

Energiministeriets Solvarmeforskningsprogram – rapport nr. 35

Selvcirkulerende solvarmeanlæg i Lyngby
resultater og erfaringer fra et års målinger

Søren Østergaard Jensen

**LABORATORIET FOR VARMEISOLERING
DANMARKS TEKNISKE HØJSKOLE
MEDDELELSE NR. 172 JANUAR 1986**

Følgende har medvirket ved projektet:

Systemdesign og måleprogram:

Sten Melson, civilingeniør
Svend Erik Mikkelsen, civilingeniør
Klaus Ellehaugen, civilingeniør
Bertil Morelli, elektronikmekaniker
Flemming Karn, maskinarbejder

Rapportering

Søren Østergaard Jensen, civilingeniør
Vibeke B. Nielsen, assistent
Kenneth B. Sørensen, teknisk tegner
Per Friis, programør

Forord

Denne rapport beskriver erfaringer og måleresultater fra et selvcirkulerende solvarmeanlæg til opvarmning af brugsvand. Anlægget er opført i 1983 som et demonstrationsanlæg i et enfamiliehus i Lyngby.

Laboratoriet for Varmeisolering har udført måling af anlæggets ydelse. Desuden er vandforbruget og diverse temperaturer i anlægget målt. Målingerne dækker en periode på et år: november 1983 - oktober 1984. Målesystemet er nedtaget i starten af 1985. Der vil således ikke yderligere blive målt på anlægget, og denne rapport afslutter derfor projektet.

Projektet er blevet finansieret under Energiministeriets Energiforskningsprogram 1982 (EFP82). Projektet er et delprojekt under projektområdet "Udvikling af brugsvandsanlæg", som indgår i solenergiforskningsprogrammet.

Resumé

Denne rapport indeholder erfaringer og konklusioner fra målinger på et selvcirculerende solvarmeanlæg til brugsvandsopvarmning.

Anlæggets design, måleprogrammet og måleresultaterne beskrives. Der udføres edb-simuleringer for at klarlægge anlæggets drift under andre vilkår, end de der var til stede i måleperioden. Således undersøges det, hvilken indflydelse en el-patron i toppen af lagerbeholderen og andre vejrforhold vil have på solvarmeanlæggets ydelse. Det undersøges, hvorfor anlægget har en højere ydelse end et tilsvarende solvarmeanlæg med pumpe i solfangerkredsen. Til sidst foretages økonomiberegninger for at vise solvarmeanlæggets rentabilitet.

Summary

This report deals with the experiences and conclusions from measurements made on a thermosyphon solar heating system for hot water supply.

The design of the system, the measuring programme and the results of the measurements are described. Computer calculations have been made to test the performance under other conditions than the actual conditions during the measurements. Investigations have been made of how the performance is influenced by an electrical heating element at the top of the storage and other weather conditions. It has further been investigated why this system has a higher performance than a similar system with a pump at the solar collector loop. Finally economic calculations have been carried out to prove how profitable this solar heating system is.

Indholdsfortegnelse

	Side
1. Indledning	5
2. Konklusion	6
3. Opførelse af anlægget	8
3.1. Design	9
3.2. Anlægsudformning	10
4. Målinger	17
4.1. Måleudstyr	18
4.2. Måleresultater	20
5. Beregninger	26
5.1. Edb-beregninger	27
6. Systemfunktion	30
6.1. Selvcirkulerende anlæg kontra pumpeanlæg – andre forskelle	35
7. Økonomi	37
7.1. Økonomien af investeringen det første år	37
7.2. Økonomien ved installation af en el-patron	38
7.2.1. Økonomien første år for et "gennemsnitsår"	42
7.3. Anlæggets akkumulerede besparelse	43
8. Systemdetaljer	46
8.1. Frostsikring	46
8.2. Hindring af varmetransport fra fyr til lager ...	47
8.3. Skoldningssikring	48
Referencer	50
Projektorganisation	52
Liste over udsendte rapporter	53

1. Indledning

Under Energiministeriets forskningsprogram vedrørende solvarme er der i en årrække blevet bygget og målt på solvarmeanlæg. De indhøstede erfaringer førte i 1980 til konstruktion af det såkaldte BV300-anlæg, samt i 1981 til opførelse af Gl.Holte anlægget. Disse anlæg er små solvarmeanlæg til brugsvandsopvarmning med en solfanger på omkring 5 m² og et lager på 300 l. Erfaringerne fra disse anlæg er rapporteret i forskningsprogrammets rapporter nr. 16 og 24 - ref. (1) og (2).

Anlæggene viste, at solvarmeanlæg til brugsvandsopvarmning er en økonomisk mulighed i Danmark. Men prisen på anlæggene skulle helst længere ned, før en øget udbredelse kunne forventes, specielt nu med stagnerende oliepriser. I 1985 er der startet projekter, der tager sigte på at nedbringe prisen på små solvarmeanlæg med 30%. Men allerede i 1982 blev nærværende projekt startet, også med det formål at nedbringe prisen på små solvarmeanlæg. Prisen skulle nedbringes ved at udnytte en anden systemløsning end i BV300 og Gl.Holte anlæggene. I disse anlæg transporteres energien fra solfan-geren til lageret ved hjælp af en pumpe, der styres af en dif-ferenstermostat. I nærværende rapport beskrives og undersøges et selvcirkulerende anlæg, hvor energien transporteres til lageret ved hjælp af selvcirkulation i stedet for med en pumpe. På denne måde spares udgifterne til både pumpe og dif-ferenstermostat, hvilke udgør en betydelig del af investeringen i små solvarmeanlæg. Projektets formål er at måle ydelsen fra et selvcirkulerende solvarmeanlæg til brugsvandsopvarmning, samt at undersøge hvor stor denne ydelse er i forhold til "traditionelle" solvarmeanlæg á la Gl.Holte og BV300.

2. Konklusion

Det selvcirkulerende demonstrationsanlæg har fungeret tilfredsstillende i måleperioden 1. november 1983 - 31. oktober 1984. Også efter måleperioden har anlægget fungeret tilfredsstillende, og familien, der bebor huset, er yderst tilfreds med det.

Årsydelsen for denne periode er målt til 313 kWh/m^2 solfanger med et forbrug på gennemsnitlig 147 l/døgn ved 45°C . Dækningsgraden for det varme brugsvand har været 63%, og systemeffektiviteten på årsbasis var 32%. På baggrund af det aktuelle vejr, der i måleperioden har resulteret i et solindfald, der var 22% mindre end referenceårets, er udbyttet tilfredsstillende.

Der er ikke installeret en el-patron i anlægget. Målingerne og beregninger i denne rapport viser, at der altid bør være en el-patron i varmelageret i små solvarmeanlæg til brugsvandsopvarmning. Dette begrundes både i komfortmæssige og økonomiske krav. Uden en el-patron kan fyret ikke slukkes i hele sommerperioden. Samtidigt er det umuligt for forbrugeren at styre fyret, så det kun er tændt i de perioder, hvor der virkelig er brug for det. Fyret kørte således i sommeren 1984 2,5 gange så lang tid som nødvendigt.

Anlægget på Sverigesvej er rentabelt. Allerede det første år er besparelsen højere end ydelsen på et eventuelt lån. Hvorvidan den akkumulerede besparelse i hele anlæggets levetid vil blive, afhænger meget af f.eks. energiprisernes udvikling. Som nævnt i indledningen arbejdes der i øjeblikket med at få reduceret prisen på pumpeanlæg. En del af dette prisfald vil få afsmittende virkning på selvcirkulerende anlæg, så rentabiliteten af denne type anlæg også fremover vil forbedres, og dermed stadig være mindst lige så rentable som pumpeanlæg.

Det er dog ikke muligt at installere selvcirkulerende solvarmeanlæg i alle huse. Kravet for at anvende denne sy-

stemløsning er, at det er muligt at placere lageret højere end solfangeren - f.eks. i huse med høj tagrejsning.

Det har ikke været muligt at simulere anlægget ved hjælp af en edb-model, der beregner ydelser for selvcirkulerende solvarmeanlæg. Anlægget er derfor sammenlignet med beregninger foretaget med samme edb-model, som er benyttet til simulering af BV300- og Gl.Holte-anlæggene. Denne model giver, udsat for samme vejr og forbrug som det selvcirkulerende anlæg, 10% mindre i ydelse end målt på Sverigesvej. Denne forskel kan skyldes måleunøjagtigheden, men kan også skyldes, at selvcirkulerende anlæg er bedre egnet til at udnytte solen. Dette diskuteres i kapitel 6, hvor der fremføres begrundelser for, at selvcirkulerende anlæg skulle kunne yde mere end pumpeanlæg. Der nås ikke frem til noget endegyldigt svar.

Et sådant svar kan først opnås efter en mere grundig analyse. På basis af de gode erfaringer fra dette projekt må det derfor anbefales at gennemføre en sådan analyse, der bl.a. bør resultere i en valideret matematisk model, som detaljeret simulerer selvcirkulerende solvarmeanlægs drift. Herefter vil det være muligt at kvantificere de fordele, der er knyttet til selvcirkulerende anlæg, samt at optimere anlægsudformningen.

3. Opførelse af anlægget

Første skridt i projektet var at finde et egnet hus. For at komme i kontakt med interesserede husejere, blev en artikel udformet og sat i en lokalavis. Her blev formålet og perspektiverne med projektet ridset op, herunder at vi søgte et hus beboet af en "typisk" familie, hvilket vil sige 2 voksne og 2 børn. Huset skulle desuden helst have en taghældning på 45° og en sydvendt tagflade.

Artiklen resulterede i ca. 120 henvendelser. Blandt disse valgte vi huset på Sverigesvej i Lyngby ud fra følgende kriterier:

- 45° hældning
- sydvendt tagflade
- højt loft, så lageret kunne placeres over solfangeren
- ingen skyggegivere syd for huset (huse, træer, m.m.)
- beboet af 2 voksne og 2 børn
- nem adgang til loftrum
- mulighed for korte rørføringer i huset.

Huset, der er fra omkring 1950, er velegnet til solvarme og kan anses for at være repræsentativt.

Næste skridt bestod i at udarbejde et projekt og afholde en indbudt licitation. Et af formålene med projektet var at få en realistisk pris på solvarmeanlægget, d.v.s. en pris enhver bygherre kan opnå. Fem leverandører blev indbudt til at byde på opgaven. Opgaven blev placeret hos Steffen Jensen, Askevej 8, Skuldelev, 4050 Skibby. Tilbudsprisen var på 17.184,63 kr. inkl. moms. og ekskl. tilskud. To af leverandørerne nåede ikke at byde. Tilbudspriserne fra de tre bydende leverandører lå meget tæt på hinanden.

Anlægget blev opført i juli - august 1983. I perioden september - oktober blev måleudstyret monteret og afprøvet. Måleperioden startede 1. november 1983.

3.1. Design

Anlægget er selvcirkulerende. Det betyder, at systemet ikke anvender en pumpe til at cirkulere væske mellem solfanger og lager. Lageret er placeret højere end solfangeren (se fig. 3.4-3.5). Når solen skinner og opvarmer væsken i solfangeren, vil væsken stige op mod lageret, mens det afkølede vand i lagerets kappe vil synke ned mod solfangeren. Beholderens kappe fungerer som en varmeveksler mellem solfangervæske og brugsvandet i beholderen.

3.2. Anlægsudformning

På basis af erfaringerne fra Gl. Holte anlægget (ref. (2)) blev det valgt at dimensionere ud fra et relativt lille varmtvandsforbrug på 150 l/døgn ved 45°C - i den målte periode har det gennemsnitlige varmtvandsforbrug ligget på 147 l/døgn. På basis af dette forbrug valgtes et solfangerareal på 4 m² og en lagertank på 150 l. Solvarmearealet kunne have været på 3-3,5 m², og alligevel klare hele opvarmningsbehovet om sommeren i et "gennemsnitsår". Men vi ønskede at benytte standardkomponenter og fandt den valgte solfanger bedst til prisen. Kappebeholderen er ligeledes en standardbeholder.

Anlægget skulle laves af godkendte komponenter, der var frit tilgængelige på markedet. Det blev overladt til tilbudsgiverne at foreslå alternativer til de komponenter Laboratoriet for Varmeisolering havde foreslået i form af en stykliste. Anlægget på Sverigesvej er opbygget efter systemløsningen vist i fig. 3.1.

På varmtvandssiden er indsatt en termostatisk skoldningssikring, der kan indstilles i intervallet 40-75 °C. Er brugsvandet varmere end den temperatur, skoldningssikringen er indstillet til, iblandes koldt vand, til den ønskede temperatur opnås.

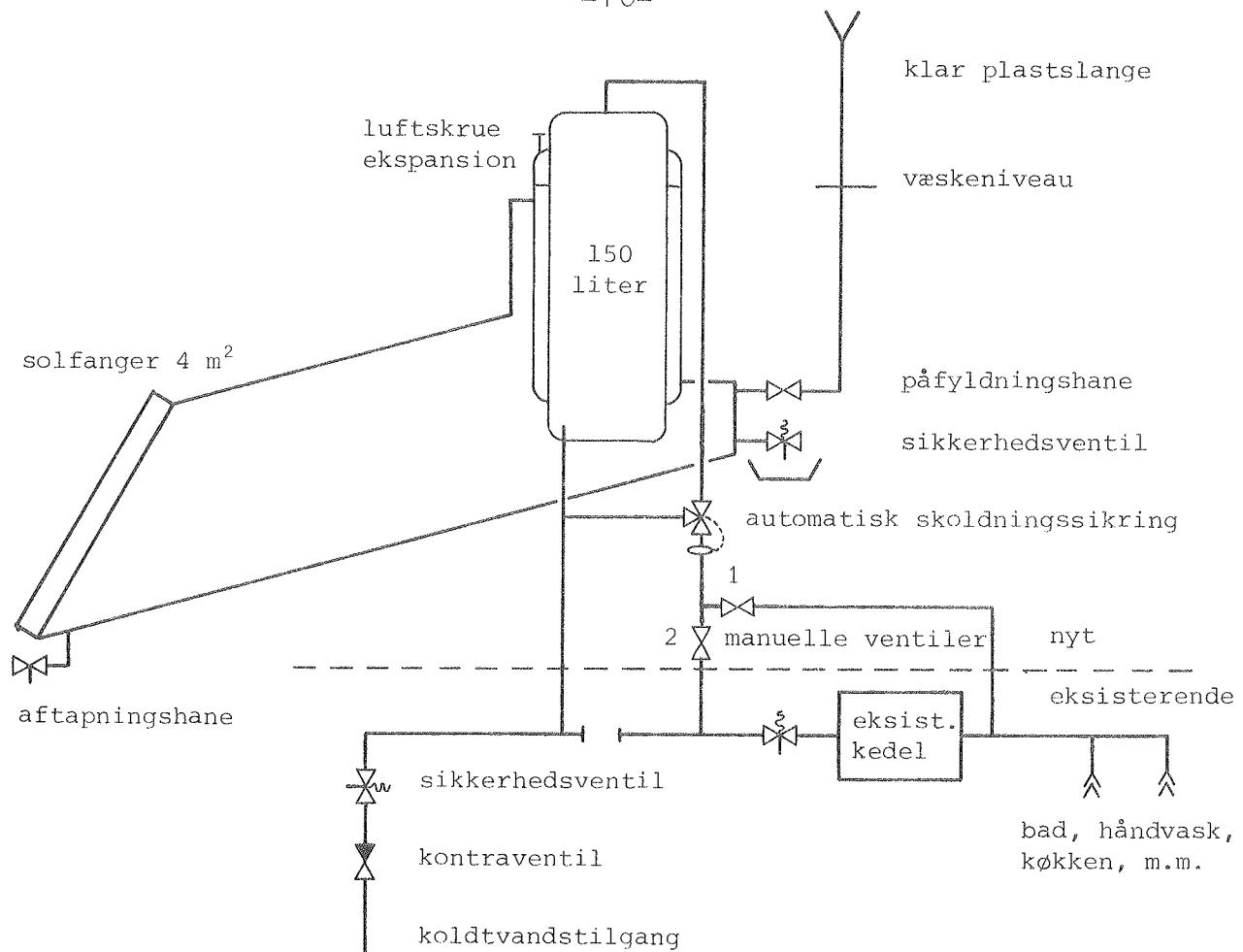


Fig. 3.1 Skitse af systemløsning i solvarmeanlægget på Sverigesvej. Om sommeren er ventil 1 åben og 2 lukket, om vinteren omvendt - 2 åben og 1 lukket.

