



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

R93:1990

Ingelstad solvärmecentral

Utvärdering

Jan-Olof Dalenbäck

V-HUSETS BIBLIOTEK, LTH



15000

400135498

Bygghforskningsrådet

R93:1990

INGELSTAD SOLVÄRMECENTRAL

Utvärdering

Jan-Olof Dalenbäck

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 880047-4 och 870995-1 från Statens råd för byggnadsforskning till Chalmers tekniska högskola, Avdelningen för installationsteknik, Göteborg.

REFERAT

Experimentbyggnadsprojektet "Ingelstad solvärmecentral" har under 10 år varit föremål för tre utvärderingsprojekt och två genomgripande ombyggnader, och har därmed på ett väsentligt sätt bidragit till ökad kunskap i Sverige, och utomlands, när det gäller uppförande (praktik och kostnader) och drift (funktion) av större solvärmearläggningar.

Idag svarar solvärmearläggningen i Ingelstad för cirka 65 % (värmetyckningsgrad medelår) av de anslutna husens värmebehov. När anläggningen togs i drift gav den endast ett bidrag i storleksordningen 15 %.

Ett kraftigt ökat värmeutbyte tillsammans med minskade anläggningskostnader (vid ombyggnad) har dessutom medfört att värmekostnaden (beräknad) idag endast utgör en femtedel av den ursprungliga.

Denna rapport sammanfattar dels de resultat som uppnåtts under hela perioden 1979-89 och dels den senast genomförda utvärderingen under 1988/89. De två första mer omfattande utvärderingsprojekten finns dokumenterade i BFR's rapportserie som R103:1984 och R24:1988.

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

Denna skrift är tryckt på miljövänligt, oblekt papper.

R93:1990

ISBN 91-540-5270-X

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

gotab Stockholm 1990

INNEHÅLL

FÖRORD		1
INNEHÅLL		3
1	SAMMANFATTNING	5
1.1	Förbättrad värmeteknisk funktion	
1.2	Halverad anläggningskostnad	
2	ANLÄGGNINGSBESKRIVNING	9
3	UTVÄRDERING 1980-83	13
3.1	Överskattade prestanda	
3.2	Komplicerad teknik	
3.3	Några mindre åtgärder	
3.4	Idétävling	
4	UTVÄRDERING 1984-86	19
4.1	Nya plana solfångare	
4.2	Bättre resultat	
4.3	Detaljerade simuleringsberäkningar	
4.4	Goda drifterfarenheter	
4.5	Förstudie för utbyggnad	
5	UTVÄRDERING 1988-89	27
5.1	Utökad solfångararea	
5.2	Resultat nära förväntat	
5.3	Oförändrad värmelast och värmeförlust	
5.4	Enkla mätningar - enkla slutsatser	
6	ANLÄGGNINGSKOSTNADER	35
7	DISKUSSION	39
7.1	Värdefulla erfarenheter	
7.2	Intressant kostnadsutveckling	
7.3	Väldokumenterad anläggning	
REFERENSER		41

BILAGA: Förstudie och mätresultat för Ingelstad Ic.

FÖRORD

Avdelningen för Installationsteknik vid CTH har ansvarat för utvärderingen av experimentbyggnadsprojektet Ingelstad solvärmecentral under närmare 10 år. Egil Öfverholm (numera STEV) har varit BFR's handläggare, såväl när det gäller utvärdering som experimentbyggnadslån.

Utvärderingen har omfattat tre utvärderingsperioder, där Tekn. Dr Torbjörn Jilar var projektledare under den första perioden och undertecknad under de två senare perioderna. Professor Enno Abel och övriga kollegor vid Avd för Installationsteknik har varit ett värdefullt stöd i ett omfattande projekt.

Denna rapport sammanfattar dels de resultat som uppnåtts under hela perioden och dels den senast genomförda utvärderingen. De två första mer omfattande utvärderingsprojekten finns dokumenterade i BFR's rapportserie som R103:1984 (Jilar, 1984) respektive R24:1988 (Dalenbäck, 1988).

De två första perioderna användes ett datoriserat mätsystem för att utvärdera anläggningens funktion. Sedemera ersattes detta mätsystem med enklare utrustning för uppföljningen. Tommy Sundström har stor del i arbetet med mätsystem, framtagning och dokumentation av mätresultat.

Växjö Kommun är ägare till anläggningen och hela projektet har, från första upphandling till dags dato, letts med fast hand av K-G Jonsson. Sune Svantesson, kommunpolitiker, var med och initierade projektet och har, tillsammans med K-G Jonsson, i högsta grad bidragit till att anläggningen ser ut som den gör idag.

Lennart Finn, Reijlers Ingenjörbyrå (numera WEPAB), delaktig i projektering och dokumentation av den ursprungliga anläggningen, har fungerat som besiktningsman vid ombyggnaderna, vilka projekterats av AB Andersson & Hultmark.

Under den första utvärderingsperioden (1980-83) ansvarade VEAB (Växjö Energiverk) för drift och underhåll av värmecentralen och vi hade stor hjälp av VEAB's driftpersonal, och då speciellt Lennart Gustavsson som bland annat hjälpte till att övervaka vår mätutrustning.

Efter den första ombyggnaden av anläggningen (1984) övertog Stiftelsen Varendshus driftsansvaret för värmecentralen. Arne Lindbergs intresse och avläsningar har varit till stor hjälp vid den senaste utvärderingen.

Den positiva inställningen hos Stiftelsen Varendshus dåvarande och nuvarande verkställande direktörer, Evert Andersson (numera Samhall IDC AB) och Hans Andréén, har starkt bidragit till att projektet har kunnat genomföras i sin helhet.

Juli 1990

Jan-Olof Dalenbäck
Tekn. Lic

Experimentbyggnadsprojektet "Ingelstad solvärmecentral" har under 10 år varit föremål för tre utvärderingsprojekt och två genomgripande ombyggnader, och har därmed på ett väsentligt sätt bidragit till ökad kunskap i Sverige, och utomlands, när det gäller uppförande (praktik och kostnader) och drift (funktion) av större solvärmeanläggningar.

1.1 Förbättrad värmeteknisk funktion

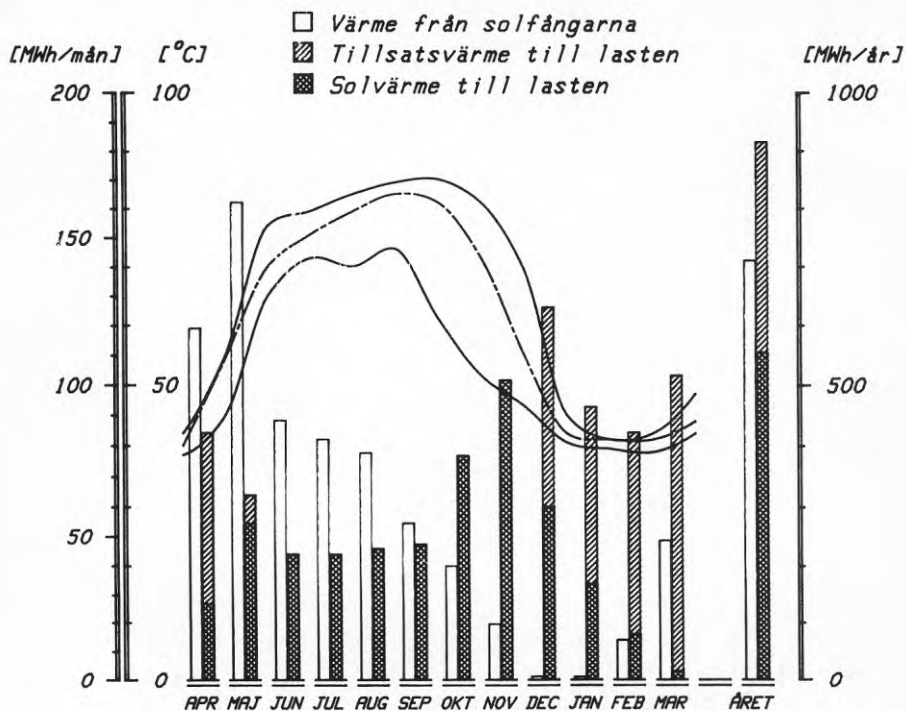
Idag svarar solvärmeanläggningen i Ingelstad för cirka 65 % (värm täckningsgrad medelår) av de anslutna husens värmebehov (inklusive värmeförluster i distributionsledningarna). När anläggningen togs i drift gav den endast ett bidrag i storleksordningen 15 %.

Tabell 1 Ingelstad solvärmecentral - Värm täckningsgrad

Anläggning	Projekterat medelår (%)	Uppmätt spec. år (%)	Beräknat medelår (%)
Ingelstad Ia (79-83)	50	15	15
Ingelstad Ib (84-87)	50	40	45
Ingelstad Ic (88-)	68	60	65

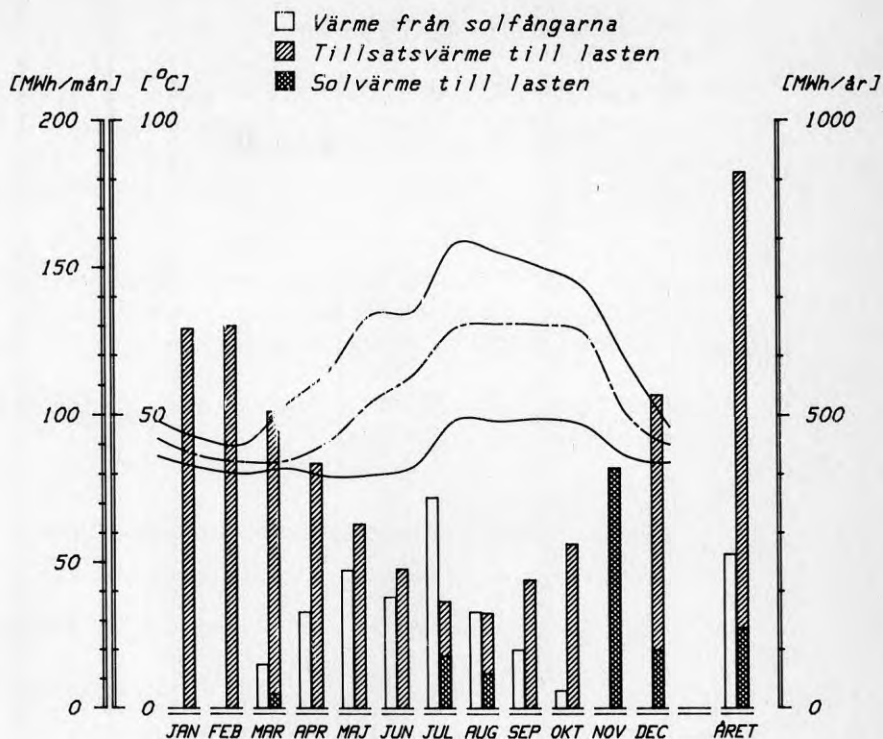
I figur 1 redovisas den uppmätta funktionen under perioden april 1988 till och med mars 1989 (Ic), och som en jämförelse visas den uppmätta funktionen under 1982 (Ia) i figur 2.

