



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**

**R103:1984**

# **Solvärmeteknik i stor skala**

**Ingelstad — en värmecentral  
utan värmepump**

**Torbjörn Jilar**

*R  
Ad*

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

**Byggeforskningsrådet**

R103:1984

SOLVÄRMETEKNIK I STOR SKALA

Ingelstad - en värmecentral utan värmepump

Torbjörn Jilar

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 791145-0  
från Statens råd för byggnadsforskning till Chalmers  
Tekniska Högskola, Avd för Installationstekn. Göteborg

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

"MODER, GIV MIG SOLEN"  
ur Gengangerne (H. Ibsen)

R103:1984

ISBN 91-540-4171-6

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Liber Tryck Stockholm 1984

## INNEHÅLL

1	INLEDNING . . . . .	1
1.1	Mätningar . . . . .	1
1.2	Utvärdering . . . . .	2
1.3	Redovisningen . . . . .	4
2	BESKRIVNING AV ANLÄGGNINGEN . . . . .	8
2.1	Områdesbeskrivning . . . . .	8
2.2	Systemprinciper . . . . .	10
2.3	Delsystemens uppbyggnad . . . . .	12
2.3.1	Solfångarsystemet . . . . .	12
2.3.2	Akkumulatorsystemet . . . . .	15
2.3.3	Distributionssystemet . . . . .	17
2.3.4	Pannsystemet . . . . .	18
2.3.5	Driftkontrollsystemet och övrig utrustning . . . . .	18
3	PLANERING OCH PROJEKTERING . . . . .	24
3.1	Svenskt forskningsprogram för sol- värmeteknik och värmelagring . . . . .	24
3.2	Ingelstadprojektet . . . . .	26
3.2.1	Organisation . . . . .	26
3.2.2	Projekteringsresultat . . . . .	27
3.2.3	Kostnader . . . . .	39
4	MÄTTEKNIK OCH UTVÄRDERINGSMETOD . . . . .	42
4.1	Utvärderingsmetod . . . . .	42
4.1.1	Utvärdering baserad på mätningar . . . . .	43
4.1.2	Utvärdering baserad på mätningar och beräkningar . . . . .	44
4.2	Mätteknik och databehandling . . . . .	47
4.2.1	Mätsystem och mätstorheter . . . . .	47
4.2.2	Mätning av solinstrålning . . . . .	54
4.2.3	Kontroll av mätdata och data- behandling . . . . .	55
4.2.4	Mätfel . . . . .	57
5	DRIFTLÄGGNING 1979-1982 . . . . .	61
6	MÄTRESULTAT . . . . .	66
6.1	Soltekniska mätningar . . . . .	66
6.1.1	Solinstrålning i Ingelstad år 1981 . . . . .	66
6.1.2	Solinstrålning och solskenstid i Ingelstad i jämförelse med andra orter . . . . .	69
6.1.3	Sammanfattning av mätresultat för solinstrålning . . . . .	75
6.2	Systemtekniska mätningar . . . . .	76
6.2.1	Solfångarsystemet . . . . .	76
6.2.2	Akkumuleringstanken . . . . .	86
6.2.3	Distributionssystemet . . . . .	89
6.2.4	Anläggningen i dess helhet . . . . .	99
6.2.5	Sammanfattning av systemtekniska mätresultat . . . . .	103
6.3	Mätresultatens noggrannhet . . . . .	104
7	SOLTEKNISKA BERÄKNINGAR . . . . .	107
7.1	Beräkningsmetoder för solin- strålning . . . . .	107

7.2	Beräknad solinstrålning i Ingelstad . . . . .	123
7.3	Beräknad solinstrålning mot koncent- rerande och plana solfångare på olika orter . . . . .	127
7.4	Sammanfattning av beräkningsresultat för solinstrålning . . . . .	130
8	TEKNISK UTVÄRDERING . . . . .	131
8.1	Solfångarsystemet . . . . .	131
8.1.1	Beräkningsmodell för solfångar- systemet . . . . .	131
8.1.2	Solfångares verkningsgrad . . . . .	137
8.1.3	Solfångarsystemets värmeutbyte . . . . .	140
8.1.4	Systemtekniska synpunkter . . . . .	143
8.2	Akkumuleringstanken . . . . .	154
8.2.1	Värmeförlusten genom tankens botten . . . . .	154
8.2.2	Analys av tankens värmeförlust . . . . .	158
8.2.3	Möjligheter till förbättring av tankens värmeisolering . . . . .	160
8.3	Hela anläggningen . . . . .	163
8.3.1	Beräkningsförutsättningar . . . . .	164
8.3.2	Beräkningsmetodik . . . . .	170
8.3.3	Beräkningsresultat . . . . .	171
8.3.4	Systemtekniska synpunkter . . . . .	175
8.4	Sammanfattning av systemtekniska beräkningsresultat . . . . .	177
9	EKONOMISK ANALYS . . . . .	180
9.1	Huvudfrågor . . . . .	180
9.2	Kalkylmetod . . . . .	181
9.3	Kostnadsförutsättningar . . . . .	187
9.3.1	Anläggningskostnader . . . . .	189
9.3.2	Drift- och underhållskostnader . . . . .	192
9.4	Värmekostnader för oljeeldad gruppcentral . . . . .	193
9.5	Värderingsresultat för Ingelstadanläggningen . . . . .	194
10	UTVECKLINGSPOTENTIAL . . . . .	197
10.1	Aktuella kostnader för solvärme . . . . .	198
10.2	Framtida kostnadskrav för solvärme . . . . .	201
10.3	Systemtekniska synpunkter . . . . .	209
	SAMMANFATTNING . . . . .	213
	BETECKNINGAR . . . . .	223
	FIGURFÖRTECKNING . . . . .	226
	TABELLFÖRTECKNING . . . . .	237
	REFERENSER . . . . .	238

## FÖRORD

Solvärmecentralen i Ingelstad är den först byggda experimentanläggningen för storskalig solvärmeteknik i Sverige.

Anläggningen stod färdig 1979 och ingår tillsammans med tre andra anläggningar i ett statsfinansierat forskningsprogram för solvärmecentraler med säsongsvärmelagring.

På uppdrag av Statens råd för byggnadsforskning har Avdelningen för installationsteknik vid Chalmers tekniska högskola haft ansvaret för forskningsarbetet med Ingelstadanläggningen. I föreliggande rapport redovisas forskningsarbetets uppläggning och resultat. Arbetet ingår i Avdelningens forskning om energialternativ för byggnadsuppvärmning där experimentbyggnadsprojekt med solvärmeteknik och värmepumpsteknik studeras.

Under arbetets gång har Avdelningen fått en mycket värdefull hjälp från företag, institutioner och privatpersoner som på olika sätt har anknytning till Ingelstadprojektet.

Först och främst ska Växjö kommun, Rejlers Ingenjörbyrå AB samt Växjö Energiverk AB nämnas. Sune Svantesson, K G Jonsson och Sven Svensson i Växjö kommun har alla med stort intresse följt och stött forskningsarbetet. Lennart Finn och Ulf Thuresson på Rejlers har välvilligt ställt uppgiftsmaterial från projekteringsarbetet till förfogande och har också medverkat vid den praktiska uppföljningen av anläggningen. Lennart Gustavsson på Växjö Energiverk har lagt ner stor möda på tillsyn av anläggningen och den mättekniska utrustningen.

Ett förtjänstfullt och tålmodigt arbete med tillsyn av mätutrustning har gjorts av familjen Bildh som bor i anläggningens grannskap.

Lars Dahlgren och Weine Josefsson på SMHI har upplåtit mätutrustning och gett värdefulla uppgifter samt råd om klimatstatistik.

Bengt Eftring på Institutionen för matematisk fysik vid Lunds tekniska högskola har svarat för en noggrann datoranalys av värme-strömning i mark.

Torbjörn Thoresson på dåvarande Tekno Term Systems AB har lämnat välbehövliga uppgifter om solfångarkonstruktion och provning.

På Avdelningen för installationsteknik har flera personer varit engagerade i projektet.

Först och främst ska Jan-Olof Dalenbäcks omfattande arbete med mätinsamlingssystem och databehandling nämnas. Han har också tillsammans med Enno Abel lämnat värdefulla synpunkter på rapportens uppläggning och svarat för korrekturläsning.

Framhållas ska också Tommy Sundströms tidskrävande arbete med datorprogrammet för rapportens figurritning samt Roger Nilssons assistans vid mätningarna.

Sist men inte minst ska Nina-Britta Rangvins och Lena Rosenblads tålmodiga koncepttolkning och maskinskrivningsarbete premieras.

Till alla nämnda och onämnda med anknytning till forskningsarbetet riktar författaren ett varmt tack.

Göteborg i mars 1984

Torbjörn Jilar



## 1 INLEDNING

Solvärmecentralen i Ingelstad var, då den togs i drift 1979, den första renodlade solvärmeanläggningen i stor skala i Sverige. Även om den byggdes för att täcka en del av värmebehovet för ett bostadsområde, var det egentliga huvudsyftet för anläggningens tillkomst ändå att bidra till solvärmeteknikens utveckling. Med sina drygt 1300 m<sup>2</sup> solfångare och sitt vattenmagasin med 5000 m<sup>3</sup> volym för värmelagring, erbjöd den nya möjligheter till noggranna och inträngande systemtekniska och energitekniska studier. Dessa möjligheter har tagits tillvara genom bl a omfattande mättekniska studier under i första hand driftsåsongerna 1981 och 1982. I föreliggande skrift redovisas resultaten av dessa studier tillsammans med övriga erfarenheter som vunnits under arbetet.

Vid bearbetningen av mätresultaten och hanteringen av vunna erfarenheter har strävan i första hand varit att söka dra slutsatser och finna samband som är av allmänt intresse för solvärmetekniken. I det följande har därför större vikt lagts vid de allmänna slutsatser som kan dras ur mätmaterialen och driftserfarenheterna än vid Ingelstadsanläggningen som sådan.

### 1.1 Mätningar

Hösten 1979 gav Statens råd för byggnadsforskning, BFR, Avdelningen för installationsteknik vid CTH, i uppdrag att planera och genomföra energitekniska mätningar i och energiteknisk uppföljning och utvärdering av solvärmeanläggningen i Ingelstad. Denna var då färdigbyggd och på väg att tas i drift. I väsentligt var mätpunkternas antal och placering bestämd genom förberedda givarfickor och liknande. En hel del givare var också permanent inmonterade, som exempelvis flödesgivare i rörsystemen och temperaturgivare i lagringstanken. Därmed blev den inledande mättekniska uppgiften att utforma ett mätprogram och bygga ett mätsystem med utgångspunkt i de mätpunkter och mätgivare som var givna.

En stor solvärmeanläggning, som den i Ingelstad, består till dominerande del av konventionella anläggningsdelar och komponenter som exempelvis rör, pumpar, värmeväxlare och ventiler. Det som är nytt är solfångardelen och lagringssystemet. Solfångarna och solfångarsystemets funktion kan studeras ganska väl i liten skala och under i stort laboratoriemässiga förhållanden. Lagringssystemets funktion och egenheter skulle också kunna analyseras genom kombination av teoretiska studier och mindre modellförsök. Det som emellertid inte kan studeras laboratoriemässigt är funktionen och beteendet av det sammansatta systemet i stor skala. Det är här den stora betydelsen av en anläggning som Ingelstad ligger. Det krävs en möjlighet att systematiskt prova solvärmetekniken i större anläggningar för att den skall få någon möjlighet att bli verklighetsförankrad.

Det har således varit naturligt att lägga tyngdpunkten på uppföljning av systemfunktionen. För att verkligen få ett grepp om denna krävs ganska många mätpunkter och ganska täta mätningar, de senare för att variationer i temperaturer och flöden skall kunna fångas upp. Har man behov av att mäta ofta i många punkter, exempelvis flera mätningar per timme i 10-tals mätpunkter, är det naturligt att tillgripa datoriserade mätsystem. Med de krav i fråga om

systemuppföljning som var naturliga att ställa i Ingelstadsanläggningen, var valet av datoriserat mätsystem självklart. Här bedömdes ett ganska enkelt och fältmässigt system lämpligt. Som centralenhet valdes en ordinär bordsdator av medelkapacitet (50 kbyte kärnminne) med en bandstation för registrering av uppmätta värden. Lagringskapaciteten tillät ungefär en veckas mätperioder. I samband med bandbyte sändes det inspelade bandet med post till Avdelningen för installationsteknik för bearbetning.

Det kan i det här sammanhanget vara motiverat med några allmänna synpunkter på datoriserade långtidsmätningar i komplexa anläggningar av det slag som Ingelstad representerar. Fördelen med att använda datorteknik vid mätning är ju att man kan samla in stora mängder mätdata som sedan kan bearbetas utan stora arbetsinsatser. Man har här ett utomordentligt hjälpmedel under förutsättning att de mätvärden man samlar in är tillförlitliga och att man kan bemästra det snabbt växande mätmaterial. För att mätmaterial skall få en acceptabel tillförlitlighet krävs bl a återkommande noggranna kalibreringar av givare och mätsystem. För att tillflödet av mätdata skall hållas under kontroll krävs en kontinuerlig bearbetning och uppföljning av dessa. En förutsättning för sådan uppföljning är att mätresultaten redovisas grafiskt på ett väl genomtänkt sätt, så att man med rimlig arbetsinsats kan hålla sig fortlöpande välinformerad om anläggningens beteende och mätsystemets funktion.

Mätningarna har pågått i sammanlagt cirka 20 månader under åren 1980, 1981 och 1982. Under denna tid har en fullständig bearbetning av mätdata med noggrann grafisk redovisning skett varje vecka. En erfarenhet av det genomförda arbetet är att utan en sådan fortlöpande direkt behandling av mätdata är en mer inträngande funktionsanalys knappast möjlig. Dels får man genom det ständiga studiet av mätresultat den för en mer ingående analys nödvändiga kännedomen om systemets funktion. Dels får man en fortlöpande kontroll av huruvida anläggningen och mätsystemet fungerar korrekt och kan snabbt åtgärda fel som uppträder. Utan sådan aktiv uppföljning kan långa mätperioder gå till spillo på grund av kanske bagatellartade funktionsstörningar.

## 1.2 Utvärdering

Bakom beslutet att utföra ett experimentbygge som Ingelstad, ligger i första hand behovet att praktiskt prova en ny teknik, som kan öppna nya möjligheter att försörja byggnader med värme. Man har genom mer eller mindre välunderbyggda teoretiska resonemang, i kombination med erfarenheter från känd teknik och en del praktiska och laboratoriemässiga prov i mindre skala, projekterat och byggt en anläggning som skall ge ett visst energitekniskt resultat. Enklast skulle detta resultat kunna uttryckas som den mängd i byggnaderna utnyttjningsbar värme som i verklig drift avges per driftsäsong eller år. Det absolut minsta som krävs för att kunna göra en tekniskt meningsfull bedömning av ett energitekniskt experimentbyggnadsprojekt är således uppmätt utnyttjningsbart värme under en väldefinierad längre driftperiod, normalt ett driftår eller en driftsäsong. Som alltid när det gäller mätvärden måste mätresultatet ledsagas av en acceptabel noggrannhetsanalys.

För att kunna dra mer ingående tekniska slutsatser, bedöma tillförlitligheten hos de apparat- och komponentdata som projekteringen baseras på samt utvärdera träffsäkerheten hos de beräkningsmodeller som har använts, krävs även mätdata över de yttre storheter som påverkar anläggningens värmeavgivning. Sådana yttre storheter är i Ingelstadsfallet dels global solinstrålning, direkt solinstrålning och utetemperatur och dels effektuttag och framlednings- och returtemperaturer på förbrukarsidan. Därutöver krävs även uppgifter om hur viktigare flöden och temperaturer i själva centralen varierat under den säsong som studerats.

När det gäller åtgärder på energiproduktionssidan eller energianvändningssidan kan man aldrig bortse från de resursuppoftningar som krävs. Utan rimligt förhållande mellan energitekniskt resultat och erforderliga resursuppoftningar kan nya energitekniska lösningar aldrig få någon praktisk betydelse. Det är därför viktigt att man i sin utvärdering även har med detta förhållande.

Den naturliga vägen att på ett objektivet sätt kvantifiera resursuppoftningar är att ange deras värde i penningmått. Det värderingsmått man väljer bör vara lättfattligt och det bör också ha en god verklighetsanknytning i det allmänna medvetandet. Det mått som då närmast ligger till hands är energikostnad, uttryckt i kronor/kWh.

I en experimentbyggnadsanläggning som Ingelstad, där en ny teknik befinner sig i ett inledande utvecklingsskede, måste man räkna med att den verkliga energikostnaden blir ganska hög. Man bör därför inte fästa sig alltför mycket vid den nivå där den ligger. Det viktiga är huruvida det finns möjligheter att sänka denna nivå och hur långt den i så fall kan sänkas. En genomtänkt och i möjligaste mån realistisk bedömning av hur långt ned man kan komma i energikostnad i en i alla avseenden perfekt massproducerad anläggning, kan utgöra ett mått på utvecklingspotentialen.

De här skisserade utvärderingsstegen utgör huvudlinjen i den följande framställningen. Med utgångspunkt i mätvärden över dels solinstrålning och utetemperatur och dels vattenflöden, temperaturer och energiflöden i själva solvärmeanläggningen bedöms anläggningen energitekniskt. Uppmätt verklig värmeproduktionsförmåga och konstaterad värmeteknisk och energiteknisk funktion ställs mot vad som föresatts i samband med projekteringen och orsakerna till avvikelser mellan verkliga värden och i samband med projekteringen framtagna värden analyseras. En energiproduktionskostnad tas fram på basis av den verkliga värmeproduktionen och de faktiska anläggningskostnaderna. Utvecklingspotentialen bedöms i ett resonemang kring vilken lägsta energikostnad som är möjlig i en anläggning av här aktuellt slag.

Som inledningsvis antytts bör dock en utvärdering av ett experimentbyggnadsprojekt som Ingelstad inte fixeras vid anläggningen som sådan utan mer inriktas på att ur mätmaterial och drifterfarenheterna dra slutsatser som utvecklar tekniken som sådan. Här har tyngdpunkten lagts på:

1. Utveckling och provning av tillförlitligheten hos beräkningsmetoder.
2. Beräkningsmässiga studier av vilka energitekniska konsekvenser alternativa utföranden av Ingelstadsanläggningen skulle ha och studier av vilket energitekniskt resultat man skulle kunna förvänta sig i anläggningar placerade på andra platser i Sverige.

Mätaterialet från Ingelstad omfattar över tiotusen sammanhängande uppgifter över global solinstrålning, direkt solinstrålning, utetemperatur, värmeflöden in och ur lagringstanken, temperaturer i lagringstanken, utgående värmeeffekt till distributionssystemet, temperaturer i distributionssystemet m m. Det här materialet utgör ett utmärkt underlag för provning och utveckling av beräkningsmodeller. Genom att sätta in uppmätta basvärden som ingångsdata i en beräkningsmodell, genomföra beräkningen och jämföra det beräknade resultatet med motsvarande verkliga mätresultat, kan man bilda sig en uppfattning om hur tillförlitlig den aktuella beräkningsmodellen är. Den här metoden har använts bl a för att ta fram och prova en allmän metod för beräkning av direkt solinstrålning och för en modell för beräkning av det verkliga värmeutbytet från en solfångarkrets under en driftsäsong. Den har också använts för analys av värmeförlusterna i lagringstanken och för att ge underlag för närmare analys av vad alternativa utföranden av anläggningen innebär energitekiskt.

Genom möjligheten att hela tiden kunna kontrollera beräkningsförloppen med uppmätta verkliga värden har steg för steg hela anläggningen kunnat bestämmas mycket väl beräkningsmässigt. Därmed har man också fått en möjlighet att med god säkerhet beräkningsmässigt pröva vilka energitekniska konsekvenser alternativa val av komponenter, dimensionseringsdata eller systemutformningar skulle ha. Sådana studier har ingått som en förhållandevis tung del i arbetet. Inverkan på värmeutbytet av ändring till annan typ av solfångare, alternativa driftsätt, lägre drifttemperaturer på förbrukarsidan m m har studerats. Vidare har inverkan på värmeutbytet av solinstrålnings- och klimatvariationerna orter emellan studerats. Det möjliga värmeutbytet för en del anläggningsvarianter placerade på andra orter i södra Sverige har beräknats. Detta i första hand för att ge underlag för en bedömning av vilken spridning i fråga om möjligt värmeutbyte man måste räkna med inom ett geografiskt mer vidsträckt område.

I samband med den ekonomiska analysen har en hel del parameterstudier utförts. Här har bl a tagits fram samband som visar ekonomiska optima för solfångaryta med olika typer av solfångare.

Det finns möjligheter att gå längre i fråga om analys av alternativa anläggningsutföranden och studier av parametrar än som skett här. En begränsning har dock varit nödvändig med hänsyn till rapportens omfattning.

### 1.3 Redovisningen

Då arbetet med föreliggande rapport påbörjades var målsättningen att söka ge en möjligast fullständig redovisning av de beräkningsmodeller som använts och hur de olika studierna och analyserna genomförts steg för steg. Det visade sig dock snart att detta skulle leda till dels att rapporten fick en alltför stor omfattning och dels att den skulle bli ganska tungläst. Speciellt med tanke på att rapporten bör vara någotsånär lättillgänglig, har det i stället visat sig nödvändigt att koncentrera framställningen på resultaten av mätningarna, beräkningarna och analyserna. Den praktiska bearbetningen av primärdata, använda beräkningsmodeller och det praktiska tillvägagångssättet vid utförda analyser har inte behandlats i detalj. De fullständiga beräkningsmodellerna kommer dock att redovisas i annat sammanhang.

Trots att redovisningen således begränsats i vissa delar, har rapporten ändå blivit ganska omfattande. Läsandet kan dock underlättas av beskrivningen här nedan av rapportens uppläggning.

De inledande avsnitten

- 2 BESKRIVNING AV ANLÄGGNINGEN
- 3 PLANERING OCH PROJEKTERING

redogör för anläggningens tekniska uppbyggnad och redovisar dess viktigare tekniska data. Vidare ger de något av bakgrunden för Ingelstadsprojektet och beskriver de utgångsdata och beräkningar på vilka förväntningarna i fråga om solvärmeutbyte grundades. Dessa två avsnitt baseras i väsentligt på den rapport som projekteringsgruppen för Ingelstadsanläggningen avlämnade 1979 efter projekteringsarbetets avslutning men innan anläggningens verkliga prestationsförmåga börjat studeras (BFR-rapport R82:1979).

Man får en ganska god bild av den tekniska uppbyggnaden även om man endast sätter sig in i figurerna i avsnitt 2. I senare avsnitt (7 och 8) vägs det uppmätta värmeutbytet mot det i samband med projekteringen beräknade och analyseras de skillnader som föreligger. Genomgången av avsnitt 3 kan mycket väl ske först i samband med att avsnitt 7 och 8 går igenom.

De härnäst följande avsnitten

- 4 MÄTTEKNIK OCH UTVÄRDERINGSMETOD
- 5 DRIFTLÄGGNING 1979-1982

beskriver mätsystemets uppbyggnad, möjligheter och begränsningar samt ger de drifttekniska förutsättningar som gällt för uppföljningen. Vidare redovisas tankegången bakom de följande avsnittens uppläggning. Avsnitten 4 och 5 är därmed rätt viktiga för att helhetsbilden av rapporten skall bli korrekt och nyanserad.

I avsnitt

- 6 MÄTRESULTAT

sammanställs i bearbetad form resultatet av de genomförda mätningarna. De olika diagrammen i detta avsnitt syftar dels till att ge en direkt bild av anläggningens verkliga funktion och dels till att bilda underlag för beräkningarna och analyserna i de följande avsnitten.

Den ur mätningarna erhållna verkliga värmebalansen för Ingelstadsanläggningen redovisas i Fig 6.20. Denna värmebalans utgör svaret på frågan om vilket energitekniskt resultat anläggningen i verkligheten ger. Den kan därmed ses som en slutpunkt för den del av utvärderingen som är direkt knuten till solvärmeanläggningen i Ingelstad i det utförande den haft under den tid mätningarna pågått. Som redan nämnts är det intressanta inte Ingelstadsanläggningen som sådan utan de allmänna slutsatser som kan dras ur det insamlade mätmaterial. Detta har i första hand styrts uppbyggnaden av avsnitt 6, som således utgör basen för de efterföljande avsnitten.

Då Ingelstadsanläggningen utförts med koncentrerande solfångare som kan tillgodogöra sig endast direkt solljus, är den direkta solinstrålningens storlek av speciellt intresse. Emellertid är tillgången på mätvärden över direkt solinstrålning mycket begränsad. Det finns inte heller någon lättillgänglig tillförlitlig metod för beräkning av det direkta solinfallet, momentant eller över en längre period. Detta, i kombination med att den direkta solinstrålningen varierar på ett ganska svårgripbart sätt, leder till att bedömningar av dess storlek lätt kan hamna långt från verkligheten. Det har därför syntts motiverat att behandla beräkning av solinstrålning, och då speciellt direkt solinstrålning, mer ingående. Detta sker i avsnitt

#### 7 SOLTEKNISKA BERÄKNINGAR

Här studeras, med utgångspunkt från mätresultaten från Ingelstad, tillförlitligheten hos olika beräkningssätt. Variationen i solinstrålning mellan olika orter respektive mellan olika år på samma ort behandlas. Underlag ges för bedömning av den direkta solinstrålningens storlek för orter i södra Sverige.

Den tekniska analysen av mätresultaten och av anläggningens verkliga funktion sker i avsnitt

#### 8 TEKNISK UTVÄRDERING

Här behandlas dels solfångarsystemets och dels hela anläggningens verkliga funktion och prestationsförmåga och analyseras orsakerna till den stora skillnaden mellan i samband med projekteringen förväntad och verklig värmeproduktion. Inverkan på värmeproduktionen av alternativa utföranden och förläggningar av anläggningen studeras beräkningsmässigt. Inverkan av dimensioneringsparametrar som solfångararea, tankstorlek och dimensionerande temperaturer för de anslutna värmesystemen analyseras. Avsnittet bör vara av allmänt intresse som exempel på hur teknisk utvärdering av experimentbyggnadsprojekt kan genomföras.

Den ekonomiska verkligheten för Ingelstadsanläggningen behandlas i avsnitt

#### 9 EKONOMISK ANALYS

En modell för beräkning av värmekostnad presenteras, de för anläggningen gällande anläggnings- och driftkostnaderna behandlas och kostnaderna för den värme som alstrats i anläggningen redovisas.

Som tidigare nämnts är kostnadsnivån i sig av mindre intresse i en försöksanläggning av Ingelstads typ. Det intressanta och viktiga är att få veta:

1. Vad orsakar kostnaderna
2. Hur kan man påverka kostnaderna
3. Hur långt ned kan man komma i kostnader.

En på dessa frågor inriktad analys sker i avsnitt

#### 10 UTVECKLINGSPOTENTIAL

Med utgångspunkt från utvärderingsresultaten från avsnitt 8 och de ekonomiska resonemangen i avsnitt 9 studeras här olika konstruktionsparametrars inverkan på värmekostnaden. Den analys som redovisas syns kunna utvecklas och drivas betydligt längre än vad som skett här. Avsnittet kan därför ses dels som en ekonomisk-teknisk analys och dels som ett exempel på ett arbetssätt som kan utvecklas vidare.

En detaljerad beskrivning av projektering och byggnadsförberedelser för anläggningen finns i Byggeforskningsrådets rapport R82:1979 (Finn, 1979). Rapporten innehåller diskussioner och beslut rörande val av systemprinciper, komponenter samt driftsätt. Dessutom redovisar rapporten förväntade anläggningsprestanda.

I det följande lämnas mer översiktliga tekniska beskrivningar med tonvikt på systemtekniken. Det bör observeras att alla prestandauppgifter som här lämnas är förväntade i den meningen att de är framtagna under projekteringsarbetet.

## 2.1 Områdesbeskrivning

Anläggningen är belägen i Ingelstad, en liten ort cirka 20 km sydost om Växjö, regionens centralort. Ingelstad ligger 160 m över havet. Ortens exakta geografiska läge visas på Sverigekartan i Fig 2.1. Landskapet i området består till övervägande del av lätt kuperad skogsmark med en hel del inslag av mindre ängs- och åkermark samt sjöar.



Fig 2.1 Ingelstads geografiska placering. (Från Finn, 1979.)

Områdets klimat kan klassificeras som ett varmt tempererat fuktigt klimat med nederbörd hela året (enligt Köppes klassificeringssystem). Årets medeltemperatur är  $+6,5^{\circ}\text{C}$  och medeltemperaturen för den period som här är intressant, mars-september, är  $+10,5^{\circ}\text{C}$ .



För samma period gäller att den genomsnittliga solskenstiden är 1277 timmar och i förhållande till maximalt möjlig solskenstid per månad ligger den mellan 39 % och 57 % (Jönköping, cirka 150 km nordväst om Ingelstad). Uppvärmningsbehovet för bostäder, uttryckt som antal gradtimmar mellan + 17 °C innetemperatur och utetemperaturen, är cirka 90000 °Ch för perioden september-maj.

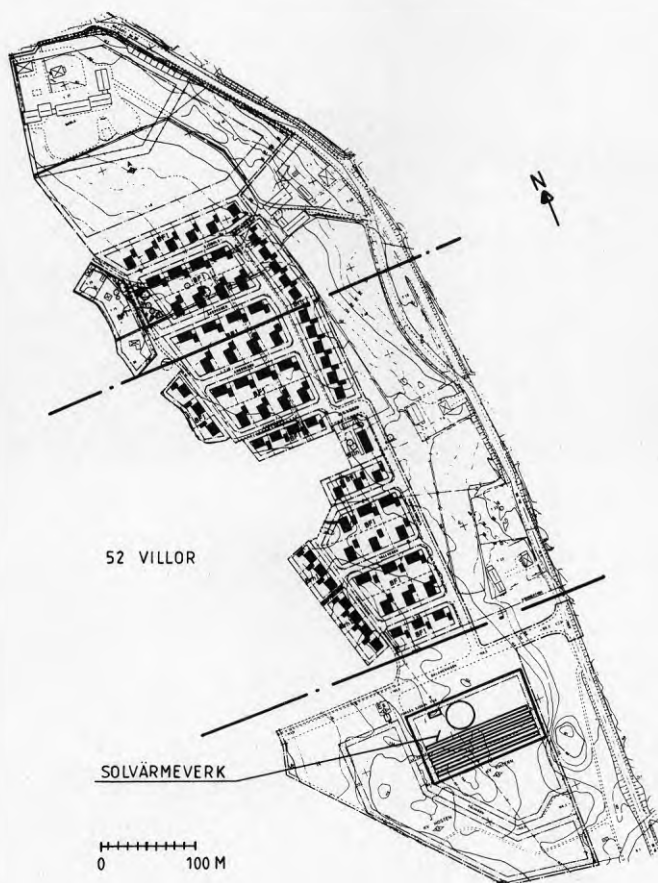


Fig 2.2 Markdisposition för solvärmeanläggningen och intilliggande småhusområde. (Från Finn, 1979).

Solvärmeanläggningen är placerad omedelbart söder om det småhusområde som värmeförsörjs, se Fig 2.2. Inom det tomtområde där anläggningsdelarna ligger har marken avjämats och grustäckts. Utanför tomtområdet har träd- och buskvegetationen borttröjts inom en vinkelsektor från sydost till sydväst och intill ett avstånd från tomtgränsen på mellan 150 och 250 m. I Fig 2.3 visas en från sydost tagen bild över anläggningsområdet.

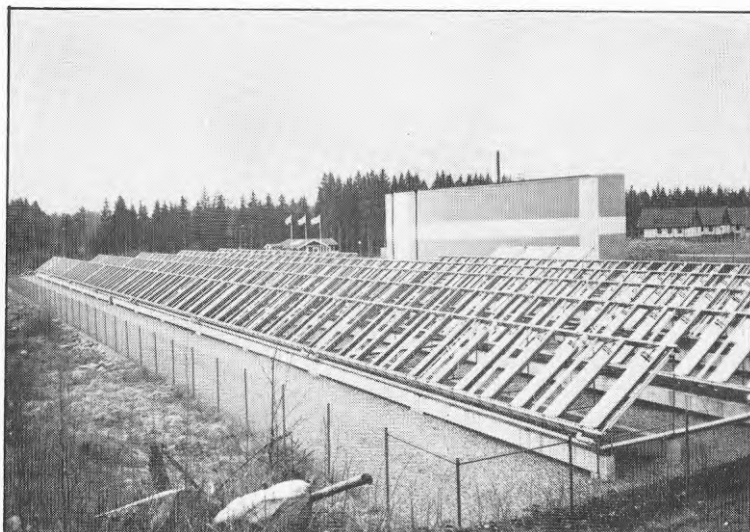


Fig 2.3 En bild tagen från sydost över anläggningen i Ingelstad.

## 2.2 Systemprinciper

Anläggningens principiella uppbyggnad och dess förväntade energiflöden framgår av Fig 2.4.

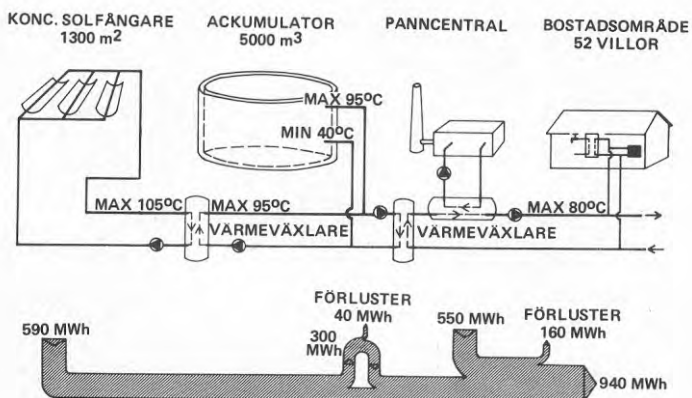


Fig 2.4 Principschema med förväntade energiflöden.  
(Från Finn, 1979.)

Anläggningen består av fem huvuddelar, en solfångardel, en ackumulatordel, en tillsatsvärmedel, en distributionsdel och en kontroll-del. Ett mer renodlat vätskeflödesschema med huvudkretsar, värmeväxlare och pumpar visas i Fig 2.5.

Solvärmeanläggningen har dimensionerats för att täcka 50 % av det totala årsenergibehovet om 940 MWh, dvs transmissionsvärme och tappvarmvatten, för 52 grupphusbyggda småhus. Detta betyder att vart och ett av husen har beräknats kräva 18 MWh per år. Man räknade med att cirka 50 % av den insamlade solvärmen skulle distribueras direkt till småhusområdet under perioden mars-september. Resterande solvärme skulle under samma period lagras och distribueras under perioden oktober-december. Resterande årsvärmebehov avsågs bli täckt med fossileldning.

Beträffande abonnentinstallationerna kan nämnas att det ej skett någon nämnvärd solvärmeanpassning. Detta främst på grund av att vissa frågor rörande debitering av fjärrvärme ej kunnat lösas för alternativ med lokal eftervärmning av tappvarmvatten i husen.

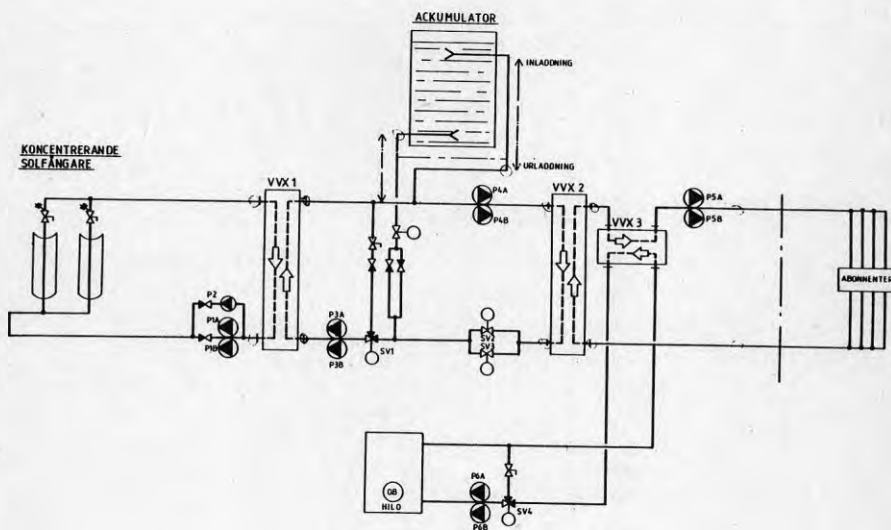


Fig 2.5 Flödesschema. (Från Finn, 1979).

I följande sammanställning lämnas tekniska huvuddata för anläggningen.

#### Solfångarsystem

Typ	Paraboliska spegelrännor med solföljning genom enaxlig vridning runt absorbatorrörets axel.
Koncentration	11 gånger (geometriskt)
Solfångararea	1.320 m <sup>2</sup> (frontarea)

#### Värmeackumulator

Typ	Cylinderformad, fristående betongtank med 1 m högvärdig värmeisolering i väggar och tak.
Vattenvolym	5.000 m <sup>3</sup> vid 45 °C

#### System för tillsatsvärme

Typ	Oljeeldad panna.
Effekt	700 kW

#### Distributionssystem

Typ	Sekundärfjärrvärmenät med Pex-rör.
Framlednings- temperatur	Max 80 °C, min 50 °C
Abonnent- centraler	Direktinkopplad radiatorkrets och genomströmningsvärmare för tappvarmvatten.
Årsvärmebehov inkl kulvert- förluster	1.100 MWh

### 2.3 Delsystemens uppbyggnad

#### 2.3.1 Solfångarsystemet

Solfångarsystemet består av 35 parallellkopplade solfångargrupper. Varje grupp innehåller i sin tur 12 seriekopplade solfångarenheter. Varje enhet har 3,14 m<sup>2</sup> frontarea vilket ger 1.320 m<sup>2</sup> total solfångararea. Solfångartypens geometriska koncentrationsfaktor (Eng *Concentration Ratio* = CR) är 11. Med koncentrationsfaktor menas här förhållandet mellan frontarean och absorbatorrörets hela area.

Solfångarnas absorbatorrör lutar permanent 35° mot horisontalplanet medan enheterna som helhet vrids enaxligt kring spegelrännornas fokalaxlar allt efter solens rörelse. Var och en av de 35 solfångargrupperna vrids individuellt med hjälp av kuggdrev, kuggstänger och motorer som styrs med fotoceller.

Solfångarenheterna och ställningarna liksom mekaniken och elektroniken för styrningen är av schweizisk tillverkning (fabrikat Liebi) och har i Sverige marknadsförts av Tekno Term Systems AB. Varje enhet innehåller 5 utbytbara paraboliska spegelement monterade i en aluminiumram. Absorbatorröret av koppar har svart, selektiv beläggning och skyddas av ett omgivande glasrör. Absorbatorrören kan vridas relativt förbindelserören upp till och ned till mellan enheterna genom att det finns teflonbussningar mellan rörytorna. Spegelrännornas aluminiumramar liksom kuggdriven är infästade i absorbatorrören vilket betyder att solfångarenheterna som helhet vrids. Solfångarnas utseende framgår av bilden i Fig 2.6.

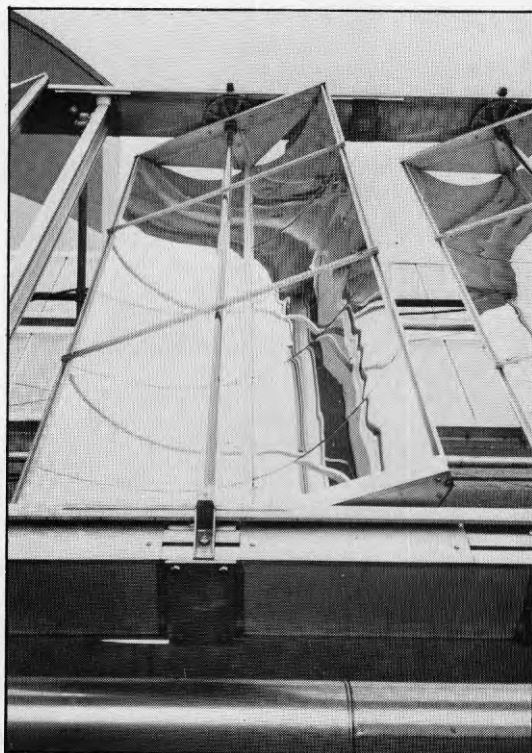


Fig 2.6 En av anläggningens 420 paraboliska solfångare och dess huvuddelar.

Solfångarsystemets planutformning visas i Fig 2.7 där rördragningar framgår både för inkoppling av de 35 grupperna och för anslutning mellan de 12 enheterna inom varje grupp. Varje grupp är försedd med en strypventil för flödesreglering samt med en termometerklocka för kontroll. Samlingsledningarna mellan driftbyggnaden och solfångarfältet är kulvertförlagda medan alla fördelningsledningar inom fältet ligger fritt ovan jord. Fördelningsledningarnas dimension är DN 80 medan ledningsdimensionerna inom solfångarfältet varierar mellan DN 25 och DN 50. Detta beroende på att dimensio-

nera i de ledningsstråk för till- och frånlopp som löper i nord-sydlig riktning (se Fig 2.7) successivt ändras genom att vätskefördelningen sker enligt Tischermann-principen. Samtliga ledningar är värmeisolerade med 20 mm högvärdig isolering, ovan jord avtäckta med plåt.

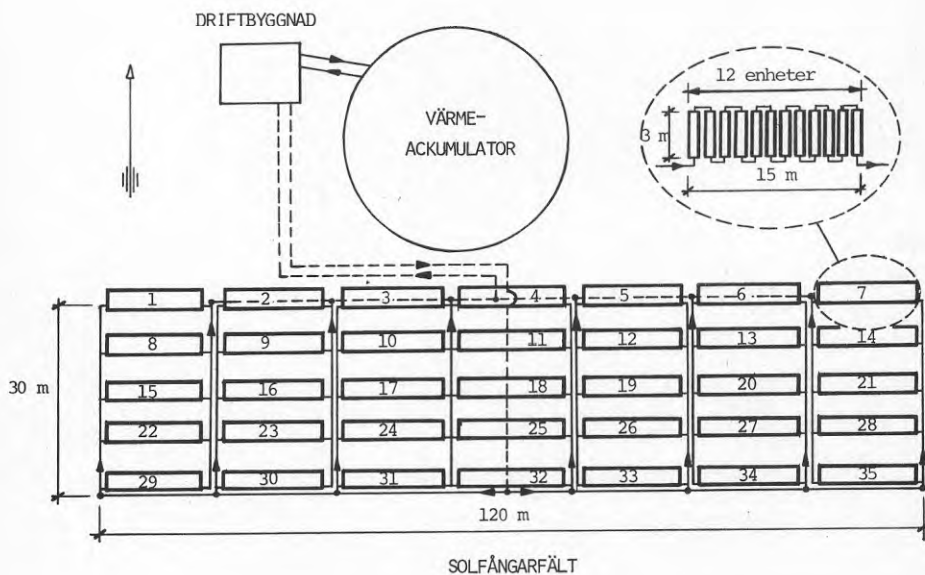


Fig 2.7 Solfångarsystemets planutformning med ledningsdragningar till och inom de olika solfångargrupperna. Streckade ledningsstråk är kulvertförlagda medan resterande ledningsstråk ligger fritt ovan jord.

Solfångarkretsen är försedd med två olika stora vätskepumpar. Förutsatt jämn flödesfördelning i solfångarfältet ger den större pumpen en flödes hastighet på cirka 0,5 m/s i absorberorrören medan den mindre ger cirka 0,25 m/s.

Solfångarkretsen innehåller glykolblandat vatten som värmebärande medium och är därför avskilt från ackumulatorkretsen med en värmeväxlare. I stället för den vanligen använda etylenglykolen har här propylenglykol valts. Koncentrationen uppgår till cirka 40 viktprocent vilket innebär cirka 10 % lägre värmekapacitet än för rent vatten.

Både vid val av avstånd mellan solfångarrader inom fältet och vid val av avstånd mellan solfångarenheter inom raderna har hänsyn tagits till skuggningen vid olika solfångarlutningar. Man har därvid kommit fram till att man ej får några nämnvärda energivinsten om man ökar avstånden utöver de valda, 7 m mellan rader och 1,44 mellan solfångarenheter. Skuggning från omgivningen utgör som jämförelse inget problem. Som illustration visas i Fig 2.8 omgivningens skuggning för ett solfångarelement hämtat från centrum av raden längst åt söder närmast skogsranden.

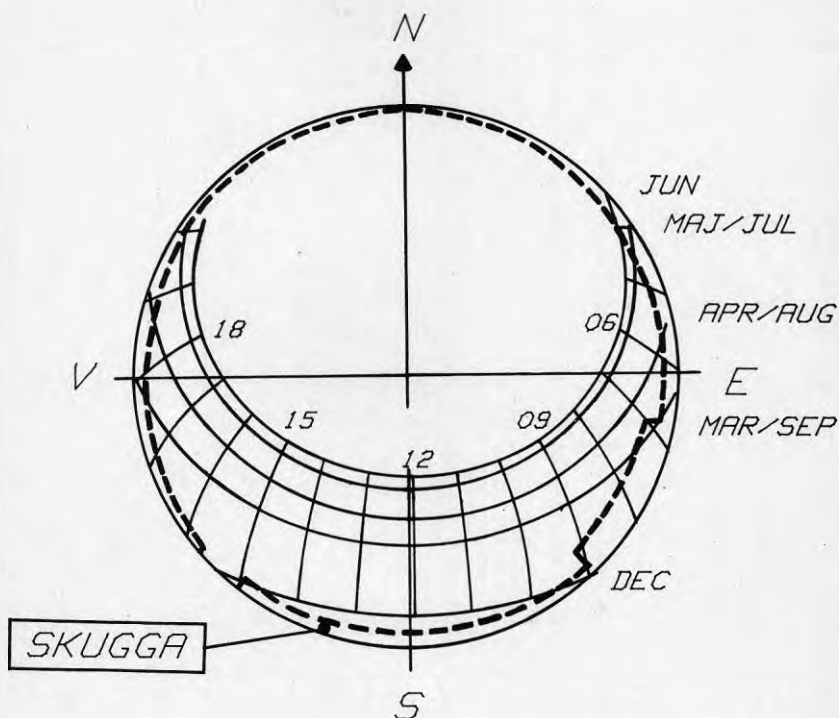


Fig 2.8 Exempel på skuggning av solfångarfältet från omgivningen. Exemplet gäller för en solfångarplacering i centrum av raden längst åt söder.

### 2.3.2 Ackumulatorsystemet

Värmeackumulatoren består av en fristående cylinderformad tank som rymmer 5.000 m<sup>3</sup> vatten. Tankens konstruktion visas i Fig 2.9.

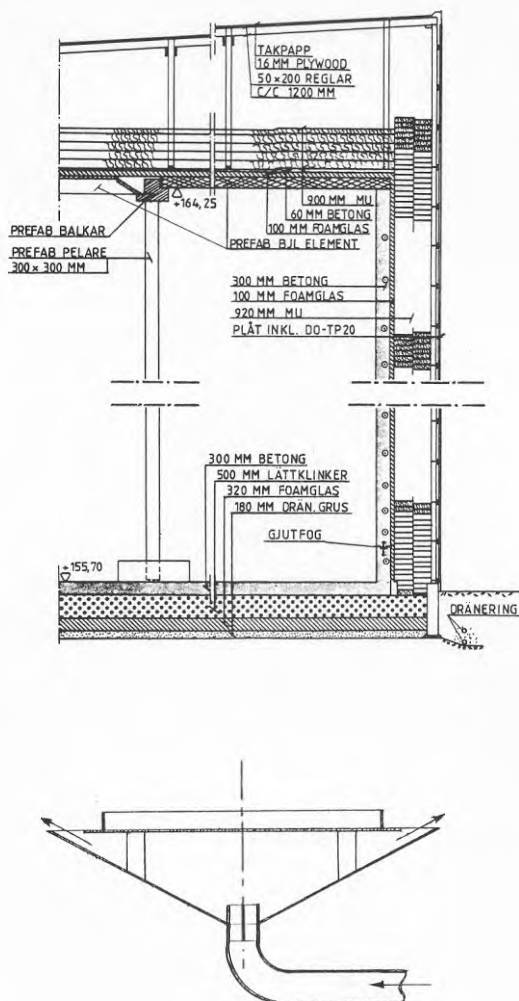


Fig 2.9 Akkumuleringsstankens konstruktion (från Finn, 1979).  
Underst visas konstruktionsprincipen för in- och utloppsanordningarna.

Tankväggarna uppbyggs av en förspänd konstruktion i vattentät betong med utvändigt cirka 1 m tjock högvärdig isolering. Närmast betongväggen utgörs isoleringen av ett tunnare foamglaslager ämnat som skydd för läckande och diffunderande vatten. Väggisoleringen omsluts av ett träregelverk som bär ytbeklädnaden av fasadplåt.

Vattenytan överbyggs med betongkassetter på ett balkpelarsystem. Även ovan kassetterna finns värmeisolering med 1 m tjocklek. Yttertakets utgörs av ett uppstolpat, papptäckt trätak. För både vägg-



och takkonstruktionen är det beräkningsmässiga k-värdet  $0,04 \text{ W/m}^2 \text{ } ^\circ\text{K}$ .

Tankens bottenplatta av betong bärs av ett  $0,5 \text{ m}$  tjockt, cementbundet lättklinkerlager. Detta vilar i sin tur på ett  $0,3 \text{ m}$  tjockt foamglaslager. Bottenkonstruktionens beräkningsmässiga k-värde är  $0,08 \text{ W/m}^2 \text{ } ^\circ\text{C}$  vilket inkluderar markens värmemotstånd.

Enligt förberäkningarna skulle tankens vattentemperatur variera mellan  $95 \text{ } ^\circ\text{C}$  vid fulladdat tillstånd i september och  $40 \text{ } ^\circ\text{C}$  i början av maj då värmelagring beräkningsmässigt skulle påbörjas. Man hade då räknat med att kunna upprätthålla utpräglade temperaturskiktningar i den  $8 \text{ m}$  höga vattenvolymen under uppladdning och urladdning. Tanken har därför försetts med trattformade in- och utloppsanordningar med stora öppningsareor som håller flödes hastigheterna nere vid cirka  $0,02 \text{ m/s}$ . Det finns en sådan anordning upptill och en nertill i tanken, se Fig 2.9.

För att förhindra direkt ångavgång till uteluften från utrymmet ovan vattenytan och samtidigt medge tryckutjämningar vid nivåförändringar till följd av temperaturförändring i vattenvolymen har tankens tak försetts med ett speciellt konstruerat vattenlås.

För att nedbringa kalkutfällning från betongen har tankens invändiga ytor behandlats med en vattenglasemulsion. Behandlingen gjordes för att minska riskerna för kalkutfällning i ackumulatorkretsens rörsystem.

### 2.3.3 Distributionssystemet

Distributionssystemet är utformat som ett konventionellt sekundärfjärrvärmenät enligt Växjö Kraft-Värme AB:s normala standard med PEX-rör. Kulverttypen består av hårda markskivor av mineralull med spårade urtag för värmerören, allt lagt i ett cirka  $1 \text{ m}$  djupt schakt. Kulvertnätets planutsträckning och kulvertkonstruktionen framgår av Fig 2.10.

Ledningsdimensionerna varierar mellan  $110 \text{ mm}$  vid utgången från värmecentralen ner till  $40 \text{ mm}$  i de enskilda husens serviser. För varje hus finns en avgreningsbrunn där servisledningen ansluter till huvudledningen. Huvudledningens grenar har i ändpunkterna direkta anslutningar, s k förbigångar, mellan fram- och returledning, se Fig 2.10. Detta för att upprätthålla en viss vätske-cirkulation i nätet även vid tillfällena med lågt värmeuttag.

Fjärrvärmenätet är dimensionerat för framledningstemperaturen  $80 \text{ } ^\circ\text{C}$  vid  $-20 \text{ } ^\circ\text{C}$  utetemperatur. Med hänsyn till varmvattenberedningen hade man räknat med framledningstemperaturen  $50 \text{ } ^\circ\text{C}$  som lägst.

I syfte att alltid erhålla lägst möjliga returledningstemperatur har distributionsnätets cirkulationspump varvtalsreglerats.

Värmeförlusterna i distributionsnätet uppskattades med ledning av erfarenheter från liknande nät i Växjö till  $160 \text{ MWh/år}$ , vilket utgör cirka  $15 \%$  av beräknad årlig värmeleverans från värmecentralen.

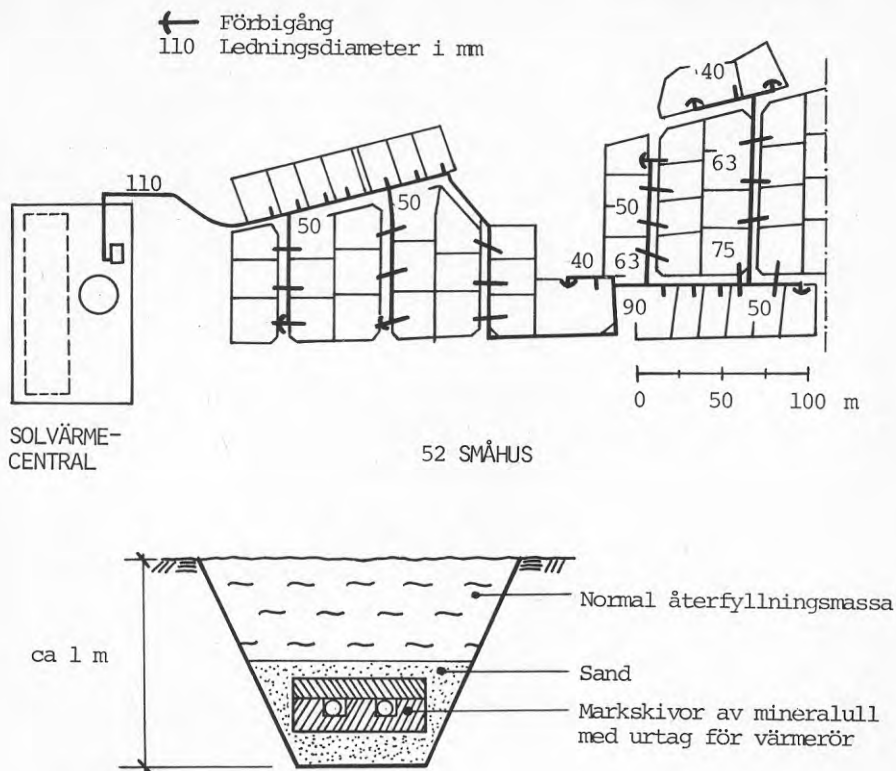


Fig 2.10 Kulvertnätets planutsträckning och dess ledningsdimensioner. Underst visas ett tvärsnitt genom kulvertkonstruktionen (ritningar från Växjö Kraft-Värme AB).

Abbonentinstallationerna i husen behandlas under punkt 3.2.2 i samband med en utförligare genomgång av projekteringsarbetets gång.

#### 2.3.4 Pannsystemet

Den oljeeldade pannan är ansluten till distributionsnätets framledning med en värmeväxlare, se Fig 2.5. Pannan och värmeväxlaren är dimensionerad för att klara maximalt effektbehov för distributionsnätet.

#### 2.3.5 Driftkontrollsystemet och övrig utrustning

En särskild driftbyggnad inrymmer driftkontrollsystemet för styrning och övervakning av alla högautomatiserade driftfunktioner. Byggnaden innehåller även all hjälputrustning såsom pumpar, motorventiler och värmeväxlare. Hit har även centrala kopplingsplintar

för mätgivaranslutningar lokaliserats. Beträffande styranläggningen framgår uppbyggnaden av flödesschemat i Fig 2.11. En överordnad styrlogik av programmerbar typ möjliggör högautomatiserad drift av hela anläggningen. Reglersamband och tidsstyrda styrsekvenser kan enkelt modifieras för effektivisering av driften.

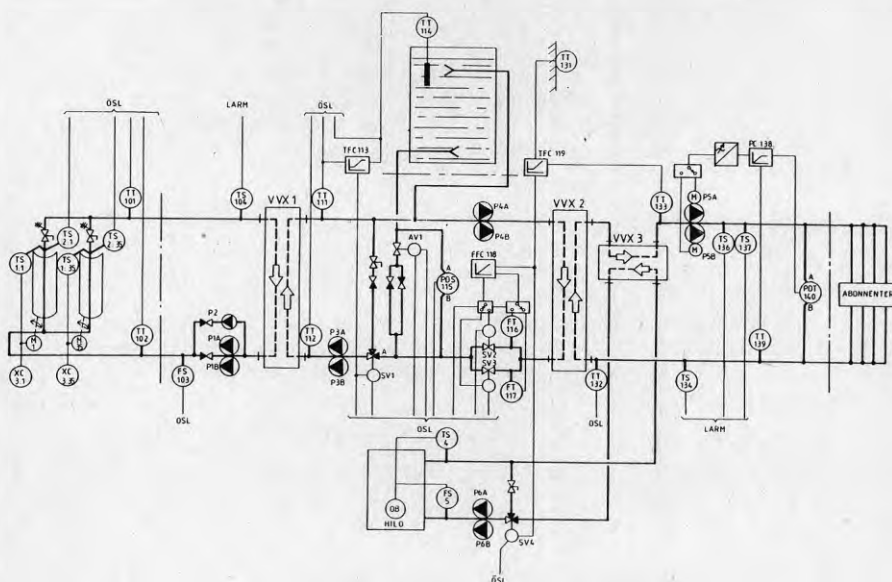


Fig 2.11 Flödesschema för styrning. (Från Finn, 1979).

Den överordnade styrlogiken kontrollerar dels värmeöverföringen från solfångarkretsen till ackumulator- och distributionskretsarna och dels värmeöverföringen från ackumulator- och pannkretsarna till distributionskretsen.

Temperatur- och flödesregleringen i distributions- och pannkretsarna är av konventionell typ medan reglering av mer speciell typ finns för solfångarkretsens drift och för ackumulatorns värmeinlagring samt värmeurlagring.

Den styrlogik som från början användes för temperatur- och flödesreglering av solfångarkretsen framgår av programflödesschemat i Fig 2.12. Denna styrning sker på följande sätt:

- 1 Samtidigt med pumparna P1 eller P2 i solfångarkretsen går alltid pumpen P3 i ackumulatorkretsen.
- 2 Pumpstart till fullflöde (P1) styrs av 3 termostater placerade i det sista absorbatorrörets utlopp hos solfångargrupperna 1, 18 och 35 (se Fig 2.7). Pumpstart sker då någon av dessa termostater mäter ett

inställbart börvärde. En sådan pumpstart sker också om termostater placerade på samma sätt i solfångargrupperna 10 och 26 mäter minst 100 °C.

- 3 Växling till halvt flöde (P2) sker då ingen temperaturhöjning registreras över solfångarkretsens samlingsledningar.
- 4 Vid halvt flöde sker växling åter till fullflöde då en temperaturhöjning större än 3 °C registreras över solfångarkretsens samlingsledningar.
- 5 Vid halvt flöde tillåts ej pumpstopp ske om antingen någon av termostaterna i solfångargrupperna 10 och 26 mäter mer än 100 °C eller om utgående flöde på värmeväxlare 1:s "ackumulatorsida" har en temperatur högre än 97 °C.
- 6 Då en pumpsekvens genomlöpts och stopp skett startas efter 20 minuter åter fullflöde. Detta drifttillstånd bibehålls tills dess att temperaturhöjningen över värmeväxlare 1:s "ackumulatorsida" underskrider 2 °C och någon av termostaterna i solfångargrupperna 1, 18 och 35 mäter mindre än 70 °C. Då detta sker stoppas pumpningen och systemet läggs i vänteläge för ny uppstart.

Akkumuleringstankens värmeinlagring styrs av reglerkretsen enligt Fig 2.13. Regleringen innebär att shunkretsen med styrventilen SV 1 tvingar utgående temperatur från värmeväxlare 1 att ligga 2 °C över ackumulatorns topptemperatur. Detta i syfte att upprätthålla en stabil temperaturskiktning i tanken. Den topptemperatur som utgör reglersambandets ledvärde mäts som ett medelvärde över ett 500 mm djupt vattenskikt närmast ytan. Regleringen betyder praktiskt att man aldrig löper risken att kyla det vätskeflöde som kommer från tanken och från värmeväxlare 2 mot distributionskretsen.

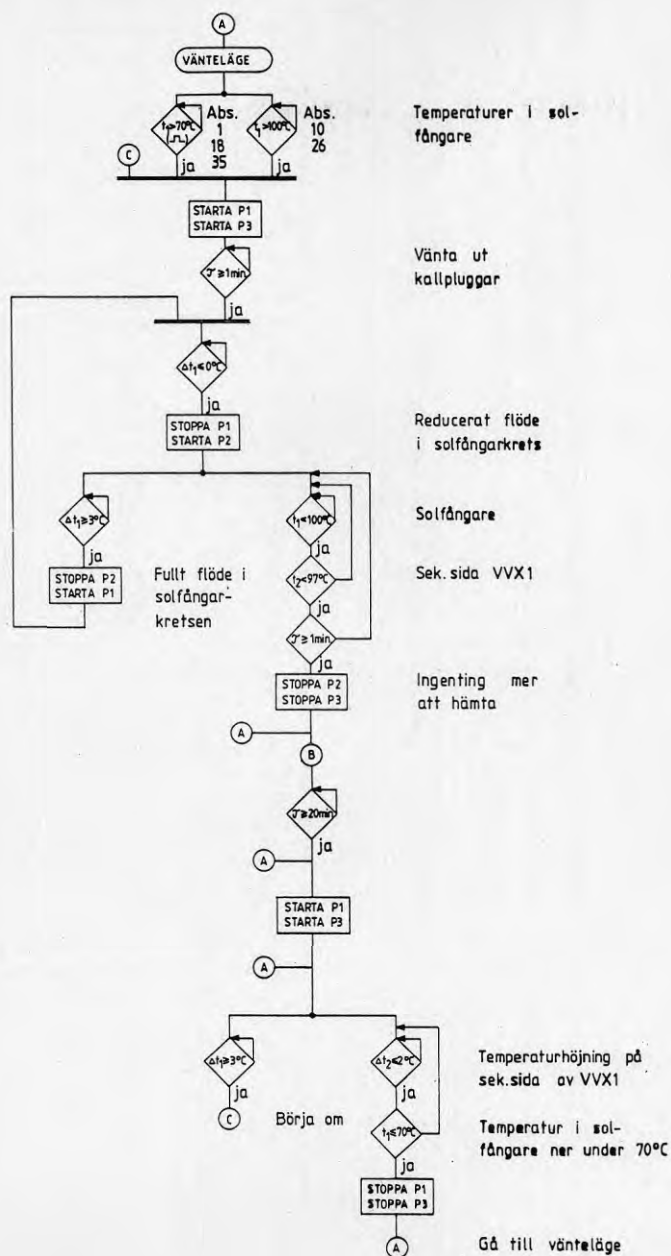


Fig 2.12 Programflödesschema för solfångarkretsens överordnade styrlogik.

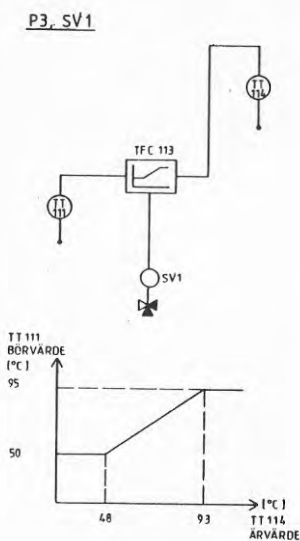


Fig 2.13 Reglerkrets för värmeinlagring i akkumulatortanken. (Från Finn, 1979).

Villkoret för att solvärme ska överföras till distributionskretsen är att tankens topptemperatur eller utgående temperatur från värmewäxlare 1 är  $5^{\circ}\text{C}$  högre än distributionskretsens returtemperatur. Om så är fallet startas pumpen P<sub>4</sub>, se Fig 2.11, och värme tas antingen från tanken eller direkt ifrån solfångarkretsen eller från båda hållen. Vilket som blir fallet bestäms av tryckförhållandena i akkumulatorkretsen då båda pumparna P<sub>3</sub> och P<sub>4</sub> arbetar och shuntkretsen enligt Fig 2.13 inverkar på samspillet dem emellan. Flödesbilden påverkas också av den flödesreglering med 2-vägsventiler som finns i den del av akkumulatorkretsen som berör värmewäxlare 2, se Fig 2.11. Detta flöde styrs för att ge temperaturbörvärdet i distributionskretsens framledning, se Fig 2.14.

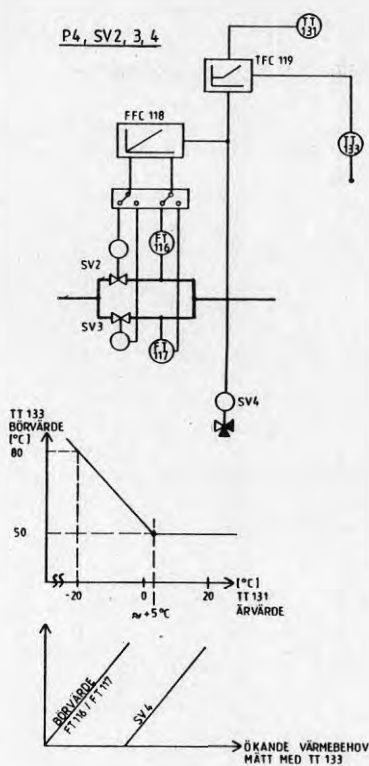


Fig 2.14 Reglerkrets för överföring av solvärme till distributionskretsen. (Från Finn, 1979).

Värmeväxlarna som finns mellan solfångar- och ackumulatorkretsen liksom mellan ackumulator- och distributionskretsen är av stående tubpannetyp. Ackumulatorkretsen ansluter mot solfångarsidan till värmeväxlare 1:s tub och mot distributionsidan till värmeväxlare 2:s mantel. Värmeväxlare 1 är dimensionerad för en effekt av 860 kW vid primärtemperaturer 105/85 °C och sekundärtemperaturer 65/95 °C. Motsvarande värden för värmeväxlare 2 är 550 kW vid temperaturerna 60/40 °C respektive 33/50 °C.

När man griper sig an ett utvärderingsarbete av det här aktuella slaget ter det sig naturligt att också gå tillbaka till planering och projektering av anläggningen.

För den här typen av experimentanläggningar saknas ännu de underlag och hjälpmedel för planering och projektering som normalt är tillgängliga för mer konventionella anläggningstyper. Det samlade syftet med forskningen på området bör ju också som redan nämnts i inledningskapitlet bl a vara att ta fram och sammanställa väsentliga uppgifter som avhjälpur den bristen.

När ny teknik som befinner sig på det här tidiga utvecklingsstadiet introduceras i byggprocessen får inblandade parter, byggherre, konsult och entreprenör, vänja sig vid nya roller. Konsulten t ex, ställs kanske inför rent vetenskapliga problem som visar sig omöjliga att lösa tillfredsställande inom ekonomiska ramar för normalt projekteringsarbete.

Mot denna bakgrund kan det därför vara intressant att här se tillbaka på den idéprocess och organisation som föregick byggandet av anläggningen i Ingelstad.

### 3.1 Svenskt forskningsprogram för solvärmeteknik och värmelagring

Det statliga svenska forsknings- och utvecklingsprogrammet på energiområdet är bl a inriktat på att ge en samlad översikt över möjligheterna för introduktion av solvärmesystem och system för energilagring i Sverige. Programmets övergripande syfte är att ge underlag för ett politiskt beslut år 1985 om den framtida inriktningen på området.

Statens råd för byggnadsforskning (BFR) ansvarar för programmet "energianvändning i byggnader" under perioden 1978-1985. Programmet omfattar ett tämligen stort arbete inom delprogrammen "solvärmeteknik" och "värmelagring" sett i relation till den tid som står till förfogande. I det statliga energiforskningsprogrammet uppgår anslagen inom nämnda delprogram till cirka 130 miljoner kr för treårsperioden 1981-1984. En del av anslaget faller här likasom under den föregående treårsperioden på uppförande av och utvärdering av ett antal solvärmesystem i olika storlekar.

För närvarande är fyra svenska solvärmecentraler med säsongsvärmelagring i drift. Tabell 3.1 visar huvuddata hämtade från projekteringsunderlag för dessa anläggningar. Den första som byggdes var en solvärmecentral i Studsvik som kan betraktas som en prototyp i mindre skala. Därefter byggdes solvärmecentralerna i Ingelstad och i Lambohov, vilka kan sägas representera kategorin halvskaliga anläggningar med sina cirka 50 småhus anslutna. Man har här med avsikt valt skilda systemprinciper, t ex med och utan värmepumpar, för att i ett tidigt skede kunna pröva olika systems utvecklingspotential.

Under år 1983 har även en fullskalig anläggning tagits i drift, Lyckebo i Uppsala. Den får representera fullskalan i den meningen att cirka 500 hushåll är anslutna.



TABELL 3.1

## TEKNISK JÄMFÖRELSE VID PROJEKTERINGSTILLFÄLLET

Projekt		Studsvik	Lambohov	Ingelstad	Lyckebo
Beläget utanför		Nyköping	Linköping	Växjö	Uppsala
Värmelagrets volym	m <sup>3</sup>	640	10 000	5 000	100 000
Lagringskapacitet	MWh/år	19	750 <sup>1)</sup>	300	5 500
Temperatur i lagret	°C	70/30	70/5	95/40	90/40
Lagrets utförande		Markgrop	Nedsprängd cylindrisk tank	Cylindrisk betong-tank ovan mark	Cylindriskt berggrum med bergkärna i mitten
Dimensioner	m	H D d 6 16 6	H D 12 32	H D 8 28	H Di Dy 30 35 75
Värmeisolering	mm				
väggar		400 mineralull	250 lättbetongmur 750-1200 cementbunden Leca	100 Foamglas 920 mineralull	-
botten		400 mineralull	~ 1200 lättbetong	320 Foamglas	-
tak		400 polyuretan	400 polyuretan	100 Foamglas 900 mineralull	-
Vattentätt skikt		butylgummiduk	butylgummiduk	betong	-
Värmer upp		500 m <sup>2</sup> kontorsbyggnad	55 radhus	52 småhus	350 småhus + 200 lägenheter
Täckt årsbehov	%	100	100 <sup>1)</sup>	50	100 <sup>2)</sup>
Dimen temperatur i distributionssystem	°C	> 30	55/25	80/50	80/50
Värme medium i husen		luft	luft	vatten	vatten
Solfångare		Koncentrerande (CPC) på tanklocket som följer solen	Plana på hustaken	Paraboliska koncentrerande på marken, följer solen	Plana på marken
Yta	m <sup>2</sup>	120	2 900	1 300	4 300
Lutning		25°	55°	35°	42°
Värmepumpar elektrisk effekt	kW	-	156 för uppvärmning 29 för varmvatten	-	-
Tid för byggande och installationer	månader	6	18	13	20
Stöd från BFR	Mkr	1	13	8	17
Ägare		Studsvik Energiteknik AB	AB Östgötabyggen Linköping	Växjö kommun	Uppsala Kraftvärme AB

1) inkl värmepumpar 2) 85 % simuleras med elpanna

BFR tillsatte år 1978 en styrgrupp för solvärmecentraler. Gruppens uppgift blev att kanalisera och sprida praktiska, tekniska och ekonomiska erfarenheter från arbetet med solvärmecentralerna till fackmän involverade i projektering och drift av solvärmesystem. Gruppen har t ex publicerat en sammanfattning av en del tidiga erfarenheter från de tre första solvärmecentralerna. (Dalenbäck et al, 1981). En hel del resultat har också bibringats IEA:s internationella samarbetsgrupp inom området "Central Solar Heating Plants with Seasonal Storage".

### 3.2 Ingelstadprojektet

I det följande avsnittet lämnas en del uppgifter om Ingelstadprojektets organisatoriska bakgrund, från initiering fram till tidpunkten för byggstart. Avsnittet därefter innehåller projekteringsarbetets huvudresultat med tonvikt på solinstrålning och systemtekniska prestanda. I det sista avsnittet lämnas ekonomiska huvuduppgifter från kalkyl och från färdig entreprenad. Finn (1979) ger en mer detaljerad redovisning, speciellt på punkten "projekteringsresultat".

#### 3.2.1 Organisation

Sedan många år tillbaka har man inom Växjö kommun ägnat stort intresse åt energifrågorna i det lite större samhällsperspektivet. Så har t ex Växjö Energiverk (VEAB) installerat en av landets största förbränningsanläggningar för fliseldning och på ett par ställen inom kommunen har större solvärmearläggningar för tappvarmvatten byggts.

När man från statligt håll aktualiserade planerna på att bygga solvärmecentraler visade kommunledningen i Växjö ett stort intresse. Snart hade orten Ingelstad föreslagits som en tänkbar lokalisering och planerna tog allt fastare form vid upprepade diskussioner med BFR.

Som sakkunniga knöts redan tidigt Rejlers Ingenjörbyrå AB samt Institutionen för Värme- och kraftteknik på Tekniska Högskolan i Lund till projektet. Man planerade i början en 100 %-ig värmeförsörjning med solvärme för ett småhusområde med 52 hus i Ingelstad. Samråd med BFR visade att experimentbyggnadslån, en finansieringsform förutsatt av Växjö kommun, endast kunde beviljas för en anläggning med 50 %-ig solvärmeförsörjning. Forskare och ingenjörer kom sedan gemensamt med BFR:s styrgrupp efter hand fram till att anläggningen skulle utformas så som den finns redovisad i Kap 2.

Rent tekniskt pekade man ut två huvudproblem som man ville belysa i projektet:

- 1 Hur kan man utnyttja solfångare avsedda för väsentligt högre temperaturer än vanliga plana solfångare i anläggningar för säsongsvärmelagring?
- 2 Hur påverkas utformning av och materialval i värmesackumulatören när man utnyttjar vatten med mycket hög temperatur som lagringsmedium?

Dessa frågeställningar kom från början att styra och inrikta projekteringsarbetet på speciella teknikval. Därutöver hade man som grund-

intention att värmeabonnenterna skulle beröras i minsta möjliga grad av att värmeförsörjning skulle ske med solenergi.

Det egentliga projekteringsarbetet föregicks av en relativt omfattande inventering av solenergiteknik som kunde komma ifråga. Bland annat inhämtades en hel del information om koncentrerande solfångarsystem från USA. Man ägnade också ett stort intresse åt frågor om materialbeständighet för värmeackumulatoren.

Projektet presenterades i april år 1977 för kommunens politiker och tjänstemän. Kort därefter beslöt kommunfullmäktige att kommunstyrelsen fick påbörja förberedelser för att bygga solvärmeanläggningen i Ingelstad. Ett villkor för byggnation var att kommunen ej skulle drabbas av några merkostnader utöver kostnaden för en konventionell värmecentral.

Projekteringsarbetet ledde mot mitten av år 1978 fram till färdiga anbudshandlingar varefter anbud omedelbart infordrades och upphandling av entreprenader skedde. Som entreprenadform valdes för byggnads- och markarbeten samt för installationsarbeten exklusive solfångaranläggning en generalentreprenad på fast räkning där BPA Byggproduktion AB utsågs som entreprenör. BPA anlätade en särskild underentreprenör för styr- och övervakningsanläggningen. BPA:s entreprenad omfattade även markarbetet inom solfångarfältet samt montage av fundament för solfångarställningarna. För själva solfångaranläggningen utsågs en särskild sidö-entreprenör, Tekno Term Systems AB.

Byggnation skedde under vintern år 1978-1979 och arbetet förlöpte nästan exakt efter uppgjorda tidplaner och kostnadsplaner. De samlade erfarenheterna från entreprenadarbetet bekräftade det riktiga i att man trots projektets något speciella karaktär ändå hade valt etablerade entreprenadformer med klart markerade entreprenadgränser.

Kommunstyrelsen följde och bevakade hela projekterings- och byggnadsarbetet genom en politiskt sammansatt ledningsgrupp. Kommunen utsåg också en projektledare från sitt planeringskontor vilken direkt under ledningsgruppen hade ansvaret för planering, konstruktion och uppförande av anläggningen. Projektledaren svarade också för kommunens kostnadsuppföljning under hela projektets gång.

BFR:s styrgrupp för solvärmecentraler deltog under projektets gång i diskussioner med kommun och sakkunniga om teknik och ekonomi. Man kunde slutligen enas om en utformning som berättigade kommunen till ett experimentbyggnadslån som helt täckte anläggningskostnaden. I BFR:s beslutsmeddelande sägs det att lånet ska omprövas senast vid 1983 års utgång och att lånet tills dess är fritt från amortering och ränta.

### 3.2.2 Projekteringsresultat

I detta avsnitt behandlas projekteringsarbetets huvudresultat inom följande områden:

- a Solinstrålning
- b Solfångarverkningsgrad
- c Värmelagring
- d Värmedistribution
- e Energibalans

De antaganden och förutsättningar som har legat till grund för beräkningsarbetet och teknikvalet inom nämnda område är speciellt intressanta i utvärderingsarbetet. Detta genom att projekteringsresultaten inom dessa områden har avgörande betydelse för såväl systemteknisk funktion som för anläggningsekonomi.

#### a Solinstrålning

Eftersom man i projektet valde koncentrerande, rörliga solfångare behövdes en kvantifiering av direkt solinstrålning. Man valde här att göra kvantifieringen med hjälp av en empirisk beräkningsmodell för direkt solinstrålning i kombination med meteorologisk statistik över antalet solskens-timmar. Beräkningarna gjordes med hjälp av ett flexibelt uppbyggt datorprogram (Olsson, 1978). Programmets indata i form av klimatstatistik och solfångargeometri kunde enkelt varieras. Direkt instrålningstäthet på jordytan i strålningens normalplan beräknades enligt följande samband hämtat från Brown, Isfält (1974):

$$E_{bN} = A \cdot e^{-B/\sin \alpha} \quad (3:1)$$

$$\alpha > 15$$

där  $E_{bN}$  = direkt instrålningstäthet i solstrålningens normalplan [ $W/m^2$ ]

$A$  = solarkonstant på jordytan [ $W/m^2$ ]

$B$  = atmosfärens extinktion, dvs solinstrålningens försvagning vid atmosfärspassage

$\alpha$  = solhöjd [grader]

Solarkonstanten  $A$  har satts till  $1071 W/m^2$  och extinktionen har antagits vara  $0,109$  för månaderna april-september. Samband (3:1) har använts för solhöjder större än  $15^\circ$ . För lägre solhöjder har ett annat samband, även det hämtat från Brown, Isfält (1974), använts:

$$E_{bN} = 101,897 \cdot \alpha - 8,1348 \cdot \alpha^2 + 0,376 \cdot \alpha^3 - 0,006744 \cdot \alpha^4 \quad (3:2)$$

Från samma källa kan identiskt uppbyggda samband hämtas även för månaderna oktober-mars. Vid projekteringen förutsatte man solfångardrift endast under tiden mars-september. Övriga månader uteslöts p g a låg instrålning och stora termiska förluster från solfångarna.

För framräkning av direkt instrålningstäthet i det rörliga solfångarplanet användes sambanden:

$$E_{bi} = E_{bN} \cdot \cos i \quad (3:3)$$

$$\cos i = \sqrt{(\sin\alpha \cdot \cos\beta + \cos\alpha \cdot \cos\gamma \cdot \sin\beta)^2 + (\cos\alpha \cdot \sin\gamma)^2} \quad (3:4)$$

- där
- $E_{bi}$  = direktinstrålningstäthet i det rörliga solfångarplanet, dvs frontplanet [ $W/m^2$ ]
  - $i$  = direktstrålningens infallsvinkel mot normalen till solfångarens frontplan [grader]
  - $\beta$  = absorbatoraxelns lutning mot horisontalplanet [grader]
  - $\gamma$  = solasimut [grader]

Dessutom användes i modellen ett flertal astronomiska samband för bestämning av solens position på himlen.

Vid instrålningsberäkningarna beaktades även skuggning, såväl mellan solfångarenheter i samma rad som mellan solfångarrader. Man prövade olika avstånd mellan solfångarenheter och rader vid val av olika solfångarlutningar. Slutsatsen blev att man utan nämnvärd reduktion av solinstrålningen mot solfångarna kunde behålla standardavståndet 1,44 mm mellan enheternas absorbatorrör och placera raderna på 7 m inbördes centrumavstånd om man samtidigt valde  $35^\circ$  solfångarlutning. Optimal lutning visade sig annars vara  $40^\circ$ , ett alternativ som genom sitt 7 % större markarealbehov förkastades.

Meteorologisk statistik över antalet solskenstimmar inhämtades från Sveriges Meteorologiska och Hydrologiska Institut (SMHI). Någon statistik för just Växjö fanns ej varför statistik för Jönköping istället valdes. Man antog att Jönköping borde ha ett solklimat liknande det i Växjö.

Statistiken över solskenstid utnyttjades på det sättet att man förutsatte en direkt solinstrålning beräknad enligt sambanden (3:1) och (3:2) för all registrerad solskenstid. För varje månad beräknades således den direkta energiinstrålningstätheten i det rörliga solfångarplanet med hjälp av sambandet:

$$w_{bi} = \sum_{\tau_{\delta}} p_{\delta} \cdot E_{bi} \quad (3:5)$$

- där
- $w_{bi}$  = direkt energiinstrålningstäthet i det rörliga solfångarplanet [ $kWh/m^2 \cdot \text{månad}$ ]
  - $p_{\delta}$  = solskenstid för en enskild timme [h]
  - $\tau_{\delta}$  = antalet solskenstimmar per månad [h/månad]

För att slippa ett mödosamt arbete med framräkning av genomsnittlig solskenstid för diskreta timmar månad för månad ur solskensstatistiken valde man istället att behandla två speciella år, 1972 och 1976. 1972 fick representera ett "dåligt år" och 1976 ett "bra år". Dessa båda års medelvärde av sammanlagd solskenstid, 1470 timmar, visade sig stämma mycket väl överens med medelvärdet för åren 1966-1975 i SMHI:s statistik för Jönköping. Den så beräknade energiinstrålningstätheten i solfångarplanet för månaderna mars-september visas i Fig 3.1. Den beräknade summan för nämnda tidperiod uppgår till cirka 830 kWh/m<sup>2</sup>. För den sammanlagda solfångararean 1320 m<sup>2</sup> blir resultatet 1100 MWh direkt energiinstrålning.

#### b Solfångarverkningsgrad

Med begreppet verkningsgrad menas i det här sammanhanget termisk effektverkningsgrad, dvs den värmeeffekt som med värmebäraren bortförs från solfångaren relaterad till solinstrålningen i solfångarens frontplan.

Vid tidpunkten för projektering fanns det ännu ej några resultat från svenska verkningsgradsprovningar för den koncentrerande solfångartyp som man tänkte välja. Man fick istället söka information hos solfångartillverkare utomlands. Några verkningsgradskurvor visas i Fig 3.2 där kurvorna gäller för en solfångare med bredden 0,8 m och vid stationära förhållanden.

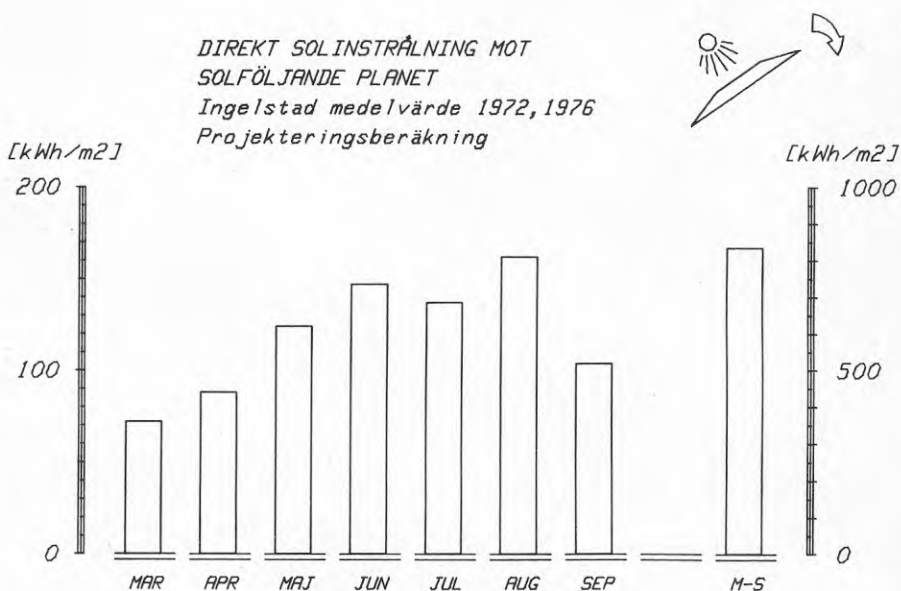


Fig 3.1 Vid projekteringen beräknad direkt solinstrålning mot det rörliga solfångarplanet för månaderna mars-september. Resultatet utgör ett genomsnitt för ett "dåligt år, 1972 och ett "bra år", 1976, båda med avseende på sammanlagd solskenstid.