Lagertanken er en VA-godkendt kappebeholder til solvarmeanlæg. Der er en enkeltadskillelse mellem solfangervæsken (vand og propylenglycol) og brugsvand. Solfangervæsken er tilsat røbestof, der er godkendt af Miljøministeriet. Tilløbet til kappen er ændret, idet en ny studs er indsatt længere nede på kappen. Herved opstår et hulrum øverst i kappen, der fungerer som ekspansionsbeholder. En særskilt ekspansionsbeholder kan derved spares. Ved manuelle ventiler vælges mellem sommer- og vinterdrift. Om sommeren, hvor fyret slukkes, føres brugsvandet uden om varmtvandsbeholderen. Om vinteren (i fyrings-sæsonen) bruges anlægget til forvarmning af brugsvandet, alt brugsvand føres således via solvarmeanlægget til varmtvandsbeholderen i kælderen, der opvarmes af fyret.

På fig. 3.2-3.7 vises mere detaljeret, hvordan anlægget er

installeret i huset, og hvordan det er koblet til det eksisterende brugsvandssystem. Tabel 3.1 indeholder en liste over komponenter i solvarmeanlægget.



Fig. 3.2 Solfangeres placering på taget.

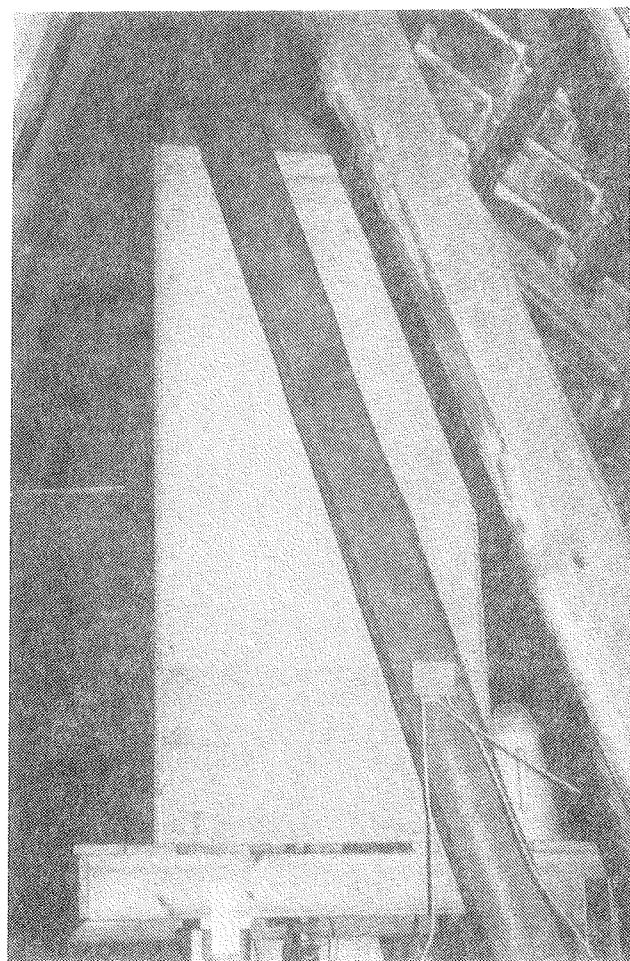


Fig. 3.3 Lagerets placering i det uisolerede loftrum.

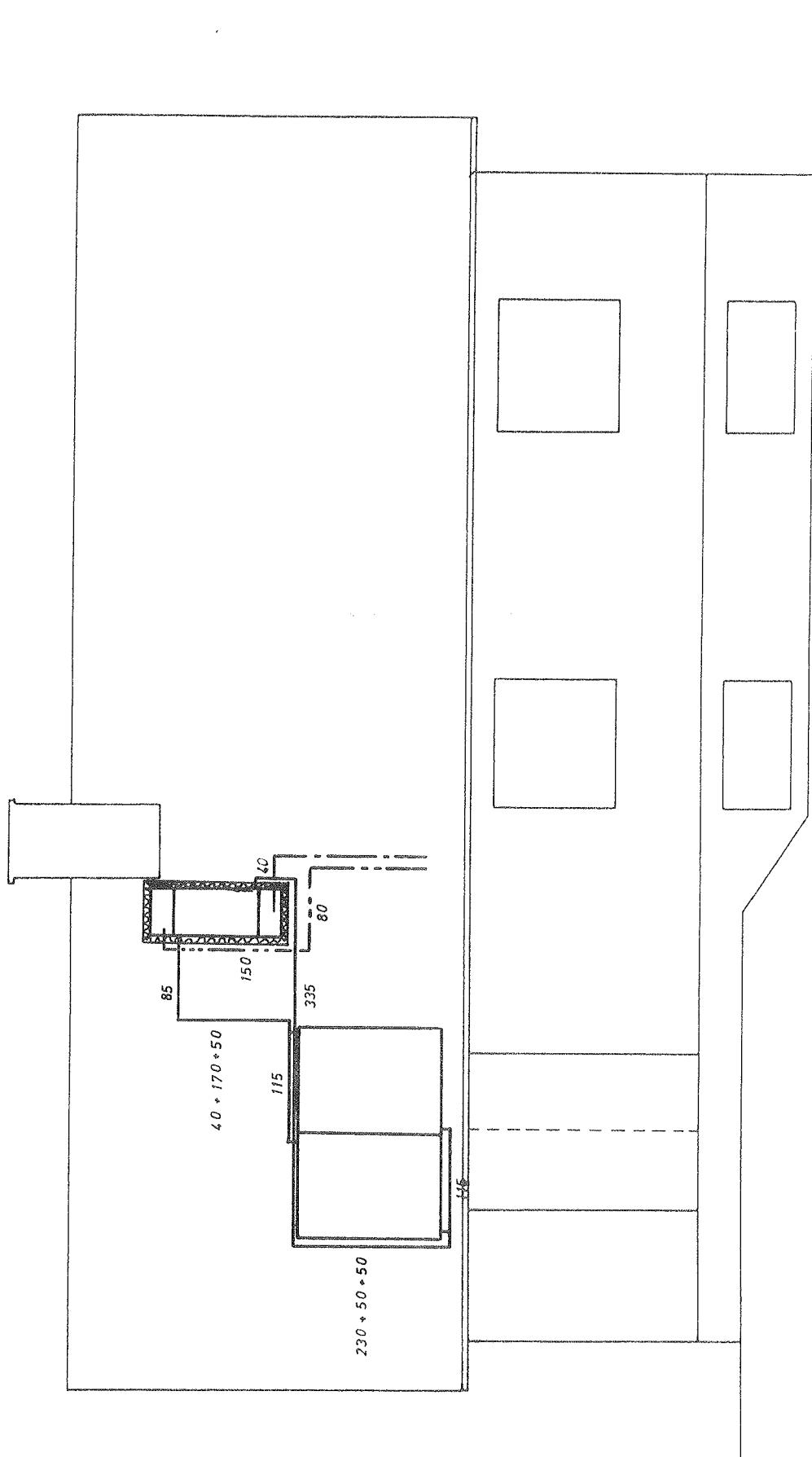


Fig. 3.4 Huset og snit af solvarmeanlægget set fra syd.

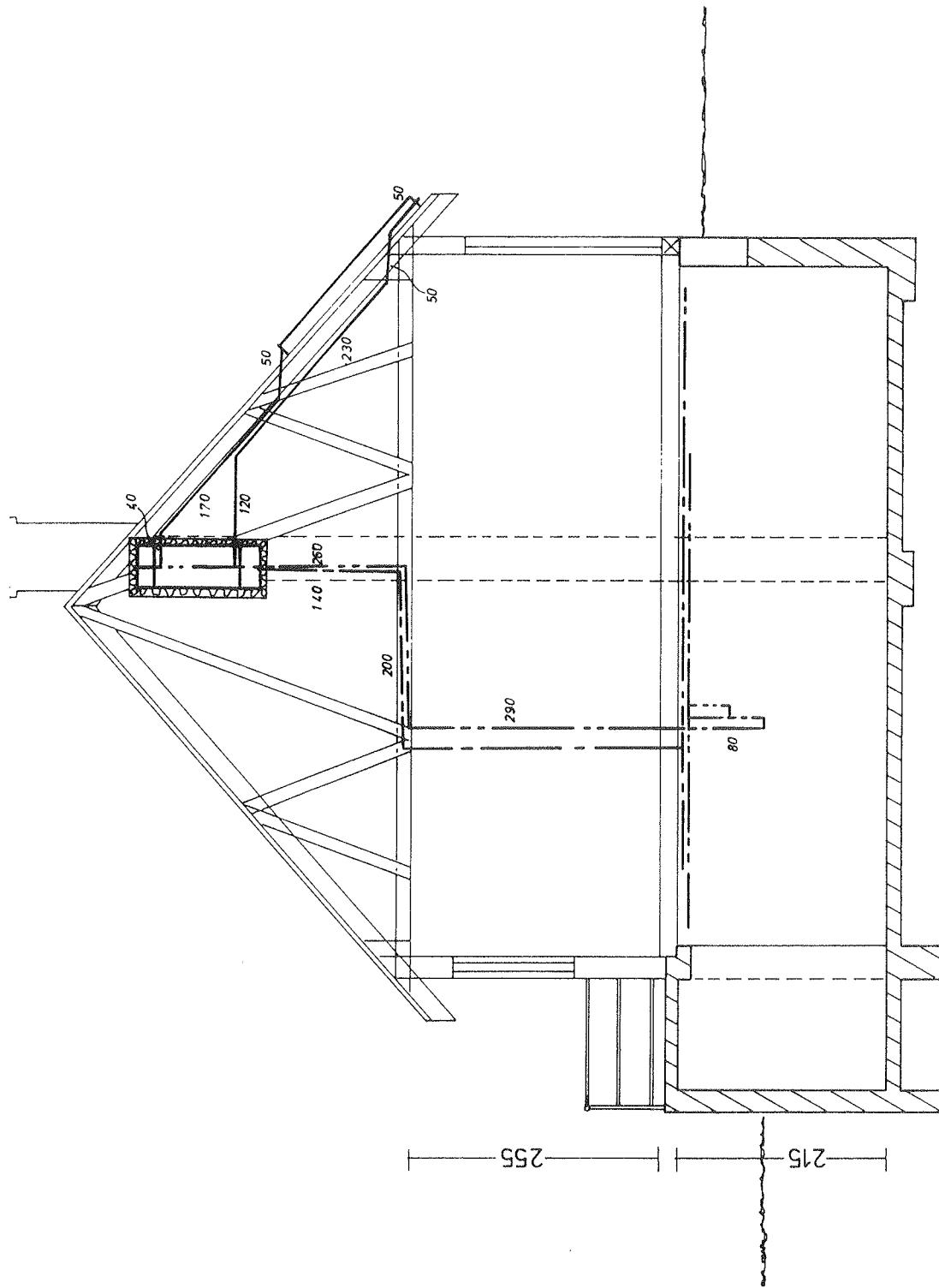


Fig. 3.5 Huset og snit af solvarmeanlægget set fra vest.

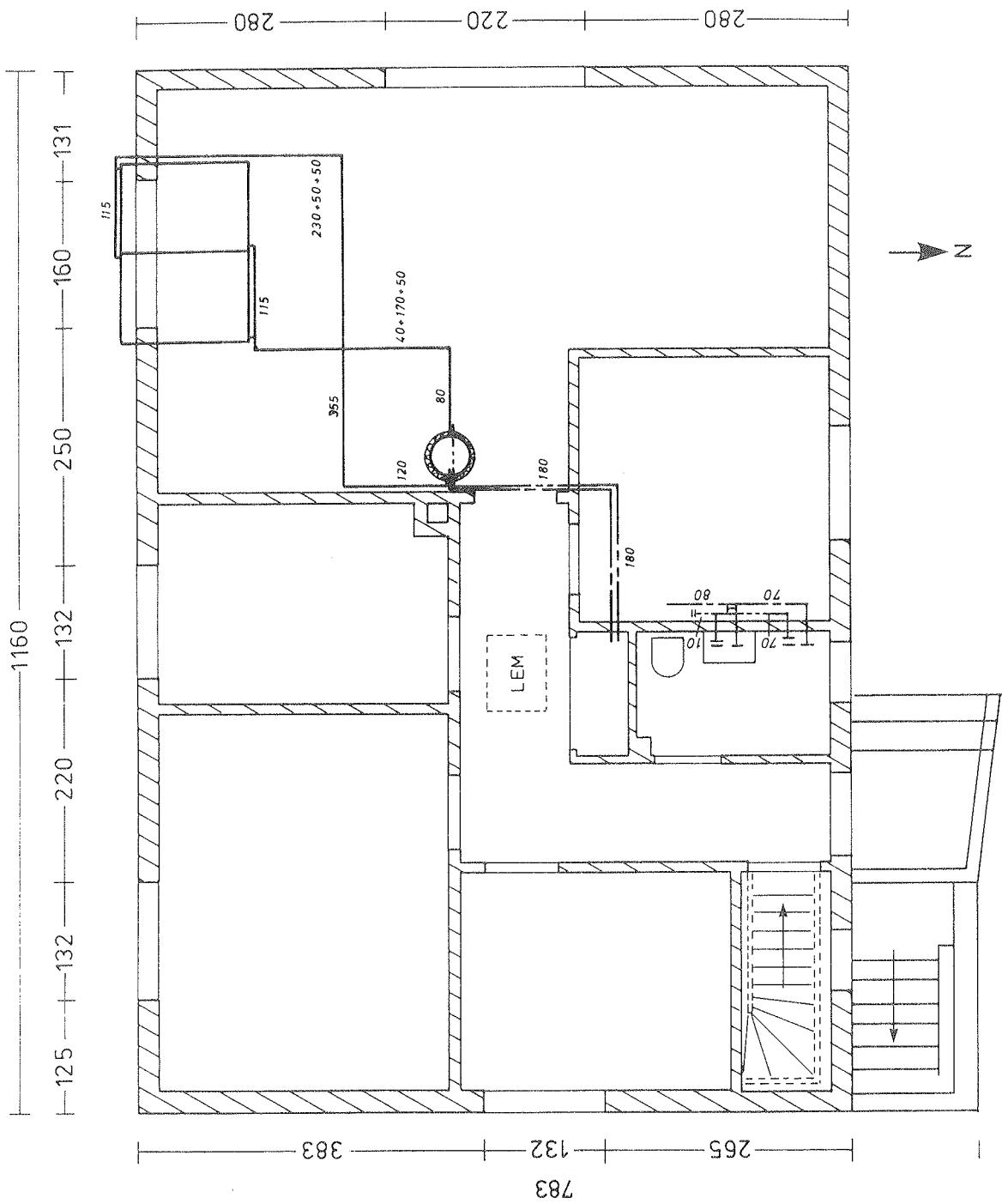


Fig. 3.6 Grundriss af husets stueetage samt snit af solvarmeanlægget set fra oven.

