

Rapport

R33:1982

# Värmeproduktion i heliostatanläggningar

Lennart Finn & Hans Gransell

INSTITUTET FÖR BYGGDOKUMENTATION	
Accnr	<i>Dubbel.</i>
Plac	<i>See</i>

Byggeforskningsrådet

R33:1982

VÄRMEPRODUKTION I HELIOSTATANLÄGGNINGAR

Lennart Finn  
Hans Gransell

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag  
791596-0 från Statens råd för byggnadsforskning  
till Rejlers Ingenjörbyrå AB.

I Byggforskningsrådets rapportserie redovisar forskaren sitt anslagsprojekt. Publiceringen innebär inte att rådet tagit ställning till åsikter, slutsatser och resultat.

R33:1982

ISBN 91-540-3668-2

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

LiberTryck Stockholm 1982

## INNEHÅLL

SAMMANFATTNING .....	5
1. INLEDNING .....	7
1.1 Bakgrund .....	7
1.2 Målsättning .....	7
2. ALLMÄN BESKRIVNING AV EN HELIOSTATANLÄGGNING .....	9
3. HELIOSTATEN .....	11
3.1 Styrning av heliostaten .....	11
3.2 Speciella problem med spegeln .....	14
3.3 Markbehov .....	15
3.4 Fundament .....	15
3.5 Kostnader .....	15
4. MOTTAGARENHET .....	17
4.1 Val av kylmedel .....	17
4.2 Förlust av kylmedel i absorbatorn .....	19
4.3 Kylning av konstruktions- material .....	19
5. SÄKERHETSASPEKTER .....	20
5.1 Anläggningens säkerhetssystem .....	20
5.2 Omgivningens säkerhet .....	20
6. ANLÄGGNINGENS PRESTANDA .....	21
7. HELIOSTATER FÖR VÄRMEPRODUKTION I SVERIGE .....	24
7.1 Teknik .....	24
7.2 Ekonomi .....	24
REFERENSER .....	27



## SAMMANFATTNING

Idag karakteriseras solenergiutvecklingen i landet av ett sökande efter nya systemlösningar och nya produkter för att solenergi ska kunna bli teknisk och ekonomiskt konkurrenskraftig med andra energislag. I vissa fall kan den småskaliga tillämpningen vara att eftersträva, exempelvis tappvarmvattenproduktion i småhus. I andra fall är den storskaliga tekniken en fördel, exempelvis för solvärmecentraler med säsongslagring eller vid solfångare kopplade till fjärrvärmenät. Hur solenergisystemen kommer att se ut i framtiden är svårt att säga eftersom man ännu befinner sig relativt långt från ett ekonomiskt genombrott. Det har dock visat sig att det är lättare att finna ekonomi (låga specifika energikostnader) i stora anläggningar. De största solvärmeanläggningarna har i huvudsak projekterats för flera eller koncentrerande termiska solfångare sammankopplade med ett rörnät. Vid en viss anläggningsstorlek blir det intressant att gå över till en annan systemutformning, nämligen heliostatanläggningar. Här reflekteras ljuset, med hjälp av rörliga speglar, mot en centralt belägen mottagarenhet och man slipper på så sätt ett omfattande rörsystem för värmebäraren.

Syftet med detta projekt har varit att studera de problem som kan uppkomma i heliostatanläggningar, att se vid vilken storlek anläggningen blir ekonomiskt intressant samt att med utgångspunkt från detta se vilka användningsområden som finns i Sverige.

Idag finns ett antal elproducerande anläggningar under uppförande eller i drift, vilket innebär att viss erfarenhet börjar komma fram. Det är den första generationen heliostater som installerats och man befinner sig fortfarande i ett utvecklingsskede.

Inköpskostnaden för en heliostat är idag ca 2500 kr/m<sup>2</sup> exklusive montage. De framtida kostnaderna kan reduceras om större serier kan tillverkas. McDonnell Douglas inger en optimism där man påstår sig kunna reducera produktionskostnaden till ca 500 kr/m<sup>2</sup> vid en produktionsvolym på 25 000 enheter/år. Mark- och fundamentkostnaderna tillkommer med ca 800-1000 kr/m<sup>2</sup>. Därutöver tillkommer kostnader för mottagardel och överföringskostnader till säsongslager eller fjärrvärmenät.

Heliostatanläggningar för värmeproduktion blir i intressanta i storleksordningen större än 30 MW<sub>t</sub> enligt studier utförda av DFVLR (Deutsche Forschungs- und Versuchsanstalt für Luft- und Raumfahrt). En anläggning i denna storlek kräver en markyta på ca 30 ha (550x600 m<sup>2</sup>).

Tänkbara användningsområden är koppling till stora fjärrvärmenät eller till stora solvärmecentraler med säsongslagring, försörjande bostadsområden om ca 1000 lägenheter, med värme.

Den ekonomiska storleken medför att användningsområdena för heliostatanläggningar i Sverige är klart begränsat, dels beroende på att stora värmeavvärmare krävs, men även p.g.a. det stora markbehovet.

## 1 INLEDNING

### 1.1 Bakgrund

Under senare år har intresset för att utnyttja solfångartekniken ökat runt om i världen. Även Sverige satsar förhållandevis mycket pengar på solvärmetekniken, och börjar nu få ut resultat från de projekt som realiserats. För att det ska vara ekonomiskt intressant för landet och ge ett bidrag i energibalansen krävs att relativt stora anläggningar byggs. Vid storskalighet ( $> 10000 \text{ m}^2$  solfångaryta) kommer dock kostnader för rörsystem, i s.k. DCS-anläggningar (Distributed Collector System), att bli omfattande. Ett sätt att undvara rörsystemet är att utnyttja en central uppvärmningsanordning mot vilken solen kontinuerligt speglas via s.k. heliostater. Denna anläggning brukar kallas för CRS-anläggning (Central Receiver System) eller tornanläggning. Mottagarenheten placeras mellan solen och heliostatfältet, vilket ger mycket goda geometriska förutsättningar för att få ett bra utbyte av den infallande direkta solinstrålningen.

En viktig orsak till att heliostaten är intressant är att den teoretiskt ger en större tillvaratagen energimängd än en vanlig solfångare fastän den enbart utnyttjar den direkta komponenten av den totalt infallande solstrålningen. En annan viktig orsak är att vid kostnadslikhet mellan DCS- och CRS-anläggningen utgör heliostatkostnaden en procentuellt större andel i totalkostnaden än motsvarande för solfångare. Potentialen att i framtiden pressa kostnaderna skulle därför kunna vara större för heliostatanläggningen. Företag som i dag är involverade i heliostatstillverkning är stora företag inom flyg- och rymdindustrin. Man spekulerar i att tillverkningskostnaden ska kunna pressas betydligt genom en framtida masstillverkning.

Studier görs utomlands, framför allt i USA men även inom Europa på hur heliostater kan utnyttjas för elproduktion. Idag har man kommit så långt att experimentanläggningar börjat byggas.

