

UNIVERSITÄT OSNABRÜCK

ENERGIESYSTEMANALYSE SS 2013

Solar CSP

eingereicht von:
Sascha Kolodzey
Niels Meyering

Dozent:
Dr. Peter Viebahn

August 2013



Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	2
2	Technologien und Technische Entwicklung	2
3	Technisches und wirtschaftliches Potenzial	5
4	Kostenanalyse	7
5	Ökobilanzen	9
6	Fazit	10

1 Einleitung

Solarthermie (Concentrated Solar Power (CSP)) ist eine vielversprechende erneuerbare Energiequelle für die Zukunft. Das Verfahren zur Energiegewinnung nutzt die Sonnenstrahlung zur Gewinnung von Wärme, um diese dann durch Gas oder Dampfmaschinen in elektrische Energie umzuwandeln. In den letzten Jahren hat die Technik zunehmend an Aufmerksamkeit gewonnen, was Großprojekten wie Desertec und Euromed bestätigen. Zum jetzigen Zeitpunkt existieren unterschiedliche Technologien zur Nutzung der Sonnenstrahlung. Für die Zukunft stellen sich also die Fragen, für welche Regionen sich eine Technologie auf lange Sicht am besten eignet, welche Kapazitäten installiert werden müssen und wie viel Energie überhaupt erzeugt werden kann. Desweiteren müssen ebenfalls Techniken zur Speicherung der Energie bei geringer Nachfrage entwickelt und getestet werden. All diese Punkte stehen natürlich in direktem Zusammenhang mit ökonomischen und ökologischen Kosten, die es zu analysieren gilt. Die derzeitigen Prognosen zur Marktentwicklung weltweit sehen bis 2015 einen Anteil von etwa 12 GW durch Solarthermie gewonnen Strom vor.

2 Technologien und Technische Entwicklung

CSP Anlagen beziehen ihre primäre Energiequelle aus der Direct Normal Irradiance (DNI), welche im besten Fall in einem rechten Winkel zu einer Oberfläche ausgerichtet ist, die in der Lage ist die Sonnenstrahlung aufzunehmen. Dieses Potential ist im sogenannten „sun belt“ am größten. Der „sun belt“ bezeichnet den Bereich der Erde nördlich und südlich vom zwanzigsten bis zum vierzigsten Breitengrad. Zum jetzigen Zeitpunkt wurden vier Haupttechnologien entwickelt und getestet[10]:

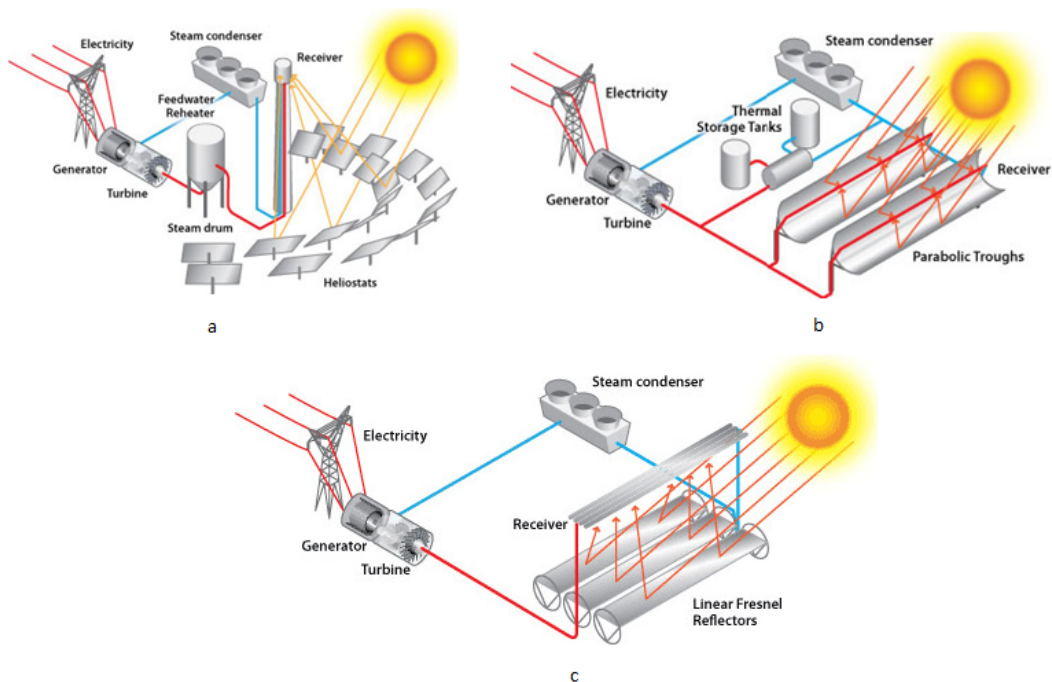


Abbildung 1: CSP Technologien. a: Parabolrinnenkraftwerke, b: Solarturmkraftwerke, c: Fresnelrinnenkraftwerke. Quelle: energy.gov

Parabolrinnenkraftwerke

Ein Parabolrinnenkraftwerk besteht aus einer Reihe von parabelförmigen Sonnenkollektoren und einer Gasturbine zur Erzeugung von elektrischer Energie. Zur Überführung der Wärmeenergie von den Kollektoren zur Turbine wird eine Transferflüssigkeit verwendet. Diese besteht meistens aus einem synthetisch hergestellten Öl, welches durch die Kollektoren fließt. Das Öl wird im Anschluss zur Erzeugung von heißem Dampf genutzt, was schlussendlich durch die Turbine strömt. Für die Zukunft werden neue Technologien im Bereich der Transferflüssigkeit angestrebt. So sind Lösungen ohne den Gebrauch von Öl erstrebenswert, da die Verwendung von Öl mit hohen Kosten in der Aufbereitung und Entsorgung verbunden ist. Auch ist die Verwendung von geschmolzenem Sand in der Entwicklung, welches gegenüber Öl eine höhere Effizienz erzielt, da weitaus höhere Temperaturen erreicht werden können. [9]

Fresnelrinnenkraftwerke

Im Gegensatz zu Parabolrinnenkraftwerken setzen Fresnelrinnenkraftwerke auf ebene Kollektoren, die im Gegensatz zur Parabolkollektoren die Sonnenstrahlung auf nur einer Achse aufnehmen. Dies hat eine Effizienzminderung zu Folge, da nicht alle Bereiche des Kollektors orthogonal zur Strahlenrichtung ausgerichtet sind. Die Idee der Fresnel Technologie besteht darin, dass durch die Vereinfachte Technik und die dadurch geringeren

Kosten den Verlust der Energie kompensieren. [9]

Solarturmkraftwerke

Solarturmkraftwerke bestehen aus einem Feld von Kollektoren, die leicht geneigt die Sonnenstrahlung auf einen in der Mitte des Feldes befindlichen Turm reflektieren. Im Turm werden die gebündelten Strahlen dazu genutzt um wieder eine Transferflüssigkeit zu erhitzen, welche zur Erzeugung von Dampf genutzt wird. Ein Vorteil bei diesem Ansatz gegenüber oben Genannten, ist der geringe Transportweg der Energie bis zu Erzeugung von elektrischer Energie. Die Turbine befindet sich meistens direkt im Turm selbst, sodass keine langen Transportwege nötig sind. [9]

Technology	Priority A		Priority B		Priority C	
	Innovation	EGC reduction	Innovation	EGC reduction	Innovation	EGC reduction
Trough using oil	concentrator structure and assembly	7-11%	low cost storage system	3-6%	increase HTF temperature	1-3%
			advanced reflectors and absorber	2-6%	reduce parasitics	2-3%
Trough using steam	scale increased to 50 MW system	14%	advanced storage	3-6%	increase HTF temperature	1-3%
	conc. structure and assembly	7-11%	Advanced reflectors and absorber	2-6%	reduce parasitics	2-3%

Abbildung 2: Transferflüssigkeit-Entwicklung ([10])

Allgemein sind technische Entwicklungen für die Zukunft vor allem in den Bereichen Reflektoren, Speicher, Skalierbarkeit und Temperatur anzusehen 2.