Kurvorna i Fig 3.2 motsvarar en effektverkningsgrad som på vanligt vis kan skrivas:

$$\eta = \eta_0 - \frac{k_e \cdot (\bar{t}_F - t_L)}{E_{bi}} \quad (3:6)$$

- där
- $\eta$  = solfångarens effektverkningsgrad relaterad till direkt instrålningstäthet
  - $\eta_0$  = solfångarens effektverkningsgrad vid övertemperaturen noll, s k förlustfri verkningsgrad
  - $k_e$  = solfångarens effektiva förlustkoefficient [ $W/(m^2 \cdot K)$ ];  
ges av  $k_e = k_0 + k_1(\bar{t}_F - t_L)$  där  $k_0$  [ $W/(m^2 \cdot K)$ ] och  $k_1$  [ $W/(m^2 \cdot K^2)$ ] uttrycker  $k_e$ 's beroende av övertemperaturen.
  - $\bar{t}_F$  = värmebärarens medeltemperatur i solfångaren, definierad som  
$$\bar{t}_F = \frac{(t_{in} + t_{ut})}{2}$$
  
där  $t_{in}$  = inloppstemperatur [ $^{\circ}C$ ] och  $t_{ut}$  = utloppstemperatur [ $^{\circ}C$ ]
  - $t_L$  = omgivningstemperatur (lufttemperatur) [ $^{\circ}C$ ]
  - $E_{bi}$  = direkt instrålningstäthet i det rörliga solfångarplanet [ $W/m^2$ ]

Numeriska värden för kurvorna i Fig 3.2 är:

$$\eta_0 = 0,71$$

$$k_e = 1,3 + 1,7 \cdot 10^{-3} \cdot (\bar{t}_F - t_L)$$

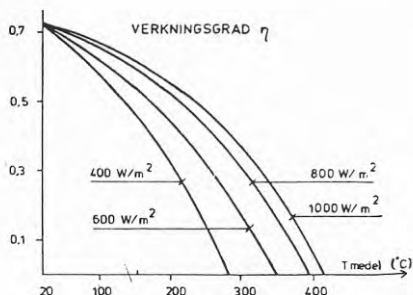


Fig 3.2 Verkningsgradskurvor för en koncentrerande solfångare enligt uppgifter hämtade från Polisolar AG i Schweiz. Kurvorna gäller för en solfångare med bredden 0,8 m och vid stationära förhållanden. För varje kurva anges direkt instrålningstäthet. (Från Finn, 1979).

Andra schweiziska mätningar som istället hade gjorts för en 1,0 m bred solfångare hade visat en förlustfri verkningsgrad på 0,75 och något lägre termiska förluster än för bredden 0,8 m.

Det kan här vara intressant att även återge resultatet från svensk standardprovning av solfångartypen. Provingen gjordes av Statens provningsanstalt för en 1,0 m bred solfångare och följde metoden i svensk standard som trädde i kraft år 1981, se SIS (1981). Man erhöll då följande numeriska värden:

$$\eta_0 = 0,68$$

$$k_e = 1,3 + 1,7 \cdot 10^{-3} \cdot (\bar{x}_F - t_L)$$

Det bör här påpekas att resultatet från den svenska standardprovningen ej var tillgängligt vid projekteringen.

Som redan tidigare nämnts under punkt a) hade man beräknat att den totala direktinstrålningen för månaderna mars-september skulle bli 1100 MWh för 1320 m<sup>2</sup> solfångararea. Årsvärmebehovet för husen och kulvertsystemet hade även det beräknats till 1100 MWh. Man frågade sig nu vilken genomsnittlig solfångarverkningsgrad som skulle krävas för att nå projekteringsmålet, 50 % av årsvärmebehovet och tankvärmeförlusten, dvs 590 MWh, från solvärmesystemet. Tankvärmeförlusten per år hade beräknats till 40 MWh (se punkt c). Man behövde således kräva 53 % (590/1140) i genomsnittlig sol-



fångarverkningsgrad. Vid de solfångartemperaturer om maximalt  $100^{\circ}\text{C}$  som solfångarkretsen hade dimensionerats för antog man 53 % verkningsgrad som fullt möjlig att uppnå. (Se Fig 3.2). Man avsåg då också att valet av 53 % verkningsgrad skulle ge en rimlig säkerhet i förhållande till uppmätt verkningsgrad i detta temperaturområde. I bakgrunden till detta resonemang låg en förmodan om att systemverkningsgraden för hela solfångarfältet till följd av dynamiska effekter under varierande väderförhållanden skulle sjunka i förhållande till under stationära förhållanden uppmätt verkningsgrad för ett enda solfångarelement.

### c Värmelagring

Val av värmeackumulator var ett ämne som tilldrog sig ett speciellt intresse vid projekteringen. Man ville belysa hur konstruktion, geometrisk utformning och materialval påverkades av faktorer som val av temperaturnivåer, materialbeständighet, värmeförluster, materialkostnader och estetiskt intryck.

Vägledande vid val av ackumulatortyp var att till lägsta kostnad får en ackumulator med lång beständighet och sammansatt av material med maximal säkerhet mot läckage och värmeförluster.

Projekteringsarbetet på den här punkten beskrivs mycket ingående av Finn (1979) och i Byggeforskningsrådets seminarium om Tätning och isolering (1980). I det följande berörs konstruktions-teknik och materialfrågor endast mycket kort medan intresset inriktas på sådana aspekter som är väsentliga för ackumulatorns rent värmetekniska funktion.

Man kom genom beräkningar av husens värmebehov och solfångarfältets värmeproduktion under månaderna mars-september fram till att det skulle behövas en värmelagringskapacitet om cirka 305 MWh för ett bra solår. Förutsatt att ett temperaturintervall mellan  $40^{\circ}\text{C}$  och  $95^{\circ}\text{C}$  skulle kunna utnyttjas med vatten som lagringsmedium krävdes därför en ackumulator med volymen drygt  $5000\text{ m}^3$ .

Under projekteringsarbetet jämfördes och värderades ett flertal konstruktionsalternativ, främst ur tätnings- och värmeisolerings-synpunkt. Sålunda jämfördes t ex utvändigt värmeisolerade och på mark placerade tankar av stål och betong samt en delvis nersprängd, delvis uppfyllt kvadratisk bassäng i mark med däck enligt flytblocksprincipen.

Den kvadratiske bassängen uteslöts genom att dess nödvändiga tätskikt av butylgummiduk ej kunde garanteras beständighet för temperaturer högre än  $85^{\circ}\text{C}$ . Ståltanksalternativet bedömdes ur täthetssynpunkt vara det bästa och kostnadsmässigt även intressant. Man krävde dock garantier för materialets korrosionsbeständighet som ej kunde uppfyllas av tillfrågade ståltankstilverkare varför även ståltanken måste uteslutas.

Slutligen valdes en cylinderformad, glidformsgjuten, efterspänd betongtank på mark med det konstruktionsutförande som tidigare visats i Kap 2. Denna tanktyp uppfyllde alla krav på bärighet och beständighet. Kostnadsmässigt beräknades den dock bli cirka 40 % dyrare än det billigaste alternativet, den kvadratiske delvis nersprängda bassängen. Kostnaden för betongtanken kalkylerades i 1978 års priser till cirka  $480\text{ kr/m}^3$  lagringsvolym.

För att bestämma tankens yttre dimensioner tillgrip man ett ekonomiskt optimeringsförfarande som innebar att totalkostnaden för att innesluta  $5000 \text{ m}^3$  studerades vid olika förhållanden mellan tankhöjd och tankdiameter. I totalkostnaden inkluderades förutom rena byggkostnader även kostnaden för värmeförluster. Värmelagringskapaciteten antogs motsvara ett temperaturspann på  $45^\circ\text{C}$ . Resultatet av dessa beräkningar visas i Fig 3.3 där kostnaden utgör kvoten mellan totalkostnad uttryckt i kr och lagringskapaciteten uttryckt i kWh. Det framgår att det optimala förhållandet mellan tankhöjd och tankdiameter bestämdes till cirka 0,5 vilket gav höjden 12 m och diametern 23 m. Estetiska skäl begränsade dock tankhöjden till 8 m (dvs vattenvolymens höjd) vilket svarar mot en innerdiameter på cirka 28 m. Man ser i Fig 3.3 att kostnaden för ett sådant dimensionsval ej väsentligt överstiger optimal kostnad.

Valet av isoleringstjocklek i tankens väggar och tak har även det varit föremål för en ekonomisk optimering. Denna optimering innebar att kostnaden bildad på samma sätt som vid dimensionsbestämningen studerades vid olika isoleringstjocklekar. Resultatet för en tank med höjden 8 m och diametern 28 m visas i Fig 3.4. Optimal isoleringstjocklek bestämdes till 80 à 100 cm. Man valde ett utförande med 1,0 m isolering i väggar och tak som i 1978 års priser kalkylerades till en kostnad av 540 kkr inklusive material- och arbetskostnader.

Den totala tankvärmeförlusten per år beräknades till cirka 40 MWh för valt utförande. Härav beräknades vägg- och takförlusterna utgöra cirka 70 %. Bottenkonstruktionen utformades med en sämre värmeisolering än för taket. Trots detta beräknades bottenvärmeförlusten bli ungefär lika stor som takvärmeförlusten genom lägre vattentemperatur i tankens bottenkikt med kylt returvatten.

Genom sin extrema tjocklek har värmeisoleringen i väggar och tak sitt speciella intresse ur rent konstruktionsteknisk synpunkt. Man valde att i väggarna placera ett 100 mm foamglaslager närmast betongväggens utsida. Lagret fördelades på två skikt, det inre satt med 20 mm breda, vertikala springor för dränering av eventuellt läckagevatten. Dessa springor gavs fritt utlopp nedtill runt tanken. Resterande väggisolering utfördes med mineralull, densitet  $100 \text{ kg/m}^3$ . Takisoleringen uppbyggdes nära nog identiskt med väggisoleringen.

Temperaturskiktning i tanken tilldrog sig vid projekteringen ett speciellt intresse. Man tänkte sig att genom temperaturskiktning bli att hålla nere värmeförlusten genom botten. Ur den synpunkten hade man föredragit en tank med större höjd och mindre diameter än den som valts på grund av tyngre vägande kostnadskäl och estetiska skäl. Man bemödade sig istället om att minimera omröringseffekterna genom att utforma tankens in- och utloppsanordningar som trättformade dysor med låga flödeshastigheter (se Fig 2.9).

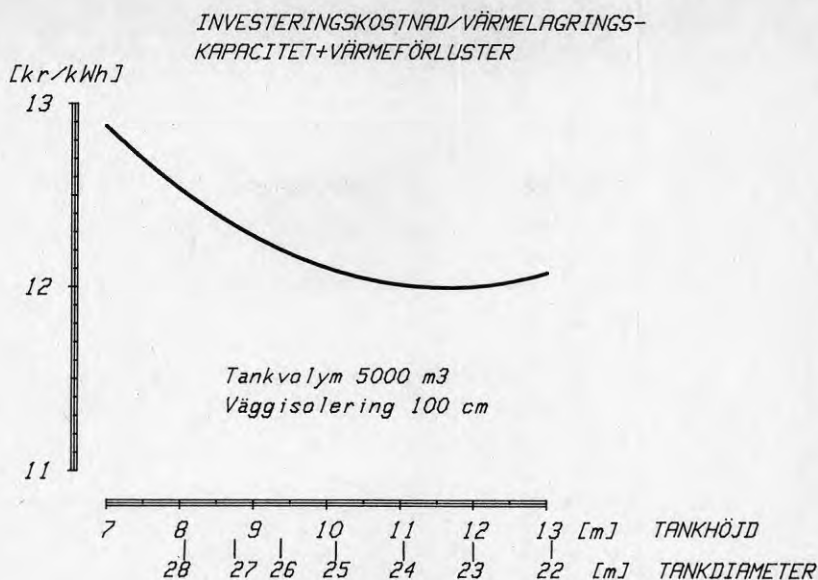


Fig 3.3 Kvoten mellan sammanlagd byggkostnad och värmelagringskapaciteten som funktion av förhållandet mellan höjd och diameter hos tanken. Tankvolymen fasthålls vid 5000 m<sup>3</sup> och värmelagringskapaciteten motsvarar temperaturspannet 45 °C. (Från BFR, 1979.)

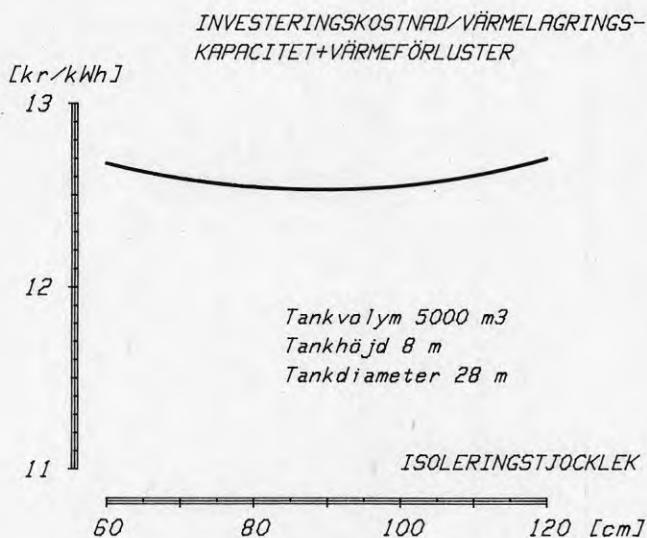


Fig 3.4 Kvoten mellan sammanlagd byggkostnad samt kostnad för värmeförluster och värmelagringskapaciteten som funktion av isoleringstjockleken i väggar och tak hos tanken. Tankvolymen fasthålls vid 5000 m<sup>3</sup> och värmelagringskapaciteten motsvarar temperaturspannet 45 °C. (Från BFR, 1979.)

Slutligen ska här valet av rörteknisk utrustning i ackumulatorkretsen något beröras. Denna krets kom genom den stora tankvattenytan att utgöra ett öppet system och man bedömde att det fanns risk för korrosionsangrepp i rörsystemet. Att tillsätta korrosionshämmande inhibitorer i den stora vattenvolymen skulle ha ställt sig både svårt och oekonomiskt. Man valde istället att föreskriva mer högvärdiga material än vanligt i rörsystemet. En svårighet i sammanhanget var att man ej kunde finna några exempel på liknande anläggningar varifrån erfarenheter för materialval kunde hämtas.

#### d Värmedistribution

Fjärrvärmenätets utformning som helhet har redan beskrivits i Kap 2. I det följande ska abonnentinstallationerna beröras lite närmare.

I varje hus finns en kompakt abonnentcentral i ett standardutförande speciellt avsett för inkoppling i sekundära fjärrvärmenät. Centralen innehåller en direktinkopplad radiatorkrets och en genomströmningsvärmare för tappvarmvatten. Den är försedd med reglerutrustning för både värme och varmvatten samt värmemängdsmätare. Centralens principschema visas i Fig 3.5.

Dimensionerande radiatorer temperaturer vid  $-20^{\circ}\text{C}$  utetemperatur har satts till  $80/50^{\circ}\text{C}$ . Detta har inneburit en 27 %-ig radiatorförstoring i husen jämfört med konventionell  $80/60$ -dimensionering. Husens effektbehov uppgår enligt förberäkningar till cirka 6 kW vid dimensionerande utetemperatur. Omräknat per  $^{\circ}\text{C}$  temperaturskillnad inne-ute ger detta cirka  $150\text{ W}/^{\circ}\text{C}$  vilket visar att husen är tämligen väl isolerade.

Beträffande tappvarmvattnets temperatur satte man vid projekteringen ett krav på  $45^{\circ}\text{C}$  som skulle uppnås vid  $50^{\circ}\text{C}$  framledningstemperatur i fjärrvärmenätet. Vid sådana temperaturförhållanden lämnar genomströmningsberedaren i abonnentcentralen en primär returtemperatur på  $37^{\circ}\text{C}$  vid 55 kW, dvs den dimensionerande effekten motsvarande störttappning. I Fig 3.6 visas ett par diagram där temperaturerna i abonnenternas radiator- och tappvarmvattenkretsar kan utläsas. Man ser t ex att tappvarmvattnet höjer husens samlade returtemperatur över returtemperaturen från enbart radiatorkretsarna då utetemperaturen överstiger  $\pm 0^{\circ}\text{C}$ . Detta förutsatt att en relativt stor tappning av varmvatten sker.

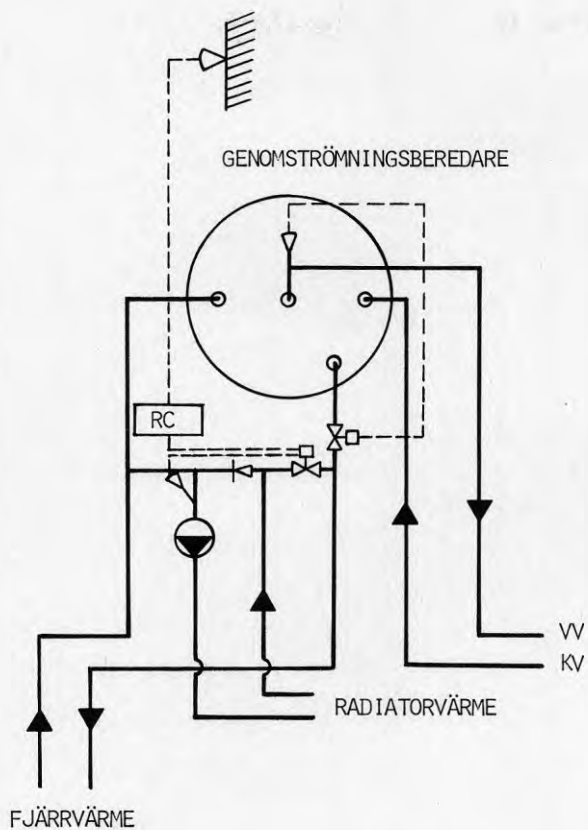


Fig 3.5 Principschema för en abonnentcentral som försörjer småhus med värme och varmvatten från sekundärfjärrvärmenät.

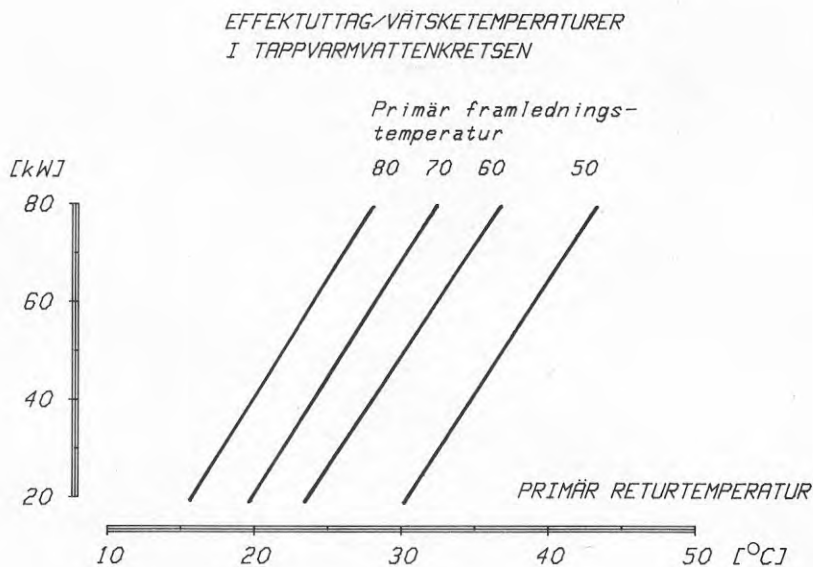
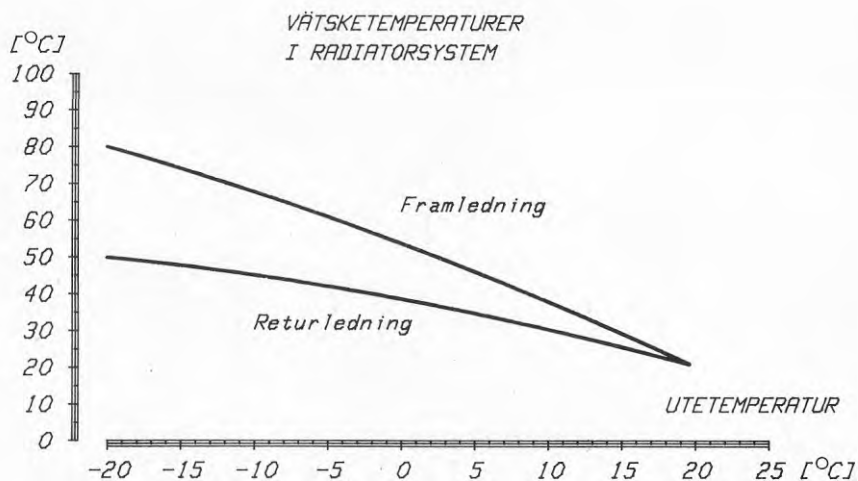


Fig 3.6 Överst: Fram- och returledningstemperaturer för småhusens radiatorsystem, dimensionerade för 80/50  $^{\circ}\text{C}$  vid -20  $^{\circ}\text{C}$  utetemperatur. Underst: Sambandet mellan effektuttag för varmvattenberedning 5-45  $^{\circ}\text{C}$  och primär framlednings- respektive returledningstemperatur för småhusens tappvarmvattenkretsar (värmare av genomströmningstyp).

### e Energibalans

Det sammanlagda årsvärmebehovet för transmissionsvärme och tappvarmvatten i de 52 husen beräknades till 940 MWh/år. Detta motsvarar cirka 18 MWh per hus. Årsvärmeöverlusten i hela kulvert-nätet beräknades uppgå till 160 MWh vilket i sin tur motsvarar cirka 3 MWh per anslutet hus. Man beräknade således att den samlade värmeleveransen från värmecentralen skulle uppgå till 1100 MWh. 50 % av detta, dvs 550 MWh, samt tankvärmeförlusten, 40 MWh, beräknades bli täckt med solvärme. Av den totala solvärmeleveransen från centralen beräknades cirka 55 % bli distribuerad direkt, dvs utan långtidslagring, och resten efter lagring bli distribuerad från oktober.

Beräknad årsvärmebalans för ett normalt solår framgår av Fig 3.7.

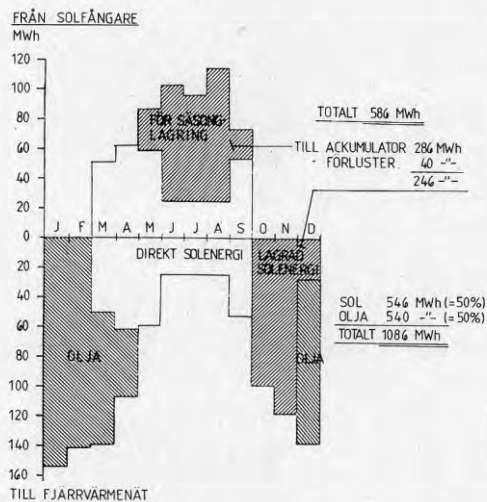


Fig 3.7 Beräknad årsvärmebalans för värmecentralen under ett normalt solår. (Från Finn, 1979).

#### 3.2.3 Kostnader

Efter offertsammanställning bestämdes investeringsbeloppet för hela anläggningen till cirka 8,8 milj kr. I summan inkluderades ett kostnadsindex fram till våren 1979 om 5 % samt en post för oförutsett om 0,6 milj kr. Byggtreprenaden för tank, distributionsnät, fundament för solfångare och markarbeten uppgick till cirka 3,6 milj kr där cirka 2,4 milj kan hänföras till tanken. Solfångarentreprenaden som omfattade ställningar, solfångare med mekanik och elektronik samt rör fram till samlingsledningarna i solfångarfältet uppgick till cirka 2,5 milj kr. För övrigt är kostnaden för VVS-entreprenad inklusive styr- och övervakningsanläggning cirka 1,0 milj kr den enda större kostnadsposten. Tabell 3.2 upptar en del summerade kostnadsposter från offert-sammansättningen. De verkliga byggkostnaderna stämde mycket väl överens med offerterade kostnader.

Tabell 3.2 Anläggningskostnader i 1978 års priser.

Kostnadspost	Offererad kostnad kkr
Byggentreprenad för tank, distributionsnät, markarbeten	3.613
VVS- och elentreprenad	1.018
Solfångarentreprenad	2.483
Tomtkostnad inkl VA- och elanslutningsavgifter	219
Uppfyllningar av rörkretsar och tank samt första uppvärmning	38
Provisorisk panncentral	40
Projektering och byggkontroll	420
	7.831
Index 5 % (fram till 1979)	400
Oförutsett	599
Summa i 1979 års priser	8.830

Det kan här vara intressant att beräkna en del specifika kostnader för stora kostnadsposter såsom tank och solfångarfält.

Beträffande tankkostnaden gjorde man under projektering en del beräkningar för olika tankstorlekar med samma förhållande mellan höjd och diameter, 0,28, som för vald tank. I totalkostnaderna inkluderades kostnaderna för mark-, betong- isolerings- och inklädnadsarbeten samt all materialkostnad. Man kom i 1978 års priser fram till tankkostnader enligt Fig 3.8. Kostnaden för vald tankstorlek kom att ligga på 480 SEK/m<sup>3</sup> lagringsvolym medan kostnaden för en 20 gånger så stor tank visade sig sjunka till 175 SEK/m<sup>3</sup>.

För solfångarfältet kan det vara lämpligt att göra en uppdelning i fasta och rörliga kostnader. I den fasta kostnaden inkluderas rörkostnader för fördelningsledningar samt all övrig, centralt placerad VVS-utrustning för anslutning av solfångarkretsen till tank och distributionssystem. Detta betyder att man i fast solfångarkostnad inkluderar en del kostnader som i strikt mening ej kan hänföras direkt till solfångarfältet. Angreppssättet är dock praktiskt om man vill studera totalkostnader för olika stora anläggningar. I detta fall väljs hela kostnaden för VVS- och elentreprenad i tabellen ovan som fast solfångarkostnad. I den rörliga kostnaden inkluderas förutom kostnaden för solfångarentreprenaden även tomtkostnaden samt en kostnad för fundament till solfångarställningar som egentligen ingår i tabellens byggentreprenadkostnad.

Sammanfattningsvis fås följande kostnader i 1978 års priser för solfångarfältet:

Rörlig kostnad  $\approx 2200$  kr/m<sup>2</sup> solfångare

Fast kostnad  $\approx 1000$  kkr

Någon särskild kalkyl av drift- och underhållskostnader för anläggningen gjordes ej vid projektering. För att i någon mån bedöma det ekonomiska utrymmet för drift- och underhållskostnader utöver desamma för en konventionell värmecentral utgick man från fjärr-



värmekostnader. Årsintäkterna från abonnenterna beräknades till sammanlagt 150 kkr medan värmedistributörens årsutgifter för olja beräknades stanna vid 50 kkr. Mellanskillnaden, 100 kkr, avsågs bli använd för drift och underhåll av solvärmecentralen.

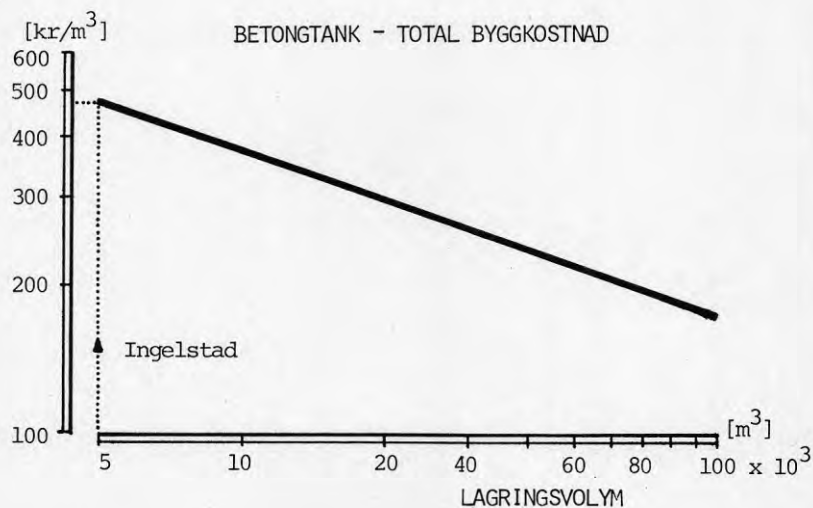


Fig 3.8 Under projektering beräknade tankkostnader för tankar med olika lagringsvolym. Förhållandet mellan höjd och diameter har fasthållits vid 0,28 som gäller för vald tank med  $5000 m^3$  lagringsvolym.

Redan i inledningskapitlet berördes de övergripande syften som finns bakom uppförandet och studiet av större experimentanläggningar i Sverige. Som medverkande i ett enskilt experimentbyggnadsprojekt av här aktuellt slag har man stor frihet att välja olika tillvägagångssätt för att bearbeta och redovisa utvunna erfarenheter och mätresultat. Det är dock viktigt att resultat som är väsentliga för övergripande bedömningar av ny tekniks utvecklingspotential redovisas på ett fullständigt och lättillgängligt sätt.

Det sagda gäller givetvis för rent tekniska mätresultat men i all synnerhet för utvärderingen av mätresultat. Mot den bakgrunden kan det här vara på sin plats att beskriva den utvärderingsmetod och den mätteknik som har valts i detta projekt.

#### 4.1 Utvärderingsmetod

De mätningar och bearbetningar av mätresultat och övrigt basmaterial som ingår i ett studium av en experimentbyggnadsanläggning av här aktuellt slag kan inordnas i följande tre huvudgrupper:

- 1 Övergripande undersökningar för att utröna funktionen hos hela anläggningen och hos större delsystem.
- 2 Detaljundersökningar av enskilda apparaters eller anläggningsdelars funktion.
- 3 Undersökningar av värmeproduktion och värmekonsumtion.

Det här aktuella utvärderingsarbetet omfattas huvudsakligen av sådana undersökningar som faller under huvudgrupperna 1 och 3. Hit hör undersökningar med tyngdpunkten på systemtekniska frågor samt undersökningar av solinstrålning. Dessa bildar tillsammans ett underlag av stort allmänt värde för bedömning av huruvida här valda tekniska lösningar för solvärme är utvecklingsbara.

Undersökningarna under huvudgrupp 2 har jämfört med övriga undersökningar ett mindre allmänt värde. I utvärderingsarbetet ingår ändå en del detaljundersökningar av det slaget vilka har behövt göras för att kontrollera tillförlitligheten hos dimensioneringsdata och hos beräkningsmodeller för enskilda systemdelar.

Två huvudslag av utvärderingsresultat ingår i redovisningen:

- 1 Utvärderingsresultat baserade enbart på mätningar.
- 2 Utvärderingsresultat baserade både på mätningar och på beräkningar.

Uppdelningen är vald för att undvika sammanblandning mellan renodlade mätresultat och resultat framtagna genom bearbetning av mätresultat från den här och andra undersökningar. Genom uppdelningen fås en lämplig åtskillnad mellan utvärderingsresultat med direkt anknytning till den befintliga anläggningen och utvärderingsresultat av en mer generell karaktär. Resultat av det senare slaget ingår som en mycket viktig del i redovisningen.

#### 4.1.1 Utvärdering baserad på mätningar

De tekniska mätningar vars resultat har utnyttjats vid utvärderingen är av tre slag:

- 1 Klimatmätningar direkt på platsen
- 2 Systemmätningar
- 3 Klimatstatistik från SMHI

Under grupp 1 faller mätningar av utomhustemperatur samt solinstrålning. Utomhustemperaturen har sitt intresse för värmeförlusterna i olika systemdelar och för konsumtionsvärmebehovet. Solinstrålningen på platsen är helt naturligt av centralt intresse eftersom den styr systemfunktionen i alla väsentliga delar.

Bland systemmätningarna har sådana som omfattar större delsystem såsom solfångar-, ackumulator- och distributionssystem var och en behandlats separat.

Klimatstatistiken har inhämtats från SMHI där mätningarna av solinstrålning har intensifierats under senare år. Av speciellt intresse är solstrålningsförhållandena på platsen i Ingelstad jämfört med orterna i SMHI:s statistik.

Av det följande framgår de arbetsprinciper som har följts när det gäller utvärdering av solmätningar respektive systemmätningar. Den rent mättekniska uppläggnings redovisas i avsnitt 4.2.

#### Solinstrålning

Allmänt sett har det funnits tre huvudmotiv för mätning av solinstrålning:

- 1 Att beskriva ortens solstrålningsförhållanden på ett med SMHI:s klimatstatistik jämförbart sätt.
- 2 Att ge underlag för bestämning av solfångarnas verkningsgrad.
- 3 Att erhålla solinstrålningsdata med för systemberäkningar tillräcklig upplösning.

De till punkt 1 hörande sammanställningarna har helt naturligt kommit att omfatta mätresultat för längre tidperioder såsom månader och hela säsonger. Intresset har här knutits till energistorheter, angivet som kWh/m<sup>2</sup>. Som referensplan har horisontalplanet valts liksom är fallet för SMHI:s klimatstatistik. Även enklare mått på solinstrålning såsom solskenstid har behandlats.

Det övriga sammanställningsarbetet har ompänt kortare tidperioder såsom enskilda dagar eller delar därav av speciellt intresse för detaljstudierna enligt punkt 2 och 3. Intresset har här inriktats på effektstorheter, angivet som W/m<sup>2</sup>. I dessa fall har det rörliga solfångarplanet valts som referensplan.

## System

När det gäller den del av utvärderingsarbetet som har behandlat större delsystem såsom solfångarsystem och distributionssystem har arbetet koncentrerats på att i detalj analysera samband mellan driftbetingelser och driftresultat. Här har uppföljning av kopplingar mellan dels temperatur- och effektstorheter och dels temperatur- och energistorheter trätt i förgrunden. Avsikten har här varit att studera samspelet mellan olika systemdelar och utgående därifrån kritiskt granska dimensionering samt driftläggning. Härigenom fås också möjlighet att bedöma en del antaganden om temperaturer i skilda delar av anläggningsystemet, som legat till grund för projekteringen.

För den del av utvärderingsarbetet som har behandlat funktionen hos hela anläggningsystemet sammantaget har arbetet koncentrerats på redovisning av systemets årsvärmebalans. Sammanställningarna omfattar viktigare systemstorheter såsom solfångarsystemets säsongverkningsgrad, total lagringsvärmeförlust och solvärmens täckningsgrad. Dessa systemstorheters koppling till driftbetingelser såsom solfångartemperatur och lagertemperatur, har studerats speciellt.

### 4.1.2 Utvärdering baserad på mätningar och beräkningar

Utvärderingsresultat av det mer generella slaget har eftersträvat genom utnyttjande av både mät- och beräkningsresultat. En grundförutsättning för denna mycket viktiga del av utvärderingsarbetet har därför varit att använda tillförlitliga beräkningsmetoder och grunddata för solinstrålning samt systemteknik.

Utvärderingsarbetet på den här punkten har genomförts i tre etapper:

1. Undersökning av olika metoder för beräkning av solinstrålning.
2. Undersökning av olika metoder för beräkning av värmeteknisk funktion hos olika delar ingående i en anläggning av Ingelstads typ.
3. Värmetekniska beräkningar för olika anläggningsvarianter.

Vid allt beräkningsarbete har eftersträvat att i möjligaste mån använda väl kända och beprövade beräkningssamband. Undantaget utgör en del beräkningssamband som har använts för solinstrålning vilka tidigare inte har tillämpats på svenska solförhållanden. I dessa fall har beräkningssambandens tillförlitlighet kontrollerats med hjälp av statistik för solinstrålning.

Undersökningarna i etapperna 1 och 2 har gjorts huvudsakligen utgående från mätresultat från platsen i Ingelstad. När det gäller solinstrålningsberäkning har SMHI:s mer omfattande statistik för andra orter också utnyttjats. Värmetekniska beräkningar har framförallt gjorts för större delsystem såsom solfångar- och akkumulatorsystem. En grundläggande målsättning under detta beräkningsarbete har varit att använda enkla beräkningssamband där mängden av indata minimeras.

Beräkningsarbetet i etapp 3 har behandlat den värmetekniska funktionen hos systemet i dess helhet. Här har de mest tillförlitliga och enkla beräkningsmetoderna från etapperna 1 och 2 använts. Årsvärmebalanser har framräknats för olika stora anläggningar med olika utformning av solfångar- och distributionssystem.

Av det följande framgår de arbetsprinciper som har följts vid den beräkningsmässiga utvärderingen av solinstrålningen respektive systemfunktionen.

### Solinstrålning

Solinstrålningsberäkningarna har gjorts i följande tre steg:

- 1 Jämförelse mellan beräkningsresultat och mätresultat för direkt respektive global solinstrålning i Stockholm omfattande en 10-årsperiod.
- 2 Kontroll av om likartade samband finns mellan vanliga solparametrar för orten Ingelstad som för svenska orter i SMHI:s statistik.
- 3 Beräkning för olika orter av normalårsresultat för dels direkt och dels global solinstrålning mot ett rörligt respektive ett fast solfångarplan.

Vid de flesta undersökningar av solvärmesystem redovisas mätningar av global solinstrålning mot horisontalplanet. På så vis torde en del rent systemtekniska mätresultat kunna relateras till varandra inbördes.

Allmänt sett ger uppgifter om globalinstrålningen mot horisontalplanet oftast en ganska bra bild av instrålningsklimatet lokalt på en plats där ett solvärmesystem utnyttjas. Detta förutsatt att längre tidperioder, som t ex månader, betraktas och att systemet tillgodogör sig såväl diffus som direkt solinstrålning med samma effektivitet. Sistnämnda förutsättning brukar antas gälla för plana solfångare men gäller ej för de här aktuella koncentrerande solfångarna. Här har därför krävts behandling av både global och direkt solinstrålning.

Mätresultaten från Ingelstad skulle i sig ha ett begränsat värde om de ej relaterades till andra likvärdiga uppgifter av statistisk art. Här har SMHI:s klimatstatistik på området utnyttjats för en del analyser och omräkningar enligt punkterna 2 och 3. Ett problem har varit att det statistiska materialet om direkt solinstrålning är mycket begränsat. Endast för Stockholm och Norrköping finns uppgifter i större mängd. Omfattningen hos uppgifterna från Stockholm är såpass stor att tillförlitligheten hos ett par empiriskt grundade beräkningsmetoder för bestämning av direkt solinstrålning har kunnat prövas. Den ena av metoderna, använd vid projekteringsarbetet, bygger på statistik över solskenstid. Den andra metoden bygger istället på statistik över global solinstrålning.

Framräkning av normalårsresultat enligt punkt 3 har skett dels för att åskådliggöra skillnader olika orter emellan och dels för att ställa instrålningsförhållandena för olika solfångartyper mot varandra.

## System

När det gäller systemtekniska beräkningar har arbetet inriktats på beräkningsmetoder med vars hjälp funktionen för större delsystem kan efterliknas på ett verklighetstroget sätt. Beräkningsmetoder för värmeutbytet från solfångarsystem utrustade med olika solfångartyper och för värmeförlusterna från en ackumulerings-tank av här aktuellt slag har behandlats. Beräkningsmetodernas noggrannhet har kunnat kontrolleras genom en del beräkningar för befintliga system med kända driftbetingelser och driftresultat.

Beträffande solfångarsystemets funktion har det varit praktiskt att utgå från det kopplade system som solfångarkretsen, ackumulatorkretsen samt mellanliggande värmeväxlare bildar. För detta system har en relativt enkel beräkningsmodell för bordsdator utvecklats. I modellen ingående beräkningssamband för solfångarsystemets effektverkningsgrad och dess temperaturberoende har huvudsakligen baserats på mätresultaten för den koncentrerande solfångartypen. Det har sedan varit enkelt att modifiera dessa samband till att gälla för andra solfångartyper. Modellen innehåller även värmetekniska samband för värmeväxlaren samt reglerkaraktistikor för temperatur- och flödesstyrning.

Utformningen av beräkningsmodellen har styrts av att systemanalysen kräver enkla och flexibla indatarutiner. Ett krav är att viktiga driftparametrar såsom vätsketemperaturer, vätskeflöden och solinstrålning ska kunna ges som indata i olika godtyckliga kombinationer.

Akkumuleringsstankens värmeförluster och temperaturförhållanden har också varit föremål för en del teoretiskt beräkningsarbete. Även här har jämförelser med praktiska mätningar gjorts.

Ett centralt problem har här varit att skilja värmeförlusterna genom tankbotten från övriga värmeförluster genom omslutningen emot det fria. Så har t ex bottenförlusterna separat beräknats dels med hjälp av rent analytiska samband för värmeoströmning och dels med hjälp av numerisk lösningsmetodik där ett avancerat datorsystem utnyttjats. Det senare har också tagits till hjälp vid en del beräkningar av tanktemperaturfördelningar för olika tidpunkter under en årscykel. Med stöd av dessa temperaturberäkningar har en del slutsatser om värmeisoleringens funktion kunnat dras.

När man betraktar temperaturförhållandena i anläggningssystemet som helhet finner man också att distributionskretsens dimensionering och flödesstyrning har sitt intresse. Så inverkar t ex temperaturnivån i distributionssystemet på både tankvärmeförluster och solfångarsystemets värmeutbyte. I det befintliga distributionssystemet begränsar kraven på tappvattentemperatur möjligheten att nå låg distributionstemperatur. Mot den bakgrunden har ett visst beräkningsarbete ägnats åt studiet av ett tänkt distributionssystem där låga temperaturer kan utnyttjas.

Slutligen har också som en mycket viktig punkt i utvärderingsarbetet en del beräkningar genomförts för några tänkta alternativa system och driftprinciper. Här har det gällt att applicera en helhetssyn och således att utnyttja arbetskaraktistikor för alla delsystem sammankopplade. Det här aktuella beräkningsarbetet har i omfattning begränsats till anläggningssystem med samma principiella uppbyggnad som Ingelstadanläggningens. Intresset har koncentrerats till följande huvudvarianter utrustade med

olika solfångartyper och anslutna till olika typer av distributionssystem:

- 1 Solfångarsystem med koncentrerande solfångare. Distributionssystem med konventionella temperaturkrav avsett för både radiatorvärme och tappvarmvatten.
- 2 Solfångarsystem med plana solfångare. Distributionssystem med konventionella temperaturkrav.
- 3 Solfångarsystem med plana solfångare. Distributionssystem med låga temperaturkrav endast avsett för radiatorvärme.

#### 4.2 Mätteknik och databehandling

Till grund för resultaten som redovisas i den här rapporten ligger ett mycket omfattande arbete med mätning och databehandling. Då mätningarnas kvalitet är av stor vikt för bedömningen av mätresultaten, är det motiverat att vid sidan av dessa även redovisa viktigare faktauppgifter om mättekniken och om databehandlingen.

I det här avsnittet redogörs först för mätsystem och mätstorheter. Därefter följer en beskrivning av tekniken för mätning av solinstrålning. Vidare redogörs för kontroll av mätdata och databehandling. Sist beskrivs och kvantifieras olika typer av mätfel.

##### 4.2.1 Mätsystem och mätstorheter

Systemet för mätdatainsamling är uppbyggt kring en kraftfull bordsdator som styr mätningarna och lagrar mätdata. Datorns kringutrustning består av en mätpunktsväljare (scanner) med kapacitet för 60 analoga mätstorheter, en pulsräknare med kapacitet för 20 digitala mätstorheter samt en voltmeter. Datorn är sammankopplad med kringutrustningen via ett s k parallellsnitt med vars hjälp datakommunikation mellan mätsystemets olika enheter sker. Mätsystemets principiella uppbyggnad framgår av Fig 4.1.

Bordsdatorn har en minneskapacitet som förutom lagring av styrprogram för mätningen också tillåter lagring av 80 mätvärden per timma under flera dygn. Lagrade mätvärden överförs varje timma till ett bandminne i datorn.

Det finns ett par huvudskäl till att mätvärdeslagringen gått till på beskrivet sätt. För det första har man vid tillfälliga besök på platsen kunnat avläsa inte bara mätvärden för stunden utan även mätvärden för tidigare tidpunkter. Avläsningarna har gjorts på en bildskärm kopplad till datorn. Genom sådana avläsningar har bra kontroller på såväl mätsystemets som på anläggningens funktion kunnat göras vilket i många fall har underlättat felsökning på platsen. För det andra har risken för att onödigt många mätvärden ska gå förlorade vid olika slag av störningar minimerats.

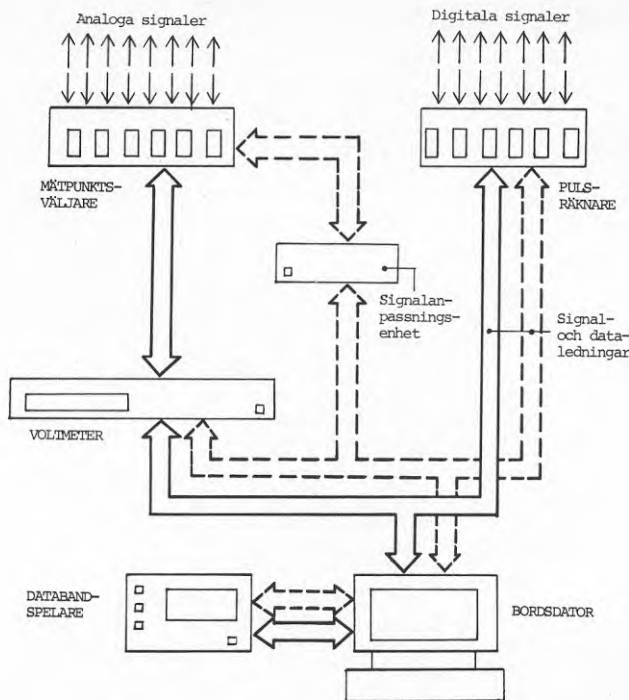


Fig 4.1 Mätssystemets principiella uppbyggnad

Det finns två slags störningar som speciellt har måst beaktas vid uppbyggnaden av mätssystemet. Vid nätavbrott inkopplas automatiskt ett batteri med vars hjälp datorns interna klocka håller rätt tid i minst 16 timmar. Vid ett sådant avbrott försvinner styrprogrammet ur datorns internminne. Datorn är dock utrustad med en s k autostart vilket innebär att den efter ett nätavbrott hämtar in styrprogrammet från bandminnet till internminnet och startar mätsekvensen igen. Det kan också av andra anledningar än nätstörningar uppkomma störningar i mätssystemets datakommunikation under pågående mätning. I ett sådant fall bryts datorns strömförsörjning och kopplas omedelbart in igen med hjälp av en speciell elektronikenhet, en s k "vakthund". På det sättet simuleras ett nätavbrott. Datorn återstartar alltså efter ett avbrott av det slaget på samma sätt som efter ett verkligt nätavbrott.

Ingelstadanläggningen har väl förberetts för mätning genom att en hel del givare och kablage har installerats redan vid byggnationen. Därigenom har mätinsamlingsystemet direkt kunnat anslutas till färdiga kopplingsplintar för flertalet av de givare som har utnyttjats vid mätningarna. Därutöver har senare även en del ytterligare givare installerats, t ex i värmeackumulatortorn. Det har också i ett senare skede tillkommit en del elektronisk utrustning för signalomvandling. Mätpunkternas placering i anläggningen framgår av flödesschemat i Fig 4.2.



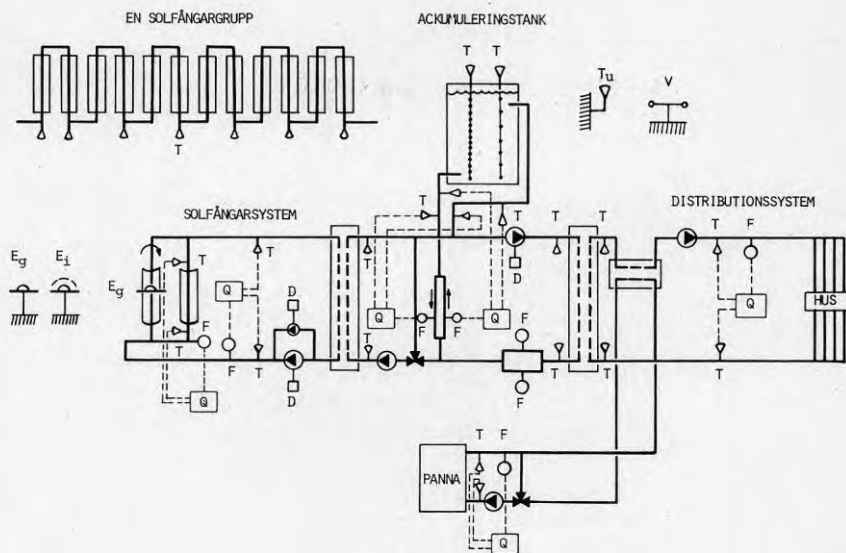


Fig 4.2 Mätpunkternas placering i anläggningen.

Givarbeteckningar:

$T$ = vätsketemperatur	$F$ = vätskeflöde
$Q$ = värmemängd	$D$ = drifttid
$T$ = utetemperatur	$V$ = vindhastighet
$E_g^u$ = global solinstrålning	
$E_i$ = diffus solinstrålning	

De systemstorheter som mäts är temperatur, vätskeflöde, värmemängd, elenergi och drifttid. De klimatstorheter som mäts är solinstrålning, vindhastighet och utetemperatur. Bland nämnda mätstorheter är det endast elenergi och en del drifttider som ej registreras av mätsystemet. Här sker istället en manuell registrering.

Mätningarna omfattar totalt 71 st mätvärden som regelbundet lagras av mätsystemet varav 51 st ger temperaturer, 7 st ger vätskeflöden, 7 st ger värmemängder, 2 st ger drifttider och 4 st ger solinstrålning. I Tabell 4.1 anges beteckning, enhet, upplösning och mätnoggrannhet för alla mätstorheter. Beteckningarna överensstämmer med de som anges i Fig 4.2.

I det följande presenteras en del mer detaljerade, mättekniska uppgifter med uppdelning på analoga respektive digitala mätstorheter.

### Analoga mätstorheter

Temperatur mäts med temperaturberoende motstånd av Pt 100-typ placerade i dykrör. Mätning görs var 5:e minut och medelvärdesbildning sker en gång per timma.

Solinstrålning mäts med termoelektriska pyranometrar, s k solarimetrar. Dessa givare är placerade i direkt anslutning till anläggningens solfångare. Den spänning som en solarimeter aktivt ger omvandlas till digitala signaler som registreras av pulsräknaren (se nedan).

### Digitala mätstorheter

Vätskeflöden mäts med vinghjulsmätare vartill kontaktverk som avger pulser är kopplade. Antalet pulser ihopräknas timvis av pulsräknaren varpå datorn omvandlar summan till ett mätvärde som anger vätskemängd per tidsenhet.

Solarimetrarnas analoga ut signaler omvandlas med hjälp av en spänningsfrekvensomvandlare till pulser. Antalet pulser ihopräknas timvis av pulsräknaren varpå datorn omvandlar summan till ett mätvärde som anger sammanlagd solinstrålning.

Vindhastighet mäts med en skovelanemometer vars kontaktverk avger pulser. Antalet pulser ihopräknas timvis av pulsräknaren varpå datorn omvandlar summan till ett mätvärde som anger antalet meter vindväg.

Drifftid mäts med hjälp av pulståg med känd frekvens. Kontakter och reläer svarar för att pulståget leds till pulsräknaren då drifftid ska räknas. Antalet ihopräknade pulser anger drifftiden direkt uttryckt i sekunder.

Den enda av mätsystemet regelbundet lagrade storheten som bildas med hjälp av flera mätstorheter är värmemängd. Värmemängderna upptagna i Tabell 4.1 framräknas av datorn med hjälp av mätta femminutersvärden för vätskeflöde och temperaturdifferens. Så bildade femminutersvärden summeras till timvärden vilka lagras av datorn. Erfarenheter från mätningarna i Ingelstad har visat att denna något avancerade rutin för mätning av värmemängderna varit nödvändig för att värmebalanserna ska bli riktiga. Orsaken är att det i en värmeläggning av Ingelstads typ dels förekommer en del kortvariga temperaturfluktuationer och dels händer att vätskecirkulationen startas och stoppas flera gånger per timma.

Vid sidan om den automatiska mätvärdesregistreringen förekommer även några manuella mätvärdesregistreringar. Så sker regelbundet avläsningar av integreringsverk för alla värmemängder upptagna i Tabell 4.1, drifftid för alla vätskepumpar i anläggningen samt för dessa pumpars sammanlagda elförbrukning. Genom att manuellt respektive automatiskt registrerade värmemängder för längre tidsperioder har kunnat ställas mot varandra har en mycket värdefull kontroll av det datoriserade mätsystemets funktion fåtts. Vidare har den manuella värmemängdsregistreringen tjänat som en bra reserv under tider då det datoriserade mätsystemet har varit bortkopplat eller ur funktion.

Tabell 4.1 Mätstorheter som varje timma lagras av mätsystemet

Storhet	Beteckning	Enhet	Upplösning	Mätnoggrannhet
Vätsketemperaturer i ackumulatorn	T 1-T24	°C	0,1 °C	± 0,5 °C
Vätsketemperatur från och till solfångarfältet (VVX 1 PRIM)	T25-T26	°C	0,1 °C	± 0,2 °C (i par)
Vätsketemperatur från och till solfångarfältet (VVX 1 SEK)	T27-T28	°C	0,1 °C	± 0,2 °C (i par)
Vätsketemperatur från och till ackumulatorn	T29-T30	°C	0,1 °C	± 0,2 °C (i par)
Vätsketemperatur från och till distribution (VVX2 PRIM)	T31-T32	°C	0,1 °C	± 0,2 °C (i par)
Vätsketemperatur från och till distribution (VVX2 SEK)	T33-T34	°C	0,1 °C	± 0,2 °C (i par)
Vätsketemperatur från och till pannan	T35-T36	°C	0,1 °C	± 0,2 °C (i par)
Vätsketemperatur från och till distribution	T37-T38	°C	0,1 °C	± 0,2 °C (i par)
Utetemperatur	T39	°C	0,1 °C	± 0,5 °C
Vätsketemperatur från och till en solfångaregrupp	T40-T41	°C	0,1 °C	± 0,2 °C (i par)
Vätsketemperaturer mellan solfångarenheterna i en grupp	T42-T48	°C	0,1 °C	± 0,3 °C
Vätsketemperaturer under ackumulatorns botten	T49-T51	°C	0,1 °C	± 0,3 °C
Vätskeflöde i solfångarkretsen	F1	lit/min	0,1 lit/min	± 2 %
Vätskeflöde i en solfångargrupp	F2	lit/min	0,1 lit/min	± 2 %
Vätskeflöde till ackumulatorn	F3	lit/min	0,1 lit/min	± 2 %
Vätskeflöde från ackumulatorn	F4	lit/min	0,1 lit/min	± 2 %
Vätskeflöde på primärsidan av VVX2	F5	lit/min	0,1 lit/min	± 5 %
Vätskeflöde i distributionskretsen	F6	lit/min	0,1 lit/min	± 2 %
Vätskeflöde i pannkretsen	F7	lit/min	0,1 lit/min	± 2 %

Tabell 4.1 - forts

Storhet	Beteckning	Enhet	Upplösning	Mätnoggrannhet
Upptagen värmemängd i solfångarsystemet	Q1	kWh	0,1 kWh	enl 4.2.4
Upptagen värmemängd i en solfångargrupp	Q2	kWh	0,1 kWh	enl 4.2.4
Värmemängd till ackumulatorn	Q3	kWh	0,1 kWh	enl 4.2.4
Värmemängd från ackumulatorn	Q4	kWh	0,1 kWh	enl 4.2.4
Solvärmemängd till distributionssystemet	Q5	kWh	0,1 kWh	enl 4.2.4
Total värmemängd till distributionssystemet	Q6	kWh	0,1 kWh	enl 4.2.4
Värmemängd från pannan	Q7	kWh	0,1 kWh	enl 4.2.4
Drifttid för vätskepump P1	D1	sek	1 sek	± 1 sek
Drifttid för vätskepump P2	D2	sek	1 sek	± 1 sek
Global solinstrålning i horisontalplanet	S1	W/m <sup>2</sup>	0,1 W/m <sup>2</sup>	± 3 %
Global solinstrålning i det rörliga solfångarplanet	S2	W/m <sup>2</sup>	0,1 W/m <sup>2</sup>	± 3 %
Global solinstrålning i ett södervänt plan med 35° lutning	S3	W/m <sup>2</sup>	0,1 W/m <sup>2</sup>	± 3 %
Diffus solinstrålning i horisontalplanet	S4	W/m <sup>2</sup>	0,1 W/m <sup>2</sup>	± 4 %

Det datoriserade mätsystemet togs i drift på våren år 1980. Under det året uppkom en hel del driftstörningar som ledde till ett omfattande och tidsödande felsökningsarbete. Mätsystemet fungerade väl endast under några kortare perioder. Några längre sammanhängande mätperioder kunde av den anledningen ej fås och mätresultaten inskränker sig därför för år 1980 till ett tiotal perioder med upp till omkring tio dygns längd.

Den främsta anledningen till driftproblemen var störningar i mätsystemets datakommunikation orsakade av yttre störkällor med påföljande stopp hos datorns styrprogram. Problemen löstes genom att den tidigare beskrivna elektronikenheten för systemövervakning installerades.

Efter de nämnda åtgärderna har mätsystemet visat sig fungera på ett mycket tillförlitligt sätt. Ett ringa mått av service behövdes därför under 1981 och 1982 års mätperioder. Tillsynen kunde inskränkas till vissa rutinmässiga kontroller i samband med de regelbundna bytena av magnetband med ungefär en veckas mellanrum. Endast vid ett tillfälle, mitt på sommaren år 1981, uppkom ett

längre driftavbrott. Mätssystemet var då ur funktion under drygt två veckor till följd av fel hos bandminnet.

I Fig 4.3 visas under vilka perioder det datoriserade mätssystemet har varit i drift. Som framgår av figuren finns det förutom ovan nämnda perioder med fel och därav följande driftavbrott även andra perioder utan drift. De senare perioderna har saknat sitt intresse vad gäller detaljmätning och det datoriserade mätssystemet har då tagits ur drift för service. Under sådana perioder har en tillräckligt detaljerad och mer översiktig uppföljning av solvärmeanläggningens funktion gjorts med hjälp av ett antal integreringsverk för värmemängd. Dessa har fungerat felfritt om man undantar en drygt två månader lång period på sommaren år 1980 då integreringsverken avsiktligt var satta ur funktion. Detta eftersom de vätskeflödesgivare som tidigare varit inkopplade på integreringsverken istället inkopplades på det datoriserade mätssystemet vid dettas idrifttagning. Genom komplettering med enkel elektronik kunde vätskeflödesgivarna senare parallellt utnyttjas av både mät-systemet och integreringsverken.

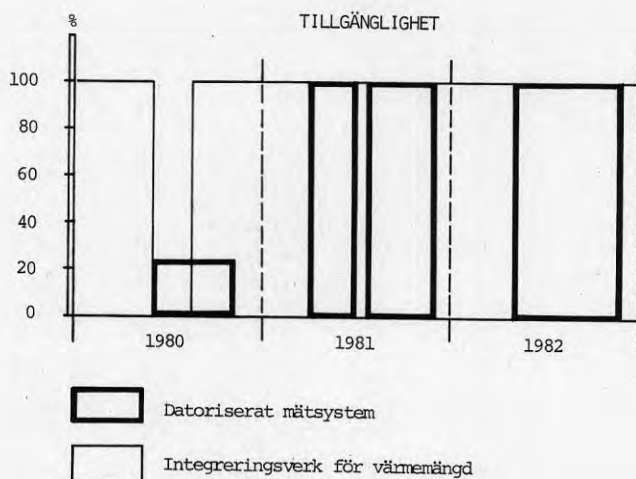


Fig 4.3 Mätssystemets driftperioder åren 1980-1982

Det är i sig självklart men förtjänar ändå att påpekas, att man vid uppbyggnaden av ett datoriserat mätssystem bör för varje mätstorhet och givare väl tänka genom om analog eller digital signal skall väljas.

De viktigaste erfarenheterna som har vunnits när det gäller uppbyggnad och drift av mätutrustningen sammanfattas i följande punkter:

- Ett datoriserat mätsystem bör ha säkerhetssystem mot störningar i form av nätavbrott och mot störningar i datakommunikationen mellan olika enheter.
- Såväl för stunden som tidigare inhämtade mätdata bör kunna avläsas vid besök på mätplatsen.
- I mätdatarens internminne lagrade mätdata bör överföras till permanentminnet med minst möjliga tidintervall.
- Parallellt med ett datoriserat mätsystem bör även enklare mätutrustning, t ex integreringsverk, finnas som reserv.

#### 4.2.2 Mätning av solinstrålning

Eftersom den direkta solinstrålningen är den klimatparameter som har störst betydelse för anläggningens funktion blev solinstrålningsmätningen i Ingelstad ganska komplicerad. Då mätningarna skulle påbörjas fanns ingen utrustning för mätning av direkt solinstrålning som var lämplig för fältmässigt bruk med den begränsade tillsyn som skulle bli aktuell. Istället valdes konventionell mätutrustning för mätning av global och diffus solinstrålning. Detta medförde att man måste tillgripa ett beräkningsmässigt förfarande för bestämning av den direkta solinstrålningen. För att en god precision skall bibehållas krävs då att alla felkällor hos mätmetoderna för global respektive diffus solinstrålning i möjligaste mån elimineras. Till sådana felkällor räknas här optiska givarstörningar, olämpliga givarplaceringar och orienteringar, ofullständigt registrerade givarsignaler samt fel hos mätmetoderna som sådana. Var och en av dessa felkällor behandlas närmre i det följande.

Optiska störningar kan uppkomma genom smuts- och kondensvattenavsättningar på solarimetrarnas skyddsglas. Här förebyggs sådana störningar dels genom regelbunden avtorkning och dels genom att solarimetrarnas glassfärer kontinuerligt anstryks av en svagt tempererad luftström från elektriskt uppvärmda fläktlådor i anslutning till solarimeterkropparna.

Givarplaceringarna har valts så att varje givarkropp vänds oavskärmd av omgivningsföremål mot himmelsgloben. Speciella montagestänger anbringade på solfångarställningarna svarar för detta. Ett undantag utgör solarimeterkroppen i det rörliga solfångarplanet som i vissa lägen skuggas av intilliggande solfångare.

Med hjälp av speciella elektronikenheter kopplade till varje solarimeter omvandlas kontinuerligt de analoga givarutsignalerna till digitala signaler. En noggrann tidsintegrering av solinstrålningen fås på det sättet.

Direkt solinstrålning mot horisontalplanet ( $E_{bh}$ ) kan bestämmas med hjälp av mätvärden för global ( $E_{gh}$ ) och diffus ( $E_{ih}$ ) solinstrålning mot horisontalplanet insatta i följande samband:

$$E_{bh} = E_{gh} - E_{ih} \quad (4:1)$$

Mätning av global solinstrålning med hjälp av en horisontellt monterad solarimeter är en väl beprövad mätmetod vars metodfel i normalfallet är litet. När det gäller instrumentfel kan man genom kalibrering för avsedda mätfall nerbringa mätfelet till en relativt obetydlig storlek (se 4.2.4).

Mätning av diffus solinstrålning sker genom att en solarimeter avskuggas från direkt solinstrålning. För skuggningen svarar en cirkulär ring som skärmar ett smalt band parallellt med instrålningsriktningen. Ringens läge måste ganska ofta justeras manuellt i takt med att solbanan ändras under året. Användning av en skugg-ring innebär dock att förutom den direkta även en viss andel av den diffusa solinstrålningen avskuggas. Hänsyn till detta kan tas genom att beräkningsmässigt korrigera den uppmätta diffusa solinstrålningen med en faktor  $F$  vilket ger följande samband:

$$E_{ih} = F_0 \cdot E_{ih}^{\text{mätt}} \quad (4:2)$$

Faktorn  $F$  beräknas utgående ifrån skuggringens mått och solbanans läge på mätorten. Detta innebär att faktorns storlek varierar med tidpunkten på året och är störst på sommaren då skuggringens position är sådan att störst andel diffus solinstrålning avskuggas. Med den här använda skuggringen ligger faktorn  $F$  mellan 1,05 mitt på vintern och 1,20 mitt på sommaren om mätning sker i Ingelstad.

En bestämning av diffus solinstrålning på ovan beskrivet sätt måste helt naturligt vara behäftad med ett visst metodfel, på grund av den schablonmässiga beräkningen av korrigeringsfaktorn  $F$ . Enligt fackuppgifter på området ligger dock metodfelet på ungefär samma nivå som instrumentfelet (se 4.2.4).

Då väl den direkta solinstrålningen mot horisontalplanet är bestämd enligt samband (4:1) kan den direkta solinstrålningen mot plan med andra orienteringar enkelt framräknas med hjälp av astronomiska samband för solens position. Sådana beräkningar för t ex ett rörligt solfångarplan av den typ som finns i Ingelstadanläggningen är beskrivna i Kap 7.

Under åren 1981 och 1982 har också solskenstiden mätts i Ingelstad. Mätningarna har gjorts med en sk heliograf som har varit monterad högt ovan mark på tankens tak. Heliografen består av en glaskula som fokuserar den direkta solstrålningen mot en pappersremsa. När intensiteten i solinstrålningens normalplan överstiger cirka  $200 \text{ W/m}^2$  bränner strålningen ett märke i papperet. Härur kan för varje dygn avläsas under hur många timmar som solsken rått. Papperet måste alltså bytas varje dygn.

Det är ett ganska tidskrävande arbete att avläsa pappersremsorna. Speciellt svårt brukar det vara att bestämma sammanlagd solskenstid för dagar med mycket växlande solsken.

#### 4.2.3 Kontroll av mätdata och databehandling

Vid sidan av ett bra fungerande system för mätvärdesregistrering är också väl inarbetade rutiner för kontroll av mätdata samt för databehandling viktiga för att ett omfattande datainsamlingsarbets kvalitet ska bli acceptabelt.

Stor vikt har lagts vid givarkontroller som har gjorts både på plats i anläggningen och på annan plats.

Temperaturgivarna har kontrollerats på plats ungefär två gånger per år. Vid dessa tillfällen har givarna placerats i vattenfyllda termosflaskor tillsammans med precisionskalibrerade kvicksilvertermometrar. Vid olika vattentemperaturer lämpligt valda med hänsyn till de olika givarnas placeringar i anläggningen har mätvärden registrerats av det datoriserade mätsystemet samtidigt som termometrarna har avlästs. Ett antal givarpar speciellt utvalda för värmemängdsmätning har kontrollerats tillsammans. Dessa par har också vid ett par tillfällen kontrollerats i en mycket noggrann kalibreringsutrustning på laboratorium.

När det gäller vätskeflödesgivarna har kontrollen på platsen inskränkt sig till en rent elektrisk kontroll av anslutna pulsgivare. Pulserna har parallellt registrerats av det datoriserade mätsystemet och fristående integreringsverk med sifferverk för vätskeflöde.

Ett par av de använda solarimetrarna har precisionskalibrerats vid Statens Provningsanstalt. Vid kalibreringarna bestämdes dels responsiviteten genom några dagars utomhusmätning och dels infallsvinkelberoendet genom laboratoriemätning. Övriga solarimetrar har kontrollmätts på platsen genom direkta jämförelser med de kalibrerade solarimetrarna. Detta har gjorts vid ett par tillfällen då samtliga solarimetrar har uppmonterats på samma sätt och registrering har skett med det datoriserade mätsystemet.

Förutom redan nämnda manuella kontroller har också rutinemässiga automatiska kontroller skett kontinuerligt. För det första har helt orimliga mätvärden bortsorterats redan före datalagringen på platsen. Härför har det funnits inprogrammerade kontrollrutiner i mät datorn. För det andra har datalagringen på bandminnet dokumenterats med hjälp av utskrifter på mät datorns skrivare. Utskrifterna har för varje timma angett om datalagringen skett normalt eller om avbrott förekommit.

Med ungefär en veckas mellanrum har mätsystemets magnetband bytts. Den fortsatta databehandlingen har skett på ett datorsystem för beräkning vid Avdelningen för installationsteknik. I samband med inläsning av mätsystemets magnetband på beräkningsdatorn har bandkopior gjorts som reserv. Vid databehandlingen har ytterligare en del kontroller gjorts enligt det följande.

Mätdatakontrollerna på beräkningsdatorn har gjorts med hjälp av ett par speciella dataprogram med beräkningsrutiner och grafiska rutiner.

Fortlöpande har för varje vecka dygnsvärden för alla mätstorheter framräknats och tabellerats på skrivarpapper. På så vis har dels en bra bild av mätvärdenas rimlighet och dels en lättöverskådlig dokumentation av mätdata vunnits.

Regelbundet har också uppritning av en del dygnsförlopp för viktigare mätstorheter gjorts på beräkningsdatorns grafiska bildskärm. Därigenom har en mer detaljerad mätvärdeskontroll fåtts.

Uppritning har t ex gjorts av temperaturförlopp för mät punkter så placerade i anläggningen att mätvärdena bör överensstämma i ett visst driftfall. Vidare har detaljförlopp för vätskeflöden visat om mätvärdena för en och samma mät punkt har legat oföränd-



rade från gång till gång vid samma driftfall. På så vis har en någorlunda god kontroll av vätskeflödesgivarnas långtidsfunktion uppmätts. Någon sådan givarkontroll har inte kunnat göras genom kontrollmätning på platsen. Uppritade detaljförlopp har också visat hur pass samstämmiga olika solarimetermätningar har varit. Så har t ex uppmätt global solinstrålning i det solföljande planet uppritats parallellt med direkt solinstrålning i samma plan. Den direkta solinstrålningen har i det fallet framräknats med hjälp av uppmätt global och diffus solinstrålning i horisontalplanet. Som en rimlighetskontroll har direkt- och globalinstrålningens storlek i det solföljande planet jämförts.

När det gäller värmemängdsmätning har sammanställda månadssummor baserade på det datoriserade mätsystemets registreringar regelbundet kontrollerats genom uppställning av anläggningens värmebalans. Nämnade månadsvärden har i sin tur ställts mot månadsvärden framtagna med hjälp av fristående integreringsverk med räkneverk för värmemängd.

#### 4.2.4 Mätfel

En mätning anger aldrig exakt värdet av den storhet som skall bestämmas. Det man får är ett värde som ligger inom ett visst område kring det verkliga värdet. Detta områdes storlek dvs mätfelet bör därför anges som ett kvalitetsmått på ett mätvärde.

Hur noggrann man än är vid en mätning får man fel som t ex orsakas av mätinstrumentens onoggrannhet eller av ofrånkomliga yttre störningar. I det här sammanhanget brukar man skilja på systematiska och tillfälliga fel. De systematiska felen omfattar instrumentfel, metodfel och avläsningsfel. De karakteriseras av att felet alltid uppträder på ett visst sätt i förhållande till det korrekta mätvärdet. Tillfälliga fel kan ävenledes hänföras till instrument, mätmetod och avläsning. Exempelvis kan mätmetoden vara sådan att slumpvisa yttre störningar inte kan undvikas.

Man brukar någorlunda säkert kunna bestämma de systematiska felens storlek medan de tillfälliga felens storlek i regel måste uppskattas eller behandlas med hjälp av sannolikhetskalkyl.

I det följande ges en sammanställning av de primärt mätta storheternas fel.

##### 1. Vätsketemperatur

Mätning har skett av både absoluttemperaturer ( $t$ ) och temperaturdifferenser ( $\Delta t$ ). Enligt upprepade kalibreringar på platsen är mätfelen:

$$\Delta t = \pm 0,5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\Delta(\Delta t) = \pm 0,2 \text{ } ^\circ\text{C}$$

De små felen hos temperaturdifferenserna beror på att mätningarna är gjorda med speciellt utvalda givarpar. Dessa givarpar har använts för värmemängdsmätning.

2. Vätskeflöde ( $\dot{V}$ )

Enligt givarfabrikantens kalibrering är det relativa felet:

$$m_{\dot{V}} = \frac{\Delta \dot{V}}{\dot{V}} = \pm 2 \%$$

## 3. Solinstrålning

Solarimetrarna har kalibrerats vid Statens provningsanstalt (SP). Vid kalibreringen bestämdes instrumentens responsivitet respektive cosinusberoende. Hänsyn har till en viss del tagits till cosinusberoendet vid behandling av primärdata för global solinstrålning ( $E_g$ ). Det resterande relativa mätfelet är:

$$m_{E_g} = \frac{\Delta E_g}{E_g} = \pm 4 \%$$

Beträffande diffus solinstrålning kommer förutom instrumentfelet ( $\pm 3 \%$ ) även ett metodfel för mätning med skuggring in i bilden. Enligt Latimer (1979) ligger det senare felet på  $\pm 2 \%$ . Eftersom instrumentfelet är av systematisk art och metodfelet här antas vara av tillfällig art adderas dessa båda fel till ett totalt relativt mätfel enligt:

$$m_{E_i} = \frac{\Delta E_i}{E_i} = \pm \sqrt{3^2 + 2^2} \approx \pm 3,5 \%$$

Ovan angivna fel hos de direkt mätbara storheterna kommer till praktisk användning när det gäller bestämning av fel hos beräknade storheter. I det följande presenteras mer allmänt felet för värmemängd och för direkt solinstrålning.

## 1. Värmemängd

Den i en vätskekrets distribuerade värmemängden ( $Q$ ) bestäms med hjälp av mätvärden för vätskeflöde ( $V$ ) och för temperaturdifferens ( $\Delta t$ ) ur följande samband:

$$Q = konst \cdot \dot{V} \cdot \Delta t \quad (4:3)$$

Härav följer att det relativa felet hos värmemängden bestäms enligt sambandet:

$$m_Q = m_{\dot{V}} + m_{\Delta t} \quad (4:4)$$

Enligt det föregående anges temperaturdifferensens fel oftast i absolut mått medan man i samband (4:4) måste använda relativa felmått. I tabellen nedan presenteras de relativa felen hos både temperaturdifferens och värmemängd för några olika värden på temperaturdifferensen. Absolutfelet hos temperaturdifferenserna har genomgående satts till  $\pm 0,2$  °C. För motståndsgivare är enligt tabellen mätfelen stora vid små temperaturdifferenser. Det är då bättre att använda seriekopplade termoelement. Om som i Ingelstad temperaturdifferenserna är större än 5 °C är mätfelen ändå relativt små för motståndsgivare.

$\Delta t$ ( $^{\circ}\text{C}$ )	$m_{\theta}$ (%)	$m_{\Delta t}$ (%)	$m_Q$ (%)
1	$\pm 2$	$\pm 20$	$\pm 22$
2	$\pm 2$	$\pm 10$	$\pm 12$
5	$\pm 2$	$\pm 4$	$\pm 6$
10	$\pm 2$	$\pm 2$	$\pm 4$
20	$\pm 2$	$\pm 1$	$\pm 3$
40	$\pm 2$	$\pm 0,5$	$\pm 2,5$

## 2. Direkt solinstrålning

Enligt avsnitt 4.2.2 bestäms den direkta solinstrålningen genom att mätvärdet för den diffusa solinstrålningen ( $E_i$ ) subtraheras från mätvärdet för den globala solinstrålningen ( $E_d$ ). I det fallet måste man addera de absoluta felen för diffus och global solinstrålning vilket ger följande samband för den direkta solinstrålningens relativa fel:

$$m_{E_d} = \frac{\Delta E_d}{E_d} = \frac{\Delta E_g + \Delta E_i}{E_g - E_i} \quad (4:5)$$

I samband (4:5) kan man inte använda de relativfel för solinstrålning vilka angetts i det föregående. Detta går emellertid om sambandet vidareutvecklas varvid även följande samband kommer till användning:

$$E_i = C \cdot E_g \quad (4:6)$$

Konstanten  $C$  anger således den diffusa solinstrålningens storlek i förhållande till den globala solinstrålningens storlek. Konstantens storlek är väl känd genom mätningarna.

Sambanden (4:5) och (4:6) ger slutligen tillsammans med grunddefinitionerna på relativfelen  $m_{E_g}$  och  $m_{E_i}$  följande samband för den direkta solinstrålningens relativa fel:

$$m_{E_d} = \frac{m_{E_g} + C \cdot m_{E_i}}{1 - C} \quad (4:7)$$

Man kan således bestämma den direkta solinstrålningens relativa fel med kännedom om de relativa felen hos diffus respektive global solinstrålning samt solinstrålningens sammansättning. I tabellen nedan presenteras den direkta solinstrålningens relativa fel för några olika värden på konstanten  $C$ . Relativfelen  $m_{E_g}$  respektive  $m_{E_i}$  har genomgående satts till  $\pm 4$  % respektive  $\pm 3,5$  %.

C	$m_{E_d}$ (%)
0,3	± 7
0,4	± 9
0,5	± 11,5
0,6	± 15

Som framgår ur tabellen ökar relativfelet  $m_{E_d}$  med ökande värde på konstanten C. Uttryckt i klartext innebär detta att en bestämning av direkt solinstrålning med den här använda metoden blir mindre noggrann ju mindre den direkta solinstrålningen är. En felanalys i avsnitt 6.3 bygger på värdena i tabellen.

I det här kapitlet beskrivs driftläggningen av anläggningen som helhet under åren 1979-1982.

För en snabb översikt hänvisas till Fig 5.1 där driftläggningens huvuddrag finns redovisade tillsammans med tanktemperaturförloppet under dessa år. Driftläggningen har till viss del styrts av en del praktiska erfarenheter som underhand fått, t ex beträffande materialbeständighet. Det är därför naturligt att även beröra dessa aspekter vid driftbeskrivningen. Sist i driftbeskrivningen lämnas en del utförligare detaljuppgifter avseende drifttekniska data år för år.

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

Under en kall vinterperiod 1979 inträffade en del frysskador i solfångarsystemet. Man konstaterade att orsaken var för låg glykolkhalt i kombination med avställd pumpcirkulation. Ett annat praktiskt problem som upptäcktes vid sommarens slut var att ett stort antal av solfångarnas absorbatorrör hade skador hos den selektiva beläggningen.

När tanken i början av år 1980 hade urladdats visade det sig att man hade fått omfattande kalkutfällningar i rörsystemet berört av tankvattnet. Cement- och betonginstitutet (Rombén, 1980) och Statens Provningsanstalt (Sandström, Wennerholm, 1984) har gjort separata utredningar om kalkutfällningarna. Man har dragit slutsatsen att vattnet i tanken har alkaliserats p g a att kaliumhydroxid lakats ut ur betongen.

Efter tankurladdningen i början av år 1980 rengjordes rörsystemet kemiskt från kalkbeläggningarna. Detta år försenades idrifttagningen av solfångarsystemet genom en del tidsödande arbeten med reparation av frys- och korrosionsskador hos ett stort antal absorbatorrör.

Då solfångarsystemet som helhet kunde tas i drift i början av april år 1980 låg tankens medeltemperatur på cirka 45 °C. Under tiden fram till i slutet av september levererades solvärme såväl till tanken som direkt till distributionssystemet. Temperaturen höjdes därvid endast i tankens övre del där den oftast låg på 50 å 60 °C och mer sporadiskt uppgick till cirka 70 °C. Med start i november gjordes även detta år en tankuppladdning med hjälp av oljepannan. Man nådde vid årets slut en ungefär lika hög temperatur som året innan. Uppladdningens primära avsikt var den här gången att utröna om problemen med kalkutfällningar ånyo skulle uppträda. Efter tankurladdning i början av år 1981 kunde man konstatera att några nya problem med kalkutfällningar ej uppstått.

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

## TANKMEDEL TEMPERATURER

- Värme från solfångare  
 - - - - - Värme från oljepanna  
 - - - - - Urlagring

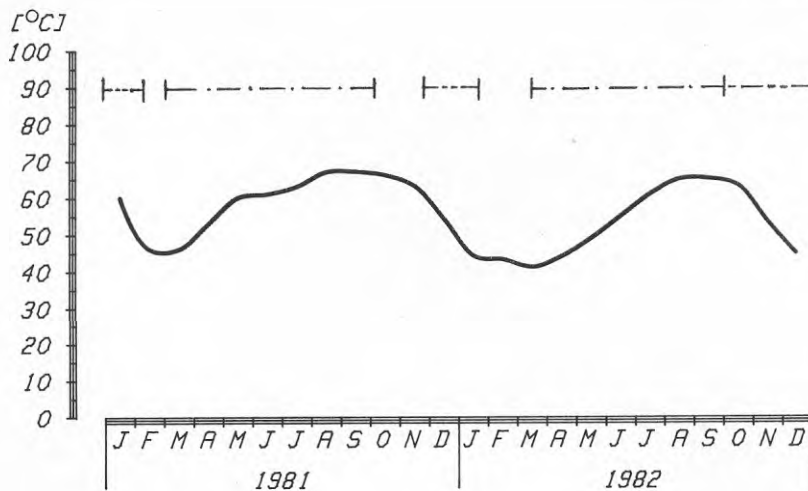
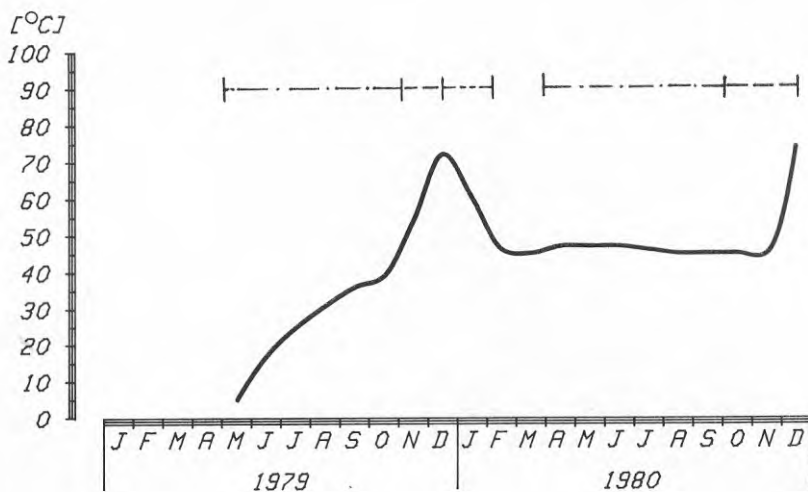


Fig 5.1 Anläggningens driftläggning åren 1979-1982.  
 Kurvan visar tankens medeltemperatur.

De drifttekniska erfarenheterna från de första två åren gjorde att man inför säsongen 1981 beslutade sig för några reglertekniska förändringar. Man ville först och främst nå högre temperaturnivåer under säsongens hela längd för studier av de termiska långtidsegenskaperna hos solfångare och tank. Av intresse var också den rent reglertekniska funktionen hos solfångar- och ackumulatorkretsarna. Som exempel kan nämnas flödesstyrning i solfångarkretsen där tidigare problem med sena pumpstarter och tillfälliga pumpstopp behövde lösas. Man ville vidare frikoppla sig från den hårda tvångsstyrning av temperaturnivån hos flödet inlagrat i tanktoppen som tidigare hade tillämpats. Styrningen hade inneburit att en temperatur något högre än tankens toptemperatur alltid hade krävts.

Tre åtgärder vidtogs:

- 1 Ingen direkt solvärmeöverföring till distributionskretsen.
- 2 Temperaturnivån för värmeinlagring till tankens topp konstantsattes och valdes så att en viss temperaturdifferens i förhållande till tankbotten skulle fås.
- 3 Solfångarkretsens starttermostater nerställdes för start vid lägre temperatur.

Vid säsongens slut i september hade en nära nog rätlinjig temperaturfördelning nåtts i tanken med cirka 75 °C i toppen och cirka 60 °C i botten. I syfte att närmre kunna undersöka tankvärmeförlusterna lämnades därefter tanken för en cirka två månader lång stilleståndsperiod varefter urladdning påbörjades.

I början av år 1982 då urladdningen hade avslutats visade sig ånyo en del frysskador i solfångarkretsen. När solfångarsystemet skulle tas i drift i början av mars upptäcktes omfattande materialskador hos systemets mekanik för solföljning. Reparationsarbeten gjorde att solfångarsystemet successivt kunde tas i drift under april och maj. Med ledning av erfarenheter från 1981 års drift avseende flödesstyrning i solfångarkretsen gjordes ett par modifieringar i styrsystemet. Ett praktiskt resultat av detta blev att solfångarkretsen år 1982 kom att arbeta med ett väsentligt lägre flöde och en större temperaturdifferens än under år 1981. Som en direkt följd härav sjönk det totala elenergibehovet för pumpcirkulationen.

Liksom under år 1981 lagrades även år 1982 solvärmén direkt in i tanken. Under månaderna juli - augusti förekom emellertid vissa perioder med direkt solvärmeöverföring till distributionskretsen. Tankens medeltemperatur höjdes från cirka 45 °C i början av april till cirka 65 °C i mitten av oktober då solfångarsystemet togs ur drift. Tankurlagringen påbörjades i mitten av november och pågick till januari månads slut år 1983. En del mekaniska eller elektriska mindre fel uppträdde sporadiskt i solfångarsystemet under hela säsongen. Härav föranledda stilleståndsperioder med reparationsarbeten störde solfångardriften under denna säsong.

Vid kontroller av tankens vattennivå som gjordes både i slutet av år 1981 och i slutet av år 1982 konstaterade man att vatten-

förlusten blivit större än väntat. Man hade vid projekteringen beräknat att vattenförlusten till följd av ångdiffusion och vattenströmning genom tankväggarna skulle ligga på 4-8 m<sup>3</sup> per år. Den verkliga vattenförlusten visade sig istället ligga på cirka 130 m<sup>3</sup> per år vilket motsvarar nästan 3 % av tankens vattenvolym. Orsaken till den relativt stora vattenförlusten har ej bestämts och inte heller har några tätningsarbeten gjorts.

