



Det här verket har digitaliserats vid Göteborgs universitetsbibliotek och är fritt att använda. Alla tryckta texter är OCR-tolkade till maskinläsbar text. Det betyder att du kan söka och kopiera texten från dokumentet. Vissa äldre dokument med dåligt tryck kan vara svåra att OCR-tolka korrekt vilket medför att den OCR-tolkade texten kan innehålla fel och därför bör man visuellt jämföra med verkets bilder för att avgöra vad som är riktigt.

This work has been digitized at Gothenburg University Library and is free to use. All printed texts have been OCR-processed and converted to machine readable text. This means that you can search and copy text from the document. Some early printed books are hard to OCR-process correctly and the text may contain errors, so one should always visually compare it with the images to determine what is correct.



**Rapport**

**R188:1984**

**Solvärmelagring med höga  
temperaturer av lera för radhus  
i Kullavik**

**Förstudie och anläggningsrapport**

**Göran Hultmark  
Stefan Olsson**

INSTITUTET FÖR BYGGDOKUMENTATION	
Accnr	
Plac	ser

K  
AM

**Byggeforskningsrådet**

R188:1984

SOLVÄRMELAGRING MED HÖGA TEMPERATURER AV LERA FÖR  
RADHUS I KULLAVIK

Förstudie och anläggningsrapport

Göran Hultmark  
Stefan Olsson

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 821763-7  
från Statens råd för byggnadsforskning till Eksta bostads-  
stiftelse, Kungsbacka.

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

R188:1984

ISBN 91-540-4283-6

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Liber Tryck Stockholm 1984

## INNEHÅLLSFÖRTECKNING

	Sida
1. Förord	4
2. Sammanfattning	5
3. Principer för zonindelad markackumulator	7
4. Byggnaderna och deras energibehov	12
5. Systemuppbyggnad	13
5.1 Principutförande	13
5.2 Solfångare	15
5.2.1 Solfångarens termiska egenskaper	18
5.3 Markackumulator	21
5.3.1 Högtemperaturzonen	24
5.3.2 Lågtemperaturzonen	26
5.3.3 Lerans geotekniska egenskaper	28
6. Energisituationen	30
7. Byggperioden	32
7.1 Markackumulator	32
7.2 Solfångare	39
8. Kostnader och lönsamhet	44
9. Referenser	47

## 1 FÖRORD

Eksta Bostadsstiftelse uppförde under hösten 82 och våren 83 fyra flerfamiljshus i Kullavik Centrum, 25 km söder om Göteborg. Den totala bostadsytan är 3230 m<sup>2</sup>.

Dessa bostadslägenheter förses med värme och varmvatten inte enbart från en konventionell oljepanna utan även från en värmepump och glasade solfångare som är inbyggda i takkonstruktionen.

För att utjämna solfångarnas årstidsberoende effektavgivning finns även en zonindelad markackumulator med i uppvärmningssystemet. I markackumulatorns kärna lagras energi vid en högsta temperatur på 60°C för direkt användning medan den yttre zonen utgör isolering av kärnan och värmekälla för värmepumpen.

Projektets huvudsyften är dels att studera möjligheten att använda solenergi direkt via markackumulatorns kärna och dels att undersöka hur leran och värmeväxlar-konstruktionen i markackumulatorn påverkas av de höga temperaturer det här blir frågan om.

Förstudien (811167-0) och projektering/anläggningsskede (821763-7) har genomförts och sammanfattats av Andersson och Hultmark AB Göteborg.

Projektet följs av en referensgrupp bestående av

Ivar Franzén	Kungsbacka	
Thore Abramsson	Göteborg	RNK
Bengt Rydell	Linköping	SGI
Per-Ake Frank	Göteborg	CTH
Göran Hellström	Lund	LTH

Inom anslag 821763-7 utförs också en mätning och utvärdering av projektet med planerad redovisning sommaren 1985

## 2 SAMMANFATTNING

Att lagra energi i en liten markackumulator medför att de relativa förlusterna blir stora, i synnerhet då temperaturen är hög. Ett sätt att minska förlusterna är att installera en yttre zon som fungerar som isolering och ger möjlighet till användning av förlusterna.

Denna förstudie beskriver ett värmeproduktionssystem som förser 40 lägenheter med värme och varmvatten.

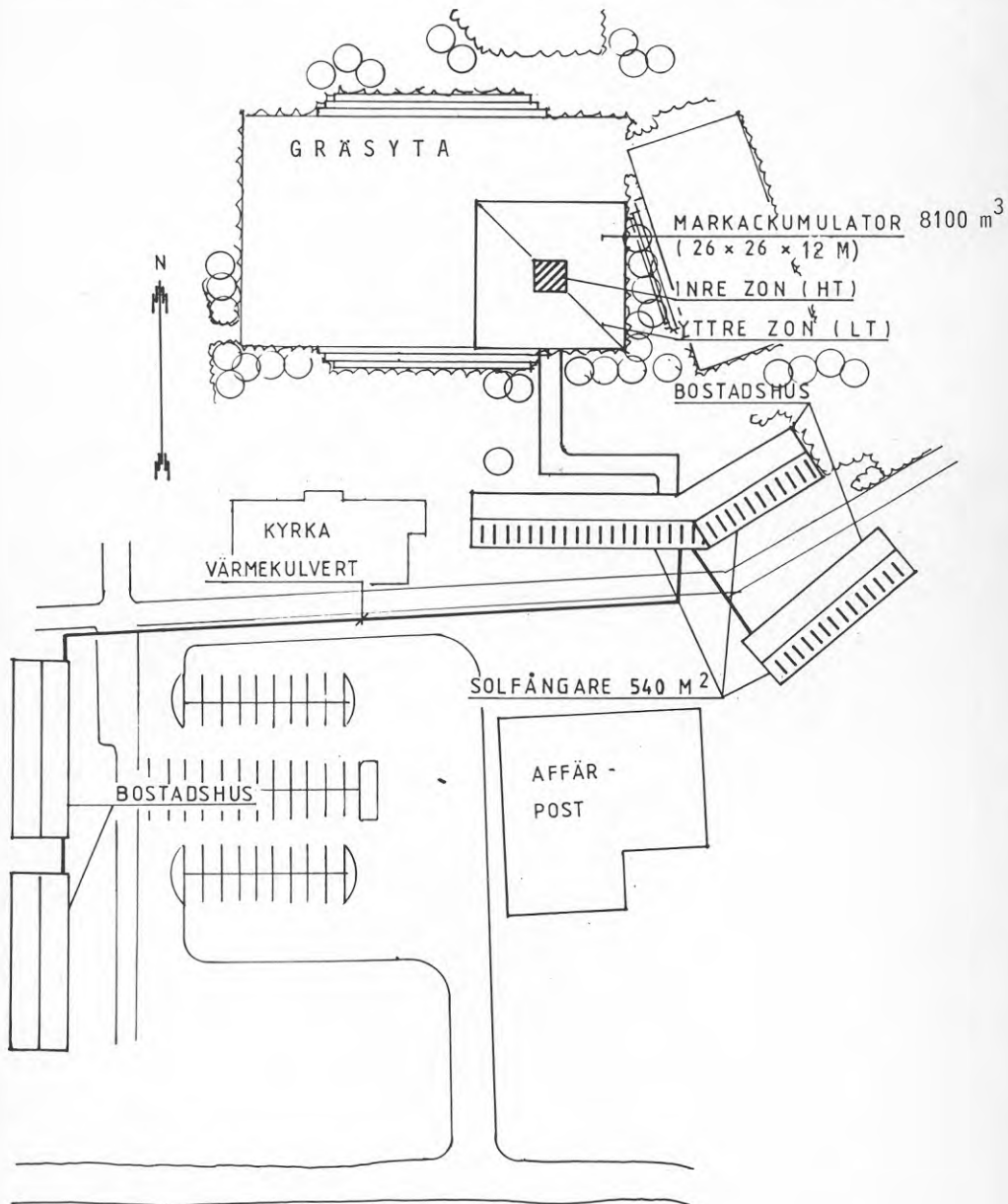
I detta värmeproduktionssystem ingår förutom en oljepanna och en eldriven värmepump även takintegrerad solfångare och en zonindelad markackumulator.

