



Det här verket har digitaliserats vid Göteborgs universitetsbibliotek och är fritt att använda. Alla tryckta texter är OCR-tolkade till maskinläsbar text. Det betyder att du kan söka och kopiera texten från dokumentet. Vissa äldre dokument med dåligt tryck kan vara svåra att OCR-tolka korrekt vilket medför att den OCR-tolkade texten kan innehålla fel och därför bör man visuellt jämföra med verkets bilder för att avgöra vad som är riktigt.

This work has been digitized at Gothenburg University Library and is free to use. All printed texts have been OCR-processed and converted to machine readable text. This means that you can search and copy text from the document. Some early printed books are hard to OCR-process correctly and the text may contain errors, so one should always visually compare it with the images to determine what is correct.



Rapport

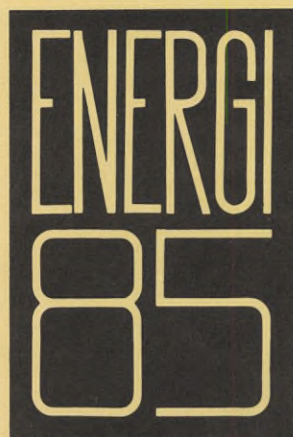
R147:1984

Sol till fjärrvärme och grupp- centraler

**Erik Wahlman
Heimo Zinko mfl**

INSTITUTET FÖR BYGGDOKUMENTATION	
Accnr	
Plac	<i>Ser</i>

*R
A/14*



Byggeforskningsrådet

R147:1984

SOL TILL FJÄRRVÄRME OCH GRUPPCENTRALER

Erik Wahlman
Heimo Zinko
Göran Hultmark
Per Isakson
Björn Karlsson
Peter Margen

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag
840176-2 från Statens råd för byggnadsforskning
till Heimo Zinko, Nyköping

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

R147:1984

ISBN 91-540-4216-X

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Liber Tryck Stockholm 1984

Byggforskningsrådets förord.

Målet för forsknings- och utvecklingsinsatserna inom solvärmeområdet var enligt proposition 1978/79:115 och proposition 1980/81:90 att de från i huvudsak mitten av 1980-talet skulle kunna ge underlag i tekniskt och ekonomiskt hänseende för skilda beslut rörande införande av solvärme i olika systemlösningar och systemkombinationer. Inriktningen av eventuella fortsatta forsknings- och utvecklingsinsatser inom området samt möjligheterna att på sikt ersätta olja med solenergi - direkt eller indirekt (naturvärme) - ingick också i målsättningen. Metoder för värmelagring över långa tidsperioder är av stor betydelse för möjligheterna att utnyttja solvärme för byggnadsuppvärmning. Värmepumpar och olika typer av värmeavgivningssystem som är anpassade till låga temperaturer ingår i många systemlösningar. Oljeersättningsdelegationens arbetsgrupp för solvärme bedömde (Ds I 1980:10) att ett införande av solvärme, värmepumpar och energilager om 10 TWh netto år 1990 och 30-35 TWh netto år 2000 skulle kunna uppnås.

Industridepartementet har uppdragit åt statens råd för byggnadsforskning att göra en samlad utvärdering av insatserna inom solvärmeområdet. Arbetet med utvärderingen av den nya energitekniken har letts av en styrgrupp bestående av:

Ingrid Munro, föreståndare, BFR, ordförande; Leif Bernegård, avdelningsdirektör, statens naturvårdsverk; Ingvar Ö Andersson, avdelningsdirektör, statens energiverk (från 84-01-01); Enno Abel, professor, installationsteknik, CTH; Stefan Sandesten, avdelningsdirektör, Byggnadsstyrelsen; Lars Bern, VD, ÅF Energikonsult AB; Kirtland Mead, Ph.D., MAC Management Analysis Center; Ola Nyqvist, jur. Dr, BFRs vetenskapliga nämnd (adjungerad). Därutöver har professorerna Thore Berntsson, CTH, Bernt Bäckström, CTH, samt Lennart Thörnqvist, LTH, deltagit i styrgruppens arbete.

Denna rapport utgör en expertrapport som bildar underlag till huvudrapporten Energi 85 - Energianvändning i bebyggelse (G26:84).

Stockholm i augusti 1984
Byggforskningsrådet.

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

		<u>Sid</u>
	SAMMANFATTNING OCH SLUTSATSER	2
1.	INLEDNING	11
2.	FJÄRRVÄRME OCH GRUPPCENTRALER I SVERIGE - EN BAKGRUNDSBESKRIVNING	15
2.1	Allmänt	15
2.2	Fjärrvärmesystem	17
2.3	Gruppcentraler	22
2.4	Markttillgång	26
2.5	Övriga tekniska hinder	32
2.6	Konkurrerande energiproduktion	38
2.7	Marknadspotentialen	44
3.	SOLENERGI FÖR FJÄRRVÄRMESYSTEM	49
3.1	Soltillgång	49
3.2	Olika typer av solfångare	54
3.3	Principiell teknik för solfjärrvärme	76
4.	BESKRIVNING AV FÖRSÖKSANLÄGGNINGAR FÖR SOLFJÄRRVÄRME	82
4.1	Stockholms Energiverk - solfångarsystem på kvarteret Apotekaren	92
4.2	Knivsta	97
4.3	Uppsala Kraftvärme AB - Linjär parabol experiment	106
4.4	Experimentgård för solfångare i Studsvik	109
4.5	Vattenfalls Älvkarkebylaboratorium	119
4.6	Hetvattencentral Skogås	124
4.7	Heleneholmsverket i Malmö	127
4.8	Södertörns Fjärrvärme ABs anläggning i Tumba	131
4.9	Ingelstad	142
4.10	Solfjärrvärme i Torvalla	148
4.11	Solvärmecentral i Lyckebo	154

	<u>Sid</u>
5.	STATUS OCH FRAMTIDSUTSIKTER FÖR SOLFJÄRRVÄRMETEKNIKEN 160
5.1	Dagens solfjärrvärmeteknik, system och komponenter 160
5.2	Praktiska erfarenheter 166
5.3	Mätning och utvärdering 171
5.4	Erfarenheter från utlandet 172
5.5	Kostnader för solfjärrvärmesystem 179
5.6	Långfristig utvecklingspotential 183
6.	FORSKNING OCH UTVECKLING 193
6.1	Allmänt 193
6.2	Lönsamma solfångare och system 195
6.3	Solenergi i svenskt klimat 198
7.	FORCERAD UTVECKLING AV SOLFJÄRR- VÄRME SOM ENERGIRESURS 202
7.1	Scenario 202
7.2	Förslag till handlingsprogram 205
	REFERENSER 209

Denna rapport framtog av huvudförfattaren i tät kontakt med, och under medverkan av referensgruppen för solfjärrvärme*. Rapporten utgör underlag till bedömning av potentialen för solfjärrvärme i samband med SOL-85. Rapportarbetet pågick under en period av ca 1 år och texten är baserad på många utredningar och på diskussioner med specialister för solfjärrvärmesystem. Innehållet i rapporten fick sin nuvarande form efter flera mellanetapper, vilket ställde stora krav på redigering och texteditering. Författarna önskar därför tacka Kurt Luthman för ovärderlig hjälp med textredigeringen samt Gert Abrahamsson och Maud Westerberg för utskrift och korrekturer av manuskriptet.

Referensgruppen bestod av följande medlemmar:

Ordförande:

Erik Wahlman Theorells Energikonsulter

Ledamöter:

Göran Hultmark	Scandiavian Solar
Per Isakson	KTH, Mätcentral för Energiteknik
Björn Karlsson	Vattenfall, Älvkarlebylaboratoriet
Heimo Zinko	Studsvik Energiteknik AB
Egil Öfverholm	Byggeforskningsrådet

SAMMANFATTNING OCH SLUTSATSER

Solvärmeteknik

En inventering av de viktigaste projekten inom området solfjärrvärme visar tydligt, att det under en period av ca 3 - 4 år har gjorts avsevärda framsteg när det gäller förståelse för funktion och utformning av solfjärrvärmesystem och dess komponenter, inte minst solfångare. Anläggningarna har blivit större, effektivare och framför allt billigare. Framstegen kan sägas vara baserade på en samlad och kraftig satsning av Byggforskningsrådet i förening med satsningar från några industrier, värmeverken, Vattenfall, konsulter och forskningsinstitutioner. Även om man inte bör dra långtgående slutsatser av kostnaden för småskaliga demonstrationsprojekt, kan man säga att anläggningskostnaden under denna period har sjunkit med ungefär en faktor 2 för stora system till dagens ca 3 - 4 kr/kWh,år, beroende på drifttemperatur. Dessutom tyder för närvarande alla tecken på att utvecklingen inte har avstannat, utan inom rimlig tid kan resultera i en kostnadshalvering. Detta förutsätter dock att den målmedvetna satsningen får fortsätta.

Bland de faktorer som ligger bakom kostnadsminskningen kan två nämnas som särskilt viktiga:

- a. Övergång till nya solfångartyper, större enheter, ändamålsenligt konstruerade och användning av dessa i större system.
- b. Ett starkt intresse från några värmeverk för solfångarsystem, vilket har medfört ett mycket lyckat professionellt agerande vid upphandling och drift av solfångaranläggningar.

Man kan även tillägga att konstruktion och drift av tidigare uppförda stora anläggningar (solvärme-

centraler) har gett nyttiga lärdomar. Driften av de flesta nya solfjärrvärmeanläggningarna har därmed orsakat väsentligt mindre problem än hos de större solvärmecentralerna.

Trots denna framgång har solfångarindustrin stora problem. Faktum är att det idag endast finns ett företag, Scandinavian Solar, som är etablerat på marknaden, samt ett fåtal övriga företag som är engagerade i utvecklingen av solfångare för storskaliga system. Gränges Aluminium har tillsammans med Vattenfall en stor platsbyggd solfångare under utveckling. Solfångaren, som väntas ha låga materialkostnader, provas i Studsvik och Finspång.

En ny solfångarteknik, inom ramen för en större industriell satsning, pågår under namnet Sunerg. Några övriga företag har i sitt program utveckling av antingen högeffektiva solfångare (Bohlin) eller lågkostnadssolfångare (Trelleborg, Sun Star). En unik typ av storskalig, platsbyggd solfångare utvecklas i Studsvik. Andra företag importerar utländska system, framför allt vakuumrörsolfångare, bl a CINAB, Göt-Al, Philips, Bahco.

Utvärderingen av de äldre solfjärrvärmeanläggningarna har visat att de tidigare konventionella solfångarna framtagna för tappvarmvattensystem, inte är anpassade för stora anläggningar. Solfångarna var dyra att montera på taken och deras energiproduktion (250 kWh/m^2) var låg. Även driften av luftkylda solfångare var inte problemfri. Det första mer positiva resultatet vad gäller energiproduktion rapporterades 1982 från Knivsta, då energiinsamlingen för första gången i Sverige, för högre drifttemperaturer (ca 65°C), nådde 350 kWh/m^2 -gränsen. I SFABs Tumba-anläggning gjordes en större jämförelse mellan olika utvalda plana och evakuer-

ade solfångare. Vakuumsolfångaren från Philips uppnådde, trots ogynnsam lutning (60 grader), under driftåret 1982/83 ca 400 kWh/m² (T = 52°C) och i Studsvik vid lägre medeltemperatur och 45 graders lutning 535 kWh/m². Vakuumsolfångarna har dock ännu så länge den stora nackdelen att de är alltför dyra för fjärrvärmesystem.

Scandinavian Solar lyckades däremot med en mycket imponerande utveckling av högeffektiva, plana stora solfångare, som prestandamässigt visade sig väl kunna konkurrera med vakuumsolfångare. Framför allt är de väsentligt mer effektiva än tidigare plana, selektiva solfångare. Ett inlagt konvektionshinder i form av två tunna teflonfolier gör att solfångaren även kan användas för värmeproduktion vid temperaturer omkring 90°C. Solfångaren provades först i Tumba och Knivsta och användes sedan i stor skala i Lyckebo (4 320 m²). Från alla dessa anläggningar rapporteras goda resultat. Solfångaren har ännu så länge inte utvärderats under ett helt driftår, men det förväntas en årsproduktion över 400 kWh/m². Scandinavian Solar tog parallellt med solfångarna även fram lösningar på billiga värmecirkulationssystem och solfångarstativ, som gjorde att hela anläggningskostnaden sjönk till nivån 3 - 4 kr/kWh,år.

Satsningen på att utveckla stora solfångarenheter bygger på att dessa kan tillverkas billigare jämfört med små solfångarenheter, anpassas till uppställning på enklare stativ på marken och blir något effektivare på grund av mindre randförluster. Så länge marknaden inte tillåter massproduktion har stora platsbyggda enheter en god chans på marknaden.

Beträffande anläggningsdrift och systemteknik konstateras att ett flertal solfångarsystem fungerar tillfredsställande. Genom att koncentrera utvärdering och systemuppföljning på ett fåtal händer har en bra återkoppling av drifterfarenheter till teknikutvecklingen åstadkommits. Den uppnådda kostnadsminskningen och effektivitetsförbättringen är en direkt följd av detta. Att enstaka barnsjukdomar uppträder står inte i motsats till det sagda. Som exempel kan nämnas att solfångarstativen avsevärt förenklats, driftstrategi och rördragning förbättrats och nya avluftningssystem införts. Trenden är att göra så enkla system som möjligt och att välja lösningar med minsta antal ingående komponenter. Vidareutveckling enligt denna strategi väntas fortgå.

Utvecklingspotentialen är alltså gynnsam för storskaliga anläggningar. Vår bedömning är att det fortfarande finns möjlighet att förbättra lönsamheten, dels genom att minska anläggningskostnaden, dels genom att öka utbytet från solfångarna. En kostnadsreduktion kan åstadkommas dels genom att minska vikten i befintliga konstruktioner, dels genom att gå helt nya vägar, baserade på luft och plast som "konstruktionsmaterial", eventuellt i kombination med lättviktsreflektorer. Andra lösningar utgörs av solfångare utformade som solfångande mark- eller vattenytor. I kombination med effektiva konvektionshinder som t ex cellstrukturer i glas eller plast eller transparenta isoleringsmaterial kan även dessa solfångarsystem bli tillräckligt effektiva.

Alternativet med oglasade markytor med nedgrävda kylrör, i vilka energi tas ut vid låg temperatur med värmepump, leder till och gränsar mot det konkurrerande energislaget "naturvärme".

Parallellt med kostnadsminskning finns det god potential till effektivitetshöjning. Genom konstruktiva åtgärder, t ex användning av förbättrade konvektionshinder för plana solfångare eller inbyggda reflektorer i vakuumrörsolfångare, finns det möjlighet att öka energiproduktionen från dessa solfångare till 550 - 600 kWh/m²,år. Dessa åtgärder tillsammans, kostnadsreduktion och effektivitetsökning, väntas leda till en halvering av solvärmekostnaderna mot slutet av åttiotalet.

Förutsättningarna för en gynnsam utveckling av koncentrerande solfångare är sämre. Dessa bedöms inte kunna uppnå samma energiproduktion som högeffektiva plana solfångare och vakuumrörsolfångare vid temperaturer under 80°C. Eftersom det är föga sannolikt att koncentrerande solföljande solfångare blir billigare än fast monterade, kommer de sannolikt inte att bli konkurrenskraftiga i svenskt klimat.

Marknad

Dagens kostnader för solfångarsystem har nått en nivå av 3 - 4 kr/(kWh·år) motsvarande ett energipris av ca 25 - 30 öre/kWh. Ovan anförda åtgärder för kostnadsminskning och effektivitetsökning väntas leda till fortsatt minskning av solvärmekostnaderna. Mot slutet av åttiotalet beräknas kostnaderna för solvärmeanläggningar ligga vid ca 1 200 kr/m² för plana effektiva och 1 500 kr/m² för vakuumrörsolfångare, motsvarande ca 2.5 - 3 kr/(kWh·år) eller ca 20 öre/kWh. Om högsta möjliga energiproduktionspotential kan tas ut vid samma anläggningskostnad kan anläggningskostnader på ca 2 kr/kWh, motsvarande ca 15 öre/kWh, uppnås. Det senare värdet bedöms vara av ekonomiskt intresse för system med årslagring (kostnader för

årslager tillkommer med 7 öre/kWh från solfångarfältet levererad energi). Förutsättningen är dock att FoU på solfångarsystem fortsätter i oförminskad takt.

De angivna kostnaderna inkluderar ej skatter, som t ex moms. Det måste påpekas i detta sammanhang att momsen slår hårt på kapitalintensiva energislag som solenergi. Det vore av stor betydelse för introduktionen av solvärmetekniken om den som lön för att vara en miljövänlig och arbetstillfälleskapande inhemsk resurs lik övrig inhemsk energi kunde undgå beskattning under en introduktionsfas.

Några tekniska hinder för introduktion av solfjärrvärmetekniken kan inte anses föreligga. Förutom i områden med mycket hög värmtäthet finns det gott om markareal för anslutning av solfångarsystem till befintliga fjärrvärmenät och gruppcentraler, så länge solandelen inte nämnvärt överstiger 10 - 15 % av årsproduktionen (system utan säsongslager). I områden med hög värmtäthet tål solfångaranläggningen på grund av anläggningsstorleken även längre transportsträckor (2 - 3 km), vilket gör att vi räknar med möjligheten att placera solfångarfält i 70 % av all fjärrvärmelast och i 50 % av alla gruppcentraler (industriella gruppcentraler inte medräknade), om solandelen uppgår till 10 %.

Det största hindret för en vid spridning av solfjärrvärmesystem är emellertid i detta fall själva typen av anläggning. Solvärmesystem utan lager konkurrerar nämligen med de vanliga lågkostnadsalternativen för energiproduktion sommartid (el, spillvärme, sopförbränning). Detta gör system utan lagring ointressanta, åtminstone för fjärrvärme. Gruppcentraler fungerar oftast med dålig verkningsgrad under sommaren, varför viss marknad för system utan långtidslagring kan finnas.

Vi bedömer dock att ett genombrott av solfångar-tekniken endast kan åstadkommas då den kombineras med säsongslagring och solandelen i genomsnitt uppgår till minst 40 % (solfjärrvärme) respektive till 70 % (gruppcentraler). Det är vid relativt höga solandelar som nackdelar med solvärmesystem (ojämn produktion, utspridd produktionsenhet, m m) kompenseras genom fördelar såsom hög självförsörjningsgrad, lagringsmöjligheter och miljö-vänlighet.

Anläggningsstorleken utgör emellertid ett något större tekniskt hinder (arealtillgänglighet), varför endast 50 % av fjärrvärmelasten och 30 % av gruppcentralerna bedöms kunna förses med sol-värme för säsongslagring.

I tabellen nedan sammanfattas potentialen för tre olika kostnadsalternativ.

Marknadspotential i TWh/år

Alt	Energiproduktions-kostnad för sol-värmesystem	År	Fjärr-värme	Grupp-cent-raler
I	Dygnssystem jämför-bart med olja (solvärmekostnad 25 - 30 öre/kWh)	2000	0.3	0.3
		2010	1.5	0.6
II	Dygnssystem jämför-bart med kol, torv (Solvärmekostnad 15 - 20 öre/kWh)	2000	1.1	0.5
		2010	1.5	0.8
III	Årssystem jämförbart med kol, torv (Solvärmekostnad 10 - 15 öre/kWh)	2000	3.0	1.4
		2010	5.0	2.0

Potentialen för solfjärrvärmesystem motsvarar då 4 till 15 miljoner m² högeffektiva solfångare be-roende på systemtyp och anläggningskostnad.

Forskning och utveckling

Ett tillvaratagande av denna potential kräver en konsekvent och målmedveten satsning på forskning och utveckling. Forskningsmålen kan indelas i följande huvudområden:

- Tillämpade forskningsinsatser av hög prioritet för att utveckla lönsamma solfångare och systemlösningar.
- Grundläggande forskning för att klarlägga de meteorologiska förutsättningarna för användning av solvärme i svenskt klimat.
- Utveckling av optimala svenska systemlösningar genom konsekvent tillvaratagande av drifterfarenheter från befintliga anläggningar, anpassning till ett optimalt utförande, och teknisk utveckling.

Bland de viktigaste forskningsmålen kan nämnas:

- Verkningsgradshöjande åtgärder för solfångare.
- Långtidstest av material och konstruktion.
- Kostnadsreducerande åtgärder vid konstruktion, produktion och installation av solfångarsystem.
- Framtagning av optimala systemlösningar med och utan lager, främjandet av Svensk solvärmeteknik.
- Fortsatt storskalig provning av nya lösningar för solfångar- och systemteknik i demonstrationsanläggningar. Mätning och utvärdering av dessa system.
- Kartläggning av direkt och diffus strålning samt strålningens vinkel- och våglängdsberoende.
- Utveckling av solstrålningsmodeller för Sverige.
- Jämförande provning av olika solfångartyper och inverkan av olika effektivitetsökande komponenter.

- Framtagning av modeller för simulering, optimering och prognos av solvärme-system.
- Utredning av samhällsfrågor beträffande storskalig introduktion av solvärmeteknik.

Ovan uppräknade FoU-insatser tros i samverkan med fortsatt utbyggnad och erfarenhetsåterkoppling leda till den angivna potentiella lönsamheten för solfjärrvärme.

Sammanfattningsvis kan vi konstatera att Sverige har ett entydigt försprång på området solfjärrvärmeteknik med och utan lagring (inkluderande system för gruppcentraler). Kostnaderna för installerade solfångarfält med drifttemperaturer omkring 70 - 80°C är klart lägst i hela världen, samtidigt som verkningsgraden för system med högeffektiva plana solfångare är högst. Även systemtekniken anses som avancerad och tekniken för stora lagringar och värmepumpar som unik. Allt detta kunde inte åstadkommas utan väldoterade forskningsmedel. Bevarandet och vidareutbyggnad av dessa kunskaper och detta kunnande för att även få ett kommersiellt genombrott på den svenska och internationella marknaden borde ses som en överordnad målsättning för det förslagna forskningsprogrammet.

1. INLEDNING

Sjuttioalets oljekriser stimulerade Sverige och den övriga industrialiserade världen till en ibland något forcerad satsning på förnyelsebara energier, bl a solenergin. Med ledning av baserfarenheterna "solen värmer" och "VVS-system fungerar enkelt och tillförlitligt" betraktades den senare som en i stort sett outtömlig källa till energitillförsel inom lågtemperatursektorn, dvs i temperaturområdet lämpligt för uppvärmningsändamål. Samtidigt som system för poolvärme, tappvarmvatten och villavärme utvecklades, importerades från Storbritannien en slogan till miljö rörelsen "small is beautiful".

Många systemvarianter har utvecklats och testats under tiden. Solfångare togs fram och försvann från marknaden. Den kritiska granskningen har fört åtskilliga problem med solvärmesystem fram i ljuset. Krav på material och systemutföranden var mycket högre än ursprungligen förväntat. Den vänliga solen skapar en ganska besvärlig arbetsmiljö för alla komponenter. Kravet på hög systemtillgänglighet medför en högre teknisk nivå än förutsatt. Tillbyggnad av systemen till befintlig bebyggelse visade sig vara relativt besvärlig. Resultatet var att solvärmesystemens lönsamhet blev dålig, inte bara i Sverige utan även i industriländer med hög soltillgång.

Detta väckte idén om större system. Material, installation och övrig systemteknik skulle då kunna bli billigare per producerad kWh. 1977 byggdes i Studsvik den första solvärmecentralen. Ytterligare centraler byggdes i större skala. Solvärmecentraler är i första hand tänkta som energisystem med hög försörjningsgrad upp till 100 %,

alltså med årslagring. Dessa, den andra generationens system, visade sig ibland vara mycket komplexa, i något fall helt enkelt för stora för att fungera tillfredsställande från början. Den samtida kunskapsnivån räckte inte till för att förutse alla problem som stora produktionsanläggningar kan drabbas av.

Det fanns dock en möjlighet till förenkling av storskaligheten - energiförsörjning från ett solfångarfält direkt till förbrukaren - solfjärrvärme. Idén realiserades första gången 1980 med demonstrationsanläggningar hos Stockholms Energiverk (se avsnitt 4.1) och Södertörns Fjärrvärme AB i Skogås (avsnitt 4.6). Stort intresse väcktes bl a hos olika kommunala energiverk och Vattenfall för dessa systemtyper. I början stötte man även här på problem. Solfångarna var små och opraktiska att hantera i stora fält. Installationskostnaderna samt monterings- och anslutningskostnaderna blev mycket stora, även om systemen fungerade någorlunda väl från början. Resultatet av alla ansträngningar syns nu växa fram i form av systemlösningar direkt avsedda för solfjärrvärme, inkluderande utveckling av större solfångarenheter, väl genomtänkt design för hantering i fält och anslutning till fjärrvärmenät. Denna utveckling medförde mellan 1980 och 1982 en avsevärd kostnadsreduktion för såväl solfjärrvärmesystem som solvärme-centraler. Gränserna mellan dessa båda systemtyper är dessutom flytande - fjärrvärmesystemet utgör redan en viss lagerkapacitet. Å andra sidan kan ett extra lager behövas på grund av andra energiproduktionskällor inom nätet, t ex spillvärme. Systemstorleken kan omfatta allt från små lokala nät - gruppcentraler - till stora fjärrvärmesystem. Målet - lönsamhet - har inte uppnåtts ännu och

kommer troligen inte att uppnås på åttiotalet. Men som det utförligt diskuteras i rapporten, finns det en god potential för att uppnå lönsamheten vid konsekvent vidarutveckling av solfångare och systemlösningar och samtidigt byggandet av nya anläggningar.

I denna rapport inventeras tekniken och dagsläget för solfjärrvärmesystem vid årsskiftet 1983/84.

Avsnitt 2 beskriver marknadspotentialen och tekniken för solfjärrvärmesystem. Olika tekniska lösningar diskuteras tillsammans med dagens kostnader och den förväntade kostnadsutvecklingen.

I avsnitt 3 ges en bakgrund till solfångarsystemens energiproduktion. Bedömningar är uppdaterade med hänsyn till de erfarenheter som framtoogs inom IEA-samarbetet (Task VII) för solvärmecentraler. Framför allt gjordes ett försök att inkludera de flesta oundvikliga förlusterna till att ge en så realistisk bild som möjligt av potentialen baserad på dagens kunskap.

I avsnitt 4 ges en beskrivning av elva olika pilot- eller demonstrationsanläggningar för solfjärrvärme. Av dessa diskuteras anläggningarna i Tumba, Knivsta, Studsvik, Torvalla, Ingelstad och Lyckebo utförligare.

De samlade erfarenheterna från driften av alla dessa anläggningar beskrivs i avsnitt 5. Erfarenheterna är blandade, den generella trenden är dock att systemen ändrade karaktär inom loppet av endast 3 - 4 år till följd av målmedveten utveckling: stora solfångare för stora fält. Utvecklingen resulterade i en avsevärd kostnadsreduktion (ca en faktor 2 på denna period). För att ytterligare

sänka kostnaderna och göra solfångarsystemen hållbara och driftsäkra behövs det dock en fortsatt målmedveten satsning. FoU-behovet för de närmaste åren diskuteras således i avsnitt 6. Rapporten avslutas med ett förslag till en forcerad solfjärrvärmesatsning i avsnitt 7.

2. FJÄRRVÄRME OCH GRUPPCENTRALER I SVERIGE - EN BAKGRUNDSBESKRIVNING

2.1 Allmänt

I Sverige försörjs en stor andel av bebyggelsens värmebehov genom gemensamma hetvattensystem. De större av dessa system täcker stora delar av en tätorts värmebehov och ägs och drivs vanligtvis av kommunen - ett energiverk, tekniska verken eller ett kommunalt ägt affärsdrivande verk. Dessa system går under benämningen "fjärrvärmesystem". Ca 94 sådana system finns idag och de svarar sammanlagt för ca 27 TWh/år energiöverföring till hetvattensystem - motsvarande nära 30 % av bebyggelsens uppvärmnings- och tappvarmvattenbehov. 60 % därav är koncentrerat till 13 större orter med kraftvärmeverk och ett energibehov på i genomsnitt 1,2 TWh/år. Resten är fördelat mellan 81 orter med ett energibehov på i genomsnitt 135 GWh/år (Ref 2.1).

De mindre gemensamma varmvattensystemen försörjs genom s k gruppcentraler. De täcker värmebehovet i ej fjärrvärmeanslutna bostadsområden (i huvudsak flerfamiljshus, dock även vissa grupper av småhus), värmebehovet för lokaler inom handel och statlig eller kommunal förvaltning, samt värmebehovet för lokaler ägda av landstinget, såsom sjukhus. Tabell 2.1 visar ett sammandrag av deras antal enligt Ref 2.2 - totalt ca 5 500 à 6 000 centraler. Tabellen upptar även en fjärde kategori, industriella gruppcentraler, men eftersom dessa ofta har en annan karaktär, t ex betjänar även processvärmebehov, utesluts de ur beskrivningen i detta avsnitt.

Tabell 2.1

Totalt antal och oljeförbrukning vid gruppcentraler i Sverige
(Ref 2.2)

Område	Uppskattat antal gruppcentraler	Uppskattad årlig oljeförbrukning, total (miljoner m ³)	Årlig genomsnittsförbruknings per anläggning (m ³)
Flerfamiljsbostäder	3 000	0.9 - 1.1	330
Småhus	500	0.1	200
Offentliga och handelslokaler	1 500 - 2 000	0.5	280
Övriga icke industriella lokaler (landsting)	<u>500</u>	<u>0.5</u>	1 000
Summa för alla lokaler utom industri	5 500 - 6 000	2.0 - 2.2	370
Industri lokaler*	<u>3 500 - 4 000</u>	<u>8.0 - 9.5</u>	2 500
TOTALT	9 000 - 10 000	10.0 - 11.7	1 150

* Exkluderad från potentialbedömningen i denna rapport.

Ägare till gruppcentralerna i bostadsområden är allmännyttiga företag såsom HSB och Riksbyggen, kommunala bostadsföretag eller i vissa fall energiverk, ett fåtal privata företag och samfälligheter, dvs sammanslutningar av småhusägare.

För närvarande svarar fjärrvärmesystem för en bränsleförbrukning motsvarande nära 3 miljoner m³ olja/år och gruppcentralerna för drygt 2 miljoner m³ olja/år.

Fördelningen mellan huvudkategorierna fjärrvärmesystem och gruppcentraler är dock ej konstant, eftersom fjärrvärmesystemen växer kontinuerligt till storlek och antal och därmed gradvis övertar en del av gruppcentralerna inom de mera tätbebyggda områdena. Dock kommer båda kategorierna att kvarstå under lång tid.

2.2 Fjärrvärmesystem

2.2.1 Variationer i värmebehov och temperaturer

Figur 2.2.1 visar typiska säsongsvariationer i värmebehovet för ett fjärrvärmesystem. Momentanbehovet avviker från denna kurva med $\pm 40\%$ beroende på temperaturen. Under vinterns kallaste del kan behovet under kort tid överstiga kurvans maximum med ca 80% . Under dygnet varierar effektbehovet med ca $\pm 13\%$ från medelvärdet.

Energibehovet under sommarmånaderna består nästan uteslutande av tappvarmvatten och värmeförluster i rörsystemet.

Varaktighetskurvan för effektbehovet för framlednings- och returledningstemperaturerna visas i Figur 2.2.2, baserad på data från Stockholms Energiverk. För närvarande räknar de flesta större energiverken med en utnyttjningstid på 2 700 h/år i relation till den totalt installerade effekten.

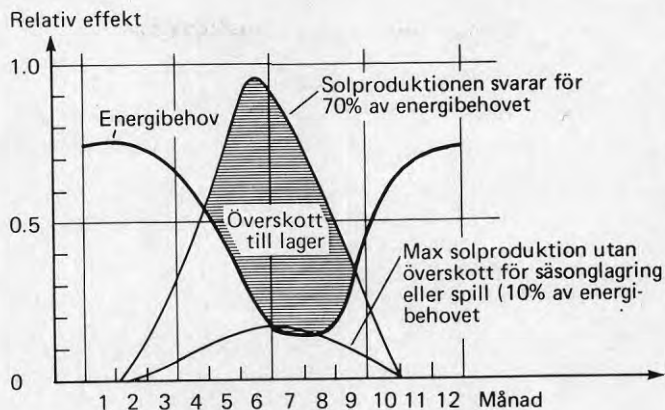
Fjärrvärmesystemens primärsystem är nästan genomgående dimensionerade för en framledningstemperatur på 120°C under den kallaste dagen, men drivs större delen av året med bara 80°C . Avgörande för den senare temperaturen är storleken på de värmväxlarytor som är installerade i abonnentcentralernas tappvarmvattenberedare. Returledningstemperaturen för Stockholm är numera ca 57°C under kallaste vinterdag och 45 à 50°C under 8 sommar/vår/höst-månader. Andra energiverk som inte premierar låg returvattentemperatur i sin taxa har oftast något högre returvattentemperatur under kallaste vinterdag - t ex 65°C .

Åtgärderna för att förbättra byggnadernas värmeekonomi genom tilläggsisolering, fönstertätning m m, resulterar dock i gradvis sjunkande temperaturbehov på nätet, vilket i första hand påverkar returvattentemperaturerna.

Inom byggnaderna finns i regel skilda sekundärsystem för uppvärmning och tappvarmvatten, som får värme från primärsystemet via en värmeväxlare med två eller tre separata slingor. En vanlig koppling är att låta primärvattnet cirkulera i tur och ordning genom en första tappvarmvattenslinga, slingan för radiatorvattnet och en andra tappvarmvattenslinga. Den andra tappvarmvattenslingan efterkyler returledningsvattnet - medan den första slingan säkerställer att tappvarmvattnet blir tillräckligt varmt under den årstid då radiatorvattnet har relativt låg temperatur. Traditionellt har radiatorsystemen dimensionerats för 80°C/60°C under kallaste vinterdag. I vissa grupp- och områden finns en gemensam undercentral och sekundärsystem som fördelar vattnet till husen genom ett fyrrörssystem.

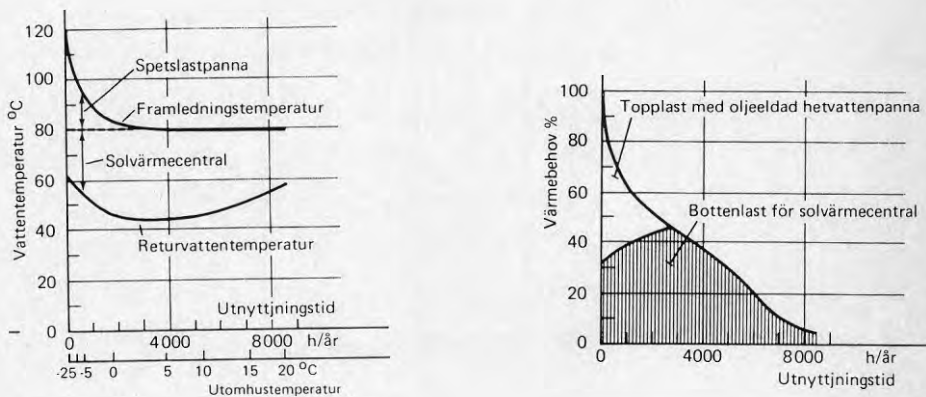
Flera energiverk har på senare tid infört bestämmelser som sänker sekundärsystemens dimensionerande temperaturer för ny bebyggelse - t ex till 60°C/45°C, för att underlätta utnyttjande av lågtemperaturenergikällor i systemet. Sådana bostadsområden har ofta gemensamma sekundärsystem som skiljs från primärsystemet genom större värmeväxlare. De utgör ett ur temperatursynpunkt särskilt intressant objekt för solvärmesystem.

Som synes av Figur 2.2.1 är värmebehovet starkt ur fas med solenergiproduktionen från solfångare. Man får sålunda välja mellan att dimensionera sol-



Figur 2.2.1

Hur mycket solvärme kan användas utan respektive med värmelagring?



Figur 2.2.2

Varaktighet av belastning och temperatur för ett fjärrvärmenät (Stockholm) vid tillämpning av års-tidslagring, samt exempel på lastfördelning mellan solvärme och oljeeldad topplastpanna

fångarna för en blygsam målsättning, t ex ca 10 % av systemets totala energibehov om man inte tillämpar årstidslagring och önskar undvika spill av energi, eller att ha en stor andel solproduktion, vilket då fordrar årstidslagring. Givetvis finns även mellanting - t ex en begränsad andel spillenergi eller lagrad energi som kan ge större solproduktion än ovan angivna 10 %.

2.2.2 _____ Produktion

Eftersom fjärrvärmesystemen utnyttjar relativt dyra distributionssystem måste de använda produktionskällor som är billigare än de som kan användas av de konkurrerande mindre gruppcentralerna. Så kan ske eftersom man i stora enheter kan utnyttja bränslen som blir för besvärliga att hantera eller ger för stor miljöpåverkan i små anläggningar, men som i stora enheter kan förSES med acceptabla reningsanordningar och bränslehanteringsutrustning.

De mindre fjärrvärmesystemen utnyttjar idag i huvudsak tung eldningsolja som prismässigt ligger ca 20 % under lätt olja. De största verken har dessutom mottryckskraftanläggningar som dock på grund av dagens i förhållande till behovet kraftigt utbyggda kärnkraftprogram har en låg utnyttjning. Många verk kompletterar därför systemet med hetvattenpannor för fast bränsle, kol för anläggningar med goda transportvägar, torv eller ved för vissa verk nära torvtäkter eller skogar med potential för skogsavfall.

Stora värmepumpar med effekter i storleksordningen ca 10 MW per aggregat byggs eller har beställts av ett tiotal verk, som för det mesta tar värme från kommunalt avloppsvatten. I ett fåtal fall levererar stora industrier större mängder spillvärme - t ex

Shell-raffinaderiet i Göteborg. Ett antal verk har även sopförbränningsanläggningar som samlar in sopor från den egna och angränsande kommuner inom ett allt vidare upptagningsområde så att produktionen närmar sig eller i vissa fall redan överstiger sommarens totala energibehov.

Enligt Oljeersättningsdelegationens (OED) målsättning skall till slutet av 1990-talet ca två tredjedelar av oljeförbrukningen för fjärrvärmesystemen ersättas med andra energislag - merparten genom fasta bränslen.

Fullföljs den av OED skisserade utvecklingen kommer många av de större verken att ha produktionskällor med relativt låga rörliga kostnader för baslastbehovet. Detta kommer att göra det svårare för solvärmeanläggningar att konkurrera än om oljan vore huvudkonkurrenten, i varje fall den dagen då beslutet av bygga en produktionskälla med låg rörlig kostnad är fattat. Före beslutet måste däremot även dessa produktionskällors relativt höga anläggningskostnader vägas in i den ekonomiska jämförelsen med solvärme, som då får ett något bättre utgångsläge.

På sikt får möjligheten att el blir dyrare genom begränsningen i och med den planerade avvecklingen av kärnkraftprogrammet beaktas, när det gäller sommar-el men i ännu högre grad - och redan tidigare - vinter-el. Detta kan försämra de stora värmepump-anläggningarnas konkurrenskraft så att dessa blir ett mindre hot mot solfjärrvärme, i varje fall för nya anläggningar. Särskilt gäller detta för solfjärrvärmesystem med årstidslagring som bl a kommer att konkurrera med värmepump-anläggningar drivna med vinter-el. Konkurrensen kommer dock här från de låga kostnaderna för sommar-el som kan lagras i värmelagret.

2.3 Gruppcentraler

2.3.1 Belastningen

Variationerna i belastningskurvan för gruppcentralerna liknar dem som redan beskrivits för fjärrvärmesystemen, med det undantaget att små system har lägre sammanlagringsfaktor än stora system, varför den genomsnittliga utnyttjningsgraden blir något lägre.

De varmvattensystem som försörjs genom gruppcentraler saknar i regel primärsystem, varför produktionskällan kan arbeta vid lägre temperatur än de som är vanliga för fjärrvärmesystem. Även trenden till reduktion i temperaturerna för uppvärmningssystem i ny bebyggelse kan då göra sig gällande, samt resultaten av utvecklingsarbeten med billigare lågtemperatursystem (billigare plaströrkulvertar med låga lägningskostnader, lågtemperatursystem inomhus, såsom radiatorer med fläkt, golv- och takvärmesystem, samt mer extrema system som är under utveckling, som t ex lågtemperaturförvärmning av ytterväggar). Dessa temperatursänkande åtgärder är till fördel för solfångarsystemens konkurrensförmåga.

Det bör dock beaktas att solfjärrvärme utan årstidslagring i huvudsak försörjer tappvarmvatten sommartid. En konkurrent till dessa system är solvärmesystem som direkt producerar och fördelar solvärt tappvarmvatten. Fördelen med sådana system är att solfångarna kan dimensioneras för betydligt lägre temperaturer, varvid enklare och billigare solfångare kan användas och/eller solfångarnas specifika energiproduktion betydligt ökas. Nackdelen är däremot att man i många fall måste göra större ingrepp i fördelningssystemet

för att medge att det solvärmda tappvarmvattnet produceras och vid behov eftervärms centralt och sedan fördelas. Vi kommer i vår nuvarande potentialbedömning ej att beakta de inskränkningar för solfjärrvärme som denna interna konkurrens inom solvärmesystemen medför. Denna kan dock vara betydande. Här beaktas inte heller de möjligheter till lägre kostnader för solvärmesystemet, som en framtida radikal sänkning av framledningstemperaturen i distributionsnätet kan ge.

2.3.2-----Produktion

Figurerna 2.3.1, 2.3.2 och 2.3.3 visar fördelningen av storlekar på gruppvärmecentraler enligt (Ref 2.2). Sammanställningen gäller endast bostäder och den offentliga sektorn, inklusive lasarett. Den övervägande delen ligger inom ett storleksområde där man föredrar att elda panncentralerna med lättolja för att undvika hanteringsproblem, trots lättoljans relativt höga pris i förhållande till tung olja. Låg svavelhalt är i de flesta fall föreskriven.

Med undantag för de största gruppcentralerna för t ex sjukhus, är storleken för låg för att motivera eldning med kol eller torv i idag tillgänglig form. Däremot kan vedeldning eller eldning av torvpellets bli aktuell i vissa fall i framtiden.

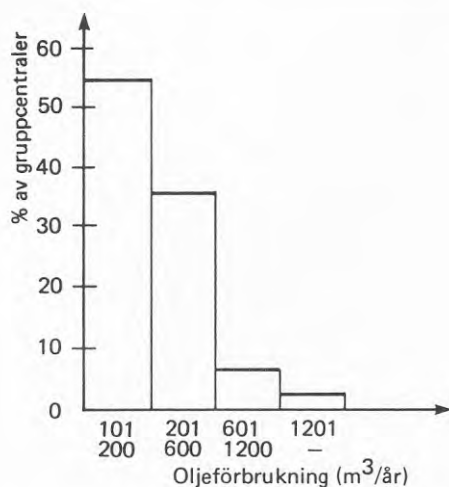
Beskrivningen tyder ändå på att man inom gruppcentralbeståndet under lång tid kommer att möta olja som huvudkonkurrent bland de bränslebaserade konkurrenterna.

De relativt låga eltaxorna som introducerats sommartid kan innebära att oljepannorna i många fall

kommer att avställas sommartid och ersättas av elpannor. Dessa förhållanden kan dock bara råda under ett begränsat antal år, tills efterfrågan sommartid vuxit ikapp den sammanlagda produktionsförmågan sommartid av vattenkraft och kärnkraft.

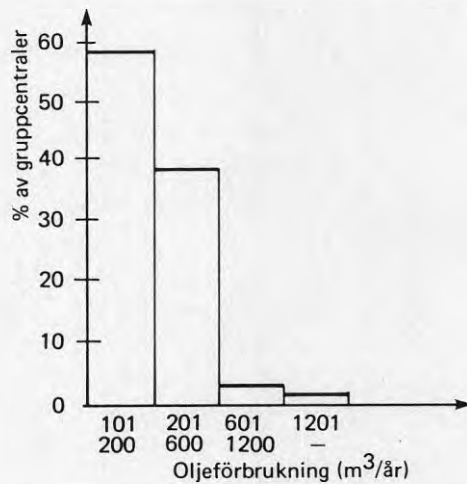
Efter denna tidpunkt torde lätt lågsvavlig villaolja åter bli huvudkonkurrenten till solfångarsystem hos gruppcentralerna.

I vissa fall där lämpliga naturvärmekällor såsom grundvatten eller vattendrag finns nära gruppcentralerna, kan värmepumpsbaserade system bli introducerade. Troligen kommer dock denna trend att upphöra under 90-talet då den förväntade prisökningen för el - i varje fall vinter-el - samt nödvändigheten att anpassa sig till framtidens elproduktionsapparaten utan kärnkraft, vid oförändrade planeringsdirektiv, börjar att göra sig gällande.