Under loppet av sommaren och hösten 1982 genomfördes en del försök med olika flödesstyrningar i distributionskretsen. Avsikten var att undersöka hur lågt flöde som kunde accepteras med hänsyn till abonnenternas värmekomfort. Sett i ett större perspektiv syftade dessa åtgärder till att sänka distributionskretsens returtemperatur och på så vis förbättra anläggningens solvärmeutbyte. Under tidigare driftår hade det visat sig att flödet därvidlag hade styrts på ett oacceptabelt sätt med alltför höga returtemperaturer som följd.

I tabellen på nästa sida ges en sammanställning över driftläggningen under åren 1979-1982. Tabellen innehåller en del huvuduppgifter om temperaturstyrningen när det gäller solvärmeinsamling. Temperaturbeteckningar använda i tabellen framgår av Fig 5.2.

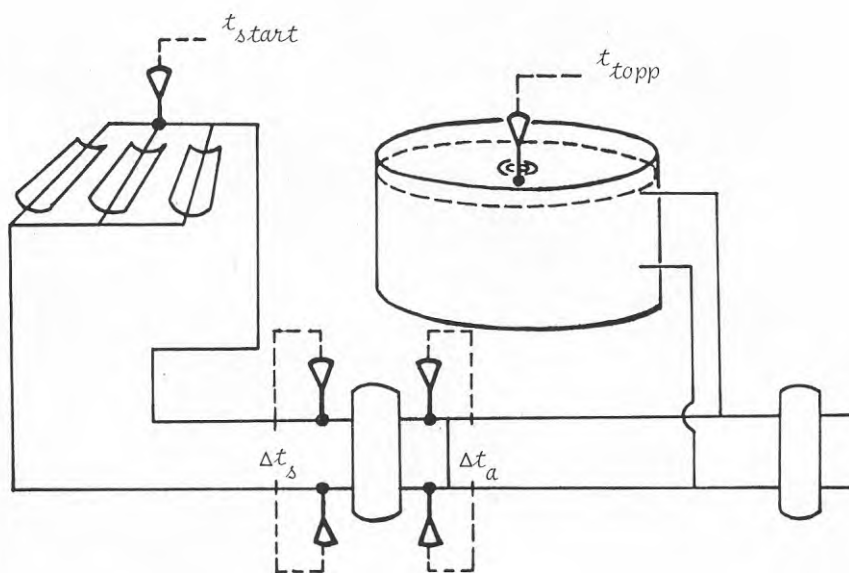


Fig 5.2 Temperaturbeteckningar använda i Tabell 5.1 om anläggningens driftläggning.



Tabell 5.1 Anläggningens driftläggning  
under åren 1979-1982

År	Solfångar- kretsen	Tank- kretsen	Distributions- kretsen
1979	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>t_{start} = 70 \text{ } ^\circ\text{C}</math></li> <li>• Sänkt flöde då <math>\Delta t_s \leq 0 \text{ } ^\circ\text{C}</math></li> <li>• Drift maj-okt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>\Delta t_a = 2 \text{ } ^\circ\text{C}</math></li> <li>• All solvärme lagras maj-okt</li> <li>• Extra uppvärmning med panna från nov</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ingen direkt solvärme</li> <li>• Lagrad värme i dec</li> </ul>
1980	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>t_{start}</math> och <math>\Delta t_s</math> dito 1979</li> <li>• Drift apr-sep</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>\Delta t_a = 2 \text{ } ^\circ\text{C}</math></li> <li>• Solvärmeöver-skott lagras mars-sep</li> <li>• Extra uppvärmning med panna från nov</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Direkt solvärme mars-sep</li> <li>• Lagrad värme från dec</li> </ul>
1981	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>t_{start} = 60 \text{ } ^\circ\text{C}</math></li> <li>• Sänkt flöde då <math>\Delta t_s \leq 0 \text{ } ^\circ\text{C}</math></li> <li>• drift mars-sep</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>t_{topp} = 65 \text{ } ^\circ\text{C}</math> mars juni, <math>75 \text{ } ^\circ\text{C}</math> juli-sep</li> <li>• All solvärme lagras mars-sep</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ingen direkt solvärme</li> <li>• Lagrad solvärme från nov</li> </ul>
1982	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>t_{start} = 60 \text{ } ^\circ\text{C}</math></li> <li>• Sänkt flöde då <math>\Delta t_s \leq 8 \text{ } ^\circ\text{C}</math></li> <li>• Drift mars-sep</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>\Delta t_a = 2 \text{ } ^\circ\text{C}</math></li> <li>• All solvärme lagras apr-juni respektive sep-okt</li> <li>• Solvärmeöver-skott lagras juli-aug</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ingen direkt solvärme apr-juni, respektive sep-okt</li> <li>• Direkt solvärme juli-aug</li> <li>• Lagrad solvärme från nov</li> <li>• Försök med sänkt flöde</li> </ul>

I detta kapitel behandlas mätningarna och de direkta mätresultaten. Först redogörs för soltekniska och systemtekniska mätningar och därefter granskas mätresultatens tillförlitlighet med utgångspunkt från mättekniska fel.

Som tidigare nämnts härrör sig de stora mängderna mätdata från åren 1981 och 1982. Av den anledningen ligger tyngdpunkten i det här kapitlet på 1981 och 1982 års mätresultat. År 1981 har det under perioden mars-september varit speciellt få avbrott. Såväl själva solanläggningen som mätutrustningen har fungerat väl. Mätresultaten från detta år har därför i första hand utnyttjats för mer detaljerade studier.

### 6.1 Soltekniska mätningar

Klimatdata över solinstrålningen för en ort brukar presenteras i form av sammanställningar av dels solstrålningen mot horisontalplanet och dels av solskenstiden. Av den anledningen presenteras även här en del av mätresultaten från Ingelstad på det sättet.

Det här avsnittet har följande disposition. Först ges en översiktlig bild av solstrålningsförhållandena i Ingelstad år 1981. Därefter följer en del presentationer av mätresultat från Ingelstad ställda mot SMHI:s klimatstatistik för mellersta och södra Sverige. Sist ges en kortfattad sammanfattning av alla mätresultat.

Solstrålningen mot solfångarplanet har sitt intresse först då jämförelser görs med värmeutbytet. Huvudbehandlingen av uppmätt solstrålning mot solfångarplanet följer därför under rubriken Systemtekniska mätningar senare i detta kapitel.

#### 6.1.1 Solinstrålning i Ingelstad år 1981

Genom att de koncentrerande solfångarna i Ingelstadanläggningen inte kan tillgodogöra sig diffus strålning är det av speciellt intresse att få ett grepp om dennas storlek. I Fig 6.1 visas uppmätt global och diffus solstrålning per dygn mot horisontalplanet för Ingelstad under hela den period år 1981 då solfångarsystemet var i drift.

Man ser att den diffusa solstrålningen upptar en tämligen konstant andel av den globala solstrålningen sett som helhet under perioden. Andelen diffus strålning är cirka 55 % för hela perioden sammantagen.

Vid projekteringen av Ingelstadanläggningen utgick man från en uppgift från SMHI enligt vilken endast cirka 40 % av globalstrålningen mot horisontalplanet skulle vara diffus. Denna uppgift torde grunda sig på statistik för Stockholm som för en 10-årsperiod anger den diffusa andelen av den globala solinstrålningen till cirka 45 %.

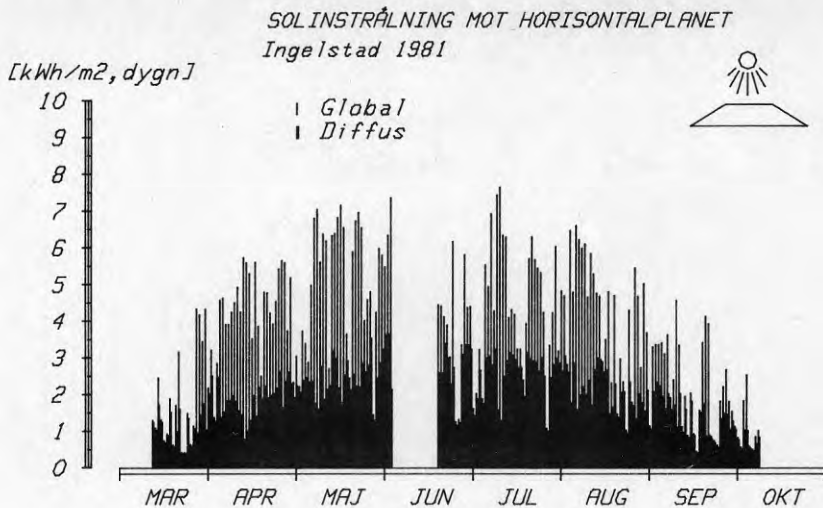


Fig 6.1 Under mätperioden 1981 i Ingelstad uppmätt global och diffus solinstrålning mot horisontalplanet. Mätvärden under en del av juni saknas p g a fel i mätutrustningen.

En annan fråga av speciellt intresse är sambandet mellan den globala solinstrålningen och solskenstiden. Fig 6.2 ger en bild av detta samband.

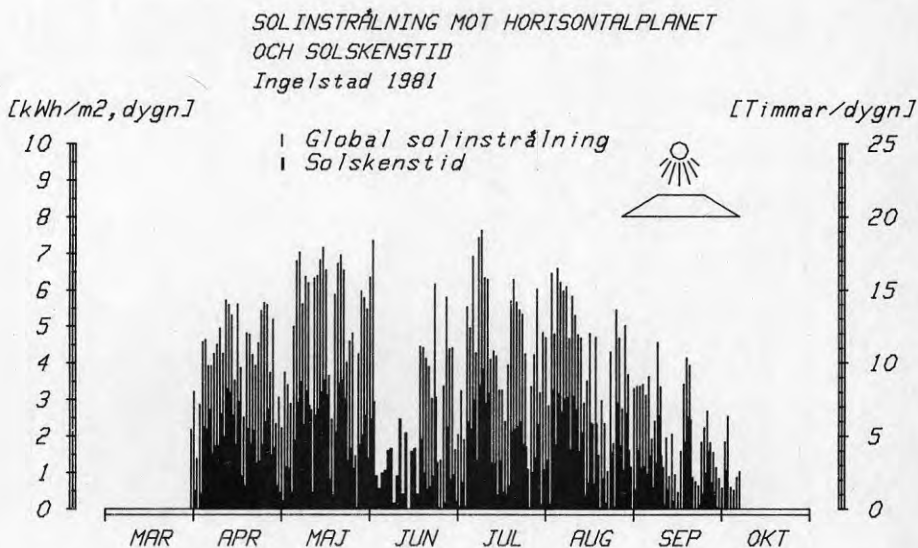


Fig 6.2 Under mätperioden 1981 i Ingelstad uppmätta värden på dels den globala solinstrålningen mot horisontalplanet och dels solskenstiden.

Man kan tydligt se att det finns en klar korrelation dag för dag mellan global solinstrålning och solskenstid. Denna korrelation är i verkligheten sedan länge ett etablerat begrepp vid statistisk behandling av solinstrålning där den går under benämningen Ångströms relation. Däremot finns det inte något motsvarande samband mellan direkt solinstrålning och solskenstid framarbetat. Orsaken är bl a att den direkta solinstrålningens storlek varierar på ett svårare gripbart sätt än den globala solinstrålningen.

I Fig 6.3 är de per dag instrålade energimängderna under april och juli 1981 ordnade i fördelningsdiagram. Dessa diagram visar att man inte på ett enkelt sätt kan utgå från den globala solinstrålningen då man skall beräkna den direkta instrålningens storlek.

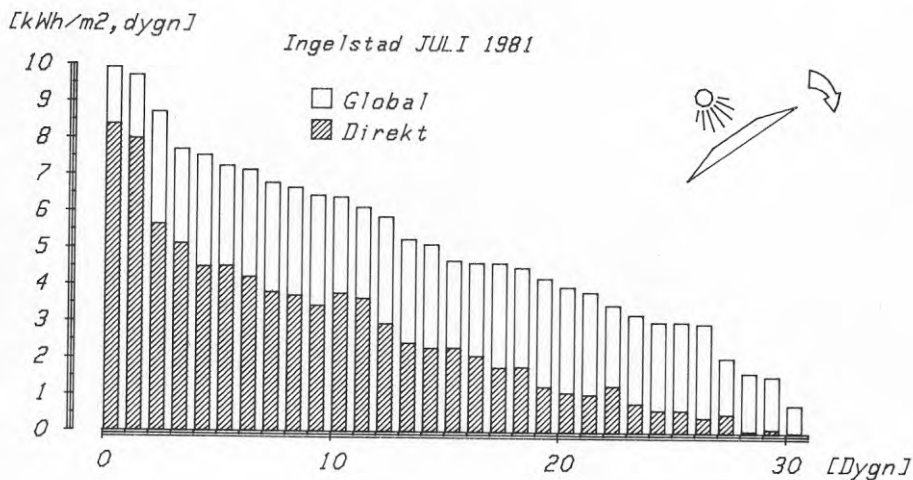
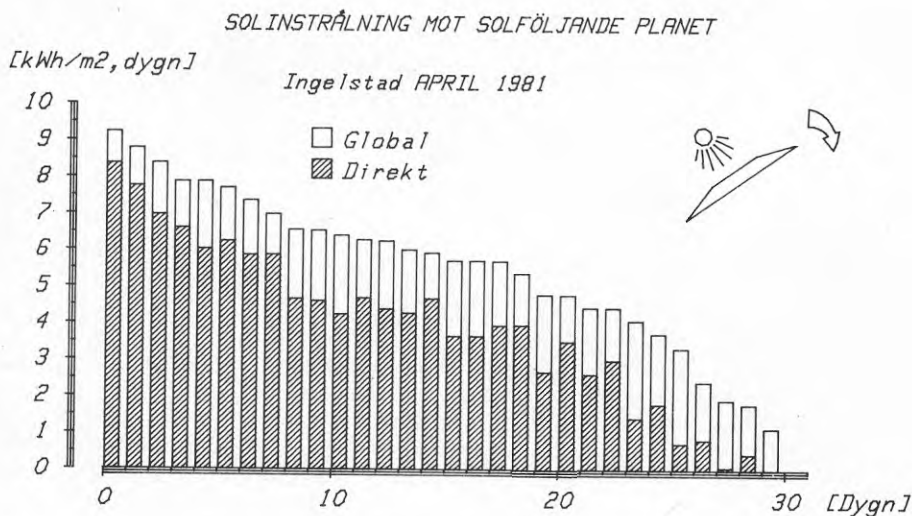


Fig 6.3 Global och direkt daglig solinstrålning mot det rörliga solfångarplanet i Ingelstad. Mätvärden för april och juli 1981.

Summerar man den globala solinstrålningen över respektive månad finner man att den totala globala instrålningen under månaden mot det rörliga solfångarplanet blir ungefär den samma, cirka 160 kWh/m<sup>2</sup>, för april och juli. Summerar man den direkta solinstrålningen på samma sätt finner man emellertid att den totala direkta instrålningen mot det rörliga solfångarplanet är cirka 50 % större i april än i juli, 120 kWh/m<sup>2</sup> respektive 80 kWh/m<sup>2</sup>. Man kan också direkt se att den direkta solinstrålningens fördelning över månaden är olika i april och juli medan fördelningen av den globala solinstrålningen är likartad för de båda månaderna.

Det som i första hand bidragit till de nämnda skillnaderna är att april år 1981 var en ur solskenssynpunkt fin månad medan vädret i juli var ganska dåligt. En av de slutsatser som bör dras av det här sagda är därför att den direkta solinstrålningen är mer väderleksberoende än den globala solinstrålningen. Solfångarsystem som kan tillgodogöra sig endast direkt solinstrålning får därmed en starkt reducerad effekt under år med "dålig sommar". Detta måste beaktas om man diskuterar sådana system för svenska förhållanden.

#### 6.1.2 Solinstrålning och solskenstid i Ingelstad i jämförelse med andra orter

Efter denna översiktliga presentation av solstrålningsförhållandena i Ingelstad år 1981 följer här en del presentationer av mer systematiskt sammanställda mätresultat från Ingelstad ställda mot SMHI:s klimatstatistik för andra orter. Det är storheterna direkt och global solstrålning mot horisontalplanet samt solskenstid som upptas till behandling.

I Fig 6.4 visas uppmätt direkt och global solinstrålning per månad mot horisontalplanet. I figurens översta stapeldiagram ingår dels mätresultat från Ingelstad år 1981 och år 1982 och dels SMHI:s mätresultat från Norrköping år 1981. För både Ingelstad och Norrköping har smärre beräkningsmässiga kompletteringar gjorts för ett par månader som saknat en del dygnsvärden.

I figuren visas som en jämförelse med Ingelstad och Norrköping även solstrålningsförhållandena i Stockholm enligt SMHI:s mätningar för åren 1979 och 1980 jämsides med statistiken för åren 1971-1980. Motsvarande statistik finns ännu inte tillgänglig för åren efter 1980.

I Ingelstad uppmätt global solinstrålning mot horisontalplanet var under perioden mars-september år 1981 cirka 790 kWh/m<sup>2</sup>. Härav utgjordes 360 kWh/m<sup>2</sup>, dvs cirka 46 %, av direkt solinstrålning. Motsvarande värden var under perioden mars-september år 1982 cirka 870 kWh/m<sup>2</sup>, 460 kWh/m<sup>2</sup> respektive cirka 53 %. Man noterar att direktinstrålningen för 1982 års mätperiod såväl absolut sett som sett relativt globalinstrålningen är väsentligt större än för 1981 års mätperiod.

Man kan fråga sig om det är möjligt att ange den direkta solstrålningens storlek och variation under en längre rad av år för en ort som Ingelstad där endast ett par år finns uppmätta. Frånsett det faktum att den i dagsläget tillgängliga klimatstatistiken på området tillsammans med här framtagna mätresultat bildar ett litet och kanske ofullständigt basmaterial för långt gående generaliseringar, bör ändå en del slutsatser om den direkta solstrålningen kunna dras.

Några intressanta iakttagelser kan göras med hjälp av diagrammen i Fig 6.4. För det första uppvisar Ingelstad och Norrköping för år 1981 mycket stora likheter både med avseende på direkt och på global solstrålning. För det andra uppvisar Stockholm stora inbördes skillnader mellan åren 1979 och 1980 liksom Ingelstad mellan åren 1981 och 1982.

Beträffande Ingelstad och Norrköping år 1981 observerar man att båda orterna har mycket låga global- och direktstrålningsvärden för juni månad. Vidare är andelen direktinstrålning ungefär lika stor månad för månad för de två orterna. Sett över hela perioden mars-september är andelen direktstrålning cirka 45 % för båda orterna.

Beträffande Stockholm kan man konstatera att år 1980 till sin huvudkaraktär liknar ett medelår 1971-1980 medan år 1979 som helhet är ett tämligen dåligt solår med cirka 10 % lägre global solinstrålning än under medelåret. Sett över hela perioden mars-september är andelen direktinstrålning cirka 48 % för år 1979 och cirka 55 % för år 1980.

Med utgångspunkt från mätningarna i Ingelstad och Norrköping år 1981 skulle det här kunna ligga nära till hands att söka en korrelation med vars hjälp solinstrålningen på en ort direkt kunde relateras till solinstrålningen på en annan ort. Mot den bakgrunden har förutom de år som här har presenterats även några andra år tagits i betraktelse. Det har dock visat sig omöjligt att finna någon följsamhet mellan olika orter då diskreta år betraktas. Man kan för Stockholm och Norrköping finna exempel på intilliggande år där globalstrålningen ökar för den ena orten och minskar för den andra orten. Man bör således utgå ifrån att skillnaderna orter emellan i det stationsnät som nu finns utbyggt kan vara stora för diskreta år.

Man får istället utgå från mätningarna från Stockholm enligt Fig 6.4 och med ledning av SMHI:s övriga solstatistik försöka göra bedömningen av den direkta solinstrålningens variationer inom Sverige.

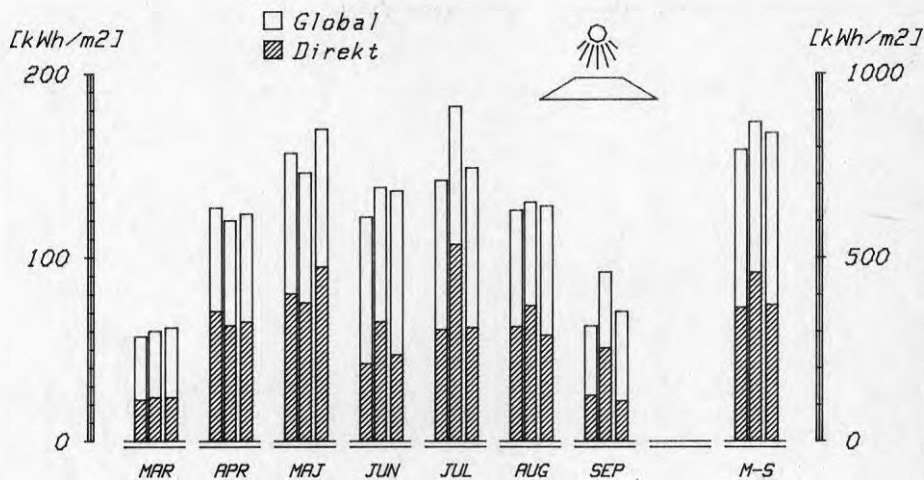
SMHI förfogar idag över solstatistik som omfattar 13 svenska orter varav 8 omspänner en 20-årig observationsperiod för globalinstrålning mot horisontalplanet. Uppgifter om direkt solinstrålning under en längre period finns emellertid endast för Stockholm. Det är dessa uppgifter som presenteras i Fig 6.4.

Vidare pågår i Norrköping sedan år 1975 mätning av direkt strålning men mätresultaten finns ännu ej tillgängliga i någon sammanfattad form.

Man finner med statistikens hjälp, om man begränsar sig till Götaland och Svealand och undantar Gotland, att den genomsnittliga globala solstrålningen mot horisontalplanet för perioden mars-september ligger mellan cirka 870 och 940 kWh/m<sup>2</sup>. Man kan med hjälp av ett beräkningsmässigt förfarande byggt på empirisk grund (se Kap 7) visa att direktinstrålningen för samma period då varierar mellan 480 och 560 kWh/m<sup>2</sup>. Direktinstrålningens andel ligger mellan cirka 55 och 60 % av globalinstrålningen.

## SOLINSTRÅLNING MOT HORIZONTALPLANET

Ingelstad 81,82, Norrköping 81



Stockholm 79, 80, medelår (71-80)

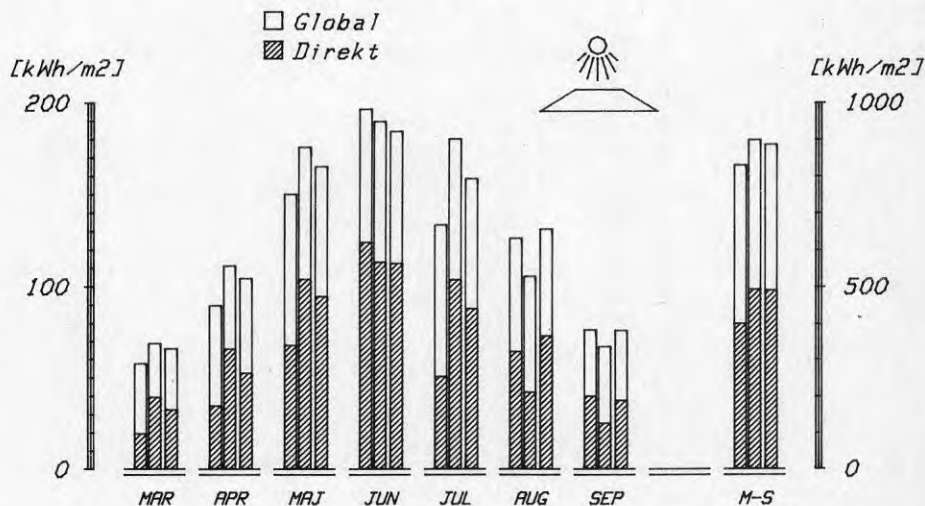


Fig 6.4 Överst: Uppmätt direkt och global solstrålning per månad mot horisontalplanet. Till höger visas summan av alla månader. Mätresultat från Ingelstad år 1981 och år 1982 jämförs med SMHI:s mätresultat från Norrköping år 1981. (Från vänster till höger). Underst: Dito med SMHI:s mätresultat från Stockholm år 1979, år 1980 och medelåret för 10-årsperioden 1971-1980. (Från vänster till höger).

Variationen av den direkta solinstrålningen för en ort mellan olika år är svårare att mer allmänt ange. Om man antar att mätresultatet för år 1979 i Stockholm representerar en undre gräns för orten Stockholm, finner man att variationen är av storleksordningen  $\pm 100 \text{ kWh/m}^2$ . Att så är fallet stöds också av en annan undersökning gjord av DFE (1981) där globalstrålningens variation togs fram för en 40-årsperiod i Stockholm. Variationens bredd visade sig uppgå till  $\pm 10 \%$  av medelvärdet. Om man utgår från att medelvärdet, cirka  $900 \text{ kWh/m}^2$ , för den globala strålningen är det som gäller för Stockholm enligt Fig 6.4, och lägger på detta en variation med  $\pm 10 \%$ , finner man med hjälp av den beräkningsmetod som har använts orter emellan att den direkta strålningens variation blir cirka  $\pm 100 \text{ kWh/m}^2$ . Denna skall då ställas mot direktinstrålningens medelvärde, cirka  $500 \text{ kWh/m}^2$ .

Sammanfattningsvis tyder mätningar och beräkningar tillsammans på att den direkta solinstrålningen mot horisontalplanet för perioden mars-september under ett normalt år ligger på drygt  $500 \text{ kWh/m}^2$  för Götaland och Svealand. Variationerna orter emellan är av storleksordningen  $\pm 10 \%$  medan avvikelserna från normalårsvärdet för ett enstaka år på en ort kan uppgå till  $\pm 20 \%$ . En direktstrålning på  $500 \text{ kWh/m}^2$  motsvarar mellan cirka 55 och 60 % av globalstrålningen mot horisontalplanet. Instrålningsförhållandena i Stockholm, såsom de presenteras i Fig 6.4, kan här sägas representera genomsnittet.

Erfarenheterna från Ingelstad tyder på att det kan förekomma något större lokala variationer, speciellt då enstaka år betraktas. Antar man att år 1981 i Ingelstad med drygt  $360 \text{ kWh/m}^2$  uppmätt direktstrålning representerar ortens undre gräns blir normalårsvärdet cirka  $450 \text{ kWh/m}^2$ .

Direktinstrålningen under tiden mars-september 1982 är cirka  $460 \text{ kWh/m}^2$ . 1982 representerar därmed ett normalår med avseende på direktinstrålningen.

Att utnyttja mätta värden på solskenstid är en annan möjlighet att bedöma genomsnittsvärdet av den globala solinstrålningen för en ort för vilken man saknar direkta mätningar för längre perioder. Det mest kända och använda beräkningsförfarandet grundar sig på dimensionslösa storheter där mätt solskenstid i förhållande till maximalt möjlig solskenstid ger globalstrålningen. Solskenstiden ensam ger således inte tillräcklig information för bedömning av den absoluta skillnaden mellan globalstrålningen på två orter. Man kan dock med hjälp av den någorlunda säkert avgöra vilken av orterna som har störst årsgenomsnittlig globalstrålning för året som helhet eller för flera månader summerade.

I det följande presenteras några exempel på mätt solskenstid för perioden mars-september. Exempelen har hämtats från SMHI:s statistik som omfattar cirka 25 orter, många med en observations-tid på mellan 20 och 30 år. Jönköping finns med bland exemplen beroende på att man vid projekteringsarbetet för Ingelstadanläggningen utnyttjat denna ords statistik över solskenstid. Man nyttjade då ett mer detaljerat statistiskt material än det för hela månader sammanslagna som här ska redovisas. Månadsstatistiken ger dock en del klara upplysningar om solinstrålningen då olika orter skall jämföras eller då olika år på en ort skall jämföras.



I Fig 6.5 visas genomsnittliga solskensstider för Jönköping, Norrköping och Stockholm. Av dessa orter uppvisar Stockholm den högsta summerade solskensstiden för perioden mars-september, cirka 1600 timmar, Norrköping en något lägre summa, cirka 1540 timmar och Jönköping den lägsta summan, cirka 1280 timmar. I förhållande till maximalt möjlig solskensstid utgör Stockholms och Norrköpings solskensstider drygt 0,5 medan Jönköpings solskensstid svarar mot knappt 0,5. Dessa förhållanden tyder på att globalstrålningen mot horisontalplanet är något lägre för Jönköping än för övriga två orter. Samma slutsatser kan dras om Jönköping jämförs med t ex Karlstad och Göteborg.

Om man istället betraktar solskensstidsmätningar för enskilda år blir det svårare att dra slutsatser om den globala solstrålningen och dess variationer år för år. Detta eftersom empiriskt vunna samband mellan solparametrar ej gäller med samma säkerhet för ett diskret år som för statistiskt sammanlagrade år. Man kan dock göra en del iakttagelser utgående från samtidiga registreringar av solskensstid i Ingelstad och i Jönköping.

Det översta stapeldiagrammet i Fig 6.6 återger mätresultat från Ingelstad år 1981 tillsammans med SMHI:s registreringar från Jönköping åren 1981 och 1982. En jämförelse mellan Ingelstads och Jönköpings solskensstider år 1981 visar att överensstämmelsen orterna emellan är bra för perioden april-september. Flera av månaderna uppvisar en samstämmighet som måste betraktas som mycket bra. Om man undantar juni, som måste ses som extrem med knappt hälften av normal solskensstid i Jönköping, finner man att solskensstiden i Ingelstad är något lägre än i Jönköping. Skillnaden uppgår till cirka 4 %. En mycket liten skillnad om man beaktar att mätning av solskensstid är förenad med vissa felkällor. Vissa undersökningar tyder dock på att mätfelen i verkligheten är förvånansvärt små.

#### SOLSKENSTID MEDELÅR

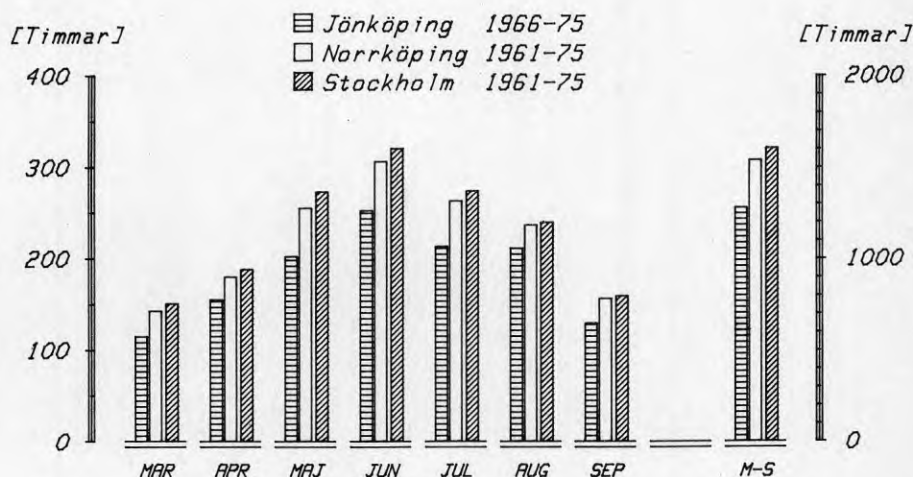


Fig 6.5 Av SMHI uppmätta solskensstider för Jönköping, Norrköping och Stockholm. Staplarna anger genomsnittliga värden omfattande de år som anges i figuren.

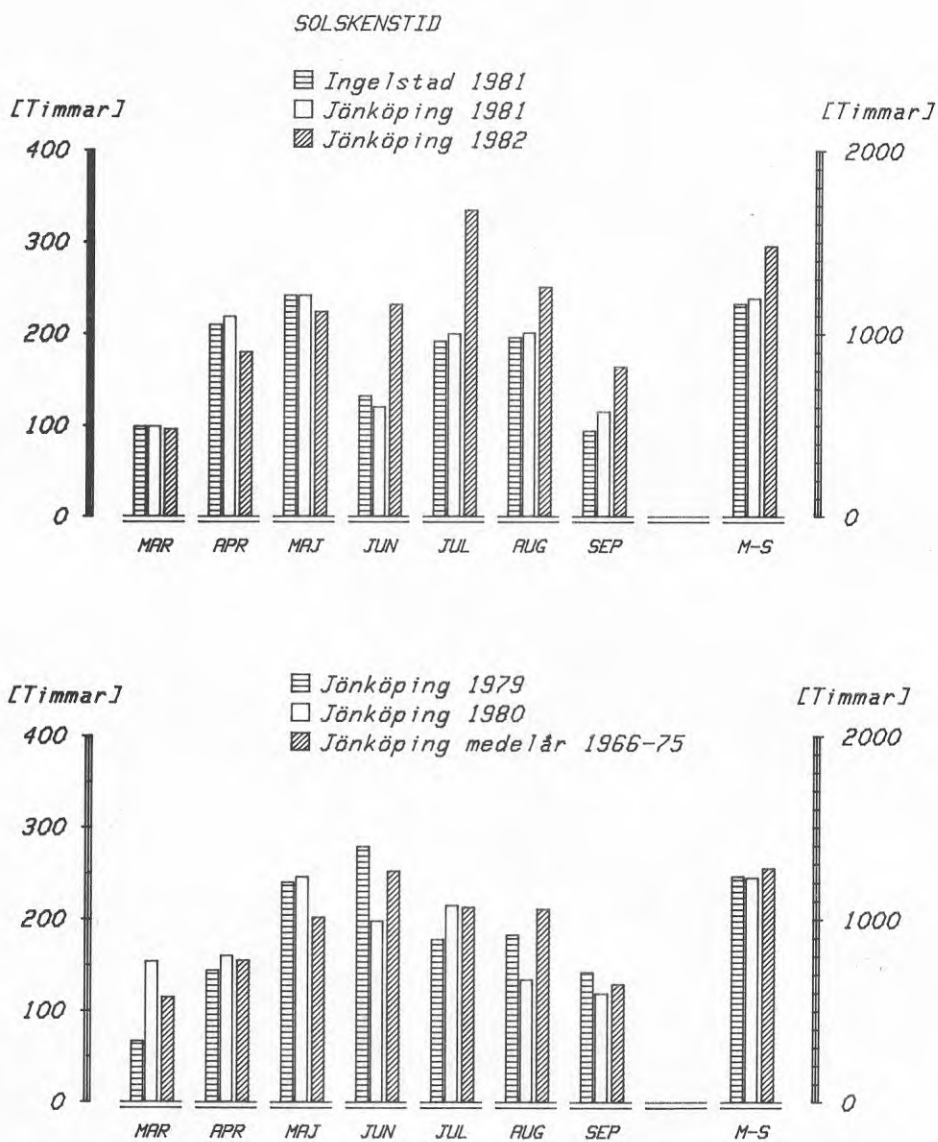


Fig 6.6 Överst: Uppmätt solskenstid per månad. Mätresultat från Ingelstad 1981 och från Jönköping år 1981 och år 1982. Till höger visas sammanlagd solskenstid mars-september.  
Underst: Dito med SMHI:s mätresultat från Jönköping år 1979, år 1980 och medelåret för tidperioden 1966-1975.

Om man förutsätter små fel i registreringen av solskenstiden i Ingelstad och Jönköping och dessutom antar att förhållandet orterna emellan år 1981 även är representativt för en längre rad av år, så kan man beräkningsmässigt visa, att den globala solinstrålningen mot horisontalplanet är cirka 3 % lägre i Ingelstad än i Jönköping. Detta tillsammans med en beräkningsmässig jämförelse mellan Jönköping i sin tur och Stockholm, även den baserad på solskenstid, tyder på att globalstrålningen i Ingelstad är drygt 5 % lägre än i Stockholm för ett normalår. En sådan stegvis bedömning är diskutabel ur rent statistisk synpunkt men faller trots sin osäkerhet väl in i det mönster som fåtts genom analys av direkta globalstrålningsmätningar. Enligt dessa analyser varierar normalårsvärdena för globalstrålning orter emellan med cirka  $\pm 5\%$  vilket motsvarar  $\pm 10\%$  med avseende på direktstrålning mot horisontalplanet.

Medan 1981 visade sig vara ett år med något lägre antal solskenstimmar än normalt i Jönköping för perioden mars-september, cirka 6 % lägre, blev 1982 istället ett år med tämligen högt antal solskenstimmar, cirka 16 % fler än normalt. En jämförelse mellan Ingelstads och Jönköpings solskenstider år 1982 har visat att överensstämmelsen även detta år är god.

Erfarenheterna från åren 1981 och 1982 visar således att man bör kunna utgå ifrån en viss allmän överensstämmelse mellan Ingelstads och Jönköpings solskenstider under perioden mars-september. Med detta som utgångspunkt har med hjälp av SMHI:s registreringar av solskenstid från Jönköping solinstrålningen framräknats för åren 1979 och 1980 i Ingelstad. Från dessa två år, anläggningens första driftår, saknas direkta registreringar av solinstrålningen på orten. Det nedersta stapeldiagrammet i Fig 6.6 återger SMHI:s solskenstidsregistreringar från Jönköping åren 1979 och 1980 tillsammans med statistiken för åren 1966-1975. Bägge åren uppvisar för perioden mars-september en solskenstid som är obetydligt lägre än normalt.

Under rubriken Soltekniska beräkningar i Kap 7 beskrivs närmre problematiken kring framräkning av solinstrålning med hjälp av solskenstidsregistreringar.

#### 6.1.3 Sammanfattning av mätresultat för solinstrålning

I följande kortfattade punkter sammanfattas mätresultaten från Ingelstad tillsammans med en del mätresultat från SMHI:s statistik på området:

- 1 I Ingelstad uppmättes under perioden mars-september år 1981 cirka  $790 \text{ kWh/m}^2$  global solinstrålning mot horisontalplanet. Härav utgjordes cirka  $360 \text{ kWh/m}^2$ , dvs cirka 45 %, av direkt solinstrålning.
- 2 Motsvarande värden för Ingelstad var under perioden mars-september år 1982 cirka  $870 \text{ kWh/m}^2$  global solinstrålning mot horisontalplanet varav cirka  $460 \text{ kWh/m}^2$ , dvs cirka 53 %, utgjordes av direkt solinstrålning.

- 3 Enligt SMHI:s statistik för ett 10-tal orter i Götaland och Svealand varierar den genomsnittliga globala solinstrålningen mot horisontalplanet för perioden mars-september mellan cirka 870 och 940 kWh/m<sup>2</sup>. Genomsnittsvärdet är drygt 900 kWh/m<sup>2</sup>. Beräkningar visar att direktinstrålningen då varierar mellan cirka 480 kWh/m<sup>2</sup> och 560 kWh/m<sup>2</sup>. Genomsnittsvärdet är drygt 500 kWh/m<sup>2</sup>.
- 4 Såväl mätningar som beräkningar tyder på att Ingelstads motsvarande genomsnittsvärden ligger på cirka 880 kWh/m<sup>2</sup> respektive cirka 450 kWh/m<sup>2</sup>, dvs drygt 50 % av den globala instrålningen är direktinstrålning. Jämfört med genomsnittsvärden för direktinstrålning mot horisontalplanet inföll därmed år 1981 cirka 20 % mindre än genomsnittet och år 1982 något mer än genomsnittet.
- 5 Genomsnittlig global solinstrålning mot horisontalplanet under perioden mars-september varierar orter emellan med  $\pm 5\%$  från ett normalvärde på cirka 900 kWh/m<sup>2</sup>. Under samma period kan avvikelserna från normalårsvärdet beräknas uppgå till  $\pm 10\%$  för ett enstaka år på en och samma ort.
- 6 Genomsnittlig direkt solinstrålning mot horisontalplanet under perioden mars-september varierar orter emellan med  $\pm 10\%$  från ett normalvärde på cirka 500 kWh/m<sup>2</sup>. Under samma period kan avvikelserna från normalårsvärdet beräknas uppgå till  $\pm 20\%$  för ett enstaka år på en och samma ort.

## 6.2 Systemtekniska mätningar

Som redan nämnts i Kap 4 har den systemtekniska utvärderingen inriktats på frågor rörande funktionen hos och driftbetingelserna för dels hela anläggningssystemet och dels dess delsystem. Under den här rubriken ligger därför tyngdpunkten på presentationer av samband mellan driftresultat, främst värmemängder, och driftbetingelser, främst solinstrålning. Vidare behandlas temperaturer och flöden i olika systemkretsar. I det följande presenteras i tur och ordning mätresultat för solfångarsystemet, ackumulerings tanken, distributionssystemet och slutligen hela anläggningssystemet sammantaget.

### 6.2.1 Solfångarsystemet

Då man börjar studera mätresultaten för solfångarsystemet är det naturligt att i första hand intressera sig för hur mycket värme som i verkligheten kan utvinnas. En översiktlig bild av detta fås ur Fig 6.7. I denna visas för 1981 värmeutbytet per dag, dvs den värmemängd som per dag avges efter solfångarsystemets värmeväxlare. I figuren är också den direkta solinstrålningen mot solfångarna varje dag angiven. Figuren ger således en direkt bild av hur stor del av den direkta solinstrålningen som resulterat i nyttigt värmeutbyte. Värmeutbytet är den värmemängd som har tillförts värmelagret. Det värme som har åtgått för uppvärmning av solfångarkretsens vatten till brukbar temperatur ingår således ej.

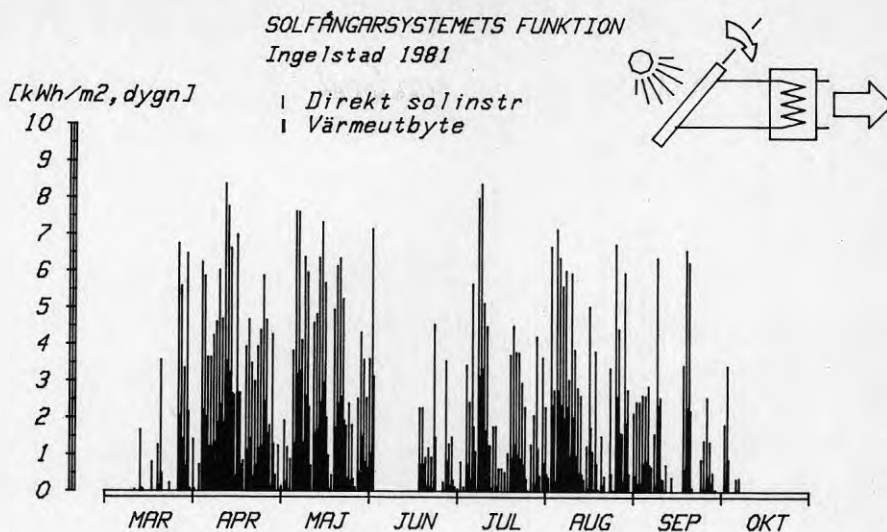


Fig 6.7 Uppmätt direkt solstrålning per dygn mot det rörliga solfångarplanet samt värmeutbyte per dygn. Figuren omfattar alla dygn med solfångardrift år 1981.

Undantaget en 2-veckorsperiod i juni med databortfall, återges i figuren mätresultat för alla dygn under hela den period år 1981 då solfångarsystemet var i drift. Under perioden från mitten av mars till slutet av september insamlades cirka  $160 \text{ kWh/m}^2$  solfångaryta, vilket med cirka 200 drift dagar motsvarar ett genomsnitt av cirka  $0,8 \text{ kWh/m}^2$  solfångararea och dag. Motsvarande genomsnitt för direktstrålningen är cirka  $2,8 \text{ kWh/m}^2$  dag. Solfångarsystemets säsongseffektivitet ligger således på cirka 30 % då all direkt solstrålning medräknas.

Man märker speciellt två saker i översikt bilden för år 1981. För det första är den samlade instrålningen och det samlade utbytet tämligen ojämnt fördelat mellan olika månader. För det andra är dessa storheters maximalvärden ungefär lika stora vid inbördes jämförelse mellan olika månader. En jämförelse mellan april och juli år 1981 ger t ex vid handen att den direkta solstrålningen är cirka 50 % större i april och att värmeutbytet är drygt 90 % större i april än i juli. Man finner å andra sidan att de bästa två dagarna hämtade från var och en av de två månaderna är likvärdiga både avseende direktinstrålning och värmeutbyte. Den stora skillnaden i totalt värmeutbyte månaderna emellan, förklaras av att månaderna uppvisar stora inbördes skillnader när det gäller direktinstrålningens fördelning över månaders dagar. I det följande ska dessa förhållanden beröras närmare.

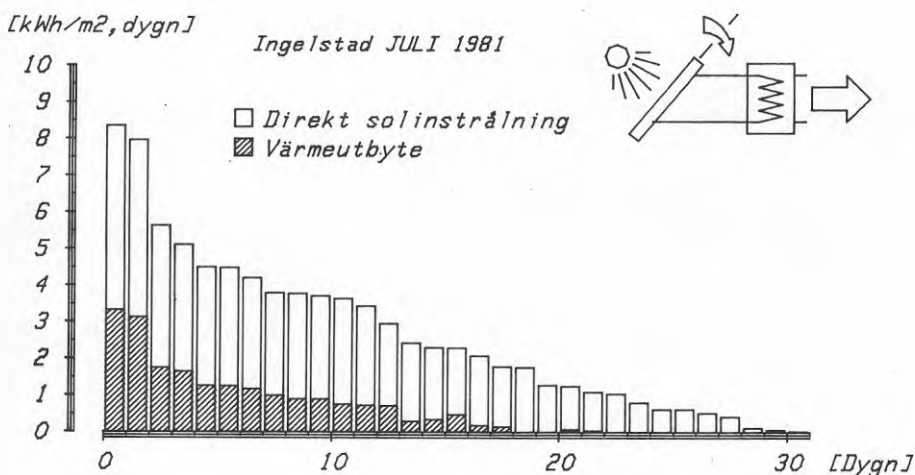
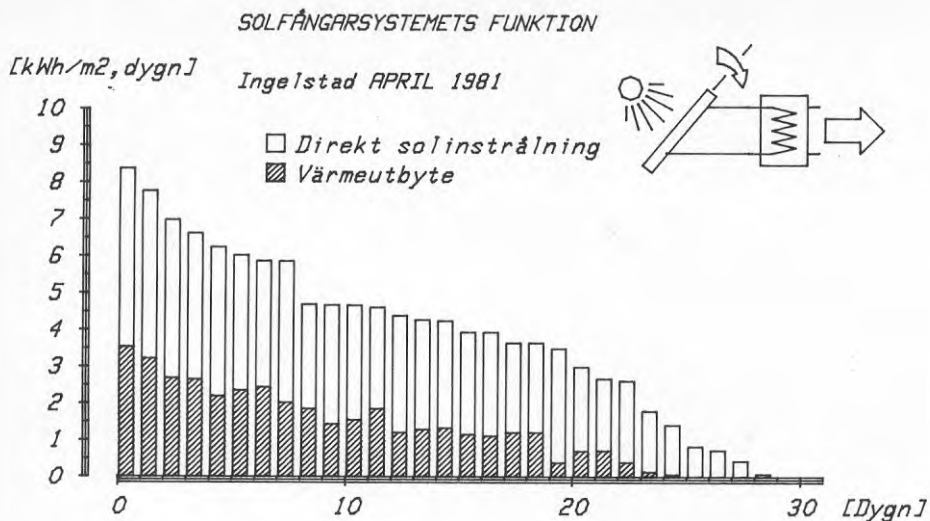


Fig 6.8 Uppmätt direkt solinstrålning per dygn mot det rörliga solfångarplanet i Ingelstad under april och juli år 1981. För varje dygn finns också värmeutbytet inlagt.

För april och juli 1981 återges i Fig 6.8 dels månadsfördelningarna av direkt solinstrålning mot det rörliga solfångarplanet och dels värmeutbytet. Direktinstrålningen per dygn presenteras här som staplar i fallande storleksordning vari också värmeutbyte per dygn finns avsatt. Förhållandet mellan värmeutbyte och direktinstrålning sett över månaden som helhet är för april cirka 34 % och för juli cirka 25 %. Det föreligger alltså en tämligen markant skillnad. Beräkningmässigt kan man visa, se Kap 7, att värmeutbytet bör vara cirka 30 % av direktinstrålningen för de båda månaderna vid normala instrålnings-

förhållanden och med solfångartemperaturer på mellan 70 och 80 °C som här har varit aktuella.

Det finns två huvudfaktorer, direkt kopplade till instrålningsförhållandena, som förklarar den stora skillnaden i värmeutbyte mellan april och juli. Först och främst uppvisar juli jämfört med april ett större antal dagar med en så låg direktinstrålning, att något värmeutbyte inte fås alls. Vidare finner man att om man tar med dagar som verkligen ger värmeutbyte, är det samlade värmeutbytet i förhållande till direktinstrålningen större för april än för juli, cirka 34 % i april jämfört med 28 % i juli. Förklaringen får man vid ett detaljstudium av enskilda dagar från de båda månaderna. Det visar sig att juli månad innehåller väsentligt fler dagar med ojämna instrålningsförlopp än april med därav följande driftstörningar i solfångarkretsen.

Det här sagda tyder på att man när det gäller att beräkningsmässigt bestämma värmeutbytet för t ex en speciell månad med väl känd solinstrålning ändå måste känna till såväl instrålningens storlek som dess fördelning inom månaden. Frågor kopplade till denna problematik behandlas i Kap 7.

En sammanfattning av solfångarsystemets driftresultat får åren 1981 och 1982 visas i Fig 6.9. Figurens stapeldiagram återger månad för månad samt för månaderna sammantagna dels total direkt solinstrålning mot det rörliga solfångarplanet och dels totalt värmeutbyte per m<sup>2</sup> solfångararea. Solfångararean som har använts vid fördelning av värmeupptagningen uppgår till cirka 1240 m<sup>2</sup> vilket motsvarar sammanlagda frontarean av 33 solfångargrupper. Solfångarfältet består av 35 solfångargrupper, men av dessa har i genomsnitt två varit ur funktion p g a komponentfel och servicearbete.

### SOLFÅNGARSYSTEMETS FUNKTION Ingelstad 1981, 1982

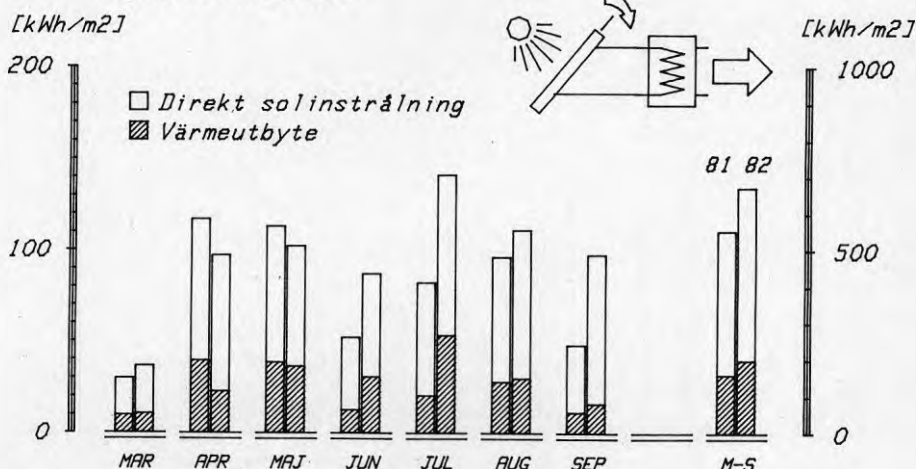


Fig 6.9 Uppmätt direkt solinstrålning mot det rörliga solfångarplanet samt värmeutbyte per månad i Ingelstad år 1981 och år 1982. Visat värmeutbyte är den värmemängd som har tillförts värmelagret. Till höger visas summan av alla månader.

Tabellen nedan ger en sammanfattande bild av de viktigaste mätresultaten från solfångarsystemet. I tabellen ges sålunda den sammanlagda direkta solinstrålningen och det sammanlagda värmeutbytet per  $m^2$  solfångararea samt solfångarnas drifttemperatur under mätsäsongen mars-september för 1981 och 1982. Säsongsverkningsgraden, dvs förhållandet mellan värmeutbytet och direktinstrålningen under säsongen är likaledes angiven. Vidare anges som jämförelse de motsvarande värden som framräknades i samband med projekteringen av Ingelstadanläggningen. Slutligen anges inom parentes värden beräknade enligt en beräkningsmodell som tagits fram i samband med utvärderingsarbetet och som redovisas i Kap 7.

Alla angivna värden avser samma kompletta säsong, dvs mars-september. Där mätvärden saknats (2 veckor i juni 81) har en beräkning komplettering skett vid beräkning av säsongdata. Värdena i tabellen är således sinsemellan helt jämförbara.

Tabell 6.1 Mätresultat -  
solfångarsystemet

	Uppmätt 1981	Uppmätt 1982	Projekterat värde för medelår	Beräknat enl Kap 7 för medelår
Direkt solinstrålning mot det rörliga solfångarplanet [ $kWh/m^2$ ]	550	670	830	(650)
Värmeutbyte [ $kWh/m^2$ ]	160	200	440	(185)(200)
Solfångarnas drifttemperatur [ $^{\circ}C$ ]	71	76		(76)(71)
Solfångarsystemets säsongsverkningsgrad	0,29	0,30	0,53	(0,28)(0,31)

Det som man kanske i första hand reagerar för då man läser tabellen är den iögonfallande skillnaden mellan projekterade och uppmätta värden. Denna skillnad behandlas senare. Här kan det vara på plats att något beröra den ganska stora skillnaden mellan åren 1981 och 1982. Man bör dock först observera att trots denna stora skillnad mellan åren, säsongsverkningsgraden är i stort den samma de båda åren.

Med hjälp av 1981 och 1982 års resultat kan man bedöma avvikelser olika år emellan när det gäller värmeutbytet på en och samma ort. Det följande resonemanget grundar sig på en liknande bedömning av direktinstrålningen mot horisontalplanet som den som gjordes under föregående rubrik Soltekniska mätningar. Genom att jämföra instrålningsförhållanden mellan olika orter tas här fram en del jämförelsetal för värmeutbytet från solfångarsystemet.

Det för perioden mars-september 1981 uppmätta värmeutbytet  $160 kWh/m^2$  ligger cirka 20 % under genomsnittsvärdet  $200 kWh/m^2$  för medelåret vid  $71^{\circ}C$  drifttemperatur. Såväl uppmätt värmeutbyte 1982 som beräknat värmeutbyte för motsvarande period visar att man under ett medelår kan utvinna cirka  $200 kWh/m^2$  i Ingelstad om drifttemperaturen ligger på cirka  $70^{\circ}C$ .



Det vid projekteringen framräknade värmeutbytet, cirka  $440 \text{ kWh/m}^2$  för ett genomsnittsår, är således mer än dubbelt så stort som det som faktiskt bör kunna uppnås. Man hade då räknat med en direkt solinstrålning mot solfångarplanet på cirka  $830 \text{ kWh/m}^2$  vilket ligger cirka 25 % över det genomsnittsvärde som fås om man beräknar den direkta solinstrålningen enligt Kap 7. Således ligger såväl den verkliga verkningsgraden och den verkliga direktinstrålningen väsentligt under de vid projekteringen beräknade värdena.

Direktinstrålningen mot horisontalplanet för ett genomsnittsår i Ingelstad torde som förut visats ligga cirka 10 % under genomsnittet för orter i Götaland och Svealand. Motsvarande avvikelser bör gälla även för direktinstrålningen mot ett solfångarplan som följer solen som det i Ingelstad. Man kan därmed dra följande slutsats:

Det möjliga årliga värmeutbytet under ett genomsnittsår i en anläggning av Ingelstads typ placerad inom Götaland eller Svealand ligger vid  $200\text{--}240 \text{ kWh/m}^2$  solfångaryta.

Variationen mellan olika år på en och samma ort är av storleksordningen  $\pm 40 \text{ kWh/m}^2$  solfångaryta. Dessa uppgifter gäller för en solfångartemperatur på  $70^\circ \text{C}$ .

Den ganska låga värmeupptagningen i förhållande till den direkta solinstrålningen kräver sin egen analys. För en sådan krävs först att man klarlägger hur solfångarsystemets effektverkningsgrad, dvs det momentana förhållandet mellan värmeutbyte och direktinstrålning, i verkligheten beror av yttre förhållanden (solinstrålning och utetemperatur) och driftdata (temperaturer och flöden i solfångarkretsen). När systemets verkliga funktionsegenskaper sålunda fastställts kan värmeupptagningen studeras med utgångspunkt från de verkliga driftförhållandena.

Solfångarsystemets effektverkningsgrad, dvs förhållandet mellan värmeupptagning och direkt solinstrålning, båda räknade i  $\text{W/m}^2$  solfångararea, kan detaljstuderas med hjälp av det insamlade mätmaterialiet. När man skall kartlägga en apparats eller ett systems funktion behöver man egentligen inga större mängder av mätvärden. Det är helt tillfyllest att man kan fastlägga så många väldefinierade driftpunkter att man med acceptabel tillförlitlighet kan bilda de samband som man behöver för sin analys. Genom att dessa samband är knutna till ett givet system, gäller de oberoende av yttre faktorer som klimatförhållanden och driftsätt, så länge som systemet i sig inte förändras.

Även om det således inte behövs så många mätvärden är det absolut nödvändigt att de mätvärden man har verkligen är tillförlitliga. Här för krävs bl a att de mätningar som används härrör sig från väldefinierade jämviktstillstånd.

Här har detaljmätningarna från april och juli 1981 valts som underlag för studiet av solfångarkretsens effektverkningsgrad. Härvid har utgått från timmedelvärden från mätperioder under vilka systemet uppnått god värmeteknisk jämvikt. Sålunda har endast medtagits värden uppmätta efter det att vattentemperaturen

efter värmeväxlaren legat vid börvärdet minst en timme. Vidare har inte medtagits värden där den direkta solinstrålningen är lägre än  $300 \text{ W/m}^2$  då bl a bestämningen av den verkliga solinstrålningen börjar bli osäker.

I Fig 6.10 visas sålunda erhållna timmedelvärden av värmeutbytet som funktion av den direkta solinstrålningen.

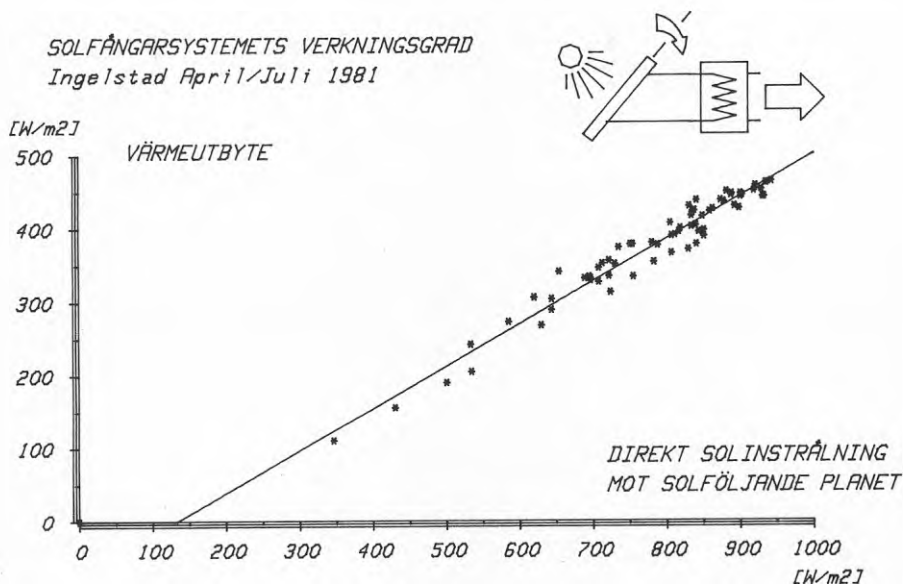


Fig 6.10 Uppmätt värmeutbyte avsatt mot direkt solinstrålning mot det rörliga solfångarplanet i Ingelstad. Kryssen, cirka 70 st, anger timmedelvärden hämtade från dagsperioder under april och juli år 1981. Linjen är en minsta kvadratanpassning till mätvärdespunkterna.

Erfarenhetsmässigt gäller för solfångarsystem följande allmänna samband för effektverkningsgraden

$$\eta = \eta_0 - k_0 \cdot \frac{\bar{x}_F - t_l}{E_{bi}} - k_1 \cdot \frac{(\bar{x}_F - t_l)^2}{E_{bi}} \quad (6:1)$$

där

$\bar{x}_F$  = värmebärarens medeltemperatur i solfångarkretsen  $[\text{°C}]$

$t_l$  = uteluftens temperatur  $[\text{°C}]$

$E_{bi}$  = direkt solinstrålning mot solfångarplanet  $[\text{W/m}^2]$

$\left. \begin{matrix} \eta_0 \\ k_0 \\ k_1 \end{matrix} \right\} = \text{konstanter}$

En rätlinjig anpassning till mätvärdena i Fig 6.10 ger

$$\eta_0 = 0,55$$

$$k_0 = 1,2 \quad [\text{W/m}^2 \cdot ^\circ\text{C}]$$

Den sista termen i det allmänna sambandet har ett ganska litet inflytande. Konstanten  $k_1$  behöver därför inte bestämmas med någon större noggrannhet. Denna konstant har därför satts till  $k_1 = 1,7 \cdot 10^{-3} [\text{W/m}^2 \cdot ^\circ\text{C}^2]$  med hjälp av data från standardprovningen av den här aktuella solfångartypen. Sambandet för solfångarsystemet i Ingelstad skulle därmed kunna skrivas enligt följande

$$\eta = 0,55 - 1,2 \cdot \frac{\bar{t}_F - t_L}{E_{bi}} - 1,7 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{(\bar{t}_F - t_L)^2}{E_{bi}} \quad (6:2)$$

Detta förhållandevis enkla samband skulle nu kunna användas för jämförelse med de antaganden som gjorts i samband med anläggningens projektering. En sådan jämförelse ingår som ett naturligt led i analysen av varför den verkliga värmeproduktionen underskrider den i projektskedet beräknade. Vidare skulle det kunna användas för beräkning av vilken effekt på värmeutbytet konstruktiva förändringar av anläggningen skulle ha. Här måste man dock kunna lita på att beräkningar med samband (6:2) som bas ger resultat som överensstämmer väl med verkligheten. Här för krävs bl a att förändringar i driftsätt som kan vara aktuella, ändringar av börvärden och liknande har försumbar inverkan på resultatet i de fall de inte beaktas speciellt.

Under de två mätsäsongerna 1981 och 1982 har det vidtagits en del sådana ändringar. Bland annat har börvärdet för inmatningstemperaturen till tanken ändrats några gånger. Vidare har några olika styrsätt för pumparna provats.

Det finns således mätvärden från perioder med något skilda driftsätt. Därmed finns också underlag för bedömning av beräkningsmodellernas känslighet för förändringar i solfångarkretsens driftsätt.

En sådan bedömning har skett och det har därvid kunnat visas att man får en god överensstämmelse mellan beräknade och mätta effekter och energimängder. Såväl sambandet (6:2) som senare använda beräkningsmodeller är således väl tillämpliga även vid de variationer i driftsätt som kan bli aktuella.

Av hänsyn till den föreliggande skriftens omfattning har någon närmare redovisning av sambandets (6:2) prövning inte medtagits här. Inte heller har någon detaljerad redovisning av solfångarkretsens drift under mätsäsongerna tagits med. En sådan finns dock i en separat rapport som kan erhållas från författaren.

Några mätresultat som belyser funktionen finns det dock anledning att ta med här.

Den värmetekniska funktionen av ett värmeöverförande cirkulationssystem karakteriseras av temperaturerna i systemet. En god bild av systemets funktion får man genom att studera hur temperaturer-

na i systemet varierar i diagram där man som oberoende variabel har den storhet som bestämmer värmeeffekten. Dessa temperaturkurvor utgör vidare en naturlig utgångspunkt för energiberäkningar och beräkningsmässig analys av systemets funktion och prestationsförmåga (Installationsteknik CTH, kompendium fk). Den beräkningsmodell för solfångarsystemet som redovisas i Kap 8 och som senare används för systemstudier, är i viktiga delar uppbyggd kring sådana temperaturbetraktelser.

Den storhet som här bestämmer värmeeffekten är den direkta solinstrålningen. Det är därför naturligt att välja denna som oberoende variabel. Ett sådant temperatur-instrålningsdiagram visas som exempel i Fig 6.11. Temperaturerna i diagrammet avser april 1981, då den till lagringstanken utgående temperaturen, som styr solfångarsystemets temperaturnivå, var inställd på  $67^{\circ}\text{C}$ . Ändras temperaturinställningen ändras givetvis läget av temperaturkurvorna, men den rätlinjiga karaktären hos dessa kurvor bibehålls.

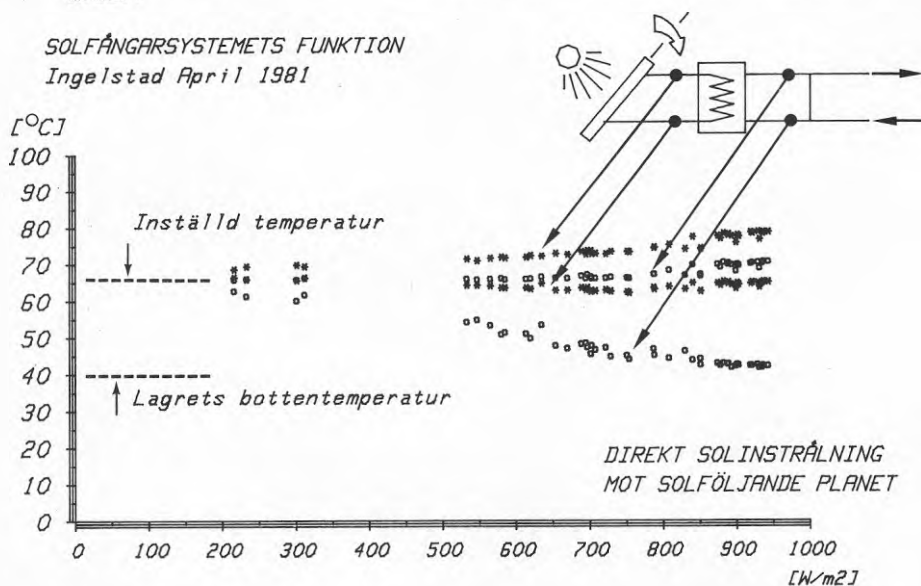


Fig 6.11 I april 1981 uppmätta vätsketemperaturer kring värmeväxlaren mellan solfångarkretsen och tankkretsen. Temperaturerna är avsatta mot den direkta solinstrålningen mot det rörliga solfångarplanet. Kryssen markerar timvärden hämtade från dagsperioder med jämn temperaturhållning i solfångarsystemet. Tankens botten temperatur  $\approx 40^{\circ}\text{C}$ . Inställt börvärde för tankkretsens temperatur efter värmeväxlaren  $\approx 67^{\circ}\text{C}$ .

Vill man studera anläggningens värmetekniska funktion i fortlöpande drift, kan man välja en begränsad tidsperiod, exempelvis ett dygn, och se på hur temperaturerna i systemet varierar med tiden. Ur ett sådant temperatur-tiddiagram kan utläsas om regler-systemet fungerar acceptabelt och om vätskeflödena är stabila och pumpdriften välanpassad till systemets funktion i stort.

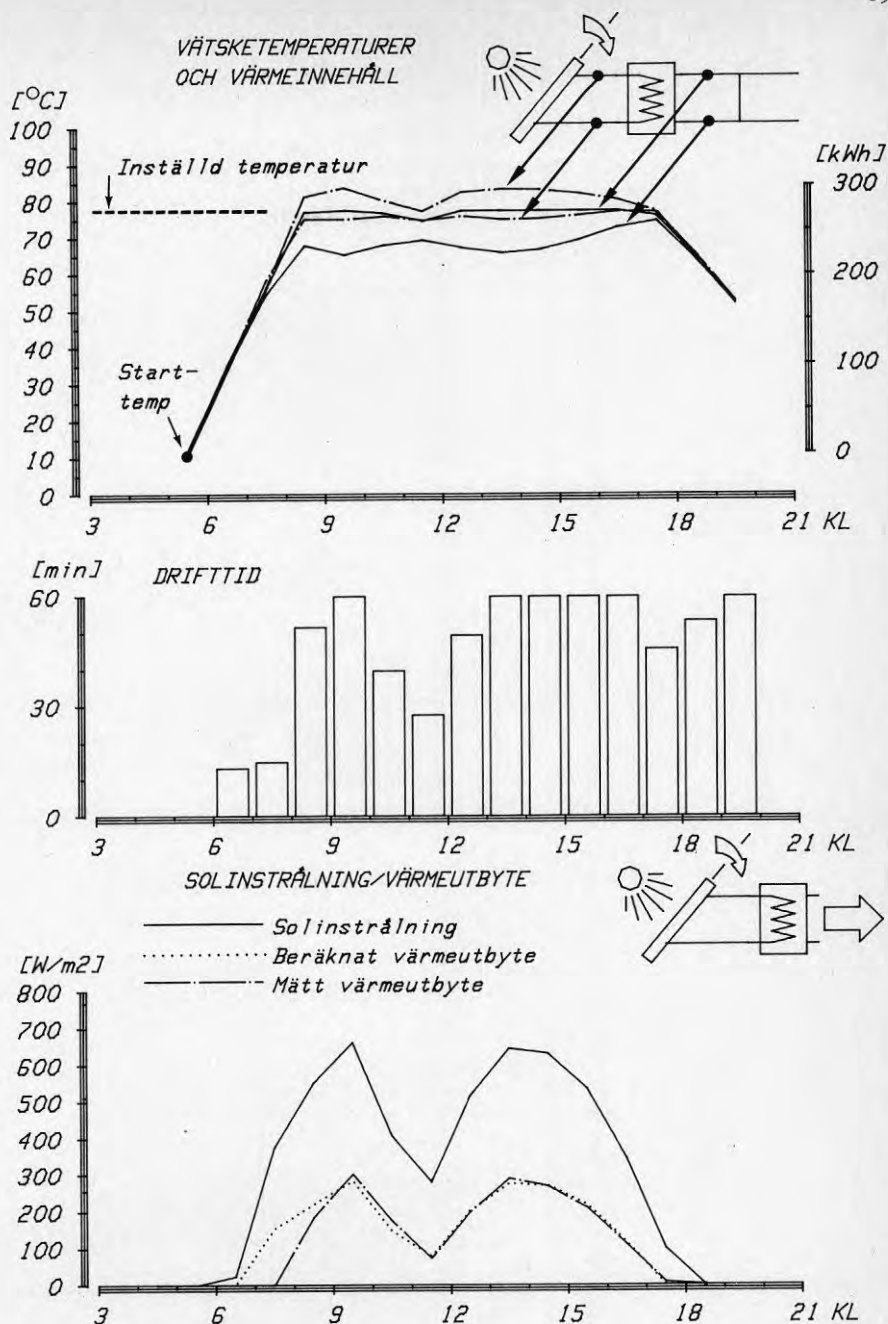


Fig 6.12 Mätresultat för solfångarkretsen en julidag 1981 i Ingelstad. Överst: Vätsketemperaturer på ömse sidor om värmväxlaren mellan solfångar- och tankkretsen. Axeln till höger visar solfångarkretsens värmeinnehåll räknat från starttemperaturen på morgonen. Mitten: Drifttiden för solfångarkretsens vätskepumpar. Underst: Uppmätt direkt solinstrålning mot det rörliga solfångarplanet jämfört med uppmätt och beräknad värmeupptagning.

I Fig 6.12 visas ett exempel på ett temperatur-tiddiagram för solfångarsystemets värmeväxlare. Den julidag 1981 som temperaturkurvorna gäller för, representerar en solrik sommardag.

Man ser att det tar ett par timmar på morgonen innan systemet uppnår normal drifttemperatur, i det här fallet  $77^{\circ}\text{C}$  i tankkretsen efter värmeväxlaren. Då solinstrålningen är otillräcklig för att den inställda temperaturnivån skall kunna upprätthållas vid fullt vätskeflöde i solfångarkretsen, reduceras flödet genom att pumpen börjar arbeta intermittent. Genom registrering av pumpens drifttid kan man således se om sådan flödesreducering skett. I Fig 6.12 finns pumpens drifttid under varje timme angiven i ett stapeldiagram. Man ser att pumpen arbetat utan avbrott, dvs med konstant fullt flöde, under endast 5 av de totalt 12 timmar diagrammet omfattar.

Sambandet för bestämning av solfångarsystemets effektverkningsgrad (6:2) togs ju fram ur uppmätta värden på värmeupptagningen *då systemet var i jämvikt*. I exemplet i Fig 6.12 har man dels en ganska lång temperaturhöjningsperiod och dels ganska många timmar med intermittent pumpdrift. Det kan därför användas för prövning av om man vid en beräkning med hjälp av samband (6:2) hamnar rätt trots att anläggningen i verkligheten inte alltid arbetar i jämviktstillstånd. En sådan prövning visas i diagrammet längst ner i Fig 6.12.

Här har värmeupptagningen beräknats för varje timme. De beräknade värdena är införda i diagrammet tillsammans med motsvarande uppmätta värden. För den studerade dagen stämmer beräknade och uppmätta värden väl överens. Under uppvärmningsperioderna ligger de beräknade värdena högre än de verkliga. Skillnaden representerar den värmemängd som åtgår för att värma solfångarsystemets vätskemassa till drifttemperatur. Genom att ta hänsyn till denna enkelt beräkningsbara värmemängd, får man över hela dagen en mycket god överensstämmelse mellan beräknad och uppmätt värmeupptagning.

#### 6.2.2 Ackumuleringstanken

Den  $5000\text{ m}^3$  stora vattentanken för värmeackumulering i Ingelstad, är i sig ett intressant studieobjekt. Här kommer dock ackumuleringstanken att behandlas endast som en del av det totala värmesystemet. Det av solvärmesystemet värmda vattnet tillförs efter värmeväxlaren i tankens topp. Vattnet till den värmeväxlare som försörjer de anslutna byggnaderna, tas från tankens topp. Returvattnet från växlaren inkommer i tankens botten och därifrån utgår också returvattnet till solfångarkretsens värmeväxlare. Såväl värmeväxlarens cirkulationskrets som distributionssystemet för byggnadernas försörjning är således beroende endast av temperaturerna i tankens topp och i tankens botten. Vad som händer med temperaturerna däremellan påverkar vare sig anläggningens funktion eller dess prestationsförmåga. Däremot är kännedom om temperaturfördelningen i tanken en förutsättning för studier av värmeförlusten från tanken.

En översiktlig bild av ackumuleringsstankens värmetekniska funktion fås av Fig 6.13. Denna figur visar värmeinlagring och temperaturförhållanden under säsongen mars-september 1981, då all solvärme lagrades in i ackumuleringsstanken. Det förekom således ingen direkt solvärmeöverföring till distributionssystemet under denna period. All härför nödvändig värme togs från oljepannan.

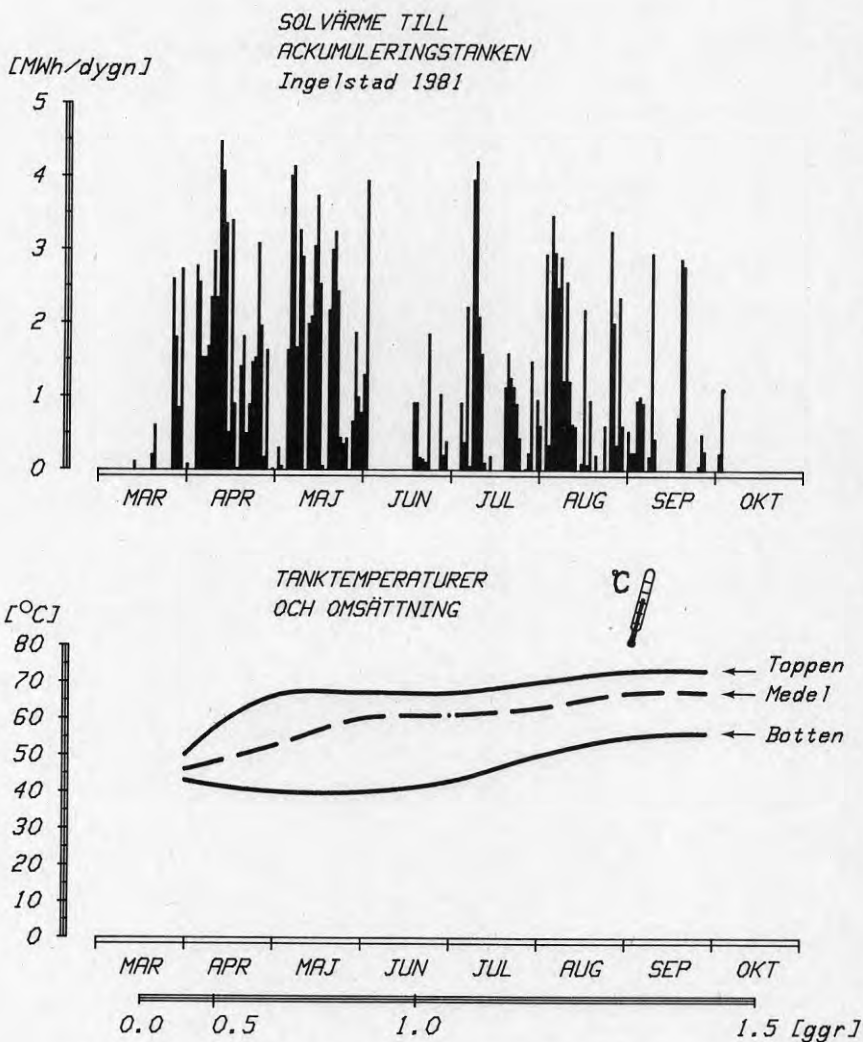


Fig 6.13 Ackumuleringsstanken. Översikt över mätresultat från mätsäsongen mars-september 1981. All solvärme har tillförts tanken. Mätvärden saknas från två veckor i juni.

Överst i figuren visas den värmemängd som från solfångarkretsen har tillförts tanken per dygn. Underst i figuren visas tankens topp- och botten temperatur samt dess medeltemperatur. Under temperaturdiagrammet finns en axel med antalet tankomsättningar. Med tankomsättning avses här förhållandet mellan å ena sidan det från starten i mitten av mars summerade vätskeflöde som har tagits från tankens botten och tillförts dess topp och å andra sidan tankens vattenvolym på 5000 m<sup>3</sup>.

Man ser i temperaturdiagrammet i Fig 6.13 att tankens medeltemperatur steg cirka 15 °C under tvåmånadersperioden april-maj för att sedan stiga blott 10 °C ytterligare under fyramånadersperioden juni-september. Detta beror dels på mindre soluppfångning under den senare perioden men också på värmeförlusterna från tanken. Genom att jämföra den till tanken tillförda värmemängden med tankens värmeinnehåll, given av dess medeltemperatur, kan man bestämma värmeförlusterna från tanken. En sådan beräkning ger vid handen att värmeförlusten under april och maj är knappt 30 % av den under samma tid inlagrade värmemängden. Under perioden juni-september är motsvarande förhållande 50 %.

Av den från mars till september 1981 sammanlagt tillförda solvärmemängden på cirka 200 MWh återstod efter värmeförluster cirka 130 MWh. Under ett år med extremt hög solinstrålning i Ingelstad beräknas knappt 300 MWh solvärme kunna upptas. Förutsatt att all solvärme även för ett sådant år lagras i tanken, skulle tankens medeltemperatur då stiga till cirka 80 °C i slutet av sommarperioden. Den lagringskapacitet på 305 MWh, vilket i temperaturhänseende innebär att medeltemperaturen höjs till cirka 95 °C, som antogs vid projekteringen, kan alltså aldrig utnyttjas i Ingelstadanläggningen.

Uppmätta tankvärmeförluster under tiden mars-september åren 1981 och 1982 visas i Fig 6.14. I figuren som visar månadssummor över mätvärden, presenteras också kurvor över dels tankens medeltemperatur och dels utetemperaturen, båda i form av månadsmedelvärden. Det finns ingen direkt proportionalitet mellan tankens värmeförlust per månad och dess overtemperatur relativt omgivningen. Orsaken är bl a att tankvärmeförlusten dels sker genom tak- och väggarpartierna och dels genom bottenpartiet.

Tankens sammanlagda värmeförlust från mars till september uppgick till cirka 70 MWh både år 1981 och år 1982. Dessa uppmätta värmeförluster ska jämföras med den värmeförlust för hela året på cirka 40 MWh som beräknades vid projekteringen. Att notera är då att beräkningarna gjordes för tanktemperaturer högre än de som rådde under mätningarna.

Sammanfattningsvis visar mätningarna att tankkonstruktionens verkliga värmeisoleringsförmåga är väsentligt sämre än beräknat vid projekteringen.

Genom en ganska omständlig analys av mätdata i kombination med beräkningar har värmeförlusten genom tankens tak, tankens väggar och tankens botten särskiljts från varandra. Därmed har underlag erhållits för en bedömning av hur tanken beter sig värmetekniskt under drift. En bedömning har också kunnat göras av var värmeisoleringsegenskaperna brister. Hela denna analys återfinns i Kap 8.



ACKUMULERINGSTANKEN  
Ingelstad 1981, 1982

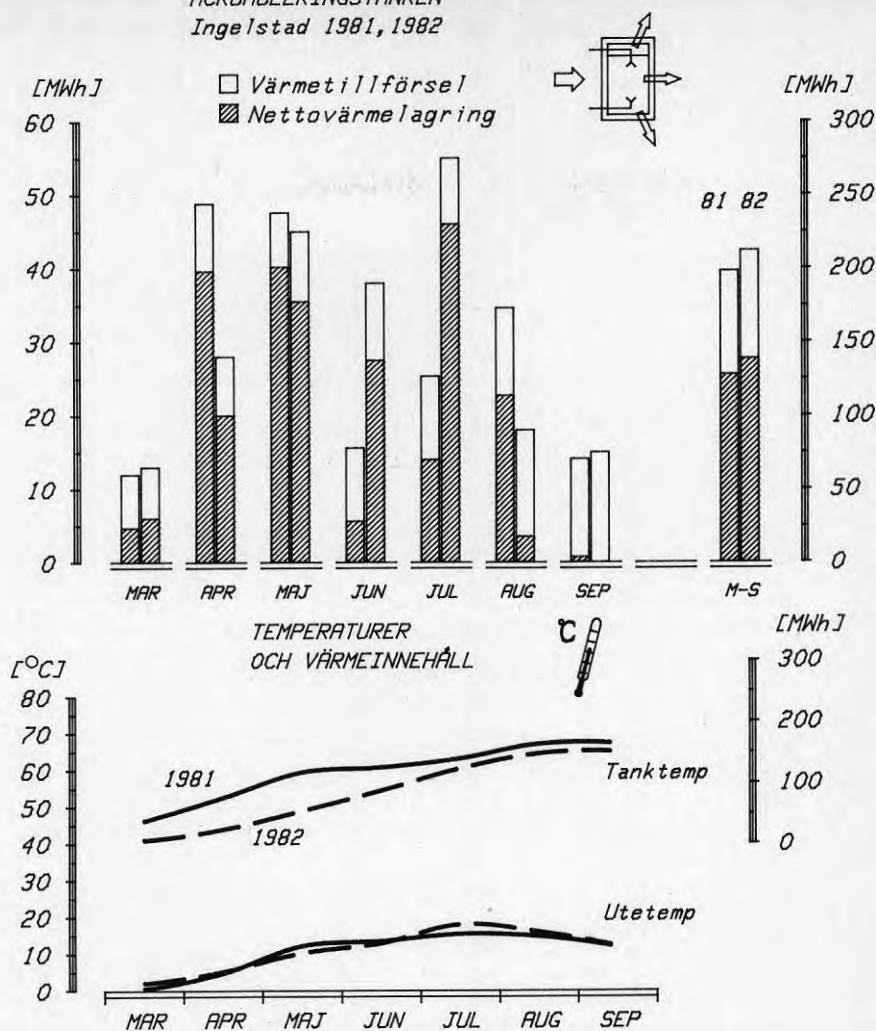


Fig 6.14 Månadsvärmebalanser och temperaturer för ackumuleringsstanken 1981 och 1982. Axeln till höger längst ner visar värmeinnehållet relativt  $40^{\circ}\text{C}$ .

Om man antar att tankens medeltemperatur under tiden mars till september varierar likadant som under här redovisad mätperiod och i övrigt konstanthålls på  $45^{\circ}\text{C}$  blir dess årsvärme förlust cirka 120 MWh, dvs 3 gånger större än beräknat. Mätresultaten tyder vidare på att försämringen nästan helt kan hänföras till tankens väggpartier (Kap 8). Tankens årsvärme förlust hade kunnat begränsas till cirka 60 MWh om väggpartiernas värmeisoleringsförmåga hade varit fullgod.

### 6.2.3 Distributionssystemet

Uppföljningen av distributionssystemets värmetekniska funktion har koncentrerats på en del frågor angående temperatur- och flödesförhållanden. Dessa förhållanden har detaljstuderats för

distributionssystemets huvudledningarna i den punkt där dessa lämnar värmecentralen. Några detaljstudier har däremot inte gjorts av husens värmeförbrukningsmönster eller av distributionssystemets värmeförluster.

I det följande lämnas först en del översiktliga uppgifter om värmedistributionen varefter en mer ingående detaljredovisning av distributionssystemets temperatur- och flödesförhållanden följer.

