



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

R39:1990

Solfångare för värme och tappvarmvatten

Utvärdering Tuggelite

Peter Kovacs

INSTITUTET FÖR BYGGDOKUMENTATION	
Accnr	
Plac	Ser

R
ADT



Byggeforskningsrådet

R39:1990

SOLFÄNGARE FÖR VÄRME OCH TAPPVARMVATTEN

Utvärdering Tuggelite

Peter Kovacs

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 870795-7 från Statens råd för byggnadsforskning till Statens provningsanstalt, Borås.

REFERAT

Solvärmeanläggningen har installerats i ett befintligt bostadsområde där uppvärmningen och tappvattenvärmningen tidigare ordnades genom eldning av ved och pellets. Vedpannan har sedermera bytts ut mot en oljepanna och denna skall alltså tillsammans med solvärmen och pelletspannan svara för de sexton lägenheternas totala värmebehov. I den befintliga installationen ingick dessutom två isolerade ståltankar à 10 m³ för dygnsackumulering av värme.

Solfångarna är av högtemperaturtyp och ingår som en del i takkonstruktionen på ett av husen i området. Den totala solfångararean uppgår till 105 m² fördelat på tjugo parallellkopplade moduler.

Under mätåret september -88 till och med augusti -89 uppgick solinstrålningen i solfångarnas plan till 1 108 kWh/m². Av dessa samlade solfångarna in 256 kWh/m², motsvarande en årlig systemverkningsgrad av 23 %. Solfångarnas täckningsgrad, dvs deras andel av totalt tillförd energi, uppgick under året till 21 %. Projekterad täckningsgrad var 29 %, och orsaken till att detta inte infriats anses dels vara att solfångarnas driftstemperaturer av olika anledningar blivit högre än avsett. En annan orsak är antagligen att uppmätta och beräknade storheter ej är identiskt lika.

I Byggforskningsrådets 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.

R39:1990

ISBN 91-540-5191-6

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

gotab Stockholm 1990

INNEHÅLL

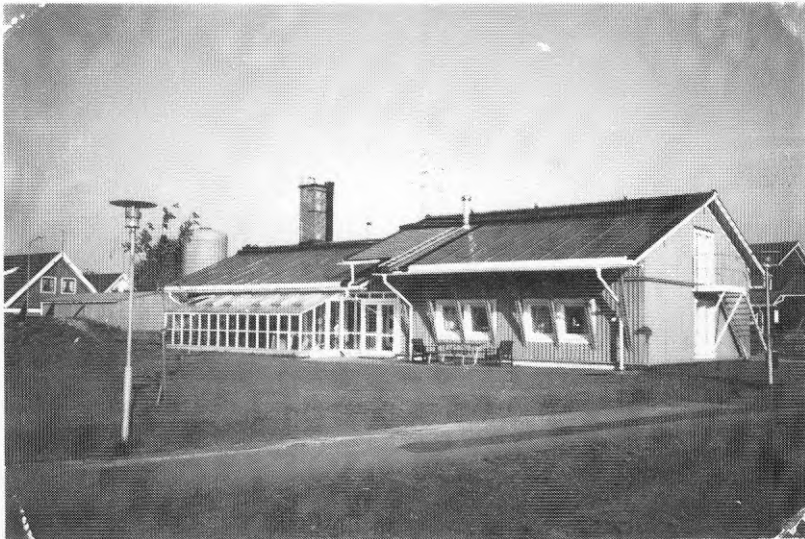
0	SAMMANFATTNING	4
1	INLEDNING	5
1.1	Projektorganisation	5
1.2	Projektets syfte	5
1.3	Historik	5
2	SOLFÅNGARNAS PLACERING	7
3	BESKRIVNING AV ANLÄGGNINGEN	8
3.1	Byggnader	8
3.2	Värmesystemets utformning	8
4	SOLVÄRMEANLÄGGNINGEN	11
4.1	Solfångare	11
4.2	Värmelager	12
4.3	Styrning av solvärmeanläggningen, temperaturer och flöden	12
5	MÄTNINGAR OCH BEARBETNING AV MÄTDATA	13
5.1	Mätdatabehandling	15
5.2	Mätutrustning	15
5.3	Tillgänglighet hos mätdata	16
6	MÄTRESULTAT	17
6.1	Årssammanställning	17
7	ANALYS AV MÄTRESULTATET	22
7.1	Solfångarkretsen	22
7.2	Värmelagret, dess utförande och styrning	26
8	DISKUSSION OCH SLUTSATSER	29

0 SAMMANFATTNING

Solvärmeanläggningen har installerats i ett befintligt bostadsområde där uppvärmningen och tappvattenvärmningen tidigare ordnades genom eldning av ved och pellets. Vedpannan har sedermera bytts ut mot en oljepanna och denna skall alltså tillsammans med solvärmen och pelletspannan svara för de sexton lägenheternas totala värmebehov. I den befintliga installationen ingick dessutom två isolerade ståltankar à 10 m^3 för dygnsackumulering av värme.

Solfångarna är av högtemperaturtyp och ingår som en del i takkonstruktionen på ett av husen i området. Den totala solfångararean uppgår till 105 m^2 fördelat på tjugo parallellkopplade moduler.

Under mätåret september -88 till och med augusti -89 uppgick solinstrålningen i solfångarnas plan till $1\,108 \text{ kWh/m}^2$. Av dessa samlade solfångarna in 256 kWh/m^2 , motsvarande en årlig systemverkningsgrad av 23 %. Solfångarnas täckningsgrad, dvs deras andel av totalt tillförd energi, uppgick under året till 21 %. Projekterad täckningsgrad var 29 % och orsaken till att detta inte infriats anses dels vara att solfångarnas driftstemperaturer av olika anledningar blivit högre än avsett. En annan orsak är antagligen att uppmätta och beräknade storheter ej är identiskt lika. F-chartberäkningar på Åsa-anläggningen har t ex visat att detta varit orsaken till att det uppmätta utbytet blivit lägre än förväntat.



Figur 1. Solvärmeanläggningen i Tuggelite.

1 INLEDNING

Projektet omfattar projektering, uppförande och drift av en solvärmeanläggning för tappvarmvatten och lokaluppvärmning samt mätning och utvärdering av anläggningens termiska prestanda.

Anläggningen är installerad i Tuggelite, ett flerfamiljshusområde beläget en mil norr om Karlstad. Den har levererats som totalentreprenad av Scandinavian Solar AB.

1.1 Projektorganisation

Projektet har genomförts i samverkan mellan medlemmarna i Tuggelite bostadsrättsförening och AB Andersson & Hultmark. Projektledare var Jonas Gråslund, AB Andersson & Hultmark.

AB Andersson & Hultmark har projekterat solvärmeanläggningen samt svarat för kontroll, slutbesiktning och intrimning. Installationen har utförts av Scandinavian Solar AB. Statens provningsanstalt (SP), Borås har ansvarat för mätning och utvärdering av anläggningen samt kontroll och besiktning i samband med utbetalning av experimentbyggnadslån. SP har vidare under projektets gång bearbetat och presenterat mätdata samt utarbetat denna slutrapport.

1.2 Projektets syfte

Solvärmesystemet består av takintegrerade högtemperatursolfångare i kombination med konventionell pump, styr- och värmväxlarutrustning samt befintliga ackumulatorer för dygnsvarmelagring. Anläggningen är avsedd att i kombination med en pellets- och en oljepanna förse bostadsområdet med värme för tappvarmvatten- och rumsuppvärmning.

Genom byggandet av denna solvärmeanläggning förväntade man sig få svar på

- hur en anläggning av denna typ skall kopplas in i ett befintligt system
- hur den vidareutvecklade solfångarkonstruktionen fungerade i praktiken
- få erfarenheter inför kommande projekt (t ex Särö) genom noggrann kontroll och uppföljning av byggprocessen.

1.3 Historik

Bostadsområdet Tuggelite uppfördes under 1984 och är byggt med tanke på låg energiförbrukning och högt utnyttjande av gratisenergi. Tanken var vid utformningen av värmesystemet att det skulle vara flexibelt med tanke på framtida och lokala energialternativ. Detta har gjort att förutsättningarna för ett bra resultat vid komplettering med solvärme varit mycket goda.

