



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**

**R24:1988**

**Storskalig solvärmeteknik i  
Sverige**

**Systemuppbyggnad och dimensionering**

**Jan-Olof Dalenbäck**

**Bygghälsöforskningsrådet**

R24:1988

STORSKALIG SOLVÄRMETEKNIK I SVERIGE

Systemuppbyggnad och dimensionering

Jan-Olof Dalenbäck

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 850420-5 från Statens råd för byggnadsteknik till Chalmers tekniska högskola, Avdelningen för installationsteknik, Göteborg.

## REFERAT

I forskningssyfte har flera solvärmeanläggningar med säsongslager uppförts i Sverige. För att få en bred kunskap om olika anläggningstyper har de byggts med olika tekniska lösningar i olika storlekar, och följts upp systematiskt. De erfarenheter man fått från dessa anläggningar tillsammans med erfarenheterna från andra större projekt har medfört att man i Sverige idag byggt upp ett internationellt sett unikt och väl verklighetsförankrat kunnande.

Syftet med experimentbyggnadsprojekten är att de ska vara forsknings-, utvecklings- och demonstrationsprojekt. Forskning och utveckling kring solvärme med säsongslager har idag kommit mycket långt när det gäller solfångarfält och systemlösning. När det gäller värmelager är byggtekniken för oisolerade berggrum redan tidigare väl etablerad, medan konstruktion av och material i isolerade värmelager kräver fortsatt utveckling för att tillräckligt låga anläggningskostnader ska kunna erhållas.

Ett stort antal beräkningar för studier av solvärmeanläggningar med säsongslager presenteras i rapporten. Systemutformning och dimensionering som föreslås i rapporten är direkt baserad på erfarenheter från och forskning kring de befintliga anläggningarna.

Tankegångarna och analyserna i den här rapporten är i allt väsentligt utvecklade inom arbetet med två av anläggningarna, Ingelstad och Lambohov. Rapporten i sig är emellertid inte inriktad på dessa anläggningar utan på hela det svenska forskningsprogrammet för solvärme med säsongslager. Syftet är att sammanfatta detta forskningsprogram och att redovisa en del väsentliga systemtekniska erfarenheter som kan utvinnas ur det.

Denna rapport är en nationell rapport inom IEA SH&C delprogram VII, fas 3, och ges ut på engelska som Document D6:1988, från Statens råd för byggnadsforskning.

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

Denna skrift är tryckt på miljövänligt, oblekt papper.

R24:1988

ISBN 91-540-4864-8

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Svenskt Tryck Stockholm 1988



## INNEHÅLL

1	INLEDNING OCH SAMMANFATTNING	1
2	BEFINTLIGA ANLÄGGNINGAR	7
2.1	Studsvik	18
2.2	Lambohov	21
2.3	Ingelstad Ia	24
2.4	Ingelstad Ib	27
2.5	Lyckebo	30
2.6	Anläggningar utanför Sverige	33
3	PLANERADE PROJEKT	37
3.1	Södertuna	40
3.2	Malung	41
3.3	Ingelstad II och Kronhjorten	41
3.4	Särö	42
3.5	Kungälv	43
3.6	Sundby	43
3.7	Planerade projekt utanför Sverige	44
4	SYSTEMUPPBYGGNAD OCH DIMENSIONERING	45
4.1	Anläggningstyper	49
4.1.1	Solfångarsystem	50
4.1.2	Värmelager	53
4.2	Dimensionering	56
4.2.1	Värmetäckningsgrad	59
4.2.2	Solfångararea	62
4.2.3	Lagervolym	64
4.2.4	Tillsatsvärmeanläggning	65
4.3	Anläggning med värmepump	68
4.4	Systemlösning	73
4.4.1	Solfångarkrets	73
4.4.2	Inlagrings- och urlagringsystem	76
4.4.3	Förbikoppling av lagret	86
4.4.4	Tillsatsvärme till lagret	87

5	DATORSIMULERING	89
5.1	Jämförelse med mätningar	93
	5.1.1 Lambohov	96
	5.1.2 Ingelstad Ib	101
	5.1.3 Lyckebo	107
5.2	Referensanläggning i södra Sverige	112
	5.2.1 Olika systemlösningar	116
	5.2.2 Annan karaktär hos värmelasten	132
	5.2.3 Sammanställning	134
5.3	Anläggning i norra Sverige	136
6	ANALYS AV BEFINTLIGA ANLÄGGNINGAR	141
6.1	Studsvik	142
6.2	Lambohov	143
6.3	Ingelstad Ia och Ib	145
6.4	Lyckebo	152
7	DISKUSSION KRING PLANERADE PROJEKT	159
7.1	Solfångarsystem	160
7.2	Systemlösning	162
7.3	Värmelager för stora värmecentraler	162
7.4	Värmelager för mindre och medelstora värmecentraler	162
8	EKONOMISKA FÖRUTSÄTTNINGAR	165
8.1	Solfångarsystem	169
8.2	Värmelager	171
	LITTERATUR	173

## FÖRORD

Avdelningen för installationsteknik vid Chalmers Tekniska Högskola har sedan 1979 arbetat med mätningar i och utvärdering av experimentbyggnadsprojekt inom området större värmepumpar och större solvärmeanläggningar. Bland annat har avdelningen på uppdrag av Byggnadsforskningsrådet genomfört omfattande mätprogram i, följt upp driften av och utvärderat de två solvärmecentralerna Ingelstad och Lambohov.

I samband med detta arbete utvecklades beräkningsmodeller för analys av funktionen i dels olika anläggningsdelar, dels anläggningarna i deras helhet. En väsentlig del av utvärderingsarbetet har bestått i beräkningsmässig analys av systemen och simulering av olika systemvarianter och dimensioneringsalternativ. Härvid har även stor vikt lagts på att systematiskt prova beräkningsresultat mot de resultat som mätningarna i projekten gett. Därmed har det varit möjligt att utveckla beräkningsmodeller med stark verklighetsanknytning.

I både Ingelstad- och Lambohovanläggningen gjordes omfattande ombyggnader efter den första mät- och utvärderingsperioden. Förändringarna av anläggningarna grundades på erfarenheter från driften, analyser av mätresultat och beräkningar och ledde till betydligt förbättrad funktion och prestation. Genom de här ombyggnaderna erhöles ytterligare systemalternativ som kunde användas för verifiering av beräkningsmodellerna.

Arbetet med Ingelstad- och Lambohovanläggningen har bidragit till en betydande kunskapsuppbyggnad inom området solvärme med säsongs-lager. Denna utgör bakgrunden till ett nytt solvärmeprojekt, Ingelstad II, där systemutformningen och dimensioneringen är direkt baserad på detta kunnande. Ingelstad II skall betraktas som ett nytt steg i en systematisk utvecklingskedja. Ytterligare ett utvecklingssteg, nu på nivån praktisk tillämpning i större skala, är en förplanerad anläggning i Kungälv.

Tankegångarna och analyserna i den här rapporten är i allt väsentligt utvecklade inom arbetet med Ingelstad och Lambohov. Rapporten i sig är emellertid inte inriktad på dessa anläggningar utan på hela det svenska forskningsprogrammet för solvärme med säsongs-lager. Syftet är att sammanfatta detta forskningsprogram och att redovisa en del väsentliga systemtekniska erfarenheter som kan utvinnas ur det och ligga till grund för fortsatta analyser.

Bland de företag och organisationer som medverkat i forskningsprogrammet kan speciellt nämnas

- Byggforskningsrådet (BFR) som finansierat experimentanläggningarna och samordnat utvärderingsprojektet.
- Uppsala Kraft AB och Scandinavian Solar AB som med Lyckeboanläggningen förde utvecklingen ett stort steg framåt.
- Växjö kommun, Östgötabyggen AB och Studsvik Energiteknik AB som tog initiativ till de första projekten.

Ett varmt tack riktas till personer som speciellt bidragit till rapportens tillkomst och utformning.

- Professor Enno Abel och tekn dr Torbjörn Jilar, avdelningen för Installationsteknik, som aktivt medverkat i utvärderingsarbetet och lämnat värdefulla synpunkter på rapportens utformning.
- Forskningssekreterare Egil Öfverholm, BFR, som genom insiktsfull handläggning av projektanslag, medverkat till att skapa ett värdefullt underlag till rapporten.
- Åke Askling, Simopt AB, som dygnet runt ställt upp vid utvecklingen av och beräkningar med SIMSYS-modellen.

Dessutom riktas ett stort tack till

- Jan Svensson, Linköping, som med intresse och stort engagemang starkt bidragit till och möjliggjort en utvärdering av Lamboghovanläggningen.
- Lena Rosenblad och Agneta Sivander, avdelningen för Installationsteknik, samt Kicki Santesson, Skrivhuset, som ordbehandlat.
- Göran Hultmark och Jonas Gräslund, AB Andersson & Hultmark samt Bengt Efring, Lunds Universitet, som bidragit med specialkunskaper om dimensionering av solfångarsystem och beräkningsmodeller för vattenlager.
- Övriga medarbetare på avdelningen för Installationsteknik för värdefullt arbete med rapportens utformning.

Jan-Olof Dalenbäck  
Göteborg augusti 1987

## SLUTSATSER

Solvärmeanläggningar med säsongslager bör dimensioneras för att täcka 70-80 % av den anslutna värmelastens värmebehov. De bör uppföras med plana solfångare i stora moduler och systemlösningen bör vara enkel med en separat inlagringskrets och en separat urlagringskrets.

Vid förprojektering av solvärmecentraler placerade i södra Sverige kan följande riktvärden användas för att täcka 70-80 % av värmebehovet i den anslutna värmelasten med solvärme:

- 6 m<sup>2</sup> solfångararea/kW anslutningseffekt, vilket motsvarar 15 m<sup>2</sup> markarea
- 18 m<sup>3</sup> lagervolym vatten/kW anslutningseffekt.

För att solvärme med säsongslager ska bli lönsam måste solfångarsystem kunna byggas för 25-35 % lägre kostnad än idag, med åtminstone bibehållna prestanda. Hittills erhållna kostnadssänkningar för solfångarfält är helt och hållet att hänföra till teknikutveckling. Det är då rimligt att erforderliga kostnadskrav kan innehållas vid automatisering av produktionen.

Mindre anläggningar, med 100-3.000 kW anslutningseffekt i värmelasten, måste uppföras med värmeisolerade lager. För dessa värmelager i storleksregistret 2.000-60.000 m<sup>3</sup> vatten krävs ännu utveckling av nya konstruktioner med låga anläggningskostnader.

Större anläggningar, med mer än 5 MW anslutningseffekt i värmelasten, kan uppföras med vattenfyllda oisolerade bergrum som värmelager. Sådana bergrum i storleksordningen 100.000 m<sup>3</sup> används redan idag som oljelager och byggtekniken är väl etablerad.





En renodlad solvärmeanläggning med säsongslager är en anläggning där man med solfångare producerar värme vid en så hög temperaturnivå att det direkt kan användas för att värma bostäder och varmvatten. Då värmebehov och solinstrålning inte infaller samtidigt utnyttjas ett värmelager för att lagra överskottsvärme från sommaren till hösten och vintern. I lagret lagras värmets vid tillräckligt hög temperaturnivå för att sedan direkt kunna värma bostäderna. Här kan som exempel nämnas solvärmecentralerna i Ingelstad och Lyckebo.

I forskningssyfte har flera solvärmeanläggningar med säsongslager uppförts i Sverige. De har alla helt eller delvis finansierats med experimentbyggnadslån från Byggforskningsrådet. För att få en bred kunskap om olika anläggningstyper har de byggts med olika tekniska lösningar i olika storlekar, och följts upp systematiskt.

De erfarenheter man fått från dessa anläggningar tillsammans med erfarenheterna från andra större projekt har medfört att man i Sverige idag byggt upp ett internationellt sett unikt och väl verklighetsförankrat kunnande.

De solvärmeanläggningar med säsongslager som är under utveckling i Sverige är anpassade för att anslutas till befintliga gruppcentraler och mindre fjärrvärmenät, vilka står för en mycket stor del av vår värmeförsörjning. Den bedömda potentialen för solvärme med säsongslager är så stor att utvecklingsmöjligheterna är värda att studera.

I rapporten beskrivs dels de befintliga anläggningarna, dels bakgrunden till nya solvärmeanläggningar där systemutformning och dimensionering är direkt baserad på erfarenheterna från och forskning kring de befintliga anläggningarna.

För att gå vidare med utvecklingen av denna solvärmeteknik krävs dels att kostnaderna kan bli så låga att solvärme kan konkurrera med andra värmeförsörjningssystem, dels att det potentiella värmekostskottet från solvärme är så stort att det har förutsättningar att märkas bland andra värmeförsörjningssystem.

Med tanke på den utveckling som framför allt skett i Sverige de senaste åren är det rimligt att anta att erforderliga kostnads-sänkningar kan innehållas under 1990-talet.

Genom att väga samman utvecklingsmöjligheter, möjliga befintliga värmeförbrukare att ansluta till och fysiska förutsättningar kan man bedöma att potentialen för solvärme med säsongslager är i storleksordningen 2-5 TWh/år under 1990-talet. Detta visar flera utredningar, till exempel Wahlman, Zinko m fl [1].

Det totala värmebehovet för att värma bostäder, lokaler och varmvatten uppgår till ca 100 TWh/år. En värmealstring omkring 1 TWh/år skulle täcka cirka 1 % av värmebehovet, vilket väl skulle kunna betraktas som en minsta märkbar andel.

### Befintliga anläggningar

En utvecklingsväg som visat stora förutsättningar att bli en etablerad teknik är den typ av plana högtemperatursolfångare i stora moduler som utvecklats i Sverige. Denna solfångartyp har använts i två av de beskrivna anläggningarna med bra resultat.

Exempel på en utveckling som är olycklig i sammanhanget är de komplexa systemlösningar som flera av anläggningarna innehåller. Flertalet av anläggningarna har dimensionerats för 100 % värmeförbrukningsgrad med solvärme, och systemuppbyggnaden är väsentligt olika i alla anläggningarna.

De olika befintliga anläggningarna har tillsammans gett ovärderliga erfarenheter för en fortsatt forskning. I alla anläggningarna har funktionen på något sätt avvikit från den förväntade, vilket är naturligt i ett så här tidigt utvecklingsskede. En del anläggningsdelar har fungerat bra medan andra anläggningsdelar inte har fungerat som avsetts. För en fortsatt utveckling är det lika viktigt att utvecklingsvägar som är framkomliga blir ordentligt utvärderade, som att det blir klarlagt åt vilket håll utvecklingen inte bör styras.

I de fall större avvikelser i funktionen, jämfört med förväntad, har konstaterats, har anläggningarna efterhand byggts om så att funktionen mer ska likna den avsedda.

Presentationen är koncentrerad till systemuppbyggnad och dimensionering i de olika anläggningarna. För att en uppfattning ska fås om hur de olika systemuppbyggnaderna fungerat i praktiken redovisas den uppmätta funktionen för ett år på samma sätt för alla anläggningarna. Tidiga erfarenheter från de första anläggningarnas första år i drift finns redovisade av Dalenbäck m fl. i [2].

Fyra solvärmeanläggningar med säsongslager, där vatten används som lagringsmedium, sammanfattas i tabell 1.1 nedan.

Tabell 1.1 Beskrivna anläggningar

Anläggning	Solfångare	Värmelager
Studsvik	120 m <sup>2</sup> delvis koncentrerande	640 m <sup>3</sup> , isolerad markgrop
Ingelstad Ia	1320 m <sup>2</sup> koncentrerande parabol	5000 m <sup>3</sup> , isolerad betongtank
Ib	1425 m <sup>2</sup> plana högtemperatur	5000 m <sup>3</sup> , isolerad betongtank
Lambohov	2700 m <sup>2</sup> plana takintegrerade	10.000 m <sup>3</sup> , isolerad berggrop
Lyckebo	28.800 m <sup>2</sup> plana högtemperatur <sup>1)</sup>	105.000 m <sup>3</sup> , oisolerat bergrum

1) Solfångarfältet ej helt utbyggt utan simuleras delvis med en elpanna.

### Planerade projekt

Under de senaste två åren har förstudier för flera anläggningar utförts. I dessa förstudier presenteras en ny generation anläggningar, baserade på dagens kunskap. Plana solfångare används genomgående och systemuppbyggnaden är väsentligt förenklad jämfört med tidigare. För mindre anläggningar som kräver ett isolerat lager föreslås nya konstruktioner av groplager, då framför allt isolerade lager kräver fortsatt utveckling. För en större anläggning föreslås samma lagertyp, vattenfyllt oisolerat bergrum, som använts i en av de befintliga anläggningarna.

En pilotanläggning för en mindre anläggning med isolerat lager håller på att byggas och är planerad att tas i drift under 1987.

Kostnadsreduktioner och förenklingar i själva systemlösningen har fått större utrymme än tidigare och anläggningarna har dimensionerats för en värmetäckningsgrad i storleksordningen 70-80 %.

## Systemuppbyggnad och dimensionering

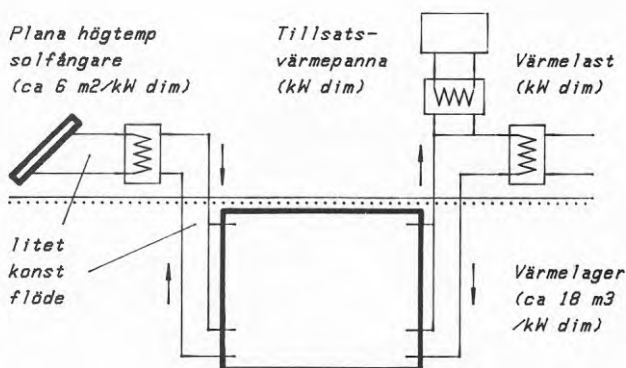
Vid förprojektering av solvärmecentraler placerade i södra Sverige kan följande riktvärden användas för att täcka 70-80 % av värmebehovet i den anslutna värmelasten med solvärme:

- 6 m<sup>2</sup> solfångararea/kW anslutningseffekt, vilket motsvarar 15 m<sup>2</sup> markarea
- 18 m<sup>3</sup> lagervolym vatten/kW anslutningseffekt.

Solvärmeanläggningar med säsongslager, som dimensioneras med hjälp av klimatet för ett medelår, bör dimensioneras för att täcka 70-80 % av den anslutna värmelastens värmebehov. De bör uppföras med plana solfångare i stora moduler, och systemlösningen bör vara enkel med en separat inlagringskrets och en separat urlagringskrets. Solfångar- och inlagringskrets bör dimensioneras för ett litet konstant flöde.

Man kan urskilja två huvudtyper av anläggningar:

- Mindre anläggningar, med 100-3000 kW anslutningseffekt i värmelasten, behöver värmeisolerade lagertyper för att värmeförlusterna ej ska bli oproportionerligt stora. För dessa värmelager i storleksregistret 2000-60.000 m<sup>3</sup> vatten krävs ännu utveckling av nya konstruktioner med låga anläggningskostnader.
- Större anläggningar, med mer än 5 MW anslutningseffekt i värmelasten, kan uppföras med vattenfyllda osisolerade bergrum som värmelager. Sådana bergrum i storleksordningen 100.000 m<sup>3</sup> används redan idag som oljelager, byggtekniken är väl etablerad och anläggningskostnaderna är låga.



Figur 1.1 Föreslagen systemlösning



Tekniken att utnyttja solvärme i större skala för byggnadsuppvärmning är, trots att flera anläggningar redan byggts, ännu i ett tidigt utvecklingsstadium. Det innebär att varje nyttillkommande anläggning, såväl i stort som i detalj, måste projekteras mycket individuellt och noggrant. Exempelvis ingår värmeteknisk simuleringsberäkning av anläggningens helhetsfunktion som en självklar del av projekteringsarbetet. Det måste betonas att det i väsentliga delar behövs en mer avancerad projekteringsmetodik än vad som är normalt vid konventionell VVS-projektering.

### Datorsimuleringar

Allmänt sett visar simuleringsberäkningarna att systemlösningen mycket väl kan vara enkel men ändå ge ett högt solvärmeutbyte samt en hög värm täckningsgrad från solvärme. Det innebär för det första att direkt sammankoppling av solfångare och distributionskrets ej ger någon förbättring jämfört med om dessa kretsar separat ansluts till värmelagret. För det andra behövs ingen styrning av flödets storlek vid inlagring av solvärme och ej heller flera inlagringsnivåer. Det är istället så att ett litet konstant flöde i solfångar- och inlagringskretsen kombinerat med endast två inlagringsnivåer är att föredra framför variabelt flöde eller flera inlagringsnivåer.

I alla befintliga anläggningar har i skiftande omfattning beräkningar föregått byggandet av anläggningarna. Dessa beräkningar har gjorts utan möjlighet till jämförelse med verkligt utfall. I de förstudier som utförts för nya projekt under de senaste åren har man genomgående använt datorbaserade simuleringsmodeller som har verifierats mot mätningar i befintliga anläggningar. På så sätt har studiernas verklighetsanknytning ökat påtagligt jämfört med tidigare.

Här beskrivs simulerings exempel för en anläggning i södra Sverige som dimensionerats för cirka 70 % värm täckningsgrad från solvärme. Som en inledning visas en jämförelse mellan beräknad och uppmätt funktion för några av de befintliga anläggningarna. Beräkningarna har utförts med SIMSYS-modellen. Modellen är speciellt utvecklad för värmeteknisk simuleringsberäkning av anläggningar med säsongslagring av solvärme. För jämförbarhetens skull presenteras resultat från simuleringar på samma sätt som mätningarna.

Medtagna beräkningsexempel är valda så att merparten av byggda och planerade systemlösningar studeras. Intresset är fokuserat på hur systemlösningarnas utseende i stort påverkar solvärmeutbytet

samt värmeförbrukningsgraden från solvärme. Dessutom behandlas inverkan av förändrad profil i värmelasten samt förändrat ortsklimat för en given systemlösning.

För det första fallet med anläggningen placerad i södra Sverige ökar värmeförbrukningsgraden, om värmelasten består av ny bebyggelse med lägre värmeeffektbehov samt lägre krav på distributionstemperaturer än vad som annars är normalt i befintlig bebyggelse. Då en anläggning dimensionerad på samma sätt istället tänks vara placerad i norra Sverige erhålls lägre värmeförbrukningsgrad.

### **Fortsatt inriktning och ekonomiska förutsättningar**

Helt avgörande för tekniken är att anläggningskostnaden för ett större solfångarfält kan reduceras till i storleksordningen 800 kr/m<sup>2</sup>. De anläggningar som byggts visar på en mycket gynnsam kostnadsutveckling, men denna utveckling måste ytterligare stärkas genom att åtminstone ett nytt solfångarfält byggs. Anläggningskostnaden, för en anläggning i storleksordningen 5000 m<sup>2</sup>, får i så fall inte överstiga 1300 kr/m<sup>2</sup> för att motivera fortsatt forskning och utveckling.

Hittills erhållna kostnadssänkningar för solfångarfält är helt och hållet att hänföra till teknikutveckling. Med tanke på den utveckling som skett är det rimligt att anta att erforderliga kostnadskrav kan innehållas inom överskådlig framtid.

Detta innebär att solfångarsystem måste kunna byggas för 25-35 % lägre kostnad än idag, med åtminstone bibehållna prestanda. Kostnadskravet för ett större oisolerat vattenlager kan jämföras med dagens kostnader, medan det för de mindre isolerade vattenlagren innebär att nya konstruktioner måste tas fram.

Sammanfattningsvis kan följande kostnadskrav ställas upp.

För att erhålla en värmekostnad på 40 öre/kWh i en mindre anläggning med oisolerat vattenlager får kostnaden för solfångarsystemet inte överstiga 800-1000 kr/m<sup>2</sup> och lagerkostnaden måste vara i intervallet 190-240 kr/m<sup>3</sup>.

För att erhålla en värmekostnad på 30 öre/kWh i en större anläggning med oisolerat vattenlager får kostnaden för solfångarsystemet inte överstiga 800 kr/m<sup>2</sup> och lagerkostnaden får inte överstiga 100 kr/m<sup>3</sup>.

## 2 BEFINTLIGA ANLÄGGNINGAR

I tabell 2.1 nedan sammanfattas de olika befintliga anläggningarna i Sverige.

Tabell 2.1 Befintliga anläggningar

Anläggning	Idrift år	Solfångare	Värmelager	Värmelast
Studsvik	1979	Delvis koncentrerande	Vatten i en isolerad markgrop	Kontorshus 200 m <sup>2</sup>
Ingelstad Ia	1979	Koncentrerande parabol	Vatten i en isolerad betongtank	50 bostadsenheter
Ingelstad Ib	1984	Plan högtemperatur	- " - 1)	- " - 1)
Lambohov <sup>2)</sup>	1980	1-glas plan takintegrerad	Vatten i en isolerad berggrop	50 bostadsenheter
Lyckebo	1983	Plan högtemperatur	Vatten i ett oisolerat bergrum	550 bostadsenheter
Kullavik <sup>2)</sup>	1983	1-glas plan takintegrerad	Lera med U-slangar	60 bostadsenheter

1) Ingelstad Ia ombyggd med nytt solfångarsystem, samma anläggning i övrigt.

2) Värmepump ingår i systemlösningen.

Tre anläggningar, Studsvik, Ingelstad och Lyckebo, är renodlade solvärmeanläggningar med säsongslager.

I Lambohov- och Kullavikanläggningen ingår värmepumpar i systemlösningen [3, 4]. Dessa anläggningar skulle principiellt sett även fungera utan värmepump. Värme kan produceras och lagras vid en så hög temperaturnivå, att det direkt kan användas i värmesystemen i husen.

I samband med solvärmesystem med säsongslager brukar också Sunclay-anläggningen nämnas [6]. Där ingår oglasade solfångare som värmer ett lerlager med nedpressade U-formade slangar. En skola värms sedan med värmepumpar som hämtar värme till förångaren från lagret och solfångarna.

Sunclay-anläggningen är tillsammans med Ingelstad och Lambohov en av de första större anläggningarna med solvärme i Sverige. Den har fungerat med bra resultat i drygt 6 år.

Då denna typ av solfångare inte kan producera värme vid en temperaturnivå som är direkt användbar i värmesystemet, är värmepumpen en förutsättning för att något användbart värme skall kunna utvinas. Denna anläggningstyp är därför i första hand jämförbar inte med renodlade solvärmeanläggningar utan med andra värmepumpanläggningar och innefattas därmed inte i den här studien.

Vid fortsatt forskning och framför allt när det blir frågan om bruksanläggningar är det direkt olämpligt att kombinera solfångare och värmepumpar, om inte värmepumpen kommer in på ett värmetekniskt riktigt sätt i systemlösningen. Detta diskuteras närmare i fortsättningen, och har tidigare behandlats av Abel m fl [5].

De primära krav man måste ställa på ett renodlat solvärmesystem är att värme kan lagras vid en hög direkt användbar temperaturnivå, det vill säga 50 å 60 °C. I dessa avseenden är erfarenheterna få i samband med marklager, vilket talar för att man i dagsläget bör koncentrera sig på vattenlager som är en i det närmaste etablerad teknik. Då fler erfarenheter erhållits kan marklager på sikt vara ett komplement till vattenlager.

För att erhålla en viss temperatur i ett mark/berglager krävs högre temperatur från solfångarna än för att erhålla motsvarande temperatur i ett vattenlager. Ett marklager kan knappast vara stratifierat och urlagrat värme har normalt en lägre temperaturnivå än inlagrat värme. Detta tillsammans med markens lägre värmelagringsförmåga innebär att lagervolymen måste vara betydligt större än för motsvarande vattenlager. I solvärmesammanhang måste lagret dessutom kunna ta emot en momentant hög effekt.

Rapportens inriktning i det följande är därmed att analysera renodlade solvärmesystem med säsongslager i vatten. I beskrivningen av de befintliga anläggningarna är Lambohovanläggningen medtagen då den, förutom värmepumparna, i princip är uppbyggd som de övriga anläggningarna med vatten som värmelager.

De här behandlade byggda anläggningarna kan då indelas i tre storleksgrupper

- en mindre pilotanläggning för en medelstor värmecentral med isolerat lager i Studsvik
- två medelstora värmecentraler med isolerade lager i Ingelstad och Lambohov
- en större värmecentral med oisolerat lager i Lyckebo.

I tabell 2.2 presenteras några viktigare data för de nämnda anläggningarna, där den angivna värmetäckningsgraden är solvärmets andel av det totala värmebehovet. Presentationen i fortsättningen koncentreras på systemuppbyggnad, dimensionering och uppmätt funktion.

Tabell 2.2 Befintliga anläggningar - Projekteringsdata

Anläggning	Solfångar- area [m <sup>2</sup> ]	Lager- volym [m <sup>3</sup> ]	Värmestäck- ningsgrad [%]	Tillsats- värme	Värme- behov [MWh/år]
Studsvik	120	640	100	(el)	17
Ingelstad Ia	1.320	5.000	50 <sup>1)</sup>	olja	1.160
Ingelstad Ib	1.425	5.000	50	olja	900 <sup>2)</sup>
Lambohov	2.700	10.000	85	el till vp	900
Lyckebo	28.800 <sup>3)</sup>	105.000	100	(el)	8.000

1) I en förstudie presenterades en dubbelt så stor anläggning med 100 % värmestäckningsgrad.

2) Mätt behov.

3) Endast 15 %, dvs 4320 m<sup>2</sup> är utbyggt, 85 % simuleras med en elpanna.



Bland de här behandlade anläggningarna med vattenlager finns representerade dels tre sinsemellan väsentligt skilda lagertyper och dels fyra inbördes olika solfångartyper. I de fall större avvikelser från förväntad funktion har konstaterats, har som inledningsvis nämndes, anläggningarna efterhand byggts om för att likna den avsedda funktionen. Det har således funnits en medveten strävan efter att förbättra anläggningarna allt eftersom uppföljningen av anläggningarna och utvecklingen inom området gett underlag till förbättringar. Samtidigt har man fått tillgång till och kunnat studera ett antal tekniska varianter av större solvärmecentraler prövade i verklig drift. Härigenom har bland annat kunnat insamlas ett mätmaterial ur vilket det finns goda möjligheter att dra långtgående slutsatser om hur nästa generation av forskningsanläggningar bör utformas och även om hur eventuella kommersiella anläggningar bör byggas upp.

De erfarenheter man fått från dessa anläggningar tillsammans med erfarenheterna från andra större projekt har medfört att man i Sverige idag byggt upp ett internationellt sett unikt och väl verklighetsförankrat kunnande. Här kan utöver de anläggningar som förtecknats i tabell 2.1 också nämnas sommarfjärrvärmearläggningar i Torvalla [7] och Nykvarn [8] och en testanläggning i Avesta för värmelagring i bergrum [9].

Det är en stor skillnad mellan att föra teoretiska diskussioner kring stora solvärmearläggningar och att bygga och hålla igång funktionsdugliga sådana anläggningar för produktion av värme till rimlig kostnad. De diskussioner som för närvarande förs internationellt om solvärme med säsongslager är ofta mycket teoretiska och präglade av att erfarenhet från verkliga anläggningar är mycket begränsad eller saknas.

De svenska erfarenheterna är en direkt följd av att Byggeforskningsrådet under 10 år drivit på utvecklingen inom området bland annat genom byggnad av storskaliga anläggningar och systematisk uppföljning av dessa. Detta gör det möjligt att idag bygga en anläggning till förutsägbar kostnad och med förutsägbar värmeproduktion och funktion.

Alla här behandlade anläggningar utom Lambohov har ursprungligen dimensionerats för 100 % värm täckningsgrad med solvärme. I Lambohov används värmepumpar som beräknades kräva 15 % elenergi i förhållande till det totala värmebehovet. Denna typ av tillsatsenergi diskuteras närmare i avsnitt 4.3, Anläggning med värmepump.

I Studsvik och Ingelstad tillförs tillsatsvärm till lasten direkt, medan tillsatsvärm tillförs lagret i Lyckebo.

I tabell 2.3 sammanfattas hur systemlösningarna har utformats i de befintliga anläggningarna. I alla anläggningar ingår vätskesolfångare där enbart vatten eller vatten/glykol används som värmetransportmedium i solfångarkretsen.

Tabell 2.3 Systemlösningar i de befintliga anläggningarna.

Anläggning	Flöde i solfångarkrets	Flöde i inlagringskrets	Inlagringskrets	Utlagringskrets
Separata in- och utlagringskretsar (dränerade solfångarkretsar)				
Studsvik	Variabelt/konstant		Från botten till 5 nivåer	Från 3 nivåer till botten
Lambohov	Konstant stort		Från botten till alla nivåer	Från toppen till botten
Förbikopplat lager				
Ingelstad Ia	Konstant litet eller stort	Variabelt med shunt	Från botten till toppen	Från toppen till botten
Ingelstad Ib	Konstant litet	Konstant litet	Från botten till 2 nivåer	Från toppen till botten
Lyckebo	Variabelt litet	Variabelt litet	Från alla nivåer till alla nivåer	Från alla nivåer till alla nivåer

Man kan se att det finns såväl anläggningar med separata in- och urlagringskretsar som anläggningar där det är möjligt att förbikoppla lagret och värma lasten direkt med solfångarna. Systemlösningar där konstant och variabelt flöde i solfångar- och inlagringskretsen kombinerats med inlagring på en eller flera nivåer finns representerade, liksom anläggningar med urlagring från en eller flera nivåer.

Solfångarkretsarna i Studsvik och Lambohov dräneras vid frysrisk. I Ingelstad och Lyckebo är solfångarkretsarna avskilda med värmeväxlare och innehåller glykolblandat vatten.

Värmesystemen i lasten i Studsvik och Lambohov är utformade för låga temperaturer. I Ingelstad och Lyckebo är värmesystemen utformade för de temperaturer som normalt gäller för befintliga gruppcentraler, där man inte vidtagit några speciella åtgärder för temperatursänkning.

Detta tillsammans med olika typer och dimensionering av solfångarfält och värmelager innebär stora inbördes skillnader i funktionen mellan de olika anläggningarna. I huvudsak gäller följande.

I Studsvik skiljer sig värmebehovets utseende från de övriga anläggningarnas genom att det inte finns någon sommarlast. Detta medför att det krävs en större lagringskapacitet i förhållande till värmebehovet. Funktionen påverkas här också av att värmeförlusterna i lagret är stora i förhållande till värmeutbytet i solfångarna och värmebehovet i lasten. Värmeförlusterna är stora beroende på att förhållandet mellan lagrets omslutningsarea och dess volym är stort.

Funktionen i Lambohov karaktäriseras framför allt av att värmeförlusterna i lagret är stora i förhållande till värmeutbytet i solfångarna och värmebehovet i lasten. Här beror förlusterna på att värmeisoleringen inte fungerar som avsetts.

I Ingelstad Ia har solfångarna inte producerat tillräckligt mycket värme för säsongslagring dels på grund av en överskattning av solinstrålning och värmeutbyte, dels på grund av en ovanligt hög sommarlast. Både före och efter ombyggnad till Ib karaktäriseras Ingelstadanläggningen av att lagringskapaciteten är större än vad som krävs för aktuell värmetäckningsgrad på omkring 50 %, vilket medför att den högsta medeltemperaturen i lagret blir låg.

Den avsedda simuleringen av solvärme med en elpanna i Lyckebo, så att lagret värmts på samma sätt som skulle skett om solfångare använts, har inte kunnat genomföras helt likvärdigt. Vidare har det varit nödvändigt att, under de år som omgivande berg värms upp, tillföra tillsatsvärme direkt till lagret. Tillsammans leder det här till att den i Lyckebo uppmätta funktionen inte riktigt avspeglar den funktion som en likadan fullt utbyggd solvärmeanläggning i jämvikt skulle ha.

De presenterade mätningarna tillsammans med datorsimulering av funktionen i de befintliga anläggningarna och liknande anläggningar, gör det möjligt att särskilja inverkan av valda systemlösningar, val av solfångar- och lagertyp samt dimensionering av desamma. Detta behandlas närmare i kapitlen 4 SYSTEMUPPBYGGNAD OCH DIMENSIONERING och 5 DATORSIMULERING.

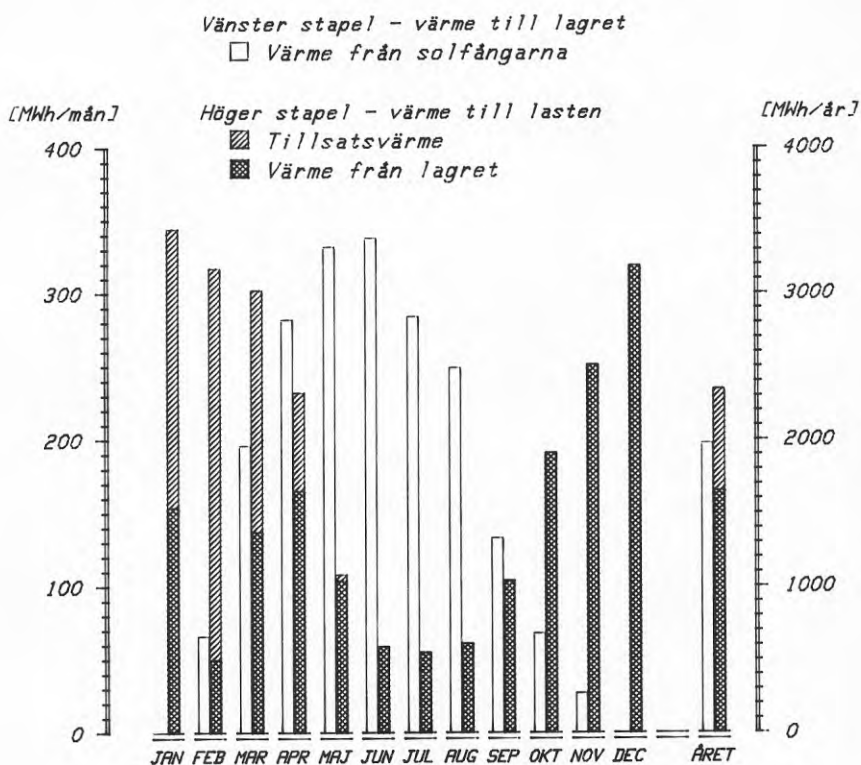
I fortsättningen av detta avsnitt presenteras de i tabell 2.2 förtecknade anläggningarna närmare. Detta sker genom en beskrivning dels med ett principschema som visar systemlösningen och dels med en sammanställning av uppmätta värmeflöden och lagertemperaturer.

För att ge en jämförbar bild av de olika anläggningarna är principschemana symboliska och rensade för att åskådliggöra den värmetekniska grundfunktionen. Detta sätt att visa systemlösningen används sedan genomgående i hela arbetet för att beskriva och identifiera systemvarianter.

Även värmeflöden och lagertemperaturer redovisas på ett direkt jämförbart sätt för alla anläggningarna. Sålunda visas de uppmätta värmeflödena i form av summa värmemängd månadsvis under ett år, vilket åskådliggörs i figur 2.1 och 2.2.

Den övervägande delen av redovisade mätta värmemängder har, med hänsyn till använd mätteknik, en onoggrannhet i storleksordningen  $\pm 5\%$  och de har alla en onoggrannhet som är  $\leq \pm 10\%$ . Redovisade mätta absoluttemperaturer har en onoggrannhet i storleksordningen  $\leq \pm 2\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

I figur 2.1 ges ett exempel på hur dessa värmemängder redovisas i ett stapeldiagram. De här nämnda värmemängderna är de som normalt är uppmätta i anläggningarna. Värmeförlusterna från lagret får man normalt genom att studera värmeflödena till och från lagret med hänsyn till en förändring av värmeinnehållet i lagret. I de här presenterade mätningarna är förändringarna av värmeinnehållen i lagren, från mätårets början till mätårets slut, små i förhållande till övriga värmemängder.



Figur 2.1 Presenterade värmemängder redovisade i stapeldiagram. Exempel.



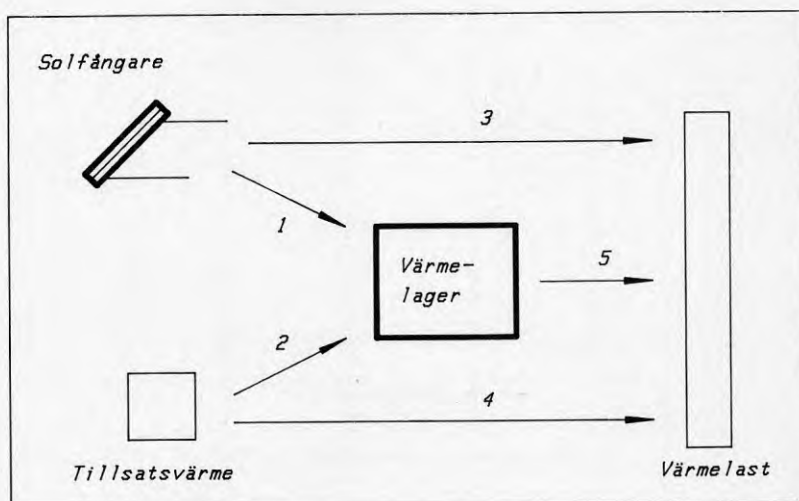
I **vänster stapel** redovisas summa värmemängd som tillförs lagret, det vill säga

1. den del av solfångarnas värmeutbyte som tillförts lagret
2. den tillsatsvärme som tillförts lagret.

I **högra stapeln** redovisas summa värmemängd som tillförts värmelasten, det vill säga

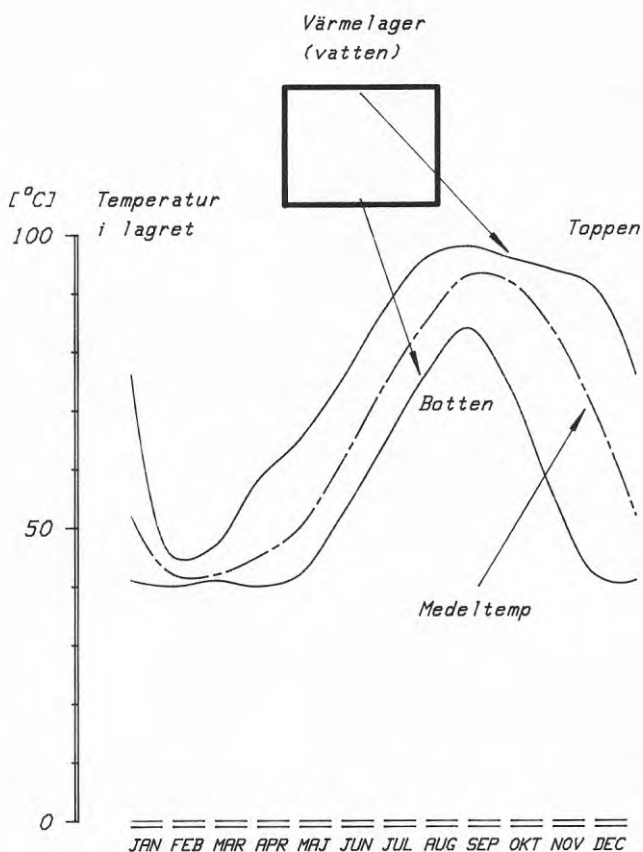
3. den del av solfångarnas värmeutbyte som tillförts värmelasten
4. den tillsatsvärme som tillförts värmelasten
5. den värme som tillförts värmelasten från lagret.

I de flesta fall ingår endast tre värmemängder i presentationen, nämligen solfångarnas värmeutbyte (1), mängd tillsatsvärme till lasten (4) och den värmemängd som tillförts lasten från lagret (5).



Figur 2.2 Presenterade värmemängder

Såväl temperaturfördelningen i lagret som temperaturens variation i tiden i olika delar av lagret har inflytande på totalfunktionen. Därför redovisas även lagertemperaturer i det följande. För översiktlighetens skull medtas endast temperaturen i lagrets topp- och bottenskikt och lagrets medeltemperatur. Temperaturkurvorna ger en bild av hur lagret utnyttjas, vilket exemplifieras i figur 2.3 nedan.



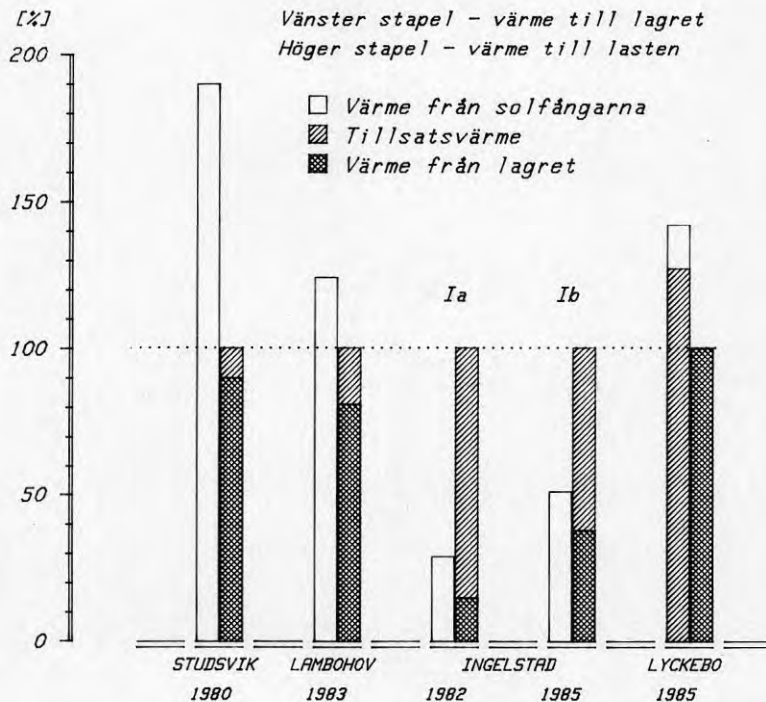
Figur 2.3 Temperaturer i lagret som de presenteras i rapporten. Exempel.

I de värmebalanser som presenteras, som i figur 2.1, redovisas dessutom en årsvärmebalans. Som en inledning till presentationen av de befintliga anläggningarna jämförs de i dessa anläggningar mätta årsvärmebalanserna i figur 2.4. I figuren

har mängden solvärme respektive tillsatsvärme relaterats till värmelastens storlek. På så sätt är det möjligt att jämföra uppmätt värm täckningsgrad med projekterad värm täckningsgrad enligt tabell 2.2.

Det är också möjligt att utläsa värmeförlusterna i lagret i förhållande till värmeutbytet i solfångarna. Vid en sådan jämförelse är det viktigt att hålla storleksförhållandena i minnet. Ingelstad- och Lambohovanläggningen är cirka 10 gånger större än Studsvikanläggningen, och Lyckeboanläggningen är ytterligare en faktor 10 större.

Sammanfattningsvis kan man konstatera att mätt värm täckningsgrad är nära projekterad i alla anläggningarna utom Ingelstad Ia. Värmeförlusterna i lagret avviker dock väsentligt från projekterat för Lambohov (isolerat lager) och Lyckebo.



Figur 2.4 Mätta årsvärmebalanser i de befintliga anläggningarna.

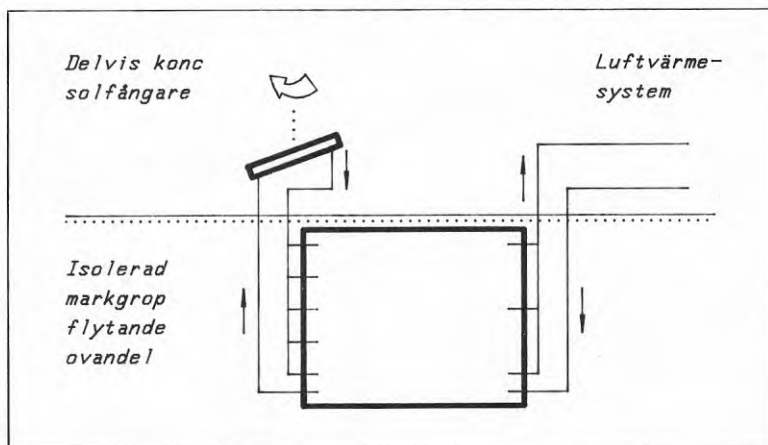
## 2.1 Studsvik

Anläggningen består av

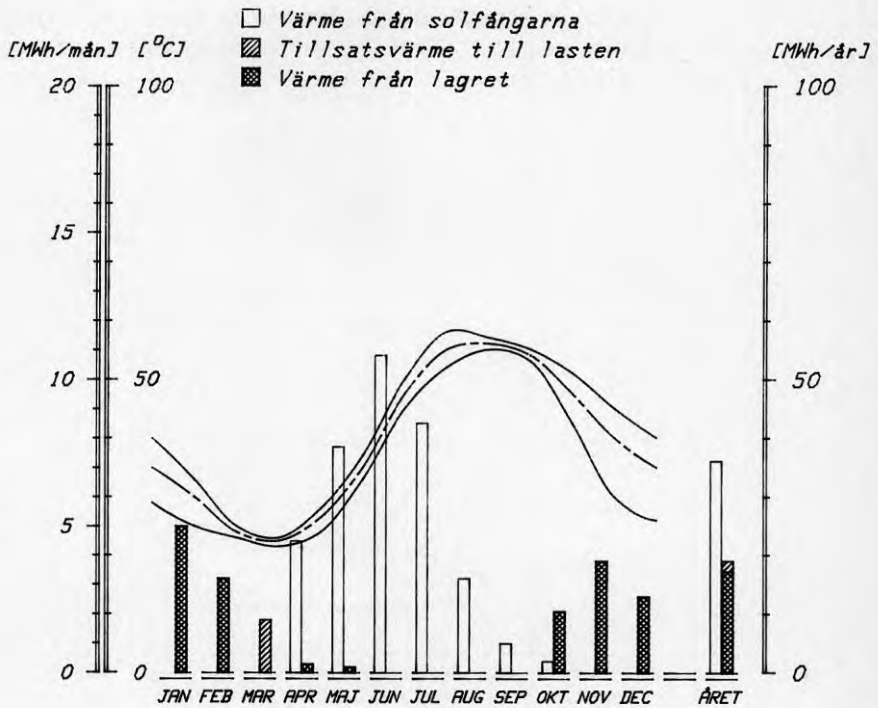
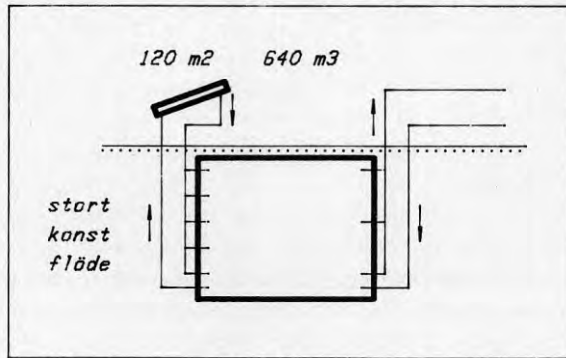
- delvis koncentrerande solfångare monterade på värmelagrets ovandel, vilken roterar efter solen
- en vattenfylld isolerad markgrop som värmelager.