### 1.2 Målsättning

Målsättningen med denna utredning är att undersöka om heliostater kan användas för värmeproduktion i Sverige och att försöka göra en bedömning om man kan erhålla anläggningskostnader som understiger motsvarande för en DCS-anläggning.



Eftersom solfångartekniken har kommit längre än heliostattekniken är det svårt att bilda sig en rättvisande uppfattning om de problem man stöter på i de två applikationerna. På detta stadium har därför arbetet inriktats på att genom kontakt med personer och genom litteraturstudier försöka få en uppfattning om de problem man stöter på.

Kontakter har tagits i första hand med vår svenska representant i IEA-projektet "Small Solar Power Systems Project" i Almeria i Spanien. I slutet av januari 1981 gjordes även en studieresa till Almeria för att träffa olika specialister inom projektet.

## 2 ALLMÄN BESKRIVNING AV EN HELIOSTATANLÄGGNING FÖR VÄRMEPRODUKTION

En heliostatanläggning kan förenklat åskådliggöras genom nedanstående figur

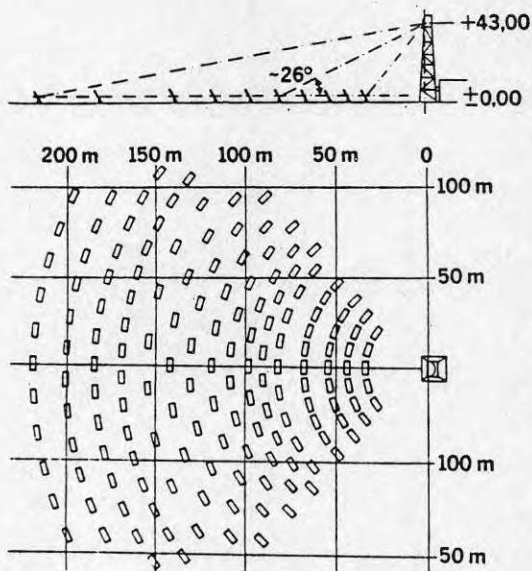


Fig. 2.1 Heliostatlayout för IEA:s Small Solar Power Systems Project i Almeria, Spanien. Ref. 5

Heliostaterna reflekterar solljusets direkta komponent mot en mottagarenhet belägen i toppen av ett torn. Mottagarenheten är placerad söder om heliostatfältet, vilket medför bästa utbyte av den infallande solstrålningen. I mottagarenhetens absorbatör omvandlas solljuset till värme och bortförs till en värmesänka via ett värmebärande medium. Värmesänkan kan utgöras av exempelvis ett fjärrvärmesystem eller ett värmelager. Det värmebärande mediet kan vara vatten, gas eller natrium.

För att kunna styra heliostaten på ett sådant sätt att den direkta solstrålningen alltid träffar absorbatoren krävs en dator som kontinuerligt ger signaler om azimut- och elevationsvinkel. På grund av systemets tredimensionella karaktär krävs en unik signal för varje heliostat.

Beroende på anläggningens storlek kan höga energitätheter uppnås genom koncentrationen av speglar. Härav följer att anläggningen måste skyddas mot förstörelse vid vissa missöden. Ett sådant missöde kan vara förlust av kylmedel i absorbatoren, vilket medför en snabb temperaturstegring. För att skydda anläggning mot denna typ av händelser måste heliostaterna kunna riktas bort från absorbatoren.

## 3 HELIOSTATEN

Heliostaten är i förhållande till den vanliga solfångaren en relativt komplicerad komponent. Den måste vara tvåaxligt rörlig för att under alla driftförhållanden kunna rikta det reflekterade ljuset mot absorbatoren. Vidare ställs krav på att komponenten ska vara stor samtidigt som tillverkningsnoggrannhet måste vara god. Ett annat viktigt krav är att den ska klara de miljöförhållanden den blir utsatt för under hela sin livslängd. Dessa krav gör att heliostaten idag är en dyr komponent. De företag som är involverade i tillverkningen är större företag med kvalificerade utvecklingsavdelningar, såsom exempelvis flygplanstillverkare. Som exempel kan nämnas företag såsom Martin Marietta Aerospace, McDonnell Douglas Astronautics Company och Boeing. I fig. 3.1 visas exempel på olika tänkbara heliostatutformningar.

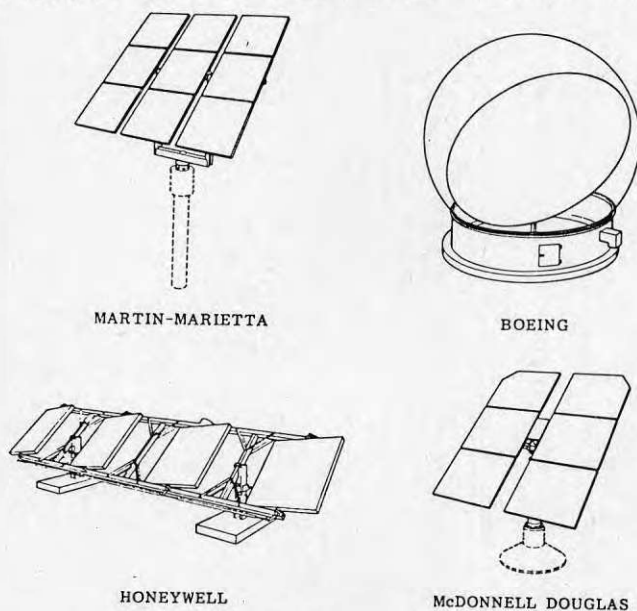


Fig. 3.1 Exempel på tänkbara heliostatutformningar

### 3.1 Styrning av heliostaten

Beroende på anläggningens storlek, heliostaternas totala spegelyta, erhålls olika uppställningsgeometrier på marken. För mindre anläggningar är det lämpligt att placera heliostaterna norr om absorbatoren. Vid större anläggningar blir avståndet från de perifert belägna heliostaterna till absorbatoren så stort att det lönar sig att placera heliostaterna även söder om absorbatoren. Energimässigt är den heliostat som placeras norr om absorbatoren mer värd än den som är placerad söder om denna.

