- bzw. Anlagekosten für das Heiz-, bzw. Warmwassersystem. Wie bei der CO₂-Minderung wird auch bei den Kosten eine Ölheizung als Vergleichsbasis verwendet. Für 2006 wurde ein Heizölpreis von 55 EUR /100l angenommen. Mit einem Energiegehalt von 10.2 kWh/l Heizöl und einem Wirkungsgrad der Heizung von 80% ergeben sich Brennstoffkosten von 0.07, bzw. Wärmegestehungskosten von 0.11 EUR /kW_{th}.

Abb. 25: CO₂-Vermeidungskosten der Solarthermie von 2006 bis 2030

Situation Solarthermie	2006	2010	2020	2030
Kumulierte ST-Leistung in Betrieb (GWth)*	96	215	1'492	5'539
Gesamte vermiedene CO ₂ -Menge (Mt/a)	27	60	418	1'551
Preis für ST-Anlage (EUR/kWth)	1300	1241	1138	1071
Volle ST-Gestehungskosten (EUR/kWth)	0.15	0.14	0.13	0.12
Wärmegestehungskosten Heizöl (EUR/kWth)	0.11	0.12	0.14	0.17
(Zusatz)kosten der Solarthermie (EUR/kWth)	0.04	0.03	-0.01	-0.05
Netto CO ₂ -Reduktion (kg CO ₂ /kWh)	0.38	0.39	0.39	0.39
Netto Vermeidungskosten (EUR/t CO ₂)	104	67.3	-21	-123

* Korrigiert durch Abzug der jeweils vor 20 Jahren installierten Leistung

Parität der CO₂-Vermeidungskosten wird 2018 erreicht

Bis 2030 wird eine jährliche 3%-ige Verteuerung der Brennstoffkosten angenommen. Die Energiepreisentwicklung ist natürlich mit einer grossen Unsicherheit behaftet. Die Teuerung könnte auch sehr viel schneller voranschreiten. Die Netto CO₂-Vermeidungskosten werden im Jahr 2018 die Parität erreicht haben.

Solarthermische Kraftwerke:

CSP Kostenreduktionspotenzial liegt bei 3% jährlich

Bei solarthermischen Kraftwerken wird die Sonnenstrahlung gebündelt und deren Energie mittels verschiedener Technologien gesammelt und damit ein Medium hoch erhitzt, um so eine konventionelle Dampfturbine anzutreiben, welche dann mittels Generator Strom erzeugt. Im Englischen hat sich der Begriff «Concentrating Solar Power, CSP» durchgesetzt. Für die Berechnung der Stromgestehungskosten aus einem CSP-Kraftwerk gehen wir von einer 100 MW-Parabolrinnen-Anlage aus. 2006 kostete ein solche Anlage rund 3'500 EUR/kW und hat eine erwartete Lebensdauer von 25 Jahren. Aufgrund technischer Fortschritte und «Economics of Scale» werden die Kosten für CSP-Anlagen in Zukunft sinken. Wir gehen von einer jährlichen Kostenreduktionsrate von 3% aus.

CSP-Anlagen ab 2021 mit ausgeglichener Kostenbasis

Die Unterhaltskosten von 0.02 EUR/kWh und die Kapitalkosten mit einem Zins von 5% gelten über die gesamte Periode.

Für den Kostenvergleich gehen wir im Wesentlichen davon aus, dass eine CSP-Anlage Grundlaststrom ersetzt. Vor allem im Zusammenhang mit einer entsprechenden Speicherung der Energie, kann eine CSP-Anlage rund 18 Stunden lang Strom liefern. Für die Netzstromerzeugung von Grundlaststrom wurden Kosten von 0.10 EUR/kWh (2006) angenommen (inkl. Transport- und Verteilungskosten, T&D von 0.055 EUR/kWh; ebenfalls für die CSP-Anlage). Weiter wurde eine jährliche 2%-ige Verteuerung des Grundlaststroms bis 2030 durch steigende Brennstoffpreise angenommen. Die Zusatzkosten von CSP-Kraftwerken liegen schon heute nur 0.07 EUR/kWh über den Gestehungskosten von Grundlaststrom. Ab 2021 sind solche Anlagen – was die Kosten anbelangt – vollständig konkurrenzfähig (Abb. 26).