Som frysskydd dräneras solfångarna till lagret och flödet i solfångarkretsen kan vara konstant eller variabelt och styras mot ett temperaturkrav. Solfångarkretsen hämtar sitt flöde i botten och återför det till fem olika nivåer i lagret beroende på temperaturnivå. Urlagringskretsen hämtar flöde från tre olika nivåer och återför det i botten.

En beskrivning av anläggningen i Studsvik finns i Rosén [10]. Anläggningen är dimensionerad för 100 % värmetäckningsgrad med solvärme. Figur 2.6 redovisar funktionen enligt mätningar 1980 [11].



Figur 2.5 Systemlösning i Studsvik.



Figur 2.6 Värmebehov i lasten, värmeutbyte i solfångarna och temperaturer i värmelagret enligt mätningar 1980 i Studsvik.

Den valda lagerkonstruktionen med ett invändigt tätskikt av gummi sätter den övre gränsen för temperaturen i lagret till 70°C. Den anslutna lasten har emellertid golvvärmsystem, vilket gör det möjligt att arbeta med låga temperaturer.

Värmebehovet består endast av rumsvärme, vilket medför att värmebehovet är koncentrerat till uppvärmningssäsongen. Lagret är litet och därmed blir förlusterna stora i förhållande till värmebehovet, vilket i sin tur påverkar temperaturförloppet i lagret. Under det redovisade året användes ett relativt stort flöde i solfångarkretsen, vilket medförde att någon egentlig temperaturskiktning inte erhöles under lagringsperioden.

Med "stort flöde" i solfångarkretsen avses att detta flöde är så stort att det ger en liten temperaturhöjning över solfångarkretsen. Solfångarkretsen var normalt avstängd under perioden november till mars.

Ett större värmebehov än beräknat medförde att den tänkta värm täckningsgraden på 100 % inte kunde uppnås under de första åren.



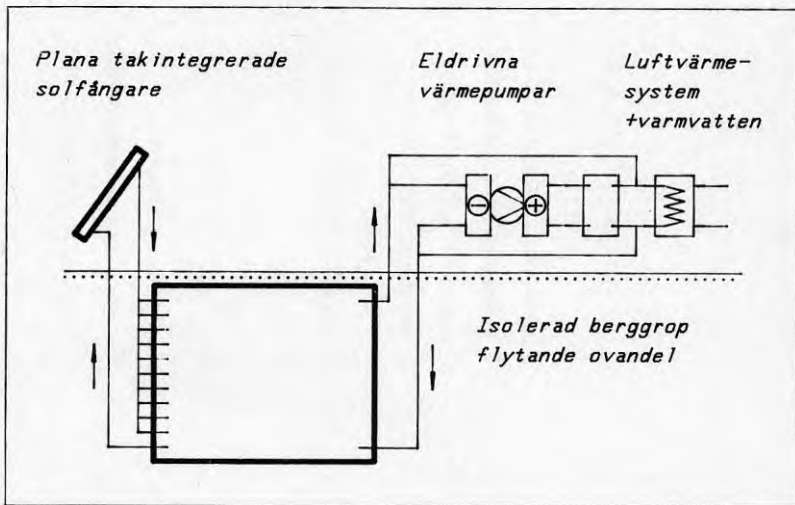
## 2.2 Lambohov

Anläggningen består av

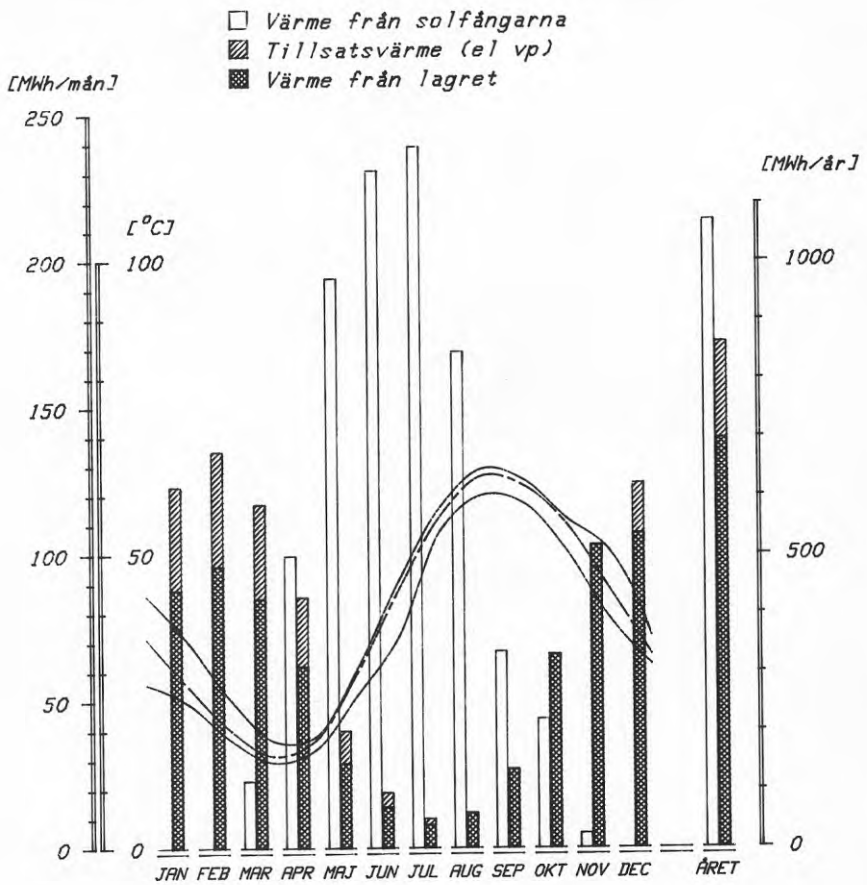
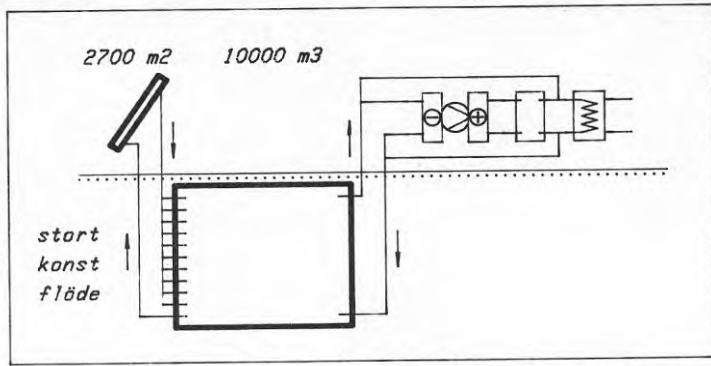
- 1-glas plana takintegrerade solfångare
- en vattenfylld isolerad berggrop som värmelager
- värmepump mellan lagret och värmelasten.

Solfångarna är som i Studsvik dränerade till lagret för att erhålla frysskydd. Flödet i solfångarkretsen är möjligt att variera (strypa) inom ett litet område, men normalt används ett stort konstant flöde, maximal temperaturhöjning är ca 10 °C i maj. Solfångarkretsen hämtar sitt flöde i botten och återför det till en diffusor (skiktfördelare) i mitten av lagret. Vattnet har där så låg hastighet att det stiger eller sjunker till rätt densitetsnivå. Urlagringskretsarna, det finns flera, hämtar sina flöden i toppen och återför dem till botten. En beskrivning av anläggningen som den uppfördes 1980 finns i Hallenberg [3].

I figur 2.7 presenteras systemlösningen förenklad som den i princip sett ut sedan en ombyggnad 1982. I verkligheten bestod dock urlagringsdelen av två i stort sett identiska kretsar, en för värmesystemet och en för varmvattensystemet, innehållande totalt tre värmepumpar.



Figur 2.7 Systemlösning i Lambohov.



Figur 2.8 Värmebehov i lasten, värmeutbyte i solfångarna och temperaturer i värmelagret enligt mätningar 1983 i Lambohov.

För att öka lagrets användbara temperaturområde och solfångarnas utbyte ingår värmepumpar mellan lagret och lasten i systemlösningen. Anläggningen är dimensionerad för 100 % värmetäckningsgrad, varav 85 % är solvärme och 15 % är elenergi till värmepumparna. Figur 2.8 visar funktionen i anläggningen enligt mätningar under 1983.

Lagerkonstruktionen är i princip densamma som i Studsvik, det vill säga en isolerad grop med ett invändigt tätskikt av gummi. Detta innebär att temperaturer över 70 °C inte kan tillåtas i lagret. Värmesystemen i de anslutna husen är luftvärmesystem vilket även här gör det möjligt att arbeta med låga temperaturer.

På grund av att isoleringen inte fungerat som avsetts, utan är fylld med grundvatten, är värmeförlusterna från lagret betydligt större än vad som förväntades. Ungefär 35 % jämfört med beräknat ca 18 % av inlagrad solvärme, och därmed påverkas också temperaturförloppet i lagret av dessa förluster. På samma sätt som i Studsvik var flödet i solfångarkretsen stort och därmed erhöles inte heller här någon nämnvärd temperaturskiktning i lagret under lagringsperioden. Under det presenterade mätåret har vatten pumpats från botten till toppen genom en särskild krets i lagret med ett kemiskt filter för vattenbehandling. Av den anledningen erhöles inte heller under urlagringsperioden någon temperaturskiktning.

Värmeförlusterna från lagret har dels kompensrats av ett högt värmeutbyte i solfångarna, dels av att det krävts mer elenergi till värmepumparna då dessa har utnyttjats under en längre tid. All tillsatsenergi som behöver tillföras är elenergi till värmepumparna. Tillförd mängd motsvarar ca 30 % i förhållande till värmebehovet jämfört med beräknat 15 % .

Tack vare låga temperaturer i lagret har ett högt värmeutbyte erhållits i solfångarkretsen, ca 400 kWh/m<sup>2</sup>,år, trots att den normalt varit avstängd under perioden november till mars.

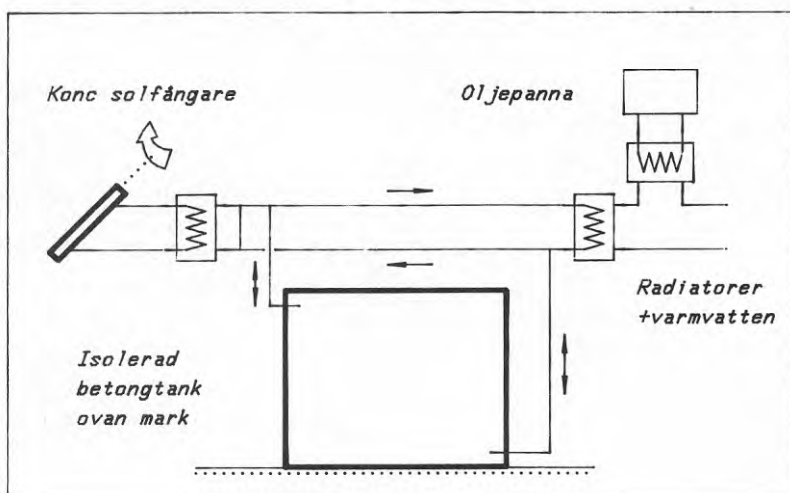
### 2.3 Ingelstad Ia

Detta var den ursprungliga Ingelstadanläggningen som togs i drift 1979 och sedan byggdes om 1984 till Ingelstad Ib.

Anläggningen bestod av

- markupställda koncentrerande solfångare
- en vattenfylld isolerad betongtank ovan mark som värme-lager.

I denna anläggning var solfångarkretsen avskild från lagret med en värmeväxlare av tubpannetyp. Beroende på erhållen temperatur i solfångarkretsen användes ett stort eller litet konstantflöde och kretsen innehöll en vatten/glykolblandning. Värmeväxling skedde såväl mellan solfångarkretsen och lagret som mellan lagret och lasten. Flödet till lagret shuntades antingen så att inloppstemperaturen hölls högre än temperaturen i toppen på lagret eller så att ett förinställt börvärde erhöles. Inlagring skedde i toppen och vattnet till solfångarkretsen hämtades i botten. Inlagringskretsen och urlagringskretsen var sammankopplade så att samma utlopp och inlopp användes för urlagring fast då med omvänd flödesriktning. På så sätt var det också möjligt att värma lasten direkt med solfångarkretsen.



Figur 2.9 Systemlösning i Ingelstad Ia.

En beskrivning av anläggningen finns i [12] och de första årens resultat sammanfattas i [13].

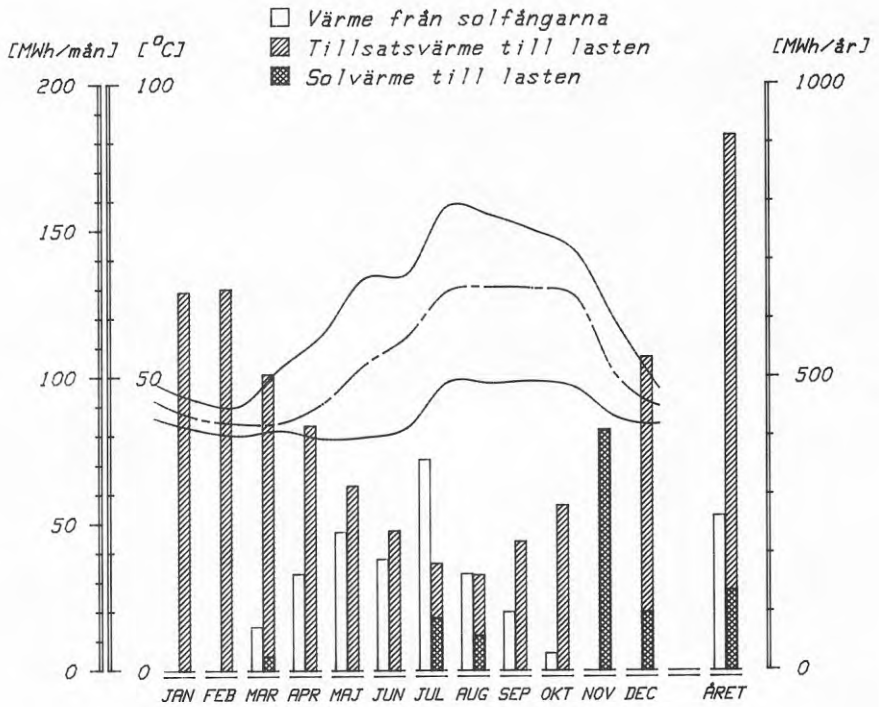
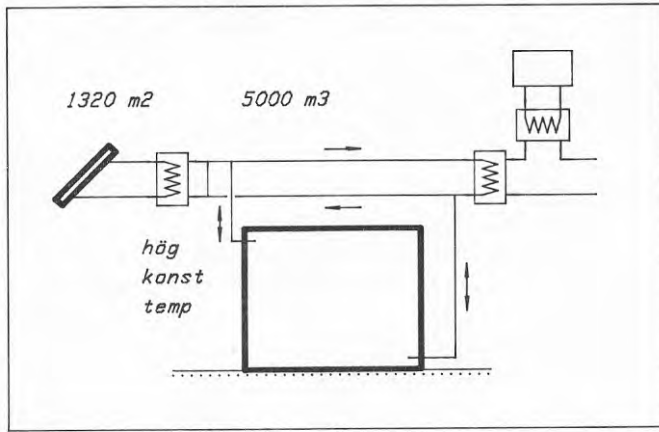
Anläggningen dimensionerades ursprungligen för 100 % värmeförlustgrad med solvärme, men främst av ekonomiska skäl byggdes en hälften så stor anläggning, där värmeförlustgraden förväntades bli 50 %. Figur 2.10 visar funktionen i anläggningen enligt mätningar 1982.

Systemuppbyggnaden i Ingelstadanläggningen möjliggör att man kan arbeta med högre temperaturer och värmelasten har temperaturrequirement som är normala för befintliga gruppcentraler, till skillnad från Studsvik och Lambohov.

En överskattning av solinstrålning och värmeutbyte i solfångarna medförde att praktiskt taget inget solvärme kunde säsongslagras. Värmeförlustgraden blev endast ca 15 %. För att trots detta kunna utvärdera systemfunktionen under 1982 tilläts urlagring endast då lagret värmts upp. Direktkopplingen mellan solfångarkretsen och distributionskretsen var följaktligen också blockerad. Värmebehovet i lasten täcktes alltså av tillsatsvärme i stort sett hela den sommaren. Att temperaturerna i lagret trots detta inte blivit högre beror på att lagringskapaciteten är stor i förhållande till producerad solvärme.

Då flödet var variabelt i inlagringskretsen och styrdes mot en konstant hög temperatur erhöles en temperaturskillnad mellan toppen och botten i lagret. Solfångarkretsen var normalt avstängd under perioden november till mars.

Värmebehovet i lasten påverkades av höga distributionsförluster vilket medförde att en ovanligt hög sommarlast erhöles.



Figur 2.10 Värmebehov i lasten, värmeutbyte i solfångarna och temperaturer i lagret enligt mätningar 1982 i Ingelstad Ia.

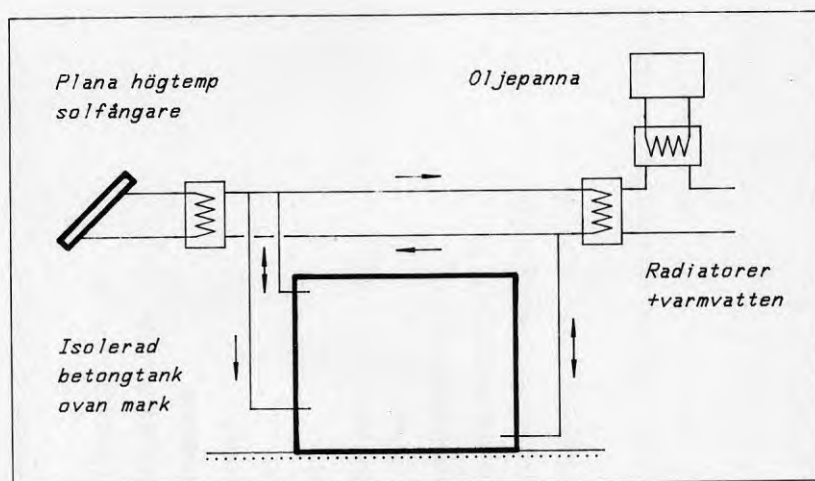


## 2.4 Ingelstad Ib

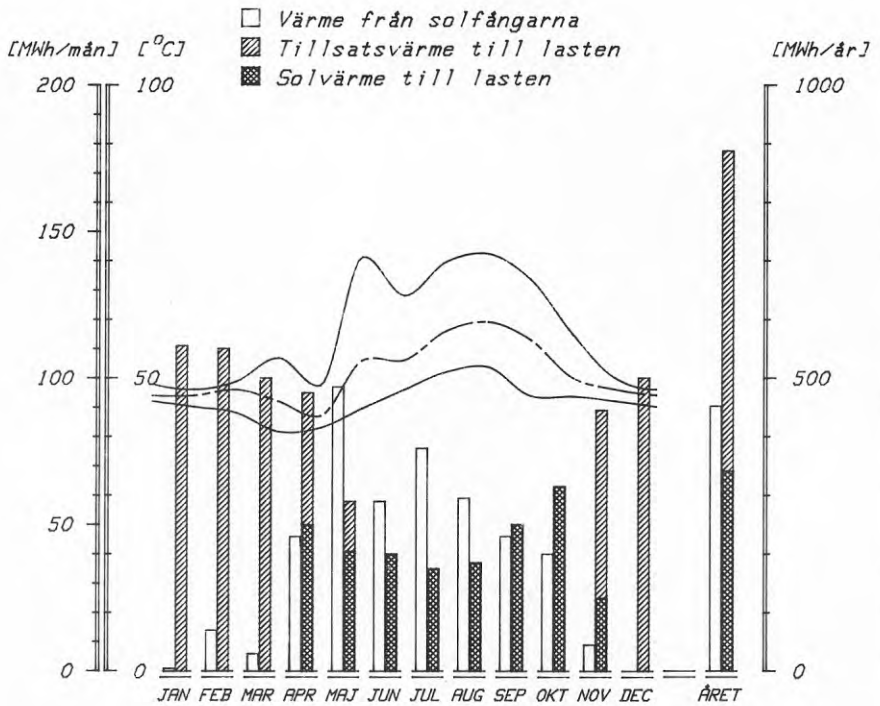
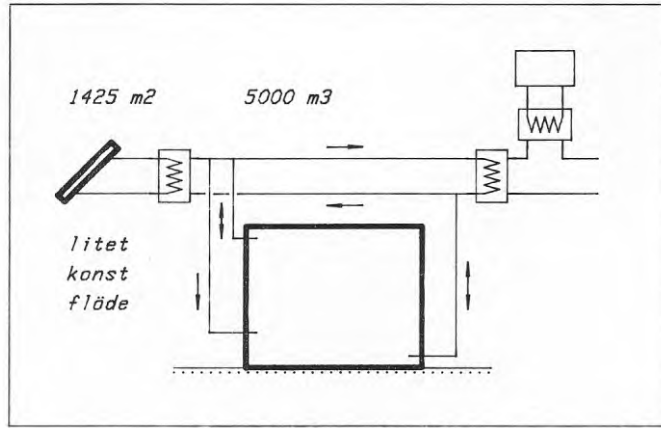
Anläggningen består av

- markuppställda plana högtemperatursolfångare
- samma värmelager som Ingelstad Ia.

Vid ombyggnaden 1984 av Ingelstad Ia till Ib, var det stora steget att solfångarna byttes ut. Därutöver ersattes värmeväxlaren i solfångarkretsen med en plattvärmväxlare och flödestyrningen ändrades. Flödet är nu konstant på båda sidor om värmväxlaren och flödet till lagret kan ledas till två nivåer i lagret beroende på temperaturnivå. Solfångarkretsen innehåller en vatten/glykolblandning och är i drift året om. Dimensionerande temperaturhöjning över solfångarna är ca 30 °C, och flödet är därmed relativt litet. I övrigt är systemlösningen oförändrad [14]. Figur 2.12 visar funktionen i anläggningen enligt mätningar 1985.



Figur 2.11 Systemlösning i Ingelstad Ib.



Figur 2.12 Värmebehov i lasten, värmeutbyte i solfångarna och temperaturer i värmelagret enligt mätningar 1985 i Ingelstad Ib.

Efter ombyggnad, då solfångarfältet ersattes med plana solfångare, har nära nog 50 % värm täckningsgrad erhållits vilket var målet vid ombyggnaden. Medeltemperaturen i lagret blir dock fortfarande förhållandevis låg, vilket beror på att den tillgängliga lagringskapaciteten är större än vad som erfordras för 50 % värm täckningsgrad.

Tack vare att ett litet flöde används i solfångar- och inlagringskrets erhålls en temperaturskillnad mellan toppen och botten i lagret även med konstant flöde. Detta är möjligt då värme kan lagras på två nivåer beroende på erhållen temperaturhöjning i solfångarna.

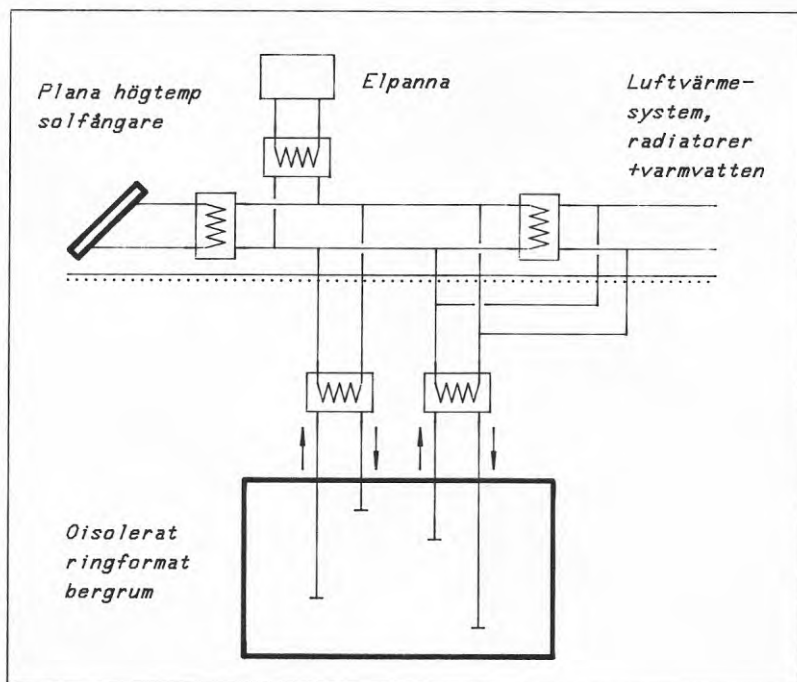
Enligt systemlösningen i figur 2.11 innehåller anläggningen fortfarande en förbikoppling av lagret. För jämförbarhetens skull har funktionen beskrivits som om denna förbikoppling inte fanns, utan all värme passerar lagret. Förbikoppling av lagret diskuteras längre fram i rapporten.

## 2.5 Lyckebo

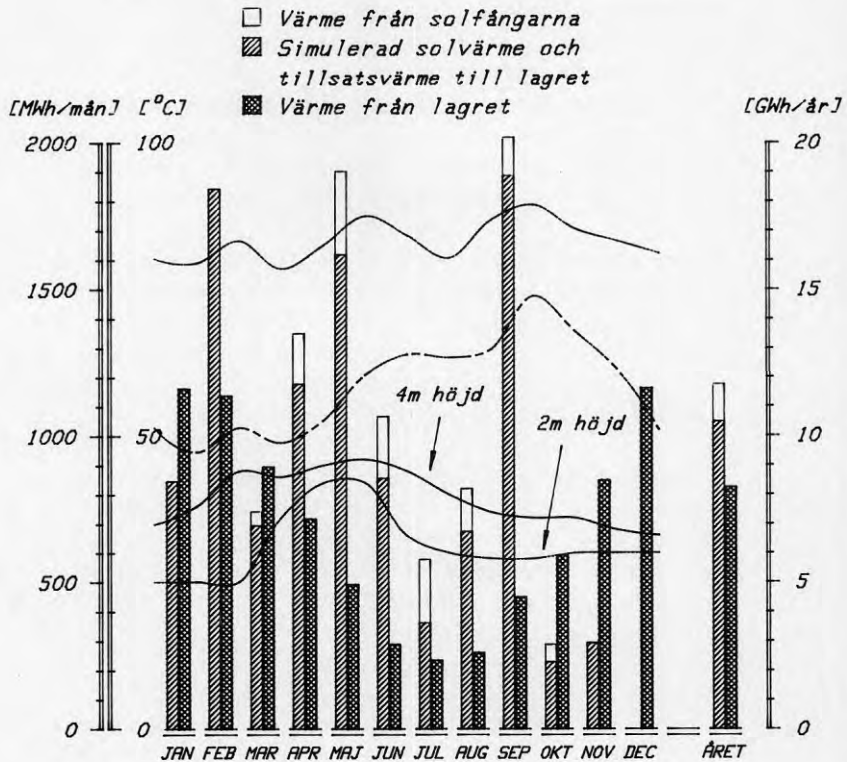
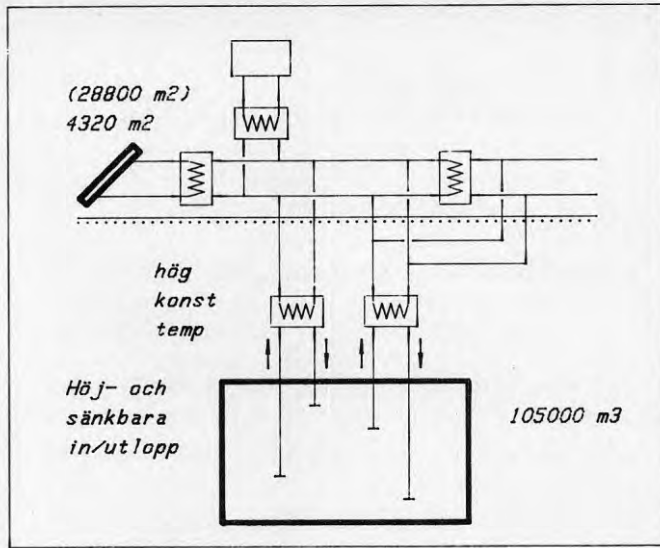
Anläggningen består av

- markuppställda plana högtemperatursolfångare
- ett vattenfyllt oisolerat bergrum som värmelager
- elpanna för simulering av solfångare.

Solfångarkretsen är i princip utformad som i Ingelstad Ib med vatten/glykolblandning, plattvärmväxlare och en hög dimensionerande temperaturhöjning, här ca 40 °C. Flödet i solfångarkretsen och inlagringskretsen varierar dock inom ett visst område beroende på solinstrålningen. Grundtanken är att producera så mycket varmt vatten vid temperaturnivån 90-95 °C som är möjligt. Värmväxlaren i solfångarkretsen är kopplad dels via värmväxlare till lagret, dels direkt till lasten, men det senare driftfallet används inte utan all solvärme lagras.



Figur 2.13 Systemlösning i Lyckebo.



Figur 2.14 Värmebehov i lasten, tillfört värme till lagret och temperaturer i värmelagret enligt mätningar 1985 i Lyckebo.

Både inlagringskretsen och urlagringskretsen är utförda med höj- och sänkbara inlopp respektive utlopp, det vill säga flöde både till och från solfångare och last kan hämtas och lämnas på önskad nivå. Anläggningen fullt utbyggd är tänkt att täcka 100 % av lastens värmebehov med solvärme. I dagsläget simuleras dock 85 % av solfångarna med en elpanna [15]. Figur 2.14 visar funktionen i anläggningen enligt mätningar 1985 [51].

Liksom i Ingelstad möjliggör systemuppbyggnaden att höga temperaturer kan utnyttjas. Temperaturkraven i lasten motsvarar också här normala krav för en befintlig gruppcentral.

Temperaturen i lagrets toppskikt kunde hållas hög hela året, dels på grund av att flödet i solfångar- och inlagringskretsen var variabelt och styrdes mot en hög temperatur, dels på grund av att med elpannan simulerad solvärme och tillsatsvärme tillfördes lagret vid en högtemperaturnivå.

Temperaturen i lagrets bottenkikt är vissa tider betydligt lägre än returtemperaturen i lasten, vilket beror på att denna del av lagret inte utnyttjas effektivt och sannolikt också på ett visst inflöde av kallare vatten. Värmeförlusterna är dessutom större än beräknat, vilket diskuteras närmare i avsnitt 5.1.3 och 6.4.

Då den avsedda simuleringen av solvärme med elpannan av olika anledningar inte erhållits skiljer sig värmebalansens utseende och temperaturförloppet i lagret väsentligt från de övriga anläggningarna. Det är främst fördelningen av simulerad solvärme som avviker. Den solvärme som inte simulerats under sommaren har istället tillförts på hösten.

Erforderlig tillsatsvärme som krävs för att värma upp omgivande berg under de första åren tillförs till lagret med samma elpanna som ska simulera solfångare. Detta medför att en del av förlusterna i lagret täcks med tillsatsvärme. För det presenterade mätåret har detta inneburit att det främst i februari tillförts mer värme än vad som krävts i lasten.



## 2.6 Anläggningar utanför Sverige

Inom "IEA-Solar Heating and Cooling Programme", medverkar Sverige i ett internationellt samarbete (delprogram VII) om solvärme-centraler. Arbetet beskrivs i en sammanfattande rapport av Boysen och Chant i [16]. Från denna rapport har befintliga anläggningar i drift hämtats. Därutöver redovisas en anläggning i Finland [17].

Tabell 2.4 Anläggningar i andra länder än Sverige

Land	Anläggning	Solfångartyp	Värmelager
Canada	Scarborough	evakuerad	akvifär
Finland	Kerava	1-glas plan	berg/vatten
Neder- länderna	Groningen <sup>1)</sup> Bunnik	evakuerad 1-glas plan	mark akvifär
Italien	San Pietro	1-glas plan	mark
Schweiz	Vaulruz Meyrin	2-glas plan 1-glas plan	mark mark
USA	Hatfield	1-glas plan	mark
Västtysk- land	Stuttgart University	absorbator	mark/akvifär
Österrike	Kranebitten	absorbator	mark

1) Systemlösning utan värmepump

Karaktäristiskt för anläggningarna utanför Sverige är att värmepump ingår i de flesta systemlösningarna. Dessutom används någon form av marklager i alla anläggningar. Enligt resonemanget i inledningen av rapporten stämmer dessa anläggningars systemuppbyggnad i de flesta fall inte överens med hur en renodlad solvärmeanläggning med säsongslager definieras här. För den skull presenteras här endast kortfattat de anläggningar som har störst anknytning till det svenska forskningsprogrammet. De är medtagna eftersom de utformats för relativt höga temperaturer så att solvärmen kan utnyttjas till viss del även utan värmepump.

I tabell 2.5 och 2.6 presenteras dessa anläggningar på motsvarande sätt som de svenska anläggningarna presenterats tidigare.

Tabell 2.5 Anläggningar utanför Sverige som utformats för relativt höga temperaturer.

Anläggning	Idrift år	Solfångare	Värmelager	Värmelast
Groningen	84	Evakuerad heat-pipe takintegrerad	Marklager - vertikala slangar	96 bostads- enheter
Vaulruz	83	2-glas plan takintegrerad	Marklager - horisontella slangar	3200 m <sup>2</sup> bruksarea
Kerava	83	1-glas plan takintegrerad	Vattenlager - oisolerad bergrop + Berglager - vertikala borrhål	44 bostads- enheter

Gemensamt för de presenterade anläggningarna är att solfångarna är placerade på hustak, vilket för övrigt är fallet i alla experimentanläggningar utanför Sverige. Större solvärmeanläggningar med säsongslager och markbaserade solfångare har alltså inte byggts utomlands.

Kerava och Groningen kan i storlek jämföras med den svenska Lambohovanläggningen, medan Vaulruz närmast kan jämföras med den svenska Kullavikanläggningen.

Kerava-anläggningen har i stort sett samma systemuppgygnad som den svenska Lambohov-anläggningen, men lagret är ett kombinerat vatten- och borrhålslager. I Groningen- och Vaulruzanläggningarna används marklager, där värme lagras genom att en vätska cirkulerar i slangar i marken. I Vaulruz är slangarna placerade i horisontella slingor på olika djup. Slangarna i Groningen är nedsatta vertikalt på liknande sätt som i de svenska Sunclay- och Kullavikanläggningarna. Temperaturområdet, som utnyttjas i dessa lager, är relativt högt, 10-50 °C, vilket också är fallet i Kullavik. I kombination med en extrem lågtemperaturlast kan detta innebära, att man som i Groningen-anläggningen, inte behöver använda värmepump.

Systemlösningarna i de presenterade anläggningarna är, liksom i flera svenska, relativt komplicerade och anläggningarna som sådana är dyra. De kan visserligen tillföra det svenska forskningsprogrammet en hel del erfarenheter, men visar inte på några löftesrika utvecklingslinjer.

Tabell 2.6 Anläggningar utanför Sverige som utformats för relativt höga temperaturer - Projekteringsdata

Anläggning	Solfångar- area [m <sup>2</sup> ]	Lagervolym [m <sup>3</sup> ]	Värme- täcknings- grad [%]	Tillsats- värme	Värme- behov [MWh/år]
Groningen	2.400	23.000	65	gas	1.160
Vaulruz	520	3.500	33	el till vp + olja	350
Kerava	1.100	1.500 vatten 11.000 berg	75	el till vp + elpanna	550

Groningen- och Vaulruz-anläggningen [46] har i stort sett fungerat som det var tänkt. Förlusterna i Groningenlagret är dock betydligt större än beräknat.

Däremot har anläggningen i Kerava endast gett drygt 20 % värmefärdningsgrad jämfört med beräknat 75 %. Projekterad värmefärdningsgrad är här orealistiskt hög och bygger inte på några vederhäftiga beräkningar. För närvarande kan endast den vattenfyllda berggruppen användas som lager och man planerar att också utnyttja berget med borrhål som lager. Det skulle medföra att värmefärdningsgraden skulle kunna öka ca 10 procentenheter [45].

Internationellt erfarenhetsutbyte, mellan ansvariga konstruktörer och forskare knutna till de flesta av här nämnda anläggningar, har också skett inom två workshops arrangerade i samarbete mellan EG och IEA [53].



De senast planerade projekten kan på samma sätt som de befintliga anläggningarna indelas i tre storleksgrupper:

- en mindre pilotanläggning för en medelstor värmecentral med isolerat värmelager, Kronhjorten  
en mindre värmecentral med takintegrerade solfångare och isolerat värmelager, Särö
- två medelstora värmecentraler med isolerade lager, Ingelstad II och Malung
- en stor värmecentral med isolerat/oisolerat lager, Sundby  
en större värmecentral med oisolerat lager, Kungälv.

I stort sett alla planerade projekt bygger, när det gäller systemlösning, på förstudien för Ingelstad II. De har med ett undantag dimensionerats för 70-80 % värmetäckningsgrad. Med undantag för de mindre anläggningarna är de dessutom tänkta att svara för värmeför-  
sörjning av befintlig bebyggelse.

De senaste två åren har förstudier genomförts för sex anläggningar. I tabell 3.1 och 3.2 sammanfattas dessa projekt på liknande sätt som de befintliga anläggningarna. De här förprojekterade anläggningarna är intressanta då de representerar en ny generation, på dagens kunskap baserade solvärmeanläggningar. För samtliga anläggningar har värmelagring i vatten förutsatts.

Tabell 3.1 Planerade projekt

Projekt	Förstudie år	Solfångartyp	Värmelager	Värmelast
Malung	86	Platsbyggd plan högtemperatur	Isolerad markgrop	130 bostads- enheter
Ingelstad II	85	Plan högtemperatur	Isolerad berggrop	150 bostads- enheter
Kronhjorten	86	Plan högtemperatur	Isolerad berggrop	Lokaler 2500 m <sup>2</sup>
Särö	87	Takintegrerad plan högtemperatur	Isolerad berggrop	75 bostads- enheter
Kungälv	86	Plan högtemperatur	Oisolerade bergrum	2500 bostads- enheter 115.000 m <sup>2</sup> lokaler
Sundby	86	Plan högtemperatur	Isolerad berggrop/ oisolerat bergrum	58.000 m <sup>2</sup> bostäder och lokaler

Tabell 3.2 Planerade projekt - Projekteringsdata

Projekt	Solfångar- area [m <sup>2</sup> ]	Lagervolym [m <sup>3</sup> ]	Värme täcknings grad [%]	Tillsats- värme	Värme- behov [MWh/år]
Malung	4.000	6.000	50	el	2.200
Ingelstad II	6.000	16.500	75	olja	2.350
Kronhjorten	500	1.200	70	olja	175
Särö	900	2.100	65	pellets	400
Kungälv	116.000	400.000	75	olja	52.000
Sundby	25.000	80.000	80	olja	14.300



Under slutet av 1970-talet diskuterades, och i en del fall planerades rätt långt, ganska många olika projekt förutom de som sedan verkligen realiserades. Till exempel diskuterades en större anläggning i Malmslätt i samband med förstudierna för Lambohovprojektet och planerades en stor anläggning i Södertuna. I de flesta fall ledde idéförslagen endast till förstudier. I Södertunaprojektet, genomförde man dock i stort sett en detaljprojektering. Detta projekt förtjänar därför att uppmärksammas mer än andra som aldrig passerade förprojekteringsstadiet. En stor del av arbetet för Södertuna utfördes i början av 1980-talet inom det internationella samarbetet "IEA Solar Heating and Cooling Programme", delprogram VII, som behandlar solvärmecentraler.

För Södertunaprojektet gällde följande:

Förstudie år	Solfångartyp	Värmelager	Värmelast
80-82	1-glas plan takintegrerad	Vatten i en isolerad ståltank	550 bostads- enheter

Den projektering och de beräkningar som genomfördes resulterade i följande tekniska data:

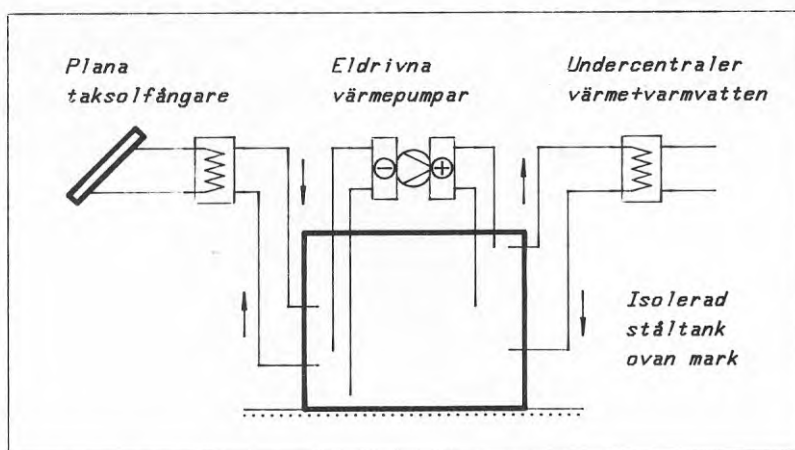
Solfångar- area [m <sup>2</sup> ]	Lagervolym [m <sup>3</sup> ]	Värme- täcknings- grad [%]	Tillsats- värme	Värmebehov [MWh/år]
13.500	55.000	80	el till vp	5.700

### 3.1 Södertuna

Det här projektet skiljer sig en hel del från de övriga planerade projekten som presenteras. Dels utfördes studien relativt tidigt och dels innefattar den en totalanalys av ett helt nytt bostadsområde. Både passivt och aktivt utnyttjande av solvärme behandlas, vilket gör att studien omfattar väsentligt mer än bara en analys av själva solvärmecentralen [18].

Solfångarna var tänkta att placeras ovanpå på ett stort terrasshus och orienterade i olika riktningar. Tre alternativ för värme-lager utreddes och ett huvudalternativ med en isolerad ståltank valdes. För att öka lagringskapaciteten och höja utbyte i solfångarna innehöll systemlösningen värmepumpar kopplade för att arbeta internt i lagret. Systemlösningen som helhet och rördragningen som sådan med bland annat flera lokala undercentraler måste anses som relativt komplicerad. Bostadsområdet var planerat för utnyttjande av passiv solvärme i första hand och därefter skulle 80 % av aktivt tillförd värme täckas med solvärme. Restande 20 % var tillskott i form av drivenergi till värmepumparna.

Södertuna-projektet realiserades aldrig bland annat på grund av ett minskat behov av nyproducerade bostäder i den kommun där det planerades.



Figur 3.1 Systemlösning i Södertuna.

### 3.2 Malung

Förstudien innefattar studier av två olika lagerkonstruktioner för en isolerad markgrop med flytande ovanbelagd liknande den i Studsvik. Den behandlar dels ett lager som kan användas upp till 95°C, dels ett med billigare material, framför allt i tätskiktet, där 70°C är högsta temperaturnivå [19]. För närvarande projekteras ett pilotlager för uppförande i Studsviks gamla groplager.

Som solfångare föreslås en nyutvecklade, extremt långa (50-100 m), markuppställda, platsbyggda plana solfångare. Olika systemlösningar bland annat med dränerad solfångarkrets diskuteras.

Anläggningen är tänkt att bli ansluten till ett befintligt bostadsområde via en panncentral med elpanna och är dimensionerad för 50 % värmeförbrukningsgrad.

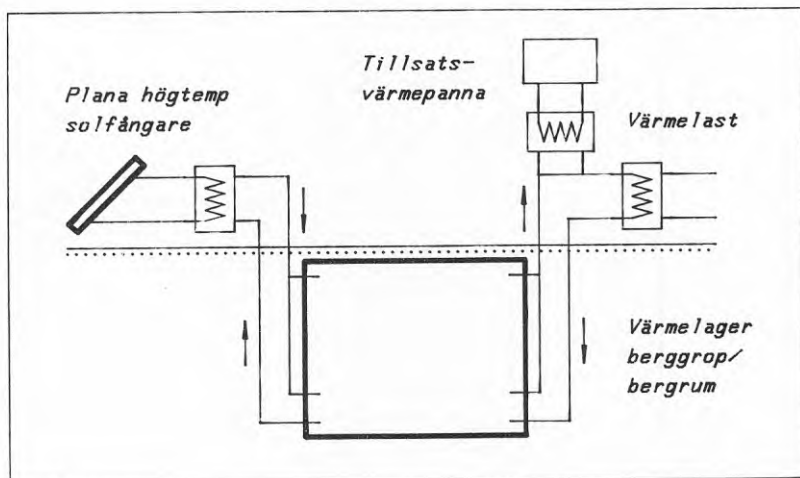
### 3.3 Ingelstad II och Kronhjorten

Ingelstad II är ett projekt som delvis bygger på erfarenheterna från Ingelstad Ib och Lambohov. Det är tänkt att bli utfört med markuppställda plana högtemperatursolfångare och med en isolerad berggrop med självbärande ovanbelagd som värmelager. Anläggningen är tänkt att bli ansluten till flera befintliga värmeförbrukare i ett litet lokalt fjärrvärmennät [20], [48].

Systemlösningen är delvis ny och liknar en som provats praktiskt i sommarfjärrvärmesystemet i Nykvarn. I stort sett samma systemlösning har också valts i de övriga planerade projekten, Särö, Kungälv och Sundby. Solfångarkretsen är avskild från lagret med en värmväxlare och innehåller en vatten/glykolblandning. Flödet är konstant och dimensionerat för en hög temperaturhöjning över solfångarna, omkring 40°C vid hög solinstrålning. Det motsvarar ett flöde på ca 0,003 liter per m<sup>2</sup> solfångare och sekund. Inlagring kan ske på två nivåer beroende på temperatur och flödet hämtas i botten. Utlagringskretsen är separat och skall på motsvarande sätt hämta flödet från två nivåer och återföra det till botten. Systemlösningen visas i figur 3.2.

Som en pilotanläggning uppförs en anläggning kallad Kronhjorten [21] med planerad idriftstagning 1987. Den utförs helt enkelt i en mindre skala och ansluts, till skillnad från Ingelstad II, till ett nybyggt kontorshus med lägre temperaturkrav.

Både Ingelstad II och Kronhjorten planeras för värmeförbrukningsgraden ca 70 %.



Figur 3.2 Systemlösning i Ingelstad II-, Kronhjorten-, Särö- och Sundbyprojekten. Samma systemlösning har föreslagits i Kungälv, men då med tillsatsvärmearläggningen ansluten direkt till lagret.

#### 3.4 Särö

Projektet representerar en utveckling av systemuppbyggnaden i Lambohov-anläggningen, dock utan värmepump. Solfångarna är tänkta integrerade i hustaken och värmelagret är tänkt att bli utfört som en isolerad berggrop. Det är här frågan om en utveckling av lagret i Kronhjortenprojektet. Systemlösningen är i stort identisk med den som planerats för Ingelstad II. Värmetäckningsgraden beräknas bli ca 65 % [22].

Solfångarna är av samma takintegrerade typ som använts i flera befintliga anläggningar tidigare, som t ex Kullavik. Här är det dock tänkt att en utvecklad variant med konvektionshinder och selektiv absorbatör ska provas.

### 3.5 Kungälv

Det här är ett betydligt större projekt än de övriga; 116.000 m<sup>2</sup> solfångare och 400.000 m<sup>3</sup> bergrumslager. Anläggningen bygger i mycket på erfarenheterna från Ingelstad Ib och Lyckebo. Solfångare, värmetäkningsgrad och systemlösning är desamma som i Ingelstad II, medan värmelagret är ett eller flera oisolerade bergrum. Det är den första stora solvärmeanläggning som inte primärt är tänkt som en experimentanläggning utan i första hand som en bruksanläggning [23]. Flera befintliga lokala värmesystem är tänkta att bli sammankopplade till ett nytt fjärrvärmenät, som skall utgöra värmelasten för Kungälvsanläggningen.

För närvarande utreds dessutom förutsättningarna för att kombinera säsongslagrad solvärme med kraftvärme.

### 3.6 Sundby

En förstudie för en solvärmeanläggning med säsongslager i Sundby ingår i en generell förstudie för ett mindre lokalt fjärrvärmenät i Strängnäs [24].

Förstudien innehåller dels en jämförelse mellan isolerade större gropvärmelager och mindre oisolerade bergrum, vilket är presenterat som en generell dimensioneringsstudie, dels ingår solvärmealternativet i en jämförelse med andra tänkbara värmeproduktionsanläggningar. Dessa är en oljeeldad värmecentral, en oljeeldad värmecentral kombinerad med elpannor, två värmecentraler med olika sjövattnenvärmepumpar kombinerade med oljepannor, en värmecentral med uteluftvärmepump kombinerad med oljepanna och en värmecentral med flispanna kombinerad med oljepanna.

Solfångare, systemlösning och värmetäkningsgrad är i stort desamma som i Ingelstad II.

### 3.7 Planerade projekt utanför Sverige

För närvarande finns två renodlade solvärmeanläggningar med säsongslager planerade utanför Sverige. Det är två anläggningar för mindre bostadsområde i Danmark. Förstudierna för dessa projekt bygger dels på Danmarks egna erfarenheter från ett mindre gropvärmelager som testats under flera år och dels på den svenska förstudien för Ingelstad II-projektet.

Ett projekt är planerat för ny bebyggelse med en del av solfångarna på husen som i det svenska Särö-projektet. Detta projekt är ett samarbetsprojekt mellan Danmark och USA och delfinansierat genom EG. Det andra projektet är tänkt att bli uppfört med enbart markbaserade solfångare och ingår som referensprojekt i ett nordiskt seminarium (NBS) om beräkningsmodeller för solvärme med säsongslager. I båda fallen föreslås vattenfyllda groplager i lösmark som värmelager [49].

Det svaga intresset för solvärme med säsongslager utanför Sverige hänger framför allt samman med höga solfångarkostnader och mindre ambitiösa forskningsprogram för solvärme med säsongslager jämfört med det svenska. Erfarenheterna från och förutsättningarna för stora centrala värmeproduktionsanläggningar är dessutom i de flesta fall små, Danmark och Finland undantaget.

Helt naturligt har olika klimatförutsättningar stor betydelse. För att en solvärmeanläggning med säsongslager ska vara intressant krävs ett utpräglat värmebehov under den kallare (solfattigare) delen av året, vilket begränsar tillämpningen till nordligare latituder.



För att kunna utnyttja solvärme i större skala krävs ett centralt värmeproduktionsystem som till exempel en gruppcentral eller en fjärrvärmecentral. Dels kräver solfångarfältet utrymme och dels är det orealistiskt att tänka sig säsongslager för mindre byggnader på grund av höga anläggningskostnader för små lager.

En solvärmeanläggning kräver i dagsläget en mer avancerad projekteringsmetodik än vid konventionell VVS-projektering. Detta beror på att den jämfört med andra värmeproduktionsystem karaktäriseras av att

- värmekällan (solinstrålningen) har låg effektintensitet
- värmealstringen är temperaturberoende
- värmen alstras vid en låg temperaturnivå.