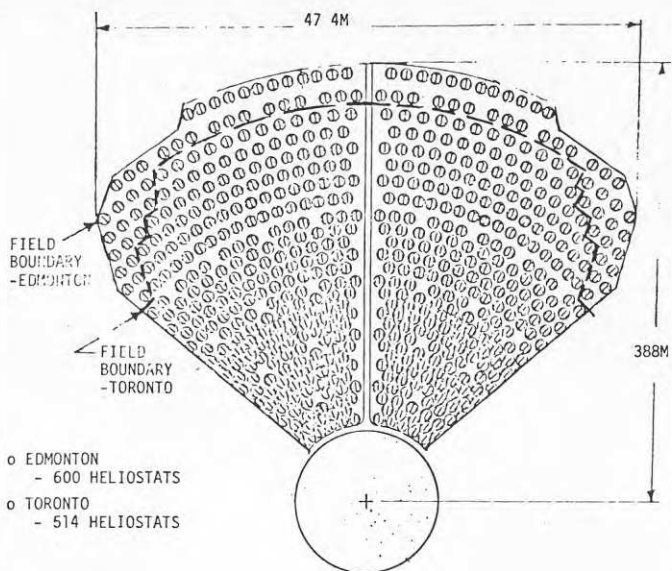


Fig. 3.2 Heliostat field layout for  $10^5$  gigajoules/YR annual energi requirement

Av figur 3.2 och 3.3 framgår McDonnell Douglas uppfattning om hur uppställningsgeometrin kan se ut vid olika anläggningsstorlekar. Figurerna gäller för orterna Toronto och Edmonton i Canada. I det mindre konceptet eftersträvande värmeproduktion  $10^5$  GJ/år (3,6 GWh/år), vilket kräver ca 600 heliostater. I det större konceptet krävs ca 6000 heliostater. I båda fallen utnyttjas heliostater med spegelytan  $49 \text{ m}^2$ . För jämförelse kan nämnas att Toronto och Edmonton är belägna vid breddgrad  $44^\circ\text{N}$  resp.  $54^\circ\text{N}$  medan Stockholm är beläget vid  $59^\circ\text{N}$ .

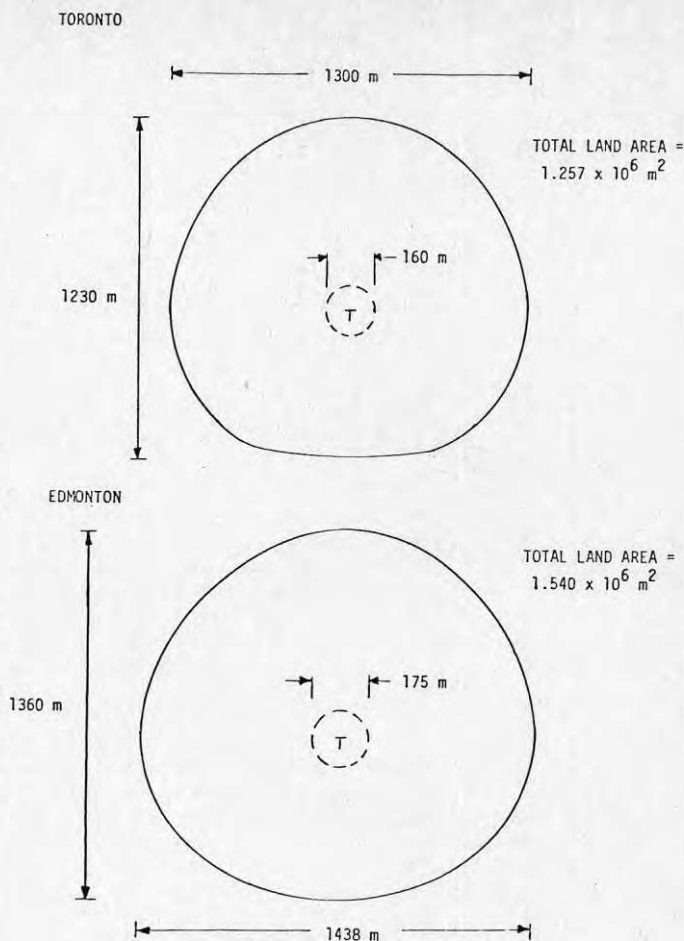


Fig. 3.3 Field layouts för  $10^6$  gigajoules/yr

Under solens vandring på himlavalvet ändras kontinuerligt heliostatens riktningsektor för att det reflekterade ljuset ska kunna träffa absorbatoren. Heliostatens riktningsektor styrs genom att förändra dess azimut- och elevationsvinkel. Varje heliostat har alltid en unik kombination av dessa vinklar, vilket kräver att styrutrustningen, datorn, ska ge unika signaler till resp. heliostat. Ju större heliostatfält desto större krav ställs på utrustning vad gäller noggrannhet och tidsintervall mellan olika signalimpulser. För att få en uppfattning om hur snabbt heliostatens spegelbild rör sig på absorbatoren kan sägas att på 1 min. flyttar den sig ca 1 m om avståndet till tornet är 200 m. Detta ställer krav på hur ofta azimut- och elevationsvinklar ska uppdateras.

På heliostaten finns två motorer för inställning av spegelbilden, en för azimutvinkeln och en för elevationsvinkeln.

För att minska ner absorbatorns storlek utförs heliostaten svagt parabolisk så att en koncentrationsfaktorn erhålls. Med den totala spegelytan 40-50 m<sup>2</sup> erfordras en koncentrationsfaktor (ytjämfört) på ca 10, så att spegelbilden på mottagarenheten blir 4-5 m<sup>2</sup>.

### 3.2 Speciella problem med spegeln

För att heliostaten ska bli ekonomiskt intressant i framtiden krävs att produktionskostnaden reduceras betydligt samtidigt som speglarnas livslängd måste öka. Spegelns livslängd kan förväntas vara mindre än 10 år och det krävs ca 20 år med oförändrad planhet och reflektionsförmåga.

Ett problem som man stött på vid spegeltester är att den inte förblir plan utan buktar sig p.g.a. termospänningar. Detta måste på något sätt undvikas om absorbatorns storlek ska kunna hållas inom rimliga dimensioner. Problemet kan till viss del avhjälpas genom att utföra en styvare konstruktion, vilken dock påverkar materialåtgång och därmed priset i negativ riktning.

För att komma till rätta med spegelns livslängd och pris testas även andra material såsom aluminiumbelagda plaster, men hittills har de bästa resultaten uppnåtts med silverbelagda glasskivor. I det första alternativet uppnås en reflektion på ca 50 % och för speglar är motsvarande siffra ca 90 %. Laboratorietester har visat att i en ren miljö och med en ny spegel kan reflektionsförmågan uppnås mot 94 % erhållas.

För att kunna pressa den specifika tillverkningskostnaden (kr/m<sup>2</sup> spegelyta) arbetar tillverkarna med allt större enheter. Idag anges den maximala spegelytan vara 50-60 m<sup>2</sup>. Vid större enheter erhålls alltför stora vindlaster, vilket ställer krav på konstruktionen samtidigt som vinden ger upphov till vibrationer och därmed svårigheter att hålla absorbatorns storlek nere. För att erhålla en stabil konstruktion krävs en god grundläggning. Även förändringar i marken som tjäl-skjutning påverkar heliostatens möjlighet att med god noggrannhet rikta ljuset mot absorbatoren. Det kan nämnas att 1 grads felaktighet i ex.vis elevationsvinkeln ger upphov till en förskjutning av spegelbilden vid absorbatoren med ca 3,5 m om avståndet är 200 m mellan absorbatoren och heliostat.

