

**Zukunftsinvestitionsprogramm des Bundesministeriums  
für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit**

**SOKRATES-Projekt**

**Solarthermische Kraftwerkstechnologie  
für den Schutz des Erdklimas**

**AP 1: Finanzierungsinstrumente**

**AP 1.3: Das Szenariomodell ATHENE – Ausbau thermischer Solar-  
kraftwerke für eine nachhaltige Energieversorgung**

**Projektbericht**

Datum: März 2004

Erstellt von: Franz Trieb  
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt  
Stuttgart

---

Ausbauszenario .....	4
Entwicklung der Kosten solarthermischer Kraftwerke .....	9
Verbesserung des solar-elektrischen Wirkungsgrades .....	9
Lerneffekte durch die Zunahme der weltweit installierten Kapazität .....	10
Kostensenkung durch Integration größerer Kollektorfelder und Speicher .....	13
Berechnung der mittleren Stromgestehungskosten und der Lernkurve.....	14
Entwicklung der Erlöse solarthermischer Kraftwerke.....	15
Zusatzkosten der Markteinführung .....	16
Markteinführung durch einen revolvingen Fonds.....	18
Modellierung des Fonds .....	20
Beiträge der Einzelprojekte.....	20
Modellierung der Kosten und Erlöse .....	23

## SOKRATES AP 1 - Finanzierungsinstrumente für die Markteinführung solarthermischer Kraftwerke - Das Szenariomodell ATHENE

Der vorliegende Bericht dokumentiert einen Teil der bisher durchgeführten Arbeiten im Bereich des SOKRATES Arbeitspakets „Finanzierungsinstrumente“ mit dem Ziel, die Randbedingungen und Möglichkeiten einer Finanzierung der Markteinführungsphase solarthermischer Kraftwerke zu definieren und daraus strategische Handlungsmöglichkeiten für die entsprechende Type II - Aktivität des BMU zur „Global Market Initiative for Concentrating Solar Power“ abzuleiten.

Im Rahmen des Projektes SOKRATES wurde zum Zweck der Modellierung der Markteinführung solarthermischer Kraftwerke das Simulationsprogramm ATHENE (Ausbau thermischer Solarkraftwerke für eine nachhaltige Energieversorgung) erstellt und verschiedene Modellszenarien damit berechnet.

Erster Schritt der Studie ist die Quantifizierung der weltweit installierten solarthermischen Kraftwerksleistung bis zum Jahr 2025 anhand einer Szenarioanalyse. Auf der Basis dieses Ausbauszenarios werden unter Berücksichtigung von Lern- und Skaleneffekten die gesamten Investitionskosten und die mittleren Stromgestehungskosten für jedes Jahr abgeschätzt. Zuletzt wird ein Modell der langfristig erzielbaren mittleren Erträge (Stromerlöse) erstellt, die Differenz zwischen Kosten und Erträgen gebildet und ein integrierter Finanzierungsvorschlag für die gesamte Markteinführungsphase erarbeitet. Eine abschließende Sensitivitätsanalyse zeigt die Variabilität der Ergebnisse unter verschiedenen Randbedingungen auf.

### Zusammenfassung der Ergebnisse

Bis 2025 kann eine selbsttragende Marktfähigkeit solarthermischer Kraftwerke erreicht werden. Im Falle einer Senkung der Projektrisiken durch langfristige Stromabnahmeverträge der Einzelprojekte mit einem Fonds hoher Bonität könnten die notwendigen Anschubinvestitionen stark reduziert und mit großer Wahrscheinlichkeit sogar aus eigener Kraft amortisiert werden.

Die wichtigsten Eckdaten der Markteinführung nach dem ATHENE-Modell sind folgende:

- Ausbau der weltweit installierten Leistung solarthermischer Kraftwerke auf 5000 MW bis zum Jahr 2015, danach weiteres Wachstum mit etwa 20 - 25 %/a durchschnittlicher Wachstumsrate
- Kontinuierlicher Ausbau hybrider solarthermischer Dampfkraftwerke mit mindestens 75 % Solaranteil bei sukzessiver Erweiterung der thermischen Speicherkapazität und Betriebsdauer von anfangs 4000 Volllaststunden pro Jahr auf 6500 h/a im Jahr 2025
- Senkung der Stromgestehungskosten um 50 % innerhalb von 10 Jahren durch Lern- und Skaleneffekte sowie durch zielgerichtete Forschung und Entwicklung
- Senkung der Projektrisiken durch Einrichtung eines Fonds zur Markteinführung solarthermischer Kraftwerke, der analog zum deutschen EEG den Einzelprojekten langfristige Stromabnahmeverträge in harter Währung in dem Maße garantiert, dass für die Einzelprojekte eine interne Verzinsung von 8 % erreicht wird. Allein durch diesen Mechanismus werden die zusätzlichen Kosten der Markteinführung von 145 Mrd. Eu bei konventioneller Projektfinanzierung auf etwa 12 Mrd. Euro reduziert.
- Umfassende Versicherungsmaßnahmen in Form von staatlichen Export- und Kreditversicherungen und Garantien (Hermes) sowie Maschinenversicherung und Versicherung von Risiken durch höhere Gewalt unter Einbeziehung der Rückversicherungsbranche.
- Kommen Erträge aus dem Emissionshandel mit einer CO<sub>2</sub>-Vergütung von anfänglich 7,5 Eu/t ansteigend auf 30 Eu/t im Jahr 2050 hinzu, reduziert sich der Anschubbedarf weiter auf knapp 2,5 Mrd. Euro. (Bei einer Halbierung dieser Vergütungssätze beträgt der Anschubbedarf etwa 4 Mrd. Euro).
- Der Bedarf an Anschubfinanzierung für die Markteinführung reduziert sich weiter auf etwa 1,75 Mrd. Eu, wenn jedes durch den o.g. Fonds vergütete Projekt eine einmalige Gebühr von 21 MEu an den Fonds entrichtet.

- Unter diesen Bedingungen wird bis zum Jahr 2015 bei 5000 MW installierter Leistung ein Preis erzielt, der aus Stromerlösen und Emissionshandel gedeckt werden kann. Ab 2023 wird bei einer installierten Leistung von 20 GW ein Kostenniveau erreicht, das sich auch bei konventioneller Projektfinanzierung aus Stromerlösen und Emissionshandel trägt. Ab 2030 sind Solarkraftwerke auch ohne Emissionshandel voll wettbewerbsfähig.
- Wird die Markteinführung dem Modell entsprechend realisiert, dann fließt die erforderliche Anschubfinanzierung von 1,75 Mrd. Euro mit einer internen Verzinsung von 4 % an den Fonds zurück, der zwischen den Jahren 2020 und 2050 ein Plus von insgesamt 8 Mrd. Euro erwirtschaftet. Diese Überschüsse können sowohl zur Rückzahlung der Anschubfinanzierung als auch im Sinne einer nachträglichen Erfolgsdividende zur Erhöhung der internen Verzinsung der Einzelprojekte eingesetzt werden. Bei nur 30 % Emissionserlösen würde der Fonds noch vollständig – dann allerdings ohne Verzinsung - revolvieren.
- Die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten für die gesamte Phase der Markteinführung liegen im Modellszenario bei 16 Eu/t, nach der Markteinführung bei 0 Eu/t.

## Ausbauszenario

Das Referenzszenario orientiert sich in den ersten Jahren an den derzeitig bekannten Projektentwicklungen innerhalb und außerhalb Europas (Tabelle 1) /KfW 2002/. Die derzeitigen Annahmen gehen davon aus, dass im Zuge des Ausbaus beginnend im Jahr 2004 die weltweit erreichbaren Kapazitäten bis 2010 knapp 2 GW, bis 2015 knapp 5 GW und bis 2020 etwa 15 GW betragen werden (Abbildung 4). Noch weitere 5 Jahre später könnte bei gleich bleibender Wachstumsrate die installierte Kapazität weltweit bereits 40 GW erreichen.

Region	2005	2010	2015	2020	2025
Europe	95	365	1185	3215	9615
Northern Africa	0	35	225	800	2400
Southern Africa	0	100	300	960	2560
Middle East	0	335	1010	2870	7670
Central Asia	35	155	445	1740	4940
Oceania	0	100	300	750	2350
North America	455	600	900	2355	5155
Central America	35	85	260	860	2460
South America	0	50	350	1450	4650
Region	2005	2010	2015	2020	2025
Europe	95	365	1185	3215	9615
Non-Europe	525	1460	3790	11785	32185
World	620	1825	4975	15000	41800

**Tabelle 1: Ausbauszenario für solarthermische Kraftwerke in MW installierter Leistung.**

Die mittlere Wachstumsrate der installierten Kapazität solarthermischer Kraftwerke bis 2025 beträgt in diesem Szenario etwa 23 %/a. Dies ist eine im Vergleich zu den Erfahrungen im Bereich Windkraft und Photovoltaik durchaus vorsichtige Einschätzung. Die internationale Energieagentur /IEA 2002-A/ gibt z.B. für den Zeitraum 1971 bis 2000 Wachstumsraten für Wind von jährlich 52 %/a und für PV von 32,6 %/a an (Abbildungen 1 bis 3).

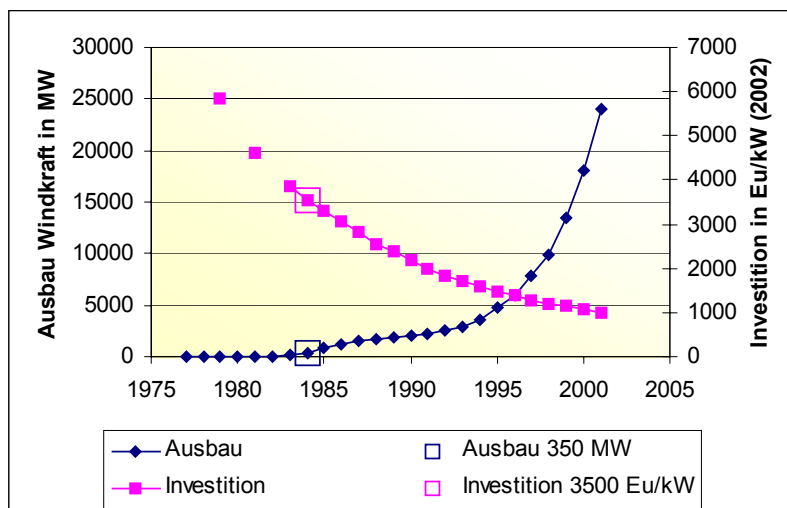
Gegenüber den heute installierten Kraftwerken mit 354 MW Leistung nimmt im Referenzszenario die installierte Leistung bis 2020 um den Faktor 45 zu. Aufgrund des zunehmenden Einsatzes von Speichern und größeren Kollektorfeldern nimmt dagegen die installierte Solarfeldfläche von heute 2,3 Millionen Quadratmetern auf über 260 Millionen Quadratmeter um mindestens den Faktor 100 zu. Dabei wird von einer einheitlichen Auslegung der Kraftwerke ausgegangen, die pro MW installierter Leistung ein Solarfeld mit 6500 m<sup>2</sup> vorsehen (bei Solar Multiple 1 ohne Speicher). Diese Fläche wird entsprechend dem Solar Multiple und dem Einsatz von Speichern vergrößert. Dabei wird bei einer Verdoppelung des Solarfeldes (SM2) eine Speicherkapazität entsprechend 6 Stunden und bei Verdreifachung (SM 3) eine Kapazität von 12 Stunden Vollastbetrieb vorgesehen. Die jährliche Stromerzeugung aus solarthermischen Kraftwerken erreicht im Jahr 2025 mit 136 TWh/a in etwa die Größenordnung von 1 % der weltweiten Stromerzeugung.

Die mittlere elektrische Leistung der Neuanlagen bleibt zunächst über einen längeren Zeitraum in dem Bereich zwischen 50 und 80 MW. Erst ab 2018 steigt die mittlere Anlagengröße deutlich über 100 MW, dann aber schon im Jahr 2020 über 200 MW.

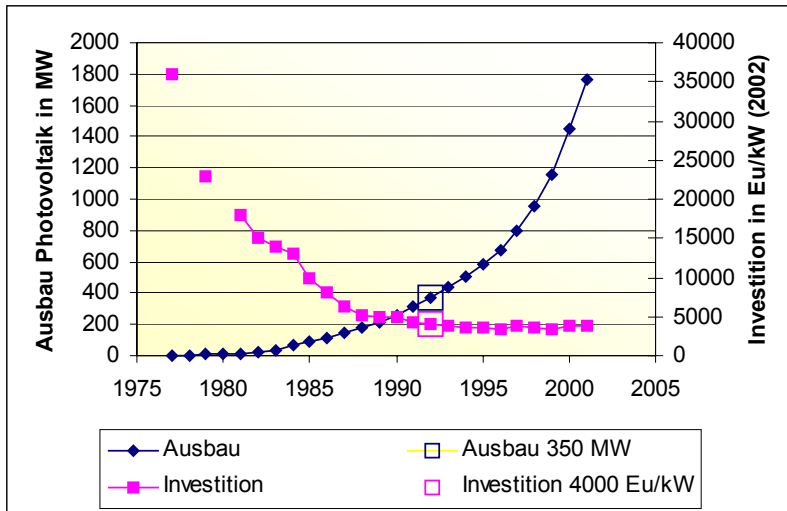
Einer der Hauptbeweggründe für die Markteinführung solarthermischer Kraftwerke ist der Klimaschutz. Langfristig wird dabei weltweit eine Reduzierung der Klimagasemissionen auf nur noch 25 % gegenüber heute als Voraussetzung erachtet, um eine stabile Konzentration von Kohlendioxid in der Atmosphäre bei unter 500 ppm ohne größere Klimaveränderungen zu erhalten /IPCC 2001/. Für den stark wachsenden Stromsektor bedeutet dies eine besonders große Herausforderung, da der weltweit schnell ansteigende Energiebedarf einer wachsenden Bevölkerung zusätzlich kompensiert werden muss.

Wegen des offensichtlichen Widerspruchs zu diesem langfristigen Klimaschutzziel werden Integrated Solar Combined Cycle Systems (ISCCS) hier nicht als strategisches Element einer Markteinführung erachtet: ihr fossiler Anteil beträgt 90 - 95 % und schreibt diesen Wert über bis zu 40 Jahre Betriebsdauer fest /Price 1999/. Sie können so zwar in manchen Ländern taktisch als Türöffner für die Technologie dienen. Trotzdem wird aus Gründen der Übersichtlichkeit darauf verzichtet, dieses Konzept in dem Szenario mit einzubeziehen. Auch die Einschränkung des Solaranteils auf 100 % wie in Spanien wird zunächst nicht gesondert betrachtet, da mit dieser Bedingung bereits ein funktionsfähiges Finanzierungskonzept (Einspeisegesetz) verbunden ist.

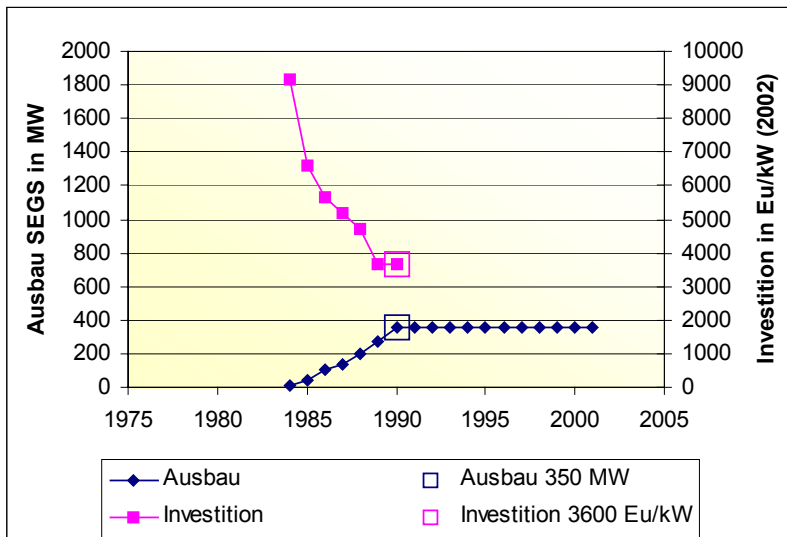
In dem betrachteten Szenariomodell arbeiten alle Anlagen im Hybridbetrieb mit einem Solaranteil von mindestens 75 %. Dies widerspricht nicht dem langfristigen Klimaschutzziel, die Emissionen aus fossilen Kraftwerken auf 25 % zu senken, und nutzt gleichzeitig die Vorteile des Hybridbetriebs zur besseren Auslastung der Turbinen und zur Bereitstellung von Spitzenkapazität. Damit entspricht das technische Konzept abgesehen von dem zusätzlichen Einsatz von Energiespeichern weitgehend den SEGS-Anlagen und deren Betriebsweise in Kalifornien, d.h. es handelt sich um Dampfkraftwerke mit einer Zufeuerung von maximal 25 % der jährlichen Energieerzeugung. Dies schließt nicht aus, dass verschiedene Kollektortechnologien (Rinne, Turm, Fresnel) im jeweiligen Einzelfall zum Einsatz kommen und miteinander konkurrieren.



**Abbildung 1: Ausbau der weltweiten Windkraftleistung und Rückgang der Investitionskosten (System) seit 1975. Markiert wurden Ausbau und Investitionskosten bei 350 MW installierter Leistung.**



**Abbildung 2: Ausbau der weltweiten Photovoltaikleistung und Rückgang der Investitionskosten (Module) seit 1975. Markiert wurden Ausbau und Investitionskosten bei 350 MW installierter Leistung.**



**Abbildung 3: Ausbau der solarthermischen Kraftwerksleistung in Kalifornien und Rückgang der Investitionskosten (System) seit 1975. Markiert wurden Ausbau und Investitionskosten bei 350 MW installierter Leistung.**

Etwa ein Viertel der Kraftwerke wird dabei voraussichtlich innerhalb Europas implementiert. Bis 2020 werden die meisten Länder, die heute Projektentwicklungen durchführen, über je 500 bis 1000 MW Kraftwerksleistung verfügen, die USA sogar bis zu 2500 MW (Abbildung 5). Einsteiger wird im Jahr 2004/2005 voraussichtlich Spanien mit dem neuen Einspeisegesetz werden, aber auch die Projekte der Weltbank in Indien, Mexiko, Marokko und Ägypten werden Zug um Zug verwirklicht /KfW 2002/.

Schon die ersten Projekte (in Spanien) verfügen über vergrößerte Solarfelder (Solar Multiple 1,5) und thermische Energiespeicher, und der Einsatz von Speichern nimmt bis 2020 deutlich zu. Nach 2020 werden bis zu 3-fach vergrößerte Solarfelder und 12-h-Speicher zum Einsatz kommen mit entsprechend höheren solaren Stromerträgen und Volllaststunden. Alle Anlagen arbeiten hybrid mit mindestens 75 % Solaranteil (siehe auch unten). Fortgeschrittene Anlagen im Jahr 2020 arbeiten bereits nahe an der Grundlast. Dabei wurden 6500 Volllaststunden als maximale Auslastung der Kraftwerke vorgegeben, wodurch sich der Solaranteil im Referenzfall (Einstrahlung = 2350 kWh/m<sup>2</sup>a) auf bis zu 93 % erhöht (Abbildung 6).