Solvärmeanläggningen installerades under våren -88 och idrifttagning och intrimning skedde under våren och sommaren -88. Under senare delen av 1988 ledde en spänningslös tryckhållningspump till att man fick problem med luft i ackumulatorkretsen. Detta resulterade i att varken rums- eller tappvattenvärmning fungerade, trots att värme fanns tillgänglig i ackumulatorerna. Efter att pumpen åtgärdats kring årsskiftet 88/89 har värmeförseringen fungerat tillfredsställande i detta avseende.

Vidare konstaterades vid slutbesiktning i januari -89 vissa felaktigheter i styrningen av oljepannan och ackumulatorkretsen. Bland annat saknades temperaturgivare avsedda att starta pannan vid för låg framledningstemperatur och för att stoppa pannan vid laddning av ackumulatorerna vintertid.

Pumpen i pannkretsen har dessutom varit i drift periodvis då pannan stått stilla (under sommaren) vilket gjort att pannkretsen fungerat som kylare till ackumulatorerna. Arbetena avseende styrning av pannkretsen ingick inte i Scandinavian Solars entreprenad utan skulle upphandlas av brf. Tuggelite separat. Detta har sedermera gjorts och temperaturstyrningen av pannorna kompletterades i mars -89. Problemet med kylning av ackumulatorer via pannkretsen var hösten -89 fortfarande inte åtgärdat.

Mätningar och uppföljning av driftsresultat har pågått sedan hösten 1988 och avslutades hösten 1989.



Figur 1.1 Pelletstank och takintegrerade högtemperatursolfångare.

2 SOLFÅNGARNAS PLACERING

Solfångartaket är platsbyggt och uppfört på bostadsområdets kvartershus, som förutom daghem och samlingslokal innehåller områdets värmecentral. Taket är orienterat 5° mot SSV från söder med en lutning av 22° mot horisontalplanet. Någon nämnvärd skuggning av solfångarna har inte förekommit.



Figur 2.1. Placering av 105 m² solfångartak på befintligt kvartersgårdstak.

3 BESKRIVNING AV ANLÄGGNINGEN

3.1 Byggnader

Bostadsområdet Tuggelite i Karlstad består av 16 hushåll fördelade på fem fristående 2-plans huslängor. Mitt i området ligger kvartersgården.



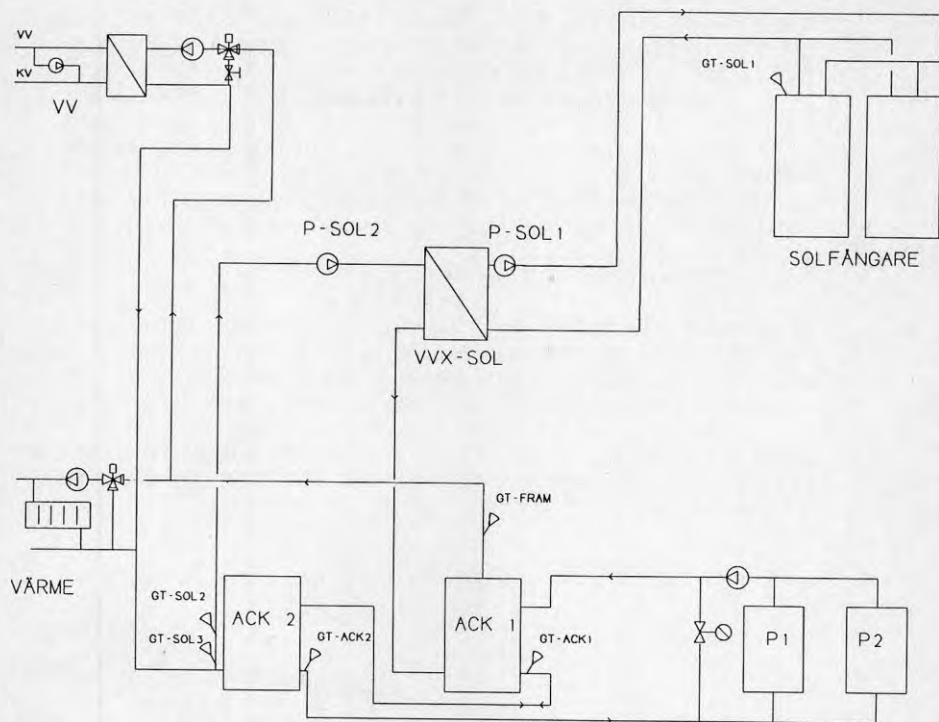
Figur 3.1. Bostadsområdet Tuggelite. Solfångarna utgör större delen av det sydvända taket på kvartersgården i mitten, där även värmecentralen är placerad.

Total byggnadsyta är $1\,931\text{ m}^3$ och energibehovet för uppvärmning och tappvattenvärmning är beräknat till 45 MWh respektive 65 MWh per år.

De boende i området har en målsättning om resurssnålt byggande och boende och har dessutom utformat området och dess förvaltning för att ge ökade möjligheter till samarbete och gemenskap.

3.2 Värmesystemets utformning

Värmecentralen är placerad i kvartersgården och utgörs av två varmvattenackumulatörer à 10 m^3 , vilka värms av en kombination av solfångare, oljepanna och en pelletsanna. Från ackumulatörerna tas dels varmvatten till en extern värmeväxlare för tappvattenvärmning och dels varmvatten via kulvertar direkt till de olika byggnadernas uppvärmning. Systemet är av lågtemperaturtyp med en dimensionerande temperatur på 55 °C för såväl tappvattenvärmning som husuppvärmning. Värmeanläggningens principalschema framgår av figur 3.2. Tryckhållning och expansion kontrolleras av ett separat system placerat i pannrummet.



Figur 3.2. Principschema för värmearbetsanläggningen i Tuggelite.

3.2.1 Tillsatsvärme - lagringstank

Värme från pannorna tillförs i toppen av ackumulator 1. Vattnet tas från botten av ackumulator 2.

En oljepanna är avsedd att ta topplasten under året och en pelletspanna skall svara för baslasten under vintern. Under mätåret har pelletspannan endast körts på försök under december till februari.

Styrningen av pannorna sker vid start via temperaturgivaren GT-fram på framledningen från ackumulator 1. Pannan startar då framledningstemperaturen underskrider inställt värde (+55 °C). Stopp av pannan sker via GT-ack 2 (vinterdrift) eller GT-ack 1 (sommardrift). När temperaturen vid någon av dessa givare överstiger inställt värde (+55 °C) stoppar pannan.

3.2.2 Tappvarmvattenvärmning

Tappvarmvattnet värms till önskad temperatur i mån av tillgänglig framledningstemperatur från ackumulatorn. Värmningen sker via en plattvärmeväxlare placerad i värmecentralen. Strypventilen i cirkulationskretsen på växlarens primärsida (ackumulatorsidan) har under perioden 1 december -88 till 20 januari -89 varit stängd och styrventilen har då fungerat som en tvåvägsventil. Detta har gett en lägre returtemperatur till ackumulator/solfångare, vilket är önskvärt. Därefter har strypventilen varit öppen och styrventilen har fungerat som en trevägsventil.

3.2.3 Husuppvärmning

Lägenheterna värms via två konvektorer på bottenvåningen och handdukstorkar på båda våningarna. Cirkulationsfläktar i mellanbjälklaget fördelar värmen mellan planen. Värmesystemet är via kulvertar direkt anslutet till ackumulatorerna i värmecentralen. Dimensionerande temperaturer för värmesystemet är 55/40 på framledning och retur. Detta medför att returledningens temperatur ligger i intervallet 30 - 40 °C under större delen av uppvärmningssäsongen.



Figur 3.3. Bostadshusen i Tuggelite.