Sammanfattningsvis kan man konstatera att solvärmeutbytet (netto efter lagerförluster) ett har ökat från 130 MWh 1982 till 550 MWh 1988/89, främst tack vare att det ursprungliga solfångarfältet har ersatts med ett större och effektivare solfångarfält.



Figur 1 Mätt värmebalans (1988/89) för Ingelstad Ic.

Den senaste utvärderingsperioden visar dessutom att projekterat värmeutbyte medelår avviker i storleksordningen 5 % från förväntat värmeutbyte medelår (baseras på verkligt mätt värmeutbyte ett specifikt mätår), medan avvikelsen var större än 300 % under den första utvärderingsperioden.



Figur 2 Mätt värmebalans (1982) för Ingelstad Ia från Jilar (1984).

Beräknade och uppmätta värmebalanser redovisas genomgående på samma sätt i hela rapporten. De vänstra staplarna visar månadsvis värme från solfångarfältet och de högra staplarna visar månadsvis tillförd värme till värmelasten (inklusive värmeförluster i distributionsledningar).

De högra staplarna visar dessutom den månadsvisa fördelningen mellan till lasten tillförd solvärme (värme från lagret) och tillsatsvärme (panna). Vidare redovisas tre lagertemperaturer, nämligen topp-, medel- och botten temperatur, samt en årsvärmebalans.

Alla figurer omfattar 1 år från den 1/1 till och med den 31/12 utom den senast mätta värmebalansen som omfattar perioden 1/4 till och med 31/3.

1.2 Halverad anläggningskostnad

Den totala anläggningskostnaden (inkluderande solfångare, lager och övrig solvärmeutrustning) för den nu befintliga anläggningen ligger på 5.500 kr/m² solfångararea uttryckt i 1988 års penningvärde. Uppräknat till samma års penningvärde uppgick den ursprungliga totala anläggningskostnaden till drygt 10.500 kr/m² solfångararea.

Sammantaget med ett ökat värmeutbytet (netto efter lagerförluster) från knappt 100 till 250 kwh/m² innebär det att solvärmekostnaden har kunnat reduceras från 9,5 kr/kWh till knappt 2 kr/kWh.

I avsnitt 6 ANLÄGGNINGSKOSTNADER finns en mer detaljerad redogörelse för kostnadsberäkningarna .

Tabell 2 Ingelstad solvärmecentral - Kostnader (1988).

Anläggning	Anläggning totalt (kr/m ²)	Anläggning specifikt (kr/kWh/år)	Värmekostnad (kr/kWh)
Ingelstad Ia	10.500	109	9,50
Ingelstad Ib	8.000	28	2,35
Ingelstad Ic	5.500	22	1,95

Ovan redovisade kostnader (1988 års penningvärde) innehåller den ursprungliga lagerkostnaden, varför kostnadsreduktionen helt och hållet är relaterad till en effektivare solfångarkrets (Ib) och lägre solfångarkostnader (Ib och Ic).

Ingelstad solvärmecentral byggdes 1979 som ett experimentbyggnadsprojekt (Finn, 1979). Värmecentralen skulle förse 52 fristående villor med deras årliga värmebehov för rumsvärme och varmvatten via en markförlagd isolerade plaströrskulvert till undercentraler i respektive hus.

Den ursprungliga anläggningen bestod av 1.320 m² koncentrerande solfångare, en 5.000 m³ vattenfylld och isolerad betongtank samt en värmecentral med en oljepanna. Enligt projekteringen skulle hälften av värmebehovet täckas med solvärme.

Tabell 3 Ingelstad solvärmecentral med 5.000 m³ vatten i en isolerad betongtank som värmelager.

Etapp ----- Driftår	Solfångare area och typ (m ²)	Utvärdering period	Värmelast medelår (MWh)
Ingelstad Ia 1979-83	1.320 koncentrerande solföljande paraboler	1980-83	1.160
Ingelstad Ib ^{a)} 1984-87	1.425 stora plana moduler	1984-86	920 ^{c)}
Ingelstad Ic ^{b)} 1988-	2.425 stora plana moduler	1988-89	920 ^{c)}

^{a)} Nya solfångare som ersatte de koncentrerande.

^{b)} Solfångararean utökades med ytterligare 1.000 m².

^{c)} Baserat på mätningar 1980-83.

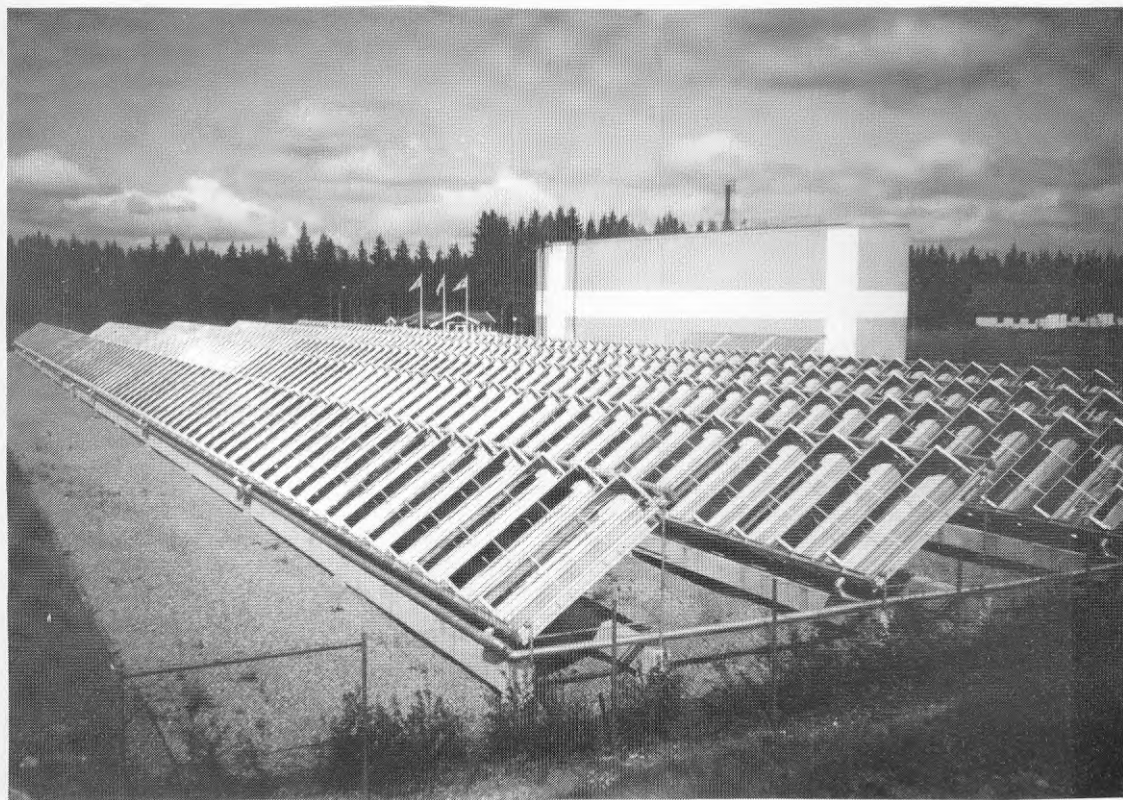


Bild 1 Den ursprungliga anläggningen (Ia, 1979-83) med koncentrerande solfångare från Liebi (CH) och värmelagret i bakgrunden.

De koncentrerande solfångarna ställdes på kraftiga betongfundament och huvuddelen av sammanbindningsrören var förlagda som luftledningar. Solfångarna bringades att följa solen från öster till väster med hjälp av motordrivna kuggstänger i 35 grupper.

Värmelagret är en vattenfylld glidformsgjuten betongtank som isolerats utvändigt och ovanpå med 1 m mineralullskivor. Tak och ytterväggar består av korrugerad plåt som fästs i ett regelverk av trä.



Bild 2 Ingelstadanläggningen (Ib, 1984-87) med plana solfångare från Scandinavian Solar (numera TeknoTerm).

1984 ersattes de koncentrerande solfångarna med stora plana modulsolfångare med konvektionshinder och värmecentralen genomgick en mindre ombyggnad. På hösten 1987 utökades sedan solfångarfältet och värmecentralen genomgick ytterligare en mindre ombyggnad (Dalenbäck, 1988).