Abb. 26: CO₂-Vermeidungskosten von CSP-Anlagen von 2006 bis 2030

Situation CSP	2006	2010	2020	2030
Kumulierte CSP-Leistung in Betrieb (GW)	0.5	2.5	17	164
Gesamte vermiedene CO ₂ -Menge (Mt/a)	0.8	3.9	31	340
Preis für CSP-Anlage (EUR/kW)	3500	2656	1959	1444
Volle CSP-Gestehungskosten (EUR/kWh)*	0.17	0.14	0.12	0.10
Netzstromgestehungskosten, Base load (EUR/kWh)*	0.10	0.10	0.11	0.13
Zusatzkosten für CSP-Strom (EUR/kWh)	0.07	0.04	0.00	-0.03
Netto CO ₂ -Reduktion (kg CO ₂ /kWh)	0.575	0.585	0.59	0.59
Netto Vermeidungskosten (EUR/t CO ₂)	115	62	4	-43

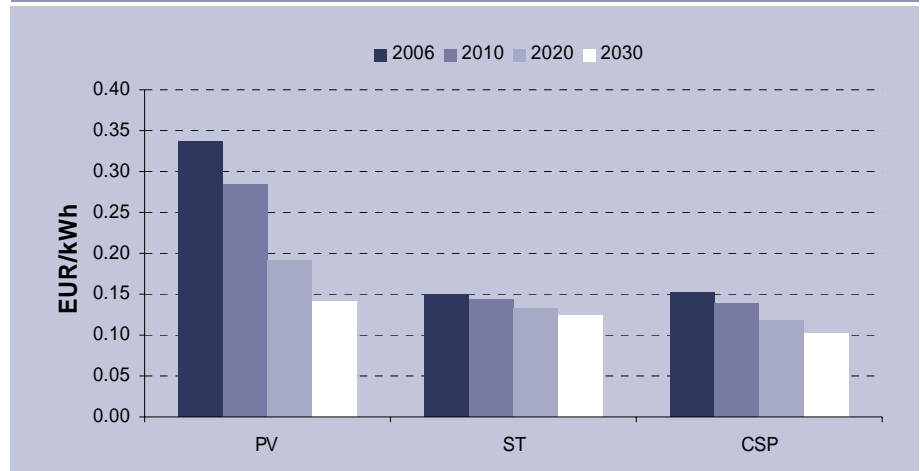
* Einschliesslich Transport & Distributionskosten von 0.055 EUR/kWh (Quelle: www.vattenfall.com – Curbing Climate Change 2006)

Kostenreduktionspotenzial:
PV -58%; ST -16%; CSP -38%

Die Gegenüberstellung der zeitlichen Entwicklung der Gestehungskosten zeigt die unterschiedliche Dynamik, welche in den verschiedenen Solartechnologien liegt. Die Photovoltaik birgt ein enormes Kostenreduktionspotenzial. Sie kann ihre Gestehungskosten von 0.34 EUR in 2006 auf 0.14 EUR/kWh in 2030 um rund 58% reduzieren. Schon ab 2022 liegt die Photovoltaik damit im Bereich der Kosten für die Spitzenlaststromproduktion von 0.19 EUR. Die entsprechenden Kostenreduktionspotenziale der Solarthermie und der CSP über dieselbe Periode sind mit 16%, bzw. 38% deutlich tiefer. Ihre Gestehungskosten pro Kilowattstunde sind jedoch heute schon recht niedrig. Der «Benchmark» ist aber auch nicht derselbe. Solarthermie vergleichen wir mit Wärme aus einer Ölheizung mit Kosten von 0.11 EUR/kWh in 2006. Die Kosten der Solarthermie liegen momentan rund 30% darüber. Bis 2030 reduzieren sich die Gestehungskosten beträchtlich und werden ab 2018 wettbewerbsfähig mit einer konventionellen Heizung (Abb. 27).