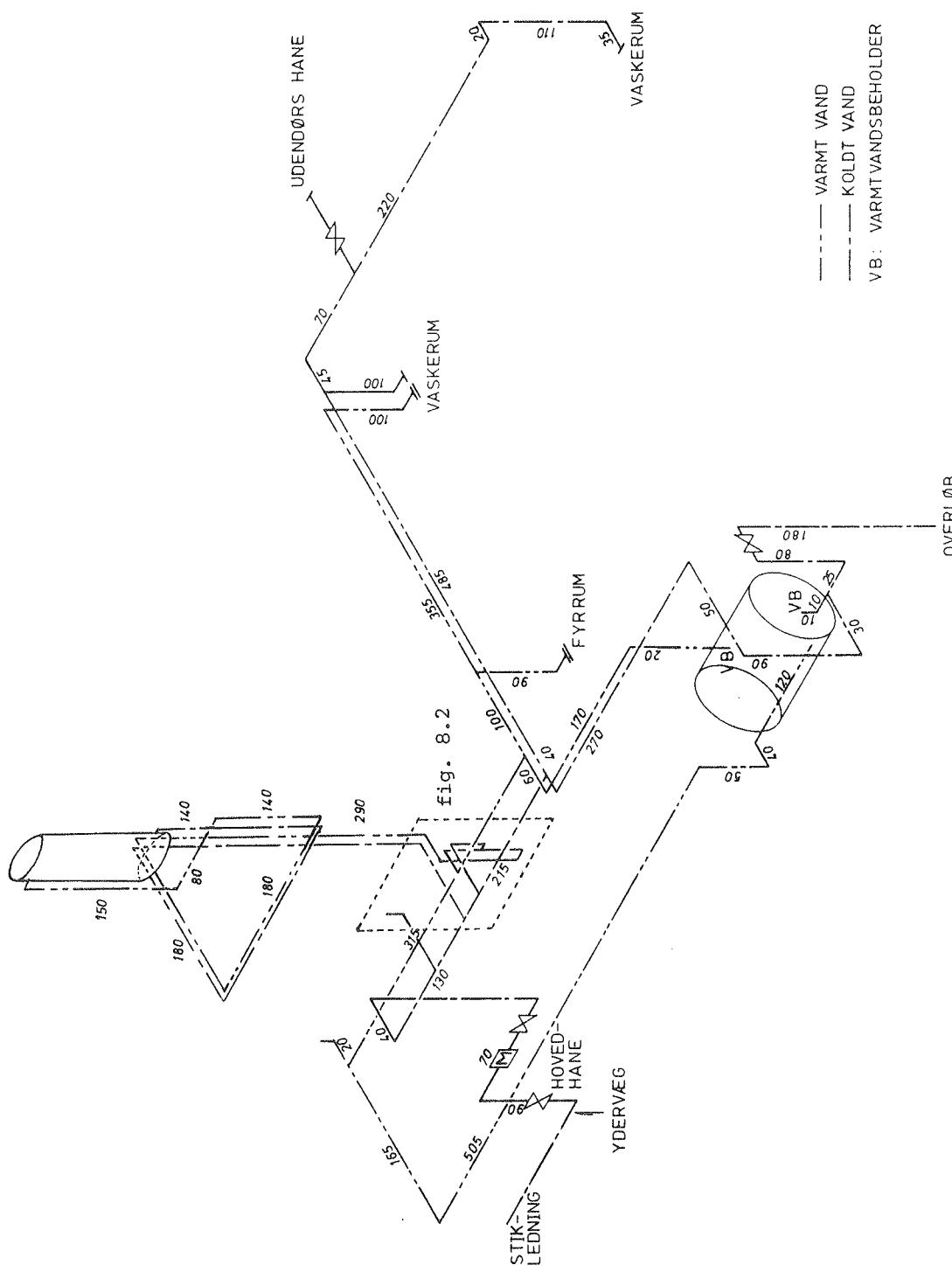


Fig. 3.7 Rumlig skitse af husets brugsvandsanlæg inkl. solvarmeanlæggets brugsvandsdel.

Solfanger

2 stk. solfangerpaneler fra Dansk Solvarme K/S, Kabelvej 5, V. Hassing Strand, 9310 Vodskov - type KP IV R.S. Solfangeren er effektivitetsprøvet på Laboratoriet for Varmeisole-ring under ID-nr. 144. Det transparente areal er i alt ca. 4 m². Absorberen er en kanalpladeabsorber i rustfrit stål med en selektiv belægning (Maxorb selektiv selvklæbende folie).

Solfangervæske

Dowfrost E (fra Dowchemical A/S) + vand (50% propylenglycol). Dowfrost E indeholder korrosionshæmmende inhibitorer.

Rør i solfangerkreds

Kobberrør med dimensionen 22/24 mm isoleret med 15 mm SH/Armaflex Super.

Varmelager

Fønix-Plasto, Sdr. Højrup Maskinfabrik A/S, 5750 Ringe - VVS-nr. 371285-015. Beholderen er en kappebeholder med et rumfang på 150 l, og udvendige dimensioner: højde (uden ben) 1230 mm og diameter (af kappe) 460 mm. Beholderen er indvendig Rilsan behandlet. Beholderen er isoleret med ca. 100 mm mineraluld, og har en kasse af spånplade yderst til beskyttelse af isoleringen - se fig. 3.3.

Brugsvandskreds

3/4" galvaniserede stålrør isoleret med 15 mm SH/Armaflex Super.

Skoldningssikring

Termostatisk 3-vejsventil af fabrikat ATROL ARMATUREN GMBH.

Sommer/vinter-ventiler

TA kugleventiler.

Tabel 3.1 Komponenter i solvarmeanlægget.

4. Målinger

Måleperioden for anlægget på Sverigesvej startede i november 1983 og blev stoppet efter et års målinger 31. oktober 1984. Desværre har indkøringsvanskigheder, driftsforstyrrelser og for sent skift af papirbånd til dataopsamling bevirket, at der er opstået en del målehuller som fig. 4.1 viser. Alt i alt foreligger der måledata for 85% af året. Det vurderedes dog, at der er tilstrækkeligt med lange og gode måleperioder til at fastlægge anlæggets årsydelse i det aktuelle år. Det antages således, at målingerne indenfor de enkelte måneder er repræsentative for hele måneden. I måneder med måleudfald er måleresultaterne multipliceret med en faktor, så de dækker hele måneden.

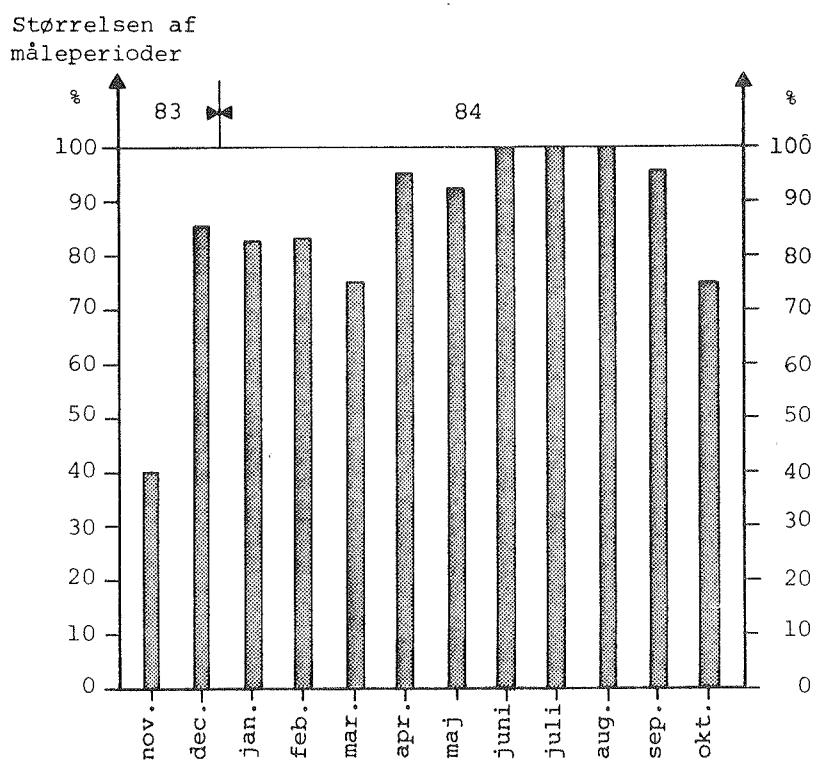


Fig. 4.1 Den procentvise andel af måleperioden.

4.1. Måleudstyr

Som tabel 4.1 viser, er der udført omfattende målinger på anlægget. Sådanne detaljerede målinger er ikke nødvendige for løbende at kontrollere anlægget eller for at beregne ydelsen fra anlægget. De er derimod uundværlige i forsøget på at forklare anlæggets virkemåde.

Målinger	Udstyr
Den totale solstråling på en flade orienteret som solfangeren	Pyranometer Kipp & Zonen
Tapninger fra lageret	Ringstempelmåler Aqua-Metro
Temperaturdifferencen mellem koldt og varmt brugsvand	Termosøjle, kobberkonstantan, type TT
Temperaturen udendørs	Termoelement, kobberkonstantan, type TT
Luft-temperaturen	-
Koldtvandstemperaturen	-
Varmtvandstemperaturen	-
4 temperaturer i lageret	-
Indløbstemperaturen til kappen	-
Udløbstemperaturen fra kappen	-
Indløbstemperaturen til solfangeren	-
Udløbstemperaturen fra solfangeren	-
3 temperaturer i solfangeren	-
Temperaturen efter skoldningssikringen	-
2 temperaturer i brugsvandsrørerne på loftet	-
Temperaturen i den eksisterende varmvandsbeholder	-

Tabel 4.1 Målepunkter i anlægget på Sverigesvej.

På baggrund af målingerne beregnes solindfaldet og den tappede energimængde fra lageret. Resultatet af beregningerne har en god nøjagtighed, idet der anvendes et præcisionsvoltmeter i forbindelse med et solarimeter og en flowmåler med stor nøjagtighed.

Datalogger-udstyret til brug ved dataopsamlingen blev styret af en HP9815-kalkulator. Dataloggeren scannede målepunkterne hvert 15. sekund, og en gang i timen blev timesummen og -middelværdien udskrevet på papirkodebånd. Måleresultaterne blev derefter indlæst på NEUCC, DTH's regnecenter, til videre behandling.

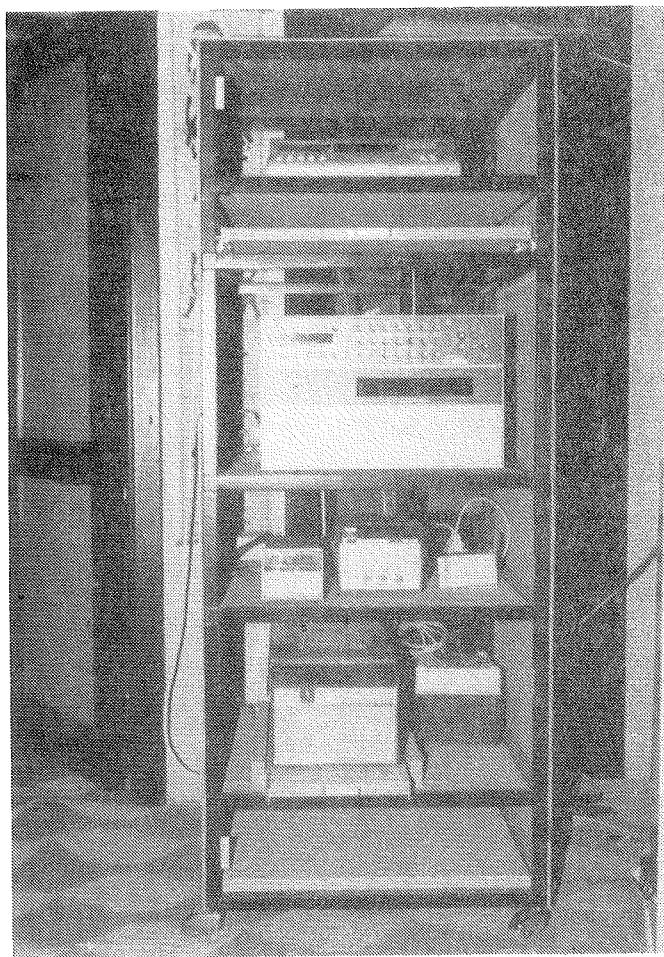


Fig. 4.2 Dataopsamlingsudstyret anvendt på Sverigesvej.

4.2. Måleresultater

Anlægget har fungeret tilfredsstillende i hele måleperioden. Årsydelsen (korrigeret for måleudfald) er målt til 1255 kWh svarende til 313 kWh/m². Set i forhold til solindfaldet og forbruget - gennemsnitlig 147 l/døgn ved 45 °C - og at lageret står på et uisoleredt loft og dermed har et stort varmetab er dette et tilfredstillende resultat, især set i forhold til et traditionelt pumpeanlæg underlagt samme betingelser - se s. 29.

I tabel 4.2 er måned for måned nærmere gjort rede for anlæggets drift.

På fig. 4.3 og 4.4 er grafisk vist, hvordan solindfald og ydelse, og behov og ydelse varierer i forhold til hinanden. Som det ses stiger ydelsen selvfølgelig med solindfaldet, men behovet er også højere i måneder med stort solindfald - hvilket øger udbyttet fra anlægget. Brugerne udnytter altså bevidst eller ubevidst anlægget bedst muligt. Fig. 4.5 viser de månedlige dækningsgrader (d.v.s. ydelsen divideret med behovet), samt hvor stor en del af tiden, fyret har været slukket de enkelte måneder.

Fig. 4.6 viser månedlige gennemsnitstemperaturer for det tappede vand, det kolde vand og loftet, hvor lageret er placeret. Som det ses af figuren falder lofttemperaturen drastisk om vinteren, hvilket betyder, at lageret ikke som normalt (placeret i opvarmet rum) får et negativt varmetab om vinteren, dette gennemgås nærmere i afsnit 6.1.

På fig. 4.7-4.9 er afbildet den gennemsnitligt tappede vandmængde fra lageret pr. time, dag og måned. På fig. 4.9 er desuden indtegnet den tappede vandmængde, når temperaturen søges holdt på 45 °C - der blandes koldt vand i, hvis temperaturen er højere. Som det ses af fig. 4.7, er der et stort forbrug omkring kl. 8.00 og kl. 18.00. Desuden er der også et relativt stort forbrug midt på dagen, hvilket ikke er typisk i dag med begge foreldre som udearbejdende. At have et forbrug

midt på dagen øger solvarmeanlæggets udbytte lidt, idet tapningen foregår samtidigt med energiomsamlingen. Der er således i princippet intet varmetab på denne energimængde. Fig. 4.8 viser at varmtvandsforbruget er pænt fordelt over ugen uden markante spring.

År	Måned	Solindfald kWh	Forbrug 1/døgn	Behov kWh	Målt ydelse kWh	Ydelse pr. m ² solfangere kWh/m ²	Dækningsgrad %	Systemeffek- tivitet %
1983	Nov.	108	111	139	37	9.2	27	34
	Dec.	51	106	136	1	0.3	1	2
1984	Jan.	64	112	151	8	2.0	5	13
	Feb.	98	126	159	23	5.8	14	23
	Mar.	412	133	181	122	30.5	67	30
	Apr.	537	152	177	166	41.5	94	31
	Maj	604	220	244	230	57.5	94	38
	Jun.	485	180	180	165	41.3	92	34
	Jul.	605	196	185	175	42.8	95	30
	Aug.	462	169	159	155	38.8	97	34
	Sep.	292	142	139	105	26.3	76	36
	Okt.	193	114	127	68	17.0	54	35
		3911	147	1977	1255	313.0	63	32

Tabel 4.2. Solstråling, forbrug, behov, ydelser, dækningsgrader og systemeffektiviteter vist pr. måned og på årsbasis. Tallene er angivet med en større nøjagtighed end målenøjagtigheden egentlig berettiger til - det samme er tilfældet i tabel 5.1.

- 1) Det tappede vandvolumen, når tappetemperaturen søges holdt på 45 °C - hvis temperaturen af vandet er højere iblandes koldt vand, til temperaturen 45 °C opnås - se fig. 4.9.
- 2) Behovet er opgjort som den målte tappede energimængde for tapninger over 45 °C, og som energibehovet for opvarmning fra indløbstemperaturen til 45 °C for tapninger under 45 °C.