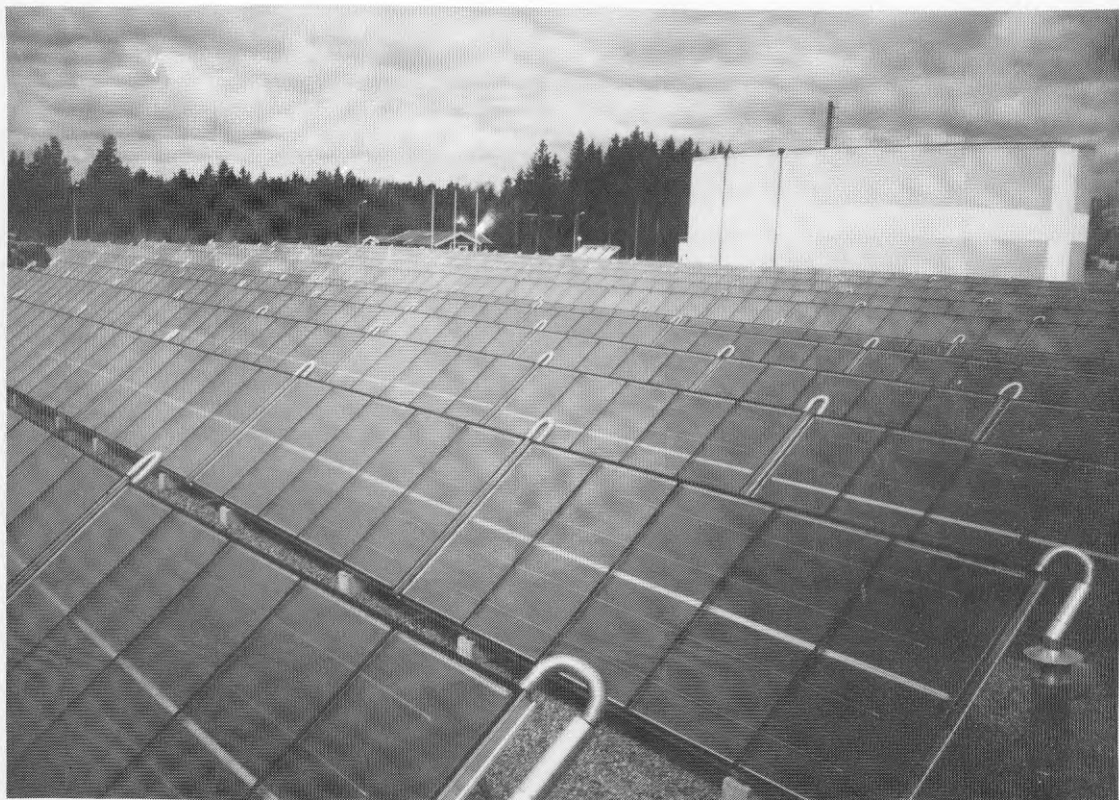
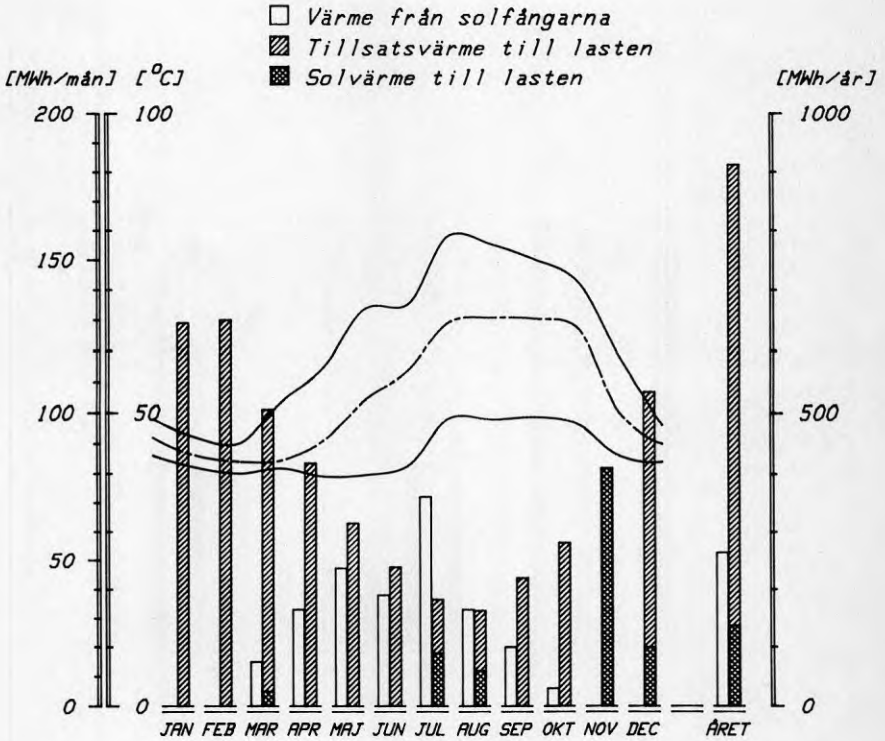


Bild 3 Ingelstadanläggningen (Ic, 1988-) med utökad solfångararea.

Det solfångarfält som byggdes i Ingelstad 1984, och kompletterades 1987/88, var det första i en rad solfångarfält med samma utformning. Det består av ett fåtal markkulvertar och grupper av seriekopplade stora solfångarmoduler som sammankopplats med korta flexibla luftledningar. Tidigare större solfångarfält (t.ex. Lyckebo) innehåller väsentligt mer sammanbindningsrör.

3.1 Överskattade prestanda

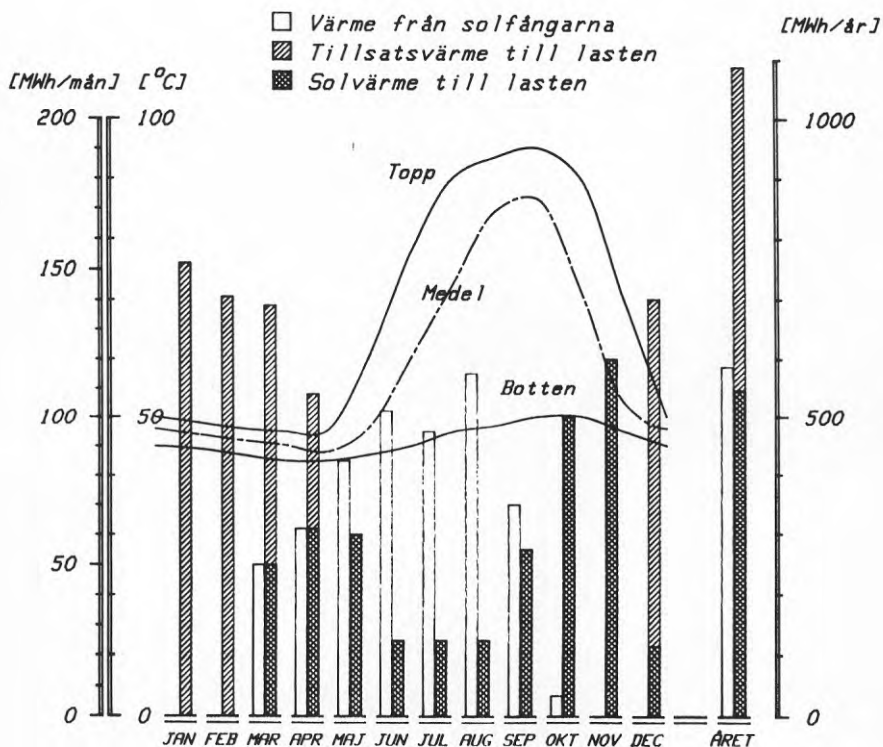
Den första utvärderingsperioden visade att anläggningens prestanda var kraftigt överskattade. Den uppmätta värmetyckningsgraden var i storleksordningen 15 % (medelårskorrigerad), och värmelagret utnyttjades mycket ringa.



Figur 3 Mätt värmebalans (1982) för Ingelstad Ia från Jilar (1984). Samma som figur 2.

Trots att den uppmätta värmetyckningsgraden (15 % enligt figur 3) var avsevärt lägre än beräknat (50 % enligt figur 4) visade dock utvärderingen att den beräknade värmetyckningsgraden i sig inte var orealistisk (Jilar, 1984), men att beräkningarna byggde på väl optimistiska förutsättningar.

Projekteringen av den ursprungliga anläggningen (Ia) utfördes redan 1978 (Finn, 1979) utan några egentliga praktiska erfarenheter från större solvärmeanläggningar.



Figur 4 Projekterad värmebalans för Ingelstad Ia från Finn (1979).

Sammanfattningsvis var de viktigaste orsakerna till den stora avvikelser mellan mätt och beräknad värmeförbrukningsgrad följande:

- Lågt värmeutbyte i solfångarkretsen, främst på grund av överskattade solfångarprestanda och överskattad tillgänglig solinstrålning.
- Värmeförlusterna från lagret var (och är) större än beräknat.

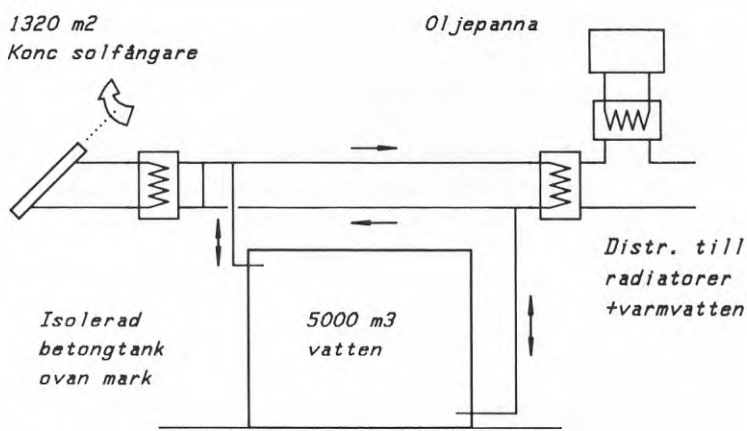
3.2 **Komplicerad teknik**

Här följer en sammanfattning av de viktigaste utvärderingsresultaten i anslutning till projektering och drift av solvärmearläggningen under perioden 1980-83.

