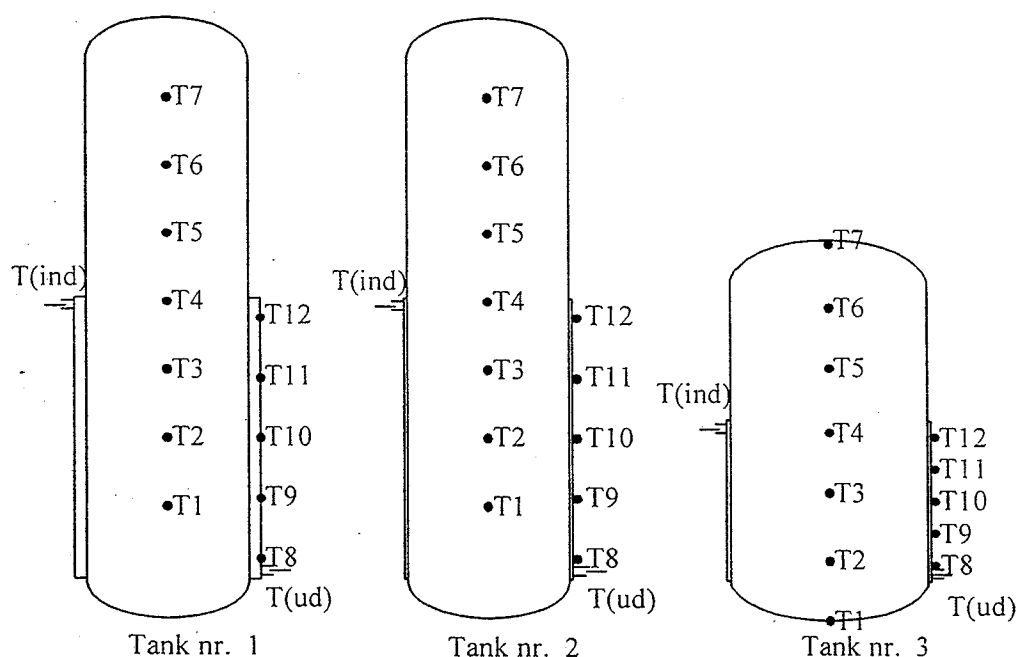


SMÅ LOW FLOW SOLVARMEANLÆG MED KAPPEBEHOLDERE

LOUISE JIVAN SHAH

DTU



RAPPORT
R-009

1997

ISSN 1396-4011

ISBN 87-7877-008-4

INSTITUT FOR BYGNINGER OG ENERGI
DANMARKS TEKNISKE UNIVERSITET



IBE

1. Forord

Som led i Institut for Bygninger og Energis aftale med Energistyrelsen og Prøvestationen for Solenergi om basistilskud til aktiviteter vedrørende solvarmeanlæg, sags nr. 51186/96-0004, er denne rapport udarbejdet. Rapporten beskriver arbejdet, som er udført på Institut for Bygninger og Energi under delprojekterne "Måling af ydelser af små solvarmeanlæg til brugsvandsopvarmning" og "Varmeoverføringsmæssige forhold for kappebeholdere". Projektet er finansieret af Energistyrelsens Udviklingsprogram for Vedvarende Energi m.v.

Delprojekternes formål er hhv. at forøge vor viden om kappebeholderes virkemåde samt at funktionsafprøve og måle anlægsydelserne for forskelligt udformede solvarmeanlæg, forsøgsanlæg såvel som fabrikantanlæg.

Rapporten beskriver målinger på forskelligt udformede kappebeholdere samt indledende analyser af de varmeoverføringsmæssige forhold for disse. Desuden beskrives målinger, beregninger og forbedringsmuligheder for anlæggene.

Projektgruppe:

Louise Jivan Shah, civ.ing.

Simon Furbo, civ.ing., lich.tech.

Niels Kristian Vejen, civ.ing.

Martin Dandanell, maskinarbejder

Lars Kæstel Jørgensen, elektronikmekaniker

Gitte Nellemose, teknisk tegner

Anne Rasmussen, korrespondent

II. Resumé

Denne rapport beskriver gennemførte undersøgelser af fire små low flow solvarmeanlæg, med kappebeholdere, til brugsvandsopvarmning. Anlæggene er af følgende type:

Anlæg:	Type:		
1.	Solfanger: Batec A/S	Lagertank: Nilan A/S	(Installeret af IBE)
2.	Solfanger: Batec A/S	Lagertank: Nilan A/S	(Installeret af IBE)
3.	Solfanger: Batec A/S	Lagertank: Nilan A/S	(Installeret af IBE)
4.	Nordsol ApS		(Installeret af fabrikanten)

Desuden er en selvstændig undersøgelse af beholderne i anlæg 1, 2 og 3 foretaget. Anlæggene 1, 2 og 3 er identiske på nær beholderne, som dog har samme volumen. Beholder 1 er høj, slank ($H/D=3,6$) med en bred kappe. Beholder 2 er høj, slank ($H/D=3,6$) med en smal kappe, og beholder 3 er noget lavere og bredere ($H/D=2,0$) med en smal kappe.

Beholdernes egenskaber blev undersøgt ved forskellige stationære og dynamiske forsøg. Forsøgene viste, at solfangervæsken bliver bedst afkølet i en høj slank beholder med bred kappe. Desuden er en teoretisk model, der beskriver de konvektive varmeovergangskoefficienter i kappen, udviklet. Modellen er valideret mod de målte resultater, og de beregnede resultater stemmer fint overens med de målte resultater. Modellen er herefter implementeret i et eksisterende EDB-simuleringsprogram, der benyttes til beregning af årsydelse for low flow solvarmeanlæg med kappebeholdere.

Solvarmeanlæggene er installeret på Institut for Bygninger og Energi's forsøgsareal i en prøvestand, specielt beregnet til afprøvning af solvarmeanlæg. Anlæggene er installeret i sommeren 1996, og de er testet under ens prøvningsbetingelser, således at en direkte sammenligning af anlæggene er mulig. Der er udført målinger på anlæggene i ca. ½ år.

Derudover er der foretaget beregninger af årsydelse for anlæggene med førnævnte EDB-simuleringsprogram. Ud fra målingerne på anlæggene er EDB-modellerne af anlæggene verificeret. For alle anlæggene er der opnået god overensstemmelse mellem de målte og de beregnede resultater. Modellerne er benyttet til at beregne årsydelse for anlæggene, med vejrdato fra det danske referenceår TRY. I beregningerne forudsættes det, at det daglige varmtvandsforbrug er 160 l opvarmet fra 10°C til 50°C.

Beregningerne viste, at anlæg 1 har en anlægsydelse¹, der er ca. 7% større end anlæg 2's anlægsydelse og ca. 13% større end anlæg 3's anlægsydelse. Disse forskelle skyldes forskellene i beholdernes udformning. Desuden viste beregningerne, at anlægget fra NordSol ApS har forbedret sin anlægsydelse med over 8% i forhold til sin forgænger fra Dansk Solvarme A/S. Denne forbedring skyldes, at anlægget nu er et low flow anlæg baseret på en kappebeholder.

¹ = tappet energimængde ÷ supplerende energimængde ÷ energiforbrug til pumpe og styresystem

III. Summary

This report describes performed investigations of four small low flow solar heating systems, with mantle tanks, for domestic hot water supply. The systems are of the following types:

System: Type:

- | | | | |
|----|----------------------------|-------------------------|---------------------------------|
| 1. | Solar collector: Batec A/S | Storage tank: Nilan A/S | (Installed by IBE) |
| 2. | Solar collector: Batec A/S | Storage tank: Nilan A/S | (Installed by IBE) |
| 3. | Solar collector: Batec A/S | Storage tank: Nilan A/S | (Installed by IBE) |
| 4. | Nordsol ApS | | (Installed by the manufacturer) |

Further an independent investigation of the tanks in system 1, 2 and 3 has been made. The systems 1, 2 and 3 are identical with the exception of the tanks, which have the same volume, however. Tank 1 is high, slim ($H/D=3.6$) with a wide mantle. Tank 2 is high, slim ($H/D=3.6$) with a slim mantle, and tank 3 is somewhat lower and wider ($H/D=2.0$) with a slim mantle.

The thermal behaviour of the tanks were investigated at different steady and dynamic tests. The tests showed that the solar collector fluid is cooled best in a high slim tank with a wide mantle. Further, a theoretical model describing the convective heat transfer coefficient in the mantle has been developed. The model was validated with the measured results, and the calculated results agreed well with the measured results. The model was then implemented in an existing computer simulation program which is used for the calculation of annual thermal performance of low flow solar heating systems with mantle tanks.

The solar heating systems are installed on the testing ground of Department of Buildings and Energy at a test facility especially intended for test of solar heating systems. The systems were installed in the summer of 1996 and they have been tested side by side under similar test conditions so that an immediate comparison of the systems is possible. Measurements on the systems have been carried out for about 6 months.

In addition to that calculations have been made of the annual thermal performance of the systems with the above-mentioned computer simulation program. The computer models of the systems have been verified from the measurements on the systems. For all the systems a good agreement was obtained between the measured and calculated results. The models have been used for calculating annual thermal performance for the systems with weather data from the Danish Test Reference Year TRY. The calculations imply a daily hot water consumption of 160 l heated from 10°C to 50°C.

The calculations showed that system 1 has a thermal performance² which is about 7% higher than the performance of system 2 and about 13% higher than that of system 3. These differences are due to the differences of the tank design. Further, the calculations showed that the system from NordSol ApS has improved its thermal performance by more than 8% compared to its predecessor from Dansk Solvarme A/S. This improvement is due to the fact that the system is now a low flow system based on a mantle tank.

² = tapped energy quantity-auxiliary energy quantity-energy consumption for pump and control system

IV. Indholdsfortegnelse

I. Forord.....	i
II. Resumé	ii
III. Summary	iv
IV. Indholdsfortegnelse.....	vi
1. Indledning	1
2. Solvarmeanlæggenes prøvningsbetingelser.....	3
3. Beholderne	7
3.1 Prøvestanden	8
3.2 Måleudstyr	8
3.3 Forsøg.....	9
3.4 Måleresultater	11
3.4.1 Varmetabsmåling	11
3.4.2 Dynamiske forsøg.....	14
3.5 Matematisk model	20
3.6 Sammenfatning	24
4. Solvarmeanlæggene.....	25
4.1 Anlæg 1	25
4.1.1 Opbygning.....	25
4.1.2 Måledata	27
4.1.3 EDB-model af solvarmeanlægget.....	28
4.1.4 Validering af EDB-model	30
4.1.5 Årsydelse for anlægget.....	36
4.1.6 Driftserfaringer og sammenfatning	37
4.2 Anlæg 2	38
4.2.1 Opbygning.....	38
4.2.2 Måledata	40
4.2.3 EDB-model af solvarmeanlægget.....	41
4.2.4 Validering af EDB-model	43
4.2.5 Årsydelse for anlægget.....	49
4.2.6 Driftserfaringer og sammenfatning	50
4.3 Anlæg 3	51
4.3.1 Opbygning.....	51
4.3.2 Måledata	53
4.3.3 EDB-model af solvarmeanlægget.....	54
4.3.4 Validering af EDB-model	56

4.3.5 Årsydelse for anlægget.....	60
4.3.6 Driftserfaringer og sammenfatning	61
4.4 Anlæg 4	62
4.4.1 Opbygning.....	62
4.4.2 Måledata	64
4.4.3 EDB-model af solvarmeanlægget.....	65
4.4.4 Validering af EDB-model	68
4.4.5 Årsydelse for anlægget.....	77
4.4.6 Driftserfaringer og sammenfatning	79
4.5 Sammenligning af anlæg 1, 2 og 3.....	80
5. Årsydelser for forskellige afprøvede anlæg	83
6. Konklusion.....	87
7. Referencer	89
8. Bilag.....	90
8.1 Bilag 1: Datablad for solfanger: Batec A/S BA 30.....	91
8.2 Bilag 2: Datablad for solfanger: NordSol ApS: Nordsol 1	92
8.3 Bilag 3: Datablad for lagertank: Danlager 2000.....	93
8.4 Bilag 4: Artikel præsenteret på konferencen EuroSun '96	94

1. Indledning

Som et led i arbejdet med at videreudvikle, forbedre og billiggøre solvarmeanlæg i Danmark, er det vigtigt at kunne forudsige anlægsydelse under forskellige forhold. Især er det vigtigt at kunne vurdere virkningen af forskellige anlægsændringer og driftsændringer.

De danske solfangerfabrikanter fik i starten af 1996 tilbudt at få afprøvet nye, ikke markedsførte, anlæg i instituttets prøvestand for solvarmeanlæg. Nordsol ApS har opført et 4,02 m² low flow solvarmeanlæg, til brugsvandsopvarmning, baseret på en Danlager 2000 kappebeholder, og Aidt Miljø A/S har opført et 6 m² anlæg, til rum - og brugsvandsopvarmning, baseret på et 750 l varmelager med en varmtvandsbeholder neddykket i varmelagerets øverste del.

Desuden har Institut for Bygninger og Energi (IBE) opført tre stk. 3 m² low flow solvarmeanlæg baseret på tre forskelligt udformede kappebeholdere. Disse anlæg er installeret i forbindelse med en sideløbende undersøgelse af kappebeholdere.

Alle anlæggene testes side om side med det hidtil bedste afprøvede anlæg i prøvestanden: Det schweiziske low flow solvarmeanlæg 'Solkit'. Dette anlæg testes nu på tredje år i prøvestanden.

I denne rapport behandles fire af de seks anlæg:

Anlæg:	Type:		
1.	Solfanger: Batec A/S	Lagertank: Nilan A/S	(Installeret af IBE)
2.	Solfanger: Batec A/S	Lagertank: Nilan A/S	(Installeret af IBE)
3.	Solfanger: Batec A/S	Lagertank: Nilan A/S	(Installeret af IBE)
4.	Nordsol ApS		(Installeret af fabrikanten)

Anlæggenes karakteristika ses i Tabel 1-1.

Beholdernes karakteristika ses i Tabel 1-2.

Rapporten beskriver arbejdet med målinger på anlæggene, samt det teoretiske arbejde med EDB-simuleringer af anlæggene. Resultaterne beskriver, hvorledes anlægsudformningen påvirker ydelsen for anlæggene, og eventuelle forbedringer af anlæggene foreslås.

Desuden beskrives de gennemførte undersøgelser og foreløbige resultater for den sideløbende undersøgelse af kappebeholdere.

For en beskrivelse af anlægget fra Aidt Miljø A/S henvises til /1/. Prøvestanden er nærmere beskrevet i /2/, hvor en detaljeret beskrivelse af apparatur og målesystem også findes.

Anlæg	Anlæg 1	Anlæg 2	Anlæg 3	Anlæg 4
Solfangerfabrikant	Batec A/S	Batec A/S	Batec A/S	Nordsol ApS
Absorbertype	Kobber-Strip	Kobber-Strip	Kobber-srip	Kanalplade
Solfangerareal [m ²]	3,00	3,00	3,00	4,02
Solfangervæske	44,3% Propylenglykol/vand	44,3% Propylenglykol/vand	44,3% Propylenglykol/vand	48% Propylenglykol/vand
Beholdertype	Kappebeholder Beholder 1	Kappebeholder Beholder 2	Kappebeholder Beholder 3	Kappebeholder Beholder 4
Supplerende energikilde	El-patron	El-patron	El-patron	Elpatron/Varmevexslerspiral

Tabel 1-1: Solvarmeanlæggenes karakteristika.

Beholder	Beholder 1	Beholder 2	Beholder 3	Beholder 4
Vægt (tom) [kg]	81,2	79,3	78,6	109,1
Beholdervolumen [l]	175	175	175	265
Kappevolumen [l]	28,9	8,8	6,0	12,2
Beholdervol. over el-patron [l]	71	71	71	99
Beholdervol. over kappe [l]	81	81	81	109
Beholderhøjde [m]	1,44	1,44	0,91	1,38
Indvendig diameter [m]	0,394	0,394	0,494	0,494
Godstykkelser, beholder [m]	0,003	0,003	0,003	0,003
Kappebredde [m]	0,0335	0,0105	0,0105	0,0105
Godstykkelser, kappe [m]	0,003	0,003	0,003	0,003
Varmeoverførende areal [m ²]	0,347	0,347	0,314	0,562
Isoleringstykkelser Top/Sider [m/m]	0,075/0,05 (Mineraluld)	0,075/0,05 (Mineraluld)	0,075/0,05 (Mineraluld)	0,075/0,05 (Mineraluld)*

Tabel 1-2: Data for de fire beholdere. *: Beholder 4 er isoleret med PUR-skum ved anlægsmålingerne. Under beholderforsøgene er beholder 4 isoleret som de andre beholdere.

2. Solvarmeanlæggenes prøvningsbetingelser

Prøvningsbetingelser:

Der tappes brugsvand tre gange dagligt kl. 7:00, 12:00 og 19:00. Aftapningen sker i tre lige store energimængder á 2,44 kWh, i alt svarende til 160 l/dag opvarmet fra 10°C til 50°C. Det svarer til en daglig tapning på 7,32 kWh. Temperaturen i toppen af lagertankene holdes på 50,5°C.

Idet omgivelserne, tappetidspunkter og termostatsetpunktet for lagertemperaturen i toppen af lageret er ens for alle anlæggene, afprøves anlæggene under ens forhold.

Testperioder:

Der er udvalgt to perioder til at validere EDB-modellerne af solvarmeanlæggene med. Perioderne er følgende:

Periode 1: 28. august - 29. september 1996

Periode 2: 7. november - 25. november 1996

Anlæg 1, 2 og 3 valideres kun med periode 1, hvorimod anlæg 4 valideres med begge perioder. Begge perioder benyttes til anlæg 4, fordi varmelageret i anlæg 4 benytter hhv. en elpatron og en varmevekslerspiral til suppleringsvarme. I periode 1 benyttes elpatronen, og i periode 2 benyttes varmevekslerspiralen. Varmelagrene i 1, 2 og 3 har kun en elpatron, hvorfor EDB-modellerne af disse anlæg kun valideres med periode 1.

Perioderne er valgt ud fra følgende krav:

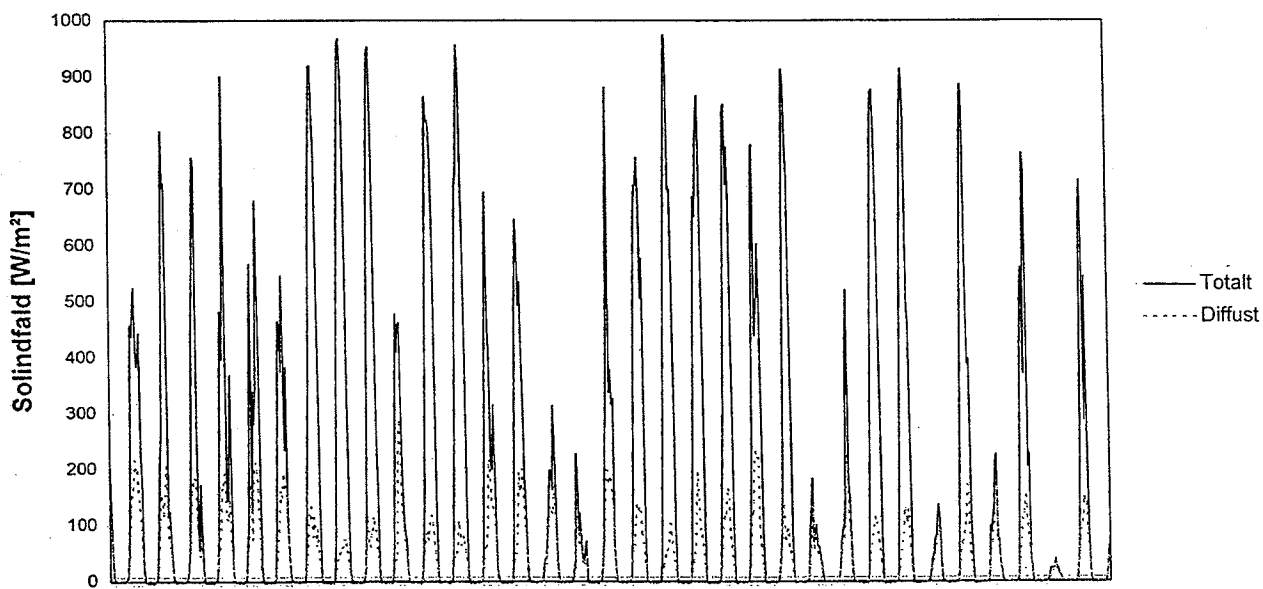
- Der skal være varierende solindfald på solfangerne. Derved undgås systematiske fejl i EDB-modellerne.
- Tapningen af brugsvand fra anlæggene skal være uden fejl.

I Figur 2-1 og Figur 2-2 ses solbestrålingsstyrken for de to perioder. Det ses, at bestrålingsstyrken, som ønsket, varierer meget.

Figur 2-3 og Figur 2-4 viser udeluftens og indeluftens temperatur i de to perioder.

Figur 2-5 - 2-6 viser den tappede energimængde fra anlæggene i de to perioder. Det ses, at den tappede energimængde, som ønsket, ligger nær 7,32 kWh/dag.

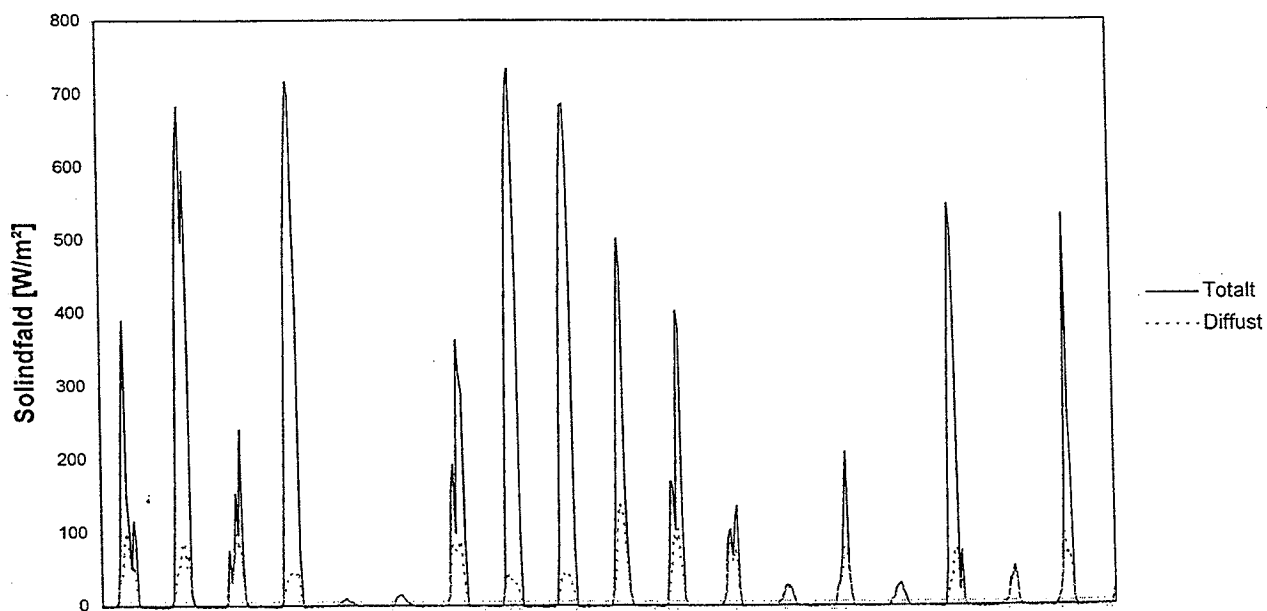
Totalt og diffust solindfald



Dato 28/8 - 29/9 1996

Figur 2-1: Totalt og diffust solindfald i periode 1.

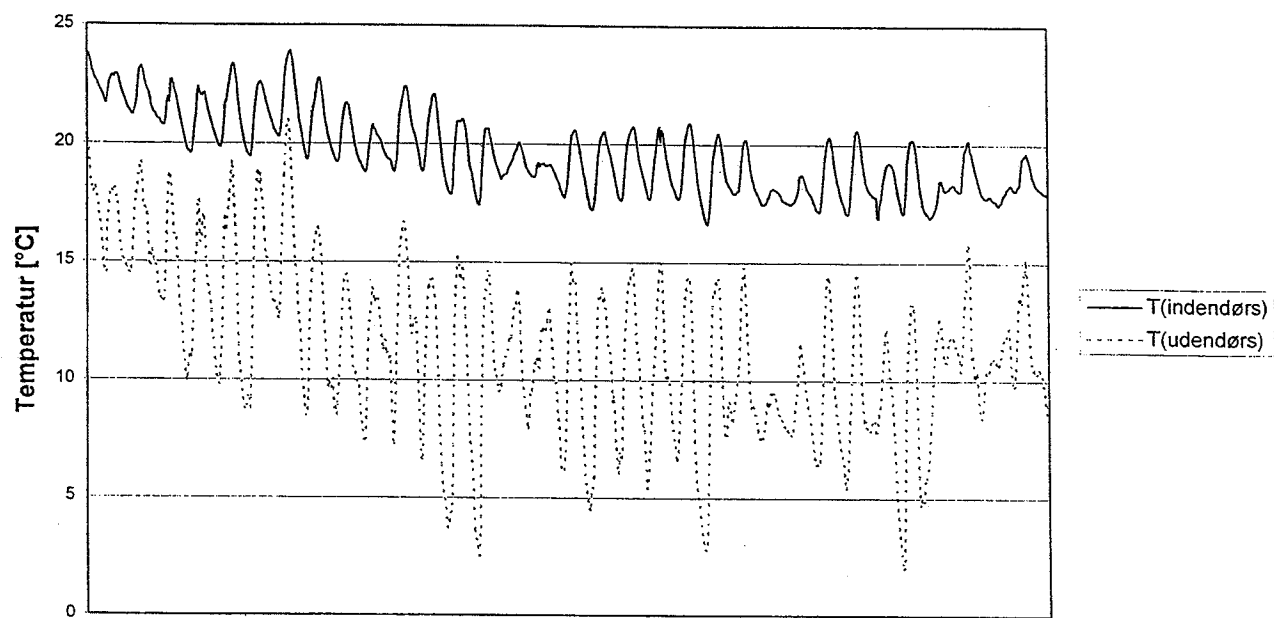
Totalt og diffust solindfald



Dato 7/11 - 25/11 1996

Figur 2-2: Totalt og diffust solindfald i periode 2.

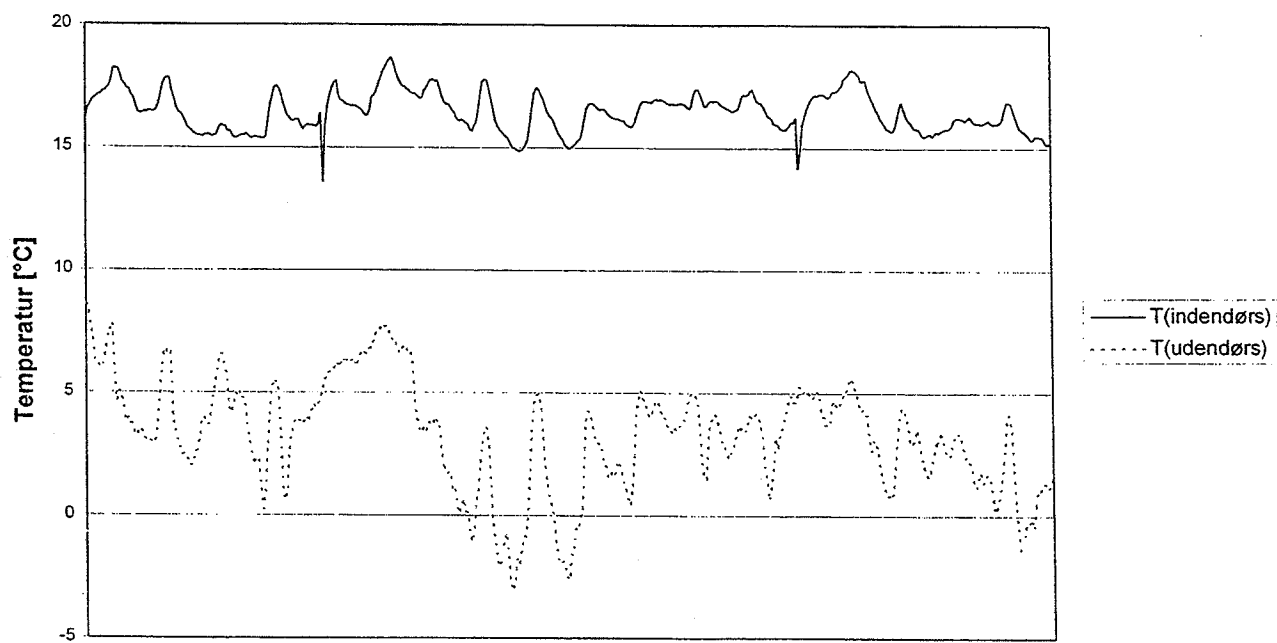
Indetemperatur og udetemperatur i periode 1



Dato 28/8 - 29/9 1996

Figur 2-3: Udendørs og indendørs lufttemperatur i periode 1.

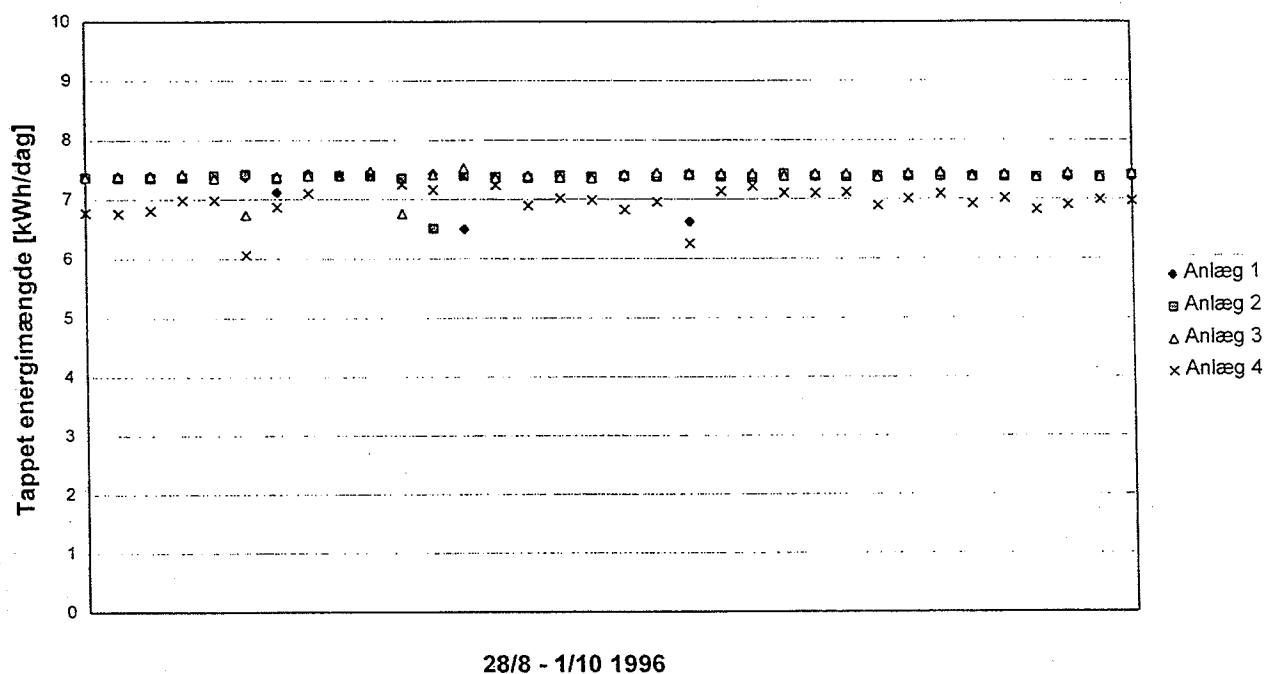
Indetemperatur og udetemperatur i periode 2



Dato 7/11 - 25/11 1996

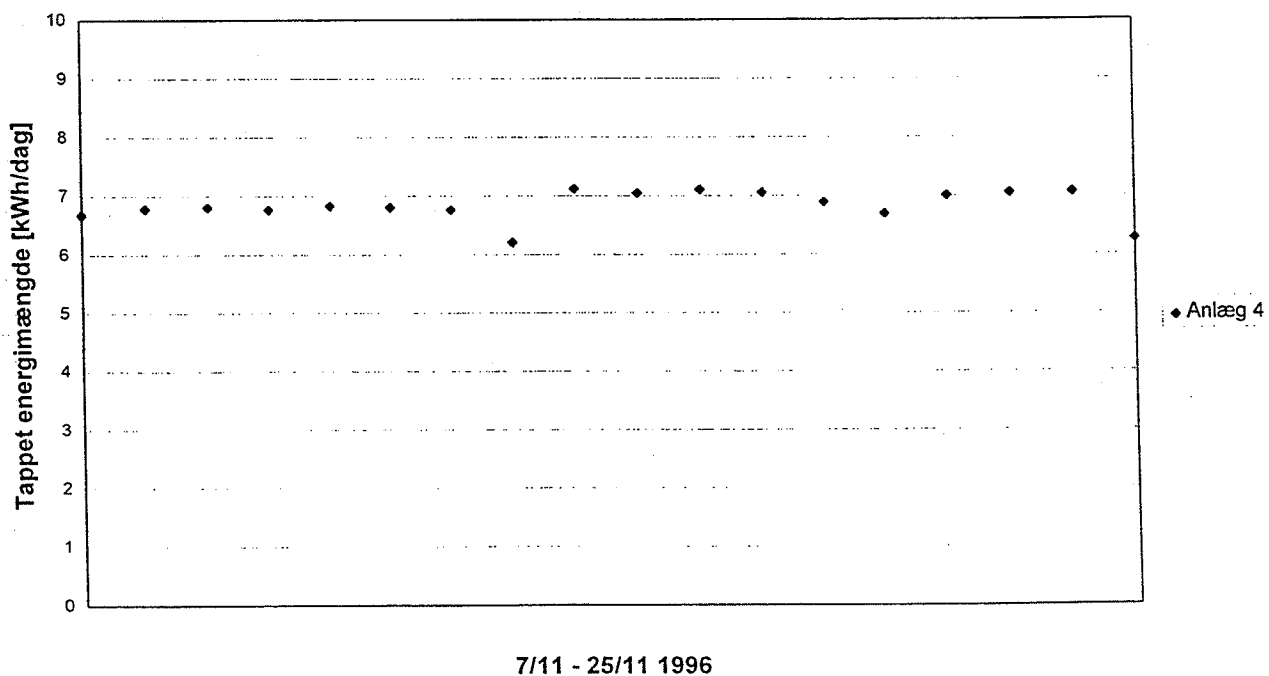
Figur 2-4: Udendørs og indendørs lufttemperatur i periode 2.

Daglig tappet energimængde fra anlæggene



Figur 2-5: Daglig energimængde tappet fra anlæggene i periode 1.

Daglig tappet energimængde fra Anlæg 4

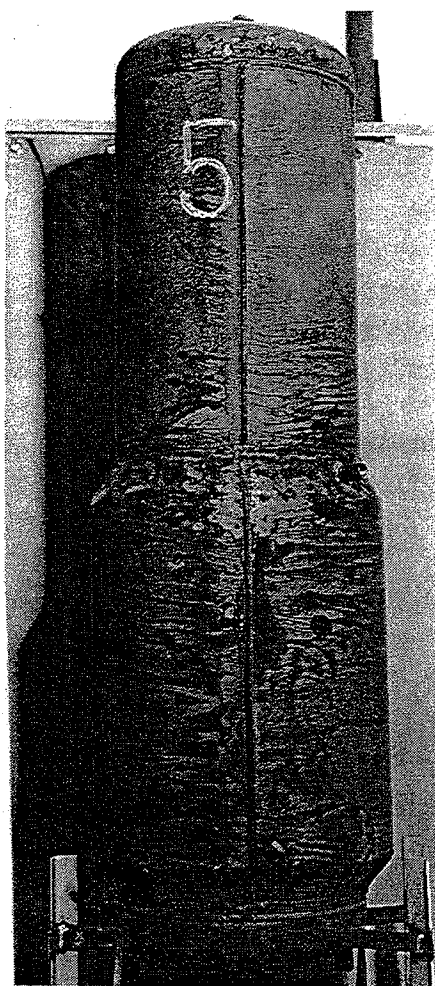


Figur 2-6: Daglig energimængde tappet fra anlæg 4 i periode 2.

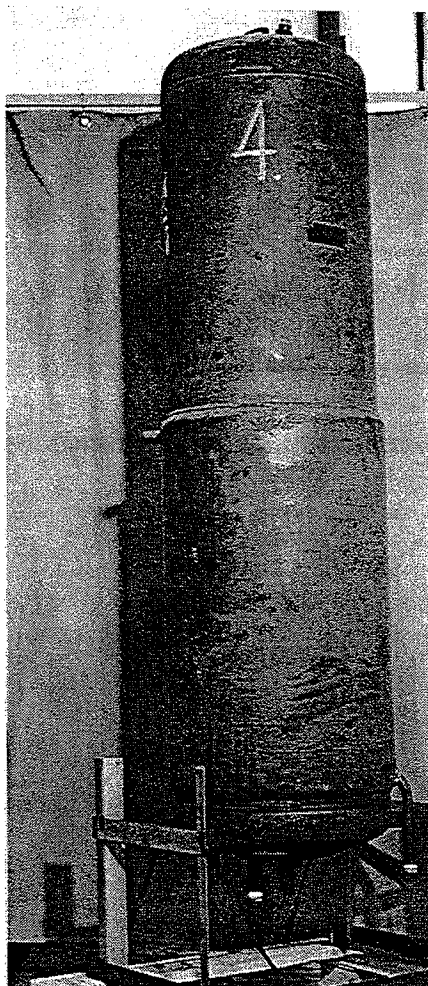
3. Beholderne

De fire beholdere i solvarmeanlæggene er testet i instituttets lagerprøvestand. Varmetabskoefficienten er bestemt for alle beholderne, og for beholderne i anlæg 1, 2 og 3 er yderligere forskellige dynamiske test udført. Formålet med undersøgelserne er, at få et større indblik i kappebeholdernes virkemåde.

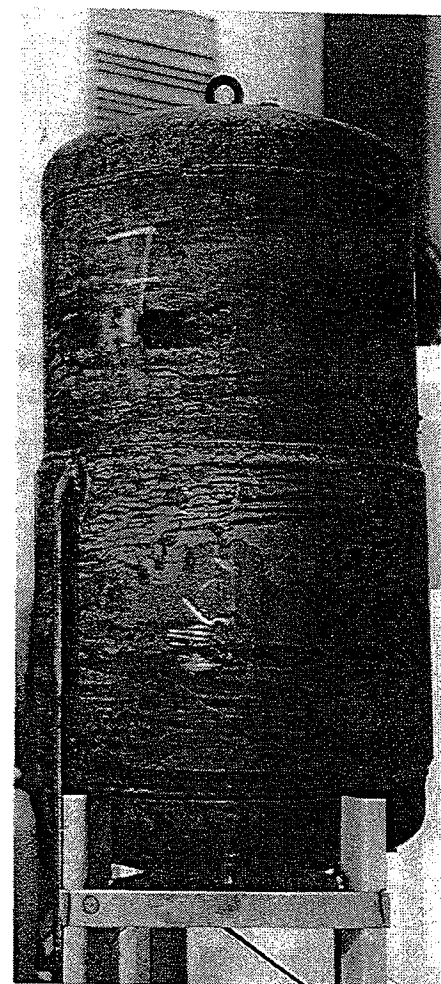
Fotos af beholderne er vist i Figur 3-1 - Figur 3-4. Beholdernes tekniske data er opsummeret i Tabel 3-1.



Figur 3-1: Foto af varmelageret, uden isolering, som benyttes i anlæg 1.



Figur 3-2: Foto af varmelageret, uden isolering, som benyttes i anlæg 2.



Figur 3-3: Foto af varmelageret, uden isolering, som benyttes i anlæg 3.

3.1 Prøvestanden

Ved prøvninger i prøvestanden måles følgende størrelser:

- Solfangervæskens fremløbstemperatur.
- Solfangervæskens returtemperatur.
- Solfangervæskens volumenstrøm
- 7 temperaturer inden i beholderen.
- 5 temperaturer udvendigt på kappen.
- Brugsvandets fremløbstemperatur.
- Brugsvandets returtemperatur.
- Omgivelsernes temperatur.

Desuden kan effekttilførslen fra solfangervæsken styres ved enten:

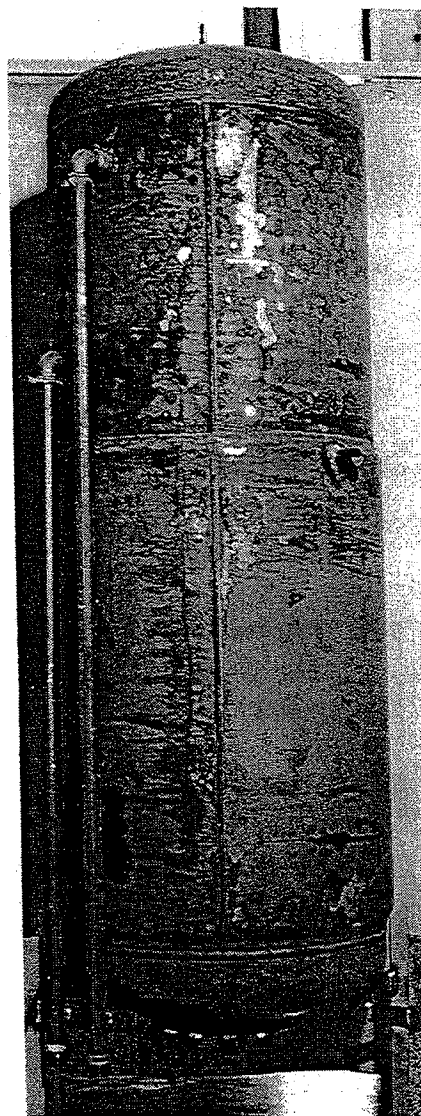
- at holde en konstant fremløbstemperatur.
- eller at holde en konstant afsat effekt.

3.2 Måleudstyr

Temperaturerne måles ved hjælp af kobber/konstantan termoelementer (Type TT). Temperaturdifferenser i solfangerkreds og tappekreds måles med termosøjler med 5 tråde. Herved opnås større nøjagtighed. Målepunkterne i væskekredeene er placeret i dykrør, således at der er ét dykrør til hver tråd. Dermed bliver reaktionstiden hurtigst. Termoelementerne inde i beholdere er placeret i et glastrør, som er ført ind i tanken fra bunden.

Målenøjagtigheden på termotrådene anslås til ca. $\pm 0,5$ K. Målenøjagtigheden på termosøjlerne anslås til ca. $\pm 0,03$ K.

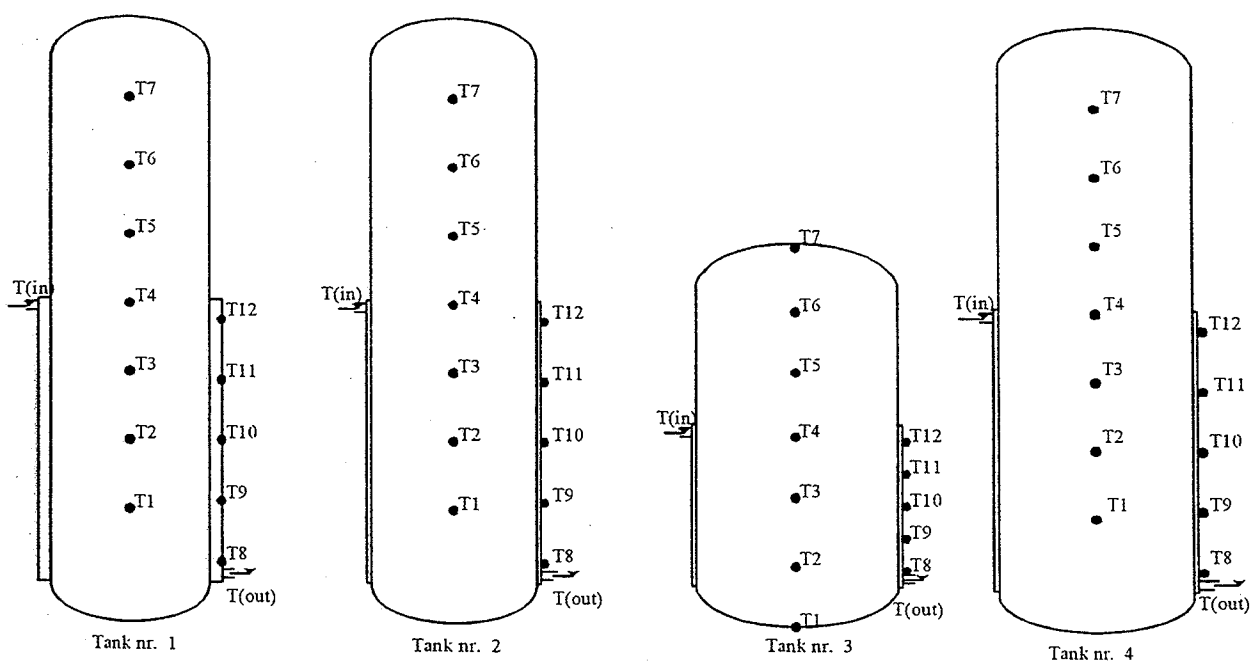
Volumenstrømmen i solfangerkredsen måles ved en *aqua metro* (Type VZTH 8-G) flowmåler. Måleren udsender pulser, som registreres i dataloggersystemet. I solfangerkredsen svarer en puls til ca. 0,1 l. Flowmåleren har en nøjagtighed på ca. ± 1 %.



Figur 3-4: Foto af varmelageret, uden isolering, som benyttes i anlæg 4. I anlægsprøvningerne er lageret isoleret med PUR-skum. I lagerprøvningerne er lageret isoleret med mineraluld.

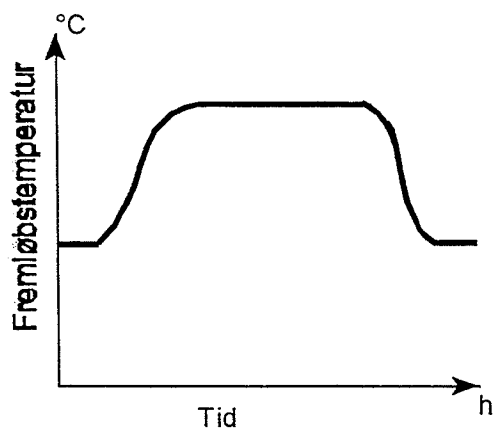
3.3 Forsøg

For beholderne 1, 2 og 3 er en varmetabsmåling (test 1) og to dynamiske tests (test 2 og 3) foretaget. For alle forsøgene er vand benyttet som solfangervæske. For beholderen 4 er kun varmetabsmålingen foretaget. En eksakt placering af målepunkterne for de fire beholdere ses i Figur 3-5.