### 3.3 Markbehov

Vid uppställning av plana solfångare på mark krävs ett markutrymme som motsvarar ungefär dubbla solfångarytan för att inte skuggningen ska bli alltför besvärande. Om heliostater används krävs ett markutrymme på fyra till fem gånger spegelarean. Den större markytan beror på att heliostaten får en större lutningsvinkel mot horisontalplanet än solfångaren.

Vidare gäller att heliostater ej kan placeras alltför nära mottagarenheten. Det minsta avståndet mellan heliostat och mottagarenhet är i samma storleksordning som mottagarenhetens höjd. En anläggning med 200 heliostater, d.v.s. ungefär 10 000 m<sup>2</sup> spegelyta kräver enligt ovanstående förutsättningar ca 50 000 m<sup>2</sup> mark.

### 3.4 Fundament

Som nämnts i avsnitt 3.2 ställs höga krav på heliostaternas grundläggning för att bibehålla fokuseringsnoggrannheten. Förändringar p.g.a. vindlaster eller tjälskjutningar kan ej tolereras. För grundläggning med normala svenska markförhållanden torde betongfundament till övervägande del komma till användning. Metoder, med i marken nerdslagna betong- eller stålrörspelare, som förekommer i vissa försöksanläggningar i ökenartade områden torde ej vara användbara här.

En överslagsmässig beräkning av ett betongfundament för en heliostat med 50 m<sup>2</sup> spegelyta och dimensionerat för vindhastigheter på ca 32 m/s ger vindlaster på ca 40 kN. Med pelarhöjden ca 4,3 m krävs fundament med arean ca 13 m<sup>2</sup>, nerdragna till ca 1,5 m djup och med en betongvolym av ca 10 m<sup>3</sup>.

### 3.5 Kostnader

Det är svårt att idag få en uppfattning om den verkliga produktionskostnaden per heliostat, men förfrågningar hos Martin Marietta, USA, tyder på priser runt 2.500 kr/m<sup>2</sup>. Målet är att vid en årsproduktion på 25000 enheter, ska priset kunna pressas till ca 500 kr/m<sup>2</sup> räknat i dagens penningvärde, d.v.s. en minskning med en faktor 5.

För iordningställande av markområdet, som i varje fall mellan de enskilda heliostaterna måste vara av körbar klass, kan grovt räknas med en kostnad av ca 70:-/m<sup>2</sup>. Därtill kommer kostnader för kulvertsystem för styr- och övervakningsledningar samt även någon form av markvärde. Om därför totala kostnaden på marksidan enligt ovan uppskattas till ca 100:-/m<sup>2</sup> medför detta en tillkommande kostnad av ca 400-500 kr/m<sup>2</sup> spegelyta.

För fundament av den storleksordning som angetts i avsnitt 3.4 kan kostnaden uppskattas till 20 å 25 tusen kronor, d.v.s. även här en tillkommande kostnad av ca 400-500 kr/m<sup>2</sup> spegelyta.



Den summerade kostnaden för heliostaterna kan därför i dagsläget uppskattas till ca 3500 kr/m<sup>2</sup> och med massproducerade heliostater ca 1500 kr/m<sup>2</sup>. Till detta kommer kostnader för mottagardel och rörnät för anslutning till säsonglager eller fjärrvärmenät.

## 4 MOTTAGARENHET

Absorbatoren är den del i anläggningen där omvandlingen från strålningens energi till värme sker. Mot absorbatoren koncentreras samtliga speglar, vilket medför att ytvärmeflödet uppnår höga värden. Om man utgår från en anläggning med 200 heliostater (10 000 m<sup>2</sup> spegelyta) och en antagen absorbatoryta på 10 m<sup>2</sup> erhålls vid maximalt solljus ett ytvärmeflöde i absorbatoren på ca 700-800 kW/m<sup>2</sup>. Detta värde kan jämföras med de ytvärme-flöden som uppnås i kärnkraftverk vid värmeöverföringen mellan bränsle och kylmedel. Naturligtvis kan ytvärmeflödet minskas genom att förstora absorbatoren, men detta leder till en kostnadsökning.

Absorbatoren kan tänkas utformad som en konventionell panna med tuber i vilka kylmedlet strömmar. Vid konstruktion av pannan måste hänsyn tas till följande faktorer vid ovanstående höga ytvärmeflöden:

- Val av kylmedel. Ett antal olika lösningar är tänkbara, såsom vatten, gas eller flytande natrium.
- Det höga ytvärmeflödet och den förhållandevis låga värmekapacitiviteten medför snabba temperaturvariationer och därmed termospanningar i absorbatormaterialet.
- Risk för sönderbränning av absorbatoren om kylning bortfaller p.g.a. ex.vis elavbrott.
- Absorbatoren måste utformas på ett sådant sätt att varje individuell tub får ett tillräckligt stort kylmedelflöde. Risk finns annars för att temperaturen blir så hög att "dry out" (uttorkning av kylmedel på insidan av tuberna) inträffar.
- Materialet runt absorbatoren måste skyddas mot övertemperaturer. Eftersom det alltid förekommer ett "spill", d.v.s. all reflekterad solenergi träffar ej absorbatoren utan absorberas i konstruktionsmaterialet.

## 4.1 Val av kylmedel

Nedan följer en diskussion om de olika kylmedlens för- och nackdelar. Vid val av kylmedel måste hänsyn tas till att absorbatorns driftförhållanden inte får äventyras samtidigt som anläggningskostnaden måste hållas på en rimlig nivå.

## Gas

Om gas används som kylmedel erhålles en stor panna p.g.a. de förhållandevis låga värmeövergångstal. Samtidigt ställs större krav på konstruktionsmaterialet eftersom högre maxtemperaturer och större temperaturvariationer erhålles. Hela processsystemet får betydligt större dimensioner än om flytande kylmedel används. Gasen tycks av dessa anledningar mindre lämplig att använda.

## Flytande metall, natrium

I vissa reaktortyper inom kärnkrafttekniken används natrium som kylmedel, nämligen i den s.k. snabba briderreaktorn. En av fördelarna med flytande natrium är att pannan blir kompakt p.g.a. mycket goda värmeövergångstal. Eftersom kokpunkten för natrium vid atmosfärstryck är så hög som 880°C är det möjligt att arbeta med enfas medium. Dock är även smältpunkten hög, vilket medför att kylmedlet måste värmas och hållas vid en temperatur överstigande 98°C.

Vid utnyttjande av natrium måste värmeväxlare och andra skiljeväggar mot vatten utformas så att läckage mellan de två värmebärarna minimeras. Vatten och natrium reagerar med varandra under en så kraftig energiutveckling att komponenter kan förstöras.

Tryck i primär- och sekundärsystem väljs så att ett läckage alltid strömmar till natriumsystemet. Vid reaktionen bildas reaktionsprodukter som kan detekteras och på så sätt uppmärksammas läckaget. Vid ett större läckage orsakar reaktionen en tryckuppbbyggnad och systemet tryckavlastas exempelvis genom sprängbleck. De reaktionsprodukter som bildas är starkt korrosiva och måste avlägsnas.