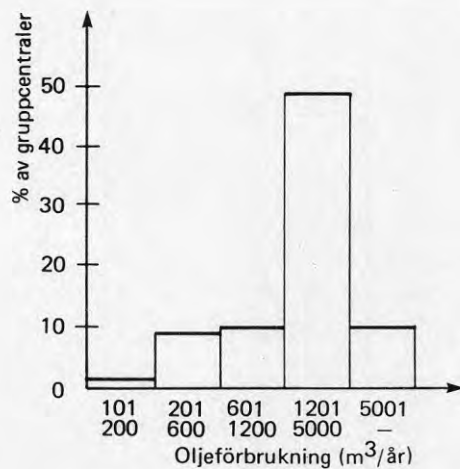
Figur 2.3.1

Fördelning av gruppcentraler efter storlek (bostäder)



Figur 2.3.2

Fördelning av gruppcentraler efter storlek
(offentlig sektor)



Figur 2.3.3

Fördelning av gruppcentraler efter storlek
(lasarett)

2.4 Marktillgång

2.4.1 Fjärrvärme

Tillgänglighet på disponibel mark kan anses som en begränsning för introduktion av solfjärrvärme-system, särskilt i områden med tät bebyggelse - motsvarande hög värmtäthet. Problematiken kartläggs i en rapport av Hans Gransell et al. (Ref 2.5), där ett urval av kommuner undersöktes beträffande markområden för eventuella solfångarsystem.

Undersökningen baserades på följande förutsättningar:

- Man skulle kunna täcka 10 % av energiproduktionen med solfångare vid fullt utbyggt fjärrvärmenät.
- Korttidslagring förutsattes ske i fjärrvärmenätet.
- Den med solfångare tillgodogjorda energin beräknades till 350 kWh/m², år.
- Den maximala effekten beräknades till 650 W/m² solfångaryta.
- Den maximala temperaturdifferensen över solfångare sattes till 30°C.
- Markbehovet uppskattades till 2 m² mark för 1 m² solfångare.
- Området skulle uppgå till minst 5 000 m² för att vid byggnation kunna utnyttja storskalighetens fördelar.
- Undersökningen omfattade mark inom 1 km avstånd från befintligt eller planerat fjärrvärmenät.
- Solfångare skulle i första hand vara placerade på marken.

Undersökningen genomfördes med aktiv hjälp från utvalda kommuner, vilket gav den eftersträvade verklighetsanknytningen.

Genom Svenska Värmeverksföreningens statistik har följande tänkbara kommuner framtagits för en närmare analys.

Tabell 2.2

Värmeeffektbehov och värmtäthet för några fjärrvärmeorter

Kommun	Max effekt MW	Värmtäthet TJ/km kulvert
Enköping	120	16
Eskilstuna	250	22.4
Gävle	255	28.5
Hässelby och Akalla	480	52.2
Kalmar	106	17.8
Katrineholm	9	19.7
Linköping	517	19.5
Mora	46	12.0
Oxelösund	20	13.6
Sigtuna	51	40.6
Skövde	41	19.2
Solna	258	45.7
Sundbyberg	170	49.8
Södertälje	234	29.2
Södertörn	450	25.9
Tranås	42	15.3
Uppsala	800	21.3
Västervik	34	19.0
Västerås	918	18.6
Växjö	155	16.2

Den i tabellen angivna effekten hänför sig till anslutet värmeeffektbehov (icke sammanlagrat) driftåret 1978 - 1979. Värmetätheten motsvarar levererad värmemängd per km kulvertlängd.

För bedömning av möjligheten för lokalisering av solfångarfälten studerades fem av ovanstående kommuner i detalj. Två stora, två medelstora och en liten kommun har valts (se Tabell 2.3). För de stora och medelstora kommunerna har en med låg och en med hög värmetäthet valts.

Tabell 2.3

Kommuner utvalda för markinventering

Kommun	Storlek	Värmetäthet
Linköping	stor	låg
Hässelby och Akalla	stor	hög
Enköping	medelstor	låg
Sundbyberg	medelstor	hög
Skövde	liten	låg

Nedan sammanfattas resultat från dessa detaljstudier.

I tre av de fem undersökta kommunerna, nämligen Skövde, Enköping och Linköping, är markförhållandena gynnsamma för anslutning av solfångare till fjärrvärmesätet. Tillräckligt stora markområden finns för att uppnå 10 % täckning av energiproduktionen i de tre kommunerna. I Sundbybergs kommun och Hässelby-Akallaområdet är förhållandena annorlunda. I Sundbybergs kommun råder bristsituation på lämplig mark, vilket medför höga markpriser. Prioriteringsregler i Hässelby-Akalla som reserverar öppna, gröna områden för

friluftssändamål, medför att trots stora fria markområden en 10 procentig täckning av energiproduktionen med solfångare ej kan uppnås. Investeringsbehovet för anslutningsledningar till fjärrvärmenätet och inköp av mark varierar starkt mellan områden beroende på områdets storlek, dess avstånd till lämplig fjärrvärmeledning och markpriset.

I Tabell 2.4 anges för varje kommun vilken täckningsgrad som kan uppnås, och vilket investeringsbehov för anslutningsledning till fjärrvärmenätet och för inköp av mark som föreligger.

Tabell 2.4

Täckningsgrad och investeringsbehov för anslutningsledning och mark för analyserade kommuner (Ref 2.5)

Kommun	Täckningsgrad %	Investeringsbehov öre/(kWh·år)
Skövde	> 10	13
Enköping	> 10	10
Linköping	> 10	20
Sundbyberg	3.7	155
Hässelby-Akalla	3.2	ca 300*

* Ett uppskattningsvärde då fullständiga prisuppgifter saknas

Slutsatserna i Ref 2.5 beträffande introduktion av solfjärrvärmesystem är negativa: det skulle inte finnas tillräckligt mycket tillgänglig areal för installation av solfångarfält och anslutningskostnaderna skulle bli för de flesta fall för höga. Vår egen analys av rapporten och övriga faktorer såsom lednings- och markkostnader samt fysisk granskning av några storstadsområden såsom Stockholm, Göteborg resulterade dock i ett mera positivt syn på solfjärrvärmepotentialen.

Beträffande de höga anslutningskostnaderna så är de i hög grad beroende på kostnaderna för tillgänglig mark. I Ref 2.5 sätts markpris enligt den rådande fysisk planering, t ex för industritomter eller bostadstomter. Vi utgår i vår bedömning ifrån att en kraftig introduktion av solvärmsystem kräver en ny fysisk planering för de beträffande områden som gör att vissa arealer reserveras för solfångarfält och att marken kan disponeras till låga kostnader. Tillkommer markytor med marginalnytta t ex längs vägar eller takytor i industriområden m m. Under dessa förutsättningar tycks någon större begränsning av placeringsmöjligheten för solfångarfält i närheten (< 1 km) av befintliga fjärrvärmsystem inte föreligga utom i områden med hög värmetetät (> 30 TJ/km kulvert), där inte 10 % täckningsgrad kunde uppnås. Om kommunernas urval enligt Tabell 2.2 och 2.3 är någorlunda representativ för Sverige innebär detta, att endast ca 20 - 30 % av fjärrvärmelasten faller under det kriteriet att det tillskrivs områden med hög värmetetät.

För dessa senare områden gäller emellertid att anslutningsavståndet mellan solfångarfält och fjärrvärmeledning kan vara större än 1 km (se Figur 2.5.2), vilket således även ökar potentialen för områden med hög värmetetät. Dessutom tillkommer möjligheten att placera solfångare på tak eller som bullerskydd längs vägar m m (Ref 2.4).

Sammanlagt är vår bedömning att marktillgängligheten inte utgör en nämnvärd begränsning för introduktion av solfångarsystem inom fjärrvärmetekniken. En försiktig uppskattning resulterar i att en 10 %-ig solandel kan uppnås för 70 % av all fjärrvärmelast, men att en större solandel reducerar möjlig-

heten till utplacering av solfångarfält. För att göra en potentialuppskattning, antas att en 20-procentig solandel reducerar marktillgängligheten till 60 % och en 40-procentig solandel till 50 % av fjärrvärmelasten.

2.4.2 Gruppcentraler

Det är svårare att bedöma tillgängligheten av disponibla ytor för gruppcentraler. Gruppcentraler finns oftast inom tätbebyggda områden med hög värmetäthet, oftast med äldre husbestånd. Det kan därför vara svårt att hitta lämpliga markområden för placering även av mindre solfångarsystem. Enligt Figur 2.3.1 är ca hälften av alla gruppcentraler för bostäder och för den offentliga sektorn i storleksordningen 100 - 200 m³ olja/år och svarar tillsammans för ca 30 % av energibehovet. Ca 35 % av alla gruppcentraler är inom storleksordningen 200 - 600 m³ och svarar för sammanlagt ca 55 % av energibehovet. Resten faller på större gruppcentraler över 600 m³ olja/år. Den typiska solfångarytan som behövs för en gruppcentral utan långtidslager (10 - 20 % solandel) uppgår således till 500 - 1 000 m² solfångaryta. I händelse av lagring med högre solandel krävs det motsvarande större ytor. I princip finns det takytor av lagom storlek vid de flesta typer av bebyggelse, så att även högre solandel än 10 % kan uppnås. Beroende på hustyp kan det dock vara dyrt att installera solfångarsystem på tak. Å andra sidan finns det vid äldre byggnader behov av renovering av taken. I sådana fall kan solfångarkonstruktionen integreras i det nya taket till relativt låga marginalkostnader och enligt bedömning av vissa systemleverantörer (Ref 2.7) till lägre kostnader än för markuppställda solfångare. Detta innebär att på sikt även gruppcentraler kan förse med lämpliga solfångarytor i samband med husrenovering.

För en del av bostäderna och särskilt för handelslokaler och vissa större lokaler inom den offentliga sektorn, kan vi dock anta att det finns lämpliga disponibla markområden, så att inte heller för gruppcentraler placeringen av solfångarna för system utan lagring utgör en principellt begränsande faktor. Snarare kan övriga ingrepp i husen t ex ledningsdragnings och brist på lokaler för de tillkommande installationerna utgöra en viss begränsning. Låt oss därför anta att den reella potentialen är ca hälften av alla idag befintliga gruppcentraler.

2.5 Övriga tekniska hinder

2.5.1 Behov av korttidsackumulering

Ett fjärrvärmenät med dess långa ledningar innebär ett ur reglersynpunkt förhållandevis trögt system, dvs inga snabba flödesförändringar kan åstadkommas. Ett solvärmesystem kan däremot vid varierande solförhållanden förorsaka stora variationer i värmeproduktionen under dagen. Detta innebär att, för att undvika dynamiska problem i fjärrvärmenäten, en utjämningsfunktion i form av en ackumulator måste åstadkommas mellan solfjärrvärmesystem och distributionsnät. En ackumulator är även nödvändig för att undvika ett "värmespill" under de solintensiva dagar då det momentana värmeeffektbehovet är lågt. Om man förutsätter att en ackumulator ej utnyttjas och att producerad värmeeffekt alltid skall understiga summan av efterfrågad värmeeffekt och distributionsförluster, kan enbart 4 - 6 % täckningsgrad från solvärmesystemet åstadkommas. Om en dygnsackumulator används ökar täckningsgraden till ca 8 - 12 % för fjärrvärme respektive 15 - 25 % för gruppcentraler.

2.5.2 Fjärrvärmenätets temperaturnivå

Temperaturen i fjärrvärmenätet bestäms av byggnadens temperaturbehov för uppvärmning och tappvarmvattenberedning. Under de månader då solvärme kommer i fråga är det tappvarmvattentemperaturen som bestämmer erforderlig framledningstemperatur. Vanligtvis är framledningstemperaturen 80°C för att möjliggöra en tappvarmvattentemperatur av 55°C i befintlig bebyggelse, medan returtemperaturen varierar mellan 45 och 55°C.

Eftersom flödet i fjärrvärmenätets perifera delar, där anslutningen av solfångare är aktuell, är lågt, kommer anslutningen att ske mellan retur- och framledning. Detta innebär att solfångarnas utloppstemperatur måste vara ca 90°C för att värmeväxling till fjärrvärmenätet skall vara möjlig. Framledningstemperaturen kommer därmed att utgöra ett hinder, eftersom enbart avancerade sk högtemperatursolfångare typ vakuumbör och plana effektiva solfångare kan användas.

Det finns dock flera faktorer som pekar på lägre fjärrvärmtemperaturer i framtiden.

- För ny bebyggelse, byggd enligt SBN 80, är rekommenderad tappvarmvattentemperatur 45°C. Troligt är att tappvarmvattentemperaturen kan sänkas till 45°C även i befintlig bebyggelse, vilket medför att framledningstemperaturen kan sänkas 10°C. Temperaturen kan sänkas med ytterligare 5°C vid övergång till större värmeväxlar-kapacitet.
- Bättre reglering i undercentraler.
- Ökade kostnader för värmeförluster ger ett incitament att sänka temperatur-nivån.

2.5.3 Tryck- och tryckdifferensreglering

Distributionsnätets reglering är normalt mycket enkel. Huvudcirkulationspumparna upprätthåller en tryckdifferens hos den sämst belägna abonnenten. Tryckhållningssystemet eftersträvar att hålla ett så högt tryck i distributionsnätet att ångbildning ej inträffar på huvudcirkulationspumpens sug sida eller i den topografiskt högst belägna punkten. Regleringen är enkel när det enbart existerar en produktionsanläggning. När flera produktionsanläggningar utnyttjas kommer punkterna med lägsta tryck och tryckdifferens att "flyta" beroende på driftförhållanden. Detta medför en något ökad komplexitet i reglersystemet genom att fler mätpunkter måste upprättas. Införande av solfjärrvärmesystem ställer dock inga speciella krav på reglersystemets snabbhet om en ackumulator används. Driftfilosofin blir då densamma som för de fjärrvärmesystem där flera produktionsanläggningar idag utnyttjas. Slutsatsen blir således att det inte existerar några avgörande tekniska hinder för en introduktion av solfjärrvärmesystem. En viss merkostnad uppstår emellertid för ackumulatören och reglersystemet men denna belastar endast totalkostnaden i storleksordningen av några procent av totalkostnaderna.

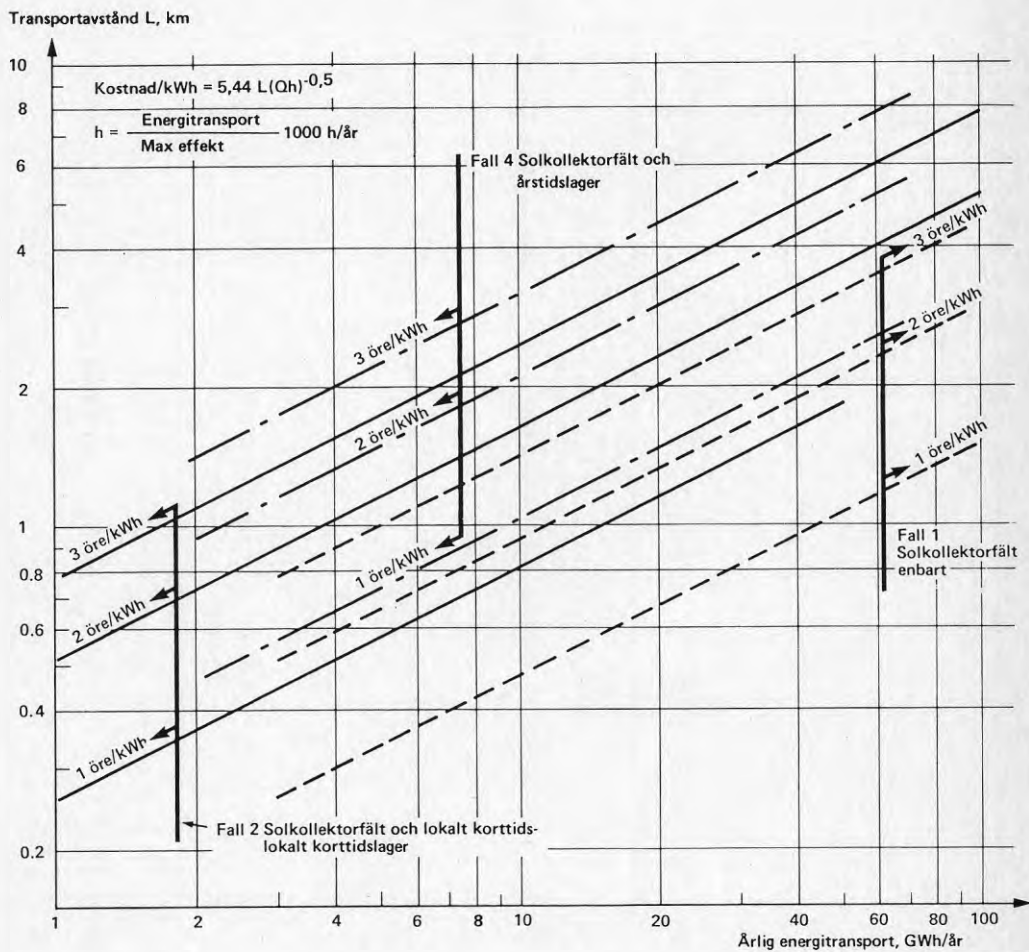
2.5.4 Anslutningsledningar

Hur en lösning för ett kommunalt fjärrvärmesystem kan se ut framgår av Figur 2.5.1, där solfångare är anslutna medelst stickledningar till nätet (Ref 2.3). Kostnaderna för transportledningen mellan solfångarfältet och fjärrvärmesystemet belastar solvärmesystemet. Samband mellan transporterad energi och transportdistans framgår av Figur 2.5.2, som visar det maximalt tillåtna transportavståndet i km som funktion av den årligen transporterade energin Q , om man antas

ha råd med en transportkostnad på 1, 2 eller 3 öre/kWh - motsvarande t ex ca 4 %, 8 % och 12 % av det totala värdet av en oljebesparing genom solvärme år 1990. Kurvorna baseras på en kostnad för ett ledningspar på $10xD$ kr/m, där D = rördiametern i mm, en dimensionerande hastighet på 3 m/s och en dimensionerande temperaturskillnad mellan fram- och returledningarna på 25°C. Summan av kostnaderna för kapital i realtermer, underhåll, pumpning och värmeförluster antas vara 10 %/år. Tre fall behandlas, nämligen transport från

		<u>Utnyttjningstid</u> <u>h/år</u>
1.	solfångarfält utan lager	900
2.	solfångarfält med kort- tidslager	2 700
3.	solfångarfält med års- tidslager.	4 500

Givetvis medför en ökning i utnyttjande av given årlig transporterad energi Q en lägre maximal effekt och sålunda en lägre specifik kostnad per kWh - eller större försvarbart transportavstånd för given kostnad per kWh. Det är därför gynnsammast när långtidslager och solfångarfält kan samförläggas - under förutsättning att för båda ändamålen lämpliga platser finns på samma ställe. Finns inte denna förutsättning är det ofta motiverat att förlägga åtminstone ett korttidslager vid solfångarfält som ligger långt från fjärrvärmenätet, eftersom transportkostnaden per kWh då minskar betydligt. För samma transportkostnad har man för fall 3 - solfångarfält med årstidslager - råd att transportera värmen mer än två gånger så långt som för fall 1 - solfångarfält utan lager.



Figur 2.5.2

Kostnad för vämetransport mellan solvärmecentral och existerande fjärrvärmenät (Ref 2.3)

Förutsättningar:

Ledningskostnad $10 \times D$ kr per dubbelmeter installerad ledning.

D = rördiameter i mm

V = 3 m/sek

ΔT = 25°C

10 % annuitet

Figuren visar att man har råd att transportera värmen långt. Om man kan acceptera en transportkostnad av 2 öre/kWh, kan man för en stad av Linköpings storlek med dess uppskattade värmebehov på 1990-talet (1 200 GWh/år) transportera exempelvis 75 % av energibehovet från 10 solfångarfält (90 GWh/år vardera) 5 km, om korttidsmagasin läggs vid solfångarfälten. Vid en lägre ambitionsnivå på 10 % av energibehovet från bara sex solfångarfält (20 GWh/år per fält) har man råd med en transportsträcka av i medeltal 2.3 km.

För gruppcentraler med sina relativt små fält är bilden en annan. För det mesta har man inte råd med långa anslutningsledningar. Men som framgår av avsnitt 2.4.2, räknar man med att solfångarna oftast kan placeras på tak. Detta medför att anslutningslängden i regel ligger mellan 30 och 300 m. Dessa ledningslängder anses som normala för solvärmesystem, varför anslutningsledningar för de gruppcentraler (50 %) som förväntas utgöra potentialen, inte utgör något tekniskt hinder.

2.6 Konkurrerande energiproduktion

Om en bedömning av solfjärrvärmens konkurrensförmåga i förhållande till andra tillförselalternativ skall kunna göras, krävs en bedömning av alternativens tillgång och framtida kostnader, samt kommunernas planer för oljeersättning. En kartläggning av olika tillförselalternativ har gjorts av Hans Gransell et al. (Ref 2.5).

Trenden inom fjärrvärme är att ersätta olja med fasta bränslen, vilket medför lägre rörliga kostnader för värmeproduktion. Solfjärrvärme utan säsongslagring skall kostnadsmässigt jämföras med den bränslebesparing som åstadkoms under sommar-

månaderna. Eftersom bränsleförsörjningen kommer att baseras på kol, torv och flis (i vissa fjärrvärmenät även sop- och spillvärme) är det med dessa bränslens rörliga värmeproduktionskostnader jämförelsen skall ske. Generellt kan sägas att ju större fjärrvärmenäten är, desto större anslutningskostnader (hanteringsutrustning, avsvavlingsutrustning etc) kan accepteras, vilket i sin tur medför lägre rörliga kostnader eftersom kvalitetsmässigt sämre bränslen kan användas. I mindre fjärrvärmenät och framför allt i gruppcentralområden blir troligen förädlade bränslen typ pellets, briketter, kolpulver etc dominerande.

Det är således i dessa typer av anläggningar som solvärmetekniken kan bli konkurrenskraftig först, framför allt när bränslen utgörs av gas, eldningsolja 5 eller förädlad biobränsle. Ett scenario över framtida rörliga energiproduktionskostnader för olika bränslen återges i Figur 2.6.1. Kostnadsnivån för dessa bränslen ligger i området 20 - 25 öre/kWh, dvs på samma nivå som för framtida solvärmesystem, som framgår av avsnitt 5.

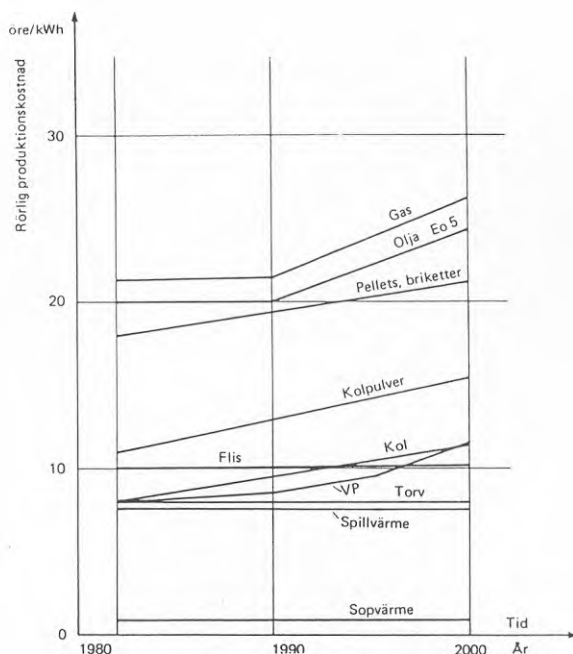
Frågan är alltså i vilken omfattning dessa bränslen kommer att användas på 90-talet. Från (Ref 2.6) härrör en prognos för bränsleförbrukning för fjärrvärme som återges i Tabell 2.5.

Tabell 2.5

Energitillförsel för fjärrvärmeproduktion
1978 - 2000 i TWh, (Ref 2.6)

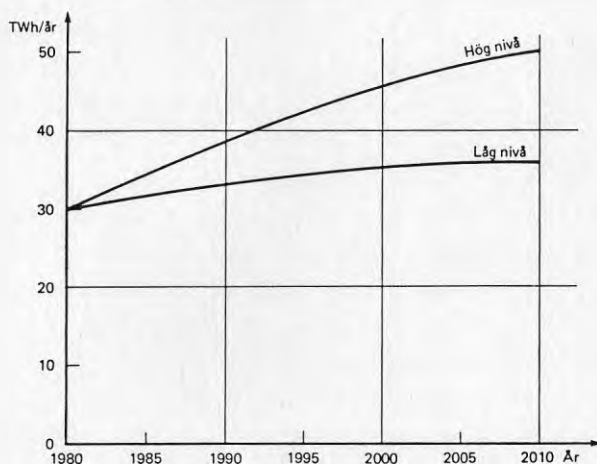
År	Olja	Kol	Flis	Torv	Avfall	Annat	Summa
1978	26.4	0.1	0	0	0.9	0.2	27.6
1985	22.3	10.9	2.7	0.2	2.2	3.9	42.2
1990	13.7	27.2	5.0	2.4	2.3	4.4	55.0
2000	6.7	41.5	7.7	4.8	2.3	3.4	66.4

I samband med SOL-85 utarbetades av Prognoskonsult AB en energiprognos som för fjärrvärme resulterade i väsentligt lägre totalförbrukning än det som visas i Tabell 2.5. Den starka övergången från olja till fast bränsle återspeglas dock även i denna prognos, enligt vilken man förväntar sig år 2000 44 TWh (högalternativ) resp 33 TWh (lågalternativ) levererad fjärrvärme. För bedömning av potentialen för solfjärrvärme räknar vi i denna rapport med något högre värden 46 TWh år 2000 resp 50 TWh år 2010 (se Figur 2.6.2).



Figur 2.6.1

Rörlig produktionskostnad för olika tillförselalternativ för fjärrvärmeproduktion i 1982 års priser (enligt Ref 2.5)



Figur 2.6.2

Prognos för fjärrvärmeproduktion enligt SOL-85 modellen, hög- resp lågalternativ

Det förväntas alltså en drastisk övergång från oljedominansen till billigare fasta bränslen under de närmaste åren, en process som naturligtvis skulle försvåra en introduktion av solvärme-system.

Trenden är liknande för gruppcentraler, dock med en mindre dominans av kol till förmån för de förädlade - dyrare - fasta bränslena, och det antas att även en betydande andel oljeeldade system finns kvar, särskilt i småcentraler.

En osäkerhet, som rör alla energislag, gäller utvecklingen av energikostnaderna. I motsats till den ovan redovisade kostnadsutvecklingen för fasta bränslen finns det resonemang om att efterfrågan och miljöaspekter gör att fasta bränslens kostnader orienterar sig kring oljan, vilket gör att kostnaderna i en framtid inte ses som ett hinder för introduktion av solvärmesystem, och att även elpriset under sommaren är jämförbart med oljans pris.

Ett stort hinder i ett sådant fall är att det redan finns investeringar i anläggningar med fast bränsleldning, som gjorts enligt fastbränslelagen, vilka först måste avskrivas innan nya investeringar för solvärmesystem kan komma ifråga. Detta kan fördröja introduktionen av solvärmesystem trots eventuell gynnsam ekonomi på 90-talet.

Ett annat hinder - och kanske det största - är att solvärmesystemen i det här diskuterade fallet utan långtidslager endast kan bidra med ca 10 % av årsbehovet. Vid många energiverk anses denna andel vara alltför liten i relation till det besvär som uppstår för en produktionskälla med låg energitäthet och varierande tillgänglighet som solvärme.

Det vore alltså fördelaktigt om långtidslagring kunde inkluderas i solvärmesystemen för att öka solandelen till säg minst 30 - 40% i fjärrvärmesystem och kanske ännu mer, 50 - 75 % för gruppcentraler. I detta fall kan scenariot för åtminstone mindre fjärrvärmesystem och gruppcentraler se ut så som framgår av Figur 2.6.3a,b. Dagens installationer för eldning med fasta bränslen kombineras med utbyggnad av näten med solvärmesystem. För topplasten behålls oljepannan. I gruppcentraler uppgår solandelen till ca 15 - 20 % utan lager och till ca 70 % med lager. I mindre fjärrvärme-

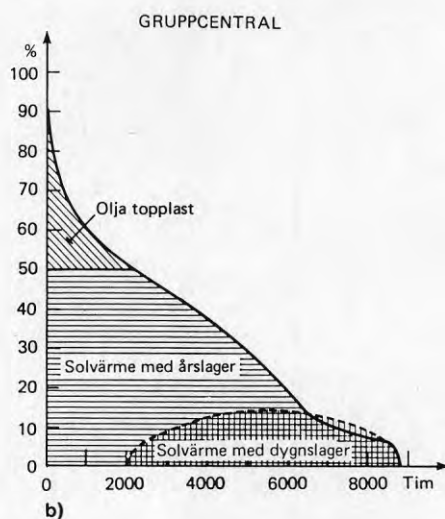
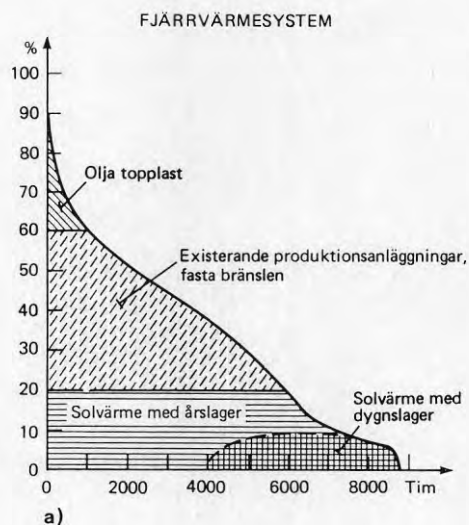


Figure 2.6.3

Exempel på energiproduktionsmixer i mindre fjärrvärmesystem (a) och större gruppcentraler (b)

system beräknas solenergisystemens andel kunna uppgå till ca 40 % vid komplettering av befintliga anläggningar med solenergisystem med årslager. Förutsättningen är dock att ett solvärmesystem med årslager kan konkurrera med fasta bränslen. Målet är högt satt - men är inte ouppnåeligt.

2.7 Marknadspotentialen

Av de ovanstående avsnitten framgår att det kan vara vanskligt att bedöma marknadspotentialen för solfjärrvärme. Låt oss i det följande diskutera 3 olika scenarios:

- I. Solvärmesystemet (inklusive dygnslager) är ekonomiskt lönsamt i förhållande till olja och de förädlade fasta bränslena såsom pellets och kolpulver.
- II. Solvärmesystemet (inklusive dygnslager) är ekonomiskt lönsamt i förhållande till billiga fasta bränslen såsom kol, flis och torv.
- III. Solvärmesystemet (inklusive årslager) är ekonomiskt lönsamt i förhållande till billiga fasta bränslen.

Innebörden av dessa 3 scenarios är att energiproduktionskostnaden för solfångarsystem i alt I måste ligga lägre än ca 30 öre/kWh, vilket nära nog är fallet redan idag, och lägre än 20 öre/kWh för alt II vilket väntas bli förverkligat mot slutet av 80-talet vid målmedveten systemutveckling. I alt III, där årslagring skall ingå i systemet, väntas kostnaden för lagret uppgå till ungefär en tredjedel av hela systemkostnaden vilket innebär att solfångarsystemkostnaden måste ligga vid ca 13 öre/kWh. Om solfångarutvecklingen drivs så långt att hela dess energiproduktionspotential kan utnyttjas, så finns det gott hopp om att även detta kostnadsmål uppnås.

Med detta som utgångspunkt kan vi spekulera om vilken marknadspotential solvärmesystem för fjärrvärme och gruppcentraler kan uppnå. Med hänsyn till att såväl bränsleförbrukningen som marktillgängligheten är baserad på hypotetiska antaganden, bör dessa siffror dock i första hand tas som om illustration av solfjärrvärmemarknaden. Beräkningarna baseras på en fjärrvärmeproduktion av 46 TWh år 2000 enligt det höga alternativet i Figur 2.6.2. Det är möjligt att detta höga alternativ inte kommer att realiseras, när utbyggnad av gruppcentraler favoriseras istället för fjärrvärmesystem. Relationen mellan solvärme potentialerna för fjärrvärme och gruppcentraler förändras då, men slutsatserna för den totala potentialen blir ungefär densamma. Vi tar därför i fortsättningen endast hänsyn till högalternativet för potentialbedömningar.

2.7.1 Fjärrvärme

Den totala fjärrvärmepotentialen (årsproduktion) mot slutet av 90-talet är ca 46 TWh, dvs en 50 %-ig ökning av nuvarande produktion eller en ökning med 8 TWh under nittiotalet. Före slutet av 80-talet är det mindre troligt att solvärmesystem introduceras i stor skala. Detta innebär att fjärrvärmesystemen är utbyggda till 38 TWh med alternativa energislag. Om vi antar dessutom att 8 TWh av dessa system är produktionsanläggningar som måste ersättas, finns det en potentiell marknad på ca 16 TWh under 90-talet. Med hänsyn till att det finns etablerade energislag som solvärmesystem konkurrerar med, och att lönsamheten är knapp, är det dock mera sannolikt att solenergin endast kan erövra en mindre andel, och troligen främst där de dyraste bränslena används, vilket kan vara fallet i ca 25 % av alla system.

För Alternativ I gäller, att 10 % av potentialen kan produceras med solenergi men att tillgång till mark utgör en begränsning till 70 %, resulterande i en potential av $16 \times 0.25 \times 0.1 \times 0.7 \approx 0.30$ TWh/år för år 2000. 10 år senare antas att solenergin, på grund av miljö- och kostnadsskäl, kan få en 50 %-ig andel av fjärrvärmemarknaden på 50 TWh, dvs 25 TWh/år, men att den ökade efterfrågan troligen reducerar marktillgänglighetsfaktorn till 0.6. Marknadspotentialen blir då $25 \times 0.1 \times 0.6 = 1.5$ TWh.

I Alternativ II antas att solenergin är konkurrenskraftig med även billigare fasta bränslen, så att marknadspotentialen då blir $16 \times 0.7 \times 0.1 = 1.1$ TWh/år (år 2000). 10 år senare konvergerar denna potential till samma värde som för Alternativ I (1.5 TWh/år).

I Alternativ III väntas även årslagring bli ekonomiskt intressant, och att den genomsnittliga solandelen blir 40 % istället för 10 %. Marktillgängligheten sätts till 0.5 Detta skulle medföra en marknadspotential på $16 \times 0.4 \times 0.5 = 3.2$ TWh/år 2000. År 2010 kan solenergin i hög grad ha blivit accepterad, men vara hindrad av en marktillgänglighet med en faktor 0.5. Om vi antar att solenergiandelen är 40 % i genomsnitt per anläggning och att hälften av all kapacitet (50 TWh) berörs, är marknadspotentialen då $25 \times 0.5 \times 0.4 = 5$ TWh/år.

I det mest gynnsamma fallet förväntas alltså att 10 % av fjärrvärmeproduktionen härrör från solvärme. Tabell 2.6 sammanfattar potentialbedömningen.

2.7.2 Gruppcentraler

För gruppcentraler kan motsvarande bedömningar göras, med den skillnaden att andelen dyra bränslen såsom olja eller pellets, är större än vid fjärrvärme. År 2000 bedöms det att ca 70 % av alla

gruppcentraler med en energiförbrukning motsvarande 2.1 miljoner m³ olja, drivs med dyra bränslen. Vi måste dock anta att ca 30 % av gruppcentralerna ansluts till fjärrvärme och att ca hälften av resten inte då kan avskrivas. Om vi samtidigt antar att det finns tekniska hinder för ca hälften av all last uppstår en oljebesparingspotential av ca 250 000 m³/år (år 2000).

I Alternativ I är solandelen med dygnslagring i medeltal ca 0.15, vilket då resulterar i en potential av $250\ 000 \times 0.15 = 37\ 500$ m³ olja/år respektive ca 0.3 TWh/år levererad energi. Potentialen ökar successivt fram till år 2010 p g a att fler anläggningar måste förnyas. Man får dock räkna med energibesparande effekter, ökad fjärrvärmeandel och konkurrerande solvärme (tappvarmvatten), så att potentialen förväntas bli 0.6 TWh/år. I Alternativ II är potentialen endast 30 % större, dvs 0.45 TWh år 2000 respektive 0.8 TWh/år år 2010. I Alternativ III antas en genomsnittlig solandel av 75 %. Man måste dock räkna med en högre andel tekniska hinder på grund av den större behövligen ytan. Vi antar att system med säsongslager p g a fysiska hinder endast kan införas på var tredje gruppcentral istället för varannan som ovan antagits. Om vi dessutom tar hänsyn till att den effektiva potentialen med hänsyn till avskrivningar och minskning av totalkapaciteten reduceras med 0.35 år 2000 resp 0.5 år 2010, så resulterar detta i 180 000 m³ olja/år (1.4 TWh/år) år 2000 resp 260 000 m³ olja/år (2.1 TWh/år levererad värme).

2.7.3 Sammanfattning

Resultaten sammanfattas i Tabell 2.6

Tabell 2.6

Marknadspotential i TWh/år

Alt		År	Fjärr- värme	Grupp- cent- raler
I	Dygnssystem jämför- bart med olja (Solvärmekostnad 25 - 30 öre/kWh)	2000	0.3	0.3
		2010	1.5	0.6
II	Dygnssystem jämför- bart med kol, torv (Solvärmekostnad 15 - 20 öre/kWh)	2000	1.1	0.5
		2010	1.5	0.8
III	Årssystem jämförbart med kol, torv (Solvärmekostnad 10 - 15 öre/kWh)	2000	3.0	1.4
		2010	5.0	2.0

Sammanfattningsvis kan konstateras att solvärme-
potentialen för fjärrvärme och gruppcentraler
varierar mellan 0.6 och 2.1 TWh/år då solvärme-
system med dygnslagring nätt och jämnt kan kon-
kurrera med olja, mellan 1.6 och 2.3 TWh/år då
den kan konkurrera med torv och fast bränsle samt
mellan 4.4 och 7.0 TWh/år då årsvärme-system är
konkurrenskraftiga med eldning av fasta bränslen.
Det bör noteras att 1 TWh energiproduktion mot-
svarar ca 2 - 3 miljoner m² solfångaryta, beroende
på typ och verkningsgrad. Till den ovannämnda po-
tentialen kommer en mycket svårbedömd marknad för
industriella gruppcentraler, vars förbrukning upp-
går till ca 5 ggr ovannämnda oljeförbrukning av
gruppcentraler för bostäder och lasarettor. Men
energin produceras i dessa anläggningar oftast till
en stor del i form av ånga som gör att verknings-
graden blir låg och att kravet på relativt korta
avskrivningstider är svårt att uppnå.

3. SOLENERGI FÖR FJÄRRVÄRMESYSTEM

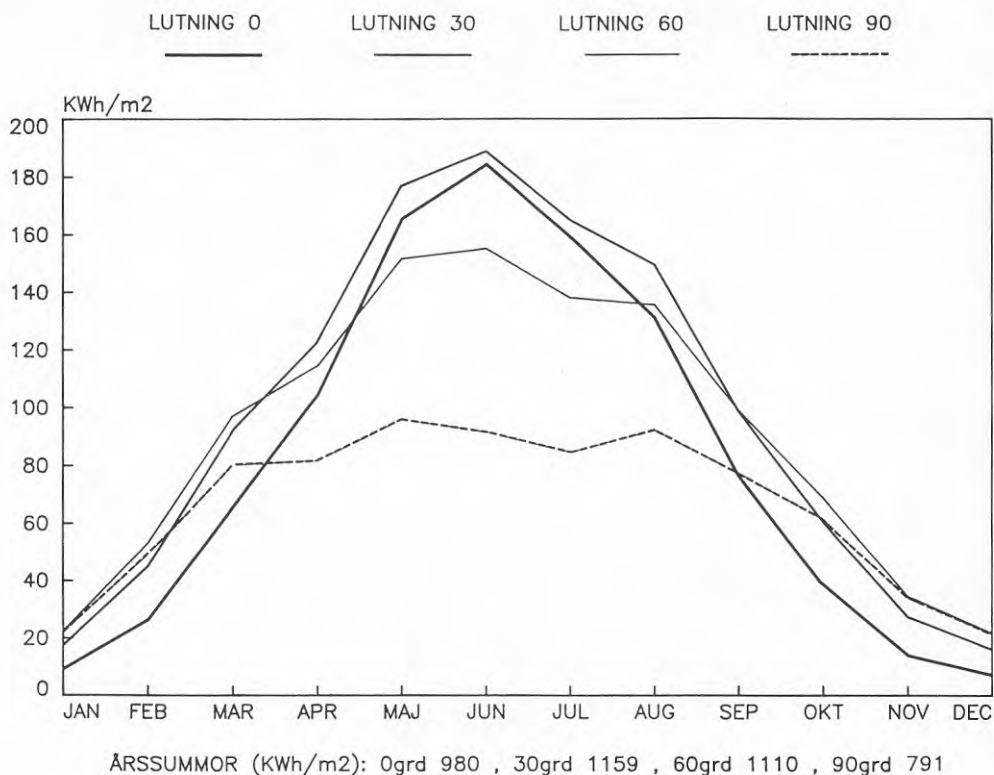
Av ovan beskriven teknikinventering och utvecklingsprognos för fjärrvärmesystem, kan följande väsentliga slutsatser dras:

- a. Fjärrvärmesystemens och gruppcentralernas värmebehov varierar starkt från sommar till vinter.
- b. Fjärrvärmesystemens temperaturnivå ligger relativt lågt, särskilt på sommaren.
- c. Redan dagens fjärrvärmesystem kan ta emot en viss andel solvärme under sommartid.
- d. Införande av värmelager kan avsevärt öka mottagningskapaciteten för solvärme.

Nedan ges en kvantifiering av energiproduktionen för olika typer av solfångare samt en beskrivning av den solvärmeteknik som är aktuell för solfjärrvärmesystem.

3.1 Soltillgång

De mest säkra värdena för solinstrålningen utgörs av långtidsstatistiken för instrålning mot horisontella ytor. Ur mätstatistik från SMHI (Ref 3.1) framgår att den genomsnittliga årsinstrålningen för åren 1971 - 1980 är ca 980 kWh/m² för Stockholm. Variationerna inom årsmedelvärdena är ca ± 10 %. För mätdata mot lutande ytor saknas tillförlitlig statistik under längre perioder varför man i allmänhet tillämpar beräkningsmodeller för beräkning av solinstrålningen mot lutande ytor utgående från mätvärden på horisontell yta. Av Figur 3.1.1 framgår fördelningen av instrålningen över året mot 4 olika lutningsvinklar som har framräknats från SMHIs mätvärden för Stockholm. En solfångarlutning av ca 40° ± 10° är optimal vad gäller maximalt instrålad energi. För Stockholm kan man räkna med ca



Figur 3.1.1

Instrålning mot lutande yta. Månadsmedelvärden
Stockholm 1971 - 1980

1 150 - 1 200 kWh/(m²·år). Optimumet är mycket flackt i detta område, så att en solfångarlutningsvinkel av 30 - 50° kan anses gälla som optimal för hela den del av Sverige, där solfångartillämpningen kan bli av intresse (Ref 3.2).

Instrålningen för olika orter inom Sverige är sammanställd i Tabell 3.1.1 (Ref 3.3). Det framgår med all tydlighet att Östersjökusten och Mellansverige är de mest solgynnade områdena i Sverige, och således mest intressanta för solvärmertilämpningar.