Solfångarna som byggs in i takkonstruktionen, består av svartmålade aluminiumband med infästade kanaler och av ett täcksikt som utgörs av korrugerade plexiglasskivor. Totala solfångarytan är 540 m<sup>2</sup>.

Säsongslagring av solenergi sker i ett lerlager placerat vid sidan om husen. Värmeväxlaren mellan den cirkulerande vätskan och leran utgörs av i leran vertikalt nedstuckna PEM-rör. Dessa rör är placerade i en inre och en yttre zon. Den inre zonen beräknas värmas till 60°C så att direkt användning blir möjlig. Den yttre zonen omger den inre d.v.s verkar som isolering för denna samt utgör värmekälla för värmepumpen vilket innebär att förlusterna från den inre zonen tas tillvara. Marklagrets volym uppgår till ca 8100 m<sup>3</sup>.

Lägenheternas årliga nettoenergibehov exklusive elenergin till ventilationen, beräknas bli 310 MWh. Solenergisystemet och oljepannan är dimensionerade för att producera dessa 310 MWh till uppvärmning och varmvatten. Av detta energibehov bidrar solen direkt eller indirekt via värmepumpen med två tredjedelar. Värmepumpen omvandlar dessutom 75 MWh elenergi till värme medan oljepannan producerar resten. Uteluftens årsmedeltemperatur i Kullavik är +8°C.

Merkostnaden för detta system gentemot individuell vattenburen el är ca. 800 tkr eller 20 tkr per lägenhet. Totalkostnaden för producerad energi är konkurrenskraftig jämfört med konventionella uppvärmningssystem, baserade på olja.



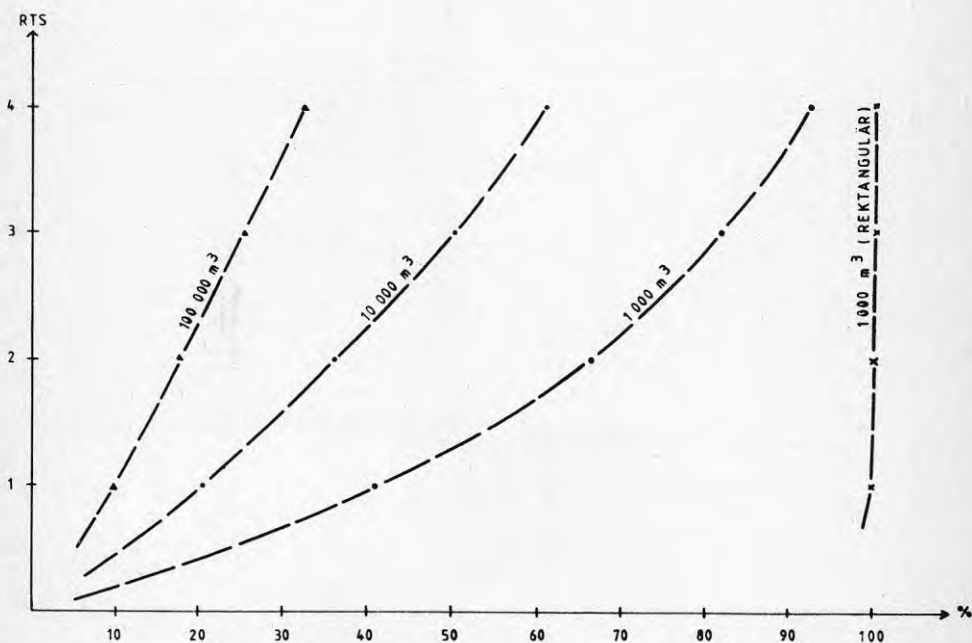


## 3 PRINCIPER FÖR ZONINDELAD MARKACKUMULATOR

För en given marktyp bestäms förlusterna från en markackumulator av dess storlek, form och mellan vilka temperaturer den arbetar.

Vad formen beträffar är en klotformig ackumulator den form som ger minst förluster. I praktiken är en kubisk ackumulator mest effektiv. Med förluster menas förhållandet mellan den energimängd som pga markens värmeledande förmåga försvinner till omgivande mark- och luftlager och inte kan användas och den energimängd som aktivt tillföres ackumulatorn dvs de relativa förlusterna.

Figuren nedan visar beräkningsresultat på hur de relativa förlusterna ( uttryckta i % av aktivt tillförd energi) för en kubisk markackumulator varierar med storlek och temperaturintervall.



Figur 3.1 En kubisk markackumulators förluster som funktion av dess storlek och temperaturintervall.

I dessa beräkningar utgår man i från att markackumulatortorn har sin högsta temperatur (TMAX) i september och sin lägsta temperatur (TMIN) i mars. Mellan dessa tidpunkter varierar temperaturen enligt en sinuskurva.

RTS är en faktor som beskriver temperaturförhållanden i ackumulatortorn och definieras på följande vis:

$$RTS = \frac{TMAX + TMIN - 2 \times TG}{TMAX - TMIN}$$

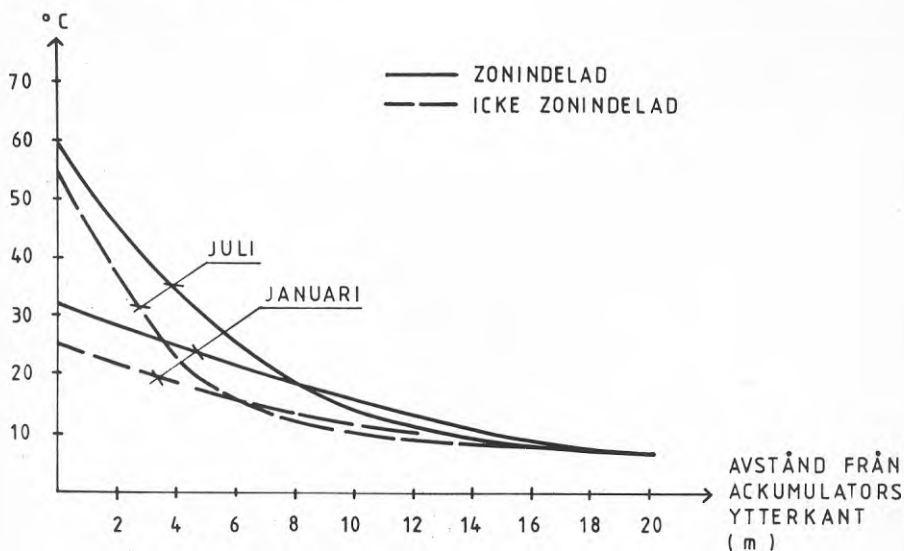
där TG är markens normala temperatur.

RTS är en förkortning av Relative Temperature Swing.

Av figur 3.1 framgår tydligt att storleken spelar en stor roll. Likaså ökar förlusterna med stigande RTS.

Sålunda innebär energilagring i mindre markackumulatortorn stora förluster speciellt då temperaturen i lagret är hög.

Förlusterna i absoluta tal, varierar också som en sinuskurva men de är något förskjutna i tiden efter ackumulatortornens temperatur.



Figur 3.2 Exempel på temperaturkurvor strax utanför ett marklager

Ett sätt att nedbringa förlusterna från en mindre markackumulator är att runt ackumulatorns kärna bilda en yttre rand där man också tillför energi. Det blir då en zonindelad markackumulator.

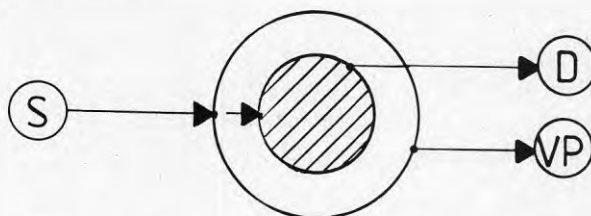
På så sätt höjer man temperaturen i kärnans närmaste omgivning vilket medför att förlusterna minskar. Nedan redovisas tre olika sätt att använda en zonindelad markackumulator. Kärnan i dessa ackumulatörer är markerad med snedstreck medan den yttre ringen motsvarar den ovan nämnda yttre randen. I figurerna används följande bokstavs-beteckningar:

S= solenergi från solfångare

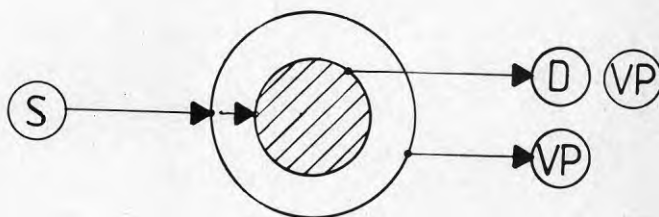
D= direkt utnyttjande av energi från markackumulator

VP= energiutnyttjande via värmepump.