Die jährlichen Erträge der jeweils neu zugebauten Kraftwerke errechnen sich aus Gleichung (1) zu

$$E_x = \frac{DNI \cdot \eta_x \cdot A_x}{sol} \quad \text{Gleichung (1)}$$

mit

$E_x$	Jahresenergieproduktion in GWh <sub>e</sub> /a der im Jahr x zugebauten Kraftwerke
$DNI$	Jahressumme der Direkt-Normalstrahlung = 2350 kWh/m <sup>2</sup> a im Referenzfall
$\eta_x$	solar-elektrischer Gesamtwirkungsgrad der im Jahr x zugebauten Kraftwerke
$A_x$	Gesamtfläche der im Jahr x zugebauten Kollektorfelder in m <sup>2</sup>
$sol$	Mittlerer jährlicher Solaranteil (Minimum 0,75)

Der jährlichen äquivalenten Volllaststunden  $Vlh$  ergeben sich aus der Division der Jahresenergieproduktion  $E_x$  durch die in dem jeweiligen Jahr installierte Leistung  $p_x$  zu

$$Vlh = \frac{E_x}{p_x} \quad \text{Gleichung (2)}$$

Der jährliche Brennstoffbedarf  $f_x$  in GWh<sub>t</sub>/a wird vereinfacht aus

$$f_x = \frac{E_x \cdot (1 - sol)}{\eta_T} \quad \text{Gleichung (3)}$$

berechnet, mit dem angenommenen mittleren Kraftwerkswirkungsgrad  $\eta_T = 0,34$ .

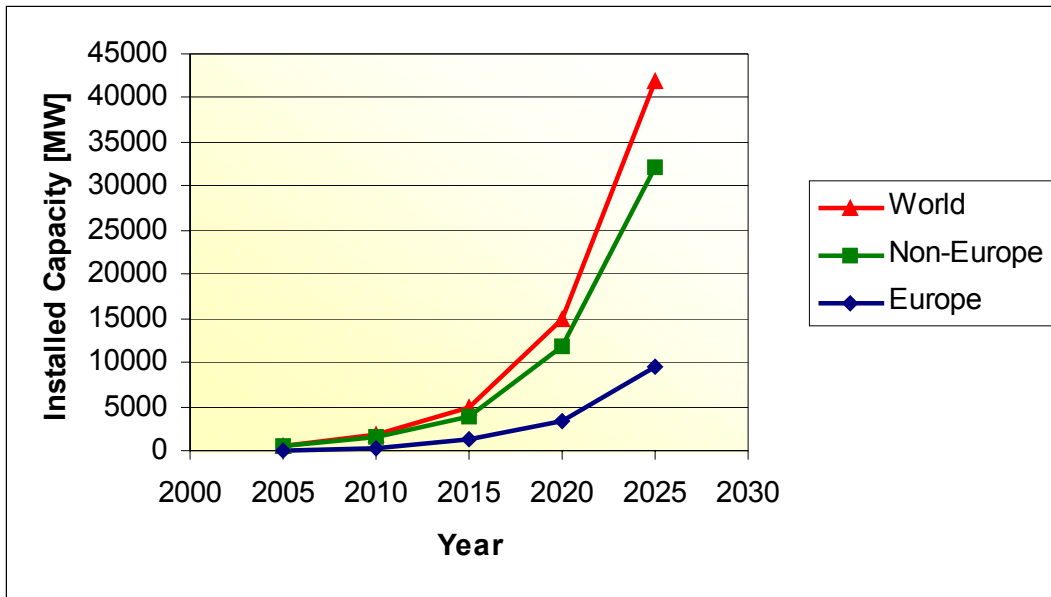


Abbildung 4: Ausbauszenario für solarthermische Kraftwerke bis 2025

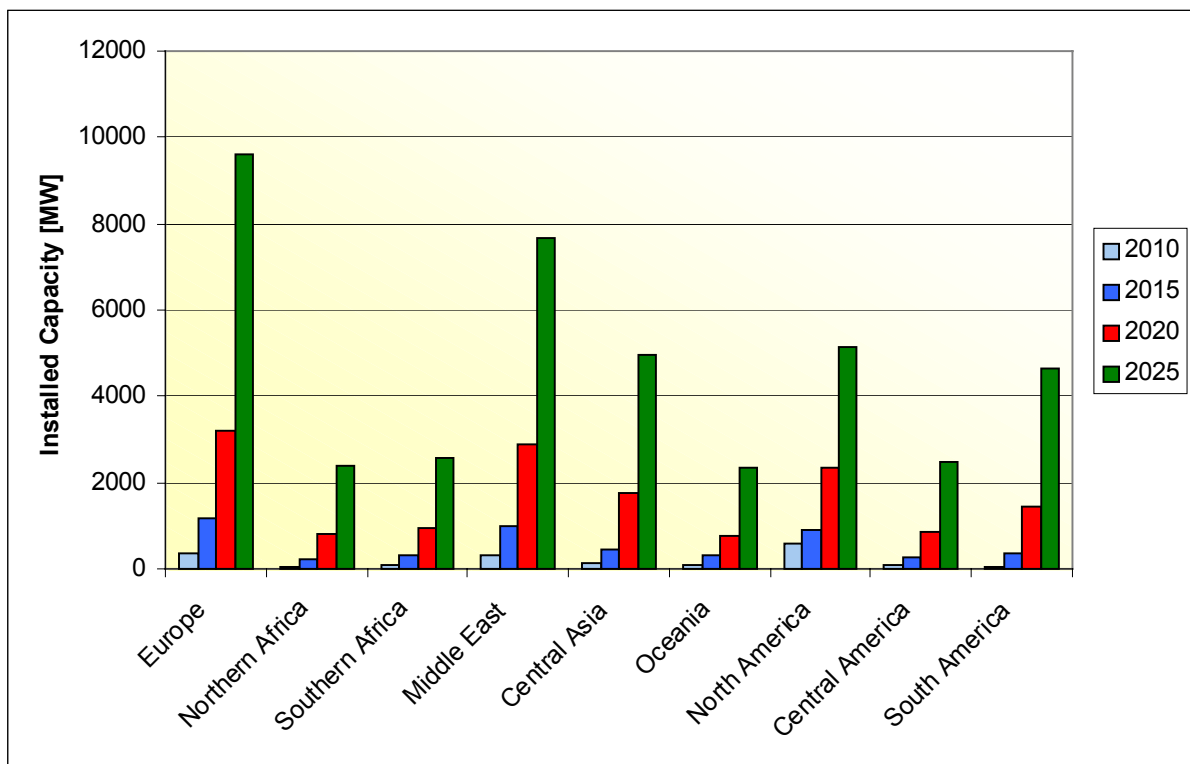
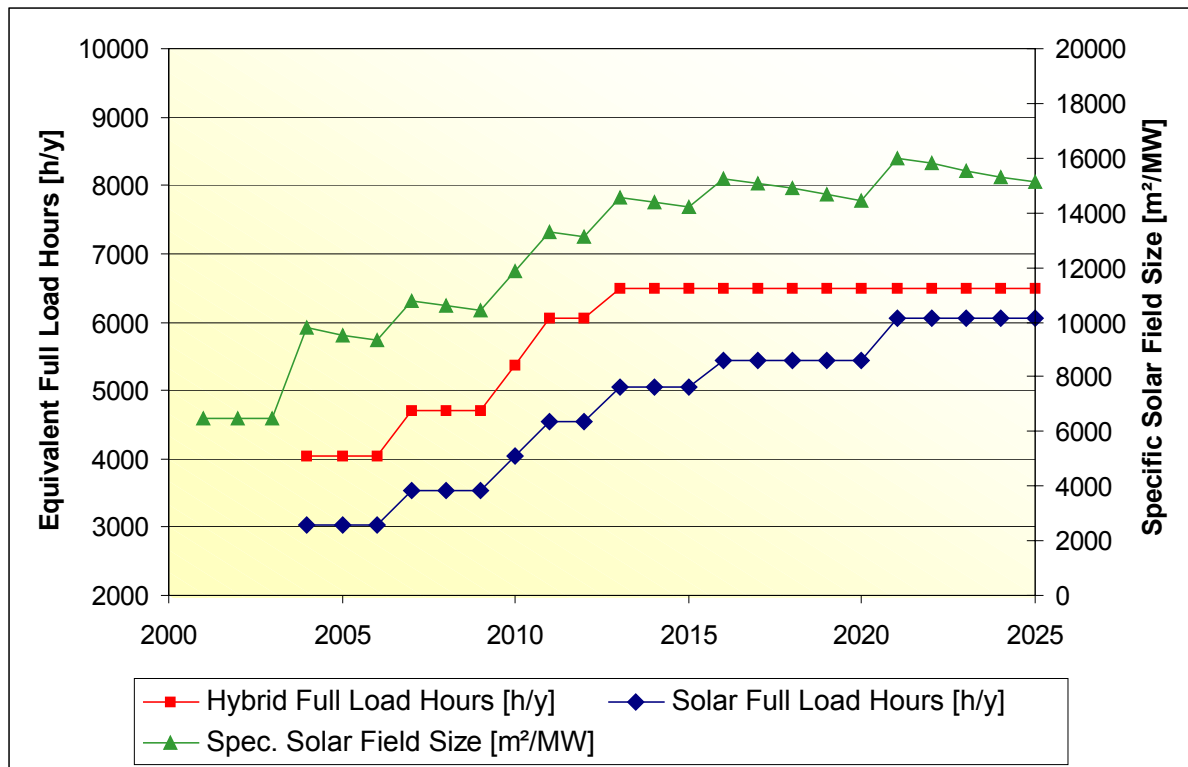


Abbildung 5: Weltweite Entwicklung der Ausbaupazität solarthermischer Kraftwerke





**Abbildung 6: Spezifische Solarfeldgröße bezogen auf die installierte Leistung (m<sup>2</sup>/MW) und sich daraus ergebende äquivalente jährliche Volllaststunden im Solar- und Hybridbetrieb bei einer Einstrahlung von 2350 kWh/m<sup>2</sup>a im Referenzfall.**

## Entwicklung der Kosten solarthermischer Kraftwerke

Als Leittechnologie für das Szenario und für die mögliche Entwicklung der Lernkurve dient die heute bereits etablierte Parabolrinnentechnologie. Dies bedeutet jedoch nicht, dass keine andere Technologielinie (Turm, Fresnel o.a.) zum Zuge kommen wird. Die Lernkurven anderer Technologien können durchaus in die der Parabolrinne einmünden oder diese sogar ablösen. Wahrscheinlicher ist jedoch, dass sich - wie in der konventionellen Kraftwerkstechnik - verschiedene konkurrierende Technologien etablieren werden, und gerade diese Konkurrenz wird die Lernkurve vorantreiben. In diesem Sinne repräsentiert die hier entwickelte Lernkurve alle solarthermischen Kraftwerkstechnologien, orientiert sich jedoch an den Vorgaben der bereits etablierten Parabolrinnentechnologie.

Bei der Entwicklung der kostenbezogenen Lernkurve werden folgende Effekte berücksichtigt und getrennt quantifiziert /Price 1999/, /Cohen 1998/:

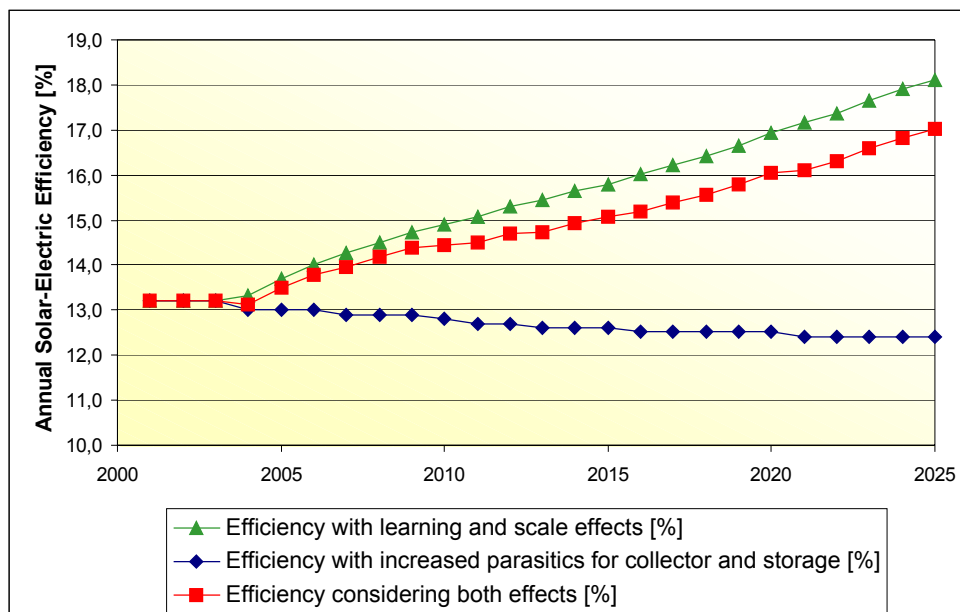
- Verbesserte Wirkungsgrade
- Lerneffekte durch die Zunahme der weltweit installierten Kapazität und der damit verbundenen technischen Fortschritte und verbesserter Herstellungsverfahren bei Kollektorfeld, Speicher und Kraftwerk sowie bei der Instandhaltung und Wartung
- Skaleneffekte durch die Zunahme der Nennleistung einzelner Kraftwerke
- Kostensenkung durch die sukzessive Integration größerer Kollektorfelder und Speicher (steigende Auslastung der Turbinen und entsprechend bessere Nutzung der Investition)

## Verbesserung des solar-elektrischen Wirkungsgrades

Technische Verbesserungen sind durch einen steigenden solar-elektrischen Wirkungsgrad berücksichtigt, der von heute 13,2 % auf knapp 17,0 % im Jahr 2025 ansteigt. Inwieweit der mittlere jährliche Wirkungsgrad auch nach diesem Zeitraum noch ansteigen wird, ist bisher nicht absehbar, es wird jedoch bis 2050 mit einer weitgehenden Ausentwicklung der solarthermischen Kraftwerkstechnologie

gerechnet. Turmkraftwerke mit volumetrischem Druckreceiver für den solaren GuD-Betrieb könnten aus heutiger Sicht z.B. langfristig mittlere jährliche Wirkungsgrade von etwa 25 – 30 % erreichen.

Dem hier beschriebenen Modellfall liegt die Annahme einer mittleren Einstrahlung von jährlich 2350 kWh/m<sup>2</sup>a zugrunde, die sich aus einer Bandbreite von Standorten in Südeuropa (2000 kWh/m<sup>2</sup>a) und sehr guten Standorten in Nordafrika oder den USA mit 2700 kWh/m<sup>2</sup>a ergibt. Der o.g. Wirkungsgrad ergibt sich aus den Vorteilen des Hybridbetriebs (geringe Teillast, hohe Betriebstemperaturen im Hybridbetrieb), dem Einsatz von thermischen Energiespeichern (geringe Überschüsse, geringe Teillast im Solarbetrieb) sowie Lern- und Skaleneffekten bei den Kollektorkomponenten. Auf der anderen Seite ist zu berücksichtigen, dass zusätzliche Solarfelder und Speicher einen erhöhten Eigenstrombedarf der Kraftwerke bewirken und den Nettogesamtwirkungsgrad reduzieren (Abbildung 7). Insgesamt führt die Verbesserung des Wirkungsgrades zu einer Erhöhung der jährlichen solaren Energieerträge bzw. zu einer Verkleinerung der notwendigen Kollektorfläche (Abbildung 6) und damit zu einer Senkung der Stromgestehungskosten.



**Abbildung 7: Zeitliche Entwicklung des solar-elektrischen Netto-Gesamtwirkungsgrads durch Lern- und Skaleneffekte, durch die Zunahme des Eigenbedarfs infolge vergrößerter Kollektorfelder und durch Überlagerung beider Effekte.**

Hinter den beschriebenen Lerneffekten stehen folgende konkrete Maßnahmen zur Verbesserung des solar-elektrischen Wirkungsgrades /Price 1999/: automatisierte Reinigung der Spiegel, optimierte Betriebsführung, fortschrittliche Reflektoren und Absorberrohre mit höherer Reflexions- bzw. Absorptionsrate und geringer thermischer Abstrahlung (selektive Schicht), steifere Kollektorstruktur, Direktverdampfung, Minderung der parasitären Verluste, außerhalb der Rinnentechnologie hocheffiziente solare Dampf- und GuD-Kraftwerke mit volumetrischem Turmreceivern usw.

#### **Lerneffekte durch die Zunahme der weltweit installierten Kapazität**

Der bei vielen Produkten empirisch beobachtete exponentielle Zusammenhang zwischen den Kosten und der kumulierten Produktionsmenge kann durch sogenannte Lernkurven dargestellt werden /IEA 2000/. Im Zuge dieser Lernprozesse werden im Wesentlichen die Möglichkeiten einer kostengünstigeren Herstellung der Kraftwerkskomponenten und einer optimalen Betriebsführung erschlossen. Die erreichbare Kostenreduktion bei einer Verdopplung der kumulierten Produktion wird als Lernfaktor PR bezeichnet (bei PR = 0,9 sinken die Kosten bei einer Verdopplung der kumulierten Produktion um 10 %, bei PR = 0,75 um 25 %). Für zahlreiche Produkte wie Motoren, Turbinen, Haushaltsgeräte, Elektronikgüter u.a. liegen typische Lernfaktoren zwischen 0,75 und 0,9. Üblicherweise ist zu Beginn der Serienfertigung die erzielte Kostenreduktion relativ hoch und sinkt mit wachsender kumulierter Produktion. Lerneffekte durch technischen Fortschritt lassen sich als Funktion der kumulierten weltweit installierten Kapazität entsprechend Gleichung (4) beschreiben:

$$c_x = c_0 \cdot \left( \frac{P_x}{P_0} \right)^{\frac{\log PR}{\log 2}} \quad \text{Gleichung (4)}$$

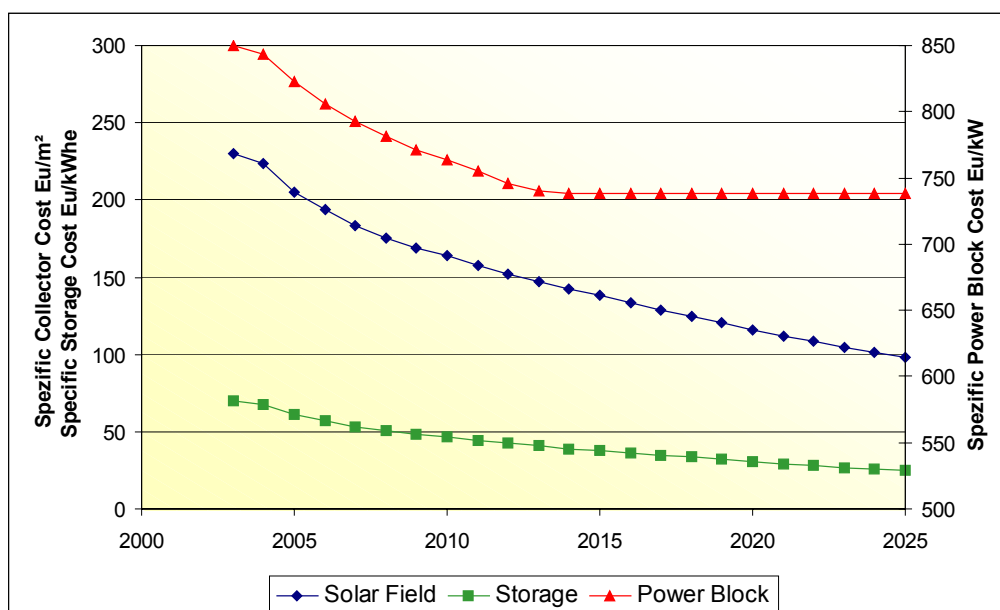
mit  $c_x$  spezifische Kosten zum Zeitpunkt x  
 $c_0$  spezifische Kosten zum Zeitpunkt 0  
 $P_x$  kumulierte installierte Kapazität zum Zeitpunkt x  
 $P_0$  kumulierte installierte Kapazität zum Zeitpunkt 0  
 PR Lernfaktor (Progress Ratio)

Beim Kollektorfeld bezieht sich  $c$  auf die flächenspezifischen Kollektorkosten in  $\text{Eu}/\text{m}^2$  und  $P$  auf die weltweit installierte Kollektorfläche in  $\text{m}^2$ . Beim thermischen Energiespeicher bedeutet  $c$  die spezifischen Speicherkosten bezogen auf die entsprechende elektrische Volllastkapazität in  $\text{Eu}/\text{kWh}_e$  und  $P$  wiederum die installierte Kollektorfläche, da diese proportional zu den benötigten Speicherkapazitäten ist. Beim Kraftwerksblock bedeutet  $c$  die leistungsspezifischen Investitionskosten in  $\text{Eu}/\text{kW}$  und  $P$  die installierte Leistung.