Solarthermische Grosskraftwerke haben heute mit 0.17 EUR/kWh rund 70% höhere Gestehungskosten als herkömmlicher Grundlaststrom mit 0.10 EUR/kWh. Darin ist für beide Arten von Kraftwerken ein fix bleibender Anteil an Transport- und Verteilungskosten von 0.055 EUR/kWh enthalten. Die Kostenreduktion bei CSP beträgt bis 2030 rund 38% und wird ab 2021 wettbewerbsfähig.

Abb. 27: Entwicklung der Strom/Wärmegestehungskosten von 2006 bis 2030



Quelle: Bank Sarasin, 2007

Schlussfolgerungen

Für den Wechsel in Richtung kohlenstoffarme Energieproduktion besteht eine Reihe von technologischen Möglichkeiten und viele dieser neuen Technologien zeigen hohe jährliche Zuwachsraten. Momentan sind die einzelnen Solarenergien noch teurer als eine traditionelle Energieerzeugung. Ihre Gestehungskosten liegen deshalb über den Kosten für Netzstrom.

CSP-Technologie liefert trotz Wachstumsrate von 40% p.a. (2006-30) den geringsten Anteil zur CO₂-Minderung

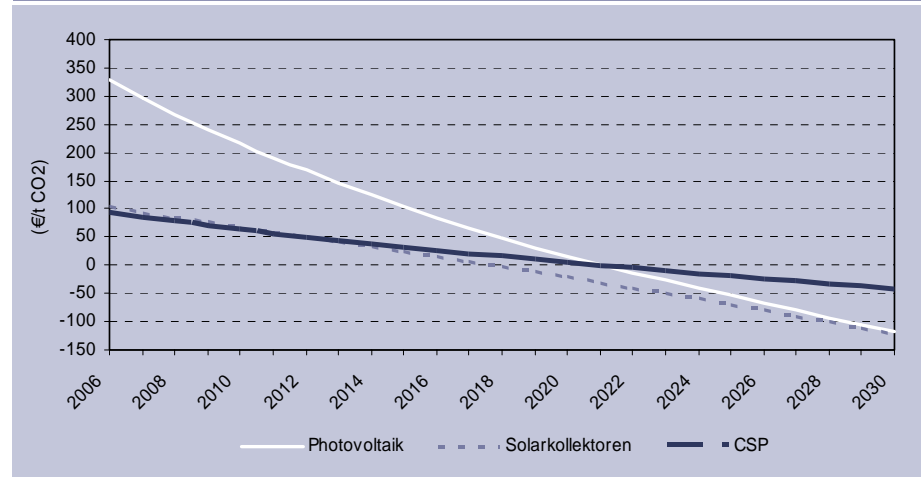
Vergleicht man die einzelnen Gestehungskosten mit den entsprechenden Beiträgen zur CO₂-Minderung, so widerspiegeln sich die wettbewerbsfähigeren Kosten der Solarthermie auch in ihrem grossen Anteil an der CO₂-Reduktion. Die Photovoltaik gewinnt sicherlich mit sinkenden Kosten mehr und mehr an Bedeutung und eventuell sind ab 2015 bei hinreichend attraktiven Preisen auch ganz andere Wachstumsraten möglich. Bei der CSP-Technologie erstaunt auf den ersten Blick ihr kleiner Anteil an der CO₂-Reduktion. Dies trotz der höchsten durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von 40% (2006 - 2030) gegenüber der Photovoltaik und der Solarthermie von 22%, bzw. 15%. Die CSP-Technologie startet von der tiefsten Basis von rund 500 MW kumulierter installierter Leistung aus. Diese Technologie muss sich zuerst mit den in jüngster Zeit erstellten Neuanlagen bewähren, bevor ein Durchbruch erzielt werden kann. Da eine CSP-Anlage ihren Strom ins Hochspannungsnetz einspeist, sind geeignete Standorte auch beschränkt oder nur mit entsprechenden Investitionen in zusätzliche Übertragungsinfrastruktur möglich. Gerade wegen der Eigenschaft von CSP-Anlagen zur Produktion von Grundlaststrom sehen wir hier ein grosses Potenzial, vor allem wenn die Stromversorgungsunternehmen CSP als Alternative zu ihren konventionellen Kraftwerken entdecken.