Månedlig solstråling
og anlægsydelser

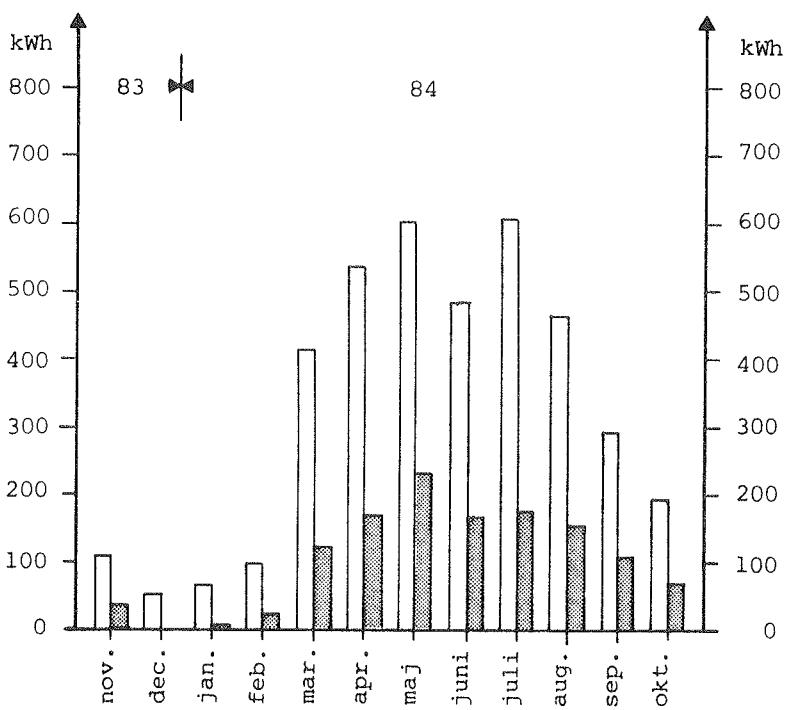


Fig. 4.3 Den månedlige solindstråling set i forhold til anlæggets ydelse.

□ solstråling,
■ ydelse.

Månedlig behov
og anlægsydelser

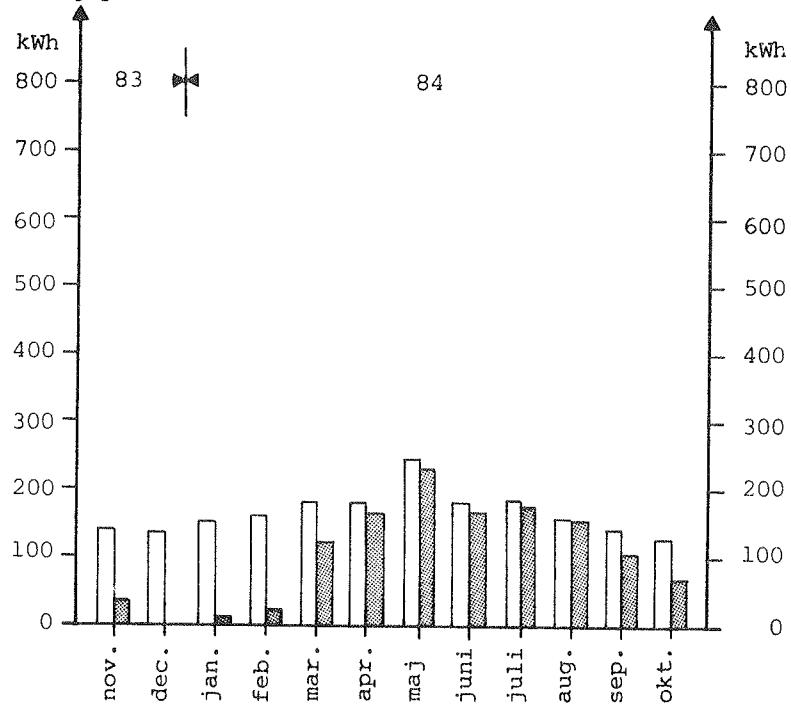


Fig. 4.4 Det månedlige behov set i forhold til anlæggets ydelse.

□ behov,
■ ydelse.

Perioder med slukket fyr
og månedlige dækningsgrader

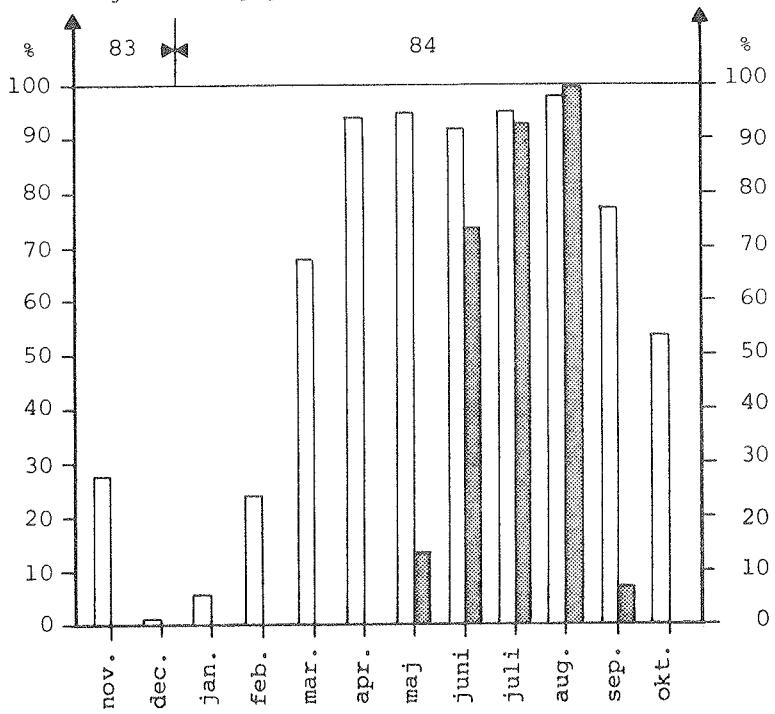


Fig. 4.5 Den månedlige dækningsgrad og perioder med slukket fyr.

□ dækningsgrad,
▣ slukket fyr.

Gennemsnitlig tappe-, loft-
og koldtvandstemperaturer

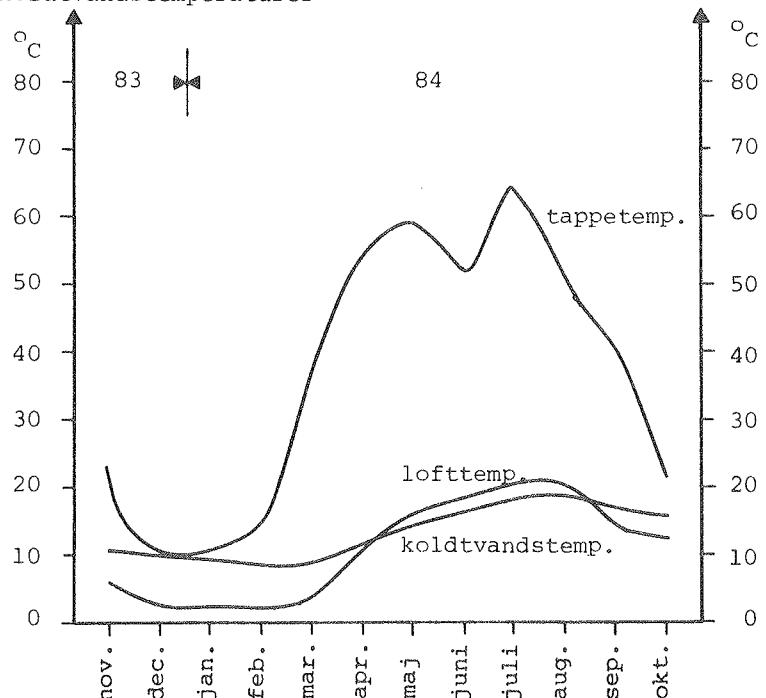


Fig. 4.6 Den gennemsnitlige tappe-, koldtvands- og lofttemperatur over månederne.

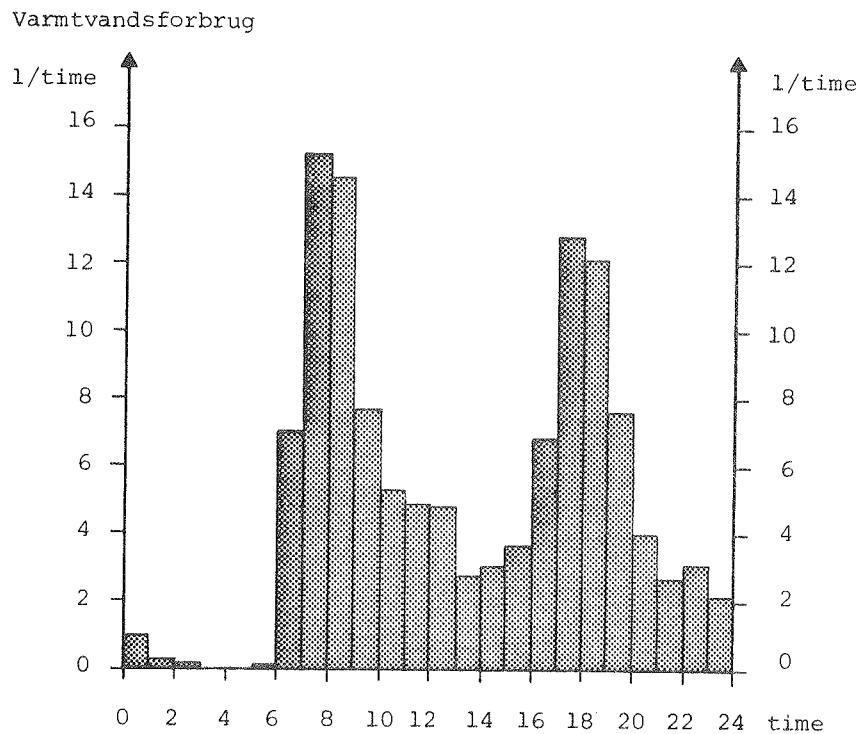


Fig. 4.7 Den gennemsnitligt tappede vandmængde fra lageret pr. time over døgnet.

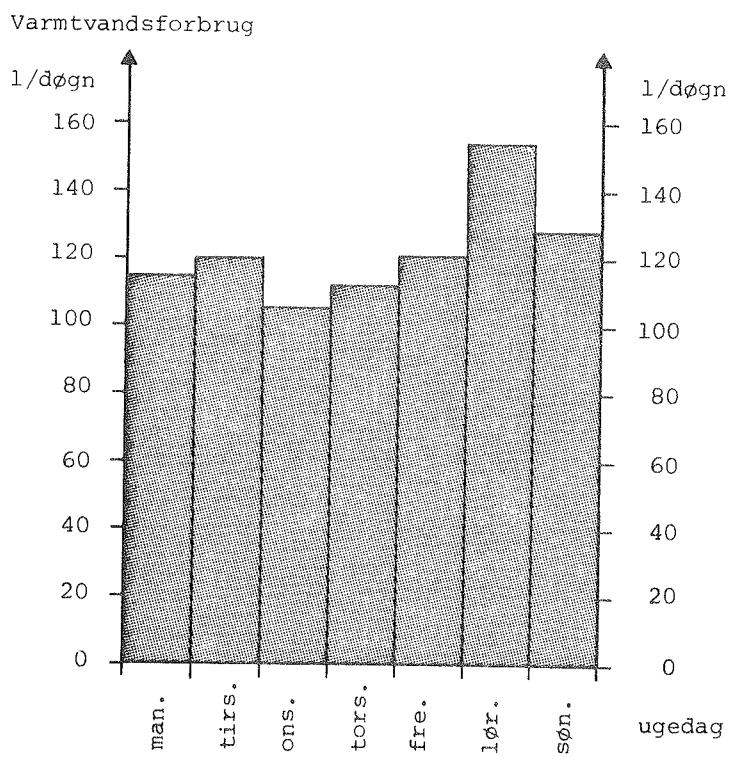


Fig. 4.8 Den gennemsnitligt tappede vandmængde fra lageret for hver ugedag.

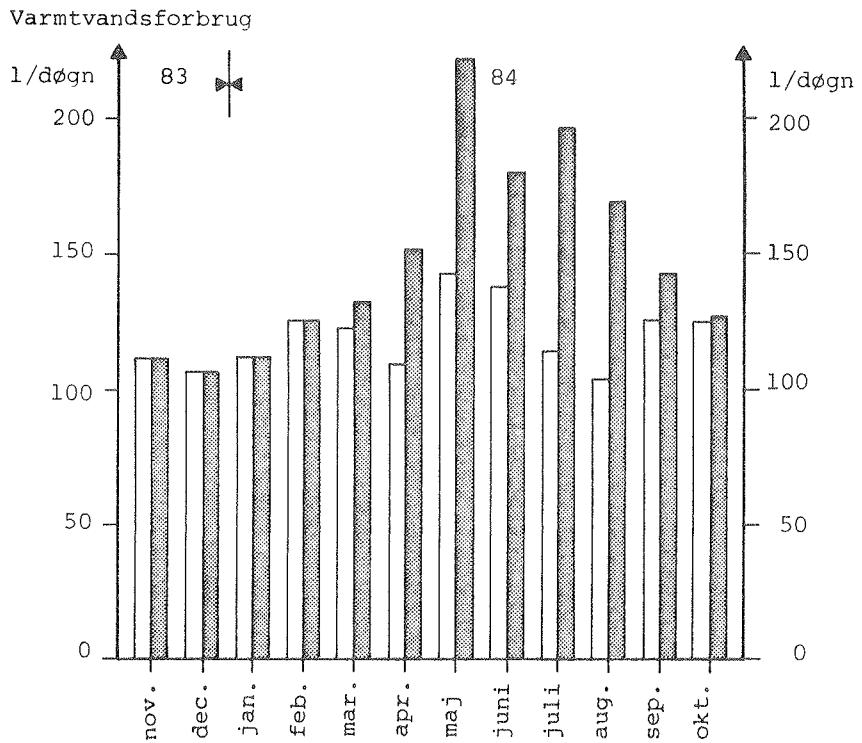


Fig. 4.9 Den gennemsnitligt tappede vandmængde pr. måned

- fra lageret,
- vandmængde efter koldtvandsiblanding til en temperatur på 45°C ved skoldningssikringen.

5. Beregninger

Måleresultaterne udtrykker det aktuelle anlægs ydelse på baggrund af det aktuelle vejr og den aktuelle belastning. Det har dog interesse at kunne vurdere ydelsen under andre forudsætninger f.eks. andre vejrforhold. Fig. 5.1 viser solindstrålingen i måleperioden samt for det danske referenceår - "gennemsnitsår".

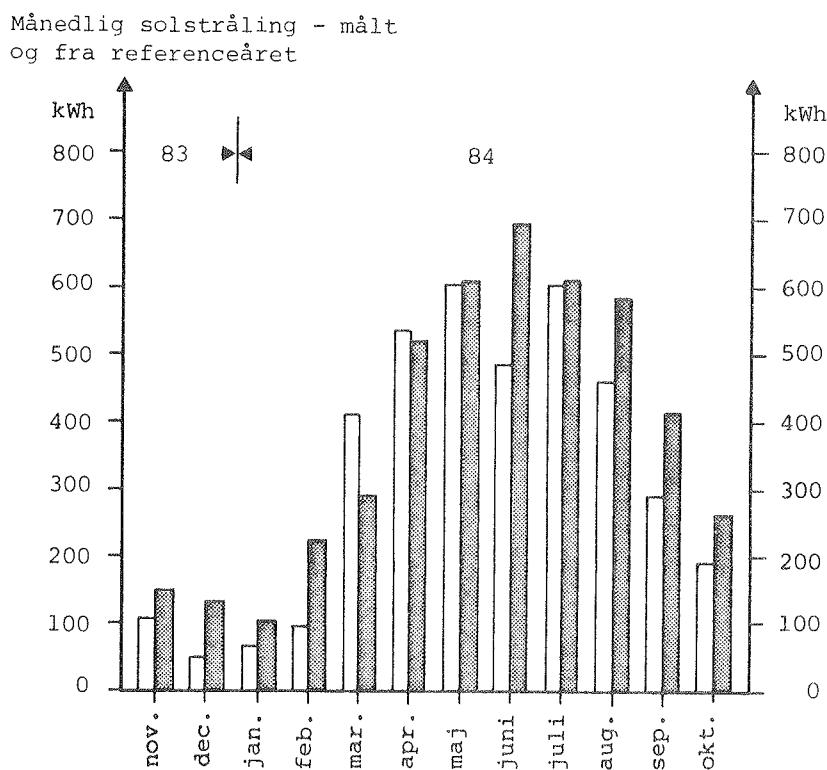


Fig. 5.1 Den målte solindstråling set i forhold til referenceårets solindstråling.

- ◻ målt solindfald,
- ▣ solindfaldet i referenceåret.