Abbildung 8 zeigt die unter den getroffenen dargestellten Annahmen der heutigen Kosten und der Lernfaktoren mit Gleichung (4) berechneten spezifischen Kosten der verschiedenen Anlagenkomponenten als Funktion der Zeit.

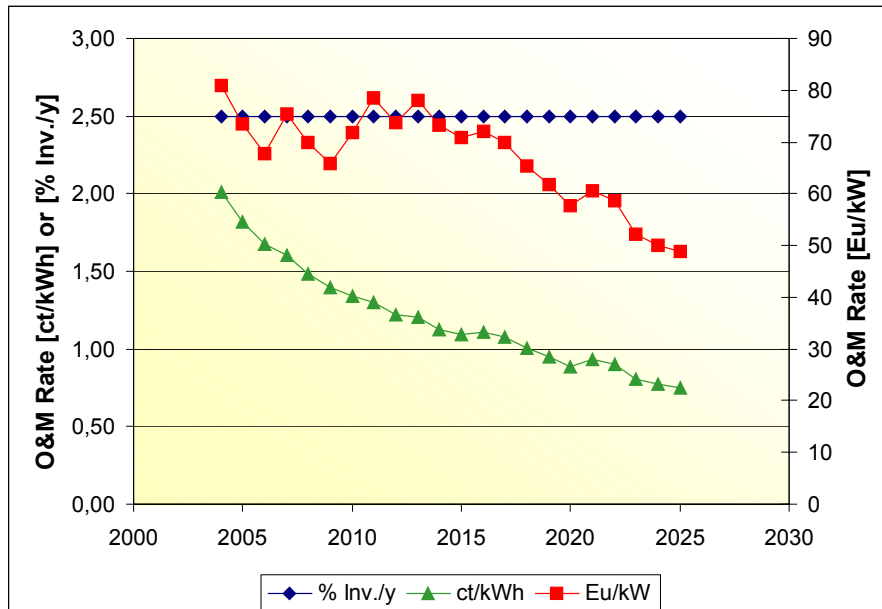
Die Kollektorkosten sinken nach diesem Szenario von heute  $230 \text{ Eu}/\text{m}^2$  auf etwa  $100 \text{ Eu}/\text{m}^2$  bis zum Jahr 2025, die Speicherkosten fallen von heute  $70 \text{ Eu}/\text{kWh}_e$  auf dann  $25 \text{ Eu}/\text{kWh}_e$  (entsprechend von etwa  $25 \text{ Eu}/\text{kWh}_t$  auf  $9 \text{ Eu}/\text{kWh}_t$  bezogen auf die thermische Speicherkapazität). Dies entspricht beim Kollektorfeld einem Lernfaktor von durchschnittlich  $0,9$ . Der Lernfaktor liegt beim Speicher mit  $0,88$  etwas günstiger, diese Technologie steht jedoch auch mehr am Anfang der Entwicklung. Im Vergleich zu den Lernfaktoren anderer Technologien (s.o.) weisen diese Werte eher auf eine konservative Schätzung der erreichbaren Lerneffekte hin.

Die Kostensenkung beim Kraftwerksblock ergibt sich im Wesentlichen aus einer zunehmend besseren Integration von Solarfeld und Kraftwerk. Die anfänglichen Kosten von  $850 \text{ Eu}/\text{kW}$  fallen innerhalb von 10 Jahren bei einer insgesamt installierten Leistung von etwa  $5000 \text{ MW}$  auf die spezifischen Kosten konventioneller Kraftwerke entsprechend  $740 \text{ Eu}/\text{kW}$  und verändern sich anschließend kaum noch (s. Tabelle 2, Spalte Mix). Der durchschnittliche Lernfaktor in den ersten 10 Jahren beträgt  $0,94$ .



**Abbildung 8: Entwicklung der spezifischen Investitionskosten der verschiedenen Kraftwerk-komponenten aufgrund der technischen Entwicklung und der zunehmenden kumulierten Produktion Lernfaktoren: Kollektor PR=0,9; Speicher PR=0,88; Power Block Optimierung PR=0,94.**

Hinter den beschriebenen Lerneffekten stehen folgende konkrete Maßnahmen zur Kostensenkung der Kraftwerkskomponenten /Price 1999/: leichtere Kollektorstrukturen, kostengünstigere Systemkomponenten, vereinfachte Herstellungsverfahren, Aufbau einer Serienfertigung, verbesserte Lebensdauer der Komponenten, Standardisierung von Kraftwerkskomponenten und -design, bessere Abstimmung und Regelung von Kollektor und Kraftwerk, außerhalb der Parabolrinnentechnologie Entwicklung von fortschrittlichen Fresnel- und Solarturmkonzepten.



**Abbildung 9: Lerneffekte bei Instandhaltung und Wartung**

Die Lerneffekte bei der Instandhaltung und Wartung solarthermischer Kraftwerke ergeben sich proportional zu den Lerneffekten bei den Investitionen. Die spezifischen Instandhaltungskosten liegen im Modell konstant bei 2,5 % der Investition pro Jahr. Bezogen auf die erzeugte Energiemenge sinken die Betriebskosten dann von anfangs 2 ct/kWh auf 0,75 ct/kWh ab, bezogen auf die installierte Leistung von 80 Eu/kWh auf etwa 50 Eu/kWh im Jahr 2025 (Abbildung 9).

Zusätzliche Maßnahmen zur Senkung der Betriebskosten wurden nicht gesondert in Betracht gezogen. Beispiele dafür sind /Price 1999/, /Cohen 1998/, /Cohen 1999/: verbesserte, automatisierte Reinigungsverfahren, spezialisierte Ausrüstung zur Wartung und Instandhaltung, verbessertes Kraftwerksmanagement, standardisierte Betriebsprozeduren und Leitpläne.

### Skaleneffekte durch die Zunahme der durchschnittlichen Kraftwerksgröße

Die bisher durchgeführten Studien und die Erfahrungen mit den Anlagen in Kalifornien zeigen, dass die spezifischen Kosten einzelner Kraftwerke gleicher Konfiguration bei einer Verdopplung der Nennleistung um bis zu 15 % sinken /Pilkington 1996/. In diesem Erfahrungswert sind jedoch auch produktionsabhängige Lernfaktoren mit einbezogen. Den Skaleneffekt kann man durch Gleichung (5) beschreiben:

$$S_x = \left( \frac{p_x}{p_r} \right)^{\frac{\log s}{\log 2}} \quad \text{Gleichung (5)}$$

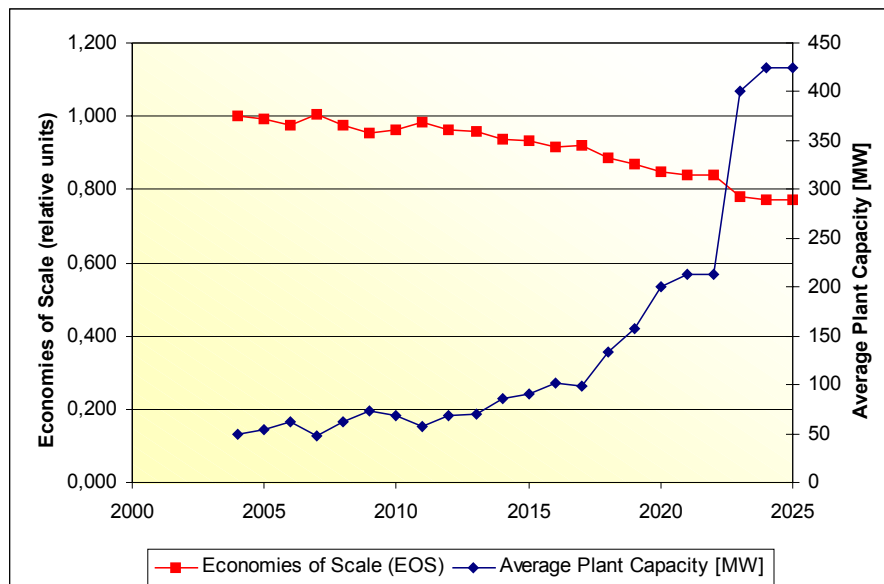
mit  $S_x$  relative Kostensenkung durch Skaleneffekte zum Zeitpunkt  $x$   
 $p_x$  durchschnittliche Nennleistung der im Jahr  $x$  zugebauten Kraftwerke  
 $p_r$  Nennleistung des Referenzkraftwerks (50 MW)  
 $s$  Skalenfaktor (0,92)

Aus den Gleichungen (4) und (5) ergeben sich die mittleren spezifischen Investitionskosten der in jedem Jahr installierten solarthermischen Kraftwerke aus der kumulierten installierten Leistung und der durchschnittlichen Kraftwerkskapazität zu

$$C_x = c_x \cdot S_x \quad \text{Gleichung (6)}$$

Für das Referenzszenario wurde ein Skalenfaktor von  $s = 0,92$  angenommen. Skaleneffekte treten vor allem dadurch auf, dass bestimmte Kosten wie z.B. Planungskosten, Engineering, Management-, Infrastruktur-, Anschlusskosten u.a. nur geringfügig von der installierten Leistung abhängen und deshalb größeren Einheiten zu Kostenvorteilen verhelfen. An dieser Stelle wird vereinfachend angenommen, dass diese Kostensenkungen auch dann gelten, wenn sich die Konfiguration der Kraftwerke (z.B. zunehmender Einsatz von Speichern) ändert.

Aufgrund des eingangs beschriebenen Szenarios greifen Skaleneffekte erst sehr spät, da in den ersten 10 Jahren der Markteinführungsphase weitgehend Anlagen mit zwischen 50 und 80 MW Leistung installiert werden (Abbildung 10). Erst ab 2018 werden überwiegend größere Einheiten mit über 100 MW zugebaut. Dann nimmt die installierte Leistung der Einzelanlagen allerdings schnell zu, so dass bereits 2020 eine durchschnittliche optimale Kraftwerksgröße von etwa 200 MW erreicht wird, was die spezifischen Kosten gegenüber baugleichen Anlagen mit nur 50 MW Leistung um gut 15 % senkt. Ab 2023 werden Cluster mit mehreren 200 MW-Anlagen zugebaut, so dass Einheiten mit über 400 MW Leistung und weiteren Skaleneffekten entstehen.



**Abbildung 10: Skaleneffekte durch größere Kraftwerkseinheiten: relative Kostensenkung S und durchschnittliche Kraftwerkskapazität neuer Kraftwerke als Funktion der Zeit**

### Kostensenkung durch Integration größerer Kollektorfelder und Speicher

Bei konstanter Kraftwerksleistung und Einstrahlung führt die Integration größerer Kollektorfelder und thermischer Energiespeicher zu einer Erhöhung der jährlichen Volllaststunden und damit zu einer besseren mittleren Auslastung der Turbinen (Abbildung 6). Dies erhöht den Wirkungsgrad des Kraftwerks, da Teillastzustände reduziert werden, und die Investition für den Kraftwerksblock wird deutlich schneller amortisiert. Allerdings nehmen gleichzeitig die parasitären Verluste wegen der Versorgung der größeren Kollektorfelder und Speicher deutlich zu (Abbildung 7). Insgesamt führen diese Zusammenhänge jedoch zu einer deutlichen zusätzlichen Senkung der Stromgestehungskosten gegenüber dem Status quo.

Eine weitere Möglichkeit zur kosteneffizienten Entwicklung der Lernkurve der solarthermischen Stromerzeugung ist die sukzessive Integration größerer Kollektorfelder und Speicher in die anfangs gebauten Anlagen. In diesem Fall könnten weitere Kollektorfelder zugebaut und die Lernkurve vorange-

trieben werden, ohne dass zusätzliche Investitionen in Turbinen notwendig wären. Diese Möglichkeit wurde in dem Szenario jedoch nicht berücksichtigt.

## Berechnung der mittleren Stromgestehungskosten und der Lernkurve

Die mittleren Stromgestehungskosten  $LEC_x$  der jedes Jahr neu in Betrieb gehenden Kraftwerke berechnen sich nach Gleichung (7) aus einer von /IEA 1998/ empfohlenen Methode zu

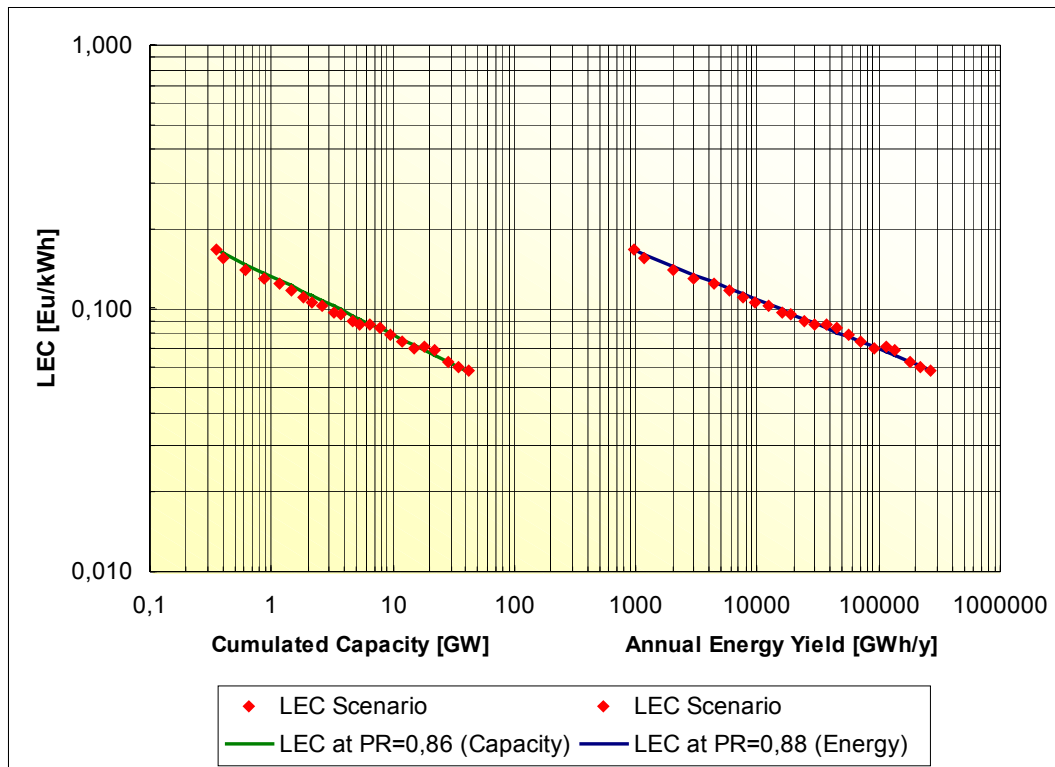
$$LEC_x = \frac{\sum_{x=1}^n (C_x + M_x + V_x + F_x) \cdot (1+d)^{-x}}{\sum_{x=1}^n E_x \cdot (1+d)^{-x}} \quad \text{Gleichung (7)}$$

mit

$C_x$		Gesamtinvestitionskosten der im Jahr x zugebauten Kraftwerke
$d$		mittlere reale Diskontrate ( $d = 0,15$ )
$n$		wirtschaftliche Lebensdauer der Kraftwerke ( $n = 25$ a)
$M_x$	$= b \cdot C_x$	Barwert der jährlichen Betriebskosten der im Jahr x zugebauten Kraftwerke ( $b_{x=0} = 0,025 = \text{const}$ )
$V_x$	$= v \cdot C_x$	Barwert der jährlichen Versicherungskosten der im Jahr x zugebauten Kraftwerke ( $v_{x=0} = 0,005 = \text{const}$ )
$F_x$	$= f_x \cdot c_{F,x}$	Barwert der jährlichen Brennstoffkosten der im Jahr x zugebauten Kraftwerke mit $c_{F,x=0} = 8,58$ Eu/MWh, Steigerungsrate = 0,52 %/a, $f_x$ siehe Gl. 3

Wendet man das Lernkurvenmodell in Gleichung (4) unter Einbeziehung aller genannten Effekte direkt auf die Stromgestehungskosten an, so ergibt sich für den gesamten Zeitraum der Markteinführung von 2004 bis 2025 bezogen auf die installierte Leistung ein mittlerer Lernfaktor von 0,86, d.h. bei jeder Verdopplung der weltweiten installierten Leistung aus solarthermischen Kraftwerken sinken deren Kosten um etwa 14 % (Abbildung 11). Bezogen auf die erzeugte jährliche Energiemenge, die infolge der zunehmenden Auslastung schneller anwächst als die installierte Leistung, ergibt sich dagegen ein Lernfaktor von 0,88.

Beide Werte liegen in der Größenordnung empirisch nachweisbarer Lerneffekte für die meisten Produkte im Bereich der Energie- und Anlagentechnik und stellen damit durchaus plausible Zielgrößen für die Markteinführung solarthermischer Kraftwerke dar. Beide Lernfaktoren liegen bei günstigeren Werten als die Lernfaktoren der Einzelkomponenten, was durch die zusätzlichen Kostensenkungen durch den Einsatz von Speichern begründet ist.