Vanligtvis används rostfria värmeväxlare till natriumsystem. För att hålla en god icke korrosiv miljö krävs låga syrehalter. För att förhindra en inlösning av syre används en inert täckgas vid den fria natriumytan.

Det goda värmeövergångstal som strömmande natrium uppvisar är en följd av den goda värmeledningsförmågan. Samtidigt innebär detta vid transienta förlopp snabba temperaturvariationer i mediet och därmed även i konstruktionsmaterial. De termospänningar som uppstår vid temperaturtransienter ställer stora krav på svetsfogar och kan orsaka utmattningsfenomen.

Svensk industri har ett dåligt kunnande inom natriumtekniken. Know how inom natriumtekniken finns framför allt i Frankrike och inom landet tycks Studsvik Energiteknik ha den största kompetensen.

Natrium är ett billigt kylmedium, men ger upphov till stora kringkostnader som solanläggningar har svårt att bära.

### Vatten

Det vanligaste kylmedlet som används i processtekniska system är vatten och vad man i första hand önskar kunna använda även i detta fall. En tänkbar lösning är att utnyttja en tubpanna där vattnet tillåts att koka. Det visar sig dock att erforderligt tryck uppgår till i storleksordningen 70-100 bar för att de värme- och strömningstekniska marginalerna ska vara godtagbara. Vid dessa tryckförhållanden och med höga ytvärmefflöden krävs ett omfattande konstruktionsarbete för varje individuell panna.

Vatten är det medium som används i de flesta process-tekniska systemen och troligen det lämpligaste även i denna applikation p.g.a. den stora konstruktionserfarenhet som finns inom landet.

#### 4.2 Förlust av kylning i absorbatoren

Vid försämrad kylning i absorbatoren krävs ett säkerhetssystem som omedelbart reducerar den tillförda effekten. Detta kan utföras genom att heliostaterna riktas bort från absorbatoren.

Om ett elbortfall inträffar i anläggningen minskar kylmedelflödet snabbt och för att inte absorbatoren ska förstöras krävs att elförsörjningen till heliostaterna är batterisäkrad så att dessa kan riktas bort från absorbatoren.

#### 4.3 Kylning av konstruktionsmaterial

På grund av ofullkomligheter i styrning av heliostaterna, speglarnas bristande planhet, vibrationer o.s.v. erhålls ett spill av solenergi som aldrig träffar absorbatoren. Förlusternas storlek är naturligtvis beroende på absorbatorns storlek och styrsystemets noggrannhet, men ett visst spill förekommer alltid, vilket absorberas i konstruktionsmaterialet. Vid små absorbatorer blir förlusterna så stora att konstruktionsmaterialet måste kylas. En möjlighet att undvika detta problem kan vara att utforma konstruktionsmaterialet så att den infallande solstrålningen reflekteras, exempelvis genom en spegelbeklädnad.

## 5 SÄKERHETSASPEKTER

I en heliostatanläggning är det möjligt att åstadkomma mycket höga energitätheter genom koncentration av många speglar mot en punkt. För att garantera såväl anläggningens säkerhet som omgivningens säkerhet krävs ett kontrollsystem.

### 5.1 Anläggningens säkerhetssystem

Vid alla tänkbara störningar som kan äventyra mottagar-enhetens drift måste heliostaterna riktas bort från absorbatoren, eventuellt kombinerat med snabbstängande luckor. Vid elbortfall måste det interna elförsörjnings-systemet vara batterisäkert för att via automatik vända heliostaterna mot marken.

Om samtliga heliostater riktas mot samma punkt i mottagaranläggningen erhålls en alltför hög ytvärme-belastning i denna punkt och därför är det nödvändigt att sprida träffpunkterna.

Heliostaternas avvikelser från ideala förhållanden medför dock att lokalt kan värmebelastningen bli alltför hög. För att inte överstiga dimensionerings-data för ytvärmeflödet krävs att detta indirekt mäts och vid alltför höga värden riktas ett antal heliostater bort från absorbatoren.

### 5.2 Omgivningens säkerhet

För omgivningen, inom och utanför anläggningen, gäller att samtliga heliostaterna aldrig samtidigt ska kunna riktas mot någon annan punkt än mottagarenheten. Om heliostaterna fokuseras mot en punkt utanför mottagarenheten föreligger stor risk för förstörelse av tornkonstruktion, kringliggande byggnader och omgivningar utanför anläggningen. Detta måste beaktas vid exempelvis uppstart av anläggningen efter en längre molnperiod. Grupper av heliostater måste då styras från ett driftläge motsvarande "stand by" till att riktas mot mottagarenheten.

Ovanstående säkerhetsaspekter medför att vid en heliostatanläggnings lokalisering måste stor hänsyn tas till omgivningen så att inte risk för skadegörelse föreligger.

## 6 ANLÄGGNINGENS PRESTANDA

En heliostatanläggning har teoretiskt en större energiupptagningsförmåga än andra solfångarsystem som bygger på utnyttjandet av enbart den direkta solinstrålningen. Detta beror på att heliostaten är tvåaxligt solföljande samt att heliostat och torn kan placeras på ett geometriskt fördelaktigt sätt. För att få en uppfattning om hur stor energimängd som kan reflekteras mot tornets mottagarenhet har en enkel solinstrålningsberäkning gjorts. Som utgångspunkt för beräkningarna har solskenstid och teoretisk solinstrålning för en klar dag använts. Genom att använda solintensiteten för en klar dag sker en överskattning av tillvaratagen energimängd. Detta kan dock korrigeras genom att multiplicera med en korrektionsfaktor som bestäms genom att jämföra med uppmätta värden.

Beräkningar av detta slag kräver normalt tillgång till dator och en sådan ambitionsnivå ligger utanför ramen för detta arbete. En enkel överslagsberäkning har därför gjorts och en sammanställning följer nedan:

- Maximal teoretisk solinstrålning mot en yta vinkelrät solens riktningsvektor uppgår till  $1360 \text{ kWh/m}^2, \text{år}$ . Direkt solinstrålning har hämtats från ref 1. Värdet gäller för direkt instrålning över hela året i Stockholm (1906 timmar/år). För att få en uppfattning om korrektionsfaktorn för icke klara dagar har en enkel jämförelse med mätdata gjorts. Den beräknade direkta solinstrålningen mot en horisontell yta i Stockholm har för olika månader korrigerats så att överensstämmelse erhållits med SMHI:s mätningar. Korrektionsfaktorn har beräknats till 0,77, vilket medför att maximal direkt solinstrålning mot en yta vinkelrät solens riktningsvektor uppgår till  $1050 \text{ kWh/m}^2, \text{år}$ .
- Medelvärdet av  $\cos i$  över året ( $i$  = vinkelavvikelsen från heliostatens normal).  $\cos i = 0,80$ .
- Skuggning av kringliggande terräng. Om man antar att solhöjden måste överstiga  $10^\circ$  för att solinstrålningen ska kunna tillgodogöras sjunker energiupptagningen till ca 90 % av det teoretiska värdet.