TYP 1



TYP 2



TYP 3

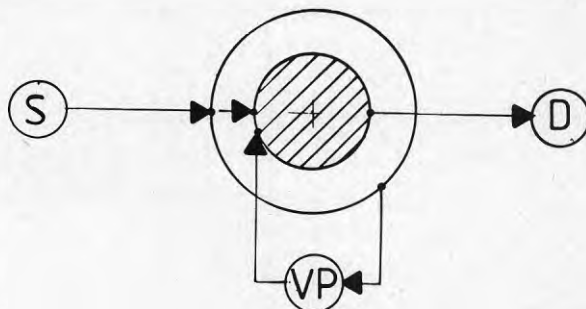


Fig. 3.3 Exempel på utnyttjande av en zonindelad markackumulator.

I alla tre typerna värmer solen via solfångarna i första hand kärnan och sedan den yttre randen. Dessutom är det gemensamt för förslagen att en värmepump hämtar energi från yttre randen. Detta innebär att driftsstrategin dvs när skall man upphöra med värmning av kärnan och istället distribuera solenergin till yttre randen blir vanskelig att optimera.

Kriterium för upphörande av värmning av kärnan kan vara att man accepterar endast en viss lägsta verkningsgrad för solfångarna. Verkningsgraden ökar betydligt då solfångarna arbetar mot en lägre temperatur dvs mot yttre randen istället för mot kärnan.

För Typ 1 används inlagrad energi i kärnan direkt så länge som temperaturen tillåter det. I detta fall kan tex kärnans temperatur i slutet av sommaren uppgå till 60°C medan yttre zonen är 25°C. Därefter används kärnans energi till ca 50°C och sedan är temperaturen för låg för direkt användning. Värmepumpen tar under uppvärmningssäsongen energi från yttre zonen och därmed används kärnans förluster. När solen kommer igen i mars har kärnans temperatur sjunkit till t.ex. 30°C medan yttre zonen är vid t.ex. normal temperatur ca 8°C. Ju större kärnan är desto mindre har dess temperatur sjunkit under vintern. Lägsta möjliga temperatur på yttre randen bestäms av om det är möjligt att frysa marken. I ovan nämnda temperaturexempel innebär det relativt stora temperaturspannet, som yttre randen arbetar med, att en stor del av den solenergi som leds bort ifrån ackumulatoren vid uppvärmning kommer att "sugas" tillbaka då värmepumpen är i drift.

Enda skillnaden mellan Typ 1 och Typ 2 är att i Typ 2 används kärnan aktivt också efter det att dess temperatur har sjunkit under gränsen för direkt användning. Fördelen med detta är att värmepumpens värmefaktor kraftigt förbättras så länge som det finns energi i kärnan med högre temperatur än i yttre randen. Är kärnan liten finns det ingen anledning att koppla värmepumpen på den då den i detta fallet snabbt blir tömd på högttempererad

energi. Oavsett kärnans storlek innebär Typ 1 att man snabbare än Typ 2 kommer upp i temperatur som möjliggör direktanvändning eftersom kylning av kärnan är kraftigare under uppvärmningssäsongen för Typ 2.

Typ 3 är annorlunda än de två andra såtillvida att all energi från ackumulatorn levereras direkt från kärnan. Detta innebär att temperaturen där måste hållas vid en konstant hög nivå. Detta åstadkommes förutom av solfångarna även av en värmepump som tar energi från yttre randen och levererar den till kärnan. Även i detta fall nyttiggöres sålunda kärnans förluster. Om kärnans lagringskapacitet är tillräckligt stor i förhållande till behovseffekten kan värmepumpen dimensioneras för en mindre effekt än i de övriga fallen.

Allmänt kan sägas att en yttre rand, vars medeltemperatur är högre än den naturliga, innebär en isolering kring kärnan. Kopplas en värmepump till den yttre randen möjliggöres även att kärnans förluster blir tillgodogjorda. Dessutom innebär en yttre rand att energiutbytet i solfångarna ökar väsentligt, då dessa inte alltid måste arbeta mot kärnans höga temperatur.

Om man vill utnyttja en icke zonindelad ackumulator för direktanvändning av solenergi skulle man vara tvungen att bygga den väldigt stor för att komma ner i acceptabla förluster. Genom att utnyttja tekniken med zonindelad markackumulator är det möjligt att använda direkt solenergi även i mindre projekt. Förlusterna kan alltså med denna teknik nedbringas till acceptabel nivå.

I Kullavik-projektet används en markackumulator av Typ 1.

## 4 BYGGNADERNA OCH DERAS ENERGIBEHOV

Byggnaderna består av fyra närliggande två-plans flerfamiljshus. I dessa byggnader finns 40 lägenheter med en total bostadsyta av 3230 m<sup>2</sup> dvs 80 m<sup>2</sup> per lägenhet i genomsnitt.

I ett centralt apparatrum bereds varmvatten och tappvarmvatten som distribueras i ett kulvertnät. Uppvärmningen av lägenheterna åstadkommes med ett konventionellt radiatorsystem dimensionerat för 50°C framledningstemperatur vid D.U.T.

Bostäderna är utrustade med balanserad ventilation och värmeåtervinning. I varje lägenhet finns ett ventilationsaggregat med värmeåtervinning. Tillsatsvärme, ca 700 kWh per lägenhet och år, tillförs med ett elbatteri.

Det dimensionerande effektbehovet för transmissionsförluster uppgår till 90 kW dvs 2,25 kW per lägenhet i genomsnitt. Årlig nettoenergiförbrukning för transmissionsförlusterna har beräknats till 210 MWh.

Högsta effektuttag för varmvattenberedning är 45 kW. Som effektbuffert används två st. varmvattenbehållare på vardera 1200 l. För beredning av tappvarmvatten beräknas 2100 kWh åtgå per lägenhet dvs 84 MWh årligen. Kulvertförlusterna beräknas till 16 MWh.

Det nettoenergiebehov som skall täckas med energi producerad av solenergisystemet och oljepanna blir:

transmission	210
tappvarmvatten	84
kulvertförluster	<u>16</u>
	310 MWh

Nettoenergiebehovet per lägenhet blir således 7750 kWh exklusive tillsatsvärme för ventilation.

