



Energy research Centre of the Netherlands

# **Stand van de techniek van elektriciteitsopwekking op basis van zonthermische centrales**

P. Lako  
H.J. de Vries

ECN-C--05-087

Maart 2006

## Inhoud

Lijst van tabellen	3
Lijst van figuren	3
Samenvatting en conclusies	4
1. Inleiding	6
2. Stand van de techniek	7
2.1 Technische karakteristieken	7
2.2 Economische karakteristieken	9
2.3 Potentieel van kostenreducties	12
3. Transmissie van elektriciteit van CSP-centrales	15
3.1 Inleiding	15
3.2 Stand van techniek bij transmissie van CSP-electriciteit	15
4. Raakvlakken met andere vormen van elektriciteitsopwekking	17
5. Industriële raakvlakken	18
Referenties	19
Internet bronnen	20
Bijlage A    Aannames S&L wat betreft kosten CSP	21

## Lijst van tabellen

Tabel 2.1	<i>Karakteristieken van duurzame opties voor elektriciteitsopwekking</i>	8
Tabel 2.2	<i>Kosten elektriciteitsopwekking CSP voor een gebied met hoge directe instraling van zonlicht (Sahara-condities) op basis van 'levelised energy cost' (S&amp;L)</i>	10
Tabel 2.3	<i>Kosten elektriciteitsopwekking CSP voor een gebied met hoge directe instraling van zonlicht (Sahara-condities) op basis van DCF model</i>	11
Tabel 2.4	<i>Gerealiseerde CSP projecten op basis van 'solar tower' variant</i>	13
Tabel A.1	<i>Aannames elektriciteitsopwekking CSP</i>	21

## Lijst van figuren

Figuur 2.1	<i>Jaarlijkse directe zoninstraling in 2002</i>	7
Figuur 2.2	<i>Principe van CSP technologie, toegelicht voor een aantal varianten</i>	9
Figuur 2.3	<i>Kosten elektriciteitsopwekking op basis van 'levelised energy cost' (Tabel 2.2)</i>	10
Figuur 2.4	<i>Kosten elektriciteitsopwekking (levelised energy cost) CSP (solar trough) als functie van cumulatief opgesteld vermogen voor een gebied met hoge directe instraling van zonlicht (Sahara-condities)</i>	11
Figuur 2.5	<i>Levelised energy cost CSP (solar trough) als functie van cumulatief opgesteld vermogen voor een gebied met hoge directe instraling van zonlicht (Sahara-condities)</i>	12
Figuur 2.6	<i>Cumulatieve elektriciteitsproductie van 'solar trough' CSP installaties</i>	13
Figuur 3.1	<i>Penetratie CSP technologie bij scenario voor duurzame elektriciteitsopwekking in de regio's Midden Oosten en Noord Afrika</i>	15

## Samenvatting en conclusies

Uit literatuurstudies komt naar voren dat de techniek van Concentrating Solar Power (CSP) voor elektriciteitsopwekking perspectief biedt voor landen en regio's in aride klimaatzone's welke zich tussen de 20° en 40° breedtegraad bevinden, zoals Noord-Afrika, het Midden-Oosten, het zuidwesten van de Verenigde Staten. Toepassing in de zuidelijkste delen van Europa (bijv. Zuid-Spanje) behoort ook tot de mogelijkheden, maar de opbrengst per kW zal daar al aanmerkelijk lager zijn dan van systemen in de Sahara. Toepassing in Nederland ligt niet voor de hand in verband met de lage directe instraling van zonlicht. CSP is een bewezen technologie (diverse varianten) voor elektriciteitsopwekking, er is een potentiële markt voor CSP-technologie en er kunnen substantiële kostenreducties worden gerealiseerd uitgaande van een redelijke groei in de toepassing ervan. De kosten kunnen in gebieden met een zeer hoge directe instraling van zonlicht dalen tot \$50-55/MWh in 2020 op basis van het implementatiescenario van (Trieb, 2005), dat een groei van het wereldwijde CSP-vermogen tot 20 GW in 2020 veronderstelt.

Het ziet er niet naar uit dat transmissie van elektriciteit over grote afstanden van grootschalige CSP-installaties vóór 2020 tot stand zal komen. Eerst zal naar alle waarschijnlijkheid de leercurve verder moeten worden afgelopen en zal transmissie van elektriciteit over grote afstanden door technologische ontwikkeling goedkoper moeten worden. Overigens gaat met name Greenpeace uit van een 'zonniger' implementatiescenario, oplopend tot in de orde van grootte 200 GW in 2020. Afgaande op marktgroei bij andere technieken, lijkt een dergelijke snelle ontwikkeling vrijwel onmogelijk.

De reden dat bij het implementatiescenario van (Trieb, 2005) transmissie van elektriciteit over grote afstanden van grootschalige CSP-installaties naar Europa nog meer dan 15 jaar op zich zal laten wachten, is dat de elektriciteitsvraag in de regio (Noord-Afrika) voldoende groot is om dit vermogen (20 GW) te absorberen. Ook zou transmissie van elektriciteit over 2.000 km in 2020 de kosten verhogen tot tenminste \$55-60/MWh en waarschijnlijk meer. Daarom zal naar alle waarschijnlijkheid de leercurve verder moeten worden afgelopen en zal transmissie van elektriciteit over grote afstanden door technologische ontwikkeling goedkoper moeten worden. Voor transcontinentaal elektriciteitstransport zou hoogspanningsgelijkstroom transport moeten worden verbeterd, met name in de vorm van:

- Converter stations voor HVDC bij 1.000-1.100 kV.
- HVDC-hoogspanningslijnen voor een spanningsniveau van 1000-1.100 kV, teneinde het verlies over grote afstanden te minimaliseren.

Toepassing van energieopslag kan een raakvlak vertonen met toepassingen van zonne-energie voor thermische doeleinden (woningverwarming), maar het beoogde temperatuurniveau bij CSP is aanzienlijk hoger zodat andere typen zouten of andere transportmedia nodig zijn. De combinatie met een gasgestookte centrale (STEG) is economisch interessant omdat daardoor de benuttingsgraad van het conventionele gedeelte (stoomturbine) kan worden vergroot. Deze koppeling van CSP met een STEG kan min of meer als 'state-of-the-art' worden beschouwd, ook al is er nog potentieel voor verdere technologische ontwikkeling. Hiervoor is de beschikbaarheid van aardgas noodzakelijk.

De ontwikkeling van CSP hangt vooral af van de technische en economische mogelijkheden die men ziet in de regio's waar CSP kan worden toegepast, zoals in delen van de Verenigde Staten (bijv. Arizona), Noord Afrika en het zuidelijkste deel van Europa. Daar zijn ook de meeste actieve bedrijven en instellingen te vinden. Nederlandse bedrijven hebben tot nu toe geen bijdrage geleverd aan onderzoek en ontwikkeling op dit gebied. In Nederland bestaat bijvoorbeeld geen 'know-how' op het gebied van heliostaten voor 'solar towers'. Wel wordt onder andere onderzoek en ontwikkeling verricht aan de combinatie van Stirling motor en HR-ketel, een optie die

een beperkt raakvlak heeft met de ‘solar dish’ variant van CSP. Als de technologie van CSP zich verder ontwikkelt, kan inbreng van Nederlandse bedrijven aan de orde komen. Op voorhand is niet evident welke competitieve voordelen Nederlandse bedrijven hebben. De KNAW heeft een eerste verkenning gedaan op het gebied van duurzame energieconversie, waarin ook deze technologie aan de orde komt.