Mot heliostaten infaller således  $750 \text{ kWh/m}^2, \text{år}$ . Härutöver tillkommer förluster i anläggningen, vilka kan delas upp enligt följande:

- Spegelreflektion. Spegelarna reflekterar inte all inkommande direkt solinstrålning utan endast ca 93 % (ref 2) av denna. Den resterande delen sprids i annan riktning. Detta värde gäller en spegel i laboratoriemiljö. Om heliostaten utsätts för utomhusmiljö inträffar en

försmutsning och därmed en försämrad reflektion. Mätningar på speglar i Schweiz som utsatts för väder och vind och har uppvisat en försämring med ca 5 %, vilket inträffar förhållandevis snart efter montagetidpunkt. Förhållandena i Schweiz och i Sverige bör i stort vara likartade och därför antas den idealt reflekterade solinstrålningen uppgå till 88 %.

- Heliostaternas förmåga att reflektera den infallande solstrålningen mot absorbatoren är delvis beroende på de ingående komponenternas tillverkningsnoggrannhet, men även på mottagarenhetens storlek. Ju större mottagarenhet desto lägre krav kan ställas på komponenternas kvalitet. Den framtida heliostaten förutsätts vara i storleksordningen 50 m<sup>2</sup> med en koncentrationsfaktor på 10. Mottagarenhetens storlek är naturligtvis beroende av antalet heliostater som används, men även denna blir i storleksordningen 50 m<sup>2</sup> om vatten används som kylmedel. Noggrannheter i styrsystemet kan förväntas ge en verkningsgradsförsämring till 94 %. Det kan nämnas att en grads fel i heliostatens (belägen på avståndet 100 m från tornet) riktningsvinkel orsakar en spegelbildsförskjutning vid absorbatoren på ca 2 m.
- Förluster i mottagarenheten. All infallande solinstrålning absorberas ej eftersom en viss emission alltid förekommer. Utbytet i absorbatoren kan uppskattas till 95 %.
- Värmeförluster i mottagarenheten, rörsystem och värmeväxlare kan uppskattas till 3 %.
- Skuggning av torn och kringliggande speglar. Erforderligt markbehov uppgår till ca 4 gånger spegelytan, vilket medför att vid solhöjder understigande 20° sker en skuggning från intilliggande speglar. Vid en spegelplacering norr om tornet orsakar detta en skuggning på uppskattningsvis 1 %. Kringliggande heliostater ger en skuggningseffekt på ca 4 %.

Ovanstående förluster kan sammanställas på följande sätt

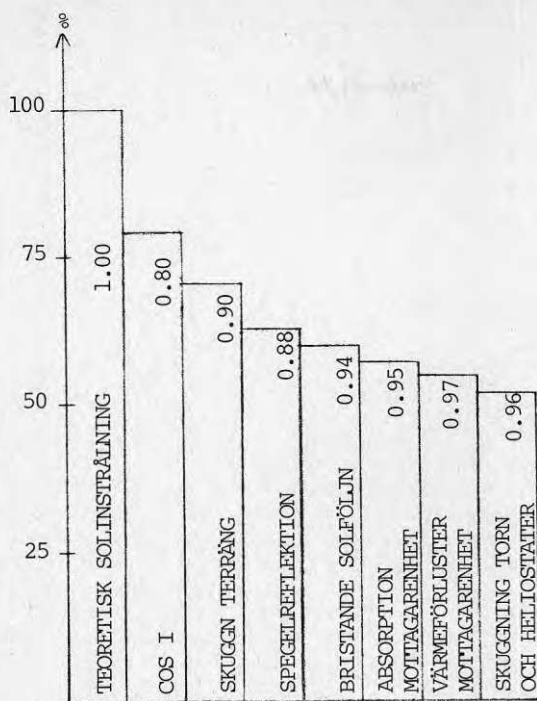


Fig. 6.1 Förluster i en heliostatanläggning för värme-  
produktion

Det totala utbytet av den teoretiskt infallande solstrålningen uppgår till 52 %. För Stockholm med i medeltal 1906 soltimmar per år innebär detta en tillvaratagen energimängd motsvarande 550 kWh/m<sup>2</sup>,år. Värdet gäller under förutsättning att driften upprätthålls under hela året.



## 7 HELIOSTATER FÖR VÄRMEPRODUKTION I SVERIGE

### 7.1 Teknik

I de föregående kapitlen har problem kring heliostat-anläggningens olika komponenter översiktligt diskuterats. Dessa problem är långt ifrån oövervinnliga, men måste lösas på ett sätt som ger rimliga anläggningskostnader. Man konstaterar att heliostat-anläggningen är komplicerad och kräver mer omfattande ingenjörsinsatser, än motsvarande för en DCS-anläggning. Vid utnyttjande av heliostater tvingas man därför till stora anläggningar för att reducera den specifika energiproduktionskostnaden.

I de projekt som förverkligats har målsättningen varit att utnyttja anläggningen för elproduktion. För svenska förhållanden är detta ej intressant eftersom denna typ av anläggningar aldrig kan konkurrera med den rörliga energiproduktionskostnaden i vatten- och kärnkraftverk. Om syftet är att enbart producera värme för säsongslagring eller inmatning i fjärrvärmesystem kan systemet förenklas och förbilligas. I princip byts turbin och generator ut mot en värmeväxlare. För att erhålla ett konventionellt processsystem bör vatten användas som värmebärande medium. Den förstoring (jämfört med om flytande natrium används) av mottagarenheten som detta innebär uppvägs av ett förenklat processsystem.

Energimässigt har heliostaten en bättre utgångspunkt än den plana solfångaren eftersom den enligt överslagsberäkningar kan ge en årsvärmeproduktion om ca 550 kWh/m<sup>2</sup>,år jämfört med ca 400 kWh/m<sup>2</sup>,år för en plan solfångare.

### 7.2 Ekonomi

Ett fåtal anläggningar för elproduktion är idag färdigställda eller under uppförande. Anläggningskostnaderna är höga, vilket delvis beror på att projekten är att betrakta som experimentbyggen. Av figur 7.1 framgår hur relativa kostnader för olika funktioner fördelas i olika stora elproducerande anläggningar. Här framgår att vid effekten 10 MWe utgör heliostatkostnaden ca 40 % av den totala och vid 100 MW ca 50 %. Om man antar att anläggningen utförs för värmeproduktion och att natriumsystemet byts ut mot ett vattensystem, skulle vid 30 MWt (termisk effekt) heliostaterna utgöra uppskattningsvis 40 % av totalkostnaden.