## 5 SYSTEMUPPBYGGNAD

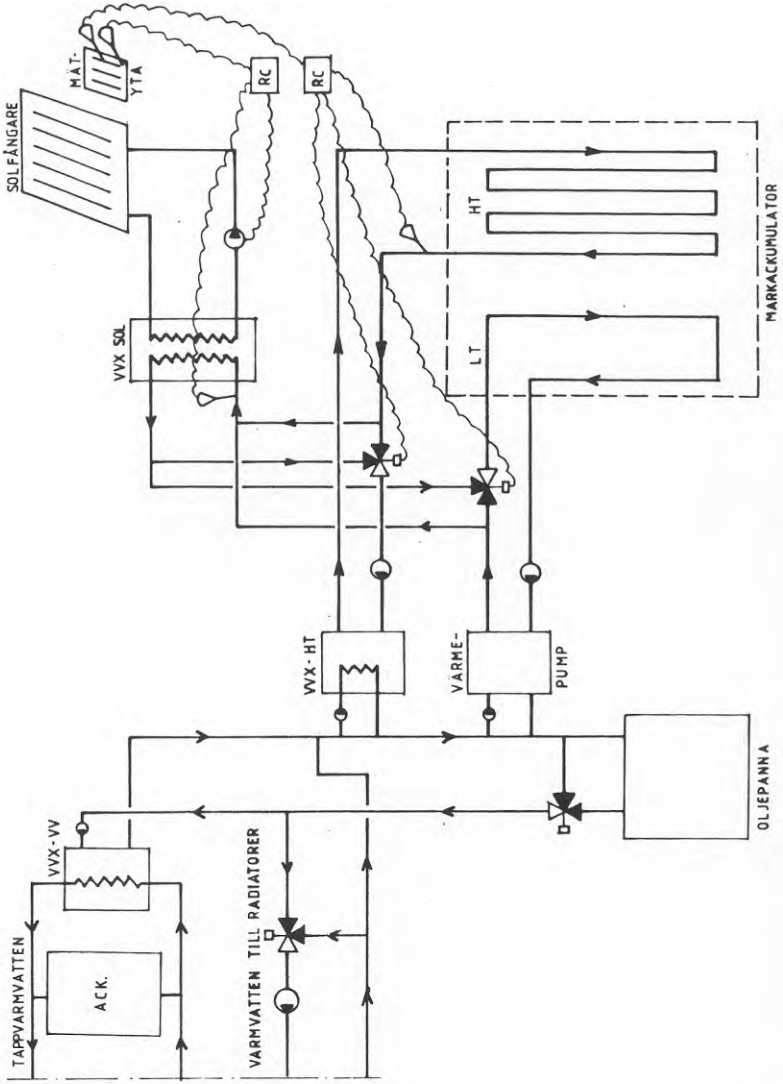
### 5.1 Principutförande

Arbetsprincipen för systemet är att i första hand skall direkt solenergi från ackumulatorn användas. Räcker inte detta används värmepump och för att klara de högsta effekterna kopplas en konventionell oljepanna in. Figur 5.1 på nästa sida visar hur systemet är uppbyggt.

Värmeväxlaren för tappvarmvatten och radiatorerna i byggnaderna är dimensionerade för en framledningstemperatur på 50°C. Av denna anledning strävar systemet efter att hålla en konstant temperatur av 50°C efter trevägsventilen vid oljepannan.

Under sommaren producerar solfångarna energi som stundtals har en temperatur som överstiger 60°C. Denna energi distribueras via värmeväxlarna VVX-SOL och VVX-HT direkt till förbrukningssidan. Därefter avlämnas ytterligare energi till kärnan i markackumulatorn (HT) som därvid beräknas komma upp i en temperatur av cirka 50-60°C. Under en begränsad tid efter det att HT uppnått en sådan hög temperatur kan förbrukningssidan förses med energi via VVX-HT även då solintensiteten är låg.

Under perioder då solintensiteten är för låg för att ytterligare energi skall kunna tillföras HT ( pga dess höga temperatur) kan solfångarna ändå användas. Detta är möjligt då man i ett sådant läge tillåter vatten som har kontakt med den yttre zonen i ackumulatorn (LT) att cirkulera upp i VVX-SOL. De två trevägsventilerna i mitten av figur 5.1 styr nämligen vattenflödet från LT till VVX-SOL om vattnet från HT är för varmt för att solfångarna skall kunna producera ytterligare energi. Detta driftsläge inträffar under sommar-mornar och -kvällar liksom under höst och tidig vår. I första hand produceras dock solenergi för direkt användning i VVX-HT och för att höja temperaturen på HT.



Figur 5.1 Principschema Kullavik



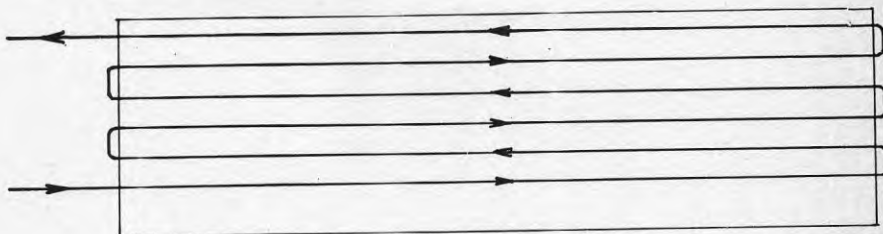
När varken solfångare eller HT kan leverera tillräckligt med energi (pga för låg temperatur) via VVX-HT startas värmepumpen. Denna har sin förångarsida kopplad till LT och även till solfångarna via VVX-SOL. Under vinterhalvåret kommer värmepumpen således att dels suga energi ur LT dels kommer solfångarna att producera energi då deras arbetstemperatur blir låg. Värmepumpen är dimensionerad för att klara 50 kW då temperaturen på LT är som lägst.

I och med att solfångarna levererar energi direkt för tappvarmvattenberedning under sommaren undviks en period med täta starter för värmepumpen som annars skulle varit fallet.

## 5.2 Solfångare

På två av byggnadernas tak finns solfångare. Den totala ytan är  $540 \text{ m}^2$  varav  $215 \text{ m}^2$  mot söder och resten mot sydost. Lutningen på taken är 27 grader. Solfångarna är integrerade i takkonstruktionen och utgör alltså även taktäckning. I kapitel 7.2 beskrivs hur solfångarna byggs in i taket.

Absorbatorerna består av korrugerad aluminiumplåt med påfästade stripes vilka innehåller kanalerna där vätskan strömmar. Figuren nedan visar hur kylkanalerna är förlagda på en absorbator. Absorbatorplåten har måtten  $6,5 \times 1 \text{ m}$ .



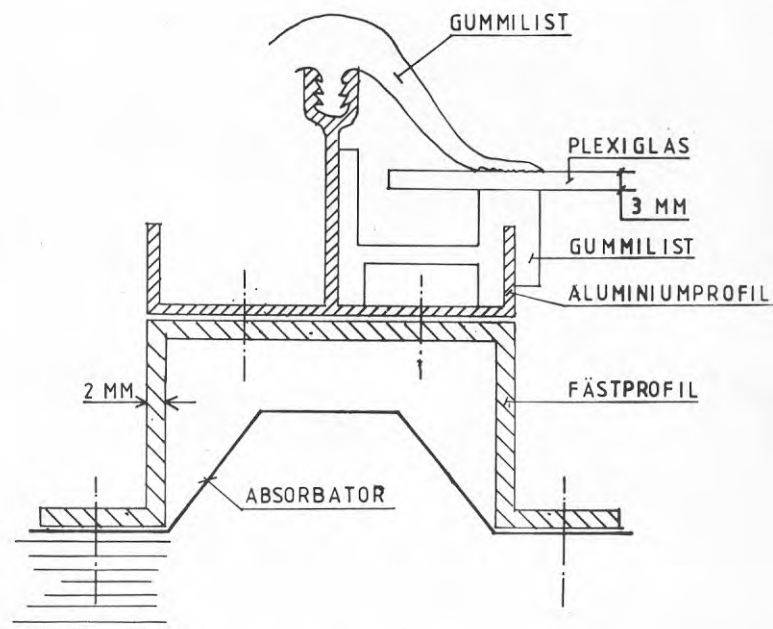
Figur 5.2 Absorbator med kylkanal.

Mediet som kyler solfångarna är en blandning av propylenglykol och vatten (50/50). Samlingsledningarna (en tillopp och en retur) ligger uppe vid taknocken och sammanbinder VVX-SOL med solfångarna. Dessa är icke själva isolerade men de täckes av en plåtklädnad som förses med isolering.

För att solfångarna skall kunna producera energi vid höga temperaturer måste förlusterna minskas.

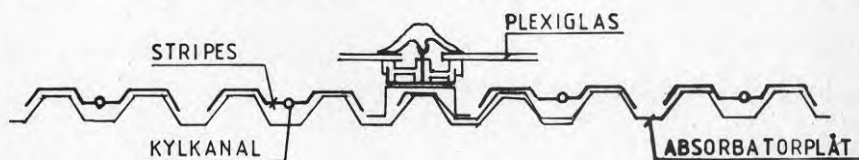
I detta fallet har skivor av plexiglas (acryl) monterats ovanför absorbatoren.

Fästordning för dessa plexiglasskivor består av fästprofiler, aluminiumprofiler och gummilister. Se figur 5.3. Fästprofilerna med längden 200 mm fästes i två "dalar" i den korrugerade absorbatoren där det inte finns några kylkanaler (se fig. 5.4) c-c-avståndet mellan fästprofilerna blir 975 mm. Ovanpå fästprofilerna monteras aluminiumprofilerna i längder cirka 1 m.