Reflektoren können in Bezug auf Widerstandsfähigkeit, Reflektionsgrad, Wirkungsgrad, Gewicht und Zusammenbau weiter optimiert werden. Desweiteren besteht Innovationspotential für neue Transferflüssigkeiten, die zum Transport der Wärme nötig sind.

Innovation	Today's state of the art	R&D goals	Solutions
New heat transfer fluids	Synthetic Oil	Higher temperatures, cost reductions, reduction of environmental risks	The use of molten salt will allow higher temperatures while direct steam generation (DSG) allows reduced water and no heat exchangers
New storage concepts	Molten salt	Cheaper storage materials, higher heat capacity, low freezing point, isothermal heat transfer (for evaporation)	Latent heat storage (for DSG), thermocline storage, new storage materials, such as concrete, sand or others
New mirror materials	Curved glass mirrors	Cost reductions and high reflectivity	Metallic reflectors, coated polymer film with integrated support
New collector concepts	PTC with 5-6 m apertures	Cost reductions, higher efficiency, high optical accuracy	Variety of collector substructures, different collector widths (1-10 m Fresnel Collectors), larger apertures for PTCs
Source: A.T. Kearney, 2010.			

Abbildung 3: Speicherentwicklung ([2])

Um die gewonnene Energie zwischen zu speichern sind moderne Speichertechniken gefragt. Hier gibt es ebenfalls neue Konzepte, die mit geschmolzenem Sand arbeiten um eine höhere Wärmekapazität als herkömmliche Speichermedien zu gewährleisten 3.

3 Technisches und wirtschaftliches Potenzial

Die zukünftige Entwicklung von CSP lässt sich in zwei Phasen beschreiben. Zuerst muss eine kommerzieller Anreiz und eine Wettbewerbsfähigkeit auf dem Energiemarkt geschaffen werden. Sollte dies geschehen sein, werden in der zweiten Phase Investoren bereit sein in neue Anlagen zu investieren, was zu einer erhöhten Kapazität und somit zu einer Senkung der Kosten führt. Die zweite Phase ist unter normalen Umständen als Folge einer erfolgreichen Etablierung der Technologie aus Phase Eins anzusehen. Somit liegt der Schlüssel für eine positive Entwicklung in Phase Eins. Um einen kommerziellen Anreiz und Wettbewerb für CSP zu erlangen, ist eine aktive Förderung der Technologien bis zu einem kritischen Punkt nötig. Um diesen Punkt zu erreichen sind vor allem die Bereiche als wichtig anzusehen, die die ökonomischen Eigenschaften eines CSP Projektes betrachten. Für eine mögliche Entwicklung in der Zukunft wurden von NEEDS (New Energy Externalities Developments for Sustainability) drei verschiedene Szenarien unter Berücksichtigung von verschiedenen Konditionen aufgestellt. Es wird hierbei zwischen einer „optimistic-realistic“ Variante und zwei extremen Varianten „very optimistic“ und „pessimistic“ unterschieden. Die Szenarien orientieren sich an dem oben vorgestellten Zwei-Phasen Ansatz.

Instrument	Scenario		
	"Very Optimistic"	"Optimistic-Realistic"	"Pessimistic"
Feed-in-law	*****	*****	***
Power purchase agreements	*****	*****	***
Reducing subsidies for fossil and nuclear power plants	*****	***	*
Increasing fossil fuel prices	*****	*****	***
Internalisation of the costs of CO ₂ reduction	*****	***	*
Clean Development Mechanism	*****	***	*
Research and development spending	*****	***	***
The number of stars represents the intensity of a measure.			

Abbildung 4: Szenarien-Parameter ([9])

Für die Szenarien wird eine Liste von Parametern aufgestellt, die für jedes Szenario unterschiedliche Gewichte erhalten (Abb. 4).