Man konstaterade då att

- A Solinstrålningen var beräknad med en felaktig beräkningsmetod, vilket ledde till en överskattning av solinstrålningen (i det här fallet direkt solinstrålning).
- B Solfångarkretsens verkningsgrad var lägre än beräknat, bland annat beroende på underskattade systemförluster och att alla solfångarna aldrig var riktigt fokuserade.
- C Höga driftkostnader för solfångarfältet, främst på grund av en komplicerad och inte tillräckligt hållbar konstruktion med många rörliga delar. I snitt var cirka 10 % av solfångarna ur funktion under längre eller kortare tidsperioder.
- D Lagrad solvärme utnyttjades dåligt då temperaturen på vattnet från värmedistributionen (returledningen) var högre än nödvändigt.
- E Värmelagringskapaciteten i lagret var för stor i förhållande till mängden insamlad solvärme, värmebehovets storlek och fördelning över året (hög sommarlast).

- F Värmecentralen var förhållandevis komplicerad med en direktkoppling mellan solfångarkretsen och värmedistributionen. Anläggningen styrdes och reglerades dessutom med en datoriserad styr- och reglercentral (flexibel men komplicerad ur driftsynpunkt).
- G Högre värmeförluster från värmelagret än beräknat, dels beroende på förmodade luftrörelser i den tjocka isoleringen och dels beroende på en viss förmodad ångavgång i otätheter i lagrets övre del.



Figur 5 Förenklat principschema Ingelstad Ia. Solfångarkretsen värmer lagret och distributionskretsen. Temperaturen från solfångarkretsen (sekundärsidan) styrs med en shuntventil.

Utöver ovanstående iakttagelser kan det också nämnas att stora delar av solfångarkretsen blev allvarligt skadad på grund av frysning första vintern, vilket erfordrade omfattande reparationer. Kretsen innehöll för liten andel fryspunktsnedsättande vätska (cirka 20 % glykol). Idag innehåller solfångarkretsen cirka 50 % glykol (och 50 % vatten).

När det gäller de konventionella delarna i anslutning till själva solvärmeanläggningen är det främst två iakttagelser som bör nämnas.

- H Höga relativa värmeförluster från värmedistributionssystemet (i förhållande till distribuerad värme), dels beroende på relativt dålig isolering (projekterades 1978 med ett lågt oljepris som bas) av något överdimensionerade rör och dels på låg värmeförlust.
- I Hög tomgångseffekt i pannkretsen (större än värmebehovet större delen av sommaren) vilket orsakade en del temperaturpendlingar på värmedistributionen.

Varje utvärderingsresultat har tilldelats bokstäver (A-I) som används som hänvisningar i den följande texten, vilken främst behandlar de olika åtgärder som vidtagits för att förbättra anläggningens funktion.

3.3 Några mindre åtgärder

Under den senare delen av utvärderingsperioden 1980-83 gjordes en del försök att minska värmeförlusterna från lagret (åtgärda pkt G). Bland annat tätades de dräneringskanaler som fanns på tankens utsida för att minska förutsättningarna för luftrörelser i anslutning till isoleringen. Dessutom tätades förekommande rör- och kabelgenomföringar extra noga.

Huruvida dessa åtgärder har haft någon effekt eller ej har det dock ej varit möjligt att konstatera säkert. De årliga värmeförlusterna från lagertanken uppskattades enligt Finn (1979) till 40 MWh. De verkliga värmeförlusterna är betydligt större, i storleksordningen 150 MWh, vilket är en genomgående erfarenhet från de flesta experimentbyggnadsprojekt med isolerade värmelager.

Vidare ändrades driften av värmedistributionen så till vida att termostatventiler monterades i avlägsna delar av kulverten som ersättning för manuella ventiler (åtgärda pkt D). De manuella ventilerna öppnades på våren (och stängdes i bästa fall på hösten) för att åstadkomma cirkulation (vvc) under perioder med litet värmebehov, med hög returtemperatur som följd.

Det låga värmeutbytet gjorde det nödvändigt (för utvärderingen skull) att styra anläggningen så att solvärmen endast lagrades under sommaren (för att höja temperaturen i lagret). Den lagrade värmen urlagrades sedan under senhösten. Därav den något speciella värmebalansen i figurerna 2 och 3.

För att minska driftkostnaderna (främst olja) installerades dessutom en elpanna (avkopplingsbar el) under 1983.

3.4 Idétävling

När huvuddelen av den första utvärderingsperioden var till ända och det stod klart att det skulle bli mycket kostsamt att underhålla de koncentrerande solfångarna en längre tid initierade BFR en idétävling. Tioalet etablerade konsultföretag inbjöds att komma med förslag på hur anläggningen skulle kunna byggas om till en solvärmeanläggning med bibehållet eller ökat fortsatt forskningsvärde.

Ett par företag föreslog att de koncentrerande solfångarna skulle bytas ut mot plana solfångare. Dessa hade inte varit aktuella tidigare då de hade alltför låg verkningsgrad vid höga arbetstemperaturer (50-90 °C). De föreslagna nya plana solfångarna hade väsentligt högre verkningsgrad än sina föregångare.

Det vinnande förslaget gick ut på anbud och de nya solfångarfältet stod klart att tas i drift våren 1984.

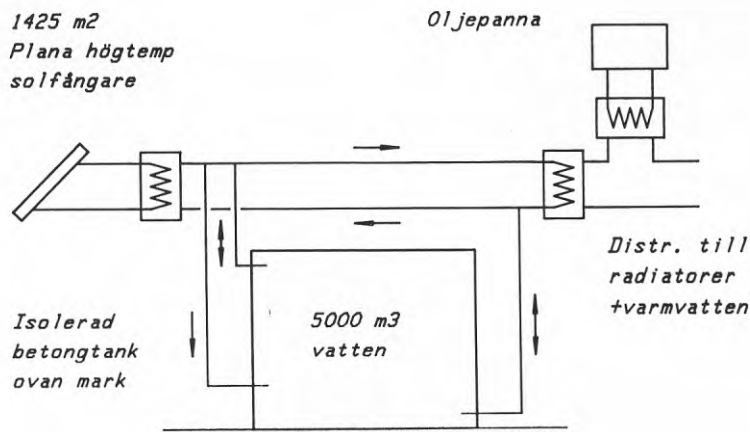
4.1 Nya plana solfångare

För att föra utvecklingen framåt byttes det ursprungliga solfångarfältet ut mot ett fält med nykonstruerade plana solfångare (typ Lyckebo) våren 1984. Det nya solfångarfältets storlek valdes ånyo så att beräknad värmetäcktighetsgrad blev 50 %. För att kunna utnyttja de plana solfångarna bättre, gjordes dessutom ett par mindre ombyggnader i själva värmecentralen (Ib).

Dessa åtgärder var, som tidigare nämnts, resultatet av en idétävlingen som syftade till att hitta en möjlighet att bygga om anläggningen med bibehållet eller ökat forskningsvärde.

De föreslagna åtgärderna kan sammanfattas som följer:

- Det nya solfångarfältets prestanda skulle för det första baseras på beräkningar med en etablerad och bättre beräkningsmetod (åtgärd pkt A och B),
- För det andra var syftet att uppnå ursprungligen beräknad värmetäcktighetsgrad, det vill säga 50 % solvärme, genom att installera ett effektivare solfångarfält, byta till en plattvärmväxlare i solfångarkretsen, och att komplettera lagret med ytterligare ett inlopp (i botten).
- Dessutom var syftet att demonstrera en billigare solfångarkonstruktion med lägre drift- och underhållskostnader (åtgärd pkt C), och att
- göra det möjligt att utnyttja lagrad solvärme bättre genom att ytterligare försöka sänka returtemperaturen i värmedistributionssystemet (åtgärda pkt D).

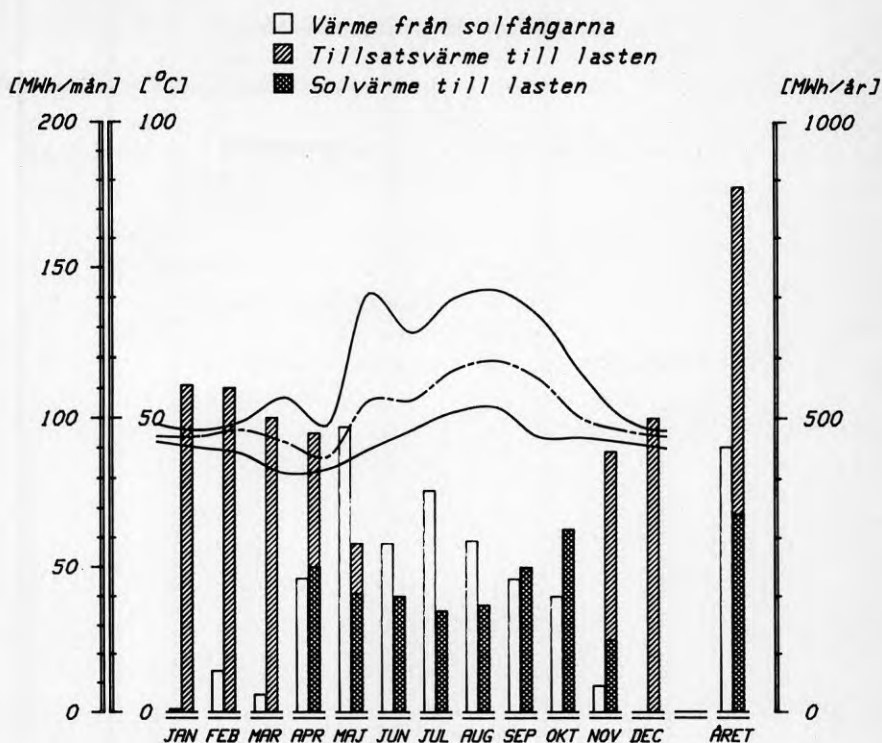


Figur 6 Principschema Ingelstad Ib. Solfångarkretsen, som dimensionerats för ett lågt konstant flöde, värmer lagret vid låga arbetstemperaturer (ny växlande ventil, nytt inloppsrör) och både lagret och distributionskretsen vid höga drifttemperaturer.