Vid projekteringen beräknades distributionssystemets totala värmebehov till cirka 1100 MWh per år. Härav utgjorde kulvertnätets värmeförluster cirka 160 MWh och resten värmedistribution för att täcka rumsvärme och tappvarmvatten i de 52 anslutna småhusen.

Det totala värmebehovet har uppmätts till cirka 910 MWh per år, ett genomsnitt för de tre åren 1980-1982. Eftersom inga detaljmätningar av husens värmekonsumtion har gjorts är det svårt att noggrant bestämma kulvertvärmeförlusten. Det sammantagna resultatet från värmemängdsmätningar för debitering i de enskilda husen samt värmeleverans från centralen tyder dock på att kulvertvärmeförlusten ligger mellan 300 och 400 MWh. Kulvertarnas värmeförluster kan kontrolleras med hjälp av mätvärden för sommarnätter då husens värmeförbrukning bör vara obetydlig. Uppmätt värmeeffekt låg under 1981 års sommarnätter på cirka 30 kW. Om man tar hänsyn till att distributionskretsens fram- och returledningstemperaturer varierar under året kommer man med utetemperaturer för ett normalår beräkningsmässigt fram till att kulvertvärmeförlusten ligger på cirka 380 MWh per år.

Kulvertvärmeförlusten utgör alltså här minst 35 % av årlig värmeleverans från centralen. Detta är betydligt mer än vad som brukar anges för svenska småhusområden med fjärrvärme (se Werner, 1982). Låg värmeförlust i det försörjda området i kombination med långa kulvertar kan vara en förklaring.

Om man utgår ifrån en kulvertvärmeförlust på 350 MWh per år och uppmätt värmeleverans från centralen på 910 MWh per år så blir husens värmekonsumtion 560 MWh per år, dvs väsentligt mindre än 960 MWh som beräknades vid projekteringen. 560 MWh svarar mot cirka 11 MWh per hus vilket förefaller lågt om både rumsvärme och tappvarmvatten ingår. Detta beror sannolikt på att en del av rumsvärmebehovet täcks av det värmetillskott som fås genom elektrisk förvärmning av tilluften i husen. Husen är utrustade med ventilationssystem av typen FTX, dvs från- och tilluftssystem med värmeväxlare mellan från- och tilluften där tilluften förvärmas innan värmeväxling.

Distributionskretsens temperatur- och flödesförhållanden under år 1981 illustreras av diagrammen i Fig 6.15. Här visas överst och underst genomsnittliga dygnsvärden för uppmätta fram- och returledningstemperaturer, samt vätskeflödet hos huvudledningarna i den punkt där dessa lämnar värmecentralen. Diagrammet i mitten visar de värmeeffekter som har beräknats med hjälp av mätvärdena för vätsketemperaturer och vätskeflöde. Alla dygnsmedelvärden i diagrammen är presenterade som funktion av utetemperaturens dygnsmedelvärde.

DISTRIBUTIONSKRETS  
Ingelstad 1981

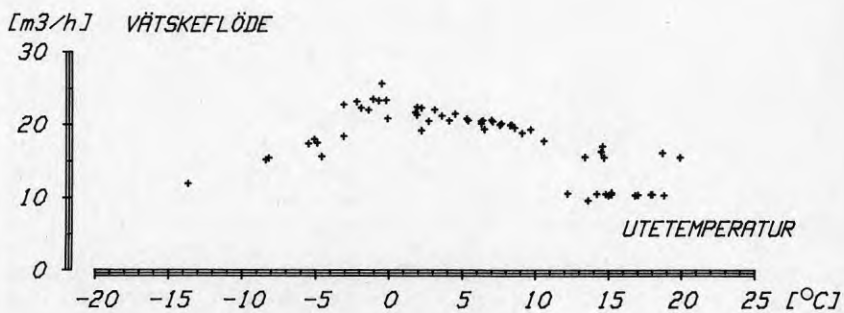
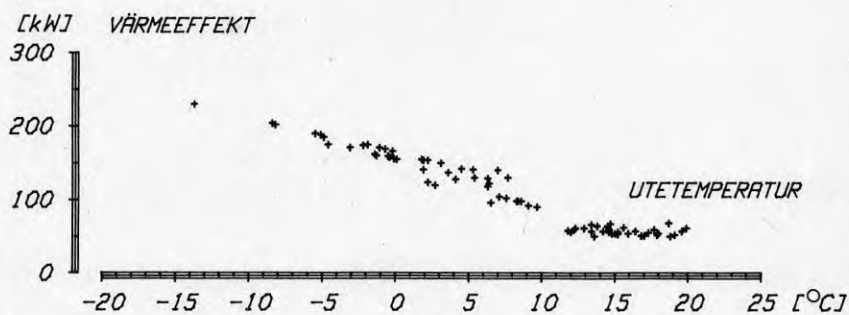
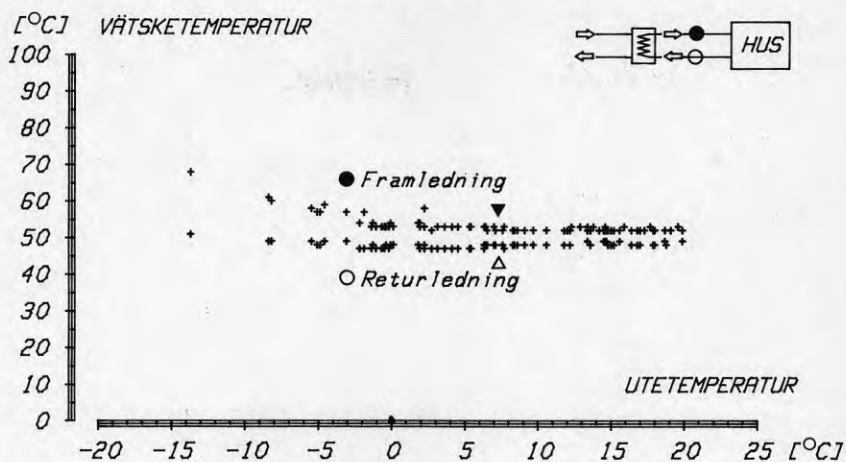


Fig 6.15 Mätresultat för distributionskretsen år 1981 i Ingelstad. Varje kryss markerar ett dygnsmedelvärde. Alla mätvärden hänförs till distributionskretsens huvudledningar i den punkt där dessa lämnar värmecentralen.

Temperaturdiagrammet i Fig 6.15 visar att framledningstemperaturen konstanthålls på  $53^{\circ}\text{C}$  ner till utetemperaturen  $\pm 0^{\circ}\text{C}$  och för utetemperaturer därunder höjs den linjärt till cirka  $80^{\circ}\text{C}$  vid  $-20^{\circ}\text{C}$  utomhus. Framledningstemperaturen i utgående ledning från centralen mäts av reglersystemet och styrs helt av utetemperaturen. Med hänsyn till varmvattenberedningen räknade man vid projekteringen med en lägsta framledningstemperatur på  $50^{\circ}\text{C}$ . Mätvärdena i Fig 6.15 visar att temperaturen i verkligheten har höjts till  $53^{\circ}\text{C}$ . Detta beroende på att tappvarmvattnets temperatur visat sig bli för låg vid en framledningstemperatur på  $50^{\circ}\text{C}$ . Returledningstemperaturen visar sig också ligga på en konstant nivå,  $48^{\circ}\text{C}$ , ner till utetemperaturen  $\pm 0^{\circ}\text{C}$  och för utetemperaturer därunder höjs den svagt till cirka  $53^{\circ}\text{C}$  vid  $-20^{\circ}\text{C}$  utomhus.

Distributionskretsens returtemperatur är alltså praktiskt taget oberoende av utetemperaturen trots att värmeeffekten enligt det mittersta diagrammet i Fig 6.15 varierar som normalt med utetemperaturen. Orsaken är att stora flödesvariationer förekommer som framgår av flödesdiagrammet i Fig 6.15. För utetemperaturer högre än  $+11^{\circ}\text{C}$  ligger vätskeflödet konstant på cirka  $11\text{ m}^3/\text{h}$ . Vid en dygnsmedeltemperatur utomhus högre än  $+11^{\circ}\text{C}$  behövs det normalt ingen rumsuppvärmning med husens radiator-system utan hela rumsvärmebehovet täcks med intern värme från t ex hushållsmaskiner och personer samt solvärme. Den relativt konstanta värmeeffekt som då tillförs distributionssystemet täcker värmebehovet för tappvarmvatten och kulvertvärmeförluster. Enligt temperaturdiagrammet i Fig 6.15 ligger temperaturdifferensen mellan fram- och returledning på endast cirka  $5^{\circ}\text{C}$  för ett sådant värmebehov med här aktuellt vätskeflöde.

För utetemperaturer under  $+11^{\circ}\text{C}$  ökar flödet markant och ligger vid utetemperaturer omkring  $\pm 0^{\circ}\text{C}$  på cirka  $23\text{ m}^3/\text{h}$ . Från denna nivå sjunker flödet med sjunkande utetemperatur och ligger återigen på cirka  $11\text{ m}^3/\text{h}$  vid utetemperaturer omkring  $-20^{\circ}\text{C}$ . Man observerar att vätskeflödet ända ner till dygnsmedeltemperaturer utomhus omkring  $\pm 0^{\circ}\text{C}$  varierar helt i proportion till värmebehovet. Till följd av detta ligger temperaturdifferensen mellan fram- och returledning på endast cirka  $5^{\circ}\text{C}$  för alla utetemperaturer ner till  $\pm 0^{\circ}\text{C}$ .

Radiator- och tappvarmvattenkretsarna är dimensionerade så att de möjliggör en ganska stor temperatursänkning hos inkommande vatten och därmed låg returtemperatur. Detta utnyttjas dock ej vid den praktiska driften varför returtemperaturen borde kunna ligga lägre än vad den gör enligt mätningarna. En låg returtemperatur är önskvärd för att solvärmesystemet som helhet ska arbeta på en låg temperaturnivå. Detta inverkar gynnsamt på såväl solfångarverkningsgraden som på tankvärmeförlusten. Man håller också kulvertvärmeförlusten nere med en låg returtemperatur. Distributionskretsens cirkulationspump är varvtalsreglerad just i syfte att hålla returtemperaturen nere. Det praktiska resultatet är emellertid som synes det motsatta. Vid planering av värmesystem där värmekretsens temperatur är begränsad såsom fallet är vid nyttjande av solvärme, spillvärme, värmepumpar etc, är en låg drifttemperatur ett av de styrande kraven. En något mer ingående diskussion av distributionssystemets verkliga funktion i Ingelstad är i detta sammanhang av intresse.

Vätskeflödet i Ingelstads distributionssystem styrs med hjälp

av en temperaturgivare och en tryckgivare. Temperaturgivaren mäter returtemperaturen i distributionskretsen och tryckgivaren mäter differenstrycket mellan distributionskretsens ut- och ingående huvudledning. Förutsatt att returtemperaturen ligger under  $50^{\circ}\text{C}$  ska cirkulationspumpen varvtalsregleras och ge ett vätskeflöde så stort att differenstrycket konstanthålls på cirka 24 mvp. Om returtemperaturen istället överskrider  $50^{\circ}\text{C}$  sänks differenstrycket automatiskt, dock lägst till ett värde som kan inställas i reglerystemet. Fram till år 1982 var detta lägsta differenstryck cirka 15 mvp.

Den valda reglerprincipen innebär praktiskt att distributionskretsens vätskeflöde varierar med tryckförhållandena på ett svårberäknat sätt. Problemet illustreras av Fig 6.16. Här visas det vid 1981 års mätningar funna sambandet mellan vätskeflödet och utetemperatur tillsammans med ett diagram över pump- och systemkurvor. Pumpkurvorna är uppritade med hjälp av pumpfabrikantens uppgifter om tryckhöjning och vätskeflöde vid olika motorvarvtal. Systemkurvorna, dvs distributionskretsens hela tryckfall mellan huvudledningarna som funktion av vätskeflödet, är däremot ej baserade på några mätningar utan är fritt inritade principkurvor. De tre olika systemkurvorna som visas motsvarar distributionskretsens tryckfall vid tre fall som skiljer sig åt med avseende på värmebehov och framledningstemperatur.

- Fall 1 -  $20^{\circ}\text{C}$ , dvs stort rumsvärmebehov och hög framledningstemperatur
- Fall 2  $\pm 0^{\circ}\text{C}$  utomhus, dvs måttligt rumsvärmebehov och låg framledningstemperatur
- Fall 3 +  $11^{\circ}\text{C}$  utomhus, dvs inget rumsvärmebehov utan enbart tappvarmvattenbehov och låg framledningstemperatur

Skärningspunkterna mellan pump- och systemkurvorna, dvs driftpunkterna, är speciellt markerade för respektive fall i Fig 6.16. I driftpunkterna antas det för alla tre fallen att det lägre differenstrycket på cirka 15 mvp råder. Inga direkta mätningar av distributionskretsens tryckfall har gjorts men temperaturdiagrammet i Fig 6.15 visar att returtemperaturen nästan alltid legat strax under  $50^{\circ}\text{C}$  vilket tyder på att ett differenstryck lägre än 24 mvp har hållits.

De stora flödesvariationer som förekommer vid den här aktuella tryckstyrningen av vätskeflödet beror primärt på att husens värmesystem är utrustade med temperaturstyrda strypventiler för primärvatten. Det finns strypventiler för såväl radiator- som för tappvarmvattenkretsarna.

DISTRIBUTIONSKRETS  
Ingelstad 1981

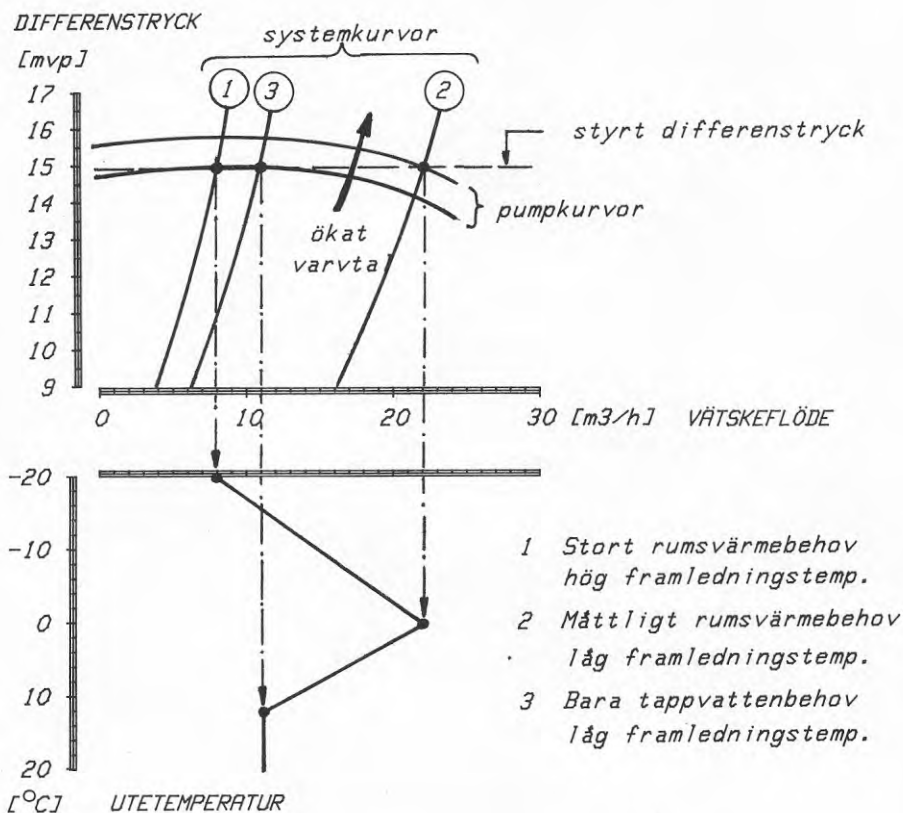


Fig 6.16 Principen för distributionskretsens flödesstyrning år 1981.

Vid en hög framledningstemperatur som i fall 1 fås en stor strypning, vilket begränsar vätskeflödet vid differensstrycket 15 mvp. Genom den lägre framledningstemperaturen i fall 2 öppnar strypventilerna mer. Vätskeflödet blir därmed större vid samma differensstryck 15 mvp. Det lägre vätskeflödet i fall 3 jämfört med fall 2 förklaras av att radiatorventilerna här är stängda och att tryckfallet över enbart tappvattenventilerna uppgår till 15 mvp.

Således gäller att den här valda flödesregleringen med hjälp av varvtalsreglerad, tryckstyrd cirkulationspump ger stora vätskeflöden med hög returtemperatur om tryckdifferensen är stor och temperaturstyrda strypventiler för primärvatten finns hos värmeförbrukarna.

Returtemperaturen förhöjs ytterligare p g a att det i distribu-

tionssystemet finns kortslutande shunter mellan framledning och retur, avsedda att säkerställa ett cirkulationsflöde i systemet även om alla enskilda reglerventiler är stängda. En sådan lösning innebär att vatten från framledningen tillförs returvattnet utan mellanliggande kylning, vilket givetvis direkt höjer returvattnets temperatur.

Genom att under en tidsperiod ändra distributionskretsens flödesreglering kan man få ett kvantitativt mått på dennas inverkan på returtemperaturen. Genom att under en annan tidsperiod stänga de kortslutande shuntarna kan man på motsvarande sätt bedöma dessas inverkan. I Fig 6.17 visas mätresultat från en tvådagarsperiod i januari 1981 och en tvådagarsperiod i november 1982. Under båda dessa perioder försörjdes byggnadernas distributionsystem genom urlagring från ackumuleringstanken.

De i Fig 6.17 visade tvådagarsperioderna skiljer sig åt beträffande flödesregleringen i distributionskretsen. Under januariperioden tillämpades den tidigare behandlade flödesregleringen med ett lägsta differenstryck på cirka 15 mvp. Under novemberperioden användes samma reglerprincip men med minimitryckfallet sänkt till 10 mvp. Detta lägsta differenstryck bestämdes genom en del praktiska försök på hösten år 1982. Det visade sig vid försöken att ett differenstryck på 10 mvp var det lägst möjliga för att en tillräcklig tappvarmvattenkomfort skulle kunna garanteras för alla hus i distributionsnätet. Ändringen avspeglas i några viktiga skillnader mellan januari- och novemberperioden:

- 1 Distributionskretsens vätskeflöde i genomsnitt över dygnet är väsentligt mycket mindre för november- än för januariperioden.
- 2 Distributionskretsens vätskeflöde varierar väsentligt mycket mindre inom dygnet för november- än för januariperioden.
- 3 *Temperaturskillnaden mellan fram- och returledning är större under november- än under januariperioden.*

I Fig 6.18 visas mätresultat från en tvådagarsperiod i maj 1981 och en tvådagarsperiod i juni 1981. Perioderna har det gemensamt att värmebehovet är mycket lågt, en värmeeffekt på i genomsnitt 45 à 50 kW, och att distributionskretsens framledningstemperatur ligger på en tämligen jämn nivå med 53 °C. Vad som skiljer perioderna åt är att de kortslutande shuntarna är stängda under majperioden och öppna under juniperioden. Temperaturdiagrammet överst i Fig 6.18 visar att distributionskretsens returtemperatur klart skiljer sig åt mellan perioderna trots att värmeeffekten är densamma. *Genom att stänga de kortslutande shuntarna sänks returtemperaturen med cirka 5 °C.*

Temperatursänkningarna som de två åtgärderna ger är inte enkelt adderbara. Genom visst beräkningsarbete grundat på bl a de i Fig 6.17 och 6.18 redovisade resultaten, kan man dock uppskatta den returtemperatur som fås då de båda åtgärderna vidtas. Man kan också bedöma hur returtemperaturen då kommer att variera under hela året. I Fig 6.19 visas den sålunda beräknade returtemperaturen med ändrad flödesstyrning och stängda kortslutningar. Beräkningarna är medvetet något pessimistiska, dvs den redovisade returtemperaturkurvan representerar ett "sämsta" utfall.

## DISTRIBUTIONSKRETSEN

15-24 MVP DIFFTRYCK

10 MVP DIFFTRYCK

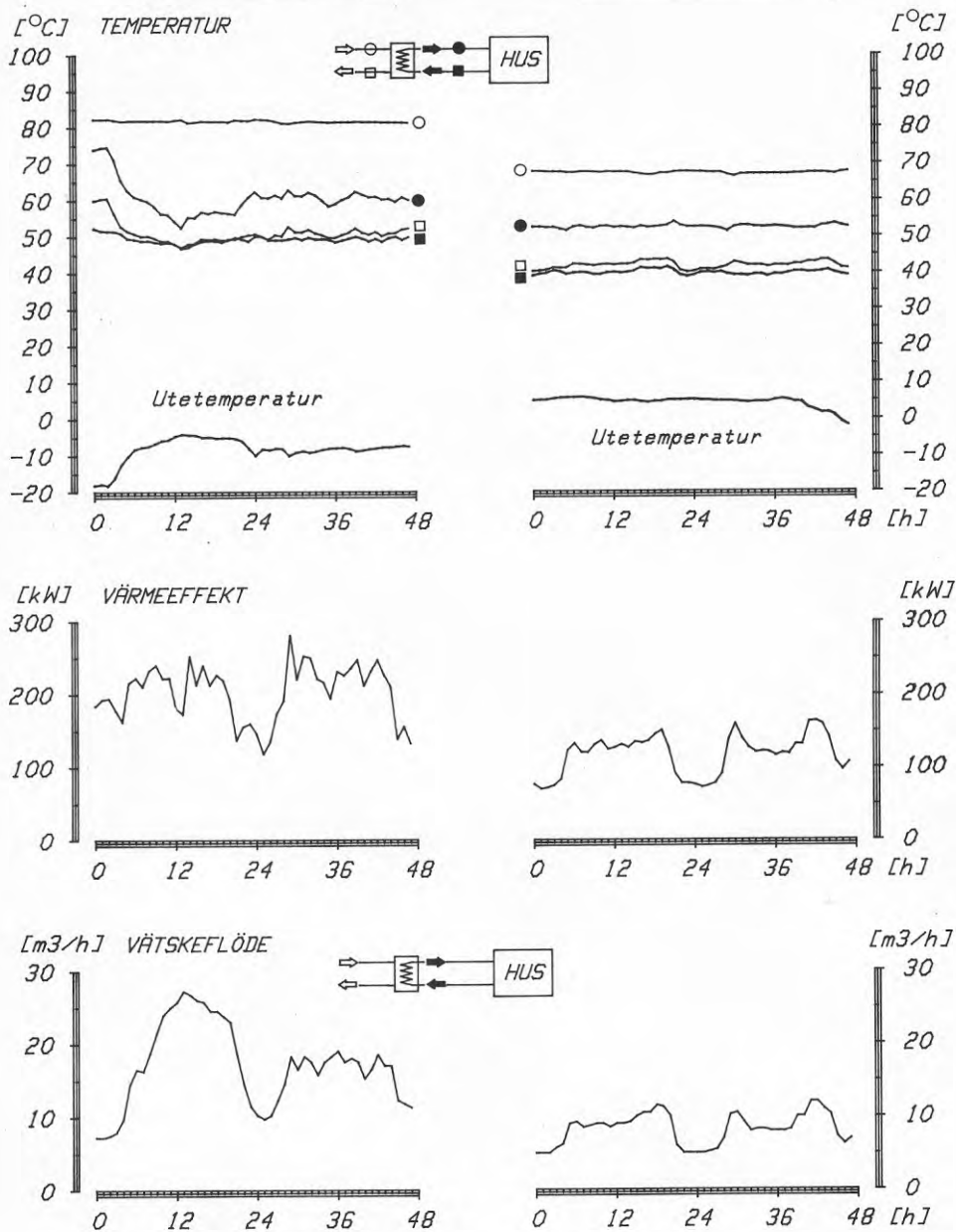


Fig 6.17 Mätresultat med timupplösning för distributions- och tankkretsarna i Ingelstad. Resultat från tvådagarsperioder med olika differensstryck. Under båda perioderna urlagras värme från ackumuleringstanken. Överst: Vätsketemperaturer på ömse sidor av värmeväxlaren mellan tank- och distributionskretsarna samt utetemperatur. Mitten: Värmeeffekt beräknad med hjälp av mätvärden för vätsketemperaturer och vätskeflöde i distributionskretsen. Underst: Vätskeflöden i distributionskretsen.



## ÖPPNA FÖRBIGÅNGAR

## STÄNGDA FÖRBIGÅNGAR

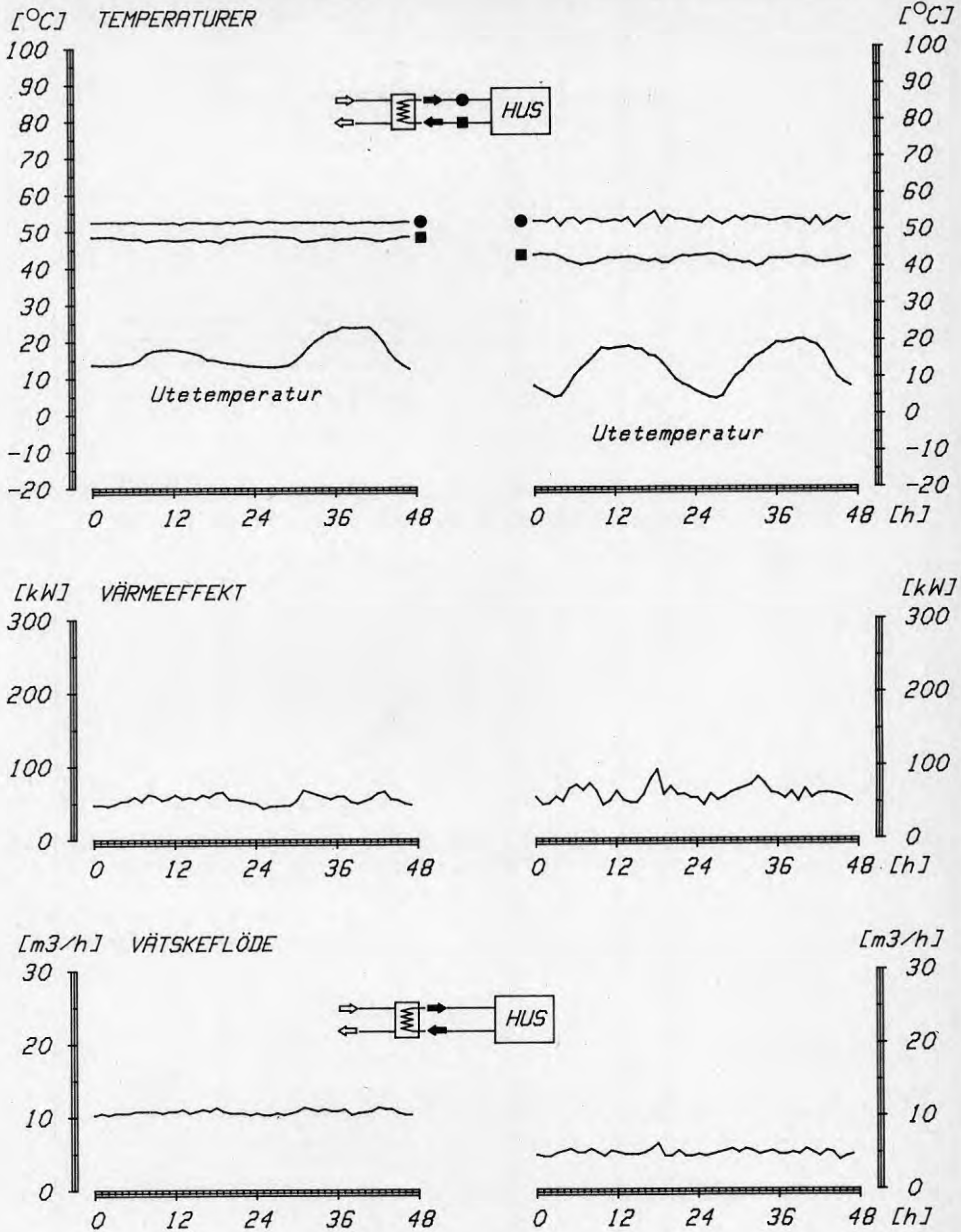


Fig 6.18 Mätresultat med timupplösning för distributionskretsen i Ingelstad. Resultat från tvådagarsperioder med öppna respektive stängda förbigångar. Under perioderna tillförs distributionssystemet värme från oljepannan.  
 Överst: Fram- och returledningstemperaturer samt utetemperatur.  
 Mitten: Värmeeffekt beräknad med hjälp av mätvärden för vätsketemperaturer och vätskeflöde i distributionskretsen.  
 Underst: Vätskeflöden i distributionskretsen.

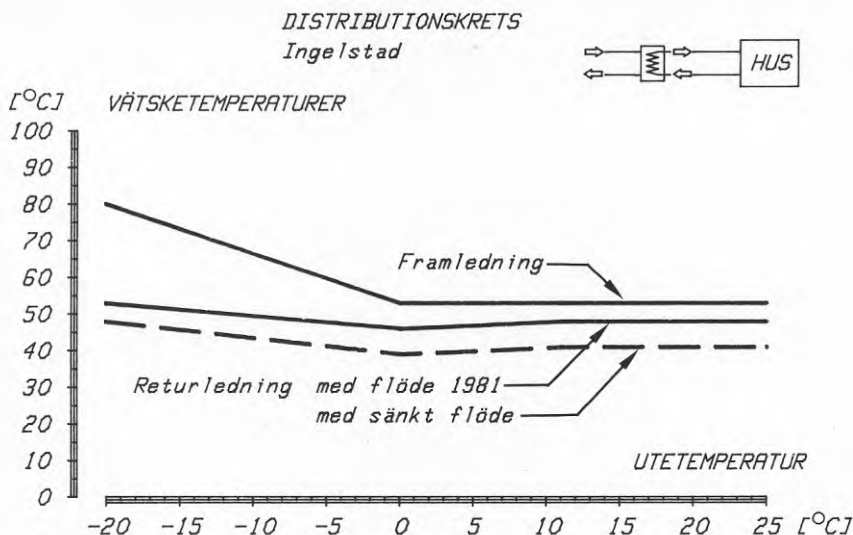


Fig 6.19 Möjlig sänkning av distributionskretsens returtemperatur i förhållande till 1981 års nivå. Den sänkta returtemperaturen fås om vätskeflödet begränsas genom en lämpligare pumpstyrning än under år 1981 och om distributionskretsens förbigångar alltid hålls stängda.

Man får en uppfattning om returtemperaturens betydelse för anläggningens värmetekniska funktion som helhet om kulvertvärmeförlusten och tankvärmeförlusten per år jämförs för de två fallen i Fig 6.19. För fallet med den högre returtemperaturen ligger kulvertvärmeförlusten på cirka 350 MWh per år. Denna värmeförlust beräknas bli sänkt till cirka 320 MWh, dvs cirka 10 %, om returtemperaturen sänks med 10 °C.

En sänkning av returtemperaturen med 10 °C innebär vidare att tankvattenvolymens medeltemperatur efter värmeurlagring kommer att ligga cirka 10 °C lägre än vid den högre returtemperaturen. Man kan antaga att skillnaden i tanktemperatur mellan de båda fallen består under hela året och solvärmelagringen är lika stor. Under dessa förutsättningar sänks tankvärmeförlusten per år med cirka 25 MWh. Tankvärmeförlusten sjunker därmed från cirka 125 MWh till cirka 100 MWh per år.

Sammantagna betyder dessa värmeförlustminskningar för tank och kulvertnät att den värmemängd som förutom solvärme ska levereras från värmecentralen minskar med drygt 50 MWh. Minskningen ska ses i relation till det tillskottsvärmebehov på knappt 800 MWh som finns för anläggningssystemet som helhet.

En effekt av låg returtemperatur i distributionskretsen med påföljande låg tanktemperatur som kan vara betydligt intressantare

är att även solfångartemperaturen sänks. Detta är speciellt intressant för anläggningsvarianter med mer temperaturkänsliga solfångartyper än den här använda koncentrerande typen. En del beräkningsresultat för sådana anläggningsvarianter solvärmeutbyte redovisas i Kap 8.

#### 6.2.4 Anläggningen i dess helhet

Årsvärmebalansen för hela anläggningen presenteras i det följande för de båda åren 1981 och 1982. Under dessa år har den mättekniska uppföljningen av anläggningens funktion i alla delar samt av solinstrålningen varit mycket omfattande varför en fullständig bild av värmebalansen kan presenteras. För de två första driftåren 1979 och 1980 är dokumentationen av driftförhållandena och den värmetekniska funktionen inte lika fullständig. Årsvärmebalanser har därför inte upprättats för dessa år, men insamlade mätvärden används senare i samband med beräkningar i Kap 7 och 8.

Man ser ur värmebalanserna att solvärmens täckningsgrad i praktiken ligger på mellan 10 och 14 % istället för projekterade 50 %. Som visats i avsnitten 6.2.1, 6.2.2 och 6.2.3 beror detta på följande:

- 1 Den direkt instrålade solenergin är lägre än vad som antogs i samband med projekteringen.
- 2 Solfångarsystemets säsongsverkningsgrad<sup>1)</sup> är lägre än vad som antogs i samband med projekteringen.
- 3 Ackumulatortankens värmeförluster är större än vad som antogs i samband med projekteringen.

Sammanställningen i Tabell 6.2 av mätta och projekterade data visar skillnaderna.

Tabell 6.2

	Uppmätt 1981	Uppmätt 1982	Projekterat värde för medelår
Direkt solinstrålning mot det rörliga solfångarplanet [MWh/år]	685	833	1030
Värmeutbyte [MWh/år]	198	247	540
Värmeförlust i ackumulerings-tanken [MWh/år]	118	119	40

1) Förhållandet mellan det sammanlagda solvärmeutbytet och den sammanlagda direkta solinstrålningen mot det rörliga solfångarplanet från mars till september.

Driftåren 1981 och 1982 uppvisar såväl likheter som en del olikheter i fråga om driftförhållandena i olika delar av anläggningen.

Under båda åren hölls solfångarsystemet i drift från mitten av mars till slutet av september. Den genomsnittliga solfångartemperaturen låg under båda åren på ungefär samma nivå, dvs 70 å 75 °C. Tankens medeltemperatur låg, räknad som ett årsgenomsnitt, på drygt 55 °C år 1981 och drygt 50 °C år 1982, dvs en skillnad på cirka 5 °C. Värmelagringen i tanken motsvarade båda åren en höjning av tankens medeltemperatur på mellan 20 och 25 °C. För inget av åren skedde tankens värmeurlagring omedelbart efter sommarperioden utan först i slutet av året.

I fråga om värmelagring och överföring av solvärme till distributionssystemet skiljer sig åren dock något åt. Under år 1981 lagrades all upptagen solvärme in i tanken från mars till september. Under år 1982 förekom under juli till augusti överföring av solvärme till distributionssystemet, både direkt och genom tankurlagring. Under dessa månader lagrades dock huvuddelen, cirka 75 %, av den upptagna solvärmens in i tanken.

Hela anläggningens årsvärmebalans för de båda åren 1981 och 1982 visas i Fig 6.20. Här visas staplar för direkt solinstrålning mot det rörliga solfångarplanet för hela solfångarfältet (1240 m<sup>2</sup> medräknas), total solvärmeupptagning, distributionssystemets årsvärmebehov samt årligt elenergibehov för samtliga vätskepumpar i anläggningen. Staplarna för solvärmeupptagning är uppdelade på tankvärmeförlust och nyttiggjord solvärmemängd. Av den elenergi pumparna förbrukar kan 80 % antas bli nyttiggjord som värme i rörkretsarna.

Den mest iögonenfallande skillnaden mellan de två årens värmebalanser är den relativt stora skillnaden i direkt solstrålningsenergi. Direktinstrålningen 833 MWh år 1982 ligger cirka 20 % över 1981 års direktinstrålning 685 MWh. 1982 års direktinstrålning ligger omräknad per m<sup>2</sup> solfångararea på cirka 670 kWh/m<sup>2</sup>. Man kan med beräkningar grundade på klimatstatistik visa att den genomsnittliga direktinstrålningen för en lång rad av år mot ett rörligt solfångarplan av här aktuellt slag placerat i Ingelstad ligger på cirka 655 kWh/m<sup>2</sup> för tiden mars till september. Uppmätt direktinstrålning år 1982 ligger alltså på praktiskt taget samma nivå som beräknad direktinstrålning för ett genomsnittså i Ingelstad.

Under projekteringsarbetet beräknades direktinstrålningen mot ett rörligt solfångarplan i Ingelstad till cirka 830 kWh/m<sup>2</sup> under tiden mars till september för genomsnittsåret. Mätresultatet visar att man vid denna beräkning överskattade direktinstrålningen med drygt 25 %.

Klimatstatistiska uppgifter över direktinstrålningen på olika orter i Svealand och Götaland visar att instrålningen på en och samma ort under ett enstaka år kan över- eller underskrida den genomsnittliga direktinstrålningen för en lång rad av år med 20 %. Under förutsättning att detta gäller även för Ingelstad så ligger alltså 1981 uppmätt direktinstrålning 550 kWh/m<sup>2</sup> vid undre gränsen för orten.

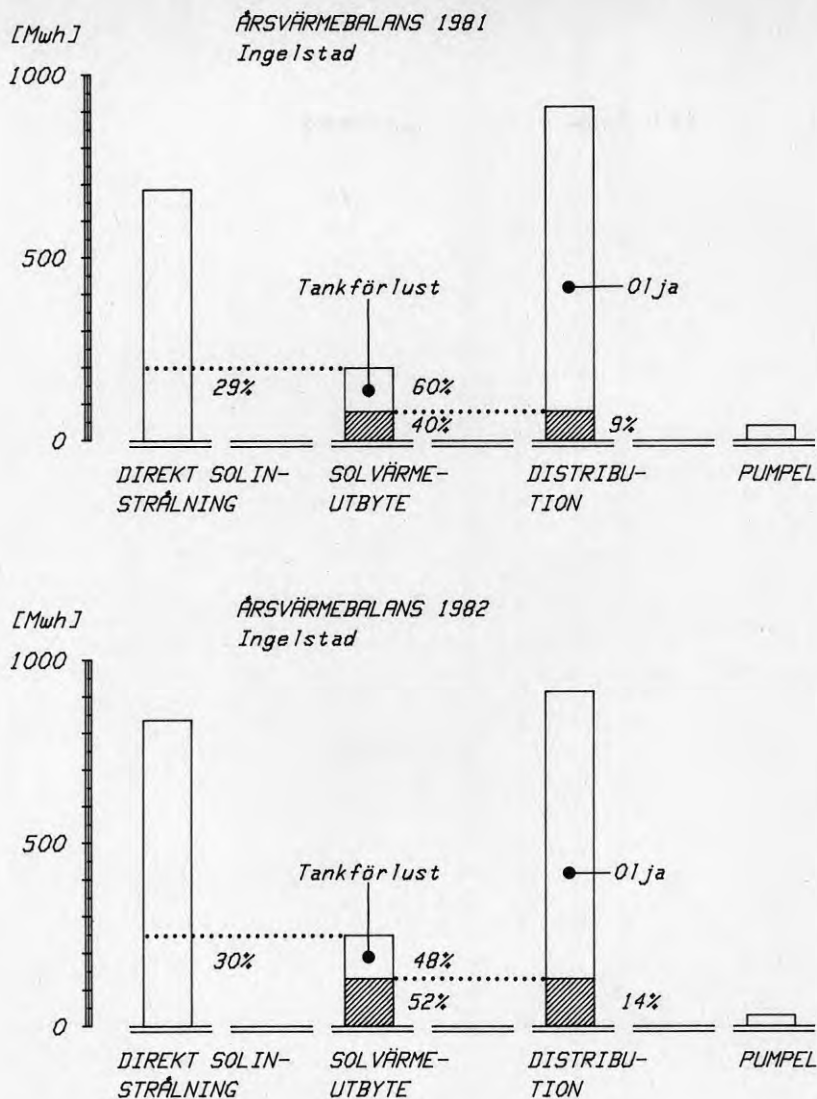


Fig 6.20 Genom mätningar bestämda årsvärmebalanser för anläggningen i Ingelstad år 1981 och år 1982. Staplarna till vänster visar sammanlagd direkt solinstrålning mot det rörliga solfångarplanet (1240 m<sup>2</sup> koncentrerande solfångare) under tiden från mitten av mars till slutet av september. Staplarna i mitten visar det sammanlagda värmeutbytet under samma tid. Dessa staplar är uppdelade på tankvärmeförluster per år och nyttiggjord solvärme per år. Staplarna till höger visar det totala årsvärmebehovet för distributionssystemets 52 småhus inklusive kulvertvärmeförluster. De små staplarna längst till höger visar elenergiförbrukningen per år för alla vätskepumpar sammantagna.

Solvärmeupptagningen utgör cirka 30 % av direktinstrålningen både för år 1981 och år 1982. Under projekteringsarbetet beräknades solvärmeupptagningen till drygt 50 % av direktinstrålningen. Denna stora skillnad mellan projekterade och mätta värden beror på att solfångarnas termiska verkningsgrad under verklig drift i anläggningen är väsentligt lägre än den verkningsgrad som bestämdes vid standardprovningar före projekteringsarbetet. Detaljstudierna av solfångarverkningsgraden visar att försämringen kan hänföras till solfångarnas optiska funktion. Solfångarna i anläggningen absorberar endast cirka 55 % av direktinstrålningen vilket ska jämföras med cirka 70 % bestämt vid standardprovningarna. Detta trots att man vid det praktiska skötselarbetet har lagt ner stor möda på att få anläggningens alla 420 solfångare att rätt fokusera solinstrålningen. Det är uppenbarligen svårt att få en stor mängd koncentrerande solfångare av den typ som här används att tillsammans fungera på ett lika bra sätt som en enda solfångare vid en standardprovning.

Den totala solvärmeupptagningen låg år 1982 på cirka 250 MWh. Eftersom direktinstrålningen för år 1982 ligger på samma nivå som beräknad instrålning under ett genomsnittsår i Ingelstad är 250 MWh solvärmeupptagningen för ett 1240 m<sup>2</sup> stort solfångarfält med aktuell funktion under ett genomsnittsår. Solvärmeupptagningen ligger omräknad per m<sup>2</sup> solfångarearea på cirka 200 kWh/m<sup>2</sup>. Om man istället antar att solfångarna har prestanda helt enligt standardprovningarna kan solvärmeupptagningen beräknas öka till cirka 300 kWh/m<sup>2</sup> för genomsnittsåret. Den totala solvärmeupptagningen ligger i det fallet på cirka 370 MWh vilket utgör cirka 45 % av direktinstrålningen för genomsnittsåret. En genomsnittlig solvärmeupptagning på cirka 370 MWh per år är alltså den maximalt möjliga för anläggningen i Ingelstad med 1240 m<sup>2</sup> koncentrerande solfångare av aktuell typ och med bäst möjliga värmetekniska funktion.

Tankvärmeförlusten är mycket stor i förhållande till solvärmeupptagningen. Tankvärmeförlusten ligger på cirka 120 MWh per år både för år 1981 och år 1982. I förhållande till solvärmeupptagningen ligger tankvärmeförlusten på mellan cirka 50 och 60 %.

För båda åren bestämdes tankvärmeförlusten genom direkta mätningar under tiden mars till september till cirka 70 MWh. Resterande värmeförlust på cirka 50 MWh har bestämts genom beräkning för månaderna januari, februari, oktober, november och december. Vid beräkningarna har utnyttjats mätresultaten för sommarperioderna med vars hjälp värmeförlusterna genom tankens tak-, vägg- och bottenpartier kunnat särskiljas.

Under projekteringsarbetet beräknades tankvärmeförlusten till cirka 40 MWh per år. Man förutsatte då att tanktemperaturen skulle ligga mellan 40 °C och 90 °C. Verklig tankvärmeförlust är alltså 3 gånger större än beräknad. Detta trots att verklig tanktemperatur ligger väsentligt lägre än beräknad tanktemperatur. Tankkonstruktionens verkliga värmeisoleringsförmåga är alltså väsentligt sämre än den som hade beräknats.

Detaljstudier av temperaturfördelningar i tankvolymen visar att praktiskt taget hela den försämrade värmeisoleringsförmågan kan hänföras till tankens väggpartier. Tankväggens verkliga värmeisoleringsförmåga är cirka 8 gånger sämre än beräknat.

Beräkningsresultat från teoretiska studier av tankvärmeförlusternas storlek och fördelning mellan omslutningsytorna (Eftring, 1982) tyder på att det stora väggförlusterna beror på luftförelser i vertikala spalter hos det 1 meter tjocka isoleringsskiktet. Man bör i så fall kunna åtgärda dessa brister och få en fullgod värmeisolering i väggpartierna. Den totala tankvärmeförlusten kan i så fall beräknas sjunka från 120 till cirka 60 MWh per år. Detta under förutsättning att tanktemperaturen ligger på samma nivå som under åren 1981 och 1982.

Av 1982 års solvärmeupptagning på cirka 250 MWh, här beräknad att motsvara ett genomsnittså, förloras cirka 50 % i form av tankvärmeförluster. Denna siffra är dock något missvisande eftersom praktiskt taget all upptagen solvärme har värmelagrats år 1982. Ett bättre utnyttjande av den upptagna solvärmern hade naturligtvis varit att direkt distribuera störst möjliga solvärmemängd under sommarperioden. Distributionskretsens värmebehov från mars till september ligger på cirka 380 MWh vilket innebär att en solvärmeupptagning på 250 MWh endast täcker en del av sommarperiodens värmebehov. Vid en direkt distribution av all upptagen solvärme hade tanken följaktligen blivit helt utnyttjad. En överslagsberäkning visar att solvärmeupptagningen skulle ha uppgått till cirka 500 MWh för ett solfångarsystem med 2500 m<sup>2</sup> solfångare, dvs dubbelt så stort som det aktuella solfångarsystemet. Om man i det fallet direkt skulle ha distribuerat cirka 290 MWh solvärme under sommarperioden så hade tankens värmelagringskapacitet blivit utnyttjad ungefär i samma grad som under år 1982. Följaktligen uppgår tankvärmeförlusten även i det fallet till cirka 120 MWh per år. Tankvärmeförlusten utgör i det exemplet knappt 25 % av solvärmeupptagningen, även det alltså en relativt stor värmeförlust.

Det sammanlagda elenergibehovet för samtliga vätskepumpar i anläggningen ligger på cirka 40 MWh för år 1981 och på cirka 30 MWh för år 1982. Enligt mätresultaten för var och en av pumparna beror det 10 MWh lägre elenergibehovet för år 1982 helt på att distributionskretsens vätskepump under det året körts med lägre varvtal än under år 1981. Detta genom att flödesreglering i distributionskretsen har skilt sig åt mellan åren.

Den solvärmemängd som har tillförts distributionssystemet ligger på cirka 90 MWh för år 1981 och på cirka 130 MWh för år 1982. I förhållande till distributionssystemets årsvärmebehov på cirka 910 MWh utgör solvärmeförlusterna cirka 10 % för år 1981 och cirka 14 % för år 1982. Med tanke på att år 1982 i klimathänseende representerar genomsnittsåret för Ingelstad får man alltså med anläggningen i befintligt skick ett årligt solvärmeutbyte som täcker cirka 15 % av det totala årsvärmebehovet. Detta ska jämföras med den täckningsgrad på cirka 50 % motsvarande ett årligt solvärmeutbyte på cirka 550 MWh som man räknade med vid projekteringsarbetet.

#### 6.2.5 Sammanfattning av systemtekniska mätresultat

I följande punkter sammanfattas de viktigaste systemtekniska mätresultaten från anläggningen i Ingelstad:

- 1 Under perioden mars-september år 1981 uppmättes 550 kWh/m<sup>2</sup> direkt solinstrålning mot det rörliga solfångarplanet samt

160 kWh/m<sup>2</sup> värmeutbyte vid drifttemperaturen 71 °C. Solfångarsystemets säsongsverkningsgrad var alltså cirka 29 %.

- 2 Motsvarande värden var år 1982 670 kWh/m<sup>2</sup>, 200 kWh/m<sup>2</sup>, 76 °C samt 30 %.
- 3 Såväl uppmätt värmeutbyte under perioden mars-september år 1982 som beräknat värmeutbyte för motsvarande period tyder på att man under ett medelår kan utvinna cirka 200 kWh/m<sup>2</sup> med koncentrerande solfångare i Ingelstad vid en drifttemperatur på omkring 70 °C.
- 4 Det möjliga årliga värmeutbytet under ett medelår i en anläggning av Ingelstads typ placerad inom Götaland eller Svealand ligger på 200-240 kWh/m<sup>2</sup> solfångaryta. Variationen mellan olika år på en och samma ort är av storleksordningen ± 40 kWh/m<sup>2</sup> solfångararea. Dessa uppgifter gäller för en solfångartemperatur på 70 °C.
- 5 Solfångarnas absorption av direktinstrålning ligger för anläggningens hela solfångarfält på cirka 55 % och för ett enda solfångarelement på cirka 70 %. Det senare värdet bestämdes vid standardprovningar på annan plats.
- 6 Akkumulerings tankens sammanlagda värme förlust från mars till september uppgick till cirka 70 MWh både år 1981 och år 1982. Tankens medeltemperatur låg under dessa perioder på 55 à 60 °C.
- 7 Uppmätta tankvärme förluster tyder på att årsvärme förlusten blir cirka 120 MWh, dvs 3 gånger större än beräknat vid projekteringen.
- 8 Distributionskretsens returtemperatur har på grund av en olämplig flödesstyrning legat cirka 10 °C för högt. En sänkning från aktuell returtemperatur på cirka 50 °C till 40 °C minskar den sammanlagda kulvert- och tankvärme förlusten med cirka 50 MWh per år.
- 9 Med Ingelstad-anläggningen i befintligt skick fås ett årligt solvärmeutbyte på cirka 130 MWh som täcker cirka 15 % av de 52 anslutna småhusens årsvärmebehov på drygt 900 MWh under ett medelår. Uppmätta förhållanden år 1982 representerar ett medelår.

### 6.3 Mätresultatens noggrannhet

I det här avsnittet behandlas mätresultatens noggrannhet med utgångspunkt från årsvärmebalanserna presenterade i föregående avsnitt. Beroende på mätfel har sifferuppgifterna i dessa värmebalanser en viss onoggrannhet.

Beträffande mätvärden för värmemängder och för solinstrålning som det här gäller finns mätfelen mer allmänt behandlade i Kap 4.



Felanalysen i det här avsnittet bygger på vissa grunduppgifter i Kap 4.

Detaljerna i följande resonemang om mätfel är baserade på 1982 års mätresultat. En likadan felanalys för 1981 års mätresultat ger som helhet ungefär samma slutresultat. Båda årens mätningar är utförda på samma sätt och under mycket likartade betingelser.

Det relativa mätfelet för den direkta solinstrålningen kan enligt Kap 4 sättas i relation till förhållandet mellan den diffusa och den globala solinstrålningen samt dessa storheters respektive mätfel. Den diffusa solinstrålningen utgjorde år 1982 cirka 45 % av den globala solinstrålningen vilket innebär att direktinstrålningen är bestämd med en noggrannhet på  $\pm 10\%$ .

Solvärmeutbytet liksom det totala årsvärmebehovet har bestämts genom mätning av temperaturdifferenser och vätskeflöden i rörkretsar. Solvärmeutbytet har mätts med en genomsnittlig temperaturdifferens på cirka  $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Noggrannheten ligger därför totalt på  $\pm 3\%$  för solvärmeutbytet. Värmedistributionen till husen har mätts med en genomsnittlig temperaturdifferens på cirka  $5\text{ }^{\circ}\text{C}$  varför noggrannheten i det fallet totalt ligger på  $\pm 6\%$ .

Den nyttiggjorda solvärmemängden har bestämts genom både mätning och beräkning. Under sommarperioden mättes såväl tankvolymens temperaturhöjning som solvärmeutbytet. Genom att hela solvärmeutbytet tillförts tanken under sommarperioden utgör tankvolymens temperaturhöjning ett mycket noggrant mått på den utnyttjningsbara solvärmemängden efter sommarens tankvärmeförluster. Samma givare har använts vid alla tanktemperaturmätningar varför tanktemperaturhöjningen har bestämts praktiskt taget felfritt. Uppmätt temperaturhöjning motsvarar ett tankvärmeinnehåll vid sommarens slut på cirka 180 MWh. Tankvolymen antas vara bestämd med en noggrannhet på  $\pm 1\%$  vilket för aktuellt värmeinnehåll motsvarar  $\pm 2\text{ MWh}$ .

Sommarperiodens tankvärmeförlust på 70 MWh har bestämts som skillnaden mellan solvärmeutbytet på cirka 250 MWh och tankens värmeinnehåll vid sommarens slut på cirka 180 MWh. Enligt det föregående ligger onoggrannheterna i dessa uppgifter på  $\pm 7\text{ MWh}$  respektive  $\pm 2\text{ MWh}$  vilket sammantaget ger  $\pm 9\text{ MWh}$ . Tankvärmeförlusten är alltså bestämd med en noggrannhet på  $\pm 10\%$ .

Tankvärmeförlusten under vinterperioden har med ledning av sommarperiodens uppmätta förlust beräknats till cirka 50 MWh. Den senare värmeförlusten antas vara bestämd med samma noggrannhet som den direkt uppmätta värmeförlusten, dvs  $\pm 10\%$ . Den nyttiggjorda solvärmemängden på cirka 130 MWh har slutligen bestämts som skillnaden mellan tankvärmeinnehållet vid sommarens slut på cirka 180 MWh och vinterperiodens tankvärmeförlust på cirka 50 MWh. Enligt det föregående ligger onoggrannheterna i dessa uppgifter på  $\pm 2\text{ MWh}$  respektive  $\pm 5\text{ MWh}$ . Sammantaget är alltså den nyttiggjorda solvärmemängden bestämd med en noggrannhet på  $\pm 7\text{ MWh}$ , dvs  $\pm 5\%$ .

I Tabell 6.3 finns en sammanställning över mätresultatens noggrannhet.

Tabell 6.3

	Uppmätt [MWh/år]		noggrannhet		
	1981	1982	[%]	[MWh/år]	
				1981	1982
Direkt solinstrålning mot det rörliga sol- fångarplanet ( $W$ )	685	833	$\pm 10$	$\pm 69$	$\pm 83$
Solvärmeutbyte ( $Q_1$ )	198	247	$\pm 3$	$\pm 6$	$\pm 7$
Nyttiggjord sol- värme ( $Q_2$ )	80	129	$\pm 5$	$\pm 4$	$\pm 6$
Årsvärmebehov ( $Q_3$ )	910	910	$\pm 6$	$\pm 55$	$\pm 55$

Solvärmeutbytet ( $Q_1$ ) utgör som redan förut har nämnts cirka 30 % av direktinstrålningen ( $W$ ) både för år 1981 och år 1982. Tidigare har också nämnts att den nyttiggjorda solvärmen ( $Q_2$ ) dessa år utgör mellan 9 % och 14 % av årsvärmebehovet ( $Q_3$ ). Nämda värden på säsongsverkningsgrad respektive täckningsgrad har med ledning av de procentuella uppgifterna i Tabell 6.3 följande noggrannheter:

1. Säsongsverkningsgraden

$$\frac{Q_1}{W} = 30 \% \pm 4 \%$$

2. Täckningsgraden

$$\frac{Q_2}{Q_3} = 9-14 \% \pm 1 \%$$

Solmätningarna på platsen i Ingelstad har visat att mängden av den direkta solinstrålningen i verkligheten är väsentligt mindre än den som beräknades vid projekteringsarbetet. Projekteringsarbetets resultat på den punkten har haft en avgörande betydelse för såväl teknikval som för systemteknisk dimensionering av anläggningen.

Utvärderingsarbetet är mot den bakgrunden mycket utförligt när det gäller soltekniska beräkningar. Två huvudpunkter ingår i arbetet. En huvudpunkt omfattar ett detaljstudium av projekteringsarbetets beräkningsmetod och orsakerna till dess otillförlitliga resultat. I den andra huvudpunkten som helt naturligt ingår i ett studium av det här slaget beskrivs och tillämpas en annan beräkningsmetod för direkt solinstrålning. Den metoden skiljer sig huvudsakligen från projekteringsmetoden genom att klimatstatistik utnyttjas på annat sätt.

Metoden syns bättre svara mot de krav på beräkningsprecision och generalitet som måste ställas på en beräkningsmetod som används i det här sammanhanget.

I detta kapitel tas först beräkningsmetoder för solinstrålning upp i ett avsnitt för sig. Tyngdpunkten ligger i det avsnittet på beräkning av direkt solinstrålning. Därefter följer en del presentationer av beräkningsresultat avseende solinstrålningen på några svenska orter. Ett avsnitt ägnas speciellt åt beräkning av direkt solinstrålning i Ingelstad. Sist följer ett avsnitt med beräkningsresultat för orter med dokumenterad solstatistik. Här behandlas beräkningsresultat för såväl direkt som för global solinstrålning mot lutande solfångarplan.

#### 7.1 Beräkningsmetoder för solinstrålning

Om en någorlunda verklighetsanknuten bestämning av solinstrålningen mot en solfångare placerad på en viss ort ska kunna göras måste en relativt omfattande solstatistik finnas tillgänglig. Bäst är naturligtvis om beräkningen kan göras med hjälp av statistik över solinstrålningsmätningar på orten ifråga. Så pass bra beräkningsförutsättningar finns endast för ett fåtal svenska orter. För de flesta orter måste istället solstatistik för andra orter utnyttjas. I ett sådant fall kan det vara problematiskt att välja en ort med lämplig solstatistik.

Den svenska statistik över solinstrålning som idag finns tillgänglig är inte speciellt omfattande jämfört med annan klimatstatistik. SMHI:s statistik över global solinstrålning mot horisontalplanet omfattar 13 svenska orter varav 8 omspänner en 20-årig observationsperiod. För solskenstid finns det en mer omfattande statistik hos SMHI. Denna omfattar cirka 25 orter, många med en observationsperiod på mellan 20 och 30 år. SMHI:s statistik över direkt solinstrålning är däremot mycket begränsad. Endast för Stockholm finns mätresultat med en någorlunda stor omfattning. En sammanställning som täcker en 10-årig observationsperiod för både direkt och global solinstrålning mot horisontalplanet finns idag tillgänglig.

När det gäller bestämning av direkt solinstrålning kan man således

i de flesta fall ej direkt utnyttja solstatistiken. Denna statistik kommer i det fallet istället till användning i olika slag av empiriska beräkningsmetoder med vars hjälp direkt solinstrålning kan bestämmas.

Det förekommer inom meteorologin en del internationellt etablerade samband mellan mätstorheter för solinstrålning. Med hjälp av sådana samband kan statistiska genomsnittsvärden för en storhet, t ex direktinstrålningen mot horisontalplanet, framräknas medelst genomsnittsvärden för en annan storhet, t ex globalinstrålningen mot horisontalplanet. För svenskt vidkommande finns det dock ännu ingen större tillgång på uppgifter av den arten.

Man kan alltså allmänt konstatera att dagens svenska solstatistik och hittills gjorda bearbetningar av denna i många avseenden är otillräckliga som underlag för solinstrålningsberäkningar. Detta gäller speciellt om t ex direkt solinstrålning ska bestämmas för en viss ort.

Vid de solinstrålningsberäkningar som gjordes under projekteringsarbetet kunde man inte utnyttja någon statistik för vare sig global eller direkt solinstrålning. Detta beroende på att ingen av de 13 mätstationer där SMHI gör direkta mätningar av solinstrålning ligger i den landsdel där Ingelstad är belägen. Man tvingades att istället använda statistik över solskensid. Man valde att använda statistiken över solskensid i Jönköping omfattande 10-årsperioden 1966-1975. Med hjälp av denna statistik och en beräkningsmodell för direkt solinstrålning gjordes beräkningar för alla enskilda timmar under två speciellt utvalda år (se Kap 3). Genom att beräkningsmodellen var empiriskt grundad och tidigare hade använts i andra sammanhang antog man att den skulle ge ett tillfredsställande resultat. Beräkningsmodellen hade dock aldrig i kombination med solstatistik använts för beräkning av *direkt instrålning av solenergi*. Bristen på solstatistik innebar att man ej kunde bedöma rimligheten hos framtagna beräkningsresultat.

Beräkningsmetoden använd vid projekteringen, i fortsättningen kallad *metod 1*, ska här jämföras med en annan metod, *metod 2*, för beräkning av direkt solinstrålning. Metod 2 bygger på ett par meteorologiska samband mellan storheter för solinstrålning. Här krävs tillgång till statistik både över direkt och global solinstrålning samt över solskensid. En viss bearbetning av denna statistik måste också göras. Den senare metoden har hittills provats i mycket ringa omfattning för svenska solförhållanden.

I det följande beskrivs beräkningsgången dels för metod 1 och dels för metod 2 när det gäller framräkning av direkt solinstrålning mot ett solfångarplan med en godtycklig orientering. Metodernas praktiska användning exemplifieras med beräkningar för Stockholmsförhållanden. Detta eftersom Stockholm är den enda svenska ort för vilken beräkningsresultat avseende direkt solinstrålning kan jämföras med mätresultat för en någorlunda lång rad av år.

#### Metod 1 (Projekteringsmetoden)

Denna metod bygger på en beräkningsmodell för direkt solinstrålning i kombination med meteorologisk statistik över antalet solskensstimmar. Metoden har tidigare beskrivits i kapitel 3 och återges här ånyo för sammanhangets skull.

Direkt instrålningstäthet på jordytan i solstrålningens normalplan beräknas enligt följande samband hämtat från Brown, Isfält (1974):

$$E_{bn} = A \cdot e^{-B/\sin\alpha} \quad (7:1)$$

$$\alpha > 15^\circ$$

Där är	$E_{bn}$	= direkt instrålningstäthet i solstrålningens normalplan	[W/m <sup>2</sup> ]
	$A$	= solarkonstant på jordytan	[W/m <sup>2</sup> ]
	$B$	= atmosfärens extinktion, dvs solinstrålningens försvagning vid atmosfärspassage	
	$\alpha$	= solhöjd	[grader]

Solarkonstanten  $A$  brukar sättas till 1071 W/m<sup>2</sup>. Extinktionen  $B$  brukar normalt antas vara 0,109 för månaderna april-september. Detta förutsatt att atmosfärens genomtränglighet för solstrålning ej är nersatt genom luftföroreningar. Samband (7:1) är användbart för solhöjder större än 15 grader. För lägre solhöjder bör ett annat samband, även det hämtat från Brown, Isfält (1974), användas:

$$E_{bn} = 101,897 \cdot \alpha - 8,1348 \cdot \alpha^2 + 0,376 \cdot \alpha^3 - 0,006744 \cdot \alpha^4 \quad (7:2)$$

$$\alpha < 15^\circ$$

Från samma källa kan identiskt uppbyggda samband hämtas även för månaderna oktober-mars. I det här sammanhanget kommer solinstrålningen bara för månaderna mars-september att behandlas. Vid projekteringen av Ingelstadanläggningen förutsatte man solfångardrift endast under dessa månader. Övriga månader uteslöts p g a låg solinstrålning och stora termiska förluster från solfångarna vid antagna solfångartemperaturer.

För framräkning av direkt instrålningstäthet i ett rörligt solfångarplan av den typ som finns i Ingelstad används följande samband där vinkelsymbolerna framgår av Fig 7.1:

$$E_{bi} = E_{bn} \cdot \cos i \quad (7:3)$$

$$\cos i = \sqrt{(\sin\alpha \cdot \cos\beta + \cos\alpha \cdot \cos\gamma \cdot \sin\beta)^2 + (\cos\alpha \cdot \sin\gamma)^2} \quad (7:4)$$

Där är

$E_{bi}$	= direkt instrålningstäthet i det rörliga solfångarplanet, dvs frontplanet	[W/m <sup>2</sup> ]
$i$	= direktstrålningens infallsvinkel mot normalen till solfångarens frontplan	[grader]
$\beta$	= absorbatoraxelns lutning mot horisontalplanet	[grader]
$\gamma$	= solazimut	[grader]

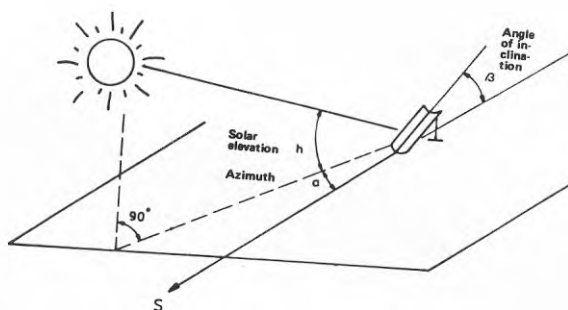


Fig 7.1 Vinkeldefinitioner för bestämning av solinstrålning mot ett rörligt solfångarplan av den typ som finns i Ingelstad (från Finn, 1979).

När det gäller beräkning av direktinstrålning i andra plan används istället för samband (7:4) andra samband för infallsvinkeln. För horisontalplanet respektive ett södervänt, fast lutande solfångarplan gäller sambanden (7:5) respektive (7:6).

$$\cos i = \sin \alpha \quad (7:5)$$

$$\cos i = \sin \alpha \cdot \cos \beta + \cos \alpha \cdot \cos \gamma \cdot \sin \beta \quad (7:6)$$

där  $\beta$  = solfångarplanet's lutning mot horisontalplanet [grader]

(i övrigt, se samband 7:4)

Solens position på himmelen beskrivs med hjälp av vinkelstorheter-  
na  $\alpha$ , solhöjden, och  $\gamma$ , solazimuten. Vid framräkning av solhöjd  
och solazimut för en viss ort och en viss tidpunkt på året används  
ett flertal astronomiska samband. Dessa klassiskt välkända sam-  
band återkommer ständigt i litteratur över ämnesområdet, se t ex  
Brown, Isfält (1974) och återges därför ej här.

Statistiken över solskenstid utnyttjas på det sättet att man för-  
utsätter en direkt instrålningstäthet beräknad enligt samband  
(7:3) för alla registrerade solskenstimmar. För en viss månad  
framräknas således den direkta energiinstrålningstätheten i ett  
solfångarplan med hjälp av sambandet:

$$w_{bi} = \sum_{\tau_s} p_s \cdot E_{bi} \quad (7:7)$$

där

$$w_{bi} = \text{direkt energiinstrålnings-} \\ \text{täthet i solfångarplanet} \quad [\text{kWh/m}^2 \cdot \text{månad}]$$

$$E_{bi} = \text{direkt instrålningstäthet} \\ \text{i solfångarplanet för en} \\ \text{enskild timme} \quad [\text{W/m}^2]$$

$$p_s = \text{solskenstid för en enskild} \\ \text{timme} \quad [\text{h}]$$

$$\tau_s = \text{antalet solskenstimmar per} \\ \text{månad} \quad [\text{h/månad}]$$

Beräkning enligt samband (7:7) innebär alltså att i tiden sam-  
hörande timvärden på solskenstid och instrålningstäthet ska  
multipliceras till produkter som summeras över hela månader.  
Den meteorologiska statistik över solskenstid som kan fås från  
SMHI brukar vara sammanställd månad för månad. I sammanställning-  
arna anges vanligtvis timme för timme genomsnittlig solskenstid  
under månaden. Vid projekteringsarbetet valde man för att slippa  
ett mödosamt arbete med framräkning av genomsnittlig solskenstid  
månad för månad att istället använda statistiken över solskens-  
tiden i Jönköping för två enskilda år, 1972 och 1976, vid be-  
räkningarna. År 1972 fick representera ett dåligt solår och år  
1976 ett bra solår. Medelvärdet av beräknad direkt solinstrål-  
ning för dessa år antogs vara ett bra mått på genomsnittlig sol-  
instrålning för flera år sammantagna.

Några sammanställningar med över flera år genomsnittliga solskens-  
tider för enskilda timmar en viss månad kan normalt ej fås från  
SMHI. För Stockholm och ett 15-tal andra svenska orter har  
Löfberg, Liljedahl (1976) gjort en bra sammanställning av SMHI:s  
statistik över solskenstid. I Fig 7.2 visas ett diagram för  
Stockholm hämtat från denna sammanställning. Med hjälp av dia-  
grammet kan den statistiskt sett genomsnittliga solskens-  
tiden för varje enskild timma under året. Med tillgång till ett  
diagram av det slaget kan man direkt beräkna genomsnittlig sol-  
instrålning för flera år sammantagna. Man slipper således att  
som vid projekteringsarbetet först göra beräkningar för enskilda  
år och därefter göra en genomsnittsberäkning.

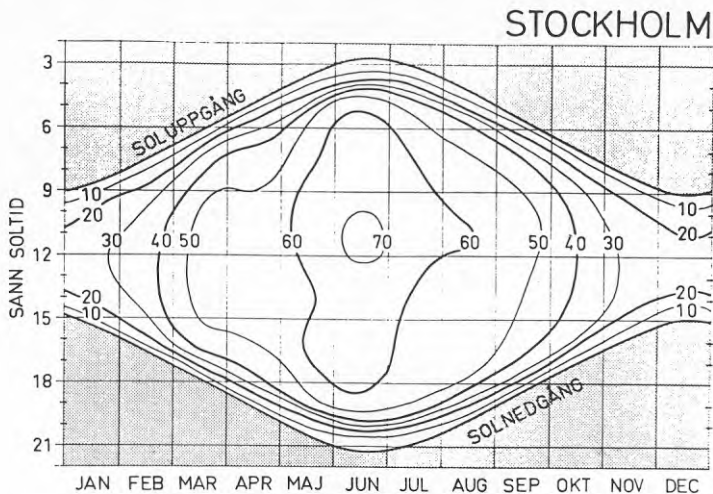


Fig 7.2 Diagram över sannolikheten för solsken i Stockholm (från Löfberg, Liljedahl, 1976). Diagrammet bygger på SMHI:s statistik över solskenstid åren 1959-1973. Siffrorna anger medelsolskenstiden per timme uttryckt i % av timmen vilket är detsamma som sannolikheten för solsken under timmen.

För Stockholm visas i Fig 7.3 uppmätt jämte enligt metod 1 beräknad direkt solinstrålning mot horisontalplanet. Beräkningsresultaten är baserade på de solskenstider som anges i Fig 7.2. Mätresultaten omfattar åren 1971-1980 och beräkningsresultaten åren 1959-1973. Dessa perioder ligger skilda åt i tiden men omfattar båda så pass många år att relevanta jämförelser bör kunna göras mellan mät- och beräkningsresultat.

För den sammanlagda direktinstrålningen från mars till september är beräkningsresultatet cirka 30 % större än mätresultatet. Den procentuella skillnaden uppgår för ett par av månaderna till mer än 40 %.

Man får alltså med metod 1 mycket stora skillnader mellan mät- och beräkningsresultat för direkt solinstrålning. Detta trots att en mycket omfattande och detaljerad solstatistik ligger till grund för beräkningsresultatet. Problemet kärnpunkt ligger i tolkningen av begreppet solskenstid.

Solskenstiden anger i själva verket den tid som instrålningstätheten i solinstrålningens normalplan överstiger cirka  $200 \text{ W/m}^2$ , ett under gränsvärde för att solskenstid överhuvudtaget ska registreras. En uppgift om solskenstid ger alltså ingen upplysning om hur solinstrålningen är sammansatt när det gäller proportionerna mellan direkt och diffus solinstrålning. Dessa instrålningsförhållanden varierar som redan har visats i Kap 6 under årets lopp. Variationerna kan ej beaktas vid en beräkning enligt samband (7:1).



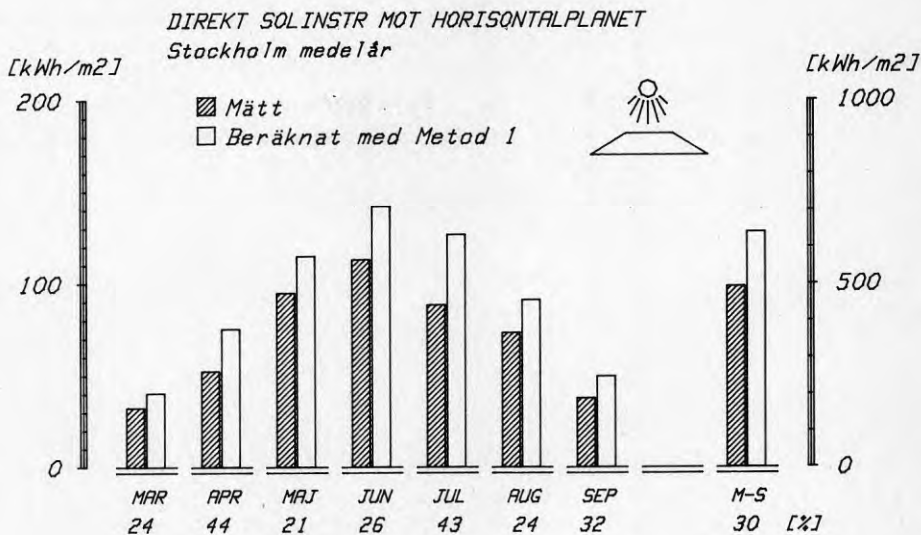


Fig 7.3 Uppmätt jämfört enligt metod 1 (projekteringsmetoden) beräknad direkt solinstrålning mot horisontalplanet per månad i Stockholm. Till höger visas summor av alla månader. Mätresultaten från SMHI:s statistik omfattar åren 1971-1980 och beräkningsresultaten åren 1959-1973. Under staplarna anges i procentuella tal skillnaden mellan beräknings- och mätresultat i förhållande till mätresultat.

I samband (7:1) tas istället på ett schablonmässigt sätt hänsyn till direktinstrålningens försvagning vid atmosfärspassage genom användning av en  $s_k$  extinktionskoefficient  $B$ . Valet av koefficientens värde har avgörande betydelse för beräkningsresultatet. Med ett konstant värde för hela sommarhalvåret som i den här redovisade beräkningsmetoden är direktinstrålningens storlek endast avhängig solhöjden. Förutsatt en och samma solhöjd och solskenstid ger alltså en beräkning enligt samband (7:7) samma direkt instrålade energi för enskilda timmar oavsett tidpunkt på året.

En så pass enkel beräkningsmodell för direktinstrålning avspeglar ej de verkliga instrålningsförhållandena. Man måste uppenbarligen på ett mer verklighetstroget sätt ta hänsyn till variationer i atmosfärsförhållanden vid beräkning av direkt instrålade solenergi. Så är fallet vid beräkning enligt metod 2 som presenteras i det följande.

### Metod 2 (Liu/Jordans metod)

Denna metod bygger på meteorologisk statistik både över direkt och global solinstrålning samt över solskenstid. Vid beräkning av solinstrålningen i horisontalplanet utnyttjas ett par empiriska samband mellan dessa storheter för solinstrålning. Astronomiska samband används vid denna metod endast för omräkning av solinstrålningen i horisontalplanet till solfångarplan med olika orienteringar.

Det finns inom meteorologin en sedan länge vedertagen empirisk relation mellan solskenstid och global solinstrålning mot horisontalplanet som kallas Ångströms relation.

Relationen har följande allmänna utseende:

$$\frac{\bar{G}}{G_0} = A + B \cdot \frac{\bar{S}}{S_0} \quad (7:8)$$

där

$\bar{G}$  = genomsnittlig global solinstrålning mot horisontalplanet [kWh/m<sup>2</sup>•månad]

$G_0$  = extraterrestrisk global solinstrålning mot horisontalplanet [kWh/m<sup>2</sup>•månad]  
(dvs den globalinstrålning som skulle falla mot horisontalplanet om atmosfären inte fanns)

$\bar{S}$  = genomsnittlig solskenstid [h/månad]

$S_0$  = maximalt möjlig solskenstid [h/månad]  
(dvs den tid som solen rent astronomiskt står över horisontlinjen)

A, B = konstanter

Värdena på konstanterna A och B kan variera tämligen kraftigt från ort till ort. Man kan i litteraturen över ämnesområdet finna värden angivna för orter i olika delar av världen. Duffie, Beckman (1974) presenterar en del sådana värden tillsammans med en klassificering av klimattyper för olika orter. Det torde finnas någon form av samband mellan klimattyper och värdena på konstanterna.

För svenska klimatförhållanden har inga värden på konstanterna som kan användas vid de här aktuella beräkningarna påträffats i litteraturen. Av den anledningen har en studie av utseendet hos Ångströms relation för några svenska orter gjorts. Studien omfattar de 4 orterna Svalöv, Torslanda, Karlstad och Stockholm. För dessa orter har SMHI:s statistik över global solinstrålning mot horisontalplanet och solskenstid använts för att bilda kvoterna  $\bar{G}/G_0$  samt  $\bar{S}/S_0$ . Kvoterna har bildats med hjälp av genomsnittliga månadsvärden för månaderna februari-november som har hämtats direkt från SMHI:s tabeller. Tabellvärdena för globalinstrålning respektive solskenstid omfattar cirka 20 år respektive cirka 15 år räknat från år 1961. Värden på den maximalt

möjliga solskenstiden ( $S_0$ ) för respektive ort har också hämtats från SMHI:s tabeller. Den extraterrestriska globalinstrålningen mot horisontalplanet ( $G_0$ ) har framräknats för varje ort med hjälp av ett astronomiskt beräkningssamband hämtat från Liu, Jordan (1977).

Diagrammet i Fig 7.4 visar Ångströms relation för de 4 orterna. I diagrammet har ingen åtskillnad gjorts mellan värden för olika orter. Detta beroende på att inga signifikativa skillnader mellan relationerna för de olika orterna observerats. Minsta kvadrat-anpassningar av räta linjer till respektive ords värden visar att korrelationen ( $\rho^2$ ) är tämligen god för alla orter och ligger mellan 0,87 och 0,91. Linjernas lutningar och skärningar med y-axeln skiljer sig obetydligt åt då olika orter jämförs. Följande rätlinjiga samband är framtaget genom en minsta kvadratanpassning baserad på värdena för samtliga 4 orter:

$$\frac{\bar{G}}{\bar{G}_0} = 0,21 + 0,52 \cdot \frac{\bar{S}}{\bar{S}_0} \quad (7:9)$$

(Beteckningar, se samband 7:8)

Williams (1980) presenterar för österrikiska förhållanden värden på konstanterna A och B som väl överensstämmer med värdena i samband 7:9. De österrikiska värdena för observationsplatser belägna på låg höjd över havet ligger på cirka 0,20 och cirka 0,50 i genomsnitt för vår, sommar och höst. Intressant att notera är att värdet på A ökar medan värden på B minskar i förhållande till dessa värden för observationsplatser belägna på högre höjder över havet. De svenska orter för vilka samband (7:9) framtagits ligger alla på låg höjd över havet och har sannolikt ett klimat liknande österrikiskt låglandsklimat. Likheterna mellan det svenska och det österrikiska sambandet tyder på att det finns ett samband mellan klimattyper och värdena på konstanterna.

Då man nu skall beräkna den direkta och den diffusa solinstrålningens fördelning över dagen arbetar man i tre steg

1. Ur statistik över solskenstid beräknas den globala solinstrålningen per månad mot horisontalplanet.
2. Den sålunda beräknade globala solinstrålningen delas i direkt och diffus strålning per månad mot horisontalplanet.
3. Månadssummorna uppdelas på enskilda timmar för en genomsnittsdag.

Samband (7:9) används i ett första steg vid beräkning av solinstrålningen enligt metod 2. Med hjälp enbart av värden för solskenstid per månad kan alltså globalinstrålningen mot horisontalplanet per månad bestämmas. Det andra steget vid beräkningen innebär att globalinstrålningen mot horisontalplanet uppdelas på direkt och diffus solinstrålning. Vid denna uppdelning fås månadssummor ( $\text{kWh/m}^2 \cdot \text{månad}$ ) som lätt kan omräknas till genomsnittliga dagssummor så att diffus och direkt instrålningstäthet i horisontalplanet ( $\text{W/m}^2$ ) fås för enskilda timmar under genomsnittsdagen för respektive månad. Utgående från dessa dagsfördelningar kan slutligen både direkt och global solinstrålning ( $\text{kWh/m}^2 \cdot \text{månad}$ ) mot solfångarplan med godtyckliga orienteringar framräknas med hjälp av astronomiska vinkelsamband.

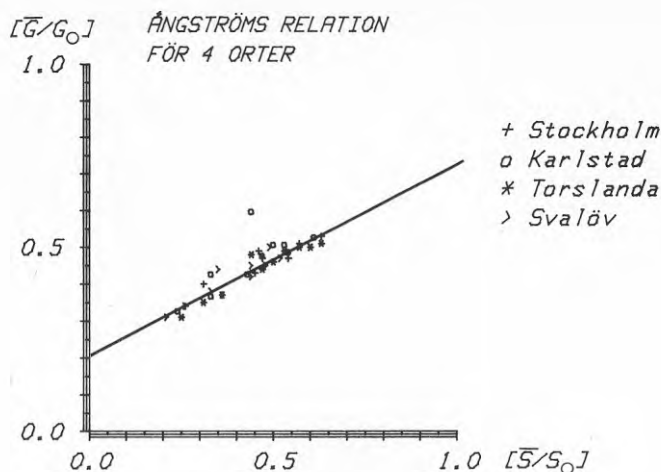


Fig 7.4 Ångströms relation på månadsbasis framtagen för orterna Svalöv, Torslanda, Karlstad och Stockholm. Relationen visar kvoten mellan global och extraterrestrisk solinstrålning mot horisontalplanet ( $\bar{G}/G_0$ ) som funktion av kvoten mellan solskenstid och maximalt möjlig solskenstid ( $\bar{S}/S_0$ ). Kryssen är baserade på genomsnittliga månadsvärden för februari-november under 15-20 år enligt SMHI:s statistik. Linjen är en minsta kvadratanpassning till samtliga månadsvärden.

Det finns ett par empiriskt grundade beräkningssamband som kan utnyttjas vid det andra och tredje beräkningssteget. Upphovsmännen, framstående inom ämnesområdet, har gett namn åt ett beräkningsförfarande som ofta kallas Liu/Jordans metod. En empirisk relation, ursprungligen framtagen med hjälp av amerikansk solstatistik, framställer sambandet mellan global solinstrålning mot horisontalplanet och diffusinstrålningens andel av denna globalinstrålning. Relationen har följande allmänna utseende:

$$\frac{\bar{D}}{\bar{G}} = C + D \cdot \frac{\bar{G}}{G_0} \quad (7:10)$$

där

$\bar{G}$  = genomsnittlig global solinstrålning mot horisontalplanet [kWh/m<sup>2</sup>·månad]

$G_0$  = extraterrestrisk global solinstrålning mot horisontalplanet [kWh/m<sup>2</sup>·månad]

(dvs den globalinstrålning som skulle falla mot horisontalplanet om atmosfären inte fanns)

$\bar{D}$  = genomsnittlig diffus solinstrålning mot horisontalplanet [kWh/m<sup>2</sup>·månad]

$C, D$  = konstanter

Värdena på konstanterna  $C$  och  $D$  kan variera en del från ort till ort. Josefsson (1981) presenterar några relationer för orter i olika delar av världen vilka tyder på att konstanten  $C$  varierar mer än konstanten  $D$ . I Fig 7.5 visas ett diagram över relationen för Stockholm enligt Josefsson (1981). Diagrammet visar månadsvärden för ett urval av månader från olika årstider. En linje framtagen genom minsta kvadratanpassning och baserad på månadsvärden för årets samtliga månader är inlagd i diagrammet. Linjen ger följande samband:

$$\frac{\bar{D}}{\bar{G}} = 1,039 - 1,25 \cdot \frac{\bar{G}}{\bar{G}_0} \quad (7:11)$$

(Beteckningar, se samband 7:10)

En viss spridning av månadsvärdena runt linjen gör att korrelationen ( $\rho^2$ ) endast ligger på 0,77.

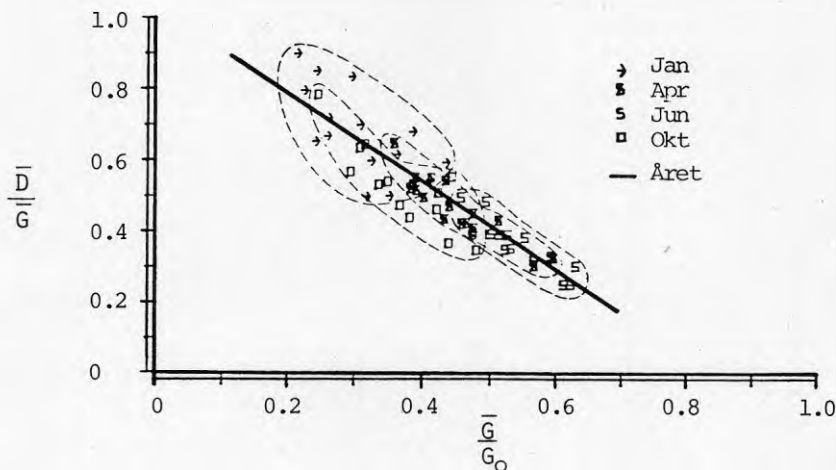


Fig 7.5 Liu/Jordans relation på månadsbasis för Stockholm. Relationen visar kvoten mellan diffus och global solinstrålning mot horisontalplanet ( $\bar{D}/\bar{G}$ ) som funktion av kvoten mellan global och extraterrestrisk solinstrålning mot horisontalplanet ( $\bar{G}/\bar{G}_0$ ). De olika symbolerna visar månadsvärden för ett urval av månader från olika årstider enligt SMHI:s statistik för åren 1961-1975. Linjen är en minsta kvadratanpassning baserad på månadsvärden för årets samtliga månader (efter Josefsson, 1981).