Den dimensioneras inte som normalt efter värmeeffekten, utan efter den värmemängd den ska avge. Värmekostnaden domineras dessutom helt av kapitalkostnadsandelen.

### Anläggningstyper

Man kan urskilja två huvudtyper av renodlade solvärmeanläggningar med säsongslager i vatten. Dels mindre och medelstora värmecentraler, där ett mer eller mindre isolerat värmelager krävs, dels stora värmecentraler, där ett oisolerat värmelager kan användas.

De mindre och medelstora värmecentralerna är lämpliga för värmelaster som har en anslutningseffekt i storleksordningen 100-3000 kW (300-8000 MWh årligt värmebehov), de stora värmecentralerna är lämpliga för värmelaster med en högre anslutningseffekt än 5 MW (12 GWh årligt värmebehov).

I dagsläget bör solvärmecentraler uppföras med plana högtemperatur-solfångare i stora moduler. Detta är en teknik som utvecklats i Sverige speciellt för stora markbaserade solfångarsystem. I mindre nyprojekterade bostadsområden är det möjligt att använda tak-integrerade solfångare.

De större anläggningarna bör uppföras med vattenfyllda oisolerade berggrum som värmelager. För de mindre och medelstora anläggningarna finns det i dagsläget ingen etablerad lagringsteknik med, för säsongslagring av solvärme, tillräckligt låga anläggningskostnader. Isolerede vattenfyllda groplager av olika slag syns idag vara en ur ekonomisk synpunkt lovande lagerkonstruktion för dessa anläggningsstorlekar.

## Dimensionering

Vid förprojektering av solvärmecentraler placerade i södra Sverige kan följande riktvärden användas för att täcka 70-80 % av värmebehovet i den anslutna lasten med solvärme, vilket i dagsläget är en rimlig dimensionering.

- 6 m<sup>2</sup> solfångararea/kW anslutningseffekt, vilket motsvarar ca 15 m<sup>2</sup> markarea/kW
- 18 m<sup>3</sup> lagervolym vatten/kW anslutningseffekt.

Detta under förutsättning att värmebehovet i den anslutna värme-lasten har en normal fördelning över året och att utnyttjningstiden är ca 2500 timmar. För att täcka återstående 20-30 % av lastens värmebehov krävs en pannanläggning med företrädesvis låg anläggningskostnad, till exempel en oljepanna.

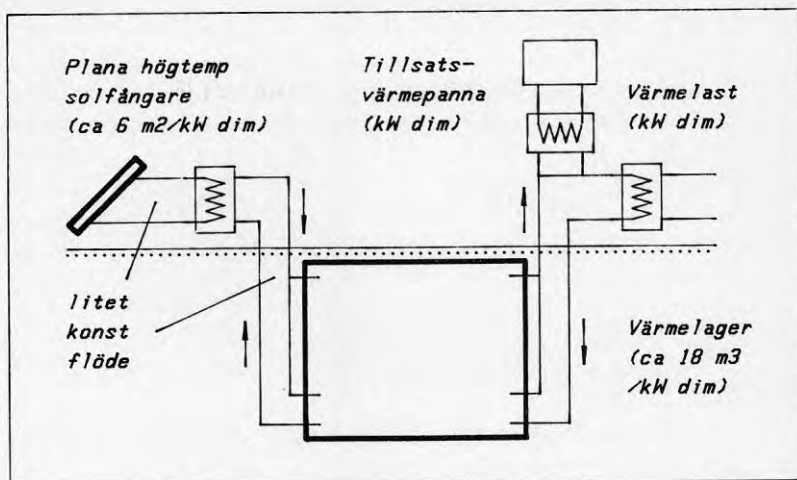
## Systemlösning

Den systemtekniska uppbyggnaden av den konventionella VVS-tekniska delen av anläggningen bör vara så enkel som möjligt. Detta innebär att systemlösning bör vara uppdelad i en separat krets för inlagring av värme från solfångarna och en separat krets för urlagring av värme från lagret till lasten.

Inlagringskretsen och solfångarkretsen bör vara dimensionerade för ett litet flöde, det vill säga en stor temperaturhöjning över solfångarna. Ett utlopp från lagret bör placeras i botten och inlopp till lagret bör placeras på några olika nivåer. Ett litet konstant flöde är att föredra före konstant inlagringstemperatur, det vill säga variabelt flöde.

Urlagringskretsen dimensioneras så att returen från distributionsnätet kan kyla lagervattnet maximalt. Varmt lagervatten hämtas från toppskiktet och eventuellt något skikt längre ner och återförs till bottenskiktet i lagret.

Med detta som bakgrund har följande systemlösning föreslagits i de flesta av de senast planerade projekten. Solfångar- och inlagringskretsen dimensioneras för ett litet konstant flöde. Inlagringskretsen förses med ett fast utlopp i botten av lagret och två fasta inlopp, ett i toppen och ett i nedre delen av lagret. Urlagringskretsen utförs på ett liknande sätt med ett inlopp och två fasta utlopp.



Figur 4.1 Föreslagen systemlösning.

Tillsatsvärme bör företrädesvis tillföras direkt till lasten efter lagret. Denna systemlösning visas i figur 4.1.

Ytterligare förenklingar som kan tänkas i denna systemlösning är följande. Utlagringskretsen kan utföras med endast ett fast utlopp från lagret till utladringskretsen. Utloppet till inladringskretsen och inloppet från utladringskretsen kan sammanbindas i ett kombinerat inlopp/utlopp. En sådan systemlösning är föreslagen i en andra ombyggnad av Ingelstadsanläggningen. Se vidare avsnitt 6.3.

En komplicerad systemlösning bör endast accepteras om en väl verifierad värmeteknisk och ekonomisk förbättring av anläggningen klart kan påvisas.

#### Allmänt

De solvärmeanläggningar med säsongslager som är under utveckling i Sverige är anpassade för att anslutas till nya eller befintliga gruppcentraler och mindre fjärrvärmenät.

Tekniken att utnyttja solvärme i större skala för att värma våra byggnader är trots de hittills genomförda experimentprojekten i ett så tidigt utvecklingskede att varje ny anläggning måste projekteras och dimensioneras utomordentligt seriöst, såväl i stort som i detalj.

Det måste betonas att det i väsentliga delar behövs en mer avancerad projekteringsmetodik än vad som är normalt vid konventionell VVS-projektering. Driften måste också vara genomtänkt i detalj. Allt detta leder bland annat till att simulering av anläggningens totala funktion måste ingå som en självklar del av projekteringsarbetet.

Stora solvärmesystem med säsongslager karaktäriseras **värmetekniskt** av att:

- Värmekällan (solinstrålningen) har en jämfört med andra värme-produktionssystem mycket låg effektintensitet
- Värmealstringen i solfångarna är direkt beroende av temperaturerna i systemet
- Värmet alstras vid en temperaturnivå som ligger nära undre gränsen för användbarhet.

Detta ställer följande krav på anläggningens utformning:

- Värmeförlusterna måste vara små i systemet
- Alla temperaturnivåer, inte minst lastens returtemperatur, måste vara låga.
- Temperaturförlusterna måste i varje led vara små.

Stora solvärmesystem med säsongslager karaktäriseras **ekonomiskt** av att

- De dimensioneras i första hand efter inte den värmeeffekt utan den värmemängd de ska avge.
- Värmekostnaden domineras helt av kapitalkostnadsandelen.

Detta ställer följande krav på anläggningens utformning:

- Det alstrade värmets måste utnyttjas maximalt, vilket innebär att anläggningen inte får vara överdimensionerad.
- Anläggningskostnaderna (solfångare, värmelager) ligger på en kritisk nivå och systemkostnaden (rör, regler) får därmed inte bidra med några som helst onödiga fördyringar.

#### 4.1 Anläggningstyper

Då det gäller solfångare och distributionssystem finns det inga grundläggande skillnader mellan mindre och större solvärmeanläggningar. Solfångararean är proportionell mot den värmemängd som skall insamlas under säsongen. Det konventionella VVS-systemet i anläggningen skalas upp med ökande anläggningsstorlek, dock utan att förändras principiellt.

Då det gäller värmelagret däremot kan man vinna såväl värmetekniskt som ekonomiskt, då anläggningsstorleken ökas. Värmetekniskt ligger vinsten i att förhållandet mellan lagrets omslutningsarea och volym minskar med ökande lagerstorlek, vilket minskar värmeförlusternas storlek i proportion till insamlad värmemängd. Ekonomiskt ligger vinsten i att oisolerade bergrum med relativt låg byggkostnad kan nyttjas, då anläggningarna blir stora.

Med det här som bakgrund kan man då urskilja två tänkbara huvudtyper av anläggningar för verkliga tillämpningar.

- **Små och medelstora värmecentraler**, ca 100-3000 kW anslutningseffekt, (300-8000 MWh årligt värmebehov).
- **Stora värmecentraler** med 5 MW eller större anslutningseffekt (12 GWh eller större årligt värmebehov).

Värmelager tillhörande den första gruppen har volymer i storleksklassen 2000-60.000 m<sup>3</sup>. För dessa lagerstorlekar måste man för att hålla nere värmeförlusternas storlek förse de relativt volymer stora omslutningsytorna med värmeisolering. Lämpliga lagertyper är markgropar eller ovanjordstankar. Värmeisoleringen kan helt utelämnas hos värmelager tillhörande den andra gruppen, där storleken ligger på över 100.000 m<sup>3</sup> och bergrum är lämpliga.

I storleksintervallet mellan 60.000 och 100.000 m<sup>3</sup> bygger man av ekonomiska skäl knappast bergrum. En tänkbar lösning är istället uppdelning i mindre lagervolymer som då måste värmeisoleras. Eftersom dessa lagertyper byggs på eller i markytan kan utrymmebehovet möjligen komma att bli en begränsande faktor för denna storleksklass av värmecentraler, dit stora gruppcentraler ofta belägna i tätt exploaterade bostadsområden hör.

#### 4.1.1 Solfångarsystem

När det gäller valet av solfångare bör man beakta att dessa måste kunna uppföras i mycket stora system utan några komplicerade arbetsmoment. Solfångarna bör dessutom fungera under långa tidsperioder utan kvalificerad tillsyn. Med värmecentralens storlek definierad på ovanstående sätt uppgår solfångararean till

- 1.000 - 20.000 m<sup>2</sup> i små och medelstora anläggningar
- 30.000 - > 100.000 m<sup>2</sup> i stora anläggningar.

De allra minsta anläggningarna kan utföras med takintegrerade solfångare. I övrigt är det endast markuppställda solfångare som kan komma i fråga.

Solfångaren i ett solvärmesystem med säsongslager måste med bibehållen hög verkningsgrad kunna producera värme vid drifttemperaturer alltifrån 50°C upp till 80-90°C, vilket innebär att solfångartyper med små värmeförluster är nödvändiga.

De solfångare som idag är aktuella för användning vid höga drifttemperaturer är

- plana högtemperatursolfångare
- evakuerade solfångare (inkl heat pipe)
- koncentrerande solfångare.

De kan alla producera i storleksordningen 300-400 kWh/m<sup>2</sup> vid en drifttemperatur av 60-80 °C, vilket kan anses som nödvändiga prestanda för att säsongslagrad solvärme ska kunna bli konkurrenskraftig för byggnadsuppvärmning.

Anläggningskostnaderna skiljer dock betydligt mellan de tre huvudtyperna. Plana solfångare är billigast och koncentrerande dyrast. Prisskillnaden mellan å ena sidan plana solfångare och å andra sidan evakuerade eller koncentrerande solfångare är i praktiken betydande. Till exempel är de koncentrerande solfångare som från början användes i Ingelstad omkring tre gånger så dyra som de plana solfångare som nu används.



Det är högst sannolikt att skillnaderna framdeles förblir så stora att knappast annat än plana solfångare i verkligheten kan bli aktuella för byggnaders värmeförsörjning. Evakuerade eller koncentrerande solfångares mindre temperaturkänslighet kan komma mer till sin rätt i tillämpningar med ännu högre temperaturkrav, det vill säga över 100°C.

Praktiska erfarenheter från en större anläggning i drift (Ingelstad Ia) har visat att koncentrerande solfångare, framför allt på grund av ett komplicerat och sårbart reglersystem, kräver orimliga underhållsinsatser för att bibehålla en acceptabel funktion. Dessa erfarenheter visar att en rörlig, koncentrerande solfångare är en för vårt klimat klart olämplig solfångartyp. Praktiska erfarenheter från större anläggningar (> 1000 m<sup>2</sup>) med evakuerade solfångare saknas i Sverige men finns utomlands. Båda dessa typer av solfångare måste i dagsläget importeras, om man skulle vilja använda dem.

I Sverige har det skett en mycket positiv utveckling inom solfångartekniken, främst då det gäller markuppställda plana högttemperatursolfångare i stora moduler. Denna robusta och driftsäkra solfångartyp installerad med korrekt uppbyggt rörsystem är i dagsläget den för svenska förhållanden lämpligaste lösningen i större anläggningar. Det finns cirka 10.000 m<sup>2</sup> av denna solfångartyp i praktisk användning och det finns en betydande drifterfarenhet samlad.

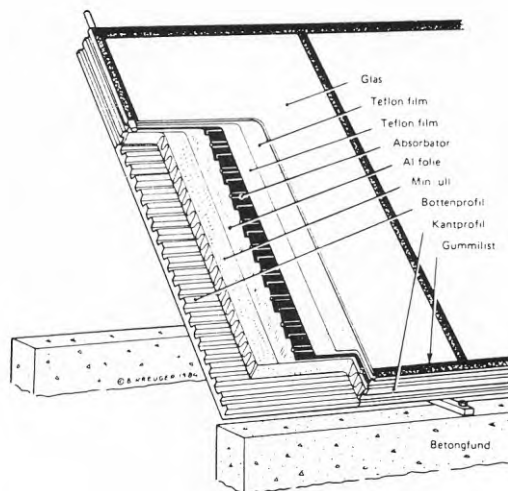
I mindre nyprojekterade bostadsområden, där det är möjligt att orientera hustaken mot söder, och någorlunda väl samlade, kan det vara intressant att använda platsbyggda takintegrerade solfångare.

I Sverige sker nu också utveckling av en markplacerad platsbyggd plan högttemperatursolfångare med extremt långa moduler. En sådan solfångartyp måste utvecklas så långt att platsmontaget blir mycket rationellt. Detta eftersom den på marknaden först och främst kommer att få konkurrera med stora modulbyggda solfångare som är massproducerade på fabrik och enkelt ihopkopplingsbara.



När det gäller frysskydd av solfångarsystem finns det praktiska erfarenheter av såväl lösningar med rent vatten och dränering vid låga temperaturer, som av lösningar med helt slutna krets och fryspunktsnedsättande tillsatser i vattnet. Enligt alla erfarenheter som har vunnits intill dagsläget uppväger inte fördelarna med en dränerad solfångarkrets den ökade komplexitet som fås vid driften av ett stort solfångarfält, som ofta dräneras. För att frysskydda solfångarna och förhindra korrosion i solfångarkretsen bör på vanligt sätt propylenglykol (> 50 volymprocent) och korrosionsinhibitorer användas, om man vill ha enkla och funktions säkra solfångarsystem.

Solfångarkretsen kan utföras som ett öppet system eller som ett slutet system med expansionskärl. Om cirkulationspumpen av någon anledning stannar i ett öppet system kommer vätskan i solfångarkretsen att efterhand koka bort. För att inte vätskan ska förloras krävs ett uppsamlingskärl, från vilket systemet åter kan fyllas.



Solfångarmodul i Nykvarn (plan högeffektiv)

Figur 4.2 Plan högtemperatursolfångare

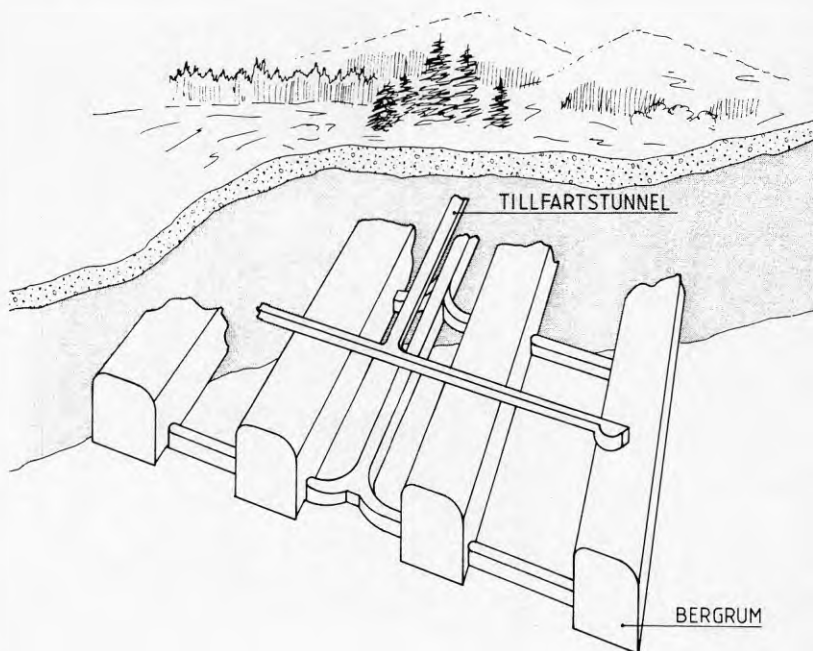
#### 4.1.2 Värmelager

Då ett vattenlager används som säsongslager i en solvärmeanläggning, är följande lagervolymer aktuella för de tidigare beskrivna anläggningsstorlekarna:

- 2.000-60.000 m<sup>3</sup> i små och medelstora anläggningar
- 100.000-300.000 m<sup>3</sup> i stora anläggningar.

I små och medelstora anläggningar krävs, då lagervolymer är relativt liten, ett isolerat värmelager, medan värmelagret i de stora värmecentralerna, då förhållandet mellan omslutningsarea och volym där är mindre, kan utföras oisolerat.

I större anläggningar kan knappast annat än vattenfyllda oisolerade bergrum komma ifråga som värmelager. Erfarenheterna från byggande av stora bergrum är stora i Sverige och de fysiska förutsättningarna är goda.



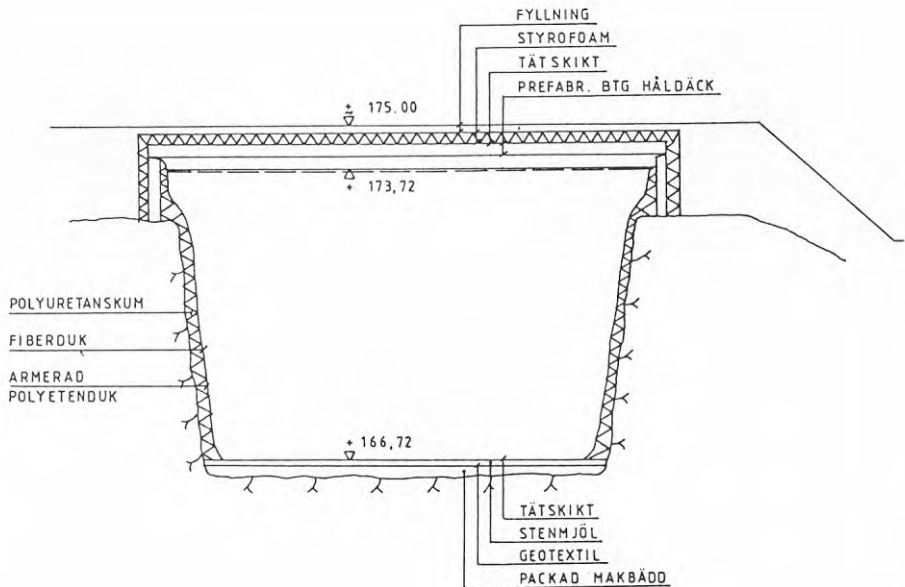
Figur 4.3 Bergrum

Det som i första hand är viktigt att bemästra, då det gäller lager av det här slaget, är värmeförluster och läckage. Värmeförluster kan, utöver renodlad värmeeströmning, även orsakas av utträngande varmt lagervatten och inläckande kallare vatten.

Grundvattenrörelser och risken för vattenläckage bör studeras noggrant i den markundersökning som normalt föregår projektering av ett lager av den här typen.

Att beakta i alla typer av vattenlager är också förluster på grund av avdunstning.

När det gäller isolerade vattenlager till mindre anläggningar finns det en etablerad teknik med isolerade ståltankar. Dessa blir dock i dagsläget alldeles för dyra som säsongslager. Antingen måste de konventionella konstruktionerna utvecklas så att de blir betydligt billigare eller också måste helt nya lösningar tas fram och prövas.



SEKTION AV KRONHJORTENLAGRET

Figur 4.4 Lagerkonstruktionen i Kronhjorten-projektet.

Groplager av olika slag syns idag vara en ur ekonomisk synpunkt lovande väg. Huvudproblemet ligger här i att åstadkomma en tillräckligt tålig kombination av tätskikt och isolering. En i dagsläget intressant konstruktion är den typ av groplager som byggs i Kronhjorten-projektet. Konstruktionen beskrivs närmare i [25].

En annan konstruktion av groplager presenteras i Malung-projektet. Det är här fråga om en utveckling av Studsviks groplager [26].

En väsentlig kostnadsreduktion jämfört med tidigare utförda isolerade groplager (Lambohov, Studsvik) har skett, men ytterligare kostnadsreduktioner krävs om en mindre solvärmeanläggning ska kunna konkurrera med konventionella värmeproduktionssystem av samma storlek. Det är framför allt här som de största forskningsinsatserna krävs i dagsläget. Samtidigt kvarstår dock att även kostnaderna för solfångarsystemet måste reduceras. Detta senare är avgörande för solvärmetekniken i såväl små och medelstora som stora anläggningar. Detta diskuteras närmare i avsnitt 8. EKONOMISKA FÖRUTSÄTTNINGAR.

Tills dess bättre lagringstekniker finns att tillgå bör någon mindre eller medelstor solvärmecentral inte uppföras annat än i kombination med nybyggda hus med utpräglade lågtemperatursystem. Framför allt en låg returtemperatur är viktig för att man skall kunna nå ett acceptabelt temperaturintervall för lagringen, trots att lagrets maximalt tillåtna temperaturnivå får läggas vid cirka 80 °C. Ungefär här ligger den högsta temperatur som idag kan tillåtas med hänsyn till materialbeständighet i välkända tätskikt, om kostnadsnivån skall vara rimlig.

I ett nybyggt bostadsområde med extremt låga temperaturer i värme systemet (till exempel golvvärme eller luftvärme) kan det vara möjligt att utnyttja lervärmelager. Det skulle då vara fråga om lervärme med vertikala rör speciellt utformade för höga lagertemperaturer.

## 4.2 Dimensionering

Då man skall dimensionera en värmeproduktionsanläggning bör man skilja på anläggningar som är

- effektdimensionerade

och sådana som är

- energidimensionerade.

Med en effektdimensionerad anläggning menas en anläggning där anläggningskostnaden främst bestäms av den maximalt avgivna effekten. En energidimensionerad anläggning däremot är en anläggning där anläggningskostnaden främst bestäms av den totalt per säsong avgivna energin.

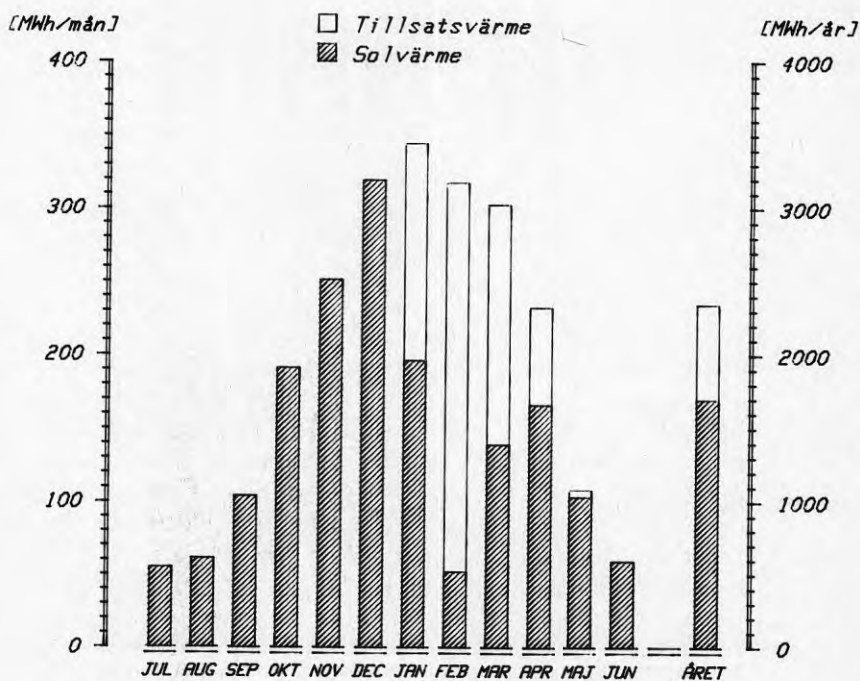
Vid dimensionering av en effektdimensionerad anläggning med låg anläggningskostnad är det försvarbart att i viss mån överdimensionera anläggningen. Detta eftersom en måttlig överdimensionering inte påverkar värmekostnaden nämnvärt då kapitalkostnadens andel är liten. Exempel på en sådan anläggning är en panncentral för oljeeldning.

En hög anläggningskostnad medför att man blir beroende av hög utnyttjningstid för att erhålla en låg värmekostnad. För en sådan anläggning kan en överdimensionering bli förödande för ekonomin, på grund av att utnyttjningstiden blir kortare än planerat och därmed den totala värmekostnaden kanske påtagligt högre.

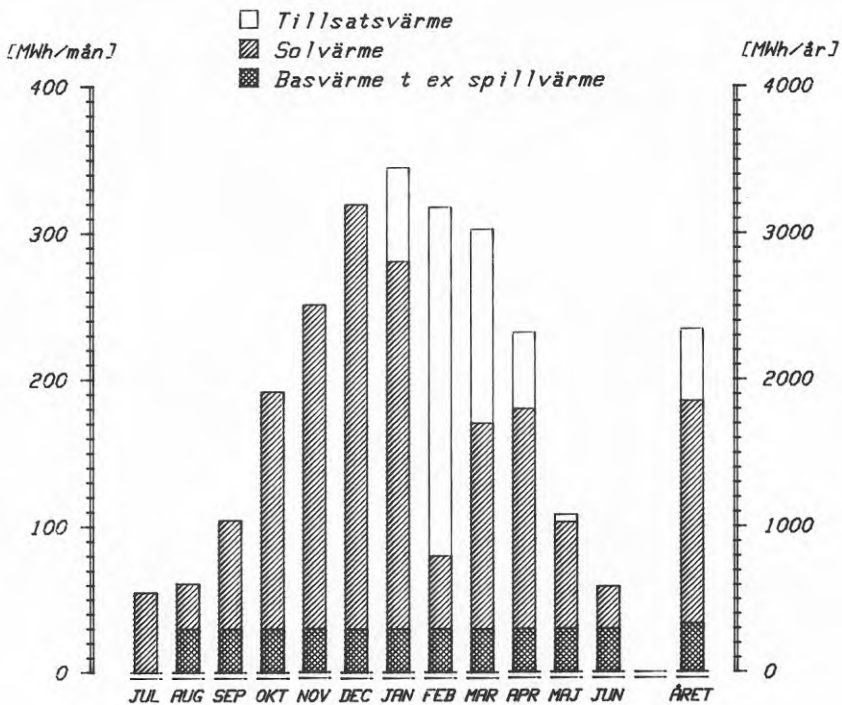
På samma sätt som för en effektdimensionerad anläggning med hög anläggningskostnad är det av avgörande betydelse för en energidimensionerad anläggnings ekonomi att den inte överdimensioneras. Här är dock grundkravet inte en hög utnyttjningstid utan att värmealstringen ska ske med högsta möjliga verkningsgrad och att den ska tas tillvara med lägsta möjliga värmeförlust. I båda fallen gäller som en gemensam nämnare att man vid dimensioneringen utgår ifrån fastlåsta krav på energitäckning. En solvärmearläggning med säsongslager är därmed så gott som en renodlat energidimensionerad anläggning. Det är endast inlagrings- och urlagringsanordningarna som behöver effektdimensioneras.

Den producerade värmeenergin behöver, tack vare lagret, inte användas samtidigt som den produceras. I princip kan därför värmets från anläggningen med i stort sett bibehållen ekonomi placeras högre upp i lastens varaktighetskurva än till exempel värmets från stora värmepumpar, sopförbränning och spillvärme, förutsatt att detta inte för med sig minskade möjligheter att använda hela värmeproduktionen. Avsikten är att behandla detta mer i detalj i ett kommande arbete.

I figur 4.5 visas fördelningen över året av värme från en solvärmecentral, då säsongslagrad solvärme används som basvärme. I figur 4.6 visas fördelningen, då säsongslagrad solvärme kombineras med annan basvärmeproduktion.



Figur 4.5 Värmebehov i lasten och tillförd solvärme, då det utnyttjas som basvärme med en värmeförbrukningsgrad på 70-80 %.



Figur 4.6 Värmebehov i lasten och tillfört solvärme, då det utnyttjas tillsammans med annan basvärme.

Förutsättningen för att ekonomiskt optimera värm täckningsgraden för en solvärmeanläggning med säsongslager i ett givet system, är att värm från solvärmeanläggningen vid någon täckningsgrad är billigare än annat värme, som kan användas i det studerade systemet. I dagsläget skulle en sådan optimering kräva antaganden om finansiering, möjliga kostnadsreduceringar och alternativkostnader. Detta skulle för att bli meningsfullt fordra en mer omfattande analys än som ryms i detta arbete. Optimeringen är inte heller den fråga som är den viktigaste för närvarande.

Det som för närvarande är väsentligt för den fortsatta utvecklingen är, att de anläggningar som byggs dimensioneras på ett i grunden tekniskt riktigt sätt, med en värm täckningsgrad som inte är helt felaktig.

Häri ligger en första förutsättning för att nya solvärmeanläggningar skall dels bli något så när ekonomiska och dels ge bidrag till en fortsatt kunskapsuppbyggnad.



Dimensioneringsmetodik baseras i det följande på ett medelår. Detta är acceptabelt här, men sannolikt inte tillfyllest vid en djupare analys. En sådan kommer att genomföras i ett kommande arbete, som skall bli en fortsättning på den här presenterade studien.

En möjlig utveckling av detta arbete är att ta fram ett mer lätt-tillgängligt dimensioneringshjälpmedel än de simuleringsmodeller som används idag. Ett exempel på en sådan modell, som tagits fram för mindre solvärmeanläggningar, är F-chartmodellen från University of Wisconsin i USA [27]. Denna modell har sitt ursprung i en mer detaljerad modell TRNSYS som började utvecklas redan 1975 [28]. Studier som utförts för solvärmeanläggningar med säsongslager presenteras av Braun i [29].

De resonemang om dimensionering och systemuppbyggnad som förs i denna rapport är antingen hämtade från praktiska erfarenheter i befintliga anläggningar eller baserade på resultat från omfattande beräkningar. Dessa beräkningar har utförts med en detaljerad simuleringsmodell. Ett urval av dessa simuleringar presenteras närmare i kapitel 5. DATORSIMULERINGAR.

Det skulle bli alltför omfattande att här ge en fullständig presentation av modellen och hur den använts för dimensionering av en anläggning. Istället presenteras i de följande avsnitten enkla beräkningsexempel med vars hjälp det är möjligt att genomföra en förstudie för en tänkt anläggning. Vid projektering av anläggningen bör, som tidigare nämnts, den ovan beskrivna modellen eller någon annan liknande väl verifierad modell användas. De i avsnitt 4.2.2 och 4.2.3 presenterade exemplen är baserade på beräkningar med modellen, vilka i sin tur är utförda för ett medelår.

#### 4.2.1 Värmetäckningsgrad

En solvärmeanläggning med säsongslager har så höga kapitalkostnader att den måste utnyttjas maximalt under sin livstid, det vill säga absolut all den värmeenergi, som anläggningen kan avge, måste användas nyttigt varje driftsäsong. Till att börja med innebär detta att den naturliga variationen i solinstrålningen och värmebehovet mellan olika år bör täckas med en annat värme än solvärme. Den kompletterande värmearläggning som då väljs bör ha låg kapitalkostnad. Huruvida driftkostnaden är hög är av underordnad betydelse, då det rör sig om förhållandevis små värmemängder. Det finns vidare alltid en viss osäkerhet i planeringsskedet då det gäller bedömningen av det verkliga värmebehovet. Även den osäkerheten bör pareras med en värmearläggning med låg kapitalkostnad.

De här två faktorerna, årlig variation av solinstrålning och värmebehov samt osäkerhet vid bedömning av det verkliga värmebehovet, motiverar redan i sig att en kapitallett tillsatsvärmeanläggning nyttjas för åtminstone ca 20 % av det totala värmebehovet, vilket förklaras närmare i det följande.

Om man nu av något skäl förutsatt sig att dimensionera för 100 % värm täckningsgrad måste detta ske så att anläggningen utan tillsatsvärme klarar den sämsta tänkbara kombinationen av solinstrålning och värmebehov ett år. Detta skall gälla ett speciellt ogynnsamt år i en lång följd av år. Alla andra år kommer man då att erhålla en temperaturnivå i lagret som ligger högre än under det dimensionerande året med åtföljande lägre värmeutbyte i solfångarna än för ett fall dimensionerat för värm täckningsgrad under 100 %. Detta vore klart oekonomiskt.

Rimligare vore då att dimensionera anläggningen så att den kunde ge maximalt 100 % värm täckningsgrad det bästa året enbart. Här ligger sannolikt en gräns varöver värme måste börja lagras år från år. För att kunna göra en sådan dimensionering med säkerhet krävs dock, dels att dimensionering sker utgående ifrån en lämplig kombination av klimatår och dels att värmebehovet kan bestämmas väldigt noggrant. En sådan dimensionering kräver en betydligt djupare analys än vad som avses här. Därför föreslås här en dimensionering, som främst är grundad på ett medelår.

Solinstrålningen varierar normalt  $\pm 10\%$  och den utetemperaturberoende delen av värmebehovet varierar normalt  $\pm 5\%$  från år till år. Till dessa variationer bör den osäkerhet läggas,  $\pm 10\%$  är vanligt, som bestämningen av värmelasten medför. Denna sista osäkerhet behöver dock inte vara fullt så stor, när det är fråga om en väl bestämd befintlig värmelast. Utgående från ett medelår bör därför en solvärmeanläggning dimensioneras för 70-80 % värm täckningsgrad. En väsentligt lägre värm täckningsgrad är inte så intressant, då den totala potentialen i så fall minskar.

Påstående: För ett sådant här val av täckningsgrad måste man resonemangsvis utgå ifrån att anläggningen inte något år får ge mer än 100 % - i så fall blir konsekvensen lagring år från år och därmed ökad värmekostnad - dimensioneringen bör alltså grundas på ett extremår och ett medelår!

- Bevis:
- Solinstrålningsvariation =  $\pm 10 \%$
  - Värmelastvariation =  $\pm 15 \%$
  - Värmetäckningsgrad medelår =  $80 \%$

$$\text{Täckningsgrad maxår} = \frac{1,10}{0,85} \cdot 80 \% = 103 \%$$

I praktiken blir täckningsgraden  $\sim 100 \%$  maxåret, då solfångarna ger mindre än 1,10 medelåret och lagerförlusten blir något större än medelåret på grund av högre lagertemperatur. Lagret bör vara dimensionerat för maxåret.

Dimensioneras en solvärmeanläggning med säsongslager för en lägre värmetäckningsgrad än ca  $70 \%$  kommer lagret dessutom att vara outnyttjat under en längre tid. För en normal värmelast är det dessutom möjligt att, på bekostnad av lägre värmeutbyte i solfångarna, erhålla  $30-40 \%$  värmetäckningsgrad med ett korttidslager [30]. Då krävs endast ca  $0,1 \text{ m}^3$  lagervolym per  $\text{m}^2$  solfångararea jämfört med ca  $3 \text{ m}^3$  lagervolym per  $\text{m}^2$  solfångare för ett säsongslager och värmetäckningsgrad  $70-80 \%$ .

Något som bör beaktas är att en anläggning med värmelager i mark, och speciellt i ett oisolerat bergrum, under de första åren kommer att ge en lägre täckningsgrad än den dimensionerats för, eftersom omgivningen runt lagret värms upp successivt. De årliga värmeförlusterna kommer att avta de första åren, för att sedan närma sig ett, från år till år, stationärt tillstånd. Det är först då som man erhåller den täckningsgrad, som anläggningen dimensionerats för ett medelår. Uppvärmningsförlusterna täcks till stor del av ett ökat värmeutbyte i solfångarna. Resten måste dock kompenseras med en ökad mängd tillsatsvärme.

En solvärmeanläggning med säsongslager bör alltså innehålla en tillsatsvärmeanläggning. Solvärmeanläggningen bör, utgående från ett medelår, dimensioneras för  $70-80 \%$  värmetäckningsgrad. Då värmelagret är ett oisolerat bergrum skall denna täckningsgrad erhållas ett medelår, då de årliga förlusterna närmar sig ett fortvarighetstillstånd. Härmed uppnår man med ganska enkla antaganden en rimlig säkerhet, så att ett högt värmeutbyte i solfångarna erhålls från år till år.

Vilken typ av tillsatsvärme man bör välja och hur den kan tillföras samt hur denna tillsatsvärmeanläggning bör dimensioneras behandlas närmare i avsnitt 4.2.4.

#### 4.2.2 Solfångararea

Värmetäcksgraden bestäms i första hand av solfångararean, som i sin tur bestäms av värmeutbytet i solfångarna och värmeförlusterna i lagret. Som exempel kan en större anläggning i södra Sverige med 20 MW total anslutningseffekt och cirka 50 GWh totalt värmebehov, det vill säga ett normalfördelat värmebehov med utnyttningstiden 2500 timmar, studeras. Med rimliga antaganden om utbyte i solfångarna och förluster i lagret erhålls följande exempel.

##### Exempel: Dimensionering av solfångararean Vattenfyllt bergrum som värmelager

Förutsättningar:	
Årligt värmebehov i lasten	50 GWh (2500 h)
Värmetäcksgrad	75 %
Returtemperatur i värmelasten vid 0 °C utetemperatur - lägsta lagertemperatur	40 °C
Högsta lagertemperatur	95 °C
Årligt värmeutbyte i solfångarna vid 70 °C årsmedeltemperatur	350 kWh/m <sup>2</sup>
Värmeförluster i ett stort vattenfyllt bergrum som används inom temperaturområdet 40-95 °C då omgivande berg värmts upp	10 %

Beräkning:

Erforderligt värme från lagret

$$0,75 \cdot 50 = 38 \text{ GWh}$$

Erforderligt värmeutbyte i solfångarna

$$\frac{38}{0,9} = 42 \text{ GWh}$$

Erforderlig solfångararea

$$\frac{42 \cdot 10^6}{350} = 120.000 \text{ m}^2$$

De givna förutsättningarna är representativa för dagens teknik på solvärmeområdet. Man kan ur de givna uppgifterna och exemplet se att solfångararean förhåller sig till anslutningseffekten som  $6 \text{ m}^2/\text{kW}$  och till lastens årliga värmebehov som  $2,4 \text{ m}^2/\text{MWh}$ .

I en mindre anläggning med lägre temperaturer i distributions-systemet, kan man förvänta sig något lägre förhållande. På motsvarande sätt innebär ett val av en bättre eller sämre solfångare ett mindre respektive större förhållande.

Med hänsyn till skuggning och framkomlighet mellan solfångarna, upptar  $1 \text{ m}^2$  solfångare erfarenhetsmässigt ca  $2,5 \text{ m}^2$  markarea. Detta innebär  $15 \text{ m}^2$  markarea/kW anslutningseffekt respektive  $6 \text{ m}^2/\text{MWh}$  värmebehov.

Om takintegrerade solfångare kan användas i ett mindre nybyggt bostadsområde, räcker södervänd takyta gott och väl för en värmetäckningsgrad i storleksordningen 70 %, förutsatt att de anslutna husen inte innehåller mer än två plan.

Vid en förstudie för en anläggning i södra Sverige kan följande riktvärden användas för att erhålla 70-80 % värmetäckningsgrad.

- **$6 \text{ m}^2$  solfångararea/kW anslutningseffekt  
vilket motsvarar ca  $15 \text{ m}^2$  markarea.**

I det här exemplet krävs alltså ca  $300.000 \text{ m}^2$  ( $600 \text{ m} \times 500 \text{ m}$ ) markarea för att täcka 75 % av värmebehovet med solvärme. För att producera 1 TWh med solvärme behöver 24 lika stora anläggningar byggas.

#### 4.2.3 Lagervolym

Lagervolymen bestäms av den lagringskapacitet som krävs för säsongslagringen. I ovanstående exempel erfordras en årlig lagringskapacitet på drygt 60 % av den från lagret levererade värmemängden 38 GWh. Resten av den i solfångarna producerade värmen utnyttjas under sommarhalvåret direkt i lasten. En annan utnyttjningstid i lasten med ett annorlunda fördelat värmebehov påverkar givetvis den erforderliga lagringskapaciteten. En kortare utnyttjningstid kräver ett större lager och en längre utnyttjningstid kräver ett mindre lager.

Den erforderliga lagringsvolymen beräknas med hänsyn till lagrets utnyttjningsbara temperaturområde.

#### Exempel: Dimensionering av lagervolymen

Förutsättningar:	Erforderlig lagringskapacitet i förhållande till från lagret levererad värmemängd	60 %
	Temperaturintervall	55 °C
Beräkning:	Dimensionerande värmemängd	
	$0,60 \times 38 = 23 \text{ GWh}$	
	Erforderlig lagervolym blir då	
	$\frac{23 \cdot 10^{-6}}{1.16 \cdot 55} = 360.000 \text{ m}^3$	

Förhållandet mellan lagervolym och solfångararea blir i detta fall  $3 \text{ m}^3/\text{m}^2$ . Med en effektivare solfångare erhålls samma täckningsgrad med en mindre solfångararea, vilket ger ett större förhållande mellan volym och area.

Den erforderliga lagervolymen förhåller sig då till anslutningseffekten som  $18 \text{ m}^3/\text{kW}$  och till lastens årliga värmebehov som  $7,2 \text{ m}^3/\text{MWh}$ .



Vid en förstudie för en anläggning i södra Sverige kan följande riktvärden avseende lagervolym i förhållande till anslutningseffekt för att erhålla 70-80 % värm täckningsgrad användas.

- 18 m<sup>3</sup> lagervolym/kW anslutningseffekt.

En mycket central parameter är lägsta returtemperaturen i värmelasten. Den inverkar både på temperaturnivån och temperaturintervallet i lagret. Det vill säga att returtemperaturen påverkar både solfångararea och lagervolym.

I en mindre anläggning, som kräver ett isolerat lager, är det i dagsläget förbundet med höga kostnader att få motsvarande höga utnyttjningsbara temperaturområde, på grund av avsaknaden av lämplig lagringsteknik till rimlig kostnad. För att kunna lagra värme vid 95 °C krävs i dagsläget ett dyrare tätskikt än vid till exempel 70 °C. För att erhålla samma låga förhållande mellan lagervolym och solfångararea i en sådan anläggning krävs lägre returtemperaturer i distributionssystemet än normalt, vilket i regel endast kan fås i värmesystem som från början är projekterade för låga temperaturer.

#### 4.2.4 Tillsatsvärmeanläggning

En solvärmeanläggning med säsongslager kan antingen byggas som en ny värmecentral till en ny värmelast eller anslutas till en befintlig värmelast. Då anläggningen ansluts till en ny värmelast krävs en tillsatsvärmeanläggning för de cirka 20 % av värmebehovet, som solvärmeanläggningen inte dimensioneras för ett medelår. Denna tillsatsvärmeanläggning skall normalt nyttjas då temperaturen i värmelagret inte är tillräckligt hög för att tillgodose värmelastens temperaturkrav. Den bör då kunna täcka större delen av effektbehovet. Om solvärmeanläggningen ansluts till en befintlig värmelast kan normalt den befintliga värmecentralen användas som denna tillsatsvärmeanläggning.



I båda fallen bör tillsatsvärmeanläggningen vara en pannanläggning, där värmekostnaden domineras av bränslekostnaden och man således kan acceptera en kort utnyttningstid. Den i värmelasten krävda framledningstemperaturen måste alltid kunna tillgodoses med tillsatsvärmeanläggningen.

Man kan här skilja på två huvudalternativ när det gäller inkoppling av tillsatsvärmeanläggningen till solvärmeanläggningen. Dels kan den anslutas i serie med urlagringskretsen eller distributionskretsen, dels kan den anslutas direkt till värmelagret.

Då anläggningen, som i det första fallet, ansluts till lasten efter lagret kommer den att täcka spetslast, då temperaturen i lagret är lägre än krävd temperatur i lasten. Den period som lagret är helt urlagrat kommer den att täcka lastens hela värmebehov. Värmeeffekten från tillsatsvärmeanläggningen måste kunna regleras från att täcka endast en bråkdel av den anslutna lastens effekt till att täcka hela effektbehovet. Drifftiden för anläggningen kommer att variera från någon timma till hela månader. Den bör hela tiden stå stand by och uppstartningstiden bör vara kort. Större delen av tillsatsvärmets kommer att produceras tidigt på vintern, då utetemperaturen normalt är låg.

I figur 4.5 visas hur mängden tillsatsvärme fördelas över året vid 70-80 % värmetäckningsgrad. En lämplig tillsatsvärmeanläggning i detta fall är en lättoljeeldad värmepanna.

Om tillsatsvärmeanläggningen ansluts till lagret, kan den dimensioneras för en betydligt lägre effekt än den dimensionerande effekten i värmelasten, eftersom lagret kan utnyttjas så att effektbehovet i lasten alltid tillgodoses av urlagringskretsen i lagret. Detta innebär att en panna med förhållandevis låg effekt kan köras med full effekt under några månader.

I detta fall kan det vara möjligt att använda en fastbränslepanna med förhållandevis hög anläggningskostnad. En avvägning måste göras mellan minskad bränslekostnad och anläggningskostnad med hänsyn till en något större tillsatsvärmeandel, jämfört med om anläggningen ansluts till lasten. Den period då anläggningen är i drift måste förlusterna i lagret täckas med tillsatsvärme. Förlusterna i lagret blir dessutom något högre i detta fall, eftersom medeltemperaturen i lagret kommer att vara något högre.

Pannan startas upp då temperaturen i lagret understiger ett typiskt temperaturkrav i värmelasten och stoppas då erforderlig temperatur och värme finns i lagret för att överbrygga återstående tidsperiod, innan solvärmeanläggningen själv kan täcka hela lastens temperaturkrav och värmebehov.

Även i detta fall kommer större delen av tillsatsvärmets att produceras tidigt under våren, då utetemperaturen är låg. Normalt är lagret fulladdat på hösten och tillsatsvärme kan inte tillföras innan en del av lagret är urlagrat.

Ett annat skäl till lageranslutning kan vara att tillsatsen periodvis är större än lasten, till exempel kraftvärme med dagdrift och värmealstring motsvarande hela dygnsbehovet. Detta utreds för närvarande inom förstudien för Kungälvprojektet.

En tredje variant kan vara att köra tillsatsen på låg, konstant effekt direkt mot lasten och effektreglerna genom urlagring. Det kräver att lagerdriften läggs upp så att tillräckliga temperaturnivåer alltid finns kvar och kanske också att korttidsvariationerna på nätet är så små att man slipper att även effektreglerna tillsatsen. I dessa fall krävs en djupare analys än som är avsikten här.

I det följande diskuteras anläggningar, där tillsatsvärme tillförs direkt till värmelasten. Som ett specialfall diskuteras en anläggning med en tillsatsvärmepanna ansluten till lagret i avsnitt 4.4.4 och 5.2.1.

Då erforderligt tillsatsvärme produceras med hjälp av drivenergi till en i systemlösningen ingående värmepump erhålls en helt annan utformning av systemlösningen och karaktär på tillsatsvärmets. Detta diskuteras bland annat därför separat i följande avsnitt.

#### 4.3 Anläggning med värmepump

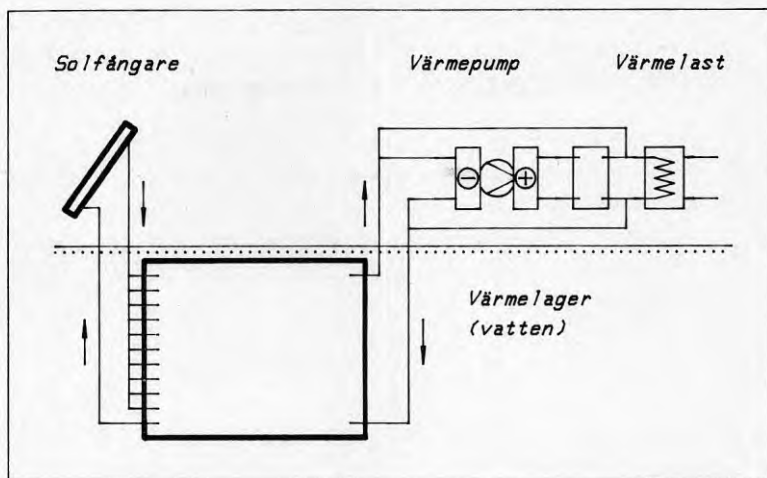
Genom att i systemlösningen införa en värmepump är det möjligt att tekniskt gå förbi den ofta svårbemästrade temperaturproblematiken. Till exempel kan det användbara temperaturintervallet i lagret och solfångarnas utbyte ökas genom att med en värmepump sänka den nedre temperaturgränsen i lagret. Ur solvärmeteknisk synpunkt är dock kombinationen med värmepump mycket tveksam. Systemet blir helt beroende av att tekniskt arbete, normalt i form av elektrisk energi, tillförs. Solvärmesystemet blir ur teknisk och ekonomisk synpunkt inte ett självständigt system utan en värmekälla för värmepumpen. Som sådan måste det, i de flesta tillämpningar, kunna konkurrera ekonomiskt med andra tänkbara värmekällor, som till exempel uteluft. Det finns därmed bland annat på grund härav anledning att distinkt skilja mellan solvärmesystem med värmepump och sådana utan.

Som tidigare nämnts betraktas ibland system med solfångare kombinerade med mark- eller akvifärlager som solvärmesystem. Eftersom sådana lager i normala fall kräver en värmepump bör de egentligen betraktas som värmepumpsystem. Den typen av system tas därför inte upp till behandling här. Här behandlas endast solvärmesystem med säsongslager i form av vattenlager och system med värmepump i kombination med solfångare och vattenlager. Dessa senare system är medtagna då de, åtminstone teoretiskt, skulle kunna byggas upp även utan värmepump och därför ändå kan ses som en variant av renodlad solvärmeteknik.