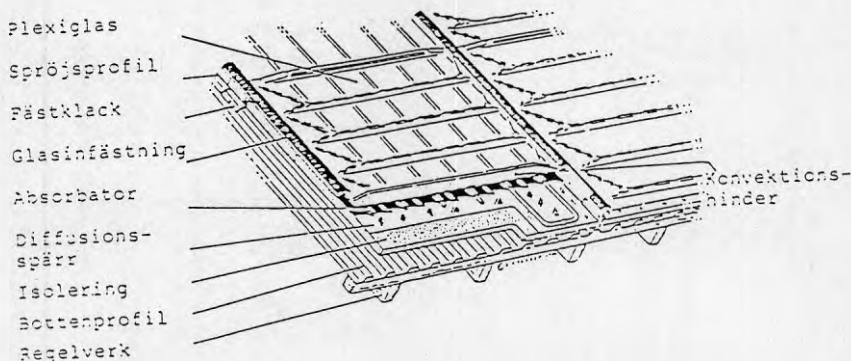
4 SOLVÄRMEANLÄGGNINGEN

4.1 Solfångare

Den totala solfångararean uppgår till 105 m². Solfångartaket består av tjuugo parallellkopplade moduler, där varje modul består av sex strips som tillsammans utgör en serieslinga. Varje modul har en area av 5,22 m². Hela solfångaren byggs på plats och utgör en del av den befintliga takkonstruktionen.

Solfångarna består utifrån sett av en täckskiva av UV-stabilt akrylglas och en med selektivt skikt belagd absorptor som består av aluminiumflänsar med invalsade kopparrör. Mellan absorptorn och akrylglaset monteras en teflonfolie för att minska solfångarens konvektionsförluster. Under absorptorn läggs en aluminiumfolie som diffusionsspärr och en isolering bestående av 10 cm mineralull. I botten av solfångaren ligger en korrugerad aluminiumplåt som fästs i takreglarna. Plåten fungerar som ett vanligt vattentak.

Solfångare av liknande typ har tidigare använts i bland annat Åsa och Hammarkullen men konstruktionen har här kompletterats med konvektionshindret och en utökad isoleringstjocklek.



Figur 4.1. Skiss av solfångartakets uppbyggnad. Konvektionshindret och utökad isoleringstjocklek är nyheter i denna konstruktion.

Solfångarnas samlings- och fördelningsledningar har förlagts dolda vid taknocken. Solfångarkretsen, som innehåller en blandning av 50 % vatten och 50 % propylenglykol, överför värme till lagringskretsen via den externa plattvärmväxlaren VVX-sol.

4.2 Värmelager

Solvärmesystemets värmelager är placerat i direkt anslutning till värmecentralen och har tjänstgjort som ackumulator för olje- och pellets pannan innan solfångarna installerades. Lagret består av två cylindriska ståltankar på vardera 10 m³, som kopplats i serie. Tankarna, som placerats liggande, mäter 2 meter i diameter och är 3,20 meter långa. De är uppställda på gummikuddar i ett ouppvämt isolerat utrymme som slutligen har fyllts ut med lösullsisolering.

Lagrets vatten cirkuleras direkt i pannkretsen och radiatorsystemet, medan värmeväxling via plattvärmeväxlare sker till solfångarkretsen och tappvattenvärmningen.

4.3 Styrning av solvärmeanläggningen, temperaturer och flöden

Pumparna P-SOL 1 och P-SOL 2 i solfångarnas primär- och sekundärkrets styrs tillsammans till/från via en differenstermostat och temperaturgivarna GT-SOL 1 och GT-SOL 2. GT-SOL 1 är monterad vid utloppet av solfångare 20, GT-SOL 2 är monterad i en gemensam ledning för returvärme och vatten från botten av ackumulator 2. Se även figur 3.2.

Vid övertemperatur i systemet styrs de båda pumparna till kontinuerlig drift i tolv timmar av GT-SOL 3, placerad intill GT-SOL 2. På så sätt kyls systemet av solfångarna nattetid.

Vattnet till VVX-SOL hämtas på sekundärsidan antingen från värmeförbrukningens returledning, då denna är i drift, eller från botten av ackumulator 2. Det uppvärmda vattnet återförs sedan via en inloppsdyssa till botten av ackumulator 1.

Solfångarkretsen arbetar med konstanta flöden i såväl primär- som sekundärkrets.



Figur 4.2. Solfångarkretsens pump- och tryckhållningsutrustning.

5 MÄTNINGAR OCH BEARBETNING AV MÄTDATA

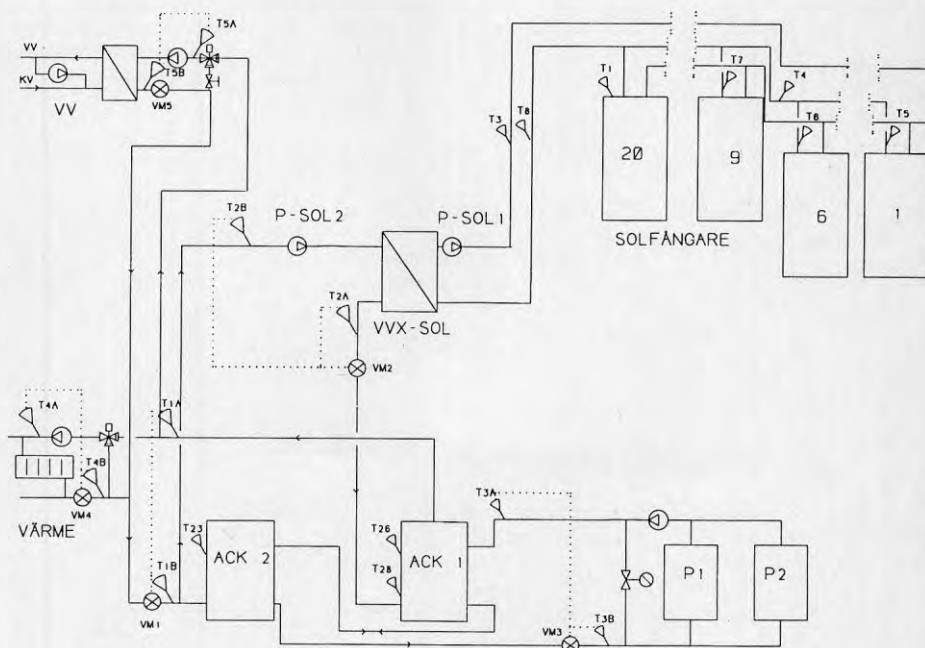
Avsikten med mätningarna var i första hand att bestämma energiutbytet från solfångartaket. Syftet med mätningarna och bearbetningen av mätdata var vidare att

- bestämma täckningsgraden för solvärmeanläggningen
- bestämma bostadsområdets totala energibehov
- kontrollera anläggningens allmänna funktion
- ge en bild av solfångarnas driftsförutsättningar genom mätningar av ackumulatortemperaturer och utetemperatur

Mätningarna har omfattat

- global solinstrålning mot solfångarnas plan
- totalt insamlad solvärme
- totalt tillförd tillsatsvärme
- temperaturer i värmelager och solfångare
- totalt förbrukad värme

De uppmätta storheterna är markerade i figur 5.1 och förtecknade i tabell 5.1. Samtliga mätstorheter har registrerats automatiskt och lagrats i form av timmedelvärden.



Figur 5.1. Givarnas placering i anläggningen.

Tabell 5.1. Förteckning över mätstorheter

E 11	Levererad värme totalt (består av VM 1, T1 A och T1 B)
E 12	Insamlad solenergi (sekundärt) (består av VM 2, T2 A och T2 B)
E 13	Tillsatsvärme från pannorna (består av VM 3, T3 A och T3 B)
E 21	Förbrukad värme, radiatorer (består av VM 4, T4 A och T4 B)
E 22	Förbrukad värme, tappvarmvatten (består av VM 5, T5 A och T5 B)

Temperaturer (Pt100)

T1 A	Varmvattentemperatur ut från ack 1
T1 B	Returtemperatur från värmeförbrukare
T2 A	Temperatur från solfångare (sekundärt)
T2 B	" till solfångare (sekundärt)
T3 A	" från panncirkulationskrets
T3 B	" till panncirkulationskrets
T4 A	" på framledning till radiatorkrets
T4 B	" på returledning från radiatorkrets
T5 A	" på framledning till tappvarmvatten vvx
T5 B	" på returledning från tappvarmvatten vvx
T 23	" på ack 2 vid toppen av manluckan
T 26	" på ack 1 " -
T 27	Utetemperatur
T 28	Temperatur i botten av ack 1

Temperaturer (termoelement)

T1	Temperatur ut från solfångare nr 20	
T 3	" på värmebärare till solfångare (gemensam)	
T 4	" - från "	1-8
T 5	" -	1
T 6	" -	8
T 7	" -	9
T 8	" -	(gemensam)

Vattenflödesmätare

VM 1	Returflöde från värmeförbrukare
VM 2	Sekundärflöde från vvx-SOL
VM 3	Laddningsflöde pannkrets
VM 4	Radiatorflöde
VM 5	Sekundärflöde från VVX-VV

mV-signaler

A 29	Global solinstrålning i solfångarens plan
------	---

5.1 Mätdatabehandling

För mätningarna har använts en datorenhet av typ Epson Px4, en programmerbar datalogger samt ett modem för överföring av mätdata till Statens provningsanstalt (SP).