Som det ses er der stor forskel i solindstrålingen for de to år. På årsbasis er solindfaldet i referenceåret 22% større end i det aktuelle år. Anlægget har altså i det aktuelle år ydet mindre end det i gennemsnit forventes at gøre over en årrække. For at forudsige anlæggets ydelse under forskellige vejrforhold, er en matematisk model, der simulerer anlæggets drift, nødvendig.

5.1. Edb-beregninger

På Laboratoriet for Varmeisolering er opbygget en model, der simulerer driften af solvarmeanlæg til brugsvandsopvarmning (ref. (3)). I denne model indgår også beregningsmuligheder for selvirkulerende solvarmeanlæg. Desværre har det ikke været muligt inden for dette projekts rammer at få den selvirkulerende del af modellen til at give et fornuftigt resultat. I stedet er anlægget sammenlignet med et solvarmeanlæg med pumpe, hvor lageret ikke er en kappebeholder, men en tank med en neddykket varmevekslerspiral i bunden, idet denne beholder ifølge ref. (4) giver den højeste ydelse i pumpeanlæg.

For at kunne benytte modellen er det nødvendigt at fodre den med oplysninger om det aktuelle vejr. På Sverigesvej blev kun målt globalstrålingen og udetemperaturen - modellen kræver kendskab til den direkte og den diffuse stråling, vindhastigheden og udetemperaturen. Der er derfor benyttet vejrdata opsamlet på laboratoriets eksperimenthus på DTH. Vejrdataene er således opsamlet ca. 1 km fra solvarmeanlægget, så dette giver ikke anledning til væsentlige fejl. Fig. 5.2 viser solindstrålingen (globalstrålingen) målt på Sverigesvej og beregnet med edb-modellen på basis af måledata fra Laboratoriets eksperimenthus. Som det ses er der en vis uoverensstemmelse mellem målte og beregnede værdier. Dette skyldes måleusikkerheder og/eller at solstrålingen på Sverigesvej er målt på en flade ved samme orientering som solfangeren, mens målingerne på eksperimenthuset er foretaget på vandret og derved efter omregnet til samme flade som på Sverigesvej. Den samlede solstråling på årsbasis afviger dog kun 3.5% - med den målte værdi fra Sverigesvej som størst. Det er derfor rimeligt at benytte vejrdataene fra laboratoriet i edb-modellen.

Månedlig solstråling - Sverigesvej
og eksperimenthuset

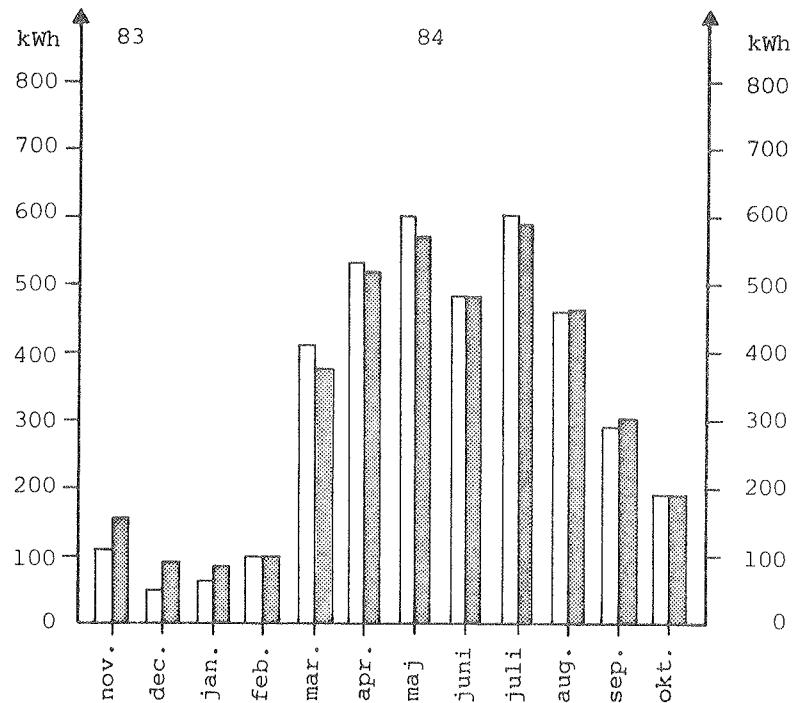


Fig. 5.2 Solindstråling målt og beregnet for det aktuelle år.

□ målt på Sverigesvej,
■ beregnet med edb-modellen ud fra "DTH"-
data.

Tabel 5.1 viser resultatet ved brug af edb-modellen med det aktuelle vejr, forbrug og lofttemperatur.

Som det ses af tabellen simulerer modellen ikke anlægget på en tilfredsstillende måde. De store afvigelser i november-januar skyldes forskellen i solindstrålingen (se fig. 5.2), og til dels snedække på solfangeren. Afgangene i de andre måneder kan skyldes måleusikkerheden eller direkte målefjel. Det kan også skyldes, at det selvirkulerende anlæg er bedre end pumpeanlægget - dette vil nærmere blive undersøgt i næste kapitel.

I somermånederne mindskes forskellen i ydelsen for de to anlægstyper. Det skyldes, at i somermånederne, hvor der stort set er tilstrækkelig med energi (solstråling) til rådighed, styres ydelsen næsten udelukkende af forbruget. I vintermånederne bliver ydelsen styret af solindfaldet - og er

dermed meget mere afhængig af anlægsudformningen end om sommeren.

år	Måned	Behov kWh	Ydelse		Forskel %
			Målt kWh	Beregnet kWh	
1983	Nov.	139	37	41	-11
	Dec.	136	1	14	-1300
1984	Jan.	151	8	14	-75
	Feb.	159	23	19	17
	Mar.	181	122	101	17
	Apr.	177	166	143	14
	Maj	244	230	201	13
	Jun.	180	165	150	9
	Jul.	185	175	173	1
	Aug.	159	155	138	11
	Sep.	139	105	86	18
	Okt.	127	68	54	21
		1977	1255	1134	10

Tabel 5.1 Sammenligning mellem målte og beregnede ydelser for det aktuelle vejr og anlæg.

Som tidligere nævnt vil vi gerne kunne beregne, hvad anlægget kan yde, hvis det bliver udsat for et gennemsnitsår. Dette er det altså ikke muligt direkte at gøre med modellen. Men ved at beregne ydelsen for pumpeanlægget ved brug af referenceåret, får man en ide om, hvor stor en stigning det øgede solindfald giver anledning til. Pumpeanlægget vil da med samme forbrug yde 1225 kWh/år mod 1134 kWh/år med det aktuelle vejr - d.v.s. en stigning på 8%. Det selvcirkulerende anlæg vil da skønsmæssigt få samme stigning, d.v.s. komme op på en årsydelse på 1355 kWh eller 339 kWh/m², stadig under forudsætning af samme forbrug som i måleperioden.

6. Systemfunktion

Som tidligere nævnt var begründelsen for de mange målepunkter i systemet at kunne forklare, hvordan anlægget virker. Det er således muligt at se, hvordan temperaturerne forskellige steder i anlægget varierer i forhold til solindstråling og tapning af varmt vand. Volumenstrømmen i solfangerkredsen er ikke blevet målt, idet der her skal anvendes specialmåleudstyr, der kan måle volumenstrømmen uden at øge tryktabet i solfangerkredsen, for ikke at indvirke på anlæggets drift. Men fra et forsøg med et selvcirkulerende solvarmeanlæg på laboratoriet meget lig det her omtalte (ref. (5)), har vi volumenstrømmens afhængighed af solindstråling og temperaturredifferensen over solfangeren. Dette er vist på fig. 6.1 og 6.2. For en dag med en solindstråling meget lig den vist på fig. 6.1 er der tegnet forløbet over dagen af forskellige temperaturer i anlægget på Sverigesvej - fig. 6.3-6.6.

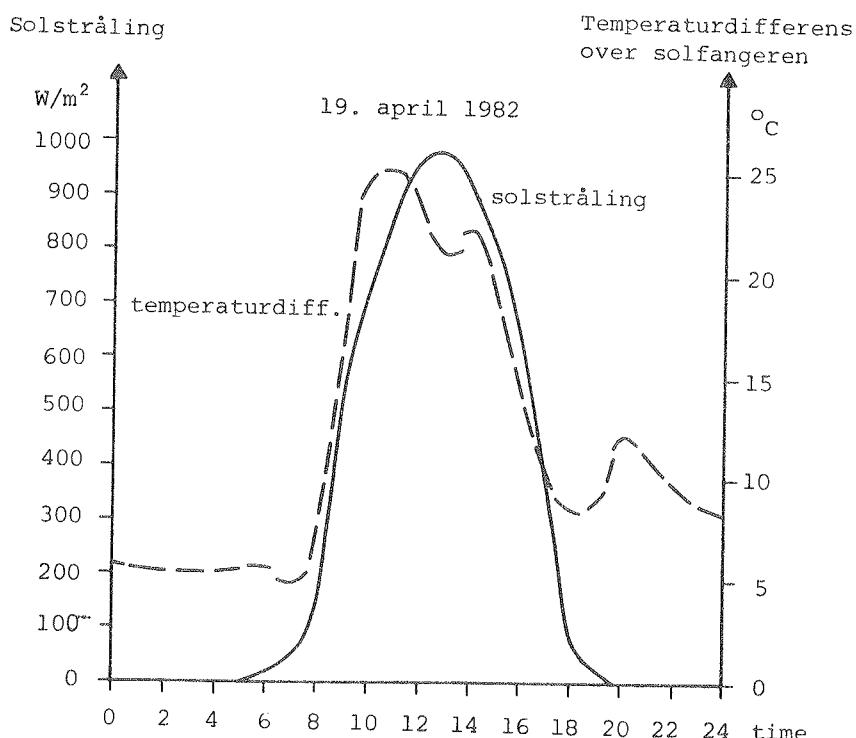


Fig. 6.1 Solindstråling og temperaturdifferens over solfangeren over dagen i et forsøgsanlæg på Laboratoriet for Varmeisolering (ref. (5)).

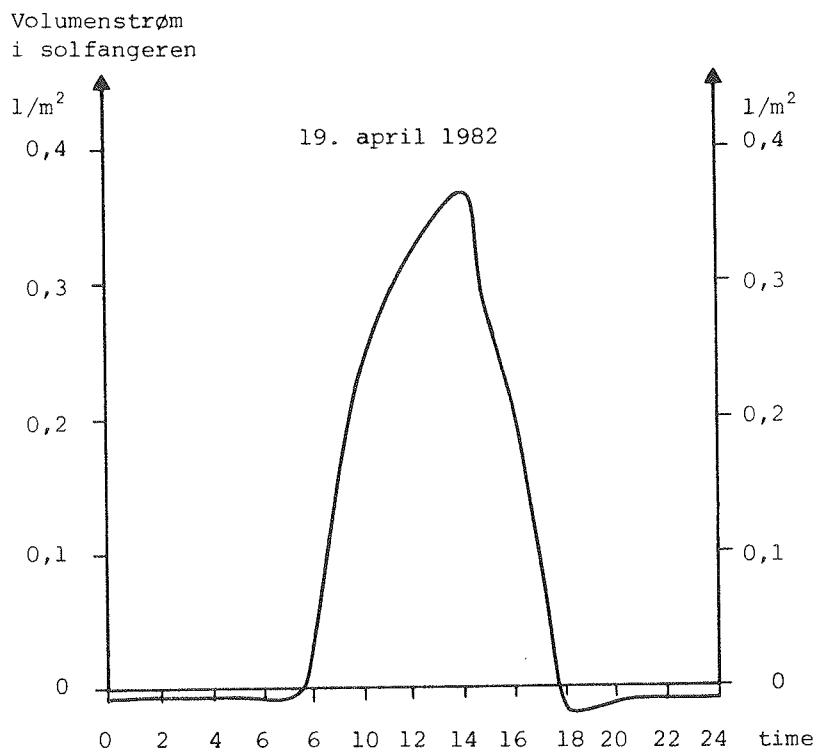


Fig. 6.2 Volumenstrømmen pr. m^2 solfanger over den samme dag som fig. 6.1. Før 6 og efter 18 er der en modsatrettet volumenstrøm, det skyldes enten målefejl eller at lidt varme fra lageret strømmer ned til solfangeren (ref. (5)).

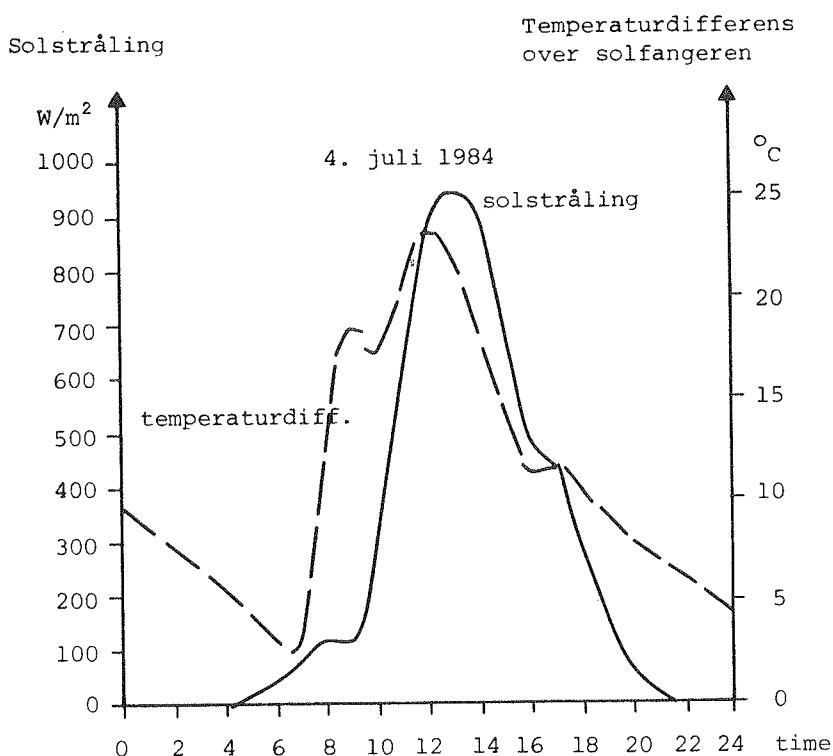


Fig. 6.3 Solindstråling og temperaturdifferens over solfangeren over dagen for solvarmeanlægget på Sverigesvej - sammenlign med fig. 6.1.

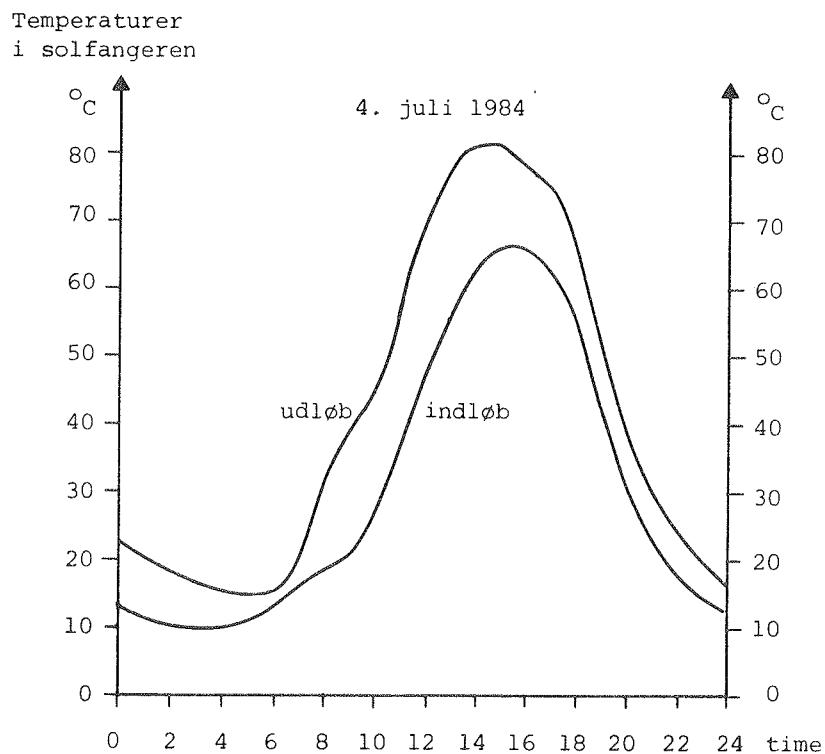


Fig. 6.4 Temperatur af ind- og udløb til solfangeren over samme dag og anlæg (Sverigesvej) som fig. 6.3.