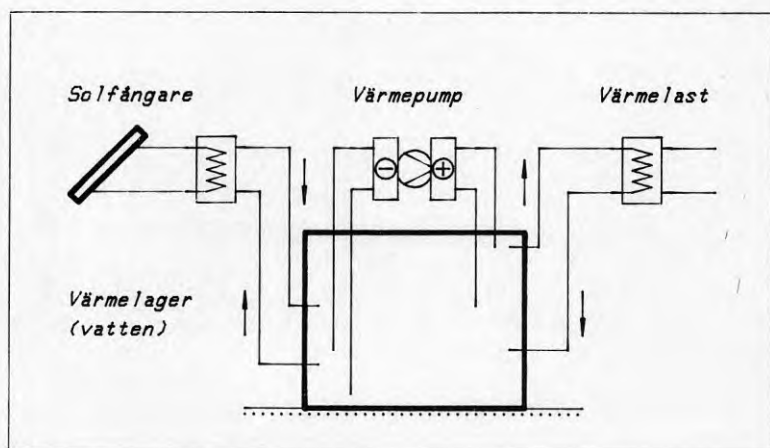
Man kan urskilja två principiellt olika tillämpningar av en värmepump i solvärmesystem med säsongslager i vatten.

- Värmepump arbetar mellan lagret och värmelasten, enligt figur 4.7.
- Värmepump arbetar i lagret mellan dess botten och topp, enligt figur 4.8.

Värmepumpen påverkar i båda fallen systemet så att man med hjälp av förångaren kan sänka temperaturen i lagret till en lägre temperatur än returtemperaturen i distributionsnätet. På så sätt kan man vid en given värmelast öka lagringskapaciteten samt solfångarnas värmeutbyte och därmed påverkas alltså storleksdimensioneringen av dessa systemdelar. Systemet blir dessutom inte lika beroende av att lastens returtemperatur verkligen är låg.



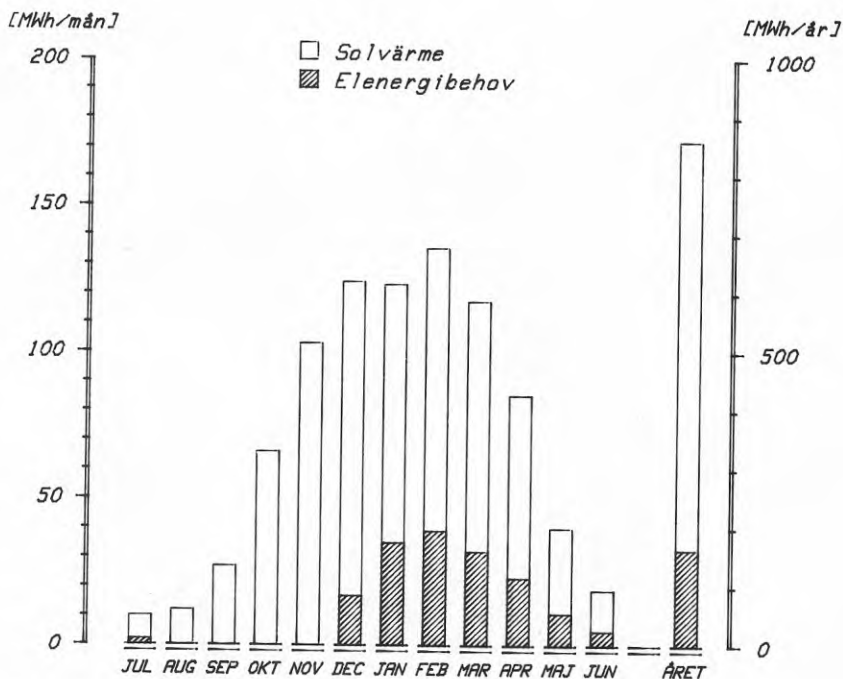
Figur 4.7 Värmepump mellan lager och värmeförbrukare.  
Lambohovanläggningen.



Figur 4.8 Värmepump internt i ett vattenlager.  
Södertunaprojektet.

I båda fallen blir ekonomin i systemet mer eller mindre beroende på tillgången till tekniskt arbete och kostnaden för detta. Av kostnadsskäl kan inte skillnaden vara alltför stor mellan tillgänglig temperatur i förångare och krävd temperatur i kondensor, vilket i praktiken innebär att lastens värmesystem ändå måste vara utformat för relativt låga temperaturkrav.

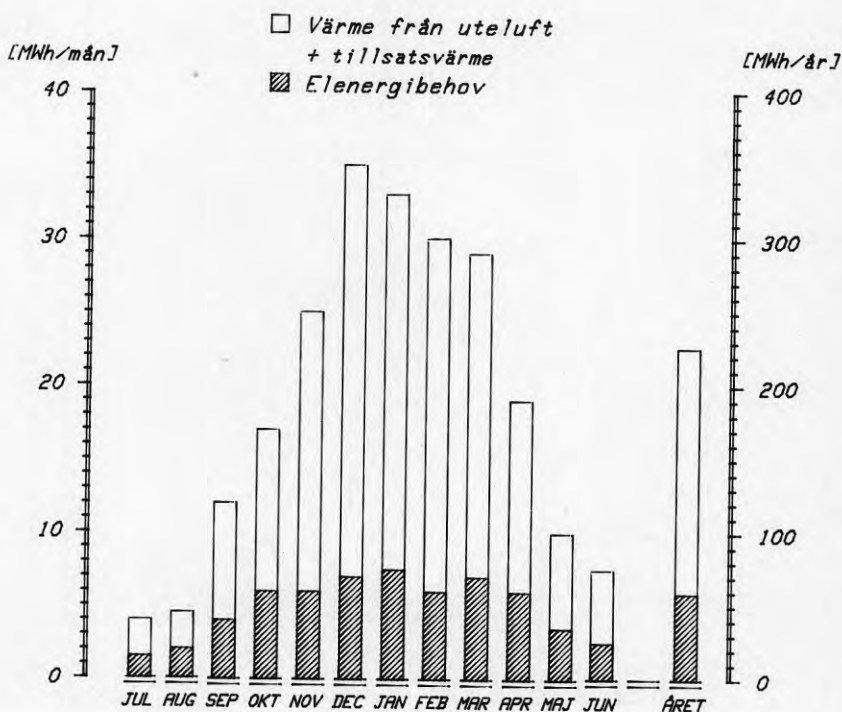
Om värmepumpen ansluts mellan lagret och lasten är det vanligt att dimensionera värmepumpen för hela effektbehovet eller åtminstone för större delen av det. Värmepumpen svarar dock då endast för en mindre del av värmebehovet, vilket medför att den får en kort utnyttningstid. Detta åskådliggörs i figur 4.9.



Figur 4.9 Värmebehov i lasten och elenergibehov för en anläggning med värmepump mellan lager och last som figur 4.7 (från figur 2.8 Lambhov 1983).

Samma värmepump skulle, ansluten till en större last och med en annan värmekälla, erhålla en betydligt längre utnyttjningstid, dessutom under en lämpligare tid på året. Jämför till exempel elenergibehovets fördelning över året för en värmepump med uteluft som värmekälla i figur 4.10. En lång utnyttjningstid är av stor betydelse för att en värmepump, av vilken typ det än är, ska vara ekonomisk.

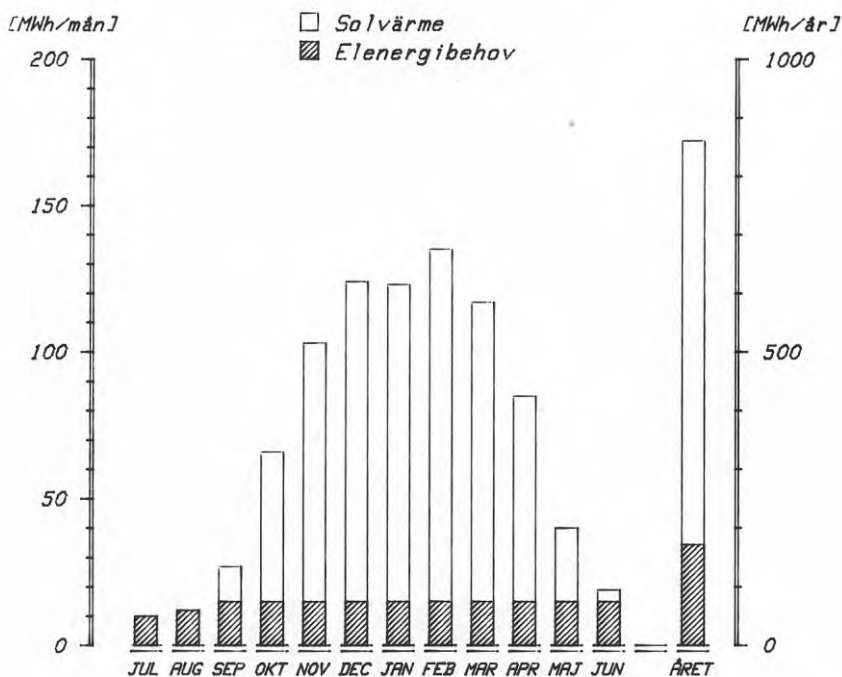
Skulle annan drivenergi än elenergi användas till värmepumpen, som till exempel olja, har ett stort energibehov på vintern givetvis inte den negativa effekt som då drivenergin är elenergi och behöver tillföras då elproduktionskostnaderna är höga.



Figur 4.10 Värmebehov i lasten och elenergibehov för en anläggning med uteluftvärmepump (från Guldhedenprojektet, Göteborg 1984) [31].

I det fallet värmepumpen ansluts internt i lagret kan det vara möjligt att dimensionera den så att den kan arbeta praktiskt året om. Här är det således möjligt att uppnå en lång utnyttjningstid, enligt figur 4.11. En sådan lösning kan i princip betraktas som en alternativ lagerkonstruktion. Några mer detaljerade studier för en sådan systemlösning finns hittills inte redovisade.

Principiellt sett motsvarar en värmepump ansluten i lagret en tillsatspanna ansluten till lagret. Det tillgängliga temperaturområdet i lagret blir dock betydligt större i fallet med värmepump.



Figur 4.11 Värmebehov i lasten och möjligt elenergibehov för en anläggning med värmepump internt i lagret som i figur 4.8.



#### 4.4 Systemlösning

Utformningen och dimensioneringen av det system som knyter samman solfångare, värmelager och värmeförbrukare är av avgörande betydelse för hur anläggningen kommer att fungera och vad den kommer att prestera. Detta system måste i alla delar vara rätt uppbyggt och dimensionerat. Det får inte innehålla några onödigt fördyrande komponenter eller delar. Vid val av systemlösning är det lämpligt att utgå från enklast tänkbara och absolut nödvändiga funktion. Därefter bör komplicerande lösningar endast accepteras om en väl verifierad teknisk och ekonomisk förbättring av anläggningen kan klart påvisas.

I flera av de hittills byggda anläggningarna utgör kostnaden för systemet som binder samman solfångarna, värmelagret och värmeförbrukaren en alltför stor del av anläggningskostnaden. Bland annat är detta en följd av att systemlösningarna är för komplicerade. Man kan förklara detta till viss del genom att det varit frågan om forskningsanläggningar. Ofta har dock betydande problem uppstått på grund av att konventionell teknik helt enkelt inte tillämpats på ett riktigt sätt.

Generellt är en riktig dimensionering, en långt driven enkelhet i systemuppbyggnaden och riktigt tillämpad konventionell teknik en förutsättning för att solvärmekostnaden ska närma sig en acceptabel nivå. Vidare står det klart att den systemtekniska uppbyggnaden av den konventionella VVS-tekniska delen av anläggningen och dimensionering av denna del kräver ett betydande kunnande och måste utföras med största omsorg i varje detalj. Långtidsegenskaperna hos i solfångarsystemet ingående komponenter och apparater är synnerligen viktiga och måste ägnas stor uppmärksamhet vid systemuppbyggnad och komponentval.

I det följande presenteras praktiskt vunna erfarenheter från experimentanläggningarna, kompletterade med resultat från omfattande simuleringar som delvis presenteras närmare i kapitel 5. I de i fortsättningen presenterade systemlösningarna tillförs tillsatsvärmets genomgående till lasten. I avsnitt 4.4.4 diskuteras en anläggning, där tillsatsvärme tillförs lagret.

##### 4.4.1 Solfångarkrets

Enligt vad som sagts i avsnitt 4.1.1 är den plana högtemperatur-solfångaren, åtminstone i dagsläget i Sverige, det bästa valet i en solvärmearläggning med säsongslager. Här behandlas utformning-

en och styrningen av en solfångarkrets med plana högtemperatur-solfångare. De flesta synpunkter är dock giltiga även vid val av annan solfångartyp.

Vanligen har solfångarkretsen dimensionerats för ett relativt stort flöde (0,01-0,02 l/s,m<sup>2</sup>), vilket innebär en liten temperaturhöjning (< 10°C) över solfångarna. Under förutsättning att framledningstemperaturen till solfångaren hela året kan hållas låg, medför detta ett högre solvärmeutbyte än om flödet vore litet (0,003-0,005 l/s, m<sup>2</sup>). Detta beror på att medeltemperaturen i solfångaren ökar med minskande flöde, vilket givetvis leder till ett minskat solvärmeutbyte. Valet av stort flöde hänger dessutom ofta samman med att solfångarkretsen har fått anpassas efter solfångaren, så att en jämn flödesfördelning har erhållits i solfångarfältet.

Solfångarens framledningstemperatur varierar dock under året på ett sätt som är kopplat till lagertemperaturen, vilket gör det svårt att på ett enkelt sätt bestämma vilket flöde som är bäst för solvärmeutbytet som sådant. Andra aspekter som har stor inverkan vid val av solfångarflöde berörs i det följande.

Vid ett stort flöde erfordras större dimensioner på rör och pumpar och därmed krävs också mer drivenergi, jämfört med då ett litet flöde används. Väger man samman anläggningskostnad och solvärmeutbyte är det betydligt mer kostnadseffektivt, i synnerhet med en effektiv solfångare, att dimensionera solfångarkretsen för ett litet flöde. Detta huvudsakligen genom att kostnaden för samlingsledningar inverkar starkt på anläggningskostnaden som helhet.

En sådan dimensionering innebär dessutom att mängden vätska och material i solfångarkretsen reduceras och därmed minskar uppvärmningsförlusterna.

De i Sverige under senare år utvecklade solfångarsystemen är dimensionerade för ett litet flöde. Detta har bland annat varit möjligt genom att solfångarmodulerna och samlingsledningar dimensionerats som delar i en solfångarkrets och inte var för sig.

I det här sammanhanget är det mycket väsentligt att dimensionera värmeväxlaren, som bör finnas mellan solfångarkrets och det övriga systemet, på ett riktigt sätt. Den bör dimensioneras för en låg medeltemperaturdifferens och flödena på primär- och sekundärsidan bör väljas så att denna differens kan bibehållas. Detta

erhålls till exempel om primär- och sekundärflöde väljs lika. Då blir alltså temperatur och flödesförhållande i inlagringskrets och solfångarkrets desamma. Resonemanget i det följande bygger på att flödena på båda sidor om värmeväxlaren är desamma.

När man betraktar solfångarkretsen ansluten till säsongslager, blir fördelarna med ett litet flöde, det vill säga en stor dimensionerande temperaturhöjning över solfångarkretsen, mer uppenbara. Här är det ju fråga om att värma upp en stor volym vatten till en så hög temperatur som möjligt.

För att kunna producera värme i en solvärmeanläggning med säsongslager till låg kostnad, bör solfångarkretsen vara dimensionerad för ett litet och konstant flöde.

Till skillnad från en anläggning med korttidslager, kommer framledningstemperaturen till solfångarna i en anläggning med säsongslager att öka under hela inlagringsperioden. Framledningstemperaturen till solfångarna i en anläggning med säsongslager kan endast hållas låg hela året genom att i ett tillräckligt stort lager variera flödet och styra solfångarkretsen mot ett högt temperaturkrav. På så sätt erhålls en låg omsättning i lagret. Variabelt flöde med temperaturkrav innebär dock att solfångarna under stora delar av året kommer att arbeta vid en högre drifttemperatur än om ett litet konstant flöde väljs. Solfångarna kommer dessutom inte att kunna producera något värme vid den temperaturnivå som krävs, då solinstrålningen är för låg. Med konstant flöde kan solfångarna producera värme så snart de kan värma vattnet i bottenskiktet på lagret.

Oavsett om konstant eller variabelt flöde väljs, måste solfångarna kunna producera värme med hög verkningsgrad vid relativt höga temperaturer så att en så stor temperaturdifferens i lagret som möjligt ska kunna utnyttjas. Detta innebär i normala fall att lagervolymer kan minskas, vilket i sin tur medför att värmekostnaden kan sänkas.

Reglerfunktionerna som krävs för att kontrollera solfångarkretsen är inte mer komplicerade än att de kan utföras med hjälp av konventionella regulatorer. I en större anläggning kan det dock leda till bättre totalekonomi om alla reglerfunktioner kan samlas i en datorbaserad reglercentral.

Eventuellt kan det bli nödvändigt med mindre lokala effektlager, då det blir fråga om mycket stora solfångarfält. Detta under förutsättning att ökade kostnader för dessa lager vägs upp av minskade kostnader, tack vare mindre dimensioner, för anslutande kulvertledningar.

#### 4.4.2 Inlagrings- och urlagringsystem

Den övergripande målsättningen vid utformning och dimensionering av de till lagret anslutande rörkretsarna är, och måste alltid vara, att lagervolymen nyttjas på effektivast möjliga sätt. Detta innebär, att under en driftcykel skall lagret dels tillföras största möjliga värmemängd från solfångarsystemet och dels avge största möjliga värmemängd till lasten.

Då det gäller ett vattenlager med en viss volym, bestäms den möjliga lagringskapaciteten av skillnaden mellan högsta och lägsta temperatur i lagret. Teoretiskt ges temperaturgränsen uppåt av vattnets kokpunkt och temperaturgränsen nedåt av dess fryspunkt.

I isolerade lager är det temperaturbeständigheten hos det invändiga tätskiktet som sätter den praktiska övre temperaturgränsen. I dag syns denna gräns ligga vid ca 70-80°C med kostnadsmässigt rimligt materialval i tätskiktet. I stora oisolerade berggrumslager har man inte denna begränsning utan bör kunna gå upp till nära vattnets kokpunkt. I stora berggrumslager kan denna på grund av vattentrycket ligga märkbart över 100°C.

I praktiken utgör värmelastens lägsta returtemperatur den nedre temperaturgränsen. I de fall då en värmepump används är vattnets fryspunkt även i praktiken den nedre temperaturgränsen.

För att uppnå ett effektivt utnyttjande av lagret bör man givetvis eftersträva ett så stort intervall som möjligt mellan högsta och lägsta lagertemperatur. Här måste dock betonas, att detta i första hand avser lagrets medeltemperatur, då ju denna är bestämmande för värmemängden. Däremot finns inte anledning att driva upp temperaturnivån på den av solfångarna producerade värmen, endast för att möta lastens temperaturkrav vid speciellt kall väderlek. I de här diskuterade solvärmeanläggningarna bör alltid finnas reserv i form av tillsatsvärme (se avsnitt 4.2.1 Värmetäckningsgrad). Så snart lastens returtemperatur ligger under den temperaturnivå som solvärmesystemet åstadkommer, bör solvärmets utnyttjas. Både värmetekniskt och kostnadsmässigt är det mycket tveksamt att låta lastens krav i fråga om framledningstemperatur bestämma solfångarnas produktionstemperatur.

Under inlagringsperioden är det dock väsentligt att så ofta som möjligt kunna producera den temperatur som krävs i lasten, vilket ökar möjligheterna att utnyttja det lagrade värmets. Det är i princip det som värmetekniskt skiljer stort och litet konstant flöde i solfångar- och inlagringskrets.

Det som i första hand bör styra valet av in- och urlagringsprincip är strävan efter största möjliga nyttiga solvärmeutbyte och värmetäkningsgrad vid givet solfångarfält. Det är således detta som bör bestämma utformningen och dimensioneringen av motsvarande rörkretsar och inte synpunkter om exempelvis en speciell temperaturprofil i lagret. I litteraturen ofta förekommande diskussioner om skiktning och vikten av att alltid ha en stor temperaturdifferens mellan lagrets topp och botten får inte ses som allmängiltiga. De har ofta sin grund i att man önskar täcka alla krav i fråga om såväl värme som temperatur.

Temperaturfördelningen i lagret och temperaturens variation med tiden i lagrets olika delar har i sig ett stort inflytande på solvärmeanläggningens totalfunktion. Det finns därför anledning att något beröra samspelet mellan temperaturerna i lagret och de anslutande rörkretsarnas utformning. Man måste då skilja mellan inlagringsförloppet och urlagringsförloppet.

### Inlagringsförlopp

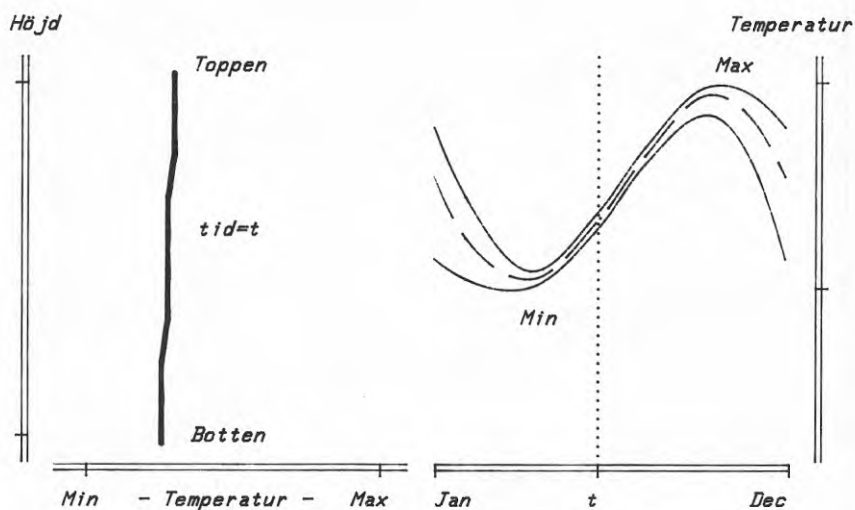
Utgående från inlagringskretsens cirkulationsflöde, har här tre huvudprinciper för värmelagring urskiljts.

- stort konstant flöde (0,010-0,020 l/s, m<sup>2</sup>)
- litet konstant flöde (0,003-0,005 l/s, m<sup>2</sup>)
- variabelt flöde, det vill säga konstant lagringstemperatur (~ 0-0,006 l/s, m<sup>2</sup>)

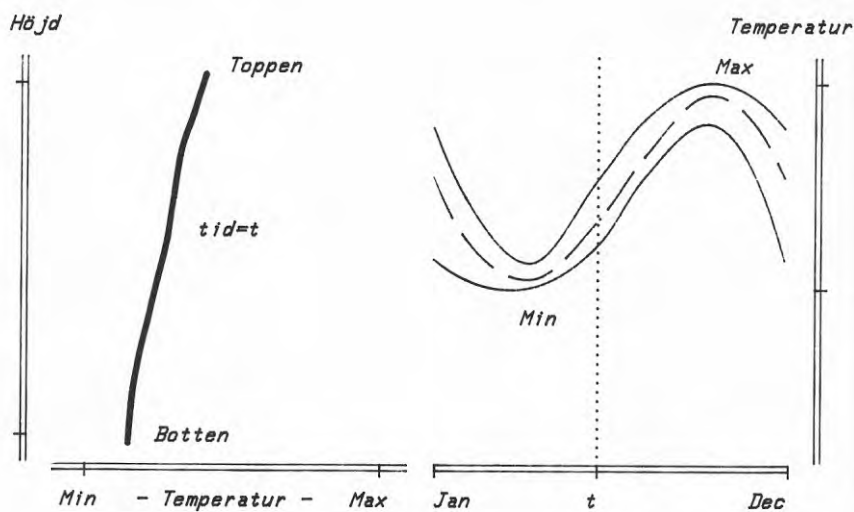
Då flödet från lagringskretsen är stort får man en hög omsättning i lagret och en liten temperaturhöjning i solfångarkretsen, oberoende av om inlagringen sker på en eller flera nivåer. Temperaturen i höjddled blir då i stort konstant lika med lagrets medeltemperatur. Hela lagermassans temperatur stiger sedan samtidigt under lagringsperioden, som figur 4.12 visar.

Inlagringsförloppen i Lambohov- och Studsvikanläggningarna är, som de presenterades i kapitel 2, ett resultat av en sådan dimensionering.

Vid litet konstant flöde kan en vertikal temperaturgradient upp-rätthållas, om inlagringen kan ske på flera nivåer. Temperaturgradienten rör sig sedan i sin helhet mot högre temperaturer under lagringsperioden. Figur 4.13 åskådliggör detta fall. Ingelstad Ib är i princip dimensionerad enligt detta fall.



Figur 4.12 Temperaturprofilen i ett vattenlager. Inlagringsförlopp vid säsongslagring med 75 % värmetyckningsgrad - stort konstant flöde.

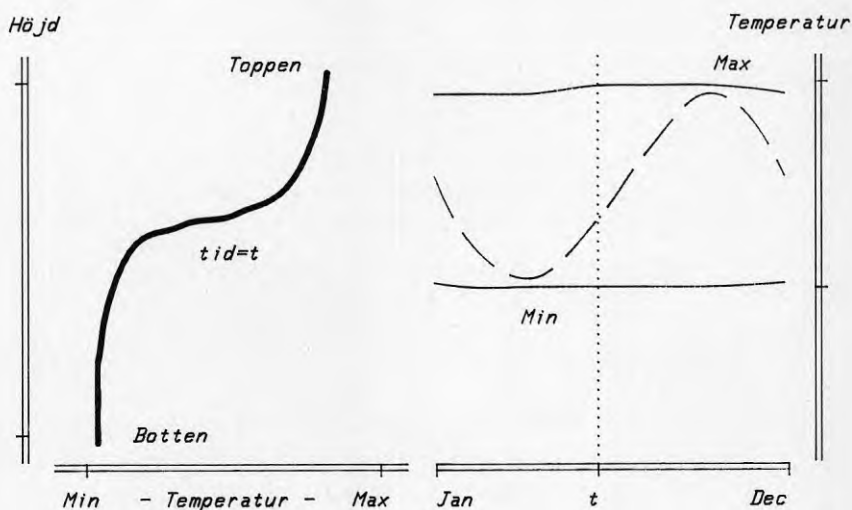


Figur 4.13 Temperaturprofilen i ett vattenlager. Inlagringsförlopp vid säsongslagring med 75 % värmetyckningsgrad - litet konstant flöde.



Är flödet variabelt är det möjligt att åstadkomma en temperaturprofil med språngskikt i lagret. Detta är möjligt om flödet från solfångarkretsen styrs så att inlagringstemperaturen ständigt hålls vid den nivå som önskas när lagret nått sin max-temperatur. Temperaturförloppet under inlagringen och temperaturgradienten i höjddled visas i figur 4.14. Här visas dock temperaturförloppet i en anläggning dimensionerad för 100 % värm täckningsgrad vilket till exempel är fallet i Lyckebo.

Vid en lägre värm täckningsgrad är det inte möjligt att upprätthålla samma höga topptemperatur hela året. Det här beskrivna temperaturförloppet uppträder då endast under en del av året.



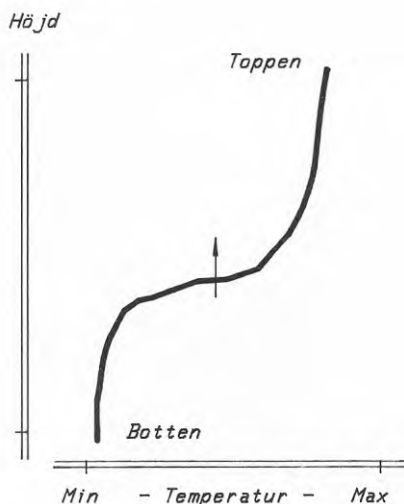
Figur 4.14 Temperaturprofiler i ett vattenlager. Inlagringsförlopp vid säsongslagring med 100 % värm täckningsgrad - Variabelt flöde.

#### Utlagringsförlopp

Vid utlagring fås i höjddled en temperaturprofil med språngskikt, om utlagringsflödet styrs så att returtemperaturen till lagret blir den lägsta möjliga. Sådan flödesstyrning på lastens primärsida är närmast självklar. Temperaturprofilen visas i figur 4.15. Detta fall förutsätter dock att ett stort flöde med låg temperatur inte tillförs i toppen under utlagringsperioden, vilket kan vara fallet om ett konstant flöde används i inlagringskretsen och inlagring samtidigt endast sker i toppen.



Utlagringsförloppet blir detsamma oavsett om lasten är ansluten via en värmväxlare som i ett fjärrvärmenät eller med separata värmväxlare för värmesystem och varmvatten som fallet kan vara i en mindre anläggning.



Figur 4.15 Temperaturprofil i ett vattenlager. Utlagringsförlopp vid säsongslagring.

### Systemlösning

Den ovan förda diskussionen kring lagertemperaturens samband med inlagrings- och utlagringssätt kan utvecklas betydligt. Här har den medtagits endast i den utsträckning som krävs för fortsättningen.

Här har nämnts värmeinlagring på olika nivåer. Det finns anledning att något beröra skillnaden ur funktionssynpunkt mellan olika sätt att utforma systemen för inlopp i och utlopp ur lagret.

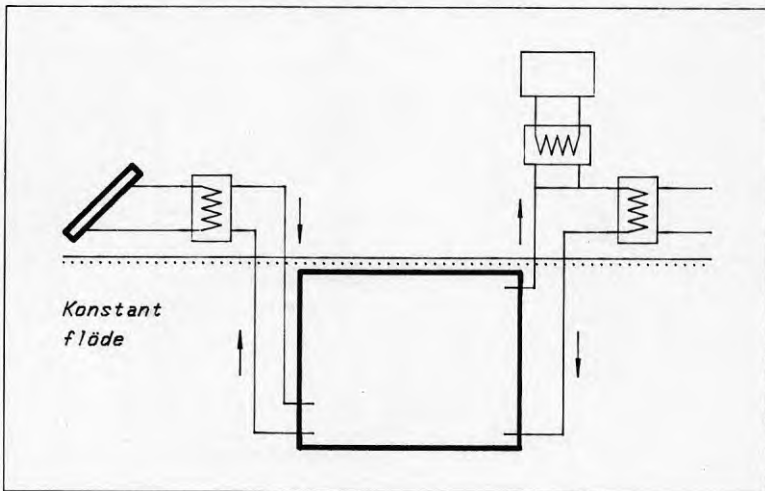
Det är då lämpligt att utgå från enklast tänkbara fungerande utförande. Mer komplicerade utföranden kan sedan vägas mot vinster i funktionen. Änjo finns skäl att betona att en komplicerande lösning endast bör accepteras om den verkligen ger en väl verifierad tillräckligt stor värmeteknisk och ekonomisk förbättring av funktionen. Man kan då till att börja med se på dels en enkel lösning med några få fasta inlopp och utlopp och dels en mer avancerad lösning med varierbar in- och utlopps nivå, vilket ur lagringssynpunkt är värmetekniskt mer korrekt.

Den enklaste systemlösningen är i det här fallet en separat inlagringskrets med ett inlopp och ett utlopp och en separat urlagringskrets med ett utlopp och ett inlopp. Utloppet till inlagringskretsen och inloppet från urlagringskretsen bör av naturliga skäl placeras i botten av lagret.

### Inlagringskretsen

En sådan systemlösning med stort konstant flöde i inlagringskretsen representerar lagringsfallet i figur 4.12. Man får således på grund av en hög omsättning i lagret och en liten temperaturhöjning i solfångarkretsen, nära samma temperatur i lagrets topp och botten. Hela lagervolymens temperatur höjs sedan under inlagringsperioden. Oavsett hur inloppet från inlagringskretsen placeras kommer lagringsförloppet att bli detsamma vid ett stort konstant flöde.

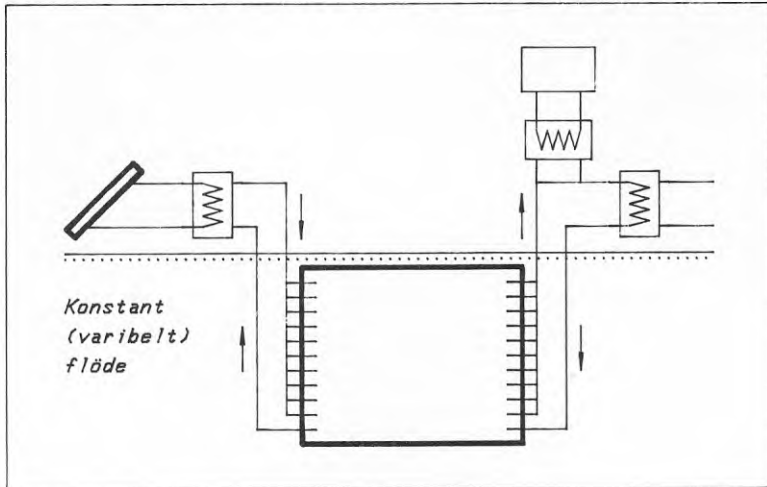
För att inte förstöra temperaturskiktningen vid urlagringsförloppet bör tillloppet från inlagringskretsen placeras i lagrets nedre del. Denna systemlösning visas i figur 4.16.



Figur 4.16 Enkel systemlösning vid konstant flöde i inlagringskretsen.

Med ett litet konstant flöde blir omsättningen lägre, men om vattnet från solfångarkretsen alltid tillförs toppen, oavsett temperatur, kommer även här en viss omblandning att erhållas. Detta innebär att den temperaturskiktning som skapas vid hög solinstrålning, tack vare en stor temperaturhöjning i solfångarkretsen, bryts ner under perioder med låg solinstrålning.

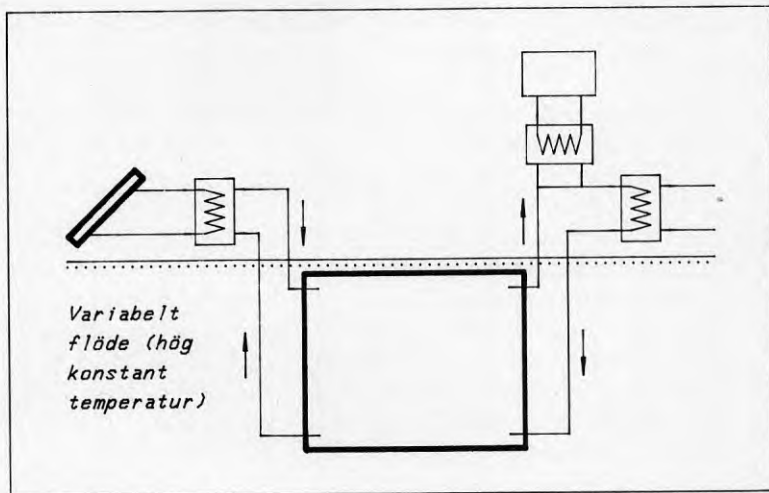
En betydligt mer komplicerad systemlösning erhålls om man utformar inlagringskretsen så att det varma vattnet från solfångarkretsen alltid kan tillföras i det skikt som har samma temperatur. Denna systemlösning visas i figur 4.17. Vid konstant flöde kommer temperaturen på vattnet från solfångarkretsen att variera med solinstrålningen mot solfångarna, vilket ger en, med höjden i lagret, nära nog linjärt ökande temperatur. Ju högre temperaturhöjning som valts, det vill säga, ju lägre flöde som valts, desto högre blir temperaturskillnaden mellan toppen och botten. Denna systemlösning med ett litet konstant flöde representerar lagringsfallet i figur 4.13.



Figur 4.17 Komplicerad systemlösning vid konstant och variabelt flöde i inlagringskretsen.

Istället för att ha en inlagringskrets som arbetar med ett konstant flöde kan man ha en krets som arbetar med konstant lagringstemperatur. Detta innebär att flödet varierar med solfångarnas momentant infångade värmeeffekt, så att temperaturen i inloppet från inlagringskretsen till lagret alltid hålls vid önskat värde. Styrningen sker till exempel med en varvtalsstyrd pump via en temperaturgivare i detta inlopp.

I ett idealt system skulle man med denna typ av styrning kunna åstadkomma en markant skiktning som den i figur 4.14 visade. Emellertid kan solfångarkretsen inte dimensioneras så att flödet kan varieras utan begränsningar. I praktiken innebär detta att temperaturen i inloppet tidvis kan vara högre eller lägre än krävet. Vill man ta till vara även denna värme utan speciell omblandning av vattnet i lagret krävs en inlagringskrets med flera inlopps nivåer, som i figur 4.17. Detta har dock endast marginell inverkan på utbytet om en hög lagringstemperatur väljs och ett inlopp i toppen, som i figur 4.18, är fullt tillräckligt. Då en låg lagringstemperatur väljs kan börvärdet inte innehållas utan att lagringsvolymen ökas väsentligt.



Figur 4.18 Enkel systemlösning vid variabelt flöde och hög konstant lagringstemperatur i inlagringskretsen.

## Sammanfattning inlagring

Sammanfattningsvis kan man då konstatera följande när det gäller inlagringsförloppet. Utloppet till inlagringskretsen bör placeras i lagrets nedre del. Då ett litet konstant flöde valts erhålls en temperaturskiktning om inlagringskretsen innehåller inlopp på olika nivåer. Om konstant lagringstemperatur valts är ett inlopp i toppen tillräckligt.

Som tidigare nämnts är en solfångarkrets dimensionerad för ett litet konstant flöde betydligt mer kostnadseffektiv än en krets dimensionerad för ett stort konstant flöde. Värmetekniskt är ett litet konstant flöde också att föredra. Omsättningen i värmelagret blir lägre, en större del av värmebehovet kan täckas tidigare och därmed kan botten temperaturen hållas lägre, vilket innebär att ett högre värmeutbyte kan erhållas i solfångarna.

Då en hög konstant lagringstemperatur väljs, kommer solfångarkretsen att arbeta vid samma absoluta medeltemperatur hela året. Vid ett litet konstant flöde kommer solfångarkretsen att arbeta vid en absolut medeltemperatur som ligger ca 10 °C över lagrets botten temperaturen. Därmed kommer övertemperaturen i solfångarkretsen, under stora delar av året, att vara högre vid hög konstant lagringstemperatur än vid litet konstant flöde. Visserligen kan man täcka en större del av värmebehovet tidigt med variabelt flöde och hög konstant lagringstemperatur, men utbytet i solfångarna blir väsentligt lägre eftersom driftemperaturen blir högre i solfångarna.

Valet av ett litet konstant flöde istället för temperaturstyrt variabelt flöde i inlagringskretsen ger därför en påtaglig ökning av det totala nyttiga värmeutbytet.

En ekonomisk dimensionering av lagervolymen innebär, för ett litet konstant flöde, att det i slutet av inlagringsperioden blir nödvändigt att lagra vatten med en temperatur nära eller över 100°C. Genom att utföra inlagringskretsen med ett inlopp tillräckligt långt ner i lagret, blir det på grund av trycket där möjligt att lagra vatten som är varmare än 100 °C. På så sätt kan i stort sett hela lagret värmas lika mycket.

## Urlagringskretsen

Urlagringskretsen är något enklare till sin funktion. Här gäller i princip bara ett fall, vilket visats i figur 4.15. Returledningstemperaturen till lagret från distributionskretsen styrs mot returledningstemperaturen i lasten. Variationerna över året sett med avseende på värmeeffekter och temperaturer är väsentligt mindre i urlagringskretsen än i inlagringskretsen. Det gör att det är relativt enkelt att dimensionera urlagringskretsen så att önskade temperaturförhållanden fås i lagret.

För att effektivt kunna lagra ur all värme från lagret, krävs ett utlopp i toppen. Genom att komplettera med ett eller flera utlopp på lägre nivåer kan den temperatur som finns i toppen sparas, så länge erforderlig temperatur för att täcka lastens temperaturkrav finns på en lägre nivå i lagret. Därigenom kan tillsatsvärme hållas borta längre och temperaturen kan sänkas effektivare i bottenskiktet.

För det fall att returtemperaturen i lasten varierar mycket över året, kan man genom att återföra flödet från urlagringskretsen, dels till bottennivån och dels till en högre nivå, undvika att värma bottenskiktet. Detta har dock endast en marginell inverkan på utbytet och något sådant fall presenteras inte här. Däremot bör det inte gå något flöde genom lagret, då returtemperaturen till lagret är högre än medeltemperaturen i lagret. I så fall kommer lagret att värmas av tillsatsvärmeanläggningen.

## Allmänt

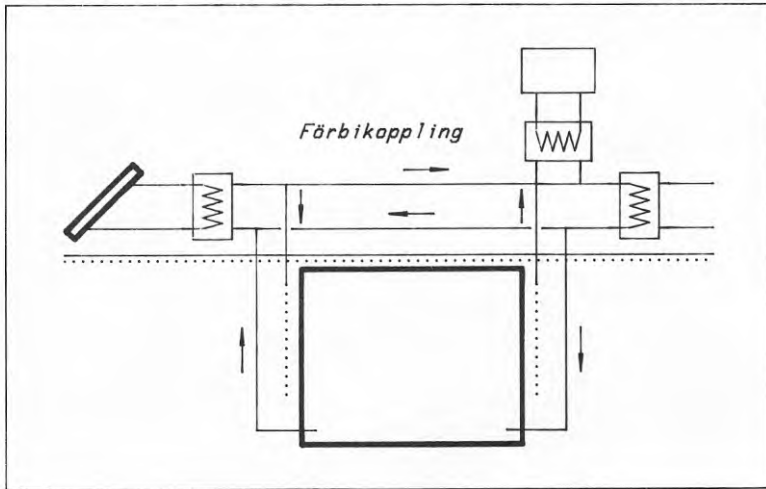
Allmänt gäller att in- och utloppsdysor bör utformas strömningstekniskt riktigt för låga hastigheter.

I de här presenterade systemlösningarna är inlagrings- och urlagringskretsarna lika med avseende på placering och antal anslutningspunkter i lagret. Andra kombinationer där så inte är fallet fungerar värmetekniskt på sätt som ligger inom ramen för de studerade och mer renodlade alternativens funktion.

I anläggningar med isolerat värmelager bör även hänsyn till temperaturfördelningen tas vid dimensionering av isoleringen. Har man en systemlösning som ger en kraftig skiktning, finns större anledning att isolera de övre delarna av lagret speciellt väl.

#### 4.4.3 Förbikoppling av lagret

I litteraturen, till exempel [37], föreslås förbikoppling av lagret och sådana systemlösningar finns i Ingelstad I- och Lyckeboanläggningarna. Tanken med en sådan lösning är givetvis att solfångarna också skall kunna arbeta direkt mot lasten med åtföljande ökning av värmeutbytet. Man får då en systemlösning enligt figur 4.19.



Figur 4.19 Systemlösning med förbikoppling av lagret.

Förbikopplingen av lagret innebär emellertid en betydande komplikering av systemet. Analyserar man systemet närmare finner man att förbikopplingens inverkan på värmeutbytet i verkligheten blir mycket måttligt samtidigt som den leder till en del driftproblem. Sammantaget är förbikopplingen svårmotiverbar i solvärmsystem med säsongsvärmelager. Med hänsyn till att den ändå förekommer i diskussioner om solvärmeanläggningar, kan det ändå finnas anledning att nämna några av de bakomliggande faktorerna.

Sammankopplingen mellan inlagrings- och urlagringskretsarna medför problem ur flödes- och effektsynpunkt. Vid de tillfällen då direktdrift kan bli aktuell, är solfångarkretsens flöde stort i förhållande till flödet i distributionskretsen. Det kan röra sig om flödesförhållanden och effektförhållanden 10:1 eller mer. Även om man väljer ett litet konstant flöde i inlagringskretsen, kommer erforderligt flöde till lasten att vara betydligt lägre än flödet i inlagringskretsen. Det vill säga, då solfångarna kan leverera värme direkt till lasten, måste ändå en större del av



det flöde som erfordras för att kyla solfångarna hämtas från lagret. Därmed spelar alltså den låga temperaturen i det direkt från lasten kommande flödet en mycket underordnad roll, när det gäller att kyla solfångarna och dessas utbyte ökar högst marginellt.

Den tid som lasten kan försörjas med värme direkt från solfångarkretsen är dessutom begränsad. Det finns också praktiska erfarenheter som visar att man får problem med temperatursvängningar i distributionsnätet vid tillfällena med stora värmeeffekter från solfångarsystemet. En förbikoppling minskar inte heller den erforderliga lagringskapaciteten, eftersom säsongslagret dimensioneras av mängden värme som ska säsongslagras och alltid har tillräcklig kapacitet för korttidslagring.

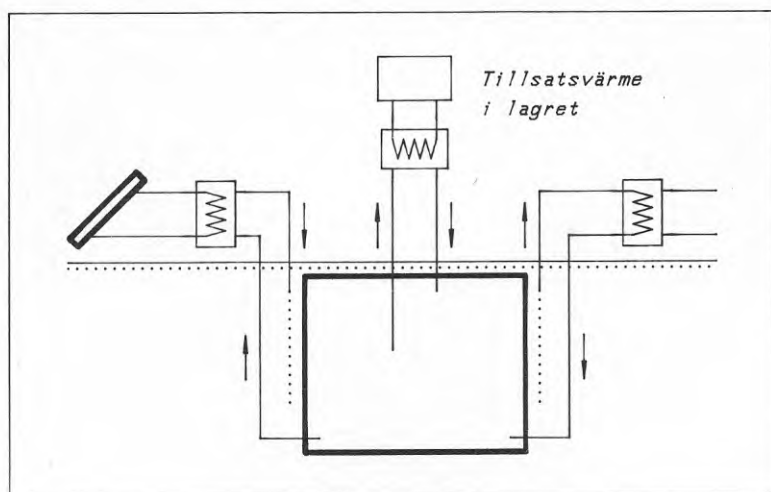
#### 4.4.4 Tillsatsvärme till lagret.

En pannanläggning med hög anläggningskostnad och låg bränslekostnad kan kombineras med ett lager som utjämnar lastens effektbehov över dygnet. På så sätt kan pannan dimensioneras för en lägre effekt än om den dimensionerats för det maximala effektbehovet i lasten och längre drifttid med full effekt kan erhållas.

I en solvärmearläggning med säsongslager kan lagret utnyttjas på detta sätt. Då lagret i detta fall är stort, kan värme lagras under längre perioder och det blir möjligt att dimensionera pannan för en ännu lägre effekt än i fallet ovan. Den tid som pannan är i drift kan den då arbeta med full effekt och hög verkningsgrad.

Om pannans driftperiod väljs lämpligt räcker tillgänglig lagringskapacitet till för att både lagra tillsats- och solvärme. Däremot är utnyttjande av lagringskapaciteten för tillsatsvärme tveksamt om mängden tillsatsvärme för året som helhet är så stor att denna som sådan påverkar storleksdimensioneringen av lagret. Av erfarenhet vet man att det är svårt att få bra totalekonomi för pannanläggningar kopplade till värmelager även om anläggningskostnaderna är höga och lång utnyttjningstid önskvärd. För fallet med solvärme får man så att säga möjlighet till lång utnyttjningstid för pannanläggningen på köpet.

Detta innebär till exempel möjlighet att använda en fastbränslepanna som tillsatsvärmearläggning i en solvärmecentral, om den ansluts till lagret som i figur 4.20. Pannan bör anslutas separat till den övre delen av lagret och regleras så att den hela tiden producerar en tillräckligt hög temperatur för att täcka lastens temperaturkrav. Det kallare vattnet i botten på lagret kan då, när så är möjligt, värmas av solfångarna.



Figur 4.20 Systemlösning med tillsatsvärmeanläggning ansluten till lagret.

I en solvärmeanläggning dimensionerad för 70-80 % värmetyckningsgrad startas tillsatsvärmeanläggningen någon gång i december och stoppas när tillräckligt mycket värme vid tillräckligt hög temperatur finns lagrad. Beroende på vald effekt på pannan kommer detta att inträffa i februari eller mars. Den lagrade värmemängden ska sedan räcka till för att täcka lastens värmebehov tills solvärmeanläggningen själv kan täcka behovet. Ett exempel med en tillsatsvärmeanläggning dimensionerad för 50 % av det maximala effektbehovet i lasten och ansluten till lagret presenteras i avsnitt 5.2. En sådan dimensionering ger ett lämpligt lagerutnyttjande som inte påverkar solvärmesystemets effektivitet och leder till en halvering av anläggningskostnaden för tillsatsvärmeanläggningen. De båda värmeslagen kompletterar varandra på ett bra sätt i en sådan systemlösning. Detta har diskuterats inom Ingelstad II- och Kungälvprojektet.

Då tillsatsvärmeanläggningen ansluts till lagret, innebär det dock att värmeförlusterna i lagret dels kommer att bli något större på grund av att temperaturen i lagret blir högre och dels att dessa förluster behöver täckas av tillsatsvärme. Denna ökning av förluster och tillsatsvärme måste då vägas mot en lägre värmekostnad för tillsatsvärmets. Förändringar av det senare slaget bör ekonomiskt belasta anläggningen för tillsatsvärme genom en marginalkostnadsanalys som helt separeras från kostnadsanalysen för solvärmens som sådan.

Datorsimuleringarna har utförts med simuleringsprogrammet SIMSYS. Det har använts vid förstudierna för några av de planerade projekten och det är väl lämpat för studier av olika systemlösningars inverkan på värmebalansen i en anläggning. Simuleringsprogrammets beräkningsmodeller är verifierade genom jämförelser mellan mätt och beräknad värmebalans för tre av de befintliga anläggningarna. I alla dessa jämförelser är överensstämmelsen mellan framräknade och verkliga resultat god både när det gäller värmebalansens utseende och temperaturförloppet i värmelagret.

Ett stort antal generella beräkningar med datorprogrammet är gjorda för studier av en anläggning dimensionerad för 70-80 % värm täckningsgrad med solvärme. Dels behandlas olika systemlösningars inverkan på värmebalansen i en och samma anläggning och dels studeras inverkan av en förändrad värmelast för en och samma systemlösning i södra Sverige. Dessutom studeras en anläggning placerad i norra Sverige. Resultaten kan sammanfattas enligt följande.

#### **Olika systemlösningar**

Då solfångar- och inlagringskrets dimensionerats för ett konstant flöde erhålls en något högre värm täckningsgrad med litet konstant flöde än med stort konstant flöde. Simuleringarna visar dessutom att värm täckningsgraden blir högre med litet konstant flöde än med variabelt flöde och konstant lagringstemperatur.