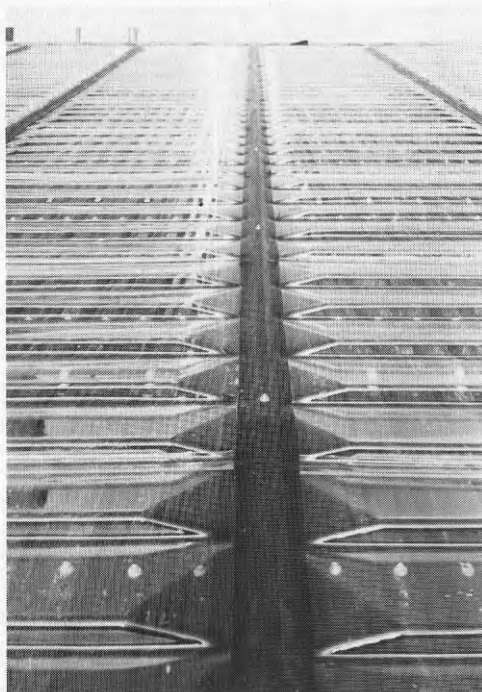


Figur 5.3 Fästordning för plexiglas.

En längsgående gummilist läggs i aluminiumprofilen. Den skall leda ner vatten till takfoten och utgör anläggningsyta för plexiglasen. För att hålla plexiglasen på plats används ytterligare en gummilist som fästes i övre delen av aluminiumprofilen och pressar plexiglasen mot den undre gummilisten. Plexiglasskivorna är cirka 1 m långa och monteras med överlapp så att värmeutvidgningen inte blir något problem. För att motverka kondensbildning på insidan av plexiglasen finns små luftpassage möjligheter genom solfångaren. De energimängder som går till spillo genom detta förfarande påverkar i mycket ringa grad solfångarens prestanda.



Figur 5.4 Solfångare i genomskärning.



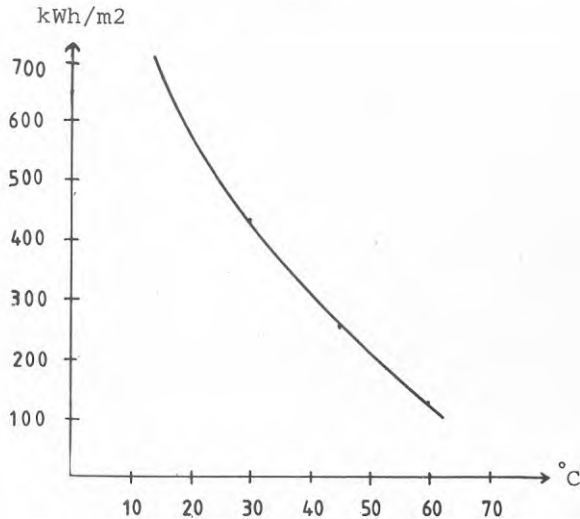
Figur 5.5 Solfångare integrerad i tak med de korrugerade plexiglasskivorna.

Denna konstruktion innebär att solfångaren är lätt att montera samtidigt som utbyte av ingående komponenter blir enkelt. Komponenterna kommer till arbetsplatsen i rätta längder och är försedd med förborrade hål för skruvar. Montaget utföres av två man utan några specialverktyg eller svetsutrustning.

### 5.2.1 Solfångarens termiska egenskaper.

Följande figurer visar resultatet av beräkningar gjorda för solfångaren som beskrivs i föregående kapitel.

Figur 5.6 visar hur mycket energi per  $m^2$  solfångaryta som produceras årligen vid en viss konstant medeltemperatur på det cirkulerande mediet.



Figur 5.6 Årlig solenergiproduktion som funktion av medeltemperaturen.

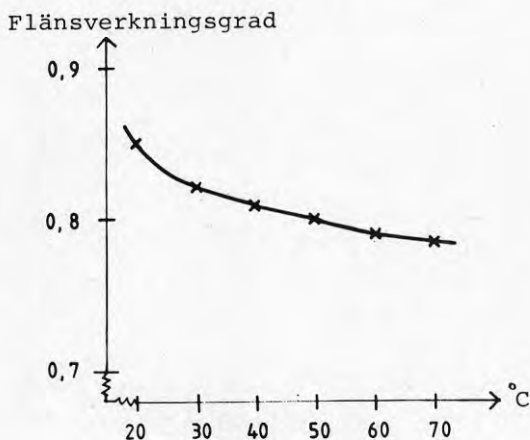
Av figuren framgår att solenergiproduktionen ökar avsevärt med minskad medeltemperatur. Således blir produktionen av solenergi väsentligt bättre då solfångarna inte enbart arbetar mot HT utan även mot LT som har lägre temperatur.

Beräknad instrålad energi under ett år mot solfångarna

är  $1150 \text{ kWh/m}^2$  varav ca  $700 \text{ kWh/m}^2$  som direkt instrålning. Solfångarens årsverkningsgrad blir ca  $38\% = 430 \text{ kWh/m}^2$  om absorbatorns medeltemperatur är  $30^\circ\text{C}$  och ca  $11\%$  då medeltemperaturen är  $60^\circ\text{C}$ .

Solfångaren består, som beskrivits tidigare, av en fläns med en inbyggd kylkanal. Ett mått på flänsens effektivitet är flänsverkningsgraden. Beräkningar visar att denna är relativt okänslig för olika instrålningseffekter.

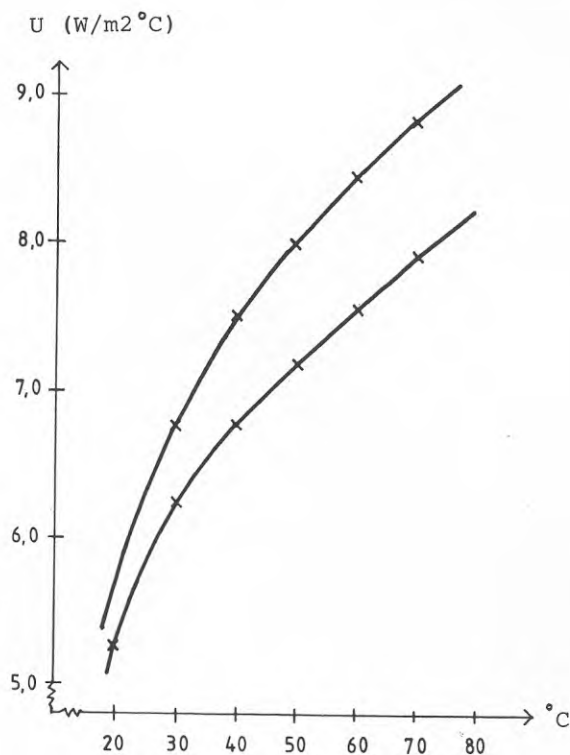
Absorbatorn ligger skyddad mot vindarna under täckglaset vilket innebär att flänsverkningsgraden är tämligen lite beroende av vindhastigheten. Storleken på detta beroende sträcker sig i intervallet  $0 - 5\%$  vid vindstyrkor mellan  $0$  och  $4 \text{ m/s}$ . Däremot påverkar skillnaden i temperatur mellan avsorbatorn och omgivningen flänsverkningsgraden. Figuren nedan visar påverkan av denna temperaturskillnad vid en utetemperatur av  $20^\circ\text{C}$ .



Figur 5.7 Flänsverkningsgraden som funktion av absorbatorns medeltemperatur då utetemperaturen är  $20^\circ\text{C}$ .

Flänsverkningsgraden är också beroende av solfångarens förlustkoefficient  $U$ . Multipliceras  $U$  med temperaturskillnaden mellan absorbatorn och omgivningen erhålles förlusteffekten från solfångaren.  $U$  är endast obetydligt beroende av instrålningen men desto mer känslig för

variation i vindhastigheten och framförallt temperaturskillnaden mellan absorberator och omgivning. Figuren nedan visar hur  $U$  varierar med absorberatorns temperatur vid omgivningstemperaturen  $20^{\circ}\text{C}$  och olika vindhastigheter.