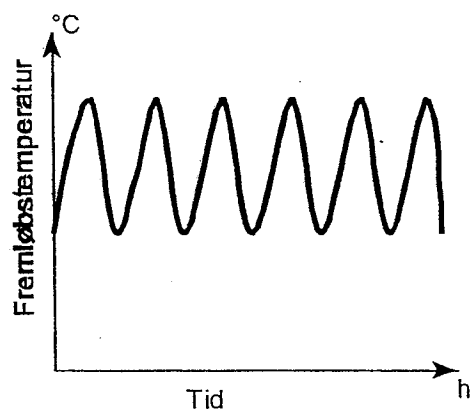
Figur 3-5: En forenklet tegning af kappebeholderne og målepunkterne.

De dynamiske tests skal simulere typiske solskinsdage. Test 2 skal simulere en dag hvor der er en lille solbestrålingsstyrke om formiddagen og om eftermiddagen, men en stor bestrålingsstyrke midt på dagen. Dette giver en lav fremløbstemperatur om formiddagen og om eftermiddagen, samt en høj temperatur midt på dagen. Test 3 skal simulere en dag med mange skyer. Dvs. at der skiftevis er sol og skyet. Fremløbstemperaturen vil i dette tilfælde skiftevis være høj og lav. Fremløbstemperaturen til beholderne, for disse to tests er skematisk illustreret i Figur 3-6 og Figur 3-7.



Figur 3-6: Fremløbstemperaturens forløb under Test 2

Solfangerflowet er konstant.



Figur 3-7: Fremløbstemperaturens forløb under Test 3.

Solfangerflowet er konstant.

Beholder	Beholder 1	Beholder 2	Beholder 3	Beholder 4
Vægt (tom) [kg]	81,2	79,3	78,6	109,1
Beholdervolumen [l]	175	175	175	265
Kappevolumen [l]	28,9	8,8	6,0	12,2
Beholdervol. over kappe [l]	81	81	81	109
Beholderhøjde [m]	1,44	1,44	0,91	1,38
Indvendig diameter [m]	0,394	0,394	0,494	0,494
Godstykkelse, beholder [m]	0,003	0,003	0,003	0,003
Kappebredde [m]	0,0335	0,0105	0,0105	0,0105
Godstykkelse, kappe [m]	0,003	0,003	0,003	0,003
Varmeoverførende areal [m ²]	0,347	0,347	0,314	0,562
Isoleringstykkelse Top/Sider [m/m]	0,075/0,05 (Mineraluld)	0,075/0,05 (Mineraluld)	0,075/0,05 (Mineraluld)	0,075/0,05 (Mineraluld)*

Tabel 3-1: Data for de fire beholdere som de står under lagerprøvningerne. *Ved anlægsprøvningerne er beholder 4 i anlæg 4 isoleret med hhv. 0,065/0,05 m PUR-skum på beholderens top og sider. Bunden er isoleret med 3 cm PUR-skum.

3.4 Måleresultater

3.4.1 Varmetabsmåling

Beholdernes varmetabskoefficienter er målt ved at holde en konstant fremløbstemperatur på ca. 70°C samt en konstant volumenstrøm i solfangerkredsen, indtil stationære forhold er indtrådt. Derved svarer beholdernes varmetab til den energimængde, som solfangerkredsen tilfører beholderen. Varmetabskoefficienterne kan herefter beregnes ud fra beholdernes varmetab og middeltemperatur, samt ud fra omgivelsernes temperatur. Volumenstrømmen i solfangerkredsen har været ca. 0,45 l/min.

Desuden er beholdernes varmetabskoefficienter beregnet ud fra teori givet i /3/. Ud fra teorien er det muligt at opdele varmetabskoefficienten i bidrag hidhørende fra hhv. beholderens top, beholderens bund, beholderens sider over og under kappen og fra kappens overflade. Resultaterne er gengivet i Tabel 3-2.

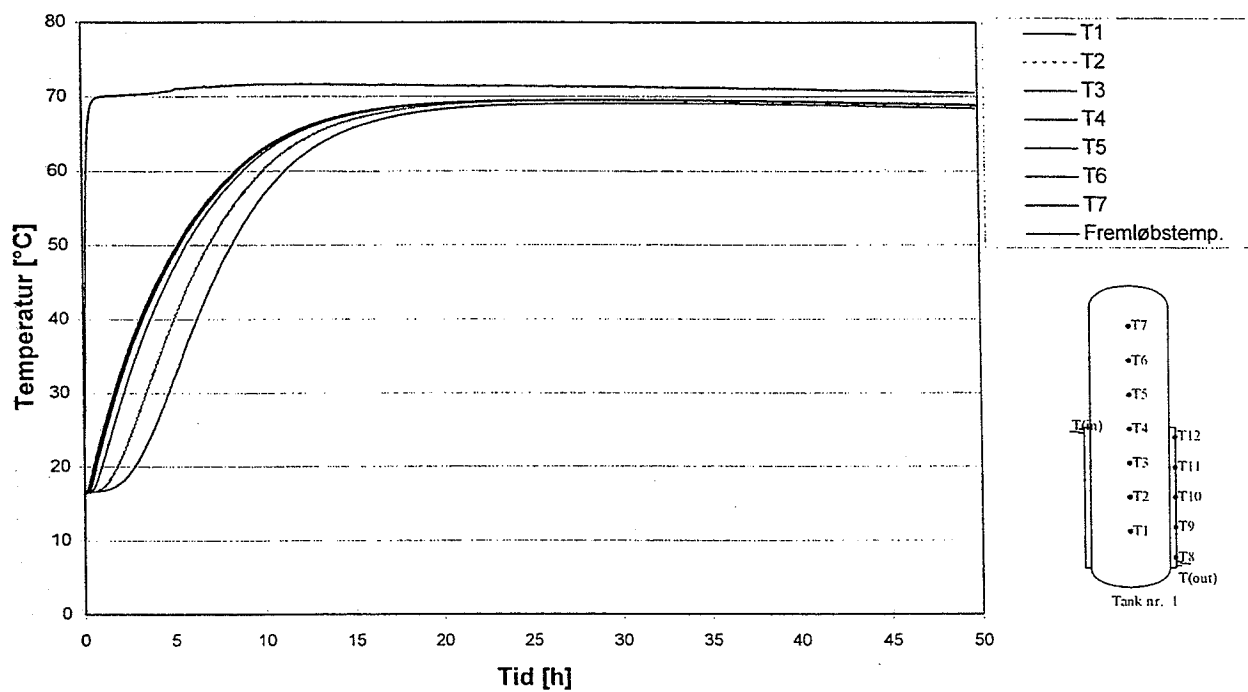
Varmetabskoefficienter [W/K]	Beholder1	Beholder2	Beholder3	Beholder 4
Total, målt	2,5	2,5	2,9	3,2
Total, beregnet	2,5	2,5	2,8	3,2
Top, beregnet	0,1	0,1	0,1	0,1
Bund, beregnet	1,2	1,2	1,8	1,8
Beholderens sider over/under kappe, beregnet	0,6	0,6	0,5	0,6
Beholderens sider ud for kappe, beregnet	0,6	0,6	0,4	0,7

Tabel 3-2: Målte og beregnede varmetabskoefficienter for de fire beholdere ved ca 70°C.

Det skal til resultaterne i Tabel 3-2 bemærkes, at beholdernes bunde er uisolerede. Ved varmetabsforsøg som disse, medfører det, at varmetabet bliver meget stort, da beholderne er meget varme, ikke kun i toppen, men også i bunden. Under normal drift i solvarmeanlæggene, betyder de store varmetabskoefficienter i bunden ikke noget, da beholderen som regel er kold i bunden.

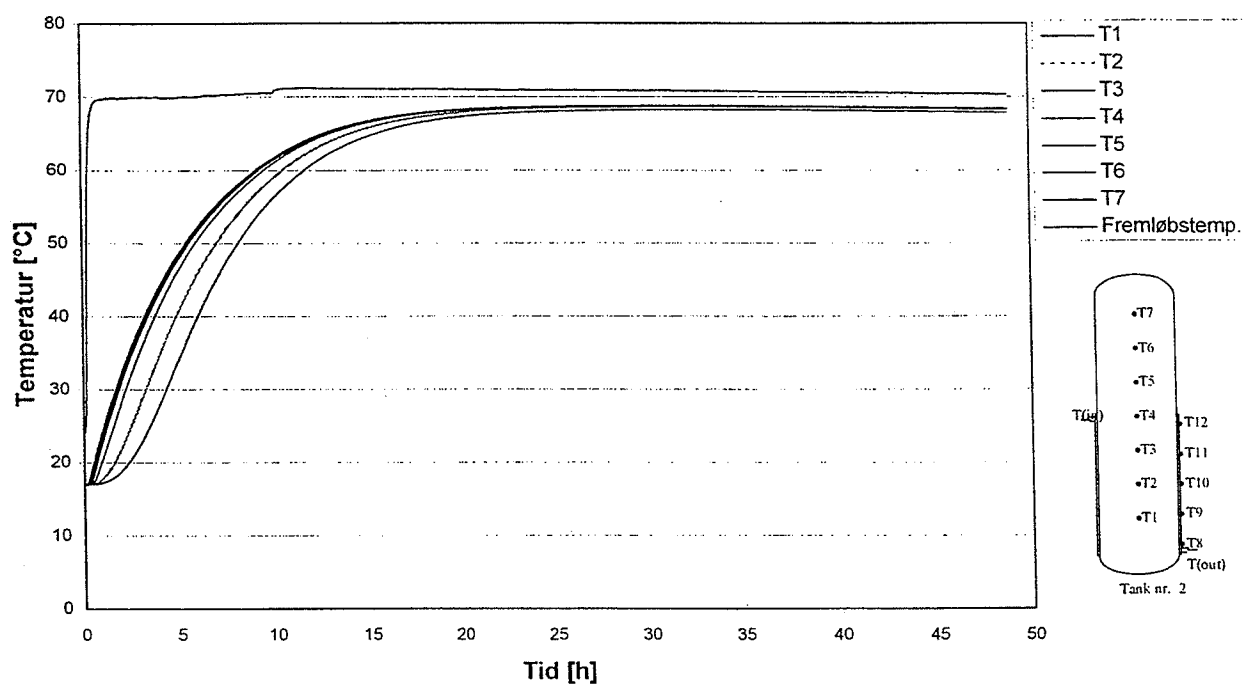
I Figur 3-8 - Figur 3-11 ses opvarmningsforløbet til stationære tilstande for de fire beholdere. Temperatur målepunkterne svarer til de placeringer, der er vist i Figur 3-5.

Varmetabsforsøg for beholder 1



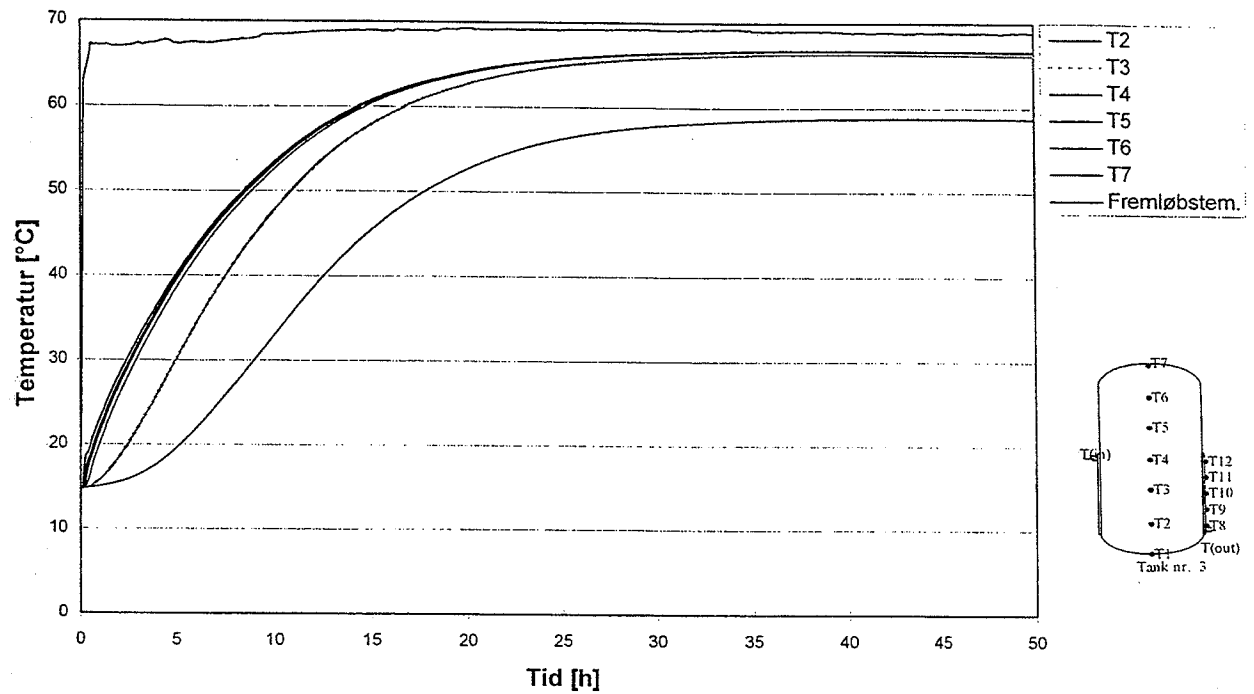
Figur 3-8: Opvarmningsforløb for beholder 1.

Varmetabsforsøg for beholder 2



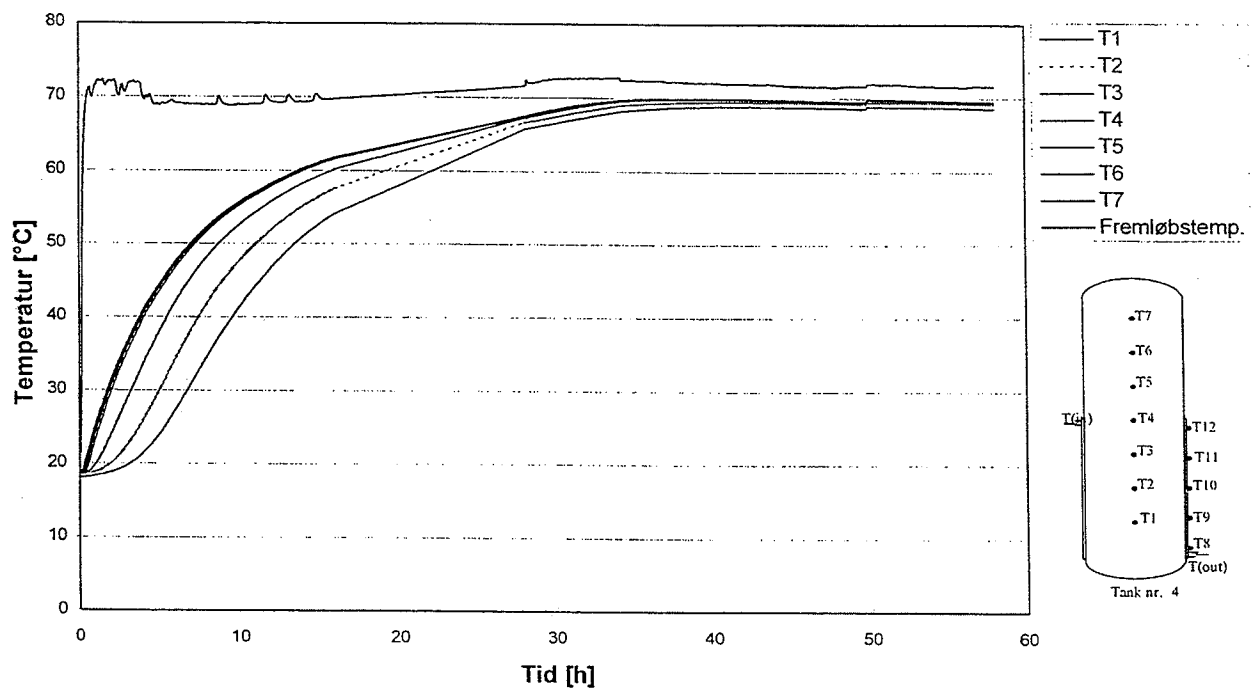
Figur 3-9: Opvarmningsforløb for beholder 2.

Varmetabsforsøg for beholder 3



Figur 3-10: Opvarmningsforløb for beholder 3.

Varmetabsforsøg for beholder 4



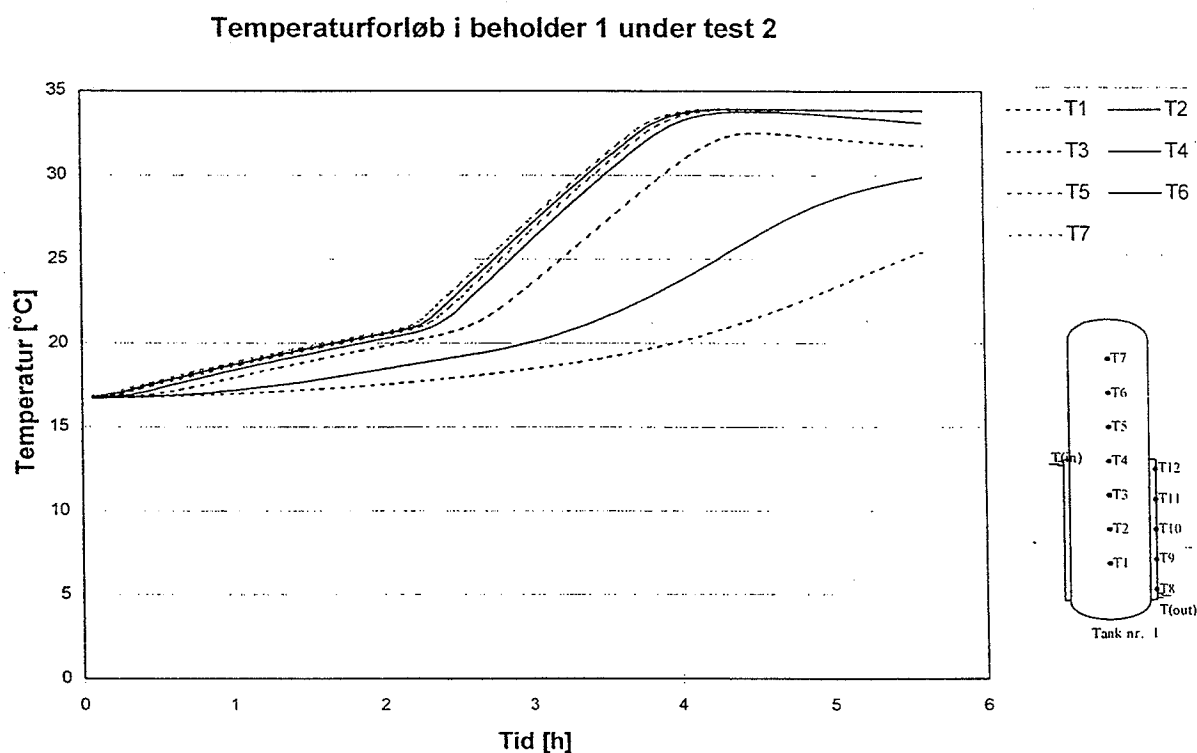
Figur 3-11: Opvarmningsforløb for beholder 4. Beholderen er isoleret med mineraluld.

3.4.2 Dynamiske forsøg

Formålet med de dynamiske forsøg er at afklare, hvorfor low flow solvarmeanlæg med kappebeholdere yder mere end andre udformninger af solvarmeanlæg. Dvs. at især opbygningen af temperaturlagdeling, både inde i lagertanken og ude i kappen, skal undersøges. De dynamiske forsøg er udført for beholderne 1, 2 og 3.

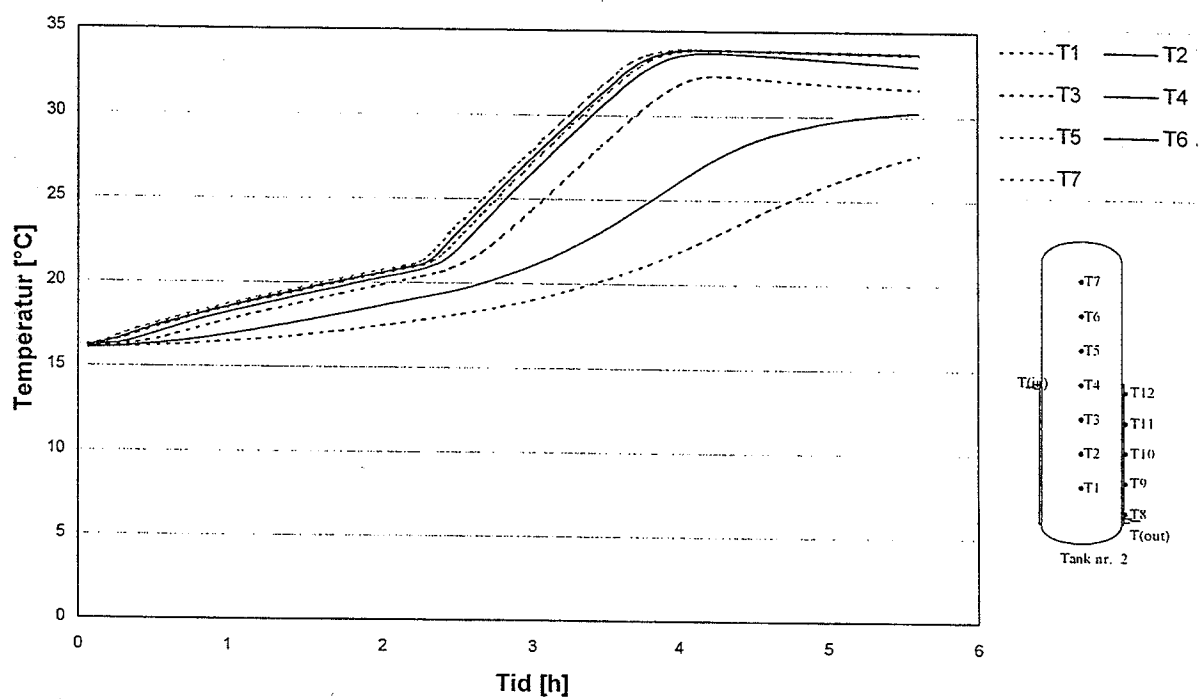
Som nævnt i kapitlets start, skal de dynamiske forsøg simulere typiske solskinsdage. Test 2 skal simulere en dag hvor der er en lille solbestrålingsstyrke om formiddagen og om eftermiddagen, men en stor bestrålingsstyrke midt på dagen. Dette giver en lav fremløbstemperatur om formiddagen og om eftermiddagen, samt en høj temperatur midt på dagen. Test 3 skal simulere en dag med mange skyer. Dvs. at der skiftevis er sol og skyet. Fremløbstemperaturen vil i dette tilfælde skiftevis være høj og lav. Fremløbstemperaturen til beholderne, for disse to tests er illustreret i Figur 3-6 og Figur 3-7. Volumenstrømmen i solfangerkredsen under forsøgene har været ca. 0,4 - 0,45 l/min.

I Figur 3-12 - Figur 3-14 ses temperaturforløbet inde i varmtvandsbeholderne under Test 2, og i Figur 3-15 ses fremløbstemperatur og returtemperatur for alle tre beholdere.



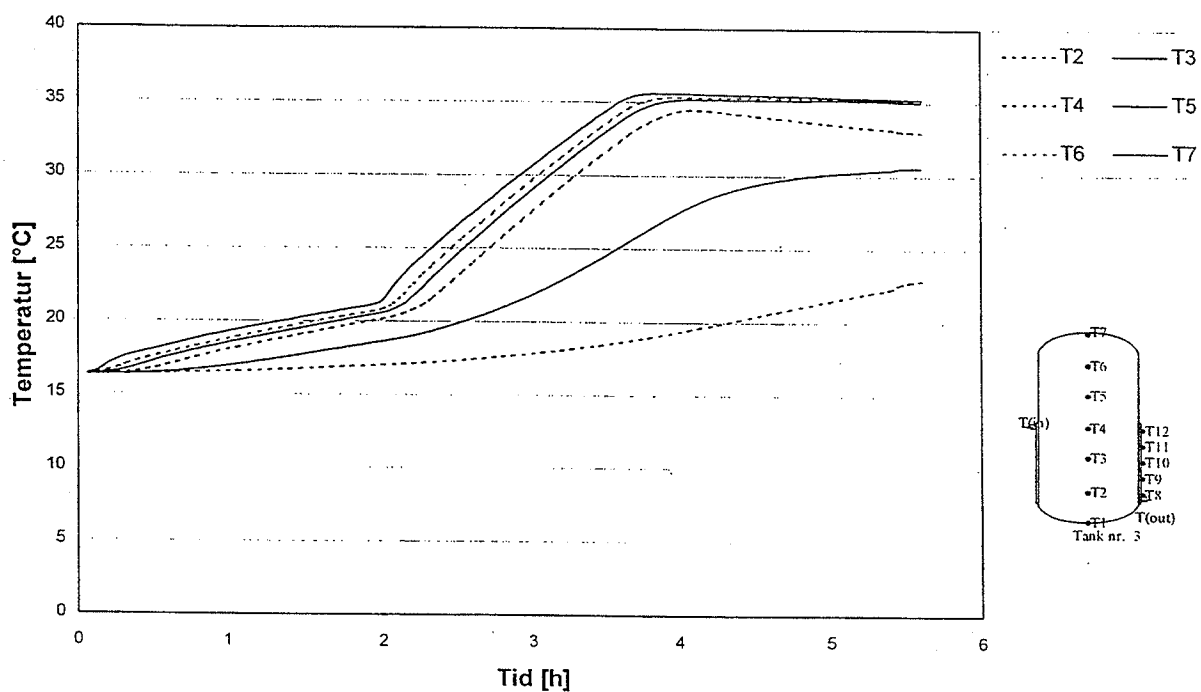
Figur 3-12: Temperaturer inde i varmtvandsbeholderen under Test 2.

Temperaturforløb i Beholder 2 under test 2



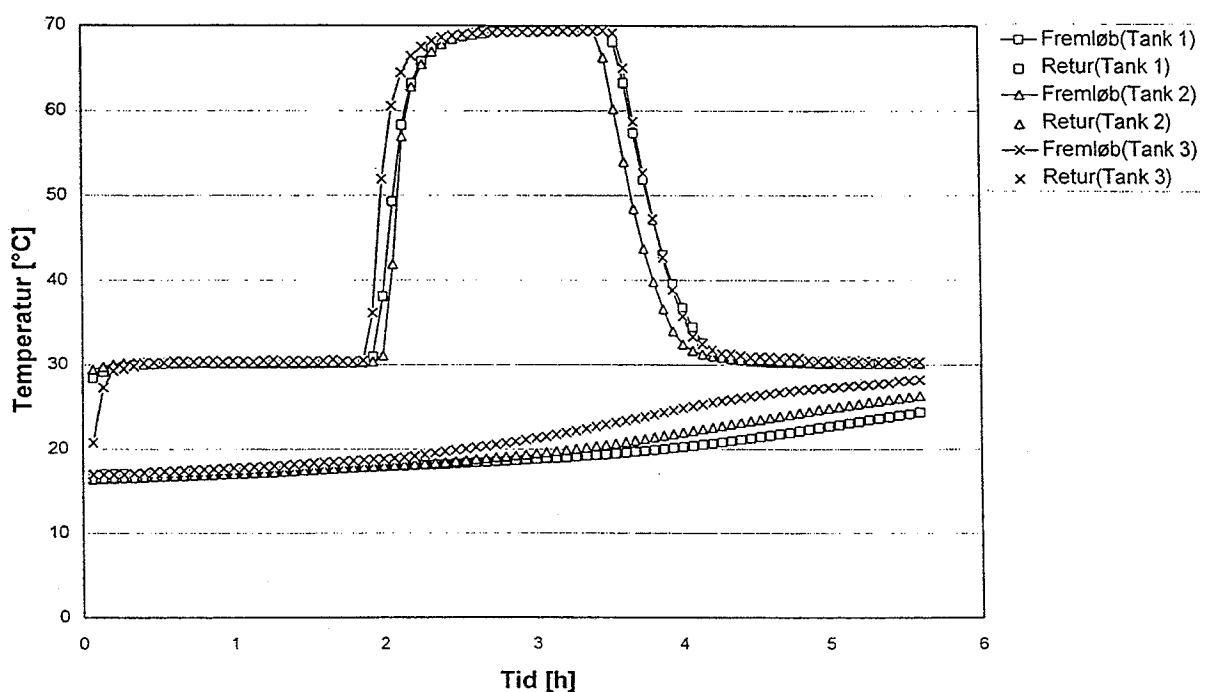
Figur 3-13: Temperaturer inde i varmtvandsbeholderen under Test 2.

Temperaturforløb i Beholder 3 under Test 2



Figur 3-14: Temperaturer inde i varmtvandsbeholderen under Test 2.

Fremløbstemperatur og returtemperatur under test 2



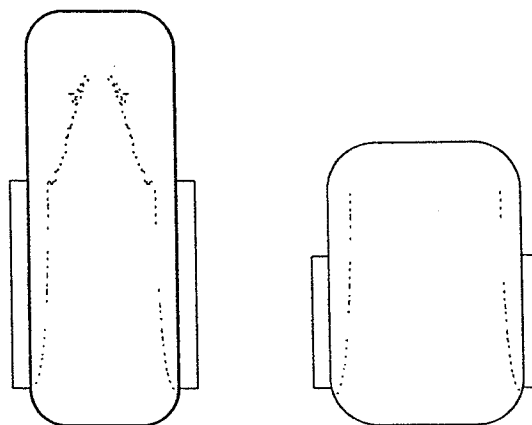
Figur 3-15: Solfangervæskens fremløbstemperatur og returtemperatur under forsøget.

Af temperaturforløbene ses det, at temperaturen i varmtvandsbeholderen hurtigst stiger i toppen, og langsommere i bunden, når fremløbstemperaturen er høj. Desuden ses det, at når fremløbstemperaturen falder, holdes temperaturniveauet over kappen konstant, mens temperaturniveauet i bunden stadig stiger. Dette er nogle ønskelige egenskaber for en solvarmebeholder, idet den kraftige lagdeling reducerer det supplerende energiforbrug.

Hvis man sammenligner temperaturerne over kappen i beholder 3 med temperaturerne i beholder 1 og 2, ses det desuden, at der er tendens til at der optræder temperaturlagdeling i varmtvandsbeholderen oven over kappen. Dette er meget interessant, idet lagdeling over (ikke ud for) solvarmeveksleren ikke er set før.

En mulig forklaring til at denne form for temperaturlagdeling forekommer i beholder 3 og ikke i beholder 1 og 2, findes sandsynligvis i strømningsmønsteret inde i varmtvandstanken. Figur 3-16 viser skematisk, hvordan strømningerne inde i beholderen kan se ud. Når kappen er varm, dannes en naturlig opdrift af vandet langs beholderens sider, således at vandet får en opad rettet hastighed. Tilsvarende

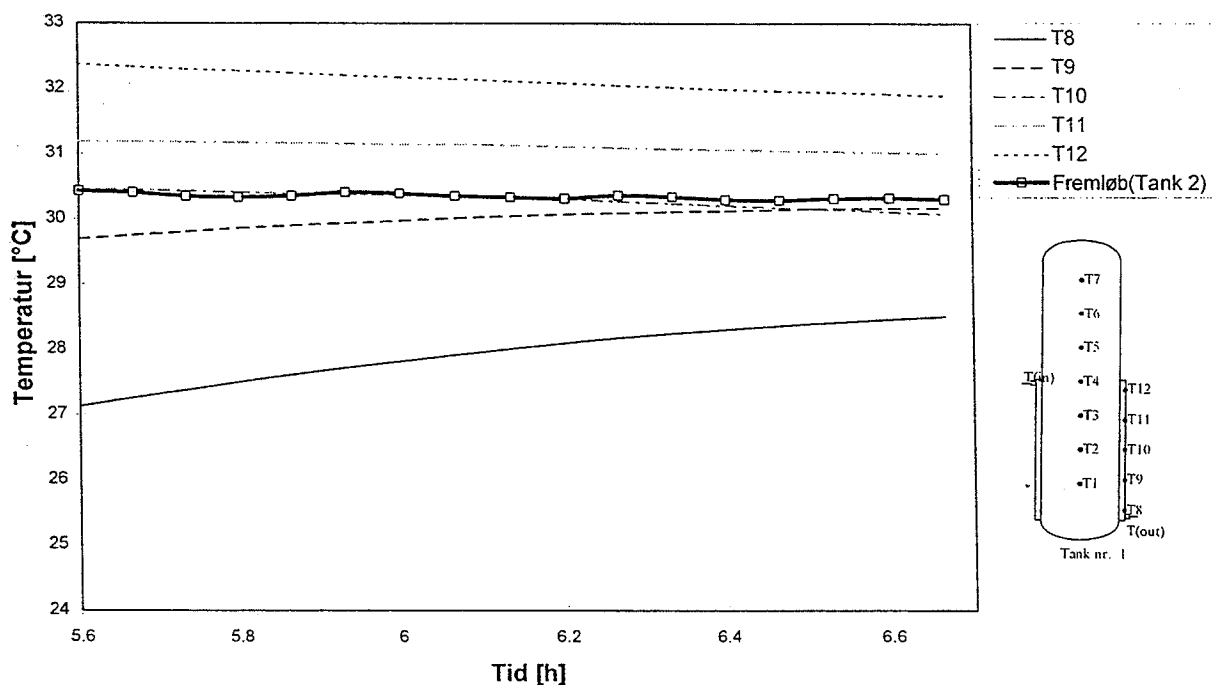
Figur 3-16: Skitse af strømningerne langs med siderne i varmtvandsbeholderen



vil vandet i tankens centrale dele bevæge sig langsomt nedad. Vandbevægelserne transporterer på denne måde varme opad i tanken. Det grænselag der herved dannes, bliver større op langs beholderens sider (jvf. de stiplede linjer i Figur 3-16). Ved de høje slanke beholdere (beholder 1 og 2), kan man forestille sig, at de opad rettede hastigheder bliver så store at der opstår turbulens, og derved vil vandet over kappen opblandes. Denne tilstand opstår muligvis ikke i den lille buttede beholder (beholder 3), da kappens højde ikke er så stor, hvorfor hastighederne ikke bliver store. Med dette fænomen in mente, fremgår det, at lave buttede beholdere, på dette område, har en fordel i forhold til de høje og slanke beholdere. Af Figur 3-15 fremgår det, at solfangervæskens returtemperatur i beholder 1 er tydeligt lavere end for de to andre beholdere, på trods af, at fremløbstemperaturen og volumenstrømmen er den samme. Det tyder på, at afkølingen ude i kappen er bedre end i beholder 2 og 3. Altså har beholdere med tykkere kapper en fordel på dette område.

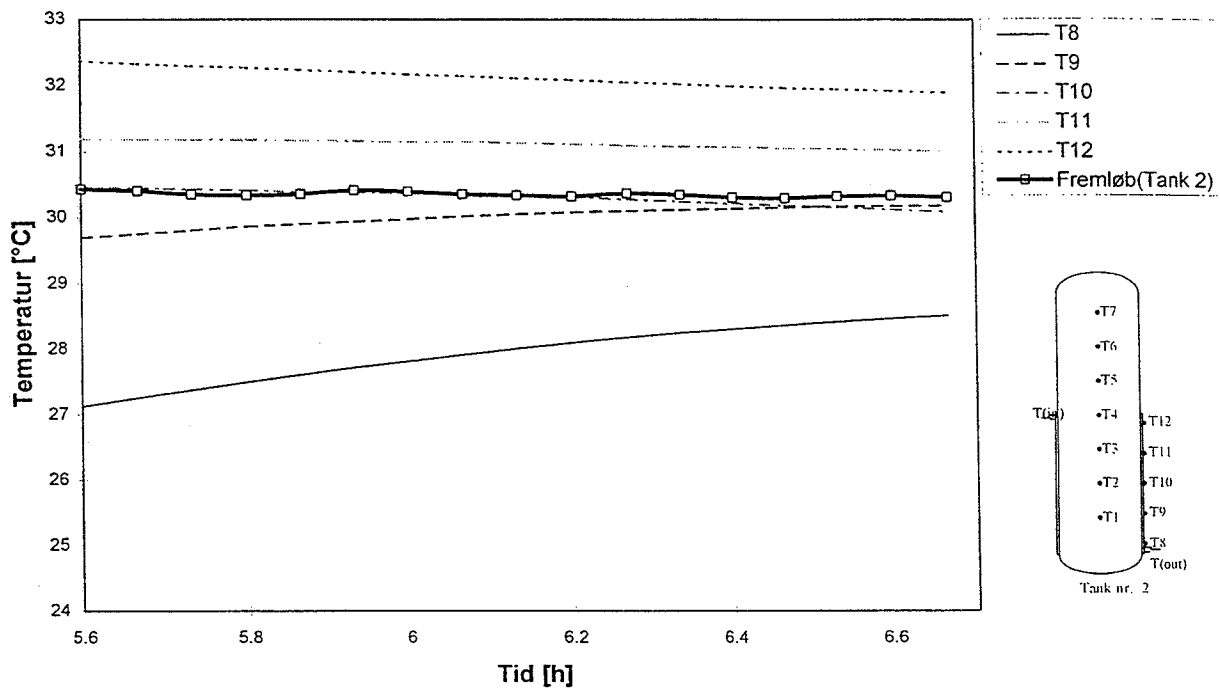
I Figur 3-17 og Figur 3-18 viser fremløbstemperatur og temperaturer uden på kappesvøbet, på den modsatte side af solfangerkredsens indløb, for beholder 1 og 2. Det ses, at selv om fremløbstemperaturen er lavere end temperaturen i toppen af kappen, forbliver temperaturen i toppen af kappen høj. Dvs. at når solfangervæsken kommer ind i kappen, glider væsken stille ned langs beholdervæggen, næsten uden at lave omrøring i kappen. Når solfangervæsken når det niveau i kappen, hvor den omgivende væske har samme temperatur, spreder væsken sig i kappen. Dermed opnås en meget fin lagdeling ud for kappen, hvilket også kan ses i figurene med varmtvandstemperaturer.

Kappetemperaturer i beholder 2 under test 2



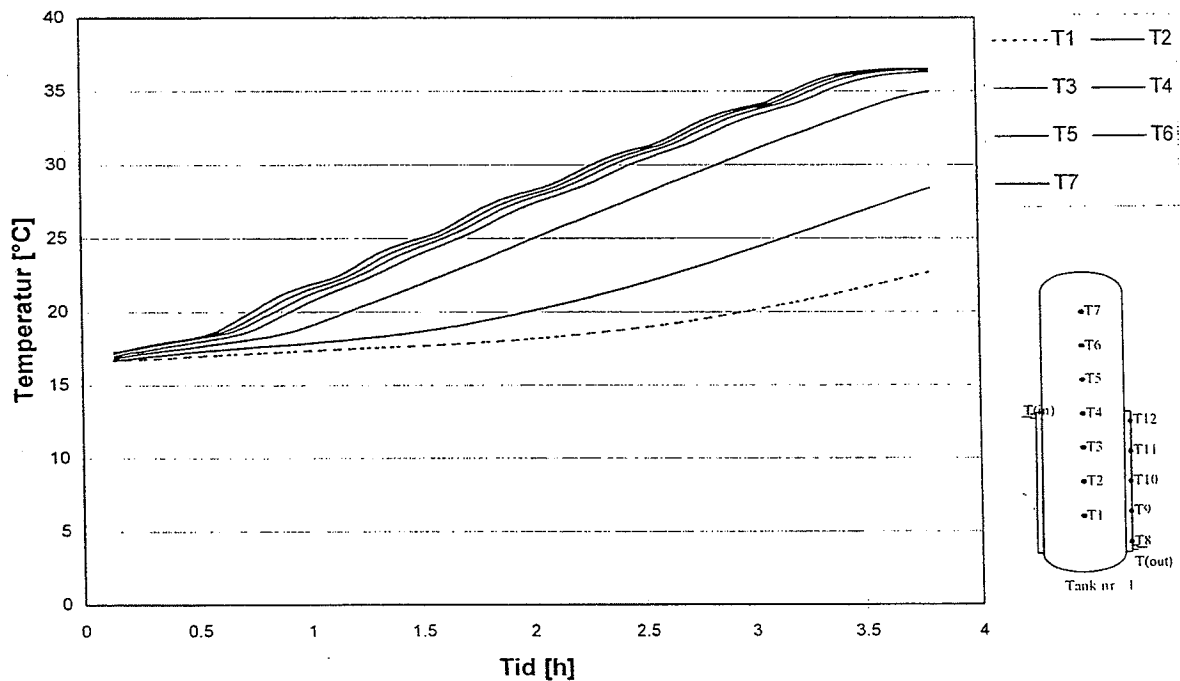
Figur 3-17: Fremløbstemperatur og temperaturer uden på kappesvøbet. Det ses, at selv om fremløbstemperaturen er lav, forbliver temperaturen i toppen af kappen høj.

Kappetemperaturer i beholder 2 under test 2



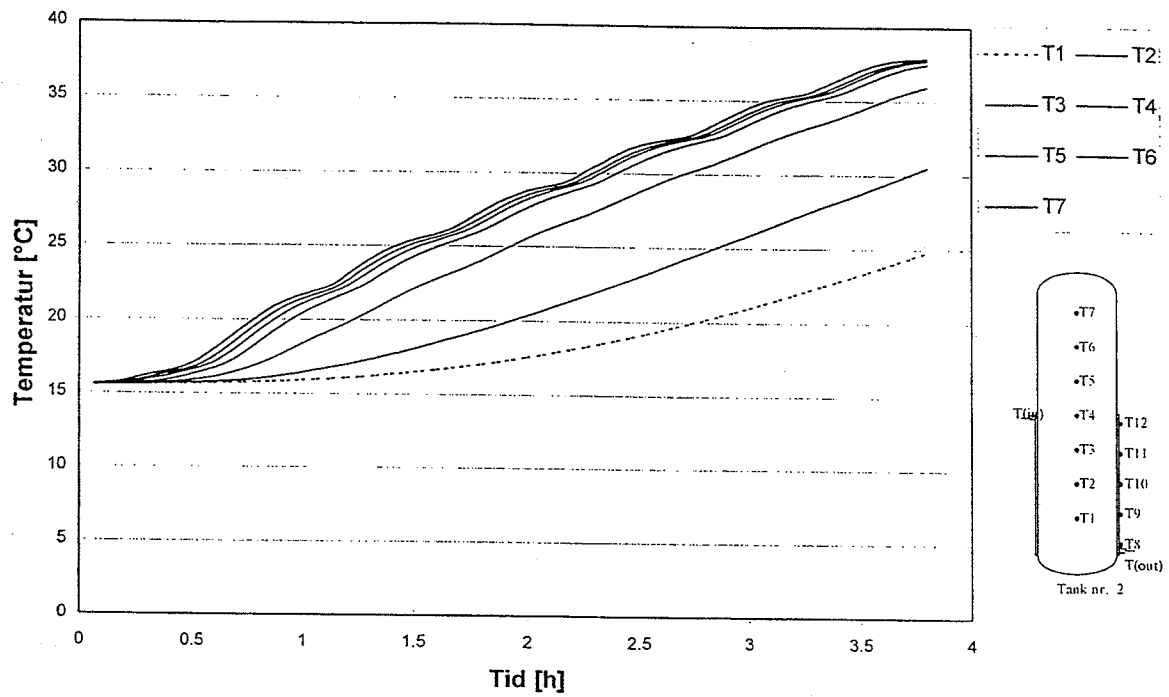
Figur 3-18: Fremløbstemperatur og temperaturer uden på kappesvøbet. Det ses, at selv om fremløbstemperaturen er lav, forbliver temperaturen i toppen af kappen høj.