Das „very optimistic“ Szenario nimmt an, dass in beide Phasen das volle Potential erreicht wird. In der ersten Phase wird also ein früher Anstieg von CSP Kapazitäten erwartet. Hierzu ist ein globales Klimaschutzabkommen notwendig, welches alle erneuerbaren Energien enthält und ein Regelwerk vorsieht. Zum Vergleich sieht das „optimistic-realistic“ Szenario kein unmittelbares Erreichen aller möglichen Potentiale in Phase Eins vor. Es geht davon aus, dass sich diese jedoch im Laufe der Zeit aktivieren. Desweiteren wird nicht davon ausgegangen, dass nukleare und fossile Energien völlig verdrängt werden. Durch Einspeisegesetze, unterstützt durch erhöhten Preise für nukleare und fossile Energien, wird jedoch ein Anstieg von CSP prognostiziert. Der Ansatz für das „pessimistic“ Szenario sieht eine Verzögerung der Entwicklung von CSP um weitere Dekaden vor. In Phase Eins wird der kritische Punkt nicht erreicht und es wird zu keiner fördernden Entwicklungsphase, noch zu einer resultierenden Phase Zwei kommen. CSP Anlagen werden nicht völlig aus den erneuerbaren Energien verschwinden, jedoch wird nur ein geringer Anstieg bis 2050 vorhergesehen.