Aangaande voorzieningszekerheid is CSP voor Nederland minder gunstig dan hernieuwbare energieopties als windenergie en zon-PV, omdat bij CSP de productie niet gesitueerd zal zijn op het eigen grondgebied van Nederland, maar waarschijnlijk in Noord Afrika en transport van elektriciteit over een grote afstand vraagt.

## 1. Inleiding

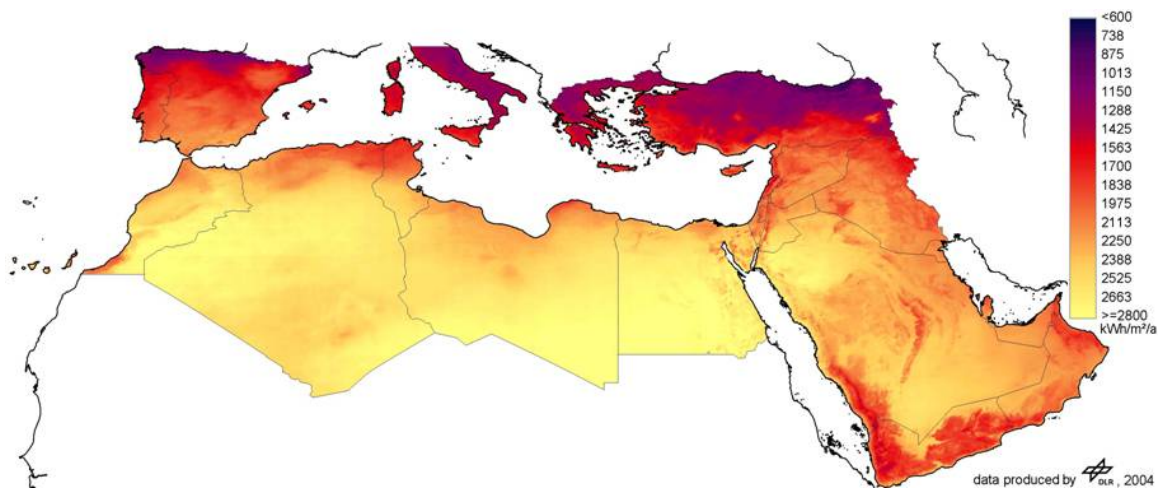
Op verzoek van de Energieraad heeft de unit Beleidsstudies van ECN in het kort geanalyseerd wat de stand van de techniek is van elektriciteitsopwekking op basis van zonthermische centrales, ook wel genoemd 'Concentrating Solar Power' (CSP). Deze optie van elektriciteitsopwekking (CSP) is al decennia lang bekend. De techniek is tot nu toe slechts beperkt toegepast. De techniek maakt gebruik van direct zonlicht. De instraling van direct zonlicht is groot in droge gebieden die tussen de 20° en 40° breedtegraad worden aangetroffen op verschillende plaatsen op de wereld zoals Noord-Afrika, het Midden Oosten en het zuidwesten van de Verenigde Staten.

De analyse gaat in op het potentieel van de CSP techniek in termen van regio's waar deze kan worden toegepast, potentiële capaciteit en elektriciteitsproductiekosten (Hoofdstuk 2). Daarnaast wordt kort ingegaan op de mogelijkheid van elektriciteitstransport van CSP-installaties (Hoofdstuk 3). Verder wordt ingegaan op mogelijke raakvlakken met andere vormen van elektriciteitsopwekking (Hoofdstuk 4) en wordt gezien of, en zo ja in welke mate, de CSP-technologie kansen kan bieden voor Nederlandse bedrijven (Hoofdstuk 5). De conclusies staan al in de samenvatting.

## 2. Stand van de techniek

### 2.1 Technische karakteristieken

Het 'Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt' (DLR) heeft ten behoeve van de Duitse federale overheid het potentieel van o.a. 'Concentrating Solar Power' in de mediterrane regio onderzocht (Trieb, 2005). Figuur 2.1 toont de zoninstraling in het beschouwde gebied. In de Europese Unie hebben Portugal, Spanje, Italië en Griekenland de hoogste directe zoninstraling, maar deze is aanmerkelijk lager dan de directe instraling in de Sahara.



Figuur 2.1 *Jaarlijkse directe zoninstraling in 2002*  
Bron: Trieb, 2005.

Om de techniek van 'Concentrating Solar Power' (CSP) in perspectief te plaatsen, geeft Tabel 2.1 een overzicht van duurzame opties voor elektriciteitsopwekking.

Tabel 2.1 *Karakteristieken van duurzame opties voor elektriciteitsopwekking*

	Systeem capaciteit	Capacity credit <sup>a</sup>	Capacity factor <sup>b</sup>	Bron	Commentaar
Wind	1 kW-5 MW	tot 30%	15-50%	Kinetische energie van de wind	Fluctuerend aanbod bepaald door bron
Fotovoltaïsche energie (PV)	kW schaal	tot 15% <sup>c</sup>	10-25%	Directe en diffuse zoninstraling	Fluctuerend aanbod bepaald door bron
Biomassa	1 kW-25 MW	50-90%	40-60%	Biogas, vaste brandstoffen, hout	Seizoensfluctuaties af te zwakken met opslag
Geothermisch (Hot Dry Rock)	25-50 MW	90%	40-90%	Hete droge ondergrond (1000 m diepte)	Niet fluctuerend
Waterkracht	1 kW-1000 MW	50-90%	10-90%	Kinetische energie waterstromen	Seizoensfluctuaties af te zwakken met opslag
Concentrating Solar Power	10 kW-200 MW	tot 25% <sup>d</sup> (tot 90% bij toepassing van opslag en hybridisatie)	tot 25% <sup>d</sup> (tot 90% bij toepassing van opslag en hybridisatie)	Directe zoninstraling op oppervlak gericht op zon (tracking)	Fluctuaties af te zwakken met thermische opslag en hybridisatie

a De capacity credit is een maat voor het deel van het vermogen dat in de plaats kan komen van conventioneel vermogen ('firm capacity' betekent een hoge credit).

b De capacity factor geeft aan welk deel van de tijd een bron op vol vermogen beschikbaar is. In (Verrips *et al.*, 2005) wordt, net als in andere studies, voor offshore wind gerekend met een capacity factor van 40%.

c Volgens Trieb zou de capacity credit 0 zijn. Onder gunstige omstandigheden kan deze wellicht 15% zijn.

d Trieb differentieert niet naar al dan niet toepassing van opslag en hybridisatie, maar (Internet bron 1) wel.

Bron: Trieb, 2005.