Temperaturforløb i beholder 1 under test 3



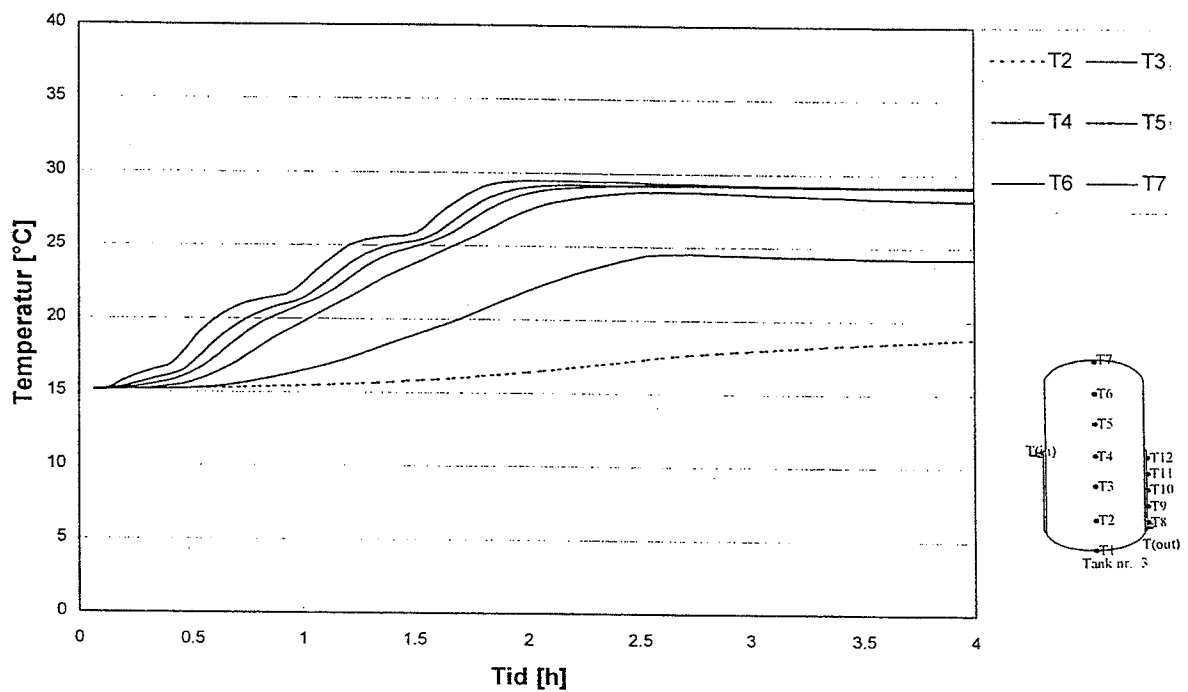
Figur 3-19: Temperatureme i varmtvandstanken. I denne beholder er der stor lagdeling ud for kappen

Temperaturforløb i beholder 2 under test 3



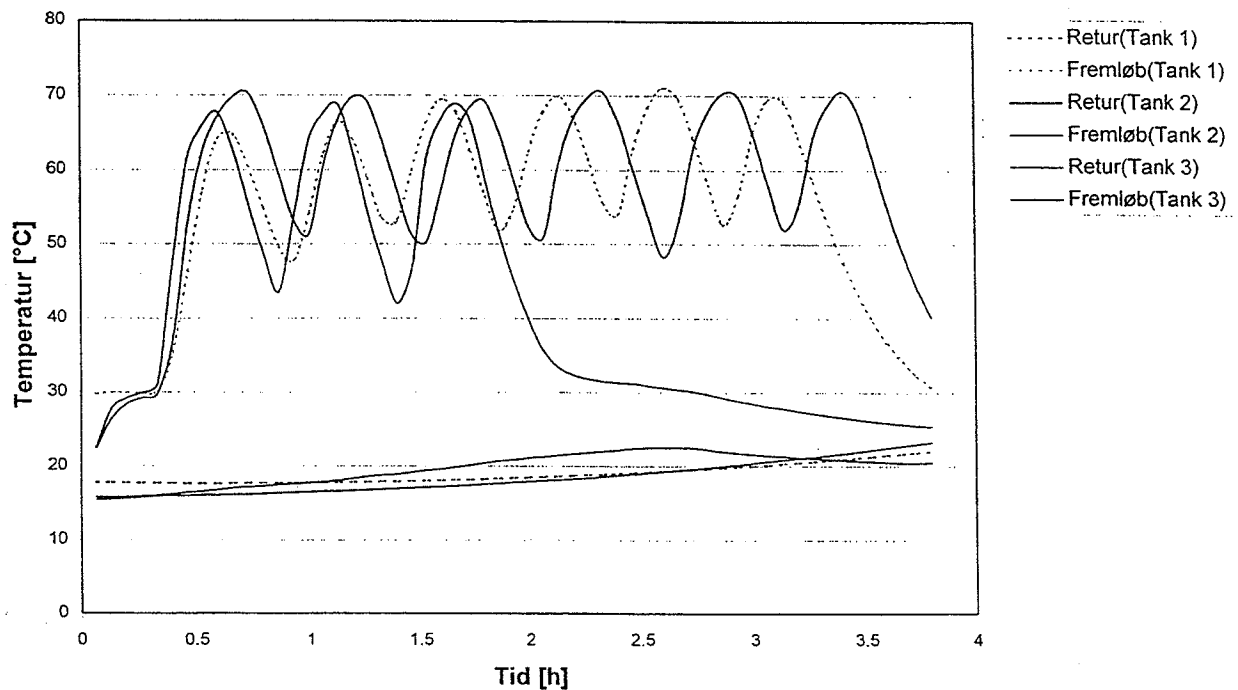
Figur 3-20: Temperaturene i varmtvandstanken. I denne beholder er der stor lagdeling ud for kappen.

Temperaturforløb i beholder 3 under test 3



Figur 3-21: Temperaturene i varmtvandstanken. I denne beholder er der stor lagdeling over kappen og ud for kappen.

Fremløbstemperatur og returtemperatur under test 3



Figur 3-22: Fremløbstemperatur og returtemperatur under test 3. Bemærk hvordan svingningerne fuldstændigt er dæmpet ved udløbet (returtemperaturen).

Temperaturerne i lagertanken for det andet dynamiske forsøg (Test 3) ses i Figur 3-19 -Figur 3-21. Volumenstrømmen i disse forsøg er også ca. 0,4-0,45 l/min. Igen ses det, at der er en klar tendens til temperaturlagdeling over kappen i beholder 3. Hvis man sammenligner forskellen mellem temperatur punktet T7 og temperatur punktet T4 for beholderne, fremgår det, at der er en differens $T_7 - T_4$ på ca. 4 K for beholder 3. For beholder 1 og 2 er differensen kun ca. 1 K.

3.5 Matematisk model

Ud fra de forskellige forsøg, udført på forskelligt udformede kappebeholdere, er en teoretisk model opbygget til beskrivelse af de konvektive varmeovergangstal i kappen. Forsøgene viste, at når solfangervæsken, med en lav fremløbstemperatur, kommer ind i kappen, glider væsken stille ned langs beholdervæggen, næsten uden at lave omrøring i kappen. Når solfangervæsken når det niveau i kappen, hvor den omgivende væske har samme temperatur, spreder væsken sig i kappen. Dette tyder på, at de varmeoverføringsmæssige forhold inde i kappen er domineret af naturlig konvektion.

Den matematiske model baseres derfor på teori for naturlig konvektion langs en lodret flade. Dertil er der nogle forudsætninger:

1. Strømningerne er domineret af de naturlige opdriftskræfter. Beregninger af Gr/Re^2 viser at det stort set altid er opfyldt.
2. Strømningerne langs kappens to indersider kan opfattes som udvendig strømning langs en flade.
3. Det termiske og det hydrodynamiske grænselag antages at være lige store. Dette er tilnærmelsesvis opfyldt for små Prandtl's tal ($Pr=0,69$ for vand).

Disse forudsætninger er ikke altid opfyldt, men metoden er en tilnærmelse til den eksakte beskrivelse af de konvektive varmeovergangskoefficienter, og metoden giver overraskende gode resultater.

Ved at benytte denne teori, kan de konvektive varmeovergangskoefficienter beskrives ved /4/:

$$h(x, T) = \frac{2 \cdot k}{D \cdot x^{1/4}}$$

idet

$$D = 3,94 \cdot \left(\frac{20/21 \cdot \alpha^2 + \nu \cdot \alpha}{g \cdot \beta \cdot (T_s - T_f)} \right)^{1/4}$$

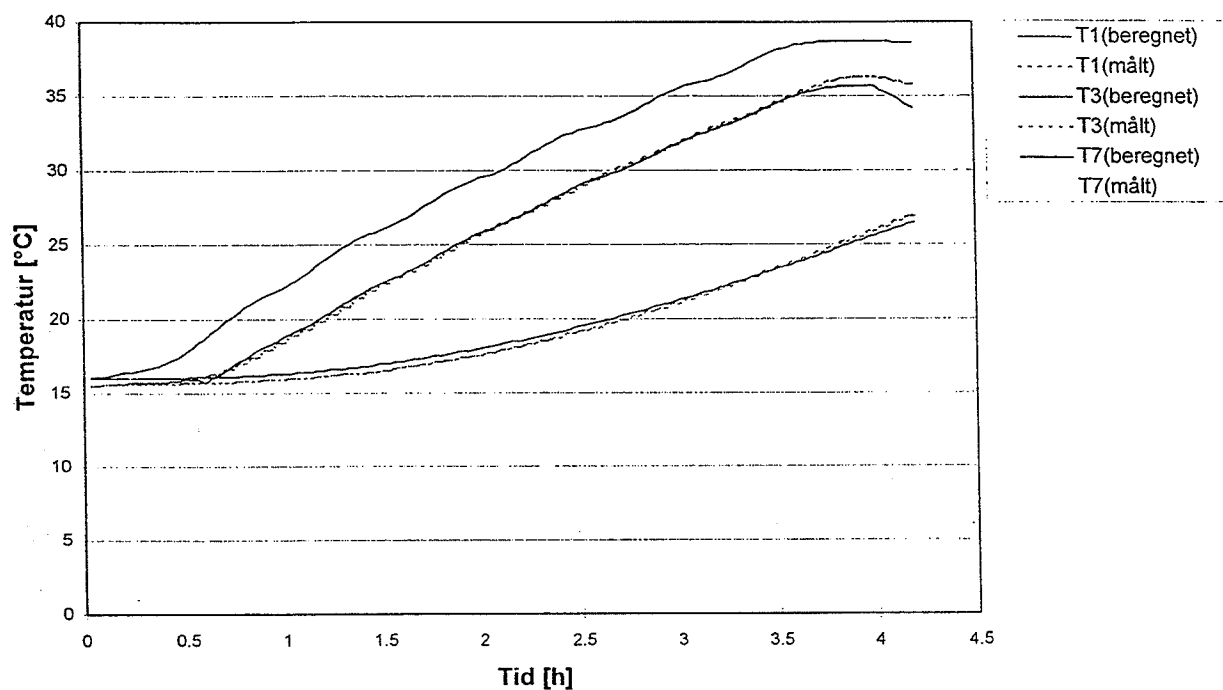
hvor

$h(x, t)$	er varmeovergangskoefficienten mellem solfangervæsken og kappens sider	[W/m ² K]
k	er varmeledningsevnen for solfangervæsken	[W/mK]
x	er afstanden fra kappens top	[m]
D	er en beregningskonstant	[m ^{3/4}]
α	er solfangervæskens termiske diffusivitet	[m ² /s]
ν	er solfangervæskens kinematiske viskositet	[m ² /s]
β	er solfangervæskens termiske rumudvidelseskoefficient	[1/K]
g	er tyngdeaccelerationen	[m/s ²]
T_s	er kappens temperatur	[K]
T_f	er solfangervæskens temperatur	[K]

Denne model er implementeret i et Edb-program, specielt udviklet til simulering af low flow anlæg baseret på en kappebeholder / 5/. For at validere modellen er de dynamiske forsøg simuleret for alle beholderne. I alle tilfælde er der god overensstemmelse mellem målte og beregnede værdier.

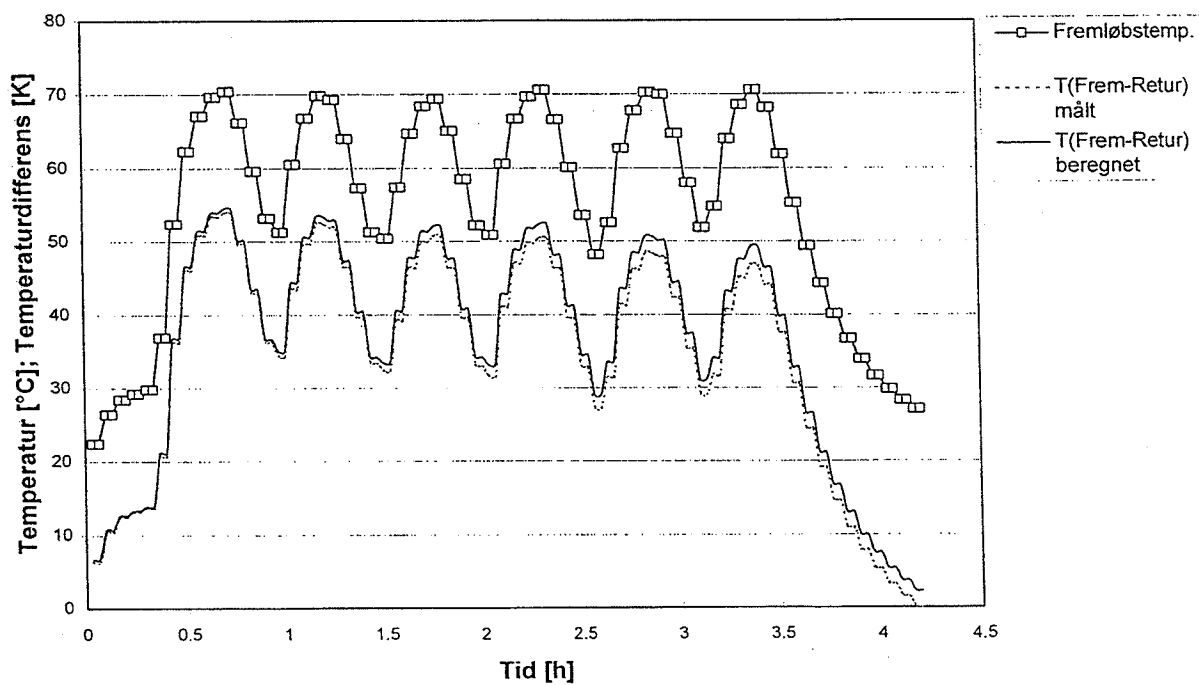
I Figur 3-23 -Figur 3-24 ses et eksempel på valideringen. Graferne viser solfangervæskens fremløbs-temperatur og fremløbstemperatur ÷ returtemperatur, samt temperaturerne i bunden, midten og toppen af varmtvandstanken (T_1 , T_3 , T_7).

Målt og beregnet temperaturforløb i beholder 2 under test 3



Figur 3-23: Validering af EDB-modellen, med den nye beskrivelse af de konvektive overgangstal.

Målt og beregnet temperaturdifferens over kappen i beholder 2 ved test 3



Figur 3-24: Validering af EDB-modellen, med den nye beskrivelse af de konvektive overgangstal.

Det ses af figurerne, at der er god overensstemmelse mellem de målte og beregnede temperaturer, både inde i lagertanken og ude ved kappens udløb. Dvs. at modellen er i god overensstemmelse med virkeligheden.

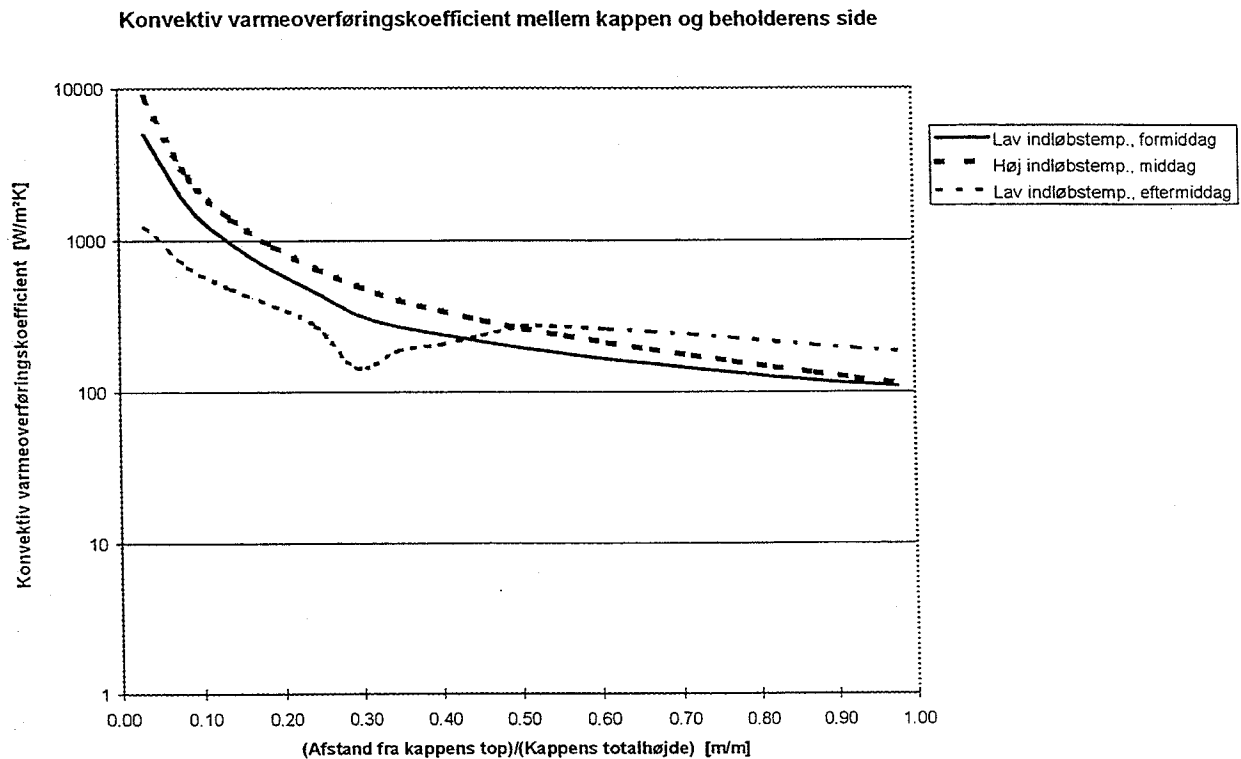
Nedenstående figur viser, hvordan den konvektive varmeoverføringskoefficient (beregnet), mellem kappe og beholder, varierer ned langs kappen under driftsbetingelserne, som de er i test 2 (jvf. fremløbstemperaturerne i Figur 3-15). I Figur 3-25 svarer *formiddag* til forholdene efter ca. 20 min. i test 2, *middag* svarer til forholdene efter ca. 2½ time i test 2, og *eftermiddag* svarer til forholdene efter ca. 5½ time i test 2.

Forklaring til kurverne i Figur 3-25:

Formiddag: Det ses, at der er en stor varmeoverføringsevne oppe i toppen af kappen, som hurtigt aftager til et mindre niveau længere nede. Dvs., at varmen bliver overført højt oppe i lagertanken, hvilket er meget ønskeligt i en solvarmebeholder. Middelvarmeovergangskoefficienten er, i dette tilfælde, $590 \text{ W/m}^2\text{K}$.

Middag: Nu er varmeoverføringskoefficienten i toppen af kappen endnu større. Det skyldes, at temperaturen af solfangervæsken er høj i toppen af kappen, hvilket medfører, at temperaturforskellen mellem solfangervæsken i toppen af kappen og beholderens sider er stor. Varmeoverføringskoefficienten aftager stadig hurtigt, som følge af, at der afgives meget varme i toppen af kappen. Desuden ses det at varmeoverføringskoefficienten er større, i hele kappens udstrækning, midt på dagen end om formiddagen. Middelvarmeovergangskoefficienten er, i dette tilfælde, $924 \text{ W/m}^2\text{K}$.

Eftermiddag: Om eftermiddagen kommer solfangervæsken ind med en lav temperatur, og væsken glider ned til det niveau i kappen, hvor den omgivende væske har samme temperatur som den indkommende væske. Derfor stiger varmeoverføringskoefficienterne nu i midten af kappen. Middelvarmeovergangskoefficienten er, i dette tilfælde, $320 \text{ W/m}^2\text{K}$.



Figur 3-25: Beregnede konvektive varmeoverføringskoefficienter for beholder 1 ved tre forskellige tidspunkter under test 2.

3.6 Sammenfatning

Undersøgelserne har givet et fingerpeg om, hvorfor kappebeholdere er velegnede i solvarmeanlæg. Det tyder på, at temperaturlagdelingen opbygges så fint i både kappe og beholder, fordi den dominerende strømningsform er en naturlig temperaturdreven strømning.

Den matematiske model der beskriver de konvektive overgangskoefficienter, er netop baseret på naturlig temperaturdreven strømning, hvorfor en god overensstemmelse mellem målte og beregnede temperaturer opnås.

Arbejdet med kappebeholdere er dog langt fra færdigt. Flere forskellige beholdere skal undersøges, under flere forskellige driftsbetingelser. Det teoretiske arbejde skal udvides med en detaljeret analyse af de strømningsmæssige forhold i kappebeholdere. Herved skal bl.a. temperaturlagdeling over kappen undersøges nærmere, og et mere detaljeret indblik i strømningsforholdene omkring beholderens og kappens sider er også ønskeligt.

4. Solvarmeanlæggene

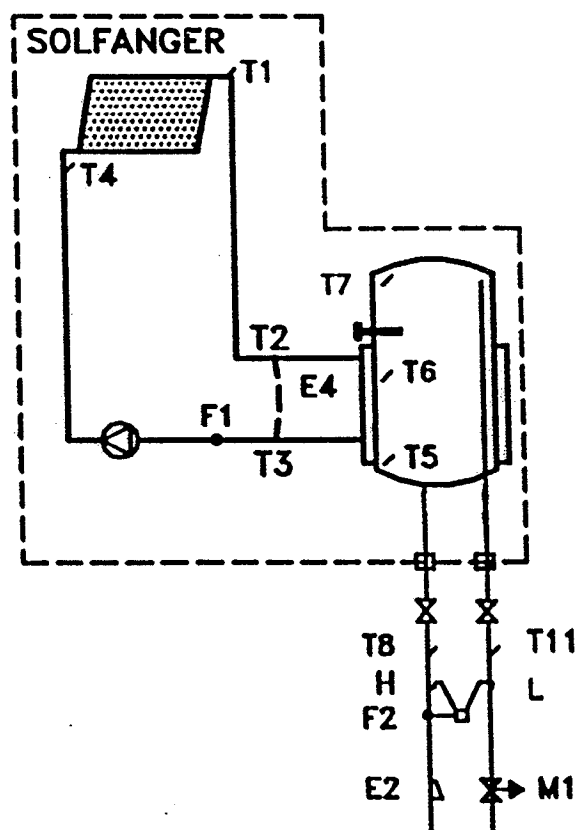
4.1 Anlæg 1

4.1.1 Opbygning

Solvarmeanlægget er opført i prøvestanden i 1996 af Institut for Bygninger og Energi. Anlægget markedsføres ikke i Danmark.

Anlægget er et low flow anlæg, som består af et solfangerpanel, med et transparent areal på 3,0 m², samt en kappebeholder på 175 l + 28,6 l i kappen. Solfangeren er installeret på en 45° hældende sydvendt flade. Datablad for solfangeren ses i bilag 1.

Lagertanken er en lodretstående cylindrisk kappebeholder med et el-varmelegeme til suppleringsvarme. Beholderen har ikke en varmevekslerspiral til suppleringsvarme.



Figur 4-1: Principskitse med målepunkter af anlæg 1.

Solfangeren er forbundet til lagertanken via 15,1 m fremløbsrør til lageret, og 17,9 m returrør fra lageret. Heraf er hhv. 5,1 m og 4,6 m indendørs. Rørene er 10/8 mm kobberør, der er isoleret med 10 mm PUR-skum.

Solfangerkredsen er forsynet med en Grundfos cirkulationspumpe (Type UPS 25-40), som igennem hele måleperioden har kørt på trin 2. Dog benyttes trin 3 i forbindelse med opstart af pumpen. Når temperaturen i bunden af lageret overstiger 85°C , skifter pumpen ligeledes til trin 3, indtil temperaturen er faldet til 75°C . Herved undgås en overophedning af lageret. Endvidere skifter pumpen til trin 3 når temperaturen i toppen af lageret overstiger 60°C .

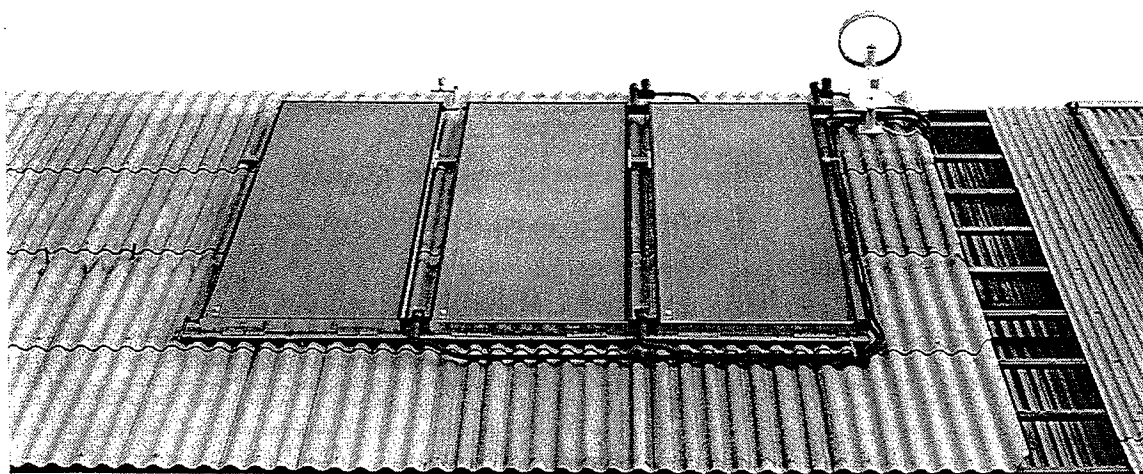
Cirkulationspumpen styres af en differenstermostat, der måler temperaturforskellen mellem udløbs-temperaturen fra solfangeren og temperaturen i bunden af kappen. Differenstermostaten har et start/stop setpunkt på $6/2\text{ K}$.

Cirkulationspumpens, el-patronens og styresystemets effektforbrug fremgår af Tabel 4-1.

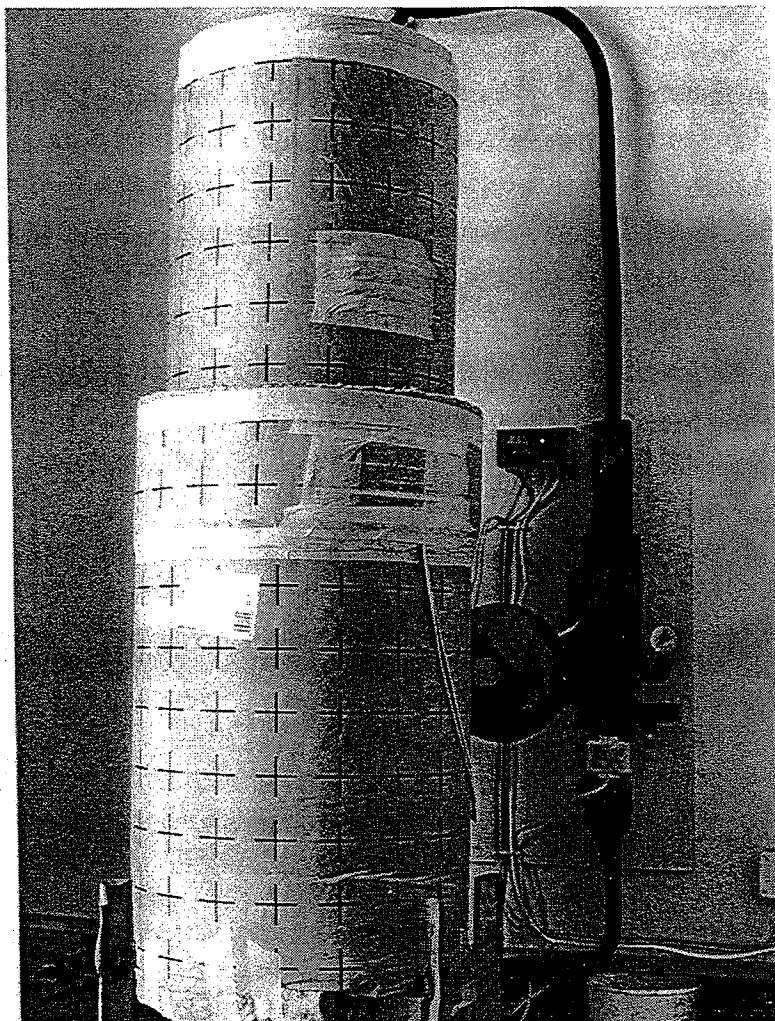
Enhed	Effektforbrug [W]
Cirkulationspumpe	55
El-patron	1200
Styresystem	2

Tabel 4-1: Effektforbrug for pumpe, styresystem og el-patron.

I Figur 4-1 ses en principskitse af anlægget. Figur 4-2 - Figur 4-3 viser fotos af anlæggets solfanger og varmelager (beholder 1).



Figur 4-2: Solfangerpanelet på solfangerstativet. Solfangere hører til anlæg 3, 2 og 1 set fra venstre mod højre.



Figur 4-3: Solvarmeanlæggets varmelager (beholder 1).

4.1.2 Måledata

I Figur 4-1 er målepunkterne i anlægget vist.

Der er fem målepunkter i lagertanken. Målepunkterne er anbragt i en glasstav, som er indført i tanken gennem bunden. Målepunkterne 1, 3, 5 registreres hele tiden, mens målepunkter 2 og 4 kan udtages midlertidigt. Målepunkternes placering i tanken fremgår af Tabel 4-2.

Målepunkt	Betegnelse i Figur 4-1	Afstand fra bunden af tanken [mm]
1	T5	10
2	-	335
3	T6	660
4	-	985
5	T7	1220

Tabel 4-2: Placering af temperaturfølere i lagertanken.

I Tabel 4-3 er følgende månedlige værdier gengivet: Totalt solindfald på solfanger, solvarme overført til lageret, suppleringsvarme, energi tappet fra lageret, energiforbrug til cirkulationspumpen i solfangerkredsen, energiforbrug til styresystemet, nettoydelse (=tappet energimængde÷supplerende energimængde), anlægsydelse (=tappet energimængde÷supplerende energimængde÷energiforbrug til pumpe og styresystem), nettodækningsgrad (=nettoydelse/tappet energimængde) samt anlægsdækningsgrad (=anlægsydelse/tappet energimængde).

Det ses af målingerne, at anlægget i måleperioden har haft en nettoydelse på 261 kWh samt en anlægsydelse på 221 kWh. Dette giver, for hele måleperioden, en nettodækningsgrad og en anlægsdækningsgrad på hhv. 26,1% og 22,1%.

Periode 1996- 1997	Solind- fald [kWh]	Sol- varme til lager [kWh]	Suppl. varme til lager [kWh]	Energi tappet fra lager [kWh]	Energi til pumpe [kWh]	Energi til styre- system [kWh]	Netto- ydelse [kWh]	Anlægs- ydelse [kWh]	Netto- dæknings- grad [%]	Anlægs- dæknings- grad [%]
19/8-28/8	162	63	11	69	5,1	0,6	58	52	84,1	75,8
28/8-1/10	414	167	107	240	13,3	1,6	133	118	55,4	49,2
1/10-1/11	174	67	160	212	7,8	1,4	52	43	24,5	20,2
1/11-25/11	84	29	164	171	3,4	1,2	7	2	4,1	1,4
25/11-6/1	117	41	297	308	4,0	2	11	5	3,6	1,6
Totalt	951	367	739	1000	33,6	6,8	261	221	26,1	22,1

Tabel 4-3: Målte værdier for anlægget.

4.1.3 EDB-model af solvarmeanlægget

Til bestemmelse af årlige ydelser samt forbedringsmuligheder for solvarmeanlægget er en EDB-model af anlægget udformet. Modellen bruges i det detaljerede simuleringsprogram, der er omtalt i afsnit 3.5. Modellen valideres med målte data fra perioden d. 28/8-29/9 1996, jvf. afsnit 2. I det følgende er input til EDB-modellen beskrevet:

Solfangerkredsen:

Effektivitetsudtrykket for solfangeren er, ved målinger på Dansk Teknologisk Institut, bestemt til (jvf bilag 1)

$$\eta = 0,756 - 4,37 \cdot (T_m - T_a) / G - 0,01 \cdot (T_m - T_a)^2 / G$$

hvor

η	er solfangereffektiviteten	[-]
T_m	er solfangervæskens middeltemperatur	[°C]
T_a	er den omgivende lufts temperatur	[°C]
G	er bestrålingsstyrken på solfangeren	[W/m ²]

Solfangereffektiviteten forringes som følge af low flow drift, idet den konvektive varmeoverføringskoefficient mellem absorber og solfangervæske forringes. Forringelsen for en tilsvarende solfanger er i /7/ bestemt til ca. 3%. Derfor skal såvel starteffektiviteten og varmetabskoefficienten reduceres med 3%.

Simuleringsprogrammet benytter ikke det egentlige effektivitetsudtryk, men et lineariseret udtryk ved en temperaturdifferens på 50 K. Med disse tilføjelser bliver det målte og korrigerede effektivitetsudtryk:

$$\eta = 0,733 - 4,72 \cdot (T_m - T_a) / G$$

En sammenligning med målingerne på anlægget viste dog, at solfangeren ikke kan have dette effektivitetsudtryk. Den beregnede energioverførsel fra solfangeren til væsken, med dette effektivitetsudtryk bliver nemlig alt for lille i forhold til den målte energioverførsel. Der er ikke fundet nogen forklaring på, hvorfor effektivitetsmålingen af solfangeren udført på DTI, giver et væsentligt ringere effektivitetsudtryk end det, der kan observeres ud fra anlægsmålingerne (nedenstående udtryk er også korrigeret for low flow operation):

$$\eta = 0,78 - 4,45 \cdot (T_m - T_a) / G$$

Effektivitetens vinkelafhængighed, i forhold til solindfaldet, bestemmes af følgende udtryk:

$$k_g = 1 - (\tan(i/2))^{4,2}$$

hvor

k_g	er indfaldsvinkelkorrektionen	[-]
i	er indfaldsvinklen	[°]

Volumenstrømmen i solfangerkredsen er ud fra målingerne bestemt til:

$$v = 0,19 \text{ l/min/m}^2$$

Rørene i solfangerkredsen består af 15,1 m fremløbsrør til lageret, og 17,9 m returrør fra lageret. Heraf er hhv. 5,1 m og 4,6 m indendørs. Rørene er 10/8 mm kobberør, der er isoleret med 10 mm PUR-skum. Isoleringen antages at have en λ -værdi på 0,03 W/mK.

Pumpen i solfangerkredsen har et effektforbrug på 55 W. Solfangerkredsen styres af en differenstermostat med et start/stop-setpunkt på 6 K/2 K.

Lageret:

Lageret er i EDB-modellen beskrevet med dataene for beholder 1 der er gengivet i Tabel 3-1, med den tilføjelse, at også bunden af beholderen er isoleret med 5 cm mineraluld. Isoleringsmaterialets λ -værdi anslås til 0,045 W/mK.

Lageret er i EDB-modellen inddelt i 28 lag. Kappen starter i lag 12, svarende til ca. 62 cm fra lagerets top, og kappen slutter i lag 25 svarende til ca. 15 cm fra lagerets bund. El-patronen er placeret lige over kappens top. Herved opnås god overensstemmelse med lagerets faktiske opbygning.

I simuleringerne er anvendt er effekt på 1200 W for el-patronen. Setpunktet for termostaten for toppen af lageret er 50,5°C.

Startværdier for temperaturen i lagertankens forskellige lag er fastlagt ud fra de målte temperaturer.

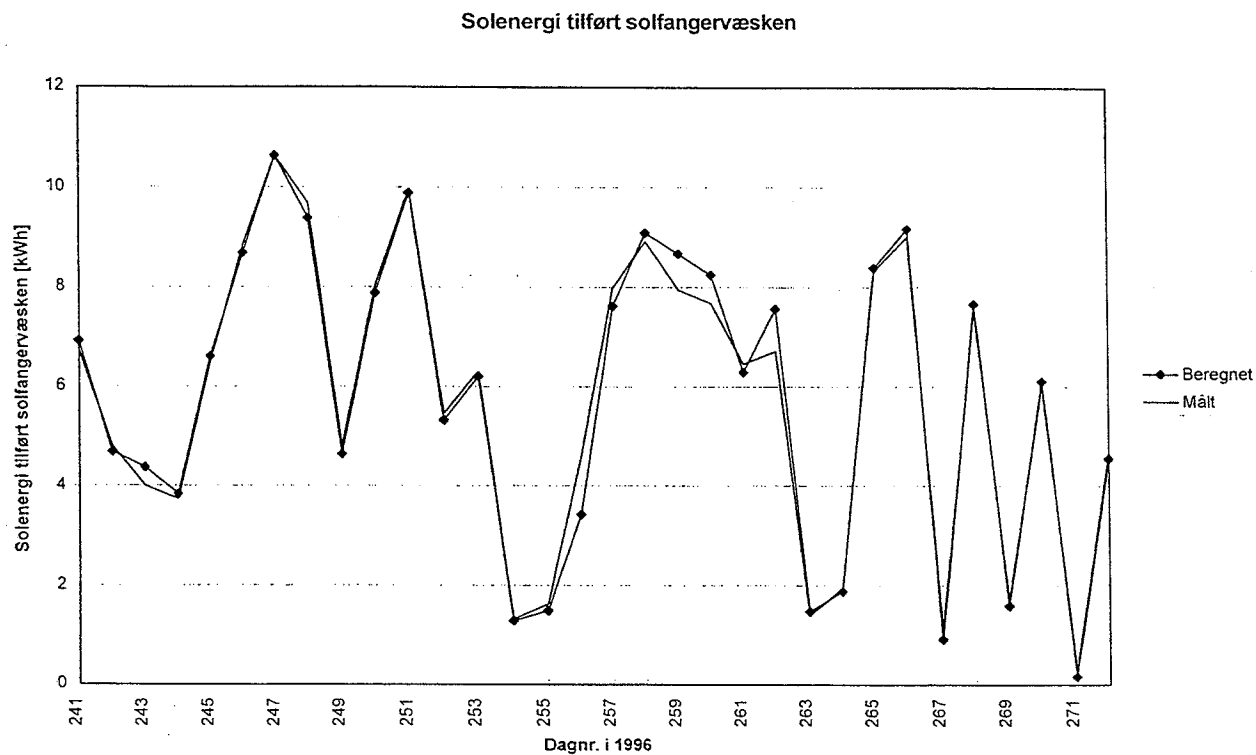
4.1.4 Validering af EDB-model

Formålet med valideringen af EDB-modellen er, at udforme en model der svarer så godt til solvarme-anlægget, at man kan beregne anlæggets årsydelser. Desuden kan modellen benyttes til at undersøge, hvorledes ændringer i anlægsudformningen påvirker ydelsen.

EDB-modellen af anlægget valideres mod målte energistørrelser og temperaturer. Energistørrelserne er som følger: Solvarme tilført solfangervæsken, solvarme tilført lageret, supplerende varme tilført lageret, energimængde tappet fra lageret og anlæggets nettoydelse. De målte temperaturer der benyttes til valideringen er: Temperaturen i toppen af lageret (T7), solfangervæskens fremløbstemperatur til solfangeren (T4), solfangervæskens returtemperatur fra solfangeren (T1), solfangervæskens fremløbstemperatur til lageret (T2) og solfangervæskens returtemperatur fra lageret (T3). Angivelserne i parenteserne refererer til signaturerne i Figur 4-1.

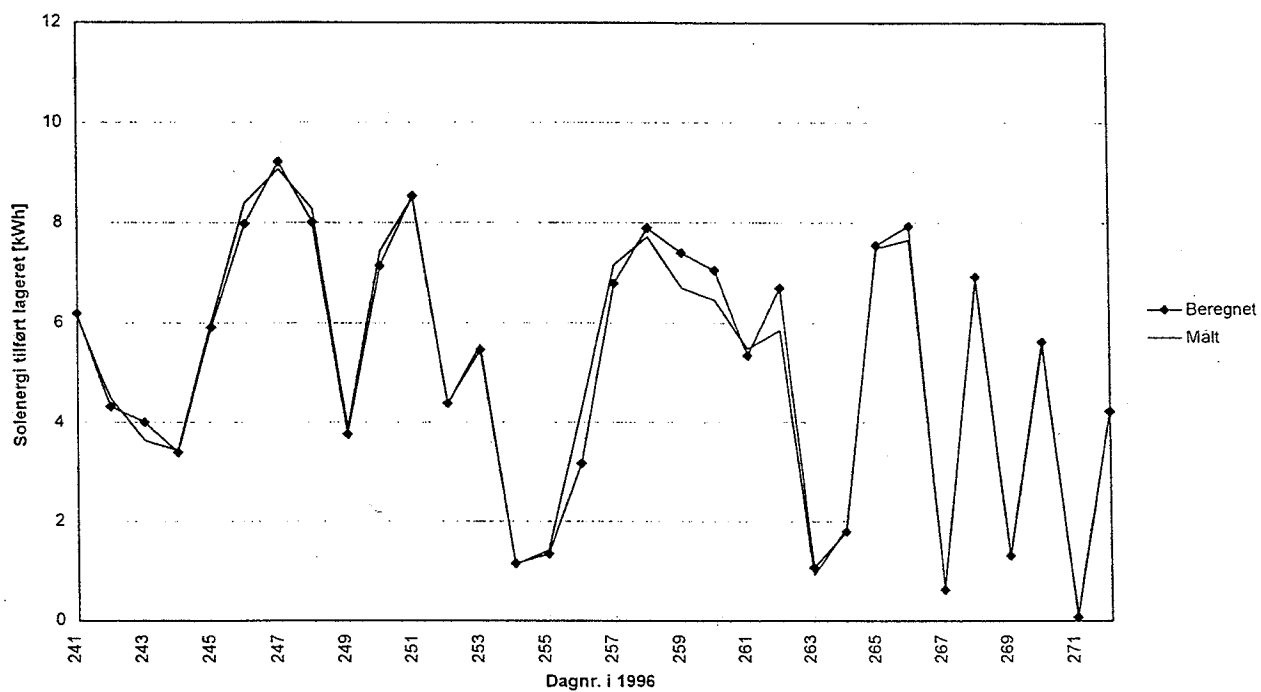
I Figur 4-4 ses den målte og beregnede daglige energitilførsel til solfangervæsken i solfangeren. Figur 4-5 viser den målte og beregnede daglige energioverførsel fra solfangervæsken til lageret. I Figur 4-6 ses den målte og beregnede daglige supplerende energimængde tilført lageret, og Figur 4-7 viser den målte

og beregnede daglige tappede energimængde. Endelig viser Figur 4-8 den målte og beregnede daglige nettoydelse for anlægget. Det fremgår, at den første dag i forsøgsperioden ikke er medtaget i graferne. Det skyldes, at denne dag benyttes som en beregningsmæssig indsvingningsperiode.



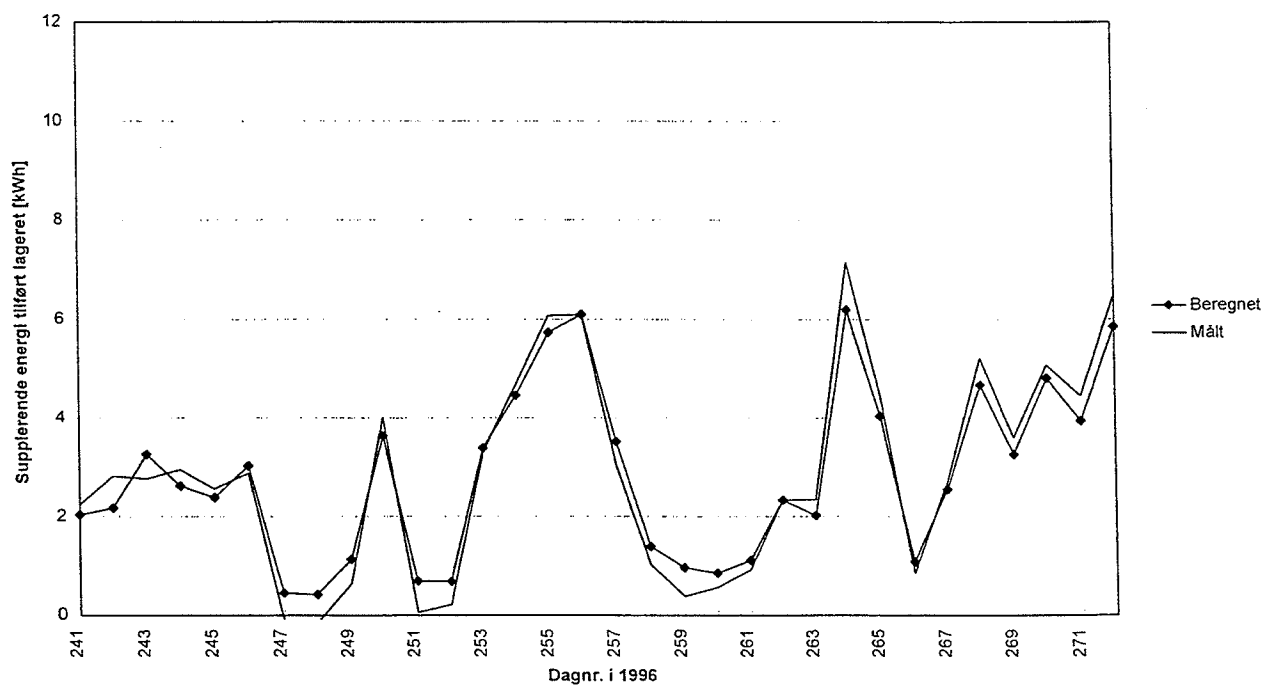
Figur 4-4: Solenergi tilført solfangervæsken i solfangeren i anlæg 1.

Solenergi tilført lageret



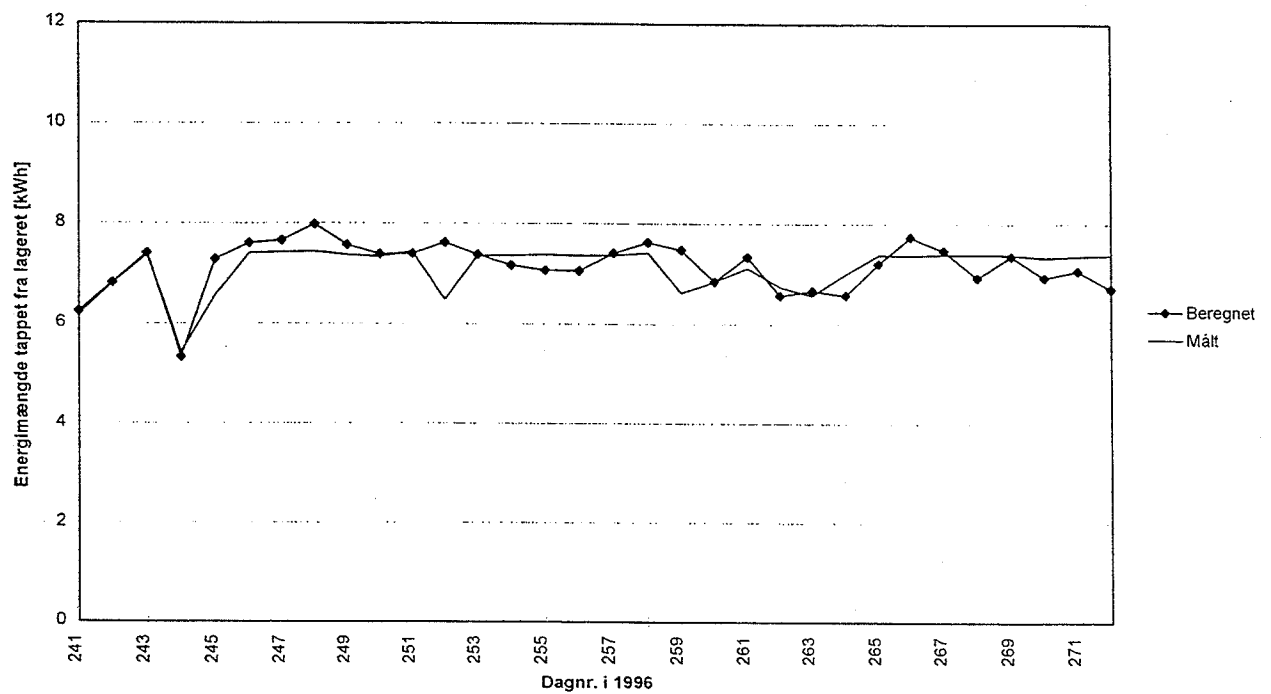
Figur 4-5: Solenergi tilført lageret i anlæg 1.