Dessutom kompletterades den befintliga oljepannan med ett mindre brännarmunstycke och en mindre shuntventil för att kunna reducera tomgångseffekten i pannkretsen (åtgärd pkt I).

4.2 Bättre resultat

Det uppmätta värmeutbytet resulterade i 40 % värm täckningsgrad (andel solvärme 1985). Beräknat värmeutbyte ett medelår beräknas då ge 45 % värm täckningsgrad (figur 9), vilket kan jämföras med de 50 % som angavs vid projekteringen.

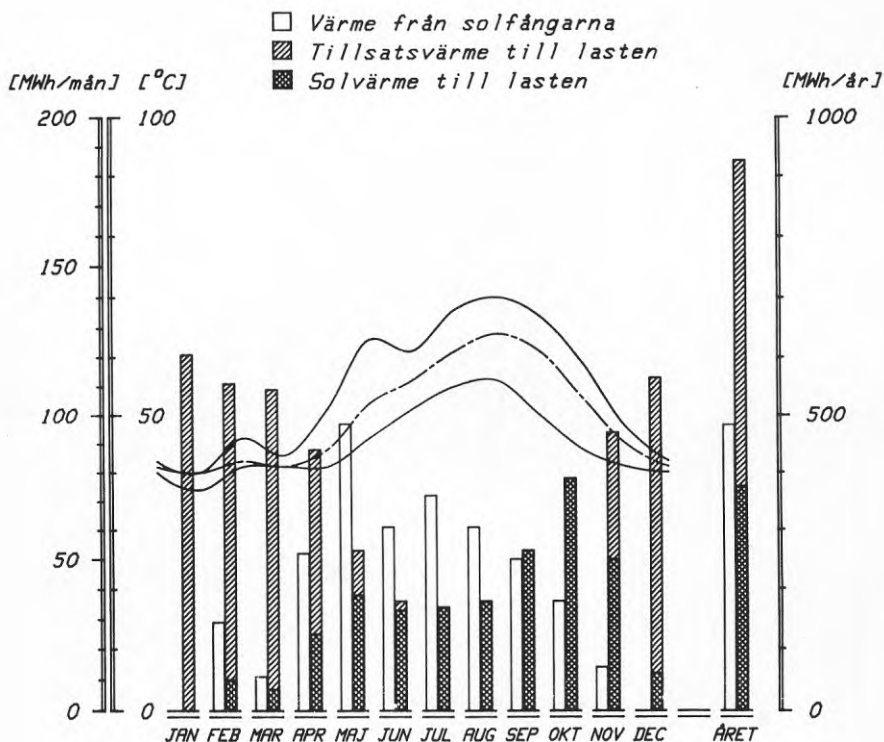


Figur 7 Mätt värmebalans (1985) för Ingelstad Ib från Dalenbäck (1988).

Projekterad värm täckningsgrad förutsatte från början en 200 m² större solfångararea (1.625 m²) än den uppförda. Under upphandlingen minskades sedan fältet att endast omfatta 1.425 m² med förhoppningen att det skulle räcka för att uppnå 50 % värm täckningsgrad. Mätningar och beräkningar visar dock att den större arean erfordras för att uppnå 50 % värm täckningsgrad ett medelår.

4.3 Detaljerade simuleringsberäkningar

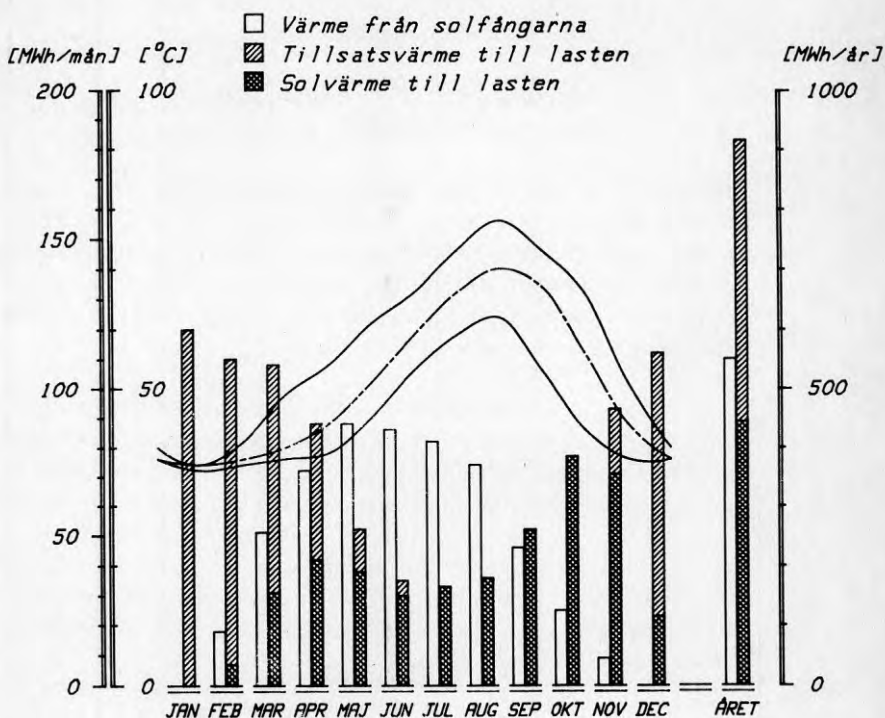
Uppmätt värmebalans under 1985 analyserade med hjälp av simuleringsprogrammet SIMSYS (Andersson, et al.). Dels simulerades anläggningens funktion för det aktuella mätåret 1985 och dels simulerades funktionen under ett tänkt medelår (Dalenbäck, 1987).



Figur 8 Beräknad värmebalans (1985) för Ingelstad Ib från Dalenbäck (1988).

Beräknad värmebalans och beräknat temperaturförlopp i lagret överensstämmer i allt väsentligt med mätningarna. En mer detaljerad jämförelse finns beskriven i Dalenbäck (1988).

Med mätningar och beräkningar för 1985 som grund kunde sedan anläggningens funktion beräknas för ett medelår, vilket visas i figur 9.



Figur 9 Beräknad värmebalans medelår för Ingelstad Ib från Dalenbäck (1988).

4.4 Goda drifterfarenheter

Drifterfarenheterna under perioden 84-87 skiljer sig väsentligt från perioden 80-83. Solfångarkretsen fungerade praktiskt taget utan allvarliga problem under hela perioden och erfordrade mycket lite tillsyn. Dock utsattes en mindre del av solfångarfältet för sabotage under 1987 (stenkastning) och fick repareras.

Under denna period erhöles dessutom lägre returtemperaturer (cirka 40 °C jämfört 45-50 °C) i värmedistributionssystemet under sommarperioden. Dels kontrollerades undercentralerna i villorna vid ett par tillfällen och dels höjdes framledningstemperaturen från cirka 52 °C till cirka 56 °C.

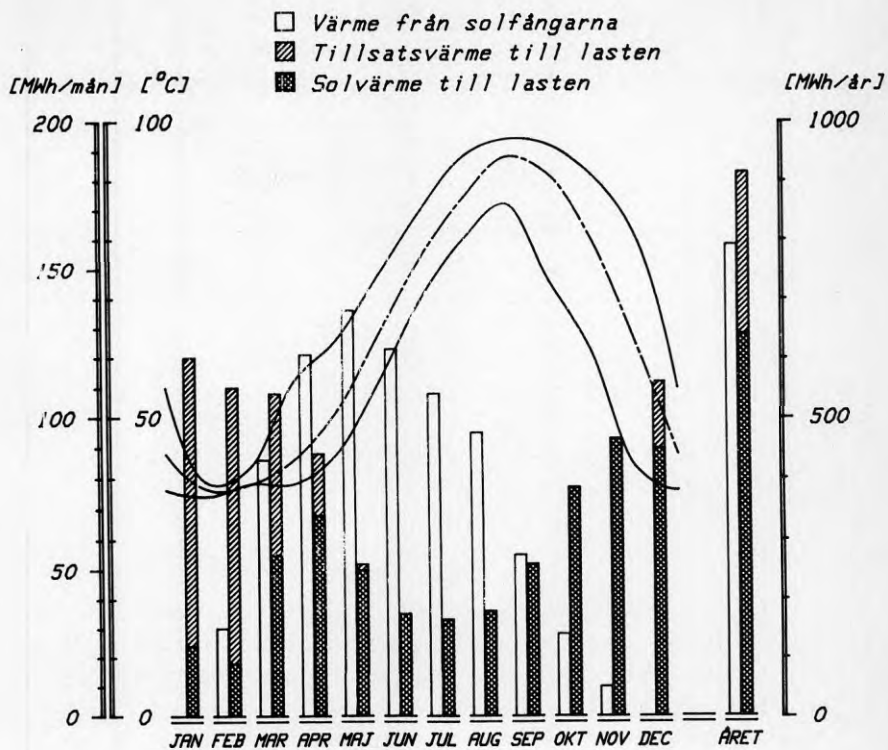
Den ändrade styrningen av distributionskretsen (lägre flöde) tillsammans med utformningen av den nya solfångarkretsen (lägre flöde) resulterade dessutom i en lägre förbrukning av driftel i värmecentralen.

4.5 Förstudie för utbyggnad

Utgående från ovanstående utvärdering simulerades sedan anläggningens funktion, dels med en utökning av solfångararean och dels med en utökning av både solfångararean och värmelasten. Värmelagrets lagringskapacitet utnyttjades fortfarande inte till mer än hälften och det kunde dessutom vara möjligt att ansluta en närliggande idrottshall och skola till den befintliga värmedistributionskulverten (åtgärda pkt E).