**Abbildung 11: Lernkurve der Stromgestehungskosten solarthermischer Kraftwerke bei einem mittleren konstanten Lernfaktor (Progress Ratio) von PR = 0,86 bezogen auf die installierte Leistung bzw. von PR = 0,88 bezogen auf die kumulierte jährliche Energieerzeugung und die sich aus dem Referenzszenario ergebenden Einzelwerte für jedes Jahr während der Markteinführungsphase bis 2025**

## Entwicklung der Erlöse solarthermischer Kraftwerke

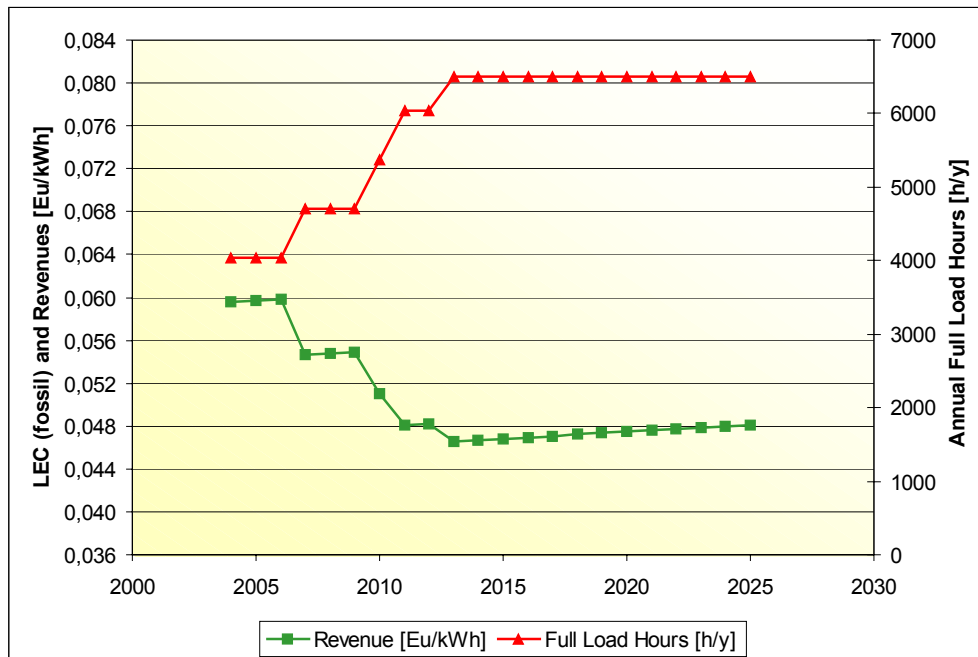
Für die Ermittlung der durchschnittlich erzielbaren Erlöse solarthermischer Kraftwerke wurde angenommen, dass diese durch direkt konkurrierende, mit fossilen Energieträgern befeuerte Kraftwerke unter gleichen finanzmathematischen Bedingungen definiert werden. Dem liegt der Gedanke zugrunde, dass eben diese fossilen Energieträger durch Solarkraftwerke substituiert werden sollen. Die unterschiedlichen Risikoeinschätzungen von Investoren gegenüber Solar- bzw. konventionellen Kraftwerken und deren finanzielle Auswirkungen werden weiter unten diskutiert.

	Coal	Gas CC	Oil #2	Mix
Share (Base, Intermediate Load)	60%	28%	12%	<b>100%</b>
Escalation Rate %/y	0,30%	0,80%	1,00%	0,52%
Specific Investment [Eu/kW]	890	390	790	738
Fuel Efficiency	0,36	0,48	0,37	0,39
O&M Rate [Inv./y]	3,70%	4,80%	2,50%	3,86%
Fuel Cost [Eu/MWh]	4,7	12,9	17,9	8,58
Insurance Rate [Inv./y]	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%
CO <sub>2</sub> -Emissions [t/MWh]	0,95	0,55	0,75	0,814

**Tabelle 2: Annahmen für die Kalkulation der durchschnittlich erzielbaren Erlöse solarthermischer Kraftwerke im Referenzszenario /IEA 1998/, /IEA 2002-B/, /ENERMODAL 1999/, /BP 2002/. Grundlage sind Kostenschätzungen der IEA bis 2005.**

Für die konventionellen Anlagen wurde ein Mischsystem nach Tabelle 2 definiert. Die mittleren Brennstoffkosten von anfangs 8,58 Eu/MWh und deren Steigerungsrate von 0,52 %/a sind mit denen für die Zuführung in Solarkraftwerken angenommenen identisch. Die gewählte Aufteilung der Brennstoffe entspricht den weltweiten Anteilen an der Stromerzeugung nach /IEA 2002-B/, den Brennstoffkosten

wurden eigene Berechnungen sowie Schätzungen von /IEA 1998/, /IEA 2002-B/ und /BP 2002/ zugrunde gelegt. Betriebs- und Investitionskosten sowie Wirkungsgrade für konventionelle Kraftwerke sind in /IEA 1998/ und /ENERMODAL 1999/ dokumentiert.



**Abbildung 12: Verlauf der Stromgestehungskosten der konventionellen Vergleichskraftwerke und damit der erzielbaren Erlöse solarthermischer Kraftwerke.**

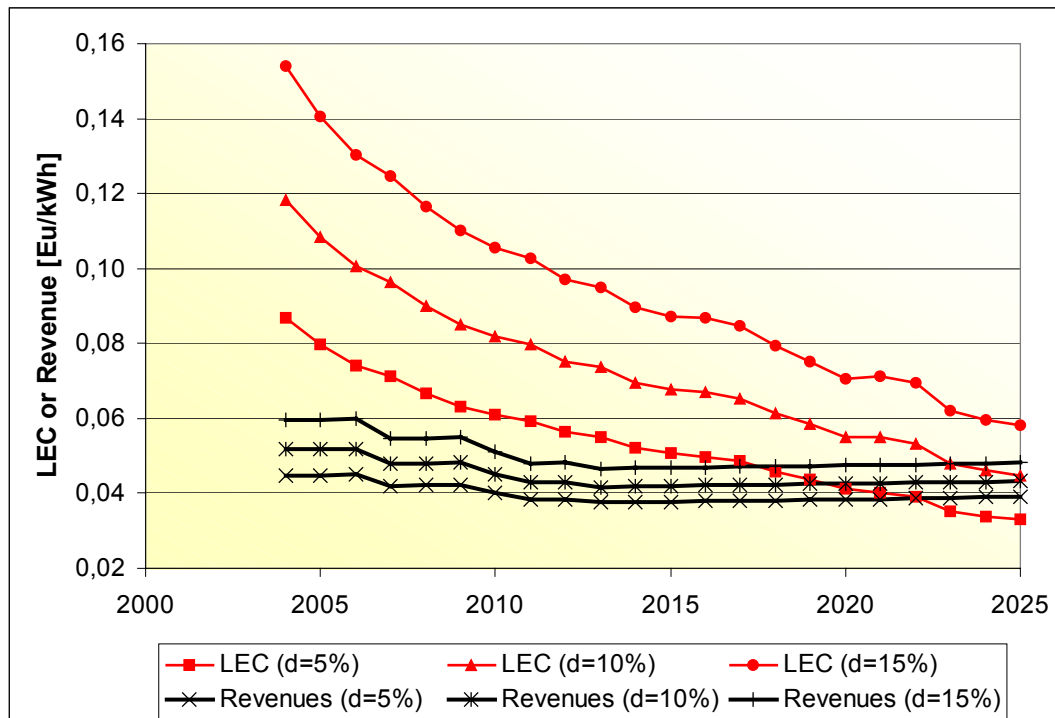
Die Stromgestehungskosten der konventionellen Vergleichskraftwerke werden unter den gleichen Annahmen bezüglich Diskontrate (15 %) und Lebensdauer (25 a) und für die gleichen äquivalenten Volllaststunden berechnet wie für die jährlich zugebauten Solarkraftwerke. Da deren Auslastung im Zuge der Markteinführung zunimmt, nehmen auch die Volllaststunden der (konkurrierenden) fossilen Kraftwerke zu und deren Kosten ab. Damit sinkt langfristig das Kostenniveau und der erzielbare Erlös (Abbildung 12).

### Zusatzkosten der Markteinführung

Für die nachfolgenden Betrachtungen wird davon ausgegangen, dass die Phase der geförderten Markteinführung bis zum Jahr 2025 beendet ist, selbst wenn bis dahin keine Gleichheit von Stromgestehungskosten und erzielbaren Erlösen erreicht wird.

Zur Berechnung der notwendigen Anschubfinanzierung werden die sich aus dem Modell ergebenden jährlich zu deckenden Kosten und die erwarteten Erlöse über die Lebensdauer aller Kraftwerke bilanziert und aufaddiert, bis das letzte im Rahmen der Markteinführung installierte Kraftwerk im Jahr 2049 nach 25 Jahren Laufzeit (wirtschaftliche Lebensdauer) außer Betrieb geht. Die einzelnen Jahresbilanzen werden kumuliert und ergeben als Summe die Gesamtkosten der Markteinführung.





**Abbildung 13: Zeitlicher Verlauf der Stromgestehungskosten (LEC) und der erzielbaren Erlöse (Revenues) solarthermischer Kraftwerke bei verschiedenen internen Zinsraten  $d$**

Wie die Abbildung 13 zeigt, ist die Differenz zwischen Stromgestehungskosten und Erlösen stark von der anzusetzenden internen Verzinsung der Projekte abhängig. So erhält man bei 10 % interner Verzinsung im Jahr 2025 Kostengleichheit, bei 5 % sogar schon im Jahr 2022, bei 15 % interner Verzinsung dagegen wird bis 2025 keine Konkurrenzfähigkeit zu konventionellen Kraftwerken erreicht. Die kumulierten zusätzlich erforderlichen Mittel zur Finanzierung der Markteinführung belaufen sich bei 15 % interner Verzinsung auf insgesamt -145 Mrd. Euro. Entsprechend gehen die Gesamtkosten der Markteinführung bei  $d = 10\%$  auf -75 Mrd. Euro, bei  $d = 5\%$  auf -17 Mrd. Euro zurück. Dies bedeutet, dass die Markteinführung umso teurer werden wird, je höher die Gewinnansprüche der Investoren sind. Die Gewinnforderungen hängen jedoch stark mit dem von den Investoren empfundenen Risiko der Investition ab. Der im Folgenden beschriebene Ansatz zielt darauf ab, das Risiko für die Projektinvestoren deutlich gegenüber dem Status quo zu senken und auf diese Weise die Zinsansprüche und damit die Kosten der Markteinführung deutlich zu senken.

## Strategien für die Markteinführung

Die vorhergehenden Szenariobetrachtungen zeigen eindrücklich, dass die Markteinführung solarthermischer Kraftwerke aus volkswirtschaftlicher Sicht eine lohnende Investition in eine nachhaltige und kostengünstige Stromversorgung sein kann. Gleichzeitig wird aber auch deutlich, dass aus betriebswirtschaftlicher Sicht privater Investoren noch sehr große Hürden für die Markteinführung bestehen, die zunächst überwunden werden müssen. Ähnliche Ergebnisse liefern auch andere Szenariobetrachtungen wie z.B. /Trieb 1998/, ENERMODAL 1999/, /Price 1999/.

Wichtige Risikofaktoren sind dabei die großen Investitionen, die als Eigenkapital und Bankkredite aufgebracht werden müssen. Weiter spielt für private Investoren eine große Rolle, ob Erlöse in harter Währung erzielt und als langfristig gesichert betrachtet werden können. Eine weitere Frage stellt sich nach der Betreiberhaftung wegen schwankender solarer Stromerträge.

Langfristige Stromabnahmeverträge (Power Purchase Agreement - PPA) in harter Währung (Euro oder US\$) erlauben privaten Investoren die Bereitstellung von Mitteln bei einer mittleren geforderten Projektverzinsung von etwa  $d = 8\%/a$  /Bodington 1997/. Ein weiteres Beispiel sind die derzeitigen Investitionen in Windkraft im Rahmen des deutschen Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG). Auf-

grund der zwanzigjährigen garantierten Vergütung durch das EEG werden hier interne Projektverzinsungen (Project IRR) von nur 6 – 7 % akzeptiert. Dies ist einer der Hauptgründe, warum das deutsche EEG eine der kosteneffizientesten und erfolgreichsten Maßnahmen zur Markteinführung erneuerbarer Energien ist.

Liegen solche günstigen Bedingungen nicht vor, so kann die Zinserwartung privater Investoren auf 15 %/a und darüber hinaus ansteigen. Wie weiter oben beschrieben, würde dies die Markteinführung bis weit über 2025 hinaus verzögern und stark verteuern. Genau dies ist aber im Bereich solarthermischer Kraftwerke z.Zt. der Fall: sämtliche Risiken liegen bei den privaten Investoren, und langfristige Stromabnahmeverträge werden im Zuge der Liberalisierung der Märkte immer seltener geschlossen. Hinzu kommt noch das Währungsrisiko in vielen potenziellen Standortländern im Sonnengürtel der Erde. Die von der Weltbank (GEF) zur Förderung solarthermischer Kraftwerke zur Verfügung gestellten Mittel von bisher 4 x 50 MEu für 4 Projekte sind deshalb tatsächlich nur ein Tropfen auf den heißen Stein. Nach diesem Förderschema müsste die Weltbank tatsächlich zwei- bis dreistellige Milliardenbeträge aufbringen, um die Markteinführung zu erreichen.

Es liegt auf der Hand, dass die Einschätzung des Projektrisikos entscheidend für die Finanzierbarkeit der Projekte und der gesamten Markteinführung solarthermischer Kraftwerke sein wird. Gelingt es, das Risiko für alle Akteure auf ein vertretbares Minimum zu senken, können erhebliche Kapitalkosten eingespart und die Markteinführung solarthermischer Kraftwerke beschleunigt werden. Die wichtigsten Risikofaktoren und Möglichkeiten zu deren Dämpfung sind im Folgenden zusammengefasst:

- Eigenkapitaldeckung durch einen langfristigen Stromabnahmevertrag (PPA) mit Vertragspartnern hoher Bonität
- Kreditdeckung durch staatliche Kreditversicherungen (z.B. Hermes) oder durch Partner mit hoher Bonität
- Deckung des Währungsrisikos durch PPA in harter Währung
- Keine Haftung bei Ertragsschwankungen und möglichst genaue Vorhersage der Erträge
- Möglichst hohe Deckung der technischen Risiken und Risiken durch höhere Gewalt während des Baus und Betriebs durch umfassende Versicherungsmaßnahmen (Exportdeckung, Maschinenversicherung, usw.) unter Einbeziehung der Rückversicherungsbranche

Die meisten dieser Maßnahmen sind zwar auch mit Kosten verbunden, senken jedoch auf der anderen Seite das erwartete Zinsniveau und damit den Kapitalkostenaufwand der Projekte erheblich. Ergänzend zu diesen Möglichkeiten zur Senkung der Kapitalkosten muss abgeklärt werden, welche weiteren Einkommensquellen neben der Stromversorgung für solarthermische Kraftwerke bestehen und wie diese für die Markteinführung eingesetzt werden können. Diese sind u.a.:

- Erlöse aus dem Stromverkauf
- Erlöse aus der garantierten Lieferung von Spitzenstrom mit zusätzlichen Leistungstarifen
- Erlöse aus vermiedenen Emissionen (Emission Reduction Credits - ERC)
- Staatliche Investitionen oder Investitionen internationaler Entwicklungsorgane (Anschubsubventionen) für die Sicherung einer nachhaltigen Energieversorgung (z.B. GEF)
- Einspeisegesetze in potenziellen Standortländern (z.B. Spanien)
- Einspeisegesetze in potenziellen Stromabnahmeländern (z.B. Deutschland oder Europa)
- Solarstromexport (z.B. von Nordafrika nach Europa)

Die hier zusammengestellten Möglichkeiten werden im Folgenden genauer untersucht.

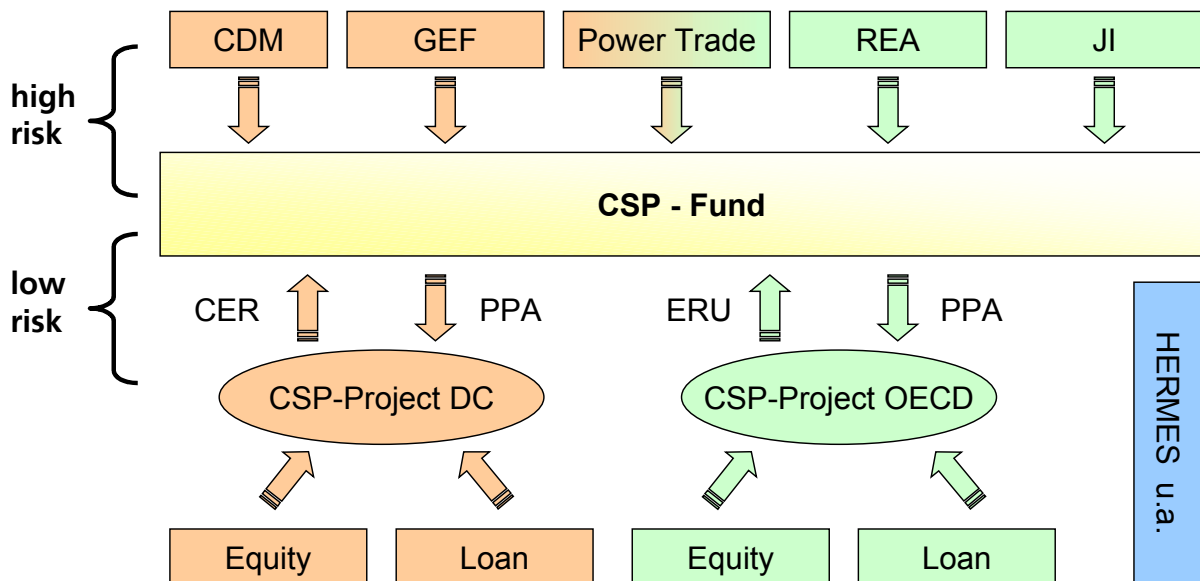
## **Markteinführung durch einen revolvingierenden Fonds**

Die meisten der o.g. Maßnahmen zur Verringerung des Projektrisikos und damit der Kapitalkosten solarthermischer Kraftwerke könnten durch einen von Investoren hoher Bonität (z.B. nationale und internationale Entwicklungsbanken, private Banken, usw.) getragenen revolvingierenden Fonds realisiert werden. Ein weiterer zentraler Gedanke dieses Konzepts ist eine Umschichtung der finanziellen Belastung von Projekten, die am Anfang der Lernkurve stehen auf Projekte, die am Ende der Lernkurve stehen und von der Initiative der ersteren profitieren.

Aufgabe eines solchen Fonds wäre es, solarthermischen Kraftwerken weltweit mittels 25-jähriger Stromabnahmeverträge die erzeugte Energiemenge abzukaufen und mit den notwendigen Erlösen

entsprechend einer vorgegebenen, produktionsabhängigen Lernkurve zu vergüten. Industrie und Fonds können dabei die zugrunde liegende mittlere Lernkurve im Voraus miteinander abstimmen, so dass die jeweilige Vergütung durch den Fonds sowohl die Entwicklungsmöglichkeiten der Industrie einerseits als auch die öffentlichen Ansprüche zur raschen Kostensenkung der Technologie andererseits berücksichtigen und in Einklang bringen kann. Die Lernkurve kann dann ähnlich wie beim deutschen EEG unter vorhersehbaren, kalkulierbaren Bedingungen von den Einzelprojekten durchlaufen werden.

Mit einem solchen Mechanismus könnten die Vorteile des EEG weltweit auf die Markteinführung solarthermischer Kraftwerke angewandt werden, ohne gegen internationale Subventionsregelungen oder Kartellgesetze zu verstoßen.