Supplerende energi tilført lageret

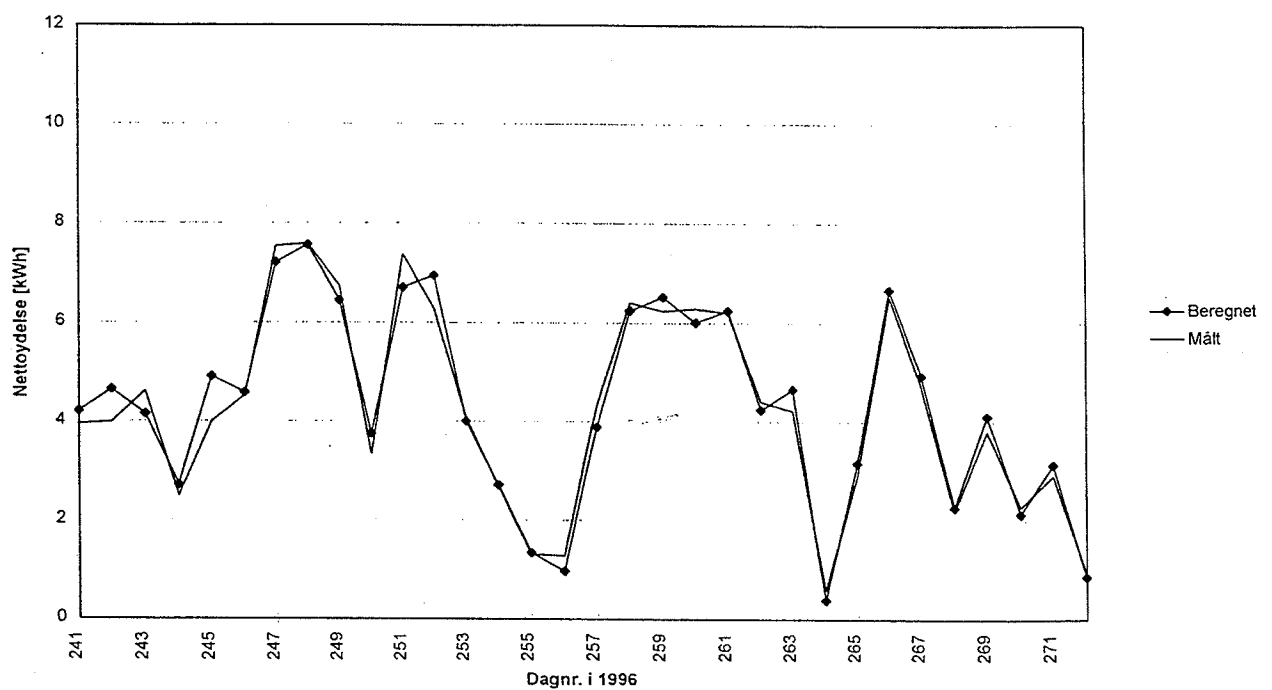


Figur 4-6: Supplerende energi tilført lageret i anlæg 1.

Energimængde tappet fra lageret



Figur 4-7: Energimængde tappet fra lageret i anlæg 1.

Nettoydelse ($Q(\text{tap}) - Q(\text{supply})$)

Figur 4-8: Nettoydelse for anlæg 1.

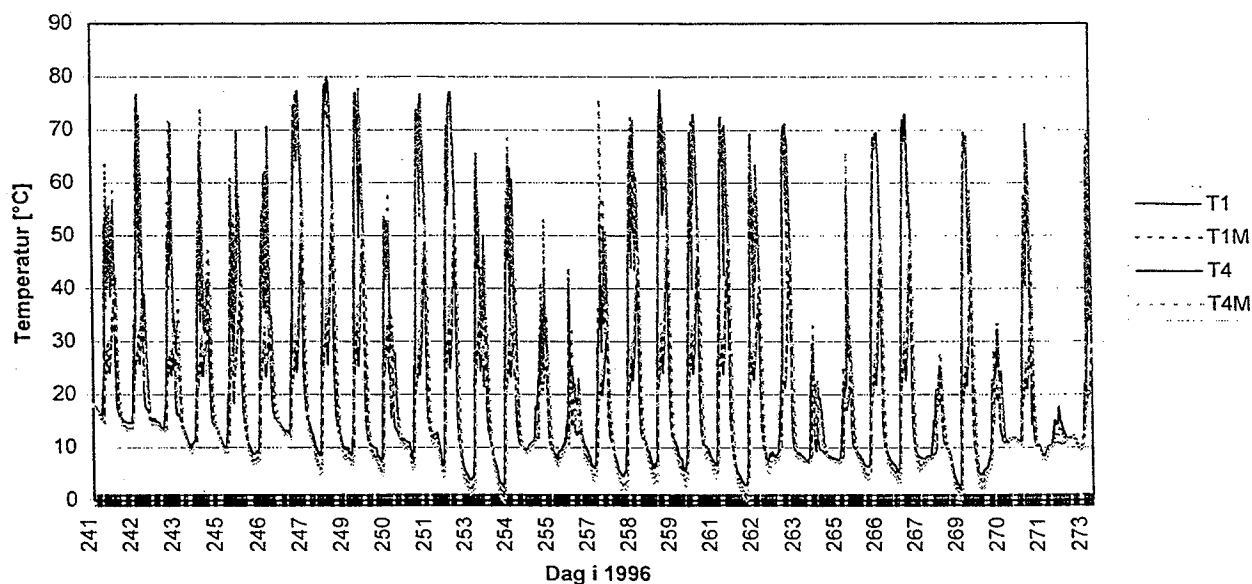
Det ses, at der er en god overensstemmelse mellem de målte og beregnede størrelser. I Tabel 4.4 er energimængderne summeret over hele perioden, og det fremgår heraf, at forskellene ligger klart inden for måleusikkerhederne på energistørrelserne, jvf. /2/.

	Solvarme tilført solfanger- væsken [kWh]	Solvarme tilført lageret [kWh]	Supplerende energi tilført lageret [kWh]	Energimængde tappet fra lage- ret [kWh]	Nettoydelse [kWh]
Målt	184,6	161,8	95,0	227,4	133,3
Beregnet	186,1	159,9	96,0	230,3	134,3
Afvigelse [%]	-0,8	1,2	-1,1	-1,3	-0,9

Tabel 4-4: Summerede energimængder over forsøgsperioden, målt og beregnet.

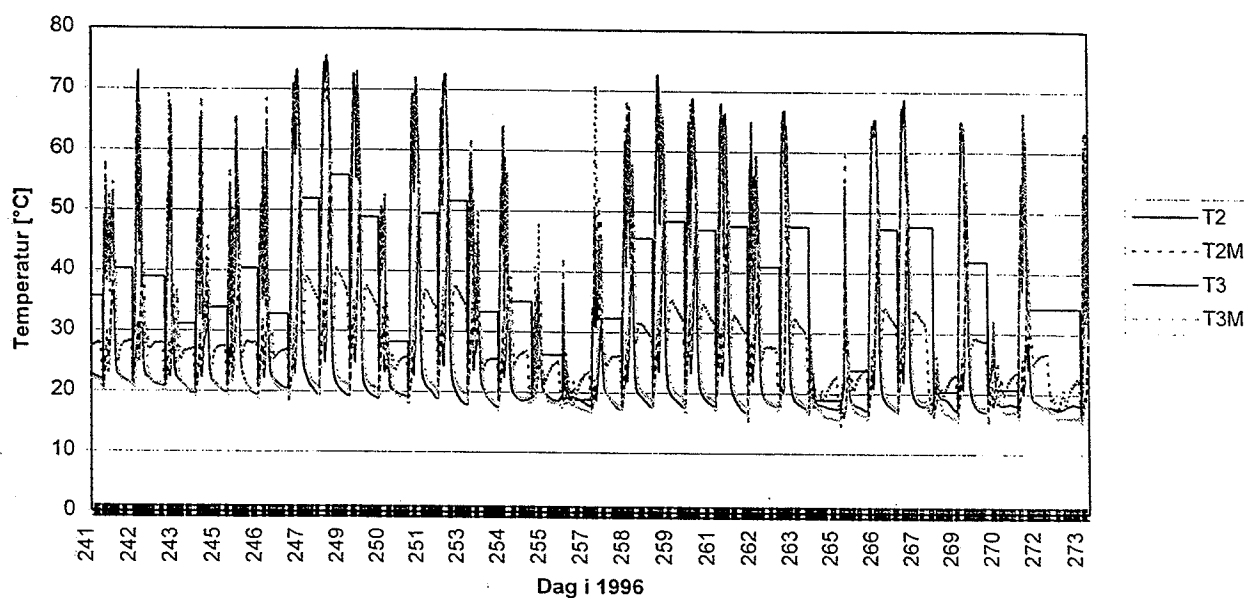
Figur 4-9 og Figur 4-10 viser de målte og beregnede fremløbstemperaturer og returtemperaturer for hhv. solfanger og lager. Figur 4-11 viser den målte og beregnede temperatur i toppen af lageret. Sammenligningen af temperaturerne viser, at temperaturniveauet og dynamikken stemmer godt overens. På grundlag af dette og overensstemmelsen mellem målte og beregnede energimængder vurderes det derfor, at EDB-modellen kan anvendes til simulering af et helt år med de danske referencevejrdata TRY.

Fremløbstemperatur og returtemperatur, Solfanger



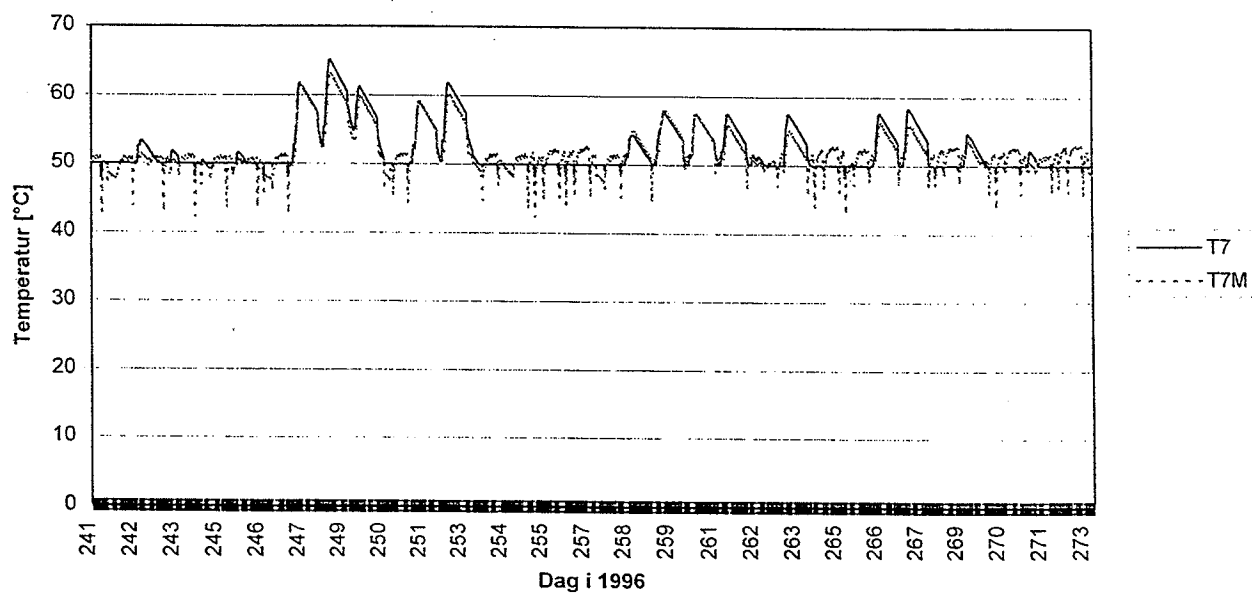
Figur 4-9: Fremløbstemperatur til solfangeren og returtemperatur fra solfangeren i anlæg 1. Signatureme i figuren svarer til signatureme i Figur 4-1.

Fremløbstemperatur og returtemperatur, Beholder



Figur 4-10: Fremløbstemperatur til lageret og returtemperatur fra lageret i anlæg 1. Signatureme i figuren svarer til signatureme i Figur 4-1.

Temperatur i toppen af beholderen



Figur 4-11: Temperaturen i toppen af lageret i anlæg 1. Signatureme i figuren svarer til signatureme i Figur 4-1.

4.1.5 Årsydelse for anlægget

I det følgende beregnes anlæggets årsydelse. Modellen beskrevet i afsnit 4.1.3 anvendes med den ændring, at koldtvandstemperaturen er konstant 10°C (før blev den målte koldtvandstemperatur benyttet).

I Tabel 4-5 er følgende månedlige værdier gengivet: Totalt solindfald på solfanger, solvarme overført til lageret, suppleringsvarme, energi tappet fra lageret, energiforbrug til cirkulationspumpen i solfangerkredsen, energiforbrug til styresystemet, nettoydelse (=tappet energimængde÷supplerende energimængde), anlægsydelse (=tappet energimængde÷supplerende energimængde÷energiforbrug til pumpe og styresystem), nettodækningsgrad (=nettoydelse/tappet energimængde) samt anlægsdækningsgrad (=anlægs-ydelse/tappet energimængde).

Det ses, at anlægget har en årlig nettoydelse på 1151 kWh og en årlig anlægsydelse på 1002 kWh. De to ydelser svarer til dækningsgrader på hhv. 42,9% og 37,3%.

	Solindfald [kWh]	Solvarme til lager [kWh]	Suppl. varme til lager [kWh]	Energi tappet fra lager [kWh]	Energi til pumpe [kWh]	Energi til styre- system [kWh]	Netto- ydelse [kWh]	Anlægs- ydelse [kWh]	Netto- dæknings- grad [%]	Anlægs- dæknings- grad [%]
Jan.	80	23	217	228	2,7	1,48	11	7	4,9	3,1
Feb.	177	58	160	206	5,8	1,34	46	39	22,5	19,0
Mar.	223	72	170	228	8,1	1,48	58	49	25,5	21,3
Apr.	401	144	98	221	13,6	1,44	122	107	55,4	48,6
Maj	471	175	75	228	15,6	1,48	153	136	67,3	59,8
Juni	534	203	46	221	17,0	1,44	174	156	79,1	70,7
Juli	472	187	62	228	17,5	1,48	166	147	72,9	64,6
Aug.	450	191	62	228	16,1	1,48	166	148	72,7	65,0
Sep.	321	141	98	221	14,0	1,44	122	107	55,4	48,4
Okt.	204	87	154	228	10,3	1,48	74	62	32,3	27,1
Nov.	115	44	188	221	5,9	1,44	33	25	14,8	11,4
Dec.	102	35	204	228	4,4	1,48	24	19	10,7	8,1
Totalt	3550	1359	1534	2685	131,0	17,5	1151	1002	42,9	37,3

Tabel 4-5: Beregnede månedlige energimængder for anlæg1.

Forbedringsmuligheder:

Der er udført beregninger for at undersøge mulighederne for at forbedre anlægget. Den umiddelbart mest åbenlyse fejl ved dette anlæg er, at lagertanken ikke er særligt velisoleret. Lagertanken er fra Nilan A/S, og derfor bør det undersøges, hvor meget anlægget yder, når lagertanken er isoleret ligesom

Nilans markedsførte lagertanke (kappebeholdere). Dvs. at toppen af lagertanken isoleres med 6,5 cm PUR-skum, siderne isoleres med ca. 5 cm PUR-skum langs siderne. Bunden isoleres med 3 cm PUR-skum. Isoleringsmaterialets λ -værdi antages at være 0,03 W/mK. Desuden antages det, at lageret er rigtigt isoleret, således at der ikke er kuldebroer i toppen af lageret.

I Tabel 4-6 ses resultatet af denne anlægsændring. Det fremgår, at med en korrekt isoleret lagertank vil anlægget få en anlægsydelse på 1050 kWh med en anlægسدækningsgrad på 39,1%.

	Solindfald [kWh]	Solvarme til lager [kWh]	Suppl. varme til lager [kWh]	Energi tappet fra lager [kWh]	Energi til pumpe [kWh]	Energi til styre- system [kWh]	Netto- ydelse [kWh]	Anlægs- ydelse [kWh]	Netto- dæknings- grad [%]	Anlægs- dæknings- grad [%]
Reference	3550	1359	1534	2685	131,0	17,5	1151	1002	42,9	37,3
Forbedret	3550	1350	1487	2685	130,7	17,5	1198	1050	44,6	39,1

Tabel 4-6: Beregnede årlige ydelser for anlæg1 (standard og forbedret).

4.1.6 Driftserfaringer og sammenfatning

Anlægget har kørt uden problemer i måleperioden. Beholderen, der har den meget brede kappe (jvf Tabel 3-1), har fungeret særdeles godt i anlægget, idet der har været en meget god afkøling af solfangervæsken i kappen. Desuden bliver der under drift opbygget en meget stor lagdeling inde i lageret.

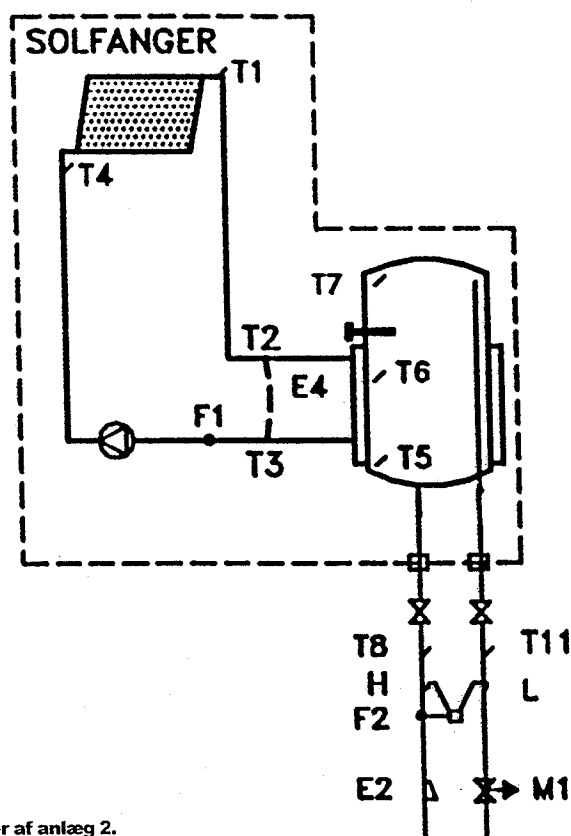
4.2 Anlæg 2

4.2.1 Opbygning

Solvarmeanlægget er opført i prøvestanden i 1996 af Institut for Bygninger og Energi. Anlægget markedsføres ikke i Danmark.

Anlægget er et low flow anlæg, som består af et solfangerpanel, med et transparent areal på 3,0 m², samt en kappebeholder på 175 l + 8,8 l i kappen. Solfangeren er installeret på en 45° hældende syd-vendt flade. Datablad for solfangeren ses i bilag 1.

Lagertanken er en lodretstående cylindrisk kappebeholder med et el-varmelegeme til suppleringsvarme. Beholderen har ikke en varmevekslerspiral til suppleringsvarme.



Figur 4-12: Principskitse med målepunkter af anlæg 2.

Solfangeren er forbundet til lagertanken via 15,1 m fremløbsrør til lageret, og 17,9 m returrør fra lageret. Heraf er hhv. 5,1 m og 4,6 m indendørs. Rørene er 10/8 mm kobberør, der er isoleret med 10 mm PUR-skum.

Solfangerkredsen er forsynet med en Grundfos cirkulationspumpe (Type UPS 25-40), som igennem hele måleperioden har kørt på trin 2. Dog benyttes trin 3 i forbindelse med opstart af pumpen. Når temperaturen i bunden af lageret overstiger 85°C , skifter pumpen ligeledes til trin 3, indtil temperaturen er faldet til 75°C . Herved undgås en overophedning af lageret. Endvidere skifter pumpen til trin 3 når temperaturen i toppen af lageret overstiger 60°C .

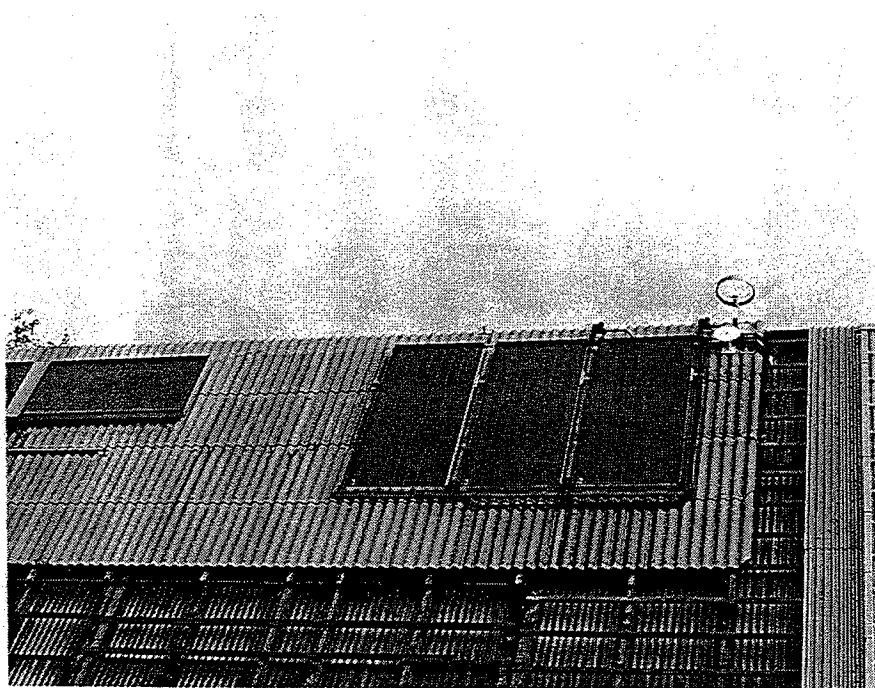
Cirkulationspumpen styres af en differenstermostat, der måler temperaturforskellen mellem udløbs-temperaturen fra solfangeren og temperaturen i bunden af kappen. Differenstermostaten har et start/stop setpunkt på $6/2\text{ K}$.

Cirkulationspumpens, el-patronens og styresystemets effektforbrug fremgår af Tabel 4-7.

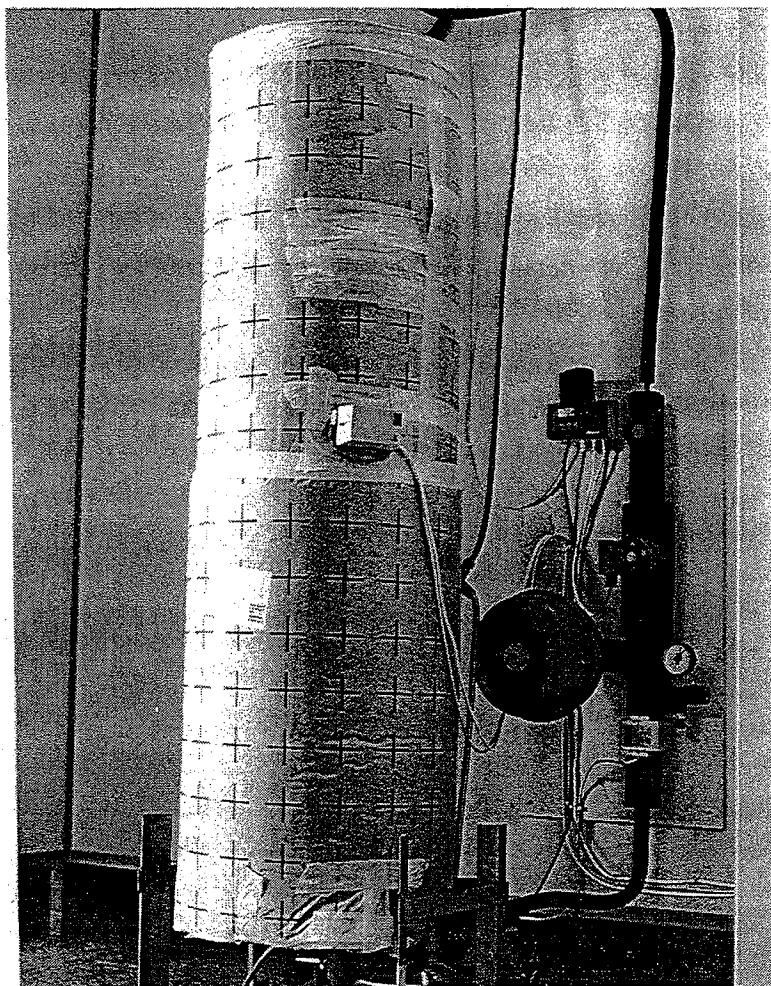
Enhed	Effektforbrug [W]
Cirkulationspumpe	55
El-patron	1200
Styresystem	2

Tabel 4-7: Effektforbrug for pumpe, styresystem og el-patron.

I Figur 4-12 ses en principskitse af anlægget. Figur 4-13 - Figur 4-14 viser fotos af anlæggets solfanger og varmelager (beholder 2).



Figur 4-13: Solfangerpanelet på solfangerstativet. Solfangere hører til anlæg 3, 2 og 1 set fra venstre mod højre.



Figur 4-14: Solvarmeanlæggets varmelager (beholder 2).

4.2.2 Måledata

I Figur 4-12 er målepunkterne i anlægget vist.

Der er syv målepunkter i lagertanken. Målepunkterne er anbragt i en glasstav, som er indført i tanken gennem bunden. Målepunkterne 1, 4, 7 registreres hele tiden, mens målepunkter 2,3,5 og 6 kan udtages midlertidigt. Målepunkternes placering i tanken fremgår af Tabel 4-8.

Målepunkt	Betegnelse i Figur 4-12	Afstand fra bunden af tanken [mm]
1	T5	105
2	-	311
3	-	520
4	T6	727
5	-	936
6	-	1143
7	T7	1334

Tabel 4-8: Placering af temperaturfølere i lagertanken.

I Tabel 4-9 er følgende værdier gengivet: Totalt solindfald på solfanger, solvarme overført til lageret, suppleringsvarme, energi tappet fra lageret, energiforbrug til cirkulationspumpen i solfangerkredsen, energiforbrug til styresystemet, nettoydelse (=tappet energimængde÷supplerende energimængde), anlægsydelse (=tappet energimængde÷supplerende energimængde÷energiforbrug til pumpe og styresystem), nettodækningsgrad (=nettoydelse/tappet energimængde) samt anlægsdækningsgrad (=anlægsydelse/tappet energimængde).

På grund af indkøringsproblemer med anlæg 3, blev solfangerne fra anlæg 2 og anlæg 3 byttet i perioden fra d. 25/11 1996 til d. 6/1 1997. Det medførte, at rørlængderne fra solfangeren til lageret blev lidt længere med større varmetab til følge. Sammenlignes *Solvarme til lager* i nedenstående skema med værdierne for anlæg 1 (Tabel 4-3) ses en lille reduktion af værdierne for anlæg 2 i denne periode.

Periode 1996- 1997	Solind- fald [kWh]	Sol- varme til lager [kWh]	Suppl. varme til lager [kWh]	Energi tappet fra lager [kWh]	Energi til pumpe [kWh]	Energi til styre- system [kWh]	Netto- ydelse [kWh]	Anlægs- ydelse [kWh]	Netto- dæknings- grad [%]	Anlægs- dæknings- grad [%]
19/8-28/8	162	62	13	70	5,3	0,6	57	51	81,4	73,0
28/8-1/10	414	163	113	242	13,6	1,6	129	114	53,3	47,0
1/10-1/11	174	67	166	211	7,9	1,4	45	36	21,3	16,9
1/11-25/11	84	0	0	0	0,0	0	0	0	-	-
25/11-6/1	117	37	303	308	4,2	2	5	-1	1,6	-0,4
Totalt	951	329	595	831	31,0	5,6	236	199	28,4	24,0

Tabel 4-9: Målte værdier for anlægget.

Det ses af målingerne, at anlægget i måleperioden har haft en nettoydelse på 236 kWh samt en anlægsydelse på 199 kWh. Dette giver, for perioden, en nettodækningsgrad og en anlægsdækningsgrad på hhv. 28,4% og 24%. I perioden 1/11-25/11 1996 har anlægget ikke været i drift. Det ses, at anlægget igennem hele måleperioden har ydet mindre end anlæg 1. Den eneste forskel mellem de to anlæg er, at anlæg 1 har en kappebeholder med en bred kappe, og anlæg 2 har en kappebeholder med en smal kappe.

4.2.3 EDB-model af solvarmeanlægget

Til bestemmelse af årlige ydelser samt forbedringsmuligheder for solvarmeanlægget er en EDB-model af anlægget udformet. Modellen bruges i det detaljerede simuleringsprogram, der er omtalt i afsnit 3.5. Modellen valideres med målte data fra perioden d. 28/8-29/9 1996, jvf. afsnit 2. I det følgende er input til EDB-modellen beskrevet:

Solfangerkredsen:

Effektivitetsudtrykket for solfangeren er, ved målinger på Dansk Teknologisk Institut (DTI), bestemt til (jvf bilag 1)

$$\eta = 0,756 - 4,37 \cdot (T_m - T_a) / G - 0,01 \cdot (T_m - T_a)^2 / G$$

hvor

η	er solfangereffektiviteten	[-]
T_m	er solfangervæskens middeltemperatur	[°C]
T_a	er den omgivende lufts temperatur	[°C]
G	er bestrålingsstyrken på solfangeren	[W/m ²]

Solfangereffektiviteten forringes som følge af low flow drift, idet den konvektive varmeoverføringskoefficient mellem absorber og solfangervæske forringes. Forringelsen for en tilsvarende solfanger er i /7/ bestemt til ca. 3%. Derfor skal såvel starteffektiviteten og varmetabskoefficienten reduceres med 3%.

Simuleringsprogrammet benytter ikke det egentlige effektivitetsudtryk, men et lineariseret udtryk ved en temperaturdifferens på 50 K. Med disse tilføjelser bliver det målte og korrigerede effektivitetsudtryk:

$$\eta = 0,733 - 4,72 \cdot (T_m - T_a) / G$$

En sammenligning med målingerne på anlægget viste dog, at solfangeren ikke kan have dette effektivitetsudtryk. Den beregnede energioverførsel fra solfangeren til væsken, med dette effektivitetsudtryk bliver nemlig alt for lille i forhold til den målte energioverførsel. Der er ikke fundet nogen forklaring på, hvorfor effektivitetsmålingen af solfangeren udført på DTI, giver et væsentligt ringere effektivitetsudtryk end det, der kan observeres ud fra anlægsmålingerne (nedenstående udtryk er også korrigeret for low flow operation):

$$\eta = 0,78 - 4,45 \cdot (T_m - T_a) / G$$

Effektivitetens vinkelafhængighed, i forhold til solindfaldet, bestemmes af følgende udtryk:

$$k_g = 1 - (\tan(i/2))^{4,2}$$

hvor

k_g	er indfaldsvinkelkorrektionen	[-]
i	er indfaldsvinklen	[°]

Volumenstrømmen i solfangerkredsen er ud fra målingerne bestemt til:

$$v = 0,18 \text{ l/min/m}^2$$

Rørene i solfangerkredsen består af 15,1 m fremløbsrør til lageret, og 17,9 m returrør fra lageret. Heraf er hhv. 5,1 m og 4,6 m indendørs. Rørene er 10/8 mm kobberrør, der er isoleret med 10 mm PUR-skum. Isoleringen antages at have en λ -værdi på 0,03 W/mK.

Pumpen i solfangerkredsen har et effektforbrug på 55 W. Solfangerkredsen styres af en differenstermostat med et start/stop-setpunkt på 6 K/ 2 K.

Lageret:

Lageret er i EDB-modellen beskrevet med dataene for beholder 2 der er gengivet i Tabel 3-1, med den tilføjelse, at også bunden af beholderen er isoleret med 5 cm mineraluld. Isoleringsmaterialets λ -værdi anslås til 0,045 W/mK.

Lageret er i EDB-modellen inddelt i 28 lag. Kappen starter i lag 12, svarende til ca. 62 cm fra lagerets top, og kappen slutter i lag 25 svarende til ca. 15 cm fra lagerets bund. El-patronen er placeret lige over kappens top. Herved opnås god overensstemmelse med lagerets faktiske opbygning.

I simuleringerne er anvendt er effekt på 1200 W for el-patronen. Setpunktet for termostaten for toppen af lageret er 50,5°C.

Startværdier for temperaturen i lagertankens forskellige lag er fastlagt ud fra de målte temperaturer.

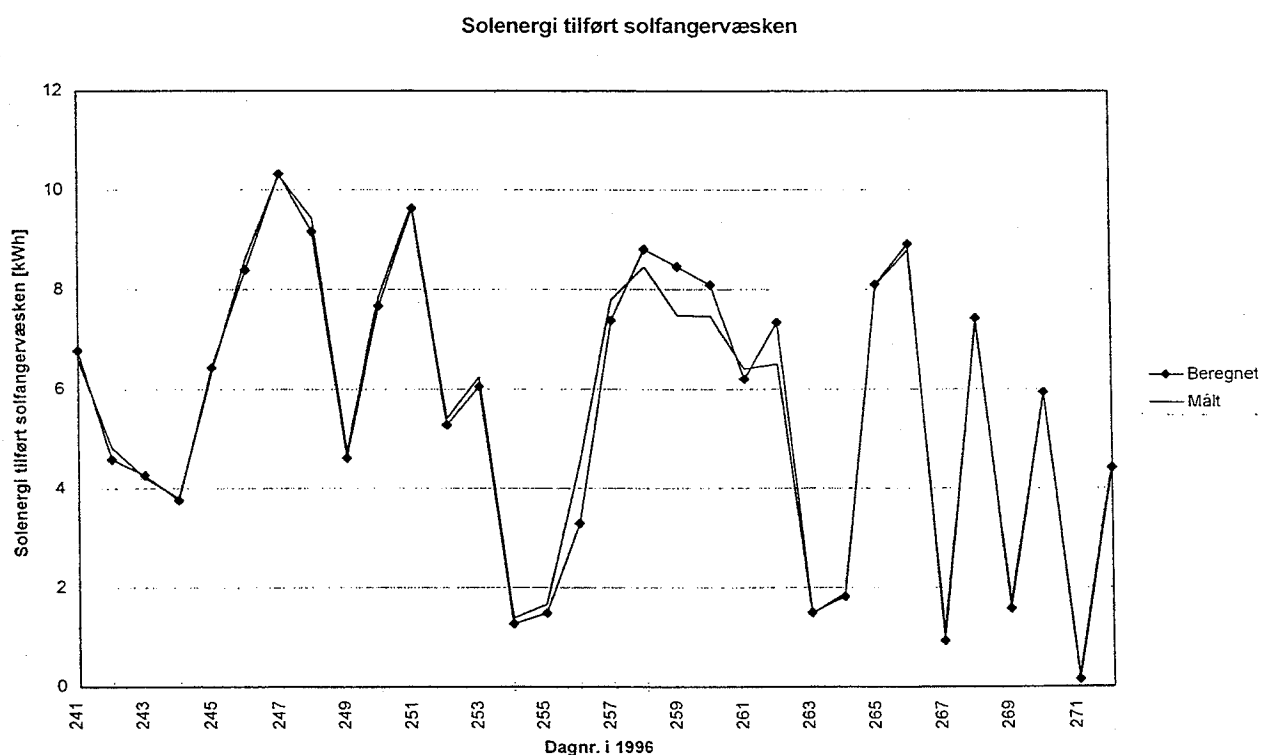
4.2.4 Validering af EDB-model

Formålet med valideringen af EDB-modellen er, at udforme en model der svarer så godt til solvarmeanlægget, at man kan beregne anlæggets årsydelse. Desuden kan modellen benyttes til at undersøge, hvorledes ændringer i anlægsudformningen påvirker ydelsen.

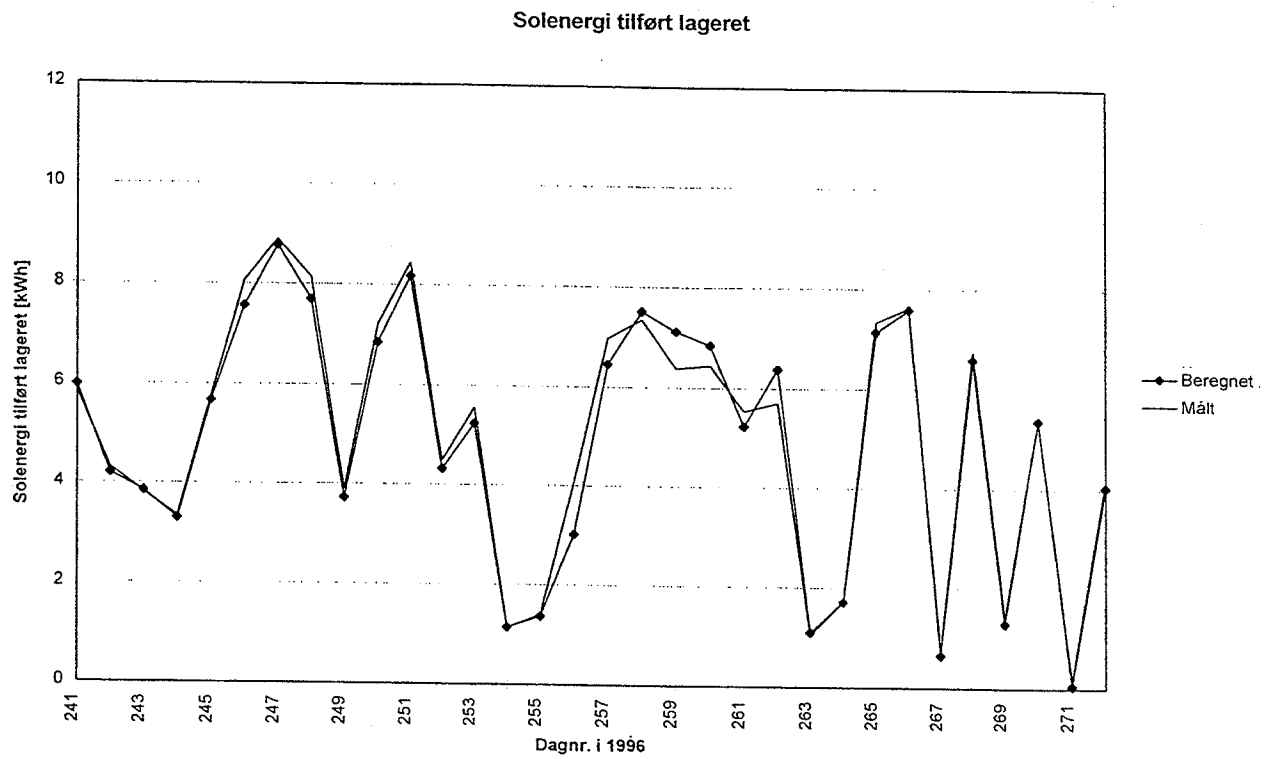
EDB-modellen af anlægget valideres mod målte energistørrelser og temperaturer. Energi størrelserne er som følger: Solvarme tilført solfangervæskens, solvarme tilført lageret, supplerende varme tilført lageret, energimængde tappet fra lageret og anlæggets nettoydelse. De målte temperaturer der benyttes til valideringen er: Temperaturen i toppen af lageret (T7), solfangervæskens fremløbstemperatur til sol-

fangeren (T4), solfangervæskens returtemperatur fra solfangeren (T1), solfangervæskens fremløbstemperatur til lageret (T2) og solfangervæskens returtemperatur fra lageret (T3). Angivelserne i parenteserne refererer til signaturerne i Figur 4-12.

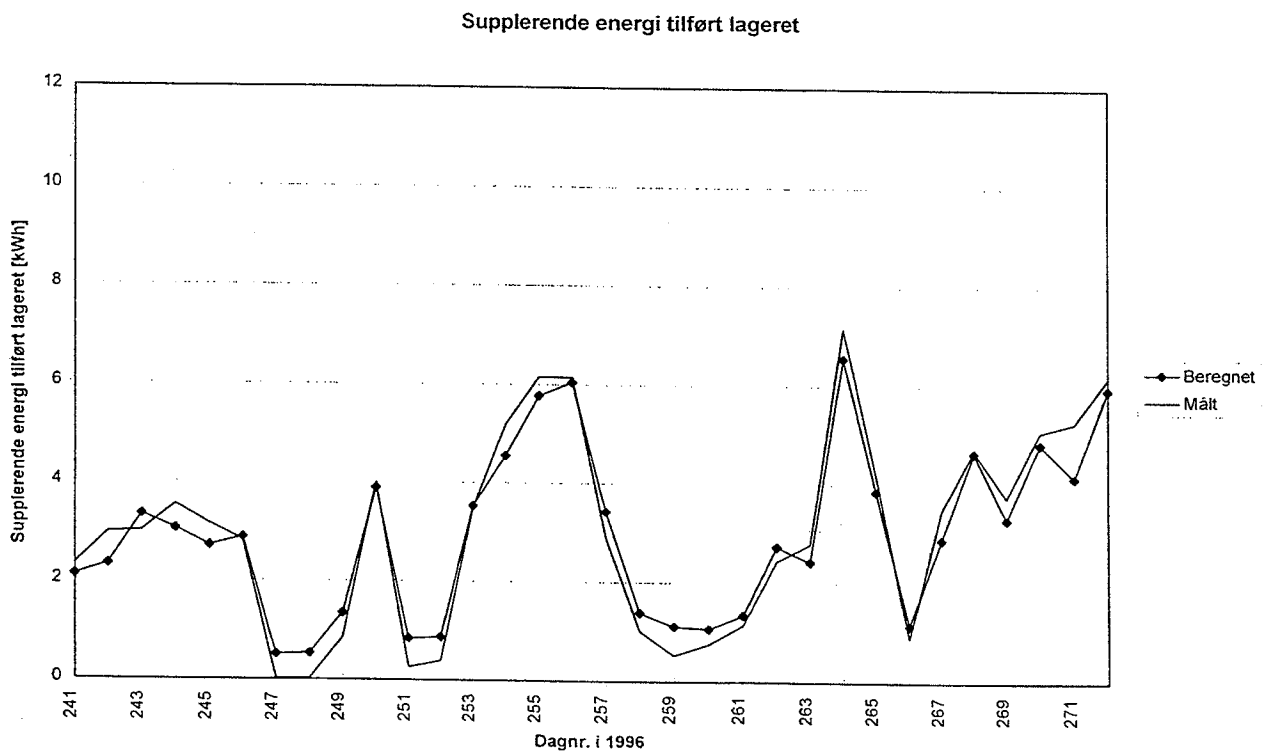
I Figur 4-15 ses den målte og beregnede daglige energitilførsel, i solfangeren, til solfangervæskens. Figur 4-16 viser den målte og beregnede daglige energioverførsel fra solfangervæskens til lageret. I Figur 4-17 ses den målte og beregnede daglige supplerende energimængde tilført lageret, og Figur 4-18 viser den målte og beregnede daglige tappede energimængde. Endelig viser Figur 4-19 den målte og beregnede daglige nettoydelse for anlægget. Det fremgår, at den første dag i forsøgsperioden ikke er medtaget i graferne. Det skyldes, at denne dag benyttes som en beregningsmæssig indsvingsperiode.



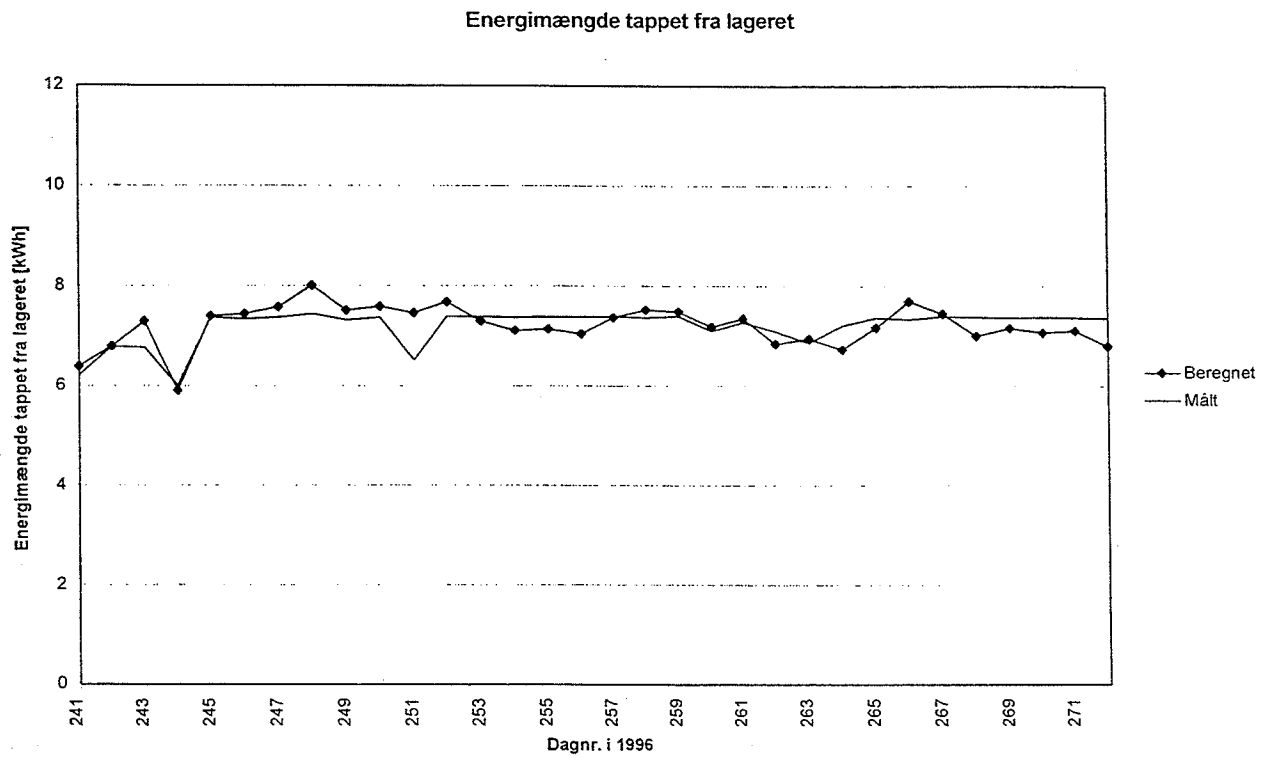
Figur 4-15: Solenergi tilført solfangervæskens i solfangeren i anlæg 2.