Både i fallet med konstant flöde och variabelt flöde är skillnaden i värm täckningsgrad relativt liten mellan en anläggning med komplicerad systemlösning och en anläggning med enklare systemlösning. Ett grundläggande krav i sammanhanget är att en komplicering av systemlösningen endast kan motiveras om värm täckningsgraden och anläggningskostnaden ökar i samma grad. Ett exempel på en speciellt svår motiverbar åtgärd är koppling av solfångarkretsen direkt till lasten. Detta ökar värm täckningsgraden högst marginellt samtidigt som det väsentligt komplicerar systemet och dess drift.

#### **Annan karaktär hos värmelasten**

För en anläggning ansluten till ny bebyggelse med lägre specifikt värmebehov och lägre distributionstemperaturer än i befintlig bebyggelse, blir värm täckningsgraden högre. Det beror huvudsakligen på att solvärmeutbytet ökar när distributionstemperaturerna är lägre och att behovet av säsongsvärmelagring minskar när värmebehovet är mer jämnt fördelat över året.

## Förändrat klimat

För en anläggning i norra Sverige erhålls jämfört med en anläggning i södra Sverige en lägre värmetyckningsgrad. Det beror dels på att solinstrålningen är mindre och därmed blir solvärmeutbytet lägre och dels på att värmebehovet är större.

## Simuleringsmodeller

För de befintliga anläggningarna har i skiftande omfattning simuleringsberäkningar föregått byggandet av anläggningarna. Beräkningarna har utförts på så sätt att en matematisk modell av hela eller delar av anläggningen har tagits fram, och för att förenkla användningen av modellen har den programmerats in i en dator. I några fall har program som utvecklats i andra sammanhang använts.

Resultaten från beräkningarna har påverkat utformningen av de befintliga anläggningarna i olika grad, dels beroende på i vilket skede av projekten beräkningarna utförts, dels beroende på vilken omfattning beräkningarna haft och hur man värderat resultaten.

Förstudierna för de senare planerade projekten har genomgående utförts med beräkningsmodeller som beskriver hela anläggningens funktion. I de förstudier som utförts inom dessa projekt har man dessutom använt modeller som mer eller mindre utförligt har verifierats mot mätningar i befintliga anläggningar. Dessa förstudier bör därför ha betydligt större inflytande på hur anläggningarna utformas och projekteras och resultatet bör därmed bli mer verklighetsförankrat än tidigare.

I tabell 5.1 finns en sammanställning av de beräkningsmodeller som använts i Sverige. Modellerna är uppbyggda av värmetekniska och strömningstekniska ekvationer. Då differentialekvationer förekommer, till exempel vid behandling av värmeledning, används i regel numeriska metoder för att lösa ekvationerna. De olika modellerna har olika detaljeringsgrad ifråga om hur de beskriver funktioner i de studerade systemen och skiljer sig också åt när det gäller förenklade antaganden. Dessutom används också olika tidssteg i själva beräkningarna.

Värmelagermodellerna beskriver i regel ett tätt vattenlager med konstant volym. Detta innebär att förluster som kan uppstå på grund av avdunstning i en otät lagerkonstruktion eller att lager-vatten diffunderar eller tränger ut från lagervolymen inte kan beräknas utan omprogramering. Normalt tar man heller inte hänsyn till om det finns ett grundvattenflöde i lagrets omgivning.

Tabell 5.1 Använda simuleringsprogram. (Fetstil innebär att anläggningens totala funktion har simulerats med samma modell)

Projekt	Förstudie Projektering	Utvärdering
Studsvik	Perers/Zinko <sup>1)</sup>	Perers/Zinko <sup>1)</sup>
Ingelstad Ia	L. Finn <sup>1)</sup>	<b>T. Jilar<sup>1)</sup></b> Lund-SST
Ingelstad Ib	SUNSYST	<b>SIMSYS</b>
Lambohov	<b>SIMSYS<sup>2)</sup></b> (TRNSYS)	<b>SIMSYS</b>
Lyckebo	<b>MINSUN<sup>2)</sup></b> Lund-SST SUNSYST	<b>MINSUN</b> Lund-SST <b>SIMSYS</b>
Sunclay	SUNSYST <sup>2)</sup>	SUNSYST
Kullavik	SUNSYST	SUNSYST
Södertuna	SOLSIM	
Malung	MINSUN	
Ingelstad II	SIMSYS (MINSUN) (SUNSYST)	
Kronhjorten	SIMSYS	
Särö	SUNSYST (SIMSYS)	
Kungälv	SIMSYS	
Sundby	SUNSYST	

1) Där ett namngivet program saknas anges istället en referens.

2) Den använda modellen har varit i ett tidigt utvecklingskede under projekteringen och simuleringarna har inte varit så utförliga som senare under utvärderingen, då modellen utvecklats vidare.

Ur tabell 5.1 framgår att det finns några modeller som använts mer än andra, MINSUN [32], SUNSYST [33] och SIMSYS [34]. Lund-SST [35] är en modell som bara simulerar ett vattenlager.

Modellerna, som simulerar hela anläggningsfunktionen, har alla sina begränsningar och fördelar. Som exempel kan nämnas att MINSUN och SIMSYS finns tillgängliga att använda, till exempel på en datacentral, medan SUNSYST är utvecklat på en konsultfirma och därmed har begränsad tillgänglighet.

Med MINSUN kan flera olika solfångar- och lagertyper (vatten, mark, akvifer) simuleras medan systemlösningen är fast. Med SIMSYS kan simulering av en solvärmeanläggning endast göras för plana solfångare och ett vattenlager. Systemlösningen i detta fall är däremot flexibel, och det är möjligt att simulera en sådan anläggning mer i detalj. Olika typer av värmecentraler utan solfångare kan också simuleras med SIMSYS.

Lund-SST-modellen är implementerad både i MINSUN och SIMSYS-modellerna.

Den uppmätta värmebalansen avviker helt naturligt i viss grad från den projekterade och simulerade värmebalansen i alla befintliga anläggningar. Avvikelserna är i allmänhet små och beror mer på felaktiga ingångsdata och antaganden än fel i simuleringsmodellerna. Den enda anläggning där den uppmätta funktionen avviker väsentligt från den beräknade är Ingelstad Ia. Denna avvikelse beror främst på felaktiga antaganden om direkt solinstrålning och solfångarnas årsverkningsgrad vid projekteringen.

I dagsläget ger de här nämnda simuleringsmodellerna, rätt använda, en riktig bild av funktionen i en anläggning med godtagbar noggrannhet. En av de mer påtagliga svårigheterna här ligger i att tillräckligt verklighetstroget beskriva värmelasten och dess variationer i projekteringskedet. För befintliga värmelaster finns i regel förbrukningsstatistik som ibland är så detaljerad att den kan användas direkt.

Liknande beräkningsmodeller har nyligen också utvecklats i Danmark och Finland [49]. Den finska modellen SUPERSOL har dessutom använts för att studera olika systemlösningar [50].



## 5.1 Jämförelse med mätningar

Matematiska samband som beskriver fysikaliska förlopp innebär i sig alltid förenklingar av verkligheten, då man i matematiska modeller inte kan beakta alla de faktorer som i verkligheten påverkar det studerade systemet. Genom att öka beräkningsmodellernas detaljeringsgrad kan man allmänt sett öka deras träffsäkerhet gentemot verkligheten. Samtidigt blir de då snabbt komplicerade och svåröverskådliga. Detta innebär i sig ett problem genom att effekter av begränsningar och styreffekter som finns i enskilda ingående del-samband, kan vara svåra att separat bedöma i sammansatta resultat från beräkningsmodellen. Ju mer sammansatt systemet man studerar är, desto mer ökar givetvis de här problemen.

När det gäller tekniska system, som man trots allt har så lite erfarenhet från, som solvärmeanläggningar med säsongslager, finns en påtaglig risk för att beräkningsresultaten kan hamna rätt långt från verkligheten, även om beräkningsmodellen är avancerad och detaljrik. Inte minst kan mer eller mindre rutinmässiga antaganden ifråga om ingångsdata bidra starkt till detta. Sammantaget innebär detta att det kan vara riskfyllt att förlita sig på resultat från teoretisk analys av system som solvärmeanläggningar, om beräkningsmodellerna inte först har prövats mot verkligheten. Det är därför naturligt att inleda de följande avsnitten som behandlar beräkningar med en verifiering av den använda modellen.

Förutsättningen för att kunna verifiera en matematisk modell av ett tekniskt system är givetvis att det finns ett verkligt sådant system vars beteenden kan studeras. Här är de svenska experimentanläggningarna inom solvärmeområdet och de stora mängder mätdata och drifterfarenheter som utvunnits ur dessa av oskattbart värde.

En fullständig verifiering av en beräkningsmodell bör ske på flera nivåer. Dels bör olika delar av systemet studeras för sig och dels bör givetvis systemet i dess helhet jämföras med vad den matematiska modellen ger. Här beskrivs ett sätt att verifiera en beräkningsmodell för solvärmeanläggningar med säsongslager.



## Utgångsläge - Mätningar

Mätningar för minst ett år i en fungerande anläggning finns tillgängliga. Anläggningen kan vara projekterad med hjälp av den aktuella modellen eller något annat projekteringshjälpmedel. Denna projektering utgår från solinstrålning och utetemperatur under ett medelår. Parametrar för solfångare, värmelager och värmebehov har ansatts utgående från mätningar eller beräkningar.

## Simulering

Utgående från mätt solinstrålning och utetemperatur under mätåret simuleras funktionen i anläggningen med hjälp av beräkningsmodellen. De parametrar som har mätts under mätåret används nu istället för de under projekteringsfasen använda parametrarna.

## Verifiering - jämförelse

Den simulerade funktionen jämförs sedan med mätningarna. Värmeutbytet i solfångarna, värmebehovet i lasten och temperaturförloppet i värmelagret bör då vara desamma i simuleringen och i mätningen. Finns det avvikelser bör en bedömning göras om det är själva modellen som ger en avvikelse eller om det är antagna ej uppmätta parametrar som orsakar avvikelsen.

## Verifiering - korrigerig

Modellen och/eller ansatta parametrar korrigeras och en ny simulering av funktionen utförs och jämförs på nytt med mätningar. Detta steg får sedan upprepas till en godtagbar överensstämmelse erhålls. Givetvis bör man undvika korrektionsfaktorer.

Värmebalansen i en solvärmeanläggning med säsongslager påverkas framför allt av hur värmebehovet i lasten och värmeutbytet i solfångarna varierar över året. Variationer i värmeutbyte och värmebehov under kortare perioder än en månad har i praktiken ingen inverkan på värmebalansen. Detta medför att det är möjligt att erhålla en god överensstämmelse mellan beräknad och mätt värmebalans även om inte det detaljmätta klimatet används vid beräkningen. Det som krävs är att det använda klimatet överensstämmer med det mätta, när det gäller utetemperaturens variation och solinstrålningens fördelning över året samt att deras årsmedelvärde respektive årssumma är ungefär desamma.

De i det följande presenterade verifieringarna av SIMSYS-modellen har inte utförts med det i respektive anläggning mätta klimatet. Istället har verifieringarna skett med hjälp av SMHI:s mätningar 1971 i Stockholm som ursprungligen fanns tillgängliga när SIMSYS-modellen togs fram. Hur detta referensår har korrigerats för att representera respektive mätår beskrivs mer i detalj för respektive anläggning.

För att verifieringarna ska kunna utföras med mätt klimat från respektive anläggning krävs dels att saknade eller felaktiga mätvärden korrigeras och dels att mätvärdena finns tillgängliga på den dator med vars hjälp beräkningarna utförs. För de här beskrivna anläggningarna finns av olika anledningar mätdata dokumenterade på olika datorer och beräkningsmodellen finns implementerad på ytterligare en annan dator. Med tanke på vad som förut nämnts om nödvändig detaljeringsgrad hos klimatdata har ett sådant merarbete inte kunnat motiveras på det här stadiet. I ett fortsatt arbete med mer ingående detaljstudier krävs dock att modellen verifieras med mätt klimat från den anläggning, vars funktion man har för avsikt att simulera noggrannt.

Först då modellen har verifierats mot mätningar och anses kunna beräkna funktionen i en anläggning med godtagbar noggrannhet, kan den användas för att generalisera anläggningens funktion. Detta kan i princip göras i tre steg:

#### **Medelårskorrigerig**

Anläggningens funktion kan medelårskorrigeras genom att funktionen simuleras med klimatet ett medelår. Resultatet här kan då jämföras med den förväntade funktionen vid projekteringen, vilken i normala fall utgår från ett medelår.

#### **Parametervariation**

Anläggningens funktion kan studeras genom att någon väsentlig parameter varierar, till exempel solfångararean eller lagervolymen.

#### **Annan utformning av anläggningen**

Med detta som bakgrund kan då funktionen i en annorlunda utformad men liknande anläggning studeras. Till grund för denna utformning bör då en ekonomisk analys av resultatet från parametervariationerna ligga. Resultatet blir att den under vissa förutsättningar mest ekonomiska utformningen av den studerade anläggningstypen kan föreslås.

En verifiering, liknande den här beskrivna, har för den här aktuella SIMSYS-modellen utförts med hjälp av mätresultat från Lambohov-, Ingelstad Ib- och Lyckeboanläggningen.

Ett exempel på en medelårskorrigerig visas i avsnitt 5.1.2 om Ingelstad Ib.

I kapitel 6 ANALYS AV BEFINTLIGA ANLÄGGNINGAR presenteras exempel på parametervariationer. Där studeras värmetyckningsgraden som funktion av solfångararean för Ingelstad Ib med befintlig värmelast och lagervolym.

I avsnitt 5.2 presenteras beräkningar för ett av de planerade projekten, Ingelstad II. Där studeras dels hur olika systemlösningar och dels hur en förändrad värmelast påverkar värmebalansen i anläggningen.

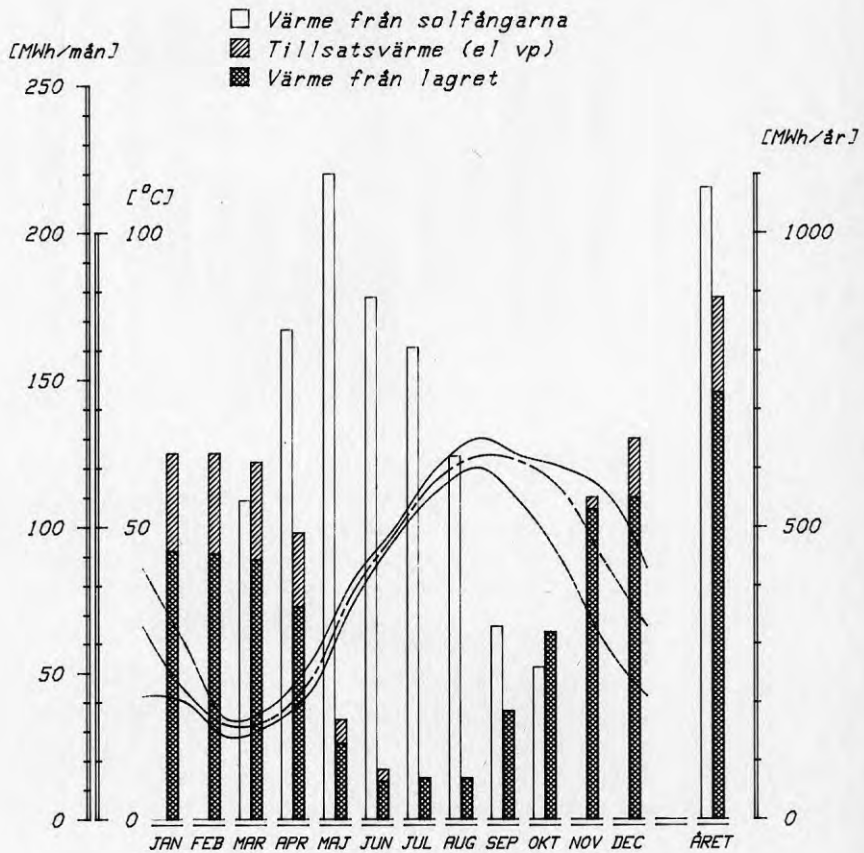
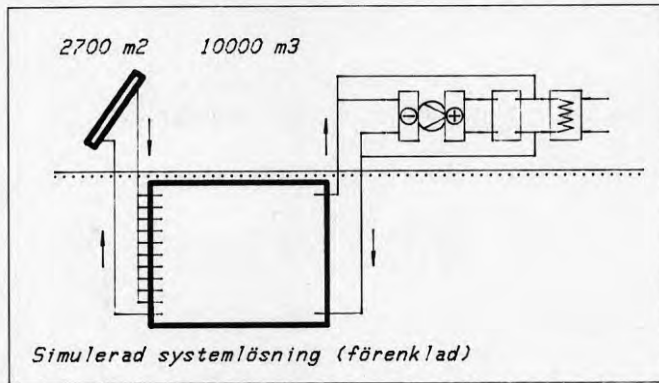
#### 5.1.1 Lambohov

Den beräkning som jämförelsen för Lambohov baseras på är en av de första beräkningarna som genomfördes inom utvärderingen av Lambohovanläggningen. Beräkningen är utförd utgående från mätt utetemperatur och mätt solinstrålning i horisontalplanet 1971 i Stockholm, utan korrigerig.

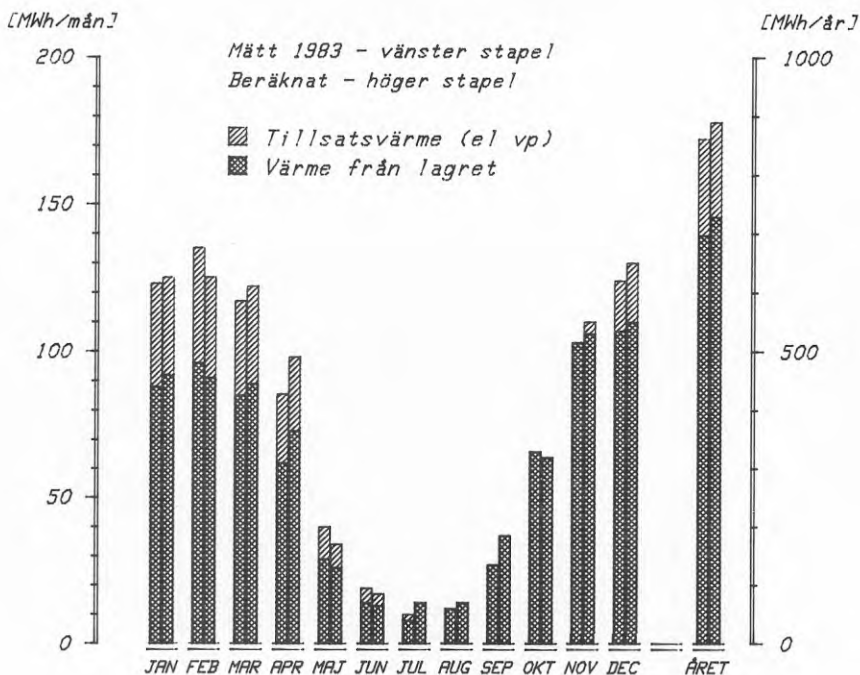
Då solfångarna inte var i drift under de två första och sista månaderna under det första kompletta mätåret 1983, har solvärmeutbytet inte beräknats för dessa månader. Värmebalansen har beräknats för den under 1983 aktuella systemlösningen med tre värmepumpar och separata värm- och varmvattensystem.

Eftersom isoleringen i lagrets väggar varit vattenfylld under mätåret, har större delen av lagrets väggar betraktats som oisolerade i modellen. I övrigt har endast parametrar från projekterig- en använts.

Den beräknade värmebalansen visas i figur 5.1. Denna värmebalans kan jämföras med den mätta värmebalansen, tidigare visad i figur 2.8. Trots att ingen anpassning till klimatet i Lambohov 1983 har gjorts har en god överensstämmelse erhållits.



Figur 5.1 Värmebehov i lasten, värmeutbyte i solfångarna och temperaturer i lagret. Simulerad värmebalans för Lambohov 1983.

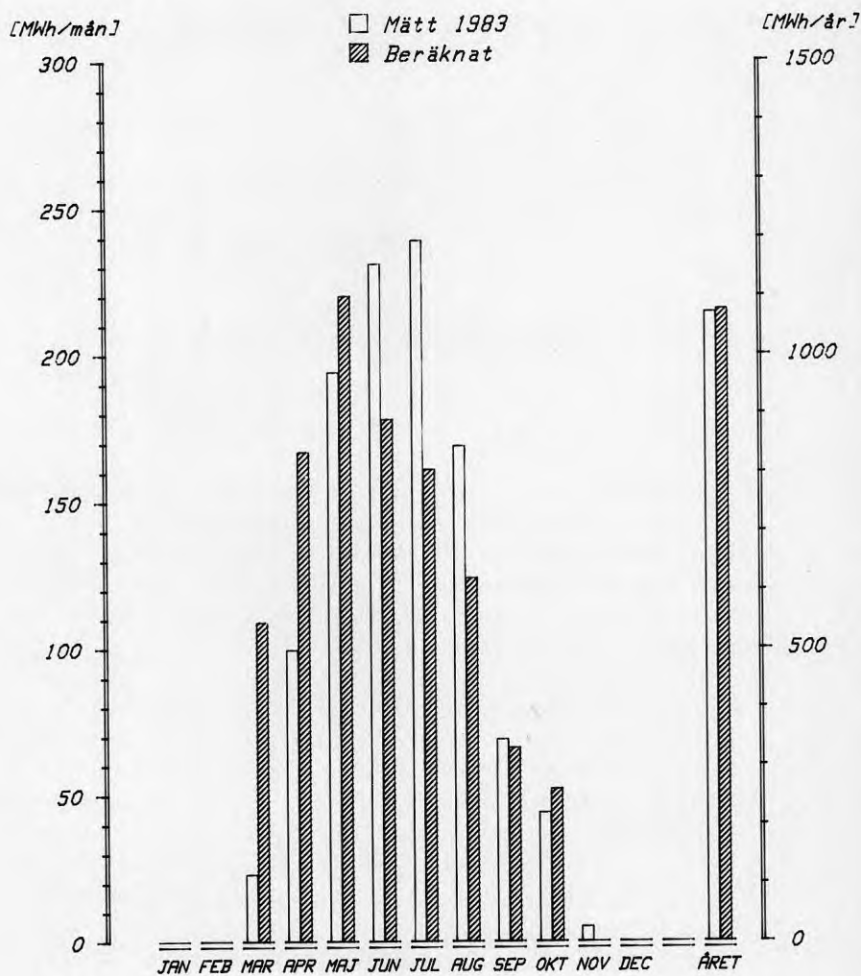


Figur 5.2 Lamböhov. Mätt och beräknat värmebehov i lasten.

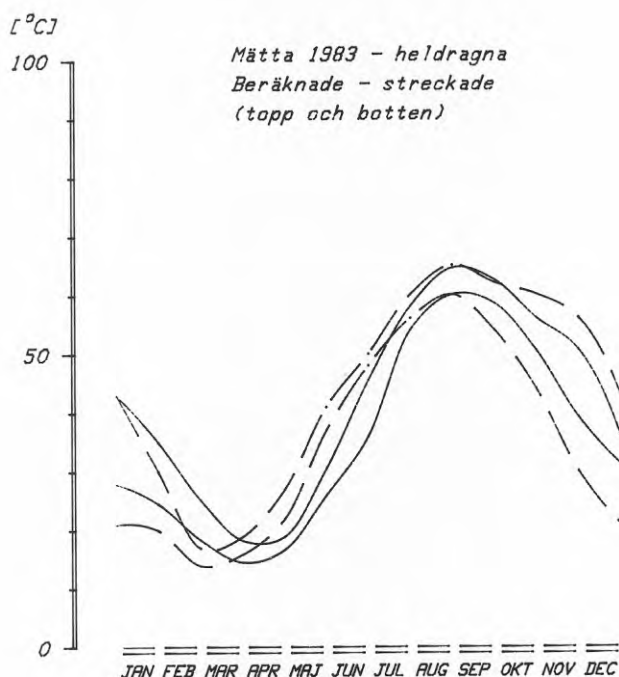
För att mer i detalj kunna jämföra mätt och beräknad värmebalans delas jämförelsen upp i de delar som diagrammen är uppbyggda av. I figur 5.2 visas först värmebehovet i lasten, där en bra överensstämmelse erhållits. Detta förklaras av att utetemperaturens variation över året i Stockholm 1971 och Lamböhov 1983 stämmer väl överens.

Fördelningen av tillsatsvärmets, här i form av elenergi till värmepumparna, är i stort sett densamma i den beräknade värmebalansen och i den mätta värmebalansen. Detsamma gäller värmets från lagret. Värmepumparnas funktion och värmefaktor har alltså, utgående ifrån fabrikantdata, beräknats på ett riktigt sätt.

I figur 5.3 visas värmeutbytet i solfångarna. I det här fallet tillförs all solvärme lagret. I figuren kan man se, att det beräknade värmeutbytet har sin tyngdpunkt tidigare under året än det mätta värmeutbytet.



Figur 5.3 Lambohov. Mätt och beräknat värme från solfångarna till lagret.



Figur 5.4 Lambohov. Mätta och beräknade temperaturer i lagret.

Enligt beräkningarna skulle alltså solfångarna producerat mer solvärme på våren, medan det mätta värmeutbytet har varit störst på sommaren. Förutsatt att mängden solinstrålning är ungefär densamma har dock fördelningen av solinstrålning ingen markant inverkan på värmebalansen. Däremot påverkas medeltemperaturförloppet i lagret, vilket visas i figur 5.4.

Under inlagringsperioden erhålls därför en tidsförskjutning mellan mätt och beräknad temperaturhöjning i lagret. Temperaturförloppet i sin helhet är dock detsamma, förutom under urlagringsperioden. Under denna period erhålls i verkligheten en mindre temperaturskillnad mellan topp och botten i lagret jämfört med beräknat. Detta har sin förklaring i att vatten pumpats från botten till toppen genom ett filter, vilket inverkar mest under urlagringsperioden, då solinstrålningen är låg och inlagringsflödets inverkan är liten. Simuleringar där denna rundpumpning finns medtagen visar på en bra överensstämmelse även under urlagringsperioden.



Då den mätta medeltemperaturen i lagret under 1983 är i stort sett densamma i slutet på året som i början på året, kan förlusterna från lagret beräknas som skillnaden mellan solvärme till och från lagret. På grund av den dåliga isoleringen förloras mer än en tredjedel av inlagrat värme.

Sammanfattningsvis kan man konstatera att fastän ett annat klimatår använts vid beräkningarna, ger modellen en bra bild av anläggningens funktion. Det bör dock påpekas att förutom elenergin till värmepumparna har det erfordrats i storleksordningen 50 MWh elenergi till vätskepumpar i anläggningen.

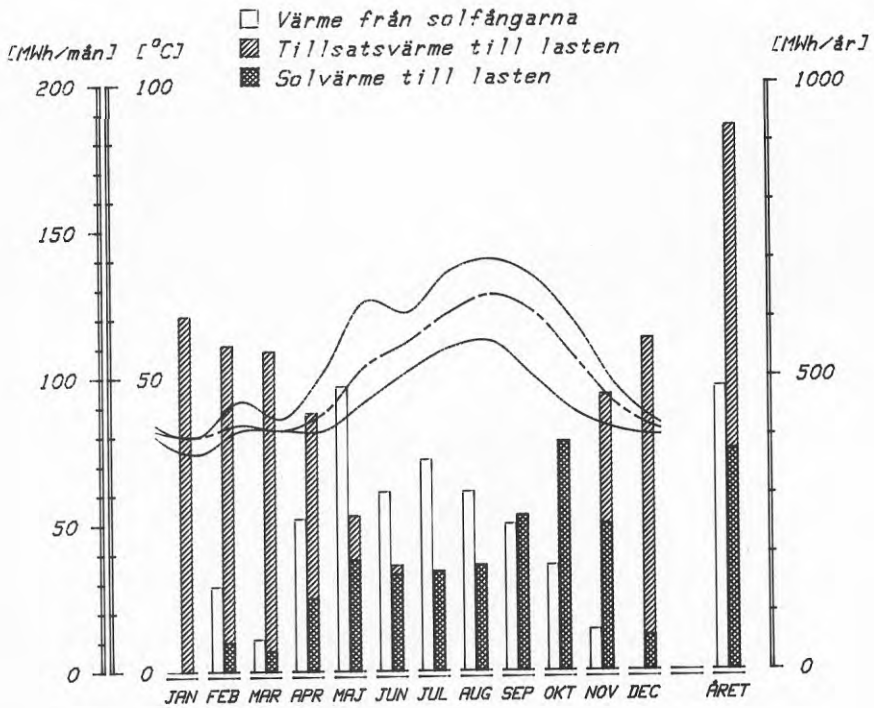
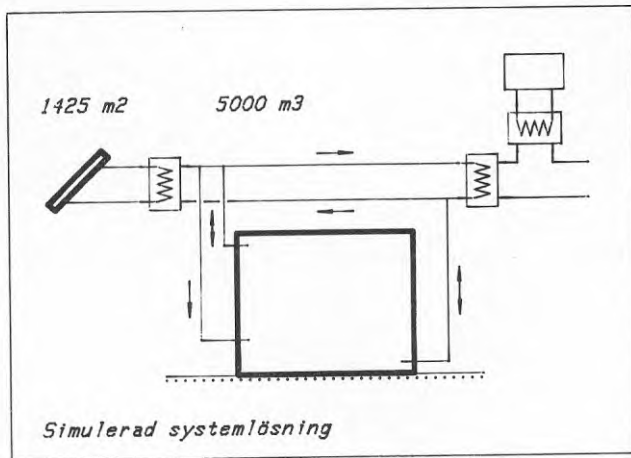
I tabell 5.2 jämförs slutligen mätt och beräknad årsvärmebalans.

Tabell 5.2 Energibalans Lambohov 1983 [MWh]

	Mätt	Beräknat
Solvärme till lagret	1072	1077
Solvärme från lagret till värmepumparna och lasten	697	729
Elenergi till värmepumparna	165	161
Värmebehov i lasten	862	890

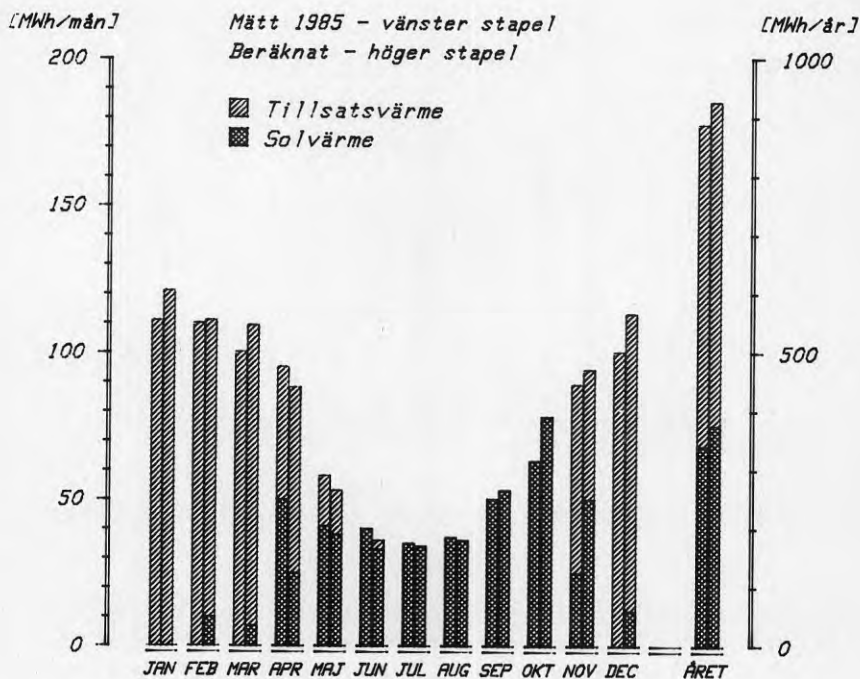
### 5.1.2 Ingelstad Ib

Här presenteras mätt och beräknad värmebalans för 1985. Beräkningarna utgår också här från samma klimatår som använts för att beräkna värmebalansen i Lambohovanläggningen, mätt klimatår 1971 i Stockholm. Det mätta klimatet i Ingelstad 1985 skiljer sig vissa månader avsevärt från detta år speciellt när det gäller solinstrålningen. Som exempel var solinstrålningen i Ingelstad i juni 1985 bara hälften så stor som 1971 i Stockholm. Därför har mätvärdena från Stockholm korrigerats några månader så att summa solinstrålning över året i stort sett är den samma som i Ingelstad 1985. Detta har skett genom att solinstrålningens intensitet korrigerats varje timme med en faktor motsvarande förhållandet mellan 1985 och 1971 års solinstrålning för respektive månad.



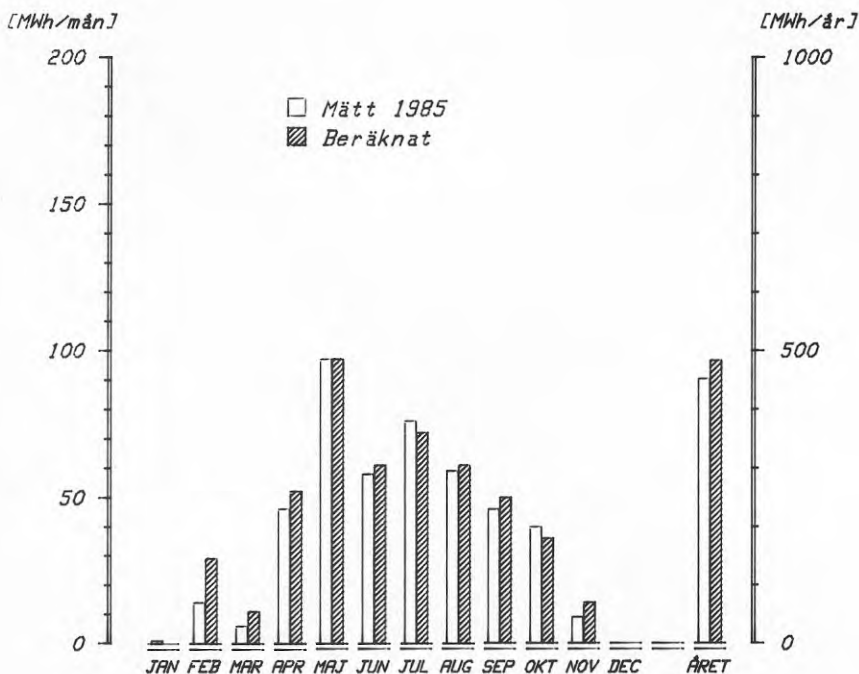
Figur 5.5 Värmebehov i lasten, värmeutbyte i solfångarna och temperaturer i lagret. Simulerad värmebalans för Ingelstad Ib 1985.

Anläggningens funktion har simulerats med den förbikoppling av lagret som finns i anläggningen. Då förbikopplingen dels inte påverkar värmebalansen märkbart och dels komplicerar redovisningen av värmeflödena betraktas all solvärme som om den passerade lagret i redovisningen. Den beräknade värmebalansen för 1985 redovisas i figur 5.5. Denna värmebalans kan då jämföras med den mätta värmebalansen som tidigare redovisats i figur 2.12.



Figur 5.6 Ingelstad Ib. Mätt och beräknat värmebehov i lasten.

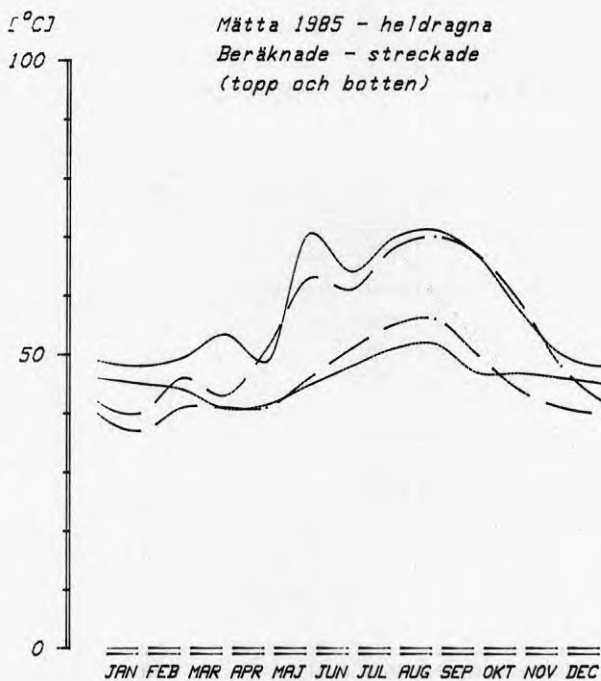
I figur 5.6 jämförs mätt och beräknat värmebehov i lasten. Fördelningen av tillsatsvärme är i stort sett densamma i den beräknade och i den mätta värmebalansen. En viss avvikelse erhålls under våren på grund av att inget värme lagrades ur före april i verkligheten. Därmed erhålls en förhållandevis stor avvikelse i april då det enligt mätningarna har tillförts dubbelt så mycket solvärme jämfört med beräknat. En liknande avvikelse erhålls också på hösten. Detta beror på att det är möjligt att lagra ur lagret bättre i modellen än i verkligheten, vilket främst beror på att distributionsvärmeväxlaren inte är lika effektiv som modellen förutsätter, när det gäller att kyla urlagringsflödet. Totalt sett stämmer mätt och beräknat värmebehov väl överens.



Figur 5.7 Ingelstad Ib. Mätt och beräknat värme från solfångarna.

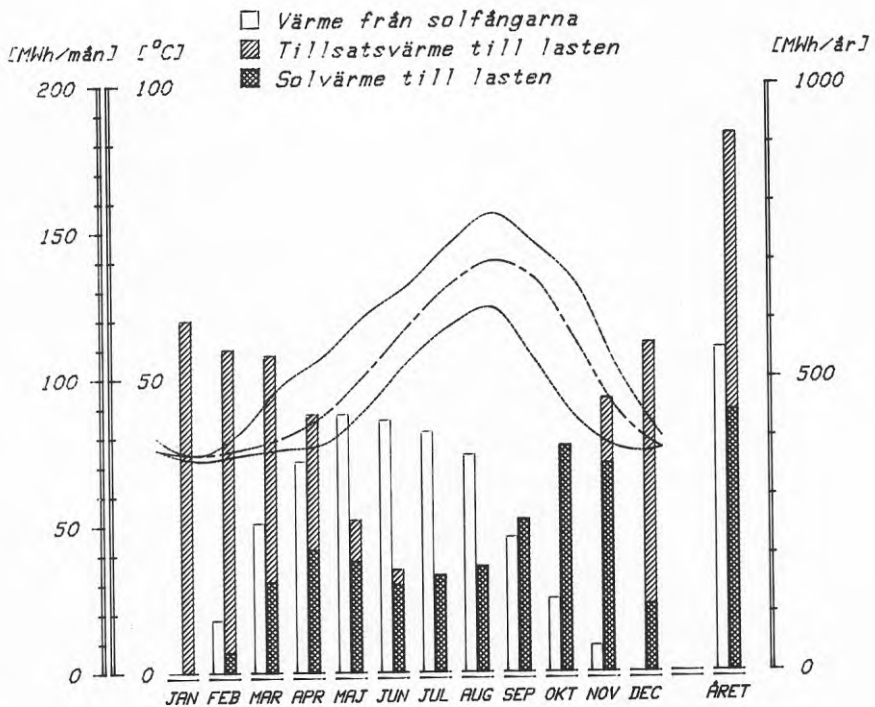
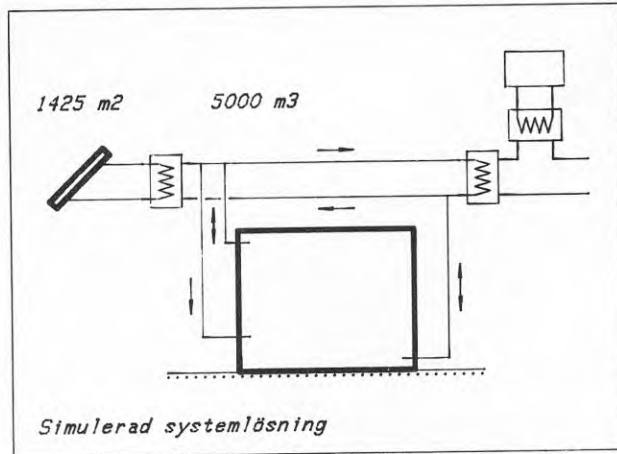
I figur 5.7 jämförs mätt och beräknat utbyte i solfångarna. Som tidigare nämnts redovisas den solvärme som lagras och den solvärme som går direkt till lasten sammantaget. Då solinstrålningen i modellen korrigerats för att på månadsbasis stämma väl överens med mätt solinstrålning erhålls också en god överensstämmelse när det gäller utbytet i solfångarna.

Det valda sättet att korrigera solinstrålningen påverkar dock temperaturerna i lagret vilket visas i figur 5.8. För månader då stora reduktioner av solinstrålningen har gjorts påverkas såväl höga som låga timvärden med samma faktor. Det gäller för till exempel juni månad, då solinstrålningen i modellen har samma mängd men där många timmar har lägre intensitet än i verkligheten. Därför kommer modellen att lagra mer värme på den lägre nivån i lagret jämfört med i verkligheten. Detta i sin tur medför att temperaturskillnaden mellan toppen och botten genomgående är lägre enligt modellen jämfört med mätningarna. Temperaturförloppet i sin helhet är dock mycket likartat i beräkningsfallet och i det verkliga fallet.



Figur 5.8 Ingelstad Ib. Mätta och beräknade temperaturer i lagret.

För att kunna jämföra den verkliga funktionen i anläggningen med den projekterade funktionen måste resultatet medelårskorrigeras. I figur 5.9 visas en beräknad värmebalans för ett medelår. Den enda skillnaden mellan värmebalansen i figur 5.5 och 5.9 är klimatet och i det här fallet endast solinstrålningen. Det använda klimatåret 1971 Stockholm har korrigerats så att det ska motsvara medelår i södra Sverige. Mer av en slump än noggrannhet i beräkningarna sammanfaller projekterat och beräknat värmeutbyte i solfångarna helt när det gäller summan över året 550 MWh.



Figur 5.9 Värmebehov i lasten, värmeutbyte i solfångarna och temperaturer i lagret. Simulerad värmebalans för Ingelstad Ib medelår.

I tabell 5.3 jämförs slutligen mätt och beräknade årsvärmebalanser.

Tabell 5.3 Värmebalans Ingelstad Ib [MWh]

	Mätt 1985	Beräknat	
		1985	Medelår
Värme från solfångarna till lagret och lasten	452	483	551
Värme från lagret och solfångarna till lasten	341	376	444
Tillsatsvärme	547	550	472
Värmebehov i lasten	888	926	916

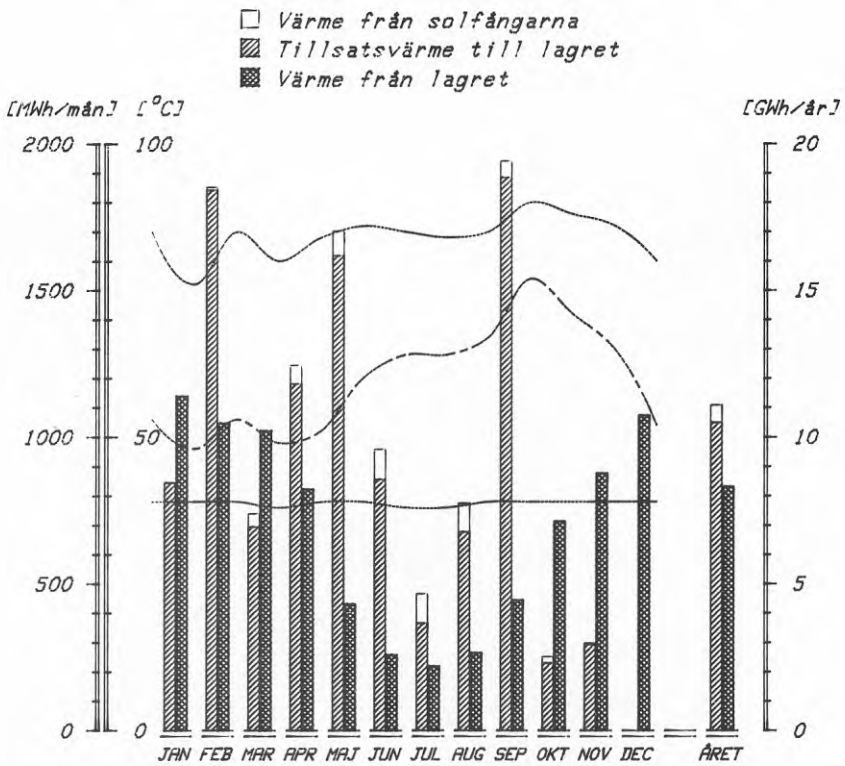
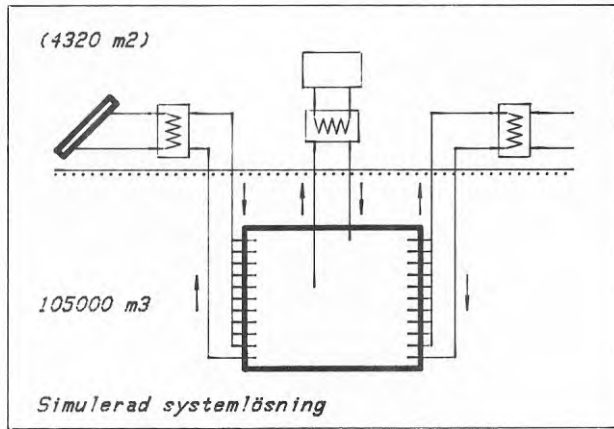
### 5.1.3 Lyckebo

I jämförelsen för Lyckebo har det använda klimat 1971 Stockholm korrigerats att motsvara medelår i södra Sverige.

Som tidigare nämnts skiljer sig värmebalansens utseende för Lyckebo väsentligt från värmebalanserna i övriga befintliga anläggningar. Dels har den avsedda simuleringen av solvärme inte kunnat genomföras konsekvent och dels tillförs under de första åren tillsatsvärme till lagret. Dessutom eftersträvas en ideal temperaturskiktning med ett markant språngskikt varför elpanna och solfångare styrs så att värme tillförs lagret vid en hög temperatur, 90-95 °C, hela året.

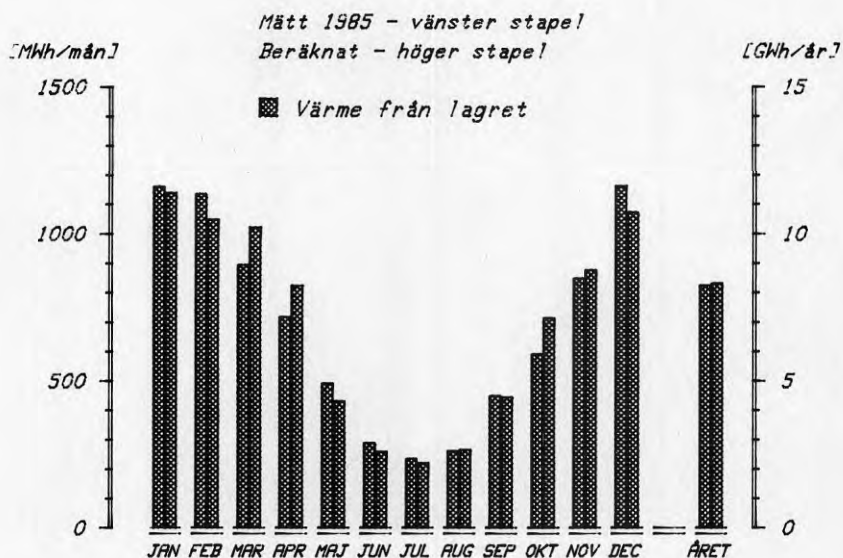
Den simulerade värmebalansen för Lyckebo 1985 visas i figur 5.10. Denna värmebalans kan jämföras med den mätta värmebalansen som tidigare redovisats i figur 2.14. Den simulerade systemlösningen är något förenklad jämfört med den verkliga systemlösningen i Lyckebo. Jämför figurillustrationen i figur 5.10 och figur 2.13. Värmetekniskt är det i princip samma systemlösning.





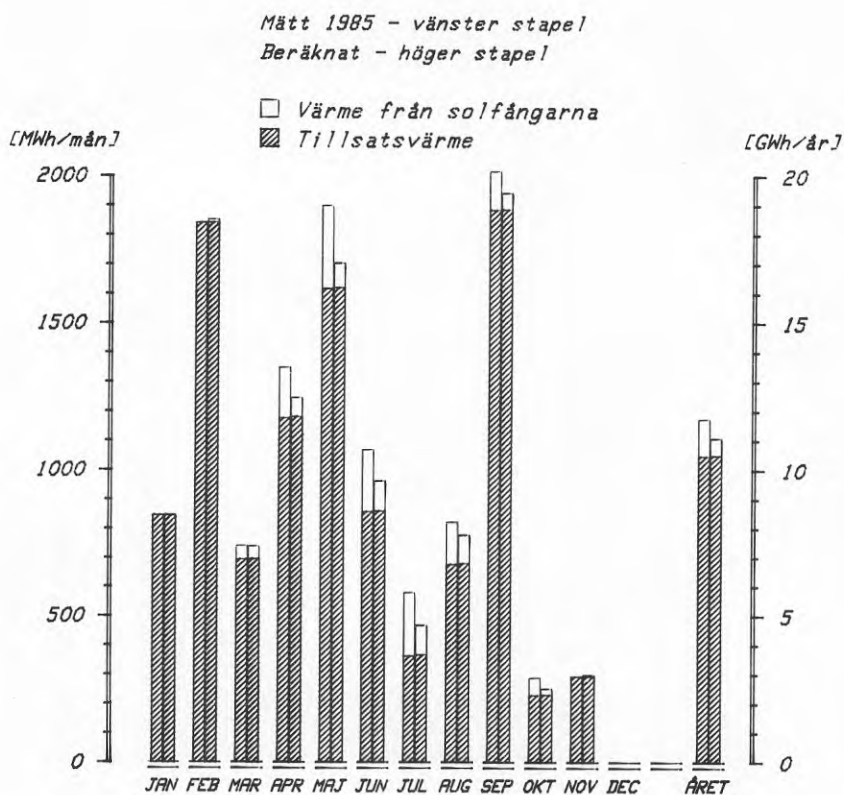
Figur 5.10 Värmebehov i lasten, tillförd värme till lagret och temperaturer i lagret. Simulerad värmebalans för Lyckebo 1985.

I figur 5.11 jämförs mätt och beräknat värmebehov i lasten. Här sammanfaller värme från lagret och värmebehov i lasten eftersom tillsatsvärmets tillförs lagret. Även om det för vissa månader finns en viss avvikelse är överensstämmelsen bra.



Figur 5.11 Lyckebo. Mätt och beräknat värmebehov i lasten.