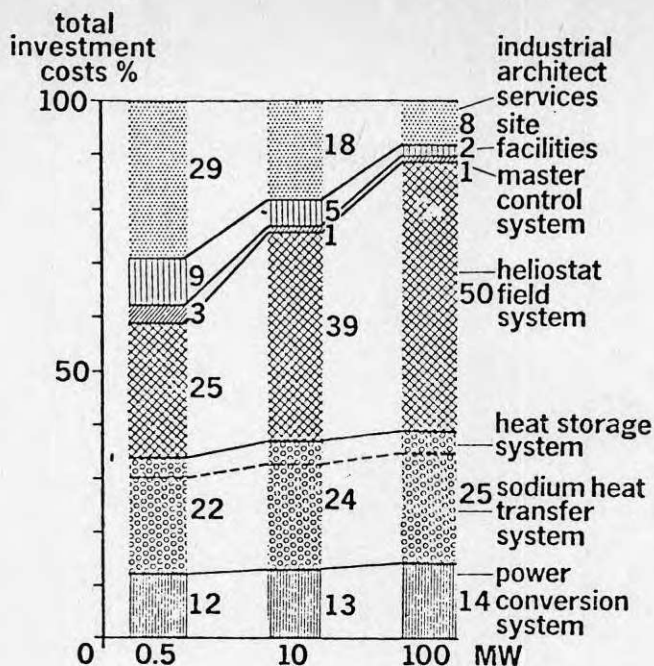


Fig. 7.1 Procentuella investeringskostnader för olika stora heliostatanläggningar. Ref. 3

Allmänt kan sägas att heliostatanläggningen lämpar sig bäst för storskalighet medan DCS-anläggningen är mest lämplig i mindre system. Kostnadslikhet erhålles vid anläggningsstorlekar runt 10 MWe, se fig. 7.2. Vid värmeproduktion motsvarar detta ca 30 MWt. I dessa beräkningar ligger naturligtvis en förväntan och kostnadsreduktion både för solfångare och heliostater.

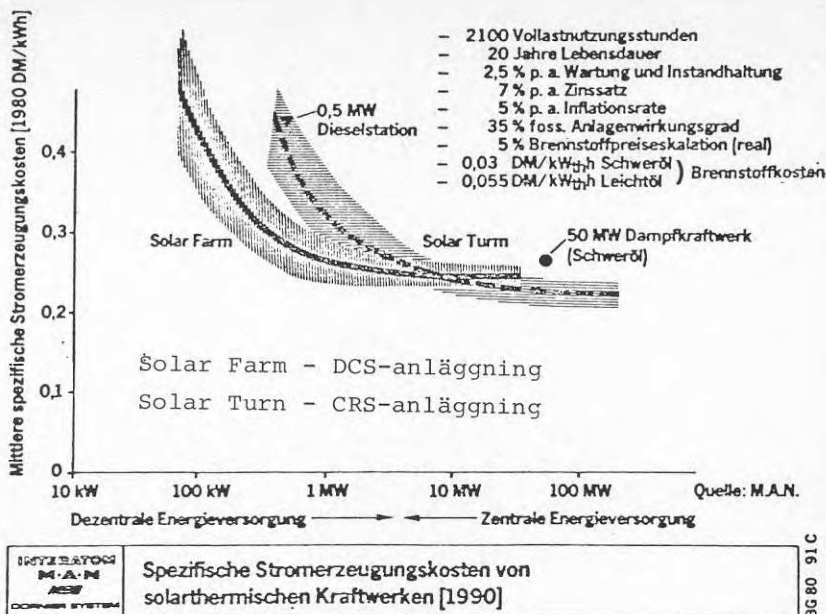


Fig. 7.2 Kostnadsjämförelser mellan CRS- och DCS-anläggningar. Ref. 4

Den ekonomiska storleken på heliostatanläggningen, ca 30 MWt ( $\approx 50\,000\text{ m}^2$  spegelyta eller 1000 heliostater), innebär att utnyttjandet avgränsas till stora fjärrvärmesystem. Genom att studera Svenska Värmeverksföreningens statistik och framtida planering finner man att endat de 10 största kommunerna i landet kommer att ha så stora fjärrvärmesystem till vilka heliostatanläggningen kan anslutas, förutsatt att säsonglagring ej utnyttjas. Den markareal som krävs för att installera 1000 heliostater uppgår till i storleksordningen  $250\,000\text{ m}^2$  ( $500 \times 600\text{ m}^2$ ) plus därtill säkerhetszoner runt tornet. Markbehov av denna storlek blir mycket svårt att finna i tätbebyggda områden.

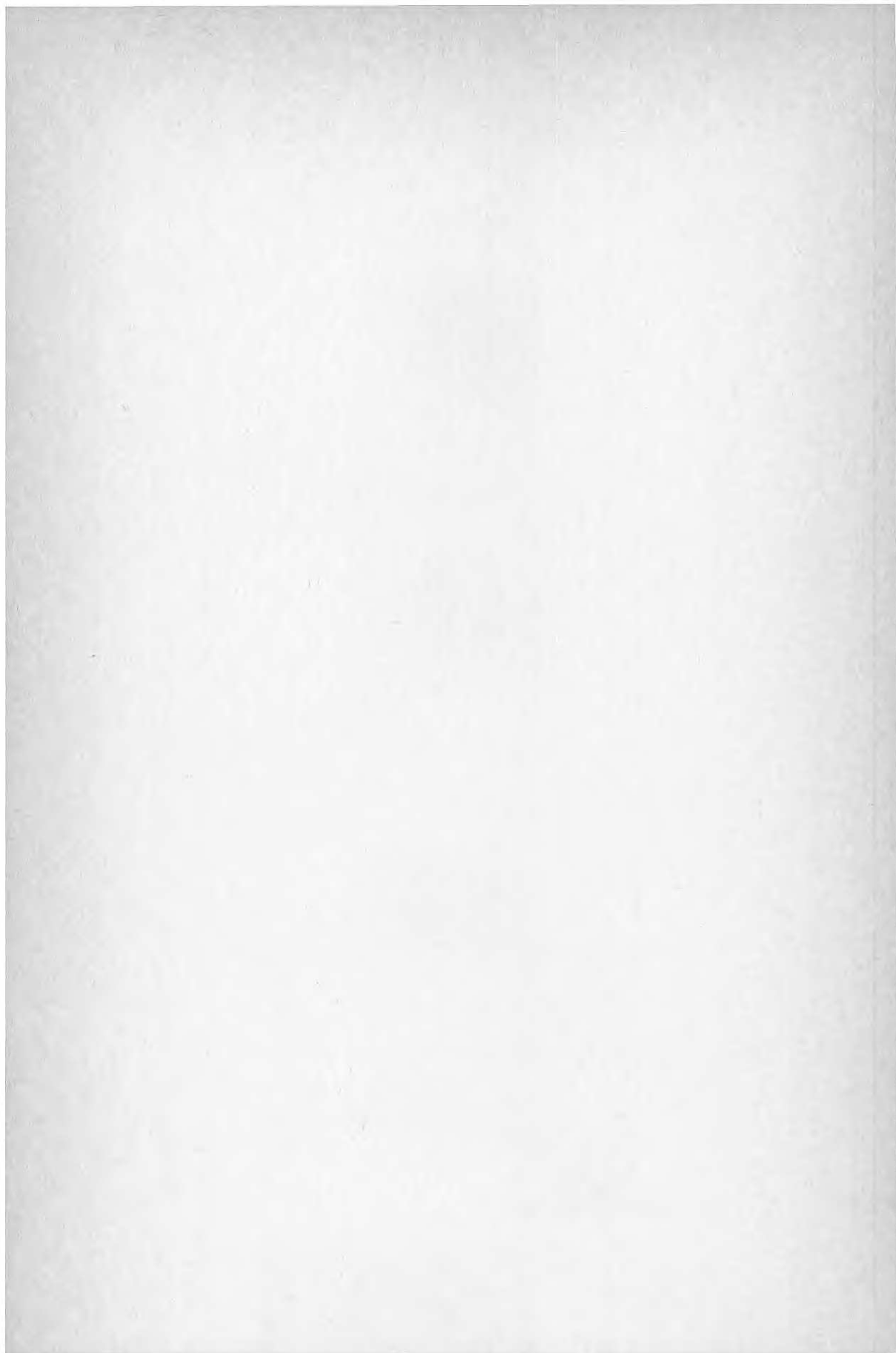
Heliostaternas framtida priser måste kraftigt reduceras (minst faktor 5) för att värmeproduktionskostnaderna ska kunna pressas ner mot kommunens alternativkostnad (värmeproduktionskostnad för alternativt bränsle). För att heliostaten ska bli intressant måste energipriset kunna konkurrera med rörlig kostnad för fastbränsleeldning och då framför allt kol för landets större kommunala värmeverk.