Figur 5. 8

Förlustkoefficienten  $U$  som funktion av absorberatorns temperatur vid olika vindhastigheter då omgivningens temperatur är  $20^{\circ}\text{C}$ .

Den övre kurvan gäller vid vindhastigheten 4 m/s och den undre vid 2 m/s.

### 5.3 Markackumulator

För att nyttiggöra sommarens solenergiöverskott är en markackumulator inkluderad i värmeproduktionssystemet. Som ackumulator utnyttjas den befintliga lerjorden vid sidan om byggnaderna.

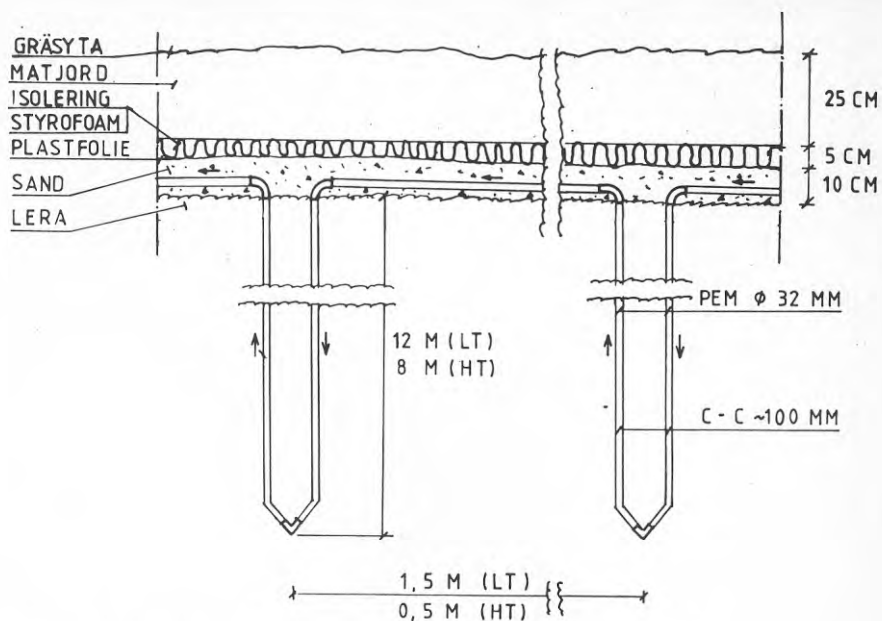
För att kunna tillföra och utnyttja energi från lagret används en värmeväxlarkonstruktion mellan värmebärare och lerjorden. Denna värmeväxlare består av plaströr (PEM) i vilka vatten strömmar. På sommaren värmer solfångaren vattnet som sedan avger energin till leran vid passagen genom plaströren. Under vintern är vattnet kallare än omgivande lera vilket betyder att energi istället tages ur ackumulatören och levereras till värmepumpens förångarsida.

Plaströren med ytterdiametern 32 mm är nerstuckna som ett "U" vertikalt i marken i en inre och en yttre zon. Se figurerna 5.9 och 5.10

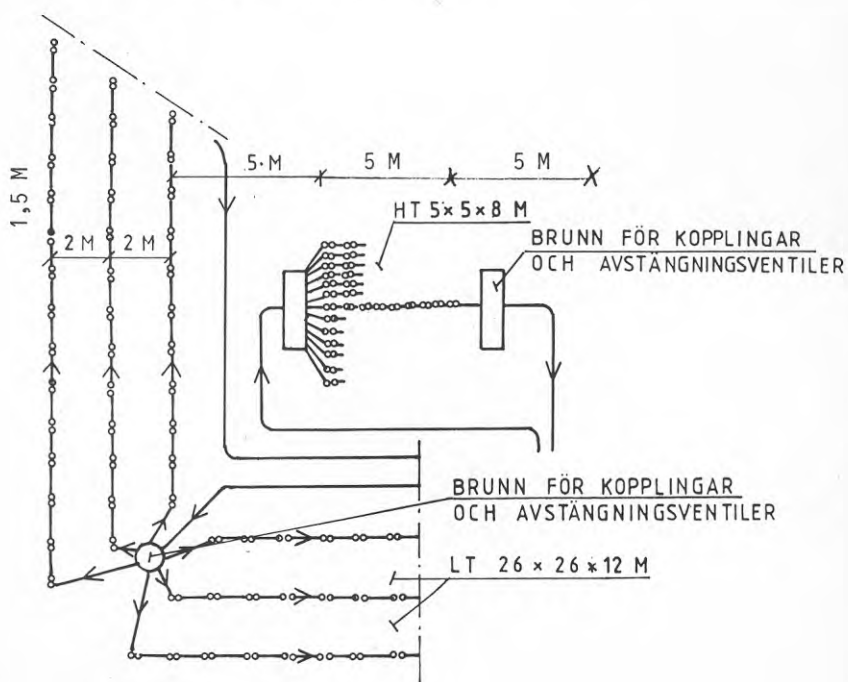
Enligt ovan används vanligt vatten som värmebärare i markackumulatören. En stor fördel med detta är att ett ev läckage inte ger upphov till miljöförstöring. Dessutom innebär detta att ventiler o.dyl. blir billigare eftersom inget specialmaterial behöver användas. Värmekapaciteten och viskositeten för vatten medför att den elenergi som behövs för transporten av värmebärare blir minimal.

Av den till ackumulatören årligen tillförda energin beräknas 30 - 35% försvinna till omgivningen som förluster. Detta efter cirka 3 års drift då stationärt tillstånd har inträffat.

Figur 5.9 visar hur överbyggnaden av markackumulatören ser ut. Rörsystemet ligger i ett lager av sand. Ovanpå sanden finns en plastfolie som dels skall förhindra



Figur 5.9 Överbyggnad av ackumulatorm och plaströrens inbördes placering.

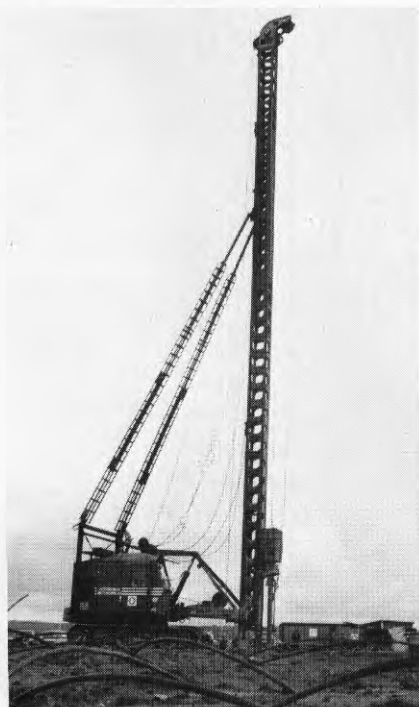


Figur 5.10 Placering av HT och LT samt vattnets cirkulation.



regnvatten att komma ner i sanden och därmed stjåla energi dels skall den medverka till att behålla fukten i leran. Markskivor utgör isolering under ett lager med matjord. Uppe på markytan skall byggas en gräsbevuxen lek- och bollplan.

För att placera plaströren som har beskrivits ovan används en konventionell pålkran. Med dennas hjälp trycks en ihållig balk med rektangulärt tvärsnitt med en platta fäst i nedre ändan ner till önskat djup. Inuti balken släpper man sedan ner ett "U" med ett lod till botten. Därefter vattenfylls slangen och med tryckluft skjuter man loss ändplattan så att lera åker in och fäster plaströret. Sedan dras balken försiktigt uppåt medan lera fyller igen tomrummet efter balken och håller fast plaströret. De två skänklarna på röret hålles hela tiden på ett inbördes avstånd av cirka 10 cm av lodet som följer med upp och kan användas igen. Det som blir kvar i leran är ändplattan och plaströret.



Figur 5.11 Pålkran med vars hjälp plaströren placeras vertikalt i leran.