Överföring av mätdata har skett till en central Vax-dator på SP. Vax-datorn sköter uppringningen av Epsondatorn automatiskt varje dygn.

Epsondatorn används som en styrdator för dataloggern, som utför mätningar enligt programmerade parametrar i Epson.

Programvaran i Epson utgörs av två basicprogram "init" och "data". I Epson beräknas temperaturer, energier etc och medelvärdesbildning samt lagring av mätdata. Scanning sker ungefär var 12:e sekund, varefter medelvärdesbildning och lagring i timmedelvärden görs automatiskt i Epsondatorn. Vid intensiv mätningar kan lagring av mätdata intensifieras, dvs mätdata kan lagras i t ex minutmedelvärden.

Ändringar av tidsintervallet för mätningarna kan ske via SPS Vaxdator. Denna lagrar all mätdata på ett skivminne och magnetband. Ett speciellt Vaxkompatibelt dataprogram översätter det hexadecimala mätverdespråket till användbara mätdata.

För utvärderingen används en tillgänglig grafisk utrustning och ett interaktivt programbibliotek.

5.2 Mätutrustning

Styrdator typ Epson Px4 har en minneskapacitet av 26 kByte, dvs vid timmedelvärden av samtliga ovannämnda mätpunkter räcker minnesutrymmet i ca 8 dygn, därefter måste minnet tömmas. Dataloggern är av typ Datataker DT 100.

Mättonoggrannheten för datainsamlingssystemet uppgår till följande.

Mätning med Pt 100-givare:

- 0,05 °C + linearitetsfel vid mätområdet -30 -- +100 °C
- Upplösning 0,01 °C

Mätning med termoelement:

- 0,15 % + linearitetsfel = 0,5 °C vid mätområdet -100 -- +200 °C
- Upplösning 1 uV

Mätning av millivolt:

- 0,15 % i mätområdet 25 mV -- 2500 mV
- Linearitet < 0,05 %

Solinstrålning mäts med pyranometer av typ Schenk Star nr 2148. Mättonoggrannheten för pyranometern uppgår till ± 3 %.

Onoggrannheten gäller vid instrålningen 400 W/m^2 och solhöjd $> 20^\circ$. Värmemängdsmätning sker med flödesmätare av typ SVMV1-050 och temperaturgivare (typ Pt 100) SVMT-210 med dyrkrör (totalt värmeuttag samt tillsatsvärme från pannor) och med flödesmätare SVMV 1-225 och temperaturgivare SVMT 210 med dyrkrör (solkrets, sekundärt).

Mätonoggrannheten för flödesmätarna uppgår till $< \pm 3 \%$ inom angivet flödesområde.

Mätonoggrannheten för Pt 100-givarna uppgår till $< \pm 0,1^\circ\text{C}$.

5.3 Tillgänglighet hos mätdata

Under mätperioden har några avbrott förekommit, som resulterat i att mätdata helt har uteblivit. Avbrotten har berott på ett felande modem. I de fall avbrotten påverkat sammanställningen av mätdata har korrigeringar utförts på så sätt att saknade värden har ersatts av medelvärden beräknade på närliggande dagar. De månader som korrigerats är

- augusti 88, där mätdata från ett dygn saknades
- december -88, där mätdata från två dygn saknades
- juni -89, där mätdata från fem dygn saknades.

Pyranometern var ur funktion hela hösten -88 på grund av ett kontaktfel. Den var dessutom av okänd anledning ur funktion från den 23 april till den 7 juni -89.

Termoelementet T3 har visat fel under hela mätperioden på grund av dålig anligning.

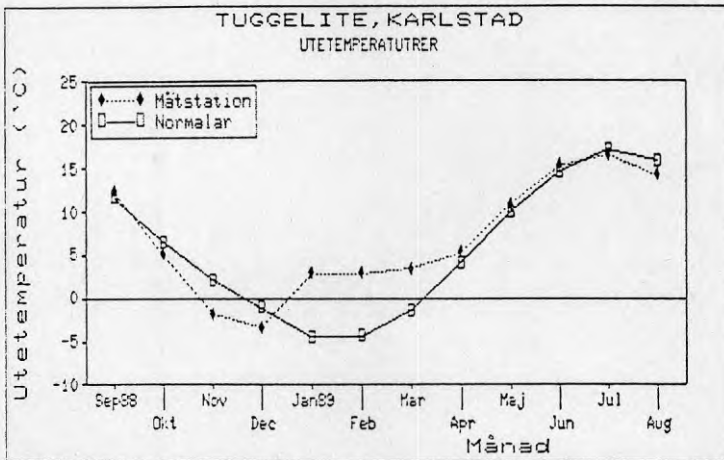
Vid den slutliga sammanställningen av mätdata upptäcktes att energimätningen på förbrukarsidan under vinterhalvåret varit felaktig. Detta gällde både mätningen av delförbrukningarna och mätningen av den totala förbrukningen. Genom att kontrollera energimätningen på solfångare och pannkrets mot uppmätt solinstrålning respektive oljeförbrukning har riktigheten i dessa mätningar kunnat verifieras. De grova felaktigheterna anses därför vara begränsade till förbrukarsidan. Orsaken till dessa felaktigheter har inte kunnat klarläggas. Felen är dock så allvarliga att någon meningsfull sammanställning av energiförbrukningen inte kunnat göras.

6 MÄTRESULTAT

6.1 Årssammanställning

Under mätperioden (september -88 till och med augusti -89) var årsmedeltemperaturen nära det normala (enligt statistik från SMHI). Under vissa perioder, som framgår av figur 6.1, avvek den uppmätta medeltemperaturen från det normala. Under oktober -88 till och med december -88 var det kallare än normalt, medan perioden januari till april -89 var betydligt varmare än normalt. Under övriga månader låg temperaturen nära det normala.

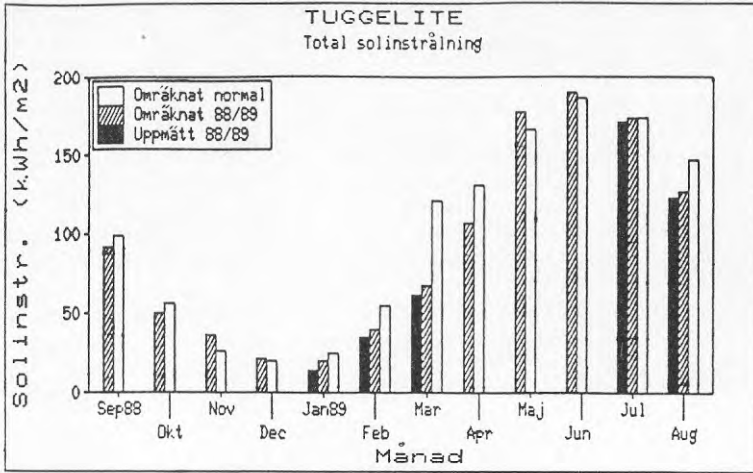
Den mätstation som angetts som jämförelse är Karlstads flygplats, belägen ca 7 km från Tuggelite.



Figur 6.1. Månadsmedeltemperatur under mätåret (jämförelse mellan uppmätt och normalt).

Solinstrålningen under perioden blev något under det normala. Mätning av solinstrålning har skett vid solfångarna i Tuggelite. Denna mätning har dock inte fungerat tillfredsställande. För att få en gemensam referens för hela mätåret har därför instrålningsvärden från SMHIs mätstation i Karlstad använts. Dessa har med hjälp av omräkningsfaktor hämtad ur European Solar Radiation Atlas räknats om till att motsvara solfångarnas i Tuggelite lutning och orientering.