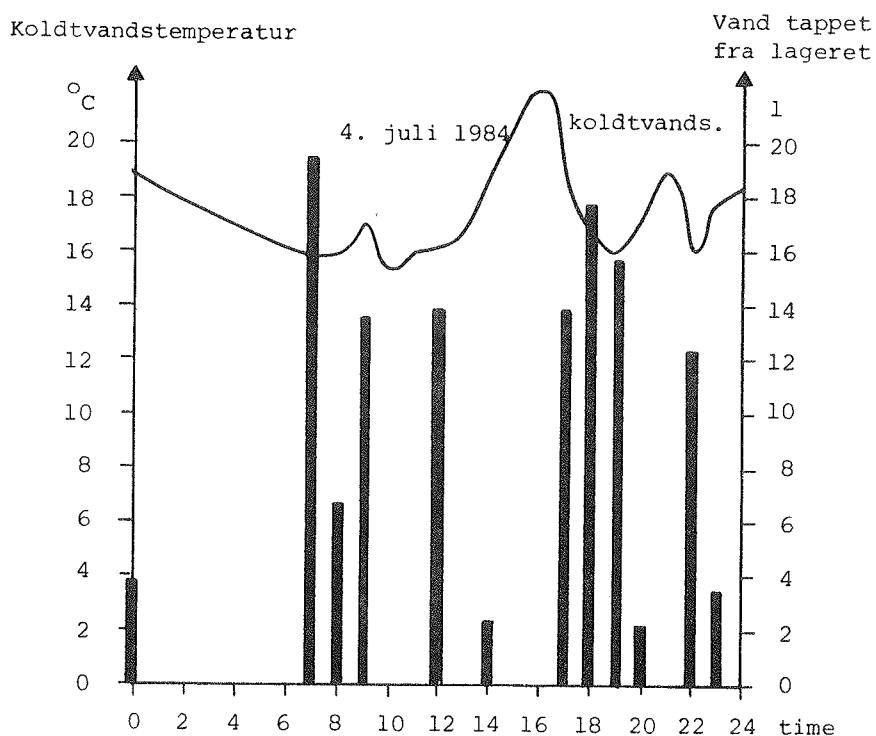


Fig. 6.5 Tappemængde og koldtvandstemperatur over samme dag og anlæg (Sverigesvej) fig. 6.3.

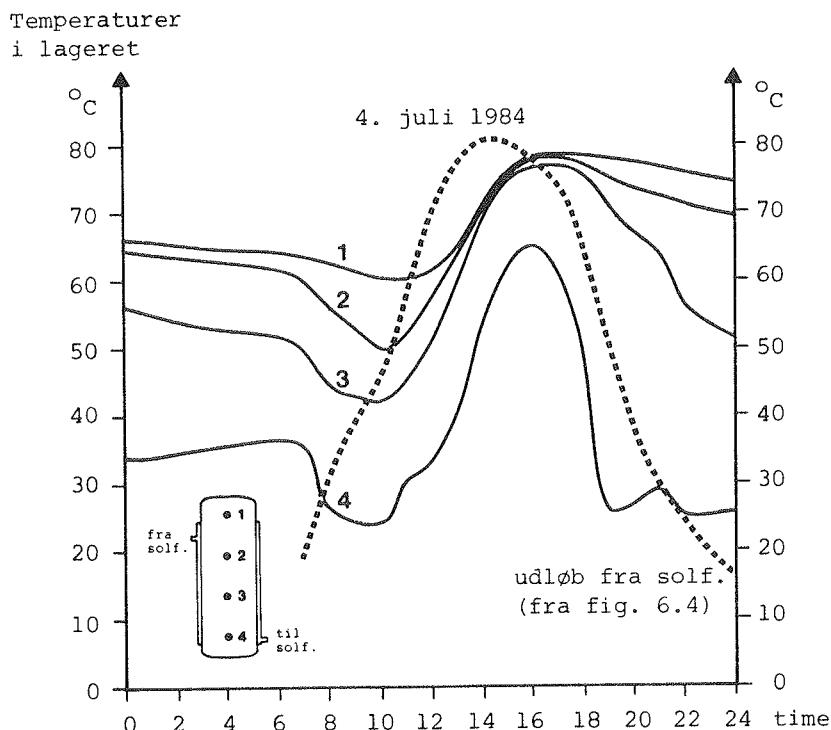


Fig. 6.6 Temperaturen af vandet i lageret i fire niveauer over samme dag og anlæg (Sverigesvej) som fig. 6.3.

Der har ofte været udtrykt frygt for, at lagdelingen i en kappebeholder er dårligere end i en beholder med en neddykket varmeverkslerspiral. Det frygtes at solfangervæskeren vil trække varme fra de øverste varme lag ned til de nederste kolde lag, hvis solfangerens temperatur er koldere end toppen af tanken. På den anden side er der også peget på, at et varmt lag i toppen af tanken vil hindre solfangeren i at yde noget, før solfangeren har samme temperatur som toppen af tanken, selv om bunden af tanken er kold.

Intet af dette sker sandsynligvis. Ved at sammenligne fig. 6.4 med 6.6 ses det, at solfangeren startede med at tilføre varme til de to nederste lag kl. 10.00. På dette tidspunkt var solfangerens temperatur 43-44 °C, mens det andet lag i tanken (under indløb fra solfangeren) var ca. 48 °C. Varmen tilførtes først lag 2 ca. 10 min. senere, hvor solfangeren har opnået samme temperatur som lag 2. Temperaturen af lag 2 og 3 falder lige før solfangeren begynder at yde noget (til lag 3).

Det skyldes at der lige er sket et antal store tapninger. Men hældningen af kurve 2 øges ikke, dette betyder, at der ikke føres nogen nævneværdig mængde af varme fra lag 2 til lag 3. En mulig forklaring på dette er, at solfangervæskken, der kommer ind i kappen, hvis lagertemperaturen her er højere, vil falde langs ydersiden af kappen ned til et niveau, der har samme eller lavere temperatur, før væskken flyder "vandret" ud og begynder at afgive varme til lageret.

Men hvordan skulle et selvcirkulerende solvarmeanlæg kunne have en højere ydelse end et pumpeanlæg? Som det ses af fig. 6.1 og 6.2 er volumenstrømmen jo meget lav og temperaturdifferensen over solfangeren høj. Et højere temperaturniveau i solfangeren giver ringere effektivitet. Her må vi ikke glemme, at de to lagre virker fundamentalt forskelligt. I lageret med varmevekslerspiralen varmes lageret op fra neden, d.v.s. hvis der ikke tappes (og tilføres koldt vand) vil lageret hele tiden have samme temperatur i alle niveauer. I en kappebeholder tilføres varmen for oven, mens vandet i bunden af tanken opvarmes mindre. Tilgangen til solfangeren bliver derfor koldere end i anlægget med spiralbeholderen og giver på den måde plads til en større temperaturdifferens over solfangerne uden at solfangerens middeltemperatur behøver at stige. En anden anskuelsesmåde er, at solfangerens "heldags"effektivitet ikke påvirkes af, om vandet i lageret opvarmes i små stød på 5-10 °C (i spiralbeholderen) eller på én gang 10 °C til 55 °C i et selvcirkulerende anlæg (såkaldt "single-pass" system) (ref. (6)). Fordelen ved det store temperaturspring er, at der hurtigt opnås brugbare temperaturer.

Da lageret med spiralen ikke skaber temperaturlagdeling under varmetilførsel, vil temperaturen af vandet i bunden af lageret hurtigere blive lig med temperaturen af udløbet fra solfangeren, når solstrålingen om eftermiddagen begynder at aftage. I kappebeholderen er der opstået en temperaturlagdeling som følge af varmetilførslen. Dette betyder, at ved samme middeltanktemperatur som i lageret med spiralen, vil toppen være varmere og bunden være koldere. D.v.s. at bunden af lageret

senere vil nå samme temperatur som udløbet fra solfangeren end anlægget med spiral-beholderen. På den måde vil det selvcirkulerende anlæg have en drifttid, der er længere end pumpeanlæggets, og dermed have et større udbytte.

I anlæg, hvor der tappes om dagen, vil et selvcirkulerende anlæg ifølge ref. (7) yde mere end et pumpeanlæg. Det skyldes, som før nævnt, at det selvcirkulerende anlæg bedre udnytter et koldt lag i bunden af lageret.

Ovenstående er udelukkende spekulationer, idet der hverken findes tilstrækkeligt detaljerede målinger, eller beregningsmodeller for selvcirkulerende anlæg. I USA er der lavet forsøg med anlæg, der fungerer anderledes end de danske, men alligevel kan tolkes i ovennævnte retning (ref. (8)). Desuden peger danske og engelske beregninger (ikke rapporteret) lige som denne rapport på, at selvcirkulerende solvarmeanlæg kan have 10-15% højere ydelse end pumpeanlæg.

Der er brug for forsøg med to "ens" anlæg, eller så ens som de kan blive, når det drejer sig om et pumpe- og et selvcirkulerende anlæg, der er utsat for ens belastning. Et detaljeret måleprogram vil da dels vise hvilken anlægsudformning, der er bedst, dels give vigtige informationer om deres detaljerede funktionsmåde.

6.1 Selvcirkulerende anlæg kontra pumpeanlæg - andre forskelle

Et pumpeanlæg skal have en højere ydelse end et selvcirkulerende anlæg, for at være mere rentabelt. Det skyldes, at der i pumpeanlæg kræves en ekstra investering i en pumpe og i styling af denne. Dette beløber sig let til 2-3.000 kr. Pumpen skal desuden tilføres elektricitet, hvilket ifølge ref. (2) for et lille brugsvandsanlæg er 70 kWh/år - dette svarede i 1983 til en årlig ekstra udgift på 44 kr. Desuden kræver et selvcirkulerende anlæg sandsynligvis mindre vedligeholdelse end et anlæg med pumpe, idet det ikke har bevægelige eller elektroniske dele.

Lageret i pumpeanlæg placeres ofte i opvarmede rum. Ved hjælp af edb-modellen for pumpeanlægget er det beregnet, hvad det betyder for ydelsen, at lageret er placeret i et rum med en lufttemperatur på 20 °C frem for i et uisoleret loftrum.

Beregningerne viser, at pumpeanlægget vil yde det samme som det selvcirkulerende anlæg (hvis beholder er placeret på et uisoleret loftrum). Det selvcirkulerende anlæg vil selvfølgelig yde tilsvarende mere, hvis loftrummet er isoleret og opvarmet. Den ekstra ydelse bør dog i virkeligheden ikke fuldt ud regnes til indtægt for solvarmeanlægget, idet den stammer fra mindsket varmetab når lagerets temperatur er højere end 20 °C og direkte negativt varmetab, når lagerets temperatur er lavere end 20 °C. Det sidste bidrag ydes altså i virkeligheden af rumopvarmningssystemet - f.eks. oliefyret.

Som fig. 4.6 viser, varierer koldtvandstemperaturen kraftigt over året. Normalt anvender man i beregninger over solvarmeanlæg en fast koldtvandstemperatur på 10 °C. Hvad betyder det for ydelsen? Behovet vil stige, idet vandet skal opvarmes over en større temperaturdifferens. Ydelsen er afhængig af behovet, og vil derfor også stige. I det her tænkte tilfælde forbliver dækningsgraden så godt som uændret. Da dækningsgraden er uændret, vil den procentdel af behovet oliefyret skal dække (her 37%, tabel 4.2) også blive fastholdt, hvorved det stiger absolut. Det bliver kort sagt dyreste at skaffe det varme brugsvand.

7. Økonomi

Økonomien af en investering kan beregnes på mange måder, men som forbruger er man interesseret i, at besparelsen allerede første år er højere end ydelsen på lånet. Derfor vil denne anskuelsesmåde blive anvendt i det følgende.

7.1. Økonomien af investeringen første år

Investeringen i solvarmeanlægget kan opgøres på følgende måde:

Solfanger	1536 kr.	11%
Lager	3492 kr.	25%
Diverse materialer	4158 kr.	29%
Løn, kørsel, m.v.	4900 kr.	35%
	14086 kr.	100%
moms +22%	3094 kr.	
	17185 kr.	
Tilskud -30%	5156 kr.	
	12029 kr.	
	=====	

Det er generelt sådan, at selve solfangeren i små solvarmeanlæg kun udgør en mindre del af den samlede investering.

I de efterfølgende økonomiberegninger regnes der med, at anlægget blev finansieret ved et 20-årige kreditforeningslån optaget i sommeren 1983, hvor anlægget blev opført. På det tidspunkt ville lånet have bestået af 10%-obligationer til kurs 73 med en årlig ydelse på 16,2% og en kontantlånerente inklusiv bidrag på 15,3% p.a. Der regnes desuden med en marginal trækprocent på 60%.

Man skal være opmærksom på, at det mindste lån, der kan optages i en kreditforening, er større end anlægssummen for dette solvarmeanlæg. Det er derfor nødvendigt at foretage andre forbedringer samtidigt med opførelsen af solvarmeanlæget for at kunne få et kreditforeningslån.

Årlig ydelse 16,2% af 12.029	=	1949 kr.
Skattefradrag 60% af 15,3% af 12.029	=	-1104 kr.

Første års udgift		845 kr.
-------------------	--	---------

Fra tabel 4.2 har vi, at anlægget det første år ydede 1255 kWh. Men denne ydelse gav anledning til at fyret kunne slukkes i 2063 timer = 56% af sommerperioden maj-september. I denne periode har man sparet fyrets tomgangstab. Som det ses af fig. 7.1 består fyret af en ældre dårligt isoleret kedel, der har et meget stort varmetab samt en separat varmtvandsbeholder - fig. 7.2. Der regnes her med, at kedlen og varmtvandsbeholderen har et tomgangstab på 600 W og at fyrets virkingsgrad er på 80%. Olieprisen har i den berørte periode været 0,35244 kr/kWh.

Ydelse fra solvarmeanlægget 1255/0,8	=	1569 kWh
Sparet tomgangstab 2063x0,6/0,8	=	1547 kWh

3116 kWh

Første års oliebesparelse 3116x0,35244 = 1098 kr.

Anlæggets første driftår vil altså give en reel besparelse på 1098 kr. - 845 kr. = 235 kr.

7.2. Økonomien ved installation af en el-patron

Som det fremgår af kapitel 3, er der ikke monteret en el-patron i toppen til at klare perioder om sommeren med dårligt vejr. Dette er undladt for at bringe anlægget ned i pris.

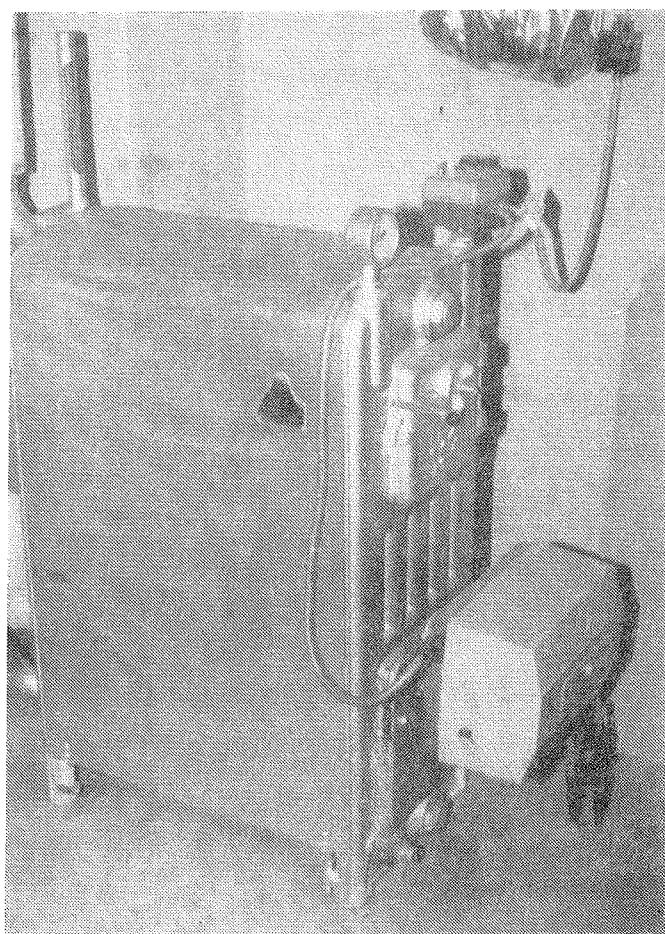


Fig. 7.1 Fyret i ejendommen på Sverigesvej, hvor solvarmeanlægget er installeret. Fyret består af en ældre uisolered støbejernskedel.