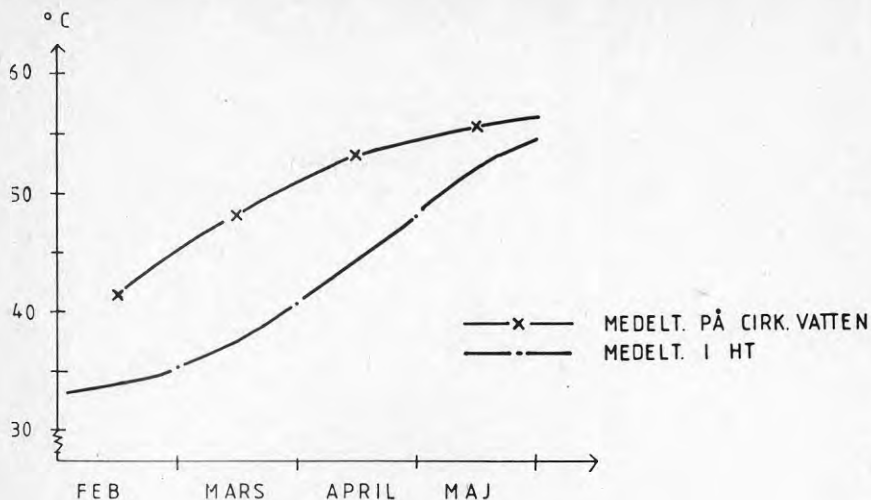
### 5.3.1 Högtemperaturzonen

Den inre zonen eller högtemperaturzonen (HT) består av 130 st "U" som sträcker sig 8 meter ner i leran. Antalet meter rör i HT blir således 2080 m. Dessa U-rör är placerade väldigt tätt (c-c avståndet är 50 cm) för att man skall uppnå den höga temperaturen som eftersträvas. Temperaturen i HT förväntas variera mellan 30°C och 60°C från vinter till sommar. Högtemperaturzonens huvudsakliga uppgift är att utgöra korttidslager under sommarhalvåret och därmed möjliggöra solenergitillförsel även under kortare perioder med molnig väderlek. Aktiv lagervolym i HT är 200 m<sup>3</sup>.

HT dimensioneras så att medeltemperaturen på det cirkulerande vattnet i början av sommaren skall komma upp över 52°C vilket innebär att varmvattenbehovet kan tillgodoses utan tillsats från värmepump.

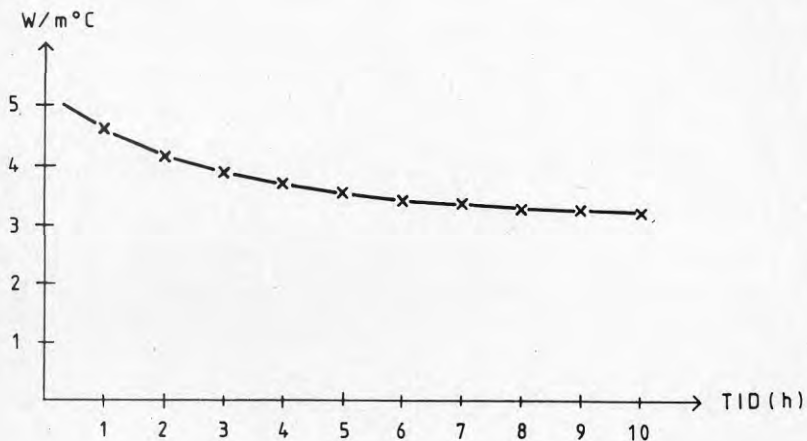
Med datorprogrammet SUNSYST som beskriver ett system som detta i Kullavik gjordes flera simuleringar med olika storlekar på HT. Första ansatsen till storlek var 675 m<sup>3</sup> (7,5 x 7,5 x 12 m) med 9 x 13 nedstick. Denna simulering visade att medeltemperaturen på det cirkulerande vattnet endast skulle komma upp till ca 40°C under maj och ca 45°C under juni. För att öka denna temperatur minskades hela tiden lagret och rören placerades tätare. Slutligen när HT hade minskat till 200 m<sup>3</sup> (5 x 5 x 8 m) och nedsticken av rören var på ett inbördes avstånd av 0,5 m (som troligen är det minsta avståndet i praktiken) visade datorprogrammet följande resultat (figur 5.12) under tredje året.

Medeltemperaturen på det cirkulerande vattnet kommer alltså upp i ca 55°C i maj. Detta innebär att en del av varmvattenbehovet (~25%) täcks med direkt solenergi redan i maj. Temperaturen i marken (HT) kommer också upp över 50°C under maj månad enligt dessa beräkningar.



Figur 5.12 Resultat av simuleringar.

Figuren nedan visar hur effektavgivningen  $W/m^{\circ}C$  avtar med tiden från ett sådant U-rör. Plaströrens ytterdiameter är 32 mm och innerdiameter är 28 mm. Värmeledningsförmågan för PEM är  $0.35 W/m^{\circ}C$ .



Figur 5.13 Effektavgivning från U-rör i HT

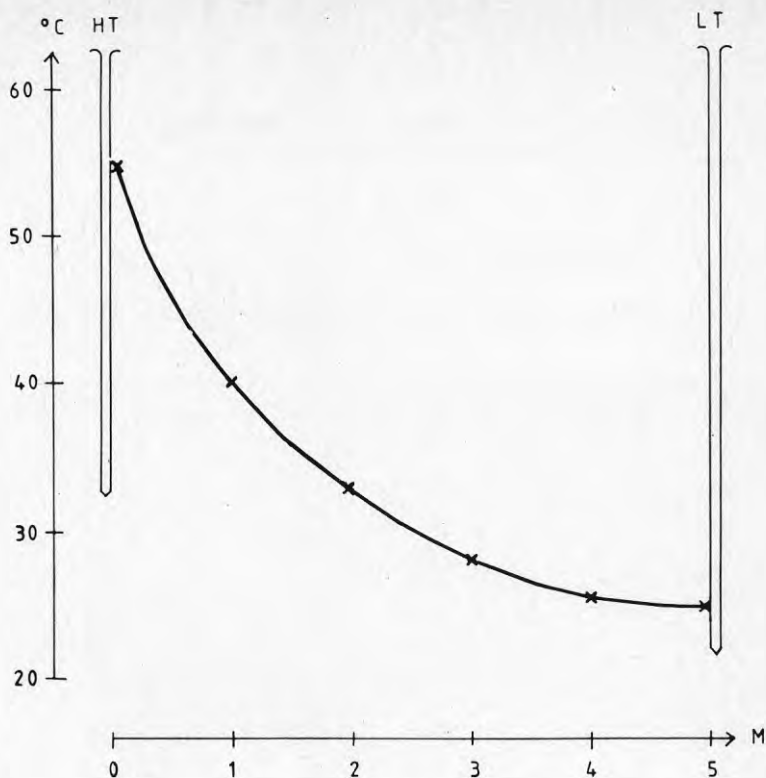
Under sommarhalvåret då temperaturen i HT är tillräckligt hög kan varmvattenbehovet täckas även mulna dagar direkt från HT. I medeltal krävs 10 kW för tappvarmvattenberedning. Detta innebär att temperaturen från markackumulatortorn måste vara  $52^{\circ}\text{C}$  för att  $50^{\circ}\text{C}$ -gradigt vatten skall kunna produceras. Medelvärde på effektavgivning enl. ovan under 24 timmar bedöms vara  $3,6 \text{ W/m}^{\circ}\text{C}$ . Detta innebär med HT enligt ovan  $3,6 \times 1040 = 3,75 \text{ kW/}^{\circ}\text{C}$ . För att klara 10 kW krävs alltså ca 3 graders temperaturskillnad mellan det cirkulerande vattnets medeltemperatur och omgivande lera. Det innebär att när medeltemperaturen i HT är  $55^{\circ}\text{C}$  klaras varmvattenbehovet utan att solfångarna hjälper till. För varje ca  $1,5^{\circ}\text{C}$  utöver  $55^{\circ}\text{C}$  klarar HT ensam av varmvattenbehovet under ett dygn.

### 5.3.2 Lågtemperaturzonen

Av de 150 MWh som levereras till värmepumpens förångarsida (se kap. 6) beräknas 110 MWh behöva lagras medan resterande 40 MWh erhålles direkt från solfångarna.