**Abbildung 14: Abkopplung der ökonomischen Projektrisiken von den Einzelprojekten durch einen Fonds zur Markteinführung solarthermischer Kraftwerke; DC Developing Country, CER Certified Emission Reductions, ERU Emission Reduction Units, CSP Concentrating Solar Power, CDM Clean Development Mechanism, GEF Global Environmental Facility, JI Joint Implementation, PPA Power Purchase Agreement, REA Renewable Energy Act**

Wird der Fonds und damit das jeweilige Power Purchase Agreement durch öffentliche und/oder private Investoren hoher Bonität getragen, dann verschwinden die oben genannten Eigenkapital-, Fremdkapital- und Währungsrisiken für die Einzelprojekte und deren Investoren weitgehend, und die Zinserwartungen der Projektinvestoren können auf ein verträgliches Maß sinken. Sinkt jedoch das Zinsniveau, dann reduzieren sich wie oben gezeigt die Kosten der Markteinführung und damit auch die Chance des Fonds, sich im Laufe der Kostensenkung der Technologie zu amortisieren.

Der Fonds kann zudem eine Auswahl der durch ihn geförderten Projekte hinsichtlich der erzielbaren Erträge (hohe Einstrahlung) und des wirtschaftlichen Umfelds (hohe Erlöse) treffen und damit Bedingungen vorgeben, die sich positiv auf seine Amortisierung auswirken. Dies betrifft z.B. Standorte, an denen die erzielbaren Erlöse durch massive Subvention konventioneller Energieträger künstlich niedrig gehalten werden. Sollte hier von den entsprechenden verantwortlichen Behörden kein Ausgleich geschaffen werden, sollten solche Standorte von einer Förderung durch den Fonds ausgeschlossen werden.

Wichtigste Maßnahme ist die ausgewogene Festlegung der Lernkurve bzw. der zeitlichen Abfolge der garantierten Vergütung des Stroms aus Solarkraftwerken im Rahmen der PPA. Wird die Vergütung zu niedrig angesetzt, werden zu wenige Projekte realisiert und die Lernkurve nur schleppend durchlaufen. Ist die Vergütung zu hoch, findet zwar exponentielles Wachstum, aber keine nennenswerte Kostensenkung statt. Ein solcher Effekt ist z.B. seit einigen Jahren bei der Photovoltaik zu beobachten (Abbildung 2). Denkbar wäre auch die individuelle Ermittlung eines angemessenen Erlöses für die Einzelprojekte, jedoch wäre dies mit entsprechend höherem Verwaltungs- und beratungstechnischem Aufwand verbunden.

Geht man von dem anfangs genannten Zahlenbeispiel aus, müssten Einzelprojekte in den meisten Standortländern mit mindestens  $d = 15\%$  verzinst werden. Langfristige Stromabnahmeverträge in harter Währung mit einem Fonds hoher Bonität lassen demgegenüber eine Projektverzinsung von  $8\%$  als durchaus akzeptabel erscheinen. Die entsprechenden ökonomischen Projektrisiken (Währungsrisiko, Preisschwankungen usw.) wären dann zwar immer noch da und würden nun von dem Fonds getragen, aber die durch den Fonds zu erwirtschaftenden notwendigen Erlöse (bei  $d = 8\%$ ) hätten sich gegenüber den von den Einzelprojekten zu erwirtschaftenden notwendigen Erlösen (bei  $d = 15\%$ ) drastisch reduziert, die Kosten der Markteinführung gingen von 145 Mrd. Euro auf weniger als ein Zehntel dieses Betrags zurück. Die Projektinvestoren hätten dann über den Zeitraum der Markteinführung zwar geringere Erträge zu verbuchen, aber auch deutlich geringere Risiken zu tragen.

Nach der Markteinführungsphase werden bei Solarkraftwerken die gleichen Projektverzinsungen erzielt wie bei konventionellen Kraftwerksprojekten, mit den Vorteilen höherer Kapitalumsätze, höherer Beschäftigungszahlen und deutlich geringerer Brennstoffkosten. Eine dadurch erreichte Diversifizierung der Energieversorgung brächte weitere volkswirtschaftliche Vorteile, die sich angesichts der heute schon absehbaren Kosten zur Sicherung zukünftiger fossiler Energiereserven als erheblich, wenn nicht sogar als überlebensnotwendig erweisen könnten.

## **Modellierung des Fonds**

### **Beiträge der Einzelprojekte**

Um in den Genuss der PPA zu kommen, müssen alle Projekte unabhängig von Größe und Standort eine einmalige Gebühr an den Fonds entrichten (im Modell 21 MEu). Diese wird auf die Investitionskosten des Projekts und damit auf die Erlöse aus dem PPA angerechnet und damit dem Projekt über die Betriebsdauer hinweg wieder zurückgezahlt. Dies ist ein Anreiz zur Aufrechterhaltung des Betriebs der Anlagen sowie zur Aufrechterhaltung des PPA, und zum anderen eine Möglichkeit, die Projekte selbst an den anfänglich notwendigen Anschubinvestitionen zu beteiligen. Das Konzept der Fondsgebühr wirkt außerdem darauf hin, möglichst große Projekte zu realisieren, um Skaleneffekte zu nutzen, was die Lernkurve beschleunigen wird.

### **Erlöse aus dem Stromverkauf**

Der Fonds kann sich aus den bereits weiter oben genannten Einkommensquellen finanzieren. Dabei kommt zunächst der Verkauf des aus den PPA erworbenen Stroms zum tragen, für den die eingangs ermittelten erzielbaren Erlöse zugrunde gelegt werden, da dieser Strom vom Fonds auf dem freien Markt verkauft werden muss.

Erlöse aus der garantierten Lieferung von Spitzenstrom mit zusätzlichen Leistungstarifen werden hier zunächst nicht betrachtet, stellen aber durchaus eine Möglichkeit zur Verbesserung der Erlössituation dar, die im Einzelnen für jedes Projekt geprüft werden muss. Insbesondere werden hier auch innovative Verfahren aus der Satellitenfernerkundung zum tragen kommen, die solare Energieerträge um etwa 24 Stunden im Voraus quantifizieren sollen und mit deren Entwicklung derzeit begonnen wird. Für eine konservative Abschätzung zur Refinanzierung des Fonds wird diese zusätzliche Erwerbsmöglichkeit jedoch zunächst vernachlässigt.

### **Erlöse aus Einspeisegesetzen und anderen Fördertöpfen**

Es wird vereinfachend angenommen, dass Erlöse aus Einspeisegesetzen wie dem deutschen oder dem spanischen EEG nicht dem Fonds zugute kommen sondern dazu führen, dass dieser Teil der Projekte außerhalb des Fonds unabhängig finanziert werden kann. Geht man z.B. von der Annahme eines europäischen EEG aus, so könnte sich der Anteil der innerhalb des Fonds finanzierten Projekte entsprechend dem Anteil der in der EU installierten Projekte verringern.

Dies ist eine konservative Annahme, da im Prinzip eine Refinanzierung des Fonds über staatlich garantierte Einspeisevergütungen nicht ausgeschlossen erscheint und auch privaten Projektentwicklern in der EU Vorteile bieten würde. Weiterhin könnten sich durch die Absicherung über den Fonds auch

die Kapitalkosten und damit die Kosten für ein europäisches EEG deutlich verringern. Der Fonds selbst würde sich dadurch wesentlich schneller amortisieren.

Die gleiche Annahme gilt für weitere mögliche Subventionen aus nationalen oder internationalen Quellen, die die Differenzkosten voll tragen. Im Modell des Referenzszenarios wird von einer externen Finanzierung über EEG und andere Quellen von 20 % der Gesamtinvestition ausgegangen, die nicht im Rahmen des Fonds finanziert werden.

Förderung durch die Global Environmental Facility (GEF) der Weltbank kann nur von Einzelprojekten in den Standortländern in Anspruch genommen werden. Die Förderung erfolgt i.d.R. durch verlorene Zuschüsse (Grants). Diese können von den Projektträgern beantragt werden. Bisher wurden von GEF insgesamt vier Projekten je 50 MEu an Förderung zugesprochen. Eine solche Förderung könnte weiterhin bestehen bleiben und als Beitrag zur Markteinführung aufrechterhalten werden.

Eine andere Möglichkeit wäre z.B. eine direkte Förderung des Fonds, z.B. durch eine einmalige Einzahlung in den Fonds für jedes realisierte Projekt. Wer so eine Förderung übernehmen könnte, müsste noch im Einzelnen z.B. im Rahmen der „Global Market Initiative“ geklärt werden. Der Vorteil gegenüber den o.g. verlorenen Zuschüssen wäre hier, dass die eingesetzten Mittel im Rahmen des Fonds mit hoher Wahrscheinlichkeit revolvieren.

Weitere Möglichkeiten der Förderung sind Soft Loans aus den Standortländern oder von internationalen Organisationen der finanziellen Zusammenarbeit. Diese könnten – ebenso wie GEF-Grants – unmittelbar zur Senkung der erforderlichen internen Projektverzinsung beitragen und auf diese Weise zum Erfolg des Konzepts beitragen.

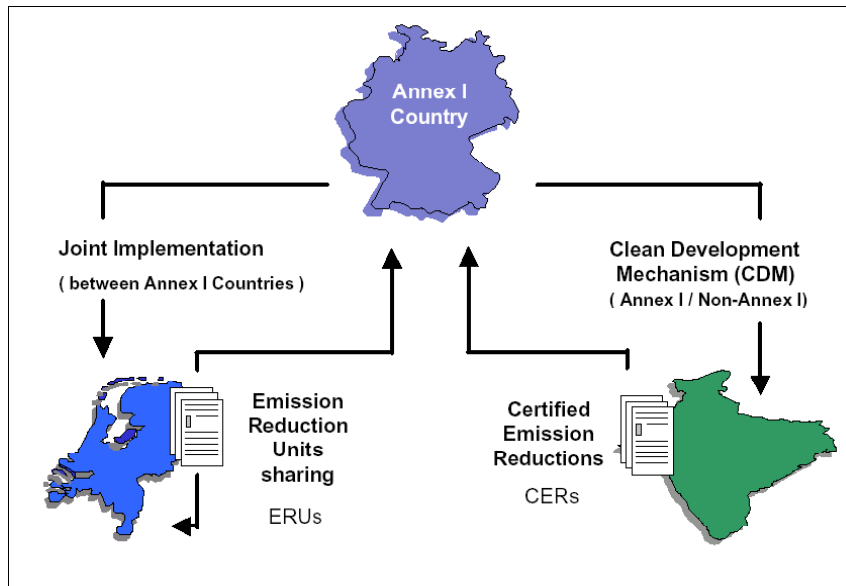
## **Erlöse aus dem Emissionshandel**

Erlöse aus vermiedenen Kohlendioxid-Emissionen sind im Rahmen des Clean Development Mechanism (CDM) bei der Zusammenarbeit von Annex I mit Nicht-Annex I Staaten (Entwicklungsländern) und im Rahmen von Joint Implementation (JI) bei Zusammenarbeit von Annex I Staaten möglich (Abbildung 15).

Die Grundlage für JI besteht in der Durchführung eines Emissionsminderungs- oder Senkenprojekts im Gastland (host country), das erst durch Investitionen aus einem Investorland ermöglicht wurde. Die Differenz aus einer Baseline und den tatsächlichen Emissionen ergibt die Menge der generierten Reduktionseinheiten (Emission Reduction Units – ERU). Diese können erst mit Beginn der ersten Verpflichtungsperiode 2008-2012 erzeugt werden.

Im Gegensatz zu den anderen Kyoto-Instrumenten können CDM-Projekte bereits seit dem 1.1.2000 Certified Emission Reductions (CER) generieren, wenn sie vor 2006 zur Registrierung beim Exekutivrat (EB) eingereicht werden. Nach der Validierung und Registrierung als CDM-Projekt werden CERs rückwirkend bis zum Registrierungstag vergeben. Diejenigen Projekte, die vor dem 10.11.2001 begannen, können CERs auch für die Zeit vor der formellen Registrierung rückwirkend bis zum Projektbeginn beantragen.

Die im Rahmen von JI und CDM erworbenen Emissionsrechte können zwischen den verschiedenen Akteuren nach bestimmten Regeln gehandelt werden. Beide Einkommensmöglichkeiten werden hier vereinfachend unter dem Begriff Emission Reduction Credits (ERC) zusammengefasst. Nach diesen Vorgaben könnten z.B. sowohl Vereinbarungen zwischen Deutschland und Spanien als auch zwischen Deutschland und Marokko getroffen werden, um gemeinsame Projekte zur CO<sub>2</sub>-Minderung im Kraftwerksbereich durchzuführen. Die genauen Modalitäten – soweit bisher bekannt – sind in dem entsprechenden SOKRATES Teilbericht „Kyoto-Instrumente und Solarthermische Kraftwerke“ des Wuppertal Instituts erläutert /SOKRATES 2003/.



**Abbildung 15: Möglichkeiten des Emissionshandels im Rahmen des Kyoto-Prozesses, Quelle: Sutter in /KfW 2002/**

Ein wichtiger Punkt bei der Quantifizierung der Emissionsminderung ist die Definition der konventionellen Baseline der CO<sub>2</sub>-Erzeugung, also desjenigen Emissionsausstoßes, der durch die neuen Projekte vermieden werden soll. In dem hier vorgestellten Modellszenario wird dafür der bereits oben beschriebene Energiemix zugrunde gelegt, der auch für die Ermittlung der erzielbaren Erlöse und für die Zufeuerung verwendet wurde (Tabelle 2). Die Erträge aus vermiedenen Emissionen  $ERC_x$  errechnen sich nach Gleichung (8) aus der Differenz der spezifischen Emissionen des Energiemixes  $\varepsilon_B$  und des Solarkraftwerks  $\varepsilon_S$ , der jährlichen Energieerzeugung  $E_x$ , dem Solaranteil  $sol$  und den spezifischen Erlösen aus dem CO<sub>2</sub>-Handel  $c_{\varepsilon,x}$  für das jeweilige Jahr  $x$  zu:

$$ERC_x = E_x \cdot sol_x \cdot (\varepsilon_B - \varepsilon_S) \cdot c_{\varepsilon,x} = E_x \cdot sol_x \cdot c_{eff,x} \quad \text{Gleichung (8)}$$

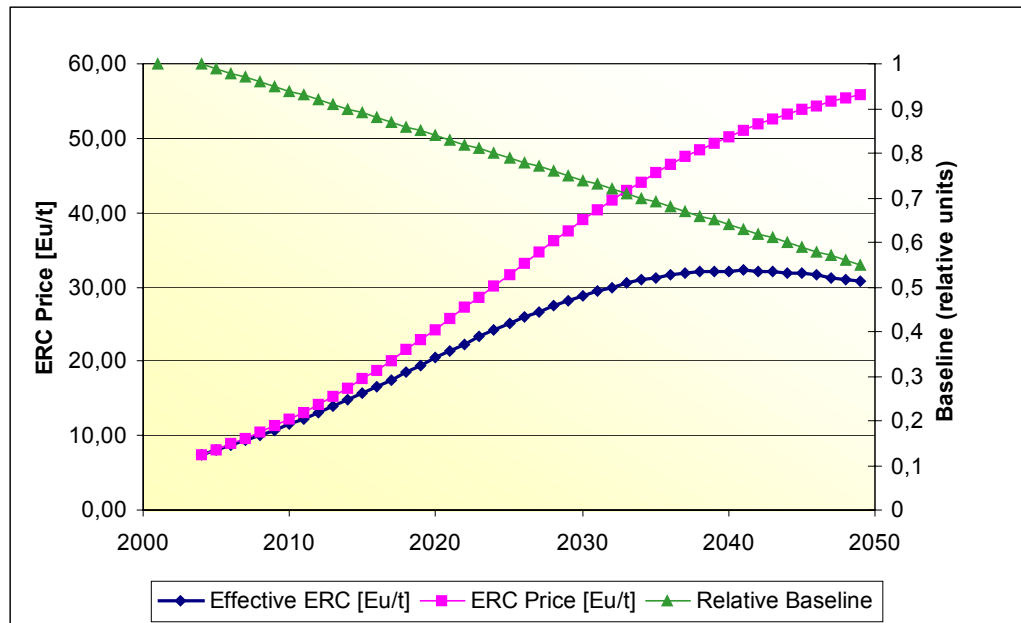
mit

$E_x$	Jahresenergieproduktion in GWh <sub>e</sub> /a der im Jahr $x$ zugebauten Kraftwerke
$sol_x$	Mittlerer jährlicher Solaranteil im Jahr $x$ (Minimum 0,75)
$c_{\varepsilon,x}$	mittlere erzielbare Preise für CO <sub>2</sub> -Zertifikate im Jahr $x$
$c_{eff,x}$	effektiver erzielbarer Erlös aus CO <sub>2</sub> -Zertifikaten im Jahr $x$
$\varepsilon_B$	Spezifische Emissionen der Baseline
$\varepsilon_S$	Spezifische Emissionen des Solarkraftwerks

Ein weiterer zu klärender Punkt ist die geplante Laufzeit der Anerkennung. Projekte können einmal für 10 Jahre beim CDM angemeldet werden oder dreimal für jeweils 7 Jahre, wobei immer eine neue Anerkennung des Projektes beantragt werden muss. Im Falle des solarthermischen Kraftwerks bietet sich aber genau diese Lösung an, da in den nächsten 7 bzw. 14 Jahren nicht mit einer starken Veränderung der Rahmenbedingungen und baselines zu rechnen ist. Im Modellszenario wird eine Akkreditierungszeit von 3 x 7 Jahren angenommen.

Experimenteller Zertifikathandel erfolgt bereits seit September 2001 mit ersten Erfahrungen über die auf diese Weise erzielbaren Preise im Rahmen des Prototype Carbon Fund (3 - 10 \$/t), sowie bei Carboncredits.nl (3,5 - 5,5 \$/t), Natsource (bis 10 \$/t) und firmenintern bei den Unternehmen BP und Shell (12 - 22 \$/t). Die erzielbaren Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate liegen damit heute zwischen 3 und 22 Euro pro Tonne vermiedenen Kohlendioxids /SOKRATES 2003/ und /KfW 2002/.

Die Rechte an den handelbaren Zertifikaten gehen mit dem Kauf des Stroms an den Fonds über. Dies wird im Rahmen des PPA ebenfalls langfristig verbindlich geregelt. Für das Referenzszenario wird ein anfänglicher mittlerer Erlös von 7,5 Eu/t mit einer anfänglichen jährlichen Steigerungsrate von 5 %/a angenommen. Weiterhin wird angenommen, dass die erzielbaren Preise nicht über 60 Eu/t steigen werden. Daraus ergibt sich der in Abbildung 16 gezeigte Verlauf der erzielbaren Zertifikatpreise.



**Abbildung 16: Angenommener Verlauf der erzielbaren Preise für handelbare CO<sub>2</sub>-Zertifikate (eigene Berechnungen)**

Weiterhin wurde berücksichtigt, dass die Baseline für solche Projekte im Zuge der Umsetzung der Kyoto-Mechanismen abnehmen wird, so dass die pro erzeugter kWh anrechenbaren vermiedenen CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber heute um etwa 50 % zurückgehen werden. Daher werden im Jahr 2050 – nach heutigen Maßstäben – effektiv nur noch 50 % des dann gehandelten Zertifikatspreises mit jeder erzeugten solaren kWh erzielt. Dieser effektive Erlös wurde als „Effective ERC“ in Abbildung 16 dargestellt.