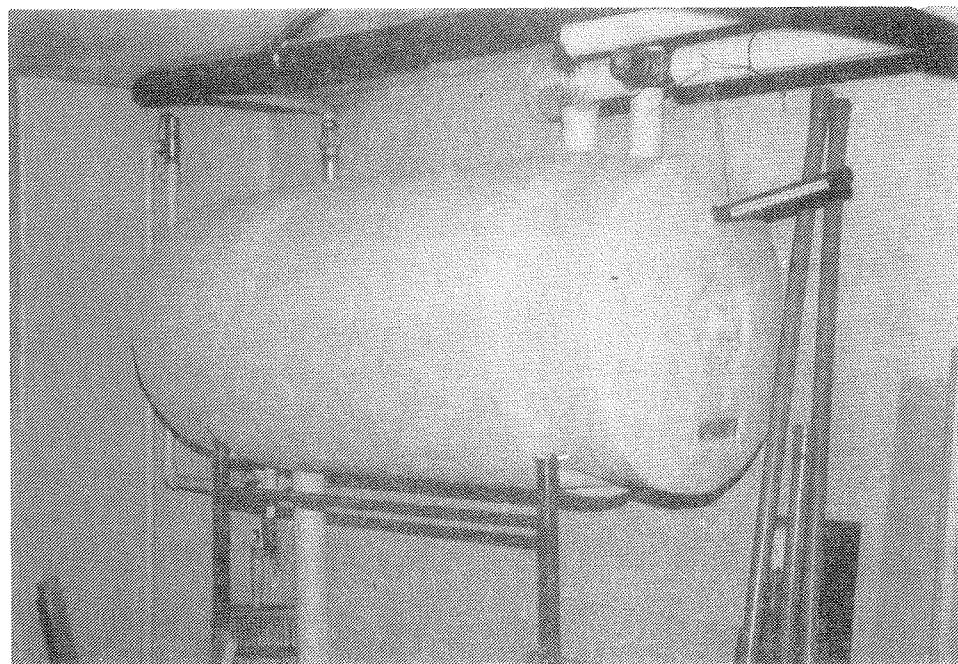


Fig. 7.2 Den separate varmtvandsbeholder i ejendommen på Sverigesvej.

Men det er nok nødvendigt altid at installere en sådan el-patron. Sommeren 1984 havde en meget dårlig juni måned - se fig. 5.1 og tabel 4.2. Familien har da også klaged over for lidt varmt vand i denne periode. De har derfor som før nævnt kun haft fyret slukket i 56% af sommerperioden (maj-september), selv om anlægget er dimensioneret til at kunne dække hele sommerens behov for varmt vand.

Ved en nærmere undersøgelse viser det sig, at det kun har været nødvendigt at have fyret tændt i 18% af tiden, mod de 44% det rent faktisk var tændt, se fig. 4.5. Det er dog reelt umuligt for en bruger at styre fyret på en sådan måde, at det kun er tændt, når der er behov for det. Det ville kræve, at man hele tiden kontrollerede lagertemperaturen i solvarmeanlægget. Så en el-patron er altså ikke kun et komfortmæssigt krav, men også et økonomisk krav, som de følgende økonomiberegninger vil vise.

Det er beregnet, at familien maksimalt har brug for en el-patron på 2 kW placeret i den øverste femtedel af lagerbeholderen. Dette kan dække den største målte tapning inkl. en sikkerhedsmargin. El-patronen vil i sommerperioden sørge for at den øverste femtedel af lagerbeholderen holdes på den ønskede tappetemperatur. Det betyder, at solvarmeanlæggets ydelse vil falde lidt. Med edb-modellen er det beregnet, hvor meget dette fald vil betyde for et pumpeanlæg, hvis termostaten stilles på henholdsvis 40/45°C og 45/50°C. De to temperaturer angiver, at el-patronen kobles til ved den laveste og fra ved den højeste.

Det antages, at disse værdier også er gældende for et selvcirkulerende anlæg.

Den nævnte el-patron vil koste 1190 kr. inkl. moms. Det vurderes, at el-patronen kan installeres og tilsluttes for maksimalt 1688 kr. inkl. moms, således at installationen af el-patronen ialt vil koste 3.000 kr. Installationsomkostningerne vil svinge fra anlæg til anlæg; ved dette anlæg vil det være besværligt at installere el-patronen, desuden er de 1688 kr.

termostat-indstilling °C	nedgang i anlæggets ydelse %	el til el-patronen kWh
40/45	6,5	156
45/50	8,9	204

Tabel 7.1 Nedgang i anlægsydelse og forbrug af elektricitet ved installering af en 2 kW el-patron i den øverste femtedel af lageret i et pumpeanlæg.

et konservativt skøn. Det vil sandsynligvis ofte være muligt at bringe omkostningerne for en el-patron ned på i alt 2000 kr. inkl. moms. Hvis el-patronen installeres fra starten, bliver der også ydet 30 % tilskud til denne del af anlægget, hvorved investeringen i det givne tilfælde kommer op på $12029 + 2100 = 14129$ kr. Økonomien første år vil da blive følgende med en el-pris på 0,6332 kr/kWh, når fyret kan være slukket hele sommerperiodens 153 dage = 3672 timer, og el-patronens termostat af komfortmæssige hensyn er stillet på 45/50 °C.

$$\text{Årlig ydelse: } 16,2\% \text{ af } 14.129 \text{ kr.} = 2289 \text{ kr.}$$

$$\text{Skattefradrag: } 60,0\% \text{ af } 15,3\% \text{ af } 14.129 \text{ kr.} = 1297 \text{ kr.}$$

$$\text{Første års udgift:} \qquad \qquad \qquad 992 \text{ kr.}$$

$$\text{Ydelse fra solvarmeanlægget: } 1255 \times 0,911 / 0,8 = 1429 \text{ kWh}$$

$$\text{Sparet tomgangstab: } 3672 \times 0,6 / 0,8 = 2754 \text{ kWh}$$

$$4183 \text{ kWh}$$

$$\text{Årlig oliebesparelse: } 4183 \times 0,35244 = 1474 \text{ kr.}$$

$$\text{El-forbrug: } 204 \times 0,6332 = -129 \text{ kr.}$$

$$1345 \text{ kr.}$$

Anlægget med el-patron vil altså de første år have givet en reel besparelse på 1345 kr.- 992 kr. = 353 kr., eller ca. 100 kr. mere end anlægget uden el-patron. (Hovedresultaterne fra økonomiberegningerne er opsummeret og overskueligt opsat i tabel 7.2 s. 43). Hvis el-patronen var sat på 40/45°C ville forskellen være på 144 kr. pr. år. En el-patron bør således både ud fra komfortmæssige og økonomiske hensyn installeres i små solvarmeanlæg til brugsvandsopvarmning - med mindre brugerne er indstillet på helt at følge solen og kun at tage bad, når der er varmt vand.

7.2.1. Økonomien første år for et "gennemsnitsår"

Som nævnt i kapitel 5, vil anlægget i et "gennemsnitsår" yde mere end i det aktuelle år. El-forbruget til el-patronen vil samtidigt falde lidt, da anlægget har en højere dækningsgrad i sommermånedene. Økonomien det første år under disse forudsætninger er listet i tabel 7.2.

De vilkår lånet til investeringen tages hjem under, har stor indflydelse på solvarmeanlæggets økonomi. Hvis lånet var taget hjem ultimo 1985, ville betingelserne for lånet være gunstigere end i 1983. Et 20-årigt kreditforeningslån ville bestå af 9%`s obligationer til kurs 89, med en ydelse på 12,3 % p.a. og en kontant lånerente + bidrag på 10,8% p.a. Hvad dette betyder for investeringen fremgår af tabel 7.2.

I økonomiberegningerne er ikke medtaget vedligeholdelsesudgifter. Der har ikke været nogen det første år, men det bør selvfølgelig medtages i en vurdering af økonomien for hele anlæggets levetid. Dette er gjort i næste afsnit.

	1 målt vejr uden el-p.	2 målt vejr med el-p.	3 ref.år med el-p.	4 ref.år med el-p.
	lån optaget sommer '83	lån optaget sommer '83	lån optaget sommer '83	lån optaget sommer '85
årlig ydelse kr. skattefradrag kr. årlig udgift kr.	1949 -1104 845	2289 -1297 992	2289 -1297 992	1749 -916 833
årlig olie- besparelse kr. el til el- patron kr. årlig be- sparelse kr.	1098 - 1098	1474 -129 1345	1515 -120 1395	1515 -120 1395
årlig reel besparelse kr.	255	353	403	562

Tabel 7.2 Første års økonomi for solvarmeanlægget under forskellige omstændigheder. Tabellen viser, hvordan besparelsen afhænger af en el-patron, vejret (solindfaldet) og lånevilkårene.

7.3. Anlæggets akkumulerede besparelse

Som bekendt mindskes udgiften ved et lån relativt som tiden går på grund af inflationens indflydelse. Det er derfor af interesse at undersøge, hvor stor den reelle besparelse vil være for hele anlæggets levetid. Til at beregne dette anvendes nuværdien. Nuværdien er fremtidige udgifter og indtægter tilbagediskonteret til investeringsåret. D.v.s.

udgifter og indtægter renset for inflationen og summeret. Hvis investeringen fratrækkes nuværdien får man anlæggets akkumulerede besparelse, som den ville se ud, hvis man stod med pengene i hånden i dag. Som forudsætninger anvendes situation 4 i tabel 7.2. Vedligeholdelsen sættes til 100 kr. pr. år. Da det er vanskeligt at forudsige energiprisstigningen undersøges to tilfælde af denne størrelse: Reel energiprisstigning: 2 og 0% p.a. En ændring i inflationen vil selvfølgelig også indvirke på besparelsen. En sådan følsomhedsanalyse er ikke medtaget her. På Sverigesvej var fyret en ældre model med stort varmetab. Her undersøges derfor også en situation med et moderne oliefyr med et tomgangstab på 350 W og en virkningsgrad på 85%. I disse beregninger anvendes en marginal trækprocent på 50, idet denne trækprocent indføres fra 1987 i forbindelse med renteafskrivning.

Da anlæggets levetid ikke er kendt undersøges to muligheder: 15 og 20 år. Sandsynligheden for, at anlæggets levetid bliver mindst 20 år er dog stor. Det skyldes, at der ikke er bevægelige eller elektroniske dele, samt at anlægget er lavet af rimeligt korrosionsbestandige materialer.

GAMMELT FYR

inflation	8%	8%
real energiprisstigning	2%	0%
15 år	13.990	9.610
20 år	28.290	19.660

Tabel 7.3 Den akkumulerede fortjeneste over levetiden renset for prisstigninger. Fyrets tomgangstab og effektivitet er henholdsvis 600W og 80%.

NYT FYR

inflation	8%	8%
real energiprisstigning	2%	0%
15 år	3.080	300
20 år	11.890	6.400

Tabel 7.4 Den akkumulerede fortjeneste over levetiden renset for prisstigninger. Fyrets tomgangstab og effektivitet er henholdsvis 350W og 85%.

Som det ses har alle de her undersøgte faktorer stor indflydelse på solvarmeanlæggets rentabilitet. Det skal dog noteres, at anlægget i alle de her undersøgte situationer har et positivt afkast.

Det gamle fyr i huset på Sverigesvej kan givetvis ikke holde i hele solvarmeanlæggets levetid, så en mellemting mellem resultaterne i tabel 7.3 og 7.4 er det mest sandsynlige i dette tilfælde.

8. Systemdetaljer

I dette kapitel vil forskellige konstruktionsdetaljer blive nærmere omtalt. Alle disse detaljer kan have en afgørende indflydelse enten på anlæggets ydelse eller holdbarhed.

8.1. Frostsikring

Lageret og noget af brugsvandskredsen er placeret på et uisoleret loftsrum, hvor temperaturen om vinteren ofte synker ned under frysepunktet. I måleperioden var minimumstemperaturen $-4,7^{\circ}\text{C}$. D.v.s. der er risiko for, at der kan opstå frostsprængninger, der ikke blot vil beskadige solvarmeanlægget, men også give anledning til en betydelig vandskade.

Så længe der dagligt bliver tappet fra lageret, vil varmeindholdet i det kolde brugsvand hindre, at vandet i lageret fryser. I måleperioden var den laveste lagertemperatur $5,9^{\circ}\text{C}$. Men hvis familien tager på ferie under en streng frostperiode, vil der være risiko for, at lagertemperaturen når under 0°C . Det bør derfor undersøges, om installation af en el-patron i lageret, vil kunne holde lageret frostfrit, hvis termostaten f.eks. stilles på 5°C .

Figur 8.1 viser en rumlig skitse af brugsvandsinstallationerne på loftet. Oven på loftet ligger to vandrøer, henholdsvis til og fra lageret. Da disse rør kun indeholder en meget lille mængde vand, vil disse relativt hurtigt nå frysepunktet, selv om de er isolerede. Disse rørstrenge blev designet med et lille fald fra lageret mod nedførslen til stueetagen. Hensigten med dette var, at en smule varme via selvcirkulation ville blive transporteret op i rørene fra stueetagen, og på den måde holde rørene frostfrie. Denne varmetransport har dog vist sig at være for lille, idet temperaturen af et af rørene er blevet målt til $-1,1^{\circ}\text{C}$. Dette skyldes måske, at termoelementet var stukket ind gennem iso-

leringen, hvorved isoleringen blev forringet. Men da vinteren på det tidspunkt ikke var særlig hård (månedsmiddel på 1,6 °C), er risikoen til stede. Der er nu installeret en termo-statstyret varmetråd til at holde rørene frost-frie. En billigere løsning ville været at samisolere rørene med loftisole-ringen, eller at skabe små kuldebroer fra rørene ned til stueetagen. Dette indgik i overvejelserne ved anlæggets opførelse, men blev ikke gennemført, fordi vi ville se effekten af den svage stigning på rørene.

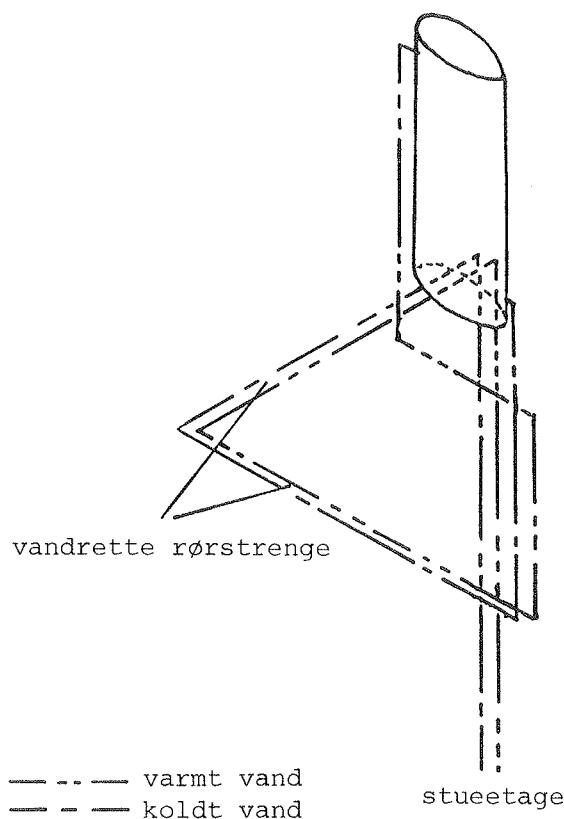


Fig. 8.1 Rumlig skitse af brugsvandsinstallationerne på loftet - se også fig. 3.7.