Solarenergie kann bis 2030 einen substantiellen Beitrag zur Stabilisierung des CO₂-Gehalts in der Luft beitragen

Die in Abb. 23 dargestellten CO₂-Reduktionsmengen addieren sich im Jahr 2030 zu einer jährlichen Menge von 3 Gt CO₂. Dies entspricht rund 0.8 Gt Kohlenstoff. Daraus ist ersichtlich, dass die gesamten Solarenergietechnologien ihren Beitrag zur Stabilisierung des CO₂-Gehalts in der Luft beitragen können und dies wie Abb. 28 zeigt, schon ab 2018 ohne Zusatzkosten. Dies widerspiegelt noch einmal das enorme Kostenreduktionspotenzial, welches die Solarenergie noch besitzt.

Momentan liegen die Netto CO₂-Vermeidungskosten aller Solartechnologien deutlich über den für die Phase II des Europäischen CO₂-Handels antizipierten Preisen pro Tonne CO₂ von maximal 30-40 EUR. Mit 328 EUR/t CO₂ ist die Photovoltaik zurzeit eine sehr teure CO₂-Vermeidungsstrategie. Tiefer liegen schon heute die Solarthermie mit 104 EUR/t CO₂ und CSP-Anlagen mit 115 EUR/t CO₂.

Abb. 28: Entwicklung der Netto CO₂-Vermeidungskosten von 2006 bis 2030



Quelle: Bank Sarasin.2007

Die gezeigten Resultate basieren auf vielen verschiedenen Annahmen, welche mit einer gewissen Unsicherheit behaftet sind. Durch die transparente Darstellung kann jedoch ohne weiteres ein Parameter geändert und der Einfluss auf das Endresultat sichtbar gemacht werden.

Kontakte

	Andreas Knörzer Leiter Sarasin Sustainable Investment	Tel. +41 61 277 74 77 andreas.knoerzer@sarasin.ch
Portfolio Management	Gabriele Grewe , Leiterin Anleihen und gemischte Portfolios Catrina Vaterlaus-Rieder , Stv. Leiterin Aktien-Portfolios Arthur Hoffmann Senior Portfoliomanager Aktien Matthias Priebes Senior Portfoliomanager Aktien Kurt O. Rohr Senior Portfoliomanager Anleihen & gemischte Portfolios Balasz Magyar Junior Portfoliomanager Dennis Bützer Junior Portfoliomanager Niculin Camenisch Support Romeo Burri Support	Tel. +41 61 277 70 73 gabriele.grewe@sarasin.ch Tel. +41 61 277 78 05 catrina.vaterlaus@sarasin.ch Tel. +41 61 277 73 22 arthur.hoffmann@sarasin.ch Tel. +41 61 277 70 23 matthias.priebs@sarasin.ch Tel. +41 61 277 72 67 kurt.rohr@sarasin.ch Tel. +41 61 277 73 66 balasz.magyar@sarasin.ch Tel. +41 61 277 72 11 dennis.buetzer@sarasin.ch Tel. +41 61 277 73 60 niculin.camenisch@sarasin.ch Tel. +41 61 277 77 60 romeo.burri@sarasin.ch
Sustainability Research	Dr. Eckhard Plinke , Leiter Research Maschinenbau, Elektrotechnik und Elektronik Makiko Ashida Versicherungen, Konsumgüter, Dienstleistungen, Software Dr. Michaela Collins Handel, Länder, Institutionen Dr. Matthias Fawer Energie Andreas Holzer Chemie, Papier, Bergbau, Gesundheitswesen, Medien, Wasserversorgung Klaus Kämpf Banken, Entsorgung, Verkehrsinfrastruktur, Immobilien Dr. Gabriella Ries Bau und Baustoffe, Nahrungsmittel, Telekommunikation, Transport Dr. Mirjam Würth Support, Tourismus	Tel. +41 61 277 75 74 eckhard.plinke@sarasin.ch Tel. +41 61 277 74 70 makiko.ashida@sarasin.ch Tel. +41 61 277 77 68 michaela.collins@sarasin.ch Tel. +41 61 277 73 03 matthias.fawer@sarasin.ch Tel. +41 61 277 70 38 andreas.holzer@sarasin.ch Tel. +41 61 277 77 80 klaus.kaempf@sarasin.ch Tel. +41 61 277 71 66 gabriella.ries@sarasin.ch Tel. +41 61 277 73 42 mirjam.wuerth@sarasin.ch
Client Service/Support	Erol Bilecen , Leiter Client Service/Support Marketing Support Sonia Wagner Marketing Support Gabriela Pace Assistenz	Tel. +41 61 277 75 62 erol.bilecen@sarasin.ch Tel. +41 61 277 73 64 sonia.wagner@sarasin.ch Tel. +41 61 277 73 31 gabriela.pace@sarasin.ch
Business Development	Linus Sluyter	Tel. +41 61 277 70 22 linus.sluyter@sarasin.ch
Kontakt	Bank Sarasin & Cie AG Sustainable Investment CH – 4002 Basel	sustainability@sarasin.ch www.sarasin.ch/nachhaltigkeit