Die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten  $C_{CO_2}$  für die gesamte Markteinführungsphase werden analog zu Gleichung (7) aus dem Barwert der kumulierten Ausgaben und Einnahmen, der jährlichen solaren Energieerzeugung und der spezifischen CO<sub>2</sub>-Vermeidung nach Gleichung (9) berechnet:

$$C_{CO_2} = - \frac{\sum_{x=1}^m (PowerSales_x - PPA_x) \cdot (1+d)^{-x}}{\sum_{x=1}^m E_{sol,x} \cdot (1+d)^{-x} \cdot (\varepsilon_B - \varepsilon_S)} \quad \text{Gleichung 9}$$

$C_{CO_2}$	CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten für die gesamte Maßnahme [Eu/t]
$d$	mittlere reale Diskontrate
$m$	Gesamtlaufzeit der Maßnahme [a]
$PowerSales_x$	jährliche Einnahmen aus dem Stromverkauf [MEu/a]
$PPA_x$	jährliche Kosten [MEu/a]
$E_{sol,x}$	gesamte solare Jahresenergieproduktion in GWh <sub>e</sub> /a im Jahr x
$\varepsilon_B$	Spezifische Emissionen der Baseline [t/MWh]
$\varepsilon_S$	Spezifische Emissionen der Solarkraftwerke [t/MWh]

## Modellierung der Kosten und Erlöse

Abbildung 17 zeigt den Verlauf der notwendigen und der erzielbaren Erlöse bei einem internen Zinsfuß der solaren Kraftwerksprojekte von 8 % für den Fall der Markteinführung durch den oben beschriebenen Fonds. Die Kosten (LEC) erhöhen sich leicht durch die Fondsgebühren (Fee) von 21 MEu pro Projekt, die erzielbaren Erlöse aus dem Stromverkauf (Revenues) erhöhen sich durch die Erträge aus Emissionszertifikaten (Emission Reduction Credits ERC).

Dadurch kommt der Schnittpunkt der Kosten- und Erlöskurven deutlich früher zustande als bei einer konventionellen Finanzierung bei  $d = 15\%$ . Die erzielbaren Erlöse decken die Kosten für Projekte

innerhalb des Fonds schon ab dem Jahr 2015 bei einer insgesamt installierten Leistung von 5000 MW vollständig ab. Alle Projekte, die nach diesem Zeitpunkt dem Fonds beitreten, erwirtschaften bereits Gewinne, die zu dessen Amortisierung beitragen.

Andererseits werden einige Unternehmen ab diesem Zeitpunkt versuchen, unabhängig auf dem freien Markt zu bestehen und nicht dem Fonds beitreten, so dass dieser Anteil für die Amortisierung des Fonds verloren geht. Um die Aussichten des Fonds auf eine Amortisierung abschätzen zu können, muss dieser Anteil quantifiziert werden.

Zu diesem Zweck wurde das Modell des Participation Index (PI) erstellt, das die Risikobewertung von Projekten in- und außerhalb des Fonds ins Verhältnis stellt und den Anteil von Projekten, die im Rahmen des Fonds finanziert werden, quantifiziert. Als Maß für die Risikoeinschätzung dient das Verhältnis  $\varphi$  der Stromgestehungskosten (erforderlichen Erlöse)  $LEC_x$  der im Jahr  $x$  zugebauten Anlagen zu der Summe aus den tatsächlichen Strom- (REV) und CO<sub>2</sub>-Erlösen (ERC).

Das Kosten-Erlös-Verhältnis ( $\varphi$ ) für die im Fonds finanzierten Projekte im Jahr  $x$  ist

$$\varphi_x = \frac{LEC_x}{REV_x + ERC_x} \quad \text{Gleichung (10)}$$

Das Kostenverhältnis ( $\psi$ ) von in- und außerhalb des Fonds finanzierten Projekten ist

$$\psi = \frac{LEC_{x,d}}{LEC_{x,d=15\%}} \quad \text{Gleichung (11)}$$

Private Anleger werden solange ausschließlich in den Fonds investieren, wie die Stromgestehungskosten (im Referenzfall bei  $d = 8\%$ ) über den auf dem freien Markt erzielbaren Erlösen liegen, also solange gilt  $\varphi \geq 1$ . Der Moment, in dem von höheren Werten kommend  $\varphi = 1$  erreicht wird, wird im Folgenden als „interner Break-Even“ bezeichnet.

Alle Anleger werden dagegen außerhalb des Fonds investieren, sobald sie auf dem freien Markt trotz höheren Risikos (also bei einer Verzinsung von  $d = 15\%$ ) höhere Erlöse erwirtschaften können als innerhalb des Fonds, also wenn gilt  $\varphi \leq \psi$ . Der Moment, in dem gilt  $\varphi = \psi$ , wird im folgenden als „externer Break-Even“ bezeichnet. Dieser wird im Jahr 2023 erreicht und stellt den Zeitpunkt dar, an dem auch Einzelprojekte bei 15 %iger Verzinsung voll konkurrenzfähig werden.

Dazwischen gibt es eine Phase, in der ein Teil der Anleger außerhalb und ein Teil der Anleger innerhalb des Fonds investieren wird. Dieser Anteil wird durch den Participation Index beschrieben, der definiert ist als:

$$\begin{aligned} PI &= 1 && \text{für } \varphi \geq 1 \\ PI &= \frac{\varphi_x - \psi}{1 - \psi} && \text{für } \psi < \varphi < 1 \\ PI &= 0 && \text{für } \varphi \leq \psi \end{aligned} \quad \text{Gleichung (12)}$$

Auf der Basis dieses Modells wird für jedes Jahr der Participation Index (Abbildung 18) und daraus der Investitionsanteil der im Rahmen des Fonds finanzierten Projekte ermittelt (Abbildung 19). Dies ist eine konservative Annahme, da der Fonds im Prinzip in der Lage ist, nach Erreichen des internen Break-Even im Jahr 2015 die PPA mit den Einzelprojekten so anzupassen, dass sie für Investoren auch weiterhin ausreichenden Anreiz bieten und zu einer höheren Beitrittsrate führen. Diese Strategie würde erheblich zur Amortisierung des Fonds beitragen und nach 2015 eine Erhöhung des internen Zinsfußes erlauben. Im Prinzip könnte der interne Projektzins nach 2015 sukzessiv bis auf 15 % im Jahr 2023 – dem Jahr des externen Break-Even - erhöht werden.



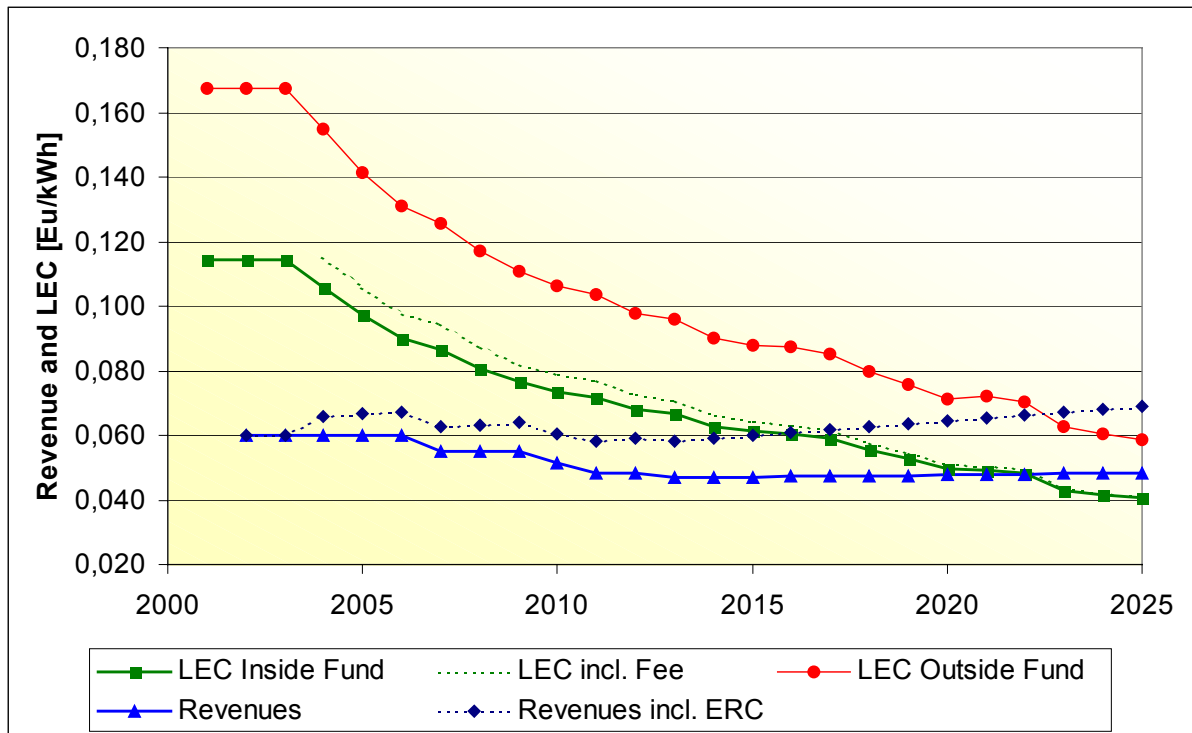


Abbildung 17: Stromgestehungskosten (LEC) im Rahmen des Fonds bei  $d=0,08$  ohne und inklusive einer Gebühr von 25 MEu sowie die entsprechende Lernkurve für Einzelprojekte außerhalb des Fonds bei  $d=0,15$ . Weiterhin sind die erzielbaren Erlöse mit und ohne Emissionshandel dargestellt.

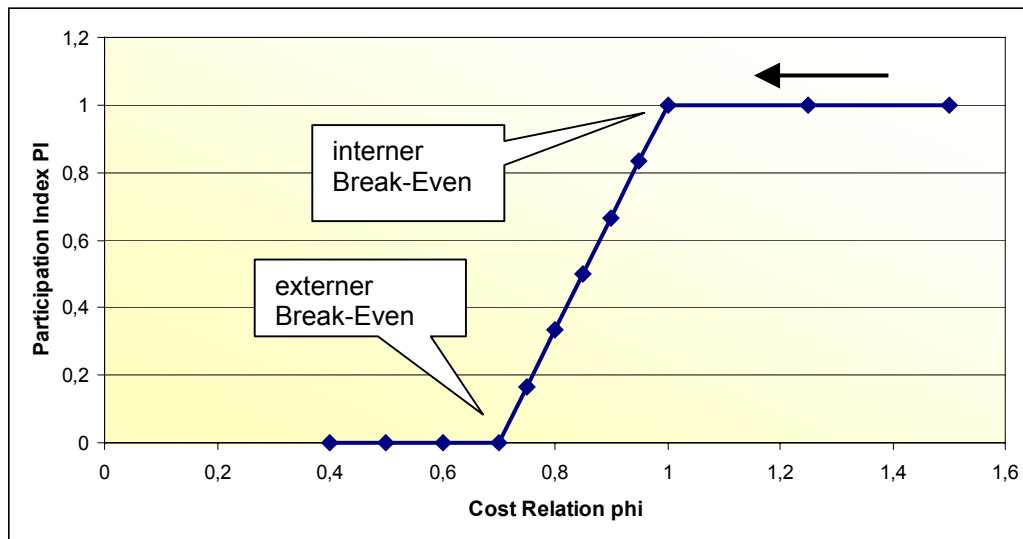
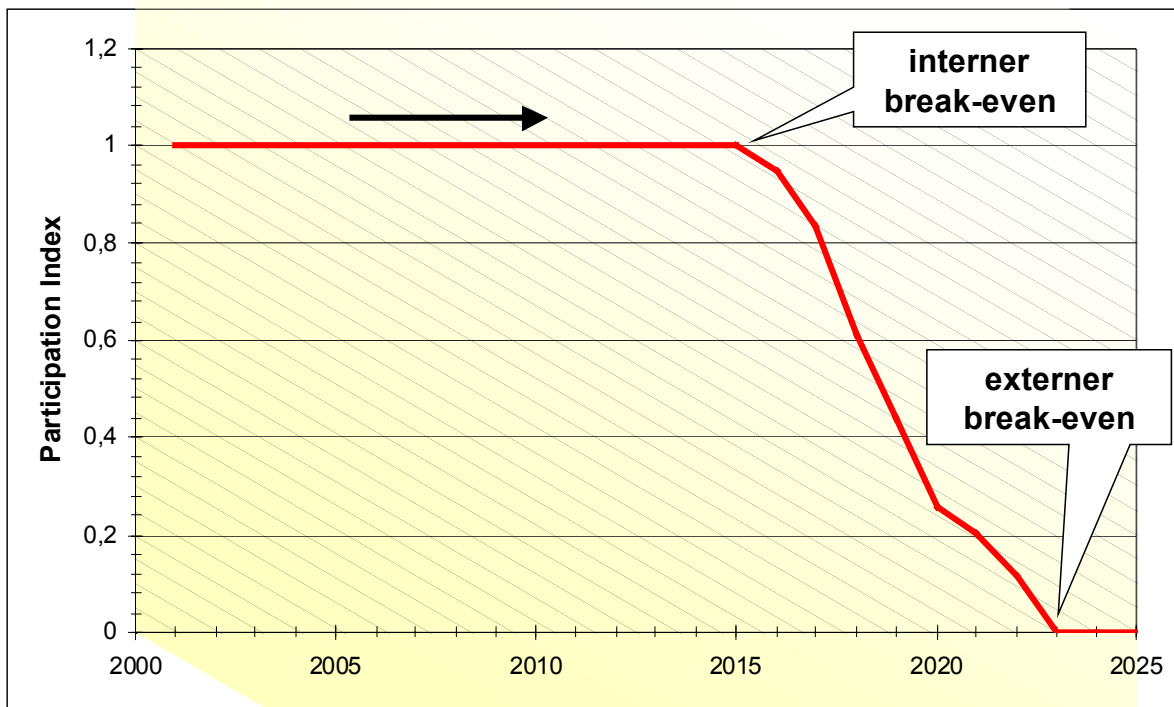


Abbildung 18: Der Participation Index PI als Funktion des Kosten-Erlös-Verhältnisses  $\phi$  für ein Kostenverhältnis von Projekten in- und außerhalb des Fonds von  $\psi = 0,69$ .



**Abbildung 19: Participation Index als Funktion der Zeit für die Kostenverhältnisse in dem Modellszenario nach Abbildung 17**

## Ergebnisse für das Modellszenario

Aufgrund der getroffenen Modellannahmen ergeben sich für das Modellszenario die in Abbildung 20 dargestellten Ergebnisse. Die Zahlungsverpflichtungen des Fonds im Rahmen der Stromabnahmeverträge steigen auf etwa 4 Mrd. Eu/a an. Etwa 26 % aller Projektinvestitionen von insgesamt 95,5 Mrd. Euro bis 2025 werden innerhalb des Fonds durchgeführt, der Rest wird über Energieeinspeisegesetze u.a. unabhängig davon finanziert (20 %) oder steigt nach Erreichen des Break-Even auf private Finanzierung um (54 %). Die gesamte durch den Fonds zu tätige Anschubfinanzierung steigt bis zum Jahr 2019 auf etwa -1,75 Mrd. Euro im jeweils aktuellen Geldwert) an und amortisiert sich danach auf etwa + 8 Mrd. Euro (+ 580 MEu in heutigem Barwert), was einer internen Verzinsung des Fonds von 4 % entspricht.

Die maximale Belastung des Fonds wird mit -240 MEu/a im Jahr 2015 bei einer bis dahin weltweiten installierten Leistung von gut 5000 MW erreicht. Zu diesem Zeitpunkt liegen die Stromgestehungskosten bei 6 ct/kWh. Danach sinkt die Belastung wieder ab, da die in diesem Jahr zugebauten Projekte den internen Break-Even erreichen. Ab 2020 wird das Nettoeinkommen des Fonds positiv (Abbildung 20).

Gegenüber der in der so genannten Berlin-Declaration im Juni 2002 veröffentlichten Aussage der deutschen solarthermischen Kraftwerksindustrie, bei weltweit etwa 5000 MW installierter Leistung konkurrenzfähig zu fossil befeuerten Anlagen zu werden /KfW 2002/, gibt das hier dargestellte Modellszenario eine relativ konservative Einschätzung wieder, da die Konkurrenzfähigkeit nur unter den günstigen Bedingungen im Rahmen des Fonds und unter der Annahme eines funktionierenden CO<sub>2</sub>-Handels erreicht wird.

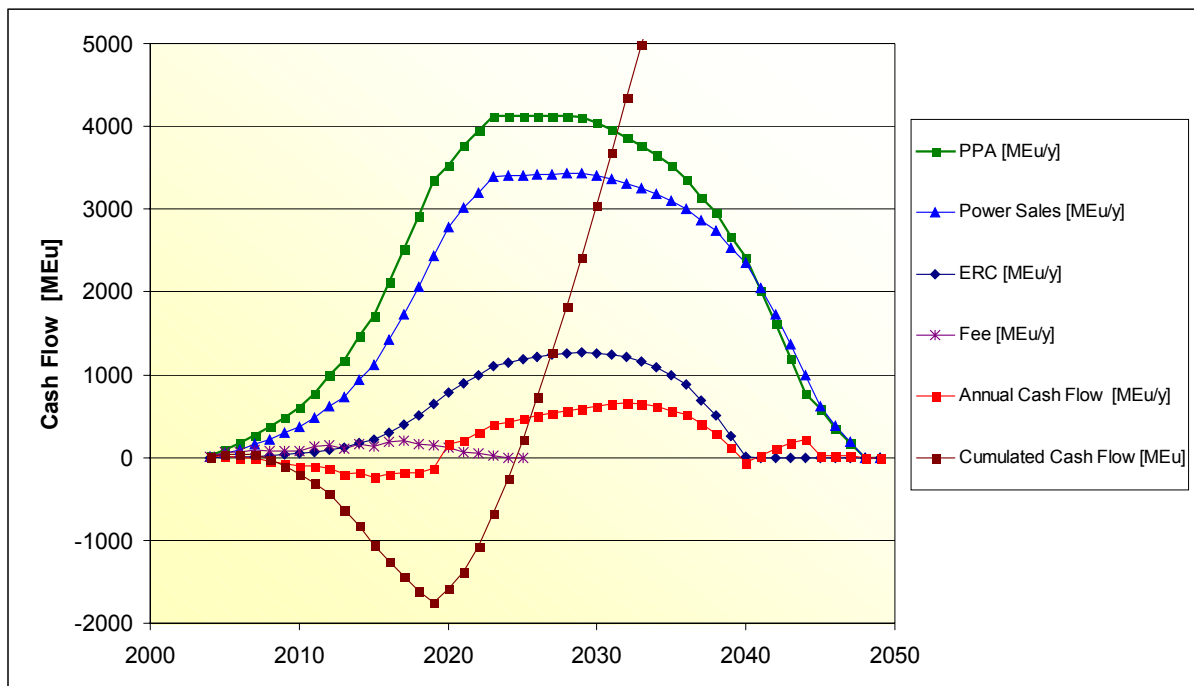
Im Jahr 2022 wird der externe Break-Even erreicht. Danach werden alle weiteren Projekte privat finanziert. Volle Konkurrenzfähigkeit auch ohne CO<sub>2</sub>-Handel wird voraussichtlich im Jahr 2030 bei Erlösen von 4 - 5 ct/kWh erreicht. Die solarthermische Kraftwerkstechnik wird damit maßgeblich dazu beitragen, das heutige niedrige Stromkostenniveau auch bei einer Verknappung konventioneller Energieträger langfristig zu halten.