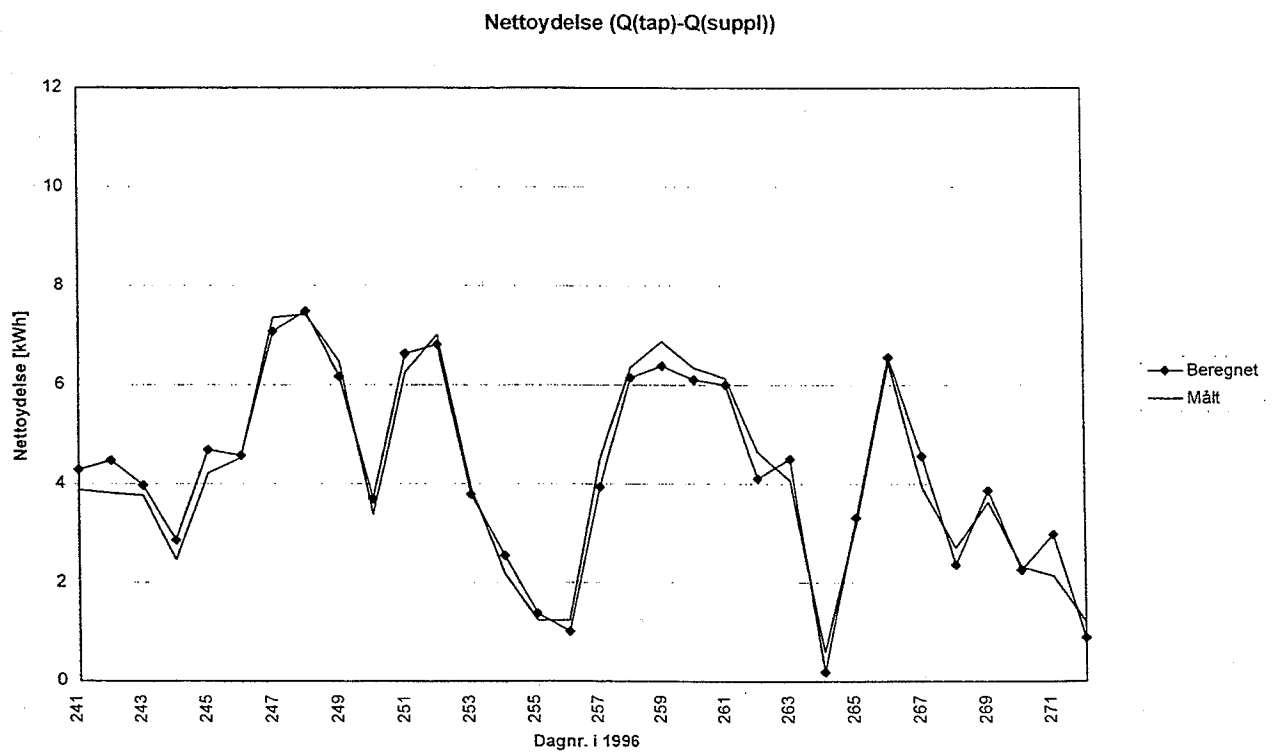
Figur 4-16: Solenergi tilført lageret i anlæg 2.



Figur 4-17: Supplerende energi tilført lageret i anlæg 2.



Figur 4-18: Energimængde tappet fra lageret i anlæg 2.



Figur 4-19: Nettoyedse for anlæg 2.

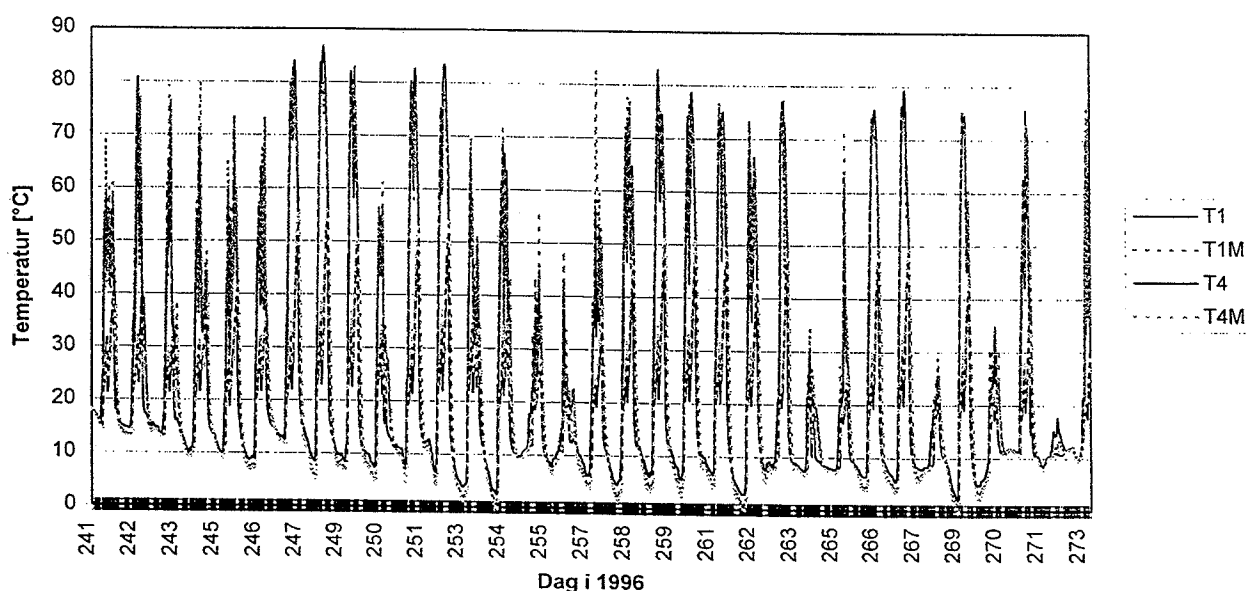
Det ses, at der er en god overensstemmelse mellem de målte og beregnede størrelser. I Tabel 4-4 er energimængderne summeret over hele perioden, og det fremgår heraf, at forskellene ligger klart inden for måleusikkerhederne på energistørrelserne, jvf. /2/.

	Solvarme tilført solfanger- væsken [kWh]	Solvarme tilført lageret [kWh]	Supplerende energi tilført lageret [kWh]	Energimængde tappet fra lage- ret [kWh]	Nettoydelse [kWh]
Målt	184,6	161,8	95,0	227,4	133,3
Beregnet	186,1	159,9	96,0	230,3	134,3
Afvigelse [%]	-0,8	1,2	-1,1	-1,3	-0,9

Tabel 4-10: Summerede energimængder over forsøgsperioden, målt og beregnet.

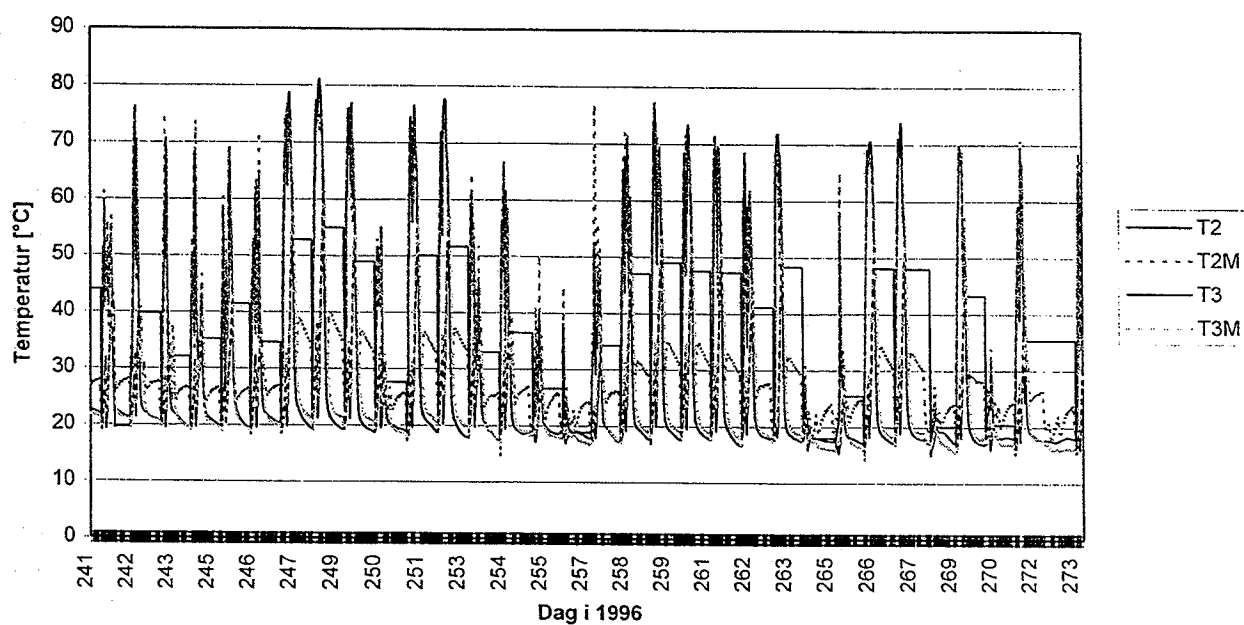
Figur 4-20 og Figur 4-21 viser de målte og beregnede fremløbstemperaturer og returtemperaturer for hhv. solfanger og lager. Figur 4-22 viser den målte og beregnede temperatur i toppen af lageret. Sammenligningen af temperaturerne viser, at temperaturniveauet og dynamikken stemmer godt overens. På grundlag af dette og overensstemmelsen mellem målte og beregnede energimængder vurderes det derfor, at EDB-modellen kan anvende til simulering af et helt år med de danske referencevejrdato TRY.

Fremløbstemperatur og returtemperatur, Solfanger



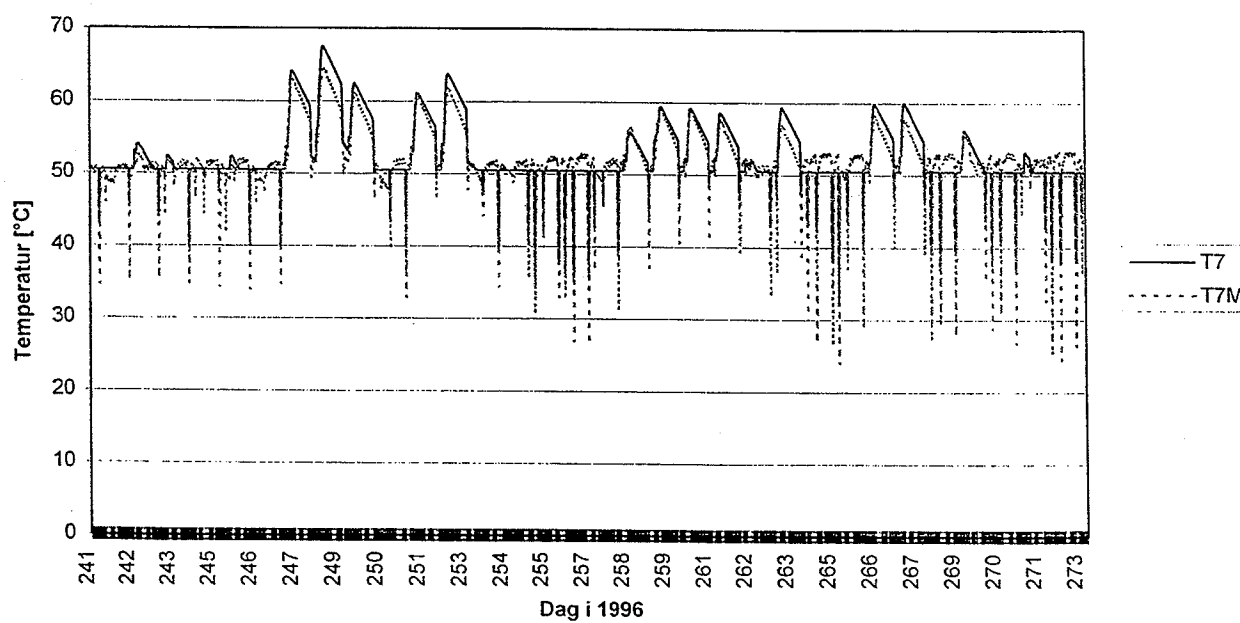
Figur 4-20: Fremløbstemperatur til solfangeren og returtemperatur fra solfangeren i anlæg 2. Signaturene i figuren svarer til signaturene i Figur 4-12.

Fremløbstemperatur og returtemperatur, Beholder



Figur 4-21: Fremløbstemperatur til lageret og returtemperatur fra lageret i anlæg 2. Signatureme i figuren svarer til signatureme i Figur 4-12.

Temperatur i toppen af beholderen



Figur 4-22: Temperaturen i toppen af lageret i anlæg 2. Signatureme i figuren svarer til signatureme i Figur 4-12.

4.2.5 Årsydelse for anlægget

I det følgende beregnes anlæggets årsydelse. Modellen beskrevet i afsnit 4.2.3 anvendes med den ændring, at koldtvandstemperaturen er konstant 10°C (før blev den målte koldtvandstemperatur benyttet).

I Tabel 4-11 er følgende månedlige værdier gengivet: Totalt solindfald på solfanger, solvarme overført til lageret, suppleringsvarme, energi tappet fra lageret, energiforbrug til cirkulationspumpen i solfangerkredsen, energiforbrug til styresystemet, nettoydelse (=tappet energimængde÷supplerende energimængde), anlægsydelse (=tappet energimængde÷supplerende energimængde÷energiforbrug til pumpe og styresystem), nettodækningsgrad (=nettoydelse/tappet energimængde) samt anlægsdækningsgrad (=anlægsydelse/tappet energimængde).

Det ses, at anlægget har en årlig nettoydelse på 1088 kWh og en årlig anlægsydelse på 934 kWh. De to ydelser svarer til dækningsgrader på hhv. 40,5% og 34,8%.

	Solindfald [kWh]	Solvarme til lager [kWh]	Suppl. varme til lager [kWh]	Energi tappet fra lager [kWh]	Energi til pumpe [kWh]	Energi til styre- system [kWh]	Netto- ydelse [kWh]	Anlægs- ydelse [kWh]	Netto- dæknings- grad [%]	Anlægs- dæknings- grad [%]
Jan.	80	21	220	228	2,8	1,48	8	4	3,7	1,8
Feb.	177	54	163	206	5,9	1,34	43	35	20,7	17,2
Mar.	223	66	175	228	8,4	1,48	53	43	23,3	19,0
Apr.	401	135	105	221	13,9	1,44	116	101	52,6	45,6
Maj	471	164	83	228	16,2	1,48	145	128	63,8	56,1
Juni	534	194	52	221	17,9	1,44	169	149	76,5	67,7
Juli	472	179	68	228	18,8	1,48	160	139	70,0	61,1
Aug.	450	181	69	228	16,8	1,48	159	141	69,8	61,8
Sep.	321	132	105	221	14,4	1,44	116	100	52,5	45,3
Okt.	204	81	160	228	10,6	1,48	68	56	29,8	24,5
Nov.	115	40	192	221	6,0	1,44	29	22	13,2	9,8
Dec.	102	33	207	228	4,5	1,48	21	15	9,4	6,8
Totalt	3550	1279	1597	2685	136,2	17,5	1088	934	40,5	34,8

Tabel 4-11: Beregnede månedlige energimængder for anlæg 2.

Forbedringsmuligheder:

Der er udført beregninger for at undersøge mulighederne for at forbedre anlægget. Den umiddelbart mest åbenlyse fejl ved dette anlæg er, at lagertanken ikke er særligt velisoleret. Lagertanken er fra Nilan A/S, og derfor bør det undersøges, hvor meget anlægget yder, når lagertanken er isoleret ligesom Nilans markedsførte lagertanke (kappebeholdere). Dvs. at toppen af lagertanken isoleres med 6,5 cm

PUR-skum, siderne isoleres med 5 cm PUR-skum langs beholderens sider. Bunden isoleres med 3 cm PUR-skum. Isoleringsmaterialets λ -værdi antages at være 0,03 W/mK. Det antages, at lageret er korrekt isoleret, således at der ikke er kuldebroer i toppen af lageret.

	Solindfald [kWh]	Solvarme til lager [kWh]	Suppl. varme til lager [kWh]	Energi tappet fra lager [kWh]	Energi til pumpe [kWh]	Energi til styre- system [kWh]	Netto- ydelse [kWh]	Anlægs- ydelse [kWh]	Netto- dæknings- grad [%]	Anlægs- dæknings- grad [%]
Reference	3550	1279	1597	2685	136,2	17,5	1088	934	40,5	34,8
Forbedret	3550	1273	1551	2685	135,9	17,5	1134	980	42,2	36,5

Tabel 4-12: Beregnede årlige for anlæg 2 (standard og forbedret).

I Tabel 4-12 ses resultatet af denne anlægsændring. Det fremgår, at med en korrekt isoleret lagertank vil anlægget få en anlægsydelse på 980 kWh med en anlægsdækningsgrad på 36,5%.

4.2.6 Driftserfaringer og sammenfatning

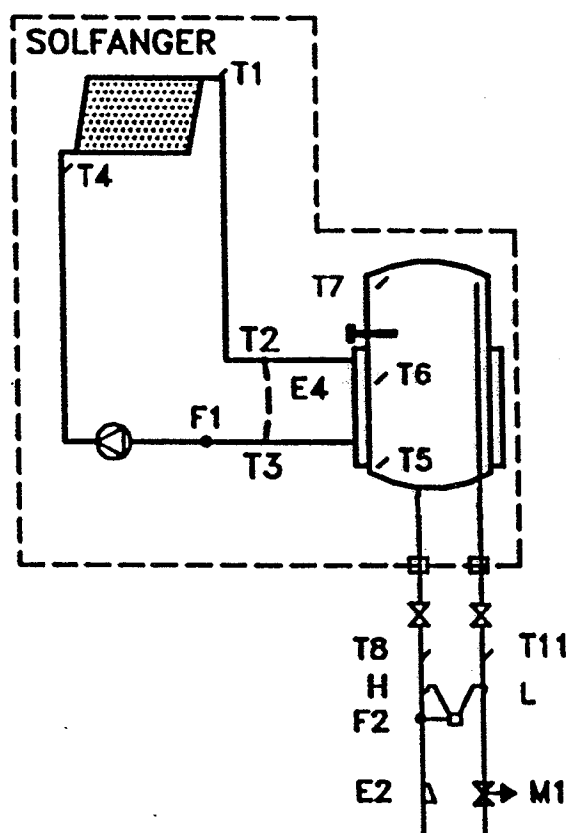
Anlægget har kørt uden problemer i måleperioden. Beholderen, der har den smalle kappe (jvf Tabel 3-1), har fungeret godt i anlægget. Dog har afkølingen over kappen ikke været helt ligeså god som afkølingen i anlæg 1.

4.3 Anlæg 3

4.3.1 Opbygning

Solvarmeanlægget er opført i prøvestanden i 1996 af Institut for Bygninger og Energi. Anlægget markedsføres ikke i Danmark.

Anlægget er et low flow anlæg, som består af et solfangerpanel, med et transparent areal på 3,0 m², samt en kappebeholder på 175 l + 6,5 l i kappen. Solfangeren er installeret på en 45° hældende syd-vendt flade. Datablad for solfangeren ses i bilag 1.



Figur 4-23: Principskitse med målepunkter af anlæg 3.

Lagertanken er en lodretstående cylindrisk kappebeholder med et el-varmelegeme til suppleringsvarme. Beholderen har også en varmevekslerspiral til suppleringsvarme, men denne benyttes ikke, idet spiralen, der er luftfyldt er lukket af ved beholderens side.

Solfangeren er forbundet til lagertanken via 15,1 m fremløbsrør til lageret, og 17,9 m returrør fra lageret. Heraf er hhv. 5,1 m og 4,6 m indendørs. Rørene er 10/8 mm kobberør, der er isoleret med 10 mm PUR-skum.

Solfangerkredsen er forsynet med en Grundfos cirkulationspumpe (Type UPS 25-40), som igennem hele måleperioden har kørt på trin 2. Dog benyttes trin 3 i forbindelse med opstart af pumpen. Når temperaturen i bunden af lageret overstiger 85°C, skifter pumpen ligeledes til trin 3, indtil temperaturen er faldet til 75°C. Herved undgås en overophedning af lageret. Endvidere skifter pumpen til trin 3 når temperaturen i toppen af lageret overstiger 60°C.

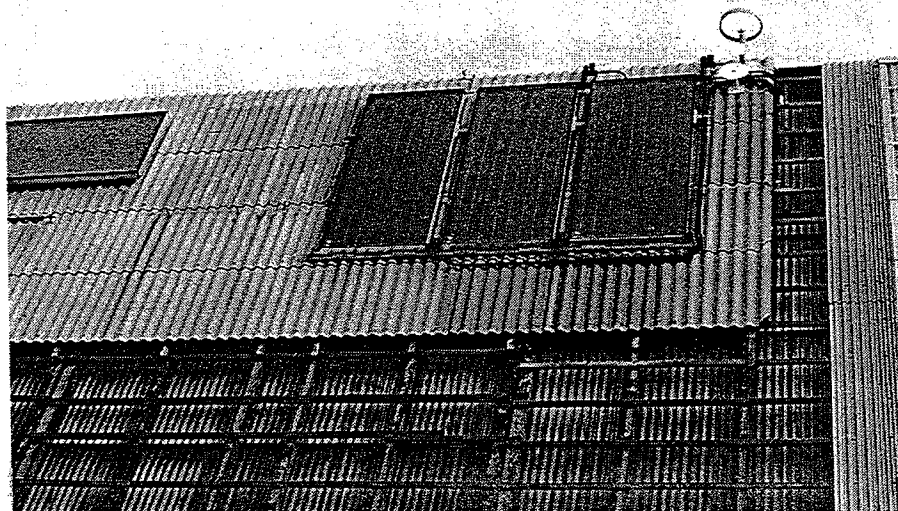
Cirkulationspumpen styres af en differenstermostat, der måler temperaturforskellen mellem udløbs-temperaturen fra solfangeren og temperaturen i bunden af kappen. Differenstermostaten har et start/stop setpunkt på 6/2 K.

Cirkulationspumpens, el-patronens og styresystemets effektforbrug fremgår af Tabel 4-13.

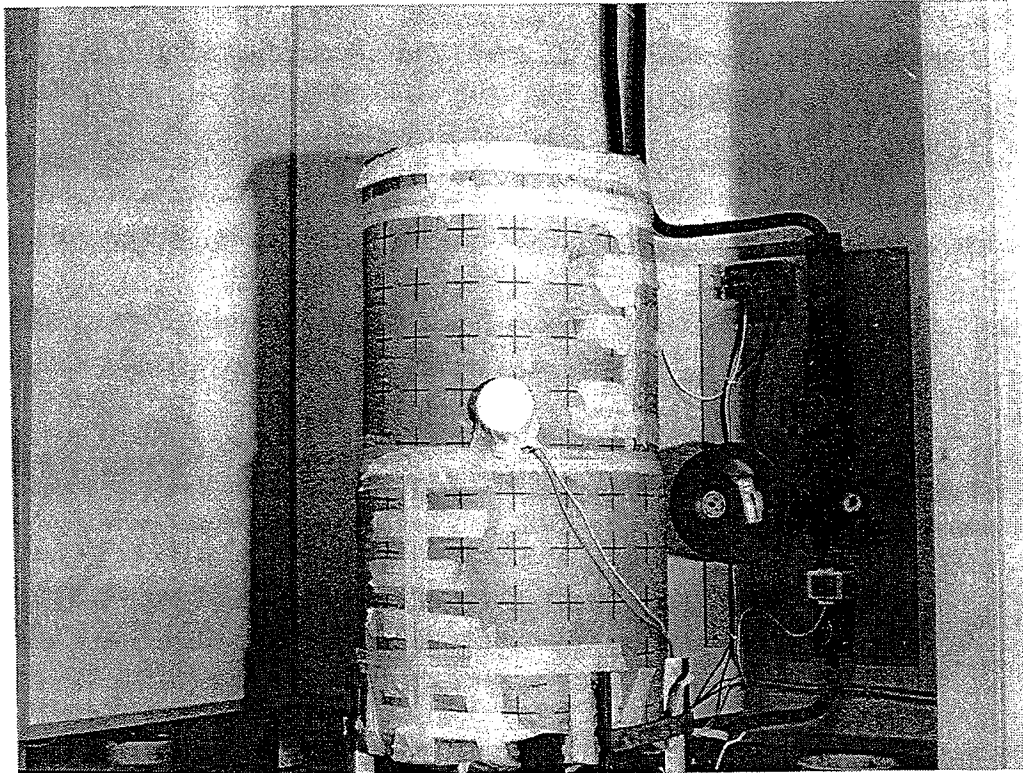
Enhed	Effektforbrug [W]
Cirkulationspumpe	55
El-patron	1200
Styresystem	2

Tabel 4-13: Effektforbrug for pumpe, styresystem og el-patron.

I Figur 4-23 ses en principskitse af anlægget. Figur 4-24 - Figur 4-25 viser fotos af anlæggets solfanger og varmelager (beholder 3).



Figur 4-24: Solfangerpanelet på solfangerstativet. Solfangere hører til anlæg 3, 2 og 1 set fra venstre mod højre.



Figur 4-25: Solvarmeanlæggets varmelager (beholder 3).

4.3.2 Måledata

I Figur 4-23 er målepunkterne i anlægget vist.

Der er syv målepunkter i lagertanken. Målepunkterne er anbragt i en glasstav, som er indført i tanken gennem bunden. Målepunkterne 2, 5, 7 registreres hele tiden, mens målepunkter 1,3,4 og 6 kan udtages midlertidigt. Målepunkternes placering i tanken fremgår af Tabel 4-14.

Målepunkt	Betegnelse i Figur 4-12	Afstand fra bunden af tanken [mm]
1	-	0
2	T5	160
3	-	330
4	-	500
5	T6-	670
6	-	840
7	T7	1008

Tabel 4-14: Placering af temperaturfølere i lagertanken.

I Tabel 4-15 er følgende værdier gengivet: Totalt solindfald på solfanger, solvarme overført til lageret, suppleringsvarme, energi tappet fra lageret, energiforbrug til cirkulationspumpen i solfangerkredsen, energiforbrug til styresystemet, nettoydelse (=tappet energimængde÷supplerende energimængde), anlægsydelse (=tappet energimængde÷supplerende energimængde÷energiforbrug til pumpe og styresystem), nettodækningsgrad (=nettoydelse/tappet energimængde) samt anlægsdækningsgrad (=anlægsydelse/tappet energimængde).

På grund af indkøringsproblemer med målesystemet, foreligger der ikke målinger for *Solvarme overført til lageret*. Problemerne medførte bl.a., at solfangerne fra anlæg 2 og anlæg 3 blev ombyttet i perioden 25/11 1996 - 6/1 1997. Det medførte, at rørlængderne fra solfangeren til lageret blev lidt længere med større varmetab til følge.

Periode 1996- 1997	Solind- fald [kWh]	Sol- varme til lager [kWh]	Suppl. varme til lager [kWh]	Energi tappet fra lager [kWh]	Energi til pumpe [kWh]	Energi til styre- system [kWh]	Netto- ydelse [kWh]	Anlægs- ydelse [kWh]	Netto- dæknings- grad [%]	Anlægs- dæknings- grad [%]
19/8-28/8	162	-	16	67	5,8	0,3	51	45	76,1	67,0
28/8-1/10	414	-	124	239	14,9	0,8	115	99	48,1	41,5
1/10-1/11	174	-	172	212	9,6	0,7	40	30	18,9	14,0
1/11-25/11	84	-	0	0	0,0	0	0	0	-	-
25/11-6/1	117	-	314	308	4,2	1	-6	-11	-1,9	-3,6
Totalt	951	-	626	826	34,5	2,8	200	163	24,2	19,7

Tabel 4-15: Målte værdier for anlægget.

Det ses af målingerne, at anlægget har en ringere ydelse end både anlæg 1 og 2. Forskellene mellem anlæggene er, at anlæg 1 og 2 har en kappebeholder der er høj og slank (beholder 1 har desuden en bred kappe), hvor anlæg 3 har en kappebeholder der er lavere og mere 'buttet'. I perioden d. 1/11 - 25/11 1996 har anlægget ikke været i drift.

4.3.3 EDB-model af solvarmeanlægget

Til bestemmelse af årlige ydelser samt forbedringsmuligheder for solvarmeanlægget er en EDB-model af anlægget udformet. Modellen bruges i det detaljerede simuleringsprogram, der er omtalt i afsnit 3.5. Modellen valideres med målte data fra perioden d. 28/8-29/9 1996, jvf. afsnit 2. I det følgende er input til EDB-modellen beskrevet:

Solfangerkredsen:

Effektivitetsudtrykket for solfangeren er, ved målinger på Dansk Teknologisk Institut, bestemt til (jvf bilag 1)

$$\eta = 0,756 - 4,37 \cdot (T_m - T_a)/G - 0,01 \cdot (T_m - T_a)^2/G$$

hvor

η	er solfangereffektiviteten	[-]
T_m	er solfangervæskens middeltemperatur	[°C]
T_a	er den omgivende lufts temperatur	[°C]
G	er bestrålingsstyrken på solfangeren	[W/m ²]

Solfangereffektiviteten forringes som følge af low flow drift, idet den konvektive varmeoverføringskoefficient mellem absorber og solfangervæske forringes. Forringelsen for en tilsvarende solfanger er i /7/ bestemt til ca. 3%. Derfor skal såvel starteffektiviteten og varmetabskoefficienten reduceres med 3%.

Simuleringsprogrammet benytter ikke det egentlige effektivitetsudtryk, men et lineariseret udtryk ved en temperaturdifferens på 50 K. Med disse tilføjelser bliver det målte og korrigerede effektivitetsudtryk:

$$\eta = 0,733 - 4,72 \cdot (T_m - T_a)/G$$

Da denne solfanger er af samme type som solfangerne i anlæg 1 og anlæg 2 benyttes imidlertid det effektivitetsudtryk, der er fundet for disse solfangere. Udtrykket er væsentligt højere end det udtryk DTI har målt. Der er ikke fundet nogen forklaring på, hvorfor effektivitetsmålingen af solfangeren udført på DTI, giver et væsentligt ringere effektivitetsudtryk end det, der kan observeres ud fra anlægsmålingerne i anlæg 1 og 2 (nedenstående udtryk er også korrigeret for low flow operation):

$$\eta = 0,78 - 4,45 \cdot (T_m - T_a)/G$$

Effektivitetens vinkelafhængighed, i forhold til solindfaldet, bestemmes af følgende udtryk:

$$k_g = 1 - (\tan(i/2))^{4,2}$$

hvor

k_g	er indfaldsvinkelkorrektionen	[-]
i	er indfaldsvinklen	[°]

Volumenstrømmen i solfangerkredsen er ud fra målingerne bestemt til:

$$v = 0,20 \text{ l/min/m}^2$$

Rørene i solfangerkredsen består af 15,1 m fremløbsrør til lageret, og 17,9 m returrør fra lageret. Heraf er hhv. 5,1 m og 4,6 m indendørs. Rørene er 10/8 mm kobberør, der er isoleret med 10 mm PUR-skum. Isoleringen antages at have en λ -værdi på 0,03 W/mK.

Pumpen i solfangerkredsen har et effektforbrug på 55 W. Solfangerkredsen styres af en differenstermostat med et start/stop-setpunkt på 6 K/2 K.

Lageret:

Lageret er i EDB-modellen beskrevet med dataene for beholder 3 der er gengivet i Tabel 3-1, med den tilføjelse, at også bunden af beholderen er isoleret med 5 cm mineraluld. Isoleringsmaterialets λ -værdi anslås til 0,045 W/mK.

Lageret er i EDB-modellen inddelt i 29 lag. Kappen starter i lag 15, svarende til ca. 38 cm fra lagerets top, og kappen slutter i lag 26 svarende til ca. 10 cm fra lagerets bund. El-patronen er placeret lige over kappens top. Herved opnås god overensstemmelse med lagerets faktiske opbygning.

I simuleringerne er anvendt et effekt på 1200 W for el-patronen. Setpunktet for termostaten for toppen af lageret er 50,5°C.

Startværdier for temperaturen i lagertankens forskellige lag er fastlagt ud fra de målte temperaturer.

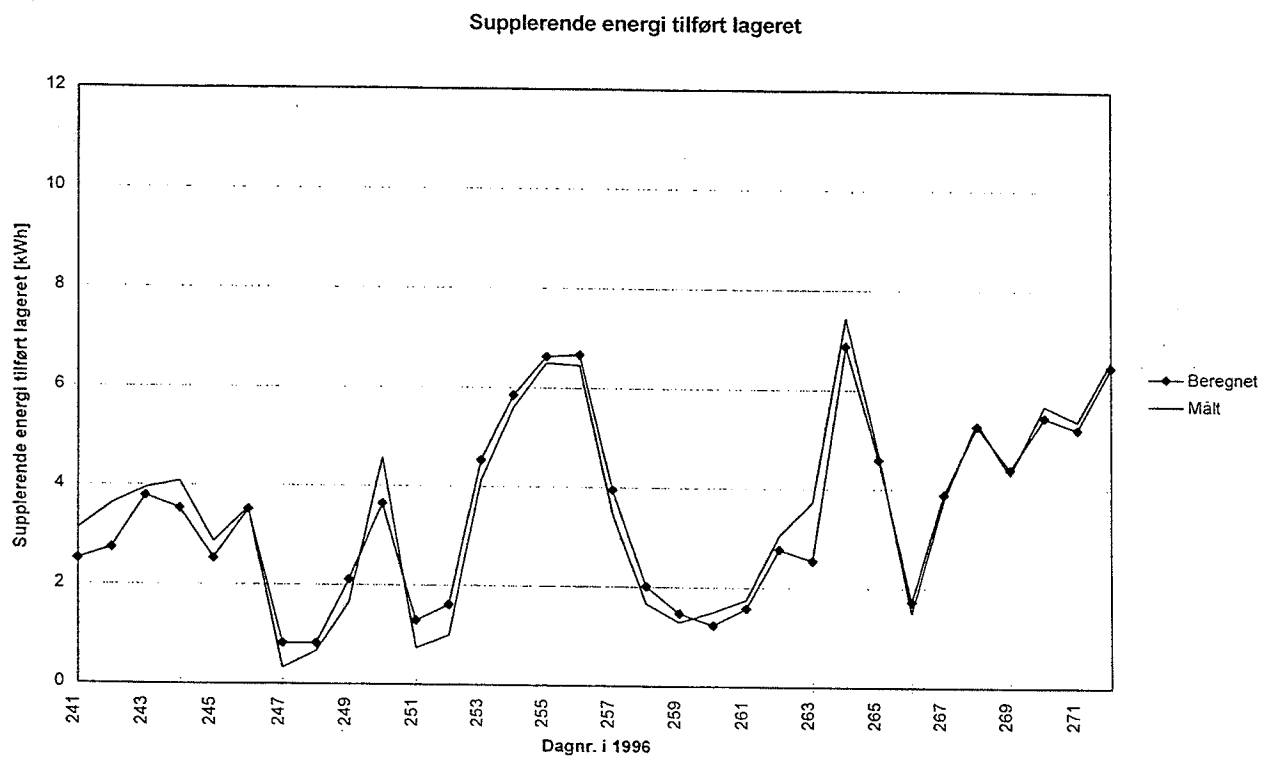
4.3.4 Validering af EDB-model

Formålet med valideringen af EDB-modellen er, at udforme en model der svarer så godt til solvarmeanlægget, at man kan beregne anlæggets årsydelse. Desuden kan modellen benyttes til at undersøge, hvorledes ændringer i anlægsudformningen påvirker ydelsen.

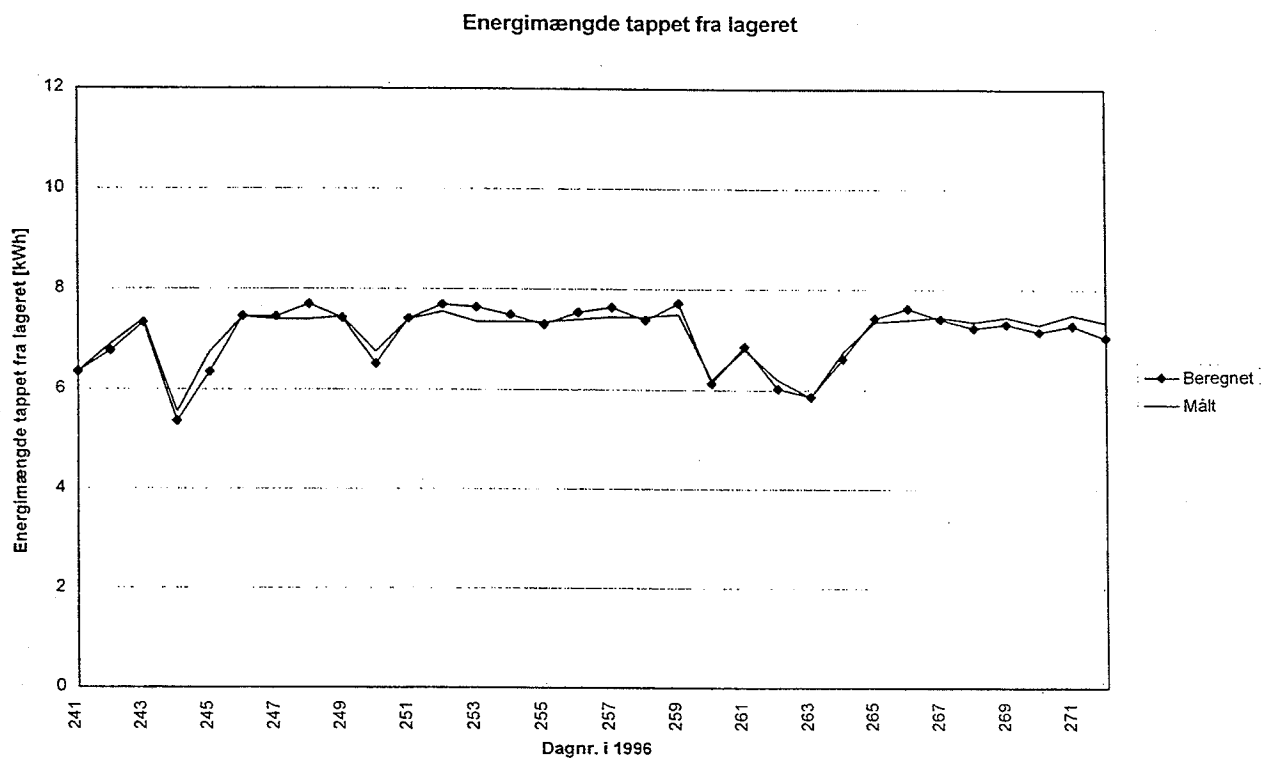
EDB-modellen af anlægget valideres mod målte energistørrelser og temperaturer. Energistørrelserne er som følger: Supplerende varme tilført lageret, energimængde tappet fra lageret og anlæggets nettoydelse. Den målte temperatur der benyttes til valideringen er temperaturen i toppen af lageret (T7). Angivelsen i parenteser refererer til signaturerne i Figur 4-23.

I Figur 4-26 ses den målte og beregnede daglige supplerende energimængde tilført lageret, og Figur 4-27 viser den målte og beregnede daglige tappede energimængde. Endelig viser Figur 4-28 den målte og

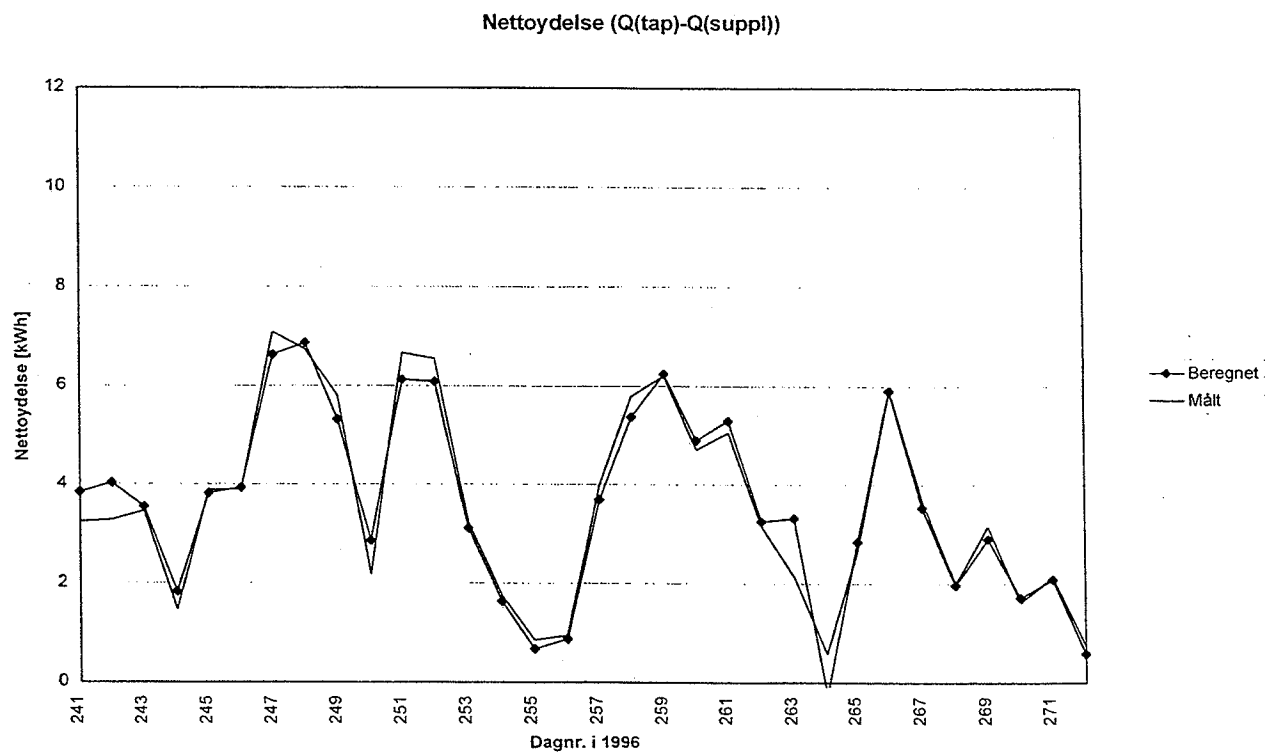
beregnete daglige nettoydelse for anlægget. Det fremgår, at den første dag i forsøgsperioden ikke er medtaget i graferne. Det skyldes, at denne dag benyttes som en beregningsmæssig indsvingningsperiode.



Figur 4-26: Supplerende energi tilført lageret i anlæg 3.



Figur 4-27: Energimængde tappet fra lageret i anlæg 3.



Figur 4-28: Nettoyedse for anlæg 3.

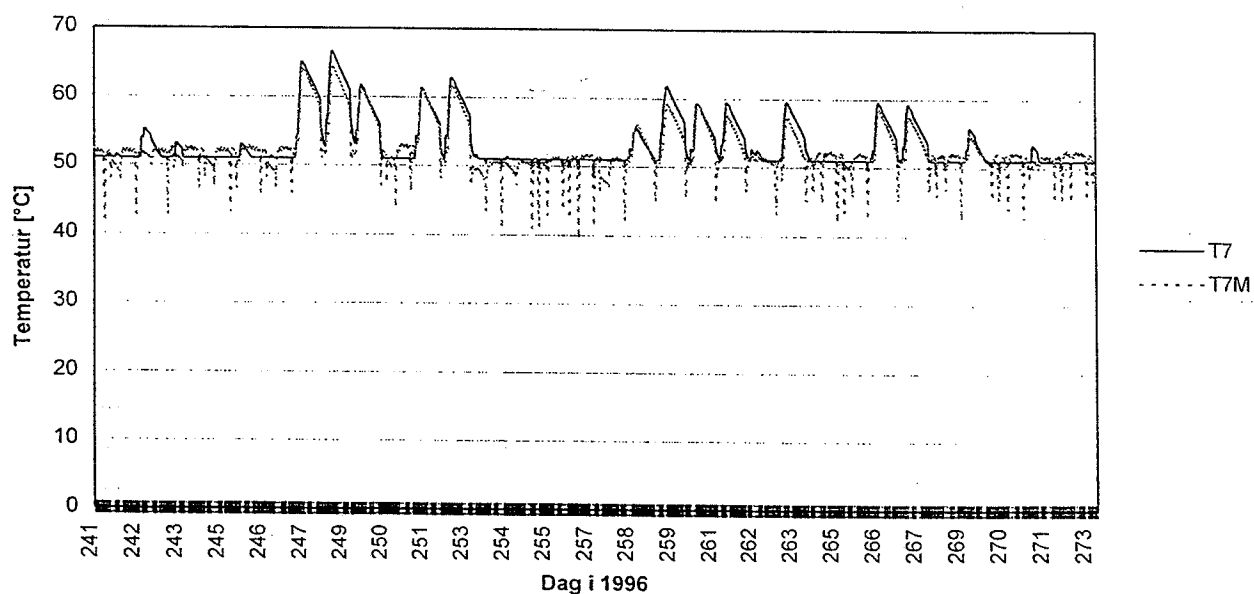
Det ses, at der er en god overensstemmelse mellem de målte og beregnede størrelser. I Tabel 4-16 er energimængderne summeret over hele perioden, og det fremgår heraf, at forskellene ligger klart inden for måleusikkerhederne på energistørrelserne, jvf. /2/.

	Supplerende energi tilført lageret [kWh]	Energimængde tappet fra lageret [kWh]	Nettoydelse [kWh]
Målt	114,0	227,2	113,2
Beregnet	112,0	226,5	114,5
Afvigelse [%]	1,8	0,3	-1,1

Tabel 4-16: Summerede energimængder over forsøgsperioden, målt og beregnet.

Figur 4-29 viser den målte og beregnede temperatur i toppen af lageret. Sammenligningen af temperaturerne viser, at temperaturniveauet og dynamikken stemmer godt overens. På grundlag af dette og overensstemmelsen mellem målte og beregnede energimængder vurderes det derfor, at EDB-modellen kan anvendes til simulering af et helt år med de danske referencevejrdato TRY.

Temperatur i toppen af beholderen



Figur 4-29: Temperaturen i toppen af lageret i anlæg 3. Signaturene i figuren svarer til signaturene i Figur 4-23.

4.3.5 Årsydelse for anlægget

I det følgende beregnes anlæggets årsydelse. Modellen beskrevet i afsnit 4.3.3 anvendes med den ændring at koldtvandstemperaturen er konstant 10°C (før blev den målte koldtvandstemperatur benyttet).