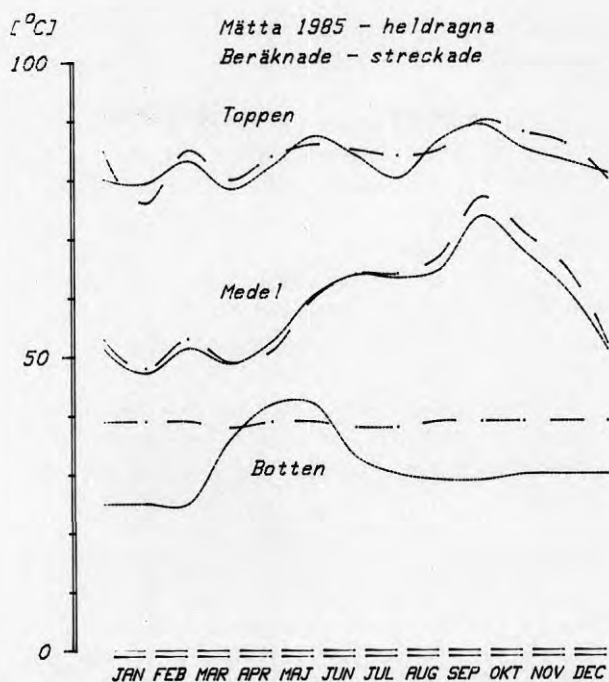
I figur 5.12 jämförs mätt och beräknat sol- och elvärme som tillförs lagret. Förenklat kan man säga att det som tillförts i januari och februari är att betrakta som tillsatsvärme. I modellen tas endast hänsyn till värmeförluster från lagret på grund av värmeledning. De beräknade förlusterna uppgår då endast till 70 % av de mätta värmeförlusterna under året. För att den beräknade värmebalansen ska gå ihop och för att det beräknade medeltemperaturförloppet i lagret ska överensstämma med det mätta har tillfört värme till lagret reducerats motsvarande avvikelsen mellan mätta och beräknade förluster. Denna reduktion har gjorts genom att det beräknade solvärmeutbytet har reducerats. Därav den relativt stora avvikelsen mellan mätt och beräknat solvärme.



Figur 5.12 Lyckebo. Mätt och beräknat värme till lagret.

Den relativt stora avvikelsen och fördelningen över året för de mätta värmeförlusterna jämfört med de beräknade ger anledning att tro att de verkliga förlusterna också beror på något annat än enbart värmeledning i berget. Detta antyds också när man jämför mätta och beräknade temperaturer i lagret. Här finns en kraftig avvikelse mellan mätt och beräknad bottentemperatur i lagret, vilket antyder att varmt vatten tränger ut i toppen på lagret (tillfört värme är reducerat) och ersätts med kallt vatten i botten på lagret. Se figur 5.13.

En trolig förklaring till ett sådant förlopp beskrivs av Claesson i [36]. Detta diskuteras närmare i avsnitt 6.4 om Lyckebo.



Figur 5.13 Lyckebo. Mätta och beräknade temperaturer i lagret.

I övrigt visar denna jämförelse att beräknad temperatur i toppen av lagret stämmer väl överens med motsvarande mätta temperatur.

I tabell 5.4 jämförs slutligen mätt och beräknad årsvärmebalans.

Tabell 5.4 Värmebalans Lyckebo 1985 [MWh]

	Mätt	Beräknat
Solvärme till lagret	1266	588
Elvärme till lagret	10477	10499
Värmebehov i lasten	8240	8320

## 5.2 Referensanläggning i södra Sverige

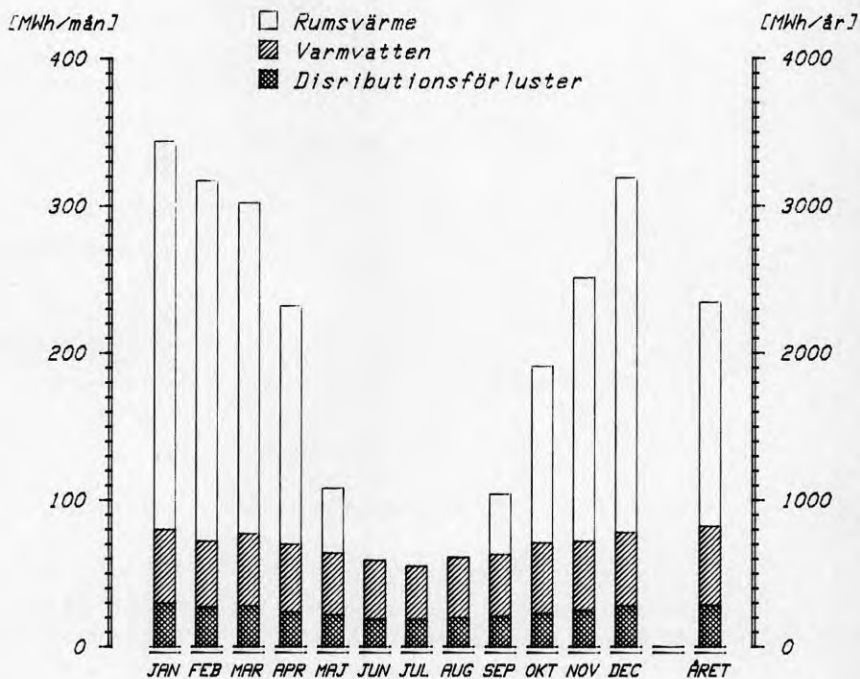
Här följer ett antal mer generella beräkningar för några olika fall utgående från en tänkt referensanläggning.

I allt väsentligt bygger presentationen på förstudien för Ingelstad II. I alla simuleringar har en mindre anläggning med ett isolerat lager i motsvarande storlek som Ingelstad II studerats. Resultaten när det gäller olika systemlösningars inverkan på värmebalansen, är generellt tillämpliga också för en större anläggning med oisolerat vattenlager, eftersom värmebalanserna som redovisas gäller för ett medelår då omgivande mark/berg har värmts upp och förlusterna är desamma år från år.

I de beskrivna exemplen har anläggningen dimensionerats för en värmetäckningsgrad i storleksordningen 70-80 % och exemplen är valda så att merparten av byggda och planerade systemlösningar behandlas.

Denna anläggning består av markuppställda plana högtemperatursolfångare, motsvarande de som använts i Lyckebo, Ingelstad Ib och Nykvarn. Solfångarfältet är orienterat mot söder och solfångarna lutar drygt 40° mot horisontalplanet. Värmelagret är en vattenfylld isolerad berggrop. Lagret är cylinderformat med djupet 12 m. I värmecentralen ingår förutom solfångare och värmelager en värmepanna som är i drift då temperaturen från lagret inte är tillräckligt hög för att tillgodose hela lastens effektbehov. I ett fall beskrivs funktionen i anläggningen då tillsatspannan är ansluten till lagret.

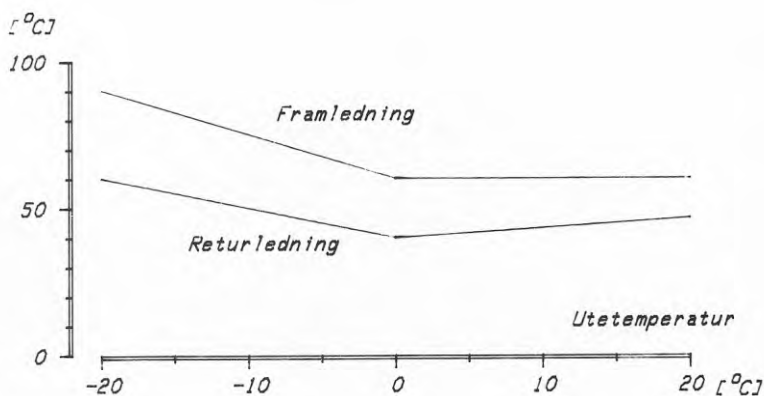
Värmelasten är ett mindre bostadsområde bestående av 150-200 bostadsenheter som är värmeförsörjda med ett distributionsnät med ca 1000 m kulvertlängd. Värmebehovet för uppvärmning och varmvatten uppgår till drygt 2300 MWh, (anslutningseffekt knappt 1 MW) inklusive distributionsförluster, fördelat över året enligt figur 5.14.



Figur 5.14 Värmelastens värmebehov fördelat på rumsvärme, varmvatten och distributionsförluster, medelår i södra Sverige.

Avsikten är att simulera en värmelast i befintlig bebyggelse. Antagna temperaturer i distributionsnätet visas i figur 5.15. För att studera hur en förändring av värmebehovets karaktär påverkar värmeutbytet, visas en simulering med en värmelast som ska motsvara ny bebyggelse i avsnitt 5.2.2.

6000 m<sup>2</sup> solfångare av högtemperaturtyp ger en värmetäckningsgrad i storleksordningen 70-80 %. Solfångararean i förhållande till anslutningseffekten i lasten är 6 m<sup>2</sup>/kW, och cirka 15.000 m<sup>2</sup> (100 m x 150 m) markarea erfordras för solfångarfältet.

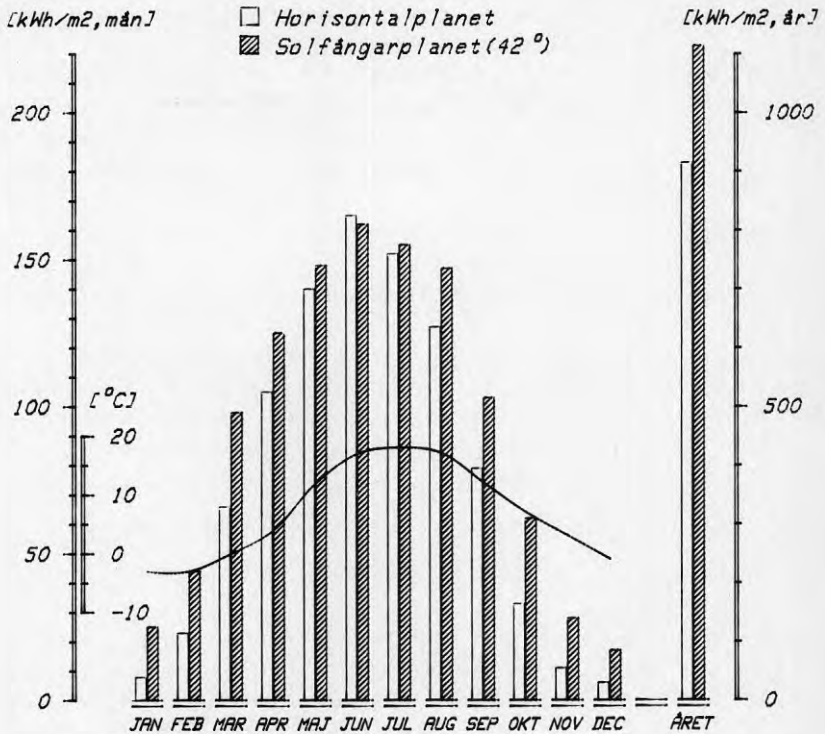


Figur 5.15 Distributionstemperaturer i värmelasten.

Erforderlig lagervolym bestäms utgående från säsongslagringsbehov och tillgängligt temperaturområde i lagret. Eftersom lagret är trycklöst och inga materialtekniska begränsningar antas föreligga bestäms den övre temperaturgränsen av vattnets kokpunkt. Den undre gränsen bestäms av den returtemperatur som kan erhållas i distributionsnätet omkring  $\pm 0$  °C utetemperatur. I detta fall krävs 16.000 m<sup>3</sup> lagervolym. Förhållandet mellan lagervolym och solfångararea är här endast 2,7 på grund av ett stort tillgängligt temperaturområde i lagret och relativt moderata solfångarprestanda.

Värmebalanserna som redovisas gäller för ett medelår då omgivande mark har värmts upp och förlusterna är desamma år från år. Klimatåret som använts i beräkningarna antas motsvara ett medelår i södra Sverige. Detta klimatår har tagits fram utgående från SMHI's mätningar 1971 i Stockholm, vilka på månadsbasis korrigerats för att motsvara ett medelår. Solinstrålningen mot solfångarplanet beräknas i modellen utgående från indata på global och diffus solinstrålning i horisontalplanet. Den beräknade solinstrålningen mot solfångarplanet har korrigerats så att instrålningen mot horisontalplanet motsvarar medelår i södra Sverige enligt figur 5.16. Här anges också beräknad månadsmedeltemperatur utomhus, som korrigerats på motsvarande sätt.





Figur 5.16 Med modellen beräknad solinstrålning i horisontal- och solfångarplanet samt utetemperatur, medelår i södra Sverige.

Val av solfångartyp och prestanda samt lagrets utformning och isolering har självklart betydelse för värmeförbrukningsgraden. För att kunna redovisa inverkan av vald systemlösning har alla simuleringar utförts för en och samma anläggning och värmelast.

I beräkningarna antas solfångarna ha 0,75 som optisk verkningsgrad ( $\tau \cdot \alpha$ ) och solfångarkretsens förlustfaktor exklusive samlingskulvertar är  $3,1 \text{ W/m}^2, ^\circ\text{C}$ . Förstudien för Ingelstad II genomfördes i början av 1985 och bygger främst på mätningar i Lyckebo. Idag kan man förvänta sig något bättre solfångarprestanda.

Värmelagret är isolerat och representativa k-värden för ovan- delen, sidorna och botten är 0,15, 0,20 respektive 0,30  $\text{W/m}^2, ^\circ\text{C}$ . Med en högvärdig isolering motsvarar det isoleringstjocklekar på 20, 15 respektive 10 cm. Valet av isoleringstjocklek har närmare studerats i [25]. Värmeförlusterna från lagret under ett år är i storleksordningen 15 % av producerad solvärme och är ungefär lika stora som distributionsförlusterna i värmelasten.

Värmeväxlarareorna mellan solfångarkretsen och inlagringskretsen samt mellan urlagringskretsen och distributionsnätet har valts så stora att de inte ska påverka resultatet. Med andra ord är medeltemperaturfallen över värmeväxlarna mycket små ( $< 2 \text{ }^\circ\text{C}$ ) och påverkar endast marginellt solvärmeanläggningens värmetekniska prestanda.

Flödet i solfångarkretsen och i inlagringskretsen är alltid identiskt, oavsett om flödet är valt konstant eller variabelt.

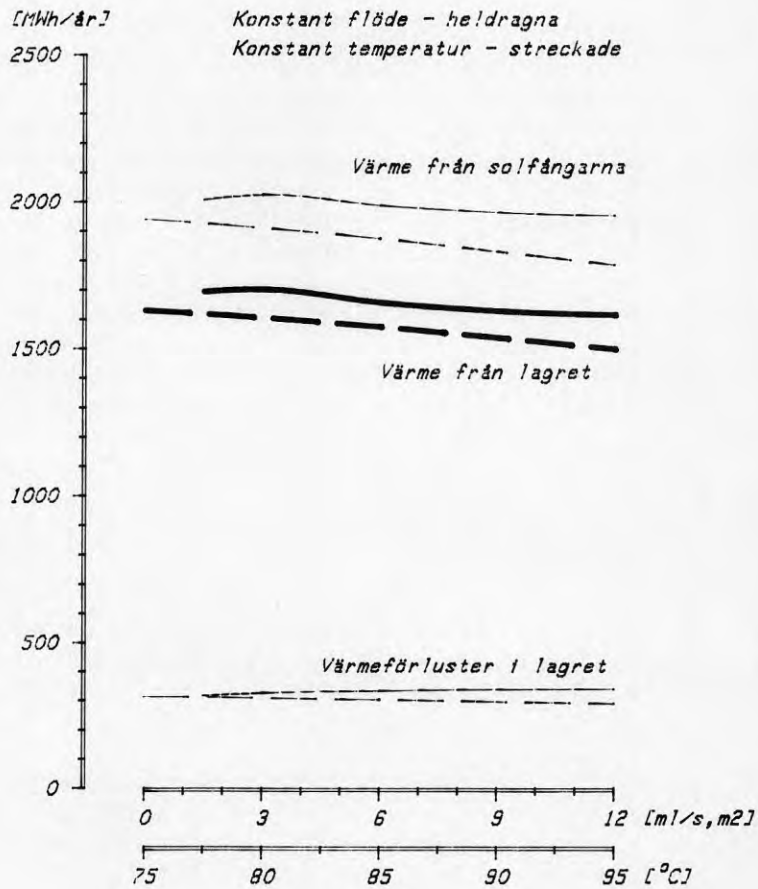
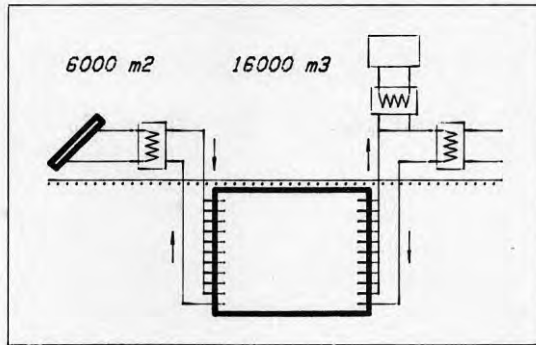
Flödet i urlagringskretsen varierar och bestäms av tillgänglig temperatur i lagret och effektbehovet i lasten. Flödet i urlagringskretsen tillåts dock aldrig bli större än flödet i distributionskretsen. Detta innebär konkret att urlagringsflödet alltid kyles ned till aktuell returtemperatur i distributionsnätet.

#### 5.2.1 Olika systemlösningar

I detta avsnitt beskrivs beräkningar för olika flöden i solfångarkretsen samt för olika kopplingsprinciper när det gäller värmelagret. Dels studeras inverkan av konstant och variabelt flöde i solfångar- och inlagringskrets för olika in- och utloppsplaceringar och dels studeras inverkan av en förbikoppling av lagret. Som en speciell systemlösning studeras en anläggning där tillsatsvärme tillförs lagret.

Först betraktas en systemlösning där inlagrings- respektive urlagringskretsarna är separata och lämnar respektive hämtar sitt flöde på den nivå i lagret som har samma temperatur som erhålls i solfångarna respektive krävs i lasten. Se figur 4.17. Det vill säga, en värmetekniskt sett korrekt men också komplicerad systemlösning.

För konstant flöde i solfångarkretsen har simuleringar utförts för 0,003-0,0120 l/s,  $\text{m}^2$ , det vill säga en dimensionerande temperaturhöjning mellan 40 och 10  $^\circ\text{C}$ . På motsvarande sätt har simuleringar för variabelt flöde utförts för konstant lagringstemperatur från 75-95  $^\circ\text{C}$ . Solfångarkretsen är i de senare fallen dimensionerad så att temperaturhöjningen blir ca 20  $^\circ\text{C}$  i dimensionerande fallet med maximalt flöde. En alltför låg temperaturhöjning medför att samlingsledningarna blir stora och därmed dyra, på grund av att flödet blir stort. Dimensioneras kretsen för en alltför hög temperaturhöjning, det vill säga ett litet flöde, kan börvärdet inte alltid innehållas vid hög solinstrålning utan överskrids.



Figur 5.17 Värme från lagret som funktion av flödet vid konstant flöde, och som funktion av temperaturbörvärdet vid variabelt flöde.

Figur 5.17 visar att värmeutbytet minskar med ökande konstant flöde, vilket främst beror på att värmelasten kan täckas tidigare och till en större del vid mindre flöde, det vill säga, då temperaturen höjs mer i solfångarkretsen.

I praktiken är det inte realistiskt att dimensionera solfångarkretsen för en mycket större temperaturhöjning än ca 40 °C vid konstant flöde. I annat fall uppstår problem med övertemperaturer i inlagringskretsen.

Dessutom visar figur 5.17 att värmeutbytet minskar med ökande konstant lagringstemperatur vid variabelt flöde. Det beror då främst på att värmeutbytet i solfångarna minskar då en hög temperatur krävs även vid låg solinstrålning.

För att renodla inverkan av variabelt flöde har bara det fallet då flödet styrs mot samma temperatur hela året studerats. Väljs börvärdet lägre än den högsta medeltemperaturen i lagret innebär detta i praktiken att olika börvärden måste tillämpas under året, eftersom börvärdet inte kan innehållas när lagertemperaturen börjar närma sig börvärdet. Normalt är avsikten med variabelt flöde att hela tiden kunna styra mot den medeltemperatur som eftersträvas i lagret då det är fullagrat. Till skillnad mot konstant flöde eftersträvas man i fallet med variabelt flöde inte ett högt värmeutbyte utan värmeutbyte med hög temperaturkvalité.

Sammanfattningsvis kan man med ledning av figur 5.17 konstatera att det är väsentligt sämre med en hög konstant lagringstemperatur än lågt konstant flöde i solfångar- och inlagringskretsarna. Framför allt beror detta på att värmeutbytet i solfångarna blir lägre under våren och försommaren i fallet med variabelt flöde, då temperaturen i lagret är låg och alltid tvingas bli hög i solfångarna.

Detta förstärks ytterligare av att det blir laminär strömning, och därmed sämre värmeöverföring i absorbatoren (speciellt om glykol används) när flödet varieras och blir litet vilket inte tas hänsyn till i modellen.

För att mer ingående åskådliggöra skillnader mellan fall med konstant lagringstemperatur och konstant flöde och analysera inverkan av förenklade systemlösningar redovisas några exempel mer fullständigt i det följande.

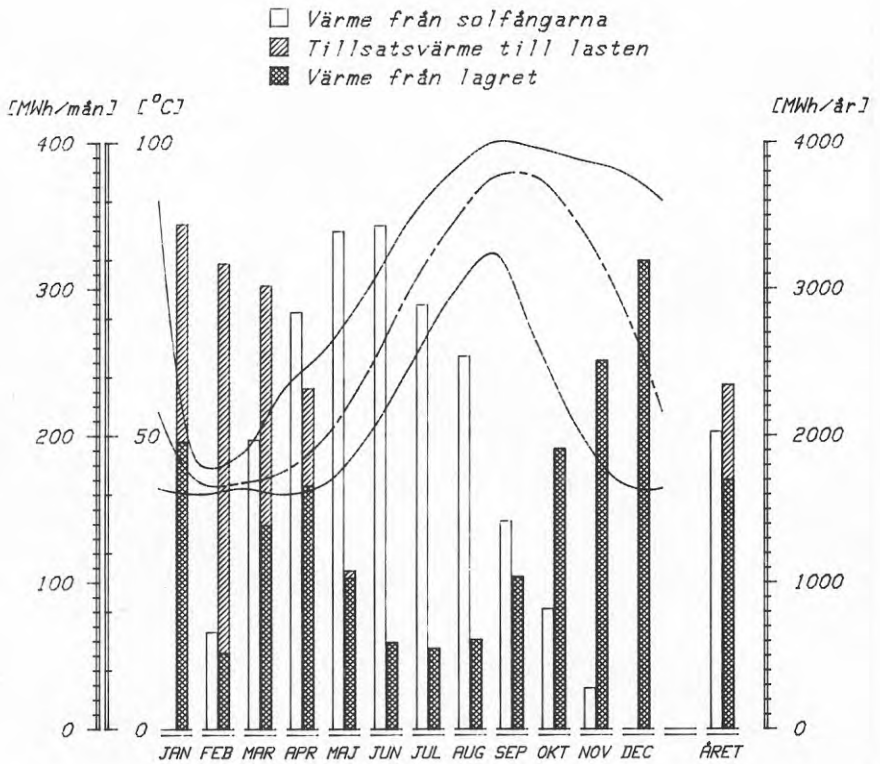
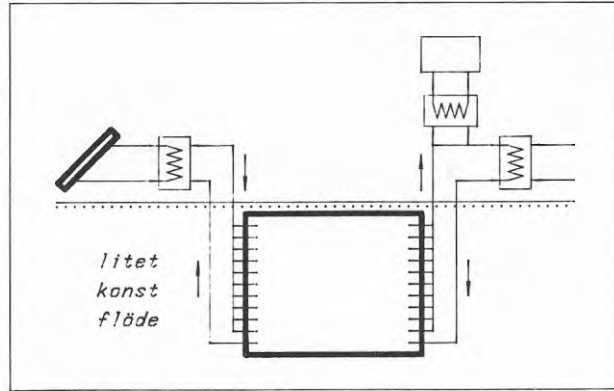
### Konstant flöde i solfångar- och inlagringskrets

Här redovisas tre fall. Först redovisas en beräkning från figur 5.17 med litet konstant flöde. Valt flöde är  $0,003 \text{ l/s, m}^2$  vilket motsvarar en maximal temperaturhöjning på ca  $40^\circ\text{C}$ . Med solfångararean  $6000 \text{ m}^2$  blir flödet  $65 \text{ m}^3/\text{h}$ . I praktiken kan ett mycket mindre flöde än så inte rekommenderas. Värmebalansen visas i figur 5.18.

Därefter studeras en förenklad systemlösning som valts i flera av de planerade projekten, se figur 4.1. Denna systemlösning har valts utgående från studier av några olika alternativ. Inlagring kan här ske på två nivåer i lagret, till toppen om flödet är varmare än toppens temperatur, annars till en nivå på 25 % av höjden. Flödet kan ledas till den lägre nivån även då temperaturen är högre än lagret tillåter. Urlagring kan på liknande sätt ske från två nivåer, från 25 % av höjden om temperaturen är tillräckligt hög, annars sker en blandning med flöde från toppen. Solfångarkretsen är dimensionerad för en hög temperaturhöjning över solfångarna och flödet är detsamma som i föregående fall, det vill säga  $0,003 \text{ l/s, m}^2$ . Värmebalansen visas i figur 5.19.

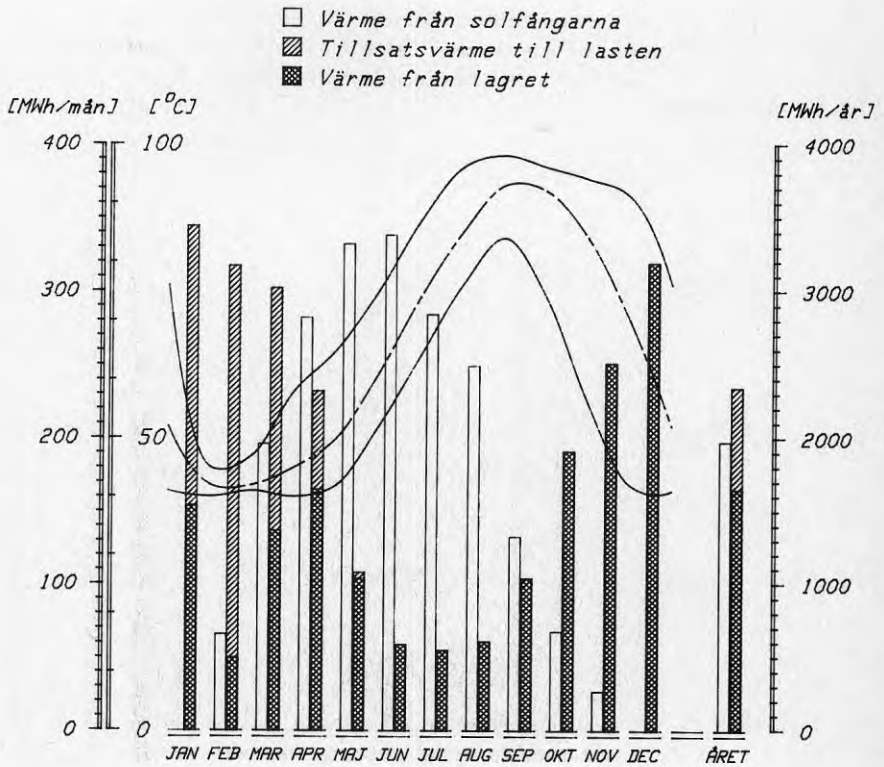
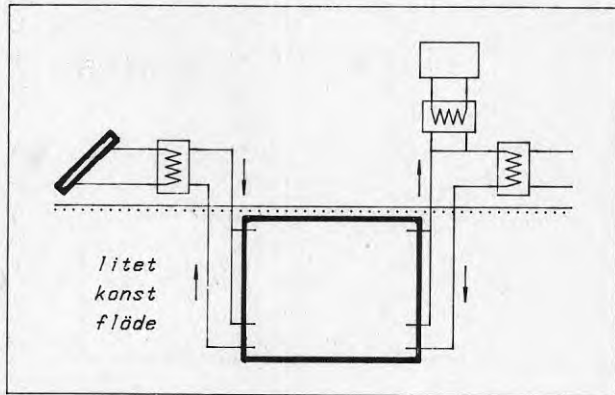
Som ett tredje alternativ vid konstant flöde studeras den enklast tänkbara systemlösningen som i figur 4.16 med stort konstant flöde. Inlagringskretsen hämtar sitt flöde i botten och återför det till ett inlopp på 25 % av höjden. Urlagringskretsen hämtar sitt flöde i toppen och återför det till botten. Detta fall ska då representera det bästa fallet vid stort konstant flöde. Det vill säga en dyr solfångar- och inlagringskrets, men en väldigt enkel systemlösning. Flödet i solfångarkretsen är  $0,012 \text{ l/s, m}^2$  vilket motsvarar en maximal temperaturhöjning på ca  $10^\circ\text{C}$ . Med solfångararean  $6000 \text{ m}^2$  blir flödet i detta fall  $260 \text{ m}^3/\text{h}$ . Värmebalansen visas i figur 5.20.

Jämför man figur 5.18 och figur 5.19 blir skillanden i värm täckningsgrad inte speciellt stor, här cirka 2 %. Den ökade komplexiteten i en systemlösning med inlopp och utlopp på flera nivåer kan endast motiveras om marginalkostnaden jämfört med den förenklade systemlösningen med endast två inlopp och utlopp är tillräckligt låg. Förutsätter man att figur 5.18 och figur 5.20 nära nog representerar ytterligheterna när det gäller konstant flöde blir skillnaden i värm täckningsgrad cirka 7 % mellan dessa fall.



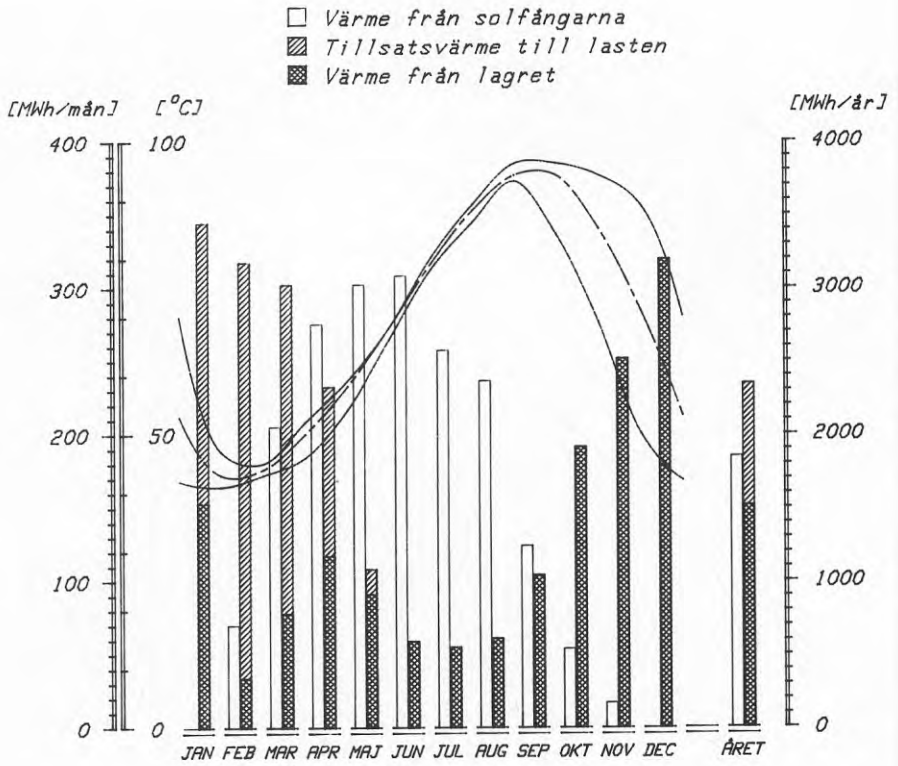
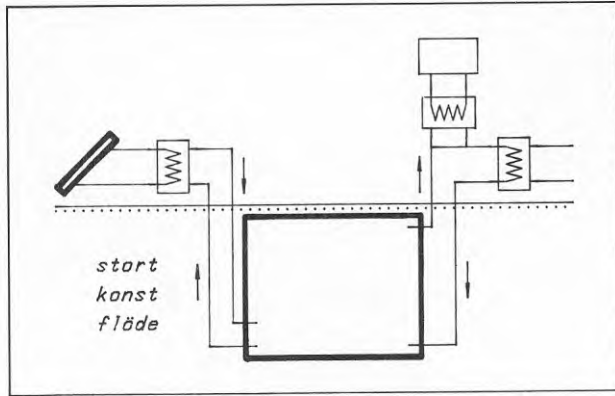
Figur 5.18 Värmebehov i lasten, värmeutbyte i solfångarna och temperaturer i värmelagret för systemlösning med in- respektive utlopp på olika nivåer i lagret vid konstant litet flöde, medelår södra Sverige.





Figur 5.19 Värmebehov i lasten, värmeutbyte i solfångarna och temperaturer i värmelagret för systemlösning med två in- respektive utlopp i lagret vid konstant litet flöde, medelår södra Sverige.





Figur 5.20 Värmebehov i lasten, värmeutbyte i solfångarna och temperaturer i värmelagret för enklaste systemlösning vid konstant stort flöde, medelår södra Sverige.

## Variabelt flöde i solfångar- och inlagringskrets.

Här redovisas två fall. Först redovisas en beräkning från figur 5.17 med hög konstant inlagringstemperatur vid variabelt flöde. Med solfångararean  $6000 \text{ m}^2$  kommer flödet i det här fallet att kunna variera från  $130 \text{ m}^3/\text{h}$  ner till nära noll. Valt börvärde är  $95 \text{ }^\circ\text{C}$ , vilket motsvarar den högsta medeltemperatur som erhålls vid beräkningar med konstant flöde. I figur 5.21 redovisas värmebalansen för detta fall med en komplicerad systemlösning med inlopp och utlopp på olika nivåer enligt figur 4.17.

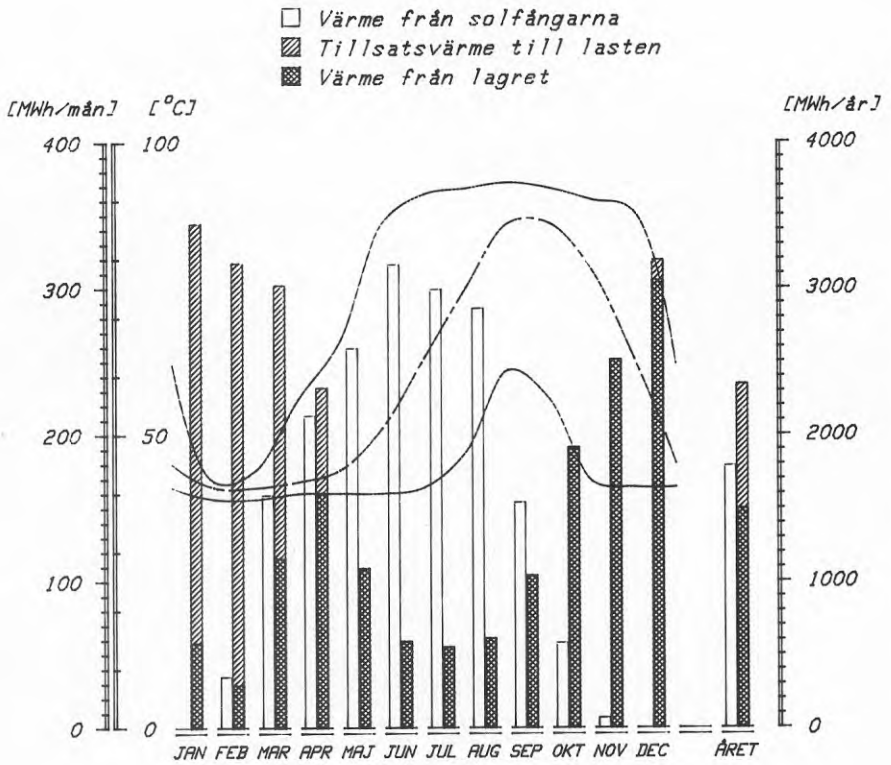
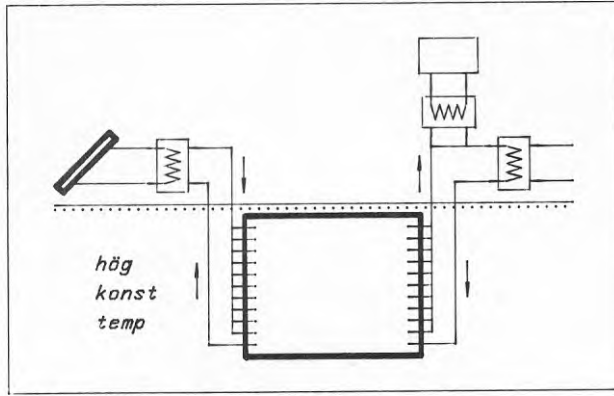
Därefter studeras den enklast tänkbara systemlösning med variabelt flöde enligt figur 4.18. Valt flöde och valt börvärde är desamma som i första fallet. Värmebalansen för detta fall redovisas i figur 5.22.

En jämförelse mellan värmebalanserna i figur 5.21 och 5.22 visar att skillnaden i värm täckningsgrad är liten, endast någon procent. Detta medför att det egentligen inte finns någon anledning att ha flera inlopp och utlopp vid variabelt flöde och en hög konstant lagringstemperatur.

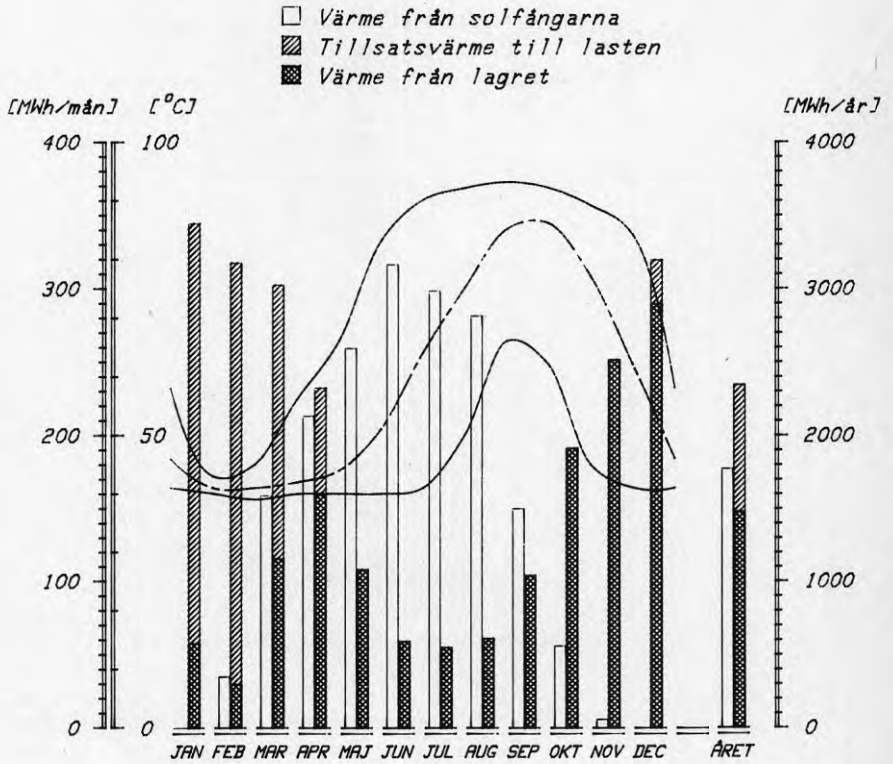
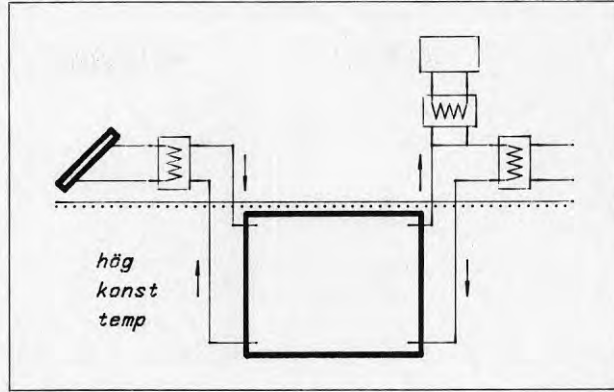
## Numerisk dispersion

Det sätt på vilket inlagring och urlagring behandlas i den här använda lagermodellen medför att så kallad numerisk dispersion uppstår. Detta beror på att vatten flyttas mellan skikten i modellen. En kraftig temperaturgradient mellan två skikt i modellen utjämnas då snabbare än om endast värmeledning mellan skikten beräknas. För att undvika denna effekt används en något annorlunda beräkningsgång i Lund-SST-modellen. Där flyttas ett helt skikt när motsvarande mängd vatten lagrats in eller lagrats ur. Temperaturgradienten mellan två skikt påverkas därmed endast av värmeledningen mellan skikten. I gengäld kan inlagring och urlagring endast ske genom toppen eller botten av lagret, som i den senast beskrivna systemlösningen.

För att se hur denna skillnad i beräkningarna påverkar resultatet i ett fall där inverkan kan vara stor, har denna systemlösning simulerats med båda lagermodellerna. Alla parametrar i övrigt är desamma. En jämförelse visar då att skillnaden i resultatet är försumbar. Temperaturgradienten i lagret skiljer sig endast marginellt och värm täckningsgraden påverkas med mindre än en procentenhet. Resultat från beräkningar för andra systemlösningar med andra styrvillkor bör rimligtvis inte påverkas mer än i detta fall. I avsnitt 5.1 Jämförelse med mätningar, har dessutom bra överensstämmelse erhållits för flera olika systemlösningar.



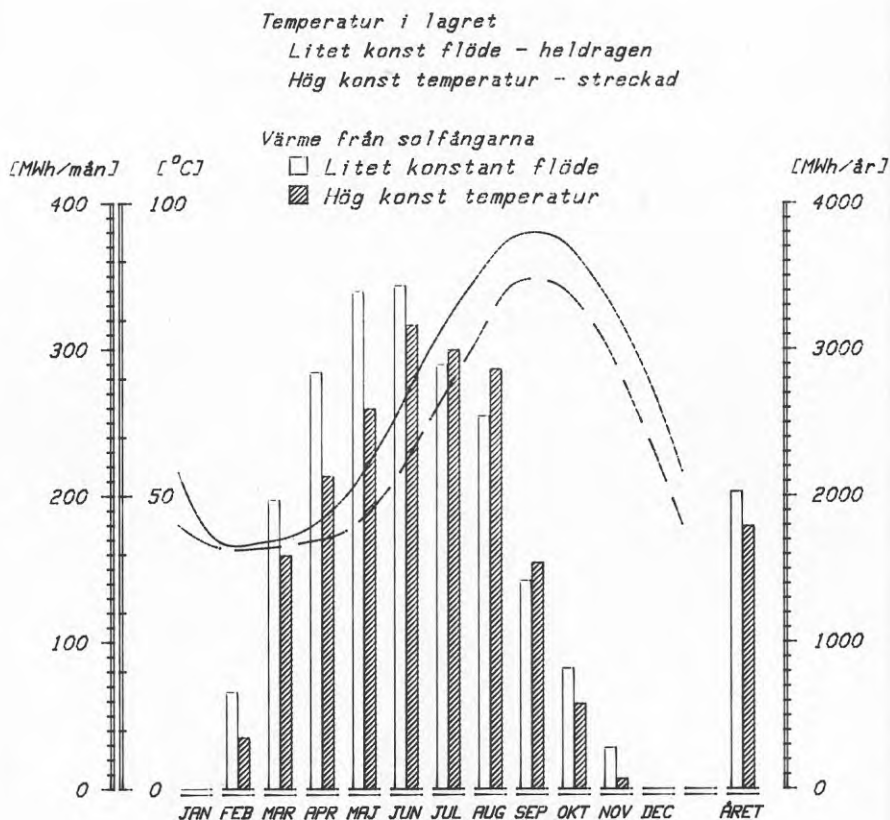
Figur 5.21 Värmebehov i lasten, värmeutbyte i solfångarna och temperaturer i värmelagret för systemlösning med in-respektive utlopp på olika nivåer i lagret vid variabelt flöde, medelår södra Sverige.



Figur 5.22 Värmebehov i lasten, värmeutbyte i solfångarna och temperaturer i värmelagret för enklaste systemlösning vid variabelt flöde, medelår i södra Sverige.

## Litet konstant flöde jämfört med variabelt flöde

Värmeutbytet i solfångarkretsen och medeltemperaturen i lagret för konstant litet flöde och variabelt flöde med konstant hög lagringstemperatur jämförs i figur 5.23. Då variabelt flöde diskuteras är det normalt en hög lagringstemperatur som eftersträvas. Jämförelsen visar att solvärmeutbytet är cirka 9 % högre med ett litet konstant flöde än med variabelt flöde.



Figur 5.23 Värmeutbyte i solfångarna och medeltemperatur i lagret för lågt konstant flöde respektive variabelt flöde med hög konstant lagringstemperatur i solfångar- och lagringsskrets, för en systemlösning enligt figur 4.17. Jämförelse mellan figur 5.18 och 5.21.

## Förbikoppling av lagret

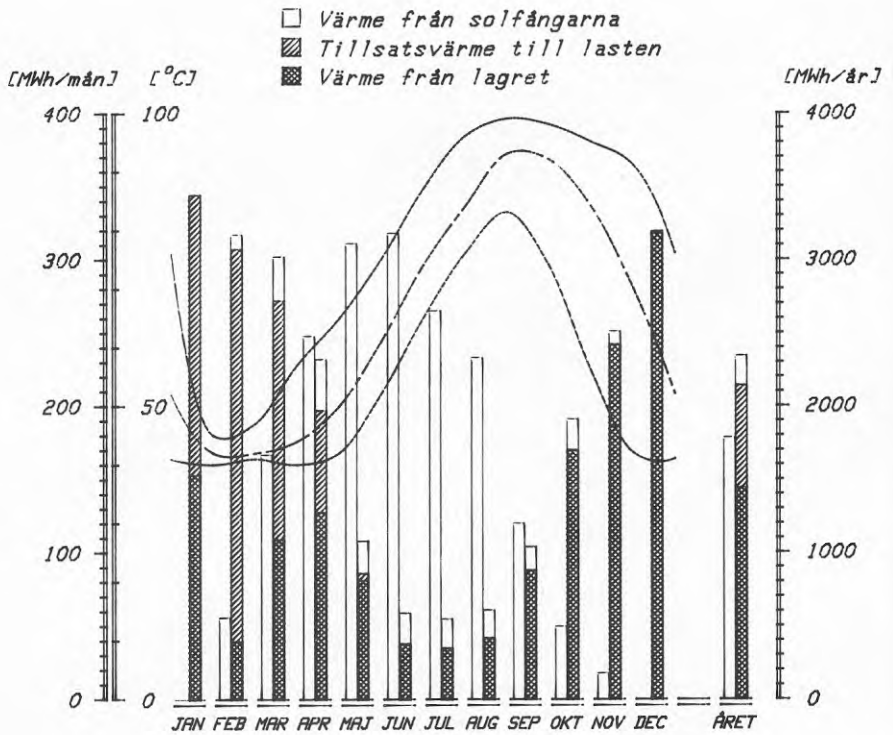
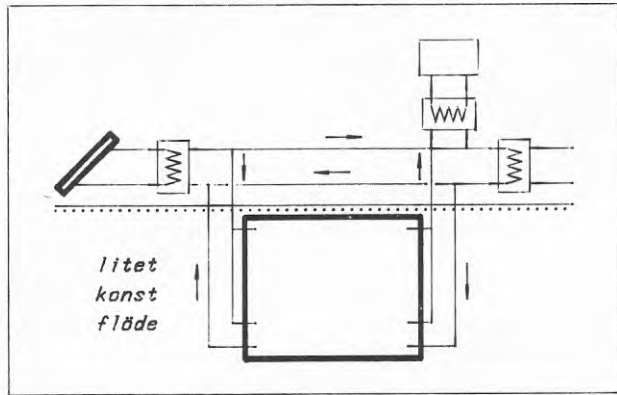
Genom att koppla ihop inlagringskretsen och värmelasten kan solfångarna värma lasten direkt utan att värme transporteras genom lagret, se figur 4.19. En systemlösning med förbikopplat lager innebär att ca 10 % av solvärmets inte passerar värmelagret. På grund av solfångarfältets storlek är effekt och temperaturhöjning i detsamma större än lastens krav under den tid som solfångarkretsen är i drift större delen av sommarhalvåret även vid låg solinstrålningsintensitet. Detta förutsatt att solfångarkretsen är dimensionerad för en hög temperaturhöjning. Det vill säga, för litet konstant flöde är det ingen allvarlig begränsning vid simuleringen, att inte tillåta solfångarna täcka en del av lastens värmebehov direkt. Denna förenkling har därför gjorts vid simuleringsberäkningarna. Det vill säga solfångarna beräknas bara värma lasten direkt då de kan täcka hela lastens värmebehov.

Den valda systemlösningen, förutom förbikoppling av lagret, är samma som tidigare visats i figur 4.1. Det vill säga, en systemlösning med litet konstant flöde och inlagring och urlagring på två olika nivåer i lagret. Värmebalansen i figur 5.24 kan då jämföras med den som redovisats i figur 5.19 utan förbikoppling av lagret. En jämförelse visar att utbytet i solfångarna påverkas endast marginellt vid förbikoppling eftersom värmebehovet i lasten är litet i förhållande till utbytet i solfångarfältet större delen av tiden. Större delen av flödet som krävs för att kyla solfångarna måste i vilket fall hämtas från lagret och solfångarna tillåts inte arbeta vid en väsentligt lägre temperatur än då hela flödet tas från lagret. Vid litet konstant flöde kan en förbikoppling av lagret inte höja värmeutbytet i solfångarna eller öka värmetyckningsgraden nämnvärt och är därför onödig. Korttidslagring ger värmetekniskt samma resultat som momentan värmeöverföring från solfångarna till värmelasten.

Vid konstant stort flöde i solfångar- och inlagringskrets kommer större delen av flödet som krävs för att kyla solfångarna alltid att hämtas från lagret. I detta fall bestäms då alltid utbytet i solfångarna av temperaturförhållandena i lagret.

Flödet i urlagringskretsen är normalt variabelt vilket gör att ett fall med variabelt flöde också i inlagringskretsen blir komplicerat. Detta fall har studerats i den ursprungliga Ingelstad-anläggningen, med en del problem som följd.