Diese Ergebnisse zeigen eindrucksvoll, dass es sich bei der Markteinführung solarthermischer Kraftwerke auch unter den getroffenen konservativen Annahmen um eine sinnvolle Investition in eine

nachhaltige Energieversorgung handelt, deren Anfangsaufwendungen sich in überschaubaren Zeiträumen amortisieren. Die Stromvergütungen durch den Fonds stellen somit keine Subvention dar, sondern vielmehr eine Investition, die sich in bescheidenem Maße sogar verzinst.

Die maximal auftretende jährliche Belastung des Fonds von -240 MEu/a liegt in der Größenordnung vergleichbarer derzeitiger Investitionen im Energiebereich, wie z.B. die jährlichen Aufwendungen für Kern- und Fusionsforschung in Deutschland, oder etwa bei 5 % der jährlichen Steinkohlesubventionen, tritt aber im Gegensatz zu diesen nur über einen kurzen Zeitraum hinweg auf und trägt zu einer wirklich nachhaltigen Energieversorgung ohne nukleare oder klimatische Risiken bei.

Schon in der Markteinführungsphase bis 2025 werden insgesamt 4,8 Mrd. Tonnen CO<sub>2</sub> vermieden, bei durchschnittlichen Vermeidungskosten von 16 Eu/t. Davon werden im Rahmen des Fonds etwa 1,2 Mrd. Tonnen CO<sub>2</sub> vermieden. Nach der Markteinführung kostet die weitere CO<sub>2</sub>-Minderung durch Solarkraftwerke nichts mehr.



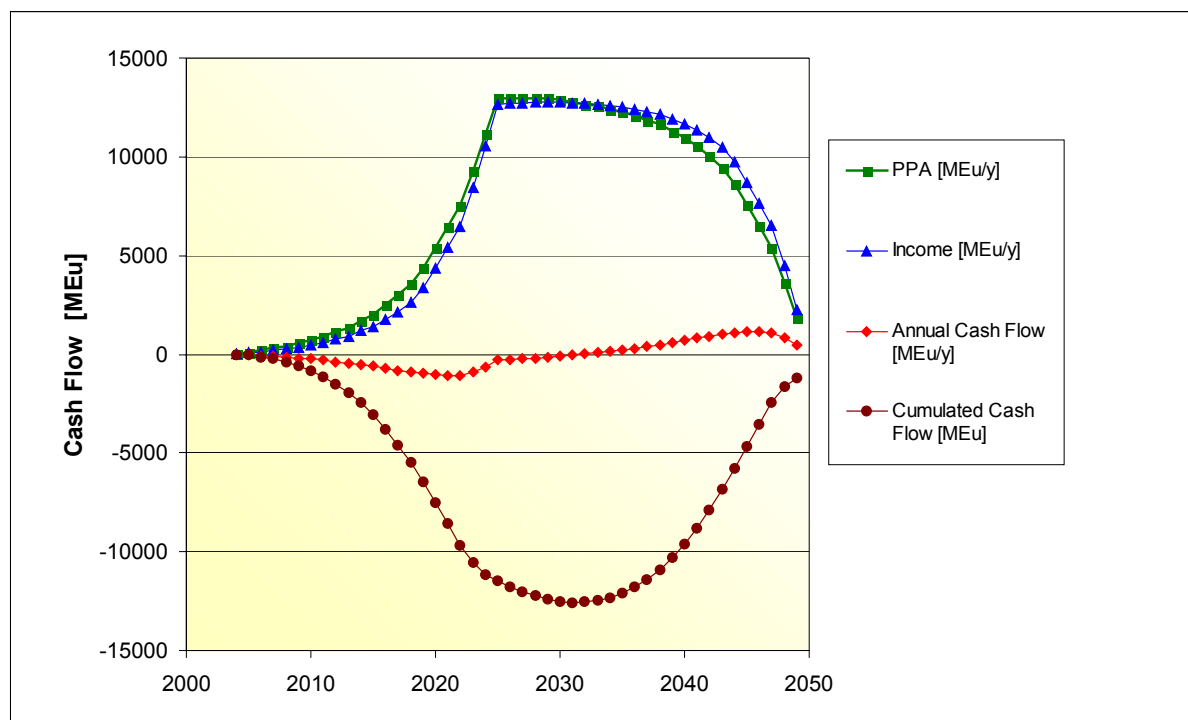
**Abbildung 20: Zahlungsflüsse im Rahmen des Fonds für das Modellszenario: PPA: an die Projekte auszahlende Gelder im Rahmen der Stromabnahmeverträge, Power Sales: Erlöse durch den Stromverkauf, ERC: Erlöse durch Emissionszertifikate, Fee: Einkommen durch die Fonds-Gebühren, Annual Cash Flow: jeweils Jahresbilanz des Fonds, Cumulated Cash Flow: jährliches Saldo des Fonds. Parameter:  $d=0,08$ ,  $DNI=2350 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ ,  $\psi = 0,68$ ,  $ERC=7,5 \text{ Eu/t}$ , Steigerungsrate der ERC =  $5\%/a$ , Finanzierung durch EEG u.a. 20 %, Gebühr 20 MEu pro Projekt, Kosten und Erlöse nach Abbildung 17.**

Ohne Emissionshandel und ohne nationale Einspeisegesetze würde die gesamte Markteinführung im Rahmen des CSP-Fonds etwa -12 Mrd. Euro an Anschubfinanzierung kosten, die allerdings beinahe vollständig wieder an den Fonds zurückfließen würden (Abbildung 21). Alle Projekte bis 2025 mit einer Gesamtinvestition von 95 Mrd. Euro müssten dann im Rahmen des Fonds finanziert werden, da der interne Break-Even erst im Jahr 2023 erreicht würde (Abbildung 17).

Der heutige Barwert des Fonds beträgt in diesem Fall trotz vollständiger Rückflüsse -3,5 Mrd. Euro. Diese Summe sollte mindestens als Backup für den Fonds zurückgestellt werden, falls dieser ungünstige Fall eintreten sollte. Es handelt sich hier praktisch um die Finanzierungskosten des Fonds für den Fall, das keine Finanzierung über EEG und Emissionshandel möglich ist. Angesichts der Summe von 145 Mrd. Euro, die zu Verfügung gestellt werden müsste, um die Markteinführung auf dem bisher verfolgten Weg über GEF-Grants zu erreichen, erscheint dieser Wert allerdings durchaus akzeptabel.

Falls Emissionshandel und Einspeisegesetze hingegen entsprechend dem Modellfall greifen, geht der Bedarf an Anschubfinanzierung deutlich zurück. Bereits ein GEF-Zuschuss von 21 MEu für jedes Projekt bis 2020 würde die Zahlungsbilanz des Fonds im Gleichgewicht halten (Abbildung 22). Die Aufwendungen durch den GEF lägen in diesem Fall bei insgesamt 1730 MEu verteilt über 15 Jahre (Abbildung 23).

Die in diesem Szenario durch den Fonds nach 2020 erwirtschafteten jährlichen Überschüsse von durchschnittlich 500 MEu/a (Abbildung 22) könnten sowohl zur Rückzahlung der durch GEF getätigten Zuschüsse als auch - im Sinne einer Erfolgsdividende - zu einer nachträglichen Erhöhung der Projektverzinsungen herangezogen werden.



**Abbildung 21: Zahlungsflüsse des Fonds für den Fall, dass weder Emissionshandel noch nationale Einspeisegesetze für eine Refinanzierung in Frage kommen.**

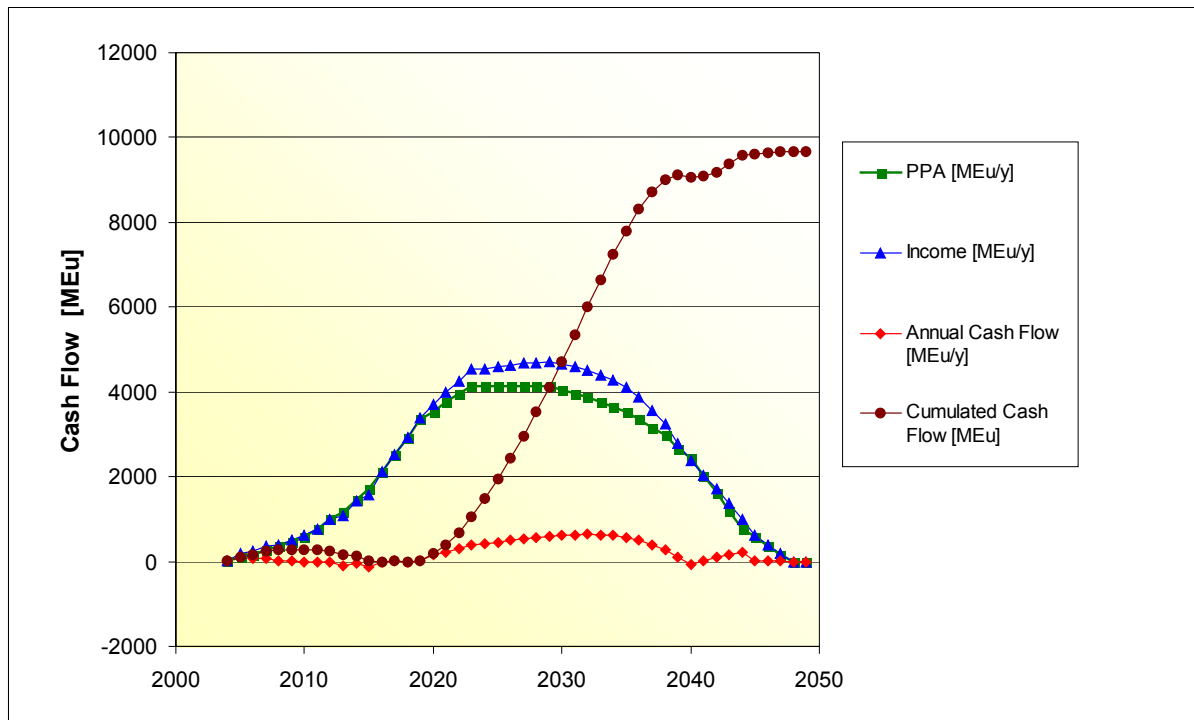


Abbildung 22: Zahlungsflüsse des Fonds im Fall des Modellszenarios mit Emissionshandel, Einspeisegesetzen und einem GEF-Zuschuss von 21 MEu für jedes Projekt bis 2020.

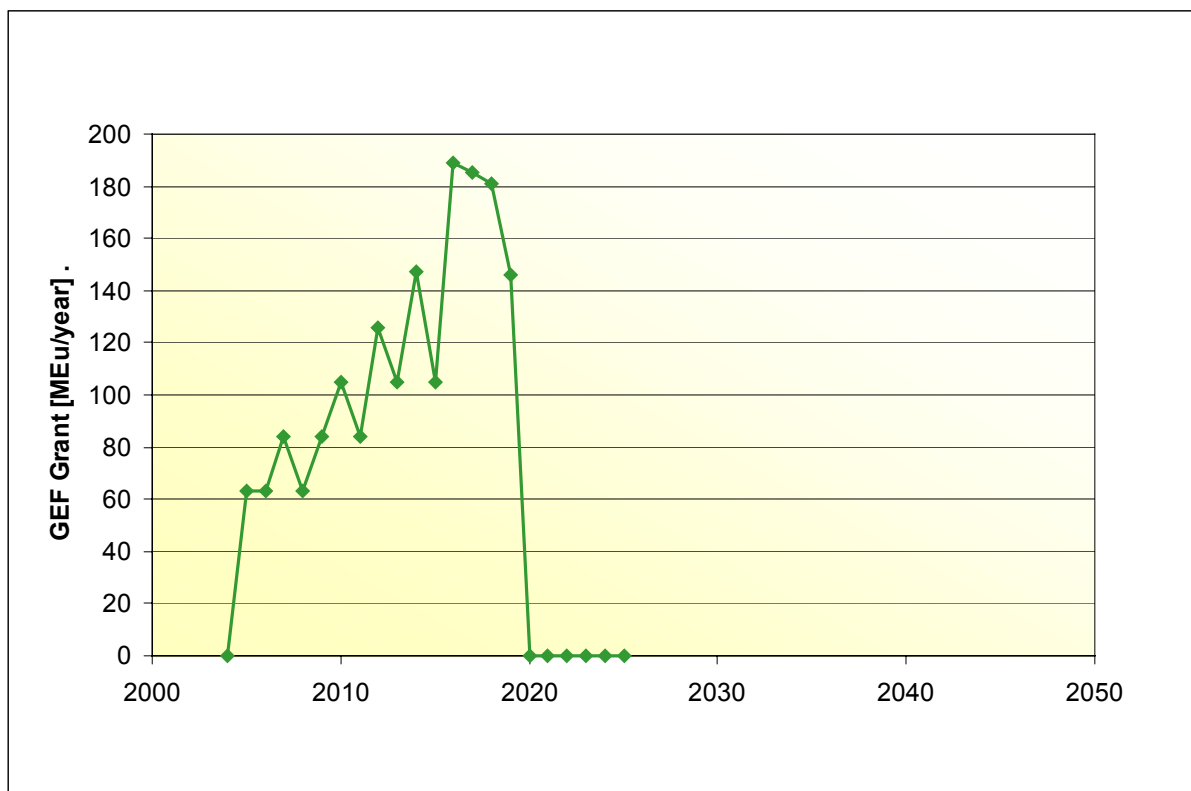


Abbildung 23: Jährliche benötigte Zahlungen durch GEF oder andere Quellen im Rahmen einer Markteinführung durch einen Fonds bei Zuschüssen von 21 MEu pro Projekt über 15 Jahre.

Neben GEF kommen zur Finanzierung des Fonds auch die OECD Länder mit ihren Verpflichtungen zum Klimaschutz und verschiedene Entwicklungsorganisationen in Frage. Zum Beispiel werden die

Europäische Union, Kanada, Island, Neuseeland, Norwegen und die Schweiz ab 2005 jährlich 410 Mio. US-Dollar für Klimaschutzmaßnahmen in Entwicklungsländern bereitstellen.

Die verschiedenen Möglichkeiten zur Finanzierung des Fonds sollten im Rahmen der „Global Market Initiative“ untersucht und zügig umgesetzt werden. Von höchster Bedeutung ist dabei die langfristige Glaubwürdigkeit und Bonität des Fonds, da nur über eine glaubhafte Abdeckung der ökonomischen Risiken die angestrebte geringe Verzinsung der Projektinvestitionen von 8 % von den Investoren akzeptiert werden kann.

## Sensitivitätsanalyse

Zur Untersuchung der Sensitivität der Ergebnisse wurde eine systematische Variation der Parameter ausgehend vom Modellszenario durchgeführt und der Netto-Endbarwert des Fonds sowie die notwendige Anschubfinanzierung (Minimum der Saldo-Kurve) berechnet. Dabei zeigte sich eine deutliche Aufteilung der Parameter in „schwache“ Parameter mit relativ geringem Einfluss und „starke“ Parameter mit großem Einfluss auf die Berechnungsergebnisse. Die Ergebnisse bzgl. der notwendigen Anschubfinanzierung und des Netto-Barwerts des Fonds sind in Abbildung 24 bis Abbildung 27 dargestellt.

Zu den „starken“ Parametern gehören die Diskontrate ( $d$ ), die Einstrahlung (DNI), die erzielbaren Stromerlöse (REV) und die Erlöse aus dem Emissionshandel (ERC). Ausgehend von den Referenzwerten  $d=0,08$  und  $DNI=2350 \text{ kWh/m}^2\text{a}$  sowie den Erlösen nach Abbildung 17 wurden diese Parameter jeweils in 25 %-Schritten nach oben und unten variiert. Die dabei maximal auftretende Anschubfinanzierung liegt bei etwa -12 Mrd. Euro, der im ungünstigsten Fall auftretende Gesamtbarwert des Fonds bei etwa -6 Mrd. Euro (Abbildung 24, Abbildung 25). Ein vollständiges revolieren des Fonds auf positive Werte ist nur dann wahrscheinlich, wenn Erlöse aus dem Emissionshandel erzielt werden können, allerdings wären auch geringere Erlöse (75 %) als im Modellfall dafür schon ausreichend.

Das Niveau der Stromerlöse hat in etwa dasselbe Gewicht wie das Niveau der Einstrahlung, d.h. an Standorten mit höherer Einstrahlung kann annähernd ein um denselben Faktor verringertes Stromerlösenniveau in Kauf genommen werden. Ein Rückgang der Stromerlöse deutlich unter 75 % (unter 4 ct/kWh) ist nur dort wahrscheinlich, wo eine massive Subvention der konventionellen Energieträger betrieben und auf Umweltschutzmaßnahmen bei der Stromerzeugung gänzlich verzichtet wird. Sollte hier von den verantwortlichen Behörden kein fairer Ausgleich geschaffen werden, dann muss auf eine Förderung solcher Standorte durch den Fonds verzichtet werden.

Die besondere Bedeutung der internen Verzinsung  $d$  wird auch hier noch einmal deutlich. Gelingt es, die mittlere Verzinsung für die im Rahmen des Fonds finanzierten Projekte unterhalb der Referenzmarke von 8 %/a zu halten, dann besteht eine sehr große Wahrscheinlichkeit für das vollständige revolieren des Fonds auch unter sonst ungünstigen Erlösbedingungen. Auch die erforderliche Anschubfinanzierung und die zwischenzeitliche maximale Belastung des Fonds sinken mit der Projektverzinsung stark ab.

Die Steigerungsrate der Brennstoffkosten (ESC), die Fonds-Gebühr (Fee) und der durch Einspeisegesetze abgedeckte Anteil (EEG) sind Parameter mit deutlich schwächerem Einfluss auf die Belastung des Fonds (Abbildung 26, Abbildung 27). Eine Erhöhung führt bei allen drei Parametern zu einer Entlastung des Fonds in der Anfangsphase. Dabei hat die Fonds-Gebühr einen deutlich stärkeren Einfluss als z.B. die Steigerung der Brennstoffkosten, was das Konzept der Fonds-Gebühr zur Entlastung des Fonds bestätigt. Die Effekte auf den Gesamtbarwert des Fonds sind bei allen drei Parametern relativ gering, der Wert des Fonds bleibt in allen Fällen im positiven Bereich.

## Zusammenfassung

Bis 2025 kann eine selbsttragende Marktfähigkeit solarthermischer Kraftwerke erreicht werden. Im Falle einer Senkung der Projektrisiken durch langfristige Stromabnahmeverträge der Einzelprojekte mit einem Fonds hoher Bonität könnten die notwendigen Anschubinvestitionen stark reduziert und mit großer Wahrscheinlichkeit sogar aus eigener Kraft amortisiert werden.