Genom användning av samband (7:9) i kombination med samband (7:11) kan alltså den direkta solinstrålningen mot horisontalplanet framräknas månad för månad. Den enda ingångsparameter som behövs för

beräkningen är genomsnittlig solskenstid för respektive månad. I Fig 7.6 visas uppmätt jämte enligt metod 2 beräknad direkt solinstrålning mot horisontalplanet per månad. För jämförelsens skull visas även beräkningsresultat enligt metod 1 i figuren. Mät- och beräkningsresultaten enligt metod 2 omfattar åren 1971-1980 medan beräkningsresultaten enligt metod 1 omfattar åren 1959-1973.

För den sammanlagda direktinstrålningen från mars till september blir vid beräkning enligt metod 2 beräkningsresultatet cirka 5 % större än uppmätta värden. Detta ska jämföras med motsvarande procentuella skillnad för metod 1 som enligt det föregående ligger på cirka 30 %.

Det är i och för sig inte förvånande att beräkningsmetod 2 ger så bra resultat. Både Ångströms och Liu/Jordans relation som ligger till grund för beräkningen är i det här fallet baserade på direkta mätvärden för global- och direktinstrålning på orten. Det intressanta i sammanhanget är att det finns en viss avvikelse mellan de minsta kvadratanpassade linjerna i de båda relationerna och de mätvärden för enskilda månader som har legat till grund för bestämning av linjernas ekvationer. Procentuella avvikelser mellan beräkningsresultaten enligt metod 2 och mätresultaten kan här därför tolkas som ett mått på den bästa beräkningsprecision som kan uppnås med metod 2 vid framräkning av direktinstrålningen. Man kan förvänta sig lika bra beräkningsresultat med metod 2 för andra svenska orter under förutsättning att Ångströms och Liu/Jordans relationer för Stockholm gäller mer generellt för svenskt solklimat. Mätresultat från Ingelstad tyder på att så kan vara fallet och en del jämförelser presenteras i följande avsnitt.

Månadssummorna för direktinstrålning som visas i Fig 7.6 kan lika gärna anges i form av genomsnittliga dagssummor ( $\text{kWh/m}^2 \cdot \text{dag}$ ). Dagssummorna kan i sin tur fördelas på enskilda timmar genom ett beräkningsförfarande presenterat av Liu/Jordan (1977). I Fig 7.7 visas två diagram som kan användas vid beräkningarna. I diagrammen framställs den genomsnittliga timvisa fördelningen av daglig diffus solinstrålning och daglig global solinstrålning mot horisontalplanet ( $\text{W/m}^2$ ) som funktion av antalet timmar mellan soluppgång och solnedgång. Kurvorna som visas i diagrammen bygger på både empiriska och teoretiska underlag.

Som ingångsparameter vid fördelningsberäkningarna används alltså antalet timmar per dygn som solen står över horisonten. Detta timantal kan för varje månad framräknas med hjälp av astronomiska samband. Liu/Jordan (1977) presenterar matematiska uttryck för kurvorna i diagrammen med vars hjälp fördelningsberäkningarna kan göras rent analytiskt.

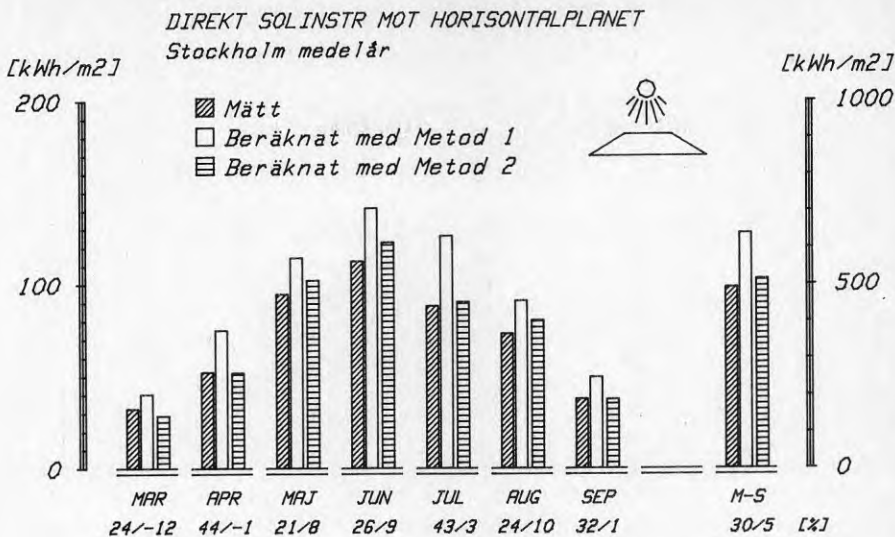


Fig 7.6 Uppmätt jämfört enligt metod 1 (projekteringsmetoden) och metod 2 (Liu/Jordans metod) beräknad direkt solinstrålning mot horisontalplanet per månad i Stockholm. Till höger visas summer av alla månader. Mät- och beräkningsresultaten enligt metod 2 omfattar åren 1971-1980 och beräkningsresultaten enligt metod 1 åren 1959-1973. Under staplarna anges i procentuella tal skillnaden mellan beräknings- och mätresultat i förhållande till mätresultat.

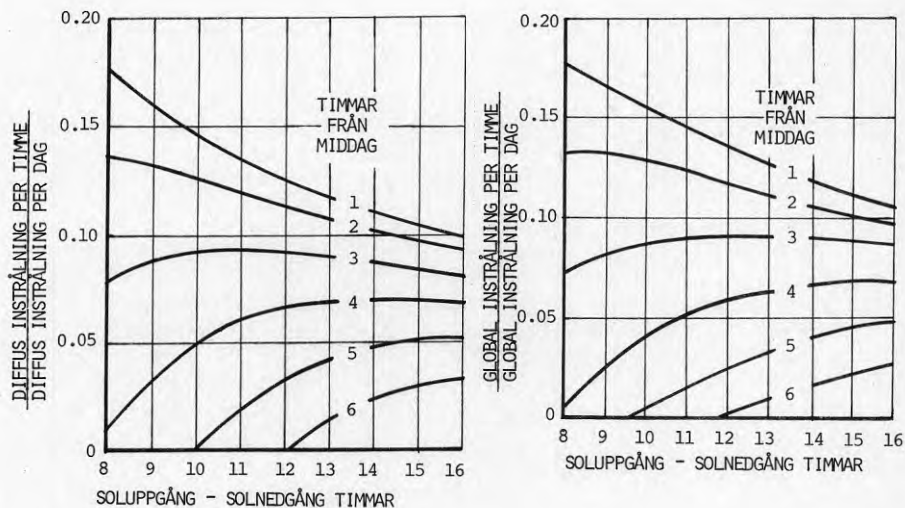


Fig 7.7 Genomsnittlig timvis fördelning av daglig diffus solinstrålning (vänster) och daglig global solinstrålning (höger) mot horisontalplanet som funktion av antalet timmar mellan soluppgång och solnedgång (efter Liu/Jordan, 1977).

När väl dagsfördelningarna för diffus och global solinstrålning mot horisontalplanet en gång är bestämda kan solinstrålningen mot solfångarplan med godtyckliga orienteringar beräknas. För varje enskild timma under genomsnittsdagen för respektive månad görs beräkningen med hjälp av följande vinkelgeometrisk samband:

$$E_{\beta} = (\cos i / \cos i_h) \cdot (E_{g_h} - E_{i_h}) + \frac{1}{2} \cdot (1 + \cos \beta) \cdot E_{i_h} \quad (7.12)$$

Där är

$E_{\beta}$	= global instrålningstäthet i solfångarplanet	[W/m <sup>2</sup> ]
$E_{g_h}$	= global instrålningstäthet i horisontalplanet	[W/m <sup>2</sup> ]
$E_{i_h}$	= diffus instrålningstäthet i horisontalplanet	[W/m <sup>2</sup> ]
$i$	= direktinstrålningens infallsvinkel mot normalen till solfångarens frontplan	[grader]
$i_h$	= dito $i$ för horisontalplanet	[grader]
$\beta$	= solfångarplanets lutning mot horisontalplanet	[grader]

I Fig 7.8 visas ett par exempel på dagsfördelningar av solinstrålning framräknade enligt metod 2 jämte mätta fördelningar. April månads genomsnittliga dagsfördelningar under 10-årsperioden 1971-1980 i Stockholm visas för dels direkt instrålning och dels global instrålning mot horisontalplanet. I figurdelen över direktinstrålning finns även den enligt beräkningsmetod 1 framräknade dagsfördelningen inlagd.

Dagsfördelningarna framräknade med metod 2 stämmer som synes mycket väl överens med mätta fördelningar. Man kan notera en liten skillnad när det gäller symmetrin omkring middagstid. Fördelningen enligt metod 2 är för både direktinstrålningen och globalinstrålningen helt symmetrisk omkring middagstid. De på mätningar baserade fördelningarna uppvisar något högre värden på både direkt och global instrålningstäthet för timmar före än för timmar efter middagstid. Framräkning av direktinstrålningens dagsfördelning med metod 1 ger enligt Fig 7.8 mycket stora överskattningar, speciellt för timmarna omkring middagstid.



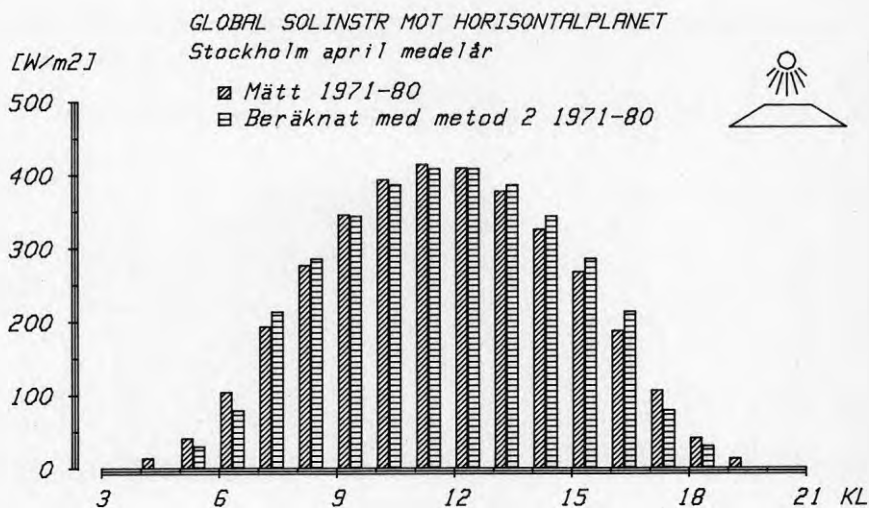
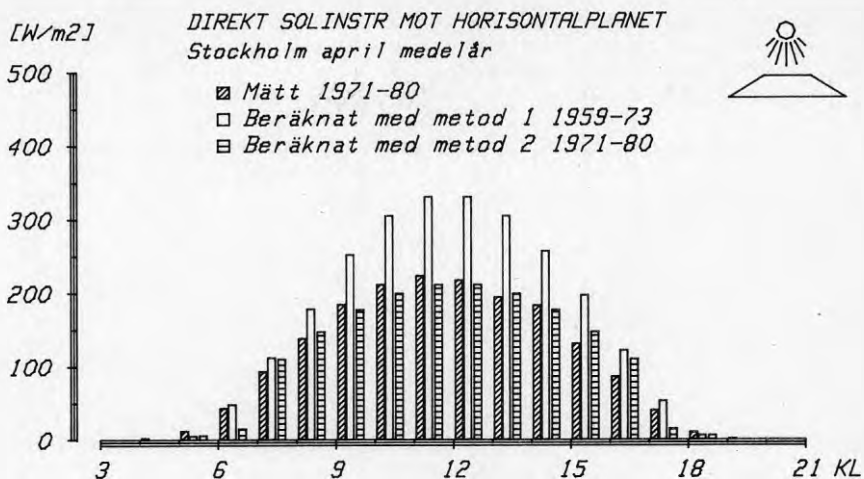


Fig 7.8 Exempel på genomsnittlig dagsfördelning av direkt och global solinstrålning mot horisontalplanet för april månad i Stockholm. SMHI:s klimatstatistik för 10-årsperioden 1971-1980 ligger till grund för fördelningarna.

ÖVERST: Uppmätt jämt enligt metod 1 (projekteringsmetoden) och metod 2 (Liu/Jordans metod) beräknad direkt solinstrålning mot horisontalplanet.

UNDERST: Uppmätt jämt enligt metod 2 (Liu/Jordans metod) beräknad global solinstrålning mot horisontalplanet.

Sammanfattningsvis ger alltså beräkningsmetod 2 resultat som mycket väl överensstämmer med mätresultat både när det gäller månadssummor och genomsnittliga dagsfördelningar av såväl direkt som global solinstrålning mot horisontalplanet. Metod 1 som bara används för framräkning av direktinstrålning ger mycket sämre och helt otillfredsställande resultat.

Skillnaden mellan beräkningsmetoderna när det gäller direktinstrålningen per månad mot ett rörligt solfångarplan av den typ som finns i Ingelstad illustreras av Fig 7.9. Beräkningsresultaten gäller även här för Stockholm. Direktinstrålningen framräknad med metod 2 antas även i det rörliga solfångarplanet väl överensstämma med verkligheten eftersom beräkningen är direkt baserad på beräkningsresultat för horisontalplanet (se Fig 7.6) som med hjälp av det rent vinkelgeometriska sambandet (7:12) har omräknats till det rörliga solfångarplanet. För den sammanlagda direktinstrålningen mot det rörliga solfångarplanet från mars till september är beräkningsresultatet enligt metod 1 cirka 30 % större än beräkningsresultatet enligt metod 2, dvs den verkliga direktinstrålningen. Uttryck i absoluta siffror ligger verklig direktinstrålning på cirka 740 kWh/m<sup>2</sup>, ett värde som överskrids med cirka 210 kWh/m<sup>2</sup> vid beräkning enligt metod 1. Vid beräkningarna har hänsyn tagits till skuggning mellan solfångarna som har antagits vara placerade på det sätt som är aktuellt i Ingelstadanläggningen.

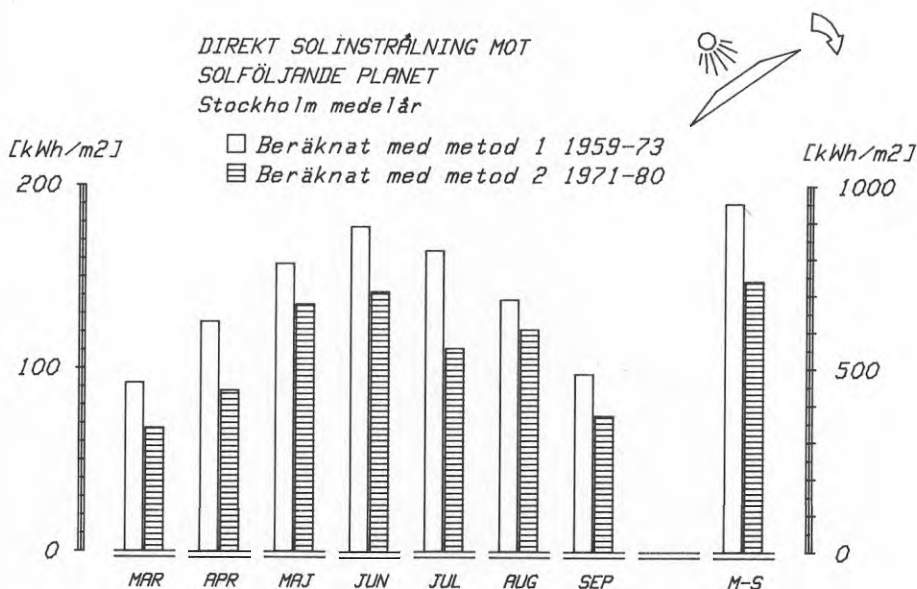


Fig 7.9 Enligt metod 1 (projekteringsmetoden) och metod 2 (Liu/Jordans metod) beräknad direkt solinstrålning per månad mot ett rörligt solfångarplan av den typ som finns i Ingelstad. Till höger visas summor av alla månader. Beräkningsresultaten gäller för Stockholm och omfattar för metod 1 åren 1959-1973 och för metod 2 åren 1971-1980.

## 7.2

Beräknad solinstrålning i Ingelstad

Med hjälp av mätresultat för solinstrålning och för solskens-tid i Ingelstad under åren 1981 och 1982 kan man undersöka om de grund-samband för solinstrålningsberäkning som enligt avsnitt 7.1 har använts för orten Stockholm även gäller för orten Ingelstad. Om så kan visas vara fallet bör man med hjälp av beräkningsmetod 2 (Liu/Jordans metod) kunna framräkna en solinstrålning i Ingelstad som tämligen väl överensstämmer med verklig solinstrålning på orten. Ett sådant erfarenhetsmaterial saknades vid projekterings-arbetet, en brist som ledde till den relativt stora överskattning-en av direkt solinstrålning i Ingelstad.

Mätningarna i Ingelstad under åren 1981 och 1982 omfattar endast ett 10-tal månader för vilka kompletta månadssummor för solinstrålning och solskens-tid kan bildas. På basis av ett så litet antal månadsvärden kan inga statistiskt signifikanta relationer mellan mätstorheterna framtas. Av den anledningen har endast en jämförelse mellan alla månadsvärden från Ingelstad och de relationer som har använts för Stockholm gjorts.

Diagrammet i Fig 7.10 visar Ångströms relation enligt samband (7:9) med månadsvärden från Ingelstad inlagda. Månadsvärdena från Ingelstad ligger som synes alla i nära anslutning till det räta linje som svarar mot samband (7:9). Alla mätvärden utom ett enda ligger under linjen vilket möjligen tyder på att sambandslinjen för Ingelstad bör ligga något under linjen enligt samband (7:9).

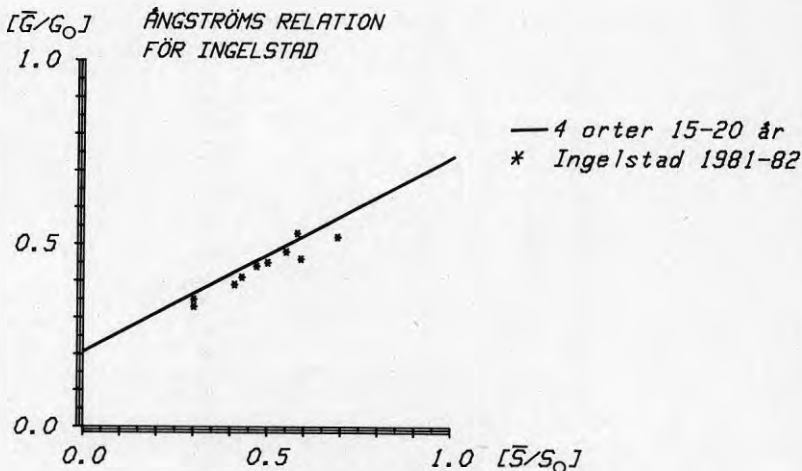


Fig 7.10 Ångströms relation på månadsbasis. Relationen visar kvoten mellan global och extraterrestrisk solinstrålning mot horisontalplanet ( $\bar{G}/G_0$ ) som funktion av kvoten mellan solskens-tid och maximalt möjlig solskens-tid ( $\bar{S}/S_0$ ). Linjen är en minsta kvadratanpassning till genomsnittliga månadsvärden för februari-november under 15-20 år enligt SMHI:s statistik för fyra orter. Punkterna motsvarar mätvärden från Ingelstad för månaderna april-september under åren 1981 och 1982.

Diagrammet i Fig 7.11 visar Liu/Jordans relation enligt samband (7:11) med månadsvärden från Ingelstad inlagda. Som framgår av diagrammet finns det värden som ligger såväl över som under linjen. Detta tyder troligen på att sambandslinjen för Ingelstad väl överensstämmer med sambandslinjen för Stockholm.

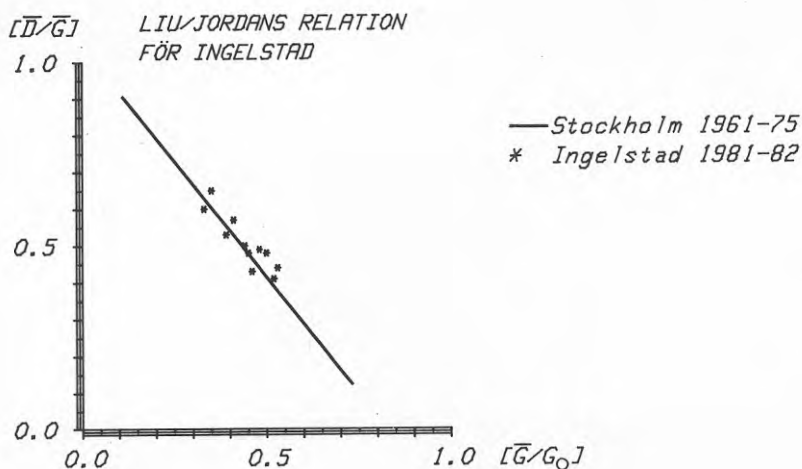


Fig 7.11 Liu/Jordans relation på månadsbasis. Relationen visar kvoten mellan diffus och global solinstrålning mot horisontalplanet ( $\bar{D}/\bar{G}$ ) som funktion av kvoten mellan global och extraterrestrisk solinstrålning mot horisontalplanet ( $\bar{G}/G_0$ ). Linjen är en minsta kvadratanpassning till genomsnittliga månadsvärden för årets samtliga månader enligt SMHI:s statistik för Stockholm. Punkterna markerar mätvärden från Ingelstad för månaderna april-september under åren 1981 och 1982.

Man bör alltså få tämligen goda beräkningsresultat för Ingelstad vid framräkning av direkt solinstrålning per månad enligt metod 2. Framräknad direkt solinstrålning mot det rörliga solfångarplanet i Ingelstad under ett genomsnittså visas i Fig 7.12. Beräkningarna är baserade på genomsnittlig solskenstid i Jönköping under åren 1966-1975. I Fig 7.12 visas också direktinstrålningen framräknad vid projekteringsarbetet då metod 1 användes. Det framgår att den sammanlagda direktinstrålningen från mars till september har överskattats med cirka 30 % vid projekteringsarbetet.

Under förutsättning att en solinstrålningsberäkning enligt metod 2 baseras på en omfattande statistik över solskenstid kan man enligt föregående avsnitt få mycket goda beräkningsresultat. För t ex sammanlagd direkt solinstrålning under några månader på en ort kan man få en beräkningsnoggrannhet som ligger på  $\pm 5\%$  under förutsättning att solstatistik från orten ifråga används och att statistiken omfattar tillräckligt många år, säg minst 10.

Det ligger alltså i sakens natur att beräkningsresultatet jämfört med verkligheten blir sämre för ett enskilt år eller om solstatistik från en annan ort används.

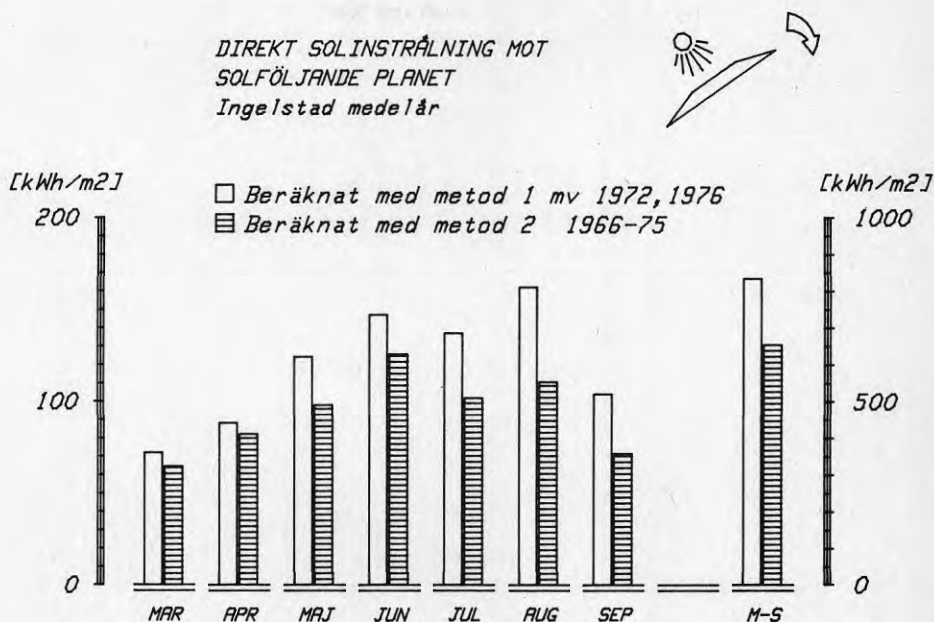


Fig 7.12 Vid projekteringsarbetet jämförde enligt metod 2 (Liu/Jordans metod) beräknad direkt solinstrålning per månad mot det rörliga solfångarplanet i Ingelstad. Till höger visas summor av alla månader. Beräkningsresultaten enligt metod 2 är baserade på genomsnittlig solskenstid i Jönköping under åren 1966-1975. Vid projekteringsarbetet baserades beräkningarna på solskenstiden i Jönköping under åren 1972 och 1976.

Framräknad jämfört uppmätt direkt solinstrålning mot det rörliga solfångarplanet i Ingelstad under år 1981 visas i Fig 7.13. Beräkningen är baserad på solskenstiden registrerad i Ingelstad. För den sammanlagda direktinstrålningen från mars till september är beräkningsresultatet cirka 7 % större än mätresultatet. För alla månader utom mars ligger motsvarande avvikelse på mellan cirka 5 och 10 %. För mars ligger avvikelsen på cirka 20 % vilket förklaras av att beräkningen för den månaden är baserad på solskenstiden registrerad i Jönköping. Framräkning av den sammanlagda direktinstrålningen från mars till september helt utgående från Jönköpings solskenstider ger cirka 12 % större beräkningsresultat än mätresultat.

Jämförelserna ovan tyder på att beräkningsmetod 2 även för ett enskilt år ger ett tämligen bra beräkningsresultat. Detta om statistik över solskenstid på orten eller på andra orter med

liknande solskenstid används. Under sådana förutsättningar torde beräkningsnoggrannheten för ett enskilt år ligga på omkring  $\pm 10\%$ . Om det istället för ett enskilt år gäller ett antal år sammantagna bör beräkningsnoggrannheten kunna ligga på mellan 5 % och 10 %, allt beroende på vilken ords solstatistik som används. Man måste här utgå ifrån att skillnaden orterna emellan är måttlig, såg högst 5 %, vad gäller sammanlagd solskenstid. Det senare gäller enligt Kap 6 för perioden mars-september år 1981 för Ingelstad jämfört med Jönköping.

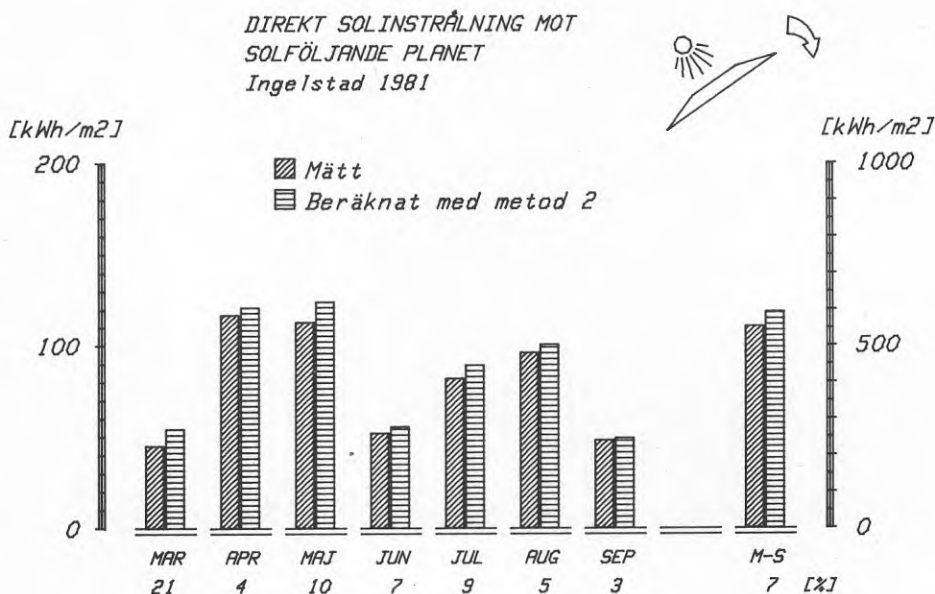


Fig 7.13 Uppmätt jämfört enligt metod 2 (Liu/Jordans metod) beräknad direkt solinstrålning per månad mot det rörliga solfångarplanet i Ingelstad år 1981. Till höger visas summor av alla månader. Beräkningsresultaten är baserade på solskenstiden registrerad i Ingelstad år 1981. Under staplarna anges i procentuella tal skillnaden mellan beräknings- och mätresultat i förhållande till mätresultat.

Den direktinstrålning för ett genomsnittså i Ingelstad som har bestämts med hjälp av beräkningsmetod 2 och statistik över solskenstiden i Jönköping (se Fig 7.12) kan alltså på goda grunder antas ligga maximalt 5 % till 10 % från verklig direktinstrålning.

För åren 1979 och 1980 saknas mätresultat för direkt solinstrålning i Ingelstad. Beräkningskontrollerna för år 1981 i det föregående visar att direktinstrålningen i Ingelstad för de två åren bör kunna bestämmas med en noggrannhet på omkring  $\pm 10\%$

om solskenstider för Jönköping används i beräkningsmetod 2. Beräkningsresultat av det slaget har använts vid bestämning av säsongsverkningsgraden för Ingelstadanläggningens solfångare och presenteras först i Kap 8 om Systemtekniska utvärderingsresultat.

### 7.3 Beräknad solinstrålning mot koncentrerande och plana solfångare på olika orter

Det vid det här utvärderingsarbetet gjorda studierna av solinstrålningsberäkning visar att Liu/Jordans beräkningsmetod (metod 2) ger mycket goda beräkningsresultat. Beräkningsresultaten stämmer för Stockholmsförhållanden mycket väl överens med mätresultaten både när det gäller direkt och global solinstrålning. Erfarenheterna från Ingelstad tyder vidare på att beräkningsmetoden bör kunna ge goda beräkningsresultat även för andra orter i Svealand och Götaland.

Således bör man med hjälp av Liu/Jordans beräkningsmetod kunna bestämma såväl direkt som global solinstrålning mot godtyckligt orienterade solfångarplan på olika orter. I det följande presenteras beräkningsresultat dels för direkt solinstrålning mot ett rörligt solfångarplan av den typ som finns i Ingelstad och dels för global solinstrålning mot ett solfångarplan med fast lutning. För att begränsa beräkningsresultatens omfattning behandlas endast en enda solfångarorientering. Båda solfångartyperna antas sålunda vara södervända med  $35^\circ$  lutning mot horisontalplanet. Man kan visa att den solfångarorienteringen är optimal i båda fallen under förutsättning att solinstrålningen från mars till september medräknas. Beräkningsresultaten utgör i sin tur underlag för en del systemtekniska jämförelser mellan anläggningar med koncentrerande respektive plana solfångare presenterade i Kap 8.

Som underlag både för beräkning av solinstrålningen mot det rörliga och mot det fasta solfångarplanet måste först den diffusa och den direkta solinstrålningen mot horisontalplanet framtas. Därefter omräknas dessa båda slag av solinstrålning till respektive solfångarplan. Beräkningarna görs helt enligt beskrivningen i avsnitt 7.1 om Beräkningsmetoder.

Omräkning av horisontalplanets direktinstrålning till solfångarplanen är ett rent vinkelgeometriskt problem där ett enkelt och entydigt omräknings samband, se (7:12), används. Vid motsvarande omräkning av den diffusa solinstrålningen är det vanligt att man i förenklande syfte antar att den diffusa radiansen är helt jämn över hela himmelsgloben. Man får då det relativt enkla uttryck för omräkning som ges i samband (7:12) vilket har använts vid de här aktuella beräkningarna. Det finns dock andra beräkningsmetoder för omräkning av diffusinstrålningen.

Josefsson (1982) presenterar en beräkningsmodell vari hänsyn tas till den diffusa radiansens komplexa och ojämna fördelning över himmelsgloben. Beräkningsmodellen har använts för beräkning av global solinstrålning mot lutande plan i Stockholm. Jämförelser mellan Josefssons beräkningsresultat och de här framtagna beräkningsresultaten tyder på att fullt godtagbara resultat fås med den enklare beräkningsmodellen.

I Fig 7.14 visas för månaderna mars-september framräknad direktinstrålning mot det rörliga solfångarplanet jämte globalinstrålning mot det fasta solfångarplanet med placering i Ingelstad, Svalöv och Stockholm. Beräkningen för Ingelstad är baserad på solskens-tiden i Jönköping medan beräkningen för de övriga två orterna är baserad på uppmätt globalinstrålning mot horisontalplanet.

Om man orterna emellan jämför dels den sammanlagda direktinstrålningen mot det rörliga solfångarplanet och dels den sammanlagda globalinstrålningen mot det fasta solfångarplanet för mars-september kan två slutsatser dras:

- 1 När det gäller globalinstrålningen är skillnaden orterna emellan relativt liten.
- 2 När det gäller direktinstrålningen är skillnaden orterna emellan större än när det gäller globalinstrålningen.

Det kan vara intressant att mer generellt ange dessa skillnader mellan olika orter. I Fig 7.14 finns ett variationsområde för direktinstrålningen och ett variationsområde för globalinstrålningen under tiden mars-september inlagt. Variationsområdet för globalinstrålningen är framtaget med hjälp av SMHI:s statistik över globalinstrålningen mot horisontalplanet på ett 10-tal mellan- och sydsvenska orter. Enligt statistiken ligger Stockholms globalinstrålning mot horisontalplanet på cirka 900 kWh/m<sup>2</sup> ungefär mitt i ett variationsområde där avvikelserna för andra orter maximalt uppgår till  $\pm 5\%$  från Stockholmsvärdet. Variationsområdet för globalinstrålningen mot det lutande solfångarplanet i Fig 7.14 är konstruerat på motsvarande sätt med Stockholmsvärdet i mitten av området. För direktinstrålningen är variationsområdet konstruerat med hjälp av Liu/Jordans relation, samband (7:11). Man finner att variationer hos globalinstrålningen mot horisontalplanet på  $\pm 5\%$  från Stockholmsvärdet svarar mot variationer hos direktinstrålningen mot horisontalplanet på cirka  $\pm 10\%$  från Stockholmsvärdet. Även variationerna hos direktinstrålningen mot det rörliga solfångarplanet ligger då på cirka  $\pm 10\%$  från Stockholmsvärdet. Variationsområdet för direktinstrålningen i Fig 7.14 är konstruerat på det sättet med Stockholmsvärdet i mitten av området. Det framgår av Fig 7.14 att solinstrålningen mot båda typerna av solfångare med placering i Ingelstad ligger vid variationsområdets undre gräns. Solinstrålningen i Ingelstad tycks alltså vara mindre än solinstrålningen på många andra syd- och mellansvenska orter.

En översiktlig summering av beräkningsresultaten för olika syd- och mellansvenska orter säger att:

- 1 Från mars till september sammanlagd globalinstrålning mot ett fast, södervänt, solfångarplan med 35° lutning ligger på cirka 960 kWh/m<sup>2</sup> under genomsnittsåret. För enskilda orter kan avvikelserna maximalt uppgå till cirka  $\pm 5\%$  från detta värde.
- 2 Från mars till september sammanlagd direktinstrålning mot ett rörligt solfångarplan av den typ som finns i Ingelstad ligger på cirka 725 kWh/m<sup>2</sup>. För enskilda orter kan avvikelserna maximalt uppgå till cirka  $\pm 10\%$  från detta värde.



## BERÄKNAD SOLINSTRÅLNING MOT SOLFÅNGARPLAN

- Ingelstad 1966-75  
 ▨ Svalöv 1961-80  
 ▩ Stockholm 1961-80

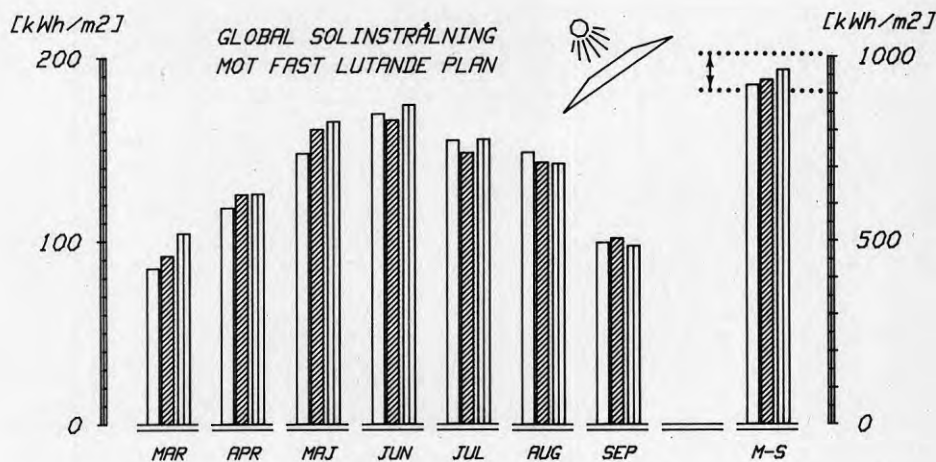
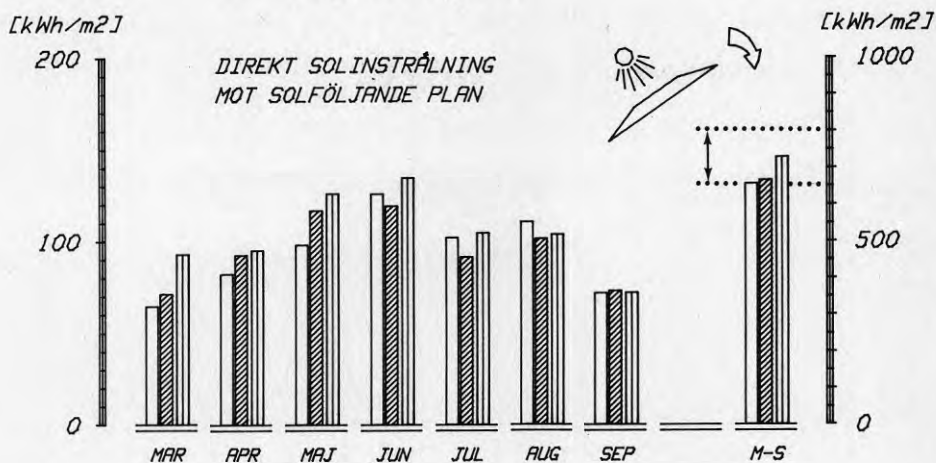


Fig 7.14

Med hjälp av Liu/Jordans metod beräknad genomsnittlig solinstrålning mars-september mot solfångare placerade i Ingelstad, Svalöv och Stockholm. För Ingelstad är beräkningsresultatet baserat på solskenstiden i Jönköping. För Svalöv och Stockholm är beräkningsresultaten baserade på uppmätt globalinstrålning mot horisontalplanet. Till höger visas summer och variationsområde för Mellan- och Sydsverige. Överst: Beräknad direkt solinstrålning per månad mot ett rörligt solfångarplan av den typ som finns i Ingelstad. Till höger visas summer av alla månader. Underst: Beräknad global solinstrålning per månad mot ett fast, södervänt, solfångarplan med 35° lutning mot horisontalplanet. Till höger visas summer av alla månader.

7.4 Sammanfattning av beräkningsresultat för solinstrålning

I följande punkter sammanfattas de viktigaste beräkningsresultaten för solinstrålning:

- 1 Två metoder för beräkning av direkt solinstrålning har jämförts:  
METOD 1 bygger på ett samband för direkt instrålnings-täthet i solstrålningens normalplan ( $W/m^2$ ) i kombination med statistik över solskenstid (använd vid projekteringen).  
METOD 2 bygger på statistik över direkt och global solinstrålning mot horisontalplanet ( $kWh/m^2$ ) samt över solskenstid.
- 2 För den sammanlagda direktinstrålningen från mars till september under en 10-årsperiod i Stockholm är beräkningsresultatet enligt metod 1 cirka 30 % större än mätresultatet.
- 3 Motsvarande värde är cirka 5 % för metod 2.
- 4 För direkt respektive global solinstrålning för enskilda timmar under genomsnittsdagen för olika månader under en 10-årsperiod i Stockholm stämmer beräkningsresultat enligt metod 2 väl överens med mätresultat.
- 5 Mätresultat för direkt och global solinstrålning mot horisontalplanet samt för solskenstid i Ingelstad under åren 1981 och 1982 tyder på att det här finns likartade samband mellan dessa solparametrar som på andra svenska orter.
- 6 Enligt beräkningar med metod 2 är den sammanlagda globalinstrålningen från mars till september mot ett fast, södervänt solfångarplan med 35° lutning cirka  $960 kWh/m^2$  för ett medelår i Götaland och Svealand. För enskilda orter uppgår avvikelser till maximalt  $\pm 5\%$  från detta värde.
- 7 Motsvarande värden för ett värmligt solfångarplan av den typ som finns i Ingelstad är för direktinstrålningen cirka  $725 kWh/m^2$  respektive  $\pm 10\%$ .

De systemtekniska mätningarna på platsen i Ingelstad har således visat att mängden av utnyttjningsbar solvärme i verkligheten är väsentligt mindre än den som beräknades vid projekteringsarbetet. Som utförligt visats i Kap 6 finns två systemtekniska huvudorsaker till det låga solvärmeutbytet. För det första har den termiska verkningsgraden för den koncentrerande solfångartypen som används visat sig vara mindre än beräknat. För det andra har tankförlusterna visat sig vara större än beräknat.

De systemtekniska orsakerna är till sin natur tekniska och därmed påverkbara. Genom val av andra konstruktiva detaljlösningar och en del andra komponenter skulle den nyttiga värmeproduktionen kunna ökas. En viktig uppgift inom utvärderingens ram är att bedöma vilken inverkan sådana konstruktionsmässiga förbättringar skulle kunna ha. I detta kapitel presenteras beräkningsmetoder och beräkningsresultat för värmeutbytet från solfångarsystem utrustade med olika solfångartyper samt för värmeförlusterna från ackumulerings tanken. Efter denna särbehandling av anläggningens huvuddelar följer en del presentationer av beräkningsmetoder och beräkningsresultatet för anläggningen som helhet. Här behandlas utnyttjningsbar solvärmemängd för anläggningar utrustade med olika solfångartyper och anslutna till olika typer av distributionssystem.

## 8.1 Solfångarsystemet

Inledningsvis skall de skäl som har styrt valet av beräkningsmetod för värmeutbyte från solfångarsystem beröras.

### 8.1.1 Beräkningsmodell för solfångarsystemet

När ett solfångarsystems värmeutbyte skall beräknas teoretiskt har man att välja mellan att använda detaljerade simuleringsmetoder, som kräver dator, eller att använda mer schematiska parametermetoder, där beräkningen kan klaras för hand. En metod av det senare slaget är den s k F-chartmetoden som finns beskriven i exempelvis Solvärme (1980). Metoden är enkelt användbar såtillvida att det finns utarbetade diagram i vilka man kan arbeta med enkelt bildade ingångsparametrar. Som slutresultat fås månatliga täckningsgrader, dvs solvärmeutbytet relativt värmebehov. Metoden är främst avsedd för beräkning av solvärmeutbytet från anläggningar för både rumsvärme och tappvarmvatten. Den är därför mindre användbar för beräkningar av renodlade rumsvärmesystem. Detta speciellt om man vill undersöka inverkan på solvärmeutbytet av olika temperaturförhållanden i distributionssystemet. Metoden innehåller inga beräkningsrutiner för solinstrålning vilket är till nackdel om man vill undersöka inverkan av olika solfångarorienteringar. Man måste först med hjälp av andra metoder framräkna solinstrålningsvärden med vilka sedan ingångsparametrar till diagrammen kan bildas.

Bland mer avancerade simuleringsmetoder kan det amerikanska TRNSYS-programmet nämnas. Ett förarbete måste här ägnas åt att beskriva sammankopplingen mellan olika systemdelar och dessas värmetekniska prestanda. Denna metod kräver att

solinstrålningsvärden i detaljerad form ges som indata till systemberäkningar.

De här nämnda beräkningsmetoderna, liksom andra som man finner i tillgänglig litteratur, är starkt inriktade på solfångandet. Anslutna system kommer med på ett alltför underordnat sätt för att en mer ingående analys av hela systemfunktionen skall vara möjlig. En sådan analys är dock helt nödvändig för att acceptabelt tillförlitliga slutsatser av alternativa utföranden skall vara möjliga. Här har det därför varit nödvändigt att ta fram en beräkningsmetod som är speciellt utformad för att passa här aktuella beräkningskrav, främst när det gäller flexibilitet i indatarutiner.

Ett huvudkrav är att man antingen skall kunna framräkna statistiskt genomsnittliga solinstrålningsvärden eller ge solinstrålningsvärden från mätningar som indata. Vidare måste temperatur- och vätskeflödesvärden kunna ges som indata i olika godtyckliga kombinationer. Den beräkningsmetod som sålunda tagits fram är uppbyggd av detaljerade beräkningsmodeller för såväl solinstrålning som system. Beräkningarna, som är tämligen lätthanterliga, utförs med hjälp av ett kraftfullt bordsdatorsystem. I det följande lämnas tillsammans med beräkningsresultaten också en redovisning av metodens beräkningssamband och ingångsparametrar.

Beräkningsmodellen för solinstrålning finns närmare beskriven i Kap 7. Vid framräkning med hjälp av denna modell av statistiskt genomsnittliga solinstrålningsvärden för en solfångare på en viss ort, ges ortens genomsnittliga solskenstid per månad som indata. Vidare ges som indata ortens latitud och longitud, solfångarplanet lutning mot horisontalplanet och väderstrecksorientering. Beräkningsresultatet fås i det fallet i form av instrålningstäthet i solfångarplanet ( $W/m^2$ ) för enskilda timmar under genomsnittsdagen olika månader. Som ett alternativ kan sådana dagfördelningar för olika månader bildas direkt med hjälp av mätvärden för solinstrålning mot horisontalplanet. Beräkningsmodellen innehåller beräkningsrutiner med vars hjälp antingen direkt eller global solinstrålning mot solfångarplanet framräknas.

Den systemtekniska beräkningsmodellen innehåller beräkningsrutiner för följande systemdelar:

- 1 Solfångarkrets
- 2 Värmeväxlare
- 3 Shunkrets med 3-vägsventil
- 4 Reglersystem

Ett principalschema över det system som finns i Ingelstadanläggningen visas i Fig 8.1. Vid det här beräkningsarbetet behandlas ett system av den typen med värmeväxlare mellan solfångarkrets och tankkrets. Beteckningar för temperaturer och vätskeflöden användas i den följande texten framgår av figuren.

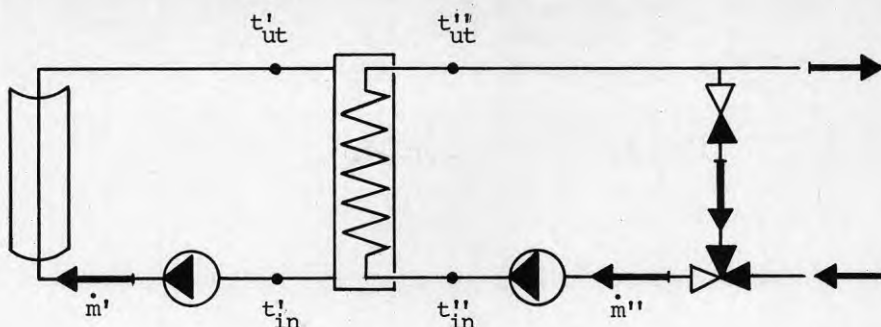


Fig 8.1 Principschema för solfångarkretsens anslutning till tankkretsen i Ingelstadanläggningen. I figuren visas beteckningar för temperaturer och vätskeflöden använda i textens beräkningssamband.

För ett solfångarsystem med en värmeväxlaranslutning av den typ som visas i figuren beräknas solvärmeupptagningen enligt sambandet:

$$\dot{Q}_u = A_g \cdot F_1 \cdot F_2 \cdot F_3 \cdot [E \cdot (\tau\alpha)_e - k_s \cdot (t''_{in} - t_u)] \quad (8:1)$$

Se exempelvis Duffie, Beckman 1974. I sambandet är:

$\dot{Q}_u$	= nyttiggjord värmemängd per tidsenhet	[W]
$A_g$	= solfångarens genomskinliga frontarea	[m <sup>2</sup> ]
$F_1$	= solfångarens verkningsgradsfaktor	
$F_2$	= solfångarens flödesfaktor	
$F_3$	= värmeväxlarens effektivitetsfaktor	
$E$	= solinstrålningstäthet i solfångarplanet	[W/m <sup>2</sup> ]
$(\tau\alpha)_e$	= solfångarens effektiva, optiska verkningsgrad	
$k_s$	= solfångarens förlustkoefficient	[W/m <sup>2</sup> °C]
$t''_{in}$	= inloppstemperatur på värmeväxlarens sekundärsida	[°C]
$t_u$	= utetemperatur	[°C]

Faktorerna  $F_1$  (verkningsgradsfaktorn),  $F_2$  (flödesfaktorn) och  $F_3$  (effektivitetsfaktorn) är i praktiska fall alla mindre än 1.

Idealfallet då  $F_1 = F_2 = F_3 = 1$  motsvarar en solfångare där absorberplåten har samma temperatur som stigarrören, temperaturen stiger helt rätlinjigt längs stigarrören och den anslutna värmväxlaren har temperaturverkningsgraden 1.

Verkningsgradsfaktorn  $F_1$  tar hänsyn till att endast vissa partier närmast absorberplattans stigarrör har en temperatur som sammanfaller med värmebärartemperaturen. För en absorberplatta med perfekt termisk kontakt mellan stigarrör och plåt ges  $F_1$  av sambandet:

$$F_1 = \left[ \frac{b \cdot k_s}{d_i \cdot h_i} + \frac{b}{d_o + (b - d_o) \cdot F} \right]^{-1} \quad (8:2)$$

Där är

$b$	= avståndet mellan stigarrören	[m]
$d_i$	= stigarrörets innerdiameter	[m]
$d_o$	= stigarrörets ytterdiameter	[m]
$k_s$	= solfångarens förlustkoefficient	[W/m <sup>2</sup> °C]
$F$	= absorberplåtens flänsverkningsgrad	
$h_i$	= värmeöverföringstal mellan värmebärare och stigarrör	[W/m <sup>2</sup> °C]

Storheterna  $h_i$  och  $F$  beräknas båda med hjälp av väl kända samband som ej behöver beröras närmare här. Sambanden är klassiska inom värmekniken och strömningsläran och återfinns i alla standardverk inom ämnesområdena.

Av samband (8:1) framgår att solfångarens värmeupptagning står i direkt proportion till verkningsgradsfaktorn  $F_1$  som i sin tur, enligt samband (8:2), bestäms av solfångarens tvärsnittsgeometri och strömningstillståndet i stigarrören. Faktorns storlek beror främst av absorberplåtens bredd och tjocklek. För vanliga tvärsnittsutformningar brukar verkningsgradsfaktorns värde ligga mellan 0,95 och 1. För en koncentrerande solfångare av den typ som finns i Ingelstad, en linjär parabel, saknar begreppet verkningsgradsfaktor betydelse. För den solfångartypen kan faktorns värde sättas till 1 i samband (8:1).

Solfångarens flödesfaktor  $F_2$  tar hänsyn till värmebärarens olinjära temperaturhöjning längs stigarrören och gör det möjligt att relatera värmeförlusten enbart till skillnaden mellan inloppstemperaturen ( $t'_{i,u}$ ) och utetemperaturen. Faktorn är främst beroende av vätskeflödet och beräknas enligt sambanden:

$$F_2 = \frac{1}{n} \cdot (1 - e^{-n}) \quad (8:3)$$

$$n = \frac{k_s \cdot F_1}{\dot{m} \cdot c_p} \quad (8:4)$$

Där är

$$\begin{aligned} \dot{m} &= \text{värmebärarens massflöde per ytenhet} \quad [\text{kg/m}^2 \cdot \text{s}] \\ c_p &= \text{värmebärarens värmekapacitivitet} \quad [\text{J/kg} \cdot ^\circ\text{C}] \end{aligned}$$

En praxis inom solfångartekniken säger att vätskeflödet per ytenhet solfångare bör ligga inom området  $8 \cdot 10^{-3}$  till  $16 \cdot 10^{-3}$   $\text{kg/m}^2 \cdot \text{s}$ . Vid ett vätskeflöde av denna storlek brukar flödesfaktorns värde ligga mellan 0,95 och 1. Vid ett och samma vätskeflöde blir flödesfaktorn större för en solfångartyp med låg förlustkoefficient ( $k_s$ ) än för en solfångartyp med hög förlustkoefficient.

När värmeupptagningen skall beräknas för en solfångarkrets ansluten till en värmeväxlare är det en beräkningsteknisk fördel att som i samband (8:1) kunna utgå ifrån inloppstemperaturen på värmeväxlarens sekundärsida ( $t''_{in}$ ) istället för solfångarkretsens inloppstemperatur ( $t'_{in}$ ). Detta låter sig göras med hjälp av värmeväxlarens effektivitetsfaktor  $F_3$  beräknad enligt sambandet:

$$F_3 = \left[ 1 + \frac{F_1 \cdot F_2 \cdot k_s \cdot A_g}{\dot{w}'} \left[ \frac{\dot{w}'}{\eta \cdot \dot{w}_{min}} - 1 \right] \right]^{-1} \quad (8:5)$$

Där är

$$A_g = \text{solfångarens genomskinliga frontarea} \quad [\text{m}^2]$$

$$\dot{w}' = \dot{m} \cdot c_p \cdot A_g = \text{värmekapacitetsflödet i solfångarkretsen} \quad [\text{W}/^\circ\text{C}]$$

$$\dot{w}_{min} = \text{det minsta av värmekapacitetsflödet på värmeväxlarens primärsida ( $\dot{w}'$ ) och sekundärsida ( $\dot{w}''$ )} \quad [\text{W}/^\circ\text{C}]$$

$$\eta_t = \text{temperaturverkningsgraden på den sida som har det minsta värmekapacitetsflödet}$$

Temperaturverkningsgraden  $\eta_t$  beräknas enligt sambandet:

$$\eta_t = \frac{1 - e^{-\left(1 - \frac{\dot{w}_{min}}{\dot{w}_{max}}\right) \cdot \frac{k \cdot A}{\dot{w}_{min}}}}{1 - \frac{\dot{w}_{min}}{\dot{w}_{max}} \cdot e^{-\left(1 - \frac{\dot{w}_{min}}{\dot{w}_{max}}\right) \cdot \frac{k \cdot A}{\dot{w}_{min}}}} \quad (8:6)$$

$$k \cdot A = \text{produkten av värmeövergångstalet och arean hos värmeväxlaren} \quad [\text{W}/^\circ\text{C}]$$

$$\dot{w}_{max} = \text{det största av värmekapacitetsflödena på värmeväxlarens primärsida ( $\dot{w}'$ ) och sekundärsida ( $\dot{w}''$ )} \quad [\text{W}/^\circ\text{C}]$$

Det finns inom solvärmetekniken en viss praxis när det gäller val av rimlig värmeväxlararea. Man grundar sig här på värmebärrarflödet  $\dot{m}'$  och parametern  $k \cdot A / A_g$ . Det har blivit praxis att välja värmebärrarflödet

$$\begin{aligned} \dot{m}' &= 16 \cdot 10^{-3} \text{ [kg/m}^2 \cdot \text{s]} \\ &(\approx 1,0 \text{ [l/m}^2 \cdot \text{min]}) \end{aligned}$$

Danska beräkningar, se Solvärme (1980), har visat att solvärmens täckningsgrad ökar endast upp till ett visst parametervärde. En ekonomisk optimering av värmeväxlarens storlek i förhållande till total solfångararea visar att värdet hos produkten  $F_2 \cdot F_3$  bör ligga på ungefär 0,9. Detta leder i sin tur till följande dimensioneringsanvisning för fall med plana solfångare:

$$\frac{k \cdot A}{A_g} = 35 - 50 \text{ [W/m}^2 \text{ }^\circ\text{C]} \quad (8:7)$$

För solfångartyper med låga förlustkoefficienter ( $k$ ) används det låga värdet i samband (8:7) och för höga förlustkoefficienter används det höga värdet. Ett högt värde innebär att en större värmeväxlararea bör väljas än för ett lågt värde. Det höga värdet bör vara tillämpligt för en plan solfångare med 1-glastäckning som har en förlustkoefficient på 5 å 6 W/m<sup>2</sup> °C vid vanligen förekommande temperaturnivåer hos värmebäraren. För plana solfångartyper med förlustkoefficienter på 2,5 å 3,5 W/m<sup>2</sup> °C bör det låga värdet vara tillämpligt.

Fabrikantuppgifter över värmeväxlarens prestanda ges ofta i form av tabellvärden för överförd värmeeffekt vid olika mediatemperaturer på primär- och sekundärsidan. Med hjälp av sådana uppgifter kan värden på produkten  $k \cdot A$  framräknas. Man kan i ett sådant fall antaga att värdet på produkten  $k \cdot A$  är oberoende av temperaturer och vätskeflöden vilket förenklar beräkningen av temperaturverkningsgraden enligt samband (8:6).

I verkligheten beror dock värmeövergångstalet  $k$  dels av flödes-hastigheterna och dels av mediaegenskaper såsom viskositet, specifik vikt, värmekapacitivitet och värmekonduktivitet. Bilden kompliceras ytterligare av att dessa senare egenskaper också är temperaturberoende och att vätskeblandningar, t ex vatten och frysskyddsmedel, ofta förekommer i solfångarkretsar. Den systemtekniska beräkningsmodellen för värmeväxlaren innehåller beräkningsrutiner där hänsyn kan tas till alla nämnda faktorer. Det är också möjligt att beakta inverkan av försmutsning på värmeväxlarens ytor. Alla beräkningar vid det här arbetet är gjorda med hjälp av den detaljerade beräkningsrutinen för värmeväxlaren. Den värmeväxlare som finns i Ingelstadanläggningen är av stående tubpannetyp. Utförliga fabrikantuppgifter om värmeväxlarens prestanda har legat till grund för beräkningarna.

Det finns i litteraturen inom ämnesområdet också en hel del beräkningssamband för den optiska verkningsgraden ( $\tau$ ) och förlustkoefficienten  $k$  hos olika solfångartyper. Whillier (1977) behandlar t ex hur täckglasets transmissionsegenskaper för kort- och långvågig strålning och glasytans försmutsning påverkar den optiska verkningsgraden. Duffie, Beckman (1974) anger mycket utförliga beräkningssamband för förlustkoefficienten där hänsyn tas



till en rad faktorer, bl a antal täckglas och absorberplattans temperatur samt emissivitet för långvågig strålning. Vid det här beräkningsarbetet har dock inga teoretiska beräknings samband använts för framräkning av den optiska verkningsgraden eller förlustkoefficienten. Istället har rena mätresultat från standardprovningar och fältmätningar utnyttjats för att få fram dessa värden för några olika solfångartyper.

### 8.1.2 Solfångares verkningsgrad

Vid provning av solfångare mäts såväl inlopps- som utloppstemperaturen på vattensidan. Det blir då naturligt att i stället för ekv (8:1) använda sambandet

$$\dot{Q}_u = A_g \cdot \eta_0 \cdot E - A_g \cdot k_e \cdot (\bar{x}_F - t_u) \quad (8:8)$$

Där är

$$\begin{aligned} \dot{Q}_u &= \text{nyttiggjord värmemängd per tidsenhet} & [\text{W}] \\ A_g &= \text{solfångarens genomskinliga frontarea} & [\text{m}^2] \\ E &= \text{solinstrålningstäthet i solfångarplanet} & [\text{W}/\text{m}^2] \\ \eta_0 &= \text{solfångarens effektverkningsgrad då solfångartemperaturen är lika med utetemperaturen, s k förlustfri verkningsgrad} \\ k_e &= \text{solfångarens effektiva förlustkoefficient} & [\text{W}/\text{m}^2 \text{ } ^\circ\text{C}] \end{aligned}$$

som ges av:

$$k_e = k_0 + k_1 \cdot (\bar{x}_F - t_u)$$

där  $k_0$  och  $k_1$  uttrycker  $k_e$ 's beroende av övertemperaturen

$$\bar{x}_F = \text{värmebärarens medeltemperatur i solfångaren} \quad [^\circ\text{C}]$$

som ges av:

$$\bar{x}_F = \frac{t'_{in} - t'_{ut}}{2}$$

där  $t'_{in}$  = inloppstemperatur  $[^\circ\text{C}]$

$t'_{ut}$  = utloppstemperatur  $[^\circ\text{C}]$

$t_u$  = utetemperatur  $[^\circ\text{C}]$

Genom en jämförelse mellan sambanden (8:1) och (8:8) kan man ta fram uttryck för solfångarens förlustfria verkningsgrad och dess effektiva förlustkoefficient:

$$\eta_0 = F_1 \cdot (\tau\alpha)_e \quad (8:9)$$

$$k_e = F_1 \cdot k_s = (F_1 \cdot k_s)_0 + (F_1 \cdot k_s)_1 \cdot (\bar{x}_F - t_u) \quad (8:10)$$

Således är  $k_0 = (F_1 k_s)_0$  och  $k_1 = (F_1 k_s)_1$  [W/m<sup>2</sup>·°C]

Ekvation (8:8) kan således även skrivas

$$\dot{Q}_u = A_g \cdot \eta_0 \cdot E - A_g \cdot k_0 (\bar{x}_F - t_u) - A_g \cdot k_1 \cdot (\bar{x}_F - t_u)^2$$

Förhållandet mellan i solfångaren nyttiggjord värmeeffekt och mot solfångaren instrålad effekt karakteriserar solfångaren. Detta förhållande benämns effektverkningsgrad

$$\eta = \frac{\dot{Q}_u}{E \cdot A_g}$$

och bestäms normalt empiriskt genom laboratorieprov. Enligt svensk standard SIS (1981) beräknas då den nyttiggjorda värmeeffekten  $\dot{Q}_u$  ur ekv (8:8). Vid fältmässigare mätningar, med solfångarna insatta i ett värmeväxlande system, kan man i stället använda ekv (8:1).

Verkningsgrad-temperaturkurvan är helt bestämd om man känner  $\eta_0$ ,  $k_0$  och  $k_1$ . I Tabell 8.1 ges dessa konstanter för den koncentrerande solfångartyp som finns i Ingelstadanläggningen och för två plana solfångartyper. För den koncentrerande solfångartypen ges värden dels bestämda vid fältprovningar av befintligt solfångarsystem och dels bestämda vid standardprovning av ett solfångarelement.

Värdena för den senare varianten kan betraktas som bäst möjliga prestanda för solfångartypen eftersom standardprovningen har gjorts med en mycket noggrann styrning av solföljningen för ett enda solfångarelement. Den sämre av de plana solfångartyperna är den typ med 1-glastäckning och selektiv absorberbeläggning som finns i Lambohovanläggningen. Den bättre plana solfångartypen är den som planeras bli installerad i Ingelstadanläggningen och vara i drift år 1984. Solfångartypen har 1-glastäckning och selektiv absorberbeläggning. Mellan glas och absorberplåt finns en konvektionshämmande, uppspänd teflonplast. Värdena för de båda plana solfångartyperna är bestämda vid standardprovningar.

Tabell 8.1 Prestandauppgifter för några solfångartyper

Typ av solfångare	$\eta_0$	$k_0$	$k_1$
1 Linjär parabol (standardprov)	0,70	1,3	$1,7 \cdot 10^{-3}$
2 Linjär parabol (fältprov i Ingelstad)	0,55	1,3	$1,7 \cdot 10^{-3}$
3 Plan 1-glas (standardprov)	0,70	2,1	$9,0 \cdot 10^{-3}$
4 Plan 1-glas (standardprov)	0,80	3,8	$19,5 \cdot 10^{-3}$

I Fig 8.2 visas verkningsgradskurvor för solfångarna i tabellen.

För den koncentrerande solfångartypen är kurvor för instrålnings-tätheterna 500 och 600 W/m<sup>2</sup> inlagda i verkningsgradsdiagrammet. Mellan dessa värden ligger merparten av den direkta solinstrålningen mot ett rörligt solfångarplan av den typ som finns i Ingelstad.

Motsvarande värden för de plana solfångarna är 650 och 750 W/m<sup>2</sup> om solfångarplanet är södervänt och lutar 35° mot horisontalplanet.

I verkningsgradsdiagrammet är temperaturområdet mellan 50 och 70 °C utmärkt. Här ligger det huvudsakliga arbetsområdet för ett solfångarsystem anslutet till en ackumuleringstank på det sätt som är aktuellt i Ingelstadanläggningen, där temperaturen antas variera mellan cirka 40 och 90 °C under värmelagringen.

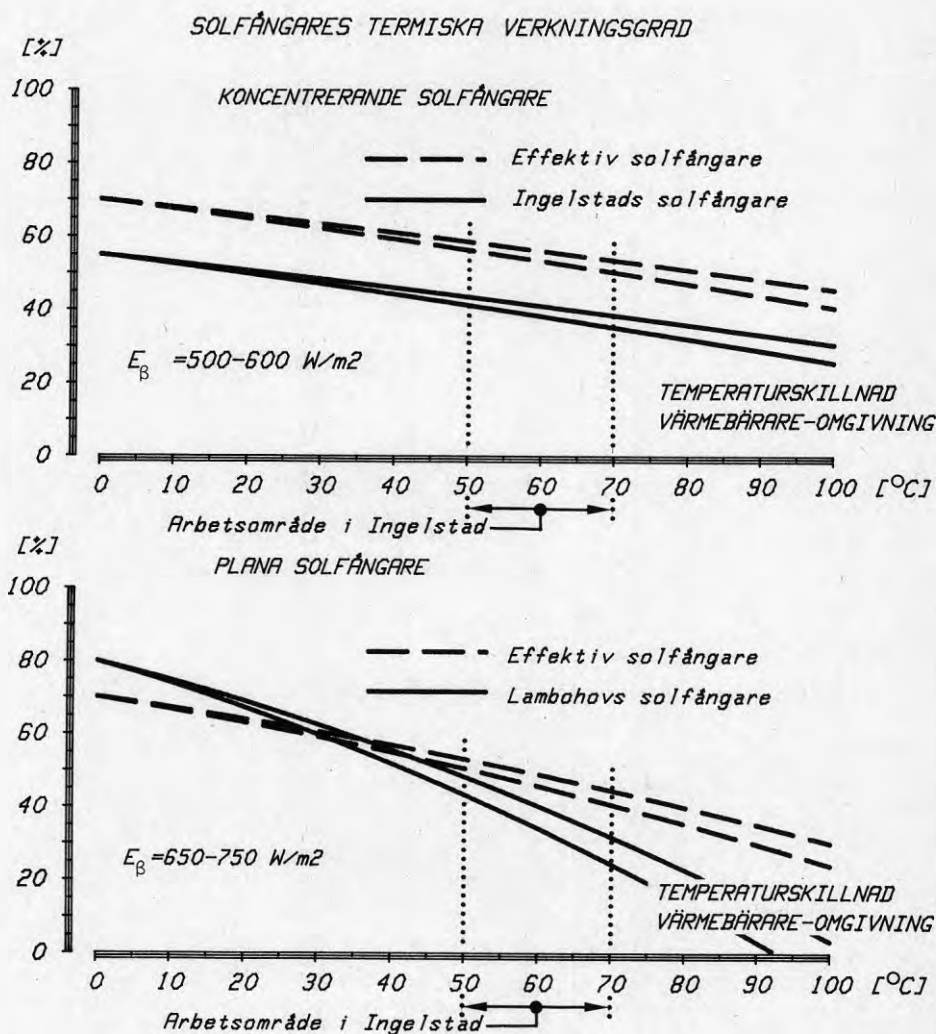


Fig 8.2 Verkningsgradkurva för de solfångare som redovisas i Tabell 8.1.

### 8.1.3 Solfångarsystemets värmeutbyte

Det är verkningsgradskurvor av det slag som visas i Fig 8.2 som man normalt möter i solvärmelitteraturen. Verkningsgraden är ett måttetal som karaktäriserar solfångaren. Man kan emellertid inte ur verkningsgradskurvan dra slutsatser om hur mycket värmeenergi ett solfångarsystem kan producera. Det krävs ganska mycket beräkningsarbete för att med verkningsgradskurvorna som utgångspunkt ta fram årsvärmeproduktionen. De har därför en begränsad användbarhet ur praktisk systemteknisk synpunkt. Det man i stället behöver är diagram som visar hur den under en längre tid producerade värmemängden beror av solfångartemperaturen ( $\bar{T}_p$ ) under förutsättning att denna hålls konstant.

Har två solfångare ett likartat funktionssätt och är systemets drifttemperaturer fastställda, kan man ofta rent allmänt bedöma vilka av två solfångare är bäst.

Är det emellertid fråga om att jämföra en plan och en koncentrerande solfångare kan man knappast dra några slutsatser alls om vilken som ger mest värme i verklig drift. Detta är i sig ganska naturligt med tanke på att det är fråga om två i grunden artskilda typer av solfångare. För den fortsatta framställningen finns ändå anledning att något mer beröra de faktorer som ger skillnaden i värmeutbyte mellan dessa två typer. Ligger man tyngdpunkten vid anläggningar i praktisk drift gäller följande:

1. Plana solfångare tillgodogör sig både diffus och direkt solstrålning medan koncentrerande solfångare bara tillgodogör sig direkt solstrålning.
2. Solinstrålningens dags- och månadsvariation för genomsnittsförhållanden påverkar värmeutbytet på ett svåröverskådligt sätt.
3. För en plan solfångare är den optiska verkningsgraden ( $\tau_a$ ) beroende av solstrålningens infallsvinkel mot solfångarplanet. Infallsvinkeln för direktstrålningen skiljer sig från infallsvinkeln för diffusstrålningen.
4. Skuggningen mellan olika solfångarenheter är annorlunda i ett solfångarfält med plana solfångare än i ett fält med koncentrerande solfångare.

För att en beräkningsmässig bestämning av det möjliga värmeutbytet från ett solfångarsystem med koncentrerande solfångare skall bli tillförlitlig, måste alla nämnda 4 punkter beaktas. Den första punkten, dvs fördelningen inom den globala instrålningens ram mellan direkt och diffus instrålning, har behandlats utförligt i avsnitt 7. Detta avsnitt ger också det primära utgångsmaterial som erfordras för att man skall kunna beakta solinstrålningens variation med tiden. Här krävs dock dessutom en beräkningsmodell av denna variation dels med avseende på timmedelvärden under säsongens dygn och dels med avseende på dygnsmedelvärden under säsongens månader. En sådan modell har tagits fram med hjälp av tillgänglig klimatstatistik. Utan att närmare gå in på den kan nämnas att den bygger på att det månad för månad föreligger en viss likformighet mellan varaktighetskurvorna för solinstrål-

ningens dygnsvärden och timvärden. Därmed återstår punkterna 3 och 4, dvs solinstrålningens infallsvinkel och skuggningen mellan solfångarenheter.

Enligt den nämnda svenska standarden för solfångare SIS (1981) gäller följande samband för infallsvinkelns inverkan på den optiska verkningsgraden.

$$(\tau)_e = (\tau)_{i=0} \cdot K_i \quad (8:11)$$

$$K_i = 1 - b_0 \cdot \left( \frac{1}{\cos i} - 1 \right) \quad (8:12)$$

- där
- $(\tau)_e$  = solfångarens effektiva, optiska verkningsgrad, dvs vid en viss infallsvinkel  $i$
  - $(\tau)_{i=0}$  = solfångarens optiska verkningsgrad vid infallsvinkeln  $i=0$ .
  - $i$  = solinstrålningens infallsvinkel mot normalen till solfångarens frontplan, [grader]
  - $K_i$  = korrektion för den optiska verkningsgradens vinkelberoende
  - $b_0$  = koefficient som bestäms genom provmätning vid olika infallsvinklar

I denna standard visas också den optiska verkningsgradens vinkelberoende. Ur en kurva gällande för solfångare med enkelt glas kan koefficienten  $b_0$  beräknas till 0,13 med hjälp av samband (8:12).

Alla beräkningar för plana solfångare har här utförts med  $b_0=0,13$

I praktiken innebär detta att solfångarens optiska verkningsgrad sjunker med 15 % vid en ökning av infallsvinkeln från  $0^\circ$  till  $60^\circ$ . När sedan infallsvinkeln ökar från  $60^\circ$  till  $75^\circ$  sjunker den optiska verkningsgraden med ytterligare 35 %.

För diffus instrålning som kommer från alla delar av himmelsgloben kan någon bestämd infallsvinkel inte fastställas. Det är dock brukligt att ansätta en infallsvinkel på 60 grader för diffus instrålning. Det betyder att den optiska verkningsgraden för diffus instrålning alltid antas vara cirka 85 % av verkningsgraden vid vinkelrätt strålningsinfall mot solfångarplanet. Verkningsgradskurvorna för de båda plana solfångartyperna i Fig 8.2 gäller för vinkelrätt strålningsinfall mot solfångarplanet. Kurvorna måste alltså vid beräkningarna korrigeras med hänsyn till infallsvinkeln för direkt och för diffus instrålning mot solfångarplanet.

Några motsvarande uppgifter för koncentrerande solfångartyper finns ej redovisade i litteratur inom ämnesområdet. För en solföljande solfångare av koncentrerande typ torde dock infallsvinkeln sakna praktisk betydelse för den optiska verkningsgraden. Verkningsgradskurvorna för den koncentrerande solfångartypen i Fig 8.2 kan därför gälla för samtliga infallsvinklar.

Vid framräkning av solinstrålningen mot den koncentrerande solfångartypen måste hänsyn tas till skuggning mellan olika solfångarenheter. Med placering av solfångarna på samma sätt som i Ingelstadanläggningen behöver endast skuggningen mellan solfångarenheter i samma rad beaktas.

Med utgångspunkt från ortens solförhållanden, verkningsgradskurvor för solfångarna och solfångarsystemets uppbyggnad och funktion kan man nu med hjälp av ekv (8:1) beräkna den utnyttjningsbara uppfångade värmeeffekten för tidpunkt efter tidpunkt under driftsäsongen. Lämpligt är därvid att arbeta med timmedelvärden. En enkel integrering ger sedan det totala värmeutbytet under säsongen. Så har skett för de 4 solfångarna i Fig 8.3 insatta i Ingelstadanläggningen. För varje solfångartyp har beräkningen genomförts för ett antal under driftsäsongen konstanta drifttemperaturer. Därigenom har erhållits ett antal punkter som tillsammans bildar kurvan som ger sambandet mellan värmeutbytet under driftsäsongen och drifttemperaturen. Den värmemängd som skulle kunna utvinnas utanför driftsäsongen mars-september är obetydlig. Värmeutbytet under driftsäsongen kan därför sättas lika med värmeutbytet under hela året, och så sker fortsättningsvis genom att som sort sätta kWh/m<sup>2</sup>·år.

De olika solfångarnas värmeutbyteskurvor gäller för normalårets solinstrålning i Ingelstad, beräknad med hjälp av Jönköpings solskenstid. För alla solfångartyperna har förutsatts att de är vända mot söder och lutar 35° mot horisontalplanet.

Den vid beräkningarna insatta utetemperaturen grundas på SMHI:s klimatstatistik för Växjö. Ur denna statistik kan man bilda typiska dagsvariationer för varje månad och därtill med en speciell beräkningsrutin få fram dygnstemperaturförlopp. Härigenom har för varje timme under driftsäsongen erhållits den utetemperatur som sedan satts i ekv (8:1) vid beräkning av effekten varje timme.

Då solfångarna börjar ta mot sol efter några timmar utan bestrålning måste vattnet i systemet värmas till drifttemperatur innan någon nyttig effekt kan tas ut. Denna uppvärmning, som exempelvis krävs varje morgon, förbrukar en del av den uppfångade sol-

energin och sänker sålunda värmeutbytet.

Kurvorna i Fig 8.3 för de olika solfångartypernas värmeutbyte är inte korrigerade för denna förlust. I stället har den beräknats separat med utgångspunkt i mätresultat från Ingelstad, och lagts in som en separat kurva längst ned i diagrammet. Nettovärmeutbytet vid praktisk drift vid en viss drifttemperatur ges således av skillnaden mellan solfångarens värmeupptagning och förlusten enligt denna kurva.

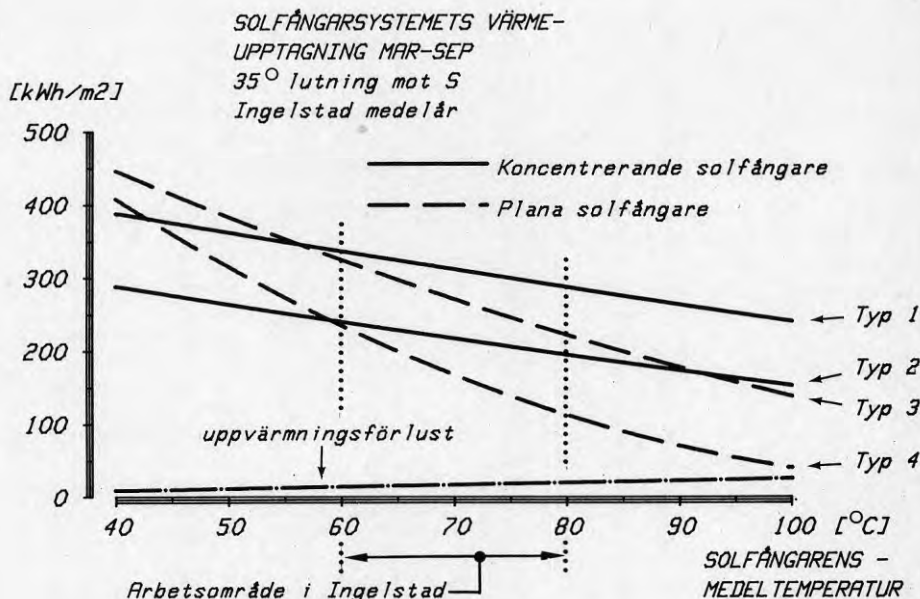


Fig 8.3 Solvärmeanläggning i Ingelstad. Värmeupptagningen som funktion av solfångartemperaturen för de solfångare som redovisas i Tabell 8.1. Längst ner i diagrammet visas den uppvärmningsförlust som ska dras ifrån värmeupptagningen för att nettovärmeutbytet ska fås för ett stort solfångarsystem.

#### 8.1.4 Systemtekniska synpunkter

Anläggningens drifttemperatur bestäms av de krav ifråga om temperatur som ställs av de anslutna byggnadernas värmesystem och av de temperaturnivåer som valts för värmelagringen. Det solfångande systemet, de anslutna värmesystemen och värmelagringen

har således temperaturen som en sammanknyttande storhet. Det finns därmed anledning att se på vad de olika solfångarna kan prestera vid olika temperaturnivåer. Vid cirka  $60^{\circ}\text{C}$  skär kurvorna för plana och koncentrerande solfångare varandra, medan  $80^{\circ}\text{C}$  kan ses som en övre temperaturgräns i byggnaders värmesystem. Betraktar man de tre temperaturområdena  $< 60^{\circ}\text{C}$ ,  $60^{\circ}\text{C}-80^{\circ}\text{C}$  och  $> 80^{\circ}\text{C}$  kan man konstatera följande.

I temperaturområdet  $< 60^{\circ}\text{C}$  är den bättre plana solfångaren (3) helt överlägsen.

I temperaturområdet  $60^{\circ}\text{C}-80^{\circ}\text{C}$  är den koncentrerande solfångaren enligt laboratoriemässiga standardprov (1) bäst. Den koncentrerande solfångaren uppmätt under fältmässiga förhållanden (2) är emellertid sämre än den bästa plana solfångaren (3).

I temperaturområdet  $> 80^{\circ}\text{C}$  är den koncentrerande solfångaren enligt laboratoriemätningar (1) överlägsen. Den koncentrerande solfångaren under fältmässiga förhållanden (2) är emellertid fortfarande något sämre än den plana solfångaren (3).

Det här innebär att det i en anläggning av Ingelstads typ, där drifttemperaturen ligger över  $60^{\circ}\text{C}$ , kan synas naturligt att välja en effektiv koncentrerande typ av solfångare. Emellertid är för denna solfångare angivna data erhållna från standardprovning i laboratorium av enstaka solfångarenheter. Uppgifterna är därmed mindre säkra då det gäller stora solfångarfält. Erfarenheterna från uppföljningen av Ingelstadanläggningen visar klart att det för en solföljande, linjär parabolisk solfångare är mycket svårt att i ett stort solfångarfält med många solfångarenheter uppnå det värmeutbyte som redovisas i Fig 8.3. Det torde därför vara ett rimligt antagande att det visade värmeutbytet för den fältmässigt provade koncentrerande solfångartypen (2) representerar en praktiskt uppnåelig nivå för ett stort solfångarfält. För den plana solfångartypen (3) bör man emellertid med en relativt god säkerhet kunna anta att det värmeutbyte som redovisas i Fig 8.3 är praktiskt uppnåeligt även för ett stort solfångarfält.

Antar man nu förutsättningslöst att man står inför ett val av solfångartyp för en solvärmeanläggning i Växjöområdet, kan man formulera de i Tabell 8.2 sammanställda allmänna rekommendationerna.

Tabell 8.2 Rekommendationer för val av solfångartyp

Drifttemperatur	Lämplig solfångartyp (Tabell 8.1)
$40^{\circ}\text{C} - 60^{\circ}\text{C}$	Effektiv plan solfångare (typ 3)
$60^{\circ}\text{C} - 80^{\circ}\text{C}$	Effektiv plan solfångare (typ 3)
$80^{\circ}\text{C} - 100^{\circ}\text{C}$	Effektiv plan solfångare (typ 3) eller koncentrerande solfångare (typ 2)



I Ingelstadsanläggningen, som den är uppbyggd systemmässigt, är drifttemperaturen bestämd att ligga i området  $60^{\circ}\text{C}$ – $80^{\circ}\text{C}$ . Här vore således lämpligt att välja den effektiva plana solfångaren. Man ser dock ur Fig 8.3 att om anläggningen i dess helhet hade utförts för en drifttemperatur under  $60^{\circ}\text{C}$ , hade man även med ganska enkla solfångare (4) fått ett betydligt bättre värmeutbyte än med de valda koncentrerande (2). Detta skulle dock ha krävt lågtemperatursystem för uppvärmningen i de anslutna byggnaderna, och är därmed inte något realistiskt alternativ för Ingelstadsanläggningen.

Fig 8.3 och Tabell 8.2 är baserade på de solinstrålningsförhållanden som gäller i Ingelstad. För att de skall vara av allmänare intresse måste deras giltighet för andra orter prövas.

Enligt avsnitt 7 är direktinstrålningen mot ett rörligt solfångarplan i Ingelstad cirka 10 % lägre än i Stockholm. Man kan vidare finna exempel på direktinstrålning som i sin tur överstiger Stockholms med upp till 10 %. Det finns således här ganska stora skillnader mellan den direkt instrålade solenergin på olika platser.

Den globala solinstrålningen uppvisar ganska liten variation från ort till ort. Från Stockholmsområdet och söderut i Sverige gäller att den globala solinstrålningen mot ett fast södervänt solfångarplan, med lutningen  $35^{\circ}$ , ligger inom  $\pm 5\%$  av värdet för Stockholm.

Med kännedom om den direkta respektive den globala solinstrålningens variation mellan olika orter kan man generalisera diagrammet i Fig 8.3. Så har skett i Fig 8.4, som sålunda gäller för Sverige från Stockholmsområdet och söderut. Med diskussionen före Tabell 8.2 som bakgrund har dock i Fig 8.4 medtagits endast den koncentrerande solfångaren enligt fältprov (typ 2 i Tabell 8.1) och den effektiva plana solfångaren (typ 3 i Tabell 8.1).

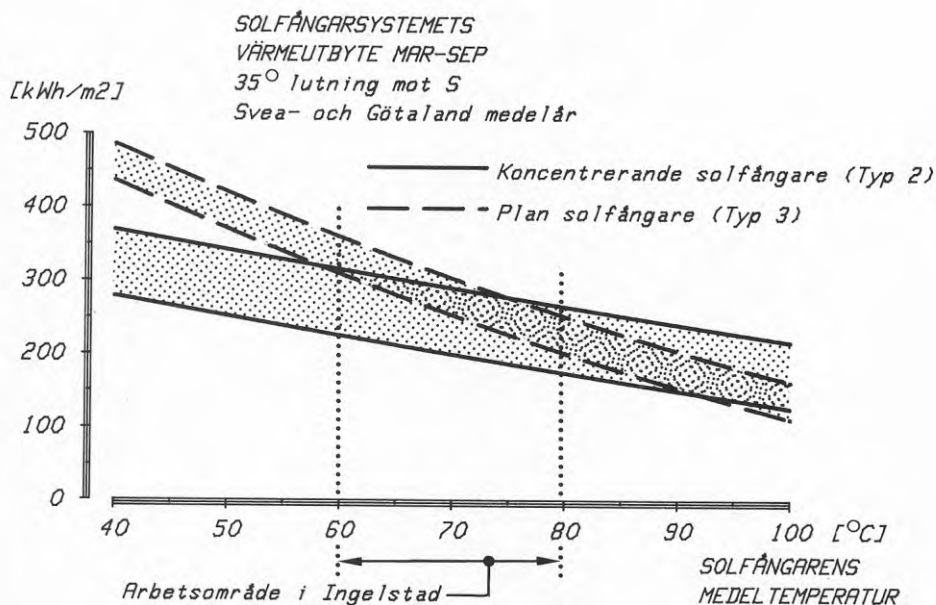


Fig 8.4 Solvärmeanläggning i området kring Stockholm och söder därom i Sverige. Nettovärmeutbytetets variationsområde för effektiva plana solfångare respektive Ingelstads koncentrerande solfångare redovisade i Tabell 8.1.