Solinstrålningen i Tuggelite för de månader mätningen fungerade jämförs i figur 6.2 med SMHIs (omräknade) mätdata dels för mätåret och dels för ett normalår. För ett normalår uppgår solinstrålningen i Karlstad omräknat till 22° taklutning mot söder till 1 215 kWh/m². Under mätåret uppmättes i Karlstad 1 108 kWh/m². Figur 6.2 visar solinstrålningens variationer under mätåret.

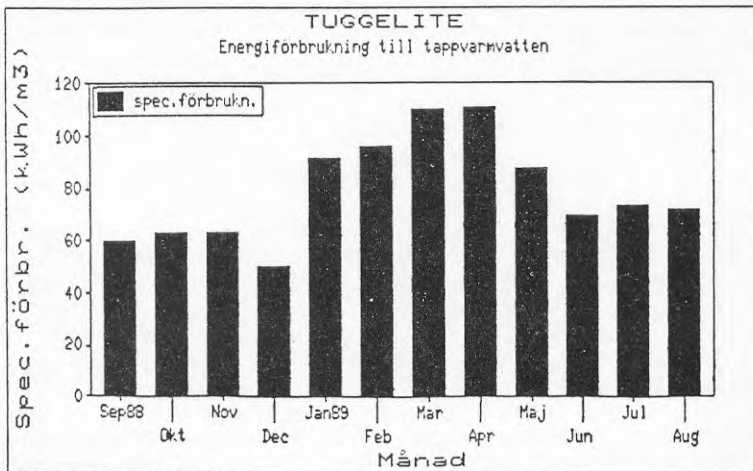


Figur 6.2. Solinstrålning i solfångarnas plan (jämförelse mellan omräknade Karlstadsvärden mätår/normalt och uppmätt i Tuggelite).

6.1.1 Varmvattenförbrukning

Under mätåret förbrukades totalt 767 m³ tappvarmvatten. Förbrukningen var relativt jämnt fördelad över året. Mätningen av energiförbrukningen för tappvattenvärmning visar på en markant ökning av förbrukningen från januari -89. Orsaken till denna ökning har inte kunnat förklaras och ett systematiskt fel i energimätningen kan inte uteslutas.

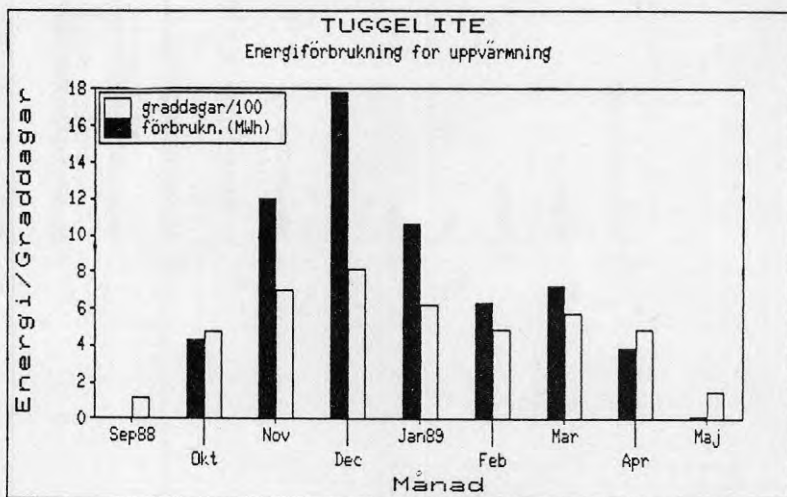
Figur 6.3 visar uppmätt specifik energiförbrukning för tappvattenvärmningen över mätåret.



Figur 6.3. Specifik energiförbrukning (kWh/m³) för tappvattenvärmning över mätåret.

6.1.2 Husuppvärmning

Under mätåret uppmätt energiförbrukning för lokaluppvärmning visar vid en jämförelse med antal graddagar per månad under uppvärmningssäsongen att energimätningen troligen varit felaktig. I figur 6.4 jämförs uppmätt energiförbrukning till lokaluppvärmning med antalet graddagar per månad under mätåret.



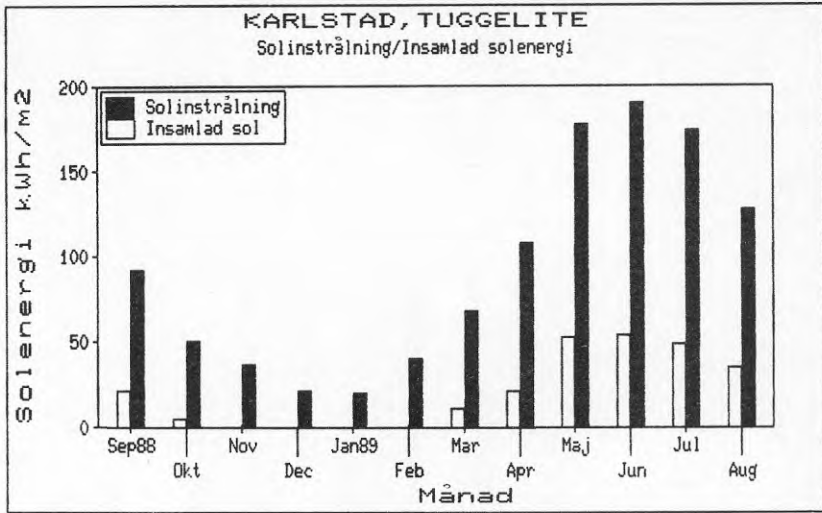
Figur 6.4. Uppmätt energiförbrukning för uppvärmning och antal graddagar per månad under uppvärmningssäsongen.

En delförklaring är att tillgänglig framledningstemperatur fram till slutet av november begränsades till ca 50 °C, men detta kan inte förklara de ojämna förhållandena mellan vinter och vår. En annan förklaring till problemen med energimätningen, vilket även gäller mätningen vid tappvarmvattenberedningen, är de tidigare nämnda problemen med luft i systemet. Att styrningen av pannkretsen har ändrats både vad gäller börvärden och anslutna givare och att olja och pelletspanna använts omväxlande har dessutom lett till stora svårigheter vid felsökning i efterhand.

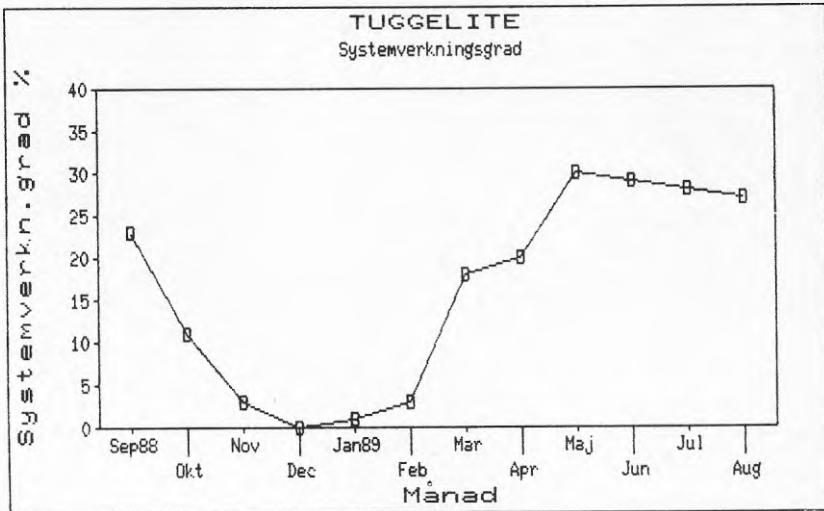
Sammantaget har den dåliga tillförlitligheten i dessa mätningar gjort att vi tvingats reducera denna sammanställning till att endast omfatta till ackumulatorerna tillförd värme från pannor och solfångarkrets.

6.1.3 Solvärme till ackumulatorer

Mot solfångarna instrålad energi (omräknade Karlstads-data) uppgick under mätåret till 116 MWh. Totalt samlade solvärmeanläggningen in 27 MWh, vilket tillfördes ackumulatortankarna. Detta medför en årsverkningsgrad för systemet på ca 23 %. Förhållandet mellan uppmätt (Karlstad) solinstrålning i solfångarnas plan och till ackumulatorerna tillförd solvärme för respektive månad åskådliggörs i figur 6.5. Samma förhållande i form av månadsmedelvärden av systemverkningsgraden redovisas i figur 6.6.