Tabell 3.1.1

Solinstrålning på olika platser i Sverige. Månadsmedel av globalstrålning mot horisontell yta för perioden 1961 - 1980 i kWh/m²

Station	Lat	N	Long	E	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec	Året
Kiruna	67.83	20.43	1.03	15.39	64.10	116.42	161.96	167.20	153.77	109.59	55.06	21.84	3.28	0.03	896.66		
Luleå	65.55	22.13	3.39	19.05	62.69	105.44	154.45	171.18	163.77	113.37	60.67	23.54	5.80	0.93	884.89		
Teg	63.82	20.07	5.25	23.38	69.63	112.23	161.83	187.49	174.87	127.46	70.13	30.33	8.61	2.49	973.78		
Frösön	63.20	14.48	6.69	25.98	73.17	118.09	159.02	174.32	161.59	125.96	68.13	28.50	8.83	3.00	953.24		
Erken ¹	59.83	18.63	10.39	28.49	72.85	105.13	159.70	178.19	154.16	127.92	72.18	36.71	12.65	6.14	964.49		
Karlstad	59.37	13.47	10.86	30.94	84.41	113.75	159.90	186.60	171.38	134.76	78.09	36.85	13.31	7.56	1 028.48		
Stockholm	59.33	18.03	10.51	26.95	70.64	107.99	162.38	186.48	162.18	130.59	77.68	38.01	13.75	7.28	994.42		
Norrköping ²	58.58	16.15	11.31	30.23	68.53	105.45	156.47	177.53	152.88	125.66	77.19	37.27	13.74	7.63	963.89		
Torslanda ³	57.70	11.78	11.03	28.17	70.88	111.12	153.68	181.79	169.24	139.29	83.90	39.62	15.08	8.50	1 012.31		
Landvetter ⁴	57.67	12.30	13.41	34.44	57.82	109.81	171.44	160.82	153.64	114.71	68.91	43.53	12.88	9.25	950.66		
Visby	57.65	18.33	12.30	28.34	77.55	118.83	174.71	199.80	177.78	139.81	86.53	43.14	15.08	8.35	1 082.23		
Svalöv	55.92	13.12	13.90	30.28	69.92	111.96	160.12	176.86	154.63	133.68	83.96	44.35	18.15	10.48	1 008.30		
Sturup ⁵	55.55	13.35	14.94	32.49	71.26	117.54	174.54	181.57	163.03	143.79	83.74	41.58	18.53	10.37	1 053.36		

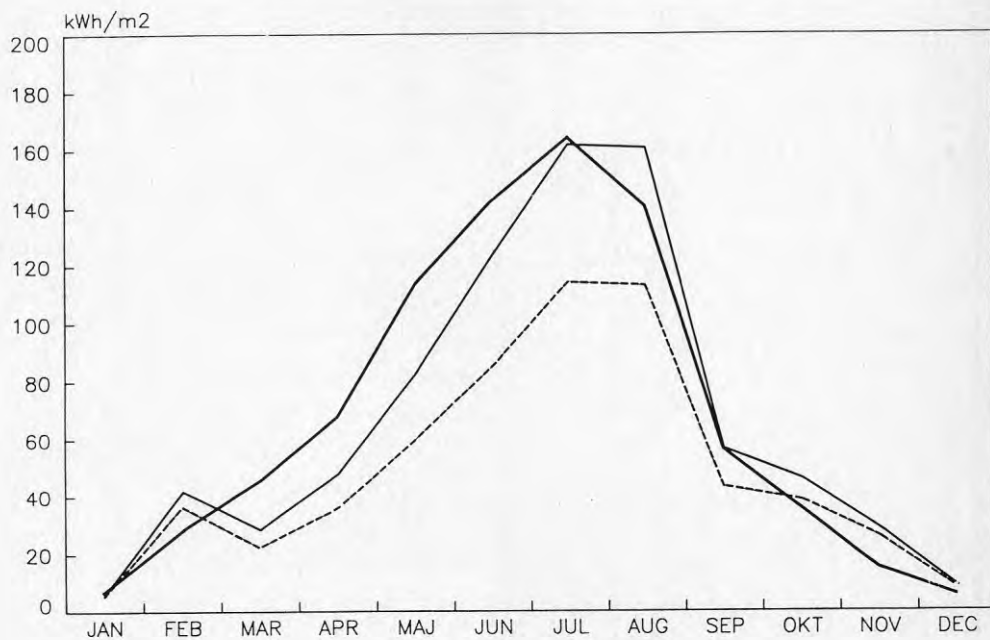
Inga mätningar: ¹ 1966 - 68 ² 1975 - 80 ³ 1961 - 77 ⁴ 1978 - 80 ⁵ 1973 - 80

Instrålningen ökar vid tillämpning av solföljande solfångare. En solfångare monterad på en roterande, solföljande plattform (40° lutning) kan ta emot ca 1 500 kWh/m²,år, och en fullt solföljande solfångare ca 1 700 kWh/m²,år. Alla nämnda värden gäller utan skuggningsförluster. Solföljningen tillämpas oftast i samband med strålningskoncentration.

Koncentrerande solfångare kan dock i allmänhet endast tillvarata den direkta komponenten härrörande från strålningen direkt från solen. Denna är betydligt mindre i Sverige än den globala strålningen, som även inkluderar diffus himmelstrålning. I Figur 3.1.2 visas resultat som gäller för 1983 (Stockholm), där den globala mot horisontell yta infallande strålningen jämförs med den i riktning solen uppmätta direkta strålningen, samt den mot en horisontellt uppställd linjär parabolisk ränna infallande strålningen. Parabolen antas uppställd med axeln i Ö-V-riktning och följer solen i höjded. Av figuren framgår att endast ca 60 % av den mot en horisontell yta infallande globalstrålningen kan utnyttjas i parabol-solfångare. Hur mycket av den infallande energin en solfångare kan omvandla till användbar värme beror på solfångarens konstruktion och dess driftstemperatur. Driftstemperaturen beror i sin tur på solvärmesystemets utförande, t ex om värmepump ingår i systemet, om endast sommar drift eller årslagring är aktuell. Driftstemperaturen påverkar också val av lämplig solfångartyp.

GLOBAL- OCH DIREKTSTRÅLNING
FÖR STOCKHOLM 1983, (SMHI).

Dir-sol Glob-hor. Ö/V Parab.



ÅRSSUMMOR (kWh/m²): Dir-sol: 791, Glob-hor: 821, Ö/V Parab: 588

Figur 3.1.2

Jämförelse mellan direkt strålning (i riktning solen), global strålning mot horisontell yta och strålning infallande mot en parabolisk ränna med öst-väst-orienterad axel

3.2 Olika typer av solfångare

Dagens aktuella solfångartyper för storskaliga system visas i Figurerna 3.2.1 - 3.2.4. Vi kan indela solfångarna (genomsnittlig drifttemperatur i solfångaren inom parentes) i:

- lågtemperatursolfångare (10 - 30°C)
- medeltemperatursolfångare (30 - 60°C)
- högeffektiva solfångare (> 50°C)

En sammanställning av de olika solfångarnas energiproduktionsförmåga (utan systemförluster ges i Tabell 3.2.1.

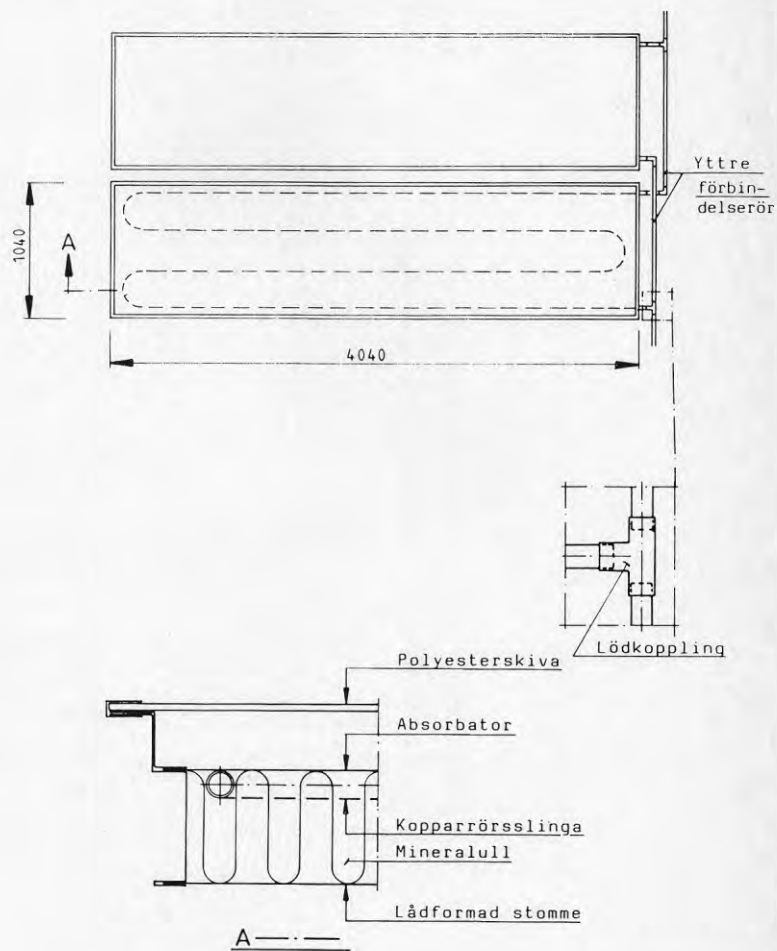
3.2.1 Lågtemperatursolfångare

Till denna typ hör oglasade solfångare eller solfångare med enkel plasttäckning (se Figur 3.2.1). Svenska produkter tillverkas bl a av Trelleborg AB i EPDM-gummi och av Korrugal (Sunstrip). Den senare består av absorberstrips av aluminium monterade på korrugerad takplåt. Solfångarna kan lätt integreras i takytor och medför relativt låga extra kostnader vid nybyggnation. Vid fri uppställning behövs dock en lämplig bärkonstruktion. Ett system med 1 600 m² Sunstrip solfångare är i drift för uppvärmning av Lindälvsskolan i Kungsbacka (i kombination med värmepump).

3.2.2 Medeltemperatursolfångare

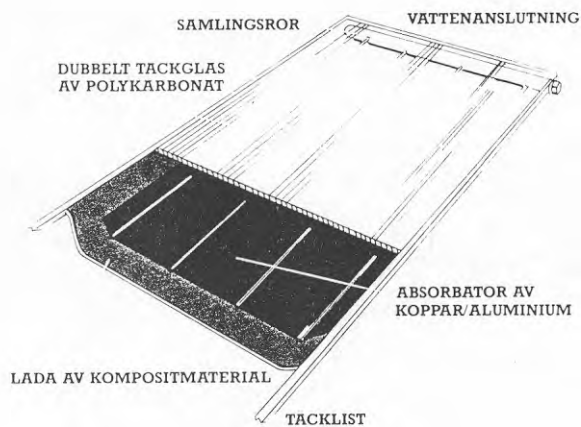
En typisk solfångare inom denna grupp är en 1-glas selektiv solfångare. Solfångarna har till en början framtagits för tappvarmvattensystem och sedan vidareutvecklats för storskaliga tillämpningar.

Figur 3.2.2 visar en skiss över en solfångare från Svenska Fläktfabriken som är i drift i Södertörn. Solfångarenheten är 4 m² stor och har en täckskena av glasfiberarmerad polyester. Av ungefär liknande typ är solfångare från Gränges Aluminium med Sunstripabsorbatorer uppställda i Älvkarleby och Tumba, samt Nyby som har absorbatorer av rostfri plåt med selektiv beläggning (Tumba och i Studsvik). Den senare solfångaren tillverkas dock inte längre. Vill man ytterligare förbättra verkningsgraden kan en extra glasskena sättas in som i solfångaren av fabrikat Lennox som testas i Älvkarleby. På senaste tiden har trenden varit att öka modulstorleken. I Torvalla används en solfångare (Gränges/Scandinavian Solar) som är 12 m² stor och i Studsvik testas en prototyp till en platsbyggd solfångare i stor skala, 40 m lång, 80 m² area (se Figur 3.2.4). Sunstripabsorbatorer lämpar sig väl för stora solfångarenheter, då stripsen kan seriekopplas till önskade längder så att den för fjärrvärmesystem lämpliga temperaturökningen uppnås. Bland nyare solfångarutvecklingar från svenska företag kan nämnas solfångare från Sunstar (Figur 3.2.3), som utvecklar solfångare glasade med dubbelväggiga polykarbonatskivor, Scandinavian Solar som utvecklar takintegrerade solfångare med akryltäckning samt en nystartad utveckling som pågår under företagsnamnet Sunerg.



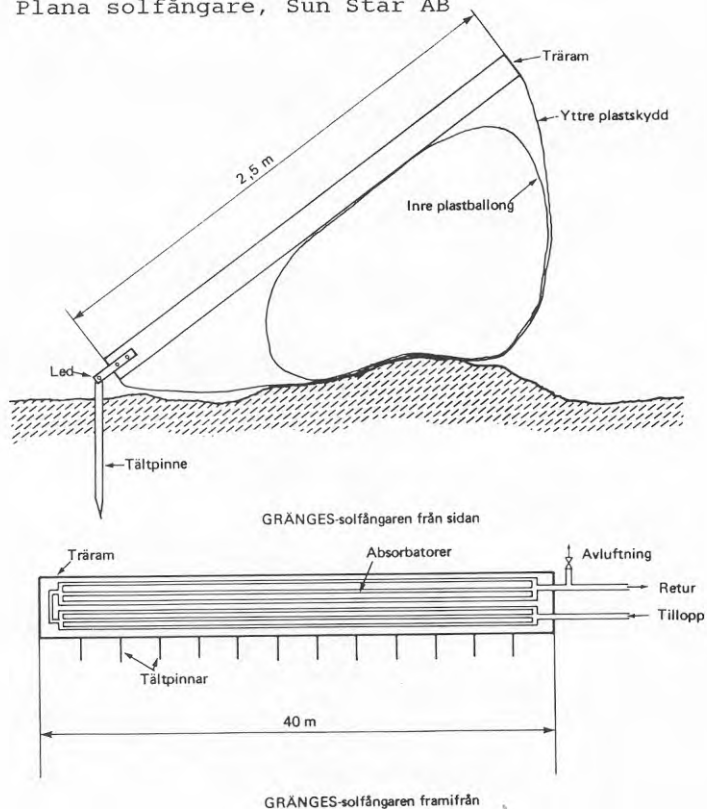
Figur 3.2.2

Solfångare, Svenska Fläkt



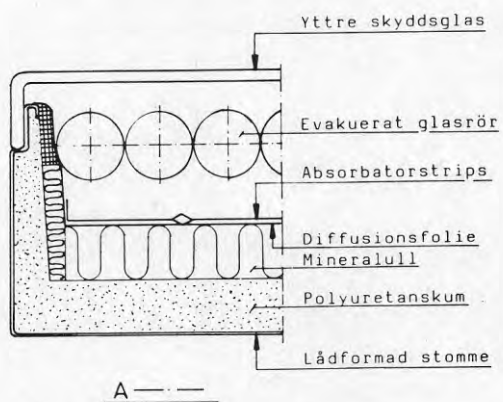
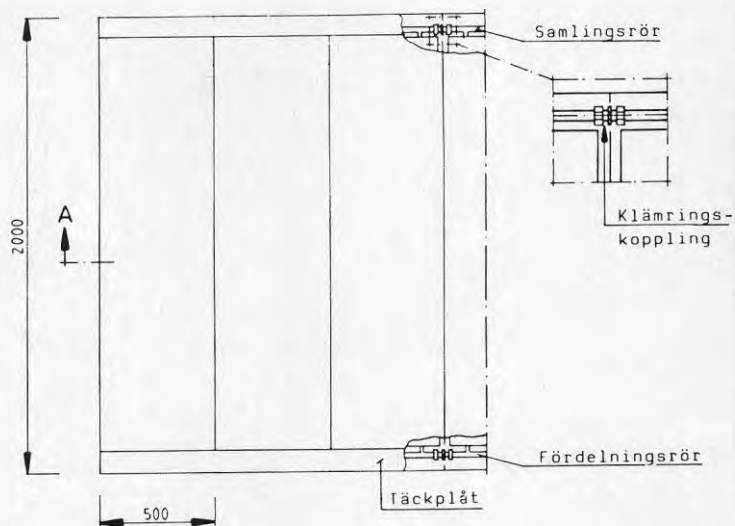
Figur 3.2.3

Plana solfångare, Sun Star AB



Figur 3.2.4

Platsbyggd solfångare, Granges Aluminium i samarbete med bl a Vattenfall (testas i Studsvik)



Figur 3.2.5

Solfångare, Teknoterm HT

3.2.3 Högeffektiva solfångare

Till denna grupp räknas för enkelhetens skull alla solfångarkonstruktioner som förväntas ge ett bra energiutbyte vid höga medeldrifttemperaturer ($> 50^{\circ}\text{C}$), dvs med låga värmeförluster. Detta kan åstadkommas med hjälp av konvektionshinder framför den selektiva absorbatoren (3-glas, respektive 2 plastfolie + 1 täckglas), antikonvektionsstrukturer typ bikaka, vakuumsrör eller slutna celler av plast m m). Ytterligare åtgärder för värmeförlustminskning är IR-reflektion på täckglaset.

En av de första högeffektiva solfångarna på den svenska marknaden var Teknoterms selektiva 1-glas-solfångare Teknoterm HT med ett skikt vakuumsrör inlagt som konvektionshinder (Figur 3.2.5). Från resultaten i Stockholm, Malmö och Tumba framgår dock att solfångaren visserligen är bättre än tidigare 1-glas-solfångare, men att transmissionen genom glasrören är reducerad och även värmeförlusten på grund av köldbryggor är högre än förväntat, vilket innebär mindre utbyte än man hoppats på.

Längst på detta område har hittills Scandinavian Solar kommit, vars 12 m^2 stora solfångarenhet är försedd med inlagda konvektionshinder av teflon. Solfångaren, som används i Lyckebo (se Figur 3.2.6), visar mycket goda driftresultat. Ytterligare några varianter av solfångaren provas i Tumba, Knivsta och Älvkarleby. Även solfångare med andra typer av konvektionshinder är under utveckling.

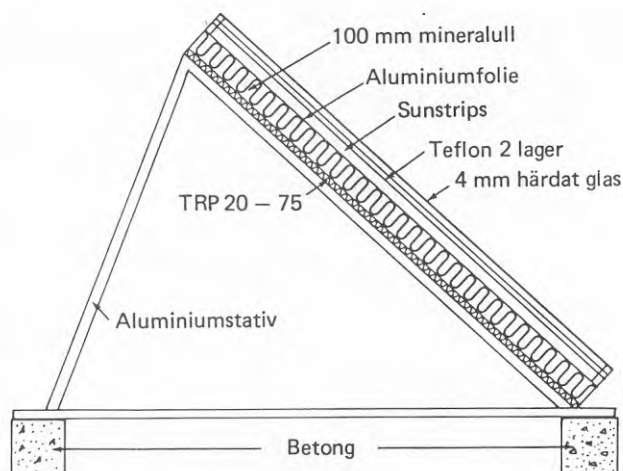
Ett annat sätt att minska värmeförlusterna är att bygga in absorbatoren i evakuerade glasrör. Vakuumsrör solfångare av denna typ från Philips, Cortec (CINAB) och General Electric (BAHCO) har provats

i Sverige med goda resultat. Den låga produktionsvolymen medför dock ännu så länge höga kostnader jämfört med plana solfångare.

I Philips solfångare används värmerör, inbyggda i ett evakuerat glasrör för värmetransport absorbatör - kylvätska (se Figur 3.2.7). Varje rör ansluts via en värmeväxlare till ett samlingsrör då solfångaren mycket snabbt reagerar på solinstrålningen. I ett utförande utan bakreflektor (Studsvik, Tumba, Knivsta) kan även solfångarens baksida ta emot strålning (diffus och under sommaren även direkt strålning). Man provar även ett annat utförande med bakreflektor (Älvkarleby, Studsvik). Meningen med reflektorn är att minska antalet rör per m² solfångararea. Resultaten är dock inte helt entydiga. I Älvkarleby ger båda typerna ungefär lika mycket energi och i Studsvik, där en annan värmerörsvariant provas, ger solfångaren med bakreflektor lite lägre resultat, troligen beroende på ett konstruktionsfel.

Andra typer av vakuumrörsolfångare kommer från CORTEC (Studsvik) och General Electric (Tumba, Knivsta), se Figur 3.2.8 och 3.2.9). General Electrics solfångare, som också är försedda med bakreflektorer, har betydligt lägre verkningsgrad än övriga vakuumrörsolfångare.

Ytterligare en möjlighet att uppnå hög effektivitet är att koncentrera strålningen mot absorbatorn. Härigenom sänker man den värmeavgivande ytan men minskar strålningsupptagningen med ca 10 - 20 % på grund av reflexionsförluster och ytterligare 40 - 50 % på grund av att endast direkt solstrålning kan koncentreras. Solfångarna måste dessutom följa solen och blir därför dyrare än fast uppställda solfångare.

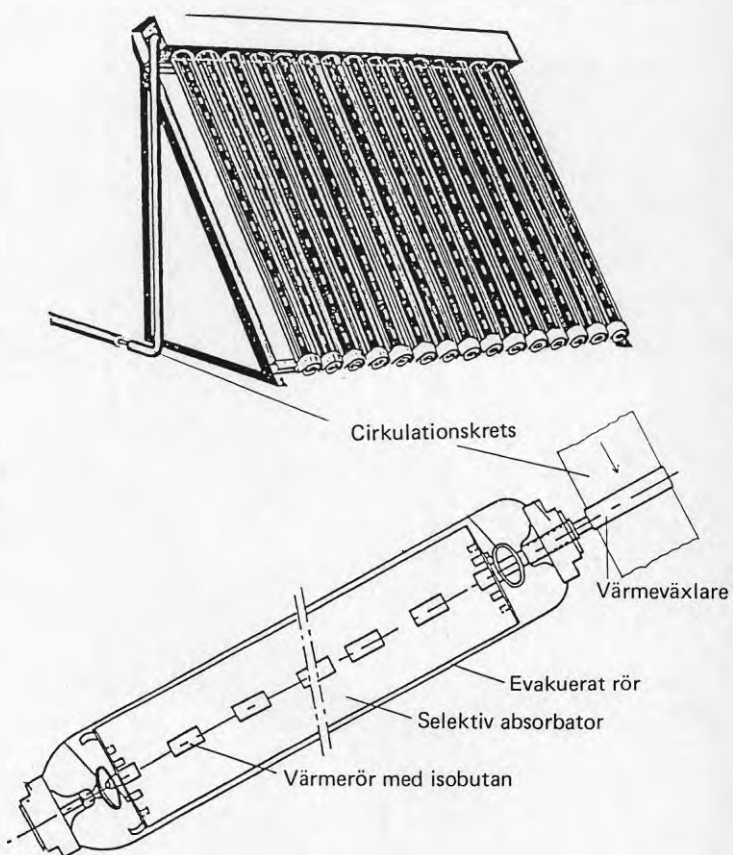


Figur 3.2.6

Högeffektiv plan solfångare, Scandinavian Solar-HT, med två lager av transparent teflonfilm som extra konvektionshinder

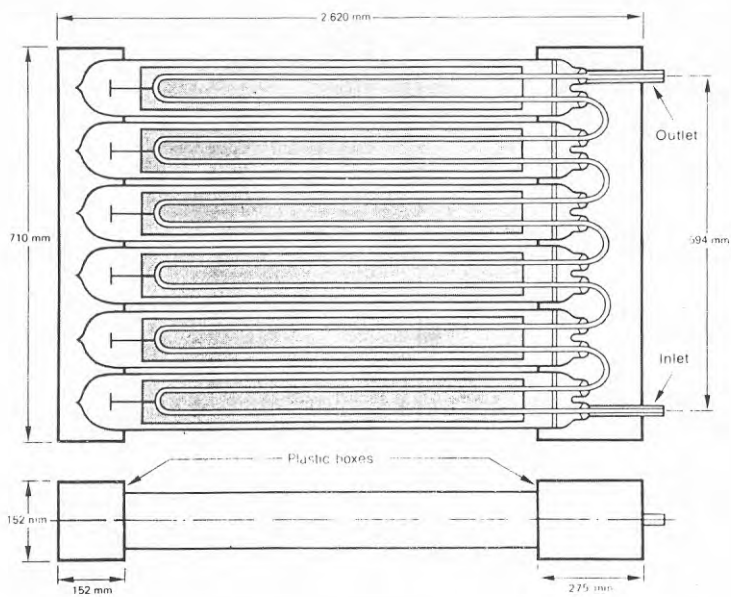
I Studsvik har ett system med lågt koncentrerande solfångare (5x) monterad på en solföljande roterande plattform testats. Andra solfångartyper är parabol (linjärt fokus eller punktfokus) och solföljande planspegelfält som koncentrerar ljuset mot ett torn, s k heliostatsystem, se Figur 3.2.11. Värmeförlusterna för sådana högkoncentrerande system blir mycket små. Spegelarna byggs vanligtvis i stora enheter med en typisk storlek av 20 - 100 m².

Lutande parabolspeglar (se Figur 3.2.10) monterade på stativ med 12 m² per drivenhet har använts i flera år i Ingelstad med mindre lyckat resultat. Anläggningen visade problem med fokusering och solföljning. Liknande problem hade i början den horisontella, N-S-uppställda parabol vid UKAB. Solföljningen fungerar nu bättre, men spegeln visar tendens till degradering.



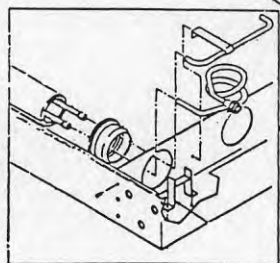
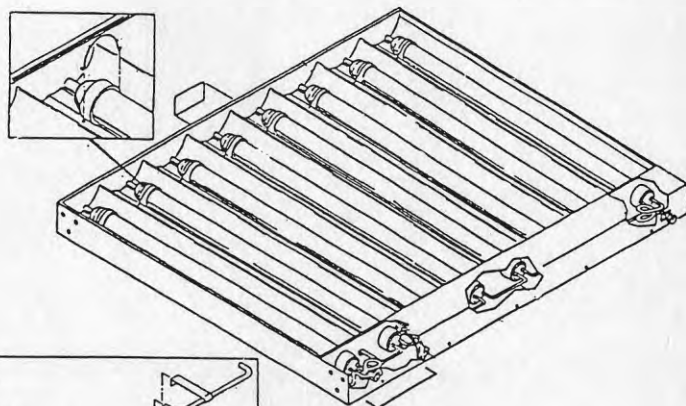
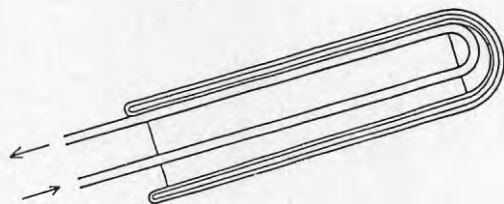
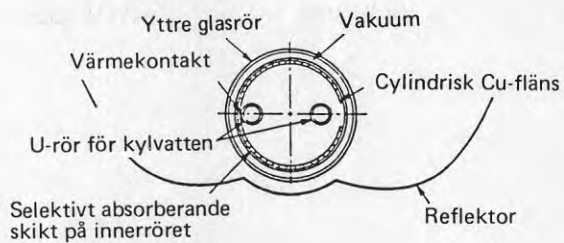
Figur 3.2.7

Philips heat-pipe vakuumrörsolfångare, VTR 141



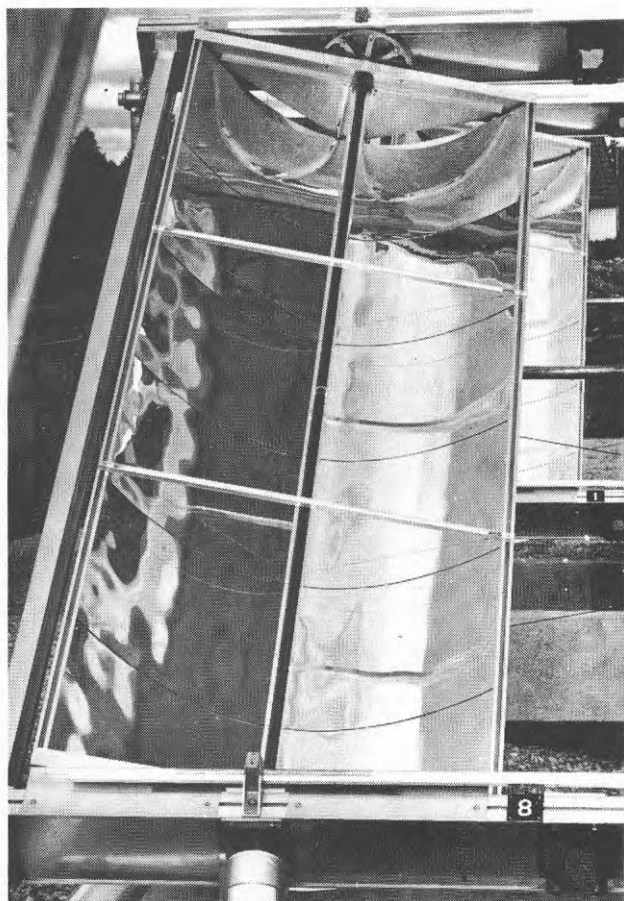
Figur 3.2.8

Vakuurrörsolfångare från CORTEC (Corning, Frankrike)



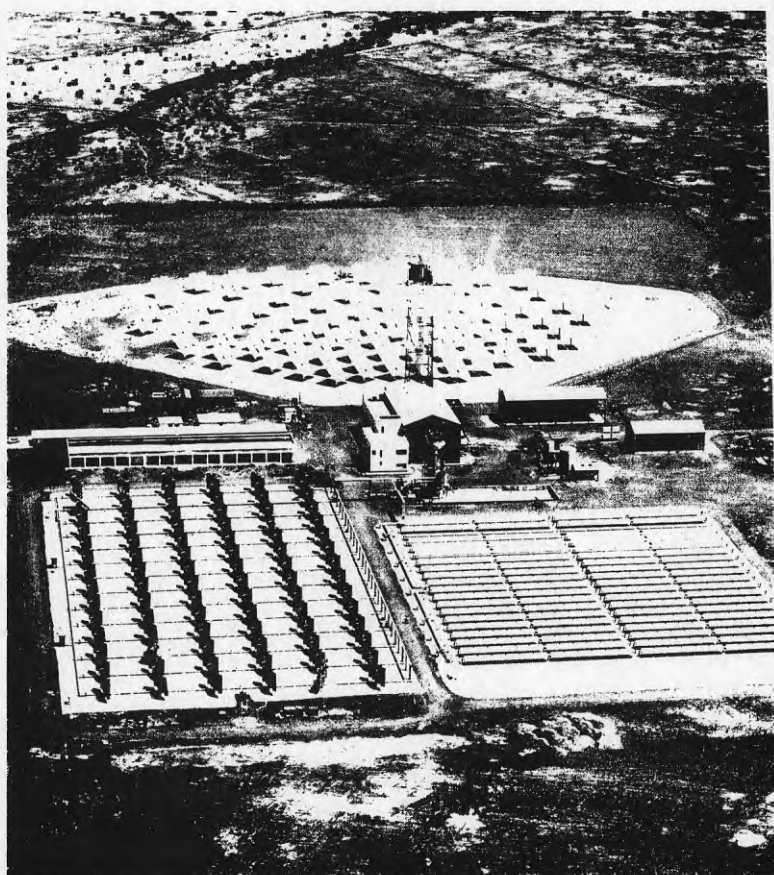
Figur 3.2.9

General Electric TC-100 vakuumrörsolfångare



Figur 3.2.10

Parabolsolfångare fabrikat Liebi från Ingelstad



SSPS Power Plants (status as of July 1981)
500 kWe Central Receiver System (CRS) in the background
500 kWe Distributed Collector System (DCS) in the foreground

Figur 3.2.11

Koncentrerade solfångare.
Solfångarfältet i Almeria med torn-heliostatsystemet (bakgrunden),
MAN-solföljande paraboltråg (förgrunden, vänster) respektive
ACUREX-fältet (parabol med öst-väst-axel till höger)

Nackdelen med koncentrerande system är att dessa endast kan ta emot den direkta solinstrålningen, vilken i Sverige utgör endast ca 50 - 60 % av den totala instrålningen. Detta reducerar det totala utbytet avsevärt. Enligt en beräkning som är baserad på mätvärden för den direkta strålningen från en av SMHIs nya mätstationer kan högvärdiga koncentrerande solfångare i Sverige insamla något mer energi än plana solfångare (se Tabell 3.2.1) vid temperaturer över 80°C. Det förefaller som om tekniken med koncentrerade solfångare behöver förbättras avsevärt för att dessa skall kunna konkurrera med fast uppställda solfångare för solfjärrvärmeändamål.

3.2.4 Solfångarnas energiutbyte

Transmissionsförluster i glasningen och värmeförluster från absorbatoren bestämmer i huvudsak hur mycket energi en solfångare vid en viss arbetstemperatur kan omvandla till nyttigt värme. Utbytet från solfångarna beräknas enligt ett samband som kallas för Hottel-Whillier-Bliss ekvation (Ref 3.5). Vi anger här en förenklad form av denna ekvation för den momentana energibalansen:

$$Q = \eta_0 \cdot H - U_L \cdot \Delta T - C \frac{dT_m}{dt}$$

Q = producerad värmeeffekt per m² solfångaryta (W/m²)

H = instrålad effekt per m² (W/m²)

ΔT = differens mellan medeltemperatur T_m i solfångaren och lufttemperaturen (K)

η_0 = s k förlustfri verkningsgrad (optisk verkningsgrad), dvs den delen av solstrålning som absorbatoren kan omvandla i värme när den ligger på samma temperatur som omgivningsluften

C = solfångarens inklusive kylmediets värmekapacitetskoefficient (J/(m² K))

U_L = effektiva värmeförlustkoefficient från solfångaren till omgivningen ($W/(m^2K)$). U_L är i allmänhet själv temperaturberoende men U_L kan inom vissa praktiska driftområden anges som konstant koefficient, vilket är fallet i Tabell 3.2.1.

Som det framgår av Tabell 3.2.1 så är U_L starkt beroende av solfångarens konstruktion och för drift vid höga temperaturer är det viktigt att, U_L är så litet som möjligt. I ett solfångarsystem tillkommer i praktiken dessutom förluster i samband med skuggning från framförliggande solfångare och värmedistributionssystem (rörförluster) samt förluster på grund av viss tröghet vid regleringen. I praktiken innebär detta, att solfångarna aldrig kan uppnå den under ideala antaganden med hjälp av dataprogram framräknade årliga energiproduktionen enligt Tabell 3.2.1. Tabell 3.2.2 anger vilka förluster man i allmänhet behöver räkna med. Tabellen gäller för system i storleksordningen 1 000 m^2 och större. Hur fältstorleken påverkar dessa förluster är ännu så länge inte med säkerhet fastställt, men enligt de flesta experterna förväntar man sig en optimal fältstorlek vid några tusen m^2 per krets beroende på solfångartyp. Vid stora system kan värmekapacitetseffekterna från vatten och material i rörsystemet bli betydelsefulla (anläggningen svalnar av under natten och måste uppvärmas till drifttemperatur dagen därpå igen) vid för små system ökar de relativa värmeförlusterna från samlingsrören.

Om vi tillämpar Tabell 3.2.2 på Tabell 3.2.1 resulterar detta i en nyttiggjord energi för de olika solfångarsystemen enligt Figur 3.2.12 respektive 3.2.13.

Tabell 3.2.1

Idealt energiutbyte, kWh/(m²·år), från olika solfångare utan fältförluster (lutning 45° för system 1 - 4). Två värden anges; det lägre syftar på dagens teknik, det högre på utvecklingsmålet. η_0 är förlustfri verkningsgrad, U_L effektiv värmeförlustkoefficient

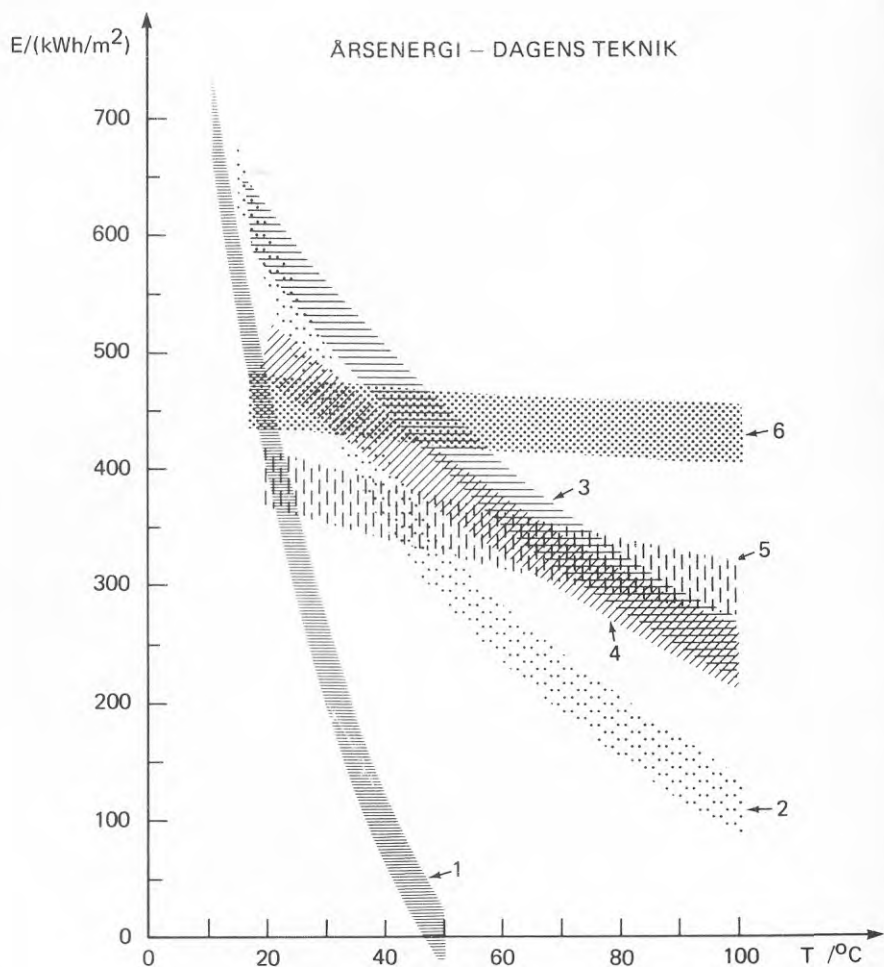
Typ	Solfångartyp	Medeldrifttemperatur (°C)				
		10°	30°	50°	70°	90°
1	Oglasade	850/1050	290/470	0/120		
2	1-glas, selektiv		550/750	400/600	280/440	200/350
3	Plan, högeffektiv		650/820	550/720	440/600	350/400
4	Vakuurnör		550/800	470/750	430/700	340/670
5	Linjär parabol		450/550	430/510	410/490	390/480
6	Heliostat/torn		520/600			500/580

	Tekniska data	Dagens teknik		Utvecklingsmål	
		η_0	U_L W/(m ² K)	η_0	U_L W/(m ² K)
1	Oglasade	0.75	18	0.9	15
2	1-glas, selektiv	0.78	5.0	0.9	4.0
3	Plan, högeffektiv	0.75	2.7	0.85	2.0
4	Vakuurnör	0.62	1.8	0.8	1.0
5	Linjär parabol	0.7	0.2	0.8	0.2
6	Heliostat/torn	0.7	0.05	0.8	0.05

Tabell 3.2.2

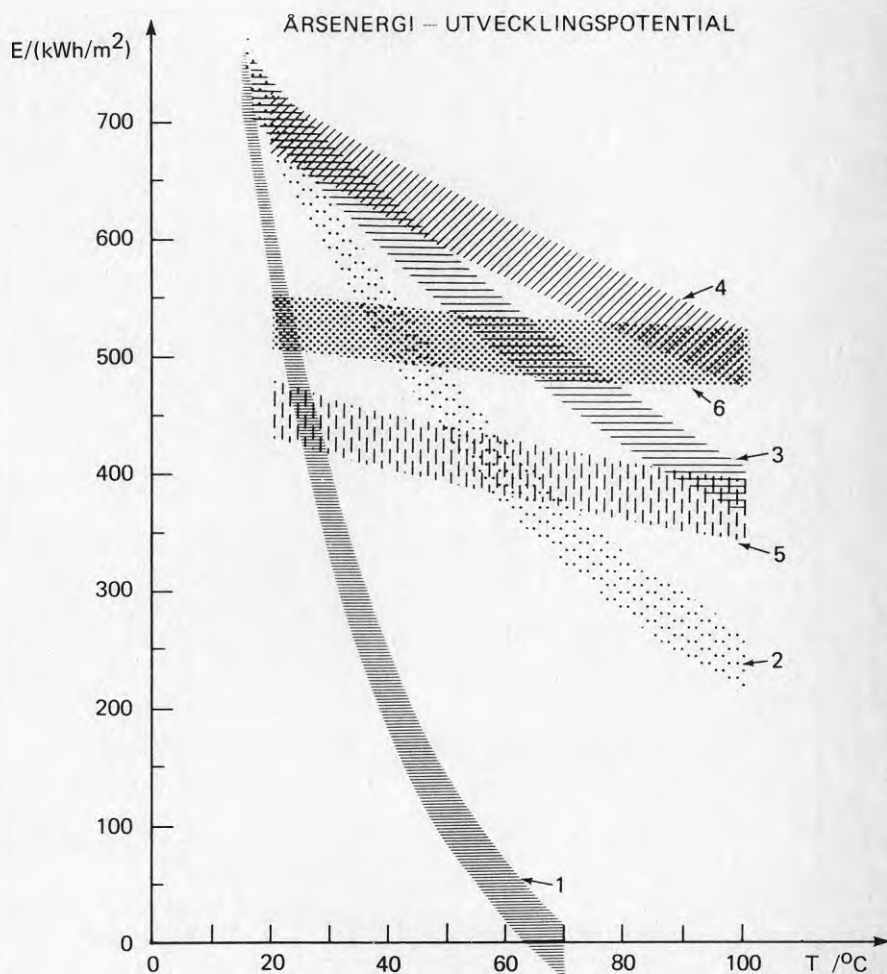
Förlustfaktorer för solfångare i fält

	Oglasad (lågtem- peratur)	1-glas selektiv + plan, hög- effektiv	Vakuüm- rör	Linjär parabol	Helio- stat/torn
Skuggning Horisontavskärmning }	0.95	0.95	0.95	0.95	inkl
Rörförluster Flödesfördelning }	0.95	0.95	0.95	0.98	1.0
Dynamiska förluster (dag - natt) }	0.95	0.90	0.93	0.98	1.0
Nedsmutsning, degradering	1.0	1.0	1.0	0.95	0.95
Tillgänglighet	1.0	0.96	0.97	0.95	0.90
SUMMA FÖRLUSTER	0.86	0.79	0.81	0.82	0.86



Årsenergi för olika solfångartyper som funktion av medeldrifttemperaturen. Lutningen för 1 - 4 är 45°. Förlustfri verkningsgrad η_0 . Effektiv värmeförlustkoefficient U_L

Dagens teknik		η_0	U_L W/(m ² K)
1	oglasade	0.75	18
2	l-glas, selektiv	0.78	5.0
3	plan, högeffektiv	0.75	2.7
4	vakuumrör	0.62	1.8
5	linjär parabol	0.7	1.0
6	heliostat/torn	0.7	0.05



Figur 3.2.13

Ärseenergi för olika solfångartyper som funktion av medeldrifttemperaturen. Lutningen för 1 - 4 är 45° . Förlustfri verkningsgrad η_0 . Effektiv värmeförlustkoefficient U_L

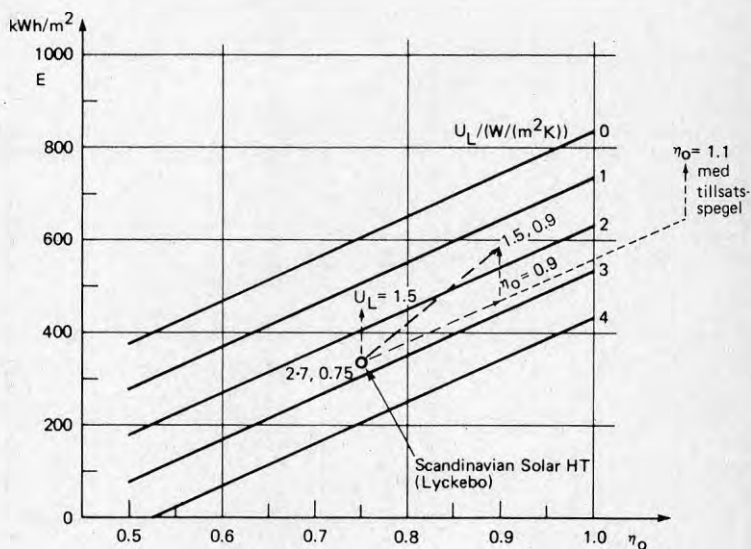
Utvecklingspotential	η_0	U_L W/(m ² K)
1 oglasade	0.9	15
2 1-glas, selektiv	0.9	4.0
3 plan, högeffektiv	0.85	2.0
4 vakuumrör	0.8	1.0
5 linjär parabol	0.8	0.2
6 heliostat/torn	0.8	0.05

Vi kan redan här konstatera att värden för dagens teknik väl överensstämmer med erfarenheterna från svenska anläggningar, se Figur 4.1 och Tabell 4.1 och 4.2. Resultaten från Södertörn är t ex hittills sådana att vi kan förvänta oss ett utbyte från vakuumsolfångare av ca $400 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{år})$ och från plana selektiva solfångare av ca $280 - 300 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{år})$ vid en medeldrifttemperatur av ca $50 - 55^\circ\text{C}$. Vid medeldrifttemperaturer på 70°C behövs högeffektiva solfångare för att möjliggöra ett energiutbyte som överstiger $300 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{år})$ åtminstone i dagens teknik. Solfångare från Scandinavian Solar, typ HT, förväntas producera ca $330 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{år})$ uppställda i ett fält på $4\,300 \text{ m}^2$ och en medeldrifttemperatur av ca 75°C (Lyckebo).