Vergelijking van verschillende duurzame opties geeft de volgende karakteristieken van CSP:

- CSP benut net als fotovoltaïsche energie (PV) zonne-energie, maar alleen de directe zoninstraling en niet diffuus zonlicht.
- Gebruik wordt gemaakt van systemen -'trog', spiegel met centrale toren of spiegel met Stirling motor - die de stand van de zon kunnen volgen en zonne-energie concentreren.
- CSP kan worden gecombineerd met thermische energieopslag (specifieke zouten of andere opslagmedia).
- CSP kan via de stoomcyclus worden gekoppeld aan de stoomturbine van een gasgestookte centrale (STEG), waardoor een hybride centrale ontstaat.

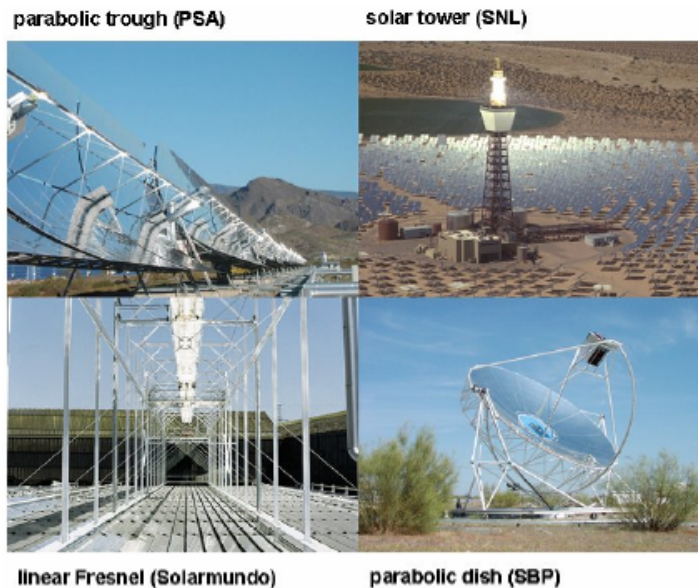
Aangaande voorzieningszekerheid is CSP voor Nederland minder gunstig dan hernieuwbare energieopties als windenergie en zon-PV, omdat bij CSP de productie niet gesitueerd zal zijn op het eigen grondgebied van Nederland, maar waarschijnlijk in Noord Afrika en transport van elektriciteit over een grote afstand vraagt.

Deze karakteristieken dragen ertoe bij dat in een scenario met een sterke focus op duurzame technieken in gebieden met een aride klimaat (bijv. Noord-Afrika, zuidwesten van Verenigde Staten) en eventueel het mediterrane gebied (bijvoorbeeld Zuid-Spanje) CSP een belangrijke techniek voor duurzame elektriciteitsopwekking zou kunnen worden (Trieb, 2005).

In het algemeen wordt onderscheid gemaakt naar twee varianten van CSP, namelijk:



- De ‘solar trough’ variant (in het Nederlands: trog), bestaande uit lineaire concentrerende buizen met een parabolische vorm die in een richting verstelbaar zijn en waarbij een minerale olie in het brandpunt van de spiegel wordt verhit. De olie draagt zijn warmte over aan een conventionele stoomcyclus (Figuur 2.2, linksboven). De temperatuur van 390°C bij de ‘solar trough’ variant houdt verband met de maximale temperatuur van de toegepaste thermische olie. Een variant met directe stoomverhitting bevindt zich in het onderzoeksstadium (Becker *et al.*, 2000; Harvey, 2004).
- De ‘solar tower’ variant, met een groot aantal in twee dimensies verstelbare heliostaten, die zonlicht concentreren op een ‘receiver’ op een centrale toren. Ook hier wordt de warmte overgedragen op een conventionele stoomcyclus (Figuur 2.2, rechtsboven).

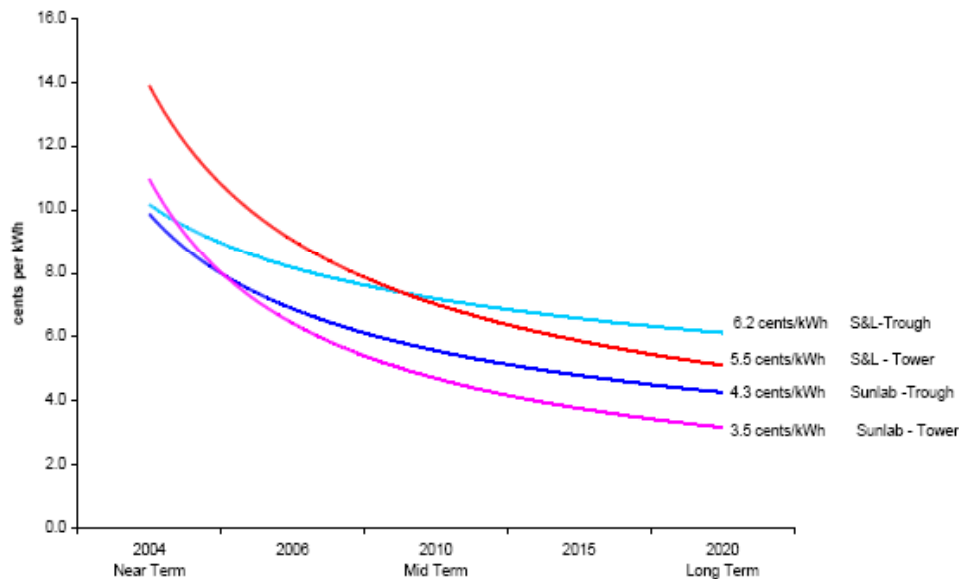


Figuur 2.2 *Principe van CSP technologie, toegelicht voor een aantal varianten*  
Bron: Trieb, 2005.

Minder ver ontwikkeld is de ‘parabolic dish’ variant (Figuur 2.2, rechtsonder), met een Stirling motor in het brandpunt van de spiegel. Deze variant leent zich, in tegenstelling tot de twee andere, voor decentrale toepassing (bijvoorbeeld in rurale gebieden in de tropen).

## 2.2 Economische karakteristieken

In opdracht van het Department of Energy van de Amerikaanse overheid is onlangs door (Sargent & Lundy, 2003) gerapporteerd over de kosten van CSP-centrales (Figuur 2.3).



Figuur 2.3 *Kosten elektriciteitsopwekking op basis van 'levelised energy cost' (Tabel 2.2)*

Noot: Alle varianten veronderstellen zoninstraling bij Kramer Junction (Californië) 1999, namelijk 8,054 kWh/m<sup>2</sup>/dag.  
Bron: Sargent & Lundy, 2003.

Sargent & Lundy (S&L) schatten de kosten van elektriciteitsopwekking ('levelised energy cost') voor een gebied met veel directe instraling (Sahara-condities) met een interne rentevoet van 14% en een economische levensduur 30 jaar.<sup>1</sup> De onderliggende data van Sunlab en Sargent & Lundy zijn weergegeven in Bijlage A. Tabel 2.2 geeft de kosten van elektriciteitsopwekking volgens S&L ('levelised energy cost').