I Tabel 4-17 er følgende månedlige værdier gengivet: Totalt solindfald på solfanger, solvarme overført til lageret, suppleringsvarme, energi tappet fra lageret, energiforbrug til cirkulationspumpen i solfangerkredsen, energiforbrug til styresystemet, nettoydelse (=tappet energimængde÷supplerende energimængde), anlægsydelse (=tappet energimængde÷supplerende energimængde÷energiforbrug til pumpe og styresystem), nettodækningsgrad (=nettoydelse/tappet energimængde) samt anlægsdækningsgrad (=anlægsydelse/tappet energimængde).

Det ses, at anlægget har en årlig nettoydelse på 1017 kWh og en årlig anlægsydelse på 873 kWh. De to ydelser svarer til dækningsgrader på hhv. 37,9% og 32,5%.

	Solindfald [kWh]	Solvarme til lager [kWh]	Suppl. varme til lager [kWh]	Energi tappet fra lager [kWh]	Energi til pumpe [kWh]	Energi til styre- system [kWh]	Netto- ydelse [kWh]	Anlægs- ydelse [kWh]	Netto- dæknings- grad [%]	Anlægs- dæknings- grad [%]
Jan.	80	20	224	228	2,6	1,48	4	-1	1,6	-0,3
Feb.	177	52	168	206	5,6	1,34	38	31	18,5	15,2
Mar.	223	63	181	228	7,8	1,48	47	38	20,8	16,7
Apr.	401	130	111	221	13,3	1,44	110	95	49,8	43,1
Maj	471	159	89	228	15,1	1,48	139	122	60,8	53,6
Juni	534	188	57	221	16,4	1,44	163	145	74,0	65,9
Juli	472	172	75	228	17,0	1,48	153	134	67,0	58,9
Aug.	450	175	75	228	15,6	1,48	153	136	67,0	59,5
Sep.	321	126	112	221	13,4	1,44	109	94	49,2	42,5
Okt.	204	76	167	228	9,6	1,48	61	50	26,8	21,9
Nov.	115	38	197	221	5,6	1,44	24	17	10,8	7,7
Dec.	102	31	211	228	4,2	1,48	17	11	7,4	4,9
Totalt	3550	1229	1668	2685	126,2	17,5	1017	873	37,9	32,5

Tabel 4-17: Beregnede månedlige energimængder for anlæg 3.

Forbedringsmuligheder:

Der er udført beregninger for at undersøge mulighederne for at forbedre anlægget. Den umiddelbart mest åbenlyse fejl ved dette anlæg er, at lagertanken ikke er særligt velisoleret. Lagertanken er fra Nilan A/S, og derfor bør det undersøges, hvor meget anlægget yder, når lagertanken er isoleret ligesom

Nilans markedsførte lagertanke (kappebeholdere). Dvs. at toppen af lagertanken isoleres med 6,5 cm PUR-skum, siderne isoleres med 5 cm PUR-skum og bunden isoleres med 3 cm PUR-skum. Isoleringsmaterialets λ -værdi antages at være 0,03 W/mK. Der ses bort fra eventuelle kuldebroer i lageret.

	Solindfald [kWh]	Solvarme til lager [kWh]	Suppl. varme til lager [kWh]	Energi tappet fra lager [kWh]	Energi til pumpe [kWh]	Energi til styre- system [kWh]	Netto- ydelse [kWh]	Anlægs- ydelse [kWh]	Dæk- nings- grad 1 [%]	Dæk- nings- grad 2 [%]
Reference	3550	1229	1668	2685	126,2	17,5	1017	873	37,9	32,5
Forbedret	3550	1220	1589	2685	125,7	17,5	1096	952	40,8	35,5

Tabel 4-18: Beregnede årlige for anlæg 3 (standard og forbedret).

I Tabel 4-18 ses resultatet af denne anlægsændring. Det fremgår, at med en korrekt isoleret lagertank vil anlægget få en anlægsydelse på 952 kWh med en anlægsdækningsgrad på 35,5%.

4.3.6 Driftserfaringer og sammenfatning

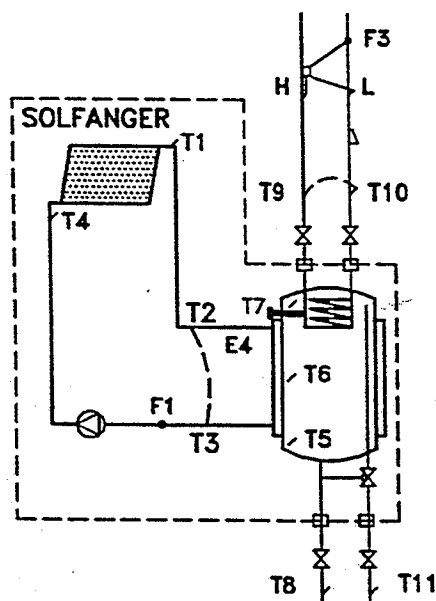
Der har været nogle problemer med målesystemet til dette anlæg. Derfor er den målte solvarme tilført lageret ikke registreret. Dog kan man ud fra de resterende målinger udmærket konkludere, at dette anlæg er væsentligt dårligere end anlæg 1 og 2. Anlægget adskiller sig fra de andre to anlæg ved, at beholderen er lav og 'buttet', hvor beholderne i de andre anlæg er høje og slanke. Som følge af dette, bliver lagdelingen i anlæg 3's beholder ikke så markant som i de to andre beholdere, og især er afkølingen af solfangervæsken i anlæg 3 væsentligt ringere.

4.4 Anlæg 4

4.4.1 Opbygning

Solvarmeanlægget er opført i prøvestanden i 1996 af NordSol ApS. Anlæggets enkeltkomponenter markedsføres i Danmark.

Anlægget er et low flow anlæg, som består af to solfangerpaneler, med et samlet transparent areal på 4,02 m², samt en kappebeholder på 265 l + 12,2 l i kappen. Solfangeren er installeret på en 45° hældende sydvendt flade. Datablad for solfangeren ses i bilag 2.



Figur 4-30: Principskitse med målepunkter af anlæg 4.

Lagertanken er en lodretstående cylindrisk kappebeholder med et el-varmelegeme til suppleringsvarme om sommeren og en varmevekslerspiral til suppleringsvarme om vinteren.

Solfangeren er forbundet til lagertanken via 13,3 m fremløbsrør til lageret, og 15,3 m returrør fra lageret. Heraf er 2 x 3,5 m indendørs. Rørene er 18/16 mm kobberør, der er isoleret med 16 mm PUR-skum.

Solfangerkredsen er forsynet med en Grundfos cirkulationspumpe (Type UPS 25-40), som igennem hele måleperioden har kørt på trin 1. Dog benyttes trin 3 i forbindelse med opstart af pumpen. Når

temperaturen i bunden af lageret overstiger 85°C , skifter pumpen ligeledes til trin 3, indtil temperaturen er faldet til 75°C . Herved undgås en overophedning af lageret. Endvidere skifter pumpen til trin 3 når temperaturen i toppen af lageret overstiger 60°C .

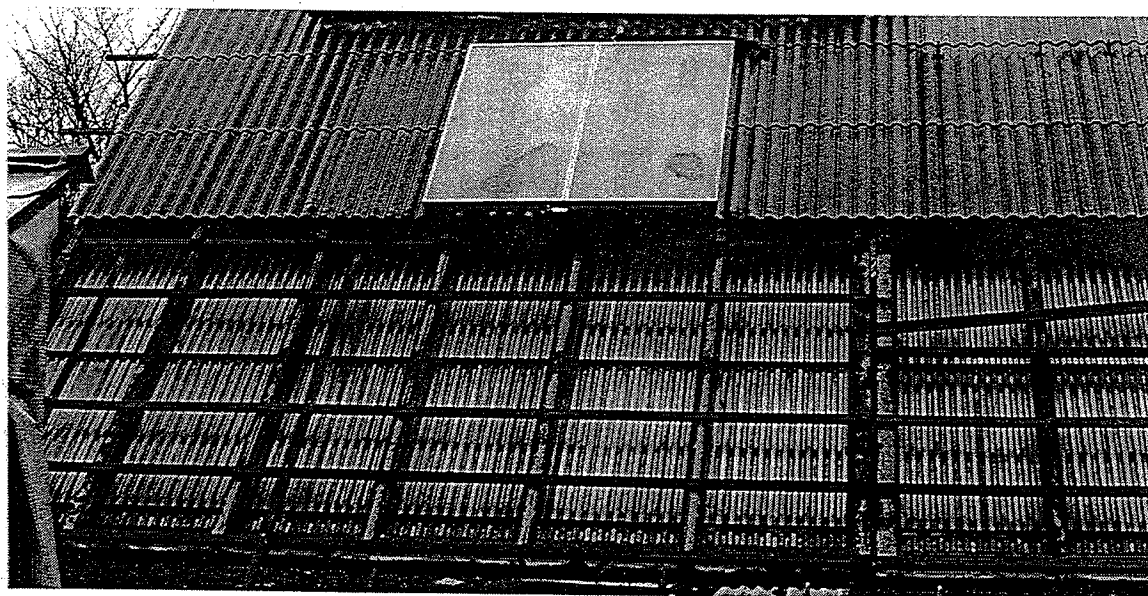
Cirkulationspumpen styres af en differenstermostat, der måler temperaturforskellen mellem udløbs-temperaturen fra solfangeren og temperaturen i bunden af kappen. Differenstermostaten har et start/stop setpunkt på $6/2\text{ K}$.

Cirkulationspumpens, el-patronens og styresystemets effektforbrug fremgår af Tabel 4-19.

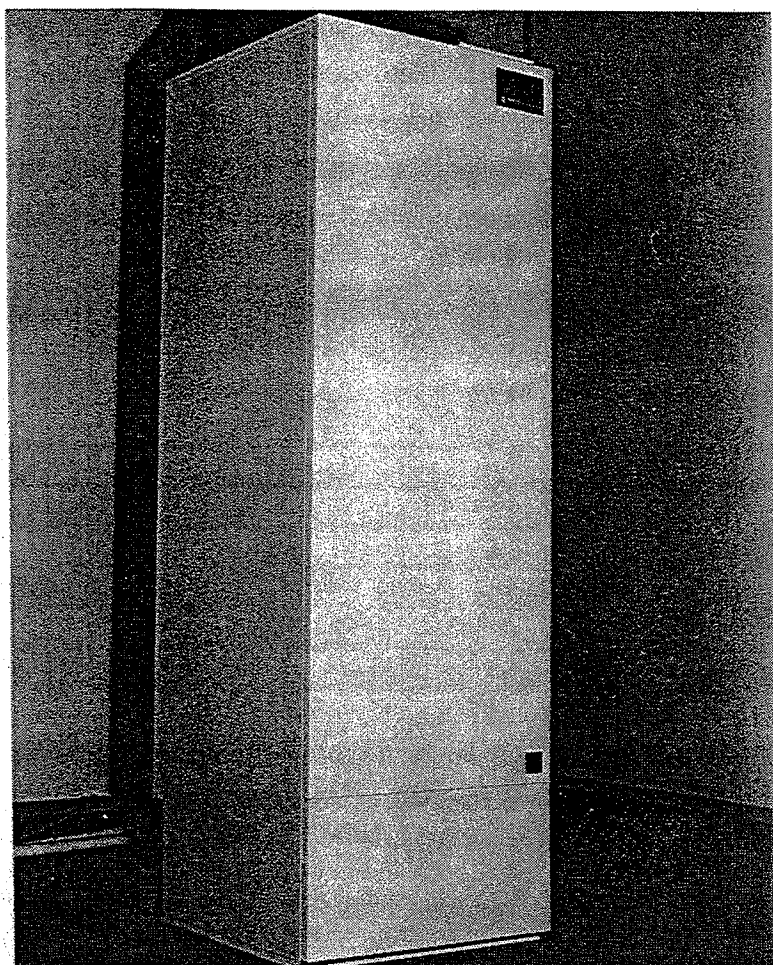
Enhed	Effektforbrug [W]
Cirkulationspumpe	30
El-patron	1200
Styresystem	2

Tabel 4-19: Effektforbrug for pumpe, styresystem og el-patron.

I Figur 4-30 ses en principskitse af anlægget. Figur 4-31 - Figur 4-32 viser fotos af anlæggets solfanger og varmelager (svarende beholder 4 med PUR-skumsisolering og kabinet).



Figur 4-31: Solfangerpanelerne på solfangerstativet.



Figur 4-32: Solvarmeanlæggets varmelager.

4.4.2 Måledata

I Figur 4-30 er målepunkterne i anlægget vist.

Der er fem målepunkter i lagertanken. Målepunkterne er anbragt i en glasstav, som er indført i tanken gennem bunden. Målepunkterne 1, 3, 5 registreres hele tiden, mens målepunkter 2 og 4 kan udtages midlertidigt. Målepunkternes placering i tanken fremgår af Tabel 4-20.

Målepunkt	Betegnelse i Figur 4-30	Afstand fra bunden af tanken [mm]
1	T5	34
2	-	350
3	T6	678
4		1009
5	T7	1324

Tabel 4-20: Placering af temperaturfølere i lagertanken.

I Tabel 4-21 er følgende værdier gengivet: Totalt solindfald på solfanger, solvarme overført til lageret, suppleringsvarme, energi tappet fra lageret, energiforbrug til cirkulationspumpen i solfangerkredsen, energiforbrug til styresystemet, nettoydelse (=tappet energimængde÷supplerende energimængde), anlægsydelse (=tappet energimængde÷supplerende energimængde÷energiforbrug til pumpe og styresystem), nettodækningsgrad (=nettoydelse/tappet energimængde) samt anlægsdækningsgrad (=anlægsydelse /tappet energimængde).

Periode 1996- 1997	Solind- fald [kWh]	Sol- varme til lager [kWh]	Suppl. varme til lager [kWh]	Energi tappet fra lager [kWh]	Energi til pumpe [kWh]	Energi til styre- system [kWh]	Netto- ydelse [kWh]	Anlægs- ydelse [kWh]	Netto- dæknings- grad [%]	Anlægs- dæknings- grad [%]
19/8-2/9	217	0	0	0	0,0	0	0	0	-	-
2/9-1/10	469	153	63	192	6,6	1,6	129	121	67,2	62,9
1/10-1/11	233	75	134	189	4,6	1,4	55	49	29,1	25,9
1/11-25/11	113	34	137	155	2,0	1,2	18	15	11,6	9,5
25/11-6/1	157	70	269	280	2,1	2	11	7	3,9	2,5
Totalt	1189	332	603	816	15,3	6,2	213	192	26,1	23,5

Tabel 4-21: Målte værdier for anlægget.

Der foreligger ikke målinger for første del af måleperioden, da der var problemer med temperaturføle-
ren, til styring af cirkulationspumpen, i solfangeren. Det ses i øvrigt, at der, i de måleperioder hvor
der foreligger måledata, er tappet mindre fra dette anlæg end fra anlæg 1, 2 og 3. Det skyldes, at blan-
deventilen til varmt vand ikke har fungeret ordentligt.

Det ses af målingerne, at anlægget i måleperioden har haft en nettoydelse på 213 kWh samt en anlæg-
sydelse på 192 kWh. Dette giver, for perioden, en nettodækningsgrad og en anlægsdækningsgrad på
hhv. 26,1% og 23,5%. Det fremgår desuden, at anlægget igennem hele måleperioden har ydet mere
end anlæg 1, 2 og 3. Det skyldes hovedsageligt, at solfangerarealet er større, og at anlæggets lagertank
er væsentligt bedre isoleret.

4.4.3 EDB-model af solvarmeanlægget

Til bestemmelse af årlige ydelser samt forbedringsmuligheder for solvarmeanlægget er en EDB-model
af anlægget udformet. Modellen bruges i det detaljerede simuleringsprogram, der er omtalt i afsnit 3.5.
Modellen valideres med målte data fra perioderne d. 2/9-29/9 1996 og d 7/11-25/11 1996. Det ses, at
den første periode er lidt kortere end beskrevet i afsnit 2. Det skyldes de førnævnte problemer med
solfangerens temperaturføler. Disse to perioder er udvalgt til validering af EDB-modellen, idet perio-
derne repræsenterer anlægget når der benyttes hhv. el-patron og varmevekslerspiral til supplerings-
varme.

I det følgende er input til EDB-modellen beskrevet:

Solfangerkredsen:

Effektivitetsudtrykket for solfangeren er, ved målinger på Institut for Bygninger og Energi, bestemt til

$$\eta = 0,83 - 5,50 \cdot (T_m - T_a) / G - 0,003 \cdot (T_m - T_a)^2 / G$$

hvor

η	er solfangereffektiviteten	[-]
T_m	er solfangervæskens middeltemperatur	[°C]
T_a	er den omgivende lufts temperatur	[°C]
G	er bestrålingsstyrken på solfangeren	[W/m ²]

Prøvningen er udført under standardbetingelser (ISO 9806-1.2) med en lufthastighed over solfangeren på 5 m/s. Denne lufthastighed er meget større end det, gennemsnitslufthastigheden over solfangeren normalt er udendørs. Derfor er effektivitetsudtrykket korrigeret, til et udtryk svarende til en lufthastighed på 2 m/s, på baggrund af teori udviklet i /6/. Korrektionen reducerer solfangerens varmetab til 95,8% af det oprindelige varmetab. Herved fremkommer følgende effektivitetsudtryk for solfangeren:

$$\eta = 0,83 - 5,27 \cdot (T_m - T_a) / G - 0,0029 \cdot (T_m - T_a)^2 / G$$

Solfangereffektiviteten forringes som følge af low flow drift, idet den konvektive varmeoverføringskoefficient mellem absorber og solfangervæske forringes. Forringelsen for en tilsvarende solfanger er i /7/ bestemt til ca. 6%. Derfor skal såvel starteffektiviteten og varmetabskoefficienten reduceres med 6%.

Simuleringsprogrammet benytter ikke det egentlige effektivitetsudtryk, men et lineariseret udtryk ved en temperaturdifferens på 50 K. Med disse tilføjelser bliver det målte og korrigerede effektivitetsudtryk:

$$\eta = 0,78 - 5,09 \cdot (T_m - T_a) / G$$

Effektivitetens vinkelafhængighed, i forhold til solindfaldet, bestemmes af følgende udtryk:

$$k_g = 1 - (\tan(i/2))^{4,2}$$

hvor

k_g	er indfaldsvinkelkorrektionen	[-]
i	er indfaldsvinklen	[°]

Volumenstrømmen i solfangerkredsen er ud fra målingerne bestemt til:

$$v = 0,17 \text{ l/min/m}^2$$

Rørene i solfangerkredsen består af 13,3 m fremløbsrør til lageret, og 15,3 m returrør fra lageret. Heraf er hhv. 2 x 3,5 m indendørs. Rørene er 18/16 mm kobberør, der indendørs er isoleret med 16 mm PUR-skum. Isoleringen antages at have en λ -værdi på 0,03 W/mK. På grund af at isoleringen af rørene indendørs er mangelfuldt udført, er der tillagt en kuldebro på 3 W/K i fremløbsrøret og returrøret indendørs.

Pumpen i solfangerkredsen har et effektforbrug på 30 W. Solfangerkredsen styres af en differenstermostat med et start/stop-setpunkt på 6 K/2 K.

Lageret:

Lageret er i EDB-modellen beskrevet med dataene for beholder 4 der er gengivet i Tabel 3-1, idet lageret er isoleret med PUR-skum. Desuden er lagerets bund isoleret med ca. 3 cm PUR-skum. Isoleringsmaterialets λ -værdi anslås til 0,03 W/mK.

Lageret er i EDB-modellen inddelt i 37 lag. Kappen starter i lag 14, svarende til ca. 50 cm fra lagerets top, og kappen slutter i lag 32 svarende til ca. 16 cm fra lagerets bund. El-patronen og varmevekslerspiralen er placeret i lag 12 svarende til ca. 10 cm over kappens top. Herved opnås god overensstemmelse med lagerets faktiske opbygning.

I simuleringerne er anvendt er effekt på 1200 W for el-patronen og varmevekslerspiralen. Setpunktet for termostaten for toppen af lageret er 50,5°C.

Startværdier for temperaturen i lagertankens forskellige lag er fastlagt ud fra de målte temperaturer.

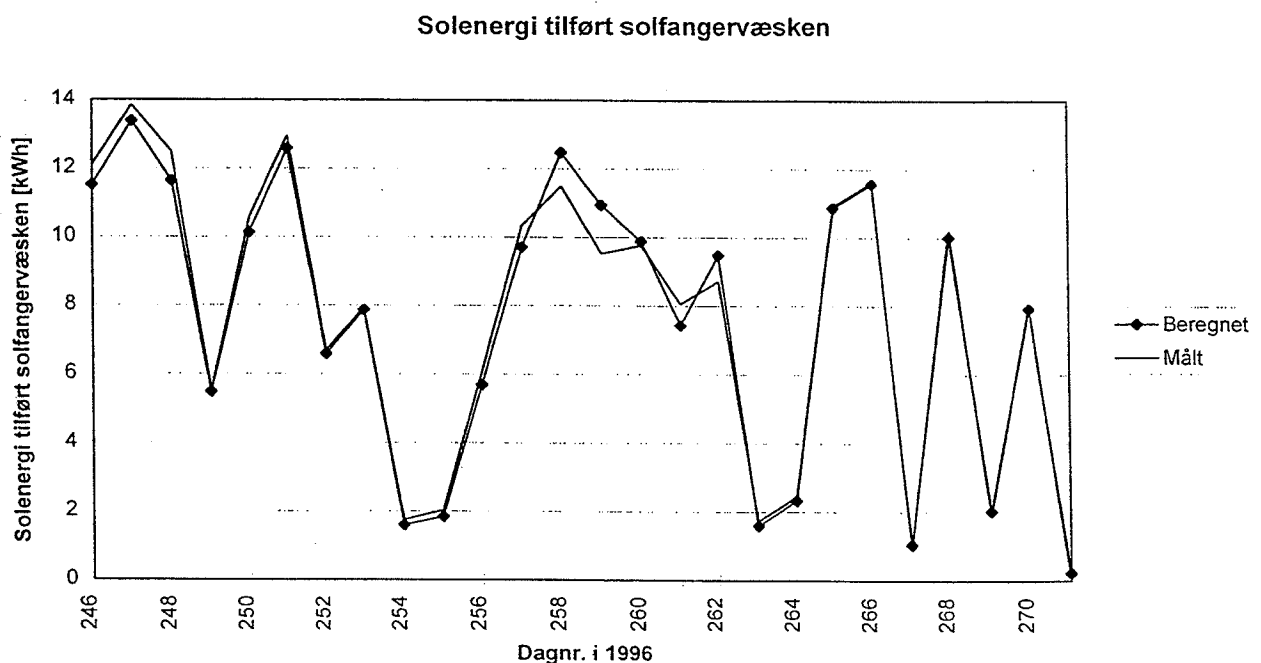
4.4.4 Validering af EDB-model

Formålet med valideringen af EDB-modellen er, at udforme en model der svarer så godt til solvarme-anlægget, at man kan beregne anlæggets årsydelser. Desuden kan modellen benyttes til at undersøge, hvorledes ændringer i anlægsudformningen påvirker ydelsen.

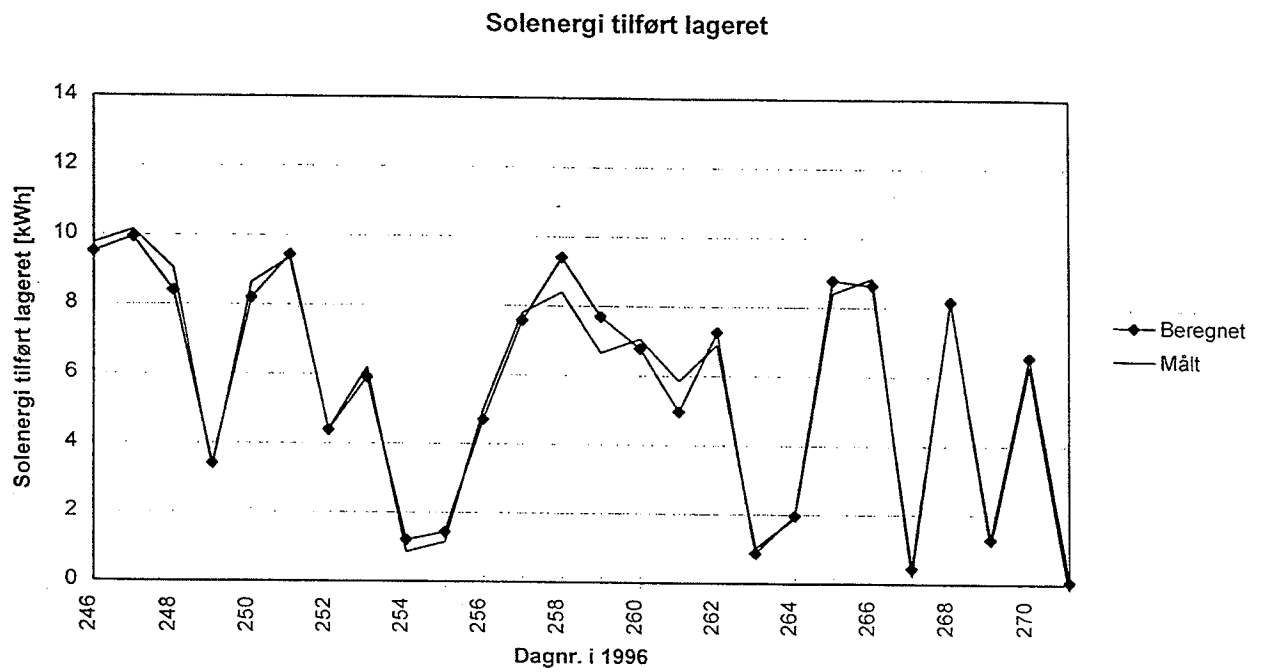
EDB-modellen af anlægget valideres mod målte energistørrelser og temperaturer. Energistørrelserne er som følger: Solvarme tilført solfangervæsken, solvarme tilført lageret, supplerende varme tilført lageret, energimængde tappet fra lageret og anlæggets nettoydelse. De målte temperaturer der benyttes til valideringen er: Temperaturen i toppen af lageret (T7), solfangervæskens fremløbstemperatur til solfangeren (T4), solfangervæskens returtemperatur fra solfangeren (T1), solfangervæskens fremløbstemperatur til lageret (T2) og solfangervæskens returtemperatur fra lageret (T3). Angivelserne i parenteserne refererer til signaturerne i Figur 4-30.

Sommerperioden med el-patron:

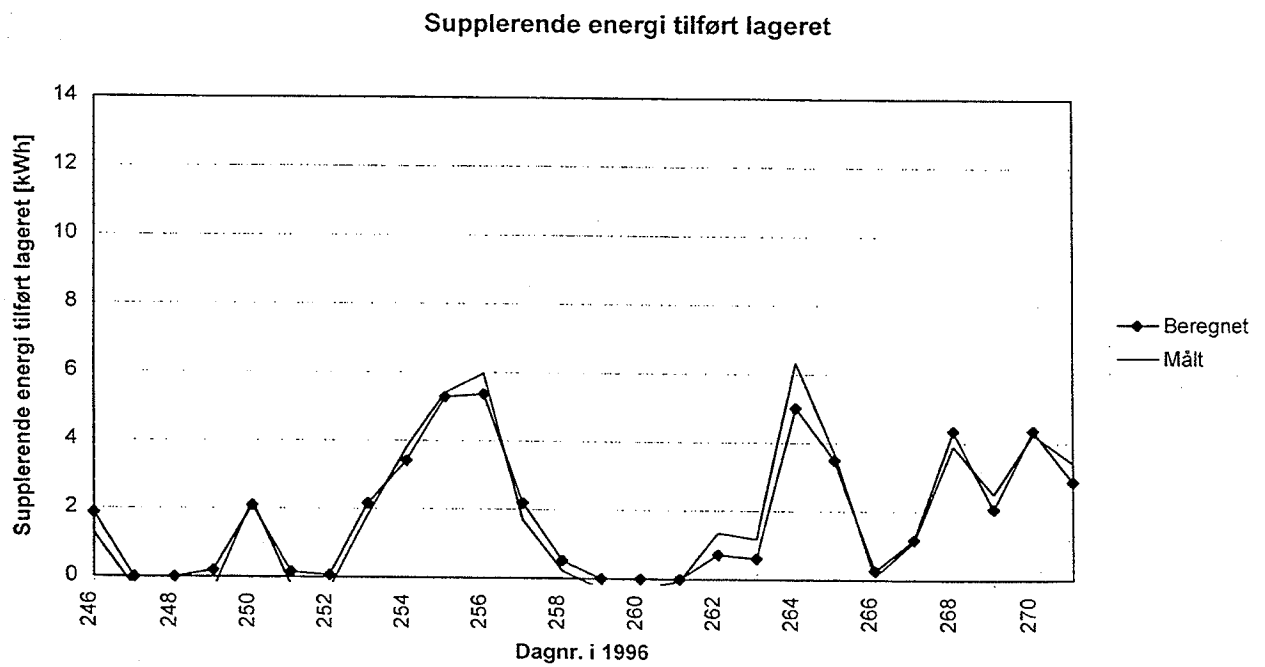
I Figur 4-33 ses den målte og beregnede daglige energitilførsel til solfangervæsken i solfangeren. Figur 4-34 viser den målte og beregnede daglige energioverførsel fra solfangervæsken til lageret. I Figur 4-35 ses den målte og beregnede daglige supplerende energimængde tilført lageret, og Figur 4-36 viser den målte og beregnede daglige tappede energimængde. Endelig viser Figur 4-37 den målte og beregnede daglige nettoydelse for anlægget. Det fremgår, at den første dag i forsøgsperioden ikke er medtaget i graferne. Det skyldes, at denne dag benyttes som en beregningsmæssig indsvingningsperiode.



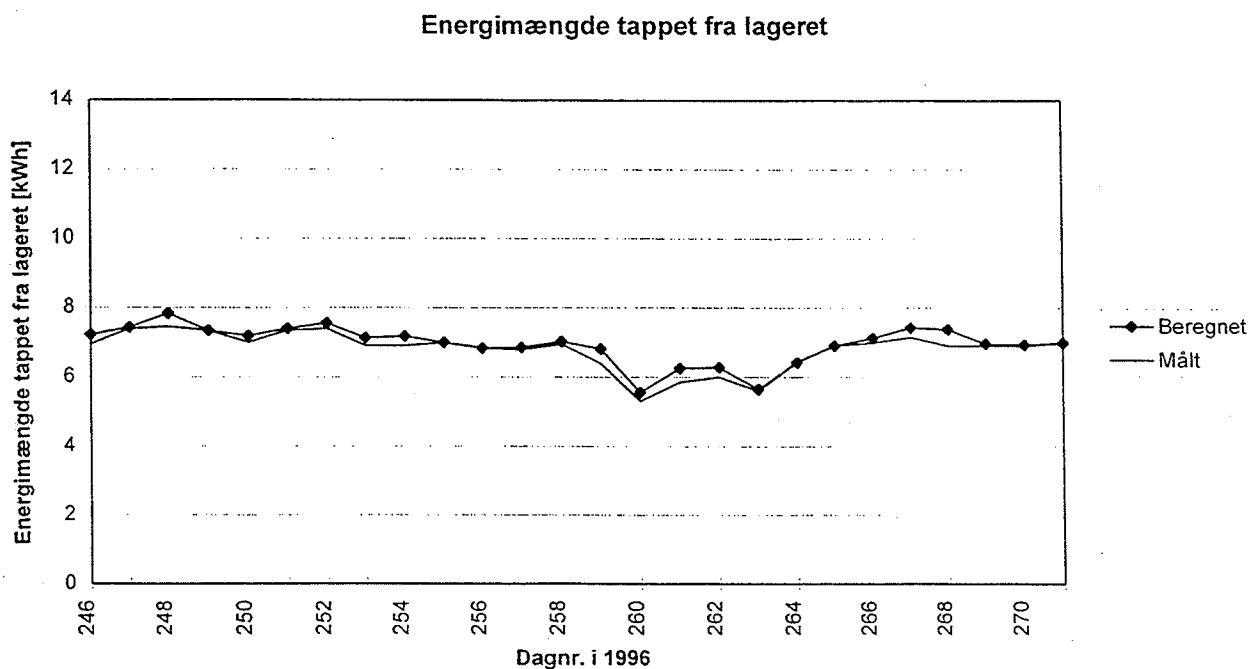
Figur 4-33: Solenergi tilført solfangervæsken i solfangeren i anlæg 4.



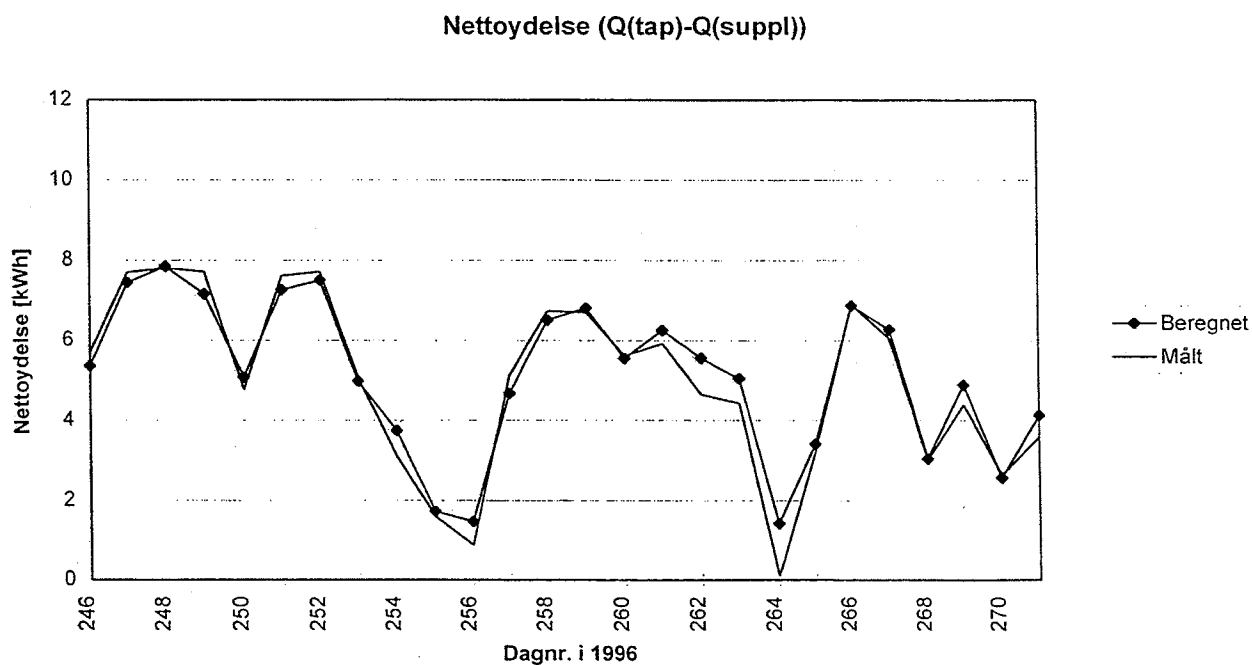
Figur 4-34: Solenergi tilført lageret i anlæg 4.



Figur 4-35: Supplerende energi tilført lageret i anlæg 4.



Figur 4-36: Energimængde tappet fra lageret i anlæg 4.



Figur 4-37: Nettoydelse for anlæg 4.

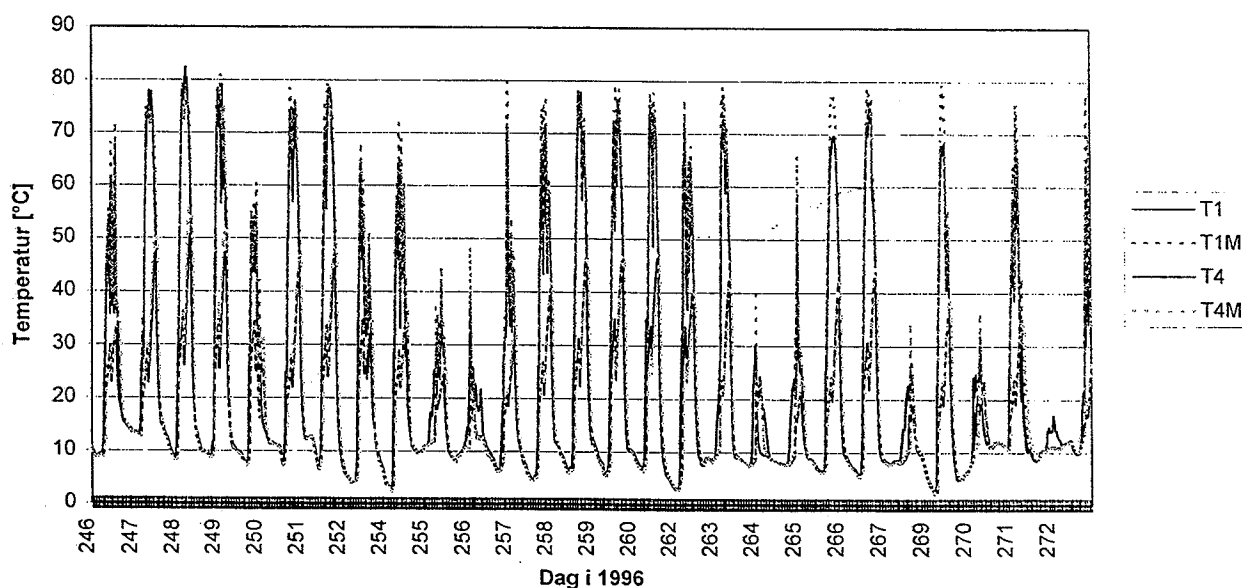
Det ses, at der er en god overensstemmelse mellem de målte og beregnede størrelser. I Tabel 4-22 er energimængderne summeret over hele perioden, og det fremgår heraf, at forskellene ligger klart inden for måleusikkerhederne på energistørrelserne, jvf. /2/.

	Solvarme tilført solfanger- væsken [kWh]	Solvarme tilført lageret [kWh]	Supplerende energi tilført lageret [kWh]	Energimængde tappet fra lage- ret [kWh]	Nettoydelse [kWh]
Målt	165,4	122,3	53,0	161,8	108,8
Beregnet	165,3	124,2	51,7	165,1	113,4
Afvigelse [%]	0,01	-1,5	-2,5	2,0	-4,2

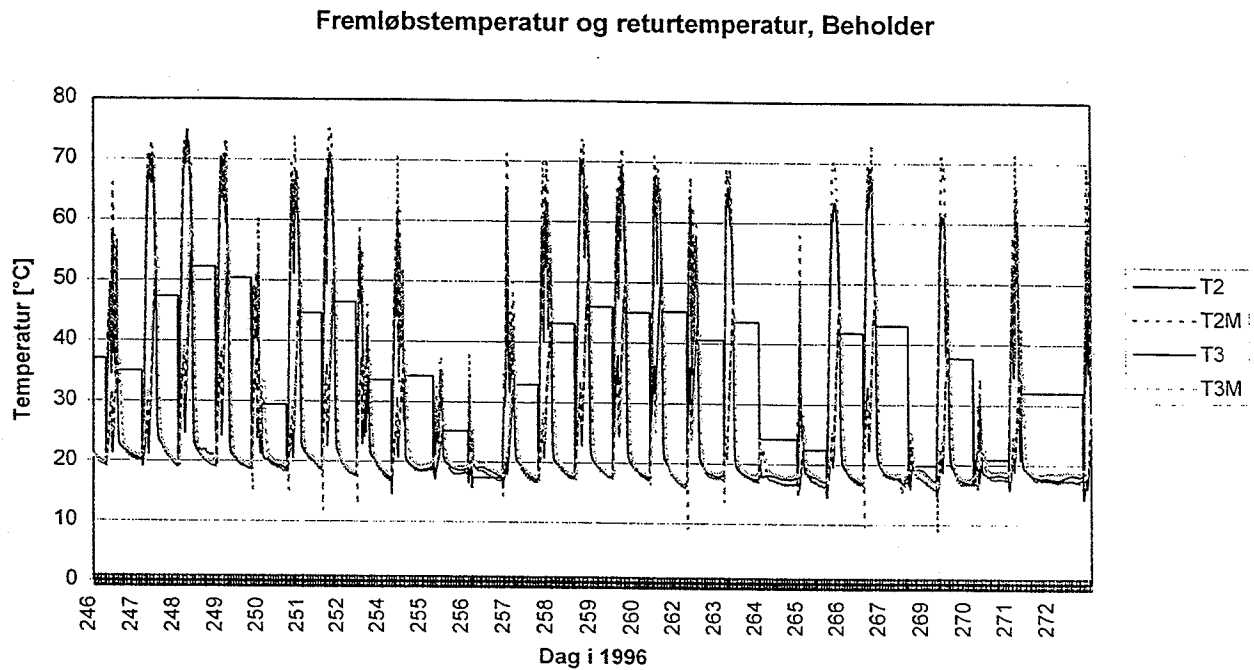
Tabel 4-22: Summerede energimængder over forsøgsperioden, målt og beregnet.

Figur 4-38 og Figur 4-39 viser de målte og beregnede fremløbstemperaturer og returtemperaturer for hhv. solfanger og lager. Figur 4-40 viser den målte og beregnede temperatur i toppen af lageret. Sammenligningen af temperaturerne viser, at temperaturniveauet og dynamikken stemmer godt overens.

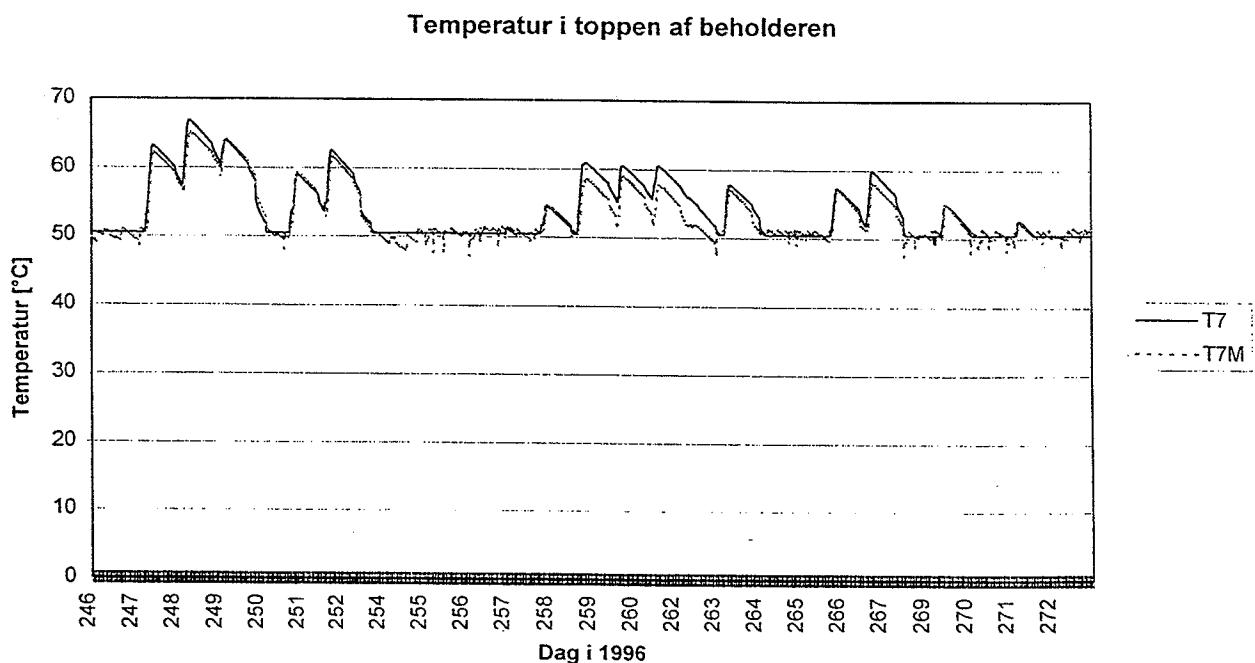
Fremløbstemperatur og returtemperatur, Solfanger



Figur 4-38: Fremløbstemperatur til solfangeren og returtemperatur fra solfangeren i anlæg 4. Signaturerne i figuren svarer til signaturerne i Figur 4-30.



Figur 4-39: Fremløbstemperatur til lageret og returtemperatur fra lageret i anlæg 4. Signaturene i figuren svarer til signaturene i Figur 4-30.



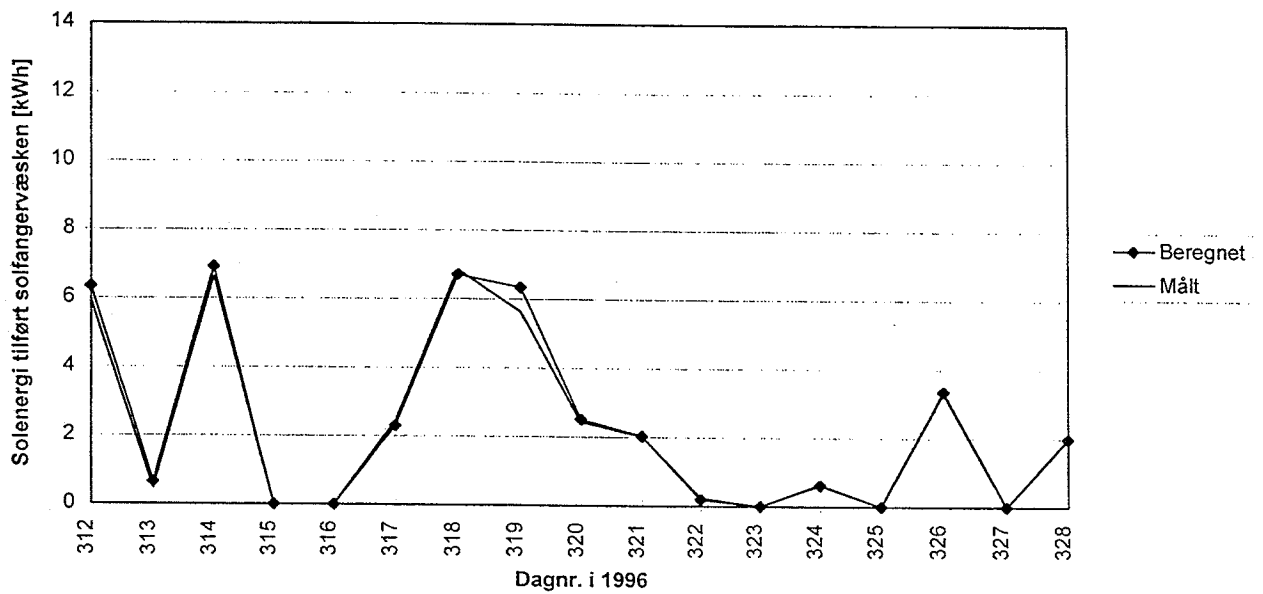
Figur 4-40: Temperaturen i toppen af lageret i anlæg 4. Signaturene i figuren svarer til signaturene i Figur 4-30.