3.2.4 Empirisk formel för beräkning av årsutbytet

Istället för databeräkningar finns det även möjligheter att beräkna årsutbytet med hjälp av en empiriskt framtagen formel (Ref 3.6). Formeln är särskilt intressant för att belysa, på vilket sätt olika förbättringar i solfångaren påverkar det årliga energiutbytet och hur vidareutvecklingen ska framdrivas.

Formeln liknar i princip den tidigare angivna Hottel-Whillier-Bliss ekvationen baserad på svenskt klimat enligt statistik från Älvkarleby-laboratoriet, där man som årsmedelvärde har uppmätt en användbar solenergi ($> 200 \text{ W}/\text{m}^2$) i höjd av $907 \text{ kWh}/\text{m}^2$ mot en 45° lutande södervänd yta. Denna instrålning har registrerats med en genomsnittlig lufttemperatur av 14°C under en tidsperiod av 1 650 timmar per år.



Figur 3.2.14

Effekt av vidareutveckling av solfångartekniken på årsutbytet E

Den empiriska formeln baseras nu på den information som följde:

$$E = \eta_0 \cdot 907 - U_L \cdot (T_{\text{drift}} - 14) \cdot \frac{1650}{1000} - 1.2 (T_{\text{drift}} - 14) \text{ kWh/m}^2$$

Den första termen anger solfångarens årliga absorption av solenergi, den andra värmeförlusten när systemet är i drift och sista termen är ett empiriskt uttryck för att ta hänsyn till systemets värmekapacitet, d v s energin som måste investeras för att få systemet uppvärmt till drifttemperatur t ex 200 dagar à 6 kWh/(m²K) resulterar i faktorn 1.2 kWh/(m²K).

Tillämpas ekvationen för E för den högeffektiva, plana solfångaren installerad i Lyckebo ($T_{\text{drift}} \sim 75^{\circ}\text{C}$) så resulterar detta i

$$E = 0.75 \cdot 907 - 2.7 \cdot 61 \cdot 1.65 - 1.2 \cdot 61 = 335 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ år})$$

eller väl i överensstämmelse med mätresultat enligt Figur 4.1.

I Figur 3.2.14 visas det energiutbyte som man kan förvänta vid vidareutveckling av denna solfångare. E är inritad som funktion av η_0 och med U_L som parameter. Dagens Lyckebo-solfångare kan förväntas utvecklas mot högre η_0 (bättre glasning, bättre absorbator), mot lägre U_L (effektivare konvektionshinder) och eventuellt även kombineras med enkla tillsatsspeglar för att öka instrålningen ($\eta_0 \sim 1.1$). Energiutbytet kan på så sätt mer än fördubblas (se även avsnitt 5.6), vilket även illustreras i Figur 3.2.13 som visar energiproduktionen enligt utvecklingspotentialen för olika typer av solfångare.

3.3 Principiell teknik för solfjärrvärme

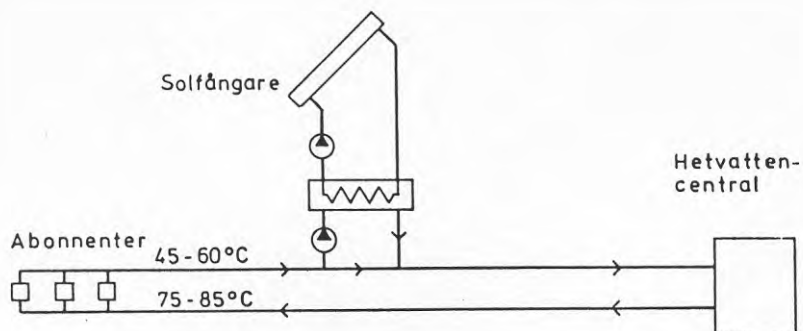
Ett solfjärrvärmesystem består i princip av tre huvudkomponenter, nämligen

- solkollektorer
- värmelager
- transportledningar till nätet.

Den principiella fördelningen mellan soltillgång och fjärrvärmebehov som framgår av Figur 2.1 innebär att ca 10 % av nätets värmebehov kan tillföras direkt utan lager. Detta leder till systemlösningar som idag demonstreras i Knivsta, Södertörn och Torvalla. Anslutningar vid mindre system sker i returledningen och vid större system mellan retur- och framledning, se Figur 3.3.1 och 3.3.2. I det senare fallet antas att anläggningen klarar hela systemets sommarbehov. Solfångarsystemet anslutes i regel via en värmewäxlare. Detta underlättar problem med tryckhållning, reglering, frysskydd m m. Dygnsutjämnningen antas härvid kunna åstadkommas med hjälp av fjärrvärmesystemets vattenvolym.

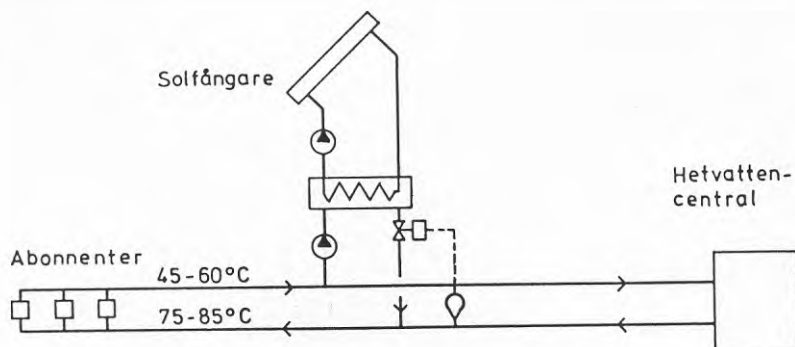
Vid små fjärrvärmesystem och inmatning utanför nätets centrala delar är det gynnsamt att komplettera solfångarfältet med ett mindre värmelager för att på så sätt åstadkomma den önskade effektregleringen.

Från detta tillsatslager för dygnsutjämnning till helårslager finns det alltså alla möjligheter att kombinera solfångarfältet med ett lager, varvid dock alltid viss relation mellan solfångarfältstorlek och lagerstorlek bör observeras (se Figur 3.3.3). Figuren visar det ungefärliga sambandet mellan solfångarfältstorlek, lagervolym och uppnåelig solandel. Det visas att relativt stora lagervolymer måste kopplas till fältet för att uppnå en hög solförsörjningsgrad. T ex räcker ca 10 000 m² solfångare och 15 000 m³ vattenlager för att uppnå en 50 %-ig försörjning av 500 bostäder, medan det behövs 20 000 m³ solfångare och ett 100 000 m³ lager för att uppnå 100 %-ig försörjningsgrad.



Figur 3.3.1

Anslutning till returledning (Ref 4.8)



Figur 3.3.2

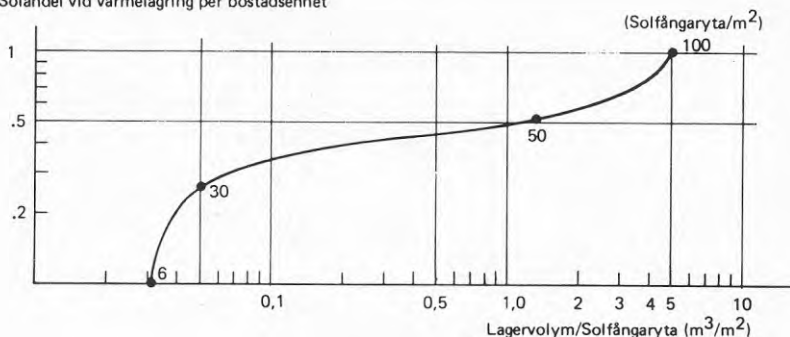
Anslutning mellan retur- och framledning (Ref 4.8)

Figur 3.3.4 visar hur ett enkelt solvärmesystem med ett lager kan utformas (Ref 3.5). Som lager antas ett vattenlager av typ tank-, grop- eller bergrum. Värmeväxlarna är för enkelhetens skull inte inritade i schemat. Lagrets medeltemperatur antas till 60°C. Om värmeväxlare kopplas in mellan solfångarfältet och lagret samt mellan lagret och fjärrvärmesystemet ökar temperaturnivån i solfångarfältet med minst 10°C, vilket innebär att högeffektiva solfångare måste användas.

Det kan därför vara fördelaktigt att reducera temperaturkravet på solfångarna genom att inkoppla en värmepump i systemet. Detta ger en bättre möjlighet att utnyttja lagret effektivt (i princip ner till ca 5°C) och att använda sig av enklare och billigare lagertyper, typ ler- eller borrhåls-lager. Dessutom hålls solfångarnas drifttemperatur låg. På så sätt kan enklare solfångare användas, och samtidigt en högre verkningsgrad uppnås. Under den närmaste tiden med låga elkostnader väntas sådana system bli mer lönsamma än system med högtemperatursolfångare utan värmepump.

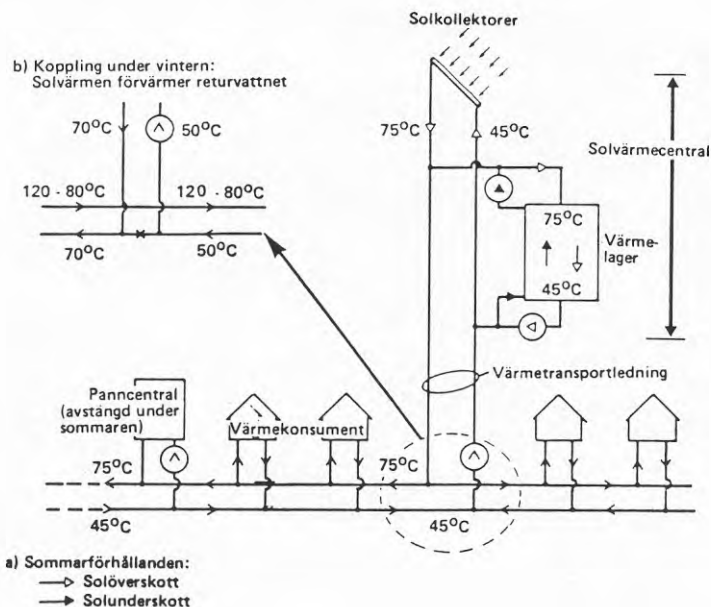
Av Figur 3.3.5 framgår hur en värmepump integreras i ett solfjärrvärmesystem. Pumpen kan utnyttjas antingen för att öka lagrets topptemperatur genom avkylning av bottenkiktet, eller för att öka temperaturen hos det distribuerade fjärrvärmevattnet. Att direkt eftervärma det vattnet från solfångarna kan också bli aktuellt i vissa fall, där lagret är litet och oglasade solfångare typ takintegrerade solväxlare används, vilka även tar energi ur omgivningsluften. Alternativet är främst intressant för gruppcentraler och liknande anläggningar som ansluts till existerande värmedistributions-system.

Solandel vid värmelagring per bostadsenhet



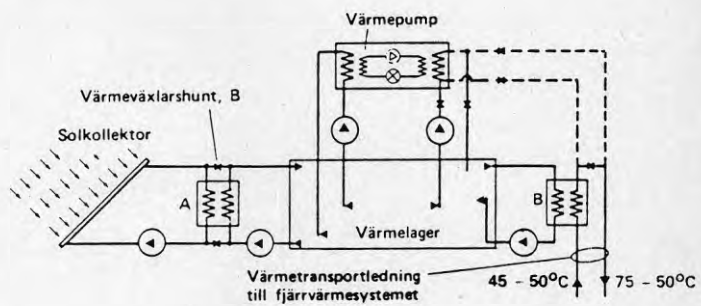
Figur 3.3.3

Solandel vid värmelagring per bostadsenhet. Ungefärlig fördelning för solvärmesystem i temperaturområdet 30 - 70°C



Figur 3.3.4

Enkelt schema för solfjärrvärme med lager. I figuren visas både sommar- och vinterfall



Figur 3.3.5

Solfjärrvärmesystem med värmepump

4. BESKRIVNING AV FÖRSÖKSANLÄGGNINGAR FÖR SOLFJÄRRVÄRME

I detta avsnitt ges en kortfattad beskrivning av de försöksanläggningar som är i drift eller är under uppförande och som har anknytning till fjärrvärme. Anläggningarna har tillkommit vid olika tidpunkter och med olika syften. Man kan även skilja mellan olika grupper av anläggningar vad gäller solfångarfältstorlek.

Små anläggningar (< 100 m² per system):

1. Stockholms Energiverk
2. Knivsta
3. Uppsala (UKAB)
4. Studsvik
5. Vattenfalls Älvkarlebylaboratoriet

Medelstora anläggningar (100 - 1 000 m² per system):

6. Skogås
7. Heleneholmsverket (Malmö)
8. Södertörns Tumbaanläggning

Stora demonstrationsanläggningar:

9. Ingelstad
10. Torvalla
11. Lyckebo

Vid alla dessa anläggningar planeras eller pågår någon form av utvärdering och uppföljning. Särskilda ansträngningar för utvärdering görs i Knivsta och Tumba där vakuumsolfångare utvärderas inom ramen för internationellt samarbete, vid Studsvik Energiteknik AB (utvärderingsprojekt experimentgård) samt Skogås och Stockholms Energi- verk (mätning genom KTH-mätcentraler). Ambitiösa mätprogram pågår även i Lyckebo, Torvalla och

Ingelstad. Utvärderingen från anläggningarna i Uppsala och Malmö sköts i fjärrvärmeverkens egen regi och i Malmö svarade mätcentralen vid Lunds Universitet för mätningarna. Utvärderingen av Malmö-anläggningen är avslutad.

Anläggningarna beskrivs nedan var för sig, tillsammans med eventuella mätresultat och driftresultat.

Tabell 4.1 är en sammanställning av alla anläggningars tekniska data. Av Tabell 4.2 framgår energiproduktionen från alla utvärderade solfjärrvärmesystem. I tabellen upptas mätperiod, drifttemperatur (energiviktad), aktuell insamlad energi under mätperioden och extrapolerad insamlad energi. Den senare tas fram med hjälp av energiverkningsgradmetoden. Erfarenheten visar att de flesta fjärrvärmeanläggningar arbetar vid relativt konstant drifttemperatur, vilket i medeltal över en längre driftperiod resulterar i ett linjärt samband mellan dagligen tillvaratagen och instrålrad energi. Detta samband, för vilket också en analytisk modell nyligen tagits fram (Ref 4.1, 4.2), tillåter extrapolering av förväntade driftresultat till längre driftperioder, om instrålningen för en viss plats och den önskade perioden är känd. För extrapolering valdes Studsviks instrålningsdata uppmätta under år 1983. Med hjälp av denna metod kan en anläggnings prestanda för en driftstemperatur och ett instrålningsförhållande beräknas ur mätdata, som insamlats under andra driftförhållanden.

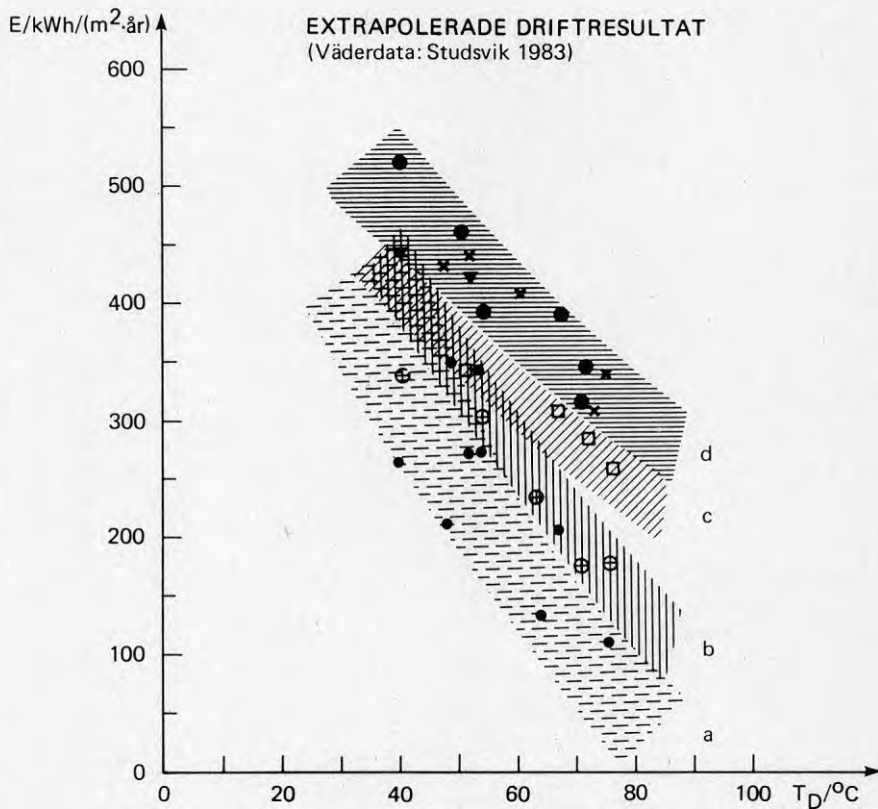
Resultaten sammanfattas i Figur 4.1. Årsproduktionen för olika klasser av solfångare är inritad som funktion av energiviktad drifttemperatur. För

vissa anläggningar är den energiviktade temperaturen endast uppskattad med utgångspunkt från den uppmätta medeltemperaturen.

De fyra solfångarklasserna är:

- a. plan selektiv (1-glas konventionell)
- b. plan selektiv (2.generation)
- c. evakuerat rör (1.generation)
- d. evakuerat rör (2.generation) + högeffektiva plana solfångare (3.generation)

Resultaten kan jämföras med de i avsnitt 3 presenterade teoretiska resultaten för solfångarsystem. Jämförelsen med Figur 3.2.12 visar att de plana och evakuerade solfångarna av första generationen ligger under de förväntade värdena för dagens teknik, framför allt vid högre temperaturer, men att förbättrad driftstrategi och solfångarutformning (förlustminskning) resulterar i system som fungerar enligt förväntningarna (andra generationens solfångare med avancerad teknik). Högeffektiva, plana solfångare med extra konvektionshinder (3.generation) producerar i temperaturområdet upp till 70°C ungefär lika mycket energi som de bästa vakuumsolfångarna. Enligt Figur 3.2.13 väntas utvecklingen av prestandaökning för solfångare komma att fortsätta.



Figur 4.1

Extrapolerade driftresultat för solfångarsystem i solfjärrvärme-
projekt

De fyra solfångarklasserna är:

- a. plan selektiv (1-glas konventionell)
- b. plan selektiv (2.generation)
- c. evakuerat rör (1.generation)
- d. evakuerat rör (2.generation) + högeffektiva plana solfångare (3.generation)

Tabell 4.1

Anläggning	Fabrikat	Typ	Aperturarea (m ²) Anläggning Modul	Vikt (kg/m ²)	Lutning (grad)	η_0	U_L (W/(m ² ·K))	Kylmedium*
Stockholm	Teknoterm HT	Plan, selektiv, 1-glas, 1-skikt vakuumrör som konvektionshinder	19	0.75	45	0.62	4.2	VG
	Fläkt	Plan, selektiv, 1 skikt med glasfiber armerad polyester	96	4	45	0.80	5.6	VG
Knivsta	General Electric TC-100	Vakuum Dewar med CU- fläns, bakreflektor	38	1.4	45	0.58	2.1	VG 30
	Owens- Sunpac	Vakuum Dewar (vattenfylld termos) bakreflektor	36	2.5	45	0.70	1.3	Vatten (varmhållning vintertid)
	Philips heatpipe	Selektiv absorbatör med värmerör, korta rör	26	1.4	60	0.62	1.8	VG 10
Uppsala	Scandinavian Solar	högeffektiv	24	12	45	0.72	2.7	VG 50
	SUNTEC	Linjär parabol	67	67	horisontell, solföljande i höjdd	0.6	1.1	VG 30

forts

* VG 40 betyder 40 % glykol (volymprocent) i kylmediet

Tabell 4.1 forts

Anläggning	Fabrikat	Typ	Aperturarea (m ²) Anläggning Modul	Vikt (kg/m ²)	Lutning (grad)	η_0	U_L (W/(m ² ·K))	Kylmedium*
Studsвик	Cortec	Vakuumrör med selektiv absorbator	13 1.4	17	45	0.64	2.4	VG 40
	Philips heatpipe	Neobutan värmerör (långa rör)	9 2.3	17	45	0.65	1.8	VG 40
	Philips heatpipe	Dito, med bakreflektor (ribble)	9 2.3	17	45	0.62	1.6	VG 40
	Nyby	Selektiv, plan, 1-glas, Maxsorb absorbator	19 1.2	25	45	0.72	5.0	VG 40
	Nyby	Dito på roterande platt- form	19 1.2	25	45 azimutal solfölj	0.72	5.0	VG 40
	GIS-Studsvik	Lättviktscentral CPC-reflektorer koncentration 5:1	78 -		horisontal/ azimutal solfölj	0.5	1.8	VG 40
	Gränges	Platsbyggd, långa Sunstrip absorbatorer	80 80		30	0.71	5.3	VG 40
Älvkarleby	Gränges	Plan selektiv 1-glas	10		45	0.71	5.1	
	Lennox	Plan selektiv 2-glas	10		45	0.83	3.6	
	Philips heatpipe	Selektiv absorbator isobutan värmerör	10		45	0.59	1.8	
	Philips heatpipe	Dito med Ribble- bakreflektor	10		45	0.64	1.8	
	Scandinavian Solar HT	1-glas med konvektions- hinder	12 12	35	45	0.75	2.8	

forts

* VG 40 betyder 40 % glykol (volympcent) i kylmediet

Tabell 4.1 forts

Anläggning	Fabrikat	Typ	Aperturarea (m ²) Anläggning Modul	Vikt (kg/m ²)	Lutning (grad)	η_0	U_L (W/(m ² ·K))	Kylmedium*
Skogås	AGA-Thermia	Selektiv, l-glas, perforerad absorbatör	121.5 1.35	45	0.8	5.5	Luft	
Malmö	Teknoterm HT	Plan, selektiv, l-glas samt ett skikt vakuurnör	135 0.75 34	30	0.62	4.2	VG 40	
Södertörn	Teknoterm HT	Selektiv, l-glas, plan med vakuurnör	144 0.75 34	40	0.62	4.2	VG 35	
	Philips heatpipe	Selektiv absorbatör med värmerör (isobutan)	127 1.44 17	60	0.65	1.8	VG 10	
	Gränges Aluminium	Plan, selektiv Sunstrip l-glas	191 1.91 26	40	0.71	5.1	VG 35	
	Nyby	Plan, selektiv, l-glas, Maxsorb absorbatör	192 1.2 25	40	0.72	5.0	VG 35	
	Fläktfabriken SUNTERM	Plan, selektiv, l skikt polyesterglasfiberarmerad	192 4 13	40	0.80	5.6	VG 35	
	General Electric/BAHCO TC-120	Vakuum Dewar med Cu-fläns, bakreflektor	150 3.12 22	40	0.58	2.1	VG 35	
	Scandinavian HT	Selektiv, Gränges Sunstrip, l-glas samt två teflonskikt som konvektionshinder	216 12 35	42	0.72	2.7	VG 55	
Ingelstad	Liebi	Parabolisk ränna (Nord/syd-orienterad Axel)	1 320 3.14	35	0.69	0.9	VG 40	

forts

* VG 40 betyder 40 % glykol (volymprocent) i kylmediet

Tabell 4.1 forts

Anläggning	Fabrikat	Typ	Aperturarea (m ²) Anläggning Modul	Vikt (kg/m ²)	Lutning (grad)	η_0	U_L (W/(m ² ·K))	Kylmedium*
Torvalla	Gränges Aluminium	Selektiv, plan, 1-glas, absorbator Gränges Sun- strip	1 920 12	25	35	0.74	4.5	VG 35
Lyckebo	Scandinavian HT	Selektiv, Gränges Sun- strip, 1-glas samt två teflonskikt som konvek- tionshinder	4 320 12	25	42	0.72	2.7	VG 55

* VG 40 betyder 40 % glykol (volymprocent) i kylmediet

Tabell 4.2

Energiproduktionsjämförelse för olika systemtyper

Typ	Nr	Fabrikat	Anläggning	Aktuell mätperiod	Drifttemp °C	Energiproduktion (kWh/m ²)	
						Aktuell period	Extrapolerat Studsvik 1983
Plan, 1-glas, selektiv	1	Fläkt Suntherm	SÖD	Jun 82 - maj 83	48	185	212
	1	"	SÖD	Jun 83 - okt 83	75	126	159
	2	Gränges	SÖD	Jun 82 - maj 83	52	238	274
	2	"	SÖD	Jun 83 - okt 83	75	87	110
	3	"	ÄLV	Mar 81 - okt 81	49	364	350
	4	" , platsbyggd	STU	Jul 83 - okt 83	68	131	207
	5	Gränges/SS	TOR	Apr 83 - okt 83	63	135	217
	6	Nyby	SÖD	Jun 82 - maj 83	53	239	275
HÖGEFFEKTIVA:	6	"	SÖD	Jun 83 - okt 83	75	79	103
	7	"	STU	Nov 82 - okt 83	40	265	265
	8	" , roterande	STU	Jun-jul 83 - - Sep, okt 83	41	215	345
	9	Lennox	ÄLV	Mar 81 - okt 81	47	431	417
Plan, 2-glas, selektiv Plan, 1-glas + vakuumrör	10	Teknoterm HT	SÖD	Jun 82 - maj 83	54	274	305
	10	"	SÖD	Jun 83 - okt 83	75	131	176
	11	"	MAL	Apr 82 - sep 82	70	258	180
Plan, 1-glas med konvektionshinder	12	SS-HT	SÖD	Jun 83 - okt 83	75	165	340
	13	"	KNI	Mar 83 - okt 83	72	278	304
	14	"	ÄLV	Jul 83 - okt 83	61	193	411
	15	"	LYC	Aug 83 - okt 83	52	120	444

forts

Tabell 4.2 forts

Typ	Nr	Fabrikat	Anläggning	Aktuell mätperiod	Drifttemp °C	Energiproduktion (kWh/m ²)	
						Aktuell period	Extrapolerat Studsvik 1983
Evakuerat rör	16	Gen Electr	TC 100	Jan 82 - dec 82	67	331	319
	17	"-	TC 120	Jan 82 - maj 82	50	312	343
	17	"-	TC 120	Jun 83 - okt 83	75	178	266
	18	Owens Illinois		Jan 82 - dec 82	72	300	290
	19	Phillips VTR	141	Jan 82 - dec 82	67	346	395
	20	"-	141	Jun 82 - maj 83	52	402	464
	20	"-	141	Jun 83 - okt 83	75	216	335
	21	"-	141	Jul 83 - okt 83	54	166	348
	22	"-	151	Nov 82 - okt 83	40	543	543
	23	"-	141 + bakr	Jul 83 - okt 83	51	178	427
24	"-	151 + bakr	Nov 82 - okt 83	40	435	439	
25	CORTEC		Nov 82 - okt 83	50	478	478	
Paraboltråg	25	LIEBI	ING	Mar 82 - sep 82	76	200	-
	26	SUNTEC	UKA	-	-	-	-

4.1 Stockholms Energiverk - solfångarsystem på kvarteret Apotekaren (Ref 4.1.1)

Byggherre:	Stockholms Energiverk	
Projektör:	Wahlings Konstruktionsbyrå AB	
Idrifttagning:	Sommaren 1980	
Solfångarfält:	19 m ²	Teknoterm HT
	96 m ²	Fläktfabriken typ Sun- term (plana selektiva solfångare) Lutning 45°
Koppling:	FV-retur	

4.1.1 Beskrivning av anläggningen

Som utgångspunkt för projekteringen formulerades följande syften med anläggningen:

- att demonstrera möjligheterna att leverera solvärme till ett fjärrvärmenät och därmed spara olja i hetvattenpannorna.
- att praktiskt och i ej för liten skala studera möjligheterna att projektera, upphandla och utföra en anläggning i ett befintligt hus inne i en stad.
- att undersöka solvärmemottagarens förändring med tiden i stadsmiljö.
- att i samma anläggning utföra och jämföra solvärmemottagare av låg- och högtemperaturtyp.

Från åtta tillfrågade solfångarföretag offererades fyra stycken anläggningar. Solfångarna valdes med hänsyn till leverantörernas standardstorlekar, 19 m² Teknoterm HT och 96 m² Fläktfabriken typ Sunterm. Med hänsyn till anläggningens prototyp-karaktär har vissa fria takytor planerats in mellan solfångarmodulerna för att öka åtkomligheten.

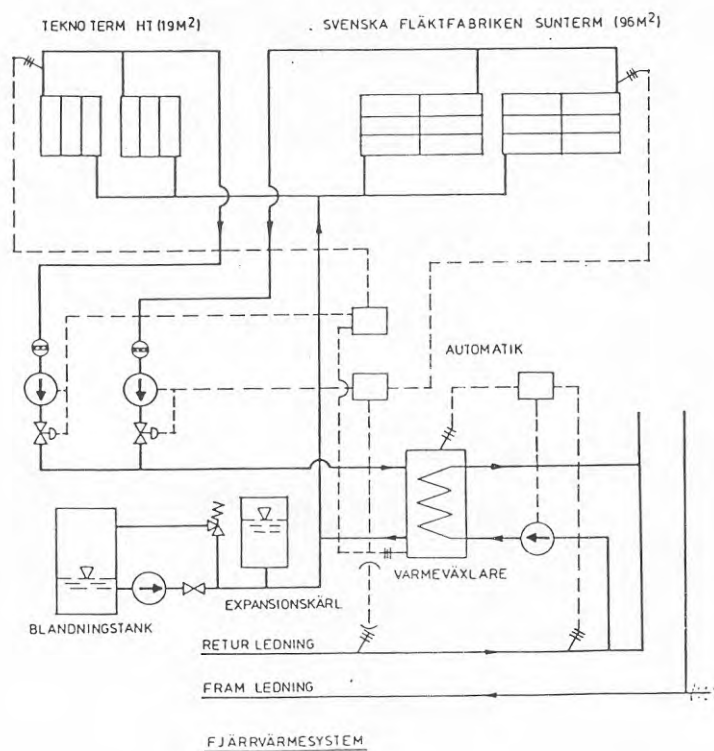
Solfångarnas placering på hustaket innebär att solfångarna inte utsätts för skuggning. Ett schema över anläggningen visas i Figur 4.1.1. De två parallella solfångarkretsarna regleras individuellt men avger sin energi gemensamt via en värmeväxlare till FV-returledning. Solfångarsystemet är fryskyddat med glykol.

Start av solfångarkretsarna sker när temperaturen efter respektive solfångare är högre än vid utloppet från värmeväxlaren. Stopp sker när temperaturen i solfångarkretsen understiger fjärrvärmetemperaturen med någon grad. Fjärrvärmepumpen startar då temperaturen i värmeväxlaren är högre än i fjärrvärm nätet och stoppar då detta förhållande inte råder. För att ryckig körning skall undvikas fördröjs stoppen några minuter med tidrelä.

I solfångarkretsarna finns motorventiler som är stängda vid stillestånd så att självcirkulation undviks. Vid avbrott i cirkulationen i kretsen för högttemperatursolfångarna kan ångbildning uppstå i solfångarna vid stark solinstrålning. Expansionskärlet är dimensionerat att ta hand om denna ångvolym utan att säkerhetsventilerna initieras. Systemen är försedda med frysskydd och med skydd mot övertemperatur.

I anläggningen ingår också bland annat mångtrådiga kablar för anslutning av givare i en kopplingslåda på taket och för anslutning av mätutrustning i källaren, där även pumpar och värmeväxlare placerats. Rörledningar och kablar mellan taket och källaren är dragna genom en outnyttjad skorsten.

SOLFÄNGARE



Figur 4.1.1

Förenklat systemschema för solfångaranläggningen vid kvarteret Apotekaren

4.1.2 Mätresultat

Energiverket svarar för värmeflödesmätare i solfångarkretsar och fjärrvämekrets samt alla temperaturgivare och deras installation. Verket anskaffade och installerade också en solstrålningsmätare och en vindmätare samt en 12-punktsskrivare för driftövervakning.

Registrering och bearbetning av mätvärden för utvärdering av anläggningens drift har enligt överenskommelse sköts av Mätcentralen för Energiforskning vid KTH.

Mätresultat finns insamlade från KTHs mätcentral för åren 1981 och 1982. Mätutrustningen är dock för närvarande borttagen. En kvantitativ utvärdering har genomförts från och med augusti 1982 som inte gav alltför lovande resultat. Detta beror bl a på att anläggningen hade problem med regleringen (från och med 1980 har endast ca 1/3 av den förväntade energin kunnat produceras).

4.1.3 Drifterfarenheter

Till erfarenheterna från den första driftåret hör det relativt låga energiutbytet jämfört med det förväntade.

Ett stort problem visade sig vara takinstallationen av solfångarna som blev avsevärt dyrare än förväntat. Kostnaderna för montage och övrigt byggnadsarbete blev lika höga som solfångarkostnaden (ca 1 000 kr/m²). Punktlasterna på fästpunkterna blev stora och underhåll av taket försvåras. Även säkerhetsfrågorna vid montering är allvarliga och kräver relativt höga kostnader. För övrigt konstateras ett antal problem såsom tätning mot glykolhaltigt vatten, längdutvidgning

av samlingsrör, stagnationsproblem i högtemperatursolfångare (höga temperaturer, sprickor i glaset). Dessa problem har lösts och har bidragit till teknikutvecklingen i senare byggda anläggningar.

Anläggningens reglering fungerade otillfredsställande i början. Med hjälp av examensarbeten från KTH kunde systemet under 1982 intrimmas och fr o m hösten 1982 något förbättra sin energiproduktion.

4.2 Knivsta (Ref 4.2.1, 4.2.2)

Byggherre:	Uppsala Kraftvärme AB (UKAB)	
Projektör:	Uppsala Kraftvärme AB (UKAB)	
Idrifttagning:	Våren 1981	
Solfångarfält:	38 m ²	General Electric TC 100
	36 m ²	Owens Illinois SUNPAC*
	26 m ²	Philips heatpipe VTR 141 (samtliga vakuumrörsol- fångare)
	24 m ²	Scandinavian Solar HT* (plan högeffektiv sol- fångare)
Koppling:	FV-retur	

* Scandinavian Solar HT ersätter OI-solfångaren fr o m november 1982

4.2.1 Beskrivning av anläggningen

I Knivsta, ca 20 km söder om Uppsala, har tre olika fabrikat av evakuerade solfångare monterats på taket av värmeverket. De tre fabrikaten var i början General Electric (GE), Owens Illinois (OI) och Philips (Ph). Fr o m november 1982 ersattes OI-solfångaren med en högeffektiv solfångare från Scandinavian Solar för att prova den typ av solfångare, som under 1983 installerades i Lyckebo. Avsikten var att kunna jämföra dessa tre fabrikat med avseende på värmeutbyte, drift, underhåll och kostnad.

Projektet ingår även i ett internationellt samarbete inom International Energy Agency (IEA) task VI "Performance of solar heating, cooling and hot water systems using evacuated collectors". Här sker ett regelbundet utbyte av erfarenheter mellan de deltagande länderna (Västtyskland, Japan, USA, Nederländerna, Storbritannien, Sverige, Schweiz, Kanada, EG och Australien).

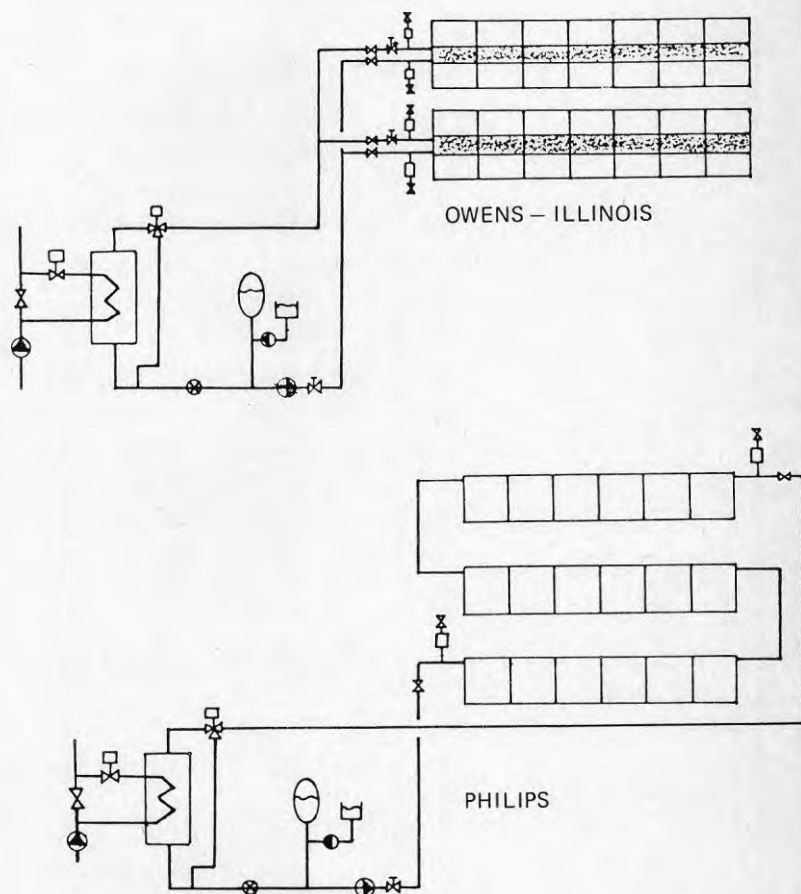
UKAB har ombesörjt inköp och montering av solfångarna med stativ och kringutrustning samt handhar drift och underhåll. Studsvik Energiteknik AB ansvarar för mätvärdesinsamling samt bearbetning och presentation av resultat. Ett visst statsbidrag har erhållits för projektets genomförande.

Solfångarna monterades under slutet av 1980 och under 1981. De första mätvärdena erhöles under mars 1981 för GE och alla tre systemen var inkopplade i juni samma år. Därefter har alla system varit igång året om med glykoltillsats (GE) respektive varmhållning (OI och Ph) som frysskydd. Scandinavian Solars solfångare kyls med en vatten/glykol-blandning.

Solfångarna är via värmeväxlare anslutna till returledningen i fjärrvärmenätet. Eftersom behovet alltid är mycket större än energiproduktionen från solfångarna, finns inget lager i systemet. Fjärrvärmeverket, som eldas med träflis eller olja, har en anslutningseffekt av ca 14 MW.

På solfångarsidan finns det för respektive fabrikat ett separat, slutet system med expansionskärl och cirkulationspump. Värmen från solfångarna förs över till fjärrvärmesidans returledning med hjälp av en plattvärmväxlare. Fjärrvärmesidans cirkulation sköts av fjärrvärmenätets huvudpump.

General Electric och Owens Illinois solfångare har två parallellkopplade rader med 14 respektive 7 moduler i varje rad. Philips har 3 seriekopplade rader med 6 moduler i varje rad. Det finns avluftnings- och avstängningsventiler på båda sidor om solfångarna.



Figur 4.2.1

Schema över solfångarsystem i Knivsta

Arean på Scandinavian Solars solfångarenhet är 12 m². De två installerade enheterna är parallellkopplade i samma system och på samma stativ som OI-solfångaren.

Styrning och reglering

Pumparna i solkretsen har hittills arbetat kontinuerligt medan flödet på fjärrvärmesidan regleras av en motorventil som öppnar respektive stänger vid 4°C skillnad mellan sol- och fjärrvärmekretsarna. Det finns även andra möjligheter att styra solfångarkretsarnas pumpar. En möjlighet beträffande GE är att pumpen startas beroende på solintensitet. I Philips solkrets kan pumpen startas och stoppas vid ett inställt ΔT mellan solfångar- och fjärrvärmetemperatur. En sista möjlighet är att pumparna styrs av ett tidur. Pumparna kan då t ex arbeta kontinuerligt under dagtid.

Solfångarna

- a. General Electric TC 100. Vakuumsolfångare med lågkoncentrerade CPC-reflektorer, riktade N - S. Vakuumsörens är av dewartyp och värmeuttag sker via ett flänsat U-rör av koppar. Aperturyta 1.37 m²/modul. Lutning 45°.
- b. Owens Illinois Sunpak. Vakuumsolfångare med lågkoncentrerande CPC-reflektorer riktade N - S. Vakuumsörens är av dewartyp där det inre röret är belagt med selektivt absorptionsskikt. Värmeuttag sker genom direkt vattenkylning av vakuumsöret. Stor vattenvolym ca 11.5 l/m². Aperturyta 2.5 m²/modul. Lutning 45°.
- c. Scandinavian Solar HT. Plan selektiv solfångare med enkelt glas plus två teflonfolier som konvektionshinder. Absorbatorn består av seriekopplade Gränges-strips. Aperturyta 12 m²/modul. Lutning 45°. Ersätter Owens Illinois sedan november 1982.

- d. Philips VTR 141. Vakuumsolfångare. Enkelt glasrör med inbyggd selektiv absorberator. Värmeuttag sker via ett värmerör till ett samlingsrör. Inga reflektorer, 1.37 m²/modul. Lutning 60°.

4.2.2 Mätresultat

Mätresultat har insamlats och utvärderats sedan juli 1981 av Studsvik Energiteknik AB. I början förekom en rad driftstopp i både solfångaranläggning och mätsystem. Resultat föreligger dock för en tvåårsperiod, oktober 1981 - september 1983, och är sammanfattade i Tabell 4.2.1. För alla tre systemen tillsammans uppmättes det första året ett energiutbyte av ca 320 kWh/m² med 346 kWh/m² för Philips som bäst, motsvarande en systemverkningsgrad av 33 %. Philips solfångare har på begäran av Philips monterats under 60° lutning jämfört med 45° lutning för de övriga systemen. Om solfångaren hade monterats vid 45° lutning skulle årsutbytet ha varit omkring 370 kWh. Medeldrifttemperaturen är mellan 65 och 75°C. Solfångarsystemet producerar endast några procent mindre än det teoretiskt förväntade värdet, när hänsyn tas till alla i praktiken förekommande förluster - särskilt till värmeförluster - från de relativt långa distributionsledningarna.

Även de övriga solfångarsystemen fungerar i stort sett bra, om än något sämre än Philips. Dels förekom problem med ojämn flödesfördelning i dessa båda solfångare som tidvis resulterade i kokning och blockering av enskilda solfångarmoduler, dels reagerar Philips solfångare något bättre på mindre instrålning (mindre värmekapacitet och systemtröghet). Betydelsen av värmekapacitetseffekter framträdde särskilt vid OI-solfångaren, vars stora vattenvolym (11 l/m²) är en bidragande orsak till den relativt låga verkningsgraden.

Från det andra driftåret finns kompletta resultat för Philips- och GE-solfångaren samt för vissa perioder av OI och Scandinavian Solar. Scandinavian Solars HT-solfångare ligger bra till (jämförbar med vakuumrörsolfångare) även om deras energiutbyte ligger något under det för Philips solfångare. Utbytet är det största som hittills har uppmätts med plana solfångare i medeldrifttemperaturområdet omkring 70°C.

Som huvudresultat kan anses att anläggningen för första gången, enligt vår erfarenhet, lyckades producera energi som ligger i närheten av förväntade värden.

4.2.3 Drifterfarenheter

I (Ref 4.2.2) sammanfattas en del viktiga drift-erfarenheter. Beträffande montering framkom stora skillnader i tidsåtgången mellan de olika solfångartyperna. GE behövde minst och OI mest tid (den senare solfångaren levererades i ca 250 lösa delar per modul). Vid Philips spräcktes ett antal rör under monteringen. Vakuumrörsolfångarna (utom Philips) behöver relativt starka pumpeffekter, vilket påverkar driftkostnader och mätningar.