Dessutom tog man också ställning till om distributionskulverten skulle grävas upp och bytas ut (åtgärda pkt H). En undersökning visade då dels att det inte skulle betala sig och dels att värmeförlusterna i realiteten var desamma eller lägre än i motsvarande distributionssystem i övriga delar av kommunen.

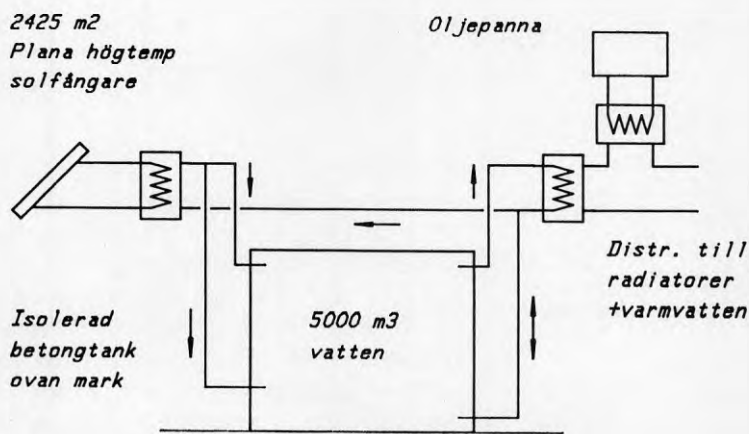
Resultatet av simuleringarna tillsammans med ekonomiska bedömningar resulterade i att man föreslog en utbyggnad av solfångararean så att värmelagret kunde utnyttjas bättre. Beräkningar från förstudien för Ingelstad Ic visas i figur 10.



Figur 10 Beräknad värmebalans medelår för Ingelstad Ic från Dalenbäck (1988).

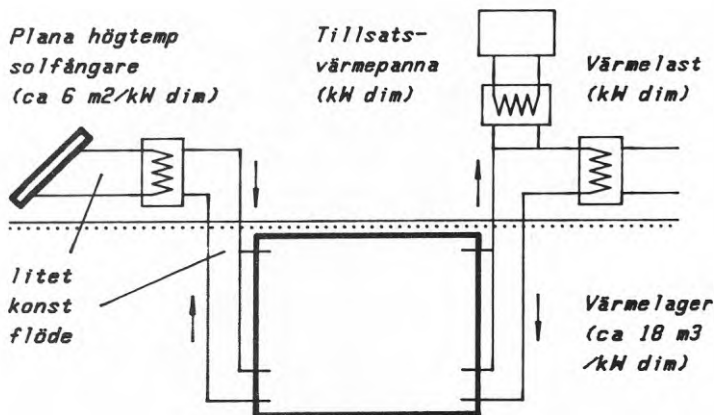
5.1 Utökad solfångararea

Enligt nämnda förstudie skulle det då var möjligt att erhålla 70 % värm täckningsgrad ett medelår med 2.500 m² solfångare (figur 10). Den slutligen uppförda kompletteringen omfattade av praktiska skäl 1.000 m², varför den totala solfångararean idag omfattar 2.425 m².



Figur 11 Förenklat principschema för Ingelstad Ic. Solfångarkretsen värmer lagret, i botten vid låga arbetstemperaturer och i toppen vid höga arbetstemperaturer (nytt inloppsrör).

I samband med utökningen av solfångarfältet ersattes större delen av av det datoriserade styr- och reglersystemet med konventionella regulatorer. Dessutom ersattes kaskadregleringen (två parallella tvåvägsventiler) i urlagringskretsen med en ny tvåvägsventil och värmelagret kompletterades med ytterligare ett inloppsrör (i toppen) i inlagringskretsen.



Figur 12 Generellt principschema för en solvärmeanläggning med säsongsvärmelager (Dalenbäck, 1988). Solfångarkretsen värmer lagret, i botten vid låga arbetstemperaturer och i toppen vid höga arbetstemperaturer (växlande ventil). Lagret värmer lasten med värmevatten från toppen och botten som blandas till erforderlig temperatur. Tillsatsvärmepanna i serie med värmelasten.

Enligt Dalenbäck (1988) borde en ny anläggning uppföras med två inlopps- och två utloppsnivåer (enligt figur 12) för att bättre bibehålla en temperaturskiktning. Vid ombyggnaden av Ingelstadanläggningen bedömde man att ytterligare en utloppsnivå (i urlagringskretsen) inte var motiverad i det här fallet.

De föreslagna åtgärderna kan sammanfattas som följer:

- Syftet var för det första att erhålla en bättre dimensionerad anläggning, speciellt då den tillgängliga lagringskapaciteten inte var utnyttjad (åtgärda pkt E).
- Dessutom var syftet att erhålla en högre värmetäkningsgrad, genom att utöka solfångararean och ytterligare förbättra utnyttjningen av lagrad solvärme, samt att
- erhålla en enklare anläggning (utan direktkoppling och med enklare styr- och reglerfunktioner) för att ytterligare kunna minska behovet av tillsyn, samt drift- och underhållskostnader (åtgärda pkt F).

5.2 Resultat nära förväntat

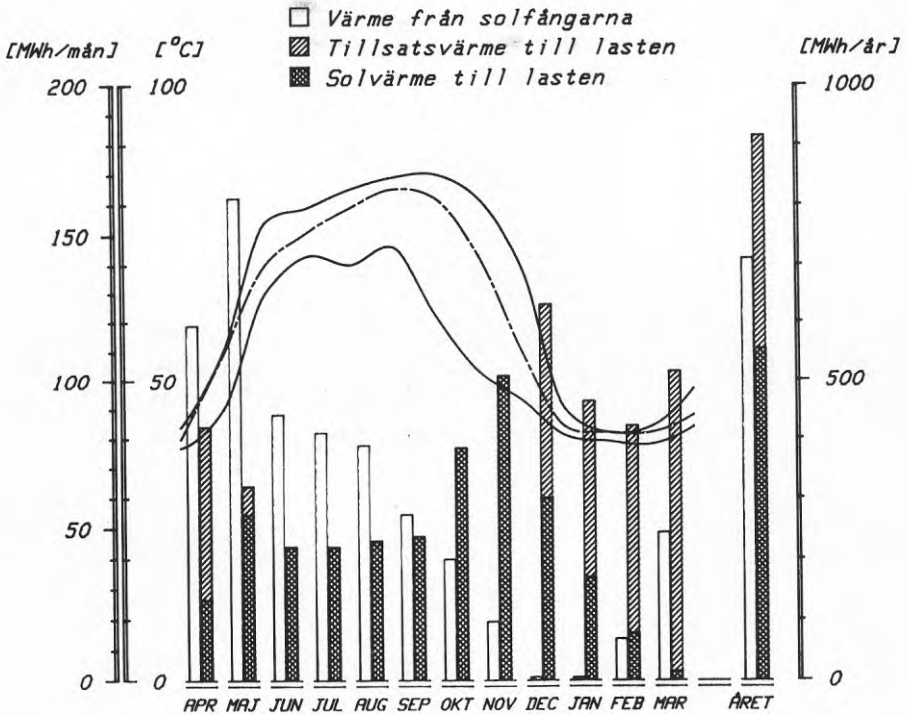
Solvärmeanläggningen svarade under perioden april 1988 till april 1989 för cirka 60 % av från värmecentralen totalt levererad värmemängd. Enligt förstudien skulle en 3 % större solfångararea svara för 70 % ett medelår, vilket skulle motsvara cirka 68 % med den aktuella arean.

Avvikelsen jämfört med förstudien beror till största delen på att solinstrålningen (och följdaktligen värmeutbytet) är lägre under mätperioden jämfört med förstudien, men den beror också på att värmeförlusterna från lagret är något större än beräknat. Både solinstrålning och värmeutbyte var 8 % lägre än beräknat.

Det uppmätta temperaturförloppet i lagret har speciellt under våren ett något annorlunda utseende än det beräknade. Det beror till stor del på att de båda inloppen var växlade under försommaren.

I det följande görs en jämförelse med den förstudie som låg till grund för ansökan om experimentbyggnadslån för en utbyggnad av solfångarfältet. Förstudien finns bland annat sammanfattad i Rapport R24:1988 (Dalenbäck, 1988). Jämförelsen är koncentrerad på att utvärdera solfångarkretsens funktion. De viktigaste iakttagelserna är hämtade ur bilagan.

Solfångarkretsen genererade totalt drygt 710 MWh värme under hela perioden, vilket motsvarar knappt 300 kWh/m². Under perioden mars-oktober genererades knappt 680 MWh. Solinstrålningen mot solfångarna uppgick, enligt beräkningar med F-Chart, till 2.200 MWh (907 kWh/m²) under motsvarande period (mar-okt.). Sammantaget ger det en systemverkningsgrad på 31 %.



Figur 13 Mätt värmebalans (1988/89) för Ingelstad Ic. Samma som figur 1.

Det har varit få avvikelser från normala driftförhållande. Utlagringskretsen var avstängd någon vecka i början på perioden, vilket medförde att lagret då värmdes mer än beräknat. Fram till mitten på juni var de båda inloppen i lagringskretsen växlade, vilket medförde att temperaturskiktningen blev mindre markant än beräknat. I juni var anläggningen dessutom ur drift något dygn med fint väder. Dessa saker sammantagna torde dock ha försämrat anläggningens prestanda någon procent.

Tabell 4 Solfångarkretsen - Förstudie - Mätt 1988/89
(Övre raden, mars-okt., undre raden, året)

	Förstudie (medelår)	Mätt 1988/89
	SIMSYS 2.500 m ²	2.425 m ²
Värme från solfångarna till lagret (MWh/år)	744 792	676 712
Värmeutbyte i solfångarna (kWh/m ² ,år)	298 317	279 294
Solfångarkretsens systemverkningsgrad (%)	30 29	31 29

Solinstrålningen har visserligen mätts vid anläggningen, men här har SMHI's mätningar (i horisontalplanet) vid flygplatsen använts. Mätvärden (från anläggningen) för ett par av de aktuella månaderna saknas av olika anledningar. Vidare har solinstrålningen i solfångarplanet beräknats med hjälp av F-Chart. Detta bör inte inverka allvarligt på slutsatserna när endast månadsvärden betraktas.