På motsvarande sätt som för Ingelstad kan man nu formulera allmänna rekommendationer för val av solfångare. Dessa rekommendationer, som här blir de samma som för Ingelstad, sammanställs i Tabell 8.3 tillsammans med uppgifter om möjligt värmeutbyte. Här finns anledning betona att såväl diagrammet i Fig 8.4 som värdena i Tabell 8.3 är väl förankrade i verkligheten. Det är således inte fråga om teoretiska värden utan värden som man kan uppnå i en korrekt utförd anläggning.

Tabell 8.3 Lämplig solfångartyp och möjligt värmeutbyte i Sverige från Stockholmsområdet och söderöver

Drifttemperatur	Lämplig solfångartyp	Möjligt värmeutbyte
40 °C- 60 °C	Effektiv plan solfångare	cirka 400 kWh/m <sup>2</sup> ·år (vid drifttemp 50 °C)
60 °C- 80 °C	Effektiv plan solfångare	cirka 300 kWh/m <sup>2</sup> ·år (vid drifttemp 70 °C)
80 °C-100 °C	Effektiv plan solfångare eller koncentrerande solfångare	cirka 200 kWh/m <sup>2</sup> ·år (vid drifttemp 90 °C)

Här redovisade värmeutbyten har genomgående baserats på klimat- och solinstrålningsdata som gäller för ett genomsnittsår. Ett sådant avspeglar verkligheten i så måtto att det ger det värmeutbyte som kan förväntas som medelvärde av ett antal års drift. Året som sådant finns emellertid knappast i sinnevärlden och man kan således inte genom mätningar ett visst år verifiera kurvorna i Fig 8.3 och Fig 8.4. Däremot kan man kontrollera beräkningsmetodiken genom att tillämpa den på Ingelstadsanläggningen för en av de driftsäsonger från vilken det finns mätresultat. Beräknar man värmeutbytet med utgångspunkt från uppmätta uteklimat- och solinstrålningsdata kan man sedan bedöma beräkningsmodellens tillförlitlighet genom jämförelse med det faktiska uppmätta värmeutbytet. Så har skett för mätsäsongen 1981.

I Fig 8.5 visas sålunda för varje månad under mätsäsongen solfångarsystemets värmeutbyte:

- beräknat för Ingelstadsanläggningen med utgångspunkt i under säsongen uppmätta solinstrålnings- och klimatdata,
- uppmätt i Ingelstadsanläggningen,
- beräknat för en tänkt Ingelstadsanläggning i Jönköping.

Med staplarna i diagrammet som utgångspunkt kan man nu bedöma dels beräkningsmodellens tillförlitlighet och dels den praktiska konsekvensen av att nyttja solstatistiken från Jönköping för Ingelstad.

Under den mätsäsong som figuren avser var den genomsnittliga drifttemperaturen 67 °C under mars-juni och 77 °C under juli-september. Staplarna i figuren gäller med denna förutsättning i fråga om drifttemperatur.

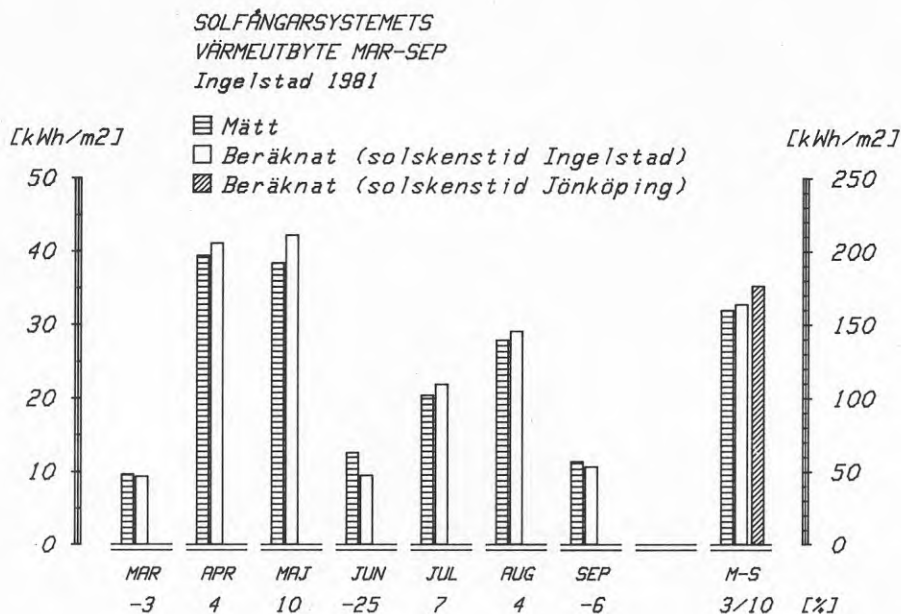


Fig 8.5 Jämförelse mellan beräknat och uppmätt nettovärmeutbyte för solfångarsystemet i Ingelstad år 1981. Under staplarna anges den procentuella skillnaden mellan beräknings- och mätresultat.

Man kan se genom att jämföra de beräknade och de uppmätta värdena för Ingelstad att beräkningsmodellen som sådan ger en överensstämmelse med verkligheten inom  $\pm 5\%$ . Denna goda överensstämmelse gäller dock under förutsättningen att grundläggande ingångsdata är riktiga. Detta innebär i praktiken följande villkor:

1. Solinstrålningen framräknas med hjälp av statistik över solskenstid på orten.
2. Värmetekniska prestandauppgifter bestämda för ett stort solfångarsystem används som indata.

I Fig 8.3 och 8.4 är det egentligen endast kurvorna för koncentrerande solfångare enligt fältprov i Ingelstad, som till fullo uppfyller dessa två villkor. Det beräknade värmeutbytet för övriga solfångartyper är mer osäkra. Med tanke på vad som tidigare sagts om plana solfångare och dessas relativa okänslighet för yttre störningar i verklig drift, torde ändå även uppgifterna om dessa ha god tillförlitlighet.

Som tidigare redovisats föreligger mätvärden från Ingelstad för de fyra åren 1979-1982. Solinstrålningen på platsen finns dock registrerad endast för de senaste två av dessa, dvs 1981 och 1982. Därför har utvärderingen hittills baserats på dessa

två år. Man kan emellertid ganska väl behandla mätmaterialen från de första två åren, genom att ta till hjälp tillgänglig officiell klimatstatistik från någon näraliggande ort. Då det gäller Ingelstad är det då naturligt att använda solinstrålningsdata från Jönköping.

Vid sidan om uppmätt respektive med utgångspunkt från det aktuella klimatet i Ingelstad beräknat värmeutbyte, visas i Fig 8.5 även värmeutbytet som fås genom en beräkning med utgångspunkt från det samtida klimatet i Jönköping. Man ser att det med Jönköpings solinstrålning beräknade sammanlagda värmeutbytet under tiden mars-september 1981 blir cirka 10 % större än det i Ingelstad uppmätta. Detta ger en bild av onoggrannheten vid användning av Jönköpings solinstrålningsdata vid beräkningar för Ingelstad. Utöver detta att solinstrålningen i Ingelstad inte mättes 1979 och 1980 var även den mättekniska uppföljningen allmänt sett mer översiktlig. Resultat av enklare mätningar av tanktemperaturer och till abonnenterna distribuerade värmemängder möjliggör dock en bestämning av det sammanlagda värmeutbytet under mätsäsongen och därmed en sammanfattande bedömning av solfångarsystemets funktion. Beräkningen av värmeutbytet under dessa två år har skett enligt följande:

Under sommarperioden 1979 lagrades all solvärme i tanken som gavs en första uppvärmning från 5 °C till 40 °C. Tankens värmeförluster 1981 och 1982 är beräknade och härur har även tankens värmeförlust under 1979 kunnat framräknas. Den i tanken inlagrade värmemängden vid säsongens slut och tankens värmeförluster under säsongen ger tillsammans solfångarsystemets värmeutbyte, som ju i sin helhet tillfördes tanken denna säsong.

Under sommarperioden år 1980 levererades solvärme såväl till tanken som direkt till distributionssystemet. Med kännedom om tanktemperaturen som under hela sommarperioden låg tämligen konstant på cirka 45 °C har tankvärmeförlusten år 1980 framräknats. Distribuerad solvärmemängd har beräknats som skillnaden mellan total värmedistribution till husen och värmetillskott från anläggningens oljepanna. Direkt solvärmedistribution och tankvärmeförluster under sommarperioden representerar tillsammans solfångarsystemets nettovärmeutbyte detta år.

I Fig 8.6 visas för de fyra mätsäsongerna 1979-1982 den sammanlagda direktinstrålningen mot solfångarplanet och det sammanlagda värmeutbytet för respektive säsong. Vidare visas det enligt den tidigare beskrivna beräkningsmetoden beräknade värmeutbytet för de fyra säsongerna. Beräkningen för 1979 och 1980 grundas som nämnts på solskenstiden för Jönköping. Vidare har solfångartemperaturen för dessa två säsonger bestämts med ledning av tanktemperaturen samt solfångarsystemets temperaturstyrning. Den verkliga solfångartemperaturen bör ligga mindre än 5 °C från detta värde.

I Tabell 8.4 sammanställs en del uppgifter om solfångardriften under de fyra mätsäsongerna. Bland annat redovisas säsongverkningsgraden bestämd med de nämnda mät- och beräkningsmetoderna.

SOLINSTRÅLNING OCH VÄRMEUTBYTE  
Ingelstad 1979-1982

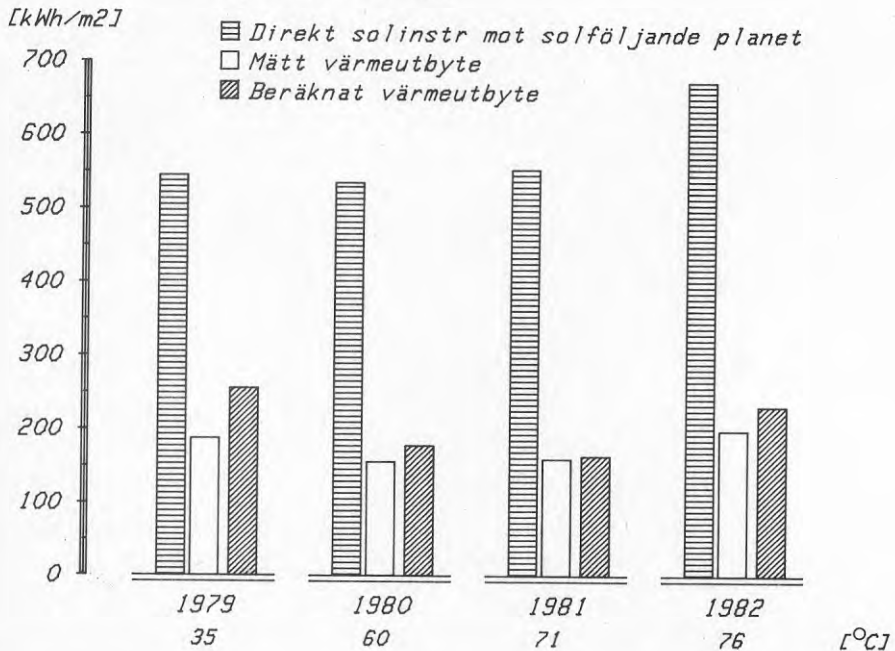


Fig 8.6 Sammanlagd direkt solinstrålning mot solfångarplanet, sammanlagt uppmätt värmeutbyte och sammanlagt beräknat värmeutbyte under de fyra mät-säsongerna 1979-1982 i Ingelstad. Under stap-larna anges genomsnittlig solfångartemperatur.

Tabell 8.4 Solfångardriften i Ingelstad under mät-säsongerna 1979-1982.

Säsong	1979	1980	1981	1982
Driftperiod	maj-okt	apr-sept	mars-sept	mars-sept
Genomsnittlig solfångartemp	ca 35 °C	ca 60 °C	71 °C	76 °C
Solskenstid	1060 h	1072 h	1165 h	1450 h
Säsongsverkningsgrad enl mätning	35 %	29 %	29 %	30 %
Säsongsverkningsgrad enl beräkning	47 %	33 %	30 %	35 %

Säsongsverkningsgraden (förhållandet mellan sammanlagt värmeutbyte och sammanlagd direktinstrålning) är relativt hög 1979 på grund av den låga genomsnittliga solfångartemperaturen den-

na mätsäsong. Dock är det ganska stor skillnad mellan den beräknade säsongsverkningsgraden 47 % och den uppmätta verkliga 35 %. Orsaken torde ligga i att solfångarnas fokusering var dålig under hela sommaren. Justeringsarbeten pågick hela denna tid. Även om man tar hänsyn till att Jönköpings solskenstid kan vara upp till 10 % för högt kvarstår en ganska stor skillnad mellan uppmätt och beräknad säsongsverkningsgrad.

Även under sommaren 1982 pågick en del justeringar av solfångarna, varför man även här har en märkbar skillnad mellan mätt och beräknad säsongsverkningsgrad.

Tar man hänsyn till att Jönköpings direkta solinstrålning är något större än Ingelstad, blir för 1980 överensstämmelsen mycket god mellan mätt och beräknad säsongsverkningsgrad.

Försämras de enskilda solfångarnas fokusering och solfångarnas mekaniska funktion, sjunker således värmeutbytet påtagligt. Erfarenheterna från uppföljningen av Ingelstad visar dock klart att det krävs stora arbetsinsatser för återkommande injusteringar om en god fokusering skall kunna bibehållas över en längre följd av år. Vidare är det svårt att i ett stort solfångarfält, med många enskilt styrda solfångargrupper, år från år upprätthålla en jämgod mekanisk funktion över hela fältet. Med erfarenheterna från 4 års drift i Ingelstad som bakgrund syns det välmotiverat att då det gäller koncentrerande solfångare räkna med en icke oväsentlig skillnad mellan den solfångarverkningsgrad som fås vid laborieförsök och den som gäller i en verklig anläggning.

I inledningen betonades att en storskalig experimentanläggning som Ingelstad har ett speciellt värde genom de möjligheter den erbjuder till systemtekniska studier. Det naturliga syftet med sådana studier är att belysa hur alternativa systemlösningar och alternativa driftsätt påverkar anläggningens prestationsförmåga. Det närmast till hands liggande materialet för denna prestationsförmåga är anläggningens värmeutbyte. Som avslutning på det här avsnittet om solfångarsystemet visas som ett exempel på en systemteknisk studie en analys av vilken inverkan sättet att styra solfångarkretsens temperatur har på värmeutbytet. Detta sker här med utgångspunkt från 1981 års driftsätt.

Under driftsäsongen 1981 styrdes det i solfångarsystemets värmväxlare värmda vattnets temperatur så att det hölls konstant, vid 67 °C fram till midsommar och vid 77 °C därefter. Styrningen skedde genom inblandning via en trevägsventil av i växlaren varmt vatten i det från lagringstankens botten inkommande vatten. Flödet i växlaren hölls således i stort konstant (vid cirka 17 m<sup>3</sup>/h) och det till växlaren inkommande vattnets temperatur reglerades så att det från växlaren utgående vattnets temperatur hölls konstant. Vattenflödet till lagringstanken varierade således med den tillförda effekten (från 17 m<sup>3</sup>/h och nedåt).

För att med den installerade värmväxlaren, vars k·A-värde ligger vid cirka 50 kW/°C, nå dessa utloppstemperaturer, krävs under större delen av säsongen 20 à 25 °C höjning av det från tankens botten inkommande vattnets temperatur. Därmed blir i praktiken solfångarkretsens drifttemperatur i stort lika med temperaturen i värmväxlarens utlopp mot lagringstanken, dvs 67 °C respektive 77 °C. Med det här sättet att styra temperaturen fås ständigt stor temperaturskillnad mellan tankvolymens topp och

botten. Temperaturer i solfångarkretsen och i lagringstanken visas i Fig 8.7.

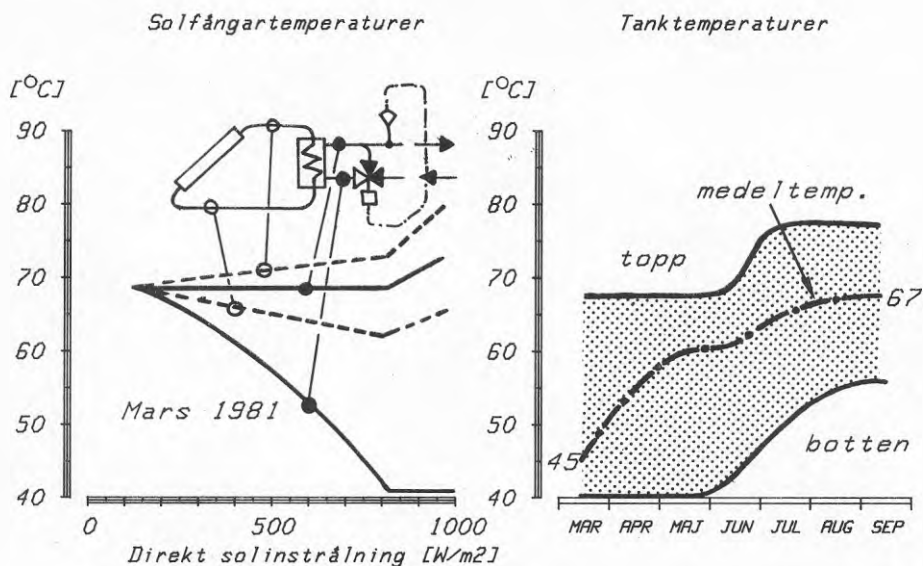


Fig 8.7 Ingelstadsanläggningen 1981. Temperaturer i solfångarkretsen vid driftsäsongens början och i lagringstanken under hela säsongen. Temperaturen i värmeväxlarens utlopp hölls konstant ( $67^{\circ}\text{C}$  fram till midsommar, därefter  $77^{\circ}\text{C}$ ). Vattenflödet i solfångarkretsen  $40\text{ m}^3/\text{h}$ . Vattenflödet mellan värmeväxlare och tank varierar från  $17\text{ m}^3/\text{h}$  och nedåt. Värmeväxlarens  $k \cdot A = 50\text{ kW}/^{\circ}\text{C}$ .

Den intressanta frågan är nu om man genom ett annat alternativt driftsätt skulle kunna få lägre drifttemperatur i solfångarkretsen, och därmed större värmeutbyte, utan att försämra förutsättningarna för värmelagring. Genom att studera värmebalansen för solfångarsystemet tillsammans med lagringstanken vid olika lagringsnivåer, kan man visa att solfångarkretsens genomsnittliga temperaturnivå kan sänkas en del om

1. shunten efter värmeväxlaren tas bort,
2. vattenflödet mellan växlare och tank höjs till samma storlek som i solfångarkretsen, dvs  $40\text{ m}^3/\text{h}$ , och hålls konstant,
3. värmeväxlaren ersätts med en dubbelt så stor, som således har  $k \cdot A = 100\text{ kW}/^{\circ}\text{C}$ .

Temperaturförhållandena i systemet vid en sådan lösning visas i Fig 8.8.



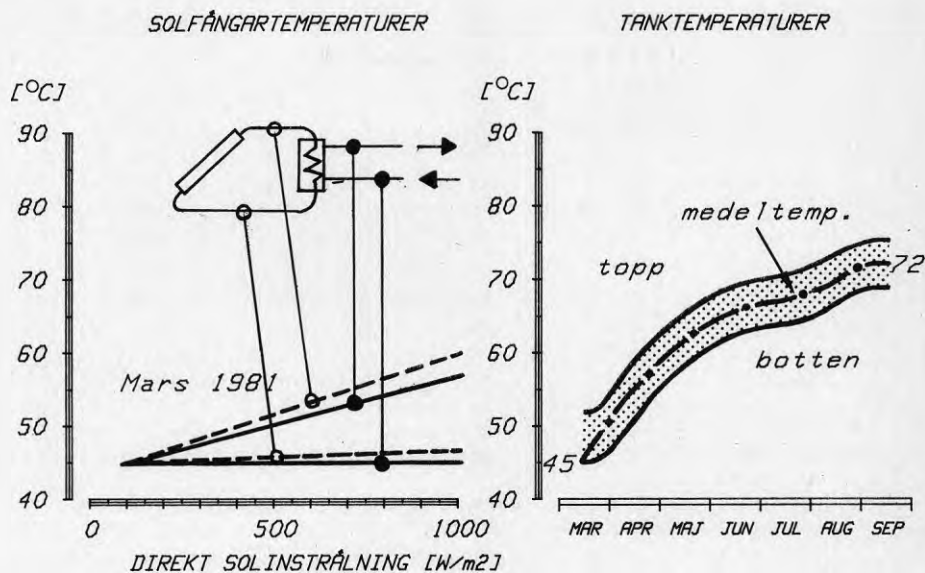


Fig 8.8 Alternativ drift av Ingelstadsanläggningen 1981. Temperaturer i solfångarkretsen vid driftsäsongens början och i lagringstanken under hela säsongen. Vattenflödet i solfångarkretsen  $40 \text{ m}^3/\text{h}$ . Vattenflödet mellan värmväxlare och tank  $40 \text{ m}^3/\text{h}$ . Värmväxlarens  $k \cdot A = 100 \text{ kW}/^\circ\text{C}$ .

Temperaturkurvorna i Fig 8.7 och 8.8 vänstra diagram närmar sig varandra med stigande bottentemperatur i tanken. Kvar står dock en icke oväsentlig skillnad i solfångarsystemets drifttemperatur. Sålunda var denna, som nämnts, i stort lika med inmatningstemperaturen till tanken vid det 1981 aktuella driftsättet. Med det här skisserade alternativa driftsättet, skulle solfångarsystemets drifttemperatur i stället legat inom någon grad från tankens medeltemperatur. Temperaturskillnaden mellan tankens topp och botten blir liten,  $5$  à  $10$  °C. En beräkning av värmeutbytet med detta alternativ under 1981 ger vid handen att värmeutbytet under året skulle ha ökat med cirka 10 %. Hade Ingelstadsanläggningen varit försedd med solfångare som är mer temperaturkänsliga än de här aktuella koncentrerande solfångarna, skulle skillnaden i värmeutbyte blivit större.

## 8.2 Akkumuleringstanken

Akkumuleringstankens sammanlagda värmeförlust under driftsäsongen mars till september uppmättes till cirka 70 MWh både under år 1981 och under år 1982. Dessa mätresultat kombinerade med en del beräkningar visar att tankens årsvärmeförlust ligger vid cirka 120 MWh om tankens medeltemperatur ligger kring 60 °C. Det är den medeltemperatur i tanken som torde vara realistisk vid normal drift i Ingelstadsanläggningen ett normalt solår. Vid projekteringen beräknades lagringstankens årliga värmeförlust till cirka 40 MWh vid en årsmedeltemperatur väsentligt högre än 60 °C. Den verkliga tankvärmeförlusten per °C är således mer än 3 gånger större än den i projekteringskedet beräknade. Denna stora skillnad mellan förutberäknat och uppmätt motiverar att tankens värmeförluster analyseras närmare.

De i avsnitt 6.2.2 redovisade uppmätta värmeförlusterna för 1981 och 1982 avser den totala värmeförlusten genom lagringstankens samtliga omslutningsytor. För att man skall kunna dra några ur konstruktörssynpunkt intressanta slutsatser, måste värmeförlusterna fördelas på tankens botten, sidor och översida. Först när en tillförlitlig sådan fördelning skett blir det möjligt att se närmare på varför beräkningen av värmeförlusterna inte stämmer med verkligheten. Den grundläggande svårigheten ligger i att skilja värmeförlusterna genom tankens botten från värmeförlusterna genom tankens omslutning ovan mark.

### 8.2.1 Värmeförlusten genom tankens botten

Separeringen av det genom tankens botten utströmmande värmets har skett genom beräkning dels enligt en enkel analytisk beräkningsmetod och dels med hjälp av en avancerad numerisk beräkningsmodell.

Den analytiska beräkningen baseras på approximationen att värmeströmmen är ungefärligen stationär, varav följer sambandet

$$\dot{Q}_B = \frac{\bar{\tau}_B - \bar{\tau}_u}{m_B + \frac{R}{\lambda_m} \cdot \frac{4}{3\pi}} \quad (8:13)$$

(se exempelvis Claesson, Efring 1979)

där	$\dot{Q}_B$	= genomsnittlig värmeförlust genom tankbotten per ytenhet	[W/m <sup>2</sup> ]
	$\bar{\tau}_B$	= årsmedeltemperaturen hos tankbotten	[°C]
	$\bar{\tau}_u$	= utetemperaturens årsmedelvärde	[°C]
	$m_B$	= värmemotstånd hos bottenkonstruktionen	[m <sup>2</sup> °C/W]
	$R$	= tankens radie	[m]
	$\lambda_m$	= markmaterialets värmekonduktivitet	[W/m·°C]

Den numeriska beräkningsmetoden finns i ett datorprogram som är utvecklat av "Lundagruppen för markvärme och värmeledning" vid Lunds Tekniska Högskola (LTH). Programmet finns dokumenterat vid Institutionen för matematisk fysik på LTH. Programmet, som är beskrivet av Eftring (1982) och är mycket omfattande och flexibelt, behandlar plana eller cylindersymmetriska lagersystem. Markens termiska egenskaper kan varieras inom beräkningsvolymen. Värmeledningsekvationen löses med hjälp av finita differenser i rummet och explicita framåtdifferenser i tiden. Typiska gitterstrukturer omfattar 600 till 1000 celler i marken. Programmet körs på en dator av typ Univac 1100 där beräkning av en års-cykel tar 5 till 20 sekunder.

Tankens bottenförlust har således beräknats för åren 1980 och 1981 med både den analytiska och den numeriska beräkningsmetoden. Som underlag till båda slagen av beräkningar har använts dels uppmätta botten- och utetemperaturer och dels värmetekniska uppgifter för byggnads- och markmaterial. De senare uppgifterna har tagits från tabellverk. Som vägledning när det gäller lämpligt val av materialuppgifter har tjänat en geoteknisk markundersökning för markområdet där Ingelstadsanläggningen är byggd. Alla valda materialuppgifter finns angivna i Fig 8.9 där även en tvärsnittsbild över bottenkonstruktionen och markuppbyggnaden visas.

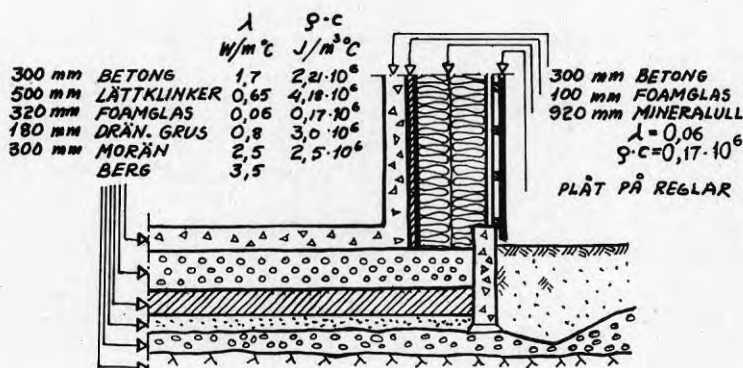


Fig 8.9 Tvärsnitt genom tankens bottenkonstruktion och sidoupbyggnad. Angivna materialdata har använts vid beräkningarna.

Enligt markundersökningen ligger grundvattenytan tämligen högt inom området och hamnar i bottenkonstruktionen i nivå med gränsvattenytan mellan lättklinkerskiktet och foamglasskiktet. Grundvattenytan har en svag lutning inom området vilket innebär att grundvattenströmning kan vara aktuell under tanken. Till följd av dessa uppgifter om grundvattnet har värmekonduktivitetensvärden för fuktiga material valts för lättklinkerskiktet och alla därunder liggande materialskikt.

Beräkningsresultaten från de analytiska och de numeriska beräkningarna redovisas i Fig 8.10. Bottenförlusten anges i figuren som värmeeffekt (kW) hänförd till hela bottenarean på cirka 625 m<sup>2</sup>. En beräkning enligt samband (8:13) ger årsmedeleffekt som resul-

tat om man som i det här fallet sätter in årsmedeltemperaturer hos tankbotten och hos uteluften. Vid den här analytiska beräkningen tas ingen hänsyn till instationär värmeströmning i marken. Detta görs däremot vid en numerisk beräkning av det slag som här har gjorts där markens värmekapacitet beaktas och beräkningen baseras på månadsmedeltemperaturer för tankbotten och uteluft.

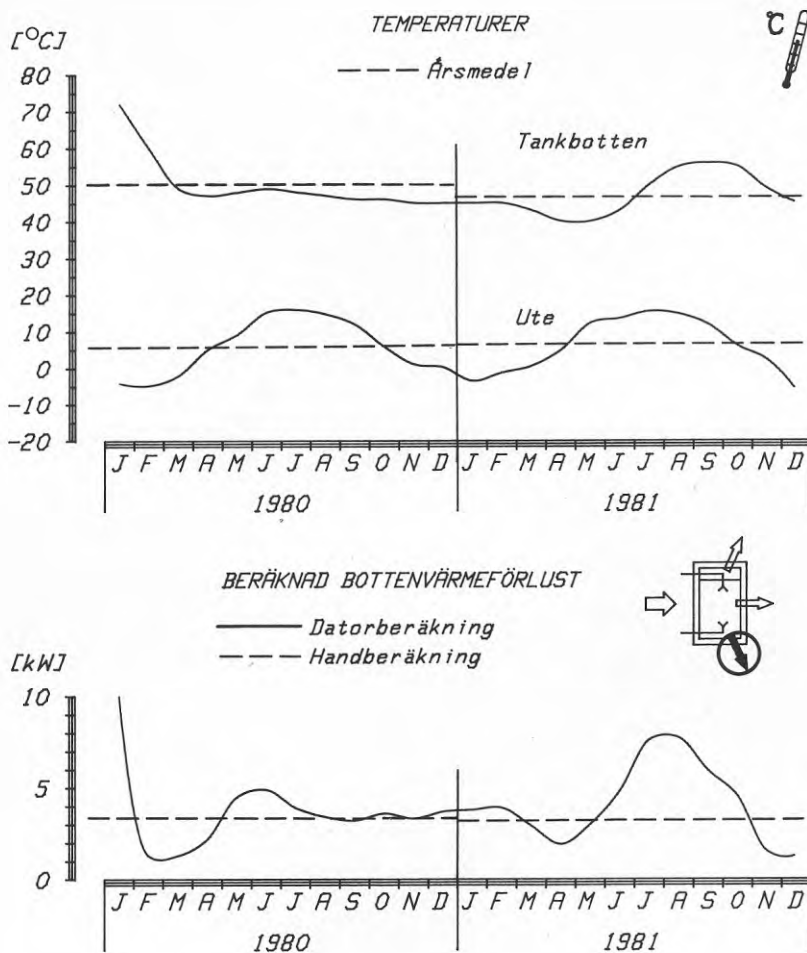


Fig 8.10 Tankens botten temperatur och uteluftens temperatur enligt mätningar 1980 och 1981. Värme flöde genom lagringstankens botten (bottenarean  $625 \text{ m}^2$ ) beräknat analytiskt respektive numeriskt.

Den analytiska beräkningen enligt ekv (8:13) är enkel, som framgår av uppställningen nedan för år 1981:

$$\bar{x}_B = 47 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\bar{x}_u = 6 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$R = 15 \text{ m ger bottenarean } A_B = 625 \text{ m}^2$$

$$\lambda_m = 3,5 \text{ W/m}\cdot^\circ\text{C (berg)}$$

betong    lättklinker    foamglas    grus

$$m_B = m_{btg} + m_{kl} + m_{fo} + m_{gr} =$$

$$m_B = \frac{0,3}{1,7} + \frac{0,5}{0,65} + \frac{0,3}{0,06} + \frac{0,2}{0,8} = 6,20 \text{ m}^2\cdot^\circ\text{C/W}$$

Enligt ekv (8:13) fås därmed

$$\dot{Q}_B \cdot A_B = \frac{47 - 6}{6,20 + \frac{15}{3,5} \cdot \frac{4}{3\pi}} \cdot 625 = 3,2 \text{ kW}$$

Medelvärdet av värmeflödet genom bottenplattan blir således 3,2 kW vid den analytiska beräkningen.

Den numeriska beräkningen kan inte redovisas i detalj här. För 1981 ger den medelvärdet av värmeflödet genom bottenplattan 4,1 kW.

Man får således en viss skillnad mellan det analytiska och det numeriska beräkningsresultatet för år 1981. För år 1980 får man däremot en mycket god överensstämmelse mellan beräkningsresultaten, som kan ses i Fig 8.10.

En faktor som sannolikt förklarar denna skillnad åren emellan är den upplagrade värmemängden i markvolymen under och intill tanken. Enligt den numeriska beräkningen förändras denna värmemängd från årets början till dess slut mera år 1981 än 1980. Vid den analytiska beräkningen tas ingen hänsyn till värmelagring i markvolymen. Bäst överensstämmelse mellan resultat framräknade med de båda metoderna fås därför för fall där temperaturändringen i markvolymen är liten under året som helhet.

År 1980 ligger tankens bottentemperatur på en i stort sett konstant nivå frånsett en kort period i början av året. Bottentemperaturen varierar mer under år 1981. Skillnaden mellan det analytiska och det numeriska beräkningsresultatet för år 1981 kan alltså huvudsakligen antas bero på värmelagringseffekter.

Den följande behandlingen av tankvärmeförluster är baserad på det numeriska beräkningsresultatet för bottenförlusterna vilket måste antas avspegla verkligheten för just år 1981 bättre än det analytiska beräkningsresultatet.

Allmänt sett tyder dock de här redovisade beräkningsexemplen på att man för tankkonstruktioner av här aktuellt slag ändå får en ganska god noggrannhet vid beräkning enligt den enkla, analytiska metoden, ekv (8:13). Vid det här utvärderingsarbetet har me-

toden använts för en del beräkningar avseende den värmetekniska funktionen under normalår för hela anläggningar. Dessa beräkningsresultat presenteras senare.

### 8.2.2 Analys av tankens värmeförlust

För månaderna april till september år 1981 är tankvärmeförlusten uppdelad på botten och övriga omslutningsytor i följande uppställning. Värmeförlusterna genom tak- och väggpartier har sålunda erhållits genom att från uppmätta totalförluster subtrahera beräknade bottenförluster.

Tankvärmeförluster april-september 1981			
Månad	$Q_{tot}$ (MWh)	$Q_{botten}$ (MWh)	$Q_{vägg} + Q_{tak}$ (MWh)
apr	9,2	1,4	7,8
maj	7,4	2,2	5,2
juni	10,0	3,5	6,5
juli	11,3	5,4	5,9
aug	11,9	5,5	6,4
sep	13,4	4,3	9,1
apr-sep	63,2	22,3	40,9

Ur mätvärdena för tanktemperaturen och utetemperaturen kan man beräkna "gradtimmarna" för differensen mellan tankens medeltemperatur  $\bar{t}_{tank}$  och utetemperaturen  $t_u$ . För 1981 fås

$$\int_{1981} (\bar{t}_{tank} - t_u) dt = 210.000 \text{ } ^\circ\text{C}\cdot\text{h}$$

Med kännedom om värmeförlusten genom vägg och tak detta år (40,9 MWh) och areorna (väggarean = 755 m<sup>2</sup>, takarean = 625 m<sup>2</sup>) kan man nu beräkna ett genomsnittligt k-värde för lagringstanken i vägg och tak

$$\bar{k}_{vägg \text{ och tak}} = \frac{40,9 \cdot 10^6}{210000 \cdot (755 + 625)} = 0,14 \text{ W/m}^2 \cdot ^\circ\text{C}$$

I Fig 8.11 visas för alla månader under år 1981 tankens värmeförluster uppdelade på dess tak- och väggpartier och botten. Alla bottenförluster är framräknade med hjälp av uppmätta värden på bottentemperaturen. Tak- och väggförlusterna är för månaderna mars-september framtagna som skillnaden mellan mätt totalförlust och beräknad bottenförlust. Tak- och väggförlusterna är för övriga månader beräknade med hjälp av uppmätta tankmedeltemperaturer och utetemperaturer samt det genomsnittliga k-värdet 0,14 W/m<sup>2</sup>·°C.

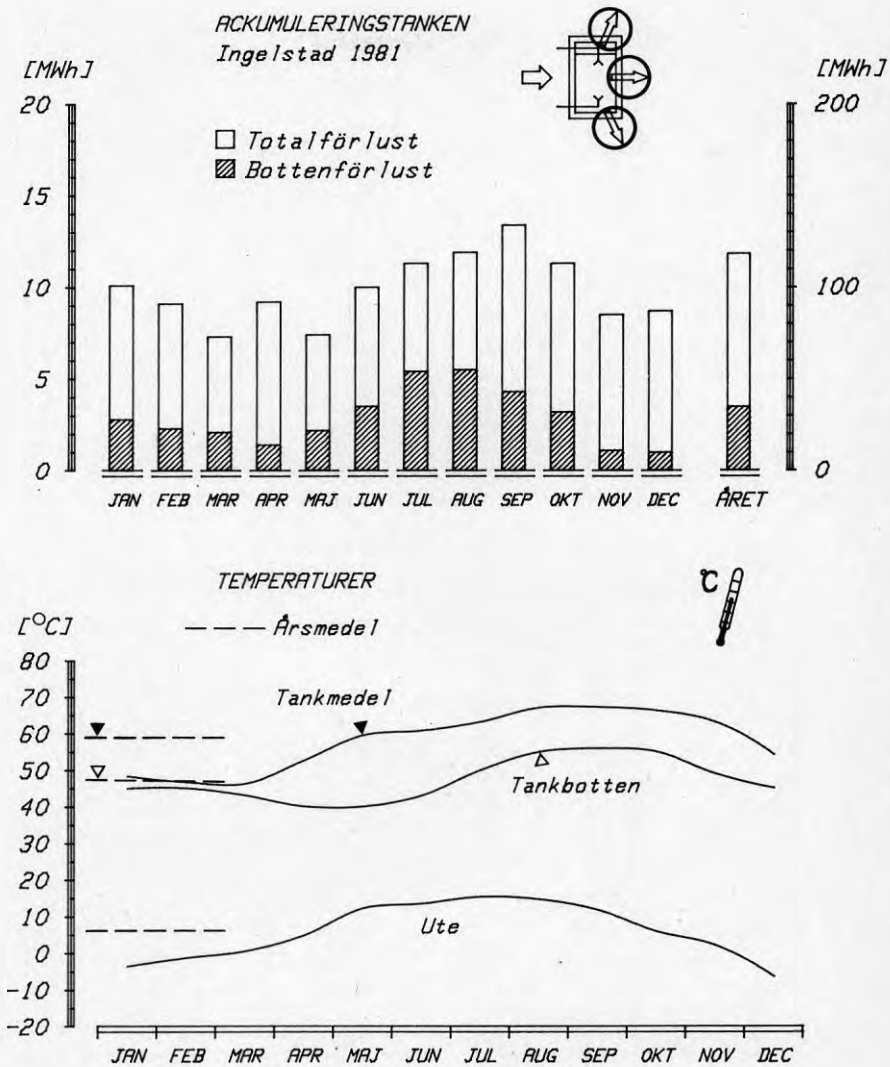


Fig 8.11 Tankens värmeförluster 1981 uppdelade i förlust genom botten och förlust genom sidor och tak.

För månaderna mars-september är totalförlusten uppmätt och bottenförlusten beräknad.

För övriga månader är alla förluster beräknade.

Temperaturerna i det undre diagrammet är använda vid beräkningarna.

En sammanfattning av 1981 års sammanlagda tankvärmeförluster med uppdelning på olika omslutningsytor ges i följande uppställning:

Tankvärmeförluster 1981

$Q_{tot}$	120 MWh	(100 %)
$Q_{botten}$	35 MWh	(29 %)
$Q_{vägg} + Q_{tak}$	85 MWh	71 %)
$\bar{k}_{vägg+tak} \approx$	0,14 W/m <sup>2</sup> °C	

Temperaturskillnad i genomsnitt mellan botten och uteluften  $\approx 41$  °C

ger med bottenarean = 625 m<sup>2</sup> ett genomsnittligt k-värde:

$$\bar{k}_{botten} \approx 0,16 \text{ W/m}^2 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Vid projekteringsarbetet baserades beräkningarna av tankvärmeförlusterna på k-värdena 0,04 W/m<sup>2</sup> °C för vägg- och takpartier och 0,08 W/m<sup>2</sup> °C för botten. Mät- och beräkningsresultaten tyder alltså på att den verkliga värmeisoleringsförmågan hos tak- och väggpartier respektive botten endast är cirka 30 % respektive 50 % av beräknad isoleringsförmåga.

### 8.2.3 Möjligheter till förbättring av tankens värmeisolering

När det gäller värmeisoleringen i tankens botten finns det knappast praktiska möjligheter att åtgärda bristerna som emellertid inte heller spelar någon avgörande roll för totalförlustens storlek. Det bör däremot vara praktiskt möjligt att med rimliga insatser förbättra värmeisoleringsförmågan för omslutningsytorna mot det fria. Av den anledningen har ett fördjupat studium ägnats åt att finna bristernas placering i tak- och väggpartier. Detta har gjorts genom detaljstudier av temperaturfördelningar i tankvolymen samt med hjälp av termograferingsundersökningar.

Temperaturförloppet i tankvolymen under år 1981 har simulerats med hjälp av det nämnda datorprogrammet för lagersystem enligt Efring (1982). Utöver vad som sagts tidigare gäller för detta följande. För beräkningen väljer man en gitterstruktur som omfattar 20 till 40 celler i lagervolymen. I tanken försummas temperaturvariationer i horisontalled. Tanken indelas i ett antal horisontella vätskeskikt. Temperaturfördelningen i tanken ges av de olika skiktens temperaturer.

Inverkan av fri konvektion på grund av täthetsskillnader mellan vätskeskikt med olika temperaturer beskrivs i beräkningsmodellen på ett starkt förenklat sätt. Datorprogrammet undersöker temperaturprofilen i tankvolymen. Om temperaturen i något vätskeskikt är högre än i skiktet ovanför omordnas skiktet helt enkelt genom sortering så att en stabil temperaturprofil



fås. Varje vätskeskikt åsamkas värmeförluster genom den del av omslutningsytan som omsluter skiktet.

Som underlag för beräkningarna har för lagringstankens bottenkonstruktion använts de materialuppgifter som redovisas i Fig 8.9. Värmegenomgångstalen (k-värdena) för vägg och tak har däremot provats fram under räknearbetet genom passning med utgångspunkt i uppmätta verkliga temperaturgradienter i lagringstankens vattenvolym. Således har den numeriska beräkningsmodellen använts för att indirekt bestämma väggens och takets k-värden.

Som utgångspunkt för studiet av lagringstankens temperaturförhållanden har tagits tidsperioden januari 1980-november 1981. Som startvärden har ansatts

1. Begynnelsestemperaturen januari 1980 är + 6 °C i hela markvolymen under och invid tankbotten.
2. Tankens vattentemperatur är konstant + 46 °C under perioden januari-november 1980.

Antagandet i fråga om den konstanta vattentemperaturen motsvarar i praktiken väl de verkliga förhållandena. Under den inledande tidsperioden januari-november 1980 skedde vare sig värmelagring eller värmeurlagring av någon betydelse för temperaturbildningen. Beräkningsmässigt har denna period utnyttjats för att bestämma temperaturfördelningen i marken för november då uppvärmning av tankvattnet påbörjades med hjälp av oljepannan.

För perioden november 1980-november 1981 har som ingångsdata för beräkningarna använts mätvärden över dels det inmatade varmvattnets temperatur och flöde och dels utetemperaturen. Temperaturgradienten i lagringstanken har sedan beräknats för ett antal tidpunkter under perioden, med olika antaganden i fråga om tankkonstruktionens k-värden. Dessa k-värden har ändrats tills beräknade temperaturgradienter bringats överensstämmande med de vid motsvarande tidpunkter uppmätta, verkliga temperaturgradienterna. En något närmare beskrivning av tillvägagångssättet kan vara på sin plats.

Med hjälp av uppmätta temperaturgradienter under två stilleståndsperioder 1981, en i februari-mars och en i oktober-november, kunde en preliminär bestämning av tak- och väggpartiernas genomsnittliga k-värde göras. Denna preliminära bestämning gav k-värdet 0,21 W/m<sup>2</sup> °C, vilket sedan användes vid beräkning av temperaturfördelningar i tanken för tidsperioden mars-november 1981. Denna period har använts för de här studierna eftersom solvärme då tillfördes. För bottenplattan valdes k = 0,12 W/m<sup>2</sup> °C. Några framtagna temperaturgradienter visas i Fig 8.12. Temperaturmätningar i två vertikalsektioner har visat att temperaturvariationen i horisontalled varit mycket liten och kan försummas såsom har gjorts vid beräkningarna.

Man ser att vid denna första simulering de beräknade vattentemperaturerna är lägre än de uppmätta i tankens toppskikt och högre än de uppmätta i tankens bottenskikt. Vidare ser man att de beräknade temperaturgradienterna har i tankens övre del en brantare lutning än de uppmätta. Det här tyder på att tankens tak i verkligheten har bättre isoleringsegenskaper, dvs lägre k-värde, än antagna 0,21 W/m<sup>2</sup> °C. Detta innebär att en större andel av värmeförlusten måste ligga på tankens vägg, dvs dennas k-värde är högre än vad som antagits. Bottenytans k-värde skall också tydligen vara något högre än valda 0,12 W/m<sup>2</sup> °C.

TEMPERATURER I ACKUMULERINGSTANKEN  
Ingelstad 1981

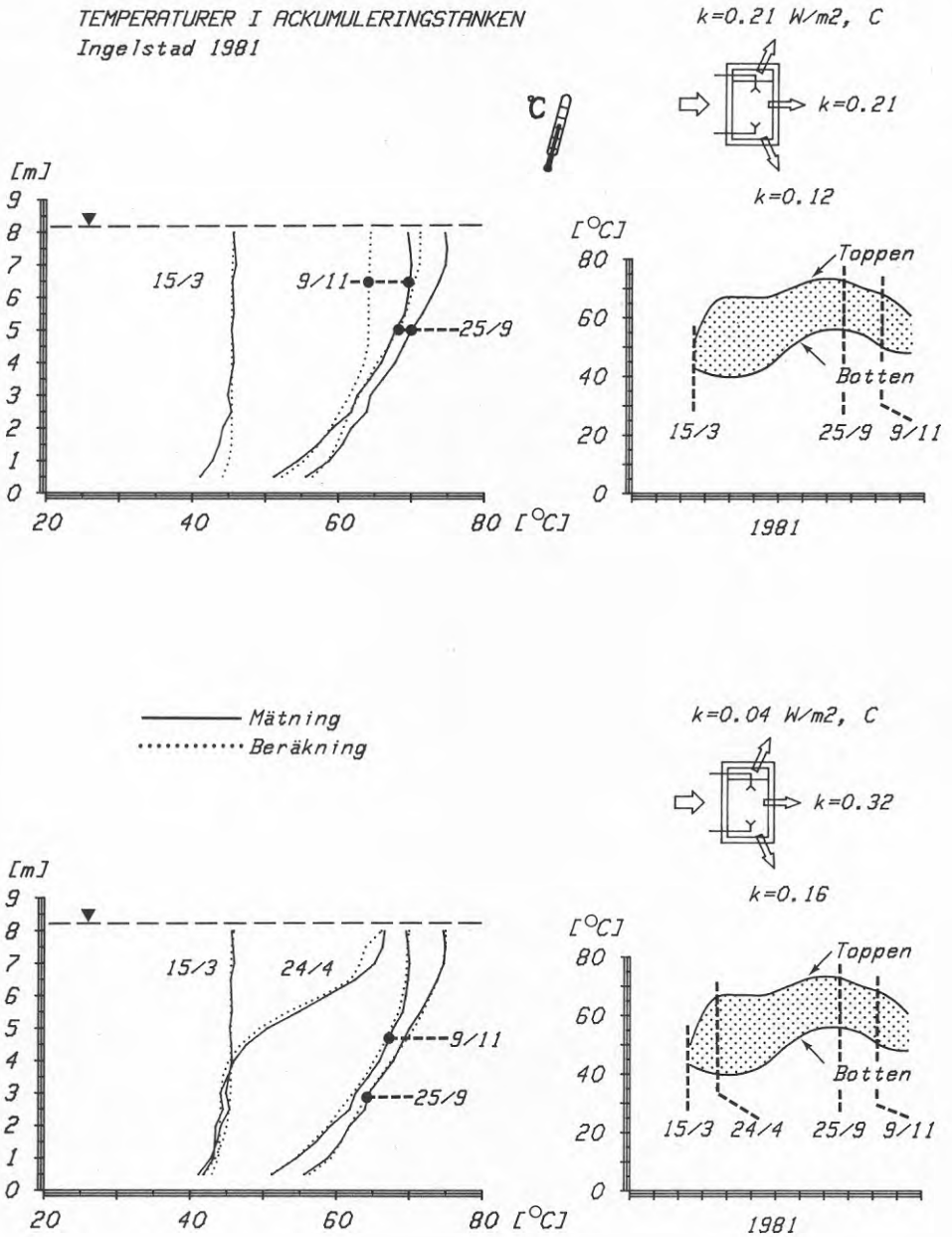


Fig 8.12 Jämförelse mellan datorberäknade och uppmätta temperaturfördelningar i Ingelstads tank 1981. Angivna  $k$ -värden för tankens tak-, vägg- och bottenkonstruktion är använda vid beräkningarna.

Vid nästa simuleringsberäkning antogs att takkonstruktionen hade det vid projekteringen beräknade k-värdet  $0,04 \text{ W/m}^2 \text{ } ^\circ\text{C}$ . Väggens k-värde bestämdes därefter så att överensstämmelse erhöles med tankens uppmätta värmeförlust för perioden mars-september 1981. Detta gav k-värdet  $0,32 \text{ W/m}^2 \text{ } ^\circ\text{C}$  för väggkonstruktionen, dvs 8 gånger högre värde än det vid projekteringen antagna. Bottenpartiets k-värde sattes till  $0,16 \text{ W/m}^2 \text{ } ^\circ\text{C}$ .

Som Fig 8.12 visar fås med det senaste valet av k-värdena en mycket god överensstämmelse mellan beräknade och uppmätta temperaturgradienter. Med en ganska god säkerhet gäller således följande för lagringstanken

	k-värde	andel av hela värmeförlusten
Tankens tak	$0,04 \text{ W/m}^2 \text{ } ^\circ\text{C}$	cirka 7 %
Tankens vägg	$0,32 \text{ W/m}^2 \text{ } ^\circ\text{C}$	cirka 66 %
Tankens botten	$0,16 \text{ W/m}^2 \text{ } ^\circ\text{C}$	cirka 27 %

Det vägda medelvärdet av k-värdet för tak och vägg tillsammans är här  $0,19 \text{ W/m}^2 \text{ } ^\circ\text{C}$ , dvs något högre än det förut i avsnitt 8.2.2 framräknade  $0,14 \text{ W/m}^2 \text{ } ^\circ\text{C}$ . Den där framtagna fördelningen av tankens värmeförluster, dvs cirka 30 % på bottenplattan och cirka 70 % på ytorna över mark, stämmer ändå så väl att den genom simuleringsberäkningarna framtagna uppdelningen av värmeförlusten bestyrks.

Man kan således med god säkerhet utgå från att det är tankens väggparti som svarar för den dominerande delen av värmeförlusten. Det bör därmed vara möjligt sänka värmeförlusterna avsevärt genom förbättring av tankväggens isolering. En sänkning från nuvarande 120 MWh till cirka 60 MWh bör vara helt möjlig. Här försöts att tankens medeltemperatur över året ligger vid cirka  $60 \text{ } ^\circ\text{C}$ .

Eftring (1982) redovisar en teoretisk studie av vilka tänkbara orsaker som kan finnas till väggpartiernas kraftigt försämrade värmeisoleringsförmåga jämfört med den förväntade. Beräknings-exempel tyder på att den troligaste orsaken till försämringen är att det finns vertikala spalter med konvektionsströmmar i det 1 meter tjocka isoleringsskiktet. Om dessa spalter upp- och nertill i väggen står i förbindelse med uteluften uppkommer en egenkonvektion genom termisk drivkraft. Redan vid blott millimetervida spalter blir egenkonvektionen så stor vid här aktuella lufttemperaturer i spalterna att väggens effektiva k-värde mycket väl kan bli så stort som  $0,32 \text{ W/m}^2 \text{ } ^\circ\text{C}$ . Resultaten från en termograferingsundersökning år 1982 bekräftar dessa teorier. Undersökningarna visar att stora varmluftmängder transporteras från väggens överkant till det utrymme som finns under tankens yttertak. Luften leds troligen längs betongväggens utsida i de vertikala springor för dränering av eventuellt läckagevatten som finns mellan de foamglasskivor som sitter på betongväggen. Dessa springor har fritt utlopp nedtill runt tanken.

### 8.3 Hela anläggningen

Här har således konstaterats att Ingelstadsanläggningen i sitt nuvarande skick kan ge 130 MWh utnyttjningsbar solvärme ett år

med genomsnittlig solinstrålning. Denna solvärmemängd täcker endast cirka 15 % av de 52 anslutna husens sammanlagda värmebehov. En intressant fråga är vad anläggningen skulle ge om driftsättet eller systemet ändrades. Därför studeras i det följande några alternativ med avseende på drift respektive teknisk lösning. Följande huvudvarianter behandlas.

1. Nuvarande anläggningsutförande, dvs distributionskretsen dimensionerad för  $80^{\circ}\text{C}/50^{\circ}\text{C}$ , såväl uppvärmning som tappvattenvärmning, koncentrerande solfångare med dåliga prestanda (fältmätningar i Ingelstad).
2. Samma som alternativ 1 ovan, men de koncentrerande solfångarna har mycket bra prestanda (prestanda enligt standardprov)
3. Samma som alternativ 1, men i stället för koncentrerande solfångare har man mycket bra plana solfångare.
4. Distributionskretsen dimensionerad för  $80^{\circ}\text{C}/50^{\circ}\text{C}$ , värme levereras endast för uppvärmning, dvs varmvatten bereds på annat sätt, mycket bra plana solfångare.
5. Distributionskretsen dimensionerad för  $50^{\circ}\text{C}/30^{\circ}\text{C}$ , värme levereras endast för uppvärmning, mycket bra plana solfångare.

För solfångarna i alternativen ovan gäller data enligt Tabell 8.1 och Fig 8.2.

### 8.3.1 Beräkningsförutsättningar

För varje systemvariant har framräknats genomsnittsårets solvärmeutbyte för en och samma tankvolym men för olika solfångareor. I alla beräkningsfallen med undantag av ett, har tankvolymen  $5.000\text{ m}^3$  använts. I undantagsfallet användes  $10.000\text{ m}^3$  tankvolym i kombination med ett  $50^{\circ}\text{C}/30^{\circ}\text{C}$ -dimensionerat distributionssystem och plana solfångare.

Beräkningsresultaten avspeglar alltså ej till fullo tankvolymens betydelse för solvärmeutbytet. Man får dock en bild av vad tankens volym betyder genom att jämföra beräknade temperaturer i den större tankvolymen och motsvarande temperaturer i den mindre tankvolymen och samtidigt utnyttja de kurvor över solfångarkretsens värmeutbyte som funktion av solfångartemperaturen som visas i Fig 8.3.

Som senare visas i den ekonomiska utvärderingen i avsnitt 10, kan det finnas ekonomiska skäl som talar för en större tankvolym än  $5000\text{ m}^3$  för den här aktuella husgruppen om 52 småhus. Detta förutsätter dock mycket låga tankkostnader vilket är huvudskälet till att beräkningsarbetet har begränsats till systemvarianter, som alla utom en har tankvolymen  $5000\text{ m}^3$ .

Vid all beräkning av tankvärmeförluster har tankens värmeisolerings-

förmåga antagits vara fullgod. Det betyder att värmeförlusterna genom tankens vägg är beräknade för en avsevärt bättre isolering än den som för närvarande gäller för Ingelstadstanken. Värmeförlusten genom bottenpartiet är däremot beräknad för den värmeisoleringsförmåga som konstaterats hos tanken i Ingelstad.

Beträffande valet av de solfångartyper som ingår i de behandlade systemvarianterna, har slutsatserna i avsnitt 8.1 varit vägledande. I alternativen med plan solfångare har en mycket bra sådan valts (typ 3 i Tabell 8.1). Detta eftersom åtminstone i systemvarianterna 1-4 man måste förutsätta att den genomsnittliga solfångartemperaturen måste ligga över  $60^{\circ}\text{C}$ .

När det gäller solinstrålningen är alla systemberäkningar genomgående gjorda med hjälp av för Ingelstad framräknade solinstrålningssvärden. Beräkningarna har här skett enligt de i avsnitt 7 redovisade modellerna. Som hjälpmedel för de systemtekniska beräkningarna har för varje solfångartyp framtagits en stor mängd kurvor över solfångarkretsens värmeutbyte per månad som funktion av solfångartemperaturen. Beräknat sammanlagt solvärmeutbyte från mars-september har tidigare visats i Fig 8.4. De i det följande presenterade beräkningsresultaten gäller för en anläggning belägen i Ingelstad. Man kan dock dra slutsatser även för andra orter med hjälp av Fig 8.4, som visar variationsområdet för det sammanlagda solvärmeutbytet på mellan- och sydsvenska orter för de här aktuella koncentrerande och plana solfångartyperna.

Ur projekterings synpunkt kan det vara intressant att veta hur dimensionering och systemuppbyggnad på förbrukarsidan påverkar det möjliga solvärmeutbytet. Därför har vid utformningen av studiens 5 huvudvarianter speciell vikt lagts vid att få med karakteristiskt skilda alternativ på distributionsidan. Sålunda finns alternativ dels i fråga om dimensionerande temperatur,  $80^{\circ}\text{C}/50^{\circ}\text{C}$  respektive  $50^{\circ}\text{C}/30^{\circ}\text{C}$ , och dels i fråga om värmebehovets karaktär, uppvärmning och varmvattenberedning respektive uppvärmning enbart. Fig 8.13 ger en bild av vad dessa alternativ innebär ur praktisk driftsynpunkt. I figuren visas månadsvis den värmemängd som måste levereras från värmecentralen samt hur framlednings- och returtemperaturen varierar med utetemperaturen för de två alternativen:

- byggnadernas värmesystem är dimensionerat för  $80^{\circ}\text{C}/50^{\circ}\text{C}$ , såväl uppvärmning som beredning av varmvatten skall tillgodoses (huvudvarianter 1, 2 och 3)
- byggnadernas värmesystem är dimensionerat för  $50^{\circ}\text{C}/30^{\circ}\text{C}$ , endast uppvärmning skall tillgodoses (huvudvariant 5)

De i figurens diagram visade värmebehoven gäller under ett genomsnittså med avseende på utetemperaturen för den husgrupp om 52 småhus som är ansluten till Ingelstadsanläggningen.

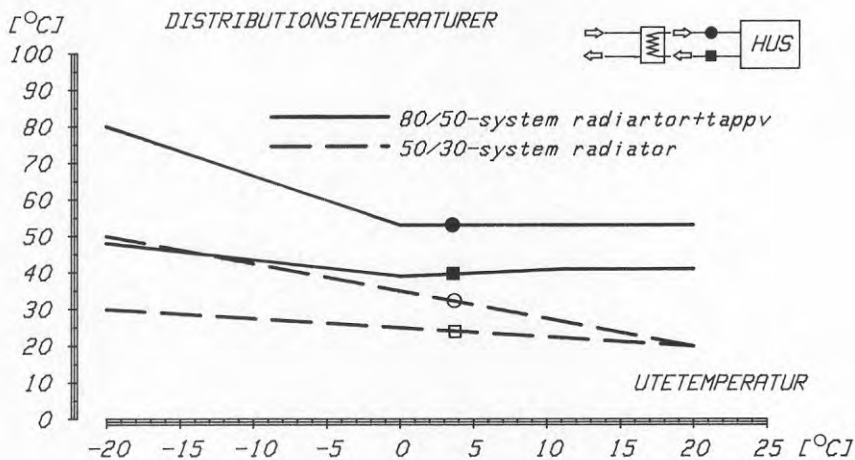
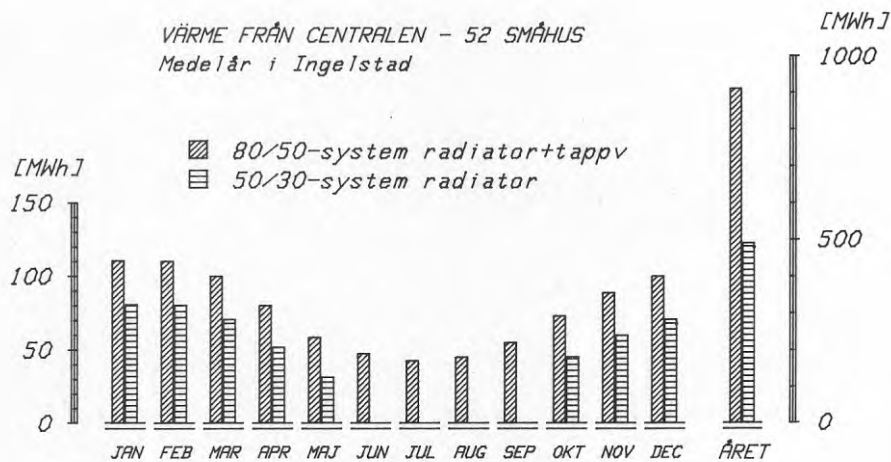


Fig 8.13 Värmedistribution från centralen samt fram- och returledningstemperaturer som funktion av utetemperatur för två alternativ på distributionsidan. Värmebehoven gäller under ett genomsnittsår med avseende på utetemperatur för den husgrupp, om 52 småhus som är ansluten till Ingelstadsanläggningen.

De redovisade värmemängderna grundas på i Ingelstad erhållna mätresultat, som omräknats till genomsnittsåret. En svårighet har varit att mätningarna endast gett den från värmecentralen avgivna totala värmeeffekten. Det har dock visat sig möjligt att inbördes särskilja radiatorvärme, värme från tappvattenberedning och kulvertförluster genom analys av hur effekten varierar dagtid och nattetid under årets olika månader. Vid denna analys har radiatorvärmebehovet satts proportionellt mot skillnaden mellan rumstemperaturen och utetemperaturen. Kulvertvärmeförlusterna har satts proportionella mot skillnaden mellan fram- och returledningens medeltemperatur och utetemperaturen. Kulvertvärmeförlusterna, som är inkluderade i de värmebehov som redovisas i Fig 8.13, är korrigerade för de fram- och returledningstemperaturer som förutsatts i respektive fall.

I alternativet att endast uppvärmningsbehovet skall tillgodoses förutsätts att varmvattenberedningen sker exempelvis medelst elektriska varmvattenberedare. Värmedistributionen från centralen är då avställd sommartid.

Sammanfattningsvis ger beräkningarna följande för de två i Fig 8.13 visade alternativen

Alternativ	Värmemängd MWh/år	Kulvertförlust MWh/år
Värmesystem 80 °C/50 °C värme + varmvatten	910	350
Värmesystem 50 °C/30 °C värme	490	150

Enligt dessa beräkningsresultat ligger således kulvertvärmeförlusten för 80/50-systemet på cirka 40 % av den årliga värmeleveransen från centralen. Detta ska jämföras med mätresultat för andra svenska småhusområden med fjärrvärme (se t ex Werner, 1982) enligt vilka kulvertvärmeförlusten inte brukar överstiga cirka 20 % av den årliga värmeleveransen från centralen. Kulvertvärmeförlusten på 350 MWh hos det befintliga fjärrvärmenätet i Ingelstad borde alltså ha kunnat minskas till omkring hälften i ett system med en bättre kulvertkonstruktion i ett mer samlat husområde. En minskning av den storleksordningen hade inneburit att omkring 65 småhus, i stället för som nu är fallet 52, hade kunnat få sitt årsvärmebehov täckt med den värmemängd på 910 MWh som nu distribueras från värmecentralen. Detta under förutsättning att de tillkommande husen är effektivt värmeisolerade och utrustade med värmeåtervinning i ventilationsluften.

Distributionssystemets temperaturdimensionering och flödesstyrning har sitt särskilda intresse för anläggningens funktion som helhet. Speciellt är en låg returtemperatur önskvärd för att solvärmesystemet skall kunna arbeta på en låg temperaturnivå. Detta inverkar gynnsamt på såväl solfångarverkningsgraden som på tankvärmeförlusten. De distributionstemperaturer för 80/50-systemet som visas i Fig 8.13 ligger på sådana nivåer som med hänsyn till tappvarmvattenkomforten har visat sig praktiskt möjliga att hålla i Ingelstadanläggningen. Returtemperaturen ligger i det fallet på omkring 40 °C för utetemperaturer ner till ± 0 °C och stiger svagt för lägre utetemperaturer. Vid urlagring av en med solvärme uppvärmd tank kommer alltså hela tankvattenvolymen att vid urlagringens slut få en någorlunda jämn

temperatur över hela volymen på omkring  $40^{\circ}\text{C}$ . Detta under förutsättning att värmeväxlingen mellan tank- och distributionskretsen är någorlunda effektiv. En ny inlagring av solvärme startas alltså med omkring  $40^{\circ}\text{C}$  i hela tankvattenvolymen. Med hänsyn till tappvattenvärmingen i systemvarianten med 80/50-dimensionering måste detta  $40^{\circ}\text{C}$ -gradiga vatten direkt med hjälp av solfångarsystemet höjas till en temperatur som ligger på cirka  $60^{\circ}\text{C}$ .

Något sådant temperaturkrav finns ej för systemvarianten med 50/30-dimensionering och enbart radiatorvärme. Returtemperaturerna ligger i det fallet (se Fig 8.13) på mellan  $20^{\circ}\text{C}$  och  $25^{\circ}\text{C}$  för utetemperaturer ner till  $\pm 0^{\circ}\text{C}$ . Eftersom utetemperaturer lägre än  $\pm 0^{\circ}\text{C}$  endast råder under en mycket kort sammanlagd tid av uppvärmningssäsongen kommer alltså hela tankvattenvolymen att ha en temperatur på omkring högst  $25^{\circ}\text{C}$  efter urlagringen av solvärmnet. Skillnaden i utgångstemperatur inför värmelagringsperioden mellan systemvarianterna med 80/50- respektive 50/30-dimensionering ger också bestående skillnader mellan systemvarianterna när det gäller arbetstemperatur för solfångarsystemet under sommarsäsongen och när det gäller tankmedeltemperatur under hela året. En del av de följande beräkningsresultaten är framtagna i syfte att återspegla skillnader av det slaget mellan olika systemvarianter.

I följande uppställning sammanfattas alla förutsättningar och antaganden som har legat till grund för systemberäkningarna:

#### K l i m a t

1. Direkt respektive global solinstrålning för genomsnittsåret i Ingelstad framräknad med hjälp av statistik över solskenstid i Jönköping (beräkning enligt avsnitt 7).
2. Utetemperaturer enligt statistik för Växjö.

#### S o l f å n g a r s y s t e m

1. Södvända solfångare med  $35^{\circ}$  lutning mot horisontalplanet.
2. Värmetekniska prestandauppgifter för solfångartyperna

Typ	$\eta_0$	$k_0$ ( $\text{W}/\text{m}^2\text{C}$ )	$k_1$ ( $\text{W}/\text{m}^2\text{C}^2$ )
mindre bra koncentrerande	0,55	1,3	$1,7 \cdot 10^{-3}$
mycket bra koncentrerande	0,70	1,3	$1,7 \cdot 10^{-3}$
mycket bra plan	0,70	2,1	$9,0 \cdot 10^{-3}$



3. Korrektion för skuggning mellan solfångarenheter av koncentrerande typ inom samma rad (samma placering som i Ingelstad).
4. Korrektion av upptagen solvärmemängd till utnyttjningsbar solvärmemängd på grund av uppvärmning av solfångarsystemet till brukbar temperaturnivå.  
Uppvärmningsbehov  $\approx 3,3 \cdot 10^{-3}$  kWh/m<sup>2</sup>°C  
(mätresultat från Ingelstad)
5. Tvångsstyrning av solfångarnas medeltemperatur med hjälp av shuntning av tankvätskeflödet.  
Solfångartemperatur = tankbottentemperatur + 20 °C.
6. Solfångarsystemets värmeupptagning per månad fås med hjälp av förberäknade funktionsuttryck för värmeupptagningens temperaturberoende (beräkningsmetod, se avsnitt 8.1, Solfångarsystemet).
7. Solfångarsystemet är i drift från mars till september.

#### A c k u m u l e r i n g s t a n k

1. Värmeisoleringsförmågan hos vägg- och takpartier motsvarar 1 m tjock högvärdig värmeisolering, dvs  $k = 0,04$  W/m<sup>2</sup> °C.
2. Värmeisoleringsförmågan hos bottenpartiet inklusive marken motsvarar  $k = 0,16$  W/m<sup>2</sup> °C, dvs  $k$ -värdet för befintlig tank i Ingelstad.
3. Förhållandet mellan tankhöjd och tankdiameter är 1/3,5, dvs det som gäller för befintlig tank i Ingelstad.
4. Tankvärmeförlusten per månad för respektive omslutningsyta är direkt proportionell mot  $k$ -värdet, arean och temperaturskillnaden mellan tankmedeltemperaturen och utetemperaturen.

#### D i s t r i b u t i o n s s y s t e m

1. Fjärrvärmesystem med 52 småhus anslutna.
2. Två typer av distributionssystem:
  - a) 80/50-system för radiatorvärme med minimibegränsad framledningstemperatur på 53 °C för tappvarmvattenberedning.

- b) 50/30-system för enbart radiatorvärme med varmvattenberedning lokalt i husen och distributionssystemet avställt sommartid.
3. Genomsnittsårets värmedistribution från värmecentralen är:
- a) 910 MWh varav 350 MWh är kulvertvärmeförlust.
  - b) 490 MWh varav 150 MWh är kulvertvärmeförlust.

### 8.3.2 Beräkningsmetodik

Alla systemberäkningar har gjorts med hjälp av ett kraftfullt bordsdatorsystem. En beräkningsmodell har sammansatts av relativt enkla beräkningsrutiner för solfångarsystem, tank och distributionsystem. Beräkningsmodellen innehåller en del förenklingar då den ej varit avsedd för några detaljstudier av t ex temperatur- och flödesförhållanden i systemkretsarna. Dess enkelhet har istället möjliggjort att framräknade resultat lätt har kunnat rimlighetskontrolleras genom handberäkning. Modellen har därför egentligen endast tjänat som ett beräkningshjälpmedel vid hanterandet av ett stort antal beräkningsfall. Den beräkningsgång som har följts vid behandlingen av ett systemfall, dvs ett solfångarsystem av en viss storlek anslutet till en tank av en viss storlek och en typ av distributionssystem, framgår av följande uppställning:

1. Då solfångarsystemet startas i mars sätts solfångartemperaturen  $20^{\circ}\text{C}$  över tankbottentemperaturen, i sin tur bestämd av distributionssystemets returtemperatur vid  $\pm 0^{\circ}\text{C}$  utomhus.
2. Solfångarsystemets värmeupptagning vid aktuell solfångartemperatur bestäms.
3. Solfångarsystemets värmeupptagning minskar med den värmemängd som åtgår för uppvärmning till aktuell solfångartemperatur. Resterande solvärmemängd är utnyttjningsbar.
4. Distributionssystemet tillförs solvärme och eventuellt solvärmeöverskott lagras i tanken.
5. Tankvärmeförlusten beräknas med hjälp av temperaturskillnaden mellan tankmedeltemperaturen och utetemperaturens månadsmedelvärde.
6. Tankmedeltemperaturens förändring under månaden beräknas med hänsyn tagen till solvärmetillförsel och tankvärmeförlust.
7. Så länge som tankmedeltemperaturen underskrider en temperaturnivå  $20^{\circ}\text{C}$  över ursprunglig tankbottentemperatur sätts sol-

fångartemperaturen även nästkommande månad  $20^{\circ}\text{C}$  över ursprunglig tankbottentemperatur. I annat fall sätts solfångartemperaturen  $40^{\circ}\text{C}$  över ursprunglig tankbottentemperatur.

8. Förfarandet upprepas från punkt 2 till september då solfångarsystemet stoppas.
9. Tankens värmeurlagring startas i oktober.
10. Tankmedeltemperaturens sänkning under månaden beräknas med hänsyn tagen till urlagrad solvärmemängd och tankvärmeförlust.
11. Tankens värmeurlagring sker tills dess att tankmedeltemperaturen underskrider distributionssystemets returtemperatur vid aktuell utetemperatur.
12. Tankvärmeförlusterna beräknas för alla månader intill dess att årscykeln slutar i februari månads slut.
13. En eventuell temperaturskillnad för tankmedeltemperaturen vid årscykelns slut relativt dess början omräknas till en korrektion av den sammanlagt nyttiggjorda solvärmemängden under året.

I beräkningsmodellen tas alltså ingen hänsyn till temperaturutjämnningar i tankvattenvolymen. Beräkningsprincipen i punkt 7 för anläggning av solfångartemperatur innebär när det gäller tanktemperaturfördelningen att ett skarpt temperatursprång på  $20^{\circ}\text{C}$  finns någonstans i tankvattenvolymen och förskjuts nedåt i takt med att solvärme inlagras. När temperatursprånget når botten höjs solfångartemperaturen med  $20^{\circ}\text{C}$ .

### 8.3.3 Beräkningsresultat

Beräkningsresultat för systemvarianterna 1-3 med  $5000\text{ m}^3$  tank och 80/50-system för radiatorvärme och tappvarmvatten visas i Fig 8.14. Några intressanta jämförelser kan göras med hjälp av de framräknade kurvorna över utnyttjningsbar solvärmemängd:

1. Vid solfångarareor på mellan cirka  $1300$  och  $2500\text{ m}^2$  ligger skillnaden i utnyttjningsbar solvärmemängd mellan varianten med en mycket bra och varianten med en mindre bra, koncentrerande solfångartyp på mellan  $100$  och  $150\text{ MWh}$  per år.
2. Vid solfångarareor på mellan cirka  $1300$  och  $2500\text{ m}^2$  ligger den utnyttjningsbara solvärmemängden för varianten med en mycket bra, plan solfångartyp mellan  $100$  och  $50\text{ MWh}$  högre än för varianten med en mindre bra koncentrerande solfångartyp.

3. Den utnyttjningsbara solvärmemängden för varianten med en mycket bra, plan solfångartyp är högre än för varianten med en mindre bra, koncentrerande solfångartyp för solfångarareor upp till drygt 4000 m<sup>2</sup> men alltid lägre än för varianten med en mycket bra, koncentrerande solfångartyp.
4. Vid en solfångararea på drygt 1300 m<sup>2</sup>, dvs som en befintlig anläggning, utgör den utnyttjningsbara solvärmemängdens andel av den årliga värmedistributionen från centralen drygt 25 % för varianten med en mindre bra, koncentrerande solfångartyp och ungefär 40 % för övriga 2 varianter.
5. För att den utnyttjningsbara solvärmemängdens andel av den årliga värmedistributionen från centralen ska uppgå till 50 %, dvs projekteringsmålet, krävs antingen cirka 1700 m<sup>2</sup> av den mycket bra, koncentrerande solfångartypen, cirka 1900 m<sup>2</sup> av den mycket bra plana solfångartypen eller cirka 2300 m<sup>2</sup> av den mindre bra, koncentrerande solfångartypen.

SOLVÄRME FRÅN CENTRALEN - 52 SMÅHUS  
 Medelår i Ingelstad  
 5000 m<sup>3</sup> tank  
 80/50-system radiator+tappv

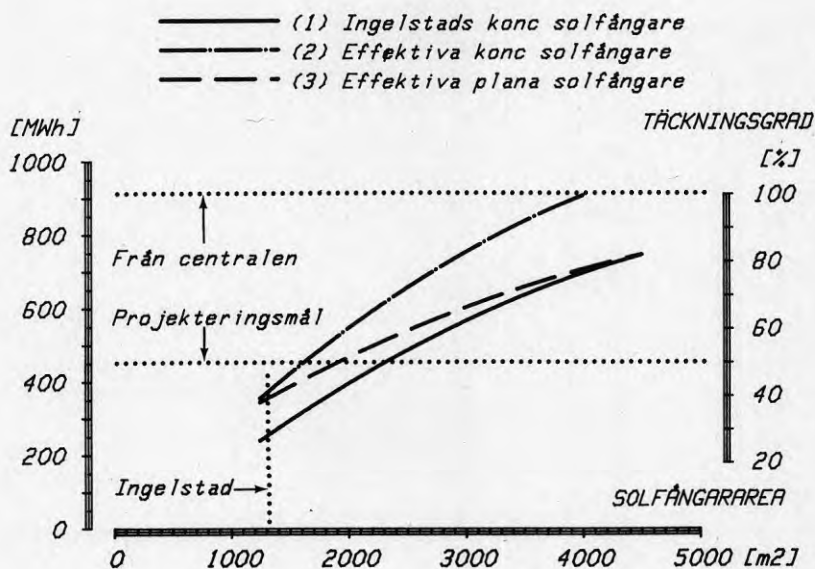


Fig 8.14 Beräknad utnyttjningsbar solvärmemängd per år för systemvarianter med 5000 m<sup>3</sup> tank och 80/50-system för radiatorvärme och tappvarmvatten. Varianterna (1) och (2) har koncentrerande solfångare och variant (3) har plana solfångare med prestanda enligt Tabell 8.1. Täckningsgraden är solvärmens andel av total värmedistribution från centralen.

Beräkningsresultat för systemvarianterna 4-5 med 5000 m<sup>3</sup> tank, 80/50-system respektive 50/30-system utan tappvarmvatten visas i Fig 8.15. För varianten med 50/30-system visas också beräkningsresultat för 10000 m<sup>3</sup> tank. Alla dessa systemvarianter har solfångare av en mycket bra, plan typ. Som en jämförelseram visas också i figuren ett område som upptill och nertill begränsas av beräkningsresultaten för systemvarianter med 80/50-system för radiatorvärme och tappvarmvatten utrustade med en mycket bra respektive en mindre bra, koncentrerande solfångartyp (enligt Fig 8.14).

SOLVÄRME FRÅN CENTRALEN - 52 SMÅHUS  
 Medelår i Ingelstad  
 Endast radiatorvärme  
 Effektiva plana solfångare

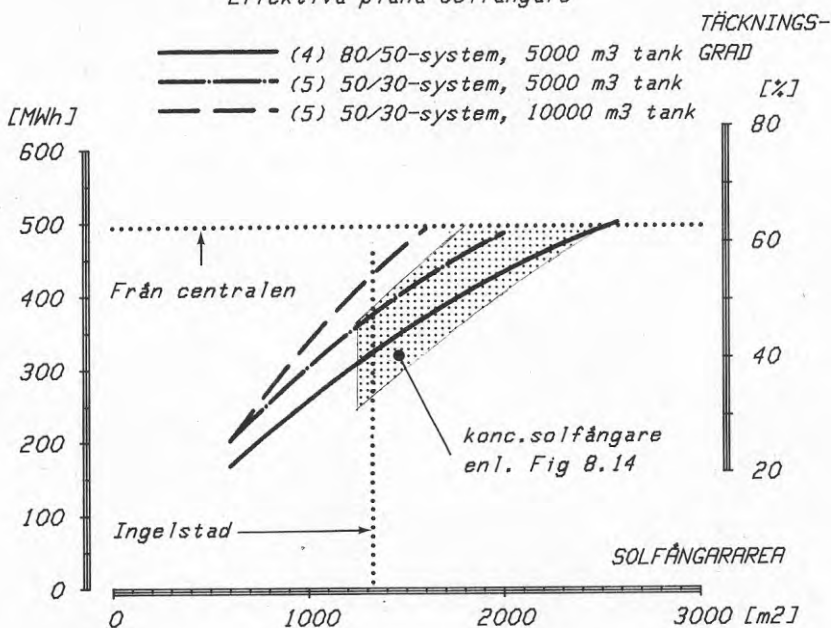


Fig 8.15 Beräknad utnyttjningsbar solvärmemängd per år för systemvarianter med 5000 m<sup>3</sup> tank och 80/50-system respektive 50/30-system utan tappvarmvatten. För 50/30-systemet visas också fallet med 10000 m<sup>3</sup> tank. Alla varianterna har solfångare av en mycket bra plan typ (prestanda enligt Tabell 8.1). Täckningsgraden är solvärmens andel av summan av total värmedistribution från centralen vid 50/30-system och tappvarmvattenberedning lokalt i husen.

Det kanske mest intressanta här är den förbättring som för en solfångararea på drygt 1300 m<sup>2</sup>, dvs som i befintlig anläggning, kan nås genom att byta ett 80/50-system mot ett 50/30-system och därutöver byta tankvolymen på 5000 m<sup>3</sup> mot 10000 m<sup>3</sup>. För nämnda systemvarianter noteras med hjälp av kurvorna över utnyttjningsbar solvärmemängd i Fig 8.15 följande saker:

1. Den utnyttjningsbara solvärmemängden för systemvarianten med kombinationen en mycket bra, plan solfångartyp, 50/30-system för enbart radiatorvärme och 5000 m<sup>3</sup> tank är lika stor som för systemvarianten med kombinationen en mycket bra, koncentrerande solfångartyp, 80/50-system för radiatorvärme och tappvarmvatten och 5000 m<sup>3</sup> tank, dvs cirka 370 MWh per år.
2. Störst utnyttjningsbar solvärmemängd, cirka 420 MWh per år, fås för systemvarianten med kombinationen en mycket bra, plan solfångartyp, 50/30-system för enbart radiatorvärme och 10000 m<sup>3</sup> tank. För denna systemvariant uppgår den utnyttjningsbara solvärmemängdens andel av den årliga summan av värmedistributionen från centralen och värmemängden för lokal tappvarmvattenberedning i husen till cirka 50 %, dvs lika med projekteringsmålet.
3. Utnyttjningsbar solvärmemängd ligger för den bästa systemvarianten, 50/30-system och 10000 m<sup>3</sup> tank, cirka 25 % högre än för den sämsta systemvarianten, 80/50-system och 5000 m<sup>3</sup> tank.

#### 8.3.4 Systemtekniska synpunkter

De relativt stora skillnaderna mellan olika systemvarianter med plana solfångare när det gäller utnyttjningsbar solvärmemängd belyser den betydelse som systemutformningen har på solfångartemperaturen. Förhållandena därvidlag illustreras av Fig 8.16 där solfångarnas beräknade genomsnittstemperatur från mars till september visas som funktion av solfångararea för samma systemvarianter som finns i Fig 8.15. För t ex en anläggning med solfångararean drygt 1300 m<sup>2</sup> innebär ett byte från ett 80/50-system kombinerat med 5000 m<sup>3</sup> tank till ett 50/30-system kombinerat med 10000 m<sup>3</sup> tank att solfångarnas genomsnittliga arbetstemperatur sänks från drygt 60 °C till cirka 50 °C. Som en följd därav ökar solfångarnas värmeutbyte efter korrektion för uppvärmning av solfångarsystemet till brukbar temperaturnivå från cirka 290 kWh/m<sup>2</sup> till cirka 360 kWh/m<sup>2</sup>, dvs med cirka 25 %.

Frågan om det ur rent ekonomisk synpunkt är motiverat att öka tankvolymen utöver den volym på 5000 m<sup>3</sup> som finns i befintlig anläggning behandlas i nästkommande kapitel om ekonomi.

SOLFÅNGARENS GENOMSNITTS-  
TEMPERATUR OCH VÄRMEUTBYTE MAR-SEP  
Medelår i Ingelstad  
Endast radiatorvärme  
Effektiva plana solfångare

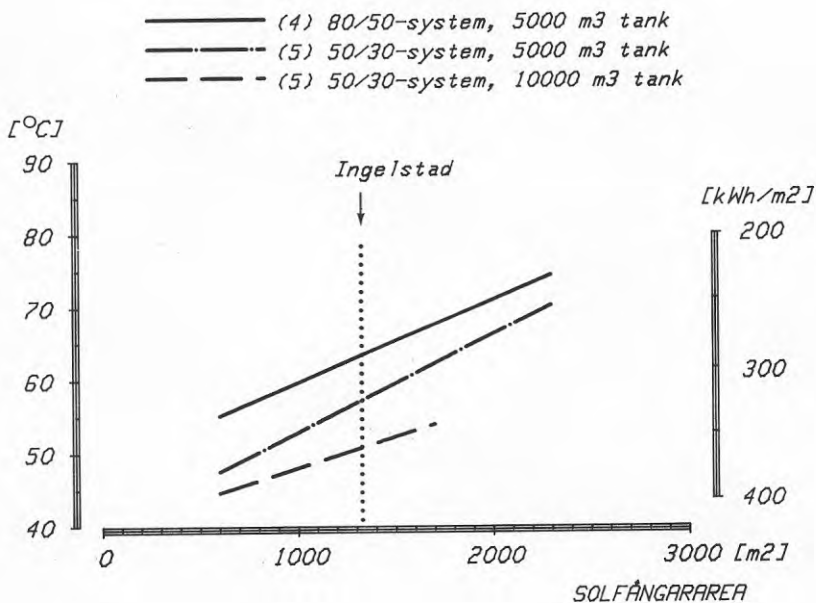


Fig 8.16 Beräknad genomsnittstemperatur mars-september för solfångare i systemvarianter med 5000 m<sup>3</sup> tank och 80/50-system respektive 50/30-system utan tappvarmvatten. För 50/30-systemet visas också fallet med 10000 m<sup>3</sup> tank. Alla varianterna har solfångare av en mycket bra plan typ (prestanda enligt Tabell 8.1). Axeln till höger visar solfångarnas värmeutbyte efter korrektion för uppvärmning av solfångarsystemet till brukbar temperaturnivå.