Igensättningar uppträdde framför allt i GE-systemet, där även korrosion på absorbatoren upptäcktes i vissa moduler. Problemen accentuerades i juli 1983 då ojämna flödesfördelning, blockering och kokning konstaterades för GE. GE-systemet är sedan dess inte i reguljär drift. Läckage upp- trädde framför allt i OI-systemet, vars kopplingar tålde påverkan av den yttre och inre miljön (vibrationer från fliseldad panna) sämst.

Kokning inträder snabbt i högeffektiva solfångare vid bortfall av kylningen. Alla system har drabbats av detta problem. Kokningen har dock hittills inte föranlett några skador på glasrören. Har kokning inträffat måste anläggningen avstängas och igångköras först när solfångarna har svalnat, annars finns det risk för termisk chock på glaset. Försök som gjorts av misstag (även i andra anläggningar) visar att risken för skador genom termisk chock på rör respektive täckglas är mindre än man befarat, om glaset inte har nått alltför hög temperatur.

Ett problem med alla väl isolerade solfångare är den låga yttemperaturen (bra värmeisolering). Snö och frost kan hålla sig länge, särskilt i kombination med bakreflektorn. En större reduktion av den insamlade energin bedöms dock inte förekomma, främst på grund av det relativt dåliga totalutbytet från solfångarna vintertid.

Totalt kan sägas att systemen har värmetekniskt fungerat bra, ur driftsynpunkt dock inte klanderfritt. Det behövs stort engagemang och intresse från de projektansvariga för att hålla anläggningen i drift med så korta avbrottstider som möjligt. Det utbyte som skedde av OI-solfångaren till en plan, högeffektiv solfångare föranleddes i första hand av ekonomiska skäl, då den senare idag kan upphandlas till en avsevärt lägre energiproduktionskostnad.

Tabell 4.2.1

Resultat av solfångartest i Knivsta 1982

GE = General Electric 45° (38 m²), drifttemperatur 65 - 70°C
 OI = Owens Illinois 45° (36 m²), " 70 - 75°C
 Ph = Philips 60° (26 m²), " 65 - 70°C

1982	Instrålning kWh/m ²		Insamlad energi kWh/m ²			Verkningsgrad %		
	45°	60°	GE	OI	Ph	GE	OI	Ph
Januari	11	14	0	0	1	0	0	2
Februari	57	62	13	4	16	23	7	27
Mars	83	82	20	17	26	24	21	31
April	137	127	41	34	42	30	25	33
Maj	166	145	52	46	49	31	28	34
Juni	149	128	45	43	42	30	29	33
Juli	186	160	66	67	66	36	36	41
Augusti	147	132	50	53	52	34	36	39
September	105	100	30	27	34	29	26	34
Oktober	41	41	9	6	11	22	15	26
November	32	(17)*	5	3*	7	15	18*	21
December	14	(6)*	0	0*	0	1	0*	2
TOTALT	1 128 (1 105)*	1 042	331	300	346	29	27	33

Total leverans från anläggningen (100 m²) under ett år: 32 300 kWh

* OI-systemet togs ur drift november 1982. Värdena gäller 1981

Tabell 4.2.2

Resultat av solfångartest i Knivsta 1983

GE = General Electric 45° (38 m²), drifttemperatur 65 - 70°C
 SS = Scandinavian Solar 45° (24 m²), " 70 - 75°C
 Ph = Philips 60° (26 m²), " 65 - 70°C

1983	Instrålning kWh/m ²		Insamlad energi kWh/m ²			Verkningsgrad %		
	45°	60°	GE	SS	Ph	GE	SS	Ph
Mars	61	67	11	10	15	17	17	22
April	85	78	20	22	23	24	25	29
Maj	127	112	38	41	41	30	32	36
Juni	159	137	47	49	50	38	31	37
Juli	181	151	-	60	61	-	33	39
Augusti	166	150	-	56	62	-	34	41
September	85	83	-	24	29	-	28	35
Oktober	64	69	-	16	20	-	24	29
TOTALT	928 (432)*	847	116*	278	301	27*	30	36

* GE ur funktion fr o m juli 1983

4.3 Uppsala Kraftvärme AB - Linjär-parabol-experiment (Ref 4.3)

Byggherre:	UKAB
Projektör:	UKAB
Idrifttagning:	Våren 1982
Solfångarfält:	67 m ² linjär parabol SUNTEC, (horisontell), solföljande i höjddled
Koppling:	Hetvattenackumulator (30 000 m ³)

Anläggningen utgör den första linjära parabol-solfångaren med horisontell N-S-axel som provats i nordiskt klimat. De låga värmeförlusterna gör solfångarna nästan okänsliga för de i fjärrvärme-sammanhang förekommande drifttemperaturerna.

4.3.1 Beskrivning av anläggningen

Solfångarens storlek är 24.4 x 2.75 m². Den består av cylinderparaboliskt formade speglar av försilvrat glas placerade i en aluminiumram. Speg-larna kan vridas efter solhöjden runt en horisontell axel, som är placerad i nord-sydlig riktning. De reflekterade strålarna samlas upp i en absorbator, som består av ett stålrör med selektivt skikt. Absorbatorröret kyls med vatten med 30 % glykol. Den mot solen vända delen av röret är isolerad, medan den andra mot speglarna pekande sidan täcks av ett halvcyindriskt glasrör. Absorbatorn är placerad i fokus av de paraboliska speglarna och den geometriska koncentrationsfaktorn är minst 40.

Solföljningen sker med hjälp av en elektrisk steg-motor och fokuseringen sköts automatiskt med sig-naler från 4 ljuskännare som är placerade på absorbatorröret. I viloläge är solfångaren vänd med speglarna mot marken och en särskild sol-instrålningsgivare ger impuls till solfångaren att söka solhöjden när solinstrålningen överstiger ett givet värde.

Solfångaren är inkopplad på en 30 000 m³ stor hetvattenackumulator, som främst används till kraftvärmeverket som effektreserv. Värmeväxling sker mellan solfångar- och ackumulatorkrets och drifttemperaturen över solfångaren är normalt mellan 70 och 80°C.

4.3.2 Mätresultat

Mätvärdesinsamling sköts av UKAB med hjälp av såväl mätdator som oberoende energimätare. På grund av problem med solföljningssystemet samt tidsbrist (Lyckeboprojektet är prioriterat) har dock hittills ingen kontinuerlig utvärdering skett.

Vid analys av några enstaka dagar kan dock konstateras att verkningsgraden är betydligt lägre än förväntat. Den under en klar dag uppnådda dygnsverkningsgraden stannar vid ca 30 % mot den förväntade som ligger på 60 %. Det dåliga resultatet beror på en kombination av samverkande faktorer där smuts på glasskyddet vid absorbatorröret förmodligen är den viktigaste orsaken åtföljt av smutsiga och trasiga speglar, dålig fokusering m m. Med andra ord tämligen dåliga, men inte otänkbara, driftsförhållanden. En intensifiering av utvärderingsdriften är planerad för 1984.

Solfångarens nord-sydliga orientering innebär att de bästa driftsförhållandena uppnås då solen står i rakt östlig respektive västlig riktning. Mitt på dagen sjunker således energiproduktionen från solfångaren till 75 % av de maximala morgon- respektive kvällsvärdena. Hittills uppmätt maxeffekt uppgår till ca 40 kW (580 W/m²), vilket ger en ungefärlig momentan verkningsgrad av 60 % på globalstrålning resp 77 % på direktstrålning en klar dag.

4.3.3 Drifterfarenheter

På grund av problem med solföljningselektroniken försenades igångkörningen av systemet avsevärt. Under tiden hann flera speglar gå sönder och korrosionsangrepp på reflektorskiktet hos andra speglar blev kännbara. Även läckageproblem med de rörliga anslutningsledningarna till absorbatorrören uppstod. Konvektionshindret i glas, som ligger över absorbatoren, är känsligt för nedsmutsning och nöts lätt sönder. Solfångaren, som befinner sig i nedåtvänt viloläge vid regn, blir känslig för nedsmutsning och måste tvättas under driftperioden.

Erfarenheterna kan sammanfattas med att SUNTEC-linjär parabol solfångare än så länge inte kunde testas tillräckligt mycket för att bedöma dess potential i svenskt klimat.

4.4 Experimentgård för solfångare i Studsvik (Ref 4.4.1, 4.4.3)

Byggherre:	Studsvik Energiteknik AB
Projektör:	Studsvik Energiteknik AB
Idrifttagning:	Hösten 1982
Solfångarfält:	12.9 m ² CORTEC vakuumrörsolfångare
	9.3 m ² Philips vakuumrörsolfångare
	9.3 m ² Philips vakuumrörsolfångare med bakreflektor
	19.2 m ² Nyby plan solfångare
	19.2 m ² Nyby plan solfångare på roterande plattform
	78 m ² Studsvik lättviktssolfångare på roterande plattform (GIS)
	80 m ² Gränges Aluminium platsbyggd luftburen solfångare
Anslutning:	Simulerad FV-last

Anläggningens huvudsyfte är att i liten skala demonstrera och prova olika solfångartyper, även mindre utprovade och nyutvecklade system samt olika testfall (returledning respektive returframledningskoppling). På grund av att fjärrvärme-lasten simuleras kan de enskilda solfångarfälten köras vid olika temperaturnivåer. Detta underlättar försöksverksamheten med anpassning till de olika solfångarnas tillämpningsområden.

4.4.1 Beskrivning av anläggningen

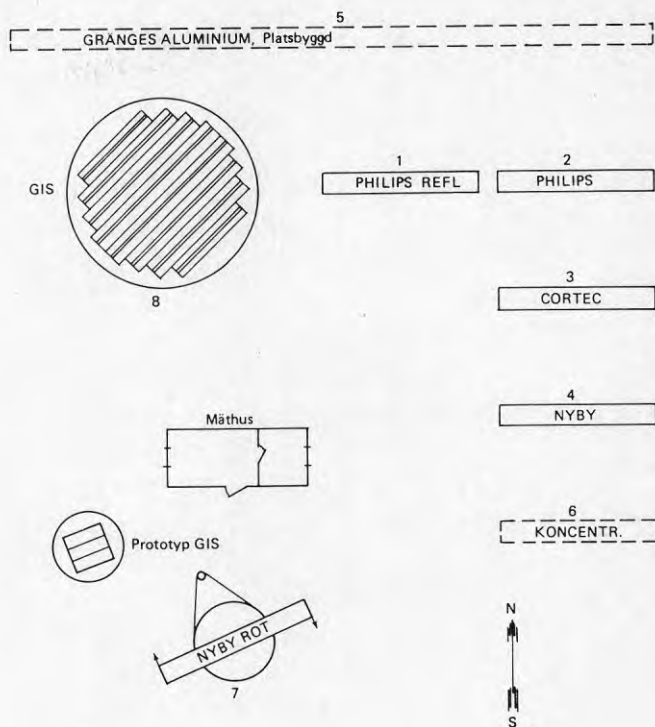
Solfångarna är placerade på en plåtå (före detta tipplåt) inom Studsvik, med mycket fri horisont. Anläggningen har byggts under 1982 och de första systemen togs i drift i augusti 1982. Under sommaren 1983 var 7 system permanent inkopplade. Experimentgården är dimensionerad för 6 individuella solfångarfält i storleksordningen max 20 kW termisk

effekt och 2 för 60 kW, för försöksdrift av lättviktscentralen (Giant Inflated Solar collector GIS) och Gränges Aluminium-solfångaren.

Figur 4.4.1.a visar en lägeskiss över de befintliga installationerna, och Figur 4.4.1.b ett foto över anläggningen.

Endast ett beprövat solfångarsystem finns med som referens. De övriga är mer eller mindre utvecklade prototyper eller försökssolfångare. Följande solfångare provas:

- a. Nyby, plan selektiv, fast monterad.
- b. Nyby, plan selektiv, monterad på solföljande, roterande plattform (möjliggör uppmätning av skillnaden mellan fasta och roterande installationer).
- c. CORTEC, vakuumrörsolfångare med horisontellt liggande stora vakuumrör - 2.5 m långa, 10 cm diameter, 6 seriekopplade rör utgör en modul.
- d. Philips, vakuumrör med värmerör, dock med långa rör - 1.8 m. Förångningsvätskan är neobuthan. 15 st rör per modul, 1.2 m bred.
- e. Philips, vakuumrör med värmerör som under d, men med bakreflektor. 11 st rör per modul - 1.2 m bred.
- f. GIS, CPC-solfångare med reflektorer av tunn aluminiumplåt monterade på horisontell solföljande plattform. Solfångarna står under en luftburen halvsfär i plast som utgör ett skyddande "växthus" över solfångarna.
- g. Gränges Aluminium, lång platsbyggd solfångare. Solfångaren är baserad på en ny princip, där förutom solfångarnas bottenlåda allt byggs på plats. Den bärande konstruktionen utgörs av en uppblåst plastslang på vilken själva solfångarens bottenlådor, som inkluderar bottenisolering och infästning för konvektionshindret, vilar. Absorbatorn består av 16 st 40 m långa Sunstrip-absorbatorer, 2 och 2 seriekopplade. Täckningen består av en Tedlarfolie. Solfångarenhetens yta är 40 m x 2 m.



Figur 4.4.1.a

Schema över experimentgården i Studsvik, solfångarplacering



Figur 4.4.1.b

Översiktsbild över experimentgården i Studsvik, solfångaruppställning

De fast uppställda solfångarna är monterade på stativ vilande på en rektangulär plattform av I-balkar som står på marken. Solfångarna bärs upp av enkla stativ i en vinkel av 45°. Ett backstag av byggnadsrör förankrar solfångarna mot vindlasten. Förutom system a är ingen av solfångarna använd i någon annan större anläggning i Sverige.

GIS-solfångaren är en ren försöksanläggning för att få fram framtida solfångarsystem tillverkade av plast. Absorbatorerna (selektiva Sunstrip från Gränges) ligger horisontellt på plattformen. Koncentrationsfaktorn är ca 5:1. I solfångaren provas såväl glasade som oglasade absorbatorer.

Alla solfångarkretsar körs parallellt. De är koplade via individuella värmeväxlare till kyllasten, som består av ett reglerbart fläktsystem med ca 150 kW kyleffekt, se Figur 4.4.2. Kylvätskan är en 40-procentig vatten/glykol-blandning. Varje system styrs individuellt via temperaturregleringen (by-pass till värmeväxlaren). Pumparna kan starta via tidur eller med styrsignal från mät-datorn.

Driftstrategin och drifttemperaturerna varieras under året för att få fram ett så brett bedömningsunderlag som möjligt för alla solfångare. Under 1983 har drifttemperaturen ändrats med 14 dagars mellanrum.

4.4.2 Mätresultat

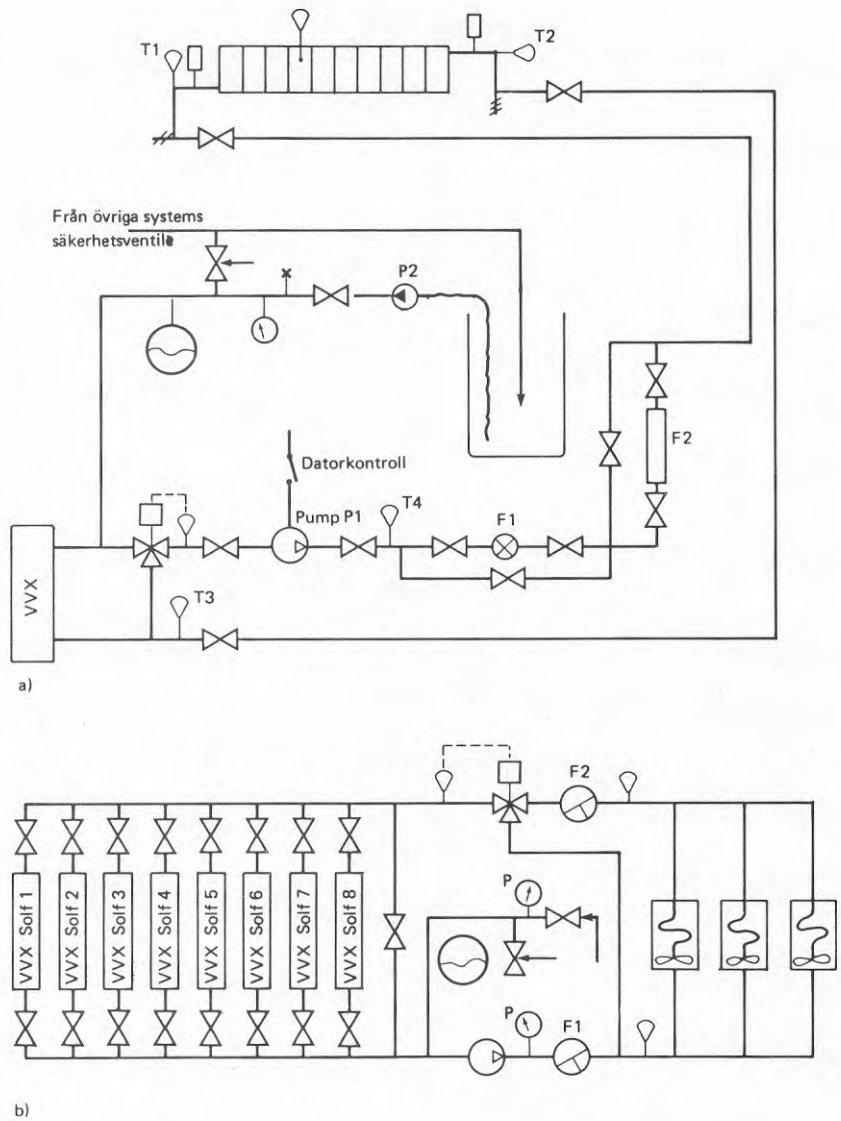
Solfångarsystemens prestanda uppmäts med hjälp av en mät dator HP-85. Utvärderingsprogrammet liknar det som används för Knivsta och Södertörn. Mätdata insamlas varannan minut från alla systemen och summeras och lagras som timvärden. Mätvärdena redovisas för Nyby-, CORTEC- och Philips-sol-

fångarna (med och utan bakreflektor) för ett helt driftår - november 1982 - oktober 1983. Mätningar för de övriga systemen föreligger fr o m juni 1983.

Systemens styr- och mätsätt är att man mäter två energinivåer, dels den totalt producerade energin definierad som positivt energiutbyte från solfångarna, och dels energiutbyte över en viss drifttemperatur. Här redovisas endast den totalt producerade energin relaterad till en energiviktad medeltemperatur.

Solfångarna har körts vid medeldrifttemperaturer mellan 30 och 70°C. Resultaten är hittills enligt förväntningarna, dvs jämförbara med de från Knivsta och Södertörn för motsvarande solfångartyper. Högt utbyte har uppnåtts för vakuumrörsolfångarna från Philips och CORTEC. Intressant är att solfångaren utan bakreflektor har väsentligt bättre utbyte än solfångaren med bakreflektor. Orsaken är att såväl Philips- som CORTEC-solfångaren har möjlighet till insamling av strålning genom baksidan (även solstrålning på sommaren). Det finns dock även driftproblem med värmerörsolfångaren med bakreflektor som för närvarande undersöks närmare.

Ett annat intressant resultat är skillnaden i utbyte mellan den fasta och den roterande solfångaren. Den roterande solfångaren ger under samma period 38 % mer i utbyte vid 22 % högre instrålning. Gränges Aluminiums platsbyggda solfångare fungerade väl i början med en verkningsgrad av ca 30 %, men problem med Tedlarfolien gjorde att folien lossnade och att solfångaren fr o m september är delvis oglasad. Resultaten från GIS är lägre än förväntat. Orsaken är huvudsakligen fokuseringsproblem i reflektorplåtarna.



Figur 4.4.2

Schema över experimentgårdens solfångarkretsar (a) och kylsystem för solfångare (b)

4.4.3 Drifterfarenheter

Drifterfarenheterna är hittills goda för de flesta solfångarsystemen. Det kan konstateras att alla systemleverantörer var mycket tillmötesgående vad gäller hjälp och råd vid installation av solfångarna. Anläggningarna har dock inte upphandlats på det sätt som är gängse för fjärrvärmeverken, och flera leverantörer har lånat ut sina solfångare för provändamål.

Philips-solfångarna och de fasta Nyby-solfångarna arbetade problemfritt. I Nyby-solfångaren, monterad på den roterande plattformen, uppstod läckage i en anslutning så att systemet successivt tömdes på kylvätska och stod stilla under ca 2 veckor. Solföljningen, som i detta fall styrs av mätdatorn, fungerar enkelt och tillfredsställande, Solenergiutbytet ligger på sommaren ca 30 % över det för den fasta solfångaren (se Tabell 4.4.2).

CORTEC-solfångarna visar relativt högt tryckfall (liknande GE i Knivsta) som gör att en större pump fick inkopplas. Solfångarrören är av mycket bra kvalitet och i mekaniskt avseende mycket hållbara. Flödesstillestånd ledde vid ett tillfälle till hög stagnationstemperatur, som visserligen påverkade isoleringen i solfångarnas gavel, men absorbatoren och rören skadades inte. Under sommaren 1983 upptäcktes dock vid termograferingsförsök att två av de totalt 54 vakuumbörlarna hade fått så högt lufttryck, att deras yttemperatur låg väsentligt över de andra rörens temperatur.

Från GIS-systemet finns erfarenheter rapporterade separat (Ref 4.4.2). Tryckhållningen för bärluftsystemet krånade till en början, men "bubblan" har därefter fungerat vid vindstyrkor över 30 m/sek. Fläktarna är kopplade till reservaggregat. Ett

problem kan vara påfrysning av blötsnö, vilket föranledde tillkoppling av ett varmhållningssystem för avfrostningsändamål. Efter ett driftår visade dock plasten tecken på nedbrytning på bubblans topp förorsakad av oljespill från mobilkranen vid monteringen. Bärlufts-bubblan togs därför ned i oktober 1983 för att undvika vinterpåfrestningar och för reparation av skadorna.

En första slutsats för GIS-systemet är, att energiinsamlingen är mindre än förväntat, i huvudsak på grund av otillräcklig noggrannhet i parabolprofilen hos de tunna reflektorplåtarna.

Gränges Aluminiums solfångare följer i stort sett förväntningarna, även om energiutbytet är något mindre än förväntat. Anledningen är den relativt höga värmeförlusten genom Tedlarfolien jämfört med glas samt viss vindkänslighet vid avtäckningen. Bidragande orsak till låga prestanda är dock även leveransfel på Tedlarfolien som var ca 20 mm för smal för att passa till solfångarmåttet. Den improviserade skarvningen höll dock inte för klimatpåfrestningar varför springor i Tedlarfolien uppstod, vilket bidrog till förhöjda värmeförluster. Täckningen är reparerad inför driftåret 1984. Solfångarställningen och den långa absorbatoren verkar att väl uppfylla de uppställda kraven.

Tabell 4.4.1

Resultat av solfångarprov vid experimentgården i Studsvik

P = Philips heatpipe utan bakreflektor

R = Philips heatpipe med bakreflektor

C = CORTEC

N = Nyby (fast uppställning)

1983/1982	Instrålning kWh/m ²	Insamlad energi kWh/m ²				Verkningsgrad %				
		P	R	C	N	P	R	C	N	
<u>1983</u>										
Januari	17	8	8	5	4	45	47	29	23	
Februari	60	32	27	27	14	54	46	45	23	
Mars	68	42	40	38	22	61	59	56	33	
April	92	46	40	39	21	50	44	42	22	
Maj	137	69	52	58	27	51	38	42	20	
Juni	147	79	65	77	39	54	44	52	27	
Juli	185	91	65	85	48	49	35	46	26	
Augusti	179	83	63	76	49	47	35	42	27	
September	83	37	36	32	20	45	44	38	24	
Oktober	73	33	33	29	14	45	44	39	19	

<u>1982</u>										
November	44	18	-	11	5	39	-	28	13	
December	16	5	6	1	2	33	40	8	11	
TOTALT 1 år	1 101	543	435	478	265	49	40*	43	24	

* November borträknad

Drifttemperaturen varierades periodvis med 14 dagars intervaller. All positiv energiproduktion är medtagen. Den genomsnittliga temperaturen ligger vid ca 40°C för P och R, 50°C för C samt vid 40°C för N.

Tabell 4.4.2

Resultat från solfångarprov vid experimentgården i Studsvik
(experiment-solfångare, 1983)

H100 = instrålad energi

Q112 = insamlad energi

N100 = systemverkningsgrad

	Nyby på roterande plattform			Gränges, platsbyggd			GIS		
	H100 kWh/m ²	Q112	N100 %	H100 kWh/m ²	Q112	N100 %	H100 kWh/m ²	Q112	N100 %
Juni	209	88	42	-	-	-	143	46	32
Juli	257	84	33	193	58	30	173	29	17
Augusti	-	-	-	176	47	27	146	18	12
September	92	22	24	76	14	29*	58	4	7
Oktober	78	21	27	65	12	18*	-	-	-
TOTALT	636	215	34	510	131	26	520	97	19
Medeltemperatur	41°C			68°C			55°C		

* Defekt glasning

4.5 Vattenfalls Älvkarlebylaboratoriet
 Ref (4.5)

Byggherre:	Älvkarlebylaboratoriet
Projektör:	Älvkarlebylaboratoriet
Idrifttagning:	Hösten 1978
Solfångarfält:	5 - 10 m ² av olika typer av plana, vakuumsrör och koncentrerande solfångare har testats i perioder varierande mellan 1 och 5 år
Anslutning:	Systemen är anslutna till laboratoriets system för uppvärmning och tappvarmvatten.

Huvudinriktningen på de genomförda undersökningarna har varit att påvisa olika solfångares långtidsegenskaper under konstanta driftförhållanden. Detta har inneburit att varje solfångare har testats under långa, ofta årsvisa tidsperioder med konstanta temperaturnivåer på inkommande och utgående värmebärare. Parallellt med solfångarmätningarna har en noggrann registrering av meteorologiska data skett. Dessa data har använts för att korrelera solfångarnas prestanda mot de meteorologiska förutsättningarna samt för att utveckla beräkningsmetoder anpassade för solvärmetekniken.

4.5.1 Beskrivning av anläggningen

De undersökta solfångarna är placerade på laboratoriets tak. För närvarande testas 8 olika typer av solfångare. Varje solfångare är ansluten till ett separat system innehållande reglermekanik och värmeväxlare för kylning. Detta innebär att varje solfångare arbetar vid en individuellt bestämd temperaturnivå. Timmedelvärden på solfångarnas driftdata och på meteorologiska data samlas och lagras på ett mikrodatorbaserat mätsystem. Dessa

data finns lagrade för varje timme sedan juli 1978 till dags dato, och är tillgängliga för en detaljerad analys.

4.5.2 Mätresultat

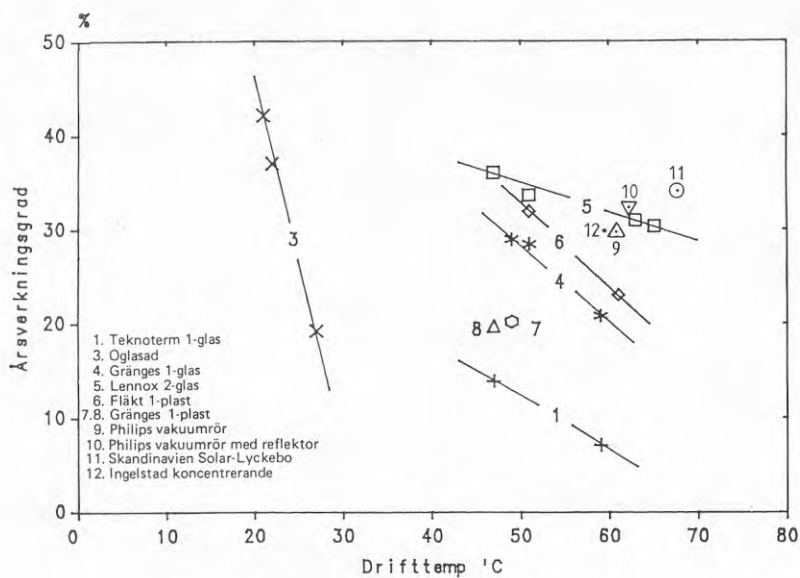
De viktigaste mätresultaten presenteras i Figur 4.5.1, som visar årsverkningsgraden vid olika drifttemperaturer för de testade solfångarna. Varje markering motsvarar en uppmätt årsverkningsgrad vid en given drifttemperatur. I de fall då samma solfångare undersökts flera år vid olika drifttemperaturer har motsvarande markeringar sammanbundits med räta linjer, vilka ger en god korrelation för årsverkningsgradens temperaturberoende. Tabellerna 4.5.1 och 4.5.2 presenterar detaljerade mätdata för 5 av solfångarna på ett format som överensstämmer med redovisningarna från de övriga i rapporten presenterade anläggningarna. En sammanställning av de utförda instrålningsmätningarna illustreras i Figur 4.5.2. Figuren visar hur den årligt uppmätta strålningsenergin fördelar sig på varierande intensiteter av den registrerade strålningen. Denna figur är anpassad för att användas vid beräkningar av energiutbytet från koncentrerande eller plana solfångare.

4.5.3 Drifterfarenheter

Mätningarna visar att de konventionella plana solfångare som testats inte uppfyller de krav på hög prestanda som krävs i ett fjärrvärmenät. De under senare år undersökta solfångarna som anpassats för drift vid höga temperaturer visar däremot god verkningsgrad vid dessa temperaturer. Detta gäller både Lyckebosolfångaren, Philips vakuumrörssolfångare och även Ingelstads solföljande paraboliska solfångare. Långtidsegenskaperna hos solfångarna har blivit märkbart

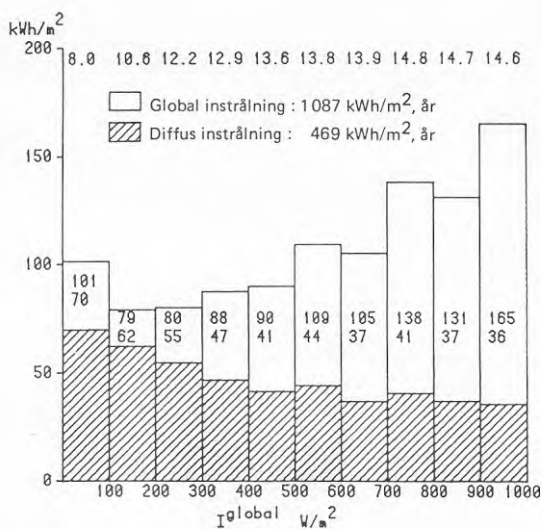
förbättrade för senare års utvecklade solfångare jämfört med de tidigast testade solfångarna. Scandinavian Solars, Lyckebosolfångare, Nybys rostfria solfångare, Bohlins fjärrvärmesolfångare och Philips vakuumrör är alla byggda med en teknik som bör uppfylla ställda krav på goda långtids-egenskaper.

Det visades även att den koncentrerande Liebi-solfångaren, som använts i Ingelstad, kan - väl intrimnad - uppnå bra utbyte.



Figur 4.5.1

Uppmätt årsverkningsgrad vid varierande drifttemperaturer för de undersökta solfångarna



Figur 4.5.2

Fördelningen av instrålad energi i klasser av varierande intensitet mot en södervänd yta lutande 45°

Tabell 4.5.1

Resultat från Älvkarleby, 1983

P = Philips utan bakreflektor, 60° lutning, drifttemperatur 54°C
 R = Philips med bakreflektor (Ribble), 60° lutning, drifttemperatur 51°C
 S = Scandinavian Solar HT, 45° lutning, drifttemperatur 61°C

1983	Instrålning kWh/m ²		Insamlad energi kWh/m ²			Verkningsgrad %		
	45°	60°*	P	R	S	P	R	S
Juli	181	154	64	65	79	42	42	43
Augusti	164	149	61	65	72	41	43	44
September	82	77	22	25	23	29	32	28
Oktober	56	60	19	23	19	32	38	34
TOTALT	483	440	166	178	193	38	40	40

* Instrålning 60° för P och R är beräknade utgående från 45°-värden

Tabell 4.5.2

Resultat från Älvkarleby, 1981

G = Gränges Aluminium, selektiv, 1-glas, drifttemperatur 49°C
 L = Lennox, selektiv, 2-glas, drifttemperatur 47°C

1981	Instrålning kWh/m ² 45°	Insamlad energi kWh/m ²		Verkningsgrad %	
		G	L	G	L
Mars	108	22	31	20	29
April	151	42	59	28	39
Maj	186	66	84	35	45
Juni	156	49	60	31	38
Juli	174	87	75	50	43
Augusti	153	54	65	35	42
September	96	33	41	34	43
Oktober	60	11	16	18	27
TOTALT	1 084	364	431	34	40

4.6 Hetvattencentral Skogås (Ref 4.6)

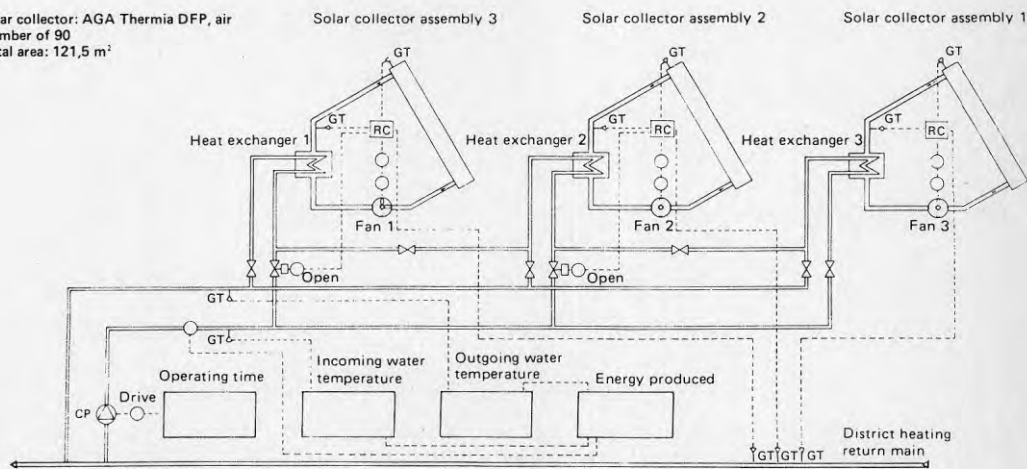
Byggherre:	Södertörns Fjärrvärme AB
Projektör:	AGA-Thermia (solfångarsystem) och Energiprojekt AB
Idrifttagning:	Sommaren 1980
Solfångarfält:	121.5 m ² AGA Thermia (luft- kylda solfångare)
Koppling:	FV-retur

Anläggningen var den första som projekterades för fjärrvärmeställningar (1979). Vid den tiden hade man från AGA-Thermias sida stora förhoppningar på en högeffektiv luftkyld solfångare. Framför allt trodde man sig kunna undvika problem med frysning. De under projektets gång uppkomna problemen har dock medfört att solfångartypen f n är mindre aktuell i fjärrvärmesammanhang.

4.6.1 Beskrivning av anläggningen

Solfångarna är monterade i 3 rader à 40.5 m² på taket till fjärrvärmecentralen. Luftkylda solfångare används, där luften från spalten mellan glas och absorbatör sugas genom små hål i absorbatören till en central samlingskanal. Absorbatören är selektiv och solfångaren beskrivs på grund av sin låga tröghet som mycket effektiv. 30 st solfångare är seriekopplade till en krets och överför värme med ett fläktsystem och ett batteri till en vattenkrets. Fläktarna har varvtalsreglerats för att uppnå optimalt effektutbyte. När temperaturen i solfångarna överstiger fjärrvärmetemperaturer med viss marginal startas fläkten och ventilen till fjärrvärmekretsen öppnas. Varje krets regleras individuellt (se Figur 4.6.1).

Solar collector: AGA Thermia DFP, air
 Number of 90
 Total area: 121,5 m²



CP = circulation pump
 GT = temperature sensor
 RC = control unit
 Fan (2 speed)

Figur 4.6.1

Solfångaranläggningen för hetvattencentralen i Skogås

4.6.2 Mätresultat

Frysskador hos två av de tre värmeväxlarna under första vintersäsongen (1980/81) medförde att endast 1/3 av anläggningen var i drift under 1981 fram till augusti 1982. Mätdata har insamlats, men på grund av driftstörningen, regleringsproblem m m är dessa inte representativa för anläggningens potential. Efter ombyggnad 1982 startades en ny driftsäsong 1983, vars utvärdering dock inte är klar. Resultaten ligger under förväntningarna.

4.6.3 Drifterfarenheter

Den största besvikelsen var att 2 av 3 luft/vattenvärmeväxlare frös sönder redan i ett tidigt skede. Anledningen till detta var att kall luft transporterades till värmeväxlarna genom självcirkulation.

Den resterande tredje gruppen kunde dock köras under 1981. Erfarenheterna från denna grupp är att på grund av fel i fläktsystemet har luftflödet blivit för litet och solfångarna har nått för hög arbetstemperatur med dålig verkningsgrad som följd. Hösten 1981 beslöt man genomföra en genomgripande reparation av anläggningen, vilken verkställdes 1982.

4.7 Heleneholmsverket i Malmö (Ref 4.7)

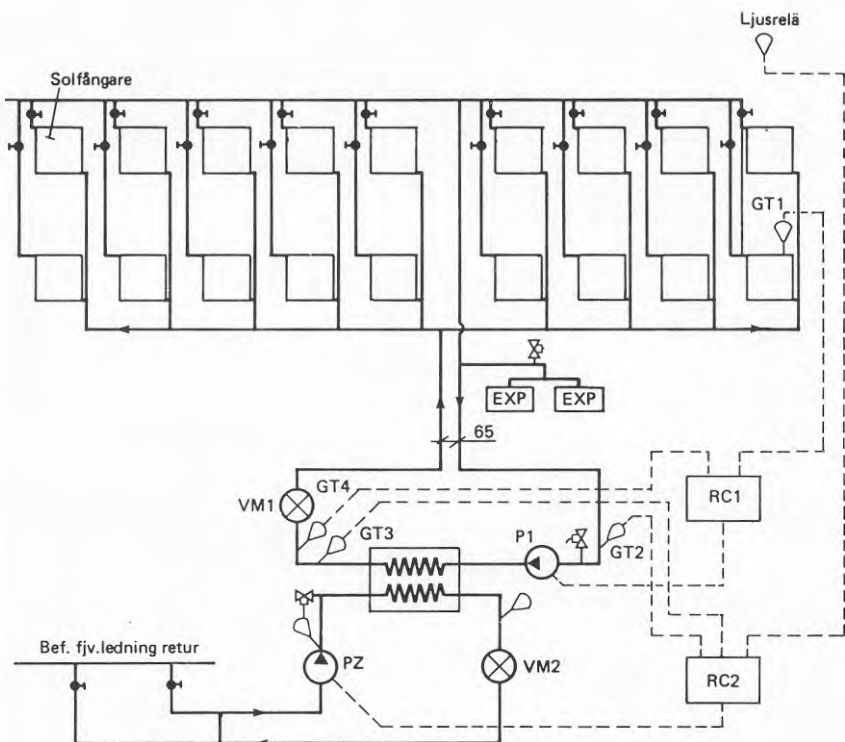
Byggherre:	Malmö Energiverk
Projektör:	Malmö Energiverk
Idrifttagning:	Våren 1981
Solfångarfält:	135 m ² Teknoterm HT
Koppling:	FV-retur

Huvudsyftet är demonstration av direktinmatning av solenergi till fjärrvärmenätet. Utvärderingsfasen är nu avslutad.

4.7.1 Beskrivning av anläggningen

Anläggningen liknar den som finns vid Stockholms Energiverk. 180 m² (135 m² effektiv yta) solfångare typ Teknoterm HT (denna solfångare prövades även av Stockholm Energiverk, se avsnitt 4.1) är placerade på taket till turbinhallen vid Heleneholmsverket. I detta fall är dock solfångarna placerade fristående i två rader med 30° lutning i sydvästlig riktning. Solfångarna har ett skikt evakuerade glasrör som extra konvektionshinder över absorbatoren, vilken består av selektiva Gränges-strips. Detta ger solfångarna en relativt låg värmeförlustkoefficient, $U_L \sim 4.2 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$. Solfångarfältet är indelat i 18 grupper à 10 solfångare (se Figur 4.7.1). Inkopplingen till fjärrvärme sker via värmeväxlare. Kylmediet är en vatten/glykolblandning.

I anläggningen har man försökt att åstadkomma en så effektiv reglering som möjligt med hjälp av varvtalsreglering på fjärrvärmepumpen. Om varvtalsregleringen verkligen har gett önskat resultat är dock svårt att bedöma med ledning av föreliggande mätvärden.



Figur 4.7.1

Funktionsbeskrivning av solvärmekretsen för Heleneholmsverket

4.7.2 Mätresultat

För mätningarna svarar Lunds mätcentral. Mätningar föreligger fr o m augusti 1981. Tyvärr mäts solintensiteten endast mot en horisontell yta, vilket kräver omräkning av instrålningen mot lutande yta med alla härmed förknippade osäkerheter.

Resultaten framgår av Tabell 4.7 (resultaten för 1981 är på grund av brister vid insamlingen inte helt jämförbara med 1982 års resultat). Den specifika produktionen för 1982 blev 258 kWh/m^2 , och den genomsnittliga verkningsgraden för sommarhalvåret var ca 24 %. På grund av relativt höga drifttemperaturer - under sommaren ca $70 - 80^\circ\text{C}$ i solfångaren - kan detta värde anses som ett bra resultat (jämför 27 % verkningsgrad i Södertörn vid lägre temperaturer).

4.7.3 Drifterfarenheter

Problem finns framför allt med solfångarnas täckglas, som har lossnat vid ett 20-tal solfångare. Detta medför tids- och kostnadskrävande reparationer. Orsaken till lossningen av glaset är troligtvis otillräcklig ifyllning av tvåkomponentmassa.

Mindre läckage förekom också i något av de utbytta absorbatorelementen. Problem med själv-cirkulation nattetid har observerats, men åtgärdas med hjälp av ventiler.

Tabell 4.7

Resultat av mätvärdesinsamling från solfångarna vid Heleholmsverket

Tid	Solinstrålning i solfångarplan kWh/m ²	Total solinstrålning kWh (135 m ²)	Energi från solfångare kWh	Verkningsgrad solfångare %
<u>1981</u>				
08	145	19 626	3 110	16
09	108	14 580	2 490	17
10	78	10 469	2 600	25

<u>1982</u>				
04	164	22 175	4 380	20
05	112	23 625	5 700	24
06	161	21 753	5 490	25
07	194	26 154	8 260	32
08	148	20 015	5 070	25
09	134	18 114	3 310	18
Σ 82	913	131 836	32 210	24
Insamlad energi, genomsnitt 258 kWh/m ²				
Verkningsgrad, genomsnitt 24 %				

4.8 Södertörns Fjärrvärme ABs anläggning i Tumba (Ref 4.8)

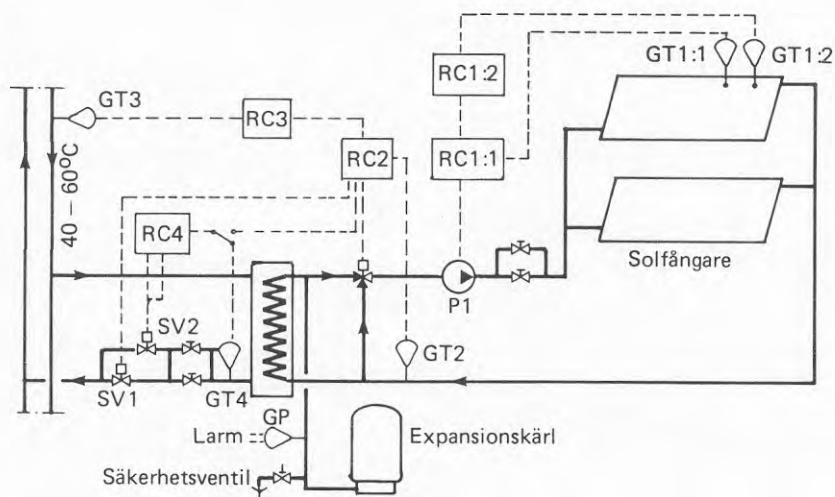
Byggherre:	SFAB	
Projektör:	SFAB Energi Projekt AB (biträdande)	
Idrifttagning:	Mars 1982	
Solfångarfält:	144 m ²	Teknoterm HT
	127 m ²	Philips heatpipe VTR 141
	191 m ²	Gränges Aluminium (Suh- strips 80)
	192 m ²	Nyby
	192 m ²	Fläktfabriken SUNTERM
	159 m ²	General Electric/Bahco TC-120
	216 m ²	Scandinavian Solar HT (fr o m 1983)
Koppling:	FV-retur respektive retur/fram	

Syftet med anläggningen är en teknisk/ekonomisk värdering av olika solfångarfabrikat samt insamling av drifterfarenheter med storskaliga system.