8.2. Hindring af varmetransport fra fyr til lager

Da lageret er placeret højere end fyret (der er placeret i kælderen), vil der kunne opstå selvcirkulation i røret mellem brugsvandsbeholderen og lageret, der vil transportere varme

fra brugsvandsbeholderen til lageret. Solvarmeanlægget vil da producere mindre, samtidigt med at fyret vil køre længere tid end nødvendigt. Fig. 8.2 viser hvordan en sådan selvcirkulation kan forhindres ved hjælp af en "sløjfe" på røret fra brugsvandsbeholderen til lageret. Systemet har vist sig at fungere.

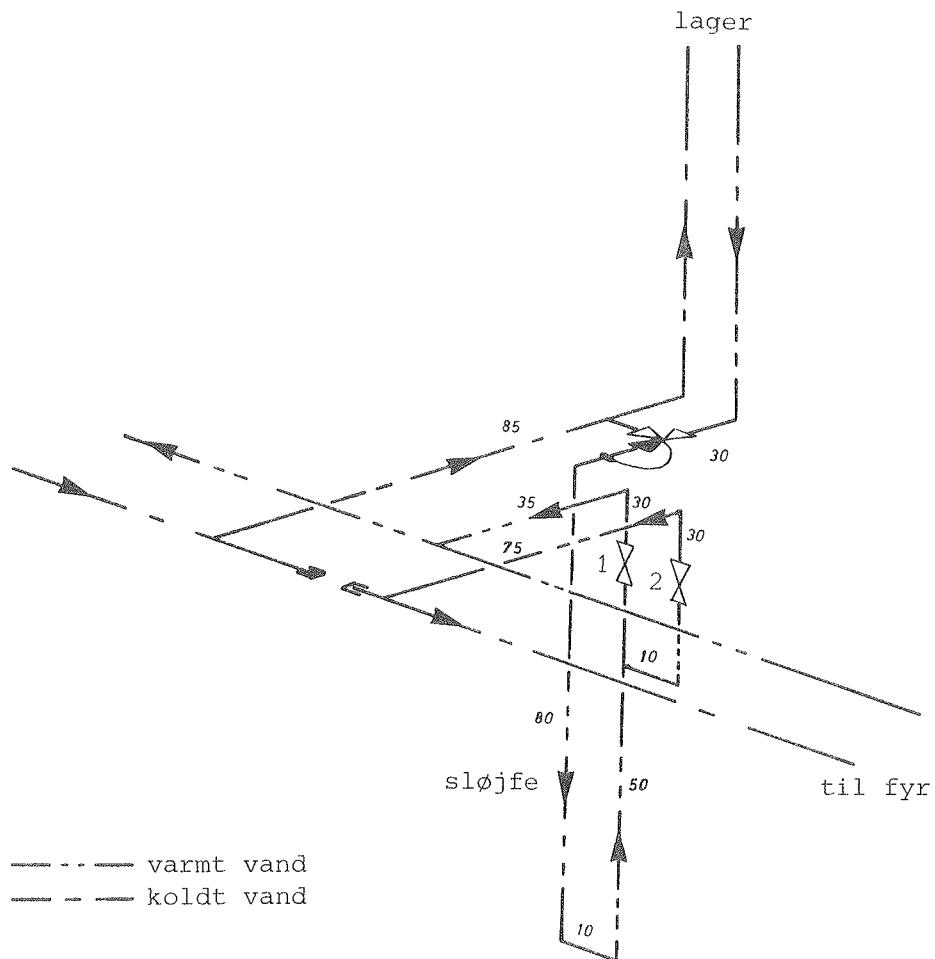


Fig. 8.2 Sløjfe til hindring af selvcirkulation mellem brugsvandsbeholder og lager. Skitsen er en forstørrelse af en detalje på fig. 3.7. Om sommeren er ventil 1 åben og 2 lukket, om vinteren omvendt - 2 åben og 1 lukket.

8.3. Skoldningssikring

På fig. 3.1 er vist en automatisk skoldningssikring. Denne skal sikre, at brugsvandet fra solvarmeanlægget ikke overstiger en vis forvalgt temperatur. Hvis temperaturen er højere,

blandes der koldt vand i en sådan mængde, at temperaturen bliver den ønskede.

Men automatik kan svigte, dels ved at der ikke blandes koldt vand i, således at der opstår skoldningsfare, dels ved at der hele tiden blandes koldt vand i. Det sidste betyder, at forbrugeren ikke får brugsvand ved en brugbar temperatur, og at lagerets temperatur stiger, fordi for lidt varmt vand tappes fra lageret, hvorved solvarmeanlæggets effektivitet vil falde.

Den første skoldningssikring, der blev installeret, blandede for meget koldt vand i vandet fra lageret. Denne blev derfor udskiftet med en ny. Den nye ser ud til at fungere rimeligt.

Referencer

- (1) Solvarmeanlæg til varmt brugsvand - en udredning baseret på et års målinger på to anlæg. Klaus Ellehauge. Laboratoriet for Varmeisolering, Danmarks Tekniske Højskole. Energiministeriets solvarmeprogram - rapport nr. 16. September 1981.
- (2) Solvarmeanlæg til varmt brugsvand i Gl.Holte - en vurdering efter et års målinger. Sten Melson. Laboratoriet for Varmeisolering. Danmarks Tekniske Højskole. Energiministeriets solvarmeprogram - rapport nr. 24. Januar 1984.
- (3) Brugervejledning til BSOL, program til beregning af solvarmeanlæg til brugsvand. Jan-Erik Nielsen. Laboratoriet for Varmeisolering. Danmarks Tekniske Højskole. Rapport nr. 83-25 + rettelser. Juni 1983.
- (4) Lagertyper og lagerstørrelser i solvarmeanlæg til brugs-vandsopvarmning. Søren Østergaard Jensen. Laboratoriet for Varmeisolering. Danmarks Tekniske Højskole. Energiministeriets varmelagerprojekt - rapport nr. 16. Marts 1984.
- (5) Resultater fra 8 måneders drift med solvarmebrugsvandsanlæg der har naturlig cirkulation i solfangerkredsen. Peder Vejsig Pedersen. Laboratoriet for Varmeisolering. Danmarks Tekniske Højskole. Rapport nr. 82-67. November 1982.
- (6) Thermosyphon systems: Single vs multi-pass. J.M. Gordon and Y. Zarmi. Technical note in Solar Energy, volume 27, number 5. 1981. pp. 441-442.
- (7) System modelling and operation characteristics of thermosyphon solar water heaters. G.L. Morrison and J.E. Braun. Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin - Madison. Artikel i Solar energy, Vol. 34, no. 4/5. 1985.

- (8) How to improve DHW Performance - going with the slow flow works. Peter Lunde - president of New Energy Resources, artikel i Solar Age. August 1985.

PROJEKTORGANISATION

Styregruppe: Energiministeriet har fra september 1981 udpeget følgende styregruppe for solvarmeprogrammet:

V. Korsgaard, professor, Laboratoriet for Varmeisolering, DTH,
(formand)

P. Alling, direktør, Dansk Solvarme K/S

E. Christophersen, afdelingsleder, Statens Byggeforskningsinstitut

P. Dirks, afdelingsingeniør, Dansk Kedelforening

K. Hallgreen, ingeniør, Danfoss A/S

L. Ingersholm, Boligselskabernes Landsforening

P. Dorph-Petersen, Energiministeriet

E. Jerking, Byggestyrelsen, Energikontoret

N.I. Meyer, professor, Fys.Lab.III, DTH

J.S.R. Nielsen, civilingeniør, Birch & Krogboe

Hans Larsen, civilingeniør, Risø

E. Petersen, lektor, Kem.Lab. I, H.C. Ørstedts Instituttet

P. Steensen, civilingeniør, Teknologisk Institut

P.J. Snare, civilingeniør, Energistyrelsen

Projektmedarbejdere:

Laboratoriet for Varmeisolering:

O. Balslev-Olesen, civilingeniør

S. Furbo, civilingeniør, lic.techn.

S. Østergaard Jensen, civilingeniør

S.E. Mikkelsen, civilingeniør

L. Olsen, civilingeniør, lic.techn.

P. Vejsig Pedersen, civilingeniør

V. Ussing, civilingeniør

Teknologisk Institut:

Nick Andersen, civilingeniør
M. Grimmig, arkitekt m.a.a.
M. Lange, ingeniør
H. Lawaetz, akademiingeniør, lic.techn., HD
O. Paulsen, civilingeniør, lic.techn.
E. Petersen, civilingeniør, lic.techn.
P. Steensen, civilingeniør

I forbindelse med demonstrationsanlæggene har endvidere medvirket de pågældende byggeriers rådgivende ingeniør.

Adresse:

Laboratoriet for Varmeisolering, Bygning 118, Danmarks Tekniske Højskole, 2800 Lyngby, tlf.: 02-883511.

Teknologisk Institut, Varme- og Installationsteknik, Gregersensvej, 2630 Tåstrup, tlf. 02-996611.

Liste over udsendte rapporter

Solvarmeprogrammet

1. Kombineret solvarme-varmepumpeanlæg. Beregning af et anlæg til en mindre bebyggelse. Laboratoriet for Varmeisolering, DTH, april 1979.
2. Solvarme-fjernvarmeanlæg. Beregning af et centralt anlæg med og uden varmelager. Laboratoriet for Varmeisolering, DTH, december 1979.
3. Solvarmeanlæg i Gentofte. Målinger på anlæg til rumopvarming og varmt brugsvand. Årsrapport. Laboratoriet for Varmeisolering, februar 1980.
4. Beregningsprogram til solvarmeanlæg. For TI59 programmerbar lommeregnehmaskine. Teknologisk Institut, 1980.

5. Solvarmeanlæg i Herfølge. Solvarmeanlæg til opvarmning af brugsvand, 1/2 års målinger. Teknologisk Institut, juli 1980.
6. Solvarmeanlæg i Greve. Målinger på anlæg til rumopvarmning og varmt brugsvand. Årsrapport. Laboratoriet for Varmeisolering, DTH, juli 1980.
7. Solfangeres langtidsholdbarhed. Erfaringer med solfangere udsat for det naturlige vejrlig under kontrollerede, realistiske, ens driftsforhold i 3 år på prøvestand. Teknologisk Institut, juli 1980.
8. Solvarmesystemprøvestand. Resultater fra det første projekt på prøvestanden. Laboratoriet for Varmeisolering, DTH, 1981.
9. Solvarmeanlæg på Juelsminde campingplads. Brugsvand, 3 års målinger. Teknologisk Institut, august 1980.
10. Energiministeriets solvarmeprogram. Statusrapport, august 1980.
11. Energiministeriets solvarmeprogram. Projektforslag – langtidsplanlægning, oktober 1980.
12. To solvarmeanlæg til varmt brugsvand. En beskrivelse og vurdering efter 4 måneders drift af anlæggene. Laboratoriet for Varmeisolering, december 1980.
14. Solvarmeanlæg i Blovstrød. 2 1/2 års målinger på 10 m² brugsvandsanlæg. Teknologisk Institut, maj 1981.
15. Solvarmeanlæg til rumopvarmning. En udredning baseret på 2 års målinger på anlæg i Greve og Gentofte. Laboratoriet for Varmeisolering, DTH, august 1981.

16. Solvarmeanlæg til varmt brugsvand. En udredning baseret på 1 års målinger på 2 anlæg. Laboratoriet for Varmeisolering, september 1981.
17. Solvarmeanlæg i Herfølge. Varmtvandsanlæg i tæt-lav byggeri. Teknologisk Institut, maj 1982.
18. Korrosion i solfangerabsorbere. En undersøgelse af korrosionsforholdene i solfangernes væskekanaler. Teknologisk Institut/Korrosionscentralen, juli 1982.
19. Fokuserende solfanger med klimaskærm. Forundersøgelse. Risø, september 1982.
20. Solfangernes driftssikkerhed og holdbarhed. Laboratoriet for Varmeisolering, DTH, juli 1983.
21. Solvarme - fjernvarmeanlæg. Teknisk-økonomisk analyse af systemkombinationer. Teknologisk Institut/Laboratoriet for Varmeisolering, DTH, maj 1983.
22. Solfangerabsorberes overfladebestandighed. Teknologisk Institut, februar 1984.
23. Solvarmeanlæg i Rødovre. Teknologisk Institut, februar 1984.
24. Solvarmeanlæg til varmt brugsvand i Gl.Holte. En vurdering efter et års målinger. Laboratoriet for Varmeisolering, DTH, oktober 1983.
25. Sol i boligen - et idé-katalog. Teknologisk Institut, marts 1984.
26. Solvarmeanlæg med stort udbytte - systemanalyse. Laboratoriet for Varmeisolering, DTH, april 1984.

27. Kombineret solvarme - varmepumpeanlæg i Næstved. Laboratoriet for Varmeisolering, DTH, juni 1984.
28. Et solvarmeanlæg til rumopvarmning og varmt brugsvand. Målinger på systemprøvestand. Laboratoriet for Varmeisolering, DTH, september 1984.
29. Billig solfanger/lager unit til brugsvand. Laboratoriet for Varmeisolering, DTH, december 1984.
30. Projekteringsvejledning for passiv solvarme. Teknologisk Institut, december 1985.
31. Plast og gummi i solvarmeanlæg. Teknologisk Institut, maj 1985.
32. Hydrofil solfanger - Prøvning af prototype. Laboratoriet for Varmeisolering, DTH. September 1985.
33. Solvarme med stort udbytte - demonstration. Teknologisk Institut, oktober 1985.
34. Solvarmeanlæg i Brøndby. Solvarmeanlæg til opvarmning af brugsvand i en etageejendom, 2 års målinger. Teknologisk Institut, januar 1986.

Varmelagerprogrammet

1. Litteraturundersøgelser og vurdering af kemiske varmelagre. Peter L. Christensen, august 1979.
2. Sæsonlagring af varme i store vandbassiner. Udført af Dipco Engineering ApS, november 1979.
3. Beregning af energiforbrug i bygninger (EFB-1). En metode til brug for bordregnemaskiner. Anker Nielsen, februar 1980.

4. Beregning af energiforbrug i bygninger (EFB-1). Bruger-vejledning for TI-59. Anker Nielsen, februar 1980.
5. Prøvning af varmelagerunits til solvarmeanlæg. Simon Furbo, april 1980.
6. Beregning af ruminddelte bygningers energiforbrug. Anker Nielsen, oktober 1980.
7. Vinduets betydning for enfamiliehuses energiforbrug. Anker Nielsen, november 1980.
8. Heat Storage with an incongruently melting salt hydrate as storage medium based on the extra water principle. Simon Furbo, december 1980.
9. Enfamiliehuse med glasbeklædte uderum. Anker Nielsen, marts 1981.
10. Kemiske varmelagre. Teori og praksis. Peter L. Christensen, december 1981.
11. Varmtvandsforbrug i boliger. Niels Mejlhede Jensen, februar 1982.
12. Prøvemetoder for mindre varmelagre og erfaringer fra prøvningerne. Simon Furbo og Jan-Erik Larsen, november 1982.
13. Solopvarmning gennem vinduer. Niels Mejlhede Jensen, november 1982.
14. Økonomisk solbidrag til opvarmning af brugsvand. Sven Pedersen, Simon Furbo, Preben Nordgaard Hansen og Vagn Ussing, december 1982.

15. Birkerød solhus. Beregninger og målinger. Niels Mejlhede Jensen, december 1983.
16. Lagertyper og lagerstørrelser i solvarmeanlæg til brugs-vandsopvarmning. Søren Østergaard Jensen og Simon Furbo, marts 1984.
17. Prøvning af kemisk varmepumpelager. Otto Dyrnum, april 1984.
18. Varmeovergang i små solvarmelagre. Søren Østergaard Jensen, november 1984.
19. Varmelagring ved hjælp af en kemisk varmepumpe med vandig saltopløsning som absorptionsmiddel. Otto Dyrnum, november 1984.
20. BLAST - EDB-program til beregning af passiv solvarme. Jørgen Erik Christensen, november 1984.
21. Solvarmeanlæg med bygningsintegrerede varmelagre. Lars Olsen, december 1984.