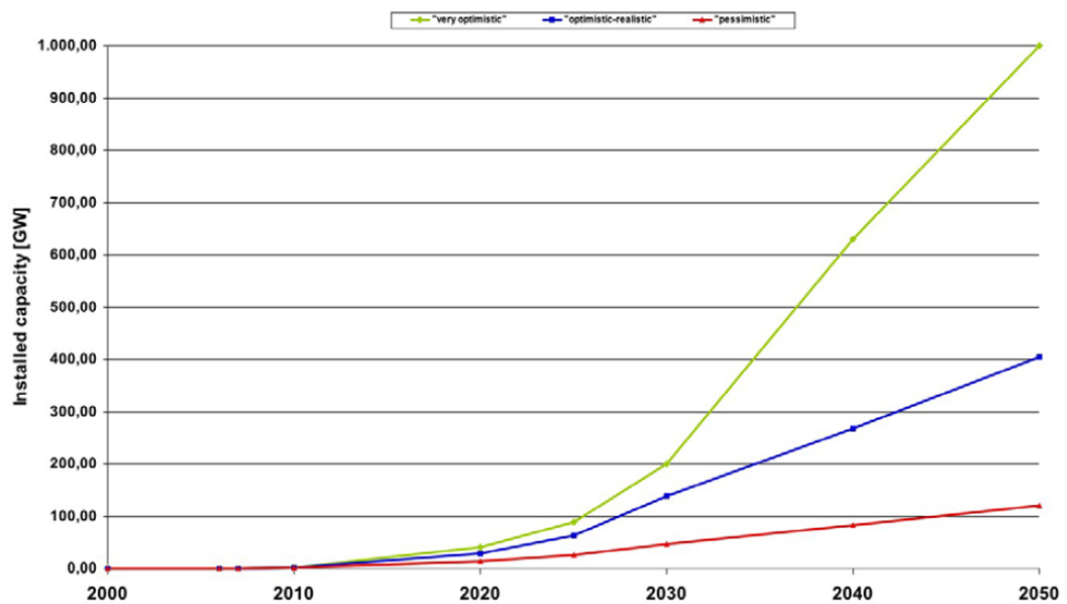


Abbildung 5: Ergebnisse der Szenarien-Studie

4 Kostenanalyse

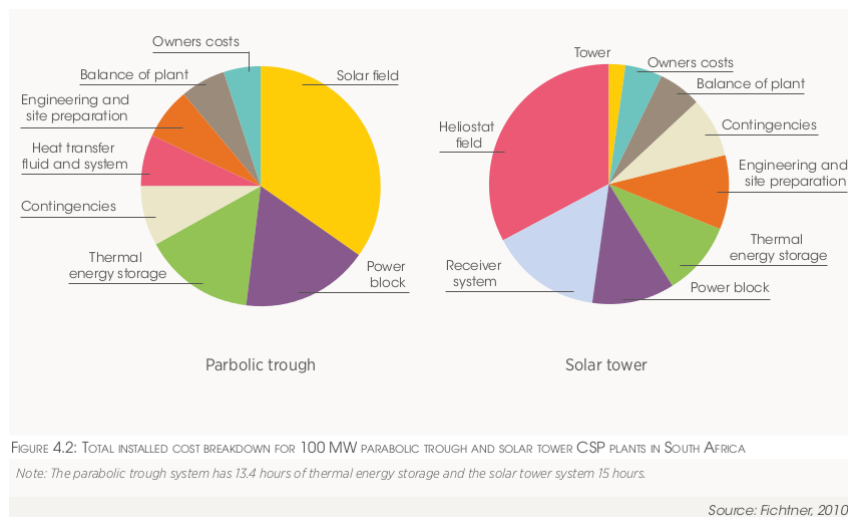


Abbildung 6: Kostenverteilung CSP-Kraftwerke

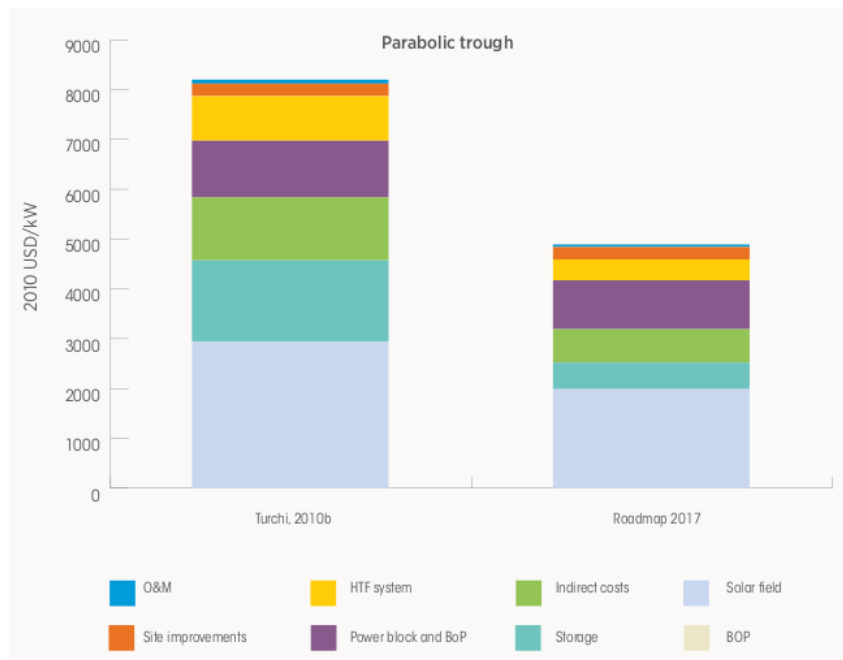


Abbildung 7: Voraussichtliche Kostenentwicklung laut IEA CSP-Roadmap 2010

Der größte Anteil der Kosten eines CSP-Kraftwerks liegt in der initialen Investition bei etwa 80 % der Gesamtkosten [2]. Der Rest der Kosten verteilt sich auf Betrieb und Wartung sowie Versicherung des Kraftwerks.

Die IRENA schätzt die Investitionskosten auf derzeit 4500 - 7150 USD/kWh für ein Solarthermiekraftwerk ohne Wärmespeicher und auf 5000 - 10500 USD/kWh für solche mit Wärmespeicher.

Eine genauere Aufschlüsselung der Investitionskosten zeigt Abbildung 6. Der größte Anteil bei Parabolrinnenkraftwerken fällt dabei auf das „Solar Field“, also den Reflektor-Teil des Kraftwerks. Bei Kraftwerken mit mehr thermischem Speicher sinkt dieser relative Anteil, weil die Speicherkomponente ebenfalls einen erheblichen Teil ausmacht.

Zukünftige Entwicklung

Die Technology Roadmap der IEA [6] erwartet eine Reduktion der Kosten bis 2020 zwischen 17 % und 40 %. Abbildung 7 zeigt die Kostenentwicklung eines Parabolrinnenkraftwerks bis 2017 basierend auf den Ergebnissen eines Kostenmodells auf Grundlage eines 100MW-Referenzkraftwerks in Queensland. Für Solarturmkraftwerke wird eine Reduktion der Gesamtkosten um etwa 28 % bis 2020 erwartet.