4.8.1 Beskrivning av anläggningen

Den totala anläggningen är planerad för 8 delsystem av den nominella storleken 50 000 kWh/år per system. Sju delsystem är hittills uppförda. Varje system är individuellt reglerat och via värmeväxlare anslutet till fjärrvärmeledningen, som passerar ca 20 - 30 m utanför solfångarfältet. Inom projektet simuleras och provas inkoppling till fjärrvärmesystemet i returledningen eller i retur/framledningarna. I båda fallen kan dessutom stora respektive små temperaturökningar åstadkommas. Totalt provas fyra driftfall, konstant respektive reglerat flöde vid 60°C och 80°C nominellt. Alla dessa fyra driftfall skall provas under demonstrationsperioden som är planerad att pågå till slutet av 1984.

Inkopplingen av solfångarfälten och systemschema framgår av Figur 4.8.1. Schemat gäller för alla kretsar utom Philips och Scandinavian Solar (SS). En 35 procentig glykol/vatten-blandning används i solfångarkretsarna. Philips-systemet är avsett för dränering nattetid och innehåller endast 10 % glykol, SS-systemet drivs med en 55 % vatten/glykolblandning.



Figur 4.8.1

Systemschema för Södertörns solfjärrvärmeanläggning i Tumba

För tre av systemen (Teknoterm, Svenska Fläkt och SS) har på önskemål av tillverkarna varvtalsreglering av pumpen i solfångarkretsen införts. Den fördel, som kan väntas med denna lösning är att medeltemperaturen i solfångarna kontrolleras på ett effektivare sätt än vid konstant flöde.

Solfångarna

Solfångarna är uppställda på stativ. Varje system är installerat i en eller två rader (se Figur 4.8.2).

Följande solfångare provas:

- a. Teknoterm HT, selektiv, 1-glas, plan med ett skikt vakuumrör som konvektionshinder. Längd 2 m, bredd 0.5 m per modul.
- b. Philips VTR-141, selektiv, vakuumrör med värmerör. Längd 1.5 m. 19 rör per modul med bredd 1.2 m. Förångningsvätska är isobutan.
- c. Gränges Aluminium, plan, selektiv, 1-glas, absorbator med 7 st Sunstrip, per modul, längd 2.04 m, bredd 1.04 m.
- d. Nyby, plan, selektiv, 1-glas, längd 2.35 m, bredd 0.6 m per modul.
- e. Fläkt, plan, selektiv, 1-glas med polyester täckning. Längd 4.04 m, bredd 1.04 m per modul.
- f. General Electric - Bahco, 16 st dubbelskiktade glasrör med kopparfläns och bakreflektor, längd 2.69 m, bredd 1.21 m per dubbelmodul.
- g. Scandinavian Solar HT, selektiv, plan, 1-glas med konvektionshinder av två teflonfilmer, absorbator av Grängesstrips. 12 m² per modul (6 x 2 m).

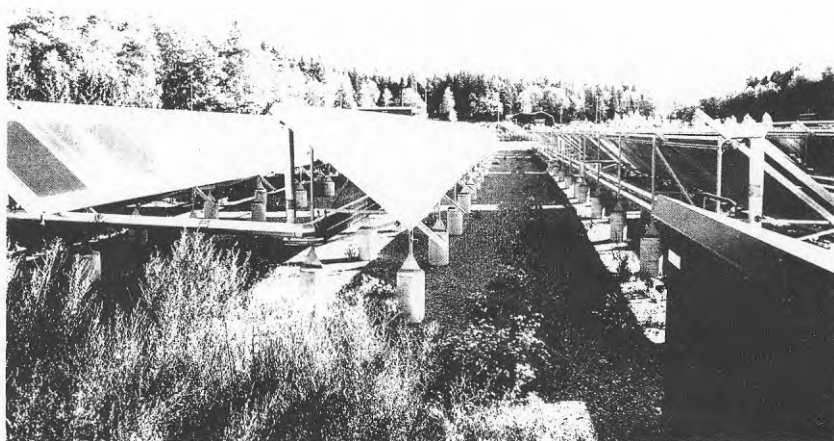


Foto: Bo Lars

Figur 4.8.2

Foto över ett avsnitt av över SFABs solfångaranläggning i Tumba

4.8.2 Mätresultat

Mätningarna sköts av Studsvik Energiteknik AB med hjälp av ett HP-85 bordsdatorsystem. Resultat redovisas i Tabell 4.8.1 och 4.8.2. I Figur 4.8.3 visas dessutom resultatens i ett stapeldiagram, som även indikerar vilken del av strålningen som solfångarna insamlar när de är i drift.

Av Tabell 4.8.1 framgår att vakuumrörsolfångarna är överlägsna de plana solfångarna av konventionell typ redan i temperaturområdet 50 - 55°C. Särskilt effektiv visar sig Philips vara. Till detta bidrar två effekter; dels att solfångaren reagerar snabbt på infallande, instrålade energi (snabb igångkörning) och dels att solfångaren under sommaren även mottar solen bakifrån, genom absorbatorns baksida. (Instrålningen mäts dock endast mot solfångarnas framsida, vilket resulterar i en högre dygnsverkningsgrad.) Även avsaknandet av reflexionsförluster i spegeln ger bidrag till bättre energiinsamling jämfört med GE-vakuumrörsolfångaren.

Den positiva överraskningen är dock Scandinavian Solar HT-solfångaren, som omräknad till samma drifttemperatur visar mycket goda prestanda, inte långt från Philips och väl över de värden som gäller för vakuumrör och plana solfångare.

Bäst bland övriga plana solfångarna i temperaturområdet 50°C var Teknoterm HT. En del av effekten med konvektionshindret går dock förlorad på grund av reducerad strålningstransmission genom glasrören. Nyby-systemet var dåligt isolerat i början, men borde vara jämförbart med Gränges Aluminium-systemet. Fläktsolfångarna fungerade sämre, främst på grund av problem med regleringen i början av driftperioden, men visade under 1983 jämförelsevis bra resultat.

Tabell 4.8.1

Resultat från Södertörn 1982/83. Nominell drifttemperatur 60°C

T = Teknoterm,	Medeldrifttemperatur	54°C
P = Philips,	"	52°C
A = Gränges Aluminium,	"	52°C
N = Nyby,	"	53°C
F = Fläkt Suntherm,	"	48°C
G = General Electric,	"	59°C

	Instrålning kWh/m ²		Insamlad energi kWh/m ²						Systemverkningsgrad %					
	40°	60°	T	P	A	N	F	G	T	P	A	N	F	G
<u>1983</u>														
Januari	9	8	-	1	-	-	-	-	0	13	0	0	0	0
Februari	56	60	8	21	3	4	3	9	14	35	5	7	5	16
Mars	65	67	10	25	6	7	5	13	15	37	9	11	8	20
April	90	80	19	33	15	16	16	23	21	41	17	18	18	26
Maj	141	122	41	58	32	37	37	51	29	48	23	26	26	36

<u>1982</u>														
Juni	150	125	41	56	35	30	21	46	27	45	23	20	14	31
Juli	194	168	69	82	67	65	44	69	36	49	35	34	23	36
Augusti	152	138	49	64	45	45	33	53	32	46	30	30	22	35
September	102	101	25	43	27	26	21	33	25	43	27	26	21	33
Oktober	37	37	9	13	8	8	5	10	24	35	22	22	14	28
November	26	31	2	6	1	-	-	5	8	19	4	0	0	19
December	5	5	-	-	-	-	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTALT	1 027	942	274	402	239	238	185	312	27	42	23	23	18	30

Tabell 4.8.2

Resultat från Södertörn 1983. Nominell drifttemperatur 80°C

T = Teknoterm

P = Philips

A = Gränges Aluminium

N = Nyby

F = Fläkt Suntherm

G = General Electric

S = Scandinavian Solar

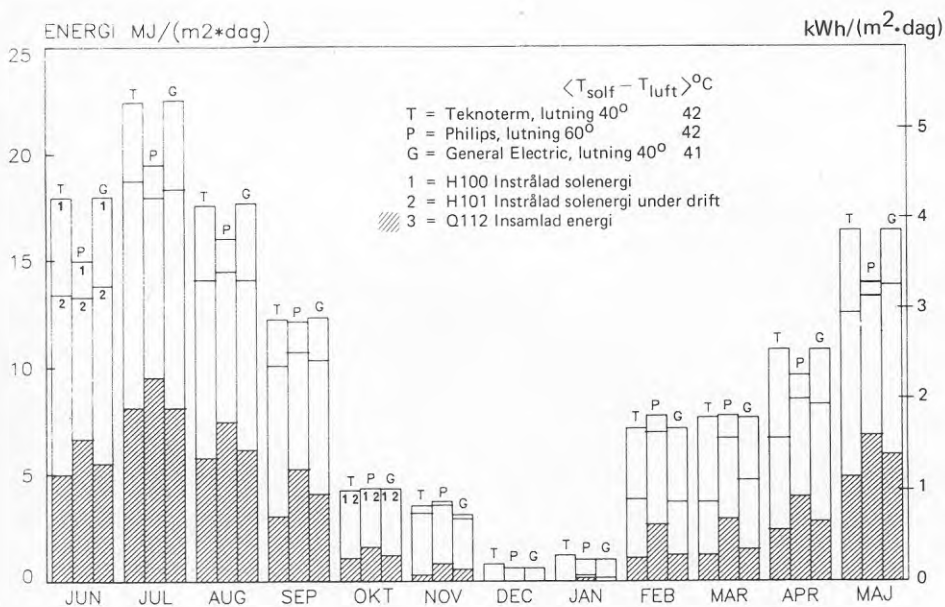
Energiviktad temperatur

70° - 75°C på hösten

75° - 80°C under sommaren

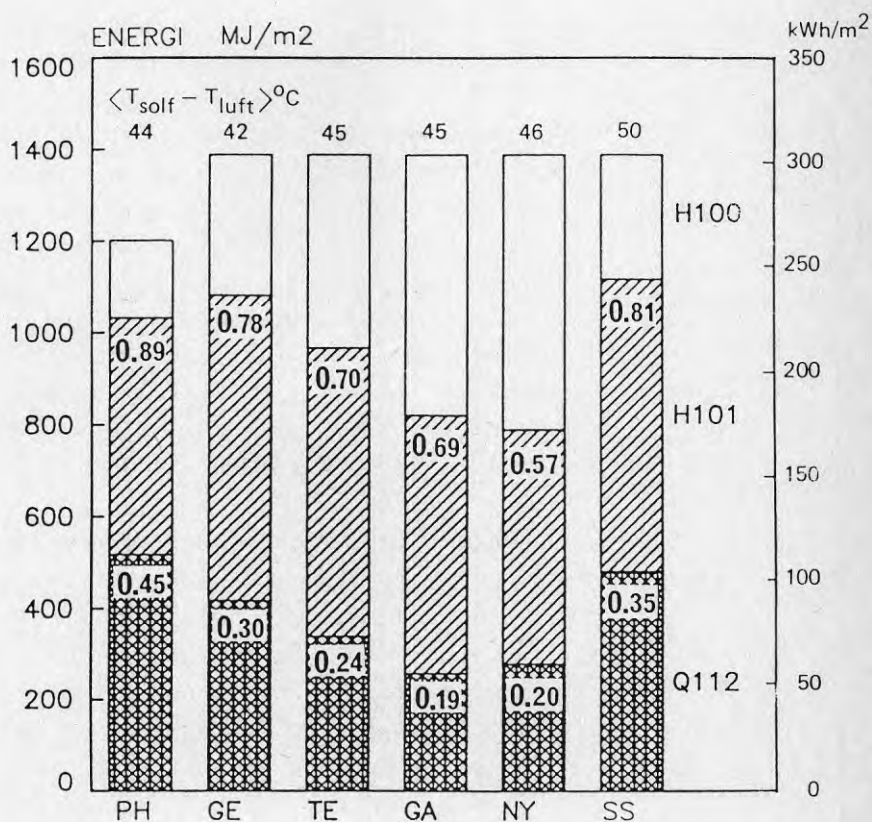
1983	Instrålning kWh/m ²		Insamlad energi kWh/m ²							Systemverkningsgrad %						
	40°	60°	T	P	A	N	F	G	S	T	P	A	N	F	G	S
Juni	154	123	34	53	26	26	33	42	57	22	43	17	17	22	27	37
Juli	185	157	43	65	33	34	43	55	71	23	42	18	19	23	30	38
Augusti	171	155	38	59	25	17	28	50	-	22	38	15	10	16	29	-
September	89	83	12	26	3	2	22	21	26	13	22	4	2	6	24	19
Oktober	62	66	4	13	0	0	0	10	11	6	20	0	0	0	16	18
TOTALT	661	584	131	216	87	79	126	178	165	20	37	13	12	19	27	33*

* Augusti ej inkluderat



Figur 4.8.3

Energistapeldiagram för de tre bästa solfångarna driftår 82/83 (energigenomsnitt per dag)



Figur 4.8.4

Energistapeldiagram, för perioden april - juni 1983. Den högsta stapeln indikerar instrålad energi, den mellersta instrålad energi under drift och den lägsta insamlad energi. Verkningsgraden är indikerad

Fr o m den 10 juni 1983 har högtemperaturdrift tillämpats i Tumba. Den nominella arbetstemperaturen var då ca 80°C. Detta resulterade, såsom förutsågs, i mycket mindre energiutbyte, framför allt för de enklare solfångarna. Philips och Scandinavian Energy är då av en klass för sig, vilket framgår av Tabell 4.8.2 och Figur 4.8.4.

4.8.3 Drifterfarenheter

I (Ref 4.8) ges en omfattande redovisning av drift- och upphandlingsproblem för solfångaranläggningar.

Vi diskuterar här endast några problem i samband med anläggningen och återkommer med mera generella problem i avsnitt 5. Som framgick av resultatredovisningen har anläggningen i stort sett fungerat bra. Det bör dock konstateras att åtskilliga problem dök upp under driftperioden, som ibland krävde insatser utanför dagens rutiner av berörd personal. Anläggningen körs obemannad, vissa larmfunktioner (pumpstopp, överhettning) är dock framtagna till SFABs jourcentral.

De största problem som uppträdde var sönderfrysning av ca 30 % av General Electrics vakuurrör under monteringsstiden. Orsaken var ett oväder mitt under monteringen samtidigt som täckplattorna över modulrören blåste av. Rören vattenfylldes och frös sönder. Detta var en erfarenhet av betydelse för framtida system. Senare har endast ett fåtal vakuurrör gått sönder under montering och drift (ca 1 % i båda systemen). De plana solfångarna drabbades framför allt av läckageproblem (mjuklödningar till Gränges-absorbatorerna, slangutrustningar till Nyby). Vid Fläkt-solfångarna observeras framför allt att klämlister till täckglaset lossnade, och hos Gränges Aluminium observerades vissa färgförändringar på absorbatorn. Hos General

Electric's solfångarrör finns framför allt problem med skyddskapporna som lossnar och frilägger det känsliga utsugningsröret av glas.

Vad gäller driftstörningar förekommer två typer av problem. Ett gäller problem med reglering i anläggningar med varvtalsreglerad pump (Fläkt, Tekno-term), ett annat läckage i expansionskärlen med trycksatt luftkudde. Luftläckaget innebär försämrad tryckhållning med inläckage av luft, dålig cirkulation, avblåsning via säkerhetsventiler m m som följd. Dessutom är expansionskärl i vissa system feldimensionerade. Enligt projektgruppen vore öppna expansionskärl med tryckhållningspumpar att föredra i stora system. En ytterligare lärdom från Tumba-anläggningen gäller solfångarmontaget. Monteringen av de första 6 solfångarsystem med alla kopplings- och samlingsrör har tagit betydligt längre tid, ungefär fyra gånger, än förväntat. Slutsatsen var att hela solvärmetekniken behöver vidareutvecklas för att kunna vara acceptabel för stora fjärrvärmeanläggningar. Tillkomsten av Scandinavian Solar-systemet kan anses som en väsentlig förbättring av den tekniken.

Även här kan det dock uppstå problem med solfångarens konvektionshinder. I vissa fall observerades att teflonfilmerna slaknade på grund av termisk expansion och fastnade mot varandra eller mot absorbatoren respektive täckglaset. Vilken effekt på energiutbytet dessa problem har och hur strukturen beter sig under längre tids drift är ännu inte kartlagt.

4.9 Ingelstad (Ref 4.9.1, 4.9.2)

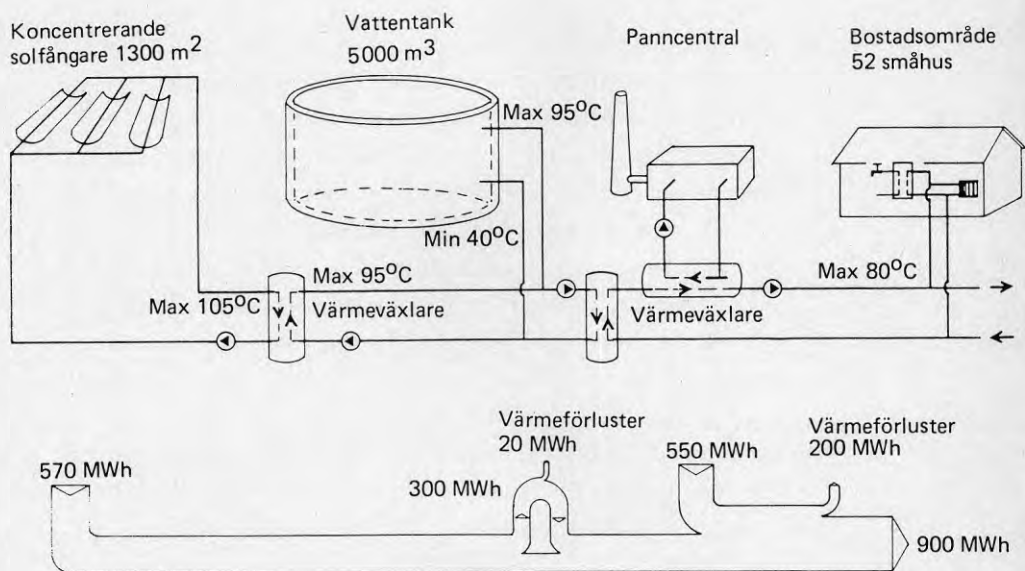
Byggherre:	Växjö kommun
Projektör:	BPA
Idrifttagning:	Maj 1979
Solfångarfält:	1 320 m ² (frontarea), Liebi paraboliska speglar, solföljning genom vridning runt absorba- torrörets axel
Lutning:	35°

Solvärmeanläggningen har dimensionerats för att täcka 50 % av det totala årsenergibehovet av 940 MWh, dvs transmissionsvärme och tappvarmvatten, för 52 grupphusbyggda småhus. Man räknar med att cirka 50 % av den insamlade solvärmens skall distribueras direkt till småhusområdet under perioden mars - september. Resterande solvärme skall under samma period lagras och distribueras under perioden oktober - december. Återstående årsvärmebehov avses bli täckt med fossileldning.

4.9.1 Beskrivning av anläggningen

Anläggningen består av fem huvuddelar; en solfångardel, en ackumulatordel, en tillsatsvärmedel, en distributionsdel och en kontroldel. Ett systemschema med huvudkretsar, värmeväxlare och pumpar visas i Figur 4.9.1.

Solfångarsystemet består av 35 parallellkopplade solfångargrupper. Varje grupp innehåller i sin tur 12 seriekopplade solfångarenheter. Varje enhet har 3.14 m² frontarea, vilket ger 1 320 m² total solfångararea. Parabolernas geometriska koncentrationsfaktor är 11. Ett foto över anläggningen visas i Figur 4.9.2.



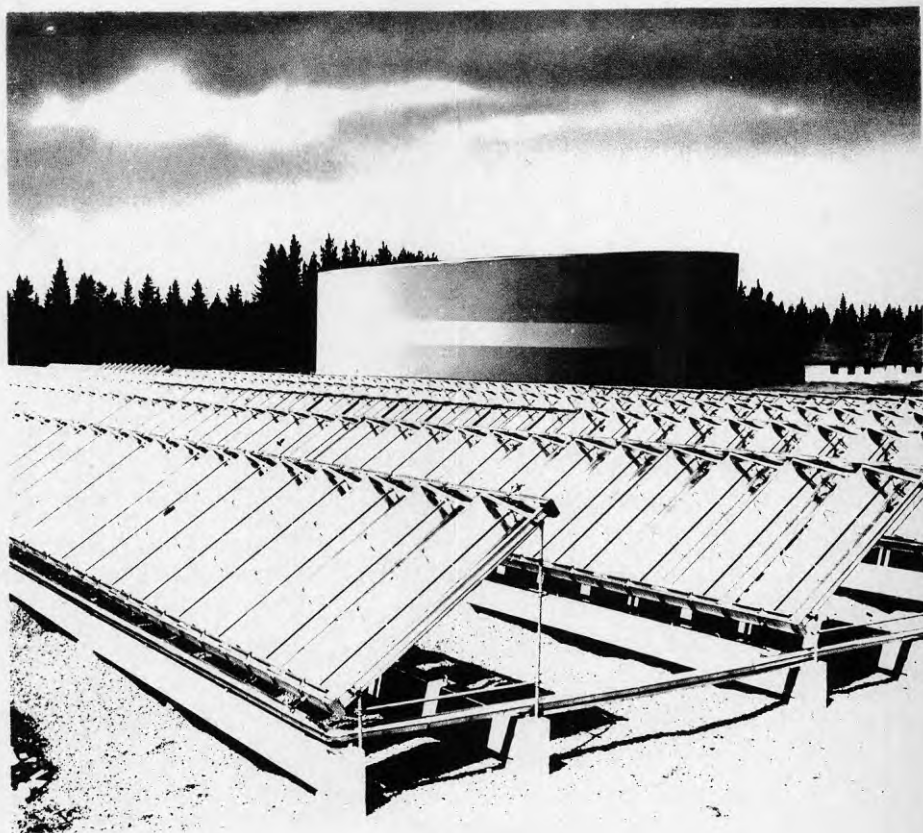
Figur 4.9.1

Systemschema, Ingelstad

Solfångarnas absorbatorrör lutar permanent 35° mot horisontalplanet medan enheterna som helhet vrids efter solens rörelse kring rören som ligger i spegelrännornas fokalaxlär. Var och en av de 35 solfångargrupperna vrids individuellt med hjälp av motorer som styrs med fotoceller. Varje enhet innehåller 5 utbytbara paraboliska spegelelement monterade i en aluminiumram. Absorbatorröret av koppar har svart, selektiv beläggning och skyddas av ett omgivande glaströr. Absorbatorrören kan vridas relativt förbindelse-rören upptill och nedtill mellan enheterna. Spegelrännornas aluminiumramar är infästade i absorbatorrören, vilket innebär att solfångar-enheter som helhet vrids. Beträffande solfångarens utförande, se även Figur 3.2.10.

Solfångarkretsen innehåller glykolblandat vatten som värmebärande medium och är därför avskilt från ackumulatorkretsen med en värmväxlare. Koncentrationen uppgår till ca 40 viktprocent propylenglykol i kylmediet.

Distributionssystemet är utformat som ett konventionellt sekundärfjärrvärmenät enligt Växjö Kraft-Värme ABs normala standard med PEX-rör. Temperatur- och flödesregleringen i distributions- och pannkretsarna är av konventionell typ, medan reglering av mer speciell typ finns för solfångarkretsens drift och för ackumulatorns värmeinlagring samt värmeurlagring.



Figur 4.9.2

Foto över solvärmecentralen i Ingelstad (Växjö)

4.9.2 Drifterfarenheter

Anläggningen togs första gången i drift i början av maj 1979. Tanken hade då fyllts med vatten från det kommunala nätet med en temperatur av ca 5°C. Under säsongen fram till slutet av oktober lagrades all solvärme direkt in i tanken, vars medeltemperatur då var ca 40°C. I syfte att undersöka tankmaterialens temperaturbeständighet och att få systematiska erfarenheter av tankurladdning övergick man därefter till uppladdning med hjälp av oljepannan som specialinkopplades för detta ändamål. Vid årets slut hade man fått en nära nog jämn temperaturfördelning i tankvolymen, vars medeltemperatur då var ca 80°C. Tankens urladdning påbörjades i december och pågick till i början av 1980.

Då solfångarsystemet som helhet kunde tas i drift i början av april 1980 låg tankens medeltemperatur på ca 45°C. Under tiden fram till slutet av september levererades solvärme såväl till tanken som direkt till distributionssystemet. Temperaturen höjdes därvid endast i tankens övre del, där den oftast låg på 50 à 60°C och mer sporadiskt uppgick till ca 70°C. Med start i november gjordes även detta år en tankuppladdning med hjälp av oljepannan. Man nådde vid årets slut en ungefär lika hög temperatur som året innan.

Under 1979 och 1980 genomfördes en del ganska omfattande justeringsarbeten i solfångarfältet för att förbättra solföljning och fokusering.

I början av 1982, då urladdningen hade avslutats, visade sig en del frysskador i solfångarkretsen. När solfångarsystemet skulle tas i drift i början av mars upptäcktes omfattande materialskador hos systemets mekanik för solföljning. Reparations-

arbeten gjorde att solfångarsystemet successivt kunde tas i drift under april och maj. Med ledning av erfarenheter från 1981 års drift avseende flödesstyrning i solfångarkretsen gjordes ett par modifieringar i styrsystemet. Ett praktiskt resultat av detta blev att solfångarkretsen 1982 kom att arbeta med ett väsentligt lägre flöde och en större temperaturdifferens än under 1981. Som en direkt följd härav sjönk det totala elenergi-behovet för pumpcirkulationen.

4.9.3 Mätresultat

Erhållna mätresultat framgår av Tabell 4.9.1.

Tabell 4.9.1

Resultat från solfångarprov i Ingelstad

Tid	Instrålning* kWh/m ²	Insamlad energi kWh/m ²	Verkningsgrad %	Drifttemp °C
<u>1981</u>				
mars - sept	550	160	29	71
<u>1982</u>				
mars - sept	670	200	30	76

* globalstrålning mot södervänd yta med 35° lutning

Energiutbytet är lägre än förväntat, dels beroende på solföljnings- och fokuseringsproblem, dels på att den andel av strålningen, som de koncentrerade solfångarna kan ta emot, nämligen direktstrålningen från solen, endast var 55 % av globalstrålningen, gentemot förväntade 65 %. Solfångaranläggningen kommer 1984 att bytas ut mot plana, högeffektiva solfångare.

4.10 Solfjärrvärme Torvalla (Ref 4.10)

Byggherre:	Östersunds Fjärrvärme AB
Projektör:	AB Andersson & Hultmark
Idrifttagning:	Våren 1983
Solfångarfält:	1 920 m ² plana selektiva, stora enheter (12 m ²)
Lutning:	35°
Koppling:	FV-retur

Syftet är en demonstration av storskaliga solfjärrvärmesystem med hänsyn till projektering, installation och systemekonomi. Huvudmålsättning är att med hjälp av en ny solfångardesign och genomtänkt systemfilosofi uppnå lägsta möjliga energiproduktionskostnader.

4.10.1 Beskrivning av anläggningen

Konstruktion av anläggningen har pågått under 1982 och anläggningen togs i drift i mars 1983. 1 920 m² storskaliga solfångare har installerats. Solfångarna är specialutvecklade för storskaliga anläggningar av Gränges Aluminium utgående från ett samarbete med Göran Hultmark. De baseras på Gränges selektiva absorberstrips, varav 72 m seriekopplas inom en solfångarenhet, så att endast ett in- och ett utlopp finns för varje enhet. Modulstorleken är 12 m². Till skillnad från Lyckebo inkluderar denna solfångare inget konvektionshinder utöver täckglaset.

Solfångare

Solfångarna tillverkades hos Gränges Aluminium och monterades som färdig enhet på plats på två aluminiumramar, vilka fästes på förfabricerade betongfundament (se Figur 4.10.1).

Solfångarens bärande del utgörs av en TRP-profil av aluminium fastsatta på ovannämnda bärram som samtidigt används som stativ. Stripsen är isolerade på undersidan med 10 cm mineralull och solfångarna täcks med ett täckglas (bestående av 4 skivor).

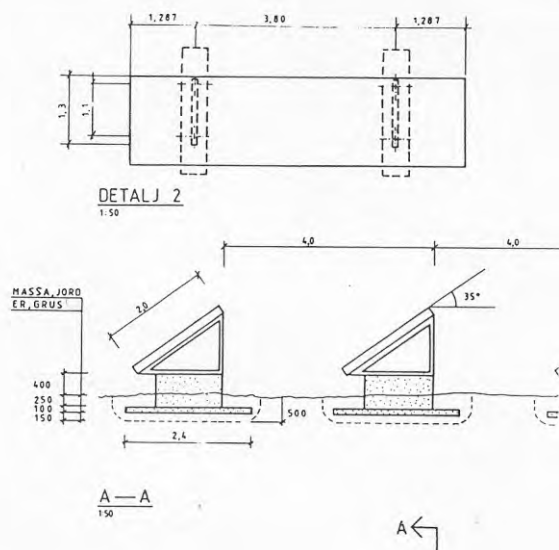
Systemet

Solfjärrvärmeanläggningen är ansluten till ett lokalt nät, vars ledning ligger ca 200 m från värmeväxlaren, vilket försenar starten på morgonen ca 0.5 tim. Den planerade energiproduktionen under sommartid är ca 1 MW. Kopplingen sker i returen som därefter går fram till fjärrvärmeverket. Till verket planeras anslutning av totalt ca 2 000 lägenheter.

Solfångarfältet är uppdelat i 4 parallella grupper à 40 solfångare (12 m² per solfångare). I varje grupp är solfångarna parallellkopplade med lika ledningslängd och tryckfall för varje delkrets. Samlingsrörens dimensioner har varierats för att jämnare tryckfördelning skall uppnås.

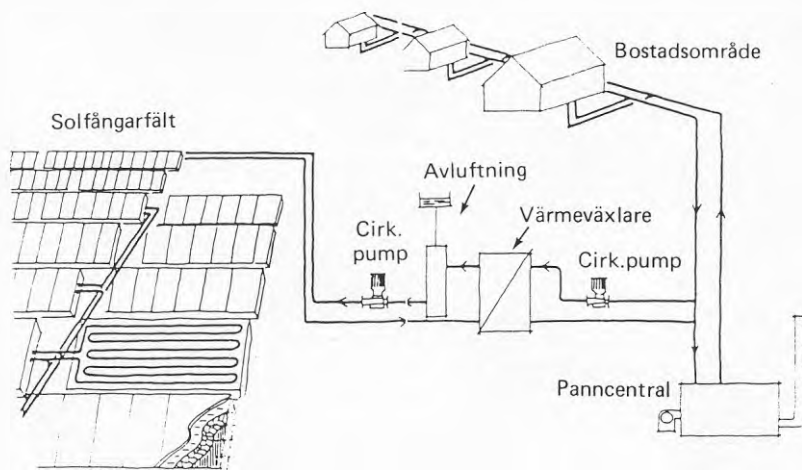
Fjärrvärmenätet är ett lågtemperatursystem med fram/returledningstemperatur vinter (DUT) 100°C/50°C och sommaren 55°C/20 - 48°C. Under driftmånaderna juni, juli och augusti har dock fjärrvärmenätets returmedeltemperatur av olika anledningar varit + 50°C mot projekterade + 31°C, dvs 19°C högre än planerat.

Ett systemschema visas i Figur 4.10.2.



Figur 4.10.1

Solfångarställningar i Torvalla



Figur 4.10.2

Systemschema för Torvalla-anläggningen

4.10.2 Mätresultat

Efter inkörning under april och maj har mätutrustningen arbetat i stort sett kontinuerligt sedan den 1 juni 1983. Mätningen omfattar registrering av temperaturer i sol- och fjärrvärmekrets, flöden i sol- och fjärrvärmekrets, utetemperatur och solinstrålning. Värden registreras varannan minut och lagras som entimmesvärden.

För insamling av mätdata svarar Chalmers mätcen-
tral. Data föreligger för driftperioden april -
oktober 1983. Solfångarens verkningsgrad är jämför-
bar med den för liknande plana 1-glas solfångare.
Detta ger en indikation på att konvektionshindret
spelar en avgörande roll när det gäller att driva
upp solfångarprestanda, vilket ledde till utveck-
ling av Scandinavian Solars HT högeffektiv plan
solfångare.

Tabell 4.10.1

Resultatredovisning från Torvalla

Gränges/Hultmark & Andersson 1-glas, selektiv

	Instrål- ning	Insamlad energi	System- verknings- grad	Medel- drift- temp
1983	kWh/m ²	kWh/m ²	%	°C
April	40	4	9	39
Maj	110	13	12	47
Juni	157	38	24	46
Juli	157	41	26	52
Augusti	123	28	23	48
September	64	10	15	42
Oktober	36	1	3	28
TOTALT	687	135	20	48

4.10.3 Drifterfarenheter

Solfångarfältet har fungerat felfritt under driftperioden, dvs utan läckage eller trasiga täckglas. Under och efter mulen värderlek har kondens fällts ut på insidan av täckglasets nedre kant på ca 1/4 av solfångarna. Under soliga dagar förångas kondensen åter.

Rördragningen mellan solfångarna hindrar fordonsanvändning i solfångarfältet, t ex vid snöröjning.

Flödet genom solvärmväxlarens fjärrvärmesida har legat 25 % under nominellt flöde under en del av perioden på grund av högre tryckfall än beräknat i sekundärkretsen, vilket resulterat i övertemperaturer i solfångarfältet och såmed i lägre utbyte. Under augusti 1983 byttes pumphjul och motor i sekundärsidans fjärrvärmepump, vilken nu ger nominellt flöde.

Kontinuerlig avluftning av systemet med centralt avluftningskärl i värmväxlarcentralen har visat sig fungera som förväntat.

Vid kokning i solfångarfältet på grund av pumpstopp, har värmebäraren som består av en blandning av propylenglykol och vatten vid ett tillfälle flödat över systemets expansionskärl och runnit ut på golvet i värmväxlarcentralen. Vid blåsningen rann ca 2 m³ vätska ut. Systemets totala vätskevolym är 9 m³. För att förhindra framtida glykolförlust installerades under juni ett uppsamlingskärl i anslutning till värmväxlarcentralen.

En av de bidragande orsakerna till den relativt låga verkningsgraden är att fjärrvärmesystemets returtemperatur under rapporteringsperioden var högre än väntat.

Solfångarnas utbyte beräknas kunna höjas med 80 % när solfångarna i framtiden körs inom det avsedda temperaturområdet (omkring 30°C medeltemperatur).

4.11 Solvärmecentral i Lyckebo (Ref 4.11)

Byggherre:	Uppsala Kraftvärme AB (UKAB)
Projektör:	UKAB Solfångaranläggning: Scandinavian Solar
Idrifttagning:	Juni 1983
Solfångarfält:	4 320 m ² 1-glas selektiv med extra konvektionshinder, Scandinavian Solar HT
Koppling:	Högtemperaturvärme till lagret

UKAB försåg Lyckeboområdet i Storvreta med ett lokalt fjärrvärmenät till vilket ett solvärmesystem med årslager är anslutet. Lagret består av ett 100 000 m³ stort vattenfyllt bergrum. Solfångaranläggningen togs i drift i juni 1983.

Solfångarna förväntas täcka ca 15 % av totalbehovet. Restenergin täcks med en elpanna i takt med solvärmeproduktionen.

4.11.1 Beskrivning av anläggningen

Solfångarna, som utgör en vidareutveckling av den teknik som tillämpats i Torvalla, är täckta med 4 mm tjockt härdat glas och innanför detta finns två lager teflonfolie. Teflonet är fastsatt i ramar, ca 2 cm från glaset, med 1.5 cm mellanrum. Enligt tillverkaren är hållbarheten på teflonfolien minst 20 år och ljusreduktionen är 4 - 5 % per lager.

Absorbatoren består av "Sunstrip" från Gränges Aluminium, vilka består av aluminiumflänsar med invalsat kopparrör, i vilket vätskan transporteras. Den selektiva ytbeläggningen medför att absorbatoren har en absorptionsfaktor = 0.95 och en emissionsfaktor = 0.15.

Baksidan är isolerad med 10 cm mineralull och hela konstruktionen är självbärande med hjälp av en aluminiumram.

Solfångarna levereras färdiga från fabrik och skruvas fast på ett aluminiumstativ. Stativet är fastsatt på ett betongfundament. Varje solfångare väger ca 300 kg och är monterad på två stativ. Solfångarlutningen är 42°. Figur 4.11.1 visar ett foto över hela solfångarfältet i Lyckebo.

Systemet

Fältet har indelats i 12 grupper om ca 360 m². Varje grupp är försedd med reglerventil, avstängningsventil samt säkerhetsventil och de 30 solfångarna i respektive rad är kopplade parallellt med lika ledningslängd och tryckfall för att uppnå jämn flödesfördelning.

Rören inom raderna är upphängda bakom solfångarna i stativet och kulvertarna mellan raderna är för- lagda i marken. Rörledningarna från solfångarna till förbindelserören består av armaflexisolerade kopparrör, medan förbindelserören mellan solfångarna består av polyuretanisolerade stålrör. Alla kulvertar ovan mark är aluminiumklädda.

Solfångarna kyls med en blandning av 55 % propylen- glykol och 45 % vatten, och den totala vätskevolymen uppgår till ca 9 m³. Solfångarkretsen är skild från bergrummet av en mellankrets med värmeväxlare i var ända av kretsen.

Avluftning sker i ett intill värmeväxlaren placerat kärl, där vattenhastigheten är så långsam att luften kan avskiljas. Detta kärl är även kopplat till ett expansionskärl och en påfyllningsutrustning.

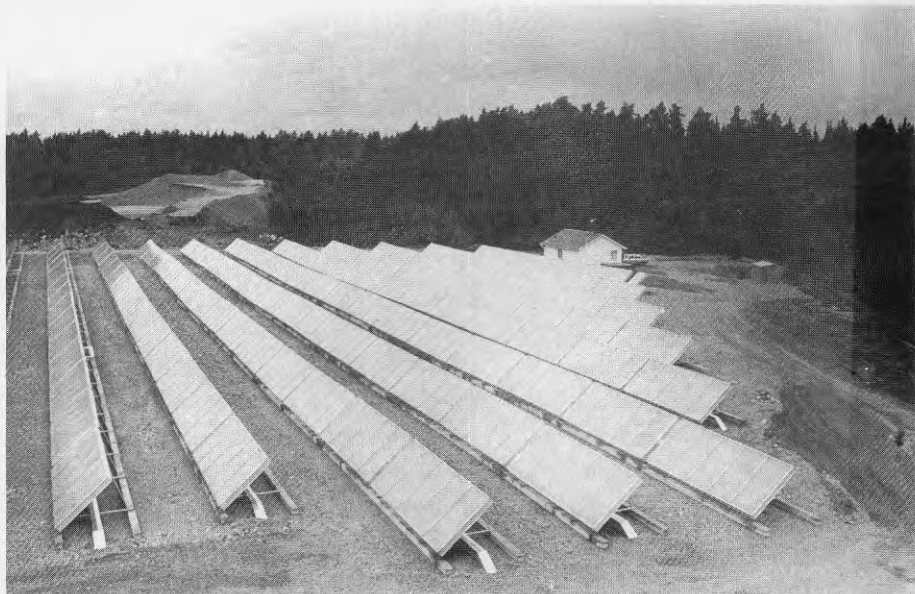
Apparatbyggnad

I norra delen av solfångarfältet uppfördes en apparatbyggnad, vilken bl a inrymmer värmeväxlaren, pumpar, expansionskärl samt utrustning för styrning och reglering.

Reglering

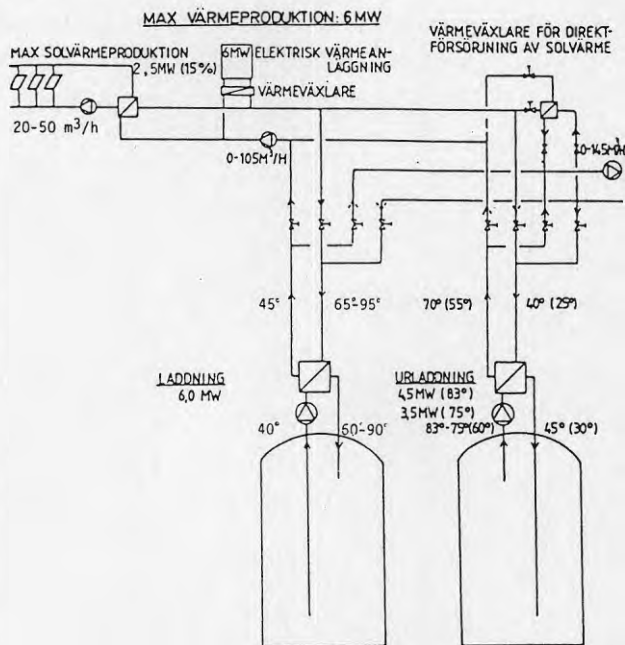
Solfångarfältet styrs med hjälp av en mindre okyld stagnationssolfångare, vars absorbatortemperatur, T_S , ger information om det lämpliga driftsättet. Start av solfångarfältet sker vid en stagnationstemperatur som ligger mellan 25 och 60°C (som kan variera alltefter driftstrategier). Pumpen startas med lågt flöde (varvtalsreglering) och cirkulationen i solfångarfältet sker utan belastning tills temperaturen i mellankretsen (mellan solfångarfältet och bergrummet) ligger vid ca 65°C. I detta fall startas pumparna på bergrumssidan och varmt vatten av ca 60°C temperatur leds till bergrummet. När stagnationstemperaturen överstiger 140°C ökar temperaturen i mellankretsen till 95°C så att 90-gradigt vatten levereras till lagret. Temperaturen regleras genom varvtalsreglering av pumpen. Vid driftstopp under dagen spärras pumpen så att återstart endast kan ske nattetid. Solfångarnas vätskevolym blåses i en bufferttank. Återstarten sker automatiskt.

Figur 4.11.2 visar ett förenklat schema över kopplingen mellan solfångarfält, bergrum och distributionsnät.



Figur 4.11.1

Foto av Lyckeboanläggningen



Figur 4.11.2

Förenklat schema för Lyckeboanläggningen

4.11.2 Mätresultat

För mätning och utvärdering av solfångarfältet svarar Studsvik Energiteknik AB. För analys av den totala energibalansen inklusive distribution och lager svarar Vattenfall. En utvärderingsgrupp under Befo (Bergforskningsinstitutet) svarar för den övergripande utvärderingen inklusive geotekniska aspekter, vattenkemi, m m.

Mätningar pågår sedan juli 1983 med hjälp av ett HP-85 bordsdatorsystem (samma teknik som i Tumba, Studsvik). Som reservsystem är dessutom en värmemängdsmätare och en nätoberoende solstrålningsintegrator med skrivare installerade. Detta system är viktigt med hänsyn till de energiproduktionsgarantier som solfångarleverantören fick lämna till UKAB.

Tabell 4.11.1

Resultat från Lyckeboanläggningen för perioden augusti 1983 - april 1984

Solfångare: Scandinavian Solar HT

Tid	Instrålning kWh/m ²	Insamlad energi kWh/m ²	Systemverkningsgrad %	Medeldrifttemp °C
<u>1983</u>				
Augusti	153	82	54	50
September	79	27	34	55
Oktober	63	12	19	60
November	35	3	9	58
December	12	0	0	-
<u>1984</u>				
Januari	17	0	0	-
Februari	29	1	3	56
Mars	99	26	26	57
April	128	43	34	58
TOTALT	615	194	32	54

Sammanlagt har fr o m den 7 juli till början av december 1983 ca 974 MWh insamlats, varav ca 200 MWh under normaldrift. (I början låg drifttemperaturen i solfångarna under nominell drifttemperatur). I perioden jan-apr 1984 har ca 350 MWh insamlats.

4.11.3 Drifterfarenheter

Solfångarfältet och -systemet verkade väl genomtänkta. Det är svårt att styra stora fält på ett helt driftsäkert sätt i ett klimat med stora värderleksvariationer, men man fick successivt kontroll över anläggningen, vilken fungerade väl efter intrimningen. Under intrimningsfasen förekom fall av driftstopp och avblåsning av större vätskemängd eftersom pumpspärren var ur funktion.

Solfångarna fungerar effektivt, några problem med läckor i lödställen (vid skarvning av stripsen) förekommer dock. Även kondens finns i ett antal solfångare, vars inverkan på livstid och verkningsgrad är osäker. I enstaka fall upptäcktes krossade täckglas. Om anledning till sprickbildning förekommer bryts det härdade glaset i många små bitar. Orsaken till skadan är inte utredd.