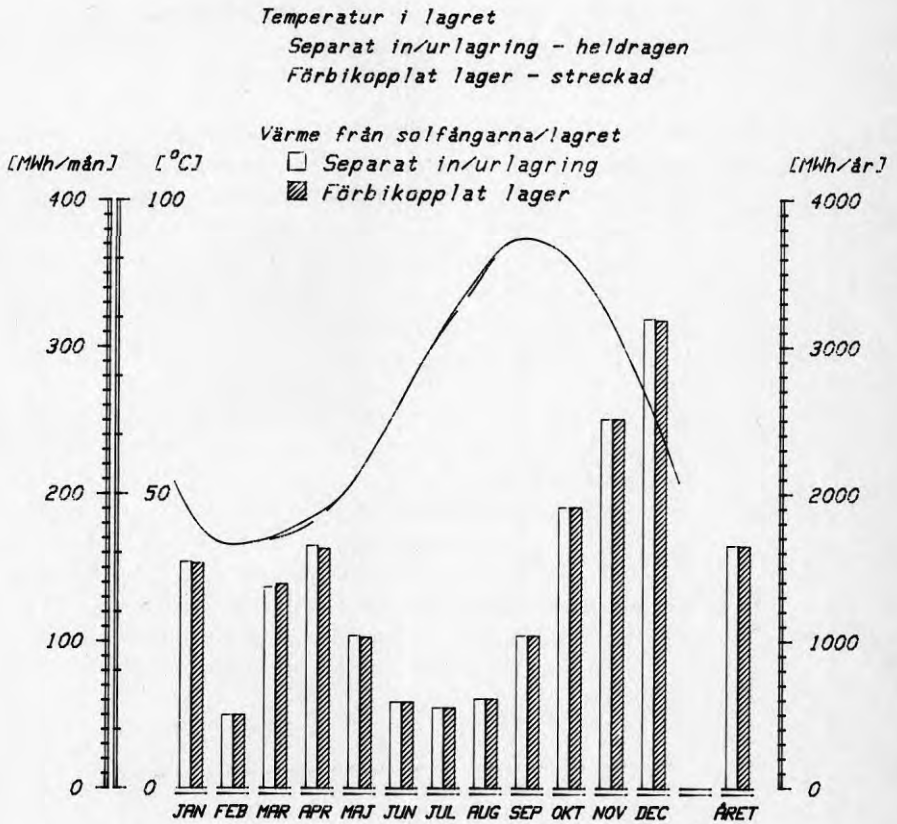


Figur 5.24 Värmebehov i lasten, värmeutbyte i solfångarna och temperaturer i värmelagret för systemlösning med två in- respektive utlopp i lagret vid konstant litet flöde och förbikopplat lager, för medelår södra Sverige.



## Separata kretsar jämfört med förbikoppling

Det nyttiga värmets från lagret i en anläggning med separata in- respektive urlagringskretsar jämförs i figur 5.25 med det nyttiga värmets från lagret och från solfångarna direkt i en anläggning med förbikoppling av lagret. Skillnaderna mellan dessa båda fall är försumbar.



Figur 5.25 Värme från lagret respektive värme från lagret och solfångarna och medeltemperatur i lagret för en anläggning utan respektive med förbikoppling av lagret. Jämförelse mellan figur 5.19 och 5.24.

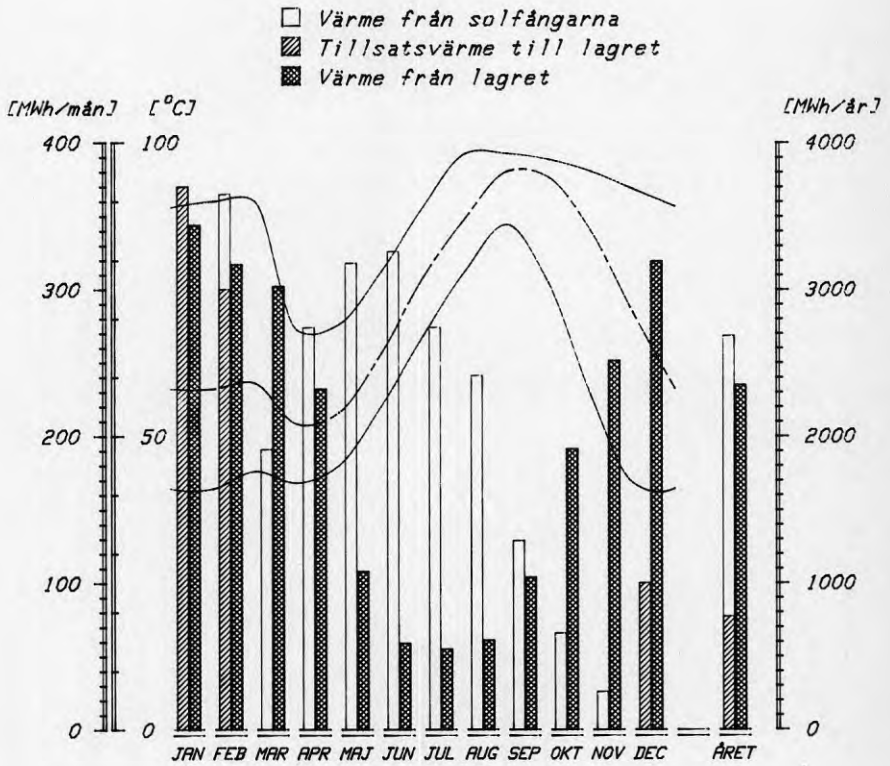
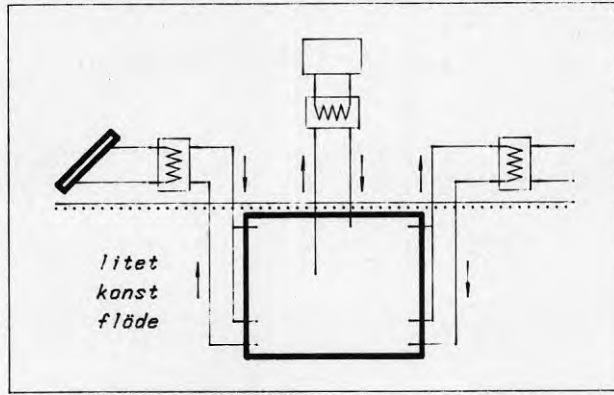
### Tillsatsvärme till lagret.

I de i detta avsnitt hittills behandlade systemlösningarna har tillsatsvärme tillförts efter lagret till värmelasten. Det är också möjligt att tillföra tillsatsvärme direkt till lagret. Se figur 4.20.

I det här exemplet studeras en tillsatsvärmeanläggning dimensionerad för 50 % av det maximala effektbehovet i lasten. Tillsatsvärme tillförs till lagrets övre del med konstant full effekt knappt tre månader med början i december.

Då tillsatsvärme tillförs lagret kommer mer tillsatsvärme att behöva tillföras jämfört med då tillsatsvärme tillförs lasten. Den studerade systemlösningen, förutom tillsatsvärmeanläggningen, är samma som tidigare visats i figur 4.1. Det vill säga, en systemlösning med litet konstant flöde och inlagring och urlagring på två nivåer i lagret. Värmebalansen i figur 5.26 kan då jämföras med den som redovisats i figur 5.19 med tillsatsvärme direkt till lasten.

Då tillsatsvärme tillförs till lagret blir värm täckningsgraden lägre vilket beror på att förlusterna i lagret ökar något och att denna ökning täcks med tillsatsvärme. Då en tillsatsvärmeanläggning med hög anläggningskostnad används, till exempel en fastbränslepanna, kan den erforderliga ökningen av tillsatsvärme kompenseras av en lägre anläggningskostnad för en mindre tillsatsvärmeanläggning och en lägre bränslekostnad. På plussidan kan man eventuellt också lägga högre verkningsgrad vid förbränningen genom att anläggningen kan gå med jämn effekt långa sammanhängande perioder.

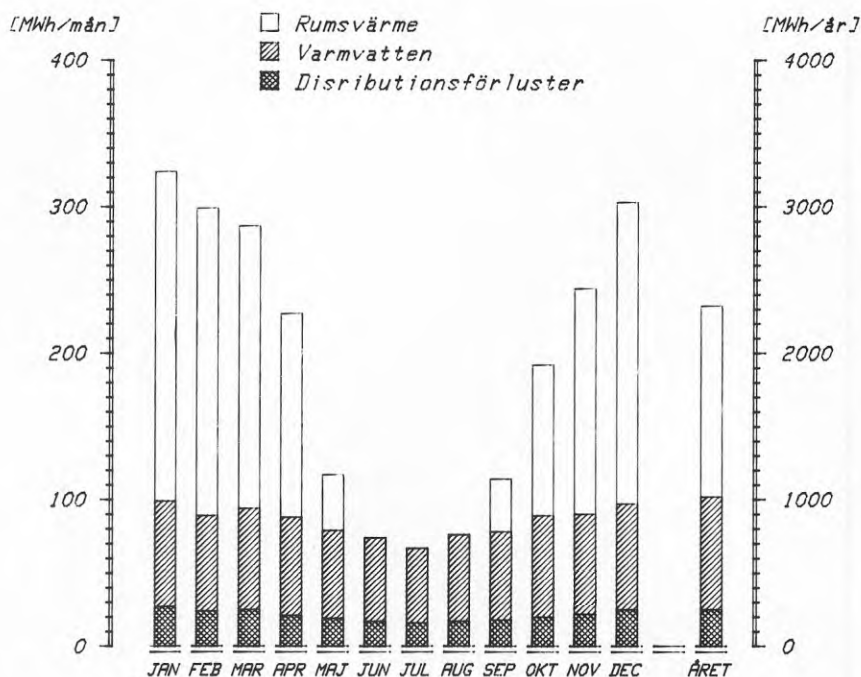


Figur 5.26 Värmebehov i lasten, värmeutbyte i solfångarna och temperaturer i lagret för en systemlösning med två in- respektive utlopp i lagret vid konstant litet flöde och tillsatsvärme till lagret, för medelår södra Sverige.

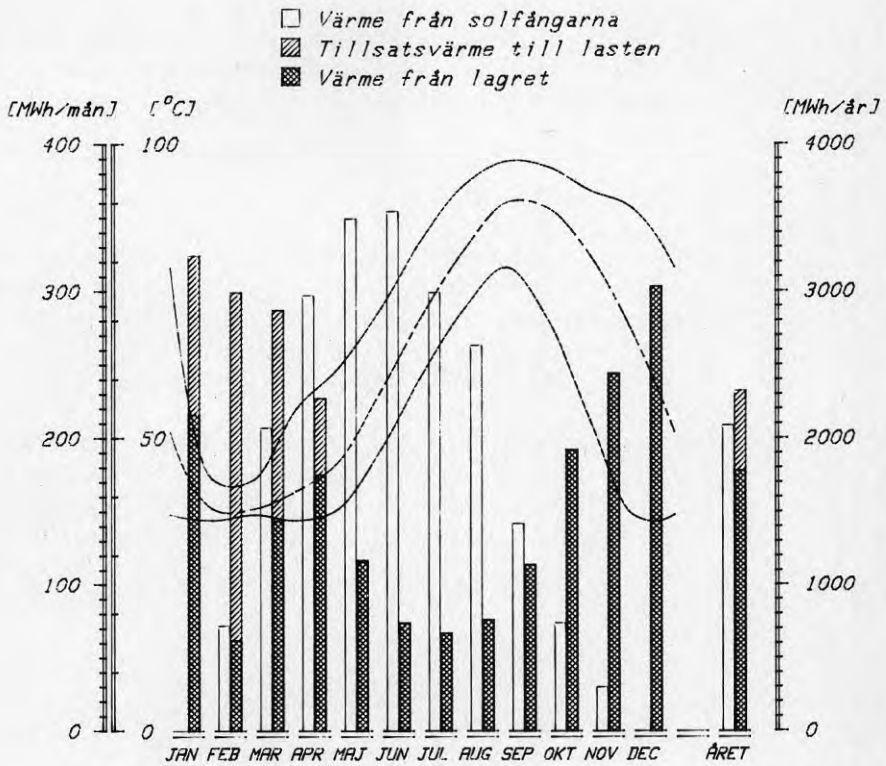
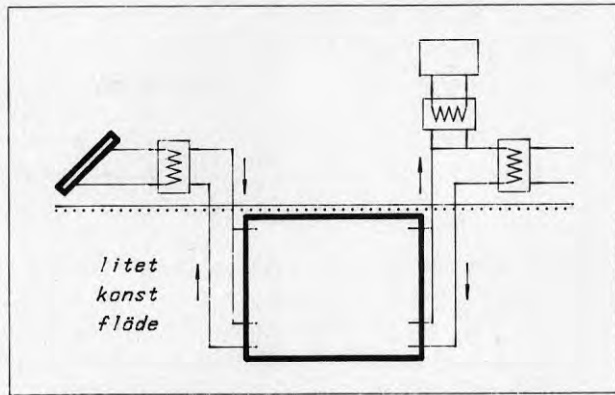
## 5.2.2 Annan karaktär hos värmelasten

För att studera hur en förändrad last påverkar värmebalansen har en simulering för en värmelast med jämnare fördelning över året än vad som är normalt i befintlig bebyggelse utförts. I förhållande till den värmelast för medelår i södra Sverige, som beskrivs i figurerna 5.14 och 5.15 har följande förändringar gjorts.

- Distributionstemperaturerna som funktion av utetemperatur har valts 5 °C lägre.
- Värmeeffektbehovet som funktion av utetemperatur har sänkts något.
- Varmvattenförbrukningen har ökat något.
- Distributionskulverten är något längre men bättre isolerad.



Figur 5.27 Värmelastens värmebehov fördelat på rumsvärme, varmvatten och förluster, för ett något större nybyggt bostadsområde, medelår i södra Sverige.



Figur 5.28 Värmebehov i lasten, värmeutbyte i solfångarna och temperaturer i värmelagret för systemlösning med två in- respektive utlopp i lagret vid konstant litet flöde, för ett något större nybyggt bostadsområde, medelår i södra Sverige.

Det på så sätt erhållna värmebehovet i värmelasten visas i figur 5.27. Det är då tänkt att värmelasten ska motsvara ett något större nybyggt bostadsområde med samma totala värmelast som i övriga simuleringar i detta avsnitt.

Den valda systemlösningen är densamma som tidigare redovisats i figur 4.1. Det vill säga, en systemlösning med konstant litet flöde och inlagring och urlagring på två nivåer i lagret. Värmebalanserna i figur 5.19 och 5.28 kan då jämföras.

Då samma anläggning ansluts till en värmelast där värmebehovet har en jämnare fördelning över året erhålls en högre värm täckningsgrad. Detta beror på att en mindre del av värmeutbytet i solfångarna behöver säsongslagras och att lägre returtemperaturer kan erhållas i distributionsnätet. En anläggning dimensionerad för samma värm täckningsgrad för en värmelast med ny bebyggelse jämfört med befintlig bebyggelse kan alltså uppföras med mindre solfångararea och mindre lagervolym i förhållande till solfångararea. För ett och samma krav på värm täckningsgrad blir alltså solvärme-kostnaden lägre när värmelasten blir jämnare fördelad över året.

### 5.2.3 Sammanställning

I tabell 5.2 har resultaten från de olika studerade alternativen sammanställts. För samma storlek på anläggning och värmelast varierar värmeutbytet i solfångarna från knappt 300 till 350 kWh/m<sup>2</sup>, år och värm täckningsgraden varierar från 63 till 77 %, beroende på värmelastens karaktär och vald systemlösning.

Man kan notera att en relativt liten ändring av temperaturförhållandena i värmelasten och värmebehovets fördelning över året ger en förhållandevis stor inverkan på värm täckningsgraden. Det är alltså väsentligt att värmelastens storlek och karaktär bestäms korrekt för att den önskade värm täckningsgraden ska kunna erhållas.

Tabell 5.2 Sammanställning av beräkningsresulten i avsnitt 5.2

Studerat alternativ	Värmebehov [MWh/år]	Solvärme från solfångarna [MWh/år]	Tillsatsvärme [MWh/år]	Värmetäckningsgrad [%]
Konstant flöde				
(figur 5.18)	2344	2024	646	72
(figur 5.19) <sup>1)</sup>	2344	1975	694	70
(figur 5.20)	2344	1882	808	66
Variabelt flöde				
(figur 5.21)	2344	1785	848	64
(figur 5.22)	2344	1772	861	63
Förbikopplat lager				
(figur 5.24) <sup>1)</sup>	2344	1988	695	70
Tillsatsvärme till lagret				
(figur 5.26) <sup>1)</sup>	2344	1911	797	66
Annan värmelast				
(figur 5.28) <sup>1)</sup>	2322	2087	542	77

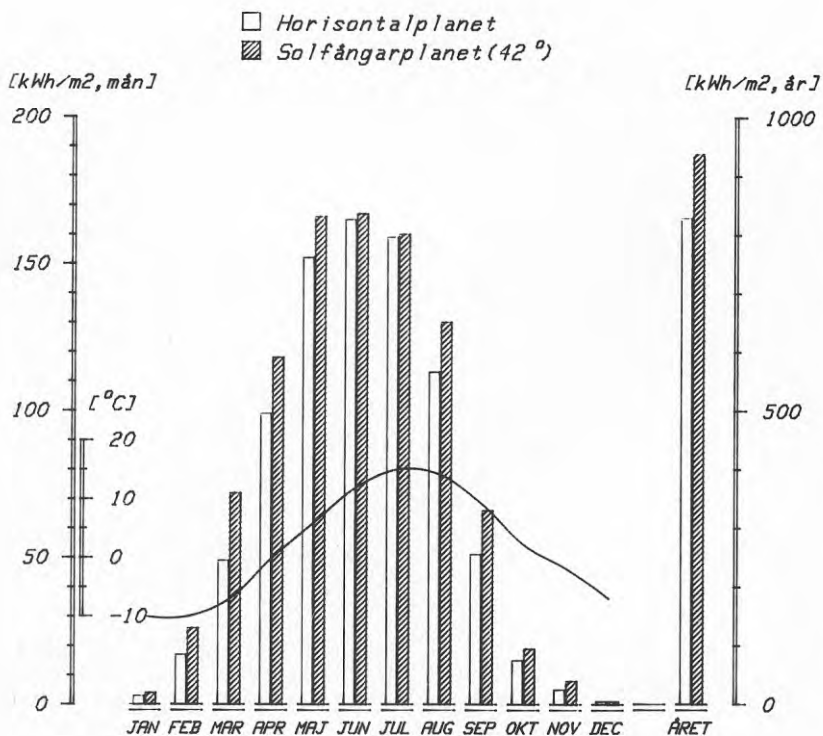
<sup>1)</sup> samma systemlösning (se figur 4.1).



### 5.3 Anläggning i norra Sverige

Föregående simuleringar har utförts för ett klimat som representerar medelår i södra Sverige, utgående från mätningar i Stockholm 1971 och medelår i Stockholm och Göteborg. Som en jämförelse presenteras här en simulering för medelår i norra Sverige, utgående från mätningar i Luleå 1984 och medelår i Luleå.

Värmelasten är tänkt att simulera ett lika stort bostadsområde som förut i antal bostadsenheter räknat, varför värmeeffektbehovet per grad temperaturskillnad inne-ute har sänkts ungefär motsvarande den skillnad i isoleringskrav som finns i SBN. Distributionskulverten är också något bättre isolerad. Grundvattentemperaturen har antagits 1 °C lägre över året, vilket påverkar värmebehovet för tappvarmvatten och förlusterna i lagret något. I övrigt är alla parametrar desamma.

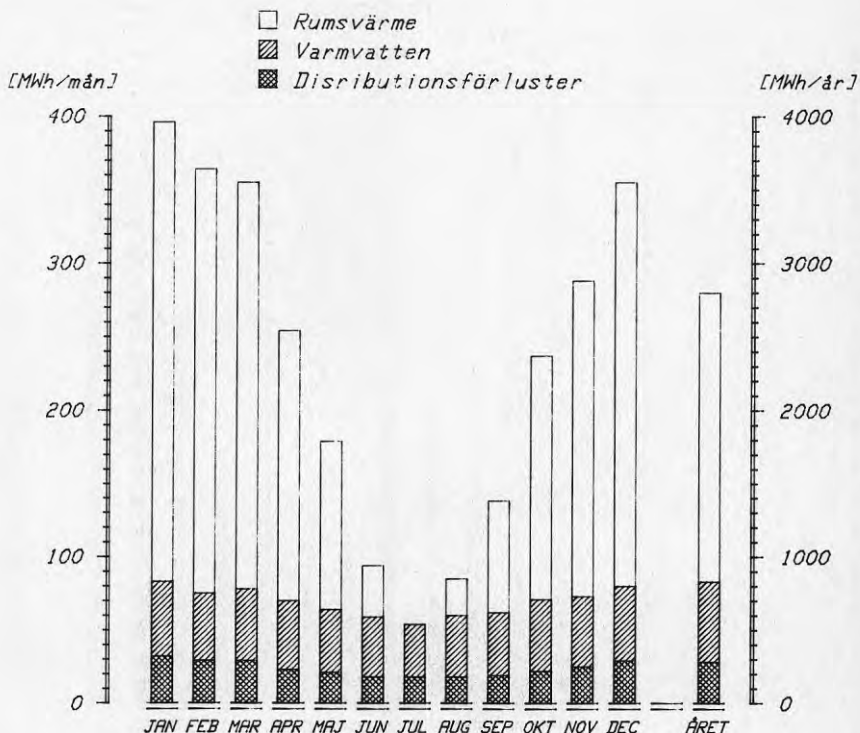


Figur 5.29 Med modellen beräknad solinstrålning i horisontal- och solfångarplanet samt utetemperatur, medelår för norra Sverige.

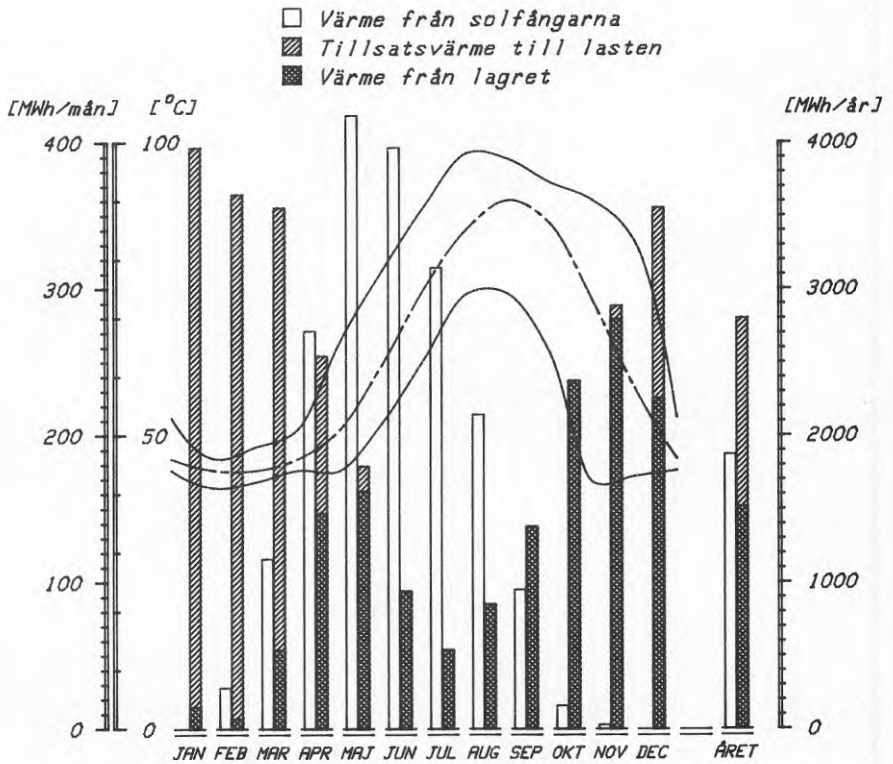
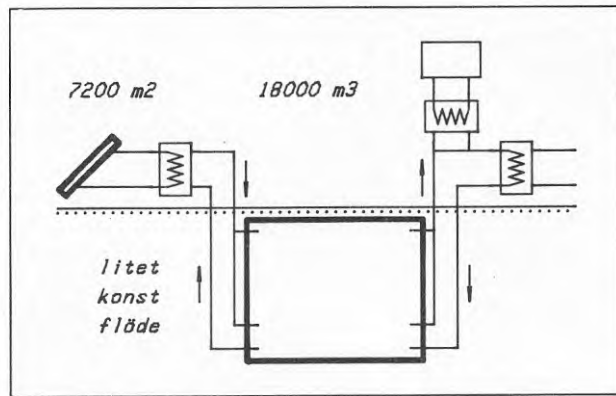
Den beräknade solinstrålningen mot solfångarplanet har korri-  
gerats så att instrålningen mot horisontalplanet motsvarar medel-  
år i norra Sverige enligt figur 5.29. Här anges också beräknad  
månadsmedeltemperatur utomhus, som korri-gerats på motsvarande  
sätt.

På grund av en lägre utetemperatur främst under vinterhalvåret  
kommer värmelasten att bli större och få ett något förändrat  
utseende jämfört med de föregående simuleringarna, vilket visas i  
figur 5.30. Man kan konstatera att värmelasten här är ojämnare  
fördelad över året än för fallet i södra Sverige.

Då värmelasten i det här fallet blir större har solfångararea och  
lagervolym ökats i motsvarande grad, till 7200 m<sup>2</sup> respektive  
18000 m<sup>3</sup>. Det är då tänkt att skillnaden i värm täckningsgrad  
jämfört med anläggningen i södra Sverige främst ska bero på  
skillnaden i klimat.



Figur 5.30 Värmelastens värmebehov fördelat på rumsvärme,  
varmvatten och förluster, medelår i norra Sverige.



Figur 5.31 Värmebehov i lasten, värmeutbyte i solfångarna och temperaturer i värmelagret för systemlösning med två in- respektive utlopp i lagret vid konstant litet flöde, medelår i norra Sverige.

Då man kan förvänta sig att ett annat klimat inte påverkar skillnaderna mellan olika systemlösningar, har simuleringarna endast utförts för en systemlösning. Den valda systemlösningen är densamma som redovisas i figur 4.1. Det vill säga, en systemlösning med konstant litet flöde och inlagring och urlagring på två nivåer i lagret. Värmebalanserna i figur 5.19 och 5.31 kan då jämföras.

En sådan jämförelse visar att värm täckningsgraden och solvärmeutbytet blir lägre i norra Sverige vid samma dimensionering, vilket betyder att värmekostnaden blir högre. Krav på samma täckningsgrad skulle förstärka kostnadsskillnaden ytterligare.



De olika anläggningarna har tillsammans gett ovärderliga erfarenheter för en fortsatt utveckling av solvärmetekniken. I alla anläggningarna har funktionen på ett eller annat sätt avvikit från den förväntade, vilket är naturligt i ett så här tidigt utvecklingsskede. En del anläggningsdelar har fungerat bra medan andra anläggningsdelar inte har fungerat som avsetts. För inriktningen av det fortsatta arbetet är det lika viktigt att utvecklingsvägar som är framkomliga blir ordentligt utvärderade, som att det blir klarlagt åt vilket håll utvecklingen inte bör styras.

En utvecklingslinje som visat stora möjligheter att bli en etablerad teknik är den typ av plana högtemperatursolfångare i stora moduler som utvecklats i Sverige. Denna solfångartyp har använts i två av de befintliga anläggningarna med bra resultat.

Exempel på en utveckling som är olycklig i detta avseende är den komplexitet när det gäller systemlösning som Lambohov- och Lyckeboanläggningen innehåller. Samma sak gäller för dimensioneringen av anläggningarna. De bör dimensioneras för 70-80 % värmetäckningsgrad med solvärme istället för 100 % som skett i flera fall.

De tre först byggda anläggningarna Studsvik, Lambohov och Ingelstad har alla utvärderats under minst två hela driftår. I Lambohov och Ingelstad resulterade dessa utvärderingar i att man byggde om anläggningarna och de utvärderades sedan under ytterligare två år. Lyckeboanläggningen togs i drift ungefär tre år senare och utvärderingen är nu inne i sitt slutskede.

Anläggningen i Studsvik har mer karaktären av forskningsanläggning än de övriga på det sättet att utformningen och handhavandet har skett inom Studsvik Energiteknik AB. Detta tillsammans med anläggningens ringa storlek har medfört att felfunktioner har upptäckts tidigt och modifieringar har kunnat utföras utan egentliga driftstörningar.

De övriga anläggningarna är dels större, dels sköts de av vad man kan hänföra till normal driftpersonal i en värmecentral. De försörjer dessutom ett flertal värmeförbrukare vardera. Förutom anläggningstyp och ett omfattande utvärderingsprogram är de att betrakta som konventionella värmecentraler.

På samma sätt som i rapporten i övrigt koncentreras analysen av de befintliga anläggningarna på dimensionering och vald systemlösning. Analysen bygger i allt väsentligt på de erfarenheter man fått i projekten och de synpunkter som redovisats tidigare i rapporten.

## 6.1 Studsvik

En utförlig utvärdering finns beskriven av Perers i [11]. Totalt sett har anläggningen värmetekniskt motsvarat förväntningarna.

Anläggningen var ursprungligen tänkt som en ren experimentanläggning utan nyttolast. Under konstruktionstiden beslöt man emellertid att söka utnyttja producerad värme för uppvärmning av en mindre kontorsbyggnad, som skulle byggas på samma plats. I försöksyfte valdes ett uppvärmningssystem med extremt låga temperaturer.

Systemlösningen är dock, trots att den kom till i ett tidigt utvecklingsskede, intressant i vissa avseenden om den jämförs med senare lösningar i andra anläggningar. Lösningen med separata in- respektive urlagringskretsar och förhållandevis enkel reglering liknar andra nya principförslag. Praktiskt har systemlösningen gjort det möjligt att närmare studera olika principer för flödesstyrning av de olika kretsarna med anslutning till värmelagret.

Det som har varit naturligt och riktigt att prova i en försöksanläggning av den här typen var till exempel att utföra solfångarna dränerade till lagret och rotera desamma efter solen. Speciellt i större bruksanläggningar är det dock svårt att tänka sig sådana systemlösningar. Dels kan endast en mindre del av den erforderliga solfångararean placeras ovanpå lagret, dels är de temperaturförluster som erhålls i ett slutet system med värmeväxlare, jämfört med ett öppet dränerat system utan värmeväxlare, relativt små i en riktigt dimensionerad större anläggning.

Anläggningen har dimensionerats för att täcka 100 % av en relativt ofördelaktig värmelast utan värmebehov på sommaren, vilket har medfört att i stort sett all producerad solvärme har säsongslagrats. En sådan utnyttjning av värme från en solvärmecentral kan bli aktuell om den kombineras med värmeproduktion som måste utnyttjas under sommaren, till exempel spillvärme, men solvärmeanläggningen bör i vilket fall som helst inte dimensioneras för att täcka 100 % av det resterande värmebehovet.



## 6.2 Lambohov

För att erhålla en acceptabel funktion har själva värmecentralen byggts om vid två tillfällen 1982 och 1984. Den första ombyggnaden finns beskriven av Kjaerboe i [38]. Den senare behandlas i [39].

Liksom i Studsvik är in- och urlagringskretsarna separerade och solfångarkretsen är dränerad till lagret. Här har den dränerade solfångarkretsen föranlett flera allvarliga driftstörningar, framför allt på grund av att reglersystemet inte alltid säkerställt dränering.

Flödet i solfångarkretsen är stort, vilket medför en hög omsättning i lagret och praktiskt taget samma temperatur erhålls i hela lagret under inlagringsperioden. Den speciellt utvecklade skiktfordelare som finns på solfångarkretsens inlopp kan därför, oavsett hur bra den fungerar, inte påverka temperaturprofilen under inlagringsperioden.

Markkulvertarna från solfångarna mellan husen och värmecentralen har inte försetts med några anordningar som kan ta upp den expansion som orsakas av temperaturvariationer. De spänningar som bildas i rören orsakar sprickor i desamma och flera läckage har behövt åtgärdas.

Urlagringskretsarna levererar värme dels direkt till lasten, dels till värmepumparnas förångare. De här kretsarna var från början mycket komplexa med flera värmepumpar och innehöll dessutom en komplicerad styr- och reglerutrustning. Den senare ombyggnaden har väsentligt förbättrat funktionen och styr- och reglerutrustningen har förenklats. I dagsläget används endast en värmepump.

Från början var dessutom en del kretsar felaktigt dimensionerade och systemet saknade värmeväxlare mellan husens uppvärmningssystem och det övriga systemet. Avsaknaden av värmeväxlare var till för att minska temperaturförlusterna i systemet. Istället för att behandla vattnet och använda konventionell teknik med värmeväxlare utfördes hela systemet med dyra rostfria material. Dessa materialkostnader står knappast i rimlig proportion till betydelsen av små temperaturförluster. Dyra, rostfria material är nödvändiga endast i rörledningar i direkt anslutning till värmelager där syresättning av vattnet förekommer.

En diskussion om hur värmepumparna påverkar värmebalansen har redan förts i kapitel 4.3.

Till skillnad från groplagret i Studsvik har lagret i Lambohov inte fungerat som avsetts. Mätta värmeförluster är betydligt större än vad som beräknades vid projekteringen. Då förutsattes att isoleringen inte skulle innehålla grundvatten, vilket blev fallet i praktiken. Detta har inte haft någon allvarlig inverkan på anläggningsfunktionen utan har kompensrats genom ett högt värmeutbyte från en väl tilltagen solfångararea och en viss återvinning av värme från lagrets omgivning då lagertemperaturen är låg.

Mer allmänna synpunkter på anläggningen är att den valda branta lutningen av solfångarna på taken inte kan motiveras med tanke på utseendet och den byggtekniska merkostnaden för husen. Lutningen kan inte heller motiveras med ökat solvärmeutbyte. Dessutom är det en stor nackdel att lagrets överyta inte kan användas.

Som grundkoncept med takintegrerade solfångare, värmelager i vatten och lågtemperatursystem i husen passar denna anläggnings-typ väl in både i svenska och utländska nybyggda bostadsområden.

Solfångarna har gett ett bra utbyte och dagens takintegrerade solfångare innehåller samma typ av absorbatör.

Värmelagret är unikt i sitt slag och denna lagertyp bedöms som den typ som har störst förutsättningar att kunna byggas för mindre solvärmecentraler där isolerade lager krävs.

För närvarande planeras en förstudie för en ytterligare ombyggnad av Lambohov. Denna gång utreds ett byte av solfångare och en ny lagerkonstruktion i den gamla, för fortsatt forskning. Solfångar-bytet är ett led i en fortsatt utveckling och föranleds av att de befintliga solfångarna har glastäckning och att samlingsledningarna är placerade inne i huskropparna, vilket kan orsaka vattenskador vid eventuella läckage.

Med dagens teknik kan en liknande anläggning uppföras i ett bostadsområde med normal taklutning och lagret placerat under en lekplats eller parkeringsplats. Samma värmestäkningsgrad kan dessutom erhållas utan värmepump i systemet. Förstudien för det tidigare beskrivna Särö-projektet bygger på dessa förutsättningar.

### 6.3 Ingelstad

Solvärmecentralen i Ingelstad har kommit att få något av symbolisk betydelse för många människor när det gäller solvärme i Sverige. Det var här den första storskaliga satsningen gjordes och det var också här man erhöll de första negativa erfarenheterna. Många bär detta i minnet och har idag uppfattningen att solvärmetekniken inte är användbar i Sverige. Man tror till exempel att det inte går att lagra stora mängder värme från sommar till vinter. Få är medvetna om de framgångsrika satsningar som senare har gjorts i Ingelstadanläggningen.

Om man ser lite närmare på erfarenheterna från Ingelstadanläggningen framträder en annan bild än den som kanske framför allt har getts i massmedia. I verkligheten har anläggningen fungerat bra rent drifttekniskt och krävt lite tillsyn jämfört med övriga tidiga solvärmeanläggningar. Däremot blev solvärmeutbytet inte det förväntade under de första åren. Sedan 1984 har anläggningen emellertid fungerat som tänkt även när det gäller solvärmeutbytet. Då ersattes de koncentrerande solfångarna med plana högtemperatursolfångare som utvecklats först efter det att anläggningen projekterades.

Det ringa tillskottet av solvärme de första åren beror främst på från början felaktiga antaganden om direkt solinstrålning och solfångarnas årsverkningsgrad. Detta ledde till att solvärmets andel av levererad värme till det anslutna bostadsområdet blev endast 15 % jämfört med förväntade 50 %.

Anläggningen dimensionerades ursprungligen för 100 % solvärme och skalades sedan ned till 50 % av ekonomiska skäl. Vid det tillfället förbisåg man att också förhållandet mellan lagervolym och solfångarearea borde ha reducerats, vilket medfört att lagret är överdimensionerat för 50 % solvärme. Därmed blir också temperaturen i lagret låg. En annan bidragande orsak till att lagret är för stort är att bostadsområdet kräver mer värme på sommaren än förväntat på grund av relativt stora värmeförluster i distributionskulverten. Detta medför att en större del solvärme än beräknat förbrukas under sommaren och följaktligen inte behöver lagras.

En bättre dimensionering av Ingelstadsanläggningen kan nu göras enligt följande exempel. De erfarenhetsvärden som redovisas i avsnitt 4.2 Dimensionering, ligger till grund för dimensioneringen. Uppställningen är gjord dels för från början projekterad värmelast och dels för senare uppmätt och riktig mindre värmelast (inom parentes).

Då den verkliga utnyttningstiden i värmelasten, på grund av höga distributionsförluster, är närmare 3000 timmar ger nedanstående beräkningar en något stor lagervolym. Beräkningsmässigt kan hänsyn till detta tas och en riktigare dimensionering fås, om man väljer något mindre lagringskapacitet än 60 % i förhållande till levererad värmemängd. Det riktiga procenttalet kan givetvis bestämmas genom simuleringsberäkning för ett fall med värmelast som ligger mer utjämnad över året och som motsvarar utnyttningstiden 3000 timmar.

#### Exempel: Ingelstad - dimensionering

Förutsättningar:	
Årligt värmebehov	1160 MWh (900 MWh)
Värmetäckningsgrad	75 %
Returtemperatur i värmelasten vid 0 °C utetemperatur	45 °C (40 °C)
Högsta lagertemperatur	95 °C
Årligt värmeutbyte i solfångarna vid 70 °C årsmedeltemperatur	350 kWh/m <sup>2</sup>
Förluster i vattenfylld isolerad betongtank ovan jord. Temperatur- område 45-95°C	20 %
Erforderlig lagringskapacitet i förhållande till levererad värme- mängd	60 %
Temperaturintervall	50 °C (55 °C)

Beräkning:

Erforderligt värme från lagret

$$0,75 \cdot 1160 (900) = 870 (675) \text{ MWh}$$

Erforderligt värmeutbyte i solfångarna

$$\frac{870 (675)}{0,80} = 1090 \text{ MWh (840) MWh}$$

Erforderlig solfångararea

$$\frac{1090.000 (840.000)}{350} = 3120 (2400) \text{ m}^2$$

Dimensionerande lagringskapacitet

$$0,60 \cdot 870 (675) = 522 (405) \text{ MWh}$$

Erforderlig lagringsvolym

$$\frac{522.000 (405.000)}{1,16 \cdot 50 (55)} = 9000 (6300) \text{ m}^3$$

En dimensionering för 50 % värm täckningsgrad med 900 MWh värmebehov fördelat över året som i Ingelstad motsvarar en erforderlig solfångararea på cirka 1500 m<sup>2</sup> och lagervolym på cirka 2500 m<sup>3</sup>, vilket kan jämföras med den befintliga volymen på 5000 m<sup>3</sup>.

I den ursprungliga systemlösningen i Ingelstad Ia innehöll inlagringskretsen en shunt som styrde flödet till lagret mot en temperatur högre än i lagrets topp eller mot ett fast börvärde. Styrningen innebar att medeltemperaturen i solfångarkretsen blev högre än om shunten inte hade funnits. Eftersom en solfångare med lågt k-värde användes (cirka 1 W/m<sup>2</sup>, °C), hade detta ingen avgörande betydelse för utbytet.

Då anläggningen byggdes om med plana högeffektiva solfångare ändrades denna styrning. Den anslutna solfångarkretsen dimensionerades för en hög temperturhöjning vid konstant flöde i solfångar- och inlagringskrets. Dessutom ersattes den befintliga värmeväxlaren med en effektivare värmeväxlare med lägre medeltemperaturdifferens. För att möjliggöra temperaturskiktning även med konstant flöde kompletterades inlagringskretsen med ytterligare ett inlopp i nedre delen av lagret.

Målsättningen vid denna ombyggnad var att nå den ursprungligen förväntade värmestäkningsgraden 50 %. Enligt avsnitt 5.1.2 kan man konstatera att dessa förväntningar infriades.

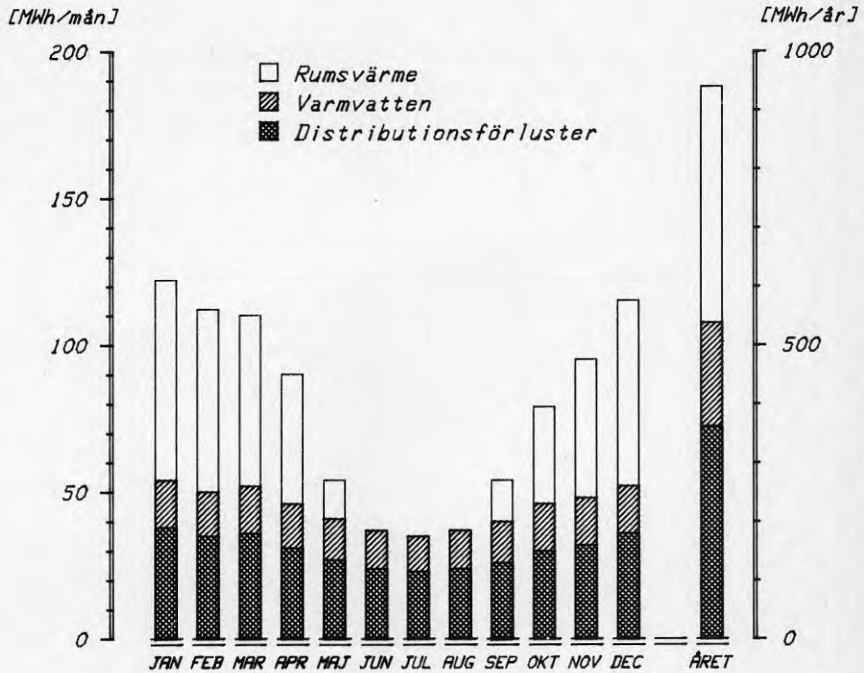
Mätta värmeförluster från lagret till och med 1985 är i storleksordningen 100-120 MWh/år. Dessa förluster är högre än beräknat och kan delvis förklaras med att värmeisoleringen i väggarna är sämre än beräknat på grund av luftrörelser i isoleringen. Förlusterna beror sannolikt också på att vatten avdunstar och läcker ut genom otätheter i toppen av lagret.

Det befintliga förhållandet mellan lagringskapacitet och värmebehov medför att en högre värmestäkningsgrad kan erhållas med en större solfångararea. Därför diskuteras nu en utbyggnad av solfångarfältet med ytterligare 1000 m<sup>2</sup> [40]. I samband med denna utbyggnad har man också för avsikt att ytterligare förbättra själva systemlösningen. Inlagrings- och urlagringskretsarna skiljs åt i separata kretsar och kopplingen mellan solfångarkrets och värmelast tas bort då den inte har någon betydelse för funktionen. Detta kräver dock att ytterligare ett inlopp monteras i lagret. Totalt sett blir systemlösningen på det sättet mycket enklare och driftsäkrare.

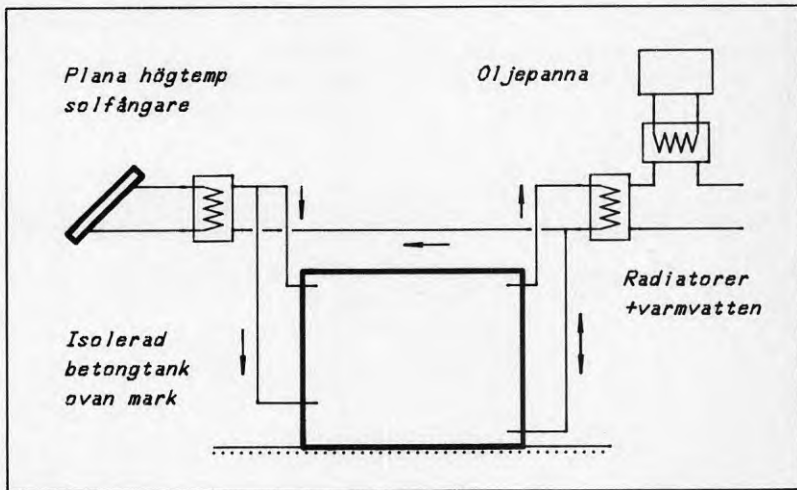
Som underlag presenteras här några simuleringar för en utbyggd Ingelstadanläggning. Simuleringarna bygger på följande förutsättningar [41].

- Befintlig värmelast, 900 MWh/år, enligt figur 6.1
- Befintlig lagervolym, 5000 m<sup>3</sup>
- Samma typ av solfångare
- Förenklad systemlösning, enligt figur 6.2
- Årliga värmeförluster i lagret 100-150 MWh (1500-2500 m<sup>2</sup>)





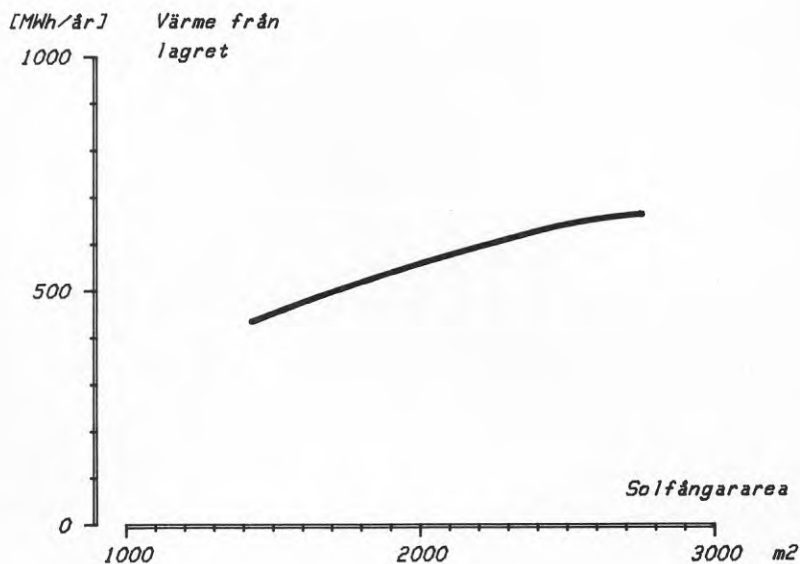
Figur 6.1 Värmebehov i lasten fördelat på rumsvärme, varmvatten och distributionsförluster i den befintliga värme-lasten. Simulering medelår Ingelstad.



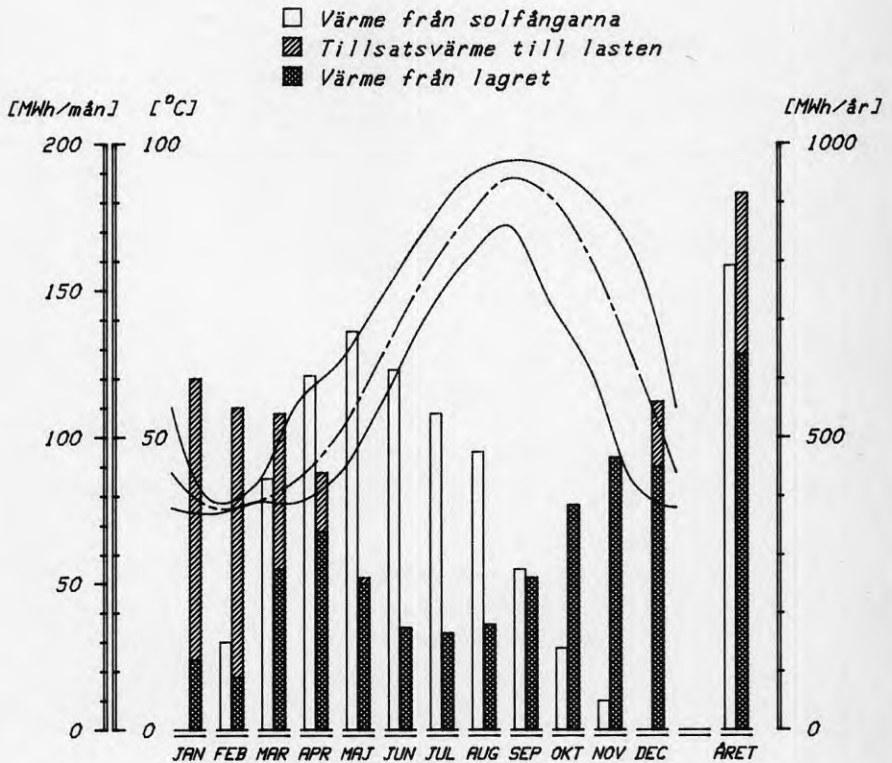
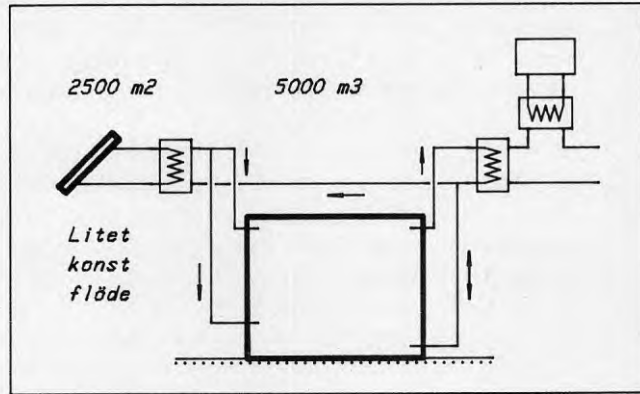
Figur 6.2 Simulerad systemlösning ombyggd Ingelstadanläggning.



Solfångararean har varierats från befintlig area 1425 m<sup>2</sup> till 2750 m<sup>2</sup> och värme från lagret som funktion av solfångararean redovisas i figur 6.3. Som exempel visas en beräknad värmebalans för anläggningen med totalt 2500 m<sup>2</sup> solfångararea i figur 6.4. För ett medelår erhålls då en bättre utnyttjad lagervolym och medeltemperaturen i lagret blir nära 95 °C och 70 % av värmelasten kan täckas med solvärme.



Figur 6.3 Solvärme från lagret som funktion av solfångararea. Simulering medelår Ingelstad.



Figur 6.4 Värmebehov i lasten, värmeutbyte i solfångarna och temperaturer i lagret. Simulerad värmebalans för befintlig värmelast och befintligt lager och ökad solfångararea till 2500 m<sup>2</sup>, medelår Ingelstad.