Tabel 2.2 *Kosten elektriciteitsopwekking CSP voor een gebied met hoge directe instraling van zonlicht (Sahara-condities) op basis van 'levelised energy cost' (S&L)*

	Levelised energy cost [\$/kWh]		
	2004	2010	2020
Solar trough			
Data SunLab	0,099	0,057	0,043
Data S&L	0,103	0,067	0,053
Solar tower			
Data SunLab	0,115	0,048	0,035
Data S&L	0,143	0,068	0,055

Noot: Alle varianten veronderstellen zoninstraling bij Kramer Junction (Californië) 1999, namelijk 8,054 kWh/m<sup>2</sup>/dag.  
Bron: Sargent & Lundy, 2003.

De aannames wat betreft capacity factor, investeringskosten en onderhouds- en bedieningskosten (Bijlage A) zijn omgerekend naar 'levelised energy cost', maar hoe dit is gebeurd is niet helemaal doorzichtig.

Als dezelfde data worden ingevoerd in voor Nederland representatieve, economische karakteristieken komen alle opties duurder uit (Tabel 2.3). Hierbij is uitgegaan van een discounted cash flow model (DCF) en de volgende parameters:

- Levensduur: 20 jaar
- Debt/equity verhouding: 50%/50%
- Rente lening: 5%
- Rendement eigen vermogen: 15%.

<sup>1</sup> 'Solar trough' centrales in Californië die sinds 1985 in bedrijf zijn, kunnen volgens (Internet bron 2) nog 15 jaar worden geëxploiteerd.

Tabel 2.3 *Kosten elektriciteitsopwekking CSP voor een gebied met hoge directe instraling van zonlicht (Sahara-condities) op basis van DCF model*

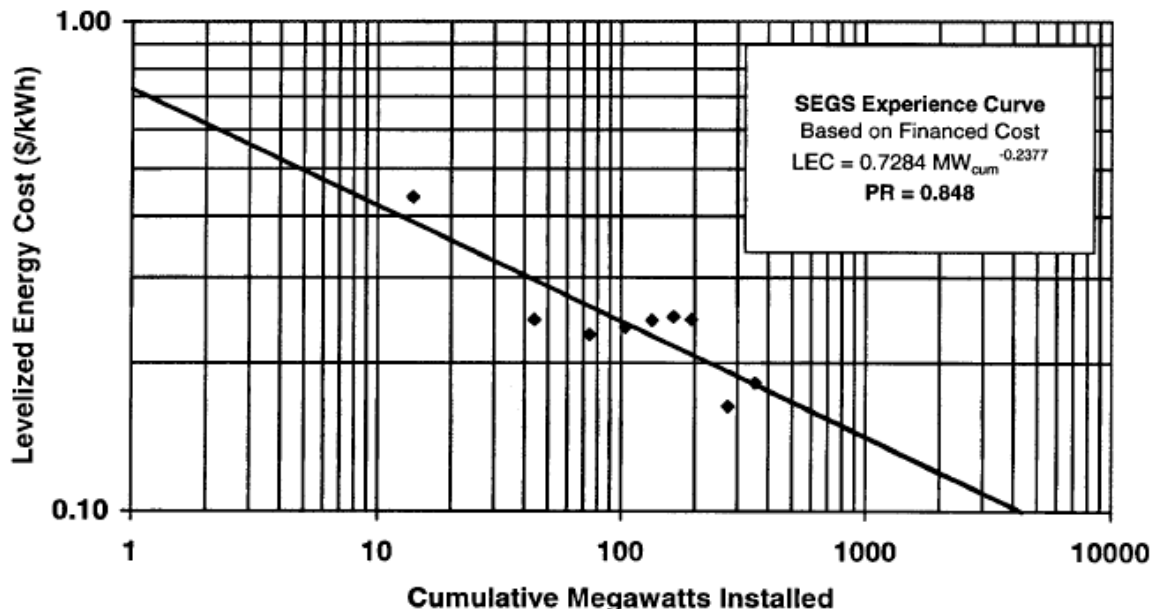
[\$/kWh]	2004	2010	2020
Solar trough			
Data SunLab	0,146	0,084	0,063
Data S&L	0,146	0,098	0,079
Solar tower			
Data SunLab	0,162	0,064	0,043
Data S&L	0,206	0,094	0,069

Noot: Alle varianten veronderstellen zoninstraling bij Kramer Junction (Californië) 1999, namelijk 8,054 kWh/m<sup>2</sup>/dag.

De kosten hangen onder andere af van de mate waarin energieopslag wordt toegepast. Volgens Sargent & Lundy (S&L) zijn de verschillen in kosten van elektriciteitsopwekking van de twee varianten marginaal. Bij berekeningen met het discounted cash flow model dalen de kosten van elektriciteitsopwekking tot \$0,07-0,08/kWh, ofwel \$70-80/MWh in 2020. Dit is nog bijna tweemaal zo duur als conventionele elektriciteitsopwekking. Toch is een kostendaling van ca. 60% heel substantieel. Ook zijn investeringen in duurzame energietechnologieën onder betere financiële condities mogelijk, zodat de kosten (conform Tabel 2.2) kunnen dalen tot \$50-55/MWh in 2020 (Burbridge *et al.*, 1999). Dan zijn de kosten van elektriciteit van CSP nog ca. 50% hoger dan van conventionele elektriciteitsopwekking (kolen- en gasgestookte centrales).

Volgens S&L is CSP een bewezen technologie, is er een potentiële markt voor CSP-technologie en kunnen er substantiële kostenreducties worden gerealiseerd uitgaande van een redelijke groei in de toepassing ervan. S&L gaan uit van een wereldwijd geïnstalleerd vermogen van 2.800 MW in 2020 voor de ‘solar trough’ variant en 2.600 MW voor de ‘solar tower’ variant. De lagere kostenschattingen van SunLab zijn (mede) gebaseerd op een geïnstalleerd vermogen van 4.900 MW in 2020 voor de ‘solar trough’ variant en 8.700 MW voor de ‘solar tower’ variant.