5. STATUS OCH FRAMTIDSUTSIKTER FÖR SOLFJÄRRVÄRMETEKNIKEN

I avsnitt 4 beskrivs teknik och resultat från de solfjärrvärmeanläggningar som inom loppet av ca fyra år lett till en väsentligt ökad förståelse för de problem som är förknippade med användning av solenergi som värmeproduktionskälla. Denna insikt har samtidigt ökat respekten för solfångartekniken. I ett tidigt skede underskattades svårigheterna med att nyttiggöra solvärme, men rapporterade resultat och drifterfarenheter från ett antal försöksanläggningar bidrog till en mer realistisk syn på den uppnåbara utvecklings- och introduktionstakten för tekniken. Det bör också konstateras att utvecklingsprocessen var konsekvent och att erfarenheterna från den första generationens anläggningar väl utnyttjades vid utformningen av efterföljande anläggningar. Den på den senaste tiden lugnare energidiskussionen väntas även ge andrum för en målmedveten vidareutveckling.

I detta avsnitt sammanfattas dels dagsläget beträffande komponenter och systemprinciper som ingår i en solfjärrvärmeanläggning, dels drifterfarenheter från Sverige och utlandet. Även angående mätning och utvärdering ges synpunkter. Avsnittet avslutas med en diskussion beträffande systemkostnader och deras förväntade utveckling.

5.1 Dagens solfjärrvärmeteknik, system och komponenter

5.1.1 Solfångare

Plana, oglasade solfångare utvecklas av flera företag. Dessa solfångare har mycket god potential som solväxlare på tak i kombination med värmepump, men

även i system med lågtemperaturmarklager. Om värmepump används, är energi/kostnadsrelationen för själva solfångaren mycket gynnsam (ca 0.5 - 1 kr/(kWh·år) investeringskostnad). Det bör dock beaktas att dessa solfångare konkurrerar med luftkonvektorer och övriga system för värmeutvinning ur mark och vatten, vilka i regel är billigare. Vid tillämpningar där solfångarna samtidigt utgör taktäckning, kan det dock vara lönande med denna typ av lågtemperatursolfångare.

Plana, selektiva 1-glassolfångare med god kvalitet har utvecklats i Sverige. Karakteristisk och väsentlig är övergången från mindre solfångarmoduler, som de utvecklades för tappvarmvattensystem, till större enheter - den största fabriksbyggda enheten är på ca 12 m². Utvecklingen fortsätter med projekt som leder till stora platsbyggda solfångare. Övergång till stora solfångare har hittills bidragit till en avsevärd kostnadsreducering för solfångarsystemen.

Plana, högeffektiva solfångare utgör en svensk specialitet på solfångarmarknaden. Tekniken består i att införa extra konvektionshinder mellan täckglaset och den selektiva absorbatoren. Tillsammans med övriga åtgärder för reduktion av värmeläckage samt god bak- och kantisolering uppnås med dessa solfångare prestanda som tidigare endast erhållits vid laboratorieförsök. Även dessa solfångare tillverkas för det mesta som större enheter (typiskt idag 12 m²).

Med årsverkningsgrader mellan 35 och 40 % vid 60°C driftemperatur ligger dessa solfångare i ungefär samma klass som vakuumrørsolfångare.

På sikt antas att skillnaden mellan plana, selektiva och högeffektiva solfångare kommer att tonas ned vad det gäller solfjärrvärme. För de flesta tillämpningar vid temperaturer över 50°C är det lönsamt att tillverka så effektiva solfångare som möjligt.

För vakuumsolfångare har en stor teknisk potential för solfjärrvärmetekniken demonstrerats. En årsverkningsgrad mellan 35 och 40 % är uppnåelig. Det finns hittills ingen svensk tillverkning. Trots den goda potentialen för masstillverkning är kostnaderna för vakuumsolfångare, deras stativ och montering ännu så länge höga. Även kostnadsutvecklingen är osäker. Orsaken till detta är att det krävs stora investeringar i produktionsanläggningar vilket i sin tur kräver en stor marknad. Enligt uppgift från en av de potentiella tillverkarna krävs det anläggningar för produktion av 500 000 m² solfångare/år för att uppnå konkurrenskraftiga solfångarkostnader.

Koncentrerande solfångare (paraboler) finns på den utländska marknaden, men är ännu så länge för dyra. USA-prognoser visar en gynnsam kostnadsutveckling. Hittills gjorda erfarenheter från Ingelstad-anläggningen och UKAB är dock negativa, och även beräkningar baserade på uppmätta strålningsdata ger ingen indikation att dessa solfångare kan bli konkurrenskraftiga för solfjärrvärme i nordiskt klimat, om inte ett kraftigt tekniskt genombrott inträder (förväntad årsverkningsgrad 30 - 35 % baserad på global instrålning mot horisontell yta).

Övriga system såsom solfångande dammar och torn-heliostatsystem är inte utprovade i Sverige.

5.1.2 Lager

Även om syftet med denna rapport är kartläggning av solfjärrvärmesystem utan lagring klargörs det i bedömningen i avsnitt 2.7 att en väsentligt större potential kan uppnås, om ett långtidslager inkluderas och solandelen är så stor att den är av betydelse för hela systemet. Dessutom framgår det av avsnitt 2.5 att det är fördelaktigt att i system utan långtidslagring ha ett korttidslager att tillgå, och på så sätt åstadkomma en jämnare energiproduktion under dygnet. Dygnslagret kan även behövas vid långa avstånd mellan solfångarfält och årslager.

För korttidslagren kommer endast vattenackumulatörer i form av tankar, gropar eller liknande ifråga. För långtidslagren är - beroende på systemutformning, temperatur och systemstorlek - alla slags lagringstekniker som cisterner, gropmagasin, berggrum, borrhållager, lerlager etc tänkbara.

Olika lagringstekniker är under demonstration och väntas snabbt leda till intressanta ekonomiska lösningar.

Eftersom lagringstekniken är föremål för en separat rapport (Ref 5.1) görs här endast en sammanställning av de tillgängliga teknikerna.

Erfarenheter från stål- och betongcisterner finns och utvärderas just nu. För mindre lagringsbehov < 50 000 m³ vatten, utgör särskilt ståltankar en mycket tillförlitlig metod.

Bergrumslager provas för närvarande och kommer att utvärderas inom de närmaste åren. Inga större problem med tekniken förväntas. Tekniken lämpar sig bäst för stora lagringsbehov ($> 500\ 000\ \text{m}^3$ vatten). En variant av bergrumslager är fyllda bergrum, som eventuellt kan innebära en lägre kostnad.

Marklager i form av borrhåls- eller lerlager är under utprovning. Potentialen för lerlager är bäst vid lägre temperaturer ($< 30^\circ\text{C}$), och för borrhålslager vid högre temperaturer. Lerlager är oftast relativt grunda men gynnas av lerans låga värmeledningskoefficient. Borrhålslager i berg kan utföras med samma djup som bredd. Båda lagertyperna har begränsat effektuttag som karakteristisk nackdel och måste troligen kombineras med en ackumulatortank. En variant till lerlagret är lagring i torv, som dock är begränsad till ännu lägre temperaturer än lerlagret.

Vidareutveckling av gropmagasin har avtagit något under sista tiden. Materialprov för högtemperaturlagring pågår dock. Vid gynnsamma markförhållanden kan gropmagasin bli åtskilligt billigare än stål-cisterner. Gropmagasin bedöms vara mest lönsamma vid storlekar mellan $10\ 000$ och $50\ 000\ \text{m}^3$ vatten.

Lagringskostnaden uppgår till 1 à 2 kr/kWh uttagen energi för de flesta intressanta lagringstyperna. Om vi antar att ett genomsnitt av ca 1.5 kr/(kWh·år) (lagrad energi) och att ca 60 % av systemets årsbehov måste lagras, så resulterar detta i ca 0.9 kr/(kWh·år) levererad solenergi. Solfångarsystemet beräknas kosta ca 2 kr/(kWh·år) (Figur 5.5.1) så att lagret utgör ungefär en tredjedel av de totala anläggningskostnaderna.

5.1.3 Värmepumpar

Värmepumpar tillverkas idag i storlekar upp till 30 MW, med 50 MW som utvecklingsmål. De väntas tillsammans med lågtemperatursolfångare eller naturvärme under den närmaste tiden ge den lägsta produktionskostnaden för solvärmesystem. Med hänsyn till trolig förändring av elkostnaderna på nittiotalet kan emellertid ett högtemperatursolfångarsystem på sikt bli gynnsammare. För övrig information beträffande tillämpningar av värmepumpar hänvisas till (Ref 5.2).

5.1.4 Systemteknik

Ett framgångsrikt utnyttjande av solfångarfält kräver en genomtänkt konstruktion av värmeväxlare, pumpar, distributionsrör, regleringsutrustning, m m. Systemets värmekapacitet bör vara låg, och förlusterna och kostnaderna minimeras. Samtidigt är det viktigt för solfångarnas funktion att kylmedelsflödet är så jämnt fördelat som möjligt över alla solfångare i fältet. Idag experimenteras med många olika systemlösningar, men en medveten optimering har oss veterligen inte gjorts. Det finns inte heller några konstruktionsanvisningar för utformning av stora fält. Vi befinner oss för närvarande i en utvecklingsfas som kommer att pågå ytterligare några år, innan meningsfulla konstruktionsanvisningar kan formuleras.

5.1.5 Simulering - optimering

Detaljerade program för systemsimulering och optimering finns idag framtagna och är i ett inkörningsskede. Simulering med hjälp av TRNSYS (ett program utvecklat i USA) fungerar väl och är mycket användbart. Optimering med MINSUN (från början utvecklat av Studsvik och sedan

vidareutvecklat inom IEA-samarbetet) kan göras för några grundkonstruktioner, men programmet saknar en viss, för optimeringen viktig, flexibilitet för variation av systemutföranden och driftstrategier. Det finns dessutom ett antal enkla approximativa simuleringsprogram som för närvarande verifieras inom ett nordiskt samarbetsprojekt.

5.1.6 Klimatfaktorer

Ett antal klimatstationer har under 1982 tagits i drift av SMHI. Det finns stort behov för information angående korrelation mellan olika strålningskomponenter såsom direkt och diffus strålning, instrålning mot olika lutningar och orientering, korrelation mellan solinstrålning och vind, strålningens våglängdsfördelning vid olika solhöjder, m m.

5.2 Praktiska erfarenheter

5.2.1 Upphandling

Det kan konstateras att inom loppet av några år har en väsentlig ändring av ansvarstagandet för solfångarleveranser ägt rum. Endast 2 - 3 år tidigare var det svårt eller rent av omöjligt att upphandla solfångaranläggningar med totalentreprenad som omfattar leverans, solfångarmontering, VVS-system och garanti. Från Södertörn rapporterades att endast två av de sex leverantörerna var beredda att ta ett totalansvar för systemet. Det visade sig dock under projektets drift, att några leverantörer hade ett större intresse och engagerade sig mer helhjärtat för att hålla sol-

fångarna i så bra trim som möjligt, medan andra däremot avvecklade sitt engagemang i och med leveransen. Valet av leverantörer till Torvalla och Lyckebo påverkades därför starkt av att leverantören var beredd att ta ett totalansvar. Ett minimiåtagande borde vara leverans av solfångare och stativ inklusive montage av solfångare, samlings- och fördelningsrör för hela anläggningen (Ref 4.8). I detta sammanhang är det också viktigt att få fram relevanta leveransbestämmelser och garantiregler för solfångarsystem.

5.2.2-----Montage

De hittills gjorda samlade erfarenheterna är att montage av solfångare, som inte ingick i leveransansvaret, var avsevärt mer tidskrävande än vad som förutsetts. Allra dyrast var montage på befintlig bebyggelse, men även för markuppställda solfångare var montagekostnaderna av samma storlek som kostnaderna för solfångarna - stativ ej medräknade. Ett undantag är Nyby-solfångarna, vilkas konstruktion är avsedd för enkelt montage på plats, och de väl genomtänkta systemlösningarna från Scandinavian Solar. En annan solfångare som levererades med stativ och infästningsdetaljer var Cortec.

Det visade sig också att montage av solfångare, som levereras i förfabricerade enheter, är enklare än montage av solfångare som kommer i form av lösa delar. Små moduler med ett stort antal skruvförband, rörförbindningar m m bör undvikas för storskaliga system.

Denna erfarenhet har redan föranlett en utveckling i riktning mot stora solfångarenheter. I Torvalla och Lyckebo installerades storskaliga solfångare

(12 m²/enhet), där alla detaljer - stativ, infästning, rörkoppling - är konstruerade för att få en så låg totalkostnad som möjligt. Det är av stor betydelse för vidareutvecklingen av solfångartekniken att konstruktion av solfångarsystem sker med hänsyn till montage och drift.

5.2.3 Drift

Drift av solfjärrvärmesystem har hittills till största delen skett inom ramen för demonstrationsprojekt. Generellt kan sägas att framförallt den första tiden efter idrifttagandet kräver stora insatser för att åtgärda konstruktionsfel och "barnsjukdomar". Ett återkommande problem är regleringen. Det fanns, och finns kanske fortfarande, för lite kännedom om de parametrar som påverkar energiproduktionen i solfångarfält och vilken strategi som erfordras för optimal drift. Det experimenteras med olika strategier såsom konstant flöde, konstant temperatur m m och med olika typer av kontrollsystem. Problem med regleringen har oftast enklare orsaker, fel eller felplacerad givare, felinställda ventiler, feldimensionerade pumpar etc. Många problem beror på att det för det mesta är driftgrupper som är ovana vid solenergi och som fått lära upp sig på projekten. I flera fall är man dock inne i andra generationens projekt (Torvalla, Lyckebo), där erfarenheterna från tidigare projekt bör ha kunnat tillämpas på ett positivt sätt. Det är ytterst viktigt att dessa kunskaper sprids till installatörer och konsulter.

Bland återkommande driftstörningar kan nämnas:

- Läckage från vissa solfångartyper, slanganslutningar och kopplingsrör.
- Luftläckage från expansionskärl med tryckhållningsproblem (överhettning och avblåsning) som följd.

- Problem med reglerfunktioner som föranleder driftstopp.
- Flödesfördelning för vissa solfångarsystem.

Inverkan av smuts och snö har i de flesta fall inte visat sig besvärande. Långtidsmätningar visar att prestandaminskningen genom försmutsning av plana solfångare utgör som högst ett par procent. Solfångare med reflektorer kan drabbas hårdare, särskilt högt koncentrerade solfångare. Snö- och frostavlagringar kan utgöra ett problem för särskilt högeffektiva solfångare i februari och mars, då det oftast är kallt och soligt. I statistiken kompenseras detta dock oftast genom ökad markreflexion när solfångaren väl har kommit i drift.

Framför allt de högeffektiva solfångarna är känsliga för kylmedelsbortfall. De höga stagnationstemperaturerna i vakuumrörsolfångaren tillåter endast återidrifttagande efter avsvälning, vilket oftast innebär nattetid. Vissa typer av solfångare är känsliga för igensättning med kokning och överhettning som följd.

Problem kan uppstå vid påfyllning och avblåsning av stora system innehållande glykol. Viktigt är att förse anläggningarna med tillräckligt stora uppsamlingskärl. Frysning har förekommit endast i ett system och bedöms idag som ett mindre problem vid rätt glykolhalt. Miljövänligare antifrysprodukter är under utveckling.

Ett stort antal av de uppräknade problemen kan trots allt hänföras till konventionell installations- och regleringsteknik, som med tiden och med större vana borde bli mindre allvarliga.

Trots dessa problem körs de flesta anläggningar obemannade med endast rutinmässiga driftkontroller och larmjour. Energibortfallet på grund av driftstopp förmodas utgöra några procent av den förväntade energiproduktionen.

5.2.4 Solfångare

Solfångarna tilldrar sig naturligtvis huvudintresset vad gäller drift och underhåll. Ännu så länge är det för tidigt att dra generella slutsatser av gjorda erfarenheter. Beträffande absorbatörerna i vissa solfångare rapporteras dels problem med läckage (lödningen), dels vissa färgändringar hos absorbatören. Huruvida det senare påverkar solfångarnas verkningsgrad är inte klarlagt. Andra fabrikat har problem med att täck- och klämlister lossnat. Vid några solfångare observerades att det selektiva skiktet lossnade. Spruckna täckglas har rapporterats endast i enstaka fall. För konvektionshindrets funktion i de plana, högeffektiva solfångarna förutsätts att folierna varaktigt har lämplig luftspalt mellan de olika skikten. Solfångare där folierna har slaknat har redan nu observerats i några fall. Från vakuumsolfångarna har främst brott på enstaka rör rapporterats (ca 1 % under montering och första driftåret i SFABs Tumbaanläggning). I ett annat fall har vissa problem med isoleringen i kopplingslådan, vilken kan ta skada vid stagnation, samt förlust av vakuum konstaterats.

Vissa fabrikat av vakuumsolfångare har visat tendens till ojämn flödesfördelning med risk för kokning och blockering med överhettning och luftinläckage som följd. Vid vakuumslutningen sitter vanligtvis en skyddskappa i plast som kan ramla bort och göra glaströret känsligt för brott. Dessa

system har även bakreflektorer som är känsliga för inverkan av snö, smuts, fukt och temperatur. Inverkan av dessa faktorer är dock inte kartlagd.

Några generella krav, som kan ställas på solfångarna är:

- Solfångarkomponenter eller -moduler måste lätt kunna bytas ut i ett fält.
- Systemavlufningen måste vara enkel (ta kort tid) för att minska underhållskostnaderna.
- Solfångarna måste kunna tåla överhettning och kokning och helst kunna återstartas vid solsken.
- Solfångarkonstruktionen måste tillgodose de krav på livstid som ställs av ekonomiska skäl (kvalitets/kostnadsrelation).

5.3 Mätning och utvärdering

Mätuppföljningen av solfjärrvärmesystemen är mycket viktig för att få ett bra basmaterial som kan utnyttjas för framtida systemprognoser och simuleringsmodeller och inte minst ekonomiska kalkyler för solfjärrvärmesystem. De flesta system mäts av högskolornas och Studsviks mätcentraler - grupper med ganska stor erfarenhet inom området. En skillnad finns dock vad gäller utvärdering. I vissa anläggningar har mätcentralerna ansvaret för både för mätning och utvärdering. Driftresultat checkas kontinuerligt och månadsrapporter för anläggningen distribueras någon månad efter mätperioden. Detta ger goda möjligheter för uppföljning av systemdriften och för vidtagande av erforderliga åtgärder vid driftproblem i samråd med driftansvariga.

I andra fall är ansvaret för mätning och utvärdering delat. Mätcentralerna levererar då oftast rådata till driftansvariga som dock ibland inte utvärderas tillräckligt detaljerat. Det vore fördelaktigt om mät- och analysansvaret låg på samma grupp eftersom utvärderingen oftast sker med datorer, samt att mätcentralerna bäst känner till sitt mätsystem och vet hur man skall tolka resultaten. Dessutom kan man då på ett enkelt sätt få fram även andra uppgifter, som t ex simulerade resultat för jämförelser, solfångarverkningsgrad under vissa tider, korrelationsfaktorer m m.

Det är av stor vikt för vidareutvecklingen, att åtminstone ett visst antal av systemen är utvärderade i detalj, för att en djupare förståelse för sambandet mellan olika klimat- och driftfaktorer, som fordras för en vidareutveckling av systemet, erhålls.

5.4 Erfarenheter från utlandet

Inom ramen för samarbetet med International Energy Agency (Solar Heating and Cooling) pågår ett projekt för solvärmecentraler som leds av Sverige, Task VII. Inom projektet pågår projektering och optimering av solvärmecentraler med hög solandel (~ 80 %). Arbetet skall resultera i framtagning av beräknings- och konstruktionsunderlag för solvärmecentraler med olika typer av lager. Projektets första fas genomfördes av arbetsgrupper för områdena systemoptimering, solfångare, lager, fjärrvärmesystem och värmepumpar och resulterade i förslag från de olika länderna beträffande anläggningskonstruktion. Huvudinsatserna har hittills koncentrerats på inventering av tekniken och på optimering.

Det har därvid visat sig att Sverige är ledande vad gäller erfarenheter av lager och fjärrvärmesystem. Beträffande solfångartekniken har USA omfattande erfarenheter av storskaliga system. Utveckling av optimeringsprogram har skett i samarbete Sverige - Kanada och även på värmepumpsidan har det kommit väsentliga bidrag från Sverige. Projektet fortlöper med optimeringsstudier för olika anläggningsutformningar. Solvärmecentraler byggs för närvarande, förutom i Sverige, i Schweiz, Nederländerna och Österrike, dock ännu så länge i mindre skala. I de tre sistnämnda systemen används solfångare tillsammans med värmepumpar.

Ett annat solfjärrvärmesystem från Schweiz, utan lager och med direktinmatning till nätet, ingår i ett annat IEA-samarbete, Task VI - vakuumrörsolfångare, där även Knivsta- och Tumbaanläggningarna ingår. Detta gäller SOLARCAD, som provar två solfångarsystem à ca 20 m² från SANYO respektive Cortec. Systemen togs i drift 1981 respektive 1982. Anläggningen är installerad på taket till Genève's fjärrvärmeverk och drivs och utvärderas av Universitetet i Genève. Cortec-solfångaren har under 1982/83 levererat ca 360 kWh/m² motsvarande en verkningsgrad av ca 31 % vid 63°C medeltemperatur.

Några andra erfarenheter med solfjärrvärmesystem föreligger för närvarande ej. Det bör nämnas att system med industriell solvärme i stor skala finns i Frankrike, USA, Japan, Australien och Israel. Dessa system som oftast har mycket höga drifttemperaturer (även över 100°C), liknar dock i hög grad solfjärrvärme, dvs produktion av värme vid viss temperatur direkt till förbrukaren. Erfaren-

heter från storskaliga industriella system är redovisade i två amerikanska rapporter (Ref 5.3, 5.4).

Speciellt i USA finns det erfarenhet från koncentrerande system i stor skala (linjär parabol, heliostat-torn). Tre av dessa system testas i IEA-samarbete för termisk solkraftproduktion i Almeria (Spanien). Studsvik utvärderar i samarbete med Hugo Theorells Ingenjörbyrå driftresultat från dessa anläggningar för att bedöma deras användbarhet i svenskt klimat. Det bör i detta sammanhang nämnas att linjära parabolsystem från ACUREX tillhörde de system som offererades till Lyckebo. Drifterfarenheter från Almeria för detta system har hittills varit goda, även om energiproduktionen, för tillämpningar i Sverige, enligt beräkningar skulle ha blivit mindre, än vad som erhålls med det för närvarande installerade systemet.

5.5 Kostnader för solfjärrvärmesystem

Kostnader för solfångare och deras uppställning bestäms ännu så länge av den låga produktionsvolymen för solfångare. För vissa typer av solfångare, framförallt de plana (oglasade eller enkelt glasade), gäller dock att man förutom på massproduktion satsar på en ny utvecklingslinje - stora enheter - som reducerar tillverkningskostnaderna per m² även för mindre kvantiteter. Dessa solfångare förfabriceras i sin helhet i fabrik och monteras på enkla stativ på plats, eller tillverkas som halvfabrikat och färdigmonteras på plats. Långa solfångarmoduler medför dessutom lägre kostnader för ihopkoppling av solfångarna i rader.

Kostnader för några av de under de senaste 3 åren byggda anläggningarna framgår av Tabell 5.5.1. Systemkostnaderna pressades inom loppet av 3 - 4 år ner från ungefär 7 000 kr/m² för små system och

3 000 kr/m² för stora fält till ca 1 500 kr/m². Huvudorsaken var målmedvetna konstruktionsförbättringar av solfångare och solfångarfält. En bidragande orsak var också ökad förståelse för funktion av stora fält, som medför att kostnaderna för kringutrustning och projektering i större fält blir förhållandevis lägre.

Av Figur 5.1 framgår ett ungefärligt samband mellan systemkostnader och anläggningsstorlek som redovisats av en systemleverantör. En ökning av systemstorleken från 1 000 m² till 10 000 m² beräknas resultera i en ungefärlig kostnadsreduktion av 20 %.

Vi kan således konstatera att tre olika kostnadsnivåer för på plats monterade solfångare i rader föreligger:

- Kostnader för konventionella system t ex från Ingelstad, Tumba och liknande anläggningar, teknologiläge 1980.
- Kostnader för system som upphandlats eller offererats 1982/1983 för stora anläggningar.
- Framtida förväntade kostnader under andra hälften av åttiotalet.

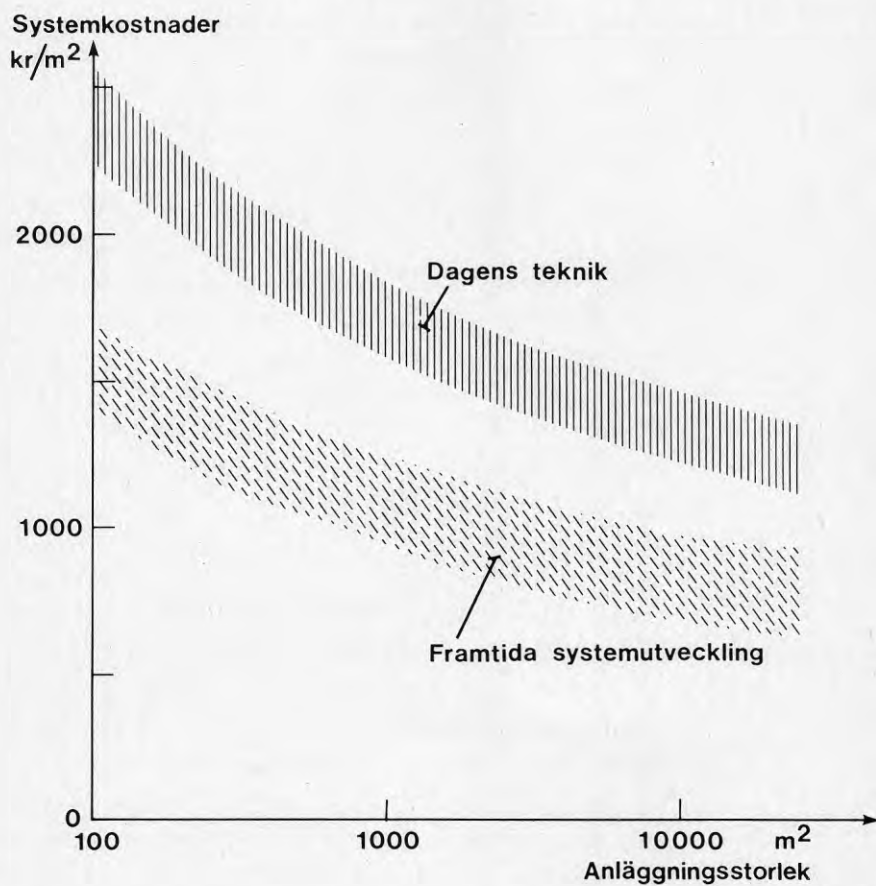
Kostnadsutvecklingen för framtida system är något spekulativ. Om vi antar att utvecklingen inte avstannar, och att vi menar allvar med solenergiintroduktionen i Sverige, följer en ytterligare kostnadsminskning som en logisk konsekvens av de pågående utvecklingsinsatserna. Men utvecklingsinsatserna bör då ha som mål att uppnå dessa kostnader. Gränsen mellan utvecklingstrend och kostnadsmål blir därför något flytande. De FoU-insatser som ska leda till den framtida kostnadsminskningen diskuteras i avsnitt 6.

Tabell 5.5.1

Anläggningskostnader, SEK/m². (Kostnadsreferens inom parentes.)

	Tumba (1982)						Stock- holm (1980)	Malmö (1981)	Tor- valla (1982)	Lyckebo (1983)
	Högst	Lägst	Genom- snitt	Extra- polerat till 1 000 m ² per fält	1)	2)				
1)		120-200 m ²					115 m ²	135 m ²	1 920 m ²	4 320 m ²
Solfångare	2 244	833	1 367	800	1 104	1 978	460			
Solfångarontage	1 361	219	680	130			122			
Stativ + mark	750	600	715	300	1 042	383				
Byggnation	622	360	487	290		306				
VVS + el	1 885	1 443	1 788	580	4 052	175	92			
Projektleddning	882	583	673	120	522	253	62			
Övrigt	181	120	136	120	235	135				
SUMMA	7 205 ¹⁾	4 505 ¹⁾	5 846	2 340	6 955	3 320	1 425			1 740

- 1) Per system
- 2) Alla system
- 3) Ej specificerat
- 4) Enligt offert
- 5) Exkl egna insatser
- 6) Plana solfångare



Figur 5.5.1

Samband mellan systemstorlek och systemkostnad för solfjärrvärmesystem (högeffektiva solfångare) (prisläge 1983)

En kostnadssammanställning för tre olika utvecklingsfaser ges i Tabell 5.2.2 för sex olika grundtyper med en fältstorlek av ca 2 000 m².

Förutom angivna kostnader för själva solfångarna tillkommer kostnader för värmeteknisk kringutrustning, kontrollenhet, värmeväxlare, elinstallation, byggnation m m. Det finns för närvarande erfarenheter från solfjärrvärmeanläggningar i Tumba, Knivsta, Torvalla och Lyckebo. Härvid kan man iaktta en intressant utveckling från konventionell solvärmeteknik (små solfångarmoduler i Knivsta, Tumba) till stora enheter (Torvalla, Lyckebo) med en kraftig kostnadsreducing som följd. Från Tumba (4.8) rapporteras t ex höga markberednings- och byggnadskostnader, som redan i Torvalla (4.10) avsevärt kunnat reduceras. Dagens tumregel är att kringkostnaderna är ca 70 - 100 % av solfångarkostnaderna för plana solfångare (inkl montage), och något mindre för vakuumrörsolfångare. I framtida system borde dessa kostnader kunna minskas till ca 50 - 70 % av solfångarkostnaderna.

En jämförelse mellan Tabell 5.5.2 och Figur 5.5.1 ger vid handen att det krävs två åtgärder för att uppnå en låg kostnadsnivå - dels en allmän kostnadsreducing genom lämpliga konstruktiva åtgärder, rationella tillverkningsmetoder och hög tillverkningsvolym, dels genom att bygga så stora system som möjligt. Eller med andra ord - det krävs en säker marknad för solfjärrvärme för att en lönsam kostnadsnivå skall kunna uppnås.

Tabell 5.5.2

Typiska kostnader för solfångare, solfångare monterade på stativ och totala systemkostnader för olika solfångartyper. Antagen fältstorlek uppgår till 2 000 m². Priser för 1983 och 1985/90 avser 1983-års prisläge

Solfångartyp		Kostnader SEK/m ²		
		Konventionell 1980	Vidareutvecklad 3) 1983	Utvecklingstrend 1) 1985/90
Oglasade	Solfångare	300	200	200
	Solf monterad	500	400	400
	Hela systemet	1 000	800 6)	600
1-glas	Solfångare	800	550	300
	Solf monterad	1 150	850	550
	Hela systemet	2 200 2)	1 500 4)	900
Plan, hög-effektiv	Solfångare	1 200	650	550
	Solf monterad	1 900	1 000	800
	Hela systemet	3 000 2)	1 700 5)	1 200
Vakuurrör	Solfångare	1 900	1 200	800
	Solf monterad	2 300	1 600	1 100
	Hela systemet	3 400 2)	2 400 3)	1 500
Linjär parabol	Solfångare	2 500	1 500	1 000
	Solf monterad	3 500	2 500	1 600
	Hela systemet	4 500	3 500 3)	2 100 1)
Heliostat-torn ¹⁾	Hela systemet	8 000	5 000	2 500

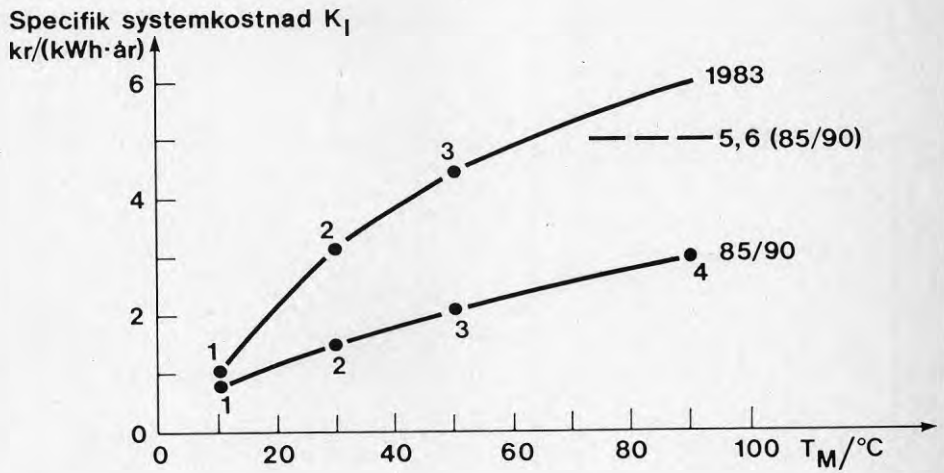
- 1) Enligt (3.4) (Årsproduktion 50 000 m²)
- 2) Tumbaanläggningen extrapolerad till stora fält
- 3) Prisindikationer baserade på offerter
- 4) Torvalla
- 5) Lyckebo
- 6) Nyköping

I Figur 5.5.2 sammanställs alla dessa kostnader till en specifik systemkostnad som funktion av drifttemperaturen för systemkostnader 1983, och framtida kostnader (1985/90), baserade på Tabell 5.5.2 och Figur 3.2.12 och 3.2.13. Utrymmet mellan dessa två kurvor kan betraktas som det område, inom vilket de framtida systemkostnaderna kommer att ligga. Vid den fortsatta utvecklingen förutses en allt starkare dominans av de högeffektiva solfångarna, som då blir relativt lönsamma i förhållande till de enkla, plana solfångarna. Vakuumsolfångare och koncentrerande solfångare kommer inte in i bilden förrän vid höga drifttemperaturer.

Energiproduktionskostnader

Vid jämförelse med andra energislag är det fördelaktigt att kunna uttrycka investeringskostnader för solfångaranläggningar (kr/(kWh·år)), i energiproduktionskostnader (öre/kWh).

I Tabell 5.5.3 redovisas sambandet mellan maximalt tillåten anläggningskostnad i kr/m² och energiprisnivå för plana, selektiva solfångare samt för högeffektiva, plana solfångare och vakuumsolfångare. För enkelhets skull tas plana, högeffektiva solfångare och vakuumsolfångare samman i en klass för effektiva solfångare. Den årliga energiproduktionen vid T = 60°C antas till 280 kWh/m² respektive 380 kWh/m² för dagens teknik och till 400 kWh/m² respektive 550 kWh/m² för utvecklingspotentialen enligt Figurerna 3.2.12 respektive 3.2.13. Realräntan uppgår till 4 %, avskrivningstiden till 25 år och de årliga driftkostnaderna till 0.7 % av investeringen. Energiförlusten följer inflationen (pessimistiskt fall ur solenergisympunkt). Annuiteten blir då 7.1 % (övriga omkostnader såsom skatt, försäkring och administration är inte inkluderade i jämförelsen).



Figur 5.5.2

Solfångarsystemkostnader på 80-talet. Investeringskostnaderna K_1 för solfångarsystem som funktion av solfångarnas medeldrifttemperatur baserade på Figur 3.2.12 resp 3.2.13 och Tabell 5.5.2. De indikerade punkterna anger den temperatur då respektive system dominerar. De båda kurvorna inramar osäkerhetsmarginalen som uppstår i samband med den förväntade utvecklingen

- | | |
|---|--------------------|
| 1 | oglasad solfångare |
| 2 | 1-glas, selektiv |
| 3 | plan, högeffektiv |
| 4 | evakuerade rör |
| 5 | linjär parabol |
| 6 | heliostat-torn |

1983 års prisnivå

Tabell 5.5.3

Maximalt tillåten kostnad för solfångarsystem (kr/m²).
Medeltemperaturen under drift 60°C, annuitet 7.1 %

Energi- prisnivå kr/kWh	Plana, selektiva sol- fångare		Högeffektiva sol- fångare	
	Dagens teknik	Utvecklings- potential	Dagens teknik	Utvecklings- potential
0.1	394	563	535	775
0.2	788	1 126	1 070	1 549
0.3	1 183	1 690	1 605	2 323
0.4	1 577	2 253	2 140	3 098
0.5	1 971	2 816	2 676	3 873
0.6	2 366	3 380	3 211	4 647

En jämförelse mellan Tabellerna 5.5.2 och 5.5.3 gör det uppenbart att vi idag ligger vid en kostnadsnivå mellan 30 och 45 öre per kWh, där vakuumsolfångare ligger högst och högeffektiva, plana solfångare ligger lägre. Om vi tillämpar priser enligt kostnader för utvecklingstrenden 1985/90 ur Tabell 5.5.2 och samtidigt antar att solfångarna har förbättrats så att de ligger ungefär mittemellan dagens teknik och utvecklingspotentialen, uppnås en systemkostnad av 2.8 kr/(kWh·år) motsvarande 20 öre/kWh (7.1 % annuitet). Vi väntar oss alltså att solfångarsystem är väl konkurrenskraftiga med system eldade med olja eller förädlade bränslen. Om vi tillgodogör oss hela utvecklingspotentialen, dvs högsta möjliga energiutbyte för en anläggning 1985/90 resulterar detta i ett pris på ca 2 kr/(kWh·år), motsvarande 14 öre/kWh, vilket enligt avsnitt 2 fordras för att solfångarsystem med långtidslager skall bli lönsamma. Av Figur 5.5.2 framgår, att även detta

ligger inom räckhåll, under förutsättning att solfångarna har utvecklats så långt att hela deras energiproduktionspotential utnyttjas, samt att produktionen av solfångaranläggningar har en sådan omfattning att kostnadsfördelarna med massproduktion och stora system till fullo kan tillgodogöras.

Vad denna potential består i och vilken FoU som krävs för att nå dit, beskrivs i avsnitt 5.6 och avsnitt 6. Vilka övriga åtgärder som krävs för att uppnå en stor marknad framgår av slutsatserna i avsnitt 7.

5.6 Långsiktig utvecklingspotential

Av de i Tabell 5.5.2 och Figur 5.5.2 redovisade kostnadsnivåerna för solfångarsystem kan följande slutsatser dras:

- a. En väsentlig prisreduktion har åstadkommit genom samverkan av i huvudsak två faktorer, övergång från småskalighet till större anläggningar samt målmedveten och ekonomisk utformning av komponenter. En bidragande orsak är införandet av totalentreprenad för systemleveranser inkluderande allt från solfångartillverkning till systeminstallation.
- b. Ytterligare kostnadsreduktion väntas kunna uppnås vid fortsatt konsekvent FoU (se avsnitt 6). Målsättningen måste därför vara att uppnå optimal effektivitet för varje komponent och att utveckla systemtekniska och driftstrategiska lösningar som ger bästa möjliga ekonomi.

Den energiproduktionspotential som rimligtvis bör kunna uppnås framgår av Figur 3.2.13. En hög verkningsgrad uppväger naturligtvis inte för höga produktionskostnader. Kostnader och potential är inte oberoende av varandra och en verkligt lönsam lösning utgörs i regel av en kompromiss.

Nedan ges några exempel på hur vi föreställer oss att den framtida utvecklingen kan påverka lönsamheten. Vi diskuterar i första hand utvecklingspotentialen för själva solfångaren, men anser att det även beträffande systemdesign och driftstrategi finns möjligheter för en ytterligare kostnadsreduktion så att en nivå av 13 - 20 öre/kWh kan uppnås, enligt vad som krävs i avsnitt 2.7.

Solfångarkonstruktion

Beträffande komponentkostnader gäller det i allmänhet att spara material, dvs bygga så lätt som möjligt med hänsyn till systemets livslängd och övriga faktorer, som t ex miljö och säkerhet. Självklart utgör massproduktion en kostnadsreducerande faktor. Storskalighet gynnar i viss mån viktreduktion, men det krävs då en optimering med hänsyn till andra viktökande faktorer som ökat torsionsmoment, vindlast osv. Vi kan i en enkel uppskattning anta att ett kg av en masstillverkad verkstadsprodukt kostar 30 - 50 kr. Vårt prismål 15 öre/kWh skulle då, för högeffektiva solfångare med en årsproduktion av 550 kWh/m² vid en medeltemperatur av $T = 60^{\circ}\text{C}$, betinga ca 1 150 kr/m² i anläggningskostnad eller ca 550 kr/m² för själva solfångaren, motsvarande 11 - 18 kg/m².

Av Tabell 5.5.2 framgår att framtida kostnader för plana, effektiva solfångare förväntas ligga vid 1 200 kr/m² och för vakuumrörsolfångare vid 1 500 kr/m². Båda typerna är då i stort sett inte långt ifrån lönsamhetsgränsen (för vakuumrörsolfångare fås högre energiutbyte än för plana, effektiva solfångare). För att nå dit med enkla solfångare måste en anläggningskostnad av ca 800 kr/m² respektive en solfångarkostnad av ca 300 kr/m² uppnås (motsvarande en vikt av 6 - 10 kg/m²).

I Tabell 4.1 visas att de flesta solfångare idag väger mellan 15 och 40 kg/m², och att de plana, effektiva solfångarna väger mest. Allmänt kan sägas att det behövs en viktreduktion av ca en faktor 2 för att minska solfångarkostnaderna till en acceptabel nivå. Detta måste uppnås vid ett framtida utvecklingsarbete vid sidan om ökning av verkningsgraden.

Utan att i detalj kunna visa färdiga lösningar kan vi nämna några konstruktionselement som av experter i princip anses tillämpbara för framtida solfångarsystem.

Luft som bärande medium

Solfångarkonstruktioner baserade på resultat från försök med växthus visar att konstruktioner uppbyggda av luft med ett inre övertryck ger utmärkt formstabilitet och lämpar sig såväl som stativ som konvektionsskydd för solfångarna (GIS-Studsvik, luftslangsstativ från Gränges Aluminium och konstruktioner i USA och Västtyskland).

Plast

Plast av olika kvaliteter och med olika egenskaper kan användas i de flesta konstruktionsdetaljer i en solfångare såsom absorbator, glasning och isolering. Det finns idag inget principiellt hinder för att belägga transparenta eller absorberande plaster med de selektiva skikt som behövs för reduktion av värmeförlusterna. Vidare kan nämnas att en porös, luftkyld absorbatorskiva utgör en mycket effektiv absorbator. En solfångare bestående av en sådan absorbator, tätad med en temperaturbeständig plast uppskattas väga ca 1 kg/m².

Enligt bedömningar från experter från ett av de stora plastföretagen (Ref 5.5) kommer plaster med

såväl goda temperatur- som UV-stabilitetsegenskaper att utvecklas. Kostnaderna för dessa "solar quality"-plaster i hög grad är beroende av efterfrågan på marknaden. Enligt samma experter kan en kostnadsreducering med en faktor 5 för stabila fluorplaster av typ Teflon vara helt möjlig ur produktionssynpunkt. Man får inte glömma att pris och produktionskvantitet för dagens plaster för det mesta är bestämda av andra användningar än för solenergi. Vilken betydelse en solfångarmarknad har för prisutvecklingen kan illustreras med hjälp av ett exempel. Plastfolien, som ingår i en viss solfångarkonstruktion (växthussolfångare), skulle utgöra huvuddelen av produktionen hos den största svenska plasttillverkaren, om solfångaren produceras med en årskapacitet av 50 000 m².

Övriga flexibla material

Bland övriga viktbesparande material kan flexibla metalliska absorberslangar och metall/gummikombinationer nämnas, som bäst lämpar sig för stora markförlagda solfångare.

Reflektorer

Stationära reflektorer kan med fördel användas för att reducera kostnaden per m² aperturyta. En stationär, koncentrerande reflektor kan arbeta med koncentrationsfaktorn 2.5 och ersätta 50 % av en plan solfångare. Inbyggd i en transparent luftburen inneslutning med ovan nämnda luftabsorbatorer kommer solfångaren inte att väga mer än 4 kg/m², inklusive bottenisolering. Ca 5 kg/m² går åt för förankring, anslutning m m, vilket ger solfångaren en totalvikt av ca 9 kg/m².

Dessutom finns det många möjligheter att förse solfångarna med stationära reflekterande ytor, som på ett mycket billigt sätt kan öka utbytet från solfångarsystemen (t ex mark eller stativ som reflektoryta).