Vinterperioden med supplerende varmevekslerspiral:

I Figur 4-41 ses den målte og beregnede daglige energitilførsel, i solfangeren, til solfangervæsken. Figur 4-42 viser den målte og beregnede daglige energioverførsel fra solfangervæsken til lageret. I Figur 4-43

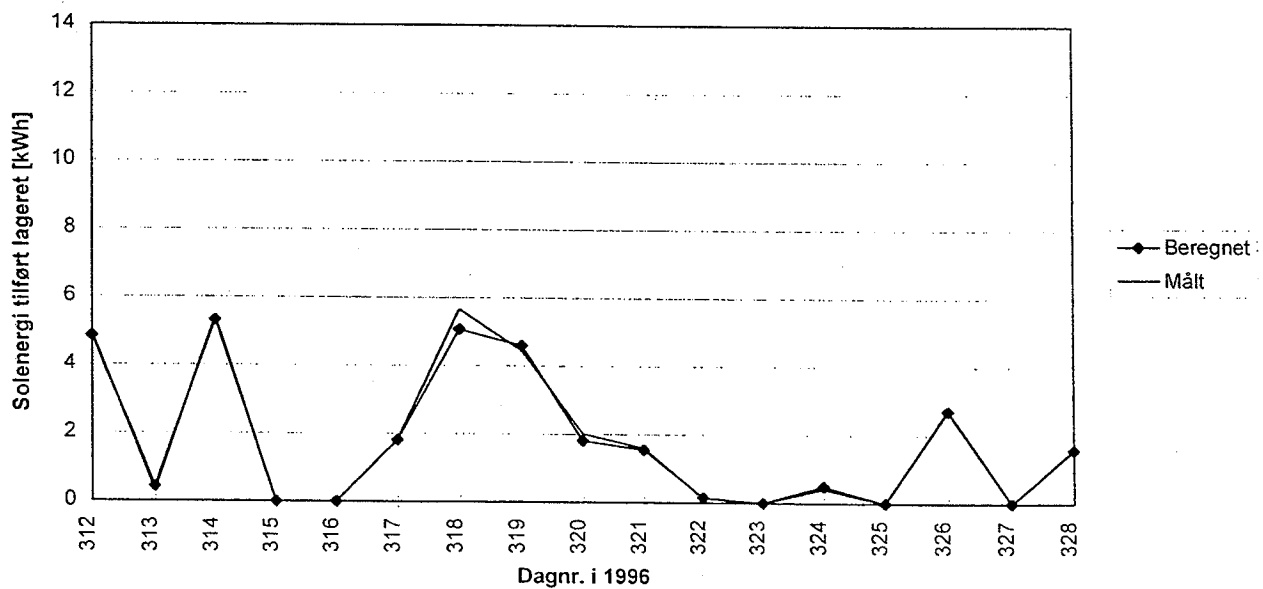
ses den målte og beregnede daglige supplerende energimængde tilført lageret, og Figur 4-44 viser den målte og beregnede daglige tappede energimængde. Endelig viser Figur 4-45 den målte og beregnede daglige nettoydelse for anlægget. Det fremgår, at den første dag i forsøgsperioden ikke er medtaget i graferne. Det skyldes, at denne dag benyttes som en beregningsmæssig indsvingningsperiode.

Solenergi tilført solfangervæsken

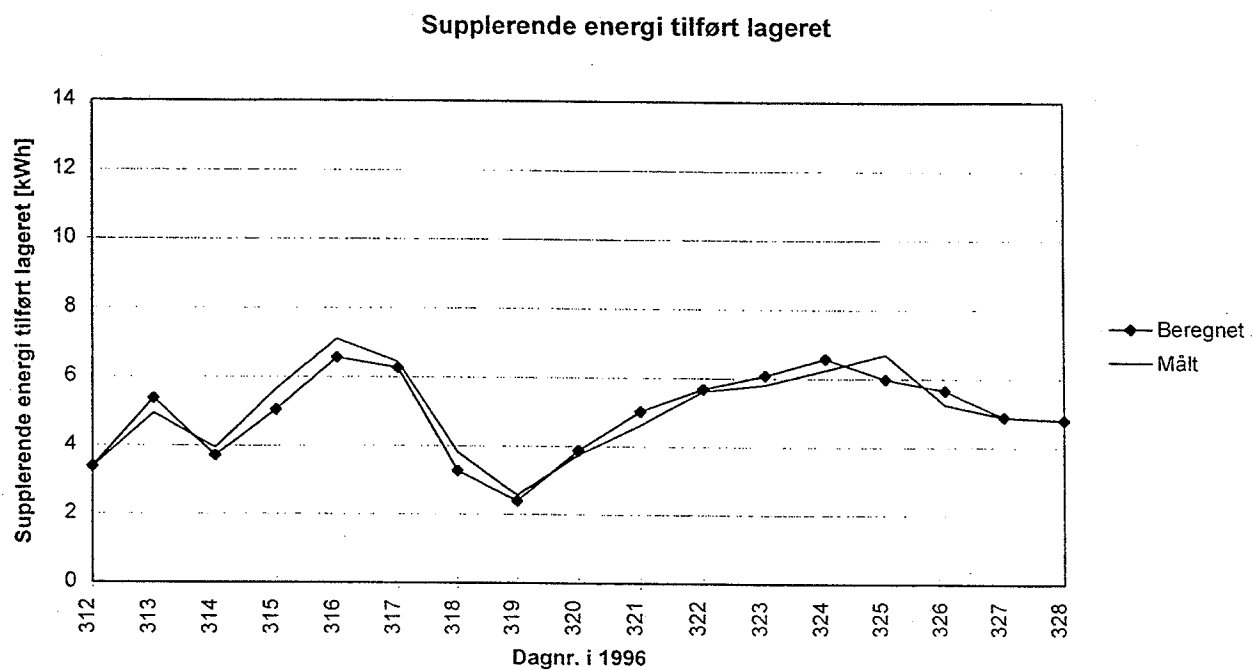


Figur 4-41: Solenergi tilført solfangervæsken i solfangeren i anlæg 4.

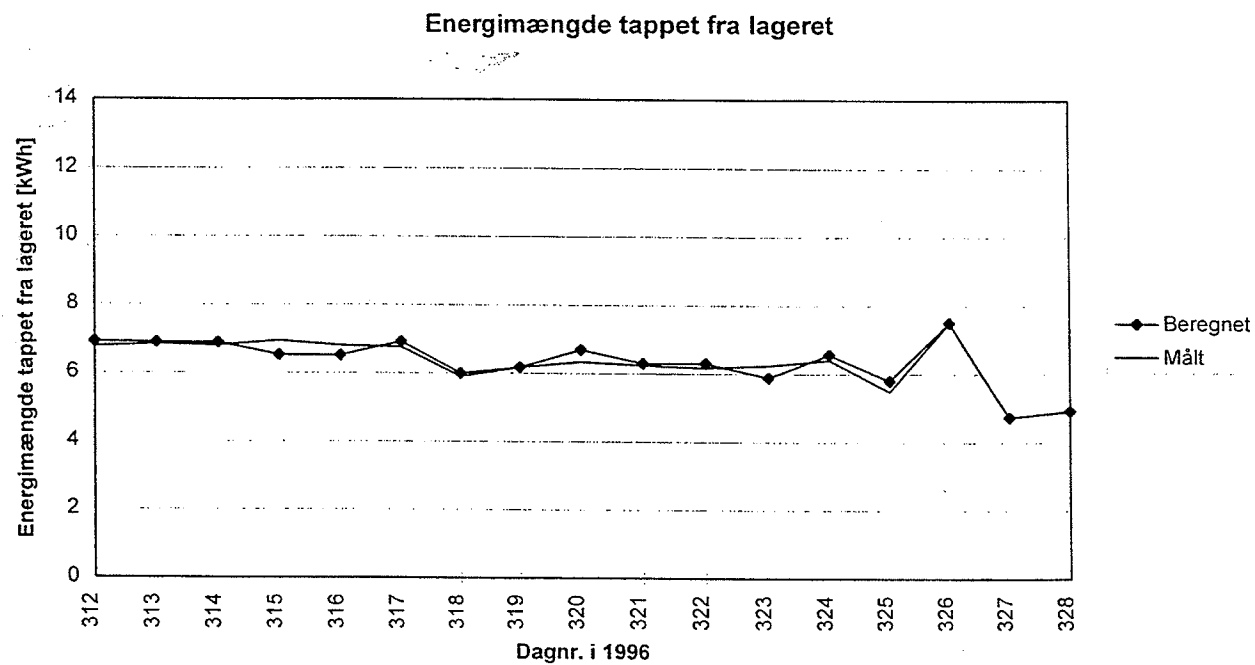
Solenergi tilført lageret



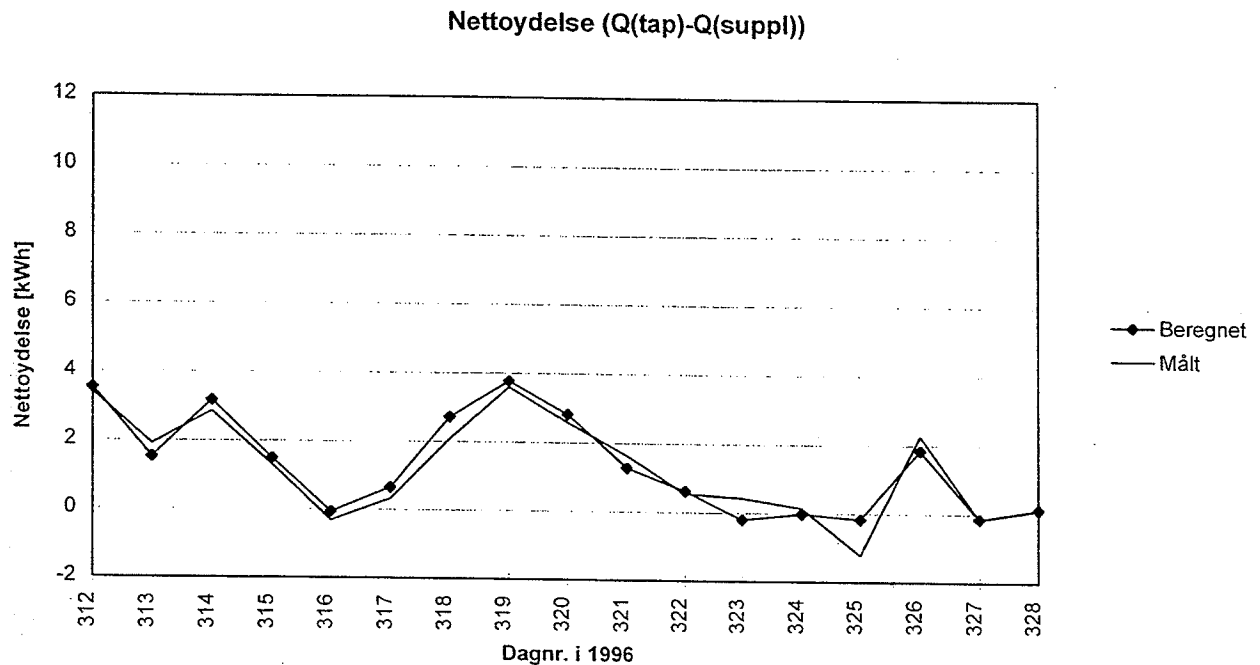
Figur 4-42: Solenergi tilført lageret i anlæg 4.



Figur 4-43: Supplerende energi tilført lageret i anlæg 4.



Figur 4-44: Energimængde tappet fra lageret i anlæg 4.



Figur 4-45: Nettoydelse for anlæg 4.

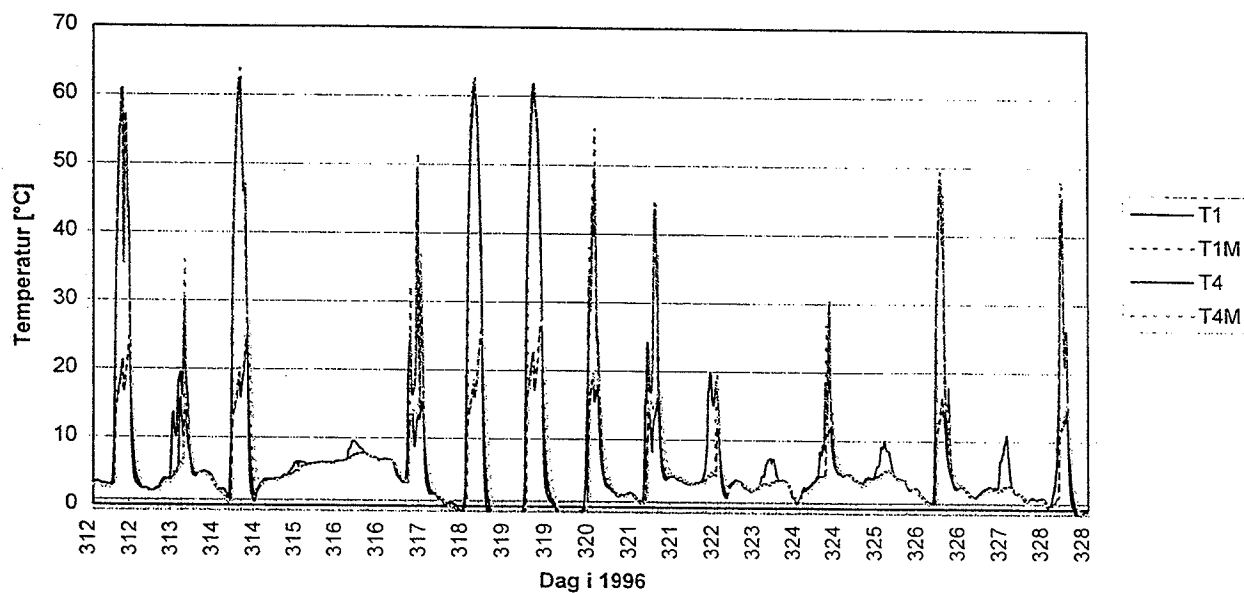
Det ses, at der er en god overensstemmelse mellem de målte og beregnede størrelser. I Tabel 4-23 er energimængderne summeret over hele perioden, og det fremgår heraf, at forskellene ligger klart inden for måleusikkerhederne på energistørrelserne, jvf. /2/.

	Solvarme tilført solfanger- væsken [kWh]	Solvarme tilført lageret [kWh]	Supplerende energi tilført lageret [kWh]	Energimængde tappet fra lage- ret [kWh]	Nettoydelse [kWh]
Målt	40,0	30,4	84,6	107,5	22,9
Beregnet	38,6	31,1	85,0	107,0	22
Afvigelse [%]	-3,6	2,3	0,5	0,5	4,1

Tabel 4-23: Summerede energimængder over forsøgsperioden, målt og beregnet.

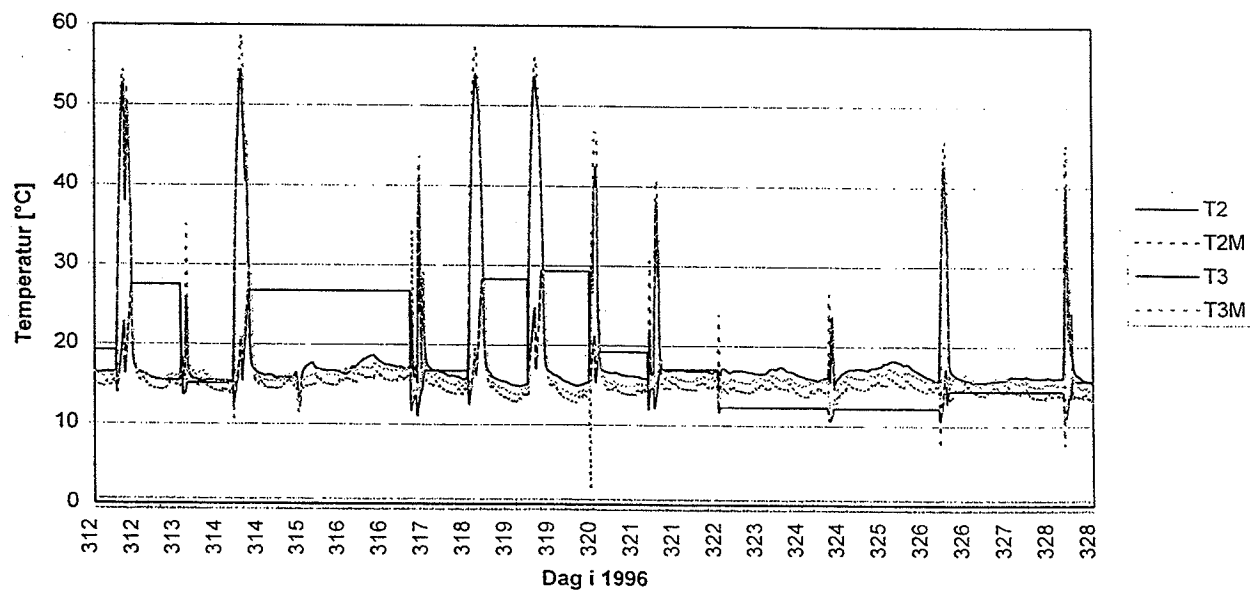
Figur 4-46 og Figur 4-47 viser de målte og beregnede fremløbstemperaturer og returtemperaturer for hhv. solfanger og lager. Figur 4-48 viser den målte og beregnede temperatur i toppen af lageret. Sammenligningen af temperaturerne viser, at temperaturniveauet og dynamikken stemmer godt overens. På grundlag af dette og overensstemmelsen mellem målte og beregnede energimængder vurderes det derfor, at EDB-modellen kan anvendes til simulering af et helt år med de danske referencevejrdata TRY.

Fremløbstemperatur og returtemperatur, Solfanger

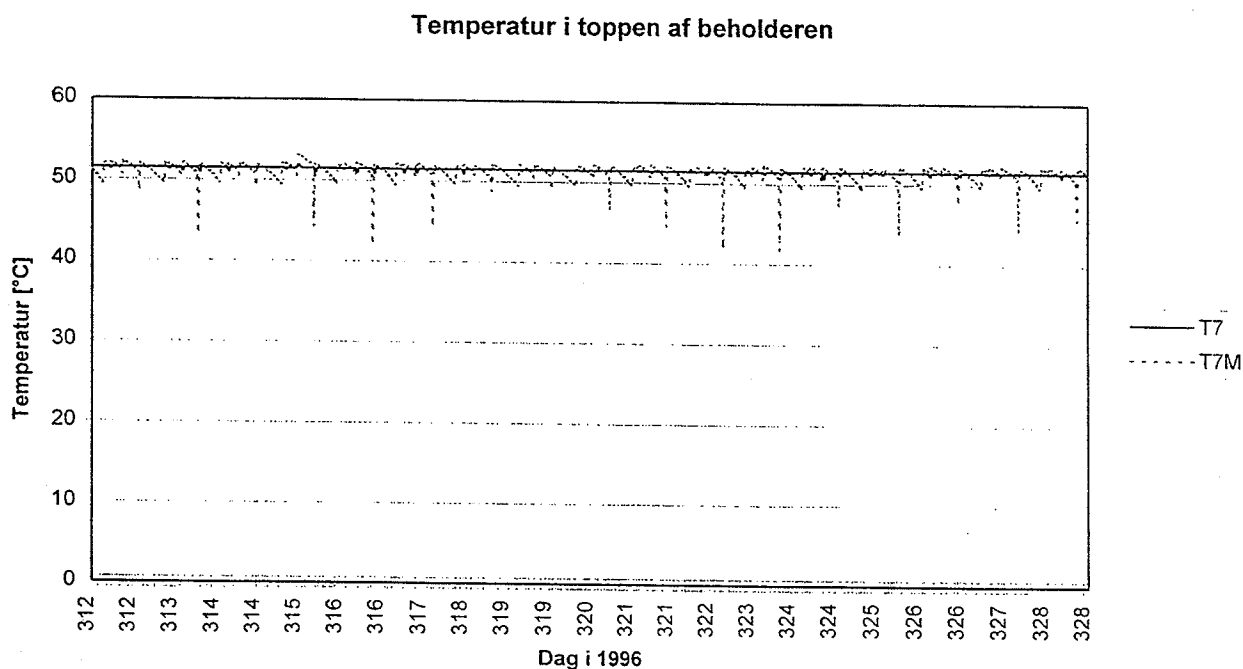


Figur 4-46: Fremløbstemperatur til solfangeren og returtemperatur fra solfangeren i anlæg 4. Signatureme i figuren svarer til signatureme i Figur 4-30.

Fremløbstemperatur og returtemperatur, Beholder



Figur 4-47: Fremløbstemperatur til lageret og returtemperatur fra lageret i anlæg 4. Signatureme i figuren svarer til signatureme i Figur 4-30.



Figur 4-48: Temperaturen i toppen af lageret i anlæg 4. Signatureme i figuren svarer til signatureme i Figur 4-30

4.4.5 Årsydelse for anlægget

I det følgende beregnes anlæggets årsydelse. Modellen beskrevet i afsnit 4.4.3 anvendes med den ændring, at koldt vandstemperaturen er konstant 10°C (før blev den målte koldt vandstemperatur benyttet).

I Tabel 4-24 er følgende månedlige værdier gengivet: Totalt solindfald på solfanger, solvarme overført til lageret, suppleringsvarme, energi tappet fra lageret, energiforbrug til cirkulationspumpen i solfangerkredsen, energiforbrug til styresystemet, nettoydelse (=tappet energimængde÷supplerende energimængde), anlægsydelse (=tappet energimængde÷supplerende energimængde÷energiforbrug til pumpe og styresystem), nettodækningsgrad (=nettoydelse/tappet energimængde) samt anlægsdækningsgrad (=anlægsydelse/tappet energimængde).

Det ses, at anlægget har en årlig nettoydelse på 1301 kWh og en årlig anlægsydelse på 1217 kWh. De to ydelser svarer til dækningsgrader på hhv. 48,5% og 45,3%.

	Solind- fald [kWh]	Sol- varme til lager [kWh]	Suppl. varme til lager [kWh]	Energi tappet fra lager [kWh]	Energi til pumpe [kWh]	Energi til styre- system [kWh]	Netto- ydelse [kWh]	Anlægs- ydelse [kWh]	Netto- dæknings- grad [%]	Anlægs- dæknings- grad [%]
Jan.	107	25	211	228	1,4	1,48	17	14	7,4	6,2
Feb.	237	64	151	206	2,9	1,34	55	51	26,8	24,8
Mar.	298	79	159	228	4,0	1,48	69	63	30,1	27,7
Apr.	537	155	86	221	7,1	1,44	135	126	61,1	57,2
Maj	631	189	55	228	8,1	1,48	173	163	75,8	71,6
Juni	715	212	33	221	8,8	1,44	188	178	85,0	80,3
Juli	633	198	45	228	8,9	1,48	183	172	80,1	75,5
Aug.	603	204	45	228	8,4	1,48	183	173	80,4	76,0
Sep.	430	154	80	221	7,2	1,44	141	132	64,0	60,0
Okt.	273	95	142	228	5,0	1,48	86	80	37,9	35,1
Nov.	155	48	181	221	2,8	1,44	40	36	18,1	16,2
Dec.	137	39	196	228	2,2	1,48	32	28	13,9	12,3
Totalt	4756	1463	1384	2685	66,9	17,5	1301	1217	48,5	45,3

Tabel 4-24: Beregnede månedlige energimængder for anlæg 4.

Forbedringsmuligheder:

Der er udført beregninger for at undersøge mulighederne for at forbedre anlægget. Den umiddelbart mest åbenlyse fejl ved dette anlæg er, at rørene i solfangerkredsen indendørs ikke er særligt velisoleret. Derfor bør det undersøges, hvor meget anlægget yder, når rørene er isoleret ordentligt. Dvs. at kuldebroerne i rørkredsen fjernes. I Tabel 4-25 ses resultatet af denne anlægsændring.

Hvis rørene i solfangerkredsen isoleres ordentligt, så øges anlægsydelsen til 1309 kWh, og anlægsdækningsgraden bliver 48,7%.

	Solind- fald [kWh]	Sol- varme til lager [kWh]	Suppl. varme til lager [kWh]	Energi tappet fra lager [kWh]	Energi til pumpe [kWh]	Energi til styre- system [kWh]	Netto- ydelse [kWh]	Anlægs- ydelse [kWh]	Dæk- nings- grad 1 [%]	Dæk- nings- grad 2 [%]
Reference	4756	1463	1384	2685	66,9	17,5	1301	1217	48,5	45,3
Forbedret	4756	1585	1294	2685	65,0	17,5	1391	1309	51,8	48,7

Tabel 4-25: Beregnede årlige for anlæg 4 (standard og forbedret).

4.4.6 Driftserfaringer og sammenfatning

Efter at føleren i toppen af solfangeren blev udskiftet, har anlægget kørt uden problemer. Dog har blandeventilen til varmt brugsvand ikke fungeret ordentligt. Målingerne viste desuden, at differens termostatsens stop-setpunkt på 2 K er sat for lavt (såfremt termostaten fungerer ordentligt). Hver dag viste det sig nemlig, at solfangerkredsen kører for længe om eftermiddagen, således at der bliver trukket varme ud af lageret.

Anlægget, som det står nu, har en nettoydelse på 1301 kWh og en anlægsydelse på 1217 kWh. Disse ydelser kan forøges til hhv. 1391 kWh og 1309 kWh, ved at isolere rørene i solfangerkredsen bedre. Det svarer til en forøgelse af anlægsydelsen på ca. 8%. Ved at få korigeret styresystemet vil ydelsen af anlægget naturligvis stige yderligere.

4.5 Sammenligning af anlæg 1, 2 og 3

Anlæg 1, 2 og 3 er identisk opbygget, med samme type solfanger, rørkreds og styring. Kun lagertankens udformning varierer fra anlæg til anlæg, jvf. Tabel 3-1. Ud fra målingerne og EDB-modellerne haves en ide om, hvilken udformning der er bedst, men der er små afvigelser i driften af anlæggene, som kan have indflydelse på forskellene i ydelserne. Her tænkes især på, at volumenstrømmen i solfangerkredsene ikke er ens.

Derfor, for at få en komplet sammenligning af anlæggene, udføres årssimuleringer af anlæggene, hvor volumenstrømmen er ens i de tre anlæg. En oversigt over anlæggenes opbygning i EDB-modellerne til disse årssimuleringer ses i Tabel 4-26. Det ses, at opbygningen svarer til beskrivelserne af anlæggene i 4.1.5, 4.2.5 og 4.3.5 (*Årsydelse for anlægget*)

	Anlæg 1	Anlæg 2	Anlæg 3
Solfanger	Batec BA 30	Batec BA 30	Batec BA 30
Solfangerkreds:			
Rør: Lager → Solfanger, indendørs [m]	4,5	4,5	4,5
Rør: Lager → Solfanger, udendørs [m]	13,4	13,4	13,4
Rør: Solfanger → Lager, udendørs [m]	10	10	10
Rør: Solfanger → Lager, indendørs [m]	5,1	5,1	5,1
Rørtype (kobberør) [mm]	10/8	10/8	10/8
Isolering (PUR-skum) [mm]	10	10	10
Pumpeeffekt [W]	55	55	55
Volumenstrøm [l/min/m ²]	0,2	0,2	0,2
Beholder:			
Beholdervolumen [l]	175	175	175
Kappevolumen [l]	28,9	8,8	6,0
Beholdervol. over el-patron [l]	71	71	71
Beholdervol. over kappe [l]	81	81	81
Beholderhøjde [m]	1,44	1,44	0,91
Indvendig diameter [m]	0,394	0,394	0,494
Godstykkelse, beholder [m]	0,03	0,03	0,03
Kappebredde [m]	0,0335	0,0105	0,0105
Godstykkelse, kappe [m]	0,03	0,03	0,03
Varmeoverførende areal [m ²]	0,347	0,347	0,314
Isoleringstykkelse (PUR-skum)	0,065/0,05/0,03	0,065/0,05/0,03	0,065/0,05/0,03
Top/Sider/Bund [m/m/m]			

Tabel 4-26: Oversigt over opbygning af anlæg 1, 2 og 3.

I Tabel 4-27 er de beregnede årsydelser for de tre anlæg vist. Det ses, at anlæg 1 er det bedst ydende anlæg og anlæg 3 er det dårligst ydende anlæg. Det stemmer godt overens med resultaterne i afsnit 3, som netop viste, at beholder 1 var bedst til at afkøle solfangervæsken i kappen. Selvom beholder 1 også har det største varmetab (beholder 1: 152 kWh/år; beholder 2: 140 kWh/år; beholder 3: 125 kWh/år), er den ekstra tilførte *Solvarme til lageret* så meget større i anlæg 1, at anlægget yder mest.

Anlæg 1's anlægsydelse er 5,5% større end anlæg 2's anlægsydelse og 9,3% større end anlæg 3's anlægsydelse.²

	Solindfald [kWh]	Solvarme til lager [kWh]	Suppl. varme til lager [kWh]	Energi tappet fra lager [kWh]	Energi til pumpe [kWh]	Energi til styre- system [kWh]	Netto- ydelse [kWh]	Anlægs- ydelse [kWh]	Netto- dæknings- grad [%]	Anlægs- dæknings- grad [%]
Anlæg 1	3550	1350	1487	2685	130,7	17,5	1198	1050	44,6	39,1
Anlæg 2	3550	1281	1544	2685	131,2	17,5	1141	992	42,5	36,9
Anlæg 3	3550	1220	1589	2685	125,7	17,5	1096	952	40,8	35,5

Tabel 4-27: Beregnede årsydelser for anlæg 1, 2 og 3. Anlæggene er fuldstændig identiske på nær lagertanken.

Hvis beregningerne af anlæggene sammenlignes med målingerne, fremgår det, at den beregnede ekstra anlægsydelse ved benyttelse af beholder 1 i stedet for beholder 3, er meget mindre end den målte ekstra anlægsydelse.

Figur 4-49 viser denne sammenligning, idet de beregnede månedsværdier er indtegnet i grafen. Her gøres dog opmærksom på, at volumenstrømmen i de tre solfangerkredse ikke er helt ens ved målingerne, hvorimod de er ens i beregningerne. Denne forskel har naturligvis en lille indflydelse på resultatet.

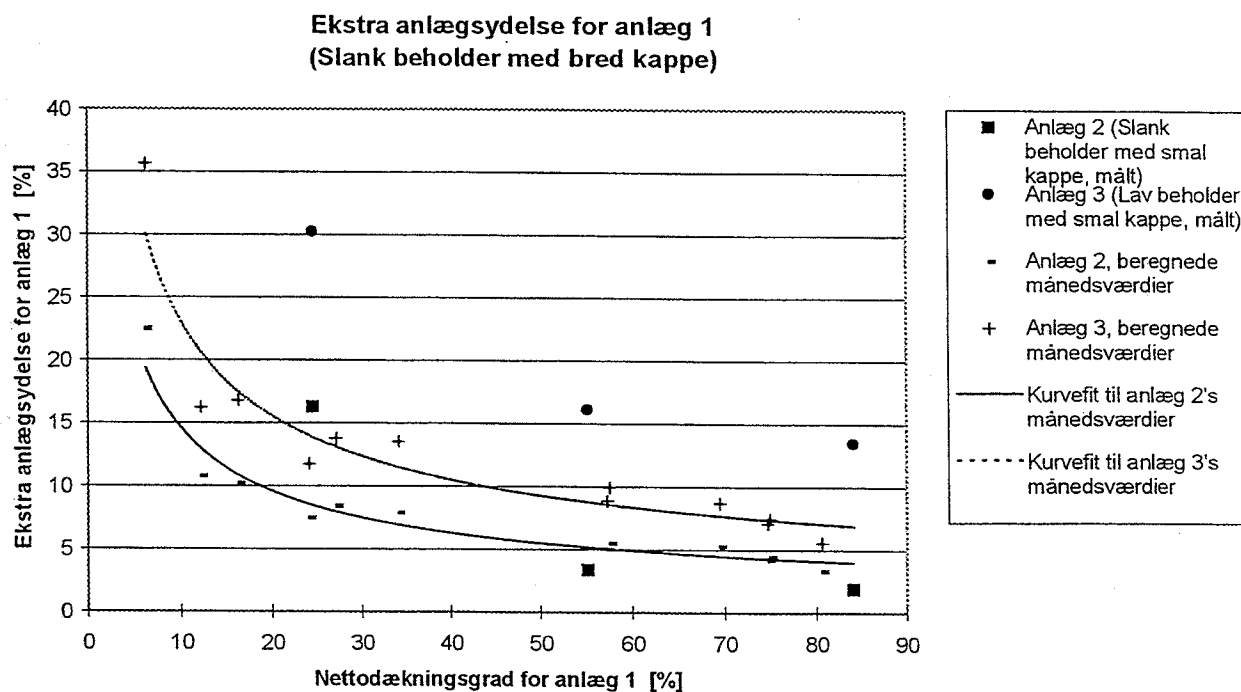
Forskellen mellem de målte og de beregnede ekstra anlægsydelser for anlæg 1 skyldes dog også, måden hvorpå lagdelingen i kappen opbygges. Som det er beskrevet i afsnit 3, viste målingerne på kappebeholderne, at solfangervæsken, når den kommer ind i kappen, automatisk glider ned i kappen i det niveau, hvor den omgivende væske har samme temperatur som den indkommende væske. Når solfangervæsken glider ned, vil der naturligvis blive skabt en lille smule omrøring, idet der vil blive trukket lidt af væsken fra toppen af kappen med ned. Størrelsesordenen af denne omrøring er ikke inden for disse undersøgelser fundet. Derfor er der ved EDB-model opbygningen antaget, at der ikke forekommer omrøring i kappen.

² Den ekstra anlægsydelse for anlæg 1 sammenlignet med f.eks. anlæg 2 bestemmes ud fra følgende: Ekstra ydelse = (Anlægsydelse₁ - Anlægsydelse₂) / Anlægsydelse₁

Denne antagelse er naturligvis kun en tilnærmelse til de egentlige forhold, og antagelsen får størst indflydelse på de beholdere der har en smal kappe, da solfangervæskens hastighed i disse kapper bliver størst (med større omrøring til følge). Omrøringen vil endvidere få størst indflydelse på en beholder med en lav kappe (som f.eks. beholder 3), da omrøringen relativt vil få indflydelse på en større del af kappen ved en lav kappe, end ved en høj kappe.

Da anlæg 3 har en beholder med en smal og lav kappe, er det klart, at den beregnede årsydelse bliver lidt for høj. Hvorvidt modellen passer for anlæg 2 er umiddelbart svært at vurdere ud fra målepunkterne.

Opblanding i kappen er bl.a. et af de områder, hvor Edb-modellen bør forbedres.



Figur 4-49: Målt og beregnet ekstra anlægsydelse for anlæg 1. De beregnede ekstra anlægsydelser er vist på månedsbasis.

5. Årsydelser for forskellige afprøvede anlæg

De 4 solvarmeanlæg er afprøvet i prøvestanden under realistiske prøvningsbetingelser i 1996. I 1995 er 8 andre markedsførte solvarmeanlæg afprøvet i prøvestanden: 1 anlæg fra Schweiz /8/, samt 7 danske anlæg fra hhv. Aidt Miljø A/S, Dansk Solvarme A/S, Batec A/S, Ar-Con Solvarme A/S, Solahart Scandinavia A/S, Thermo-Sol A/S og Sol-Energi Kobbervarefabrikken.

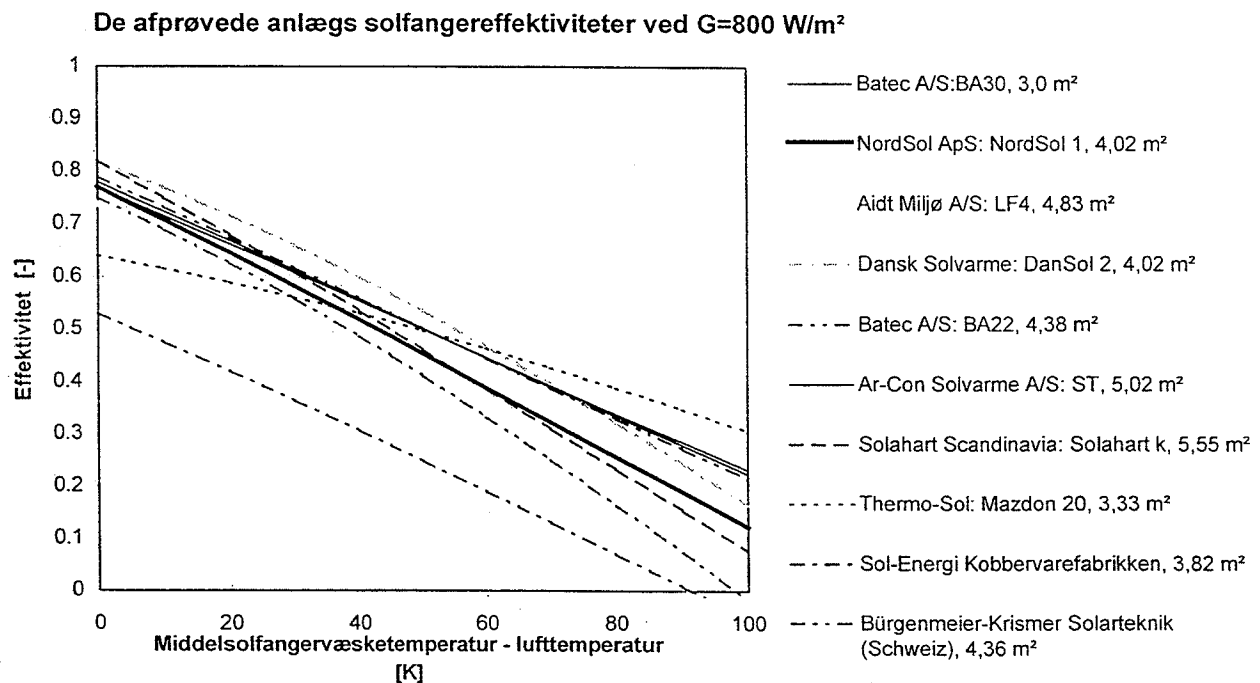
De bestemte årlige anlægsydelser for de 12 afprøvede anlæg er gengivet i Tabel 5-1. Der er regnet med, at længden af alle solfangerkredsene er ca. 26 m. Der tappes brugsvand tre gange dagligt kl. 7:00, 12:00 og 19:00. Aftapningen sker i tre lige store energimængder á 2,44 kWh, i alt svarende til 160 l/dag opvarmet fra 10°C til 50°C. Det svarer til en daglig tapning på 7,32 kWh. Temperaturen i toppen af lagertankene holdes på 50,5°C.

Fabrikat	Anlæg 1 Batec / Nilan	Anlæg 2 Batec / Nilan	Anlæg 3 Batec / Nilan	Anlæg 4 Nordsol ApS	Aidt Miljø A/S	Dansk Solvarme A/S	Batec A/S	Ar-Con Solvarme A/S	Solahart Scandinavia A/S	Thermo- Sol ApS	Sol-Energi Kobbervare fabrikken	SolKit (Schweiz)
Solfanger- areal [m²]	3,00	3,00	3,00	4,02	4,83	4,02	4,38	5,02	5,55	3,33	3,82	4,36
Beholder- type	Kappe- beholder	Kappe- beholder	Kappe- beholder	Kappe- beholder	Kappe- beholder	Spiral- beholder	Kappe- beholder	Spiral- beholder	Spiral- beholder	Spiral- beholder	Spiral- beholder	276 l be- holder ned- dykket i 129 l tank
Beholder- volumen [l]	175/28,9	175/8,8	175/6,0	265/12,2	265/16,5	280	250/50	280	280	280	280	405
Supplerende energikilde	El-patron	El-patron	El-patron	El-patron Varnevek- sler spiral	El-patron Varnevek- sler spiral	El-patron Varnevek- sler spiral	El-patron Varnevek- sler spiral	El-patron Varnevek- sler spiral	El-patron Varnevek- sler spiral	El-patron Varnevek- sler spiral	El-patron Varnevek- sler spiral	El-patron
Kendetegn	Low flow anlæg	Low flow anlæg	Low flow anlæg	Low flow anlæg	Low flow anlæg	Spiral- anlæg	Tømmeanl. Low flow anlæg	Spiral- anlæg	Spiral- anlæg	Vakuu- m-solfanger	Solcelledrev- et cirkulati- tionspumpe	Low flow anlæg
Nettoydelse [kWh/år]	1151	1088	1017	1301	1153	1203	1246	1514	1293	1402	937	1577
Energi til pum- pe og styresy- stem [kWh/år]	149	154	144	84	74	85	104	130	166	129	0	112
Anlægsydelse [kWh/år]	1002	934	873	1217	1079	1118	1142	1384	1127	1273	937	1465
Nettodæk- ningsgrad [%]	42,9	40,5	37,9	48,5	42,9	44,8	46,4	56,4	48,2	52,2	34,9	58,7
Anlægsdæk- ningsgrad [%]	37,3	34,8	32,5	45,3	40,2	41,6	42,5	51,5	42,0	47,4	34,9	54,6

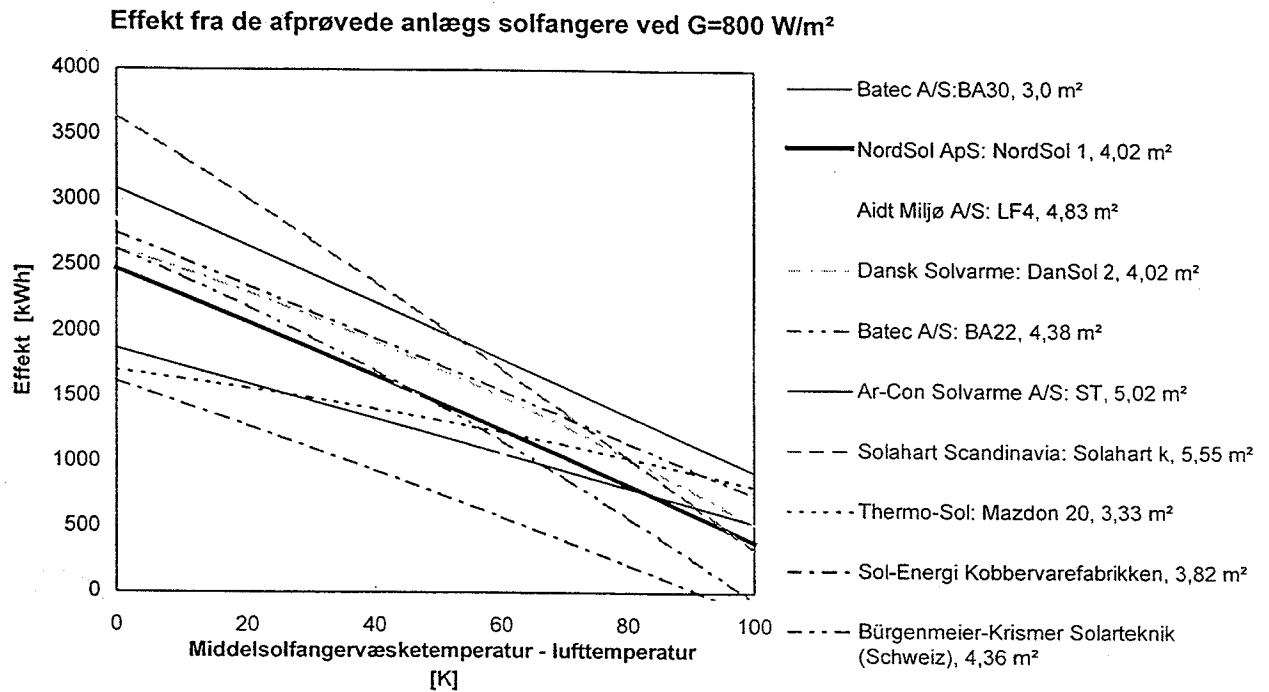
Tabel 5-1: Anlægsydelser for 12 afprøvede solvarmeanlæg.

Det kan være vanskeligt, umiddelbart at vurdere, om ydelsen af hvert enkelt anlæg er så stor som det kan forventes, idet såvel solfangerareal og solfanger effektivitet varierer meget fra anlæg til anlæg. Figur 5-1 viser solfanger effektiviteterne for de 12 afprøvede anlægs solfangere, og Figur 5-2 - Figur 5-3 viser teoretisk beregnede effektafgivelser fra anlæggenes solfangere, ved bestrålingsstyrker på hhv. 800 W/m² og 400 W/m².

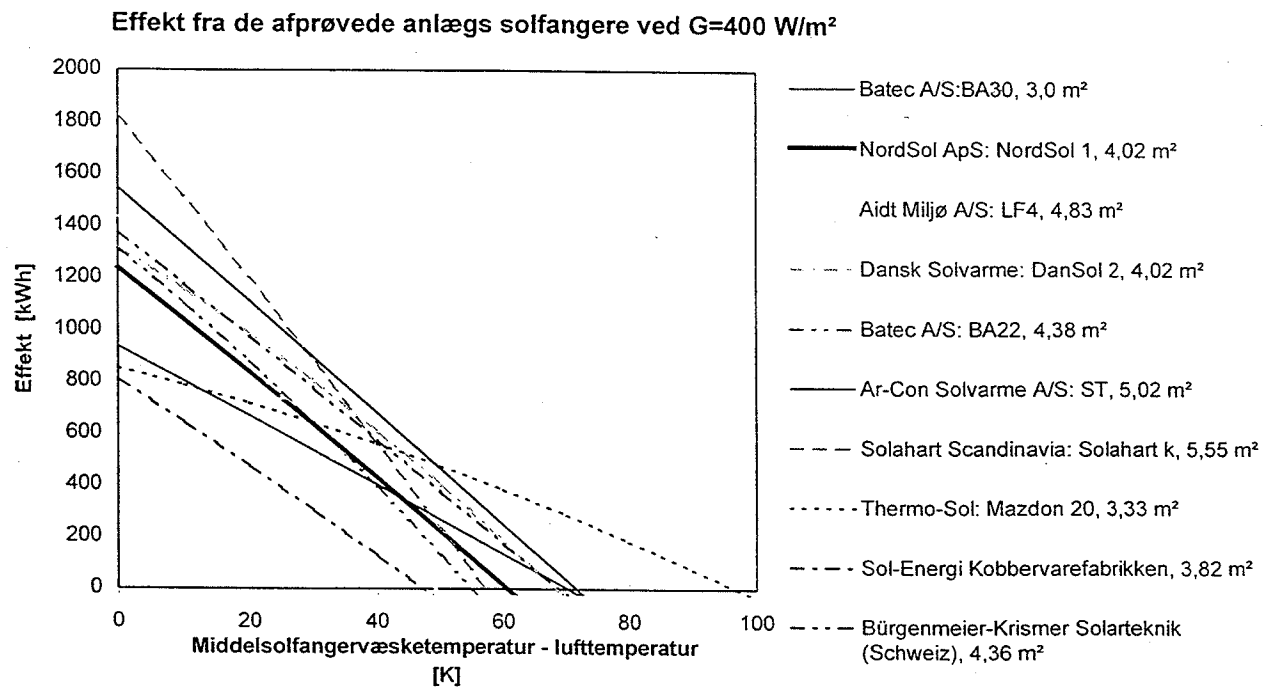
Det ses, at der er stor forskel på både solfanger effektiviteterne og på effektafgivelserne for de forskellige anlægs solfangere. Jo større solfangernes effektafgivelser er, jo større er anlægs ydelserne - alt andet lige. På basis af Figur 5-2 og Figur 5-3 må det derfor forventes, at anlæggene for Ar-Con Solvarme og Solahart Scandinavia er de bedst ydende anlæg. Årsagen til at det schweiziske anlæg er det bedst ydende anlæg, er altså ikke, at solfangeren er specielt effektiv eller stor. Tværtimod findes forklaringen i, at anlægget har en velisoleret solfangerkreds og *især*, at varmelageret er særdeles veludformet, idet det, sammen med anlæggets low flow drift, sørger for at der er en meget kraftig temperaturlagdeling inde i lageret.