Den mätta systemverkningsgraden under juni månad avviker dock väsentligt från förstudien (se Bilaga) vilket troligen har sin förklaring i att solfångarkretsen var ur funktion under ett par dagar med mycket solinstrålning.

Enligt avtal mellan beställare (Växjö kommun) och entreprenör (TeknoTerm) garanterar entreprenören en verkningsgradskurva för solfångarna i det nya fältet. Mätningar som visar om denna garanti är uppfylld eller ej har inte rymts inom anslaget för utvärdering av anläggningens funktion. Liknande garantier har dock getts och uppfyllts i andra likvärdiga anläggningar varför det finns anledning att tro att garantin uppfyllts även här.

En liten brasklapp infann sig dock vid garantibesiktningen i början av 1990. En stor del av de nya solfångarna befanns ha defekter i form av lossnade konvektionshinder, vilket föranledde att garantitiden förlängdes med ett år. Någon inverkan på solfångarfältets prestanda som helhet har dock inte kunnat konstateras.

Tabell 5 Solinstrålning - Förstudie - Mätt 1988/89
(Övre raden, mars-okt., undre raden, året)

	Förstudie (medelår) SIMSYS	Mätt 88/89 SMHI	Beräknat 88/89 F-Chart
Solinstrålning mot horisontal- planet (kWh/m ² ,år)	875 915	849 908	- -
Solinstrålning mot solfångar- planet (42°) (kWh/m ² ,år)	983 1097	- -	907 1001

5.3 Oförändrad värmelast och värmeförlust

Sammantaget har uppmätt värmelast och uppmätta värmeförluster, i anslutning till värmelagret (skillnaden mellan in- och urlagrad värme), i princip varit identiska med föregående mätperiod.

Värmelagrets funktion har inte studerats speciellt inom ramen för denna senare utvärderingsperiod. Sammanfattningsvis är dock värmeförlusterna något större än som antogs i förstudien, vilket påverkar mängden användbar solvärme till det sämre. Den användbara värmemängden från lagret (netto solvärme) uppgick till drygt 550 MWh jämfört med 640 MWh enligt förstudien, där 10-talet MWh är att hänföra till en avvikelse mellan beräknade och verkliga värmeförluster.

Perioden som helhet har varit förhållandevis mild. Trots det visar mätningarna att totalt levererad värmemängd är i stort sett samma som under tidigare kallare perioder.

5.4 Enkla mätningar - enkla slutsatser

En enkel sammantagen bedömning ger vid handen att värmeutbytet ett medelår bör vara 5-10 % högre än under den beskrivna mätperioden, vilket då bör motsvara en värmetäkningsgrad på 65 %.

Att försöka diskutera skillnader mellan mätt funktion och beräknad funktion blir att tala i egen sak, men med idag tillgängligt material som underlag kan man inte annat än dra slutsatsen att anläggningen i stort fungerat som man förväntade sig i förstudien. Sammantaget var både solinstrålningen och värmeutbytet i storleksordningen 8 % lägre under mätperioden jämfört med förstudien.

Betraktar man enstaka månader finns stora avvikelser mellan mätningar och beräkningar (se Bilaga). När det gäller värmeutbytet enskilda månader kan avvikelsen till största delen förklaras med en avvikande mängd solinstrålning alternativt avvikande arbetstemperatur.

Mätt solinstrålningen har varit lägre än den som beräknats i förstudien för ett medelår. Huruvida beräkningsmodellen överskattar solinstrålningen eller om mätperioden varit motsvarande sämre än ett medelår går inte att bedöma säkert. Värdena i modellen (SIMSYS) är baserade på mätningar under 60- och 70-talen då solinstrålningen uppenbarligen antog större värden än vad vi upplevt under 80-talet.

Solfångarkretsen har arbetat under både gynsammare (något lägre lagertemperatur över året jämfört med förstudien) och ogynsammare (växlade inlopp, driftstopp) förhållanden. Man kan bedöma att modellen antingen räknar förhållandevis rätt eller att den överskattar solfångarkretsens prestanda något.

Inför denna senare utvärderingsperiod gjordes bedömningen att det fanns tillräcklig kunskap om anläggningens funktion för att minska på ambitionerna när det gällde mätvärdesinsamling.

Anläggningen har därför följts upp genom månadsavläsningar av värmemängdsmätare (kalibrerade) och temperaturgivare i lagret sedan utbyggnaden av solfångararean årskiftet 87/88. Vid ett par tillfällen har dessutom en temperaturskrivare använts för att studera några olika styr- och reglerfunktioner.

Slutsatserna är i allt väsentligt baserade på mätt värmeutbyte från solfångarkretsen. Den mätningen har utförts med en kalibrerad värmemängdsmätare med ett relativt mätfel inom $\pm 2\%$. Däremot finns det en viss osäkerhet när det gäller korrelationen mellan solinstrålningen vid Växjö flygplats och Ingelstad (avstånd 20 km), men den böra acceptabel när det gäller månadsvärden.

De två första utvärderingsperioderna, 1980-83 och 1984-86, användes ett datoriserat mätsystem som registrerade timvärden. Dessa mätningar gav underlag till mer detaljerade studier av anläggningens funktion men medförde också en större arbetsinsats.

För erhålla en rättvis (så långt det nu är möjligt) bedömning av anläggnings- och värmekostnad i Ingelstadanläggningen har dessa beräknats som om en helt ny anläggning byggts vid varje ombyggnadstillfälle. Alla anläggningskostnader har därför räknats upp med index för att gälla för 1988 års penningvärde. Vidare är värmekostnaderna beräknade utgående från verkligt uppmätt värmeutbyte som korrigerats till medelår.

Anläggningen har finansierats med experimentbyggnadslån och kostnaden för den ursprungliga anläggningen uppgick till drygt 8 miljoner kr i 1979 års penningvärde och ombyggnadskostnaderna låg i båda fallen på mellan 2 och 3 miljoner kr i respektive års penningvärde.

De kostnadsreduktioner som kan redovisas för Ingelstadanläggningen är i princip enbart relaterade till solfångardelen, dels beroende på lägre anläggningskostnader (Ib och Ic) och dels beroende på ökat värmeutbyte (Ib).

Tabell 6 **Ingelstad solvärmecentral - Anläggningskostnader i 1988 års penningvärde.**

Anläggning (år)	Totalt (kkr)	Solfångare (kr/m ²)	Lager (kr/m ³)	VVS (kkr)
Ingelstad Ia (1979)	13.900	4.970	1.030	2.190
Ingelstad Ib (1984)	11.400	2.820	1.030	2.190
Ingelstad Ic (1987)	13.400	2.500	1.030	2.190

Det ökade värmeutbytet beror i sin tur, dels på att den senare solfångarkretsen med plana solfångarna är betydligt effektivare än den ursprungliga med koncentrerande solfångare och dels på att insamlad solvärme utnyttjas bättre tack vare en fördelaktigare systemutformning och dimensionering.

Mätningar i Älvkarleby (Vattenfall, Björn Karlsson) på enskilda solfångarmoduler visar dock att de koncentrerande, under väl kontrollerade förhållande, och de plana högttemperatursolfångarna har jämförbara prestanda. En solfångargrupp koncentrerande solfångare flyttades till Älvkarleby för ytterligare utvärdering i samband med ombyggnaden 1984.

Tabell 7 Ingelstad solvärmcentral - Värmekostnad

Anläggning	Värmeutbyte (kWh/m ² ,år)	Anläggning (specifik kostnad) (kr/kWh/år)	Solvärme- kostnad (kr/kWh)
Ingelstad Ia	95	109	9,50
Ingelstad Ib	285	28	2,35
Ingelstad Ic	250	22	1,95

Den totala anläggningskostnaden för den nu befintliga anläggningen ligger på 5.500 kr/m² solfångararea. Uppräknat till 1988 års penningvärde uppgick den ursprungliga totala anläggningskostnaden till drygt 10.500 kr/m² solfångararea. Sammantaget med ett ökat värmeutbytet (netto efter lagerförluster) från knappt 100 till 250 kWh/m² innebär det att solvärmekostnaden har kunnat reduceras från närmare 10 kr/kWh till knappt 2 kr/kWh.

Vid en första anblick är denna senare värmekostnad betydligt högre än gängse värmekostnader i liknande mer konventionella värmecentraler. Man bör dock ha i åtanke att det i det här fallet rör sig om en relativt liten, och i sitt slag unik, forskningsanläggning.

Följande ligger till grund för den övergripande ekonomiska utvärdering av Ingelstadanläggningen som redovisas här. Anläggningskostnader anges, som tidigare nämnts, i 1988 års penningvärde.

I solfångarkostnaden ingår ett generellt tillägg på 50 kr/m² solfångararea för markkostnad. Solvärmekostnaden baseras vidare på realräntan 6 % samt avskrivningstiderna 20 år för solfångare och VVS-utrustning samt 40 år för värmelager.

I kostnaden inkluderas dessutom en årlig drift- och underhållskostnad omfattande 1 % av anläggningskostnaden för solfångare och VVS-utrustning samt 0,5 % för värmelager.

I verkligheten innebär experimentbyggnadslånet att anläggningsägaren i de flesta fall endast svarar för drift- och underhållskostnader. Skulle den värmemängd, som idag genereras med solvärmeanläggningen, genereras med den befintliga pannan skulle det erfordras knappt 70 m³ olja per år (80 % pannverkningsgrad) vilket idag motsvarar en kostnad på drygt 250.000 kr/år (3.000 kr/m³ olja).