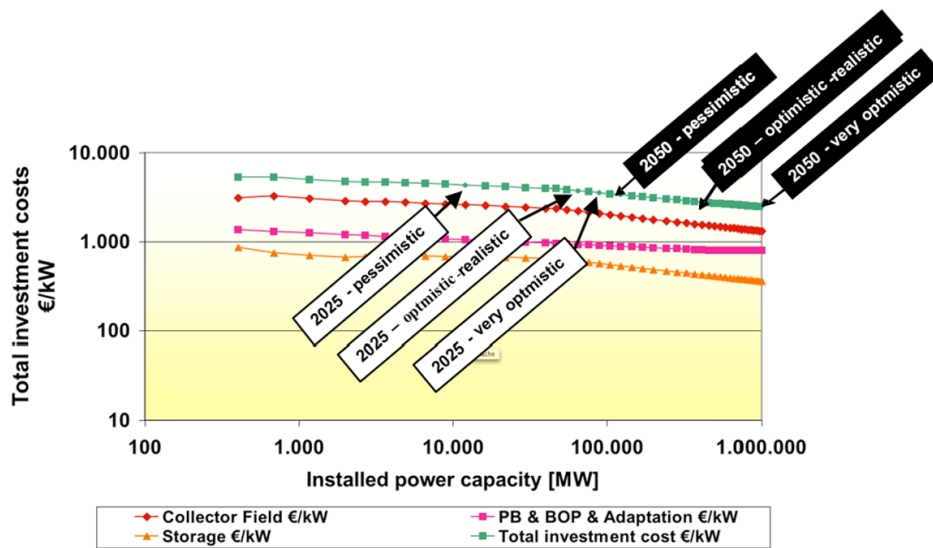


Figure 3.8: Total plant's learning curve based on the installed capacity

Abbildung 8: Kostenentwicklung/Lernkurven basierend auf der installierten Kapazität

Zusätzlich zu diesen Kostenprognosen basierend auf Modellrechnungen gibt es Schätzungen für die allgemeine Lernrate für CSP, also die Reduktion der Kosten je Verdopplung der installierten Kapazität. In Abbildung 8 sind verschiedene Lernkurven dargestellt, basierend auf unterschiedlichen Referenzszenarien [9]. Lernraten von 8-10 % werden als konservativ-realistisch angesehen.

Vorsichtige Schätzungen der Stromentstehungskosten (*Levelised Cost of Electricity*, LCOE) liegen derzeit bei 0,20 bis 0,33 USD/kWh für Parabolrinnen- und zwischen 0,16 und 0,27 USD/kWh für Solarturmkraftwerke. Dies ist im Vergleich mit anderen Techniken ein hoher Wert. Bis 2020 wird je nach Szenario mit einer Reduktion der Stromentstehungskosten auf wettbewerbsfähigere Werte zwischen 0,08 bis 0,16 USD/kWh gerechnet.[2]

5 Ökobilanzen

Die ökologischen Auswirkungen, die durch den Einsatz von Solarthermischen Kraftwerken entstehen, können durch eine Ökobilanz oder *Life Cycle Assessment* (LCA) abgeschätzt werden. In der Literatur finden sich dazu bisher relativ wenige Analysen, was vermutlich der bisher eher geringen wirtschaftlichen Bedeutung dieser Technik zuzuschreiben ist. Die vorhandenen Quellen, die sich mit LCA beschäftigen, untersuchen insbesondere die

Größen Produktion von Treibhausgasen (THG), Wasser- und den Energieverbrauch. Dabei werden üblicherweise die folgenden drei Kategorien der Lebensdauer einer Anlage in Betracht gezogen:

1. Herstellung. Dies beinhaltet die Gewinnung von Rohmaterialien und Zwischenschritte über sämtliche Zulieferketten
2. Betrieb. Hierin sind u.a. Instandhaltung und ggf. Treibstoffverbrauch sowie Stromverbrauch der Anlage enthalten
3. Demontage und Entsorgung, also Kosten durch Abbau und Abtransport von Komponenten, Recycling und Lagerungskosten