Figur 5-1: Solfanger effektiviteter for 10 solfangere, ved en bestrålingsstyrke på 800 W/m², som funktion af forskellen mellem middelsolfangervæsketemperaturen og lufttemperaturen.



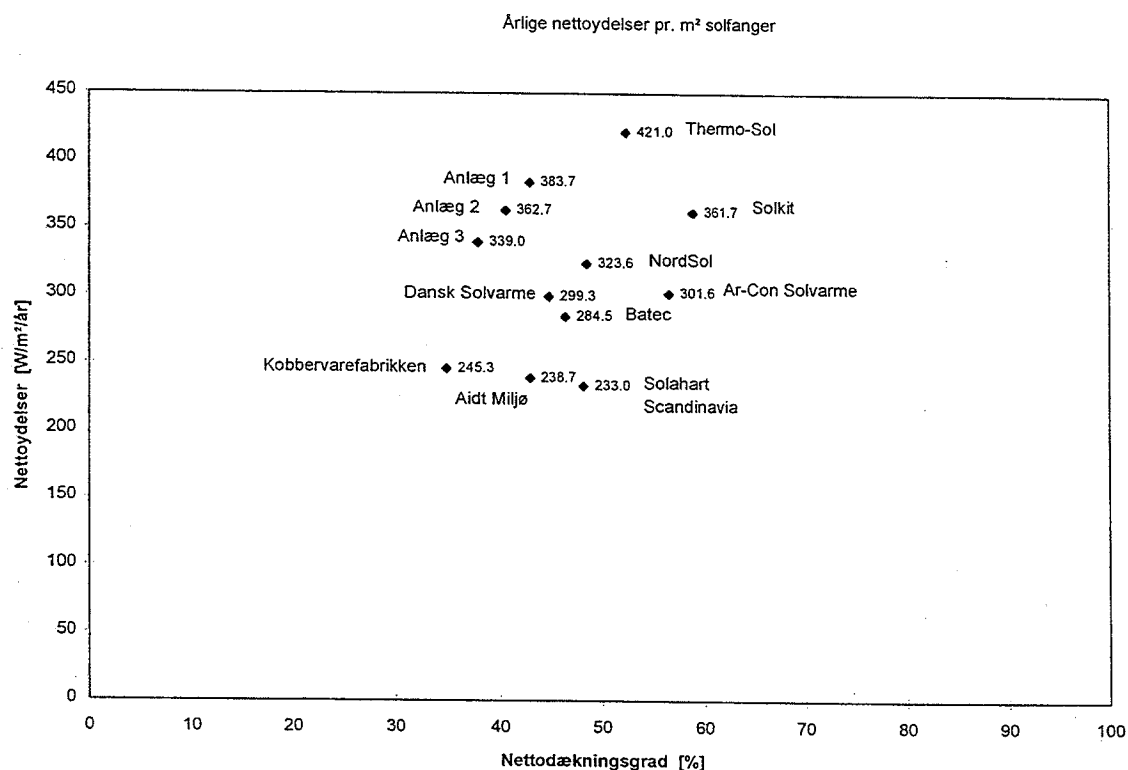
Figur 5-2: Effekt fra de afprøvede anlægs solfangere, ved en bestrålingsstyrke på 800 W/m^2 , som funktion af forskellen mellem middelsolfangervæsketemperaturen og lufttemperaturen.



Figur 5-3: Effekt fra de afprøvede anlægs solfangere, ved en bestrålingsstyrke på 400 W/m^2 , som funktion af forskellen mellem middelsolfangervæsketemperaturen og lufttemperaturen.

I Figur 5-4 ses de årlige nettoydelser pr. m² solfanger, for de 12 afprøvede anlæg. Af denne figur ses det tydeligt, hvor stor forskellen er mellem anlæg 1, 2 og 3. Desuden fremgår det, at anlægget fra NordSol ApS yder meget mere end sin forgænger Dansk Solvarme A/S, efter at anlægget er lavet om til et low flow anlæg med en kappebeholder. Ekstraydelser er især stor når det tages i betragtning, at solfanger-effektiviteten for NordSol solfangeren er en smule ringere end for Dansk Solvarme solfangeren.

Stadigvæk er det schweiziske anlæg Solkit det bedst ydende anlæg.



Figur 5-4: Årlige nettoydelser pr. m² solfanger, som funktion af nettodækningsgraden, for de 12 afprøvede anlæg.

6. Konklusion

Denne rapport beskriver gennemførte undersøgelser af fire små low flow solvarmeanlæg, med kappebeholdere, til brugsvandsopvarmning. Anlæggene er af følgende type:

Anlæg:	Type:		
1.	Solfanger: Batec A/S	Lagertank: Nilan A/S	(Installeret af IBE)
2.	Solfanger: Batec A/S	Lagertank: Nilan A/S	(Installeret af IBE)
3.	Solfanger: Batec A/S	Lagertank: Nilan A/S	(Installeret af IBE)
4.	Nordsol ApS		(Installeret af fabrikanten)

Desuden er en selvstændig undersøgelse af beholderne i anlæg 1, 2 og 3 foretaget. Anlæggene 1, 2 og 3 er identiske på nær beholderne, som dog har samme volumen. Beholder 1 er høj, slank ($H/D=3,6$) med en bred kappe. Beholder 2 er høj, slank ($H/D=3,6$) med en smal kappe, og beholder 3 er noget lavere og bredere ($H/D=2,0$) med en smal kappe.

Beholdernes egenskaber blev undersøgt ved forskellige stationære og dynamiske forsøg. Forsøgene viste, at solfangervæsken bliver bedst afkølet i en høj slank beholder med bred kappe. Desuden er en teoretisk model, der beskriver de konvektive varmeovergangskoefficienter (som funktion af kappens geometri og solfangervæskens egenskaber) i kappen, udviklet. Modellen er valideret mod de målte resultater (udløbstemperatur fra kappen, samt temperaturer inde i varmtvandstanken), og de beregnede resultater stemmer fint overens med de målte resultater. Modellen er herefter implementeret i et eksisterende EDB-simuleringsprogram, der benyttes til beregning af årsydelser for low flow solvarmeanlæg med kappebeholdere.

Solvarmeanlæggene er installeret på Institut for Bygninger og Energi's forsøgsareal i en prøvestand, specielt beregnet til afprøvning af solvarmeanlæg. Anlæggene er installeret i sommeren 1996, og de er testet under ens prøvningsbetingelser, således at en direkte sammenligning af anlæggene er mulig. Der er udført målinger på anlæggene i ca. ½ år.

Derudover er der foretaget beregninger af årsydelserne for anlæggene med førnævnte EDB-simuleringsprogram. Ud fra målingerne på anlæggene er EDB-modellerne af anlæggene verificeret. Dvs. at modellerne er verificeret mod de målte energimængder: Solvarme tilført solfangervæsken, solvarme tilført lageret, supplerende energimængde tilført lageret, energimængde tappet fra lageret samt anlæggets nettoydelse. Desuden er der foretaget en sammenligning af de målte og beregnede temperaturer i solfangerkredsen og i lageret. For alle anlæggene er der opnået god overensstemmelse mellem de målte og de beregnede resultater.

Modellerne er benyttet til at beregne årsydelse for anlæggene, med vejrdata fra det danske referenceår TRY. I beregningerne forudsættes det, at det daglige varmtvandsforbrug er 160 l opvarmet fra 10°C til 50°C.

Beregningerne viste, at anlæg 1 har en anlægsydelse³, der er ca. 7% større end anlæg 2's anlægsydelse og ca. 13% større end anlæg 3's anlægsydelse. Disse forskelle skyldes først og fremmest forskellene i beholdernes udformning. Desuden viste beregningerne, at anlægget fra NordSol ApS har forbedret sin anlægsydelse med over 8% i forhold til sin forgænger fra Dansk Solvarme A/S. Denne forbedring skyldes, at anlægget nu er et low flow anlæg baseret på en kappebeholder.

I 1997 fortsættes arbejdet med kappebeholdere. De strømningsmæssige forhold i både kappen og varmtvandstanken vil blive nøjere undersøgt, således at den teoretiske model for kappebeholderne bliver mere komplet. Desuden videreføres ét eller flere af low flow anlæggene i prøvestanden. Den detaljerede undersøgelse af anlæggene vil i løbet af 1997, udover kappebeholderne, også omfatte solfangerne.

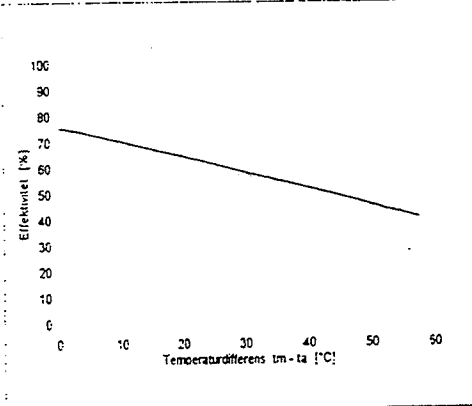
³ = tappet energimængde ÷ supplerende energimængde ÷ energiforbrug til pumpe og styresystem

7. Referencer

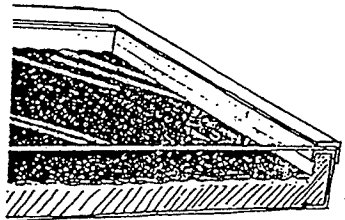
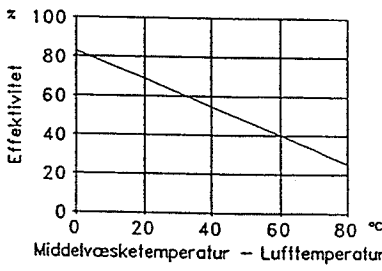
1. *Undersøgelse af low flow solvarmeanlæg til rum- og brugsvandsopvarmning for Aidt Miljø A/S.* Niels Kristian Vejen. Institut for Bygninger og Energi. Danmarks Tekniske Universitet. Sagsrapport SR-9701. Februar 1997.
2. *Undersøgelse af små solvarmeanlæg til brugsvandsopvarmning - Ydelsesmålinger og beregninger.* Louise Jivan Shah. Institut for Bygninger og Energi. Danmarks Tekniske Universitet. Rapport R-001. Februar 1996.
3. *Varmelagring til solvarmeanlæg.* Simon Furbo. Laboratoriet for Varmeisolering. Danmarks Tekniske Højskole. Meddelelse nr. 162. September 1984.
4. *Heat Transfer.* Anthony F. Mills. International Student Edition. Irwin 1992.
5. *Højtydende solvarmeanlæg med små volumenstrømme. Teoretiske undersøgelser.* Peter Berg. Laboratoriet for Varmeisolering. Danmarks Tekniske Højskole. Meddelelse nr. 209. Marts 1990.
6. *Solfangeres effektivitet - målt og beregnet.* Svend Svendsen. Laboratoriet for Varmeisolering. Danmarks Tekniske Højskole. Meddelelse nr. 109. Maj 1981.
7. *Optimal udformning af low flow solvarmeanlæg.* Simon Furbo. Laboratoriet for Varmeisolering. Danmarks Tekniske Højskole. Meddelelse nr. 238. December 1992
8. *Undersøgelse af solvarmeanlægget Solkit fra Schweiz.* Simon Furbo. Laboratoriet for Varmeisolering. Danmarks Tekniske Højskole. Meddelelse nr. 278. Juli 1995

8. Bilag

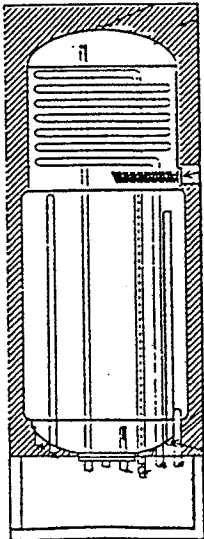
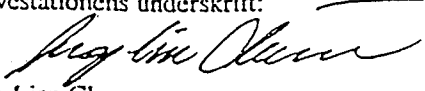
8.1 Bilag 1: Datablad for solfanger: Batec A/S BA 30

Datablad for solfanger - Effektivitet		prøve nr: D2117 A
Fabrikant/forhandler: Batec A/S, Danmarksvej 8, 4681 Herfølge Tlf: 56 27 50 50		Type BA 30
Data for solfanger - fabrikantoplysninger		
Snit i solfanger Udvendige dimensioner 2.82 x 1.12 x 0.085 m Areal Udvendigt 3.15 m ² Transparent 3.0 m ²	Vægt 50 kg Væskeindhold 2.26 kg Dæklag Type Jernfrit Materiale Glas Tykkelse 4 mm Absorber Type Cu-strip. valset rørplade Materiale Kobber Belægning Selektiv, sort chrom Kanalsystem parallelforbundne rør 2 fordelerrør	Tilslutning 3/4" indvendigt gevind Isolering Bagside 50 mm mineraluld Sider 15 mm mineraluld Solfangerkasse Aluminiumsprofiler Tætning Butylbånd og silikone Prøvetryk 4.8 Bar Anbef. max. tryk 10 Bar
Prøvning og resultater		
Prøvning Metode ISO/DIS 9806-1 Periode jun 96 - aug 96 Prøvningsbetingelser Væske 40 % glycol Vind 2 - 4 m/s Vækestrøm 0.02 kg/s/m ² Bestråling > 800 W/m ² Tryktab (ved 20 °C) $P_d = 207 \dot{m}^{1.8}$ kPa Tryktab ved 0.02 kg/s/m ² (Fabrikant anbefalet flow) $P_d = 1.31$ kPa	Effektivitet $\eta_0 = 0.756$ $a_1 = 4.37 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$ $a_2 = 0.01 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K}^2)$ Indfaldsvinkelkorrektur $b = 0.15$ Tidskonstant $\tau = 75 \text{ s}$ Termisk kapacitet $C = 14.89 \text{ kJ/K}$ $G = 800 \text{ W/m}^2$ Areal = Transparent areal	 Effektivitetskurve
Formler og symboler		
Effektivitet : $\eta = \eta_0 - a_1 \cdot (t_m - t_a) / G - a_2 \cdot (t_m - t_a)^2 / G$ Indfaldsvinkelkorrektur : $K_0 = 1 - b_0 [1 / \cos(\theta) - 1]$	t_a Lufttemperatur [°C] t_m Middelvasketemp. [°C] $\dot{m}$ Massestrøm [kg/s] θ Indfaldsvinkel [°] G Bestrålingsstyrke [W/m ²]	
Bemærkninger til prøvning		1996.12.04 Prøvestationens underskrift Inge Lise Clausen

8.2 Bilag 2: Datablad for solfanger: NordSol ApS: Nordsol 1

DATABLAD FOR SOLFANGER - EFFEKTIVITET		
Fabrikat/forhandler Nordsol ApS, Møllevej 20, 4683 Rønnede, tlf.: 56 72 09 00		Type NORDSOL 1
Prøvelaboratorium Institut for Bygninger og Energi, DTU, Bygning 118, 2800 Lyngby		Id.nr. 300
SOLFANGER DATA		
 <i>Snit i solfanger</i> Udvendige dimensioner i m 2,050 x 1,050 x 0,082 Areal Udvendigt 2,15 m² Transparent 2,01 m²	Vægt 51 kg Væskeindh. 3,7 liter Dæklag Type 1 lag glas Materiale Hærdet jernfattigt glas Tykkelse 3 mm Absorber Type Kanalplade Diagonalstrømning Materiale Rustfrit stål Tykkelse 0,6 mm Belægning Selektiv folie Maxorb Kanalsystem U-form med til- og afgang i toppen. Strømning imellem 2 plader.	Tilslutning 15 mm rustfrie stålør Isolering Bagside 50 mm Rockwool. Sider 20 mm Rockwool. Solfangerkasse Bagside 0,7 mm aluminiums-plade. Sider Rustfrit stål 0,6 mm. Tætning EPDM liste Varmekapacitet Ekskl. væske 18 KJ/K Inkl. væske 32 KJ/K Fabrikantoplysninger: Prøvetryk 375 kPa Anbef.max.tryk 250 kPa
PRØVNING OG RESULTATER		
Prøvning Metode ISO/DIS 9806-1 Periode Februar 1996 Prøvningsbetingelser Væske 50 % glycol Vind 5 m/s Væskestrøm 0,02 kg/s/m² Bestråling Ca. 920 W/m² Tryktab (ved 25°C) $P_d = 101, M^{1,21}$ Tryktab ved 0,02 kg/(s · m²) (Fabrikant-anbefalet flow) $P_d = 2,07 \text{ kPa}$	Effektivitet $\eta_0 = 0,83$ $k_0 = 5,50 \text{ W/(K m}^2\text{)}$ $k_1 = 0,003 \text{ W/(K}^2\text{ m}^2\text{)}$ Hædningskorrektion $s_0 = 1,222$ $s_1 = -0,0049 \text{ pr. grad}$	$G = 800 \text{ W/m}^2$  Effektivitet Effektivitetskurve (baseret på transparent areal)
FORMLER OG SYMBOLER		
Effektivitet : $\eta = \eta_0 - k_0 (T_m - T_a)/G - k_1 (T_m - T_a)^2/G$ Korr. effektivitet : $\eta_K = k_M [\eta_0 - k_0 - k_1 (T_m - T_a)/G - k_1 k_S (T_m - T_a)^2/G]$ Væskestrømskorr. : $k_M = m_0 + m_1 M$ Hædningskorr. : $k_S = s_0 + s_1 S$ Indfaldsvinkelkorr. : $k_G = [k_v(V) G_{DIR} + k_v(60^\circ) G_{DIF}] / G$ hvor $k_v(V) = 1 - \tan^2(V/2)$	T_a Lufttemperatur [°C] T_m Væsketemp. [°C] M Massestrøm [kg/s] S Hældning fra vandret [°] V Indfaldsvinkel [°] G Bestrålingsstyrke [W/m²]	
BEMÆRKNINGER		DATO
		Erik S Nielsen

8.3 Bilag 3: Datablad for lagertank: Danlager 2000

Datablad for solvarmebeholder		Prove nr.: D3070
Fabrikat: Nilan A/S, Nilanvej 2, Box 10, 8722 Hedensted		Type: Danlager 2000
Rekvirent: -		VA-godk.nr.: 3.21/DK 8774
Data for solvarmebeholder - fabrikant oplys. <u>Udformning:</u> Cylindrisk stålbeholder med to varmevekslere, en kappe til solvarme, den øverste til suppleringsvarme. Endvidere er der indbygget en elvarmestav til supplement uden for fyringssæsonen. Beholderen er isoleret med hårdt polyurethenskum og er indbygget i et kabinet af stål. Pumpe ekspansionsbeholder mm. kan placeres nederst i kabinettet. Dimensioner : 600 x 600 x 1810 mm Tomvægt incl. kappe/spiral : ca. 140 kg <u>Varmtvandsbeholder:</u> Type : Cylinder m. hvælvede endebunde Diameter x højde : 500 x 1450 mm Volumen : 265 liter Materiale : Stål Korrosionsbeskyttelse : Glasemalje og offeranode <u>Varmevekslere (solvarme/suppleringsvarme):</u> Type : kappe / spiral Dimensioner Kappe : ø 525 mm, h = 715 mm Spiral : ø 27 mm, l = 10000 mm Materiale : Stål / stål Væskeindhold : 16 liter / 2 liter Volumen over vekslerbund : 249 liter / 74 liter <u>Elvarmelegeme:</u> Type : Stav med termostat Forsyningsspænding : 220V / 400V Effekt : 1.2 kW / 3.0 kW Volumen over varmelegeme : 85 liter <u>Isolering:</u> CFC-frit PUR skum Bund : ca. 30 mm Sider : ca. 50 mm Top : ca. 65 mm		Prøvningsforhold: Rumtemperatur : ca. 22°C Væske i solfangerkreds : Vand/propylenglycol 60/40 Benyttet væskestrøm : ca. 1 liter/minut Resultater: Varmekapacitet : 1155 kJ/K Varmetabskoefficient i drift v. 60°C : 2.3 W/K Varmetabskoefficient i hvile : 1.9 W/K Varmeoverføringsevne (UA) fra solfangerkreds til lager ved en beholdertemperatur på 50°C. og effekt på 2 kW: 251 W Udtryk : $67.5 \div 3.7 \cdot T_{\text{lager}}$ [W/K] <u>Principskitse af solvarmebeholder:</u> 
Bemærkninger til prøvning: Pumpe, ekspansionsbeholder, fittings m.m. var ikke monteret under prøvningen.		Dato: 1996.04.30 Prøvestationens underskrift:  Inge-Lise Clausen

8.4 Bilag 4: Artikel præsenteret på konferencen EuroSun '96

OPTIMISATION OF MANTLE TANKS FOR LOW FLOW SOLAR HEATING SYSTEMS

Louise Jivan Shah and Simon Furbo
 Department of Buildings and Energy
 Building 118, Technical University of Denmark
 DK-2800 Lyngby
 Denmark
 Telephone: +45 45 93 44 77, Fax +45 45 93 44 30

INTRODUCTION

Recent work with solar heating systems for domestic hot water (SDHW) has shown that low flow systems based on mantle tanks can have very high thermal performances compared with other low flow system configurations /1/. Also, it has been revealed that the design of the storage in SDHW systems has a significant influence on the solar fraction of the systems /2/. These results are mainly based on experimental and theoretical work on whole systems. To improve the systems further, continuing the research on the single components of the systems, especially the heat storage, is therefore also important in addition to the work on the total systems.

LABORATORY EXPERIMENTS

Measurements have been carried out on three different designed mantle tanks. A simplified sketch of the tanks is shown in figure 1. From the figure it appears that either the height of the tank or the mantle spacing varies from one tank to another. In this way, analysing the effects of the geometrical design is possible. Data for the tanks can be obtained in table 1.

Three different tests have been performed on each tank: One heating test determines the heat loss from the tanks with constant inlet temperature and flow (test 1), and two dynamic tests simulate a typical behaviour of the solar collector fluid inlet temperature (test 2 and 3). The principles of these two tests are shown in figure 2 and 3. By making these tests, the heat transfer capacity rates under different operation conditions can be explained.

RESULTS OF MEASUREMENTS

In figure 4, the inlet and outlet temperatures are shown for the three mantle tanks. The results are from the test illustrated in figure 2. It appears that Tank 1 has the lowest outlet temperature and Tank 3 has the highest outlet temperature. This shows that the total heat transfer between the mantle and the hot water tank is larger for Tank 1 than it is for Tank 2 and Tank 3. Therefore most likely Tank 1 will be more suitable for a SDHW system than Tank 2 and 3.

The plot in figure 5 shows the temperatures on the outside of the mantle of Tank 1 together with the inlet temperature at the ending of test 3. It appears that the temperature in the top of the mantle stays high, although the inlet temperature is low. This shows that collector fluid, while entering the mantle, smoothly falls down to the level where the temperature fits the incoming fluid temperature. Therefore, the temperature stratification in the mantle is not disturbed by the inlet temperature. Figure 6 shows the temperatures in the hot water tank of Tank 1 throughout test 2. It appears that also the temperature stratification inside the hot water tank is not disturbed by the low inlet temperature of the solar collector fluid.

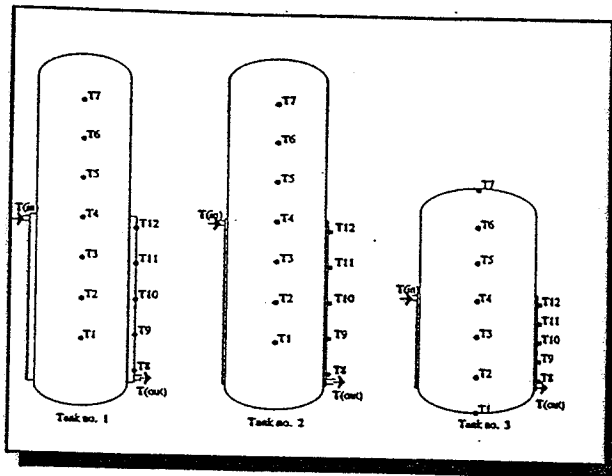


Figure 1: A simplified sketch of the investigated mantle tanks including measuring points.

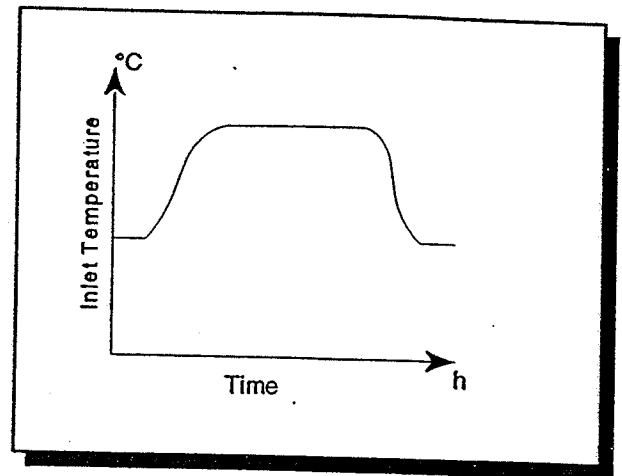


Figure 2: Test 2: Dynamic test, constant flow.

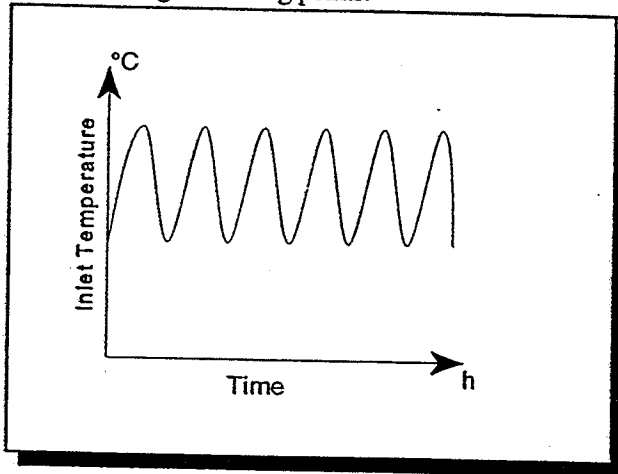


Figure 3: Test 3: Dynamic test, constant flow.

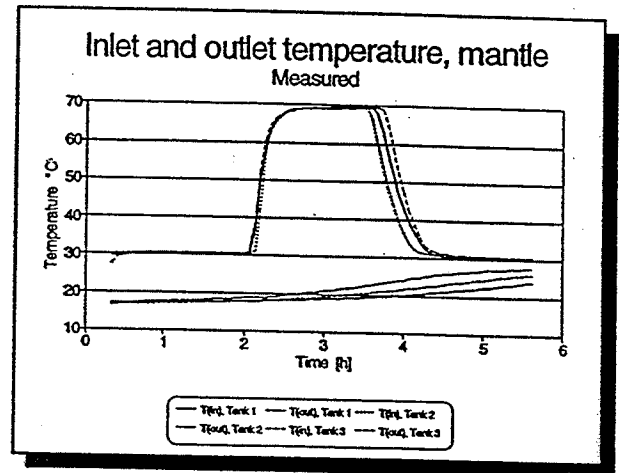


Figure 4: Inlet temperature to the mantle and outlet temperature from the mantle. Tank 1, 2 and 3. Volume flow rate equal to 0.4 l/min.

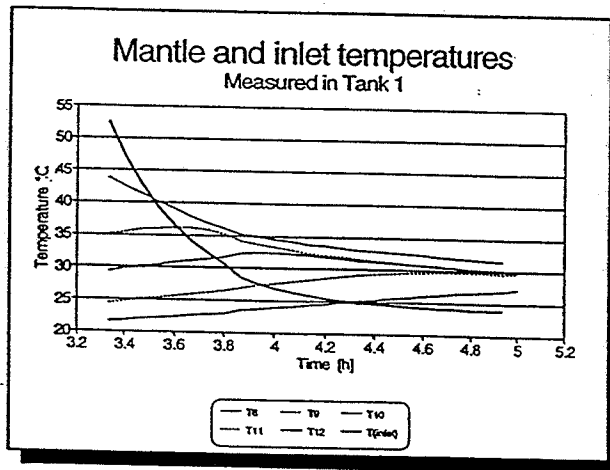


Figure 5: Temperatures on the outside of the mantle compared with the inlet temperature at the end of test 3.

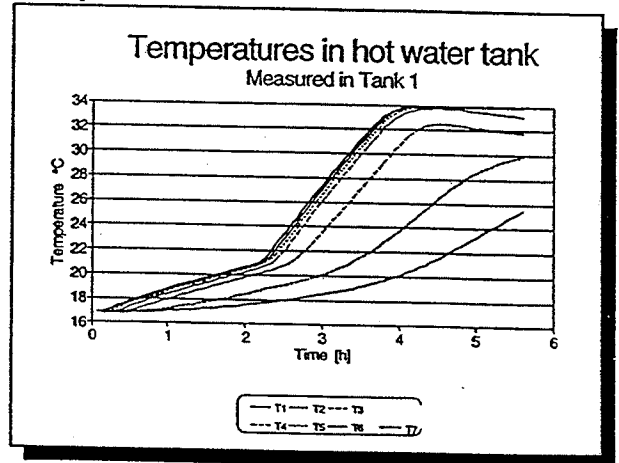


Figure 6: Temperatures inside the hot water tank during test 2.

Tank no.	Volume (Tank/mantle) [l]	Vol. over the mantle [l]	Height [m]	Diameter [m]	Mantle spacing [m]	Thickness of insulation (mineral wool) [m]
1	175/28.9	81	1.44	0.40	0.0335	0.05
2	175/8.8	81	1.44	0.40	0.0105	0.05
3	175/6.0	81	0.91	0.50	0.0105	0.05

Table 1: Data for the three tanks.

For determining the suitability of the mantle tanks as a part of a solar heating system further, the three tanks are installed in three identical 3.0 m² SDHW systems. The systems are installed and tested side by side under realistic conditions in a test facility for SDHW systems /3/. Measurements of the thermal performance of the systems have pt. been carried out for 16 days. The results for the three systems are shown in table 2. Also from these results it appears that Tank 1 is the most suitable heat storage for SDHW systems of the three investigated tanks. The tanks are equipped with an electric heating element that heats the upper 70 l of the tank to 50.5 °C.

System with tank no.:	Solar radiation on the collector area [kWh]	Auxiliary energy supply* [kWh]	Water tapped from the hot water tank [kWh]	Net utilized solar energy [kWh]	Solar fraction for the system [%]
1	206	50	113	63	55.8
2	206	53	113	60	53.1
3	206	59	114	55	48.2

Table 2: Measured data for the SDHW systems.

*Including energy consumption of the pump and control system.

MATHEMATICAL MODEL

A model, describing the heat transfer coefficients in the mantle has been developed, validated by means of the above described experiments, and implemented in an existing simulation programme for determining the yearly thermal performance of low flow SDHW systems /4/. A schematic illustration of such a system is shown in figure 7. The solar collector fluid is slowly pumped through the mantle from the top to the bottom. The temperatures in the tank and mantle are determined by dividing the tank into a number of control volumes and adding an energy balance to each control volume at each time step throughout the year. The model for the heat transfer coefficients forms part of this energy balance for each layer in the mantle tank. The principle of the division of the tank is shown in figure 8.

The model is based on theory valid for natural convection at an isothermal vertical wall. Therefore, following assumptions are made: 1) The dominating flow is natural buoyancy driven flow. Calculations of Gr/Re^2 for the solar collector fluid in the mantle under different operational conditions have shown that this assumption is valid for most cases. 2) The flow along the two

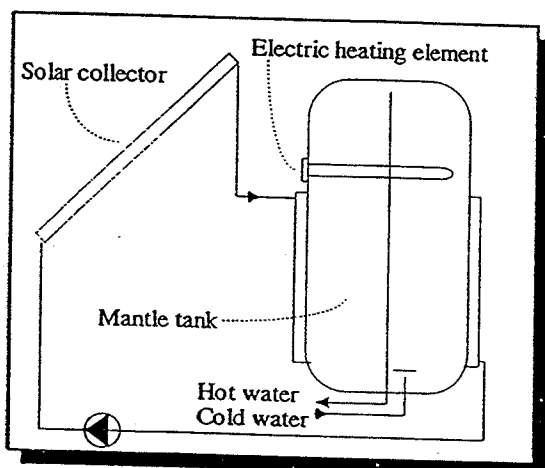


Figure 7: Schematic illustration of the low flow solar domestic hot water system.

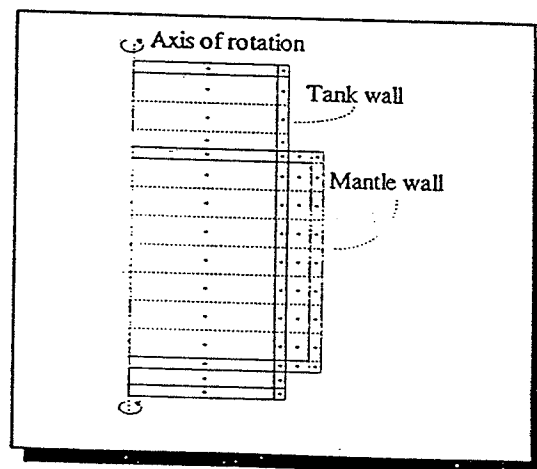


Figure 8: The division of the mantle tank into a number of control volumes.

inner sides of the mantle can be treated as external flow although the flow pattern is actually an internal flow pattern. 3) The thermal and dynamic boundary layers are set to be equal. This assumption is normally valid for small Prandtl-numbers but not for large Prandtl-numbers.

These assumptions are not valid for all operational conditions, but the method is an approximate method, and it is giving surprisingly good results. By using this method, the convective heat transfer coefficients can be described as /5/:

$$h(x,T) = \frac{2 \cdot k}{D \cdot x^{1/4}}$$

where

$$D = 3.94 \cdot \left(\frac{20/21 \cdot \alpha^2 + \nu \cdot \alpha}{g \cdot \beta \cdot (T_s - T_e)} \right)^{1/4}$$

After implementing this model in the simulation programme, the model has been validated by means of all the tests on the three mantle tanks. An example of the validation can be seen in figure 9 and 10 where the calculated outlet temperature and temperatures in the hot water tank are compared with the measured ones. The figure shows the results for test 3 for tank 1. For all three tanks good agreement between measured and calculated temperatures were achieved.

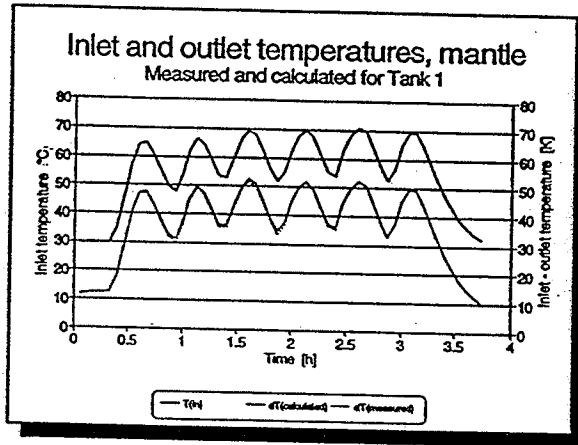


Figure 9: Measured and calculated outlet temperature from the mantle of Tank 1 during test 3.

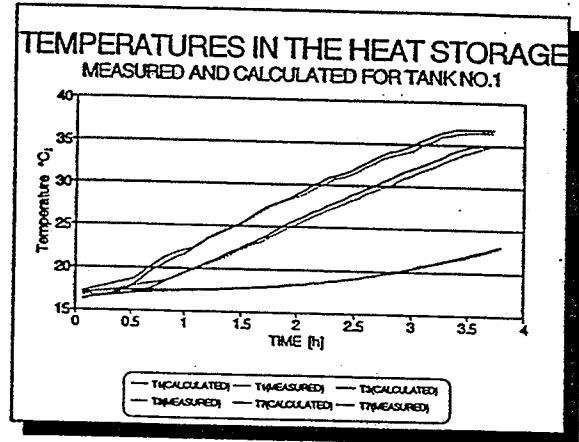


Figure 10: Measured and calculated hot water temperatures in Tank 1 during test 3.

CALCULATED RESULTS

The yearly thermal performance of low flow SDHW systems has been calculated with different mantle tank designs in order to examine the influence of the tank design on the performance. The reference system taken into calculation is configured as shown in table 2 (both a combi tank system and a preheating system have been taken into calculations). The daily hot water consumption is 160 l, heated from 10 °C to 50 °C. The Danish Test Reference Year is used as weather data.

Solar collector				Mantle tank				Control system	
Area	Efficiency	Tilt	Orientation	Volume	Height/ Diameter	Insulation thickness (PUR-foam)	Auxiliary volume	dT_{start} / dT_{stop}	Solar collector fluid flow
[m ²]	[-]	[°]	[-]	[l]	[m/m]	[m]	[l]	[K/K]	[l/(min·m ²)]
4	$\eta = 0.75 - 5.4 \cdot (T_m - T_a) / G$	45	South	192	1.57/0.4	0.05	64 or 0	5/2	0.15

Table 2: Data for the reference system taken into calculation.

Figure 11 shows the net utilized solar energy for different heights of the mantle. It appears that there is an optimum for the combi tank (a combined solar and auxiliary tank) whereas having a mantle welded from the top to the bottom of the tank is optimal for the preheating tank. For the combi tank the figure also shows that the mantle should not go quite up to the level of the auxiliary system. If the mantle height is too large, the downward heat conduction in the tank material increases. This results in destruction of the temperature stratification in the hot water tank and thus a decreased net utilized solar energy.

With the optimised heights for the two systems, an analysis of the mantle spacing has been performed. Figure 12 shows the results of the calculations. It appears that the net utilized solar energy increases with increasing mantle spacing. Again it is a result of the improved temperature stratification in the tank. Also, the results show that the relative reduction is largest for the preheating tank. This is explained by the fact that the mantle covers the whole height of the tank in the preheating solar system whereas only 55% of the height is covered in the combi tank solar system.

With a mantle spacing of 0.05 m, an analysis of the height/diameter ratio has been performed. Figure 13 shows that the taller and slimmer the tanks are the better it is for the net utilized solar energy.

The relative differences showed in figure 11-13 are somewhat smaller than what could be calculated from table 2. Three reasons explain this: 1) The volume of the tanks is only 175 l. In the calculations the volume is 192 l. 2) The auxiliary volume is 70 l. In the calculations the auxiliary volume is 64 l. 3) The insulation material of the tank is mineral wool. In the calculations PUR-foam is used.

DESIGN RULES

- ☛ The mantle should cover the total height of the hot water tank in a SDHW preheating system and stop approximately 10-15 cm under the auxiliary heating

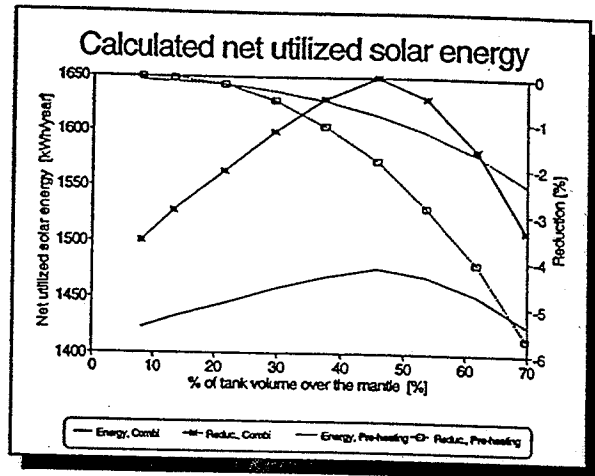


Figure 11: Calculated net utilized solar energy as a function of the mantle height. The reduction is defined as the relative difference compared to the best performing system in the figure.

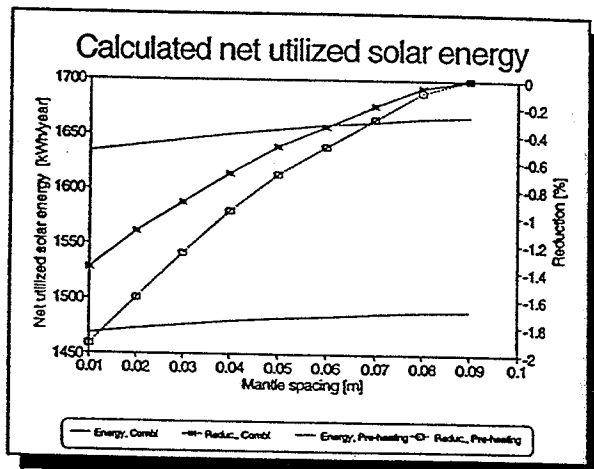


Figure 12: Calculated net utilized solar energy as a function of the mantle spacing. The reduction is defined as the relative difference compared to the best performing system in the figure.

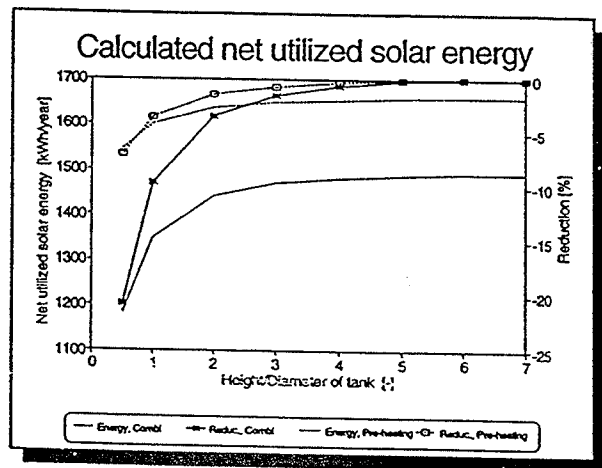


Figure 13: Calculated net utilized solar energy as a function of the height/diameter ratio of the hot water tank. The reduction is defined as the relative difference compared to the best performing system in the figure.

element in a SDHW combi tank system.

- ☞ The mantle spacing should be as large as practically possible.
 - ☞ The height/diameter ratio should be as large as practically possible.
- Further investigations showed that /2/:
- ☞ Thermal bridges should be avoided in the top of the heat storage.
 - ☞ Cold water should enter the bottom of the hot water tank and hot water should be tapped from the hot water tank through the bottom by a plastic pipe going from the top of the tank to the bottom of the tank.
 - ☞ For a SDHW combi system the volume of the hot water tank should be approximately 0.6-0.9 times the daily hot water consumption plus the auxiliary volume. For a SDHW preheating system the volume of the hot water tank should be approximately 0.8 times the daily hot water consumption.
 - ☞ The auxiliary volume in a combi tank should not be larger than necessary for comfort and the set point temperature for the auxiliary heating element should not be higher than necessary.
 - ☞ For a SDHW combi system the mantle tank should be insulated with approximately 3-4 cm if PUR-foam is used. For a SDHW preheating system the mantle tank should be insulated with approximately 2-3 cm if PUR-foam is used.

CONCLUSION

A model, describing the heat transfer coefficients in the mantle of a mantle tank has been developed. The model is validated by means of measurements with varying operational conditions for different designed mantle tanks. The model has been implemented in an existing detailed mathematical programme that simulates the thermal behaviour of low flow SDHW systems.

The yearly thermal performance of low flow SDHW systems with different designed mantle tanks has been calculated. The influence of the mantle tank design on the thermal performance is investigated by means of the calculations with the programme and by means of tests of three SDHW systems with different designed mantle tanks. Based on the investigations design rules for mantle tanks are proposed.

The model, describing the heat transfer coefficients in the mantle is approximate. In addition, the measurements have revealed that a temperature stratification in the hot water tank, above the mantle is built up. This phenomenon may be important, but it is not taken into calculation in the programme. Therefore, theoretical and practical work is continuing in order to make a more precise model for the whole mantle tank.

NOMENCLATURE

h	heat transfer coefficient	[W/m ² K]
x	local height in the mantle	[m]
k	thermal conductivity	[W/(m·K)]
α	thermal diffusivity	[m ² /s]
ν	kinematic viscosity	[m ² /s]
g	gravitational acceleration	[m/s ²]
β	volumetric coefficient of expansion	[1/K]
T _s	surface temperature	[°C]
T _c	fluid temperature	[°C]
η	solar collector efficiency	[-]
G	solar irradiance	[W/m ²]
Gr	Grashofs number	[-]
Re	Reynolds number	[-]

REFERENCES

- /1/ Furbo, S. (1993). *Optimum design of small DHW low flow solar systems*. ISES Solar World Congress, 1993, Budapest, Hungary.
- /2/ Furbo, S. (1995). *Varmtvandsbeholdere til solvarmeanlæg*. Report no. 276. Thermal Insulation Laboratory, Technical University of Denmark.
- /3/ Jivan Shah, L. (1996). *Undersøgelse af små solvarmeanlæg til brugsvandsopvarmning. Ydelsesmålinger og beregninger* Report no. R-1. Department of Buildings and Energy, Technical University of Denmark.
- /4/ Furbo, S. and Berg, P. (1990). *Calculations of the thermal performance of small hot water solar heating systems using low flow operation*. Proceedings North Sun 1990, Reading.
- /5/ Mills, A. F. (1992). *Heat Transfer*. IRWIN.