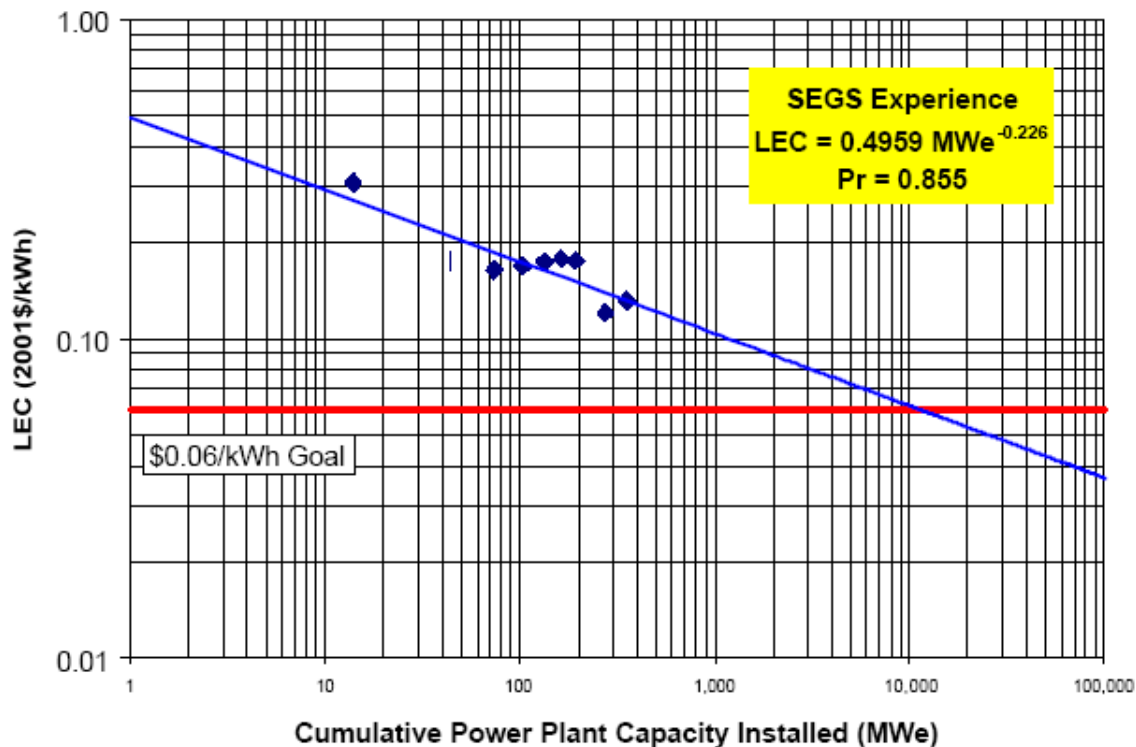
Volgens (Mariyappan, 2001) zou een kostendaling tot \$0,10/kWh (\$100/MWh) of minder te verwachten zijn bij een cumulatief opgesteld vermogen van meer dan 4.000 MW (Figuur 2.4).



Figuur 2.4 *Kosten elektriciteitsopwekking (levelised energy cost) CSP (solar trough) als functie van cumulatief opgesteld vermogen voor een gebied met hoge directe instraling van zonlicht (Sahara-condities)*

Bron: Mariyappan, 2001.

Echter, volgens (Kolb, 2004) zou een kostendaling tot \$0,10/kWh (\$100/MWh) of minder te verwachten zijn bij een cumulatief opgesteld vermogen van ca. 1.000 MW (Figuur 2.5).



Figuur 2.5 *Levelised energy cost CSP (solar trough) als functie van cumulatief opgesteld vermogen voor een gebied met hoge directe instraling van zonlicht (Sahara-omstandigheden)*

Noot: Gebaseerd op 354 MWe solar trough CSP-vermogen, data van Luz International Limited, 1990.

Bron: Kolb, 2004.

Hierbij wordt aangetekend dat de kostendaling in beide gevallen vrijwel dezelfde is, maar dat de beginwaarden verschillen. Daardoor snijdt de lijn ook het kostenniveau van \$0,10/kWh (\$100/MWh) op een ander punt: bij Maryiappam bij 4.000 MW en bij Kolb bij 1.000 MW.

Sargent & Lundy voorzien dat CSP op langere termijn (2020 en later) zou kunnen concurreren met bestaande technieken voor elektriciteitsopwekking, als een aantal barrières wordt overwonnen:

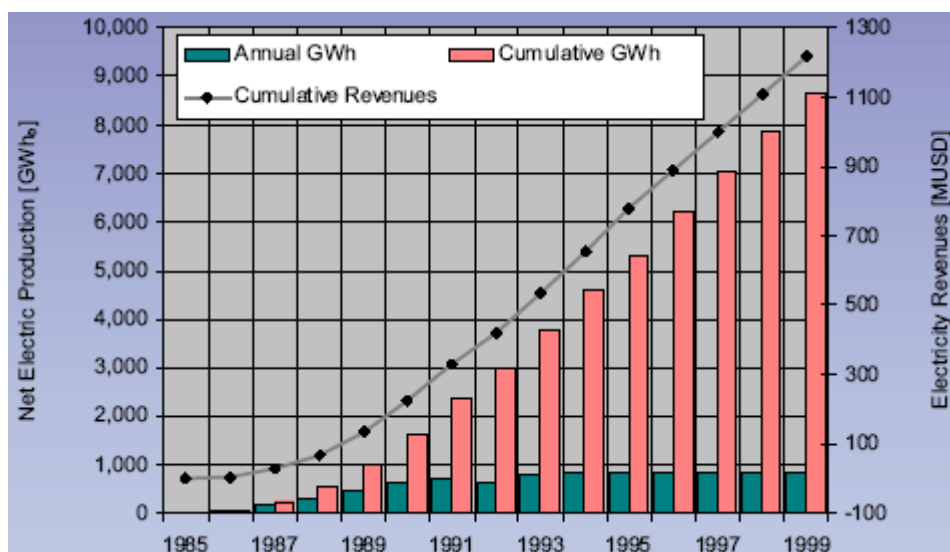
- Marktexpansie van CSP-technologie zal vereisen dat er financiële prikkels worden gegeven om de acceptatie van de techniek te vergroten. Bij de huidige stand van de techniek is CSP veel duurder dan conventionele vormen van elektriciteitsopwekking.
- Significante kostendalingen zijn nodig om acceptatie door de markt (kosteneffectiviteit) te bereiken. S&L heeft zich gericht op het potentieel van kostenreductie, ervan uitgaande dat er voldoende financiële prikkels worden gegeven voor marktexpansie.

## 2.3 Potentieel van kostenreducties

Hieronder wordt nader ingegaan op kostenreducties voor de onderzochte CSP-varianten.

### *Solar trough variant*

In Californië zijn sinds het begin van de 1980's negen Solar Electric Generating System (SEGS) installaties in bedrijf van maximaal 80 MW, met een totaal vermogen van 354 MW (Leitner, 2002). Het betreft hybride CSP's met een aandeel zon-kWh'en van 75% en aardgas-kWh'en van 25% (Mayer, 2005). Figuur 2.6 toont de opbrengst van deze SEGS tot en met 1999 (Solar Millennium, 2004).



Figuur 2.6 *Cumulative elektrische productie van 'solar trough' CSP installaties*  
Bron: Solar Millennium, 2004.

De investeringskosten van een 'solar trough' CSP-centrale werden bepaald door SunLab op basis van de werkelijke kosten van de zogenoemde SEGS en reserveonderdelen daarvoor.

S&L controleerde gepubliceerde kostendata en berekende de kosten opnieuw op basis van kostenschattingen voor collectoren van Solel, spiegels van FlagSol, collector infrastructuur kosten van EuroTrough en Duke Solar en kosten van elektriciteitsopwekking en 'balance of plant' van het EPRI SOAPP-programma en S&L's interne database, inclusief 'contingencies'.