Publikationen

Medizinaltechnik	Gesunde Zukunft? – Nachhaltigkeit der Medizinaltechnikbranche. Andreas Holzer, Oktober 2007
Unternehmensrating	Nachhaltigkeit von Unternehmen im Vergleich – Methodik des Sarasin-Unternehmensratings. Eckhard Plinke, Juli 2007
Bahnen & öffentlicher Verkehr	Mehrgleisig in die Zukunft – Eine Analyse von Umwelt- und Sozialaspekten der Branche Bahnen und Öffentlicher Verkehr. Gabriella Ries, März 2007
Solarenergie 2006	Solarenergie 2006 – Licht- und Schattenseiten einer boomenden Industrie. Matthias Fawer, Dezember 2006
Banken	Ist Ihre Bankverbindung nachhaltig? Eine Analyse von Umwelt- und Sozialaspekten bei Grossbanken. Klaus Kämpf, November 2006
Branchenrating	Das Sarasin-Branchenrating – Methodik und Ergebnisse der Bewertung der Nachhaltigkeit von Branchen. Eckhard Plinke, September 2006
Biokraftstoffe	Biokraftstoffe – erdölfreie Fahrt in die Zukunft? Matthias Fawer, Juli 2006
Handel	Den Hebel Richtung Nachhaltigkeit ansetzen – Ökologische und soziale Herausforderungen des Handelssektors. Michaela Collins, Juni 2006
Bekleidung und Luxusgüter	«Just do it», aber verantwortungsbewusst. Eine Analyse der Sozial- und Umweltaspekte der Bekleidungs-, Textil- und Luxusgüterindustrie. Makiko Ashida, März 2006
Solarenergie 2005	Solarenergie 2005 – Im Spannungsfeld zwischen Rohstoffengpass und Nachfrageboom. Matthias Fawer, November 2005
Pharma	Packungsbeilage für Investoren. Andreas Holzer, Oktober 2005
Pfandbriefe	Nachhaltigkeit von Pfandbriefen. Klaus Kämpf, Juli 2005
Schwellenländer	Staatsanleihen aus Schwellenländern: Eine nachhaltige Geldanlage? Michaela Collins, Juni 2005
Öffentliche Finanzinstitutionen	Nachhaltigkeit öffentlicher Finanzinstitutionen. Klaus Kämpf, März 2005
Solarenergie 2004	Solarenergie – ungetrübter Sonnenschein? Aktuelle und zukünftige Aussichten für Photovoltaik und Solarthermie. Matthias Fawer, November 2004
China	«Made in China» - Ist dieses Label nachhaltig? – Chancen und Risiken des China-Booms aus Sicht des Nachhaltigen Investments. Makiko Ashida/Eckhard Plinke, September 2004 (Kurzfassung der englischen Studie)
Medien	Inhalt verpflichtet – Nachhaltigkeitsthemen der Medienbranche. Gabriella Ries, Juni 2004
Biotechnologie	Nachhaltige Perspektiven der medizinischen Biotechnologie – Potenziale für nachhaltig orientierte Kapitalanleger. Andrew DeBoo, März 2004 (Kurzfassung der englischen Studie)
Staatsanleihen	Nachhaltigkeit bei Staatsanleihen – Ansatz und Ergebnisse der Sarasin Länderbewertung. Michaela Collins/Astrid Frey, Januar 2004
Solarenergie 2003	Solarenergie – heiter oder bewölkt? Matthias Fawer/Eckhard Plinke, November 2003
Soziale Nachhaltigkeit	Soziale Nachhaltigkeit von Unternehmen messen – Kriterien der Bank Sarasin für nachhaltige Kapitalanlagen. Eckhard Plinke, September 2003
Telekommunikation	Auf nachhaltigen Pfaden – wo steht die Telekommunikationsbranche? Themen, Trends und Leader. Gabriella Ries/Christoph Ladner, Juli 2003
Wasser	Wege aus der Wasserkrise – Kann der nachhaltig orientierte Kapitalanleger einen Beitrag leisten? Andreas Knörzer/Eckhard Plinke, März 2003
Performance	Aktienperformance und Nachhaltigkeit – Hat die Umwelt- und Sozialperformance einen Einfluss auf die Aktienperformance? Eckhard Plinke u.a., September 2002