#### 8.4 Sammanfattning av systemtekniska beräkningsresultat

I följande punkter sammanfattas de viktigaste resultaten från den tekniska utvärderingen:

- 1 Med hjälp av väl verifierade beräkningsmodeller för solinstrålning och solfångarsystem har värmeutbytet från mars till september bestämts för solfångartyper med olika värmetekniska prestanda ( $\eta_0 = \text{förlustfri verkningsgrad, } k_0 = \text{förlustkoefficient}$ ).
- 1 Effektiv koncentrerande solfångare  $\eta_0 = 0,70, k_0 = 1,3 \text{ W/m}^2 \text{ }^\circ\text{C}$
- 2 Ingelstads koncentrerande solfångare  $\eta_0 = 0,55, k_0 = 1,3 \text{ W/m}^2 \text{ }^\circ\text{C}$ .
- 3 Effektiv plan solfångare  $\eta_0 = 0,70, k_0 = 2,1 \text{ W/m}^2 \text{ }^\circ\text{C}$

Alla beräkningar har gjorts för södervända solfångare med  $35^\circ$  lutning och perioden från mars till september.

- 2 Beräkningarna visar att i temperaturområdet  $60^\circ\text{C} - 80^\circ\text{C}$ , där genomsnittlig drifttemperatur ligger för solfångarna i en anläggning av Ingelstads typ, är en effektiv koncentrerande solfångare (typ 1) bäst. Erfarenheterna från Ingelstadsanläggningen tyder på att Ingelstads koncentrerande solfångare (typ 2) representerar en praktiskt uppnåelig nivå för en stor grupp av koncentrerande solfångare.
- 3 En generell rekommendation för val av solfångartyp vid olika drifttemperaturer och möjligt värmeutbyte per år blir för Götaland och Svealand:
  - $40-60^\circ\text{C}$  - effektiv plan (typ 3) - cirka  $400 \text{ kWh/m}^2$ , år
  - $60-80^\circ\text{C}$  - effektiv plan (typ 3) - cirka  $300 \text{ kWh/m}^2$ , år
  - $80-100^\circ\text{C}$  - effektiv plan (typ 3) eller koncentrerande (typ 2) - cirka  $200 \text{ kWh/m}^2$ , år

I praktiska fall uppgår drifttemperaturen för solfångarna i en anläggning av Ingelstads typ till maximalt  $80^\circ\text{C}$  och valet faller på en effektiv plan solfångare (typ 3).

- 4 Använd beräkningsmodell för solfångarsystemets värmeutbyte är kontrollerad genom direkt jämförelse mellan beräknade och uppmätta säsongsvärden för Ingelstadsanläggningen. Med riktiga ingångsdata för solinstrålningen och för solfångarsystemets värmetekniska prestanda överensstämmer beräkningsresultatet med verkligheten inom  $\pm 5\%$ .
- 5 Värmetekniska prestanda för solfångartyp 2 har bestämts vid fältprovning i Ingelstad år 1981. Beräknat värmeutbyte med dessa ingångsdata även för åren 1979, 1980 och 1982 visar genom jämförelse med uppmätt värmeutbyte att solfångarnas fokusering och mekaniska funktion har varit sämre 1979 och 1982 än 1980 och 1981. Erfarenheterna tyder på att det krävs stora arbetsinsatser för att år från år upprätthålla en jämn god funktion hos en stor grupp av koncentrerande solfångare.

- 6 En jämförelse mellan datorberäknade och uppmätta temperaturfördelningar i Ingelstadsanläggningens tank visar att dess väggpartier har bristfällig värmeisolering och därför svarar för nästan 70 % av årsvärmeförlusten på 120 MWh. Väggens k-värde har bestämts till  $0,32 \text{ W/m}^2 \text{ } ^\circ\text{C}$  vilket är 8 gånger större än beräknat vid projekteringen.
- 7 Tankens årsvärmeförlust bör kunna sänkas till cirka 60 MWh genom förbättring av tankväggens värmeisolering.
- 8 Solvärmeutbytet per år för hela anläggningen har beräknats för några alternativ med avseende på distributionssystem till de 52 anslutna husen respektive solfångarsystem:
- Solfångartyp 1, 2 eller 3 (punkt 1) i kombination med 80/50-system för uppvärmning och tappvarmvatten (systemvarianter 1, 2 och 3)
  - Solfångartyp 3 (effektiv plan) i kombination med 80/50-system eller 50/30-system för uppvärmning (systemvarianter 4 och 5).

För varje systemvariant har genomsnittsårets solvärmeutbyte beräknats vid fasthållen tankvolym och varierande solfångararea. Tankens värmeisoleringsförmåga har antagits vara fullgod (punkt 7).

- 9 För systemvarianterna 1-3 (punkt 8) gäller enligt beräkningarna att:
- Ett solfångarsystem med drygt  $1300 \text{ m}^2$  av solfångartyp 2 i kombination med  $5000 \text{ m}^3$  tank (Ingelstadsanläggningen) ger cirka 260 MWh solvärme, dvs drygt 25 % av total värmedistribution från centralen.
  - Motsvarande är för både solfångartyp 1 och 3 cirka 360 MWh, dvs cirka 40 %.
  - För projekteringsmålet med 50 % solvärme, dvs 455 MWh, krävs antingen  $1700 \text{ m}^2$  av en effektiv koncentrerande solfångare (typ 1),  $2300 \text{ m}^2$  av Ingelstads koncentrerande solfångare (typ 2) eller  $1900 \text{ m}^2$  av en effektiv plan solfångare (typ 3) i kombination med  $5000 \text{ m}^3$  tank.
- 10 För systemvarianterna 4-5 (punkt 8) gäller enligt beräkningarna om drygt  $1300 \text{ m}^2$  solfångararea förutsätts (Ingelstadssystemets storlek) att:
- Effektiv plan solfångare (typ 3) i kombination med 50/30-system och  $10000 \text{ m}^3$  tank ger störst solvärmeutbyte av alla behandlade systemvarianter. Systemet ger cirka 420 MWh solvärme, dvs cirka 50 % av värmedistributionen från centralen och tappvarmvattenberedningen lokalt i husen.
  - Effektiv plan solfångare (typ 3) i kombination med 50/30-system och  $10000 \text{ m}^3$  tank ger cirka 25 % mer solvärme än densamma i kombination med 80/50-system och  $5000 \text{ m}^3$  tank.

- Effektiv plan solfångare (typ 3) i kombination med 50/30-system och 5000 m<sup>3</sup> tank ger cirka 370 MWh solvärme, dvs ungefär samma som för systemvariant 1 (punkt 9).

Man kan allmänt sett slå fast att de energiinriktade experimentbyggnadsprojekten, med undantag av en del värmepumptillämpningar, är mycket resurskrävande i förhållande till de energimängder de kan ge. Dessa projekt får dock normalt inte uppfattas som färdigutvecklade alternativ som kan konkurrera med konventionell energiteknik. De måste istället ses som delar i en utvecklingskedja som på sikt kan leda till ekonomiskt realistiska energialternativ. Huvudsyftet med projekten är att dels rent allmänt öka kunskapsnivån inom nya teknikområden för energiförsörjning och dels ge anvisningar om vilka utvecklingsvägar inom dessa områden som kan vara framkomliga ur ekonomisk synpunkt. Här kan ett resultat som visar att en viss teknisk lösning inte har förutsättningar att utvecklas till ett användbart alternativ vara väl så värdefullt och helt motivera genomförandet av projektet.

### 9.1 Huvudfrågor

Det finns två huvudfrågor som det är angeläget att få besvarade vid en ekonomisk utvärdering av ett experimentbyggnadsprojekt:

- 1 Vilket ekonomiskt värde har den byggda anläggningen i befintligt skick?
- 2 Vilket ekonomiskt värde har den tekniskt sett mest korrekt uppbyggda anläggningen av aktuellt slag om den tänks ingå i en stor serie av likadana anläggningar?

För Ingelstadanläggningens del kan fråga 1 besvaras direkt genom sammanställning av mätresultat över energiproduktion och ekonomiska faktauppgifter från byggnadsprojektet.

Fråga 2 om den energitekniska utvecklingspotentialen för en anläggning av aktuellt slag kan inte besvaras lika lätt och entydigt. Här måste rimliga bedömningar om framtida utvecklingstrender göras och osäkerhetsfaktorer tas med i bilden. En framkomlig väg syns vara att med utgångspunkt från den byggda anläggningen och dess uppmätta energitekniska värde söka extrapolera sig fram till en ekonomiskt och tekniskt sett optimal anläggning. Man söker sålunda bedöma det energitekniska värdet av en tekniskt helt korrekt uppbyggd och dimensionerad anläggning av ekonomiskt optimal storlek ("gräns-anläggningen").

Det rent tekniska underlaget för en sådan bedömning finns redovisat i Kap 8 i form av framräknade uppgifter över den möjliga värmeproduktionen vid alternativa anläggningsutföranden. Därtill behövs emellertid för olika anläggningsdelar även en del kostnadsuppgifter som avspeglar en tänkbar framtida kostnadsutveckling. På den punkten måste man göra en relativt svårt och osäker bedömning där produktionstekniska serieeffekter, som kan förväntas ändra kostnaderna för olika anläggningsdelar i framtiden, finns med i bilden. Kostnadsaspekter av det slaget finns tillsammans med övriga kostnadsförutsättningar för den ekonomiska värderingen redovisade i avsnitt 9.3.

Ett kriterium på att systemets utvecklingspotential är acceptabelt hög är att den teoretiska "gräns-anläggningen" ger en någorlunda låg energikostnad inom en överskådlig framtid. Man måste dock då

Veta vad som är "låg energikostnad". Härför väljs ett konventionellt energislag som är jämförbart med det nyutvecklade slaget. En bedömning av framtida kostnadsutveckling för det konventionella slaget av energiproduktion används sedan för bestämning av den framtida värmekostnadsnivån. Det här resonemanget tillämpas i avsnitt 9.4. Frågan om utvecklingspotential behandlas i sin helhet i Kap 10. Den ekonomiska värderingen av den i Ingelstad byggda anläggningen presenteras i det här kapitlet.

När det är fråga om ekonomisk värdering av energitekniska åtgärder bör frågan om lämplig kalkylmetod sättas i förgrunden.

## 9.2 Kalkylmetod

För en jämförelse mellan å ena sidan de engångsuppoffringar som energitekniska åtgärder representerar och å andra sidan de löpande besparingar som de resulterar i, krävs ett måttetal som på ett entydigt sätt beskriver såväl uppoffringarna som besparingarna. Det i praktiken enda realistiska sättet att på ett objektivt sätt kvantifiera resursuppoffringen är att ange dess värde i penningmått. Det finns inom företagsekonomi väl utarbetade kalkylmetoder för utvärdering av sådana ekonomiska processer som består av tidsmässigt sinsemellan åtskilda utgifter och intäkter. Härur kan man hämta de kriterier som krävs för bedömning av energitekniska åtgärder.

Det här sagda innebär att den energiproduktion eller den energibesparing som den studerade åtgärden ger ska vägas mot resursuppoffringen i penningmått. Man kan sedan på olika sätt konstruera samband som väger samman å ena sidan resursuppoffringen uttryckt i anläggnings-, drift- och underhållskostnad och å andra sidan det årliga utfallet i form av energivinst.

Det mått som ligger närmast till hands är energikostnad uttryckt i *kronor/kWh*. Kostnaderna från olika projekt är emellertid jämförbara endast om de är beräknade på sinsemellan likartat sätt och, framförallt, med samma antaganden i fråga om kalkylränta och framtida energivärde. Därmed träder frågan om kalkylmetod i förgrunden.

Det är naturligt att i första hand söka ansluta till redan vedertagna kalkylmetoder. Nära till hands ligger då begreppet besparingskostnad,  $K_{\text{besp}}$ , använt som värderingsmått bl a i den energisparplan för befintlig bebyggelse som legat till grund för riksdagens beslut om riktlinjer för energihushållning i befintliga byggnader.

Här införs definitionen:

$$K_{\text{besp}} = \frac{(\text{investering}) + P_1 \cdot (\text{årlig underhållskostnad})}{P_2 \cdot (\text{årlig energibesparing})} \quad (9:1)$$

Där är

$$P_1 = \frac{1 - \left(\frac{1}{1+r}\right)^n}{\frac{r}{1+r}}$$

$$P_2 = \frac{1 - \left(\frac{1+q}{1+r}\right)^n}{\frac{r-q}{1+r}}$$

$r$  = real kalkylränta [%/100]

$q$  = relativ, dvs real energiprisökning [%/100]

$n$  = brukstid [år]

Beräkning av besparingskostnaden enligt samband (9:1) innebär att en nuvärdeskalkyl görs där nuvärdet för såväl samtliga underhållskostnader som för samtliga energibesparingar under åtgärdens brukstid bildas med hjälp av nusummefaktorerna  $P_1$  och  $P_2$ . Genom att den reala, årliga energiprisökningen ingår i faktorn  $P_2$  är det möjligt att ta hänsyn till en från den normala inflationen skild framtida förändring av den besparade energins värde.

I långsiktiga, samhällsekonomiska energisammanhang har man de senaste åren normalt satt  $r = 0,04$  (4 %) och  $q = 0,02$  (2 %). Brukstiden brukar kopplas till typen av energiteknisk åtgärd.

Inom bygnadsområdet kan man särskilja två huvudtyper av energibesparande åtgärder. De byggnadstekniska, som exempelvis tilläggsisolering och byte till treglasfönster, ger normalt mindre besparingar men har verkan under relativt lång tid. En brukstid på cirka 40 år är normal. De installationstekniska, som exempelvis installation av en utrustning för värmeåtervinning, ger ofta större årliga besparingar men har verkan under kortare tid. Här kan cirka 10 års brukstid ses som normal. Man kan nu fråga sig hur valet av kalkylränta och årlig energiprisökning påverkar besparingskostnaden för de två åtgärdsslagen. Frågan är intressant därför att det är besparingskostnaden som utgör den naturliga utgångspunkten för statsmakternas prioritering av åtgärdstyper vid den centrala resursstyrningen.

I diagrammet i Fig 9.1 visas besparingskostnaden som funktion av skillnaden mellan real kalkylränta och relativ, årlig energiprisökning ( $r-q$ ) för ett par energibesparande åtgärder av varje slag. Diagrammet grundas på uppgifter om investeringsbelopp, underhållskostnad och årlig energibesparing för möjliga åtgärder i hela landet enligt regeringens proposition 1977/78:76.

Man ser ur diagrammet att besparingskostnaden stiger med ökande skillnad mellan real kalkylränta och relativ, årlig energiprisökning. Vad som i det här sammanhanget är intressant är emellertid att kurvorna för åtgärder med kort brukstid lutar mindre än de för lång brukstid. Den inbördes prioriteringen mellan de olika åtgärderna kan därvid komma att avgöras av vilken real kalkylränta och vilket värde på den relativa energiprisökningen som väljs.

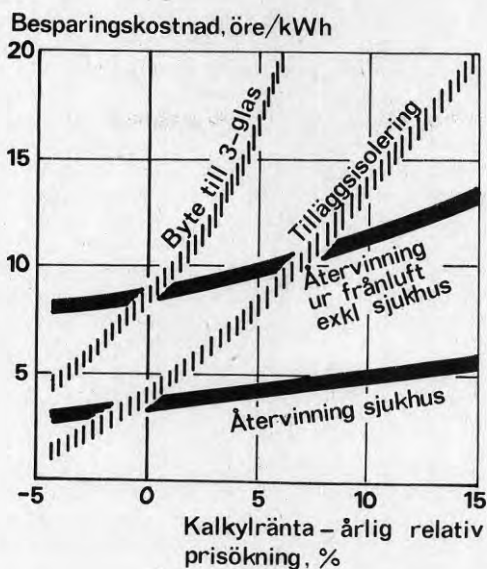


Fig 9.1 Besparingskostnaden som funktion av real kalkylränta minus årlig relativ energiprisökning. Diagrammet belyser hur valet av kalkylränta och relativ energiprisökning påverkar prioritering mellan åtgärder med olika brukstid. (Från Abel, 1980).

Real kalkylränta och relativa energiprisökningar är sålunda inte bara renodlat ekonomiska storheter utan fungerar även som instrument för styrning av hur resurserna ska satsas. Låg real kalkylränta i kombination med antagande om relativa energiprisökningar styr resursfördelningen mot byggnadstekniska åtgärder. Högre kalkylränta utan antagande av relativa energiprisökningar favoriserar de installationstekniska åtgärderna.

I praktiken används besparingskostnaden för såväl lönsamhetsbedömning som rangordning av olika investeringsförslag. Som framgår av exemplen i Fig 9.1 har valet av kalkylränta och årlig energiprisökning avgörande betydelse för slutresultatet. På den punkten kan man dock undanröja tvetydigheter och göra olika investeringsalternativ jämförbara genom att alltid använda standardiserade värden, t ex de föreslagna värdena  $r = 0,04$  (4 %) och  $q = 0,02$  (2 %).

Man kan finna ett par invändningar emot besparingskostnaden som den definieras här. En är att man i motsats till gängse praxis vid investeringskalkylering här förutsätter att betalningarna motsvarande de årliga underhållskostnaderna och de årliga energibesparingarna infaller i början av varje år, istället för i slutet. Detta innebär att den vunna energin övervärderas något jämfört med resultat från andra samhällsekonomiska kalkyler. Denna över-

värdering blir dock av ringa betydelse om kalkylräntan väljs låg, vilket blir fallet då man arbetar med realränta, och resultatet i första hand används för jämförelse mellan besparingskostnader beräknade på samma sätt. En annan invändning är att en användning av besparingskostnaden för rangordning av olika investeringsalternativ med olika brukstid, kan leda till en felaktig lönsamhetsrangordning. Installationstekniska åtgärder för energibesparing har normalt betydligt kortare brukstid än byggnadstekniska åtgärder för energibesparing. Den installationstekniska utrustningen måste således ersättas en eller ett antal gånger under byggnadens brukstid. Dessa två huvudtyper av energibesparande investeringar är ej utan vidare direkt jämförbara. Vid t ex en låg real kalkylränta i kombination med antagande om relativa energiprisökningar nedvärderas de kortlivade relativt de långlivade åtgärderna om besparingskostnadsmetoden används, något som belyses av Fig 9.1. De här invändningarna är dock inte så starka att de motiverar en konstruktion av ett nytt lönsamhetsbegrepp med bättre egenskaper. I fortsättningen väljs därför det vedertagna begreppet besparingskostnad som utgångspunkt för definition av en värmeproduktionskostnad,  $K_{\text{värme}}$ .

För att få till stånd en värmeproducerade anläggning krävs normalt dels byggnadstekniska och dels installationstekniska åtgärder. Ett med besparingskostnaden jämförbart uttryck för beräkning av värmeproduktionskostnaden,  $K_{\text{värme}}$ , där hänsyn tas till de skilda brukstiderna för byggnad och installation, kan enkelt utvecklas. Uttrycket får följande utseende om skilda brukstider för olika anläggningsdelar tas med i bilden:

$$K_{\text{värme}} = \frac{I_0 + I_1 + P_1' \cdot I_1' + P_1 \cdot U + P_2 \cdot W}{P_3 \cdot Q} \quad (9:2)$$

Där är:

$I_0$	= Investering i anläggningsdelen med <u>lång</u> brukstid	[kr]
$n$	= Brukstid för anläggningsdelen med <u>lång</u> brukstid	[år]
$I_1$	= Investering i anläggningsdelen med <u>kort</u> brukstid	[kr]
$m$	= Brukstid för anläggningsdelen med <u>kort</u> brukstid	[år]
$I_1'$	= Den nyinvestering som krävs då anläggningsdelen med kort brukstid skall ersättas efter $m$ år	[kr]
$U$	= Årlig underhållskostnad	[kr/år]
$W$	= Årlig kostnad för elektrisk drivenergi	[kr/år]
$Q$	= Den årligen producerade värmeenergin	[kWh/år]
$P_1'$	= $(1+h)^{-m}$	
$P_1$	= $\frac{1 - (\frac{1}{1+h})^n}{\frac{h}{1+h}}$	



$$P_2 = \frac{1 - \left(\frac{1+w}{1+r}\right)^n}{\frac{r-w}{1+r}}$$

$$P_3 = \frac{1 - \left(\frac{1+q}{1+r}\right)^n}{\frac{r-q}{1+r}}$$

$r$	= real kalkylränta	[%/100]
$w$	= relativ (dvs real) årlig ändring av elpriset	[%/100]
$q$	= relativ (dvs real) årlig ändring av värmepriset	[%/100]

Beräkning av värmeproduktionskostnaden enligt samband (9:2) innebär att en nuvärdeskalkyl görs på ett sätt som är principiellt likvärdigt med beräkning av besparingskostnaden enligt samband (9:1). Sambanden skiljer sig något åt när det gäller införandet av investeringsbelopp och nuvärdesberäkningen av dessa. I samband (9:1) är det bara möjligt att arbeta med en engångsinvestering och dess brukstid. I samband (9:2) kan man förutom med en engångsinvestering ( $I_0$ ) och dess brukstid ( $n$ ) också arbeta med en återkommande investering ( $I_1$  och  $I_1$ ) samt dess brukstid ( $m$ ). När det gäller en anläggning som den i Ingelstad kan engångsinvesteringen  $t$  ex utgöras av kostnaden för tankkonstruktionen och den återkommande investeringen  $t$  ex utgöras av kostnaden för solfångarfältet med därtill hörande installationsteknisk utrustning. I det fallet bör man kunna ansätta en minsta gemensam brukstid genom att välja brukstiderna ( $n$  och  $m$ ) på lämpligt sätt. I samband (9:2) kan man arbeta med en enda återkommande investering varför det förefaller naturligt att använda en dubbelt så lång brukstid för engångsinvesteringen som för den återkommande investeringen.

Vid den ekonomiska värderingen av Ingelstadanläggningen har tankkonstruktionens brukstid satts till 40 år och brukstiden för övriga anläggningsdelar satts till 20 år. Man ansluter på det sättet till vedertagen praxis vad gäller brukstid för byggnadstekniska åtgärder men överskattar brukstiden för installationstekniska åtgärder för vilka maximalt 15 års brukstid brukar vara försvarbar. Med kortare brukstider än 20 år för de återkommande investeringarna skulle emellertid uttryck (9:2) ha komplicerats genom att fler termer för beräkning av enstaka investeringsbelopp nuvärden hade måst medtas utan att man kanske fördenskill på ett bättre sätt hade speglat investeringsbilden i ett verkligt fall.

Det är  $t$  ex i dagsläget svårt att med någon större säkerhet ange livslängden för en solfångarkonstruktion. Det enda man kan säga är att livslängden rimligen bör vara väsentligt kortare än för byggnadskonstruktioner. Det är vidare tämligen ovisst hur den framtida kostnadsutvecklingen kommer att se ut för komponenter som  $t$  ex solfångare och byggnadsmetoder som  $t$  ex byggnadsteknik för tankkonstruktioner. Det sagda gör att det finns så många osäkerhetsfaktorer som inverkar på kostnadsbilden att det är tämligen ointressant att arbeta med mer komplicerade uttryck än (9:2). Den enklare beräkningsproceduren enligt samband (9:2) bör således vara tillfyllest för att få en rimlig uppfattning om värmeproduktionskostnaden för Ingelstadanläggningen och för att få produk-

tionskostnader som är jämförbara med besparingskostnader beräknade enligt samband (9:1).

Den ekonomiska process som beräknas vid framtagnings av värmeproduktionskostnaden enligt samband (9:2) åskådliggörs grafiskt i Fig 9.2. Vid nuvärdeskalkylen framräknas nuvärdet för såväl samtliga underhållskostnader (summa  $U$ ) som för total värmeproduktion (summa  $Q$ ) under den längsta av de brukstider ( $n$ ) som finns medtagna med hjälp av summefaktorerna  $P_1$  och  $P_3$ . Förutom dessa nussummor av periodiskt utfallande belopp framräknas också nuvärdet för ett enstaka belopp, dvs nyinvesteringen ( $I_1$ ), med hjälp av diskonteringsfaktorn  $P_1'$  beräknad för den kortare brukstiden ( $m$ ). Den totala kostnadsuppsparingen fås genom att till nuvärdet för underhållskostnader och nyinvestering lägga alla investeringskostnader vid processens början, dvs engångsinvesteringen ( $I_0$ ) och den första hälften av den återkommande investeringen ( $I_1$ ). I figuren är det endast den årliga energiproduktionens ( $Q$ ) realvärde som ökar under brukstidens gång medan alla kostnadsposters realvärden förblir konstanta under hela brukstiden.

För kostnadsposter som ej på något avgörande sätt är avhängiga energipriset, t ex underhållskostnaden, är det naturligt att realvärdet förblir konstant under brukstiden. För det fall att den återkommande investeringen ( $I_1$ ) t ex utgörs av en solfångarkostnad kan det vara intressant att även beakta framtida, reala prissänkningar i kalkyler som har att göra med framtida utvecklingspotential. Uttryck (9:2) skulle för det fallet enkelt kunna modifieras. Man finge då ett beräkningsuttryck med vars hjälp relativt snabba prissförändringar på solfångarsidan kunde återspeglas på värmeproduktionskostnaden. Ett mer behändigt tillvägagångssätt om man vill ta hänsyn till prissförändringar i ett längre tidsperspektiv är att göra kalkylen med samma realpris för solfångarna vid tidpunkten för den första investeringen som vid tidpunkten för den återkommande investeringen. Man gör då istället ett antal kalkyler där olika realpris i förhållande till dagslägets solfångarpris ansätts. Den senare metodiken har använts vid kostnadsberäkningarna för Ingelstadanläggningen.

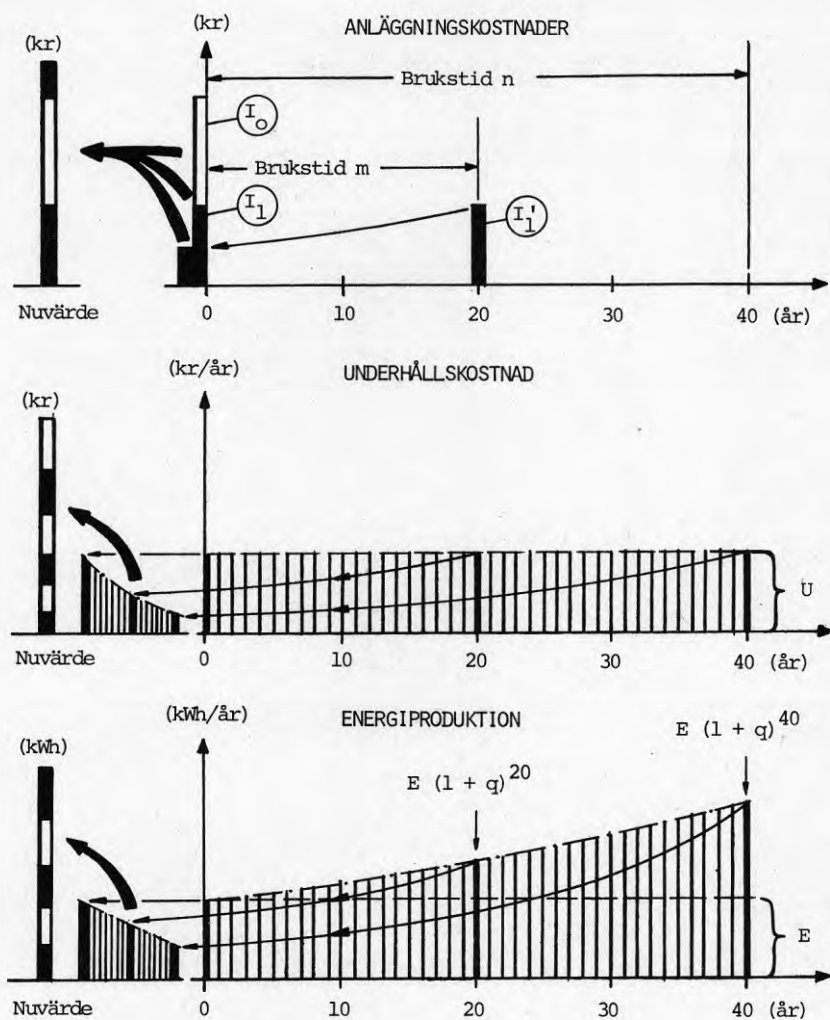


Fig 9.2 Beräkning av värmeproduktionskostnaden  $K_{\text{värme}}$  enligt nuvärdeskriteriet för ett fall med både engångsinvestering, ( $I_0$ ) och återkommande investeringar ( $I_1$  och  $I'_1$ ) samt årliga underhållskostnader ( $u$ ) för en energiproducerande åtgärd. Realvärdet för den årliga energiproduktionen ( $Q$ ) ökar med  $q$  % per år.

### 9.3 Kostnadsförutsättningar

Ekonomiska kalkyler kan antingen utföras i fast eller löpande penningvärde. Oavsett om man väljer att räkna i fasta eller löpande priser blir slutresultatet, t ex vid en lönsamhetskal-

kyl för olika investeringsalternativ, alltid detsamma.

Även om det alltid ligger en osäkerhet i att söka spå om framtiden kan man nog med god säkerhet förutsätta att det även framledes kommer att ske en fortlöpande höjning av den allmänna prisnivån (inflation). Vidare är det ofrånkomligt att det kommer att bli allt svårare att tillfredsställa behovet av energi och att energipriserna därför sannolikt kommer att stiga snabbare än den allmänna prisnivån. Denna snabbare ökningstakt kallas för relativa energiprisförändringar. Det syns ligga närmre till hands att söka beakta energiprisets relativa förändring än dess absoluta förändring vid beräkningen av energisparande och energiproducerande åtgärders lönsamhet.

Något som också kommer in i bilden vid beräkning av energitekniska åtgärders lönsamhet är framtida prisförändringar för material, komponenter, projekterings- och arbetsmetoder. Inom den del av byggsektorn, omfattande byggmaterielleverantörer, entreprenörer och konsulter som främst berörs om mer omfattande energitekniska åtgärder för byggnadsuppvärmning kommer till stånd, är variationerna i inbetalningar och utbetalningar relativt måttliga jämfört med andra branscher. Man brukar vid investeringskalkyler ta hänsyn till inflationen genom att utnyttja olika typer av branschindex med vars hjälp prisjusteringar av inbetalningar och utbetalningar i den egna verksamheten görs. Sett över en längre rad av år brukar sådana branschindex avspegla den fortlöpande höjningen av den allmänna prisnivån (inflationen). När det gäller framtida prisförändringar för ny teknik förefaller det vara naturligt att använda relativa prisförändringar för att slippa ta hänsyn till inflationen.

Det finns således en del vägande skäl som talar för att beräkningar av energitekniska åtgärders lönsamhet bör utföras i fast penningvärde men under beaktande av relativa prisförändringar.

För att få till stånd en solvärmeanläggning av här aktuellt slag krävs dels byggnadstekniska och dels installationstekniska åtgärder. Det huvudsakliga investeringsbehovet utgörs när det gäller byggnadstekniska åtgärder av kostnaden för ackumulerings-tanken och när det gäller installationstekniska åtgärder av kostnaden för solfångarfältet samt all VVS-utrustning för dess anslutning till tank och distributionssystem. För Ingelstadanläggningens del kan kostnaderna för tank och solfångarfält i byggt utförande hämtas från kostnadssammanställningar för byggnadsprojektet där kostnaderna ges i 1978 års prisnivå (se Kap 3). För andra typer av värmelager och solfångare tänkta att ingå i olika anläggningsalternativ har kostnadsuppgifter måst hämtas även från andra håll med andra prisnivåer.

I syfte att göra kostnader uttryckta i olika prisnivåer fullt jämförbara har omräkning till 1985 års prisnivå skett. Omräkningen har gjorts med hjälp av två typer av kostnadsindex, ett för byggnadstekniska och ett för installationstekniska arbeten, för vilka värden ges i Tabell 9.1. Tabellen visar två branschindex, dels Rörgrossisternas prisindex och dels Byggentreprenörernas faktorprisindex för bostadsbyggande. Entreprenörernas faktorprisindex inkluderar kostnader för bygg-, el- VVS- och markarbeten och innefattar även byggherrens kostnader.

Tabell 9.1 Kostnadsindex för bygg- och installationstekniska arbeten

Kostnadsökning i löpande priser per den 1/1 respektive årsangivelser

År	Kostnadsökning (%)	
	Rörgrossisternas prisindex	Byggentreprenörernas faktorprisindex
1978-1979	5,0	5,0
1979-1980	9,2	9,1
1980-1981	10,6	13,8
1981-1982	9,6	11,3
1982-1983	8,6	7,4
MV 1978-1983	8,6	9,3

År 1985 har valts som referenstidpunkt för det ekonomiska utvärderingsarbetet. Ett energipolitiskt beslut om den framtida, svenska inriktningen vad bl a gäller solvärmesystem och system för energilagring ska tas år 1985. Främst av den anledningen syns det naturligt att ha år 1985 som referenstidpunkt för kostnadsangivelser. Man kan i och för sig ifrågasätta lämpligheten i en kostnadsomräkning till 1985 års prisnivå då den faktiska kostnadsutvecklingen under resterande två år ännu ej är känd. Man torde dock med stöd av den kostnadsutveckling som har varit under närmast föregående år (se Tabell 9.1) kunna förutsäga kostnadsutvecklingen fram till år 1985 med tillräckligt bra säkerhet. Det finns andra osäkerhetsfaktorer som inverkar betydligt mer på slutresultatet än små fel hos kostnadsuppgifterna. Här antas att kostnadsökningarna per år under åren 1983-1985 kommer att ligga på samma nivå som genomsnittlig kostnadsökning per år under åren 1978-1983 (se Tabell 9.1).

I det följande ges övriga kostnadsförutsättningar för anläggningskostnader, drift- och underhållskostnader samt värmekostnader vid oljeeldad gruppcentral.

### 9.3.1 Anläggningskostnader

För ett solfångarfält av den typ som finns i Ingelstadanläggningen bör anläggningskostnaden lämpligen uppdelas på fasta och rörliga kostnader. Med begreppet fast kostnad menas i det här sammanhanget den del av den totala anläggningskostnaden vars storlek i stort sett är oberoende av anläggningsstorlek. I den fasta kostnaden inkluderas här rörkostnader för fördelningsledning samt kostnader för all övrig VVS-utrustning för anslutning av solfångarkretsen till tank och distributionssystem. Med begreppet rörlig kostnad menas den del av den totala anläggningskostnaden vars storlek är direkt kopplad till anläggningsstorlek. I den rörliga kostnaden inkluderas här kostnader för själva solfångarelementen och dess ställningar, fundament till ställningarna samt tomtkostnader. Med den uppdelningen fås följande kostnader i 1978 års prisnivå för solfångaranläggningen i Ingelstad med koncentre-

rande solfångare:

rörlig kostnad  $\approx 2200$  kr/m<sup>2</sup> solfångare

fast kostnad  $\approx 1000$  kkr

Det finns långt framskridna planer på en ombyggnad av solfångaranläggningen i Ingelstad. Man planerar att ersätta de koncentrerande solfångarna med en plan, högeffektiv solfångartyp som har utvecklats i Sverige under senare år. På basis av kostnadsuppgifter som preliminärt har lämnats vid en förprojektering fås följande kostnader i 1983 års prisnivå för solfångaranläggningen med plana solfångare:

rörlig kostnad  $\approx 1500$  kr/m<sup>2</sup> solfångare

fast kostnad  $\approx 1400$  kkr

I Tabell 9.2 ges fasta och rörliga kostnader dels i utgångsårets prisnivå och dels i 1983 års respektive 1985 års prisnivå för en solfångaranläggning försedd antingen med koncentrerande solfångare av den typ som finns i Ingelstadanläggningen eller med plana solfångare av den nyutvecklade typen. Kostnadsomräkningarna har gjorts med hjälp av Rörgrossisternas prisindex.

Tabell 9.2 Exempel på anläggningskostnader i löpande priser för stora solfångaranläggningar med koncentrerande respektive plana solfångare

Fast kostnad:	fördelningsledningar, VVS-utrustning för anslutning till tank och distributionssystem (kkr)
Rörlig kostnad:	solfångarelement, ställningar, fundament, tomt (kr/m <sup>2</sup> )
Koncentrerande solfångare:	solföljande av den typ som finns i Ingelstadanläggningen
Plana solfångare:	nyutvecklad högtemperaturtyp planerad att installeras i Ingelstadanläggningen

Solfångar- typ	Utgångs- år	Anläggningskostnad (kkr: kr/m <sup>2</sup> )					
		Utgångsår		1985			
		fast	rörlig	fast	rörlig		
Koncentrerande	1978	1000	2200	1400	3200	1600	3500
Plan	1983	1400	1500	1400	1500	1600	1800

En del kostnadsalternativ med framtida kostnadsreduktioner för solfångaranläggningar finns medtagna i Kap 10 där frågor om utvecklingspotential behandlas. För den fasta kostnaden såsom den ovan har definierats bör man normalt ej kunna påräkna någon framtida kostnadsförändring vare sig uppåt eller nedåt i fast penningvärde räknat. Skälet är att den fasta kostnaden omfattar kostnader för konventionell installationsteknisk utrustning där kostnadsförändringarna i löpande priser sannolikt endast kommer att följa förändringarna i den allmänna prisnivån.

Man kan dock konstatera att den fasta delen av solfångaranläggningens kostnad, 1400 kkr i 1983 års priser, i sig ligger på en tämligen hög kostnadsnivå för Ingelstadanläggningen. Detta med vetskap att det under de allra senaste åren har projekterats en del större solfångaranläggningar där motsvarande kostnad ligger på nivån 500 à 1000 kkr i dagens priser. Det har för dessa anläggningar jämfört med Ingelstadanläggningen varit fråga om ett mycket enkelt tekniskt utförande med få komponenter vad gäller VVS-utrustning samt styrutrustning. Av den anledningen har kostnadsalternativ både av det dyrare och det billigare slaget vad gäller fast kostnad för solfångaranläggningen medtagits vid de ekonomiska värderingar som presenteras i Kap 10.

Det är annars för nyutvecklade utrustning såsom solfångarelement och dess monteringsutrustning som relativt stora framtida kostnadsreduktioner troligen kan ske i fast penningvärde räknat genom att produktionstekniska serieeffekter slår igenom på kostnaderna.

I Kap 10 om utvecklingspotential presenteras en del ekonomiska värderingar gjorda för anläggningsalternativ som skiljer sig åt både när det gäller solfångartyp och typ av värmeackumulator. Beträffande kostnaden för olika typer av värmeackumulatorer gjordes redan under projekteringsarbetet för Ingelstadanläggningen en del alternativstudier. Ett par kostnadsuppgifter hämtade från det utredningsarbetet har använts vid den ekonomiska utvärderingen. En del kostnadsuppgifter hämtade från annat håll har också använts vid utvärderingen. Margen (1981 och 1982) presenterar kostnader för olika typer av markförlagda värmeackumulatorer som kan vara aktuella för en solvärmeanläggning med säsongsvärmelagring.

Under projekteringsarbetet för Ingelstadanläggningen jämfördes ett flertal typer av värmeackumulatorer ur både teknisk och ekonomisk synpunkt. Av rent tekniska skäl valdes en utvändigt värmeisolerad och på mark placerad betongtank som dock ur ekonomisk synpunkt tillhörde de sämre typerna. Kostnaden låg i 1978 års priser på cirka 480 kr/m<sup>3</sup> för byggd tank med 5000 m<sup>3</sup> lagringsvolym. Den kostnadsmissigt mest intressanta typen visade sig vara en delvis nersprängd, delvis uppfylld kvadratisk bassäng i mark med värmeisolerade väggar och däck enligt flytblocksprincipen. Kostnaden låg för denna typ i 1978 års priser på cirka 340 kr/m<sup>3</sup> för en lagringsvolym på 5000 m<sup>3</sup>. Denna kostnad ligger relativt högt jämfört med av Margen (1981 och 1982) presenterade kostnader för värmeisolerade jord- och berggropar. Vid lagringsvolymerna på i storleksordningen 100 000 m<sup>3</sup> anges kostnaden i 1980 års priser till cirka 100 kr/m<sup>3</sup> för en jordgrop och till cirka 150 kr/m<sup>3</sup> för en berggrop. Motsvarande kostnader hamnar vid en överslagsmässig nerskalning av lagringsvolymen till 5000 à 10 000 m<sup>3</sup> på cirka 150 kr/m<sup>3</sup> respektive 200 kr/m<sup>3</sup>. Dessa kostnader torde utgöra de yttersta kostnadsgränser som kan nås vid ett rationellt byggande av mindre markgropar i storleksordningen 5000 à 10 000 m<sup>3</sup> lagringsvolym. Den typ av värmeackumulator som annars har visat

sig vara mest intressant ur kostnadssynpunkt är bergrum. För stora, oisolerade bergrum med 100 000 m<sup>3</sup> lagringsvolym ligger enligt Margen (1982) kostnaden i 1980 års priser på storleksordningen 100 kr/m<sup>3</sup>.

I Tabell 9.3 ges anläggningskostnader för nämnda typer av värmeackumulatorer. Kostnaderna anges i form av specifika byggkostnader per m<sup>3</sup> lagringsvolym och innefattar ej någon kostnad för installations-teknisk utrustning. Den senare kostnaden kan anses vara inrymd i den fasta kostnaden för solfångaranläggningen som är relativt väl tilltagen. I likhet med föregående kostnadspresentationer för solfångaranläggningen ges även anläggningskostnaderna för värmeackumulatorerna dels i utgångsårets prisnivå och dels i 1983 års respektive 1985 års prisnivå. Kostnadsomräkningarna har gjorts med hjälp av Byggentreprenörernas faktorprisindex.

Tabell 9.3 Exempel på anläggningskostnader i löpande priser för olika typer av värmeackumulatorer

Inkluderande kostnader: mark-, betong-, värmeisolerings-, tätnings- och inklädnadsarbeten samt projekteringsarbete

Ackumulator- typ	Lag- rings- volym (m <sup>3</sup> )	Ut- gångs- år	Utgångs- året	Anläggningskostnad (kr/m <sup>3</sup> )	
				1983	1985
Betongtank <sup>1)</sup> på mark	5000	1978	480	705	790
Kvadratisk <sup>1)</sup> bassäng i mark	5000	1978	340	500	560
Jordgrop <sup>2)</sup>	5000 å 10000	1980	150	200	225
Berggrop <sup>2)</sup>	"	1980	200	265	300
Bergrum <sup>2)</sup>	100000	1980	100	130	150

1) enligt kostnadsberäkning vid projekteringsarbetet för Ingelstadanläggningen

2) enligt Margen (1981 och 1982)

### 9.3.2 Drift- och underhållskostnader

När det gäller drift- och underhållskostnader för solvärmeanläggningar av aktuellt slag finns det i dagsläget inga speciellt omfattande uppföljningsresultat. Av den anledningen är det omöjligt att ange några faktiska kostnadsuppgifter på den punkten. Det finns däremot en del, på erfarenheter från större experimentanläggningar baserade kostnadsmått, som torde ha en viss allmän tillämpbarhet.

Underhållskostnaden för solfångare brukar t ex relateras till arbetsbehovet uttryckt i arbetstid per vecka för 1000 m<sup>2</sup> solfångare



samt materialåtgången för service uttryckt i en procentuell andel av solfångarkostnaden.

Följaktligen bör man på det sättet få en viss verklighetsanknytning genom att mängden solfångare liksom dessas tekniska komplexitet medtas i kostnadsbilden.

Vid den ekonomiska utvärderingen har solfångarnas årliga underhållskostnader beräknats med hjälp av följande samband:

- |                 |   |  |
|-----------------|---|--|
| 1 Arbetsbehov   | = | 0,5 mandag/vecka/1000 m <sup>2</sup><br>solfångare |
| 2 Materialbehov | = | 0,5 % av solfångarkostnaden                        |

Med en antagen arbetskostnad på 10 kkr/arbetsmånad samt solfångarkostnader enligt Tabell 9.2 fås följande totala underhållskostnader i 1985 års prisnivå:

Solfångar- typ	Årlig underhållskostnad i 1985 års priser (kr/m <sup>2</sup> )
Koncentrerande	35
Plan	25

Dessa underhållskostnader har vid all ekonomisk värdering antagits ligga oföränderliga i framtiden i fast penningvärde räknat.

Driftkostnaden utgörs av elkostnaden för solvärmeanläggningens vätskepumpar. Elbehovet ligger för Ingelstadanläggningen på cirka 30 MWh per år vilket vid ett elpris om cirka 0,30 kr/kWh betyder att den årliga driftkostnaden ligger på storleksordningen 10 kkr.

#### 9.4 Värmekostnader för oljeeldad gruppcentral

Det övervägande antalet svenska gruppcentraler för bostadsuppvärmning är i dagsläget utrustade med pannanläggningar där endast olja kan användas som bränsle. Även om pann typer avsedda för el, fasta bränslen samt kombinationer av dessa och olja troligen kommer att installeras i allt snabbare takt kommer ändå olja att vara det förhärskande bränsleslaget inom de närmaste årtiondena. Värmeproduktionskostnaden för en solvärmeförsedd gruppcentral kommer alltså framgent att få stå i ett konkurrensförhållande till oljebaserade värmekostnader.

En fråga som aktualiseras när det gäller oljebaserade värmekostnader är om både fasta och rörliga kostnader ska medtas vid en kostnadskalkyl. För det fall att solvärmeförseln endast svarar för en del av den årliga värmeleveransen från en gruppcentral bör man rimligen anta att de största värmebehoven under eldnings-säsongen helt måste tillgodoses med den oljeeldade pannanläggningen. Solvärmeförseln ersätter i det fallet ingen pannkapacitet utan svarar endast för en viss oljeersättning. Det är således endast rörliga kostnader i form av oljekostnader som ska medtas i en kostnadsjämförelse mellan solvärme och oljebaserad värme för en gruppcentral.

I tabell 9.4 anges värmekostnader framräknade för oljeeldning med eldningsolja 1 (Eo 1). Den oljetyper används i pannanläggningar av här aktuell storlek med några tiotal värmekonsumenter anslutna. Tabellens värmekostnader är baserade på ett oljepris om 2300 kr/m<sup>3</sup> vilket ungefärligen gällde som ett riksgenomsnitt i mars år 1983 enligt Oljeleverantörernas prisnoteringar. I tabellen anges olika värmekostnader för sommar- och vinterperioden vilket beror på att skilda pannverkningsgrader har antagits gälla under dessa respektive perioder.

Tabell 9.4 Värmekostnader för oljeeldad gruppcentral

Effektivt värmevärde för Eo1: 9,96 MWh/m<sup>3</sup>

Riksgenomsnittligt oljepris  
i mars, 1983: 2300 kr/m<sup>3</sup>

Period	Pannverknings- grad (%)	Värmekostnad (kr/kWh)
sommar	75	0,31
vinter	85	0,27

#### 9.5 Värderingsresultat för Ingelstadanläggningen

Värmeproduktionskostnaden såsom den definieras i samband (9:2) har framräknats dels för den i Ingelstad byggda anläggningen i befintligt skick och dels för några andra anläggningsalternativ. I det följande presenteras värmeproduktionskostnaden för byggd anläggning. Den presentationen är tämligen utförlig i syfte att demonstrera den ekonomiska beräkningsmetodens alla delmoment. Värmeproduktionskostnader för andra anläggningsalternativ presenteras i Kap 10 om utvecklingspotential. I denna mer omfattande presentation analyseras olika ekonomiska parametervärdens betydelse för beräkningsresultaten.

Beräkningen görs enligt samband (9:2) och med alla delkostnader uttryckta i 1983 års prisnivå. Följande förutsättningar och antaganden ligger till grund för beräkningen:

- 1320 m<sup>2</sup> koncentrerande solfångare och 5000 m<sup>3</sup> betongtank
- fullgod värmeisolering hos tanken
- värmedistribution för både uppvärmning och tappvarmvatten
- statistiskt genomsnittlig solinstrålning i Ingelstad
- 260 MWh nyttiggjord solvärmemängd (se Fig 8.14)
- fast solfångarkostnad = 1400 kkr  
rörlig " = 3200 kr/m<sup>2</sup>  
(varav fundament och mark = 450 kr/m<sup>2</sup>)  
underhållskostnad/år = 35 kr/m<sup>2</sup>

- 7 tankkostnad = 705 kr/m<sup>3</sup>
- 8 real kalkylränta  $\kappa$  = 4 %  
 real årlig energi-  
 prisökning  $q$  = 2 %
- 9 brukstid för tank  $n$  = 40 år
- 10 brukstid för sol-  
 fångaranläggning:  
 solfångarelement, för-  
 delningsledningar,  
 VVS-utrustning för an-  
 slutning till tank och  
 distributionssystem  
 (dvs fast samt rörlig  
 kostnad exklusive fun-  
 dament och mark)  $m$  = 20 år  
 fundament och mark  $n$  = 40 år

Man får följande delkostnader och nusummeffaktorer:

Investering för tank, mark och solfångarfundament ( $n=40$ )	$I_0$ = 4119 kkr
Investering för solfångare $m$ m ( $m = 20$ )	$I_1$ = 5030 kkr
Ny investering efter 20 år för solfångare $m$ m ( $m=20$ )	$I_1'$ = 5030 kkr
Årlig underhållskostnad	$U$ = 46,2 kkr/år
Årlig energiproduktion	$Q$ = 260 MWh/år
Diskonteringsfaktor för engångsbelopp (nyinveste- ringen) $P_1 = (1+\kappa)^{-m} = (1+0,04)^{-20}$	= 0,456

Nusummeffaktor för periodiskt  
utfallande, konstant belopp  
(underhållskostnaden; elför-  
brukningen utan ändrat el-  
pris)

$$P_1 = \frac{1 - \left(\frac{1}{1+\kappa}\right)^n}{\frac{\kappa}{1+\kappa}} = \frac{1 - \left(\frac{1}{1+0,04}\right)^{40}}{\frac{0,04}{1+0,04}} = 19,793$$

$$P_2 = 19,793$$

Nusummeffaktor för periodiskt  
utfallande, med  $q$  % per år  
växande belopp (energiproduk-  
tionen)

$$P_3 = \frac{1 - \left(\frac{1+q}{1+\kappa}\right)^{n+1}}{1 - \frac{1+q}{1+\kappa}} - 1 = \frac{1 - \left(\frac{1+0,02}{1+0,04}\right)^{40+1}}{1 - \frac{1+0,02}{1+0,04}} - 1 = 27,545$$

Insättning i samband (9:2) ger:

$$K_{\text{värme}} = \frac{\begin{matrix} (I_0) & (I_1) & (P_1') & (I_1') & (P_1) & (U) & (P_2) & (W) \\ (4119+5030) & + & 0,456 \cdot 5030 & + & 19,793 \cdot 46,2 & + & 19,793 \cdot 10,0 \end{matrix}}{\begin{matrix} 27,545 \cdot 260 \\ (P_3) & (Q) \end{matrix}}$$

För befintlig anläggning blir alltså

$$K_{\text{värme}} = 1,73 \text{ kr/kWh}$$

Den frågeställning som berör utvecklingspotentialen för solvärmeanläggningar av här aktuellt slag hänger intimt samman med både teknik och ekonomi. Det gäller här att söka bedöma det energitekniska värdet av en tekniskt helt korrekt uppbyggd och dimensionerad anläggning av ekonomiskt optimal storlek.

Vad gäller teknisk uppbyggnad är det i och för sig diskutabelt vad som menas med en helt korrekt uppbyggd och dimensionerad anläggning. Framgent kommer t ex troligen mer effektiva solfångartyper än de som nu finns att utvecklas. Utvecklingsmöjligheter av det slaget har ej beaktats vid det här utvärderingsarbetet som enbart grundar sig på i dagsläget känd teknisk utvecklingsnivå för solvärmetekniken. Med en korrekt systemuppbyggnad och dimensionering menas i det här sammanhanget en långt driven anpassning av mer konventionell systemteknik, dvs teknik för värmeavgivning och värmedistribution, till solvärmetekniken i syfte att uppnå högst möjliga värmetekniska effektivitet för en solvärmeanläggning som helhet. Systemtekniska aspekter av det slaget finns behandlade i Kap 8.

Det är likaså diskutabelt vad som menas med en ekonomiskt optimal anläggningsstorlek. Allmänt sett ligger i den betydelsen en anläggning av en sådan storlek som byggs i ett så stort antal att värmeproduktionskostnaden genom produktionstekniska serieeffekter blir den lägst möjliga.

Frågan om optimal anläggningsstorlek är tämligen komplicerad och måste behandlas med vissa givna förutsättningar. En huvudförutsättning vid det här utvärderingsarbetet är att solvärmeanläggningar för husgrupper av storleksordningen 50 småhus, dvs en normal storlek för gruppcentraler, behandlas. Den ekonomiska optimeringen gäller då frågan om anläggningsdelarnas storlek relativt varandra. Här har det problemet behandlats genom att låta solfångaranläggningens storlek variera samtidigt som värmeackumulatorns storlek fasthålls. Endast i ett par beräkningsfall belyses ackumulatorstorlekens betydelse för systemekonomin. En fullständig behandling av frågan om optimal anläggningsstorlek kräver genomräkning av ett stort antal fall med olika storleksrelationer mellan solfångaranläggning och värmeackumulator, ett arbete som ligger utanför det här utvärderingsarbetets ram.

Frågan om produktionstekniska serieeffekter är även den komplicerad.

Man kan t ex tänka sig att solfångarkostnaden beräknas med utgångspunkt från den rena materialkostnaden och en komplicitetsfaktor specifik för varje solfångartyp. För mer konventionell utrustning får man söka bedöma kostnadsreduktioner p g a nya material, tekniker och arbetsmetoder. Sådana bedömningar blir med den kännedom som i dagsläget finns om solvärmetekniken tämligen osäkra och hypotetiska. Av den anledningen har ekonomiska frågeställningar av det slaget behandlats från en annan utgångspunkt vid det här utvärderingsarbetet. Istället för spekulationer om tänkbar framtida kostnadsutveckling för olika anläggningsdelar behandlas frågan om vilka kostnadsreduktioner som krävs för att solvärmetekniken ska bli ekonomiskt intressant inom en överskådlig framtid.

Ekonomiska utvärderingsresultat presenterade i det här kapitlet bygger alla på de kostnadsförutsättningar som finns presenterade i avsnitt 9.3. Ur det avsnittet kan detaljuppgifter över anläggnings-, drift- och underhållskostnader hämtas. En del av uppgifterna återges mer summariskt i den följande texten.

#### 10.1 Aktuella kostnader för solvärme

Värmeproduktionskostnaden på 1,73 kr/kWh för den i Ingelstad byggda anläggningen är cirka 6 gånger större än dagens värmekostnad för oljeeldning som ligger på cirka 0,30 kr/kWh. Uppenbarligen måste det ske kraftiga kostnadsreduktioner för att solvärmeanläggningar av den byggda typen ska bli ekonomiskt konkurrenskraftiga gentemot oljeeldade anläggningar.

Vid den ekonomiska utvärderingen har en del beräkningar gjorts med antagna framtida kostnadsreduktioner för solfångaranläggningar och värmeackumulatörer. Med utgångspunkt från värmeproduktionskostnader för anläggningar av den byggda typen kan det här vara intressant att belysa dessa anläggningsdelars kostnadsandelar av värmeproduktionskostnaden. Man får på det sättet en uppfattning om vilken relativ betydelse en kostnadsreduktion för respektive anläggningsdel har. I Fig 10.1 visas kostnadsandelarna för solfångaranläggning, värmeackumulator samt underhåll för en anläggning av byggd typ med 5000 m<sup>3</sup> betongtank och koncentrerande solfångare. Figuren visar hur kostnadsbilden ser ut för anläggningar med olika stor solfångarearea. Samma förutsättningar och antaganden som i kostnads kalkylen för byggd anläggning (se avsnitt 9.5) ligger till grund för kostnadsberäkningarna som här har gjorts i 1985 års prisnivå. Uppgifter på nyttig-gjord solvärmemängd har hämtats från beräkningsresultaten i Kap 8.

Ur Fig 10.1 framgår t ex att kostnadsandelen för solfångaranläggning respektive värmeackumulator ligger på cirka 65 % respektive cirka 25 % för byggd anläggningsstorlek (1320 m<sup>2</sup> solfångare). Vidare framgår det att kostnadsandelen för solfångaranläggning respektive värmeackumulator ökar respektive minskar för större anläggningsstorlek.

Av detta följer att kostnadsreduktioner för solfångaranläggningen har större relativ betydelse än kostnadsreduktioner för värmeackumulatören när det gäller att sänka värmeproduktionskostnaden.

Antag t ex att värmeackulatorns kostnad kan reduceras med cirka 75 % vilket motsvarar ett utbyte av byggd betongtank i dess mycket dyra utförande (790 kr/m<sup>3</sup>) mot en markgrop i ett mycket billigt utförande (225 kr/m<sup>3</sup>) enligt kostnadspresentationerna i avsnitt 9.3. För byggd anläggningsstorlek skulle värmeproduktionskostnaden i det fallet sänkas med knappt 20 % vilket ska jämföras med den reduktion på drygt 75 % som behövs för att värmeproduktionskostnaden ska sänkas från aktuella 1,73 kr/kWh till såg 0,40 kr/kWh, en värmekostnad som för fallet med oljeeldning nås om cirka 20 år med en 2 %-ig ökning per år hos oljepriset. I det här exemplet erfordras en kostnadsreduktion på cirka 85 % för solfångaranläggningen om stipulerade 0,40 kr/kWh ska nås.

Väsentlig billigare solfångare än den koncentrerande typ som finns i byggd anläggning är alltså en huvudförutsättning för att realistiska värmeproduktionskostnader för stora solvärmeanläggningar ska nås inom en överskådlig framtid.

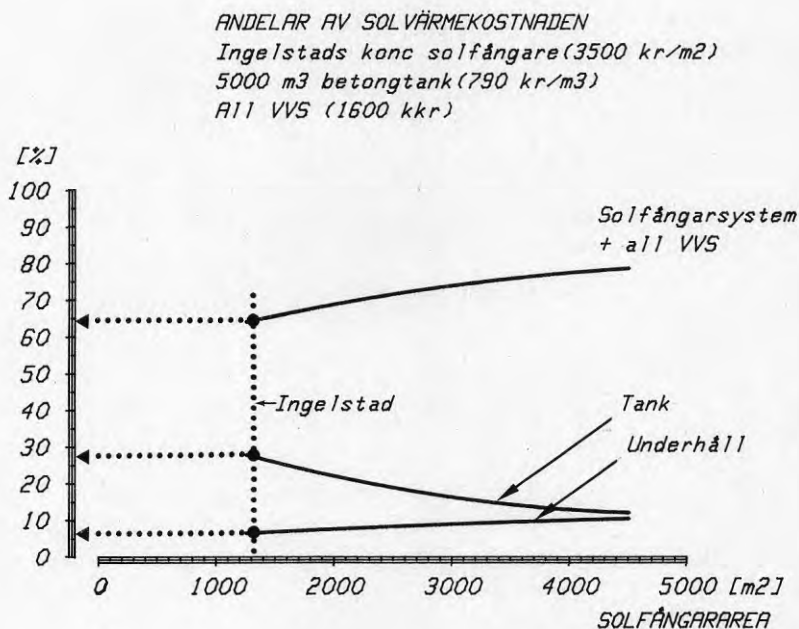


Fig 10.1 Uppdelad värmeproduktionskostnad för solvärmeanläggningar med koncentrerande solfångare och 5000 m<sup>3</sup> betongtank i kombination med 80/50-system för värme och tappvarmvatten i 50 småhus. (Anläggningskostnader överst i Fig.) Kostnadsberäkning i 1985 års prisnivå med 4 % real kalkylränta, 2 % real årlig värmeprisändring, 40 års brukstid för tanken och 20 år i övrigt.

I det här sammanhanget frågar man sig hur kostnadsbilden ser ut för andra anläggningsalternativ dels med dagslägets kostnadsnivå och dels med lägre kostnadsnivå för solfångaranläggning och värmeackumulator. I det följande presenteras värmeproduktionskostnader för följande tre anläggningsvarianter:

- 1 Nuvarande anläggningsutförande, dvs distributionskretsen dimensionerad för  $80^{\circ}\text{C}/50^{\circ}\text{C}$ , såväl uppvärmning som tappvattenvärmning,  $5000\text{ m}^3$  betongtank, koncentrerande solfångare med dåliga prestanda (fältmätningar i Ingelstad)
- 2 Samma som alternativ 1, men de koncentrerande solfångarna har mycket bra prestanda (standardprov)
- 3 Samma som alternativ 1, men i stället för koncentrerande solfångare har man mycket bra plana solfångare.

Alla beräkningar av värmeproduktionskostnaden är gjorda enligt samband (9:2) och med alla delkostnader uttryckta i 1985 års prisnivå. Följande förutsättningar och antaganden ligger till grund för beräkningarna:

- 1 Solfångararean varierar från cirka  $1300\text{ m}^2$  till cirka  $4500\text{ m}^2$
- 2 Fullgod värmeisolering hos tanken
- 3 Värmedistribution både under och utom eldningssäsongen
- 4 Solinstrålning motsvarande ett genomsnittså i Ingelstad
- 5 Nyttiggjord solvärmemängd för respektive anläggningsvariant enligt Kap 8
- 6 Solfångar-, tank- och underhållskostnader enligt Kap 9
- 7 Real kalkylränta  $r = 4\%$

I långsiktiga, samhällsekonomiska energisammanhang har man de senaste åren normalt använt en real kalkylränta på  $4\%$  och en real, årlig energiprisändring på  $2\%$ . Brukstiden kan för tanken respektive övriga anläggningsdelar normalt sättas till 40 år respektive 20 år. Andra val av årlig energiprisökning respektive brukstid påverkar värmeproduktionskostnaden i väsentlig grad vilket illustreras av diagrammen i Fig 10.2. Redan en såpass måttlig ökning som från  $2\%$  till  $4\%$  real, årlig energiprisökning förändrar kostnadsbilden radikalt. För exempelvis byggd anläggning minskar värmeproduktionskostnaden med cirka  $30\%$  vid en ökning från  $2\%$  till  $4\%$  real, årlig energiprisökning. Kostnadsbilden påverkas också i anmärkningsvärd grad om en brukstid på 40 år väljs för alla anläggningsdelar istället för enbart för tanken.



Valet av energiprisökning och brukstid har således avgörande betydelse för kalkylresultatet. För att ansluta till vedertagen praxis på området är alla i övrigt presenterade värmeproduktionskostnader i föreliggande kapitel framräknade på basis av 2 % real, årlig energiprisökning samt en brukstid på 40 år respektive 20 år för tanken respektive övriga anläggningsdelar. Den reala kalkylräntan har genomgående valts till 4 %. Utgående från dessa förutsättningar för kostnadsberäkning kan man med hjälp av kurvorna i Fig 10.2 dra en del slutsatser om värmeproduktionskostnaderna för anläggningsvarianterna 1-3 med dagslägets kostnadsnivå för solfångaranläggning och värmeackumulator:

- 1 Värmeproduktionskostnaden för byggd anläggningsstorlek (1320 m<sup>2</sup> solfångararea) reduceras med cirka 30 % respektive cirka 45 % vid en övergång från byggd solfångaranläggning till en solfångaranläggning med mycket bra fungerande koncentrerande respektive plana solfångare
- 2 Den solfångararea som ger lägst värmeproduktionskostnad ligger på 2500 à 3000 m<sup>2</sup> (optimal anläggningsstorlek)
- 3 Lägst värmeproduktionskostnad fås för anläggningsvariant 3 vars kostnad ligger på 0,90 kr/kWh för optimal anläggningsstorlek

Förutsatt mycket bra fungerande plana solfångare i kombination med en betongtank i byggt utförande fås alltså med dagslägets anläggningskostnader en värmeproduktionskostnad på 0,90 kr/kWh. Värmeproduktionskostnaden för denna kostnadsmässigt bästa anläggningsvariant är cirka 3 gånger större än dagens värmekostnad för oljeeldning som ligger på cirka 0,30 kr/kWh. Vid optimal anläggningsstorlek, dvs solfångararean 2500 à 3000 m<sup>2</sup>, ligger värmeproduktionskostnaden för anläggningsvariant 2 med mycket bra fungerande koncentrerande solfångare på cirka 1,10 kr/kWh, dvs något högre än för den kostnadsmässigt bästa anläggningsvarianten 3 med plana solfångare.

#### 10.2 Framtida kostnadskrav för solvärme

Mot bakgrund av dagslägets kostnadsbild kan det vara intressant att bestämma vilka kostnadsreduktioner som krävs hos olika anläggningsdelar för att värmeproduktionskostnaden ska kunna sänkas till en mer realistisk nivå än i dagsläget. I det följande behandlas anläggningsvarianterna 2 och 3 där bra fungerande koncentrerande respektive plana solfångartyper ingår. Solfångartyperna representerar med sina värmetekniska prestanda dagslägets tekniska utvecklingsnivå för två huvudslag av solfångarteknik varför en ekonomisk jämförelse dem emellan är intressant. Man bör dock vara observant på att jämförelsen är något diskutabel ur rent teknisk synpunkt.

TOTAL SOLVÄRMEKOSTNAD  
5000 m<sup>3</sup> betongtank (790 kr/m<sup>3</sup>)  
All VVS (1600 kkr)

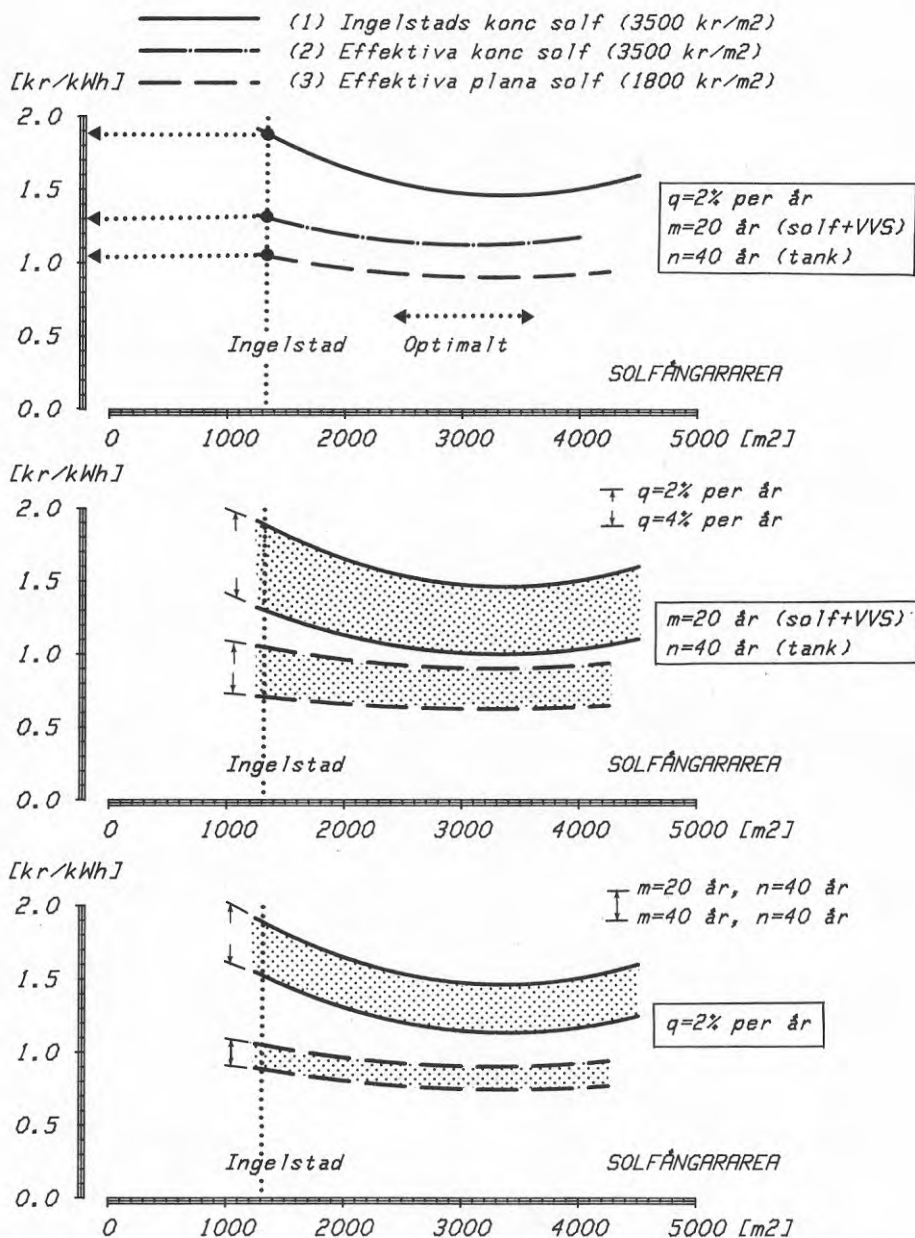


Fig 10.2 Värmeproduktionskostnad för solvärmeanläggningar med koncentrerande eller plana solfångare och 5000 m<sup>3</sup> betongtank i kombination med 80/50-system för värme och tappvarmvatten i 50 småhus. (Anläggningskostnader överst i Fig.) Kostnadsberäkning i 1985 års prisnivå med 4 % real kalkylränta och varierande real årlig värmeprisändring ( $q$ ) samt brukstid för tank ( $n$ ) resp övriga anläggningsdelar ( $m$ ).

Erfarenheterna från mätningarna i Ingelstad tyder t ex på att det för en solföljande, koncentrerande solfångartyp är mycket svårt att i ett stort solfångarfält uppnå det värmeutbyte som ligger till grund för framräknad värmeproduktionskostnad för anläggningsvariant 2. Detta hänger samman med svårigheter vad gäller solföljning. För den plana solfångartyp som ingår i anläggningsvariant 3 bör det vara praktiskt möjligt att uppnå det värmeutbyte som ligger till grund för framräknad värmeproduktionskostnad.

Förutsatt 50 % kostnadsreduktion i förhållande till 1985 års prisnivå i fast penningvärde räknat för solfångare och dess monteringsutrustning, dvs solfångaranläggningens rörliga kostnad, fås den kostnadsbild som visas i Fig 10.3. Solfångaranläggningens rörliga kostnad ligger här på 900 kr/m<sup>2</sup> för den plana solfångartypen och på 1750 kr/m<sup>2</sup> för den koncentrerande solfångartypen. Kostnaden för fördelningledningar och all övrig VVS-utrustning för anslutning av solfångarkretsen till tank och distributionsystem, dvs solfångaranläggningens fasta kostnad, ligger genomgående på 1600 kkr, en tämligen hög kostnadsnivå som gäller för Ingelstadanläggningen i byggt skick. I figuren visas kurvor över värmeproduktionskostnaden för två olika kostnadsnivåer vad gäller värmeackumulatorns anläggningskostnad, 560 kr/m<sup>3</sup> respektive 150 kr/m<sup>3</sup>. Det dyrare alternativet framtoogs vid projekteringsarbetet för Ingelstadanläggningen. Här beräknades kostnaden för en 5000 m<sup>3</sup> stor, värmeisolerad markgrop ligga på cirka 340 kr/m<sup>3</sup> i 1978 års priser vilket uppräknad med hjälp av byggnadsindex blir 560 kr/m<sup>3</sup> i 1985 års priser. Det billigare alternativet på 150 kr/m<sup>3</sup> motsvarar närmast anläggningskostnaden i dagsläget för bergrum i storleksordningen 100 000 m<sup>3</sup>. Denna kostnad ligger cirka 100 kr/m<sup>3</sup> lägre än lägsta kostnaden för en värmeisolerad, 5000 m<sup>3</sup> stor markgrop (se avsnitt 9.3). Det billigare alternativet har ändå medtagits vid den här kostnadskalkylen för att belysa den inverkan som en relativt stor kostnadsvariation för värmeackumulatören har på värmeproduktionskostnaden för hela anläggningen.

Ur Fig 10.3 framgår att värmeproduktionskostnaden för den kostnadsmässigt bästa anläggningsvarianten 3 med plana solfångare ligger på mellan 0,50 kr/kWh och 0,60 kr/kWh för optimal anläggningsstorlek med 2500 à 3000 m<sup>2</sup> solfångare. En kostnadsvariation på 150-560 kr/m<sup>3</sup> för värmeackumulatören ger alltså en så pass måttlig variation i värmeproduktionskostnad som 0,10 kr/kWh. Dessa senare kostnadsförhållanden gäller även för anläggningsvariant 2 med koncentrerande solfångare för vilken kostnadsnivån dock som helhet ligger cirka 0,10 kr/kWh över kostnadsnivån för anläggningsvariant 3.

För att solvärmeanläggningar av här aktuellt slag ska bli ekonomiskt intressanta alternativ för bostadsuppvärmning bör dessa alternativs värmeproduktionskostnad inom en någorlunda snar framtid ligga helt i nivå med värmekostnaden för fallet med oljeeldning i gruppcentraler. Ett rimligt tidsperspektiv i det sammanhanget är kanske 20 à 30 år. Med den utgångspunkten måste solvärmens värmeproduktionskostnad visa sig ligga på mellan 0,43 och 0,53 kr/kWh inom 20 à 30 år. Detta om man förutsätter en 2 %-ig, real oljeprisökning per år, en förutsättning varpå kostnadskalkylerna i det här avsnittet är baserade. Resultaten från kostnadskalkylerna redovisade i Fig 10.3 visar att kostnaden för såväl solfångaranläggning som för värmeackumulatör måste

sänkas kraftigt i förhållande till de kostnader som är aktuella för Ingelstadanläggningen i byggt utförande för att värmeproduktionskostnaden ska understiga 0,50 kr/kWh.

Man kan här fråga sig vilka anläggningskostnader som verkligen ger en värmeproduktionskostnad på mellan stipulerade 0,43 och 0,53 kr/kWh. Detta kan för ett anläggningsfall med 2500 m<sup>2</sup> plana solfångare i kombination med en 5000 m<sup>3</sup> stor värmeackumulator (anläggningsvariant 3) utläsas ur Fig 10.4. Ungefär den storleksrelationen mellan solfångararea och ackumulatorvolym visar sig ge lägst värmeproduktionskostnad om man fasthåller ackumulatorvolymen på 5000 m<sup>3</sup> och varierar solfångararean, se Fig 10.3. Täckningsgraden, dvs andelen solvärme i förhållande till årsvärmebehovet, ligger för det fallet på cirka 60 % enligt beräkningsresultaten i Kap 8.

TOTAL SOLVÄRMEKOSTNAD  
5000 m<sup>3</sup> värmeackumulator  
All VVS (1600 kkr)

- — — — — (2) Effektiva konc solf (1750 kr/m<sup>2</sup>)  
— — — — — (3) Effektiva plana solf (900 kr/m<sup>2</sup>)

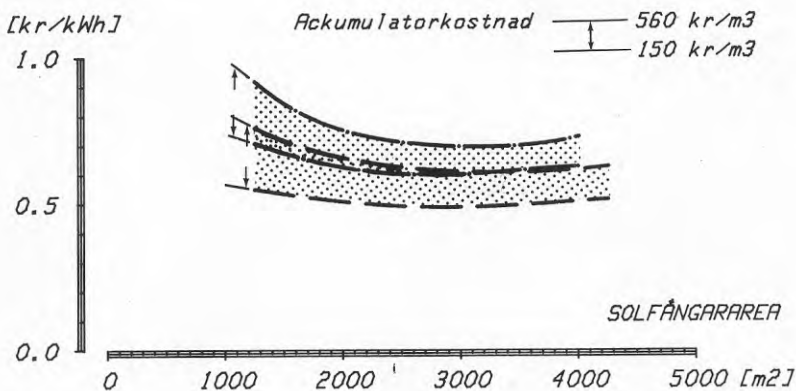


Fig 10.3 Värmeproduktionskostnad för solvärmeanläggningar med effektiva koncentrerande eller effektiva plana solfångare och 5000 m<sup>3</sup> värmeackumulator i kombination med 80/50-system för värme och tappvarmvatten i 50 småhus. (Anläggningskostnader överst i Fig.) Ackumulatorkostnaden varierar. Kostnadsberäkning i 1985 års prisnivå med 4 % real kalkylränta, 2 % real årlig värmeprisändring, 40 års brukstid för ackumulatören och 20 år i övrigt.

Med rent värmetekniska beräkningar kan man visa att en och samma täckningsgrad kan nås med anläggningsfall som skiljer sig åt med avseende på storleksrelationen mellan solfångararea och ackumulatorvolym. En täckningsgrad på t ex 60 % kan fås antingen med en mindre eller med en större ackumulatorvolym än  $5000 \text{ m}^3$  om solfångararean samtidigt ökas eller minskas i förhållande till här aktuella  $2500 \text{ m}^2$ . Ur teoretisk synpunkt går det att för varje täckningsgrad bestämma ett storleksförhållande mellan solfångararea och ackumulatorvolym som ger lägst värmeproduktionskostnad. Man kan också teoretiskt sett tänka sig att det för varje anläggningstyp finns en täckningsgrad som totalt sett ger lägst värmeproduktionskostnad. Med tanke på sådana aspekter är här valda dimensioner kanske ej helt optimala ur ekonomisk synpunkt. Dimensioneringsproblem av nämnt slag kan i och för sig vara intressanta när det gäller ekonomisk optimering i ett fall med väl kända och detaljerade delkostnader för solfångaranläggning och värmeackumulator. Detaljdimensioneringen torde emellertid sakna sitt intresse när det som här gäller att bestämma anläggningskostnader som ger en intressant systemekonomi för solvärmetekniken som helhet. Anläggningsstorleken för exemplet i Fig 10.4 har valts i första hand därför att denna storlek beräkningsmässigt ger en täckningsgrad av samma storleksordning som projekteringsarbetets 50 %.

I Fig 10.4 visas värmeproduktionskostnaden som funktion dels av solfångaranläggningens fasta och rörliga kostnad och dels som funktion av värmeackumulatorns anläggningskostnad. Fast respektive rörlig kostnad för solfångaranläggningen definieras här på samma sätt som tidigare. I Fig 10.4 presenteras två skilda diagram vad gäller fast kostnad för solfångaranläggningen, ett för 1600 kkr och ett för 500 kkr. Det dyrare alternativet gäller för Ingelstadanläggningen i byggt skick där 1978 års priser har uppräknats till 1985 års prisnivå med hjälp av rörkostnadsindex. Denna kostnad ligger på en tämligen hög nivå jämfört med motsvarande kostnad för en del större solfångaranläggningar projekterade under senare år. Här har solfångaranläggningens fasta kostnad visat sig ligga på nivån 500 å 1000 kkr i dagens prisnivå (kostnaden för all VVS).

Som framgår av Fig 10.4 beror den rörliga solfångarkostnad för vilken värmeproduktionskostnaden ligger mellan stipulerade 0,43 och 0,53 kr/kWh i hög grad på vilken fast solfångarkostnad respektive vilken ackumulatorkostnad som väljs. För att förenkla bilden kan man på goda grunder välja en ackumulatorkostnad på  $350 \text{ kr/m}^3$ , en kostnad mitt i det uppräpnade intervallet 150-560  $\text{kr/m}^3$ . Enligt kostnadsuppgifterna i avsnitt 9.3.1 ligger anläggningskostnaden för en markgröp i jord eller berg på mellan cirka 200 och  $300 \text{ kr/m}^3$ . Dessa kostnadsuppgifter bygger på en överslagsmässig omräkning av anläggningskostnaden för mycket stora lagringsvolymerna till den här aktuella på  $5000 \text{ m}^3$ . Ett mer detaljerat underlag för kostnadsberäkning av en markgröp återfinns i Gabrielsson, Olsson (1982) där en förstudie för en solvärmearläggning i Vänersborg presenteras. Med hjälp av förstudiens kostnadsuppgifter kan anläggningskostnaden för en  $5000 \text{ m}^3$  stor markgröp beräknas till cirka  $250 \text{ kr/m}^3$  i 1985 års prisnivå. Med tanke på att förstudiens kostnadsberäkning är gjord för ett fall med en någorlunda lättgrävd mark kan det vara rimligt att räkna med en anläggningskostnad på  $350 \text{ kr/m}^3$  för mindre gynnsamma markförhållanden.

Förutsatt en ackumulatorkostnad på  $350 \text{ kr/m}^3$  och en fast kostnad för solfångaranläggningen på 1600 kkr måste enligt Fig 10.4 den rörliga kostnaden för solfångaranläggningen ligga mellan cirka 300 och cirka  $800 \text{ kr/m}^2$  för en plan solfångartyp om värmeproduktionskostnaden ska ligga mellan 0,43 och 0,53 kr/kWh. Så pass låga solfångarkostnader förefaller orimliga inom det tidsperspektiv på 20 å 30 år som ligger till grund för kostnadsbetraktelsen. Om man istället utgår ifrån en ackumulatorkostnad på  $350 \text{ kr/m}^3$  i kombination med en fast kostnad för solfångaranläggningen på 500 kkr mildras kostnadskraven för solfångaranläggningen och blir mer realistiska. Enligt Fig 10.4 kommer då den rörliga kostnaden för solfångaranläggningen att behöva ligga mellan cirka 800 och cirka  $1300 \text{ kr/m}^2$  för att värmeproduktionskostnaden ska ligga mellan 0,43 och 0,53 kr/kWh. Dessa solfångarkostnader ligger på ungefär 45 å 70 % av den solfångarkostnad på cirka  $1800 \text{ kr/m}^2$  i 1985 års prisnivå som är aktuell i samband med ett ombyggnadsförslag med plana solfångare för Ingelstadanläggningen. Här ska observeras att solfångarkostnaden på  $1800 \text{ kr/m}^2$  inkluderar en kostnad på cirka  $500 \text{ kr/m}^2$  för fundament och mark. Den senare kostnaden gäller för Ingelstadanläggningen i byggt skick och bör kunna minskas vid en nybyggnad i dagsläget.

En likadan kostnadsbetraktelse har gjorts för ett anläggningsfall med  $2500 \text{ m}^2$  bra fungerande, koncentrerande solfångare i kombination med en  $5000 \text{ m}^3$  stor värmeackumulatör (anläggningsvariant 2). Täckningsgraden ligger för det fallet på cirka 70 % enligt beräkningsresultaten i Kap 8. Till följd av en större mängd utnyttjningsbar solvärme för detta anläggningsfall jämfört med anläggningsfallet med plana solfångare är kostnadskravet för den koncentrerande solfångartypen mildare än kostnadskravet för den plana solfångartypen. Den rörliga kostnaden för solfångaranläggningen behöver för anläggningsfallet med koncentrerande solfångare ligga mellan 1000 och cirka  $1500 \text{ kr/m}^2$  för att värmeproduktionskostnaden ska ligga mellan 0,43 och 0,53 kr/kWh.

Dessa sist redovisade resultat, dvs de solfångarkostnader som högst kan godtas för att solvärmeanläggningar av aktuellt slag ska få ekonomisk konkurrenskraft inom 20 å 30 år, utgör den ekonomiska utvärderingens huvudresultat. En sammanfattning av dessa huvudresultat ges i Tabell 10.1. I tabellen anges både fast och rörlig solfångarkostnad samt summan av dessa kostnader för en  $2500 \text{ m}^2$  stor solfångaranläggning uppbyggd av antingen plana eller koncentrerande solfångare. Totalkostnaden, uttryckt i  $\text{kr/m}^2$  solfångare, inrymmer alla anläggningskostnader exklusive värmeackumulatorns anläggningskostnad. Solfångaranläggningens fasta kostnad anges till  $200 \text{ kr/m}^2$  överallt i tabellen eftersom alla kostnadskalkyler är gjorda med en fast kostnad som ligger på 500 kkr. Det finns emellertid inget som hindrar att andra proportioner än tabellens mellan fast och rörlig solfångarkostnad väljs så länge som angivna totalkostnader i  $\text{kr/m}^2$  solfångare innehålls.

För anläggningsfall med en annan solfångararea än  $2500 \text{ m}^2$  blir kostnadskraven annorlunda än tabelluppgifterna. Förutsatt en fast solfångarkostnad som är oberoende av solfångararea bör man för den rörliga solfångarkostnaden allmänt sett få strängare kostnadskrav än tabellens vid en mindre solfångararea än  $2500 \text{ m}^2$  och mildare kostnadskrav vid en större solfångararea. Detta hänger samman med att fasta kostnadsposter får en allt större betydelse för kalkylresultatet ju mindre anläggningen blir.