Kostenreducties worden bereikt door technologische verbeteringen, schaalvergroting en het volume-effect. 'Economy of scale' is een bewezen methode om de kosten van componenten van een andere grootte of andere volume van productie te schatten. S&L hanteerde hierbij twee uitgangspunten:

- Gebruik van bekende schaalfactoren uit industriedata voor bijvoorbeeld collectoren, elektriciteitsopwekking en 'balance of plant'.
- Als er geen data beschikbaar waren, werd gebruik van schaalfactoren die iets conservatiever waren dan het industrie gemiddelde.

#### *Solar tower variant*

Van de 'solar tower' variant bestaat een aantal voorbeelden over de gehele wereld (Tabel 2.4).

Tabel 2.4 *Gerealiseerde CSP projecten op basis van 'solar tower' variant*

Naam	Locatie, land	Vermogen [MW <sub>e</sub> ]	Aantal spiegels [m <sup>2</sup> ]	Warmteoverdracht door middel van	Jaar in bedrijf
Eurelios	Adrano, Sicilië	1	6.200	Water/stoom	1981
SSPS/CRS	Almeria, Spanje	0,5	3.700	Natrium	1981
Sunshine	Nio, Japan	1	12.900	Water/stoom	1981
Solar One	Barstow, V.S.	10	71.500	Water/stoom	1982
Themis	Targassonne, Frankrijk	2,5	11.800	Gesmolten zouten	1983
CESA	Almeria, Spanje	1,2	11.900	Water/stoom	1983
SPP5	Shchelkino, Oekraïne	5	40.000	Water/stoom	1985
Solar Two	Barstow, V.S.	10	71.500	Gesmolten zouten	1996

Bron: Philibert, 2004.

Net als bij de 'solar trough' is bij de 'solar tower' CSP-centrale gerekend met kostendata van SunLab op basis van werkelijke 'solar tower' centrales, aangevuld met nieuwe kostenschattingen collectoren van Boeing en van elektriciteitsopwekking en 'balance of plant' van het EPRI SOAPP-programma en S&L's interne database, inclusief 'contingencies'. Kostenreducties worden bereikt door technologische verbeteringen, schaalvergroting en het volume-effect. Ook werd gebruik gemaakt van bekende schaalfactoren uit industriedata en - bij gebrek daaraan - van schaalfactoren die iets conservatiever waren dan het industrie gemiddelde.

Het risico dat S&L de kostenreductie heeft overschat is klein, omdat is gerekend met een 'Progress Ratio' (PR) van 0,97, een waarde die aan de bovenkant ligt van gepubliceerde data voor andere energietechnologieën. Een PR van 0,97 impliceert een kostendaling van 3% voor iedere verdubbeling van het cumulatieve opgestelde vermogen. Dit is een heel conservatieve aanname. Ook is het intrigerend dat desondanks een sterke kostendaling (meer dan 50%, zie Figuur 2.3) tot 2020 wordt verwacht. Dit zou duiden op een heel hoog (onwaarschijnlijk) aantal verdubbelingen van het cumulatief opgestelde vermogen.

Figuur 2.4 en 2.5 tonen dat (Mariyappan, 2001) en (Jones, 2004) voor de solar trough variant PR's van ca. 0,85 hanteren. Ondanks deze overeenkomst, lopen de cumulatieve vermogens waarbij de kosten van elektriciteitsopwekking dalen tot \$0,10/kWh (\$100/MWh) uiteen van 1.000 tot 4.000 MW, voor (Kolb, 2004) respectievelijk (Mariyappan, 2001). Volgens (Trieb, 2005) zou het potentieel van CSP in 2020 in de orde van grootte van 20.000 MW, ofwel 20 GW, kunnen zijn. (Greenpeace, 2003) gaat zelfs uit van een potentieel van 200 GW in 2020. Afgaande op marktgroei bij andere technieken, lijkt een dergelijke snelle ontwikkeling vrijwel onmogelijk. De kostendaling hangt sterk af van het gehanteerde implementatiescenario.

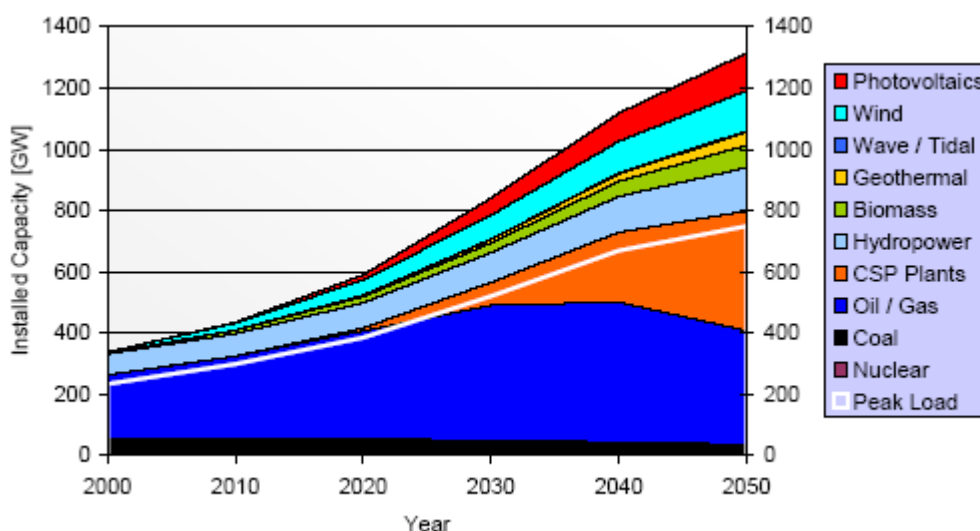
### 3. Transmissie van elektriciteit van CSP-centrales

#### 3.1 Inleiding

Hier wordt kort ingegaan op de optie om elektriciteit van CSP-centrales in bijvoorbeeld Noord-Afrika te transporteren naar Noordwest-Europa - afgekort als ‘transmissie van CSP elektriciteit’. De reden dat Noord-Afrika de voorkeur verdient boven bijvoorbeeld Zuid-Spanje is de hogere zoninstraling en de overvloedige beschikbaarheid van landareaal (vergelijk Figuur 2.1).

#### 3.2 Stand van techniek bij transmissie van CSP-electriciteit

In de meeste scenariostudies wordt de toepassing van CSP niet expliciet meegenomen. Dat is wel het geval bij een studie van het German Aerospace Center (Trieb, 2005). Volgens (Trieb, 2005) zou het potentieel van Concentrating Solar Power (CSP)-systemen in 2020 in de orde van grootte van 20.000 MW, ofwel 20 GW, kunnen zijn (Figuur 3.1).



Figuur 3.1 Penetratie CSP technologie bij scenario voor duurzame elektriciteitsopwekking in de regio's Midden Oosten en Noord Afrika

Bron: Trieb, 2005.