Die Studien können unter der auf der vorhergehenden Seite genannten Kontaktadresse bestellt werden.

Wichtige Informationen

Diese Publikation der Bank Sarasin & Cie AG («BSC») wurde nicht vom Finanzresearch unseres Instituts erstellt und ist nicht das Ergebnis einer Finanzanalyse. Die «Richtlinien zur Sicherstellung der Unabhängigkeit der Finanzanalyse» der Schweizerischen Bankiervereinigung finden folglich darauf keine Anwendung. Dieses Dokument wurde aus öffentlich zugänglichen Informationen und Daten («Informationen») erstellt, welche als zuverlässig erachtet werden. Trotzdem kann BSC weder eine vertragliche noch eine stillschweigende Haftung dafür übernehmen, dass diese Informationen korrekt und vollständig sind. Mögliche Fehler dieser Informationen bilden keine Grundlage für eine direkte oder indirekte Haftung der BSC. Insbesondere ist BSC nicht dafür verantwortlich, dass die hier geäußerten Meinungen, Pläne oder Details über Unternehmen, die Strategien derselben, das volkswirtschaftliche Umfeld, das Markt-, Konkurrenz- oder regulatorische Umfeld etc. unverändert bleiben. Obwohl BSC sich nach besten Kräften bemüht hat, eine zuverlässige Publikation zu erstellen, kann nicht ausgeschlossen werden, dass die hier abgegebenen Meinungen, Einschätzungen und Schlussfolgerungen unzutreffend sind. Selbst wenn diese Publikation im Zusammenhang mit einem bestehenden Vertragsverhältnis abgegeben wurde, ist die Haftung der BSC auf grobe Fahrlässigkeit oder Absicht beschränkt. Darüber hinaus lehnt BSC die Haftung für geringfügige Unkorrektheiten ab. In jedem Falle ist die Haftung der BSC auf denjenigen Betrag beschränkt, wie er üblicherweise zu erwarten wäre. Die Haftung für indirekte Schäden wird ausdrücklich abgelehnt. Diese Publikation stellt kein Angebot, keine Offerte oder Aufforderung zur Offertstellung zum Kauf oder Verkauf von anlage- oder anderen spezifischen Produkten dar. Die BSC kann jederzeit für die in dieser Publikation erwähnten Wertpapiere eine Kaufs- bzw. Verkaufsposition einnehmen oder als Auftraggeber bzw. Mandatsträger auftreten oder dem Emittenten Dienstleistungen zukommen lassen. Es ist auch möglich, dass Mitarbeiter der BSC in einer Organstellung einer hierin untersuchten Unternehmung sein können. Wengleich bei der BSC Massnahmen getroffen wurden, damit Interessenkonflikte vermieden oder offen gelegt werden, so kann BSC dies nicht zusichern. Folglich kann BSC keine Haftung aus solchen Interessenkonflikten übernehmen. Hierin geäußerte Meinungen und Preise können jederzeit ohne Vorankündigung geändert werden.

Dieses Dokument darf weder direkt noch indirekt in den USA, Kanada oder Japan verteilt werden. Personen mit Domizil in anderen Staaten beachten bitte die geltenden Verkaufsbeschränkungen für die entsprechenden Produkte.



SARASIN