Ett par väsentliga förutsättningar för att solvärme ska komma till användning i någon större utsträckning i vårt klimat är dels tillgången på någorlunda storskaliga värmeförsörjningssystem och dels värmelagring från vår och sommar till höst och vinter (säsongslagring).

Gruppvärmda flerbostads- och småhusområden (som Ingelstad) är därför ett intressant tillämpningsområde för större solvärmeanläggningar i Sverige, där värmeförsörjning av små och stora bostadsområden från grupp- och fjärrvärmecentraler traditionellt har en stark ställning jämfört med individuell värmeförsörjning.

7.1 Värdefulla erfarenheter

Utvärderingen av Ingelstadanläggningen, tillsammans med utvärderingen av andra liknande anläggningar som Lambohov och Lyckebo (Dalenbäck, 1988), har på ett väsentligt sätt bidragit till att man i Sverige idag byggt upp ett internationellt sett unikt och väl verklighetsförankrat kunnande när det gäller gruppsystem med solvärme. Inte minst genom att det varit möjligt att bygga om och prova nya och enklare systemuppbyggnader i Ingelstad.

I ett och samma projekt har man kunnat jämföra beräknad och verklig mätt funktion i en och samma anläggning (samma värmelast och lager) med tre olika systemuppbyggnader. Dessa förutsättningar har gett ett brett underlag för utvärdering av systemuppbyggnaden i den här typen av anläggningar.

7.2 Intressant kostnadsutveckling

Den ursprungliga Ingelstadanläggningen byggdes redan 1978/79 som en pilotanläggning för tänkta större anläggningar som förväntades kunna bli ekonomiskt konkurrenskraftiga. Baserat på den utveckling som skett sedan dess är det inte alltför osannolikt att till och med mindre anläggningar än den i Ingelstad kan tänkas bli ekonomiskt konkurrenskraftiga i en framtid.

Senare uppförda anläggningar visar på ytterligare lägre kostnader för solfångardelen. Dessutom visar kostnadsuppskattningar i ett nyligen uppfört mindre experimentbyggnadsprojekt i Särö (Eksta bostadsstiftelse, Kungsbacka) att det idag bör vara möjligt att uppföra liknande värmelager, med den lagervolym som finns i Ingelstad, till betydligt lägre kostnad.

En inte alltför orealistisk uppskattning är att solvärmekostnaden kan bli så låg som 0.60 kr/kWh, för en liknande anläggning som den i Ingelstad, inom en snar framtid (5-10 år). Det är då baserat på en solfångarkostnad (inklusive VVS-utrustning) på 1.500 kr/m² och en lagerkostnad på 500 kr/m³, vilket dock kräver fortsatt stöd till forskning och utveckling inom området.

7.3 Väldokumenterad anläggning

Huvudresultaten från alla tre utvärderingsperioderna har sammanfattats på tre stycken informationsplanscher, en för varje utvärderingsperiod, vilka anslagits i värmecentralen. Motsvarande planscher med engelsk text har också tagits fram och använts i samband med konferenser, föredrag och dylikt.

Som tidigare nämnts har resultaten från de två första utvärderingsperioderna redovisats i BFR's rapportserie som R103:1984 (Jilar, 1984) och R24:1988 (Dalenbäck, 1988). De två senare utvärderingsperioderna har dessutom redovisats och diskuterats inom ett IEA-samarbete, och de här redovisade resultaten, finns redovisade i en slutrapport från IEA SH&CP, Task VII (Dalenbäck, 1990).

Dessutom har resultaten redovisats vid ett flertal konferenser och seminarier, som till exempel i Amsterdam 1984 (EC Conference), Edinburgh 1984 (North Sun), Hamburg 1987 (ISES), Borlänge 1988 (North Sun) och Kobe 1989 (ISES).

REFERENSER

- Andersson, P-Å., Å. Askling och J-O. Dalenbäck (1986). *SIMSYS - Simuleringsprogram för värmecentraler med ny energiteknik*. Avd för Installationsteknik, CTH, Rapport 1986:2, Göteborg.
- Dalenbäck, J-O. (1988). *Solvärmeteknik i stor skala - Systemuppbyggnad och dimensionering*. BFR, Rapport R24:1988, Stockholm.
- Dalenbäck, J-O. (Ed.) (1990). *Central Solar Heating Plants with Seasonal Storage - Status Report*. IEA Technical Report, BFR, Document no. D14:1990, Stockholm.
- Finn, L. (1979). *Solvärmeverk i Ingelstad i Växjö - Projektering och byggförberedelser*. BFR, Rapport R82:1979, Stockholm.
- Jilar, T. (1984). *Solvärmeteknik i stor skala - Ingelstad en värmecentral utan värmepump*. BFR, Rapport R103:1984, Stockholm.

BILAGA - Förstudie och mätresultat för Ingelstad Ic.

Här redovisas en jämförelse mellan förstudien för Ingelstad Ic och mätningar i Ingelstad Ic under perioden april 1988 till april 1989.

Tabell 1. Solinstrålning

Med SIMSYS beräknad solinstrålning i horisontalplanet är baserad på mätningar i Stockholm 1971 som sedan korrigerats för att representera ett medelår i södra Sverige utgående från SMHI's klimatstatistik. Omräkning till solfångarplanet sker med etablerade samband.

Mätt solinstrålning i horisontalplanet har hämtats från SMHI's klimatstation vid Växjö flygplats. Omräkning till solfångarplanet har gjorts med F-Chart, som innehåller liknande samband som SIMSYS.

Solinstrålningen var främst större än normalt i maj och lägre än normalt i augusti 1988.

Tabell 2. Solfångarkretsen

I förstudien beräknades värmeutbytet för en anläggning med 2.500 m² solfångararea medan mätningarna omfattar en anläggning med 2.425 m² solfångararea, det vill säga 3 % mindre area. Värmeutbytet är mätt och beräknat på sekundärsidan av solfångarkretsens värmeväxlare (mellan värmeväxlare och lager).

Redovisade temperaturer från förstudien är beräknade medeltemperaturer i solfångarna, medan angivna mätta temperaturer 88/89 är beräknade utgående från ett medelvärde på temperaturhöjningen i solfångarkretsen och botten temperaturen i lagret. De är en ganska bra referens till solfångarnas arbetstemperatur, då denna inte uppmätts specifikt.

Tabell 1. Solinstrålning - Förstudie och mätt 88/89

FÖRSTUDIE SIMSYS		UTVÄRDERING		
Beräknat medelår		Mätt/Beräknat 88/89		
Horizontal Plan 42°		SMHI	F-CHART	
Horizontal Plan 42°		Horizontal Plan 42°		
(kWh/m ²) (kWh/m ²)		(kWh/m ²)	(kWh/m ²)	
Månad:				
JAN	8	25	9	11
FEB	13	44	20	26
MAR	65	98	45	52
APR	105	126	114	131
MAJ	140	148	167	170
JUN	165	153	164	159
JUL	150	152	129	126
AUG	137	142	119	128
SEP	80	103	72	87
OKT	33	62	38	55
NOV	12	28	20	39
DEC	7	17	10	18
Summor:				
MAR-OKT	875	983	849	907
ÅRET	915	1097	908	1001
M-O (%) :	96	90	94	91

Tabell 2. Solfångarkretsen - Förstudie och mätt 88/89

	FÖRSTUDIE SIMSYS (2500 m ²)				UTVÄRDERING (2425 m ²)			
	Beräknat medelår				Mätt 880401-890331			
	Solin. 42°	Värme solf.	Temp. medel	VG	Solin. 42°	Värme solf.	Temp. medel	VG
	(MWh)	(MWh)	(°C)	(%)	(MWh)	(MWh)	(°C)	(%)
Månad:								
JAN	62	-	-	-	27	1	-	4
FEB	111	30	-	27	63	14	-	22
MAR	246	86	39	35	126	50	(45)	40
APR	314	121	43	39	318	119	(50)	37
MAJ	370	136	51	37	412	163	(65)	40
JUN	383	123	64	32	385	88	(80)	23
JUL	379	108	77	29	305	83	(80)	27
AUG	355	95	87	27	310	78	(80)	25
SEP	257	55	94	21	211	55	(80)	26
OKT	155	28	91	18	133	40	(70)	30
NOV	71	10	80	14	94	20	(60)	21
DEC	42	-	-	-	44	1	-	2
Summer/perioden:								
MAR-OKT	2457	744	68	30	2200	676	(69)	31
ÅRET	2743	792	-	29	2428	712	-	29
M-O (%):	90	94	-	-	91	95	-	-
kWh/m ²	1097	317	-	-	1001	294	-	-

Förkortningar och förklaringar:

SIMSYS Beräkningsprogram från CTH,

Tabell 1. Solinstrålning

SMHI Mätstation Växjö flygplats 880401-890331,

F-CHART Beräkningsprogram från Madison, USA,

Horisontal beräknat resp. mätt i horisontalplanet,

Plan 42° beräknat i solfångarplanet,

M-O (%) perioden mars till oktober i förhållande till hela året,

Tabell 2. Solfångarkretsen

Solin 42° total solinstrålning mot solfångarna,

Värme solf. totalt värmeutbyte från solfångarkretsen,

Temp. medel beräknad absolut arbetstemperatur i solfångarna,

VG systemverkningsgrad, definierad som värmeutbyte dividerat med total solinstrålning mot solfångarna under motsvarande period,

M-O (%) perioden mars till oktober i förhållande till hela året,

kWh/m² total solinstrålning resp. totalt värmeutbyte dividerat med total solfångararea.

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 880047-4 och
870995-1 från Statens råd för byggnadsforskning till Chalmers
tekniska högskola, Avdelningen för installationsteknik, Göteborg.

R93:1990

ISBN 91-540-5270-X

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Art.nr: 6801093

Abonnemangsgrupp:
V. Anläggningsteknik
W. Installationer

Distribution:
Svensk Byggtjänst
171 88 Solna

Cirka pris: 41 kr exkl moms