Op basis van het implementatiescenario van (Trieb, 2005) zou elektriciteit van CSP-installaties niet vóór 2020 naar West-Europa behoeven te worden getransporteerd. De elektriciteitsvraag in Noord-Afrika is vooralsnog voldoende groot om deze productie te absorberen. Ook leidt transmissie van elektriciteit over grote afstanden tot verliezen en brengt deze hoge kosten met zich mee. Om de gedachten te bepalen: volgens ABB kost hoogspanningsgelijkstroom transport met een capaciteit van 2.000 MW (stand van de techniek) k\$250/km. Stel dat een vermogen van 2.000 MW over een afstand van 2.000 km zou moeten worden getransporteerd, dan zijn de benodigde investeringen in de orde van grootte van M\$500, dus \$250 per kW CSP vermogen, waarbij de netverliezen vooralsnog worden verwaarloosd (Rudervall *et al.*, 2004). Dit betekent dat de zowel de investeringskosten als de onderhouds- en bedieningskosten met tenminste 10% toenemen en waarschijnlijk meer. Er is namelijk nog geen rekening gehouden met het effect van overbrugging van de Middellandse Zee met HVDC-zeekabels. Onder de meest gunstige financiële condities zouden de kosten dan in 2020 in de orde van grootte van \$55-60/MWh kunnen zijn.

Het ziet er niet naar uit dat transmissie van elektriciteit over grote afstanden van grootschalige CSP-installaties vóór 2020 tot stand zal komen. Eerst zal naar alle waarschijnlijkheid de leercurve verder moeten worden afgelopen en zal transmissie van elektriciteit over grote afstanden door technologische ontwikkeling goedkoper moeten worden. Overigens gaan (Greenpeace, 2003) en GEZEN (Internet bron 3) uit van een 'zonniger' implementatiescenario, oplopend tot in de orde van grootte 200 GW in 2020. Afgaande op marktgroei bij andere technieken, lijkt een dergelijke snelle ontwikkeling vrijwel onmogelijk.

De optie om elektriciteit over grote afstand - om de gedachten te bepalen van Noord-Afrika tot Noordwest-Europa, ca. 2.500 km - te transporteren is al bij verschillende energieopties opgekomen. Zo geeft (Hartley, 2004) aan dat de Democratische Republiek Kongo een dusdanig waterkrachtpotentieel heeft dat het land in principe tot 250-500 TWh per jaar zou kunnen exporteren. Daarbij zou het gaan om een afstand van 5.000-6.000 km. Het corresponderende vermogen van zo'n hoogspanningsverbinding zou 30-60 GW zijn.

Voor transcontinentale elektriciteitstransmissie zijn technologische verbeteringen nodig op het gebied van hoogspanningsgelijkstroom transport (High Voltage Direct Current, HVDC). Het optimale voltage bij transmissie van 5.000 MW over 4.000 km bedraagt 1.000-1.100 kV (Hartley, 2004). Deze vermogens en voltages maken de volgende ontwikkeling noodzakelijk:

- Converter stations voor HVDC bij 1.000-1.100 kV.
- HVDC-hoogspanningslijnen voor een spanningsniveau van 1000-1.100 kV, teneinde het verlies over grote afstanden te minimaliseren.



#### 4. Raakvlakken met andere vormen van elektriciteitsopwekking

De technologie van CSP is bewezen. In Californië staat bijvoorbeeld in totaal 354 MW opgesteld op basis van CSP (solar trough). De technologie vertoont meer raakvlakken met conventionele elektriciteitsopwekking (stoomturbines) dan met bijvoorbeeld PV-technologie. De schaal-grootte van commerciële CSP-installaties ligt ook hoger dan bij PV, een technologie die bij uitstek modulair kan worden toegepast. Om voldoende lage elektriciteitsproductiekosten te bereiken, wordt gedacht aan installaties in de orde van grootte van 100-400 MW.

Toepassing van energieopslag kan een raakvlak vertonen met toepassingen van zonne-energie voor thermische doeleinden (woningverwarming), maar het beoogde temperatuurniveau bij CSP is aanzienlijk hoger zodat andere typen zouten nodig zijn. De combinatie met een gasgestookte centrale (STEG) is economisch interessant omdat daardoor de benuttingsgraad van het conventionele gedeelte (stoomturbine) kan worden vergroot. Deze koppeling van CSP met een STEG kan min of meer als 'state-of-the-art' worden beschouwd, ook al is er nog potentieel voor verdere technologische ontwikkeling.

## 5. Industriële raakvlakken

De ontwikkeling van CSP op grotere schaal hangt vooral af van de technische en economische mogelijkheden in landen en regio's die zich voor deze techniek lenen, zoals het zuiden van de Verenigde Staten en Zuid-Europa. Er bestaan diverse bedrijven en onderzoeksinstituten die op dit gebied actief zijn in de Verenigde Staten en Europa. Ook is voor de staat Nevada (V.S.) onderzocht wat de economische effecten zouden kunnen zijn van de bouw van CSP-centrales (Schwer *et al.*, 2004).

Tevens hangt de toepassing van CSP ten behoeve van de elektriciteitsvraag in Noordwest-Europa af van de mogelijkheden en kosten om elektriciteit te transporteren over grote afstanden.

Nederlandse bedrijven hebben tot nu toe geen bijdrage geleverd aan onderzoek en ontwikkeling op het gebied van CSP. In Nederland bestaat bijvoorbeeld geen 'know-how' op het gebied van heliostaten voor 'solar towers'. Wel wordt onder andere onderzoek en ontwikkeling verricht aan de combinatie van Stirling motor en HR-ketel, een optie die een beperkt raakvlak heeft met de 'parabolic dish' variant van CSP. Als de technologie van CSP zich verder ontwikkelt - in relatie tot het implementatiescenario - zal het van de specifieke vestigingsplaatsfactoren en innovatiekracht van bedrijven afhangen of ook Nederlandse bedrijven hierin een rol kunnen spelen. Op voorhand is niet evident welke competitieve voordelen Nederlandse bedrijven hebben.

De Koninklijke Nederlandse Academie van Wetenschappen (KNAW) maakt in dit verband in een voorstudie (KNAW, 2004), waarbij onder andere gerefereerd wordt aan (Sinke, 2004), onderscheid naar de volgende onderzoeksthema's:

- Ontwikkeling van technologie ten behoeve van verlaging van de lifecycle cost: verlaging van de investeringskosten, verbetering van technische prestaties, verlenging van de levensduur en verlaging van de onderhoudskosten (of nauwkeuriger: het bereiken van een optimum kosten/prestatieverhouding) op het gebied van de collectoren en andere systeemcomponenten.
- Ontwikkeling van materialen voor transport en opslag van warmte (stoom, hoge druk stoom, oliën, gesmolten zout).
- Combinaties van CSP met geavanceerde secundaire conversietechnieken zoals Stirlingmotoren.