TOTAL SOLVÄRMEKOSTNAD  
2500 m<sup>2</sup> Effektiva plana solf (3)  
5000 m<sup>3</sup> värmeackumulator

Akkumulatorkostnad    ———— 560 kr/m<sup>3</sup>  
                                  ↑            350 kr/m<sup>3</sup>  
                                  ↓            150 kr/m<sup>3</sup>

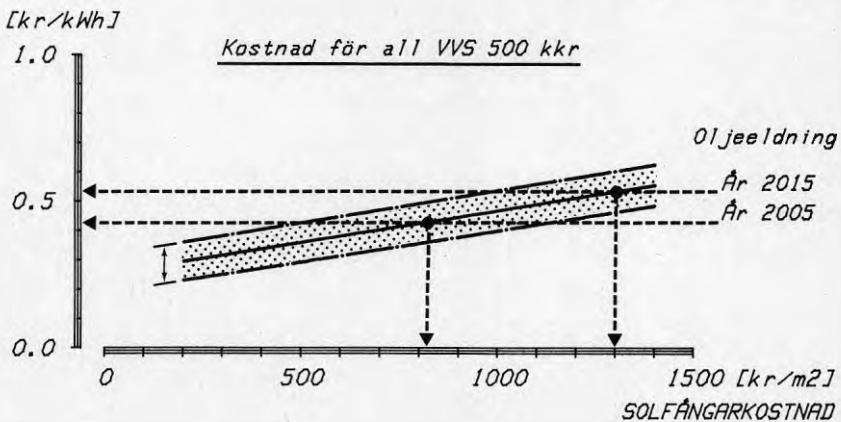
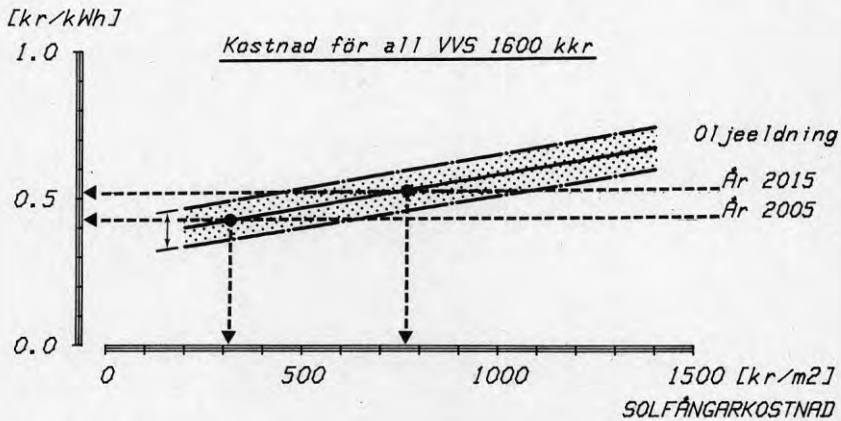


Fig 10.4 Värmeproduktionskostnad som funktion av solfångarkostnaden (solfångarelement + monteringsutrustning) och ackumulatorkostnaden för en solvärmeanläggning med 2500 m<sup>2</sup> effektiva plana solfångare och 5000 m<sup>3</sup> värmeackumulator i kombination med 80/50-system för värme och tappvarmvatten i 50 småhus. Diagram med olika kostnadsnivåer för all VVS (fördelningsledningar + övrig VVS-utrustning i centralen). Kostnadsberäkning i 1985 års prisnivå med 4 % real kalkylränta, 2 % real årlig värmeprisändring, 40 års brukstid för ackumulatortern och 20 år i övrigt.

Den kostnadseffekten förstärks om storleksförhållandet mellan solfångararea och ackumulatorvolym konstanthålls. Detta genom att anläggningskostnaden, uttryckt i kr/m<sup>3</sup> lagringsvolym, är större för en liten än för en stor värmeackumulator av en viss typ.

Tabell 10.1 Sammanfattning av kostnadskrav för solvärmeanläggningar med säsongsvärmelagring (alla kostnader i 1985 års prisnivå)

Förutsättningar:

- 1 80/50-system för distribution av radiatorvärme och tappvarmvatten, årsvärmebehov = 910 MWh
- 2 Solinstrålning motsvarande ett genomsnittsår i Ingelstad
- 3 5000 m<sup>3</sup> värmeackumulator à 350 kr/m<sup>3</sup>
- 4 Fast kostnad för solfångaranläggning = 500 kkr (fördelningsledningar och all VVS-utrustning för anslutning till värmeackumulator och distributionssystem)
- 5 Real kalkylränta = 4 %  
Real årlig energiprisökning = 2 %
- 6 Brukstitid för solfångaranläggning:  
solfångarelement, fördelningsledningar, VVS-utrustning för anslutning till värmeackumulator och distributionssystem - brukstitid = 20 år  
fundament och mark - brukstitid = 40 år
- 7 Brukstitid för värmeackumulator = 40 år
- 8 Kostnadskrav:  
 $k_{\text{värme}} = 0,43 \text{ kr/kWh}$  (oljeeldning år 2005)  
 $k_{\text{värme}} = 0,53 \text{ kr/kWh}$  (oljeeldning år 2015)

Solfångar- typ	Solfångar- area [m <sup>2</sup> ]	Täck- nings- grad [%]	$k_{\text{värme}} = 0,43 \text{ kr/kWh}$			$k_{\text{värme}} = 0,53 \text{ kr/kWh}$		
			Solfångarkostnad (kr/m <sup>2</sup> )			Solfångarkostnad (kr/m <sup>2</sup> )		
			Rörlig	Fast	Total	Rörlig	Fast	Total
Bra plan	2500	ca 60	800	200	1000	1300	200	1500
Bra koncent- rerande	2500	ca 70	1000	200	1200	1500	200	1700

Som framgår av Tabell 10.1 ligger kostnadskraven för anläggningsfallet med koncentrerande solfångare endast 200 kr/m<sup>2</sup> över kostnadskravet för anläggningsfallet med plana solfångare. Om man inom 20 à 30 år överhuvudtaget har de kostnader för solfångaranläggningar som stipuleras i tabellen är det emellertid troligt att kostnaden



för en koncentrerande solfångartyp kommer att överstiga kostnaden för en plan solfångartyp med mer än 200 kr/m<sup>2</sup>. Av den anledningen torde alltså solvärmeanläggningar utrustade med effektiva, plana solfångare ha större förutsättningar att bli konkurrenskraftiga gentemot oljeeldade anläggningar än solvärmeanläggningar utrustade med effektiva, koncentrerande solfångare. Vad som ytterligare talar emot stora solvärmeanläggningar utrustade med koncentrerande solfångare är att det som tidigare har nämnts rent tekniskt är svårt att få en effektiv solfångarfunktion.

Om solvärmeanläggningar av här aktuellt slag framledes kommer att byggas i ett större antal inom landet finns det alltså mycket som pekar på att de utrustas med högeffektiva, plana solfångare.

### 10.3

#### Systemtekniska synpunkter

Alla kostnadskalkyler hittills presenterade i det här avsnittet har avsett anläggningsvarianter utan nämnvärd systemteknisk anpassning till solvärmeanvändning. I det följande behandlas frågan om det finns några rent ekonomiska skäl för en anpassning av det slaget.

Som redan tidigare har visats i Kap 8 finns det för en solvärmeanläggning utrustad med plana solfångare relativt stora möjligheter att effektivisera solvärmeupptagningen genom att utforma system för värmelagring och värmedistribution på ett för solvärmeanvändning lämpligt sätt. Detta betyder att en systemteknisk utformning med låga temperaturer i värmelager och i distributionsnät ska eftersträvas. Dessa faktorer belyses i det följande med hjälp av värmeproduktionskostnader för följande tre anläggningsvarianter:

- 1 Distributionskretsen dimensionerad för 50 °C/30 °C, värme levereras endast för uppvärmning, dvs tappvarmvatten bereds lokalt i husen, 5000 m<sup>3</sup> värmeackumulator, mycket bra plana solfångare
- 2 Samma som alternativ 1, men med 10000 m<sup>3</sup> värmeackumulator
- 3 Distributionskretsen dimensionerad för 80 °C/50 °C, såväl uppvärmning som tappvattenvärmning, 5000 m<sup>3</sup> värmeackumulator, mycket bra plana solfångare

Anläggningsvarianterna 1 och 2 representerar fall med en viss grad av systemteknisk anpassning till solvärmeanvändning. Båda varianterna har lågtemperatursystem för värmedistribution. Vidare utgörs värmedistributionen i båda fallen endast av radiatorvärme vilket gör att temperaturerna i värmelager och distributionsnät kan hållas på låg nivå jämfört med om även tappvarmvatten skulle ha ingått i värmedistributionen. Det som skiljer anläggningsvarianterna 1 och 2 åt är ackumulatorvolymen. Som redan har visats i Kap 8 arbetar solfångarna i ett fall med

10000 m<sup>3</sup> ackumulatorvolym (variant 2) på en lägre temperaturnivå än i ett fall med 5000 m<sup>3</sup> ackumulatorvolym (variant 1).

Anläggningsvariant 3 representerar ett fall utan nämnvärd systemteknisk anpassning till solvärmeanvändning. Eftersom distributionssystemets temperaturdimensionering är någorlunda normal och såväl radiatorvärme som tappvarmvatten ingår i värmedistributionen arbetar solfångarna i det fallet på en högre temperaturnivå och därmed mindre effektivt än i övriga två fall.

Ekonomiska kalkyler för anläggningsvariant 3 finns redovisade redan tidigare i det här kapitlet. Kalkylresultat för det fallet finns dock medtagna även i det följande som jämförelse med övriga kalkylresultat.

För en solvärmeanläggning som är utrustad med plana solfångare vars kostnad i fast penningvärde räknat ligger på omkring 1000 kr/m<sup>2</sup> uttryckt i 1985 års prisnivå får man enligt Tabell 10.1 en värmeproduktionskostnad som inom 20 år är konkurrenskraftig gentemot prognoserad värmekostnad för oljeeldning. Värmeproduktionskostnaden ligger på cirka 0,45 kr/kWh och är beräknad för anläggningsvariant 3 utrustad med 2500 m<sup>2</sup> solfångare i kombination med en 5000 m<sup>3</sup> stor markgröp vars kostnad ligger på cirka 350 kr/m<sup>3</sup>. För det fallet uppgår enligt Kap 8 den årliga solvärmeproduktionen till cirka 500 MWh vilket motsvarar cirka 60 % av det årliga totalvärmebehovet. Detta exempel har tagits som utgångspunkt för följande kostnadsdiskussioner där ekonomin för anläggningsvarianterna 1 och 2 är av främst intresse.

Anläggningsvarianterna 1 och 2 kan enligt Kap 8 för att även dessa årligen ska producera 500 MWh solvärme utrustas med en mindre total solfångararea än 2500 m<sup>2</sup>. Värmeproduktionskostnaderna för dessa olika fall framgår ur Fig 10.5 där kostnaderna visas som funktion av solfångararean. Alla beräkningar av värmeproduktionskostnader är gjorda enligt samband (9:2). De förutsättningar och antaganden vad gäller värmeteknisk funktion, anläggningskostnader, brukstider m m som ligger till grund för beräkningsresultaten är desamma som för kalkylexemplen tidigare i kapitlet.

I Fig 10.5 finns diagram över värmeproduktionskostnader för två olika kostnadsnivåer vad gäller värmeackumulatorns anläggningskostnad. I det dyrare alternativet för en 5000 m<sup>3</sup> respektive 10000 m<sup>3</sup> stor markgröp har anläggningskostnader på 350 kr/m<sup>3</sup> respektive 260 kr/m<sup>3</sup> valts. Enligt Gabrielsson, Olsson (1982) ligger anläggningskostnaden uttryckt i kr/m<sup>3</sup> för en 10000 m<sup>3</sup> stor markgröp på cirka 75 % av kostnaden för en 5000 m<sup>3</sup> stor markgröp vilket ger nämnda kostnadsrelation. I det billigare alternativet har anläggningskostnader på 150 kr/m<sup>3</sup> respektive 110 kr/m<sup>3</sup> valts för motsvarande fall. Som tidigare har nämnts ligger dessa senare anläggningskostnader på en kostnadsnivå som närmast motsvarar anläggningskostnaden i dagsläget för stora berggrum. Anläggningskostnaden för en markgröp ligger cirka 100 kr/m<sup>3</sup> högre. Det billigare alternativet har ändå medtagits vid den här kostnadskalkylen eftersom värmeackumulatorns anläggningskostnad som sådan är intressant vid inbördes kostnadsjämförelser mellan anläggningsvarianter med olika stora ackumulatorvolymmer.

Diagrammen i Fig 10.5 belyser hur den systemtekniska utformningen kan inverka på kostnadsbilden. Det intressanta i sammanhanget är kanske inte kostnadsnivån som sådan utan mer kostnadsrelationerna mellan anläggningsvarianterna.

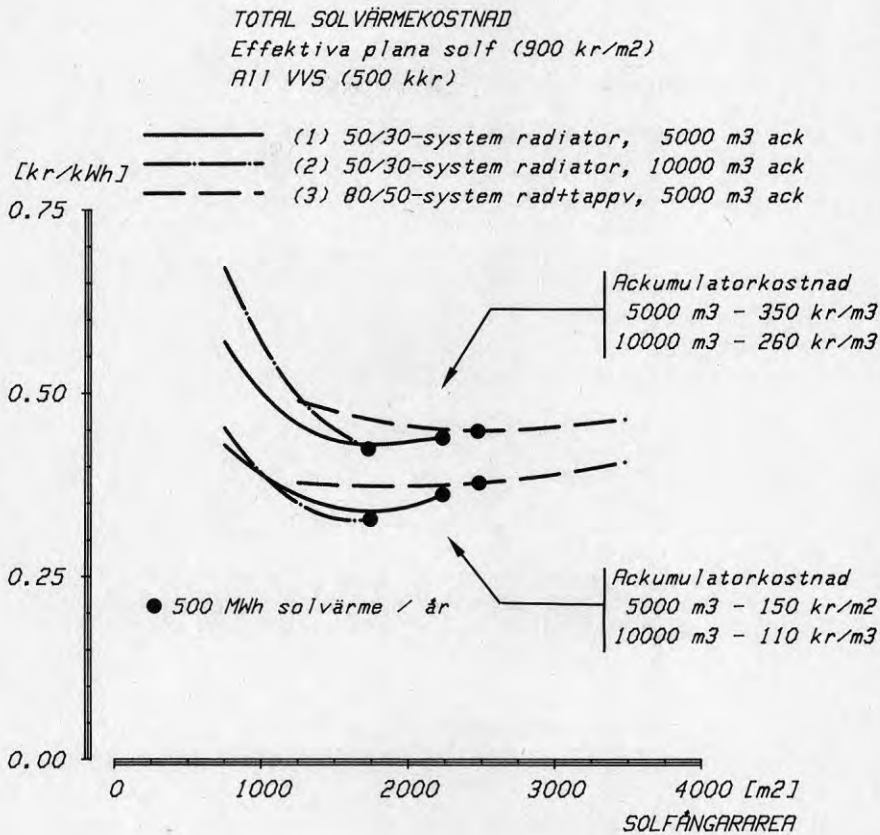


Fig 10.5 Värmeproduktionskostnad för solvärmeanläggningar med effektiva plana solfångare och 5000 m<sup>3</sup> respektive 10000 m<sup>3</sup> värmeackumulator i kombination med distributionssystem med olika dimensionering för 50 småhus. (Anläggningskostnader överst i Fig.) Ackumulatorkostnader på två olika nivåer. Kostnadsberäkning i 1985 års prisnivå med 4 % real kalkylränta, 2 % real årlig värmeprisändring, 40 års brukstid för ackumulatören och 20 år i övrigt.

I syfte att göra någorlunda verklighetsanknutna kostnadsjämförelser väljs här att ställa fall med samma årliga solvärmeproduktion mot varandra. Värmeproduktionskostnaderna för fall med en årlig solvärmeproduktion på cirka 500 MWh, dvs cirka 60 % av det årliga totalvärmebehovet, är markerade i Fig 10.5. Det framgår ur figuren att värmeproduktionskostnaderna ligger på ungefär samma nivå, cirka 0,45 kr/kWh, för alla tre anläggningsvarianterna om det dyrare kostnadsalternativet för värmeackumulatortyp väljs. För fall med en mindre solvärmeproduktion än 500 MWh ligger värmeproduktionskostnaden högre för anläggningsvariant 2 än för anläggningsvariant 1. Om istället det billigare kostnadsalternativet för värmeackumulatortyp väljs ligger värmeproduktionskostnaden lägre för anläggningsvariant 2 än för övriga anläggningsvarianter för alla fall med en större solvärmeproduktion än cirka 275 MWh, dvs cirka 35 % av det årliga totalvärmebehovet.

En ekonomisk optimering i ett verkligt dimensioneringsfall måste naturligtvis göras utifrån väl kända och säkert dokumenterade delkostnader för solfångaranläggning och värmeackumulator.

Även om de här redovisade kostnadsexemplen bygger på en del speciella kostnadsförutsättningar vad gäller solfångaranläggning och värmeackumulator torde de ändå tämligen väl belysa hur den systemtekniska utformningen kan påverka kostnadsbilden i ett verkligt fall. Exemplen visar t ex att en solvärmearläggning med plana solfångare och en 5000 m<sup>3</sup> stor markgröp som dimensioneras för en årlig solvärmeproduktion på 500 MWh ger ungefär samma värmeproduktionskostnad om den ansluts till ett 80/50-system för värmedistribution där både radiatorvärme och tappvarmvatten ingår som om den ansluts till ett 50/30-system för värmedistribution där endast radiatorvärme ingår. För det senare fallet visar exemplen vidare att det är ekonomiskt fördelaktigt med en uppdimensionering av ackumulatortypen från 5000 m<sup>3</sup> till 10000 m<sup>3</sup> förutsatt mycket låga ackumulatorkostnader.

Allmänt sett kan man visa att en uppdimensionering av sist nämnt slag ger en större ökning av solvärmeutbytet ju mer lågtemperaturdimensionerat distributionssystemet är. Vid en mer utpräglad lågtemperaturdimensionering än 50/30 i distributionssystemet skulle alltså uppdimensioneringen av ackumulatortypen kunna vara ekonomiskt fördelaktigt även för högre ackumulatorkostnader än exemplens. Vid kostnadsjämförelser mellan anläggningsvarianter med utpräglad lågtemperaturdimensionering och anläggningsvarianter med mer normal temperaturdimensionering kompliceras jämförelsen genom att kostnadsökningen i förbrukarsystemet, t ex luftvärmesystem, golv- eller takvärmesystem etc, blir påtaglig och bör tas med i kostnadsbilden.

Sammanfattningsvis kan det alltså finnas ekonomiska skäl för en systemteknisk utformning med låga temperaturer i värmelager och i distributionsnät för solvärmearläggningar utrustade med plana solfångare. Förhållandet mellan solfångaranläggningens och värmeackumulatorns anläggningskostnad samt den senare kostnadens volyمبرoende är avgörande för hur ekonomiskt fördelaktigt en systemteknisk utformning av nämnt slag är.

## SAMMANFATTNING

Solvärmecentralen i Ingelstad var, då den togs i drift 1979, den första renodlade solvärmeanläggningen i stor skala i Sverige. Värmecentralen byggdes för att värmeförsörja ett bostadsområde men tillkom i första hand som en experimentanläggning för solvärmeteknik. Den utrustades med koncentrerande solfångare och dimensionerades för säsongsvärmelagring. För första gången prövades det slaget av solvärmeteknik i Sverige och huvudintresset i samband med planering och projektering knöts till följande frågor:

- 1 Hur fungerar solfångare avsedda för väsentligt högre temperaturer än vanliga plana solfångare i anläggningar för säsongsvärmelagring?
- 2 Hur påverkas materialval i och utformning av värmeackumulatorn när man utnyttjar vatten med mycket hög temperatur som lagringsmedium?

Forskningsarbetet som omfattar energitekniska mätningar samt energiteknisk uppföljning och utvärdering har genomförts av Avdelningen för installationsteknik vid Chalmers tekniska högskola.

Mättekniska studier har skett under i första hand driftsäsongerna 1981 och 1982. Uppföljningens tyngdpunkt ligger på systemfunktionen hos anläggningen som helhet. Vid bearbetningen av mätresultaten och hanteringen av vunna erfarenheter har större vikt lagts vid de allmänna slutsatser om solvärmetekniken som kan dras ur forskningsresultaten än vid Ingelstadanläggningen som sådan.

Redovisningen är uppdelad i utvärderingsresultat enbart baserade på mätningar och i resultat där både mätningar och beräkningar ingår. Uppdelningen är vald för att undvika sammanblandning mellan renodlade mätresultat och resultat framtagna genom bearbetning av mätresultat från den här och andra undersökningar. Genom uppdelningen fås en lämplig åtskillnad mellan utvärderingsresultat med direkt anknytning till Ingelstadanläggningen och mer generella resultat. Resultat av det senare slaget ligger till grund för den avslutande ekonomiska redovisningen.

#### Beskrivning av anläggningen

För närvarande är fyra svenska solvärmecentraler med säsongsvärmelagring i drift. Den första som byggdes var en mindre prototypanläggning i Studsvik. Därefter byggdes solvärmecentralerna i Ingelstad och i Lambohov, var och en med 50 småhus anslutna. Man har här med avsikt valt skilda systemprinciper, t ex med och utan värmepumpar, för att i ett tidigt skede kunna pröva olika systems utvecklingspotential. Den största svenska solvärmecentralen togs häromåret i drift i Lyckebo i Uppsala. 500 hushåll är anslutna till centralen.

Ingelstadanläggningen ligger cirka 20 km sydost om Växjö. Anläggningen är placerad omedelbart söder om det småhusområde som värmeförsörjs. Anläggningen har en tämligen enkel principlösning och består av ett solfångarsystem, ett ackumulatorsystem, ett tillsats-

värmesystem och ett distributionssystem. Delsystemen skiljs åt med värmeväxlare som tillsammans med all annan VVS-utrustning samt styr- och övervakningsutrustning är placerade i en drift-central.

Solvärmeanläggningen dimensionerades för att täcka 50 % av de 52 anslutna småhusens totala årsenergibehov på 1100 MWh. Det resterande energibehovet beräknades bli täckt med fossileldning.

Det konstruktionstekniskt sett mest kännetecknande draget för Ingelstadanläggningen är dess typ av solfångare och värmeackumulator:

- Paraboliska spegelrännor med absorbatorrör som vrids öst-väst allt efter solens rörelse.
- Cylinderformad, fristående betongtank med kraftig utvändig värmeisolering.

Solfångarsystemet består av 35 parallellkopplade solfångargrupper med sammanlagt 1320 m<sup>2</sup> solfångararea. Värmeackumulatorn rymmer 5000 m<sup>3</sup> vatten och har 1 m tjock, högvärdig värmeisolering i väggar och tak. Det beräkningsmässiga k-värdet ligger på 0,04 W/m<sup>2</sup> °C. För bottenkonstruktionen är motsvarande k-värde 0,08 W/m<sup>2</sup> °C.

Distributionssystemet är utformat som ett konventionellt sekundärfjärrvärmenät med normal värmeisoleringsstandard. Fjärrvärmenätet är dimensionerat för 80 °C vid -20 °C utetemperatur. Med hänsyn till varmvattenberedningen ligger framledningstemperaturen på 50 °C som lägst.

Under planerings- och projekteringsarbetet utreddes frågor speciellt om solinfångning, värmelagring och anläggningens energibalans.

Direkt solinstrålning mot de koncentrerande solfångarna beräknades med hjälp av en empirisk beräkningsmodell för direktstrålning i kombination med meteorologisk statistik över antalet solskens-timmar. Den sammanlagda direktinstrålningen för perioden mars - september beräknades till 830 kWh/m<sup>2</sup> mot solfångarplanet.

Uppgifter om den koncentrerande solfångartypens värmetekniska prestanda hämtades vid projekteringen från schweiziska undersökningar. Följande uppgifter angavs:

$$\eta_0 = 0,71 \text{ (förlustfri verkningsgrad)}$$

$$k_e = 1,3 + 1,7 \cdot 10^{-3} \cdot (\bar{t}_F - t_L) \text{ [W/m}^2 \cdot \text{°C]} \text{ (förlustkoefficient)}$$

För att nå projekteringsmålet, dvs 50 % av årsvärmebehovet och hela tankvärmeförlusten täckt av solvärme, behövdes ett värmeutbyte på cirka 450 kWh/m<sup>2</sup> från solfångarna. Detta motsvarar 53 % i genomsnittlig solfångarverkningsgrad, ett resultat som med ledning av verkningsgradskurvorna ansågs vara uppnåeligt.

Enligt beräkningar vid projekteringen skulle maximalt drygt 300 MWh solvärme behöva lagras från sommar till vinter. Man räknade vidare med temperaturintervallet 40-95 °C vilket gav en ackumulatorvolym på drygt 5000 m<sup>3</sup>.

Under projekteringsarbetet jämfördes och värderades ett flertal ackumulatoralternativ, främst ur tätnings- och värmeisolerings-synpunkt. Sålunda jämfördes t ex fristående tankar av stål eller betong samt en bassäng i mark med flytande däck. Betongtanken valdes eftersom den bäst uppfyllde alla krav på täthet, värmeisolering och materialbeständighet. Den totala tankvärmeförlusten per år beräknades till cirka 40 MWh.

Enligt den framräknade energibalansen för hela anläggningen skulle solvärmeutbytet uppgå till 590 MWh. Efter tankvärmeförluster beräknades 550 MWh vara utnyttjningsbart solvärme. Av detta skulle 55 % distribueras direkt under perioden mars - september och resten bli långtidslagrat för att utnyttjas senare under året.

Investeringsbehovet för hela anläggningen bestämdes efter offert-sammanställningen till cirka 8,4 milj kr i 1978 års priser. Bygg-entreprenaden för tanken uppgick till cirka 2,4 milj kr. Solfångarentreprenaden som omfattade ställningar, solfångare med mekanik och elektronik samt rör fram till samlingsledningarna i solfångarfältet uppgick till cirka 2,5 milj kr.

#### Driftläggning och mätresultat

Ingelstadanläggningen togs första gången i drift i början av maj 1979. Under den första säsongen användes all solvärme för höjning av tanktemperaturen från 5 °C till cirka 40 °C, dvs normal starttemperatur ett år med start i mars. Under 1980 års drift av solfångarsystemet levererades solvärme såväl till tanken som direkt till distributionssystemet. Tanktemperaturen låg därför praktiskt taget konstant på cirka 45 °C under hela säsongen.

Tankmaterialens temperaturbeständighet undersöktes genom att tanktemperaturen höjdes till cirka 80 °C med hjälp av oljepannan i slutet av 1979 och 1980. Efter den första uppvärmningen upptäcktes omfattande kalkutfällningar i rörsystemet berört av tankvattenet. Rörsystemet rengjordes och den andra uppvärmningen gav inga nya kalkproblem. Cement- och betonginstitutet har gjort en separat utredning om kalkutfällningarna. Man har dragit slutsatsen att tankens vatten har alkaliserats genom kontakten med betongytorna.

Under 1981 och 1982 års drift av solfångarsystemet lagrades med undantag av ett par månader 1982 all solvärme in i tanken. Tanktemperaturen höjdes mellan 20 och 25 °C från en starttemperatur på cirka 45 °C dessa båda säsonger. Under både 1981 och 1982 skedde tankens värmeurlagring först mot slutet av året. Stilleståndspenoden dessförinnan användes för undersökning av tankvärmeförlusterna.

Mätresultaten för solinstrålning i Ingelstad 1981 och 1982 ger ställda mot SMHI:s statistik för andra orter en mer allmän information om den direkta solinstrålningens storlek och variation i Sverige.

I Ingelstad uppmätt global solinstrålning mot horisontalplanet var under perioden mars - september år 1981 cirka 790 kWh/m<sup>2</sup>. Härav utgjordes 360 kWh/m<sup>2</sup>, dvs cirka 46 %, av direkt solinstrålning. Motsvarande värden var under perioden mars - september år 1982 cirka 870 kWh/m<sup>2</sup>, 460 kWh/m<sup>2</sup> respektive cirka 53 %. Man noterar att direktinstrålningen för 1982 års mätperiod såväl absolut sett som sett relativt globalinstrålningen är väsentligt större än för 1981 års mätperiod.

SMHI förfogar idag över solstatistik som omfattar 13 svenska orter varav 8 omspänner en 20-årig observationsperiod för globalinstrålning mot horisontalplanet. Uppgifter om direkt solinstrålning under en längre period finns emellertid endast för Stockholm.

Man finner med statistikens hjälp, om man begränsar sig till Götaland och Svealand och undantar Gotland, att den genomsnittliga globala solstrålningen mot horisontalplanet för perioden mars - september ligger mellan cirka 870 och 940 kWh/m<sup>2</sup>. Enligt statistiken för Stockholm och mätresultaten från Ingelstad ligger direktinstrålningen på cirka 55 % av det lägre värdet och på cirka 60 % av det högre värdet.

Sammanfattningsvis tyder mätresultaten från Ingelstad och SMHI:s statistik på att den direkta solinstrålningen mot horisontalplanet för perioden mars - september under ett normalår ligger på drygt 500 kWh/m<sup>2</sup> som ett genomsnitt för Götaland och Svealand. Variationerna orter emellan är av storleksordningen + 10 % medan avvikelserna från normalårsvärdet för ett enstaka år på en ort kan uppgå till ± 20 %.

Erfarenheterna från Ingelstad tyder på att det kan förekomma något större lokala variationer, speciellt då enstaka år betraktas. Antar man att år 1981 i Ingelstad med drygt 360 kWh/m<sup>2</sup> uppmätt direktinstrålning representerar ortens undre gräns blir normalårsvärdet cirka 450 kWh/m<sup>2</sup>.

Direktinstrålningen under tiden mars - september 1982 är cirka 460 kWh/m<sup>2</sup>. 1982 representerar därmed ett normalår med avseende på direktinstrålningen.

Uppmätta värmebalanser för hela anläggningen 1981 och 1982 visar att solvärmens täckningsgrad i praktiken ligger på mellan 10 och 14 %. Den låga täckningsgraden jämfört med projekteringsmålet 50 % beror på följande huvudfaktorer:

- 1 *Den direkt instrålade solenergin är lägre än vad som bestämdes vid projekteringen.*
- 2 *Solfångarsystemets säsongsverkningsgrad är lägre än vad som bestämdes vid projekteringen.*
- 3 *Akkumuleringsstankens värmeförluster är större än vad som bestämdes vid projekteringen.*

Under perioden mars - september 1982 uppmättes 670 kWh/m<sup>2</sup> direkt solinstrålning mot det rörliga solfångarplanet. Uppmätt direktinstrålning 1982 ligger på praktiskt taget samma nivå som den rätt beräknade direktinstrålningen för ett genomsnittså i Ingelstad. Dessa resultat visar att direktinstrålningen överskattades med drygt 25 % vid projekteringen.

Solfångarsystemets säsongsverkningsgrad låg både 1981 och 1982 på cirka 30 %. Den verkliga solfångarverkningsgraden ligger därmed väsentligt lägre än 53 % som bestämdes vid projekteringen.

Denna stora skillnad mellan projekterade och mätta värden beror på att solfångarnas termiska verkningsgrad under verklig drift i anläggningen är väsentligt lägre än den verkningsgrad som bestämdes vid standardprovningar före projekteringsarbetet. Detalj-



studierna av solfångarverkningsgraden visar att försämringen kan hänföras till solfångarnas optiska funktion. Solfångarna i anläggningen absorberar endast cirka 55 % av direktinstrålningen vilket ska jämföras med cirka 70 % bestämt vid standardprovningarna. Detta trots att man vid det praktiska skötselarbetet har lagt ner stor möda på att få anläggningens alla 420 solfångare att rätt fokusera solinstrålningen. Det är uppenbarligen svårt att få en stor mängd koncentrerande solfångare av den typ som här används att tillsammans fungera på ett lika bra sätt som en enda solfångare vid en standardprovning.

Solvärmeutbytet låg 1982 på cirka 200 kWh/m<sup>2</sup> solfångararea vid en solfångartemperatur på 76 °C. Om man utgår från detta resultat och samtidigt tar hänsyn till direktinstrålningens variation orter emellan kan följande slutsats dras:

- *Det årliga värmeutbytet under ett genomsnittsåår ligger för en solfångaranläggning av Ingelstads typ placerad inom Götaland eller Svealand på 200-240 kWh/m<sup>2</sup> solfångararea. Uppgifterna gäller för en solfångartemperatur på omkring 70 °C.*

Tankvärmeförlusten låg både 1981 och 1982 på cirka 120 MWh per år. Den verkliga tankvärmeförlusten är därmed 3 gånger större än vad som bestämdes vid projekteringen. Värmetekniska detaljustudier av tanken visar att praktiskt taget hela den försämrade värmesolteringsförmågan kan hänföras till väggpartierna.

#### Soltekniska beräkningar

Den svenska solstatistiken och hittills gjorda bearbetningar av denna är i många avseenden otillräckliga som underlag för praktiska solinstrålningsberäkningar. Detta gäller speciellt om direkt solinstrålning ska bestämmas för en viss ort.

SMHI:s statistik över direkt solinstrålning är mycket begränsad. Endast för Stockholm finns mätresultat med en någorlunda stor omfattning. En sammanställning som täcker en 10-årig observationsperiod för både direkt och global solinstrålning mot horisontalplanet finns idag tillgänglig. Denna statistik har använts för exemplifiering av två beräkningsmetoder för *direkt solinstrålning*:

**METOD 1** bygger på ett samband för direkt instrålningstäthet i solstrålningens normalplan (W/m<sup>2</sup>) i kombination med statistik över solskenstid (projekteringsmetoden).

**METOD 2** bygger på statistik över direkt och global solinstrålning mot horisontalplanet (kWh/m<sup>2</sup>) samt över solskenstid.

Metod 1 innebär att i tiden samhörande timvärden på solskenstid och instrålningstäthet ihopmultipliceras och summeras över hela månader. Beräkningsexemplet för Stockholm visar att direktinstrålningen överskattas med cirka 30 % om metod 1 används. Problemet kärnpunkt ligger i tolkningen av begreppet solskenstid. Direktinstrålningen beräknas som om himlen vore helt klar för all registrerad solskenstid. Detta gäller inte alltid i praktiken.

Metod 2 innebär att beräkningen sker i ett par steg där empiriska samband utnyttjas. Först bestäms globalinstrålningen ur statistik över solskenstiden. Därefter uppdelas globalinstrålningen i direkt

och diffus solinstrålning. Ett problem är att de empiriska samband som behövs vid beräkningsmetoden praktiskt taget har saknats hittills för svenska solstrålningsförhållanden. Sambanden har därför framtagits med hjälp av SMHI:s statistik för några svenska orter.

Beräkningsexemplet för Stockholm visar att direktinstrålningen bestämd med metod 2 överensstämmer mycket väl med verkligheten. Detta gäller för såväl månadssummor som för dagsfördelningar. Metod 2 har dessutom den fördelen framför metod 1 att såväl direktinstrålning som globalinstrålning kan framräknas.

Mätresultaten för direkt och global solinstrålning mot horisontalplanet samt för solskenstid i Ingelstad 1981 och 1982 tyder på att det här finns samband mellan dessa solparametrar av mycket likartat slag som på andra svenska orter. Den med metod 2 framräknade direktinstrålningen på drygt  $650 \text{ kWh/m}^2$  för perioden mars - september ett genomsnittså i Ingelstad bör därmed ligga tämligen nära verkligheten.

Metod 2 ger alltså tillförlitliga beräkningsresultat och metoden har därför använts för att mer allmänt bestämma solinstrålningen mot dels ett rörligt solfångarplan av den typ som finns i Ingelstad och dels ett solfångarplan med fast lutning. Som underlag för beräkningarna ligger SMHI:s statistik över solskenstid och globalinstrålning på några svenska orter. Sammanfattningsvis säger beräkningsresultaten att:

- 1 Den sammanlagda globalinstrålningen från mars till september mot ett fast, södervänt solfångarplan med  $35^\circ$  lutning är cirka  $960 \text{ kWh/m}^2$  för ett medelår i Götaland och Svealand. För enskilda orter uppgår avvikelserna till maximalt  $\pm 5\%$  från detta värde.
- 2 Motsvarande värden för ett rörligt solfångarplan av den typ som finns i Ingelstad är för direktinstrålningen cirka  $725 \text{ kWh/m}^2$  respektive  $\pm 10\%$ .

#### Teknisk utvärdering

När det gäller systemtekniska beräkningar har utvärderingsarbetet inriktats på beräkningsmetoder med vars hjälp funktionen för större delsystem kan efterliknas på ett verklighetstroget sätt. Beräkningsmetoder för värmeutbytet från solfångarsystem utrustade med olika solfångartyper och för värmeförlusterna från en ackumulerings-tank av här aktuellt slag har behandlats. Beräkningar har också gjorts för ett antal alternativa anläggningssystem och driftprinciper. Här behandlas utnyttjningsbar solvärmemängd för anläggningar med samma principuppgagnad som i Ingelstad. Beräkningarna omfattar systemvarianter där olika solfångartyper och olika typer av distributionssystem ingår.

Med hjälp av väl verifierade beräkningsmodeller för solinstrålning och solfångarsystem har värmeutbytet från mars till september bestämts för solfångartyper med olika värmetekniska prestanda: ( $\eta_0$  = förlustfri verkningsgrad,  $k_0$  = förlustkoefficient).

- Typ 1 - Effektiv koncentrerande solfångare  
 $\eta_0 = 0,70$   $k_0 = 1,3 \text{ W/m}^2 \text{ } ^\circ\text{C}$
- Typ 2 - Ingelstads koncentrerande solfångare  
 $\eta_0 = 0,55$   $k_0 = 1,3 \text{ W/m}^2 \text{ } ^\circ\text{C}$
- Typ 3 - Effektiv plan solfångare  
 $\eta_0 = 0,70$   $k_0 = 2,1 \text{ W/m}^2 \text{ } ^\circ\text{C}$

Alla beräkningar har gjorts för södervända solfångare med  $35^\circ$  lutning och perioden från mars till september.

Beräkningarna visar att i temperaturområdet  $60^\circ\text{C} - 80^\circ\text{C}$ , där genomsnittlig drifttemperatur ligger för solfångarna i en anläggning av Ingelstads typ, är en effektiv koncentrerande solfångare (typ 1) bäst. Erfarenheterna från Ingelstadanläggningen tyder dock på att Ingelstads koncentrerande solfångare (typ 2) har värmetekniska prestanda på en praktiskt uppnåelig nivå för en stor grupp av koncentrerande solfångare. Därmed utgör en effektiv plan solfångare (typ 3) ett starkt alternativ till koncentrerande solfångare.

En generell rekommendation för val av solfångartyp vid olika drifttemperaturer blir, om den baseras på framräknat värmeutbyte per år, för Götaland och Svealand:

- $40-60^\circ\text{C}$  - effektiv plan (typ 3) - cirka  $400 \text{ kWh/m}^2$ , år
- $60-80^\circ\text{C}$  - effektiv plan (typ 3) - cirka  $300 \text{ kWh/m}^2$ , år
- $80-100^\circ\text{C}$  - effektiv plan (typ 3) - cirka  $200 \text{ kWh/m}^2$ , år  
 eller  
 koncentrerande (typ 2)

I praktiska fall uppgår drifttemperaturen för solfångarna i en anläggning av Ingelstads typ till maximalt  $80^\circ\text{C}$  och valet faller på en effektiv plan solfångare (typ 3).

En jämförelse mellan datorberäknade och uppmätta temperaturförändringar i Ingelstadanläggningens tank visar att dess väggpartier har bristfällig värmeisolering och därför svarar för nästan 70 % av årsvärmeförlusten på 120 MWh. Väggens k-värde har bestämts till  $0,32 \text{ W/m}^2 \text{ } ^\circ\text{C}$  vilket är 8 gånger större än beräknat vid projekteringen.

Tankens årsvärmeförlust bör kunna sänkas till cirka 60 MWh genom förbättring av tankväggens värmeisolering.

Solvärmeutbytet per år för hela anläggningen har beräknats för några alternativ med avseende på distributionssystem till de 52 anslutna husen respektive solfångarsystem:

- Solfångartyp 1, 2 eller 3 i kombination med 80/50-system för uppvärmning och tappvarmvatten (systemvarianter 1, 2 och 3)
- Solfångartyp 3 (effektiv plan) i kombination med 80/50-system eller 50/30-system för enbart uppvärmning (systemvarianter 4 och 5)

För varje systemvariant har genomsnittsårets solvärmeutbyte beräknats vid fasthållen tankvolym och varierande solfångararea. Tankens värmeisoleringsförmåga har antagits vara fullgod.

För systemvarianterna 1-3 gäller enligt beräkningarna att:

- Ett solfångarsystem med drygt 1300 m<sup>2</sup> av solfångartyp 2 i kombination med 5000 m<sup>3</sup> tank (Ingelstadanläggningen) ger cirka 260 MWh solvärme, dvs drygt 25 % av total värmedistribution från centralen.
- Motsvarande är för både solfångartyp 1 och 3 cirka 360 MWh, dvs cirka 40 %.
- För projekteringsmålet med 50 % solvärme, dvs 455 MWh, krävs antingen 1700 m<sup>2</sup> av en effektiv koncentrerande solfångare (typ 1), 2300 m<sup>2</sup> av Ingelstads koncentrerande solfångare (typ 2) eller 1900 m<sup>2</sup> av en effektiv plan solfångare (typ 3) i kombination med 5000 m<sup>3</sup> tank.

För systemvarianterna 4-5 gäller enligt beräkningarna om drygt 1300 m<sup>2</sup> solfångararea förutsätts (Ingelstadsystemets storlek) att:

- Effektiv plan solfångare (typ 3) i kombination med 50/30-system och 10 000 m<sup>3</sup> tank ger störst solvärmeutbyte av alla behandlade systemvarianter. Systemet ger cirka 420 MWh solvärme, dvs cirka 50 % av värmedistributionen från centralen och tappvarmvattenberedningen lokalt i husen.
- Effektiv plan solfångare (typ 3) i kombination med 50/30-system och 10 000 m<sup>3</sup> tank ger cirka 25 % mer solvärme än densamma i kombination med 80/50-system och 5000 m<sup>3</sup> tank.
- Effektiv plan solfångare (typ 3) i kombination med 50/30-system och 5000 m<sup>3</sup> tank ger cirka 370 MWh solvärme, dvs ungefär samma som för systemvariant 1.

#### Ekonomi och utvecklingspotential

Ekonomiska kalkyler har gjorts med hjälp av en nuvärdesmetod. Metoden är mycket lik den redan vedertagna kalkylmetod som används för beräkning av den sk besparingskostnaden vid energibesparande åtgärder.

För att få till stånd en värmeproducerande anläggning krävs normalt både byggnadstekniska och installationstekniska åtgärder. Ett med besparingskostnaden jämförbart uttryck för beräkning av värmeproduktionskostnaden där hänsyn tas till skilda brukstider för byggnad och installation har använts. Tankkonstruktionens brukstid har satts till 40 år medan brukstiden för övriga anläggningsdelar har satts till 20 år. Det innebär att solfångarsystem och all VVS-utrustning byts mot ny utrustning efter 20 års användning.

Beräkning av värmeproduktionskostnaden (kr/kWh) görs genom att ställa nuvärdet för samtliga investerings- och underhållskostnader mot nuvärdet av den sammanlagt producerade solvärmens under anläggningens 40-åriga brukstid. Vid nuvärdesberäkningarna har den reala kalkylräntan satts till 4 % och den årliga, reala energiprisökningen satts till 2 %.

Värmeproduktionskostnaden ligger i dagsläget på drygt 1,70 kr/kWh för Ingelstadanläggningen i befintligt skick och med aktuell värmeproduktion. Anläggningskostnaderna ligger uttryckta i 1983 års prisnivå på 3200 kr/m<sup>2</sup> för solfångarna, 1400 kkr för VVS-utrustningen och 700 kr/m<sup>3</sup> för tanken. I solfångarkostnaden ingår kostnaden för solfångarelement, fundament och ställningar samt tomt. VVS-kostnaden inkluderar rörkostnader för solfångarfältets fördelningsledningar samt all övrig utrustning fram till distributions-systemet.

Aktuell värmekostnad för Ingelstadanläggningen är cirka 6 gånger större än dagens värmekostnad för oljeeldning i gruppcentraler som ligger på cirka 0,30 kr/kWh.

För att solvärmearbänläggningar av här aktuellt slag ska bli ekonomiskt intressanta alternativ för bostadsuppvärmning bör värmekostnaden inom en någorlunda snar framtid ligga helt i nivå med kostnaden för oljeeldning. Detta samtidigt som solvärmens kan ge ett påtagligt tillskott (ett antal TWh) till landets värmeförsörjning. Ett rimligt tidsperspektiv i det sammanhanget är kanske 20 å 30 år. Om en 2 %-ig real oljeprisökning per år antas, ligger värmekostnaden för oljeeldning då på mellan 0,43 och 0,53 kr/kWh.

Frågan är vilka anläggningskostnader som verkligen ger de stipulerade värmekostnaderna. Man får en uppfattning om detta med hjälp av framräknad värmeproduktion för anläggningsvarianter utrustade antingen med effektiva plana eller med effektiva koncentrerande solfångare. För anläggningar med samma principupbyggnad och samma driftförhållanden på distributionssidan som i Ingelstad fås lägst värmekostnad för cirka 2500 m<sup>2</sup> solfångare i kombination med 5000 m<sup>3</sup> värmeackumulator.

År 1985 har valts som referenstidpunkt för alla kostnadsdiskussioner om framtiden. Ett energipolitiskt beslut om den framtida svenska inriktningen på energiområdet ska tas år 1985 varför det är naturligt att välja detta år.

Med stöd av en del utredningsarbeten om värmeackumulering för årsvärmesystem kan man utgå ifrån en kostnad på 350 kr/m<sup>3</sup> i 1985 års priser för en värmeisolerad markgrop. En viktig förutsättning för att kostnadskraven på solfångarna ska bli realistiska är att VVS-kostnaden ligger på en mycket låg nivå jämfört med den i Ingelstad. Det har under de allra senaste åren projekterats en del större solfångaranläggningar där VVS-kostnaden legat på nivån 500 å 1000 kkr i dagens priser. Ett mycket enkelt VVS-tekniskt utförande bör kunna ge en kostnad på nivån 500 kkr.

Dessa förutsättningar leder fram till följande kostnadskrav i 1985 års priser för solfångarna om värmekostnaden ska ligga mellan stipulerade 0,43 och 0,53 kr/kWh:

- 1 Effektiv plan solfångare: 800-1300 kr/m<sup>2</sup>
- 2 Effektiv konc solfångare: 1000-1500 kr/m<sup>2</sup>

Kostnadskravet för anläggningsfallet med koncentrerande solfångare ligger alltså endast 200 kr/m<sup>2</sup> över kostnadskravet för anläggningsfallet med plana solfångare. Om man inom 20 å 30 år överhuvudtaget har de kostnader för solfångaranläggningar som stipuleras ovan är det emellertid troligt att kostnaden för en koncentrerande solfångartyp kommer att överstiga kostnaden för en plan solfångartyp med mer än 200 kr/m<sup>2</sup>. Av den anledningen torde alltså solvärmeanläggningar utrustade med effektiva, plana solfångare ha större försättningar att bli konkurrenskraftiga gentemot oljeeldade anläggningar än solvärmeanläggningar utrustade med effektiva, koncentrerande solfångare. Vad som ytterligare talar emot stora solfångaranläggningar utrustade med koncentrerande solfångare är att det som tidigare har nämnts rent tekniskt är svårt att få en effektiv solfångarfunktion.

## BETECKNINGAR

A	Solarkonstant på jordytan	[W/m <sup>2</sup> ]
Ag	Genomsnittlig frontarea hos solfångare	[m <sup>2</sup> ]
B	Atmosfärens extinktion (dimensionslös)	
b	Avstånd mellan stigarrör	[m]
b <sub>o</sub>	Koefficient för beräkning av K <sub>i</sub> (dimensionslös)	
C	Diffus strålning i förhållande till global strålning (dimensionslös)	
c <sub>p</sub>	Värmekapacitivet	[J/kg °C]
$\bar{D}$	Genomsnittlig diffus solinstrålning mot horisontalplanet	[kWh/m <sup>2</sup> månad]
d <sub>i</sub>	Innerdiameter hos stigarrör	[m]
d <sub>o</sub>	Ytterdiameter hos stigarrör	[m]
E	Instrålningstäthet	[W/m <sup>2</sup> ]
F	Flänsverkningsgrad (dimensionslös)	
F <sub>o</sub>	Korrigeringsfaktor för skuggning (dimensionslös)	
F <sub>1</sub>	Verkningsgradsfaktor hos solfångare (dimensionslös)	
F <sub>2</sub>	Flödesfaktor hos solfångare (dimensionslös)	
F <sub>3</sub>	Effektivitetsfaktor hos värmeväxlare (dimensionslös)	
$\bar{G}$	Genomsnittlig global solinstrålning mot horisontalplanet	[kWh/m <sup>2</sup> månad]
G <sub>o</sub>	Extraterrestrisk global solinstrålning mot horisontalplanet	[kWh/m <sup>2</sup> månad]
h <sub>i</sub>	Värmeöverföringstal	[W/m <sup>2</sup> °C]
I	Investering	[kr]
i	Infallsvinkel	[Grader]
K <sub>o</sub>	Effektiva förlustkoefficientens beroende av övertemperaturen (första termen)	[W/m <sup>2</sup> °C]

$K_1$	Effektiva förlustkoefficientens beroende av övertemperaturen (andra termen)	$[W/m^2 \text{ } ^\circ C^2]$
$K_i$	Korrektionsfaktor för optisk verkningsgrad (dimensionslös)	
$K_{\text{besp}}$	Besparingskostnad	$[kr/kWh]$
$K_{\text{värme}}$	Värmeproduktionskostnad	$[kr/kWh]$
$k \cdot A$	Produkten av värmeövergångstal och area hos värmeväxlare	$[W/^\circ C]$
$k_e$	Effektiv förlustkoefficient	$[W/m^2 \text{ } ^\circ C]$
$k_s$	Förlustkoefficient hos solfångare	$[W/m^2 \text{ } ^\circ C]$
$m$	Relativt måttfel (dimensionslös)	
$m_t$	Värmemotstånd	$[m^2 \text{ } ^\circ C/W]$
$\dot{m}$	Värmebärarens massflöde per ytenhet solfångare	$[kg/m^2 \text{ } s]$
$n, m$	Brukstid	$[år]$
$P$	Nuvärdesfaktor (dimensionslös)	
$p_s$	Solskenstid	$[h]$
$Q$	Värmemängd	$[Wh]$
$\dot{Q}$	Värmeeffekt	$[W]$
$q$	Real årlig värmeprisändring	$[\%]$
$R$	Radie	$[m]$
$r$	Real kalkylränta	$[\%]$
$\bar{S}$	Genomsnittlig solskenstid	$[h/månad]$
$S_o$	Maximalt möjlig solskenstid	$[h/månad]$
$\bar{t}_F$	Värmebärarens medeltemperatur	$[^\circ C]$
$t_L$	Lufttemperatur	$[^\circ C]$
$t_{in}$	Värmebärarens inloppstemperatur	$[^\circ C]$
$t_{ut}$	Värmebärarens utloppstemperatur	$[^\circ C]$
$U$	Årlig underhållskostnad	$[kr/år]$
$\dot{V}$	Vätskeflöde	$[m^3/s]$
$W$	Energiinstrålningstäthet	$[Wh/m^2]$



$\dot{W}$	Värmekapacitetsflöde	[W/°C]
w	Real årlig elprisändring	[%]
$\alpha$	Solhöjd	[grader]
$\beta$	Solfångarlutning mot horisontalplanet	[grader]
$\gamma$	Solasinut	[grader]
$\eta$	Effektverkningsgrad (dimensionslös)	
$\eta_o$	Förlustfri effektverkningsgrad (dimensionslös)	
$\eta_t$	Temperaturverkningsgrad (dimensionslös)	
$\lambda$	Värmeledningsförmåga	[W/m °C]
$\tau_s$	Antal solskenstimmar	[h]
$(\tau_a)_e$	Effektiv, optisk verkningsgrad hos solfångare (dimensionslös)	

Index enligt följande anger att strålningen avser:

Direkt solinstrålning mot horisontalplanet	bh
Diffus solinstrålning mot horisontalplanet	ih
Global solinstrålning mot horisontalplanet	gh
Direkt solinstrålning mot strålningens normalplan	bN
Direkt solinstrålning mot solfångarplan	bi
Global solinstrålning mot solfångarplan	$\beta$

## FIGURFÖRTECKNING

- Fig 2.1 Ingelstads geografiska placering.  
(Från Finn, 1979.)
- Fig 2.2 Markdisposition för solvärmeanläggningen och intilliggande småhusområde.  
(Från Finn, 1979.)
- Fig 2.3 En bild tagen från sydost över anläggningen i Ingelstad.
- Fig 2.4 Principschema med förväntade energiflöden.  
(Från Finn, 1979.)
- Fig 2.5 Flödesschema. (Från Finn, 1979.)
- Fig 2.6 En av anläggningens 420 paraboliska solfångare och dess huvuddelar.
- Fig 2.7 Solfångarsystemets planutformning med ledningsdragningar till och inom de olika solfångargrupperna. Streckade ledningsstråk är kulvertförlagda medan resterande ledningsstråk ligger fritt ovan jord.
- Fig 2.8 Exempel på skuggning av solfångarfältet från omgivningen. Exemplet gäller för en solfångarplacering i centrum av raden längst åt söder.
- Fig 2.9 Ackumuleringstankens konstruktion (från Finn, 1979). Underst visas konstruktionsprincipen för in- och utloppsanordningarna.
- Fig 2.10 Kulvertnätets planutsträckning och dess ledningsdimensioner. Underst visas ett tvärsnitt genom kulvertkonstruktionen (ritningar från Växjö Kraft-Värme AB).
- Fig 2.11 Flödesschema för styrning. (Från Finn, 1979.)
- Fig 2.12 Programflödesschema för solfångarkretsens överordnande styrlogik.
- Fig 2.13 Reglerkrets för värmeinlagring i ackumulatortanken. (Från Finn, 1979.)
- Fig 2.14 Reglerkrets för överföring av solvärme till distributionskretsen. (Från Finn, 1979.)
- Fig 3.1 Vid projekteringen beräknad direkt solinstrålning mot det rörliga solfångarplanet för månaderna mars-september. Resultatet utgör ett genomsnitt för ett "dåligt år", 1972 och ett "bra år", 1976, båda med avseende på sammanlagd solskenstid.

- Fig 3.2 Verkningsgradskurvor för en koncentrerande solfångare enligt uppgifter hämtade från Polisolar AG i Schweiz. Kurvorna gäller för en solfångare med bredden 0,8 m och vid stationära förhållanden. För varje kurva anges direkt instrålningstäthet. (Från Finn, 1979.)
- Fig 3.3 Kvoten mellan sammanlagd byggkostnad och värmelagringskapaciteten som funktion av förhållandet mellan höjd och diameter hos tanken. Tankvolymen fasthålls vid 5000 m<sup>3</sup> och värmelagringskapaciteten motsvarar temperaturspannet 45 °C. (Från BFR, 1979.)
- Fig 3.4 Kvoten mellan sammanlagd byggkostnad samt kostnad för värmeförluster och värmelagringskapaciteten som funktion av isoleringstjockleken i väggar och tak hos tanken. Tankvolymen fasthålls vid 5000 m<sup>3</sup> och värmelagringskapaciteten motsvarar temperaturspannet 45 °C. (Från BFR, 1979.)
- Fig 3.5 Principschema för en abonnentcentral som försörjer småhus med värme och varmvatten från sekundärfjärrvärmenät.
- Fig 3.6 Överst: Fram- och returledningstemperaturer för småhusens radiatorsystem, dimensionerande för 80/50 °C vid - 20 °C utetemperatur. Underst: Sambandet mellan effektuttag för varmvattenberedning 5-45 °C och primär framlednings- respektive returledningstemperatur för småhusens tappvarmvattenkretsar (värmare av genomströmningstyp).
- Fig 3.7 Beräknad årsvärmebalans för värmecentralen under ett normalt solår. (Från Finn, 1979.)
- Fig 3.8 Under projektering beräknade tankkostnader för tankar med olika lagringsvolym. Förhållandet mellan höjd och diameter har fasthållits vid 0,28 som gäller för vald tank med 5000 m<sup>3</sup> lagringsvolym.
- Fig 4.1 Mätssystemets principiella uppbyggnad.
- Fig 4.2 Mätpunkternas placering i anläggningen. Givarbeteckningar:
- |                                 |                     |
|---------------------------------|---------------------|
| $T$ = vätsketemperatur          | $F$ = vätskeflöde   |
| $Q$ = värmemängd                | $D$ = drifttid      |
| $T$ = utetemperatur             | $V$ = vindhastighet |
| $E_g^u$ = global solinstrålning |                     |
| $E_i$ = diffus solinstrålning   |                     |
- Fig 4.3 Mätssystemets driftperioder åren 1980-1982.

- Fig 5.1 Anläggningens driftläggning åren 1979-1982. Kurvan visar tankens medeltemperatur.
- Fig 5.2 Temperaturbeteckningar använda i Tabell 5.1 om anläggningens driftläggning.
- Fig 6.1 Under mätperioden 1981 i Ingelstad uppmätt global och diffus solinstrålning mot horisontalplanet. Mätvärden under en del av juni saknas p g a fel i mätutrustningen.
- Fig 6.2 Under mätperioden 1981 i Ingelstad uppmätta värden på dels den globala solinstrålningen mot horisontalplanet och dels solskens tiden.
- Fig 6.3 Global och direkt daglig solinstrålning mot det rörliga solfångarplanet i Ingelstad. Mätvärden för april och juli 1981.
- Fig 6.4 Överst: Uppmätt direkt och global solinstrålning per månad mot horisontalplanet. Till höger visas summan av alla månader. Mätresultatet från Ingelstad år 1981 och år 1982 jämförs med SMHI:s mätresultat från Norrköping år 1981. (Från vänster till höger).  
Underst: Dito med SMHI:s mätresultat från Stockholm år 1979, år 1980 och medelåret för 10-årsperioden 1971-1980. (Från vänster till höger).
- Fig 6.5 Av SMHI uppmätta solskens tider för Jönköping, Norrköping och Stockholm. Staplarna anger genomsnittliga värden omfattande de år som anges i figuren.
- Fig 6.6 Överst: Uppmätt solskens tid per månad. Mätresultat från Ingelstad 1981 och från Jönköping år 1981 och år 1982. Till höger visas sammanlagd solskens tid mars-september.  
Underst: Dito med SMHI:s mätresultat från Jönköping år 1979, år 1980 och medelåret för tidperioden 1966-1975.
- Fig 6.7 Uppmätt direkt solinstrålning per dygn mot det rörliga solfångarplanet samt värmeutbyte per dygn. Figuren omfattar alla dygn med solfångardrift år 1981.
- Fig 6.8 Uppmätt direkt solinstrålning per dygn mot det rörliga solfångarplanet i Ingelstad under april och juli år 1981. För varje dygn finns också värmeutbytet inlagt.
- Fig 6.9 Uppmätt direkt solinstrålning mot det rörliga solfångarplanet samt värmeutbyte per månad i Ingelstad år 1981 och år 1982. Visat värmeutbyte är den värmemängd som har tillförts värmelagret. Till höger visas summan av alla månader.

- Fig 6.10 Uppmätt värmeutbyte avsatt mot direkt solinstrålning mot det rörliga solfångarplanet i Ingelstad. Kryssen, cirka 70 st, anger timmedelvärden hämtade från dagsperioder under april och juli år 1981. Linjen är en minsta kvadratanpassning till mätvärdespunkterna.
- Fig 6.11 I april 1981 uppmätta vätsketemperaturer kring värmeväxlaren mellan solfångarkretsen och tankkretsen. Temperaturerna är avsatta mot den direkta solinstrålningen mot det rörliga solfångarplanet. Kryssen markerar timvärden hämtade från dagsperioder med jämn temperaturhållning i solfångarsystemet. Inställt börvärde för tankkretsens temperatur efter värmeväxlaren  $\approx 67^{\circ}\text{C}$ .
- Fig 6.12 Mätresultat för solfångarkretsen en julidag 1981 i Ingelstad. Överst: Vätsketemperaturer på ömse sidor om värmeväxlaren mellan solfångar- och tankkretsen. Axeln till höger visar solfångarkretsens värmeinnehåll räknat från starttemperaturen på morgonen. Mitten: Drifttiden för solfångarkretsens vätskepumpar. Underst: Uppmätt direkt solinstrålning mot det rörliga solfångarplanet jämt uppmätt och beräknad värmeupptagning.
- Fig 6.13 Ackumuleringstanken. Översikt över mätresultat från mätsäsongen mars-september 1981. All solvärme har tillförts tanken. Mätvärden saknas från två veckor i juni.
- Fig 6.14 Månadsvärmebalanser och temperaturer för ackumuleringstanken 1981 och 1982. Axeln till höger längst ner visar värmeinnehållet relativt  $40^{\circ}\text{C}$ .
- Fig 6.15 Mätresultat för distributionskretsen år 1981 i Ingelstad. Varje kryss markerar ett dygnsmedelvärde. Alla mätvärden hänförs till distributionskretsens huvudledningar i den punkt där dessa lämnar värmecentralen.
- Fig 6.16 Principen för distributionskretsens flödestyrning år 1981.
- Fig 6.17 Mätresultat med timupplösning för distributions- och tankkretsarna i Ingelstad. Resultat från tvådagarsperioder med olika differenstryck. Under båda perioderna urlagras värme från ackumuleringstanken. Överst: Vätsketemperaturer på ömse sidor av värmeväxlaren mellan tank- och distributionskretsarna samt utetemperatur. Mitten: Värmeeffekt beräknad med hjälp av mätvärden för vätsketemperaturer och vätskeflöde i distributionskretsen. Underst: Vätskeflöden i distributionskretsen.

- Fig 6.18 Mätresultat med timupplösning för distributionskretsen i Ingelstad. Resultat från två-dagarsperioder med öppna respektive stängda förbigångar. Under perioderna tillförs distributionssystemet värme från oljepannan.  
Överst: Fram- och returledningstemperaturer samt utetemperatur.  
Mitten: Värmeeffekt beräknad med hjälp av mätvärden för vätsketemperaturer och vätskeflöde i distributionskretsen.  
Underst: Vätskeflöden i distributionskretsen.
- Fig 6.19 Möjlig sänkning av distributionskretsens returtemperatur i förhållande till 1981 års nivå. Den sänkta returtemperaturen fås om vätskeflödet begränsas genom en lämpligare pumpstyrning än under år 1981 och om distributionskretsens förbigångar alltid hålls stängda.
- Fig 6.20 Genom mätningar bestämda årsvärmebalanser för anläggningen i Ingelstad år 1981 och år 1982. Staplarna till vänster visar sammanlagd direkt solinstrålning mot det rörliga solfångarplanet (1240 m<sup>2</sup> koncentrerande solfångare) under tiden från mitten av mars till slutet av september. Staplarna i mitten visar det sammanlagda värmeutbytet under samma tid. Dessa staplar är uppdelade på tankvärmeförluster per år och nyttiggjord solvärme per år. Staplarna till höger visar det totala årsvärmebehovet för distributionssystemets 52 småhus inklusive kulvertvärmeförluster. De små staplarna längst till höger visar elenergiförbrukningen per år för alla vätskepumpar sammantagna.
- Fig 7.1 Vinkeldefinitioner för bestämning av solinstrålning mot ett rörligt solfångarplan av den typ som finns i Ingelstad (från Finn, 1979).
- Fig 7.2 Diagram över sannolikheten för solsken i Stockholm (från Löfberg, Lijedahl, 1976). Diagrammet bygger på SMHI:s statistik över solskenstid åren 1959-1973. Siffrorna anger medelsolskenstiden per timme uttryckt i % av timmen vilket är detsamma som sannolikheten för solsken under timmen.
- Fig 7.3 Uppmätt jänte enligt metod 1 (projekteringsmetoden) beräknad direkt solinstrålning mot horisontalplanet per månad i Stockholm. Till höger visas summor av alla månader. Mätresultaten från SMHI:s statistik omfattar åren 1971-1980 och beräkningsresultaten åren 1959-1973. Under staplarna anges i procentuella tal skillnaden mellan beräknings- och mätresultat i förhållande till mätresultat.

- Fig 7.4 Ångströms relation på månadsbasis framtagen för orterna Svalöv, Torslanda, Karlstad och Stockholm. Relationen visar kvoten mellan global och extraterrestrisk solinstrålning mot horisontalplanet ( $\bar{G}/G_0$ ) som funktion av kvoten mellan solskenstid och maximalt möjlig solskenstid ( $\bar{S}/S_0$ ). Kryssen är baserade på genomsnittliga månadsvärden för februari-november under 15-20 år enligt SMHI:s statistik. Linjen är en minsta kvadratanpassning till samtliga månadsvärden.
- Fig 7.5 Liu/Jordans relation på månadsbasis för Stockholm. Relationen visar kvoten mellan diffus och global solinstrålning mot horisontalplanet ( $\bar{D}/\bar{G}$ ) som funktion av kvoten mellan global och extraterrestrisk solinstrålning mot horisontalplanet ( $\bar{G}/G_0$ ). De olika symbolerna visar månadsvärden för ett urval av månader från olika årstider enligt SMHI:s statistik för åren 1961-1975. Linjen är en minsta kvadratanpassning baserad på månadsvärden för årets samtliga månader (efter Josefsson, 1981).
- Fig 7.6 Uppmätt jänte enligt metod 1 (projekteringsmetoden) och metod 2 (Liu/Jordans metod) beräknad direkt solinstrålning mot horisontalplanet per månad i Stockholm. Till höger visas summor av alla månader. Mät- och beräkningsresultaten enligt metod 2 omfattar åren 1971-1980 och beräkningsresultaten enligt metod 1 åren 1959-1973. Under staplarna anges i procentuella tal skillnaden mellan beräknings- och mätresultat i förhållande till mätresultat.
- Fig 7.7 Genomsnittlig timvis fördelning av daglig diffus solinstrålning (vänster) och daglig global solinstrålning (höger) mot horisontalplanet som funktion av antalet timmar mellan soluppgång och solnedgång (efter Liu/Jordan, 1977).
- Fig 7.8 Exempel på genomsnittlig dagsfördelning av direkt och global solinstrålning mot horisontalplanet för april månad i Stockholm. SMHI:s klimatstatistik för 10-årsperioden 1971-1980 ligger till grund för fördelningarna.  
 ÖVERST: Uppmätt jänte enligt metod 1 (projekteringsmetoden) och metod 2 (Liu/Jordans metod) beräknad direkt solinstrålning mot horisontalplanet.  
 UNDERST: Uppmätt jänte enligt metod 2 (Liu/Jordans metod) beräknad global solinstrålning mot horisontalplanet.

- Fig 7.9 Enligt metod 1 (Projekteringsmetoden) och metod 2 (Liu/Jordans metod) beräknad direkt solinstrålning per månad mot ett rörligt solfångarplan av den typ som finns i Ingelstad. Till höger visas summor av alla månader. Beräkningsresultaten gäller för Stockholm och omfattar för metod 1 åren 1959-1973 och för metod 2 åren 1971-1980.
- Fig 7.10 Ångströms relation på månadsbasis. Relationen visar kvoten mellan global och extraterrestrisk solinstrålning mot horisontalplanet ( $\bar{G}/G_0$ ) som funktion av kvoten mellan solskenstid och maximalt möjlig solskenstid ( $\bar{S}/S_0$ ). Linjen är en minsta kvadratanpassning till genomsnittliga månadsvärden för februari-november under 15-20 år enligt SMHI:s statistik för fyra orter. Punkterna motsvarar mätvärden från Ingelstad för månaderna april-september under åren 1981 och 1982.
- Fig 7.11 Liu/Jordans relation på månadsbasis. Relationen visar kvoten mellan diffus och global solinstrålning mot horisontalplanet ( $\bar{D}/\bar{G}$ ) som funktion av kvoten mellan global och extraterrestrisk solinstrålning mot horisontalplanet ( $\bar{G}/G_0$ ). Linjen är en minsta kvadratanpassning till genomsnittliga månadsvärden för årets samtliga månader enligt SMHI:s statistik för Stockholm. Punkterna markerar mätvärden från Ingelstad för månaderna april-september under åren 1981 och 1982.
- Fig 7.12 Vid projekteringsarbetet jämte enligt metod 2 (Liu/Jordans metod) beräknad direkt solinstrålning per månad mot det rörliga solfångarplanet i Ingelstad. Till höger visas summor av alla månader. Beräkningsresultaten enligt metod 2 är baserade på genomsnittlig solskenstid i Jönköping under åren 1966-1975. Vid projekteringsarbetet baserades beräkningarna på solskenstiden i Jönköping under åren 1972 och 1976.
- Fig 7.13 Uppmätt jämte enligt metod 2 (Liu/Jordans metod) beräknad direkt solinstrålning per månad mot det rörliga solfångarplanet i Ingelstad år 1981. Till höger visas summor av alla månader. Beräkningsresultaten är baserade på solskenstiden registrerad i Ingelstad år 1981. Under staplarna anges i procentuella tal skillnaden mellan beräknings- och mätresultat i förhållande till mätresultat.
- Fig 7.14 Med hjälp av Liu/Jordans metod beräknad genomsnittlig solinstrålning mars-september mot solfångare placerade i Ingelstad, Svalöv och Stockholm. För Ingelstad är beräkningsresultatet baserat på solskenstiden i Jönköping. För Svalöv och Stockholm är beräkningsresultaten baserade på uppmätt globalinstrålning mot horisontalplanet. Till höger visas summor och variations-



område för Mellan- och Sydsverige.

Överst: Beräknad direkt solinstrålning per månad mot ett rörligt solfångarplan av den typ som finns i Ingelstad. Till höger visas summor av alla månader.

Underst: Beräknad global solinstrålning per månad mot ett fast, södervänt, solfångarplan med  $35^\circ$  lutning mot horisontalplanet. Till höger visas summor av alla månader.

- Fig 8.1 Principschema för solfångarkretsens anslutning till tankkretsen i Ingelstadanläggningen. I figuren visas beteckningar för temperaturer och vätskeflöden använda i textens beräkningssamband.
- Fig 8.2 Verkningsgradkurva för de solfångare som redovisas i Tabell 8.1.
- Fig 8.3 Solvärmeanläggning i Ingelstad. Värmeupptagningen som funktion av solfångartemperaturen för de solfångare som redovisas i Tabell 8.1. Längst ner i diagrammet visas den uppvärmningsförlust som ska dras ifrån värmeupptagningen för att nettovärmeutbytet ska fås för ett stort solfångarsystem.
- Fig 8.4 Solvärmeanläggning i området kring Stockholm och söder därom i Sverige. Nettovärmeutbytet variationsområde för effektiva plana solfångare respektive Ingelstads koncentrerande solfångare redovisade i Tabell 8.1.
- Fig 8.5 Jämförelse mellan beräknat och uppmätt nettovärmeutbyte för solfångarsystemet i Ingelstad år 1981. Under staplarna anges den procentuella skillnaden mellan beräknings- och mätresultat.
- Fig 8.6 Sammanlagd direkt solinstrålning mot solfångarplanet, sammanlagt uppmätt värmeutbyte och sammanlagt beräknat värmeutbyte under de fyra mät-säsongerna 1979-1982 i Ingelstad. Under staplarna anges genomsnittlig solfångartemperatur.
- Fig 8.7 Ingelstadanläggningen 1981. Temperaturer i solfångarkretsen vid driftsäsongsens början och i lagringstanken under hela säsongen. Temperaturen i värmeväxlarens utlopp hölls konstant ( $67^\circ\text{C}$  fram till midsommar, därefter  $77^\circ\text{C}$ ). Vattenflödet i solfångarkretsen  $40\text{ m}^3/\text{h}$ . Vattenflödet mellan värmeväxlare och tank varierar från  $17\text{ m}^3/\text{h}$  och nedåt. Värmeväxlarens  $k \cdot A = 50\text{ kW}/^\circ\text{C}$ .
- Fig 8.8 Alternativ drift av Ingelstadanläggningen 1981. Temperaturer i solfångarkretsen vid driftsäsongsens början och i lagringstanken under hela säsongen. Vattenflödet i solfångarkretsen  $40\text{ m}^3/\text{h}$ . Vattenflödet mellan värmeväxlare och

tank  $40 \text{ m}^3/\text{h}$ . Värmeväxlarens  $k \cdot A =$   
 $= 100 \text{ kW}/^\circ\text{C}$ .

- Fig 8.9 Tvärsnitt genom tankens bottenkonstruktion och sidouppbyggnad. Angivna materialdata har använts vid beräkningarna.
- Fig 8.10 Tankens bottentemperatur och uteluftens temperaturer enligt mätningar 1980 och 1981. Värmefflöde genom lagringstankens botten (bottenarean  $625 \text{ m}^2$ ) beräknat analytiskt respektive numeriskt.
- Fig 8.11 Tankens värmeförluster 1981 uppdelade i förlust genom botten och förlust genom sidor och tak. För månaderna mars-september är totalförlusten uppmätt och bottenförlusten beräknad. För övriga månader är alla förluster beräknade. Temperaturerna i det undre diagrammet är använda vid beräkningarna.
- Fig 8.12 Jämförelse mellan datorberäknade och uppmätta temperaturfördelningar i Ingelstads tank 1981. Angivna  $k$ -värden för tankens tak-, vägg- och bottenkonstruktion är använda vid beräkningarna.
- Fig 8.13 Värmedistribution från centralen samt fram- och returledningstemperaturer som funktion av utetemperaturen för två alternativ på distributionssidan. Värmebehoven gäller under ett genomsnittsår med avseende på utetemperaturen för den husgrupp om 52 småhus som är ansluten till Ingelstadanläggningen.
- Fig 8.14 Beräknad utnyttjningsbar solvärmemängd per år för systemvarianter med  $5000 \text{ m}^3$  tank och 80/50-system för radiatorvärme och tappvarmvatten. Varianterna (1) och (2) har koncentrerande solfångare och variant (3) har plana solfångare med prestanda enligt Tabell 8.1. Täckningsgraden är solvärmens andel av total värmedistribution från centralen.
- Fig 8.15 Beräknad utnyttjningsbar solvärmemängd per år för systemvarianter med  $5000 \text{ m}^3$  tank och 80/50-system respektive 50/30-system utan tappvarmvatten. För 50/30-systemet visas också fallet med  $10000 \text{ m}^3$  tank. Alla varianterna har solfångare av mycket bra plan typ (prestanda enligt Tabell 8.1). Täckningsgraden är solvärmens andel av summan av total värmedistribution från centralen vid 50/30-system och tappvarmvattenberedning lokalt i husen.

- Fig 8.16 Beräknad genomsnittstemperatur mars-september för solfångare i systemvarianter med 5000 m<sup>3</sup> tank och 80/50-system respektive 50/30-system utan tappvarmvatten. För 50/30-systemet visas också fallet med 10000 m<sup>3</sup> tank. Alla varianterna har solfångare av en mycket bra plan typ (prestanda enligt Tabell 8.1). Axeln till höger visar solfångarnas värmeutbyte efter korrektion för uppvärmning av solfångarsystemet till brukbar temperaturnivå.
- Fig 9.1 Besparingskostnaden som funktion av real kalkylränta minus årlig relativ energiprisökning. Diagrammet belyser hur valet av kalkylränta och relativ energiprisökning påverkar prioritering mellan åtgärder med olika brukstid. (Från Abel, 1980.)
- Fig 9.2 Beräkning av värmeproduktionskostnaden  $K_{\text{värme}}$  enligt nuvärdeskriteriet för ett fall med både engångsinvestering ( $I_0$ ) och återkommande investeringar ( $I_1$  och  $I_1'$ ) samt årliga underhållskostnader ( $U$ ) för en energiproducerande åtgärd. Realvärdet för den årliga energiproduktionen ( $Q$ ) ökar med  $q$  % per år.
- Fig 10.1 Uppdelad värmeproduktionskostnad för solvärmeanläggningar med koncentrerande solfångare och 5000 m<sup>3</sup> betongtank i kombination med 80/50-system för värme och tappvarmvatten i 50 småhus. (Anläggningskostnader överst i Fig.) Kostnadsberäkning i 1985 års prisnivå med 4 % real kalkylränta, 2 % real årlig värmeprisändring, 40 års brukstid för tanken och 20 år i övrigt.
- Fig 10.2 Värmeproduktionskostnad för solvärmeanläggningar med koncentrerande eller plana solfångare och 5000 m<sup>3</sup> betongtank i kombination med 80/50-system för värme och tappvarmvatten i 50 småhus. (Anläggningskostnader överst i Fig.) Kostnadsberäkning i 1985 års prisnivå med 4 % real kalkylränta och varierande real årlig värmeprisändring ( $q$ ) samt brukstid för tank ( $\eta$ ) respektive övriga anläggningsdelar ( $m$ ).
- Fig 10.3 Värmeproduktionskostnad för solvärmeanläggningar med effektiva koncentrerande eller effektiva plana solfångare och 5000 m<sup>3</sup> värmeackumulator i kombination med 80/50-system för värme och tappvarmvatten i 50 småhus. (Anläggningskostnader överst i Fig.) Ackumulatorkostnaden varierar. Kostnadsberäkning i 1985 års prisnivå med 4 % real kalkylränta, 2 % real årlig värmeprisändring, 40 års brukstid för ackumulatören och 20 år i övrigt.

Fig 10.4 Värmeproduktionskostnad som funktion av solfångarkostnaden (solfångarelement + monteringsutrustning) och ackumulatorkostnaden för en solvärmeanläggning med 2500 m<sup>2</sup> effektiva plana solfångare och 5000 m<sup>3</sup> värmeackumulator i kombination med 80/50-system för värme och tappvarmvatten i 50 småhus. Diagram med olika kostnadsnivåer för all VVS (fördelningsledningar + övrig VVS-utrustning i centralen). Kostnadsberäkning i 1985 års prisnivå med 4 % real kalkylränta, 2 % real årlig värmeprisändring, 40 års brukstid för ackumulatören och 20 år i övrigt.

Fig 10.5 Värmeproduktionskostnad för solvärmeanläggningar med effektiva plana solfångare och 5000 m<sup>3</sup> respektive 10000 m<sup>3</sup> värmeackumulator i kombination med distributionssystem med olika dimensionering för 50 småhus. (Anläggningskostnader överst i Fig.) Ackumulatorkostnader på två olika nivåer. Kostnadsberäkning i 1985 års prisnivå med 4 % real kalkylränta, 2 % real årlig värmeprisändring, 40 års brukstid för ackumulatören och 20 år i övrigt.

## TABELLFÖRTECKNING

- Tabell 3.1 Teknisk jämförelse vid projekteringstillfället.
- Tabell 3.2 Anläggningskostnader från offertsammanställningen år 1978.
- Tabell 4.1 Mätstorheter som varje timma lagras av mätsystemet.
- Tabell 5.1 Anläggningens driftläggning under åren 1979-1982.
- Tabell 6.1 Mätresultat - solfångarsystemet.
- Tabell 6.2 Sammanställning av mätta och projekterade data.
- Tabell 6.3 Sammanställning över mätresultatens noggrannhet.
- Tabell 8.1 Prestandauppgifter för några solfångartyper.
- Tabell 8.2 Rekommendationer för val av solfångartyp.
- Tabell 8.3 Lämplig solfångartyp och möjligt värmeutbyte i Sverige från Stockholmsområdet och söderöver.
- Tabell 8.4 Solfångardriften i Ingelstad under mätsäsongerna 1979-1982.
- Tabell 9.1 Kostnadsindex för bygg- och installationstekniska arbeten.
- Tabell 9.2 Exempel på anläggningskostnader i löpande priser för stora solfångar-anläggningar med koncentrerande respektive plana solfångare.
- Tabell 9.3 Exempel på anläggningskostnader i löpande priser för olika typer av värmeackumulatorer.
- Tabell 9.4 Värmekostnader för oljeeldad gruppcentral.
- Tabell 10.1 Sammanfattning av kostnadskrav för solvärmeanläggningar med säsongsvärmelagring (alla kostnader i 1985 års prisnivå).

## REFERENSER

Abel, E, Vad man behöver beräkna för att utvärdera energiexperimenthus. VVS 12:1981. Stockholm: Förlags AB VVS 1981.

Abel, E, Kalkylräntans och relativa energiprisförändringars inverkan på lönsamhetskalkyler. VVS Special. 1:1980. Stockholm: Förlags AB VVS, 1980.

BFR, Byggforskningsrådets seminarium om tätning och isolering av behållare för säsongslagring av värme i vatten (1979-10-18). Stockholm, 1979.

Brown, G, Isfält, E, Solinstrålning och solavskärmning. Byggforskningen, Rapport R19:1974. Stockholm, 1975.

Claesson, J, Efring, B, Optimal Thermal Insulation and Ground Heat Losses. Department of Mathematical Physics, Lund Institute of Technology, 1979.

Dalenbäck, J-O, Gabrielsson, E, Ludvigson, B, Solvärmecentraler i Studsvik, Lambohov och Ingelstad, Sammanfattande erfarenheter fram till årsskiftet 1980/81. Byggforskningen, Rapport R53:1981. Stockholm, 1981.

DFE, Solvärmeforskning, En utvärdering av statens insatser. Delegationen för Energiforskning, DFE Rapport nr 44. Stockholm, 1981.

Duffie, J A., Beckman, W.A., Solar Energy Thermal Processes. New York: John Wiley and Sons, 1974.

Efring, B, Datorberäkning av tankvärmeförluster i Ingelstad. Utredningsrapport, 1982. /Oppublicerad./

Finn, L, A Swedish Solar Heating Plant with Seasonal Storage, The Ingelstad Project Design and Construction Stage. Swedish Council for Building Research, Document D14:1979. Stockholm, 1979.

Finn, L, Solvärmeverk Ingelstad i Växjö, Projektering och byggförberedelser. Byggforskningen, Rapport R82:1979. Stockholm, 1979.

Gabrielsson, P, Olsson, S-G, Solvärmesystem i befintlig bebyggelse, Förstudie: HSB-Vänersborg. Byggforskningsrådet, Rapport R114:1982. Stockholm, 1982.

Josefsson, W, En relation mellan diffus solstrålning och global strålning för Stockholm. Byggforskningsrådet, Rapport R138:1981. Stockholm, 1981.

Josefsson, W, Solstrålning mot lutande ytor i Stockholm. SMHI, preliminär rapport, juni 1982.

Liu, B.Y H, Jordan, R C, Availability of Solar Energy for Flat-Plate Solar Heat Collectors. Applications of Solar Energy for Heating and Cooling of Buildings, ASHRAE GRP 170, pp. V-1-V-26. Third printing. New York, 1977.

Löfberg, H A, Liljedahl, S, Sannolikhet för solsken. Meddelande 9:1976, Statens Institut för Byggnadsforskning.

Margen, P, Seasonal Thermal Storage, Swedish Practice, Developments and Cost Projections. Swedish Council for Building Research, Document D4:1981. Stockholm, 1981.

Margen, P, m fl, Stora solvärmesystem, Geoteknik, Områdesplanering, Ekonomi. Byggnadsförskningsrådet, Rapport R20:1982. Stockholm, 1981.

Olsson, G, Rapport om solinstrålning mot några olika solfångartyper. Examensarbete 1978, Institutionen för Mekanisk Värmeteori med Strömningslära, Lunds Tekniska Högskola. Lund, 1978.

Peterson, F, Ringblom, L, Varmvattenberedning med hjälp av solenergi - Förutsättningar och kostnader. Byggnadsforskningen, Rapport R83:1978. Stockholm, 1978.

Polisolar AG, Description of the Polisolar Low and High Temperature Solar Collector Systems. Bern, Schweiz.

Rombén, L, Kalkutfällningar i solvärmeverk, Ingelstad Växjö. Cement- och betonginstitutet, Rapport nr 8052, 1980.

Sandström, M, Wennerholm, H, Solvärmeverket i Ingelstad, Utvärdering av materialfrågor i ackumulatorkretsen. SP-Rapp. 1984:8. Borås, 1984.

SIS - Standardiseringskommissionen i Sverige, Värmeutrustning - Termiska solfångare med vätska som värmebärare - Bestämning av termiska egenskaper. Svensk Standard SS 1782, 1981.

Teknologisk Institut, Solvarme, Vejledning i projektering og udførelse af anlaeg. 2 udgave, Tåstrup, 1980.

Werner, S, Annual Heat Losses in District Heating Networks. Report A82-114, Department of Energy Conversion, Chalmers University of Technology, 1982.

Whillier, A, Prediction of Performance of Solar Collectors. Applications of Solar Energy for Heating and Cooling of Buildings, ASHRAE GRP 170, pp VIII-1-VIII-14. Third printing, New York, 1977.

Williams, B B, Meteorological Variables Related to Solar Energy, An Introduction to Meteorological Measurements and Data Handling for Solar Energy Applications. IEA Programme to Develop and Test Solar Heating and Cooling Systems, Task IV - Development of an Insolation Handbook and Instrument Package, pp. 10-1-10-12. Washington, 1980.

245





**Denna rapport hänför sig till forskningsanslag  
791145-0 från Statens råd för byggnadsforskning  
till Chalmers Tekniska Högskola, Avd. för  
Installationstekn. Göteborg.**

**R103: 1984**

**ISBN 91-540-4171-6**

**Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm**

**Art.nr: 6704103**

**Abonnemangsgrupp:  
W. Installationer**

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

**Cirkapris: 55 kr exkl moms**