Eine Studie[10] von Viebahn et al. aus dem Jahre 2011 untersucht u.a. die Entwicklung der möglichen THG-Emissionen durch den Ausbau von Solar CSP-Technik in den drei verschiedenen IEA-Szenarien[6] bis 2050. Für zwei Beispieltechnologien aus Spanien bzw. Algerien belaufen sich die aktuellen (Stand 2010) Emissionen im Mittel auf etwas über 30 g CO₂-Äquivalente/kWh_{el} und es wird eine Reduktion auf knapp unter 20 g CO₂-Äquivalente/kWh_{el} für das Szenario 2050 errechnet. Diese Emissionswerte stammen zu etwa 90 % aus der Herstellung.

Burkhardt et al. (2011)[1] kommen bei der LCA einer konkreten Anlage in Kalifornien zu ähnlichen Werten für die THG-Belastung von insgesamt 26 bis 28 g CO₂-Äquivalente/kWh_{el}.

Damit liegt die Solarthermie bei der Produktion von THG etwa im Bereich anderer Erneuerbarer Energien wie Photovoltaik oder Windkraft.[10]

Andere ökologische Risiken wie Eutrophierung von Gewässern, Versäuerung oder Humantoxizität sind schlechter untersucht und belegt. Eine spanische Studie (2008) untersucht am Beispiel einer hybriden Solarthermianlage zusätzlich zu Treibhausgasemissionen neun weitere ökologische Faktoren und kommt zu dem Schluss, dass die Auswirkungen im Vergleich mit den bestehenden Techniken zur fossilen Stromerzeugung gering sind und hauptsächlich durch Stromverbrauch der Hybridanlage selbst entstehen, der wiederum aus fossilen Energien erzeugt wird.

Daten zur LCA in Bezug auf Rohstoff-Ressourcenverbrauch, insbesondere im Vergleich mit konkurrierenden Techniken, ließen sich kaum finden. Es lässt sich aber vielleicht spekulieren, dass zumindest der Bedarf an knappen Rohstoffen eher gering einzuschätzen ist.

6 Fazit

Literatur

- [1] John J Burkhardt III, Garvin A Heath, and Craig S Turchi. Life cycle assessment of a parabolic trough concentrating solar power plant and the impacts of key design alternatives. *Environmental science & technology*, 45(6):2457–2464, 2011.
- [2] IRENA. Renewable energy cost analysis - concentrating solar power. 2012.
- [3] AT Kearney. Solar thermal electricity 2025—clean electricity on demand: Attractive ste cost stabilize energy production. *ESTELA, Juni*, 2010.
- [4] Yolanda Lechón, Cristina de la Rúa, and Rosa Sáez. Life cycle environmental impacts of electricity production by solarthermal power plants in spain. *Journal of Solar Energy Engineering*, 130(2):21012, 2008.
- [5] Jörg Mühlenhoff and Florian Witzler. Kosten und Potenziale von Photovoltaik und solarthermischen Kraftwerken. *Renews Spezial*, pages 1–20, 2010.
- [6] Concentrating Solar Power. Technology Roadmap Concentrating Solar Power. *Current*, 5:1–52, 2010.
- [7] Karen Smith Stegen, Patrick Gilmartin, and Janetta Carlucci. Terrorists versus the sun: Desertec in north africa as a case study for assessing risks to energy infrastructure. *Risk Management*, 14(1):3–26, 2012.
- [8] Franz et al. Trieb. Global potential of concentrating solar power. In *SolarPaces Conference Berlin*, 2009.
- [9] Peter Viebahn, Stefan Kronshage, F Trieb, Y Lechon, et al. Final report on technical data, costs, and life cycle inventories of solar thermal power plants. *NEEDS Project Final Report*, *www. needs-project. org*. Accessed November, 1:2009, 2008.
- [10] Peter Viebahn, Yolanda Lechon, and Franz Trieb. The potential role of concentrated solar power (csp) in africa and europe—a dynamic assessment of technology development, cost development and life cycle inventories until 2050. *Energy Policy*, 39(8):4420–4430, 2011.