## 6.4 Lyckebo

Lyckeboanläggningen representerar ett stort steg framåt i utvecklingen av solvärmesystem med säsongslager, såväl tekniskt som ekonomiskt. Utbytet från solfångarfältet uppfyller ställda krav och systemet i övrigt motsvarar förväntningarna. Anläggningen är unik i sitt slag och har rönt ett stort internationellt intresse.

Vid projekteringstillfället fanns betydligt mer kunskaper tillgängliga om tekniken än fallet var när de första anläggningarna projekterades. Detta bidrog till att en väl fungerande anläggning kunde konstrueras. Trots denna framgång är det möjligt att idag konstruera en anläggning med framför allt en enklare och billigare systemlösning. Med synpunkterna i kapitel 4 SYSTEMUPPBYGGNAD OCH DIMENSIONERING och resultaten från datorsimuleringarna i kapitel 5 som bakgrund kan följande synpunkter på dimensioneringen av och systemlösningen i anläggningen nämnas. Inledningsvis diskuteras dimensioneringen med ett exempel.

### Exempel: Lyckebo - dimensionering

#### Förutsättningar:

Årligt värmebehov	8500 MWh (2500 h)
Värmetäckningsgrad	75 %
Returtemperatur i värmelasten vid 0 °C utetemperatur	45 °C
Högsta lagertemperatur	95 °C
Årligt utbyte i solfångarna vid 70 °C årsmedeltemperatur	350 kWh/m <sup>2</sup>
Förluster i ett vattenfyllt bergrum som används inom temperaturområdet 45-95 °C då omgivande berg värmts upp	20 %
Erforderlig lagrings- kapacitet i förhållande till levererad värme- mängd från lagret	60 %
Temperaturintervall	50 °C

Beräkning:

Erforderligt värme från lagret

$$0,75 \cdot 8500 = 6375 \text{ MWh}$$

Erforderligt värmeutbyte i solfångarna

$$\frac{6375}{0,80} = 7970 \text{ MWh}$$

Erforderlig solfångararea

$$\frac{7970 \text{ 000}}{350} = 22 \text{ 800 m}^2$$

Dimensionerande lagringskapacitet

$$0,60 \cdot 6375 = 3830 \text{ MWh}$$

Erforderlig lagervolym

$$\frac{3830 \text{ 000}}{50 \cdot 1,16} = 66 \text{ 000 m}^3$$

Avsikten vid projekteringen har varit att dimensionera anläggningen för 100 % värm täckning av lastens värmebehov. En anläggning av den här typen bör, som tidigare diskuterats, dimensioneras för högst 80 % värm täckningsgrad ett medelår. Använder man de erfarenhetsvärden som redovisas i avsnitt 4.2 Dimensionering, skulle en bättre dimensionerad anläggning se ut som visats i exemplet.

En anläggning liknande Lyckebo med samma värmebehov i lasten, som skulle uppföras idag, borde då dimensioneras enligt ovanstående exempel. Ett bergrum med volymen 60-70.000 m<sup>3</sup> har emellertid en hög anläggningkostnad per m<sup>3</sup> på grund av höga fasta kostnader för anslutningstunnlar.

Det som framför allt styrde storleken på bergrummet i Lyckebo var att det skulle byggas i en ur ekonomisk synvinkel realistisk storlek, eftersom byggtekniken som sådan var väl etablerad.

Solfångarkretsen i Lyckebo har relativt stora förluster i samlingsledningarna mellan solfångarna. Utformningen av solfångarkretsens samlingsledningar i senare projekt med samma solfångare har därför förbättrats. Till skillnad från Lyckebo är alla ledningar markförlagda i solfångarfälten i Ingelstad Ib och Nykvarn.

På grund av två värmväxlingar och en olämplig styrning av flödena över värmväxlarna erhålls ett relativt stort temperaturfall mellan solfångarkretsen och lagret. För att erhålla en låg temperaturdifferens över en värmväxlare bör flödena vara desamma på primär och sekundärsida av värmväxlaren. Dessutom är det inte nödvändigt att ha två värmväxlingar mellan solfångarkrets och lager.

Systemlösningen är relativt komplicerad. En betydligt enklare systemlösning med enklare och separata inlagrings- och urlagringskretsar med konstant flöde i inlagringskretsen, skulle ge ett lika högt eller högre utbyte i solfångarkretsen till en väsentligt lägre kostnad. Grundtanken att styra solfångarkretsens flöde mot en hög konstant lagringstemperatur har dock förbigåtts genom att styra mot en lägre temperatur vid låg solinstrålning, vilket i praktiken innebär att utbytet inte blivit väsentligt sämre än om konstant flöde valts.

För att simulera ett fullt utbyggt solfångarfält tillförs lagret motsvarande värmemängd med en elpanna. Denna elpanna tillför dessutom det extra värme som krävs under de första åren för uppvärmning av omgivande berg. Tillsatsvärmets bör dock inte tillföras lagret utan att den vinst, som en mindre tillsatsvärmeanläggning medför, betalar de extra förluster som då uppstår i lagret. Här har en viss säsongslagring av billig elvärme utnyttjats. Vinsten i neddimensionering av tillsatsvärmeanläggningen är relativt ointressant i detta sammanhang.

För närvarande diskuteras en delvis utbyggnad av solfångarfältet till åtminstone 14.000 m<sup>2</sup> totalt. Under förutsättning att det fortfarande finns anledning att använda elenergi som tillsatsvärme efter en utbyggnad, är det troligen fortfarande intressant att också lagra denna elvärme i lagret. I annat fall bör tillsatsvärme tillföras efter lagret.

Befintlig kulvert och värmeväxlare mellan solfångarfältet och lagret har dimensionerats för en dygnsmedeleffekt från ett fullt utbyggt solfångarfält. Om man inte har för avsikt att byta kulvert och värmeväxlare krävs då ett effektlager i Lyckebos solfångarfält vid en utbyggnad. I en ny anläggning är det inte intressant med effektlager i solfångarfältet om inte avståndet mellan solfångarfält och lager är stort.

Som underlag för en utbyggnad presenteras här en simulering för en utbyggd Lyckeboanläggning. Simuleringarna bygger på följande förutsättningar.

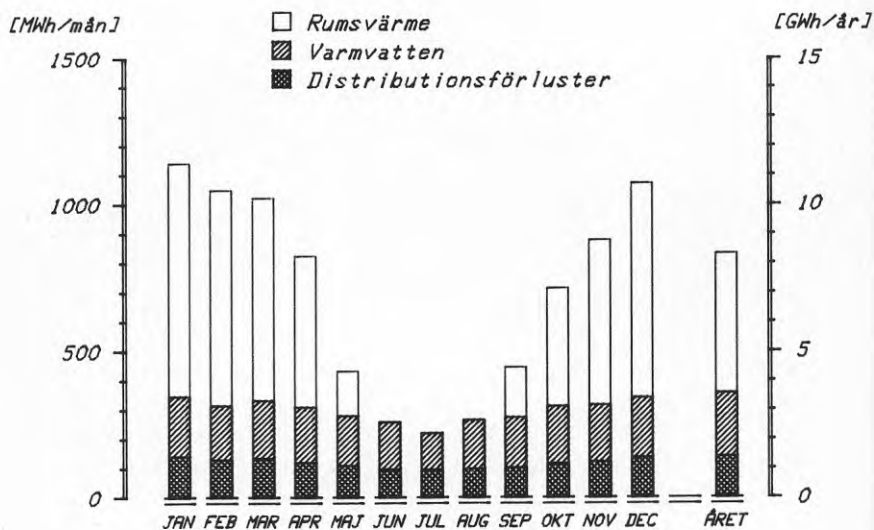
- Befintlig värmelast, cirka 8300 MWh/år, enligt figur 6.5
- Befintlig lagervolym 105.000 m<sup>3</sup>.
- Samma typ av solfångare men en förbättrad solfångarkrets med lägre värmeförluster i samlingsledningarna.
- Litet konstant flöde i solfångar- och inlagringskrets utan effektlager. Ett tillräckligt stort effektlager bör ge samma utbyte i solfångarna som en solfångarkrets utan effektlager.
- Systemlösning som i figur 4.18. (Lund-SST-modellen kan endast simulera inlopp och utlopp i toppen respektive botten av lagret.)
- Tillsatsvärme tillförs direkt till lasten.

Som exempel visas en beräknad värmebalans för anläggningen med totalt 25.000 m<sup>2</sup> solfångare i figur 6.6. Värmebalansen har erhållits då omgivande berg värmts upp och representerar förhållandet ett medelår. I det här fallet är beräkningarna utförda med SIMSYS och LUND-SST som lagermodell. Lund-SST-modellen kan simulera ett bergrum bättre än SIMSYS ursprungliga lagermodell. I gengäld kan bara inlopp/utlopp i toppen och botten simuleras vilket ger ett något annorlunda temperaturförlopp än till exempel i figurerna 5.18 och 5.19 med samma flödesförutsättningar. Se vidare avsnitt 4.4.2. Modellen tar endast hänsyn till värmeledningsförluster. Det vill säga att dessa beräkningar ger betydligt lägre värmeförluster än vad som i praktiken erhållits i Lyckebo.

Mycket tyder på att det i Lyckebolagret finns en förbindelse mellan lagrets övre del och den tunnel som användes vid ursprängningen. Denna tunnel är i sin tur förbunden med lagrets botten varför här kan uppstå en cirkulation med ökade värmeförluster som följd [36]. Resultatet blir att en större bergvolym än som ursprungligen var avsikten, kommer att värmas upp.

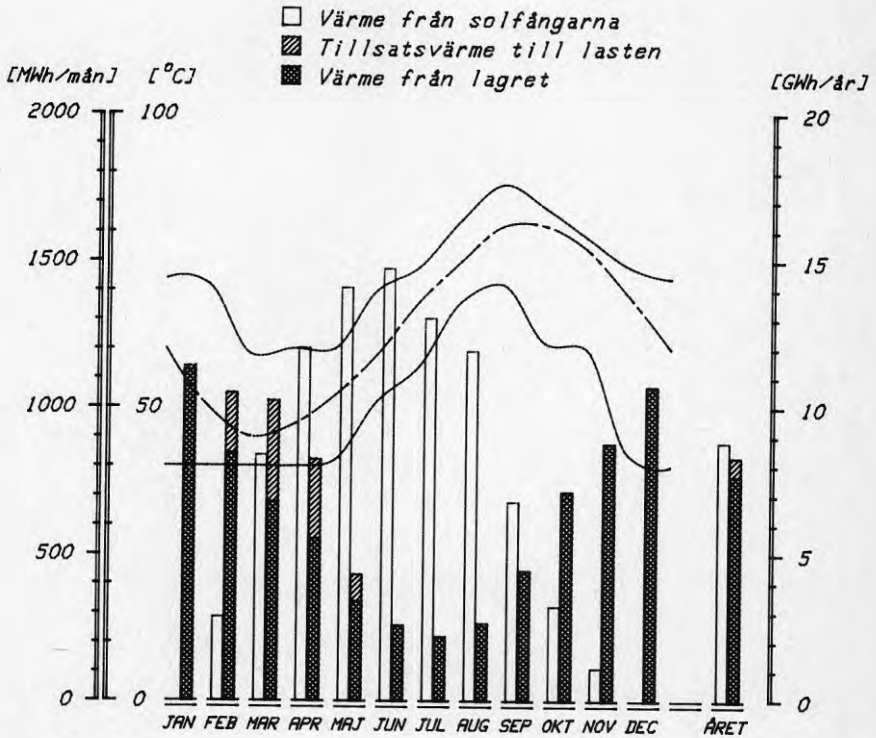
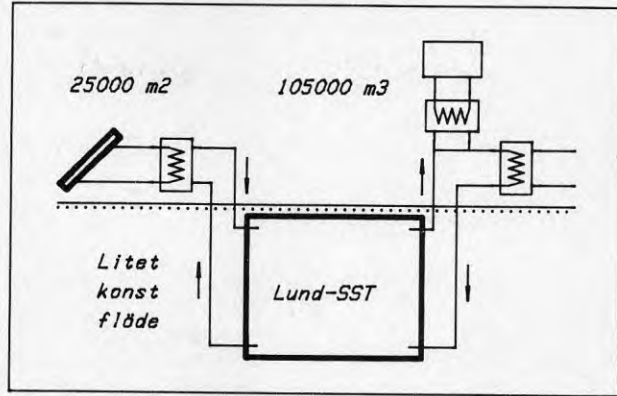
Kan denna cirkulation förhindras skulle 25 000 m<sup>2</sup> solfångare sannolikt ge drygt 90 % värmeförbrukningsgrad ett medelår. Medeltemperaturen i lagret blir drygt 80 °C som högst. Den ursprungliga dimensioneringen med knappt 29 000 m<sup>2</sup> solfångare för att erhålla 100 % solvärme stämmer väl överens med dessa beräkningar. Det vill säga, projekterad värmebalans kommer med stor sannolikhet att erhållas vid en, enligt projekteringen, fullt utbyggd anläggning. Enligt tidigare resonemang i rapporten innebär det dock att anläggningen som helhet är överdimensionerad.

Utvärderingen av Lyckeboanläggningen finns sammanfattad i [52].



Figur 6.5 Värmebehov i lasten fördelat på rumsvärme, varmvatten och distributionsförluster i den befintliga värmelasten. Simulering medelår Lyckebo.





Figur 6.6 Värmebehov i lasten, värmeutbyte i solfångarna och temperaturer i lagret. Simulerad värmelast och utökad solfångararea till 25.000 m<sup>2</sup>, medelår Lyckebo.



## 7. DISKUSSION KRING PLANERADE PROJEKT

Syftet med experimentbyggnadsprojekten är att de ska vara forsknings-, utvecklings- och demonstrationsprojekt. Forskning och utveckling kring solvärme med säsongslager har idag kommit mycket långt när det gäller solfångarfält och systemlösning. När det gäller värmelager är byggtekniken för oisolerade bergrum redan tidigare väl etablerad, medan konstruktion av och material i isolerade värmelager kräver fortsatt utveckling för att tillräckligt låga anläggningskostnader ska kunna erhållas.

Stora solvärmecentraler är därmed i fortsättningen närmast att betrakta som demonstrationsprojekt. Mindre och medelstora värmecentraler kommer däremot fortfarande att innehålla en betydande del forskning och utveckling, när det gäller själva värmelagret.

För att kunna påvisa fortsatta kostnadssänkningar för solfångarfält, vilket är helt avgörande för solvärmetekniken, bör fler experimentbyggnadsanläggningar byggas som knyter an till varandra och bildar en väl genomtänkt utvecklingslinje.

Förstudierna för projekt med säsongslagrad solvärme, som utförts under de senaste tre åren, har alla mer eller mindre knutit an till varandra. I denna utvecklingskedja utgör förstudien för Ingelstad II något av en startpunkt.

Studierna bygger alla på erfarenheterna från de befintliga anläggningarna och man kan tydligt se flera gemensamma drag som naturligt nog saknades i förstudierna för de första anläggningarna.

Till skillnad från de befintliga anläggningarna, som alla planerats för nya bostadsområden, är fyra av de planerade projekten tänkta att anslutas till befintlig bebyggelse. Bakom denna skillnad ligger en medveten och på sitt sätt naturlig inriktning av utvecklingsarbetet. Ska solvärme på kort sikt kunna utnyttjas till bostadsuppvärmning i någon betydande omfattning är en av de första förutsättningarna att det uppförs anläggningar för befintlig bebyggelse. Till exempel innehåller Kungälvsstudien en omfattande sammanställning av förutsättningarna för att inom något år bygga en solvärmeanläggning med säsongslager som värmeförsörjer en mindre stad.

Ingelstad II förstudien syftade till att, utgående från erfarenheterna från främst Lambohov- och Ingelstadanläggningen, ta fram underlag för en ny typ av solvärmecentral. Tanken var att den skulle bestå av plana högtemperatursolfångare, en ny förenklad systemlösning och en ny isolerad lagerkonstruktion samt anslutas till befintliga byggnader. Initiativen till förstudien togs i samband med ombyggnaden av Ingelstad I. Den främsta anledningen till förstudien var att forskning och utveckling kring lagertekniken var eftersatt, medan man däremot arbetat intensivt med utveckling av solfångartekniken.

### 7.1 Solfångarsystem

Det viktigaste idag är att det snart byggs ytterligare minst en större solvärmeanläggning för att verifiera teknik- och kostnadsutvecklingen. Detta kan lämpligen ske genom att ytterligare en sommarfjärrvärmeanläggning, som den i Nykvarn, byggs på lämpligt ställe. Därefter kan det vara naturligt att tillsammans med andra alternativ studera en utbyggnad av Lyckeboanläggningen för att sedan kunna ta steget fullt ut med Kungälvprojektet.

Hittills erhållna kostnadssänkningar för solfångarfält är helt och hållet att hänföra till utveckling av solfångarkonstruktionen och utveckling inom anläggningsteknikens område. Produktionstekniken är fortfarande rent hantverksmässig och solfångarna tillverkas på samma sätt som solfångare tillverkades under 1970-talet. Hittills har egentligen inga investeringar gjorts för att automatisera produktionen. För det krävs att betydligt större volymer kan förutses som till exempel i Kungälvprojektet.

Internationellt sett har den svenska teknik som speciellt utvecklats, det vill säga med stora modulsolfångare, ingen motsvarighet när det gäller gynnsam utveckling för förhållandet mellan total anläggningskostnad och verifierade prestanda.

En mycket sammanfattande beskrivning av teknikutvecklingen för svenska solfångaranläggningar följer här.

Den första svensktillverkade större solvärmeanläggningen med markuppställda solfångare i Torvalla var den första med stora plana solfångare. Dessa solfångare utvecklades vidare så att man i Lyckebo för första gången installerade en stormodulsolfångare med konvektionshinder, med väsentligt ökade prestanda som följd. För att ytterligare reducera kostnaderna och förbättra fältkonstruktionen utvecklades rörsystemet ytterligare vid ombyggnaden i Ingelstad (Ib) och i Nykvarnanläggningen.

Därefter reducerades anslagen till solvärme och några fler större solvärmeanläggningar har inte byggts. Trots detta har teknikutvecklingen fortsatt och nu finns mycket enkla och kvalitativa totallösningar för solfångarfält framtagna. Ett mindre solfångarfält av senaste typ har nyligen installerats i Kronhjortenprojektet och ytterligare 1000 m<sup>2</sup> förväntas bli installerade i Ingelstad (Ic) inom kort.

En utvecklingslinje med en extremt lång platsbyggd solfångare har också skapats utgående från Torvallaanläggningen. Denna solfångare är dock fortfarande i utvecklingsskedet och en mindre anläggning planeras att bli uppförd som en första fas i Malungprojektet senare i år.

För mindre värmecentraler i nybyggda bostadsområden, där takintegrerade solfångare kan användas, har motsvarande gynnsamma utveckling, som för den stora modulbyggda solfångaren, ägt rum. Den första stora solvärmeanläggningen med takintegrerade solfångare byggdes med takintegrerade solfångarmoduler i Lambohov. Via flera mindre anläggningar fram till Hammarkullenanläggningen [42] har en takintegrerad solfångare utvecklats utgående från absorbatortaket i Sunclayanläggningen. Med tanke på användning i samband med säsongslagring projekteras för närvarande, som en pilotanläggning för Säröprojektet, en takintegrerad solfångare med konvektionshinder i Tuggeliteprojektet [43]. Som helhet kräver utförandet av takintegrerade solfångare en långt driven anpassning till byggnadskonstruktionen som sådan. Den anpassningen har utvecklats långt i senare projekt som på den punkten skiljer sig väsentligt från Lambohov där anpassningen var den motsatta.

Denna solfångarkonstruktion har redan idag låga anläggningskostnader men tillämpningen är i princip begränsad till nyproducerade bostäder.

## 7.2 Systemlösning

Erfarenheterna från de befintliga anläggningarna och förstudien för Ingelstad II har lett fram till den systemlösning som presenterats här och som genomgående föreslås i de planerade projekten. Denna systemlösning finns delvis redan i den första Ingelstad-anläggningen (Ib) och i samband med korttidslager i Nykvarn-anläggningen. Den första riktiga tillämpningen i samband med säsongslager är i Kronhjortenprojektet.

## 7.3 Värmelager för stora solvärmecentraler

Här bör stora oisolerade öppna bergrum användas. Erfarenheterna från byggnation av oljelager kan användas och erfarenheter från värmelagring finns från Avesta och Lyckebo. Tekniken att bygga bergrum är etablerad och kostnaderna kan knappast sänkas, vilket inte heller är nödvändigt. Samordning mellan utsprängning och avsättning av bergmassorna i form av vägmateriäl kan dock tänkas reducera kostnaderna något ytterligare.

I Avestaprojektet erhöles en bra överensstämmelse mellan beräknade och mätta värmeförluster. Den något hotande förlustbild som erhållits i Lyckebo-lagret bör dock utredas ordentligt, innan något nytt lager byggs. Hittills gjorda studier pekar på att de stora värmeförlusterna hade kunnat undvikas om den rent byggnadstekniska utformningen av bergrummets tillfartstunnel hade gjorts annorlunda. I nuläget tycks tunneln på ett olyckligt sätt medverka till att konvektionsströmmar, som inledningsvis orsakar ökade förluster, uppstår.

## 7.4 Värmelager för mindre och medelstora värmecentraler

Nya konstruktioner av isolerade värmelager bör först provas i liten skala. De bör dock uppföras i en sådan skala, att man får ett grepp om problem och kostnader i samband med den nya konstruktionen. I mångt och mycket kretsar utvecklingen på området omkring frågor av rent byggnadsteknisk art.

Förstudien för Ingelstad II har initierat en lång rad forskningsprojekt vad gäller isolerade vattenfyllda värmelager. Resultatet är att man nu 8 år (!) efter Studsvik, Ingelstad (Ia) och Lambohov bygger ett nytt forskningsprojekt, Kronhjorten i Växjö.

Parallellt pågår projektering av ytterligare en ny lagerkonstruktion, som är planerad att provas i Studsviks gamla groplager. På initiativ från BFR kommer två forskningsgrupper att arbeta med utveckling av groplager en tid framöver. I Danmark planeras dessutom två projekt med groplager.

Innan några större projekt byggs bör man genom väl genomtänkta utvecklingsprojekt vara säker på ekonomi och teknik i de nya konstruktionerna. Erfarenheterna hittills visar till exempel att upphandlings sättet, som sådant, starkt kan påverka slutkostnaden för ett gropvärmelager. Tekniken på markbyggnadsområdet är i och för sig väl utvecklad bland entreprenörerna men konventionell upphandling måste bytas mot en mycket hårdare styrd upphandling för att gropvärmelager ska kunna byggas till de låga kostnader som krävs i solvärmertilämpningar. De utvecklingsprojekt som idag ligger närmast ett genomförande är Säröprojektet och Studsvikslagret.

I framtiden kan man tänka sig en tillämpning för dessa lager som korttidslager i fjärrvärmenät för att utjämna värmebehovet över dygnet och skapa mer ekonomiska driftvillkor för värmeproduktionsanläggningen. Här finns dock redan en etablerad teknik med ståltankar. Då ståltankar i denna tillämpning har tillräckligt låga anläggningskostnader är det svårt att se att det här finns starka motiv för utveckling av nya billigare konstruktioner. Dessutom finns i regel inga stora krav på lagrets utseende eller anpassning i förhållande till närliggande bostadsområden. Om man ändå kommer att bygga groplager för dessa tillämpningar bör erfarenheterna givetvis bli nyttiga även för solvärmertilämpningar.





För att erhålla en realistisk värmekostnad i en solvärmeanläggning med säsongslager får anläggningskostnaden för solfångarfältet inte vara högre än 800-1000 kr/m<sup>2</sup>. För en stor solvärmecentral, med oisolerade bergrum som värmelager, fås då en värmekostnad i storleksordningen 30 öre/kWh.

För mindre och medelstora solvärmecentraler får anläggningskostnaden för värmelagret inte vara högre än 190-240 kr/m<sup>3</sup>. Med ovanstående kostnader för solfångarfältet fås då en värmekostnad i storleksordningen 40 öre/kWh.

Detta innebär, för att ovannämnda värmekostnader ska kunna erhållas, att solfångarfält måste kunna byggas för 25-35 % lägre kostnad än idag, med åtminstone bibehållna prestanda. Dessutom måste nya konstruktioner för isolerade värmelager med tillräckligt låga anläggningskostnader tas fram.

En djupare redogörelse för de ekonomiska förutsättningarna för solvärme allmänt sett har sammanställts av Abel i [44].

Värmekostnaden i en solvärmeanläggning bestäms främst av investeringskostnaderna för solfångarfältet och värmelagret. Det vill säga att värmekostnaden huvudsakligen består av en kapitalkostnad. Investeringskostnaden kan bestämmas med följande uttryck

$$I = I_{\text{sol f}} + F \cdot I_{\text{lager}}$$

där

$$I = \text{Total specifik investeringskostnad} \quad [\text{kr/m}^2]$$

$$I_{\text{sol f}} = \text{Specifik investeringskostnad för solfångarfält inklusive rörsystem och styr- och reglerutrustning i anläggningen samt markkostnad} \quad [\text{kr/m}^2]$$

$$I_{\text{lager}} = \text{Specifik investeringskostnad för värmelagret inklusive vatten} \quad [\text{kr/m}^3]$$

$$\text{och} \quad F = \text{Förhållandet mellan lagervolym och solfångararea} \quad [\text{m}^3/\text{m}^2]$$

Med tidigare redovisade beräkningar som bakgrund vet man att det krävs 3 à 4 m<sup>3</sup> lagervolym per m<sup>2</sup> solfångararea i en solvärmeanläggning med säsongslager. Förhållandet påverkas huvudsakligen av faktorer som solfångarprestanda, värmelastens returtemperatur och fördelning över året. Exempelvis kan en låg returtemperatur ge ett mindre förhållande om dessutom värmelastens fördelning över året är något jämnare än vad den är för befintlig bebyggelse.

Då solvärme kombineras med annan basvärmeproduktion som visats i figur 4.6 erhålls ett större förhållande. Vid en lägre värmeförbrukningsgrad, än som föreslagits här, blir förhållandet mindre.

Genom att dividera investeringskostnaden med det årligen erhållna värmeförbrukningen från solvärmeanläggningen ett medelår erhålls investeringskostnaden per årligen producerad kWh som

$$I_{\text{år}} = \frac{I}{Q} \quad [\text{kr/årskWh}]$$

När det gäller solvärmeavgivningen från solfångarsystemet bör man skilja på mindre anläggningar och större anläggningar. Den förra typen, som skulle kunna försörja ett område med ett par hundra bostadsenheter, benämns gruppcentral. Den senare typen, som skulle kunna försörja tusentals bostadsenheter, benämns fjärrvärmecentral. Med utgångspunkt i omfattande beräkningar som gjorts för Ingelstad II och Kungälv, beräkningar som baserats på erfarenheterna från provade verkliga anläggningar, gäller följande.

Anläggnings- typ	Solfångararea [m <sup>2</sup> ]	Lagertyp	Nyttiggjord solvärme [kWh/m <sup>2</sup> ,år]
Gruppcentral	5.000-15.000	Isolerad grop	ca 310
Fjärrvärme- central	Över 30.000	Oisolerat bergrum	ca 330

Presenterade uppgifter på nyttiggjord solvärme är framtagna med förutsättningen att en och samma solfångartyp används och att lagringsförlusterna, trots värmeisolering, är större för ett litet isolerat lager än för ett stort oisolerat värmelager.

Förutsatt att samma avskrivningstid antas gälla för alla delar i anläggningen erhålls slutligen värmekostnaden  $K_v$  som

$$K_v = \frac{I}{Q} \left( 1 + \frac{\text{DoU}}{100} \right) \cdot \frac{a}{100} \quad [\text{kr/kWh}]$$

där

DoU = Drift och underhållskostnader vilka normalt uttrycks i procent av investeringskostnaden [%]

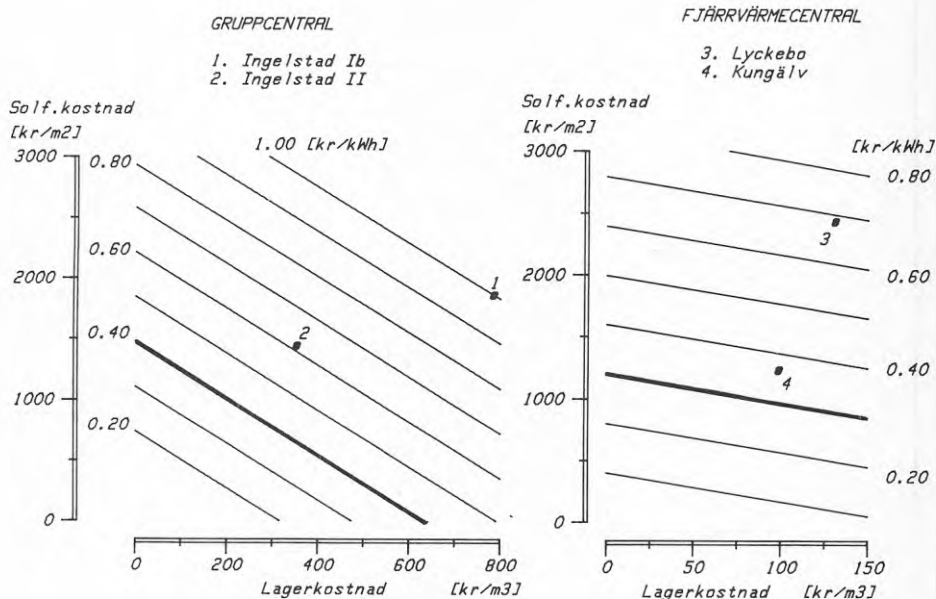
a = annuitet [%]

I verkligheten innehåller en anläggning delar med olika livslängd, vilket gör att uttrycket i praktiken blir något mer komplicerat.

Man kan nu göra diagram, där man på den ena axeln avsätter kostnaden för solfångarfält + rörsystem ( $I_{\text{sol}}$ ), räknat i kr/m<sup>2</sup> solfångararea och på den andra axeln avsätter kostnaden för lagret i kr/m<sup>3</sup> lagervolym ( $I_{\text{lager}}$ ). Med fasthållna siffervärden på kalkylränta, avskrivningstider och underhållskostnader för solfångare respektive värmelager samt på nyttiggjord solvärme enligt tabellen ovan, kan samhörande värde på solfångar- och lagerkostnad, vilka motsvarar olika givna solvärmekostnader, framtas dels för fallet med gruppcentral och dels för fallet med fjärrvärmecentral. Det förutsätts då att förhållandet mellan lagervolym och solfångararea är låst till ett visst värde. Värdet är i redovisade diagram valt till 3,5 med motiveringen att beräkningen främst speglar situationen i nu befintliga värmenät med måttligt låga returtemperaturer samt relativt ojämnt fördelade värmelaster. Därmed kan man i diagrammet lägga in linjer för konstant värmekostnad, så som skett i figur 8.1. Dessa diagram finns tidigare redovisade av Abel i [44] och Abel m fl i [47].

Med hjälp av diagrammet i figur 8.1 kan man studera konsekvenserna av kostnadssänkningar för solfångarsystem respektive värmelager. Det kan lämpligen göras med utgångspunkt i verkliga anläggningkostnader för byggda solvärmecentraler. Som exempel på gruppcentral tas här Ingelstad Ib och på en fjärrvärmecentral Lyckebo.

Det ligger en viss approximation i att lägga in dessa anläggningar, då de inte gett precis det solvärmeutbyte diagrammen gäller för. Avvikelsen är dock relativt liten.



Figur 8.1 Värmekostnad som funktion av kostnaden för solfångare + rörsystem och kostnaden för värmelagret.

Solfångare + rörsystem: Avskrivningstid 20 år, underhållskostnad 1 % av anläggningskostnaden per år.  
 Lager: Avskrivningstid 40 år, underhållskostnad 0,5 % av anläggningskostnaden per år.

För gruppcentralen ger en sänkning av solfångarsystemets kostnad med 10 % samma sänkning av den totala värmekostnaden som en sänkning av lagerkostnaden med 20 %. För fjärrvärmecentralen motsvarar en sänkning av solfångarsystemets kostnad med 10 % en så pass stor sänkning av lagerkostnaden som 60 %.

Det visar att på gruppcentralnivå måste man arbeta för att sänka kostnaden för såväl solfångarsystem som lager. På fjärrvärmecentralnivån däremot är det egentligen endast kostnaden för solfångarsystemet som är intressant och möjlig att sänka.

Jämförelser av det är slaget måste dock göras även med hänsyn till att utrymmet för kostnadssänkningar skiljer sig åt väsentligt i de båda fallen. För gruppcentralen är en sänkning av lagerkostnaden i storleksordningen 50 % fullt möjlig, medan en avsevärt mindre sänkning av lagerkostnaden är möjlig för fjärrvärmecentralen eftersom kostnaden här är att hänföra till en etablerad teknik och redan är relativt låg.

Sammanfattningsvis kan man konstatera följande.

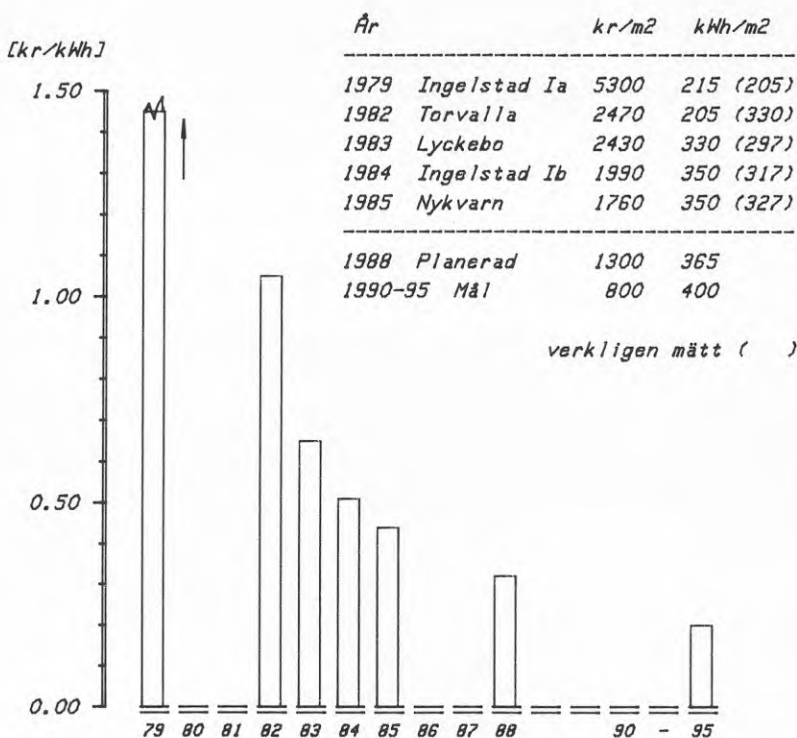
- För att erhålla en värmekostnad på 40 öre/kWh i en gruppcentral får kostnaden för solfångarsystemet inte överstiga 800-1000 kr/m<sup>2</sup> och lagerkostnaden måste vara i intervallet 190-240 kr/m<sup>3</sup>.
- För att erhålla en värmekostnad på 30 öre/kWh i en fjärrvärmecentral får kostnaden för solfångarsystemet inte överstiga 800 kr/m<sup>2</sup> och lagerkostnaden får inte överstiga 100 kr/m<sup>3</sup>.

Lagerkostnad redovisas ofta som investeringskostnaden i förhållande till lagringskapaciteten [kr/kWh]. Detta sätt att redovisa lagerkostnader är dock inte lämpligt i detta sammanhang.

## 8.1 Solfångarsystem

I forskningssyfte har under senare år en serie av större solvärmearläggningar byggts med stöd från BFR. Anläggningarna har byggts kompletta med allt från projektering och tillverkning till montage och idrifttagning med funktionsgaranti. För dessa anläggningar känner man de verkliga totala anläggningskostnaderna. Vidare har det skett en noggrann kontinuerlig uppföljning av bland annat den verkliga värmeavgivningen, vilket redovisats tidigare i rapporten för två av anläggningarna.

I figur 8.2 redovisas beräknad värmekostnad för solvärme från solfångarfältet. Här redovisas också den första större anläggning Ingelstad Ia, som byggdes 1979. Anläggningskostnaden som anges är den totala för installerat solfångarfält i drift (prisnivå mars 87) inklusive markarbete. Värmeavgivningen är den beräknade värmeavgivningen ett medelår, som erhålls vid en drifttemperatur på ca 70 °C (medelvärde). Solfångarfälten antas då ha en likvärdig belastning, likvärdiga flödesförutsättningar och likvärdiga värmeväxlare i ett stort fält.



Figur 8.2 Beräknad värmekostnad för producerad solvärme från solfångarfält vid ca 70 °C drifttemperatur. Realränta 4 %, avskrivningstid 20 år.

I figur 8.2 finns också dagens kostnader inlagda i form av en tänkt anläggning 1988. Här görs bedömningen att den totala anläggningskostnaden för ett solfångarfält vid industriproduktion av solfångarna skulle kunna vara 800 kr/m<sup>2</sup>. Enligt tidigare redogörelse är detta också en förutsättning för att solvärmecentraler med säsongslager ska kunna konkurrera med andra värmeproduktionsanläggningar.

Med tanke på den gynnsamma utveckling som skett hittills, är det rimligt att anta att erforderliga kostnadskrav kan innehållas om tillräckligt stora volymer kan förutses.

Jämförs kostnaderna för takintegrerade solfångare på samma sätt, har det skett en halvering av kostnaderna från Lambohovanläggningen till Hammarkullenanläggningen. Här krävs dock ökade prestationer i tillämpningen solvärmecentral med värmelagring i vatten.



## 8.2 Värmelager

Anläggningskostnaderna för stora öppna bergrum är väl kända och i storleksordningen  $100 \text{ kr/m}^3$  vid volymer större än  $100.000 \text{ m}^3$ . I tillämpningen med säsongslagrad solvärme är detta fullt acceptabla kostnader för lagret.

Den nu initierade forskningen kring isolerade värmelager syftar till att ta fram nya konstruktioner med låga anläggningskostnader. Förstudierna visar att det bör vara möjligt att bygga isolerade gropvärmelager för mindre än  $300 \text{ kr/m}^3$  med konventionell byggteknik. Med ny teknik och väl genomförda entreprenader bör dessa kostnader kunna reduceras ytteligare.

Hittills byggda större isolerade värmelager för säsongslagrad solvärme är en betongtank i Ingelstad I och en berggrop i Lambohov. Båda dessa lager uppfördes till en kostnad i samma storleksordning som en konventionell ståltank. Anläggningskostnaden var i båda fallen drygt  $800 \text{ kr/m}^3$ , uppräknat till dagens prisnivå.

I kostnaden för Lambohovlagret är mer än halva kostnaden att hänföra till entreprenadformen och dåliga markförutsättningar samt det faktum att det var första gången ett liknande lager byggdes. Det bör alltså finnas bra förutsättningar att, med utvecklade teknik, anlägga ett groplager till väsentligt lägre kostnad än i fallet Lambohov.



## LITTERATUR

- [ 1 ] Wahlman, E, Zinko, H, m fl 1984. Sol till fjärrvärme och gruppcentraler. BFR, Rapport R147:1984, Stockholm.
- [ 2 ] Dalenbäck, J-O, Gabrielsson, E, Ludvigson, B, 1981. Solvärmecentraler i Studsvik, Lambohov och Ingelstad - Sammanfattande erfarenheter fram till årsskiftet 1980/81, BFR, Rapport R53:1981, Stockholm.
- [ 3 ] Norbäck, K, Hallenberg, J, 1980. A Swedish solar heating plant with seasonal storage: A technical and economic description of the Lambohov project, BFR, Document D36:1980, Stockholm.
- [ 4 ] Olsson, S, 1986. Solvärmelagring med höga temperaturer i lera för flerfamiljshus i Kullavik, BFR, Rapport R105:1986, Stockholm.
- [ 5 ] Abel, E, Dalenbäck, J-O, Jilar, T, 1984. Solvärmesystem med årslagring, BFR, Rapport R148:1984, Stockholm.
- [ 6 ] Gräslund, J, Hultmark, G, Olsson, S, Rudholm, B, 1986. Sunclay-projektet - Utvärdering av Sunclay-systemet. Andra generationens systemlösning, BFR, Rapport R84:1986, Stockholm.
- [ 7 ] Bernestål, A, Hultmark, G, 1982. Solvärmekompletterat fjärrvärmesystem för Torvallaområdet i Östersund, BFR, Rapport R13:1982, Stockholm.
- [ 8 ] Bernestål, A, Hultmark, G, 1984. Solvärme med effektlagring - Nykvarn, BFR, Rapport R175:1984, Stockholm.
- [ 9 ] Beskrivning av anläggning och forskningsprogram, Avestaprojektet, 1981, BeFo, Rapport nr 1981:1, Stockholm.
- [10] Perers, B, Roseen, R, 1984. Solvärmecentralen i Studsvik - Resultat 1980, Studsvik/EI-80/141, Nyköping.
- [11] Perers, B, 1983. Fyra års drifterfarenheter från Studsviks solvärmecentral, Studsvik/EI-83/118, Nyköping.

- [12] Finn, L, 1979. Solvärmeverk Ingelstad i Växjö, Projektering och byggförberedelser, BFR, Rapport R82:1979, Stockholm.
- [13] Jilar, T, 1984. Solvärmeteknik i stor skala, Ingelstad - en värmecentral utan värmepump, BFR, Rapport R103:1984, Stockholm.
- [14] Solvärme i Ingelstad, 1984, BFR, G-skrift G24:1984, Stockholm.
- [15] Hillström, C-G, Åstrand, L, m fl 1985. Solvärme med säsongslagring i berg för 550 lägenheter i Lyckebo, Uppsala - Från idé till idrifttagning, BFR, Rapport R43:1985, Stockholm.
- [16] Boysen, A, Chant, V, 1986. Central Solar Heating plants with Seasonal storage - Summary report of phases I and II, IEA Solar Heating and Cooling programme task VII, BFR, Document D15:1986, Stockholm.
- [17] Peltola, S, 1987. Kerava solar village - Technical description (Report prepared for the IEA Task VII expert meeting, Haikko, Finland June 9-12 1987) Helsinki University of Technology, Espoo, Finland.
- [18] Hedlund, B, m fl, 1984. Solvärmecentral med säsongslager för 500 lägenheter i Södertuna - Planering och förprojektering, BFR, Rapport R179:1984, Stockholm.
- [19] Förstudie Solvärmecentral i Malung, 1986, Studsvik arbetsrapport daterad 860429, Nyköping.
- [20] Gräslund, J, Hultmark, G, 1985, Ingelstad II - A solar heating plant with insulated seasonal ground heat storage facility (Technical description for the working meeting in Gothenburg 4-8 March 1985, IEA task VII) AB Andersson & Hultmark, Arb nr 145.01, Göteborg.
- [21] Dalenbäck, J-0, 1986. Utvärdering av pilotanläggning Kronhjorten - projektbeskrivning (BFR-projekt nr 861031-0) Avd för Installationsteknik, CTH, Göteborg.
- [22] Gräslund, J, 1987. Grupphusområde med säsongslagrad solenergi i Särö - Förstudie (Rapport i koncept BFR-projekt nr 860435-9) AB Andersson & Hultmark, Göteborg.

- [23] Claesson, T, Hultmark, G, Jilar, T, 1986. Säsongslagrad solvärme i Kungälv - Sammanfattning av en förundersökning, BFR, T-skrift, T9:1986, Stockholm.
- [24] Elfström, H, Gräslund, J, 1987. Solvärme med årslagring i Sundby - Förstudie, BFR, Rapport R34:1987, Stockholm.
- [25] Kontruktion av isolerat dikesmagasin för värmelagring - Fallstudie för Ingelstad II (BFR-projekt nr 850900-4) AB Andersson & Hultmark, Göteborg.
- [26] Perers, B, Zinko, H, 1985. Utveckling av solvärme-centraler - Förstudie till prototypanläggning, BFR, Rapport R77:1985, Stockholm.
- [27] Beckman, W, A, Klein, S, A, 1981. F-chart User's Manual, version 5, F-chart Software, Wisconsin, USA.
- [28] TRNSYS - A Transient Simulation Program. Solar Energy Laboratory - University of Wisconsin, Madison, USA.
- [29] Braun, J, E, Klein, S, A, Mitchell, J, W, 1981. Seasonal storage of energy in solar heating, Pergamon Press Ltd, Solar Energy, Vol 26, pp 403-411, 1981, Great Britain.
- [30] Dalenbäck, J-O, 1987. Roofintegrated solar collectors for multifamily houses, (Paper presenterat på 1987 European Conference on Architecture, 6-10 April 1987, Munich) Avd för Installationsteknik, CTH, Göteborg.
- [31] Uteluft-värmepump med vindkonvektorer i Guldheden, Göteborg - mätning och utvärdering, 1987, (Rapport i koncept BFR-projekt nr 821258-3) Avd för Installations-teknik, CTH, Göteborg.
- [32] The MINSUN Simulation and Optimization Program - Application and User's guide (IEA Task VII) September 1985, Canada.
- [33] Andersson, P-Å, Askling, Å, Dalenbäck, J-O, 1986. SIMSYS - Simuleringsprogram för värmecentraler med ny energiteknik, Avd för Installationsteknik, CTH, Rapport 1986:2, Göteborg.

- [34] SUNSYST - Simuleringsprogram, 1985. AB Andersson & Hultmark, Göteborg.
- [35] Efring, B, 1983. Stratified Storage Temperature Model. Manual for Computer Code, Matematisk fysik, Universitetet i Lund, Lund.
- [36] Claesson, J, 1987. Några synpunkter och funderingar angående de oväntat höga värmeförlusterna för värmelagret i Lyckebo, 10 sidor, Markvärmegruppen, LTH, Lund.
- [37] Bankston, C, 1986. Central Solar Heating plants with seasonal storage - evaluation of concepts (IEA-Task VII) US-DOE, Washington, USA.
- [38] Kjaerboe, P, 1984. Utvärdering av solvärmecentralen i Lambohov, BFR, Rapport R92:1984, Stockholm.
- [39] Dalenbäck, J-O, 1985. A solar heating plant with heat pump and seasonal storage - System design influence on thermal performance and economy (Paper presenterat på flera konferenser bl a Enerstock 85, Toronto, Canada) Avd för Installationsteknik, CTH, Göteborg.
- [40] Bernestål, A, 1986. Solvärmeverk Ingelstad Utredning - utbyggnad Ingelstad Ic, AB Andersson & Hultmark, Arb nr 464.00, Göteborg.
- [41] Dalenbäck, J-O, 1986. PM om datorsimuleringar för Ingelstad I inför en utbyggnad av solfångarfältet. Avd för Installationsteknik, CTH, Göteborg.
- [42] Bernestål, B, Hultmark, G, Olsson, S, 1984. Soltappvarmvatten i flerfamiljshus, BFR, Rapport R192:1984, Stockholm.
- [43] Gräslund, J, 1987. Soltak med konvektionshinder för värme och tappvarmvatten i Tugelite (PM till experimentbyggnadslånsansökan nr 870413-1) AB Andersson & Hultmark, Göteborg.

- [44] Abel, E, 1987. Solvärme i Sverige (Rapport i koncept) Avd för Installationsteknik, CTH, Göteborg.
- [45] Lund, P, Peltola, S, 1987. Evaluation of the Kerva Solar village (Report prepared for the IEA-Task VII expert meeting, Haikko, Finland, June 9-12 1987), Helsinki University of Technology, Espoo, Finland.
- [46] Hadorn, J-C, 1986. Evaluation of the Vaulruz solar plant (Report prepared for the IEA-Task VII November 1986 meeting) Sorane SA, Lausanne, Switzerland.
- [47] Abel, E, Aronsson, S, Dalenbäck, J-O, Nilsson, P-E. Systemfrågor - Ekonomiskt utrymme för alternativ inom ny energiteknik. Underlag för BFR:s treårsplan 1987/88-1989/90, G-skrift G25:1986, Stockholm.
- [48] Projektering av säsongslagrad solfjärrvärme i Ingelstad II (PM till ansökan om projektanslag från BFR) 1987, AB Andersson & Hultmark, Göteborg.
- [49] Lund, P (Ed), 1987. Nordiskt seminarium kring beräkningsmodeller av solvärmesystem med säsongslagring NBS-seminarium 12-13 juni 1987, Helsingfors Tekniska Högskola, Helsingfors, Finland.
- [50] Lund, P, 1987. Comments on the R & D requirements of CSHPSS simulation models (sid 159-166 ovanstående seminarierapport).
- [51] Mätresultat Lyckebo 1985 - Lämnats av Christer Brunström, Vattenfall, Älvkarleby.
- [52] Brunström, C, Hillström, C-G. 1987. Lyckeboprojektet, solfjärrvärme med säsongslagring i bergrum. Utvärderingsresultat och driftserfarenheter. BFR, Rapport R86:1987, Stockholm.
- [53] Catan, M, Dalenbäck, J-O, van Hattem, D, 1985. Review and findings of the second EC-IEA workshop on solar assisted heatpump systems with ground coupled storage, Public Works Canada, Proceedings Enerstock 85, pp 172-180, Ottawa, Canada.





LITTERATUR - Författarlista

Abel, E	5, 44, 47
Andersson, P-Å	33
Aronsson, S	47
Askling, Å	33
Bankston, C	37
Beckman, W A	27
Bernestål, A	7, 8, 40
Bernestål, B	42
Boysen, A	16
Braun, J E	29
Brunström, C	51, 52
Catan, M	53
Chant, V	16
Claesson, J	36
Claesson, T	23
Dalenbäck, J-O	2, 5, 21, 30, 33, 39, 41, 47, 53
Eftring, B	35
Elfström, H	24
Finn, L	12
Gabrielsson, E	2
Gräslund, J	6, 20, 22, 24, 43
Hadorn, J-C	46
Hallenberg, J	3
Hedlund, B	18
Hillström, C-G	15, 52
Hultmark, G	6, 7, 8, 20, 23, 42
Jilar, T	5, 13, 23
Kjaerboe, P	38
Klein, S A	27, 29
Ludvigson, B	2
Lund, P	45, 49, 50
Mitchell, J W	29
Nilsson, P-E	47
Norbäck, K	3
Olsson, S	4, 6, 42
Peltola, S	17, 45
Perers, B	10, 11, 26
Roseen, R	10
Rudholm, B	6
van Hattem, D	53
Wahlman, E	1
Zinko, H	1, 26
Åstrand, L	15



**Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 850420-5  
från Statens råd för byggnadsforskning till Chalmers tekniska  
högskola, Avdelningen för installationsteknik, Göteborg.**

**R24: 1988**

**ISBN 91-540-4864-8**

**Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm**

**Art.nr: 6708024**

**Abonnemangsgrupp:  
W. Installationer**

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

**Cirkapris: 60 kr exkl moms**