Vatten, mark, m m

Vatten- eller markytor kan också användas som solfångande ytor, främst i samband med värmepumpar. Gränsen mot naturvärmesystem blir då flytande. Vattensolfångare kan t ex utformas som grunda dammar med konvektionshinder. Saltlösningssdammar tillhör idag de billigaste kända solfångarna (ca 200 kr/m² i Israel) och kombinerar dessutom solinfångningsdel med lagringsdel. De låga solinfallsvinklarna i Sverige kräver dock troligen vissa specialarrangemang, t ex roterande solspeglar, för att minska solinfallsvinkeln mot vattenytan.

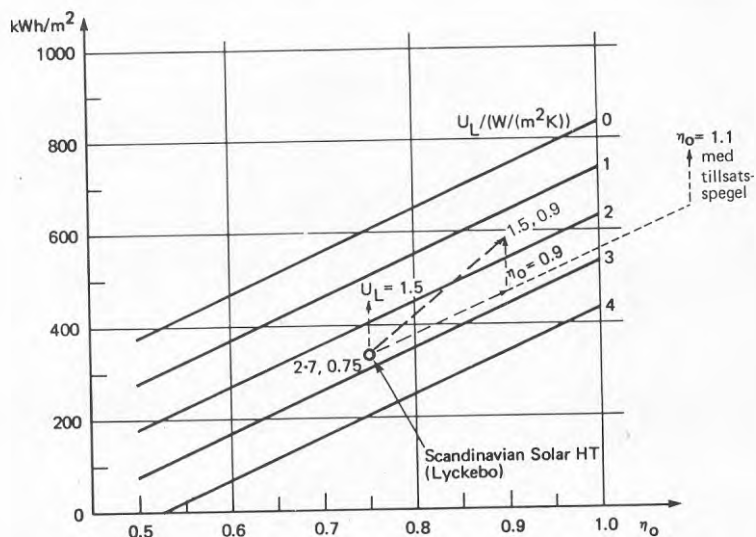
Man kan bygga solfångare på marken bestående av asfalterade eller plastbelagda kanaler täckta med två eller tre plastdukar som hinder mot konvektions- och förångningsförluster. Det utvecklas dessutom transparent isoleringsmaterial speciellt för solfångare. Solfångare av denna typ borde kunna byggas för under 300 kr/m².

Som solfångare kan dessutom glasade eller oglasade markytor försedda med rör för värmeupptagning användas. Dylika system har vanligtvis relativt lågt utbyte vid höga temperaturer, varför drifttemperaturen måste vara låg. Kostnader för solfångardelen i sådana system kan ligga i området 100 - 200 kr/m², exklusive markkostnader. På grund av låga verkningsgrader borde dessa system i första hand användas i områden med billig mark och i kombination med värmepumpar. Frågan om markkost-

nader blir betydelselös ifall det rör sig om bruksytor, som asfalterade trafikarealer, industri- tomter eller dylikt.

Effektivitetsökning

I avsnitt 3.2.4 beskrevs vilken vikt vidarutveckling av solfångartekniken för energiproduktionen tillkommer och vilken utvecklingspotential det finns. Här upprepas Figur 3.2.14 som Figur 5.6 för att understryka de möjligheter som finns för en fortsatt utveckling.



Figur 5.6

Effekt av vidarutveckling av solfångartekniken på årsbytet. Dagens energiutbyte kan mer än fördubblas

Solfångareeffektiviteten kan ökas genom minskning av värmeförlusterna och ökning av strålnings- transmissionen genom glasningen. För plana solfångare är värmeförlusten en mycket viktig faktor, varför olika metoder att öka glasningens värmemotstånd har utvecklats:

- Selektiv beläggning av absorbatoren.
- Selektiv beläggning av glaset.
- Konvektionshinder i olika utföranden, t ex två eller flera glas, plastfilmer eller bikakestrukturer i plast, transparent isoleringsmaterial typ kiselgel eller acrylskum.
- Vakuum.

Vakuumsolfångare visar idag de högsta dygnsverkningsgraderna av alla stationära solfångare. Det krävs dock en kostnadsreducering till ca 800 kr/m² för att uppnå vårt kostnadsmål. Prisindikationer från industrin tyder på att detta mål kan uppnås vid massproduktion (Ref 5.6). I USA och Japan utvecklas just nu vakuumrörsolfångare med inbyggd CPC-reflektor (Ref 5.7). I laboratorieförsök har resultat erhållits som motsvarar en energiproduktion av ca 600 kWh/m² absorbatoryta och år i Sverige. Detta innebär att man redan nu är på väg att utveckla solfångare som tangerar utvecklingspotentialen enligt Figur 3.2.13.

Vakuumröret utgör även ett utmärkt skydd för absorlator och reflektor, vilket är av vikt med hänsyn till den av oss förutsatta avskrivningstiden på 25 år.

En liknande utveckling pågår för plana, högeffektiva solfångare. I laboratorieförsök provas antikonvektionselement med bikake- eller flerskiktsstruktur med hög transmission och låg värmeförlustkoeffi-

cient. Även transparent isoleringsmaterial tas fram. Det förväntas att utvecklingen fortsätter på åttiotalet och att utveckling av plastmaterial och selektiva skikt för både absorbatör och konvektionshinder leder till plana solfångare med en effektivitet motsvarande utvecklingspotentialen.

Genom introduktion av lättviktskonstruktioner i solfångarens ramverk kommer solfångarnas vikt och kostnad att reduceras, så att de ekonomiska utvecklingsmålen med stor sannolikhet kommer att uppnås.

Strålningskoncentration

I Sverige finns det endast begränsad och inte särskilt god erfarenhet av högkoncentrerande system. Det svenska klimatet med hög diffus strålningsandel verkar att missgynna högkoncentrerande system. I (Ref 3.4) diskuteras erfarenheterna, främst från USA. Enligt flera bedömningar från såväl industri som forskningsinstitutioner anses att man kan uppnå låga kostnader för reflekterande system, dvs linjär parabol respektive central tornmottagare. Som exempel kan nämnas (Ref 5.8), med så låga kostnader som 1 500 kr/m² för centrala torn/heliostat-anläggningar. Inom överskådlig tid tror vi dock snarare på prisnivåer som anges i Tabell 5.5.2 (2 100 kr/m² för linjär parabol respektive 2 500 kr/m² för centralt torn). I området kring 100°C drifttemperatur kan dessa anläggningar i bästa fall bli lika effektiva som avancerade plana, selektiva solfångare och vakuumrörsolfångare. Det bedöms därför som osannolikt att dessa system kommer att användas i Sverige i samband med solfjärrvärme.

Därmed skall det inte sägas att det inte finns en betydlig utvecklingspotential i själva tekniken för koncentrerande system. Billiga lättvikts-speglar kommer troligen att utvecklas och även speglar med hög reflektionskoefficient under skyddande ytskikt kommer att tas fram. Med hjälp av mikrodatortekniken kan solföljningen bli effektiv och säker. Men kostnads målet 15 öre/kWh blir troligtvis svårt att uppnå. Med en energiproduktion enligt utvecklingspotentialen (Figur 3.2.13) krävs då en anläggningskostnad av ca 900 kr/m² för linjära parabol-speglar och 1 100 kr/m² för torn-heliostatsystem. Jämfört med dagens teknik måste anläggningskostnaderna alltså sänkas med ungefär en faktor 4, medan systemkostnaderna för plana solfångarenheter endast behöver reduceras med en faktor ca 1.5 - 2 (vid en energiproduktion enligt utvecklingspotentialen). Vi väntar oss alltså att en användning av högkoncentrerande system endast kan bli aktuell i ett ännu längre tidsperspektiv än det som betraktas i denna rapport.

Övrig systemteknik

En minst lika stor kostnad som för själva solfångaren utgörs av kostnader för montering, ihopkoppling och övriga anläggningsdelar (pump, värmewäxlare, kulvert, reglering) i en solfjärrvärmeanläggning. För att öka lönsamheten är utvecklingsarbete på dessa systemdelar lika viktigt som på själva solfångaren.

Beträffande solfångarnas uppställning övergår man mer och mer till ställningar som placeras på marken med en enkel förankring. Anläggningen utformas samtidigt så att markberedningen reduceras till ett minimum.

Ny rör- och kopplingsteknik samt storskaliga solfångare väntas avsevärt underlätta fältmontage. Bl a kommer diffusionstäta plaströr att utvecklas som kan förenkla ihopkoppling av solfångare. Flödet i solfångarkretsarna reduceras så att hela temperaturökningen åstadkoms vid ett enda kylmedelsomlopp. Detta resulterar i minskning av rörtvärsnitt och pumparbete.

Optimala driftstrategier utvecklas successivt och utnyttjas med hjälp av mikrodatorteknik. Aktiv flödes- och tryckkontroll medger att solfångarna kyls på ett optimalt sätt. Väderprognoser används för att välja drifttemperaturer, särskilt i samband med långtidslager. Färdiga anläggningslösningar i optimal storlek anpassad till en viss solfångartyp tas fram. Dessa anläggningsmoduler används för anläggningar av varierande storlek.

Hela pump- och kontrollenheten kan färdigmonteras i en container och uppställas så centralt som möjligt i solfångarfältet. Dränering av kylmediet kan bli ett attraktivt alternativ till frostskydd och minskning av nattförluster.

De ovan angivna exemplen utgör endast en illustration av vad som kan och borde göras för att uppnå lönsamma solfångarsystem. Man får arbeta igenom varje praktisk detalj, och genom provning verifiera vinsten med varje åtgärd. Det är här fråga om en kvalificerad och målmedveten teknikutveckling omfattande FoU, verifiering och utvärdering. Vi anser att utvecklingspotential och uppställt kostnadsmål inte kan uppnås utan ett sådant utvecklingsprogram.

6. FORSKNING OCH UTVECKLING

6.1 Allmänt

En relativt kort utvecklingsperiod har lett till en markant kostnadsminskning för solfjärrvärmeanläggningar. Upp till 10 % av oljeförbrukningen i många blockcentraler och fjärrvärmenät kan utan fördyringar ersättas av solvärme. Att solvärmetekniken under vissa omständigheter kan konkurrera med oljeförbränningen är ett anmärkningsvärt resultat av en kort utvecklingsperiod. Men tyvärr är detta inte tillräckligt för att motivera en vittomfattande introduktion av solfjärrvärme. Ledningen för ett fjärrvärmeverk eller ett fastighetsbolag kan inte förmås att införa ett nytt energislag med mycket låg täckning i sitt uppvärmningssystem om inte åtgärden innebär en ordentlig kostnadssänkning.

En omfattande utbyggnad av solfjärrvärmetekniken kräver att ett av följande mål uppnås:

- Tekniken baserad på direktinmatning av solvärme sommartid förbilligas ytterligare, så att den jämfört med oljeförbränning blir ett ekonomiskt attraktivt alternativ. Som kostnads mål ses ca 15 öre/KWh för solfångarfältet.
- Solfjärrvärmesystem med höga täckningsgrader, dvs system med säsongslager, kan utformas till kostnader jämförbara med oljeeldning.

Skillnaden mellan dagsläget, när direktinmatad solvärme i bästa fall kan produceras till en kostnad jämförbar med oljeeldning, och de skissade utvecklingsmålen bestämmer inriktning på de tillämpade högprioriterade forskningsinsatserna.

Solvärmeteknikens grundläggande forskning inriktas på att kartlägga de klimatologiska förutsättningarna för solvärme och hur tekniken skall utformas

för att optimalt anpassas till dessa förutsättningar. Konkret innebär detta att en kartläggning av instrålningens fördelning i tid, rum och våglängd genomförs. Denna grundläggande del av solenergiforskningen har varit eftersatt. Därför är det viktigt att det arbete som påbörjats med SMHIs utbyggda stationsnät för strålningsmätning fullföljs och att forskare, inom olika till solenergin relaterade forskningsområden, fortsätter att sammanställa och bearbeta SMHIs insamlade mätdata. Resultatet av dessa strävanden är av intresse både för aktivt och passivt solvärmeutnyttjande, för soleleteknik samt för värmepumpsteknik.

I nära anknytning till de meteorologiska mätningarna bör långtidsmätningar av funktionen hos olika typer av solfångare under svenska förhållanden genomföras. Denna typ av mätningar pågår redan på ett antal platser i landet, bl a i Studsvik och Älvkarleby. Det är av vikt att dessa mätningar fortsättes och kompletteras så att de fundamentalt olika solfångartyperna representeras heltäckande. I anslutning till dessa utvärderingar är det naturligt att undersökningar av hela systemfunktionen hos större och mindre solvärmeinstallationer genomförs. Härvid är syftet att få en övergripande kunskap om hur solfångarfunktion, systemutformning och driftstrategi samverkar med de meteorologiska grundförutsättningarna.

Med väl kända kunskaper om instrålningens fördelning och solvärmesystemens funktion kan representativa simuleringsmodeller av systemen utvecklas. Dessa modeller kan användas för att förstå och utveckla systemen samt för att optimera deras reglering och utformning.

Sammanfattningsvis kan forsknings- och utvecklingsinsatserna indelas i två huvudområden:

- Tillämpade forskningsinsatser av hög prioritet för att utveckla lönsamma solfångare och systemlösningar.
- Grundläggande forskning för att klarlägga de meteorologiska förutsättningarna för användning av solvärme i svenskt klimat samt hur tekniken effektivast skall anpassas till förutsättningarna.

Inom dessa huvudområden kan bl a följande angelägna forskningsuppgifter definieras.

6.2 Lönsamma solfångare och system

6.2.1 Verkningsgradsförhöjande åtgärder för solfångare

Prestanda hos solfångarna kan enligt vad som diskuterades i avsnitt 5.6 förbättras genom att öka transmissionen hos glasningen, maximera strålningsinsamlingen hos absorbatoren eller förbättra värmeisoleringen mellan absorlator och omgivning. Förbättringspotentialen är ca 50 - 100 % jmf med dagens teknik. En analys av existerande solfångare visar att bl a antireflexbehandling av glasning, utformning av effektiva transparenta isoleringar samt utveckling av selektiva absorbatörer med effektiv värmeöverföring till kylmediet är mycket angelägna forskningsuppgifter. En teoretisk och praktisk analys av möjligheterna att öka instrålningen mot plana solfångare med hjälp av diffusa eller speglade reflektorer är även den mycket angelägen.

6.2.2 Långtidstestning av material och konstruktion

Långtidsstabiliteten hos de använda komponenterna måste kunna undersökas och garanteras. Detta blir

särskilt viktigt i avancerade konstruktioner där nya material i solfångaren och dess absorbator, t ex nya selektiva ytor, antireflexbehandlade glas och transparent isolering av plastfolie används. Relevanta provningsmetoder för att garantera livstider på 25 år bör utvecklas.

6.2.3 Kostnadsreducerande åtgärder vid konstruktion, produktion och installation av solfångare

Allt nytänkande som bidrar till att solvärmetekniken kan förbilligas har hög prioritet och bör stödjas. Detta gäller oavsett var i utvecklingsledet från konstruktion till markberedning/montagearbete som nytänkandet sker.

6.2.4 Utformning av enkla, billiga systemlösningar med eller utan säsongslager

Kostnadsreduceringen avseende själva solfångaren får ingen genomslagskraft om inte den kompletteras med motsvarande åtgärder vad gäller tillhörande VVS-system och lagerutformning.

Det är viktigt att okonventionella systemutformningar får möjlighet att provas. Det pågående forskningsarbetet om egenskaper hos olika typer av stora lager bör kopplas ihop med solfångartekniken.

6.2.5 Demonstrationsanläggningar

Demonstrationsanläggningar har visat sig vara av stort värde vid introduktion av ny teknik. Försöksdrift i stor skala är nödvändig för att bedöma mognadsgraden av produkter och idéer som väl fungerade i mindre system. I större anläggningar kan dock dyka upp ytterligare problem som förorsakas genom samverkan av komponenter med olika

tidskonstanter, material m m. Det nytänkande som tas fram inom solfångar- och systemtekniken bör således samlas upp och verifieras i demonstrationsanläggningar, som allt efter behov kan uppgå till flera stycken per år. Samtidigt ger man industrin möjlighet att införa nya idéer i en skala som tillåter tillämpning av rationella verkstadsmetoder vilket är viktigt ur lönsamhetssynpunkt. Storleken på anläggningarna kan variera mellan några 100 m² till några 1 000 m², alltefter risk och nyhetsvärde. Denna satsning på demonstrationsanläggningar avses utgöra ett lågnivåalternativ i forskningssyfte, till skillnad från den i avsnitt 7 föreslagna forcerade teknikintroduktionen.

6.2.6 Mätning och utvärdering

Det ovannämnda byggandet av demonstrationsanläggningar kräver fortsatta mät- och utvärderingsinsatser. Målsättningen för utvärderingen är att bidra till det kunskapsförvärv som ska leda till en förbättring av solvärmetekniken. Det är därför viktigt att mätgrupperna har nära kontakt med driften så att systemfunktionsanalyser kan genomföras utan större dröjsmål. Det vore fördelaktigt att mätuppdragen samlas på ett fåtal händer med liknande sätt för bearbetning och presentation av data och med möjlighet till simultansimulering och driftövervakning av undersökta anläggningar. Detta underlättar jämförandet av resultat från olika solfångaranläggningar, samt säkerställer att anläggningarna fungerar så bra som möjligt. Dessutom utnyttjas då de betydande kunskaperna beträffande mätsystem, mätprogram och givare, som de senaste åren på dessa områden har byggts upp, på det mest effektiva sättet.

6.2.7 Introduktion av solfjärrvärme i samhället

Insatser bör förordnas för att på övergripande sätt utreda de krav som ställs på samhällets medverkan för att införa solvärmetekniken i stor skala. Detta inkluderar fysisk planering hos kommunerna, lagstiftningsfrågor, skattetekniska frågor såsom momsreducering, planverkets eventuella krav på systemutförandet, finansieringsfrågor, försäkring, ansvarstagandet, garantier, m m. Behandling av många av dessa frågor, t ex prioritering av lämpliga markområden, kan p g a politisk känslighet ta mycket tid i anspråk. Tiden är mogen nu att ta itu med dessa frågor, för att skapa rutiner enligt vilka solfjärrvärmesystem kan tillämpas kommersiellt.

6.3 Solenergi i svenskt klimat

6.3.1 Kartläggning av instrålningsförhållanden

Registrering av instrålning mot ytor av olika lutning utspridda i ett stationsnät

Detta arbete som påbörjats av SMHI är av största vikt när potentialen för användning av solenergi skall bedömas. Därför är det nödvändigt att arbetet får en långsiktig fortsättning.

Kartläggning av den diffusa strålningens vinkelfördelning

För att rätt kunna bedöma hur en "svensk" solfångare skall konstrueras är det nödvändigt att en detaljerad kunskap om instrålningens vinkelfördelning är känd. Denna kunskap är framförallt värdefull när konstruktioner som på olika sätt riktar eller koncentrerar strålningen skall bedömas. Idag föreligger bristfälliga kunskaper om diffusstrålningens karakterisering både för solvärme-, solel- och framförallt för byggnadstekniska konstruktioner.

Registrering av instrålningens våglängdsfördelning

Vid användning av komponenter som på olika sätt är spektralt känsliga är det viktigt att känna till strålningens våglängdsfördelning under olika väderlekstyper. Denna typ av information som är viktigare för solcellstekniken än för solvärmetekniken har nästan inte samlats in alls i Sverige.

Modellering av strålningens fördelning i tid och rum

Med samlade väl dokumenterade kunskaper om instrålningen finns goda förutsättningar att utforma modeller för instrålningen, som kan användas vid konstruktion av solfångare eller vid simulering och prognostisering av solenergisystem.

6.3.2 Driftegenskaper hos solfångare

Testdrift och jämförelse av funktionen hos olika typer av solfångare i svenskt klimat

Det är mycket värdefullt att utifrån grundläggande kunskaper av strålningens karaktär jämföra funktionen hos olika typer av solfångare. I begreppet olika typer ingår då solfångare som ur optisk synpunkt växelverkar på varierande sätt med strålningen. Det är därvid viktigt att de olika solfångarna verkligen representeras heltäckande och att mätningarna kombineras med goda strålningsmätningar. Den information som extraheras ur dessa mätningar bör kunna användas till att på ett grundläggande sätt välja ut solfångare anpassade för svenska förhållanden.

Undersökning av beläggnings inverkan på effektiviteten

Det är välkänt att beläggningar av snö, is och smuts nedsätter prestandan hos solfångare. Det har emellertid inte genomförts några mätningar,

som i detalj dokumenterar beläggningarnas inverkan. Det innebär att man vid projekteringar av anläggningar har svårt att ta hänsyn till hur dessa effekter påverkar installerad solfångaryta. Man vet inte heller vilka åtgärder som är ekonomiskt och tekniskt motiverade för att hålla solfångarna rena. Sammantaget finns det alltså starka skäl att genomföra ett mätprogram, som för olika solfångartyper undersöker inverkan av försmutsning och nedisning på solfångarens funktion.

6.3.3 Driftgenskaper hos solvärmesystem

Växelverkan mellan meteorologi, solfångare och system

Nästa steg i undersökningen av växelverkan mellan solenergi, teknik och klimatologiska förutsättningar innebär att även system, reglering och lager inkluderas. Detta kan inledningsvis utföras i modeller, där varierande typer av system kan simuleras beräkningsmässigt. Det är vidare väsentligt att i utvärderingen av befintliga system, sträva efter att separera funktionerna hos olika delar av systemet, så att fungerande eller icke fungerande delar av det totala systemet kan särskiljas. När ett eventuellt stöd till uppförande av nya stora solvärmeanläggningar övervägs är det viktigt att krav ställs på att de skall innehålla nytänkande eller vara kunskapsuppbyggande inom systemområdet.

Utveckling av modeller för simulering, optimering och prognos

Med kända dokumenterade kunskaper om instrålningens fördelning och funktion hos solfångare och system kan komplexa beräkningsmodeller utvecklas som väl beskriver stora solvärmeanläggningar. Denna typ av

modeller, som företrädesvis byggs upp inom högskolor och forskningsstationer, utvecklas med målsättningen att dimensionera och optimera olika typer av system.

Parallellt härmed är det viktigt att enklare analytiska beräkningsmetoder utvecklas, vilka är enklare att förstå och utnyttja. Denna typ av modeller bör vara utformade så att de ger en intuitiv förståelse för tekniken och att de kan användas utan tillgång till stora datorer.

6.4 Internationellt samarbete

Samarbete genom IEAs regi pågår inom flera arbetsgrupper, och särskilt inom IEA annex VII för solfjärrvärme. Även bilateralt samarbete med olika länder förekommer. På området solfjärrvärme har Sverige ett försprång framför andra länder och gäller som världsbäst beträffande systemkostnader med och utan säsongslager. Inom vissa teknikområden och på analysidan har Sverige haft stor nytta av detta samarbete. På sikt förväntas detta samarbete vara av värde för export av svensk fjärrvärme-, solvärme- och lagringsteknik. Det ovan förslagna forskningsprogrammet bör även ses mot bakgrunden av detta samarbete och med hänsyn till den reputation som våra insatser hittills har uppnått. En fortsättning av detta samarbete gynnar även svensk industri som behöver en stor marknad som inkluderar utlandet för att kunna leverera till låga kostnader inom landet.

7. FORCERAD UTVECKLING AV SOLFJÄRRVÄRME SOM ENERGIRESURS

Låt oss utgå från antagandet att vi år 2010 skall producera 10 TWh med solfjärrvärmesystem (inkluderande gruppcentraler). Denna solandel till fjärrvärme, som motsvarar ca 20 % av den enligt prognosen förväntade fjärrvärmeproduktionen, utgör då ett viktigt bidrag till alternativ energiproduktion när kärnkraften avvecklas och övriga fossila bränslen måste användas med återhållsamhet. Vi förutsätter att solfångarna då har blivit så effektiva att vi klarar produktionsmålet med totalt ca 15 miljoner m² solfångare installerade. När skall utvecklingen börja, hur skall den se ut och hur blir lönsamheten för solvärmesystem? Nedan beskrivs ett scenario för en möjlig utveckling.

7.1 Scenario

Scenariots förutsättningar är att FoU för solfjärrvärmesystem fortsätter och att en industri byggs upp som utvecklas starkt till en början (tillväxtexponent 1.5, startproduktion 10 000 m²) för att mot slutet av perioden uppnå en produktion av ca 1,4 miljoner m² solfångare per år utan ytterligare tillväxt. De första 10 åren anses vara en inlärningsperiod där solfångare och solvärmesystem utvecklas mot hög effektivitet och låga kostnader. Vidareutvecklingen efter denna period blir långsammare (se Figur 7.1 och Tabell 7.1) och avstannar successivt.

Figur 7.1 visar antagna tillväxtexponenter, specifik energiproduktion, specifik solenergikostnad och årlig tillverkningskvot för solfångare för att uppnå en årlig energiproduktion av 10 TWh år 2010. I Tabell 7.1 redovisas de uppnåeliga årliga respektive ackumulerade energimängderna och investeringsbehoven fram till år 2010. Värdet av den producer-

ade energin är satt till 15 öre/kWh, motsvarande värdet för förädlade inhemska bränslen respektive ett värde, där ett solenergisystem kompletterat med årslager (som inte är medräknat i kostnads-kalkylerna, och vars värde beräknas till 7 öre/kWh producerad solenergi) bedöms vara lönsamt.

Energiåterbetalningen och nettoinvesteringsbehovet (som lån) är också redovisade. Kalkylen är baserad på 25 års avskrivningsvärde och 7.1 % annuitet, i fast penningvärde (1983).

Tabell 7.1

Solfångarproduktion, energiproduktion och investeringsbehov för en solfjärrvärmeindustri i Sverige år 1990 - 2010, 1983 års penningvärde

År		1990	1995	2000	2005	2010
Tillväxtexponent		1.50	1.35	1.20	1.10	1.00
Årsproduktion	1 000 m ² /år	75	340	847	1360	1420
Ack install solf area	Mm ²	0.12	0.88	3.41	8.58	15.50
Spec energiproduktion	kWh/m ²	500	570	625	645	650
Total Årsproduktion	GWh	56	480	2080	5490	10000
Ack energiproduktion	GWh	130	1360	7930	28070	68370
Årligt investeringsbehov	Mkr	93	390	900	1400	1400
Ack investeringsbehov	Mkr	160	1080	3860	9150	16380
Värde av ack energiproduktion vi 15 öre/kWh	Mkr	20	204	1189	4210	10255
Netto kapitalbehov	Mkr	140	876	2671	4940	6125
Arbetsstillfällena (150 000 kr per manår)		600	2600	6000	9300	9300

Det bör tilläggas att energiinvesteringar i produktion av solfångarsystem, kan sättas till ca 1 MWh/m² (Ref 7.1). Årsproduktionen år 2010 kräver då ca 1.4 TWh i energi, varav ca 1 TWh el och 0.4 TWh termisk. Energiinvesteringen utgör således då ca 14 % av den av alla solvärmesystem samma år producerade energin.

Av de i Tabell 7.1 angivna värdena kan följande slutsatser dras:

- För att undvika alltför drastisk tillväxttakt måste uppbyggnad av en inhemsk solfångarindustri börja omedelbart.
- Trots att solfjärrvärmeutbyggnaden börjar 1985 ligger scenariot lägre än den i avsnitt 2.7 indikerade potentialen för år 2000 (2.1 TWh av 4.4 möjliga).
- Ökningstakten ger oss tillfälle att i början bygga ett flertal mindre anläggningar för att sprida risken och utveckla olika solfångartyper och att lära sig deras användning.
- I perioden mellan 5 och 10 år efter starten uppnås en produktionsvolym som passerar massproduktionströskeln ($\sim 50\,000\text{ m}^2/\text{år}$) för flera typer av plana solfångare).
- I perioden mellan 10 och 15 år överskrider produktionströskeln för vakuumsolfångare. Båda plana, effektiva och vakuumrörsolfångare kan alltså ingå i solenergimixen.
- Enligt Figur 7.1 passerar solfångarsystemen 1994 lönsamhetsgränsen 2.1 kr/kWh (med en annuitet av 7.1 %). Från denna tidpunkt är solenergin fullt lönsam, mot slutet av perioden ligger investeringskostnaden vid ca 1.5 kr/kWh, motsvarande en återbetalningstid på 10 år.
- Tack vare energiproduktionens penningåterflöde behövs endast ca 6 miljarder kronor som maximalt kapitallån mot slutet av perioden.

- Den uppbyggda solfångarindustrin omsätter ca 1.4 miljarder kronor/år och ger ca 9 000 arbetstillfällen. Den årliga energibesparingen motsvarar ca 1.25 Mtoe som fördelas på olja, kol, inhemska bränslen och el.

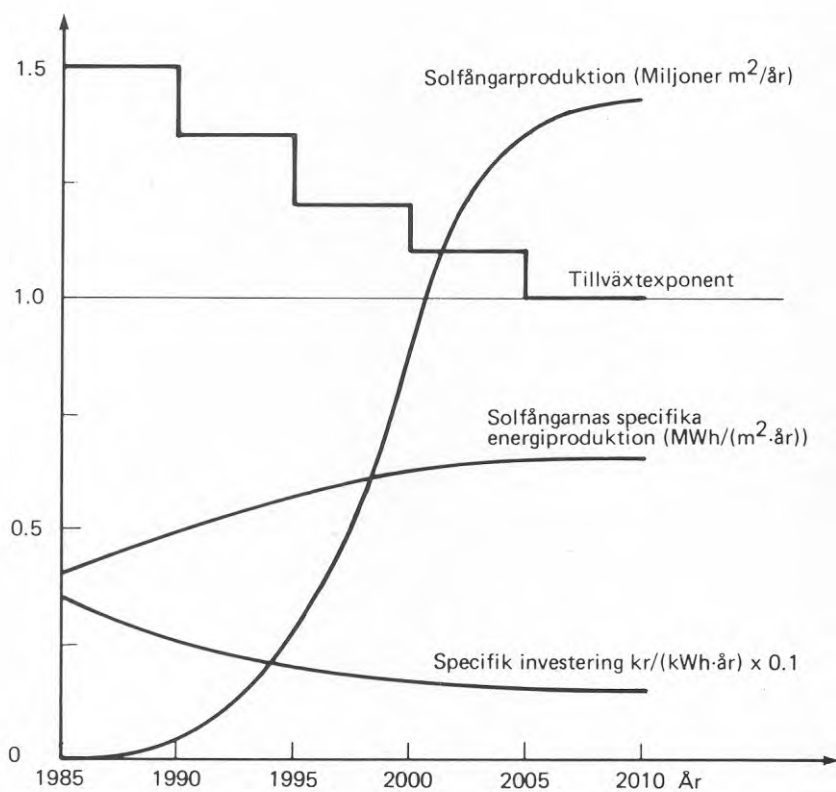
Den ovan angivna modellen visar inte vad som händer efter år 2010. Den uppbyggda produktionen kan väntas gå dels till ersättning av de anläggningar som har tjänat ut, dels till fortsatt nybyggnation (t ex för industriella tillämpningar) samt till export. I princip är dessa resurser tillräckliga för att fördubbla solvärmekapaciteten efter en ytterligare 25-årsperiod.

7.2 Förslag till handlingsprogram

Ovanstående scenario är baserat på följande förutsättningar:

- Solfångartekniken kan utvecklas genom målmedveten FoU till högre effektivitet och lägre kostnad.
- Lagringstekniken, som inte behandlas här, kommer också att uppfylla lönsamhetskraven.
- Jämförelseenergipris är 15 öre/kWh, vilket väntas vara fallet vid ungefär samma tidpunkt vid vilken solfjärrvärmsystem når denna gräns.
- Det finns ett intresse från samhällets sida att solvärmetekniken introduceras i en skala som är av betydelse för energiförsörjningen.

Detta sistnämnda intresse kan manifesteras t ex genom bildandet av ett företag "SWESOL", med målsättningen att leverera och driva solfjärrvärmsanläggningar. Som regel borde "SWESOL" äga anläggningar och sälja energin till fasta priser, såsom sker i vissa fall nu i Förenta Staterna (Ref 7.2).



Figur 7.1

Teknikutveckling enligt scenariot för en solfjärrvärmeindustri i Sverige år 1985 - 2010

Intressenter i företaget kan vara industri, energiverk, kraftföretag, forskningsbolag, hyresföretag m fl. Staten deltar som delägare och/eller som borgenär för det inlånade kapitalet. Till en början behövs det dessutom några statliga stödåtgärder som t ex momsbefrielse eller lönsamhetsgarantier. Detta statliga engagemang kan med stigande lönsamhet successivt avvecklas.

Syftet med bolagsbildandet är att få en effektiv organisation för upphandling och drift av solvärme-systemen med kompetens för teknikbevakning, ekonomi, upphandling, installation och drift. SWESOL köper från tillverkande industri direkt enligt jämförbara marknadspriser för olika fabrikat. Jämförelsebasis är dels provningscertifikat för solfångare, dels etablerade simuleringsmodeller för årsberäkningar. Vissa kriterier för uppskattning av livstider måste dessutom vara uppfyllda. SWESOL svarar dessutom för att driften sker på bästa sättet, antingen i egen regi eller med hjälp av kontrakterade företag.

I princip skall SWESOL vara så stort som möjligt, men regionala eller kommunala avdelningar inom företaget kan underlätta de lokala åtagandena, som skötsel, drift, projektering m m. Alternativt kan SWESOL kontraktera lokala VVS- eller konsultföretag för att sköta dessa uppgifter.

Vi som arbetade med denna rapport tror på en framtid för solvärme och solenergi i Sverige. Vi tror att solfångare och solvärmeanläggningar kan bli lönsamma. Vi anser att om ett kg bil, som utgör en mycket sofistikerad produkt, kostar ca 20 - 30 kr/kg i tillverkning, så borde samma eller ännu lägre kostnad kunna uppnås för en enkel, orörlig solfångare. Skillnaden är dock att bilen har miljardtals utvecklingstimmar

bakom sig, gentemot solvärmetekniken är förhållandevis ung. Vad som fordras är att tänka målmedvetet i detta sammanhang. På grund av tröskel-effekten vid introduktion av solvärmesystem är det väsentligt att snabbt uppnå lönsamma produktionsvolymer samt att undvika bakslag i form av ineffektiva eller dåligt skötta projekt.

Ovan skisserade lösning med SWESOL - eller liknande konstruktioner - kan med visst stöd från staten bli begynnelsen till utnyttjandet av en outtömlig energikälla, som inte endast är en hobby för intresserade villaägare, utan som utgör en energiproduktionsenhet med säker nisch inom en mix av olika energikällor.

REFERENSER

- 2.1 Svenska Värmeverksföreningen
Statistik, 1981.
- 2.2 Potential for using alternative technologies in Sweden.
Report prepared for BFR by RPA and K-Konsult.
April 1982.
- 2.3 MARGEN, Peter m fl
Stora värmesystem.
BFR-rapport R:20:1982.
- 2.4 Solfångare som bullerskydd.
Projektförslag.
Gatukontoret, Göteborg, 1983.
- 2.5 GRANSELL, Hans, GRYNBLAT, Jerzy och JOHANSSON, Bertil
Förutsättningar för solfjärrvärme.
BFR-rapport, 1983.
- 2.6 Svenska Värmeverksföreningen
Bränsleplan -81.
- 2.7 NORDMARK, Bengt; HULTMARK, Göran
Privat meddelande
- 3.1 DAHLGREN, Lars
SMHI - statistik, 1982.
- 3.2 ZINKO, Heimo, CHOUARD, Philip
A model calculation of the utilizable solar energy in Sweden.
Electricité de France, HE 112 NS 1131, 1982.
- 3.3 TAESLER, Roger
SMHI - statistik, 1981.
- 3.4 BANKSTON, Charles et al
Solar collector systems for central solar heating plants.
IEA-Task VII, subtask 1b. (1983).
- 3.5 HOTTEL, H C och WHILLIER, A
Transactions of the Conference of the Use of Solar Energy, 2, Part 1, 74, University of Arizona Press, 1958. "Evaluation of Flat-Plate Collector Performance.
- BLISS, R W
Solar Energy, 3, 55, No 4 (1959). "The Derivations of Several 'Plate Efficiency Factors' Useful in the Design of Flat-Plate Solar-Heat Collectors."

- 3.6 KARLSSON, Björn
Intern rapport. Älvkarleby, 1984.
- 4.1 PERERS, Bengt, ZINKO, Heimo och HOLST, Per
Analytical model for the dayly energy input/output relationship for solar collector systems.
Studsvik Technical Note, EI-84/94, 1984.
- 4.1.1 ALMQVIST, Per
Solfångaranläggning vid kvarteret Apotekaren.
Delrapport om utförande och idrifttagning.
Stockholms Energiverk.
Intern rapport, 1981.
- 4.2 HULTIN, Steven R and DUFF, William S
Proposed Approach for Comparing Evacuated Tube Collector Installation Results.
Solar Energy Applications Laboratory.
Colorado State University, August 1983.
- 4.2.1 KJELLSON, Elisabeth et al
Solar district heating with evacuated collectors. First year experience of the Knivsta plant.
BFR-D10:1982.
- 4.2.2 KJELLSON, Elisabeth
Solfångaranläggning vid Knivstaverket.
Lägesrapport November 1982.
UKAB. Intern rapport.
- 4.3 KJELLSON, Elisabeth
Suntec - rörlig linjefokuserande solfångare.
UKAB. Intern rapport, 1982.
- 4.4.1 ZINKO, Heimo, ERIKSSON, Leif
Experimentgården för solfångare i Studsvik.
Studsvik Report, 83/5, 1983.
- 4.4.2 LUTHMAN, Kurt
Koncentrerande solfångare i plastkupol.
Studsvik Report, 83/160.
- 4.4.3 WALLETTUN, Håkan et al
Experimentgården för solfångarsystem i Studsvik - resultatrapport för ett driftår.
Studsvik arbetsrapport EI-84/25.
- 4.5 KARLSSON, Björn
Vattenfalls Älvkarlebylaboratoriet, Mätresultat, 1984.

- 4.6 Södertörnfjärrvärme AB - BFR
Solar energy in a district heating system. The research and development installation in Skogås.
BFR-G2:1982.
- 4.7 JULÉN, Barbro och LARSSON, Per-Göran, Mätcentralen, Lund.
LINDHOLM, Bo och PERSSON, Lars, Kraftvärmeverket, Malmö.
Solvärmeanläggning vid Heleneholmsverket i Malmö. 1982.
- 4.8 KARLSSON, Nils-Göran, HÅKANSSON, Rune och ZINKO, Heimo
Solfjärrvärme - Testanläggning i Södertörn.
Anläggningsbeskrivning och erfarenheter från idrifttagning.
BFR-rapport R84:1983.
- 4.9.1 GABRIELSSON, Erik, LUDVIGSON, Birger och DALENBÄCK, Jan-Olof
Solvärmecentraler i Studsvik, Lambohov och Ingelstad. Sammanfattade erfarenheter fram till årssiftet 1980/81.
BFR R53:1981.
- 4.9.2 JILAR, Torbjörn
Solenergiteknik för stora anläggningar, solvärmecentralen utan värmepump i Ingelstad.
Chalmers, 1984:1.
- 4.10 BERNESTÅL, Anders, HULTMARK, Göran
Solvärmekompletterat fjärrvärmesystem för Torvallaområdet i Östersund.
Förstudie.
BFR-rapport R13:82.
- 4.11 ÅSTRAND, Lars, KJELLSON, Elisabeth
Lyckeboprojektet.
UKAB. Intern rapport, 1983.
- 5.1 Markvärme - utvinning och lagring.
Slutrapport från BFRs markvärmegrupp.
GU:1984.
- 5.2 Värmepumpar. Underlag för BFRs verksamhetsplan 1984 - 87. 86 s. G17:1983.

- 5.3 KUTSCHER, C, DAVENPORT, R, DOUGHERTY, D, GEE, R, MASTERSON, P, MAY, E
Design Approached for Solar Industrial Process Heat Systems: Nontracking and Line-Focus Collector Technologies. SERI/TR-253-1356. Solar Energy Research Institute: Golden, C G. 1982 (Aug).
- 5.4 MEYER, R D
Energy Transmission System Heat Losses. SAND 82-1138. Albuquerque, NM: Sandia National Laboratories. 1982 (Oct).
- 5.5 ACS Symposium: Polymers in Solar Energy Applications, 1983.
- 5.6 PHILIPS. Privat meddelande.
- 5.7 BRACCO, D et al
High Performance Solar Energy Collection. GTE Research Laboratories, Inc, Mass, 1982.
- 5.8 TILTON, B E, KELLER, G L and LACHER, P J
Application of Central Receivers to Solar Utilities in Canada. McDonnell Douglas Corporation. MDC G7883. July, 1979.
- 7.1 ZINKO, H and HEDMAN, H
Solenergitillämpningar inom industrin. Studsvik Report E3-80/19.
- 7.2 T ex ARCO Power Systems; Luz Engineering Cooperation; La Jet Energy Company.

Byggforskningsrådet har av regeringen fått i uppdrag att ta fram underlagsmaterial inför omprövning av gällande riktlinjer för energipolitiken och energisparverksamheten i byggnader.

Resultatet av detta arbete redovisas i Byggforskningsrådets skrift G26:1984 — ENERGI 85. Energianvändning i bebyggelse. I arbetet har ett antal expertgrupper varit verksamma. Deras resultat, som utgör ett viktigt underlag för ENERGI 85, redovisas i följande rapporter:

- M84:8 Nikolay Tolstoy, Christer Sjöström & Tommy Waller — **Bostäder och lokaler från energisynpunkt** (Utgivet som Meddelande från Statens institut för byggnadsforskning, Gävle)
- R131:84 Lee Schipper — **Internationell jämförelse av bostädernas energiförbrukning**
- R132:84 Lars-Göran Carlsson — **Energianvändningen i bostäder och lokaler 1970—82**
- R133:84 Hans Erik Forsell & Jan Nöid — **Energisparande i statliga myndigheter m fl**
- R134:84 Bostadsstyrelsen — **Bostadsstyrelsens lån- och bidragsgivning till energisparåtgärder i bostäder m m**
- R135:84 Statens planverk — **Utvärdering av bestämmelserna om energihushållning i svensk byggnorm — effekterna på nya byggnader**
- R136:84 Sten-Ivan Bylund & Jan Lindelöf — **Energisparinformation från byggforskningsrådet, bostadsstyrelsen och planverket 1978—84**
- R137:84 Ulf Lilliengren & Folke Peterson — **Effektiva uppvärmningssystem**
- R138:84 Lennart Thörnqvist & Bo I Olsson — **Energisparande inom fjärrvärmda områden**
- R139:84 Tore Hansson, Anders Nilson & Claes-Göran Stadler — **Energisparteknik i befintlig bebyggelse**
- R140:84 Gunnar Anderlind, Claes Bankvall & Karl Munther — **Energibehov i nya byggnader**
- R141:84 Gunnar Essunger & Håkan Andersson — **Förutsättningar för genomförande av energisparåtgärder i befintlig bebyggelse**
- R142:84 Hans Alfredson — **Kunskap om energisparåtgärder**
- R143:84 Anders Nilson, Lars Bäck, Magnus Fischer & Claes-Göran Stadler — **Energisparmöjligheter i befintlig bebyggelse**
- R144:84 John Gajland — **Energisparande vid alternativa förutsättningar**
- R145:84 Folke Peterson, Stefan Sandesten — **Solvärmt tappvatten**
- R146:84 Per Isakson, Knut-Olof Lagerkvist — **Solsystem för uppvärmning och varmvatten med korttidslager**
- R147:84 Erik Wahlman m fl — **Sol till fjärrvärme och gruppcentraler**
- R148:84 Enno Abel — **Solvärmesystem med årslagring**
- R149:84 Kjell Larsson m fl — **Gruppcentraler — nuläge och utvecklingsmöjligheter**
- R150:84 Carl Mattsson m fl — **Energisystem behandlade i SOL-85 modellen**
- R151:84 Ilja Cordi, Göran Lundgren — **Strategier och scenarios använda i SOL-85 modellen**
- R152:84 Anders Göransson, Peter Wennerhag m fl — **Bebyggelsedata för energiplaneringen — Underlagsrapporter**
- D21:84 Kirtland Mead et al — **SOLAR 85. Simulation modelling**
- D22:84 Anthony Hardacre — **Solar energy research outside Sweden**

Dessa rapporter beställs genom Svensk Byggtjänst, Box 7853, 103 99 Stockholm, tel 08/730 51 00.

Art.nr: 6704147

**Abonnemangsgrupp:
W. Installationer**

**Distribution:
Svensk Byggtjänst, Box 7853
103 99 Stockholm**

R147: 1984

ISBN 91-540-4216-X

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Cirka pris: 55 kr exkl moms