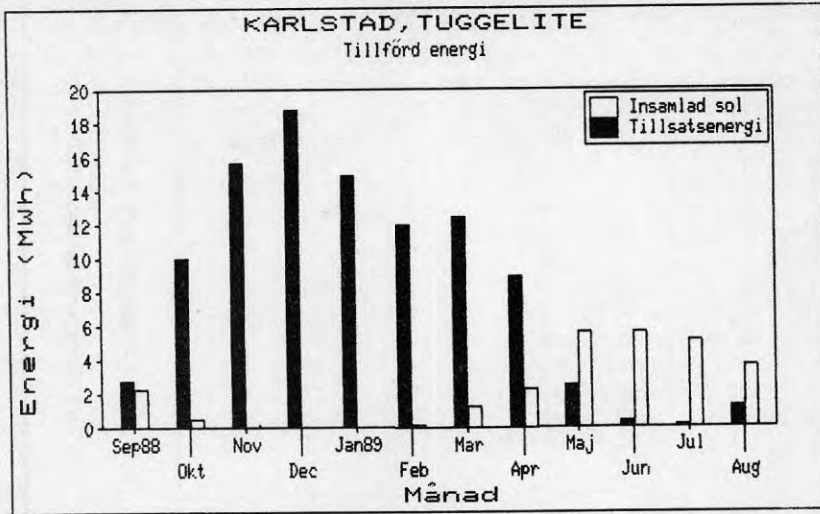
Figur 6.5. Förhållandet mellan instrålning i solfångarnas plan och insamlad solenergi.



Figur 6.6. Solvärmesystemets verkningsgrad månadsvis.

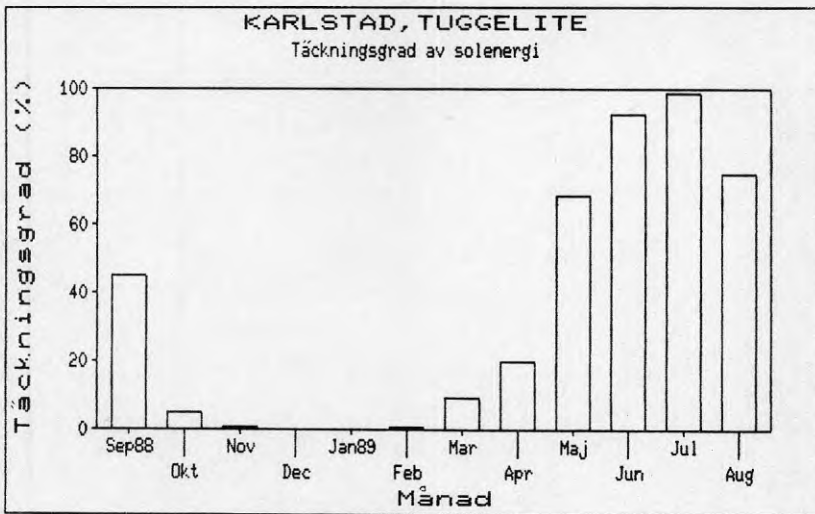
Totalt tillfördes ackumulatortankarna under mätåret 126 MWh. Av denna energimängd utgjorden den tillförda solvärmens 21 % eller 27 MWh. Resterande 99 MWh utgjordes av tillsatsvärme från i första hand oljepannan men även en mindre del från pelletspannan.

Figur 6.7 visar den månadsvisa fördelningen mellan solvärme och tillsatsvärme.



Figur 6.7. Förhållandet mellan insamlad solenergi och tillsatsvärme.

Solenergens täckningsgrad beskriver förhållandet mellan insamlad solenergi och totalt tillförd energi till ackumulatorer. Denna framgår månad för månad av figur 6.8.



Figur 6.8. Solvärmesystemets täckningsgrad månadsvis.

7 ANALYS AV MÄTRESULTATET

Genom att studera mätdata från olika driftsfall kan anläggningens funktion kartläggas. Det ger också möjlighet att upptäcka eventuella fel och brister i systemet. De intressanta delarna i anläggningen är solfångartaket och värmelagret, som här studeras var för sig. För värmelagret studeras skiktning, styrning och inlagringskapacitet. Lagringsförlusterna kan inte analyseras på grund av tidigare nämnda brister i energimätningen på förbrukarsidan.

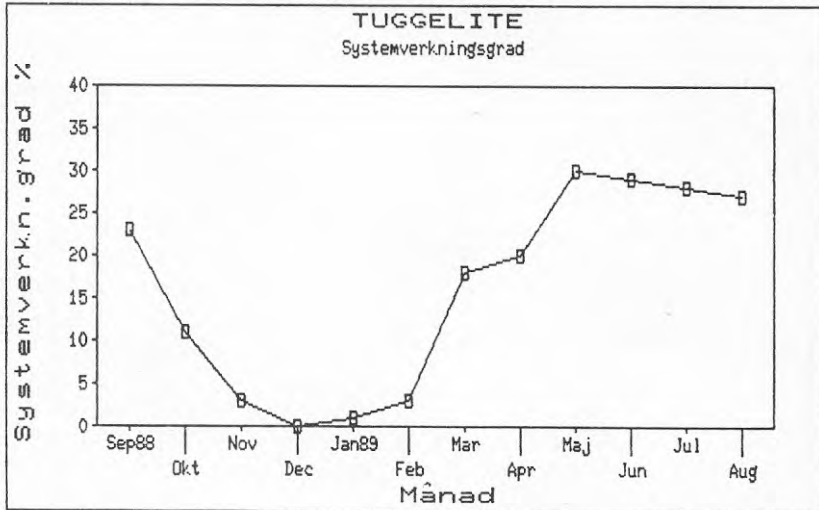
För solfångartaket studeras utbytet och flödesfördelningen över grupperna samt i viss utsträckning solfångarnas arbetstemperaturer. Den felande temperaturgivaren på solfångarkretsens returledning gör att solfångarnas verkningsgradskurva inte kan beräknas med godtagbar noggrannhet.

7.1 Solfångarkretsen

Solfångarkretsen har fungerat utan problem. Utbytet har dock varit lägre än man kunnat förvänta sig. I projekteringsunderlaget räknar man på ett utbyte av 320 kWh/m^2 solfångaryta, vid normalarets solinstrålning $1\,030 \text{ kWh/m}^2$ mot en horisontell yta. Mätåret gav 963 kWh/m^2 , vilket med en direkt proportionell minskning av utbytet borde ha gett ca 300 kWh/m^2 . Erfarenhetsmässigt blir dock denna minskning något större. I själva verket erhöles endast 256 kWh/m^2 , vilket motsvarar en årsverkningsgrad av 23 % räknat på solinstrålningen i solfångarnas plan.

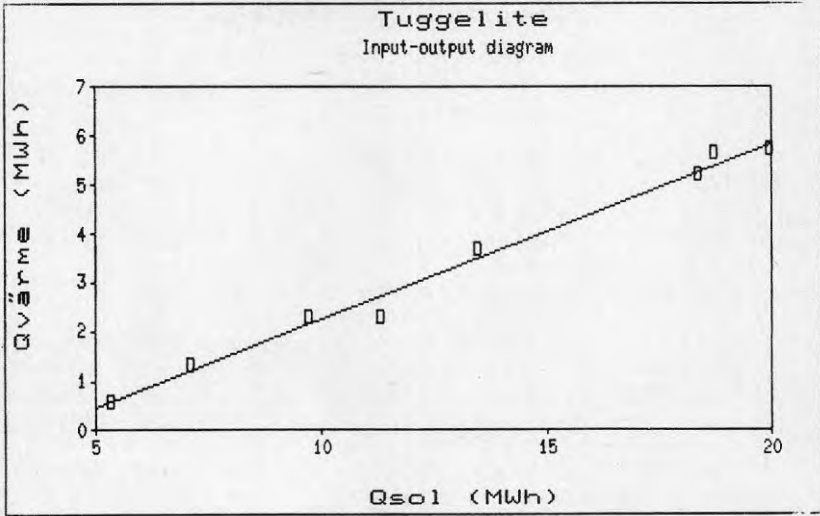
Projekterad årstäckningsgrad var 29 % räknat som solvärmens andel av totala lasten. Uppmätt årstäckningsgrad definierades som den insamlade solvärmens andel av totalt tillförd energi och uppgick till 21 %.