## Referenties

- Becker, M. *et al.* (2000): *Solar thermal power plants*. Prepared for the EUREC-Agency, drafted version with status of May 03, 2000. [Http://www.solarpaces.org/EUREC-Position\\_Paper\\_STPP.pdf](http://www.solarpaces.org/EUREC-Position_Paper_STPP.pdf).
- Burbridge, D. *et al.* (1999): *Stanwell solar thermal power project*. Stanwell Corporation Limited, Brisbane, Australië, 1999. [http://solar1.mech.unsw.edu.au/glm/clfr/stanwell\\_clfr.pdf](http://solar1.mech.unsw.edu.au/glm/clfr/stanwell_clfr.pdf).
- European Union energy and transport developments. [Http://www.epia.org/09newsletter/newsletter\\_new.asp?c\\_year=2005&c\\_month=09&c\\_cat=8](http://www.epia.org/09newsletter/newsletter_new.asp?c_year=2005&c_month=09&c_cat=8) - 32k -
- Greenpeace (2003): *Solar thermal power 2020 - exploiting the heat from the sun to combat climate change*. Greenpeace and European Solar Thermal Power Industry Association (ESTIA). [Http://www.solarpaces.org/GreenpeaceSolTherm.pdf](http://www.solarpaces.org/GreenpeaceSolTherm.pdf).
- Hartley, P. (2003): *HVDC transmission: part of the energy solution?* Economics Department & James A. Baker III Institute for Public Policy, Rice University, USA, May 2003. [Http://cohesion.rice.edu/CentersAndInst/CNST/emplibrary/Hartley%2004May03%20NanoTechConf.ppt](http://cohesion.rice.edu/CentersAndInst/CNST/emplibrary/Hartley%2004May03%20NanoTechConf.ppt).
- Harvey, L.D. (2004): *Non-biomass renewable forms of energy*. Department of Geography, University of Toronto, 2004. [Http://www.agci.org/energyPPT/Harey\\_Non-Biomass.ppt](http://www.agci.org/energyPPT/Harey_Non-Biomass.ppt).
- Kolb, G. (2004): *Concentrating solar power: the 'other' solar... - a systems perspective*. Sandia National Laboratories, USA, October 19, 2004. [Http://www.sentech.org/SolarH2-PDF/Kolb.PDF](http://www.sentech.org/SolarH2-PDF/Kolb.PDF).
- KNAW (2004): *Voorstudie wetenschapsverkenning duurzame energieconversie*. Koninklijke Nederlandse Academie voor Wetenschappen (KNAW), 2004.
- Leitner, A. (2002): *Fuel from the sky: solar power's potential for Western energy supply*. RDI Consulting, on behalf of NREL, NREL/Bk-550-32160, July 2002. [Http://www.nrel.gov/docs/fy02osti/32160.pdf](http://www.nrel.gov/docs/fy02osti/32160.pdf).
- Mariyappan, J. (2001): *Solar thermal thematic review*. T.H. Huxley School of Environment, Earth Sciences and Engineering, Imperial College of Science, Technology and Medicine, London, UK. Draft report, May 2001. [Http://www.solarpaces.org/SolarThermal\\_Thematic\\_Review.pdf](http://www.solarpaces.org/SolarThermal_Thematic_Review.pdf).
- Mayer, D. (2005): *Overview of options for solar electricity generation*. Ispra, 26-27 May 2005. [Http://sunbird.jrc.it/events/ws\\_Ispra0505/Ispra\\_May2005\\_Mayer.pdf](http://sunbird.jrc.it/events/ws_Ispra0505/Ispra_May2005_Mayer.pdf).
- Philibert, C. (2004): *International energy technology collaboration and climate change mitigation. Case study 1: concentrating solar power technologies*. Report COM/ENV/EPOC/IEA/SLT(2004)8. IEA, Paris, 2004. [Http://www.iea.org/textbase/papers/2004/solar\\_power.pdf](http://www.iea.org/textbase/papers/2004/solar_power.pdf)
- Rudervall, R. *et al.* (2004): High Voltage Direct Current (HVDC) transmission systems technology review paper. ABB, 2004. [Http://www.worldbank.org/html/fpd/em/transmission/technology\\_abb.pdf](http://www.worldbank.org/html/fpd/em/transmission/technology_abb.pdf).
- Sargent & Lundy (2003): *Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts*. Sargent & Lundy LLC Consulting Group Chicago, Illinois, US, October 2003. [Http://www.nrel.gov/solar/parabolic\\_trough.html](http://www.nrel.gov/solar/parabolic_trough.html).

- Schwer, R.K. *et al.* (2004): *The potential economic impact of constructing and operating solar power generation facilities in Nevada*. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, NREL/SR-550-35037, February 2004. [Http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/35037.pdf](http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/35037.pdf).
- Sinke, W.C. (2004): *Transitie naar een duurzame energiehuishouding: van last naar lust*. Christen-Democratische Verkenningen, orgaan van het wetenschappelijk instituut van het CDA, 2004.
- Solar Millennium (2004): *Solar thermal power plants - clean power for the future*. PowerGen Middle East 2004, Manama. [Http://www.german-renewable-energy.com/downloads/pdf/solartherm\\_plants.pdf](http://www.german-renewable-energy.com/downloads/pdf/solartherm_plants.pdf).
- Trieb, F. (2005): *Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region*. German Aerospace Center (DLR), Institute of Technical Thermodynamics. Stuttgart, Germany, April 2005. [Http://www.solarpaces.org/MED-CSP\\_05/Final%20report%20on%20pdf/WP000\\_Front\\_Cover\\_Final.pdf](http://www.solarpaces.org/MED-CSP_05/Final%20report%20on%20pdf/WP000_Front_Cover_Final.pdf).
- Verrips, A., *et al.* (2005): *Windenergie op de Noordzee - een maatschappelijke kostenbatenanalyse*. CPB/ECN, 's Gravenhage/Petten, september 2005.

## Internet bronnen

1. [Http://www.solarpaces.org/MED-CSP\\_05/Final%20report%20on%20pdf/WP2%20Technologies\\_Final.pdf](http://www.solarpaces.org/MED-CSP_05/Final%20report%20on%20pdf/WP2%20Technologies_Final.pdf).
2. [Http://www.solel.com/products/pgeneration/ls2/kramerjunction/](http://www.solel.com/products/pgeneration/ls2/kramerjunction/)
3. [Http://GEZEN.nl](http://GEZEN.nl)

## Bijlage A Aannames S&L wat betreft kosten CSP

(Sargent & Lundy, 2003) hanteert twee soorten data, namelijk de oorspronkelijke data van SunLab en eigen data die afgeleid zijn van die van Sunlab (Tabel A.1).

Tabel A.1 *Aannames elektriciteitsopwekking CSP*

	Capacity factor [%]			Investeringskosten [\$/kWe]			Onderhoud en bediening [\$/kWh]		
	2004	2010	2020	2004	2010	2020	2004	2010	2020
Solar trough									
Data SunLab	54	56	57	4.859	2.876	2.221	0,0228	0,0135	0,0097
Data S&L	54	56	57	4.791	3.331	2.725	0,0246	0,0167	0,0139
Solar tower									
Data SunLab	78	73	72	7.110	3.100	2.270	0,027	0,006	0,003
Data S&L	78	73	72	9.090	4.608	3.591	0,033	0,008	0,006

Noot: Alle varianten veronderstellen zoninstraling bij Kramer Junction (Californië) 1999, namelijk 8,054 kWh/m<sup>2</sup>/dag.

Bron: Sargent & Lundy, 2003.