Die wichtigsten Eckdaten der Markteinführung nach dem ATHENE-Modell sind folgende:

- Ausbau der weltweit installierten Leistung solarthermischer Kraftwerke auf 5000 MW bis zum Jahr 2015, danach weiteres Wachstum mit etwa 20 - 25 %/a durchschnittlicher Wachstumsrate
- Kontinuierlicher Ausbau hybrider solarthermischer Dampfkraftwerke mit mindestens 75 % Solaranteil bei sukzessiver Erweiterung der thermischen Speicherkapazität und Betriebsdauer von anfangs 4000 Volllaststunden pro Jahr auf 6500 h/a im Jahr 2025
- Senkung der Stromgestehungskosten um 50 % innerhalb von 10 Jahren durch Lern- und Skaleneffekte sowie durch zielgerichtete Forschung und Entwicklung
- Senkung der Projektrisiken durch Einrichtung eines Fonds zur Markteinführung solarthermischer Kraftwerke, der analog zum deutschen EEG den Einzelprojekten langfristige Stromabnahmeverträge in harter Währung in dem Maße garantiert, dass für die Einzelprojekte eine interne Verzinsung von 8 % erreicht wird. Allein durch diesen Mechanismus werden die Kosten der Markteinführung von 145 Mrd. Eu bei konventioneller Projektfinanzierung auf etwa 12 Mrd. Euro reduziert.
- Umfassende Versicherungsmaßnahmen in Form von staatlichen Export- und Kreditversicherungen und Garantien (Hermes) sowie Maschinenversicherung und Versicherung von Risiken durch höhere Gewalt unter Einbeziehung der Rückversicherungsbranche
- Kommen Erträge aus dem Emissionshandel mit einer CO<sub>2</sub>-Vergütung von anfänglich 7,5 Eu/t ansteigend auf 30 Eu/t im Jahr 2050 hinzu, reduziert sich der Anschubbedarf weiter auf knapp 2,5 Mrd. Euro.
- Der Bedarf an Anschubfinanzierung für die Markteinführung reduziert sich weiter auf etwa 1,75 Mrd. Eu, wenn jedes durch den o.g. Fonds vergütete Projekt eine einmalige Gebühr von 21 MEu an den Fonds entrichtet.
- Unter diesen Bedingungen wird bis zum Jahr 2015 bei 5000 MW installierter Leistung ein Preis erzielt, der aus Stromerlösen und Emissionshandel gedeckt werden kann. Ab 2023 wird bei einer installierten Leistung von 20 GW ein Kostenniveau erreicht, das sich auch bei konventioneller Projektfinanzierung aus Stromerlösen und Emissionshandel trägt. Ab 2030 sind Solarkraftwerke auch ohne Emissionshandel voll wettbewerbsfähig.
- Wird die Markteinführung dem Modell entsprechend realisiert, dann fließt die erforderliche Anschubfinanzierung von 1,75 Mrd. Euro mit einer internen Verzinsung von 4 % an den Fonds zurück, der zwischen den Jahren 2020 und 2050 ein Plus von insgesamt 8 Mrd. Euro erwirtschaftet. Diese Überschüsse könnten sowohl zur Rückzahlung der Anschubfinanzierung als auch im Sinne einer nachträglichen Erfolgsdividende zur Erhöhung der internen Verzinsung der Einzelprojekte eingesetzt werden. Bei gegenüber dem Modellfall um 70 % reduzierten Emissionserlösen würde der Fonds immer noch vollständig – dann allerdings ohne Verzinsung - revolvieren.
- Die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten für die gesamte Phase der Markteinführung liegen im Modellszenario bei 16 Eu/t, nach der Markteinführung bei 0 Eu/t.

Mit dem Simulationsmodell ATHENE und den damit erzielten Ergebnissen konnte eine Diskussionsgrundlage für die Strategieentwicklung zur Markteinführung solarthermischer Kraftwerke im Rahmen des Projekts SOKRATES und der Type II Aktivitäten des BMU geschaffen werden. Das Modell kann in den geplanten Experten-Workshops als Grundlage und Ausgangspunkt für die verschiedenen Akteure im Rahmen der „Global Market Initiative“ dienen und Orientierungsmöglichkeiten für die Strategieentwicklung liefern. Die verwendeten Algorithmen und Parameter können nach eingehender Prüfung in einem Dialog zwischen Industrie, potentiellen Investoren und Förderinstitutionen so abgestimmt werden, dass eine gemeinsame Basis für das weitere Vorgehen in diesem Bereich entsteht.

Im Rahmen dieses Dialogs müssen konkrete Empfehlungen für die Markteinführung solarthermischer Kraftwerke erarbeitet und die jeweilige Rolle der einzelnen Akteure in diesem Prozess definiert werden. Insbesondere müssen die Machbarkeit und die genauen Modalitäten des beschriebenen Fonds als zentrales Element der Markteinführung geprüft und mit den als Träger des Fonds infrage kommenden Investoren und Finanziers abgestimmt werden.

Wichtigstes Element einer erfolgreichen und kosteneffizienten Markteinführung solarthermischer Kraftwerke ist dabei die Glaubwürdigkeit und Bonität dieses Fonds gegenüber den Einzelprojekten und deren Investoren, da nur diese und die Aussicht auf eine zuverlässige Vergütung der solarthermischen Stromerträge eine Reduzierung der ansonsten sehr hohen Kapitalkosten der Markteinführung ermöglicht.

Die hier beschriebenen Berechnungen können mit dem unter <http://www.dlr.de/sokrates> erhältlichen MS-EXCEL Berechnungstool ATHENE-03.xls nachvollzogen werden.

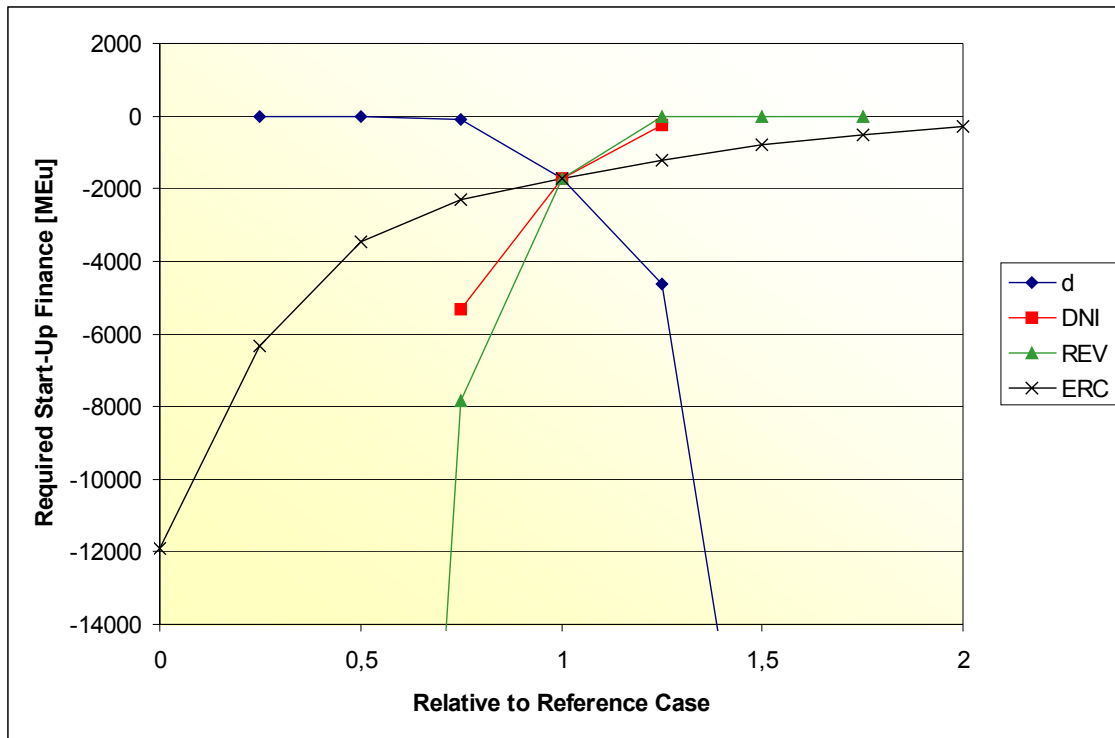


Abbildung 24: Benötigte Anschubfinanzierung im Rahmen des Fonds für das Referenzszenario (bei  $x=1$ ) und für eine Variation der „starken“ Parameter des Modells relativ zum Referenzszenario: REV erzielbare Erlöse, ERC Erlöse aus dem Emissionshandel, d projektinterne Diskont-rate, DNI Einstrahlung . Referenz ( $x=1$ ): REV und ERC siehe Abbildung 17,  $d=0,08$ ,  $DNI=2350 \text{ kWh/m}^2\text{a}$

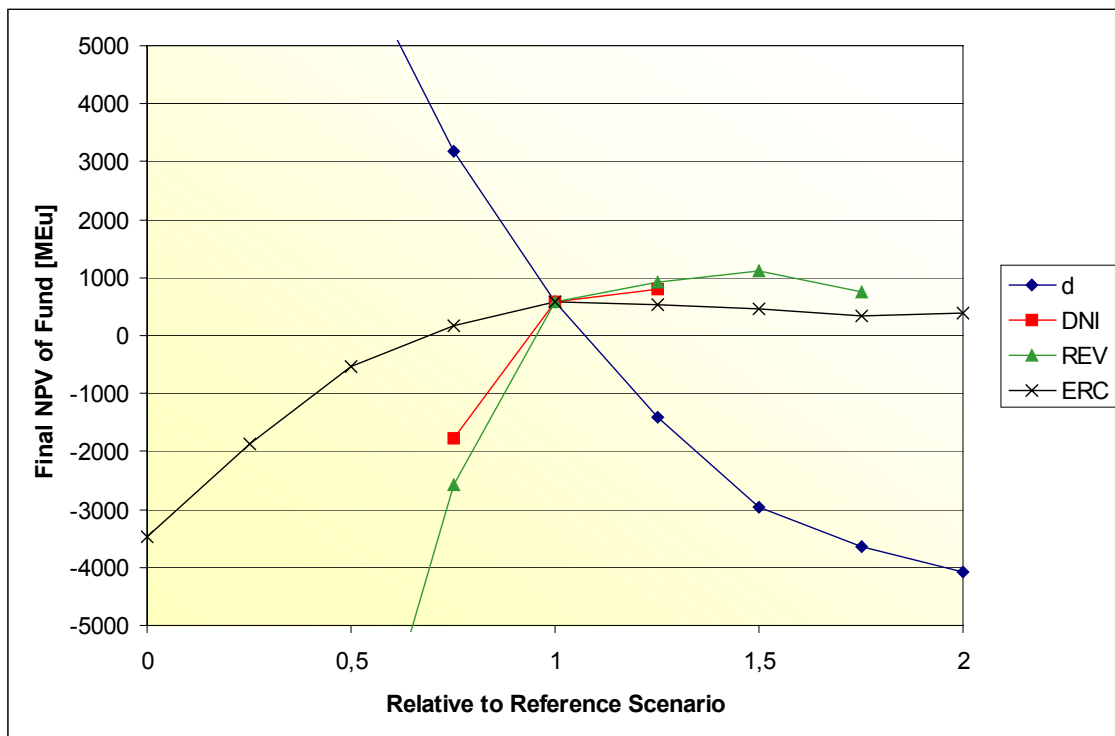


Abbildung 25: Endgültiger Barwert des Fonds für das Referenzszenario (bei  $x=1$ ) und für eine Variation der „starken“ Parameter des Modells: REV erzielbare Erlöse, ERC Erlöse aus dem



Emissionshandel, d Diskontrate, DNI Einstrahlung. Referenz (x=1): REV und ERC siehe Abbildung 17, d=0,08, DNI=2350 kWh/m<sup>2</sup>a

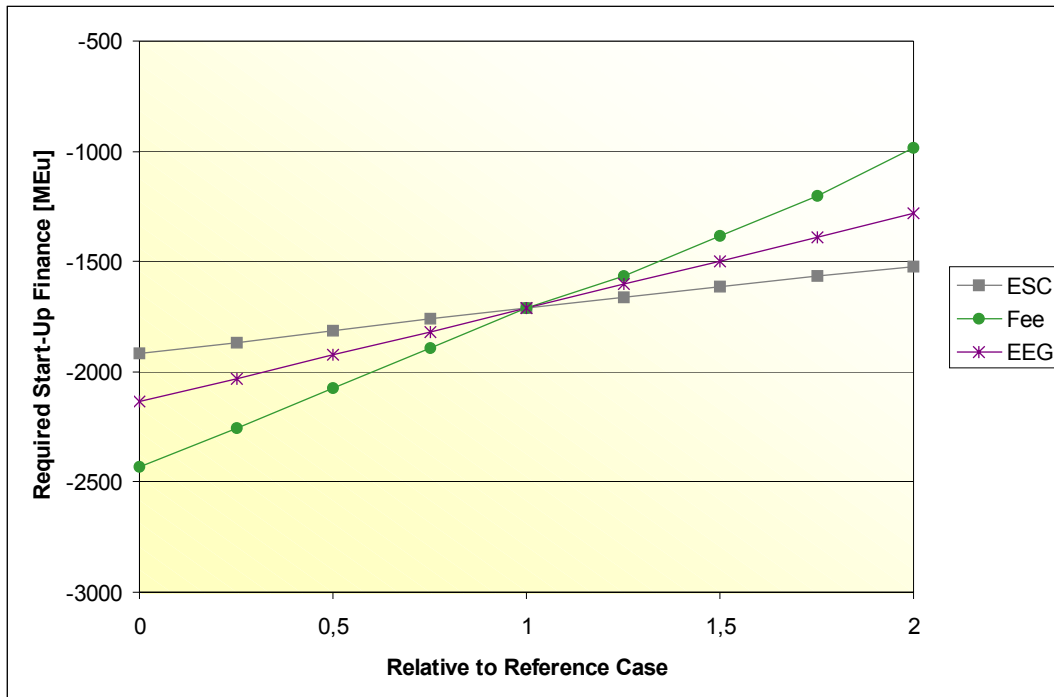


Abbildung 26: Benötigte Anschubfinanzierung (negative Werte) im Rahmen des Fonds für das Referenzszenario (bei x=1) und für eine Variation der „schwachen“ Parameter des Modells: ESC Steigerungsrate der Brennstoffkosten, Fee Fonds-Gebühr, EEG durch Einspeisegesetze u.a. finanzierte Anteile. Referenz (x=1): ESC=0,52%, Fee=20 MEu, EEG=20%.

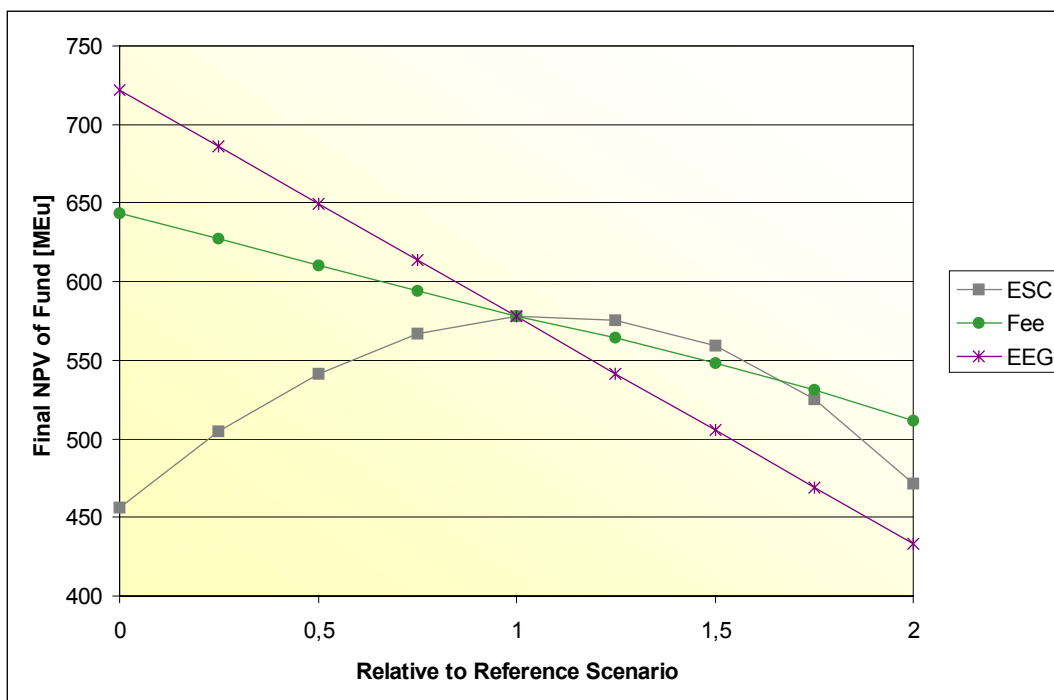


Abbildung 27: Endgültiger Barwert des Fonds für das Referenzszenario (bei x=1) und für eine Variation der „schwachen“ Parameter des Modells: ESC Steigerungsrate der Brennstoffkosten, Fee Fonds-Gebühr, EEG durch Einspeisegesetze u.a. finanzierte Anteile. Referenz (x=1): ESC=0,52%, Fee=20 MEu, EEG=20%.

## Literatur

/Bodington 1997/ Bodington, J., Bidding Behaviour, Independent Energy, October 1997

/BP 2002/ BP statistical review of world energy, June 2002

/Cohen 1998/ Cohen, G., Kearney, D., Cable, R., Recent Improvements and Performance Experience at the Kramer Junction SEGS Plants, International Conference on Concentrating Solar Power, Odeillo 1998

/Cohen 1999/ Cohen, G., Kearney, D., Kolb, G., Final Report on the Operation and Maintenance Improvement Program for Concentrating Solar Power Plants, Final Report SAND99-1290, SANDIA National Laboratories 1999

/ENERMODAL 1999/ Enermodal Engineering, Cost Reduction study for Solar Thermal Power Plants, World Bank, Washington 1999

/IEA 1998/ International Energy Agency, Projected Costs of Generating Electricity, IEA 1998

/IEA 2000/ Experience Curves for Energy Technology Policy, IEA, Paris 2000

/IEA 2002-A/ International Energy Agency, Renewables in Global Energy Supply, IEA 2002

/IEA 2002-B/ International Energy Agency, Key World Statistics, IEA 2002

/IPCC 2001/ Climate Change 2001 – The Scientific Basis; Cambridge University Press 2001 und Internet: [http://www.grida.no/climate/ipcc\\_tar/](http://www.grida.no/climate/ipcc_tar/)

/KfW 2002/ Expanding the Market for Concentrating Solar Power - Moving Opportunities into Projects, International Executive Conference, Berlin, Kreditanstalt für Wiederaufbau KfW, June 2002

/Pilkington 1996/ Statusreport Solarthermische Kraftwerke, Köln 1996

/Price 1999/ Price, H., Kearney, D., Parabolic Trough Technology Road Map, US-Department of Energy, January 1999

/PROBASE 2002/ Psaras, J., Jepma, C., PROBASE - The Multiple Benchmark System, Joint Implementation Quarterly, October 2002

/SOKRATES 2003/ Abschlussbericht zum Teilprojekt Kyoto-Instrumente und solarthermische Kraftwerke, BMU/ZIP Projekt SOKRATES, Stuttgart 2002

/Svoboda 1999/ Svoboda, Petr, Untersuchung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten solarthermischer Kraftwerke in Abhängigkeit von energiewirtschaftlichen Randbedingungen, Dissertation, Bochum 1999

/Trieb 1998/ Trieb, F., Nitsch, J., Milow, B. und Knies, G., Markteinführung solarthermischer Kraftwerke - Chance für die Arbeitsmarkt- und Klimapolitik, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 48. Jg. (1998) Heft 6, S. 392-397.

Franz Trieb  
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt  
Institut für Technische Thermodynamik

Stuttgart, den 14. März 2004