Figur 7.1 visar månadsvärden av solfångarnas totalverkningsgrad.



Figur 7.1. Solfångarkretsens totalverkningsgrad över året, dvs förhållandet mellan global solinstrålning i solfångarnas plan och till ackumulatortillförd solvärme.

Motsvarande utbyten kan även åskådliggöras i ett s k input-outputdiagram, se figur 7.2, där månadssummor av total solinstrålning mot solfångaren plottats mot insamlad värme.



Figur 7.2. Varje punkt utgör ett talpar av månadssummor för infallande solinstrålning och insamlad solvärme. Månaderna november t o m februari är uteslutna.

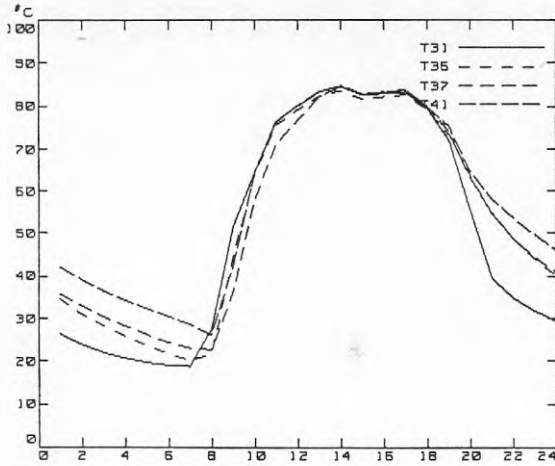
Linjen $Q_{\text{värme}} = k * Q_{\text{sol}} + l$ har anpassats till punkterna med följande resultat:

$$k = 0,36, l = -1,35 \text{ MWh.}$$

k talar om hur stor del av en ökning i den totala instrålningen solfångaren kan överföra till ackumulatorn i form av värme (verkningsgrad). Godheten i anpassningen bestäms av determinationskoefficienten r_2 , vilken fått värdet 0,988. Punkterna ansluter med andra ord mycket väl till linjen.

För att få en bild av flödesfördelningen över solfångartaket har fyra temperaturer på utgående värmebärare från solfångarna studerats. Fördelningen av flödena har säkerställts genom att man utfört alla anslutningar till samlingsledningarna så klena (diam 12 mm) att tryckfallen över dessa varit mycket större än tryckfallen över samlings/fördelningsledningarna.

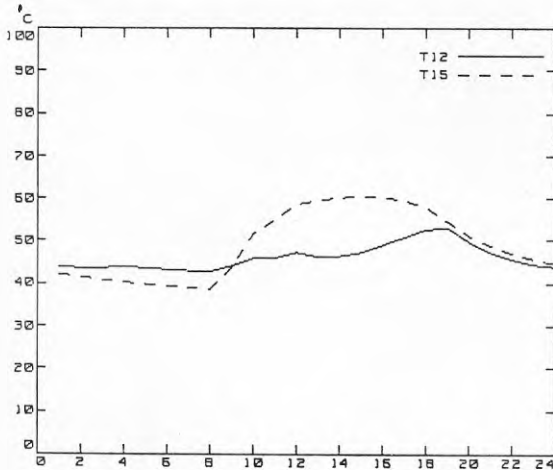
Figur 7.3 visar de fyra temperaturerna under en dag med hög solinstrålning.



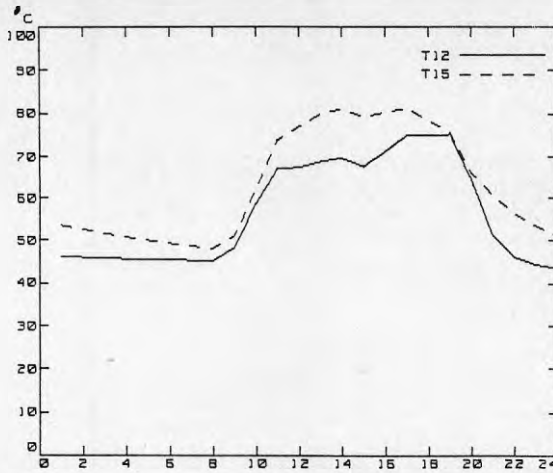
Figur 7.3. Temperaturer hos solfångarnas utgående värmebärare. Efter klockan 12, då kretsen varit i kontinuerlig drift, visar temperaturerna på en jämn fördelning av flödena över solfångarna.

De uppmätta temperaturerna visar att flödet varit jämnt fördelat över solfångarna.

Vikten av att hålla nere returtemperaturen till solfångarna för att på så sätt öka utbytet illustreras i figurerna 7.4 och 7.5. Här jämförs två dagar med nära nog identisk solinstrålning men med olika temperaturnivåer i ackumulatoren.



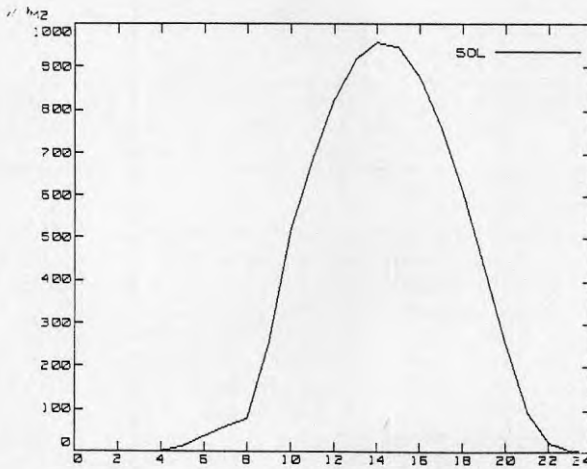
Figur 7.4. Temperaturförlopp på solfångarkretsens sekundärsida, låg returtemperatur - högt utbyte (89-06-11).



Figur 7.5. Samma temperaturförlopp, samma solinstrålning men hög returtemperatur - lågt utbyte (89-06-18).

Temperaturhöjningen är i genomsnitt ca 3 °C högre i figur 7.4 än i figur 7.5.

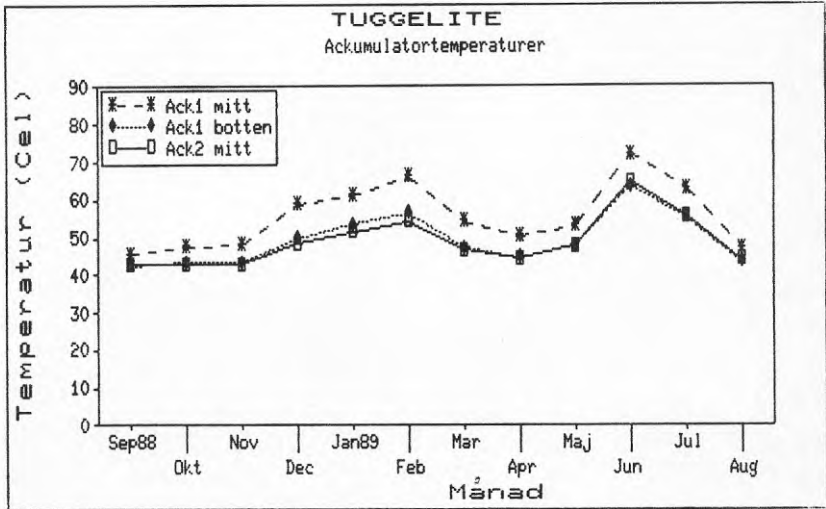
Solinstrålningen under de två aktuella dagarna visas i figur 7.6.



Figur 7.6. Solinstrålning under de mätningar som presenteras i figurerna 7.3 till och med 7.5.