Av ovanstående anledningar, nämligen en begränsad marknad och konkurrenssituationen med fasta bränslen, är det ej troligt att heliostater i framtiden kan bli intressanta för värmeproduktion i Sverige.

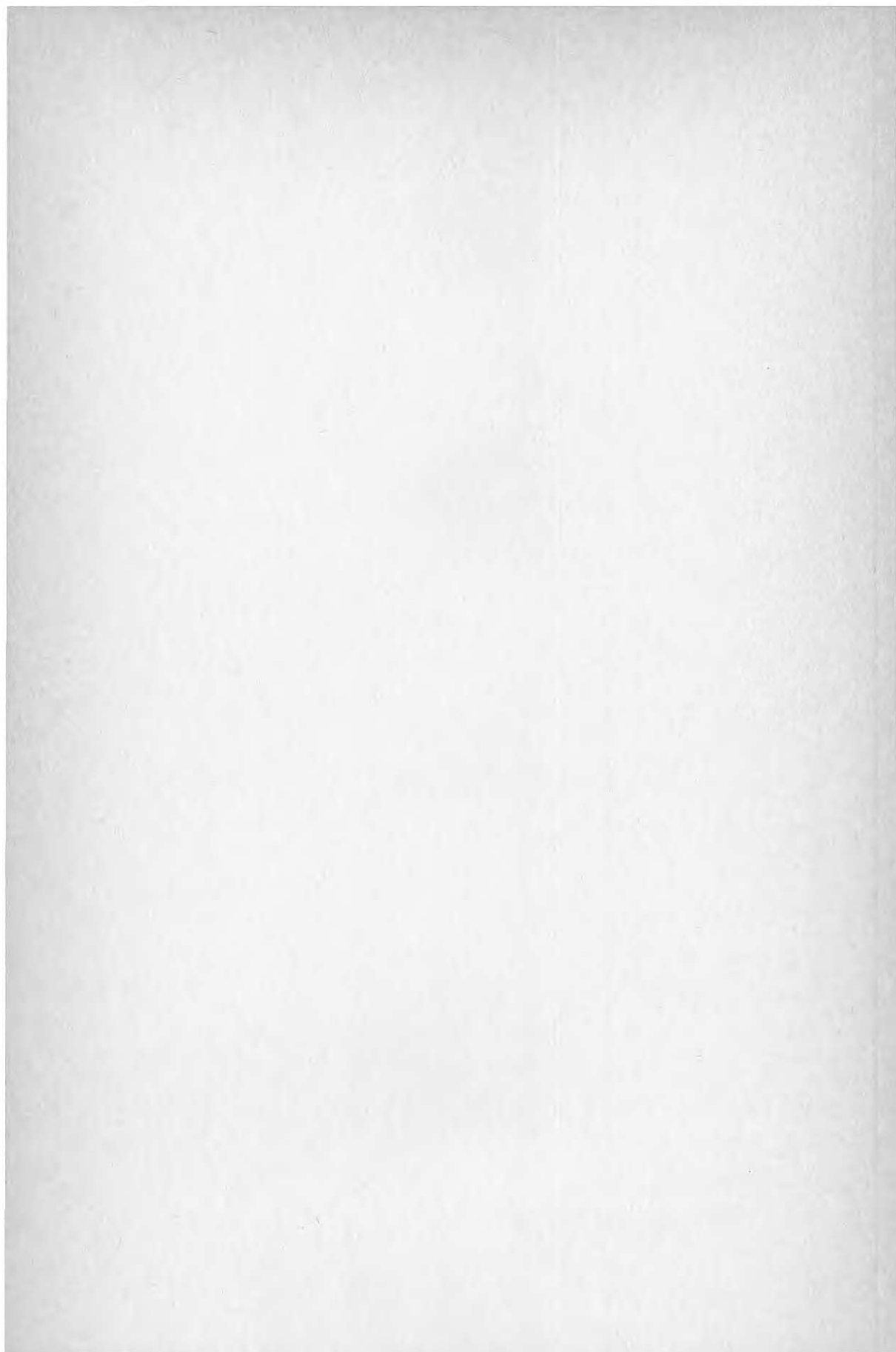
## REFERENSER

- 1 Höglund I & Stephenson DG, 1968. Tabeller för beräkning av solinstrålning mot byggnader. Särtryck ur tidskriften Byggnästaren 9:1968.
- 2 Sandia National Laboratories, USA. Collector Qualification Tests för the IEA 500 kWe Distributed Collector System. SSPS Technical Report No 1/80.
- 3 Deutsche Forschungs- und Versuchsanstalt für Luft- und Raumfahrt. Zur Wirtschaftlichkeit der Erzeugung von elektrischem Strom aus Sonnenenergie. Bericht Nr 387-1-79.
- 4 J Fenster (M.A.N), S. Kostrzewa (INTERATOM). Arge GAST. Gasgeköhltes Sonnenturmkraftwerk Leistung 20 MWe. Statusseminar GAST, 13 Mai 1980 bei der DFVLR.
- 5 IEA-SSPS. Small Solar Power Systems. Rapport fas 1 & 2. NE projekt 55 62 08, sept 79.













Denna rapport hänför sig till forskningsanslag  
791596-0 från Statens råd för byggnadsforskning  
till Rejlers Ingenjörbyrå AB.

R33: 1982

ISBN 91-540-3668-2

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Art.nr: 6700533

Abonnemangsgrupp:  
W. Installationer

Distribution:  
Svensk Byggtjänst, Box 7853  
103 99 Stockholm

Cirka pris: 20 kr exkl moms