7.2 Värmelagret, dess utförande och styrning

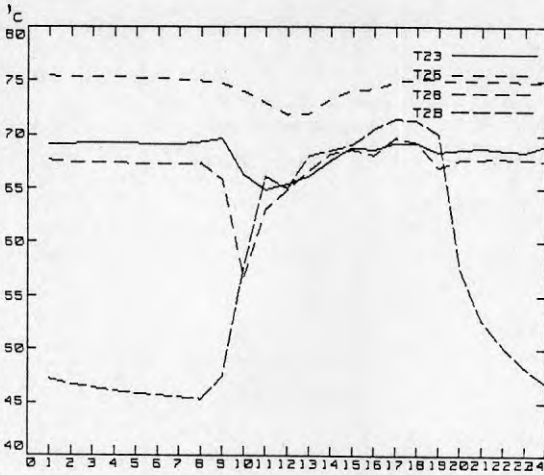
Värmelagret består av två isolerade vattentankar à 10 m³, se figur 3.2. Laddning från pannkrets sker i toppen av ack 1. Laddning från solfångarkrets sker i botten av ack 1. Varmvatten till tappvattenvärmning och rumsuppvärmning utgår från toppen av ack 1 och återförs till botten av ack 2. I tankarna har skiktningen varit ganska varierande över mätåret beroende på olika belastningsfall och olika styrstrategier för pannorna. Figur 7 visar månadsmedelvärden över mätåret för de tre uppmätta ackumulatortemperaturerna.



Figur 7.7. Ackumulatortemperaturernas medelvärden över året. Lägga märke till de ojämna temperaturnivåerna, samt att skiktningen varit något bättre under vinterhalvåret än i övrigt. Dimensionerande framledningstemperatur är 55 °C.

Genom att godta en lägre varmvattentemperatur än 50 °C har man kunnat förbättra utbytet från solfångarna vår och höst. Vintertid har man stundtals laddat ackumulatorerna till onödigt hög framledningstemperatur (70-80 °C), vilket torde ha gett mer förluster än nödvändigt.

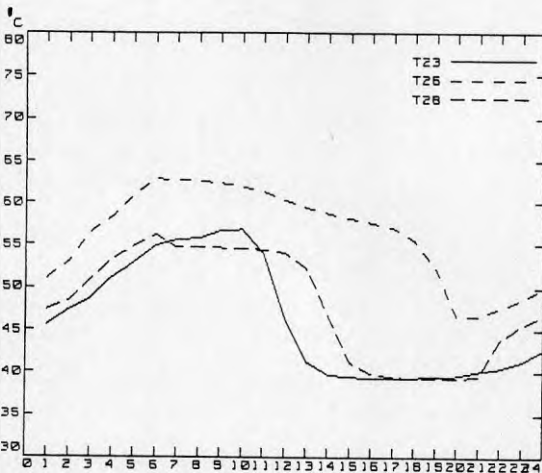
Att solfångarna inte utnyttjats optimalt med avseende på returtemperatur inses om man studerar ackumulatortemperaturer och framledningstemperatur till vvx-SOL för en dag i juni, se figur 7.8. Denna dag var tappvarmvattenförbrukningen stor och vattnet till vvx-SOL togs alltså till största delen från returledningen.



Figur 7.8. Heldragen kurva visar temperaturen i ack 2, vilken borde vara den lägsta ackumulatortemperaturen. Denna höjs på grund av hög returtemperatur från värmeförbrukare.

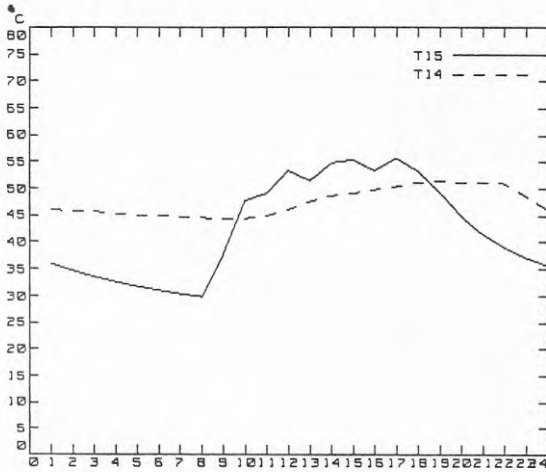
Figuren visar förutom den höjda temperaturen i ack 2 dessutom att solkretsen (kurvan som börjar vid 47 °C) i detta fall använder en högre temperatur än nödvändigt. Genom att utnyttja det kallare vattnet som finns tillgängligt i ackumulatören kan utbytet i solfångarna förbättras.

Under vinterhalvåret har ackumulatören i stort sett laddats utslutande från pannorna. Figur 7.9 visar uppmätta ackumulatorer temperaturer under en dag i mars -89.



Figur 7.9. Då ackumulatorerna laddats från pannan har skiktningen mellan ack 1 och ack 2 fungerat bättre än vid solfångardrift.

Att skiktningen varit bättre vid panndrift än vid solfångardrift är naturligt, då pannornas framledning är ansluten till toppen av ack 1 och solfångarnas till botten av denna. En annan mindre lyckad följd av detta kan ses i figur 7.10, nämligen att tillgänglig framledningstemperatur begränsas till 45 °C trots att 50 °C finns tillgängligt ut från solfångarkretsen.



Figur 7.10. Framledningstemperaturen (streckad) begränsas på grund av att värmets från solfångarna tillförs i botten av ack 1.

9 DISKUSSION OCH SLUTSATSER

Solvärmeanläggningen har i huvudsak fungerat tillfredsställande under mätåret. Värmesystemet som helhet fungerade dock dåligt under perioden oktober - december 1988. Detta på grund av ett fel på systemets tryckhållning och luft i systemet som en följd av detta.

Avgörande för valet av solfångare till denna anläggning var SSABs intresse för att prova nya tekniska lösningar i solfångarkonstruktionen inför kommande större projekt. Vidare ville man skaffa sig erfarenheter av installationer i en befintlig värmeanläggning.

Installationer liknande den i Tuggelite har tidigare utförts av företaget i bland annat Åsa, Hammarkullen och Kullavik. Denna anläggning var dock den första där man anslöt högttemperatursolfångare integrerade i takkonstruktionen. Dimensioneringen av anläggningen gjordes med datorprogrammet SUNSYST. Tillgänglig ackumulatorvolym och takarea gav ramarna för valet av solfångarearea. Utbytesökningen beräknades avta vid en area större än 125 m² och man valde slutligen 105 m². Andelen solvärme av den totala energiförbrukningen beräknades bli 29 %. Mätningarna gav en täckningsgrad av 21 % och en systemverkningsgrad av 23 %.

Anledningarna till det relativt låga utbytet kan vara flera. Då styrningen av solfångarna tycks ha fungerat bra, borde dock den direkta orsaken kunna sökas i endera dåligt utförande på solfångarkonstruktionen (dvs lägre termisk verkningsgrad än beräknat) eller högre arbetstemperaturer till solfångarna än beräknat.

Som nämnts i avsnitt 3.2.2 var reglerventilen vid tappvattenvärmeväxlaren avsedd att fungera som en tvåvägsventil, vilket den alltså endast gjort under en dryg månad. Detta har gett högre returtemperaturer i systemet än vad som var avsett.

Det faktum att man utnyttjat befintliga anslutningar på ackumulatorerna bör, i varje fall vad gäller framledningen från solfångaren, ha lett till att skiktningen blivit sämre än vad som varit möjligt om inloppet placerats "optimalt" med avseende på solkretsens arbetstemperatur. Detta kan i vissa fall ha lett till att solfångarkretsen arbetat med varmare vatten än nödvändigt.

Från tidigare utvärderingar av bl a Åsa-anläggningen har man dragit slutsatsen att man vid Sunsystemberäkningar redovisar brutto solvärme på solfångarens anslutningar som infångad solvärme. Detta betyder att eventuella rör- och värmeväxlarförluster anses vara en del av lasten, vilket får som följd att beräknat solvärmeutbyte blir högre än vad som mäts upp efter värmeväxlaren. Genom att lägga till nämnda förluster till de uppmätta utbytena skulle vi alltså få en bättre överensstämmelse med projekterade värden.

Då underlag saknas för att kunna bedöma solfångarna termiska prestanda, måste vi nöja oss med dessa förklaringar till varför utbytet inte blivit fullt så gott som förväntat.

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 870795-7
från Statens råd för byggnadsforskning till Statens prov-
ningsanstalt, Borås.

R39: 1990

ISBN 91-540-5191-6

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Art. nr: 6801039

Abonnemangsgrupp:
Ingår ej i abonnemang

Distribution:
Svensk Byggtjänst
171 88 Solna

Cirkapris: 37 kr exkl moms