Lågtemperaturzonen (LT) utgörs av tre rader av U-rör runtomkring HT. Rören är placerade glesare än i HT (se figurerna 5.9 och 5.10). U-rören i LT-zonen kommer vid uttag av energi ur lagret att påverka hela ler-volymen inom lagret och även en viss volym utanför yttersta rörraden. Motsvarande volym blir ca  $8100 \text{ m}^3$  ( $26 \times 26 \times 12 \text{ m}$ ). En medeltemperaturändring av  $15^{\circ}\text{C}$  motsvarar med denna volym ca 110 MWh. I LT går rören ner till 12 meters djup och rörlängden här är 3552 meter. LT utgör dels energikälla för värmepumpen och dels isolering av HT. På detta sätt har man alltså även nytta av de förluster som HT utsätts för. Temperaturen i LT beräknas att som lägst komma ner till  $10^{\circ}\text{C}$  och som högst bli  $25^{\circ}\text{C}$ .

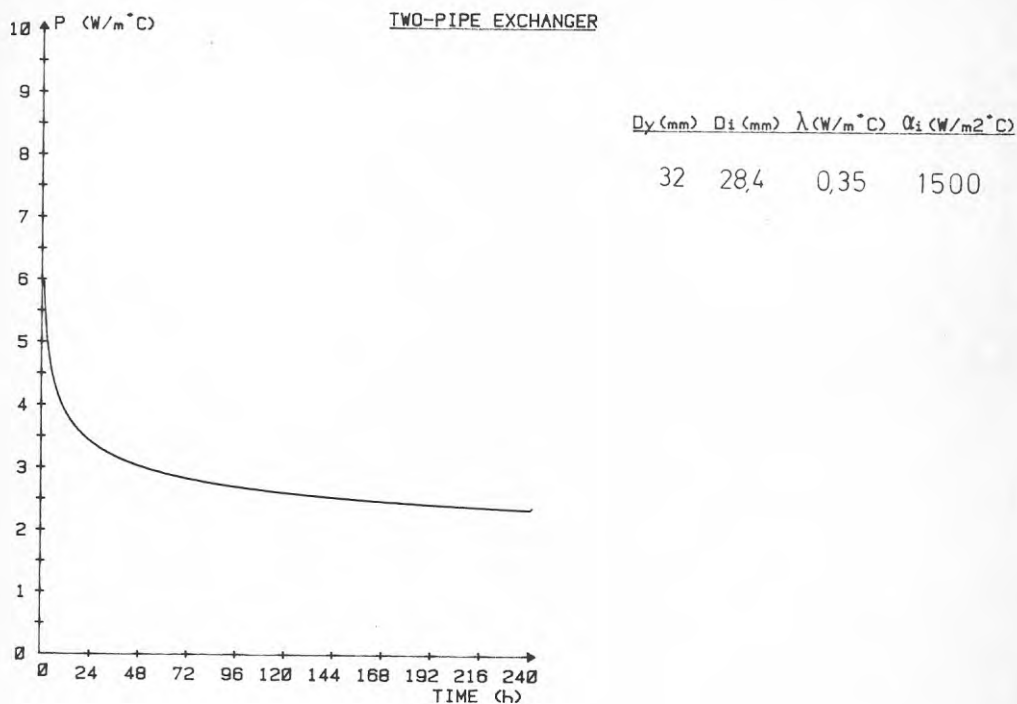
När temperaturen i HT är för hög för att ytterligare solenergi skall kunna levereras dit övergår solfångarna till att producera energi till LT i stället som har en lägre temperatur än HT.



Figur 5.14 Temperaturen mellan HT och LT i slutet av sommaren.

Figur 5.14 visar hur temperaturkurvan mellan HT och LT beräknas bli efter sommarens uppvärmningsperiod.

Effektuttaget per meter dubbelrör i LT-zonen beräknas bli  $2,3 \text{ W/m } ^\circ\text{C}$  efter lång tid. Se figur 5.15. I LT finns 1776 m dubbelrör vilket innebär att yttre zonen bidrar med  $4,1 \text{ kW}$  per grad temperaturskillnad mellan det cirkulerande vattnet och omgivande lera. Den maximala kyl-effekt som värmepumpen presterar är  $35 \text{ kW}$ . Således behövs 8 - 9 graders temperaturskillnad mellan vattnet och leran. Den lägsta temperatur som värmepumpen kyler vattnet till är begränsat till  $+4^\circ\text{C}$  för att undvika påfrysning i förångaren och i leran.



Figur 5.15 Värmeavgivning från U-rören i LT.

### 5.3.3 Lerans geotekniska egenskaper

Provtagning med kolvprovtagare (St 1) har utförts i omedelbar närhet av värmeackumulatorn. På de upptagna proverna har rutinanalyser och CRS-försök utförts. Resultaten kommer att redovisas i samband med uppföljningen av projektet.

Genomförda portryckningsmätningar och tolkningar av CRS-försöken har visat på en spänningsfördelning i jorden vid ackumulatorn, innan denna togs i bruk, som tyder på att leran är överkonsoliderad med ca 25 kPa i de djupare delarna (>5 m), medan de högre liggande skikten sannolikt har en än högre överkonsolidering. Leran kan betraktas som högsensitiv. Jämföres konflytgräns, skjuvhållfasthet och förkonsolideringstryck enligt Hansbo's

formel fås:

Skjuvhållfasthet		
Djup m	Uppmätt kPa	Enl Hansbo's formel kPa
3,0	22	19
6,9	17	15
9,0	20	20
12,0	21	23

Överensstämmelsen mellan de olika bestämningarna av skjuvhållfastheten är god, varför eventuell störning från monteringen av värmeväxlarna sannolikt varit så liten att den inte är märkbar vid provtagningspunkten.

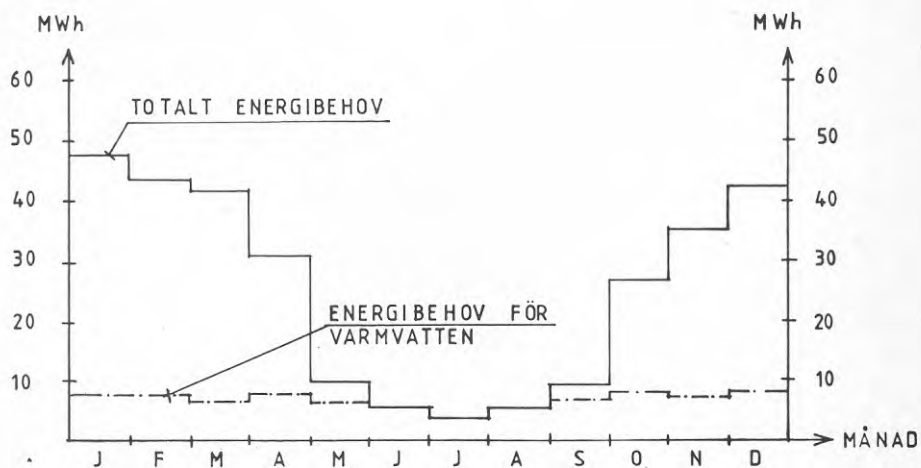
Den relativt höga överkonsolideringsgraden innebär att leran, under förutsättning att förkonsolideringstrycket inte sänks, är relativt okänslig för variationer av portrycken.

De ur lerans vattenkvot framräknade teoretiska värden på de termodynamiska parametrarna framgår av nedanstående:

Konduktivitet	1,1 W/m K
Kapacitet	$3,5 \times 10^6 \text{ J/m}^3\text{K}$
Diffusivitet	$0,32 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$

För uppföljning av lagrets inverkan på lerans geotekniska egenskaper, har portryckmätare, avvägningsspeglar och avvägningssdubbar monterats.

Enligt kapitel 2 förbrukar lägenheterna i detta projekt 310 MWh årligen exklusive tillsatsenergi för ventilation. I figuren nedan visas månadsfördelningen av denna energimängd.



Figur 6.1 Månadsvis energibehov för Kullavik Centrum.

Värmeproduktionssystemets komplexitet medför att en exakt beräkning av fördelningen mellan direkt solenergi, solenergi via värmepump och oljeenergi är synnerligen svår att åstadkomma. Beräkningar av förenklad karaktär har dock utförts och givit följande resultat.

Direkt solenergi via värmeväxlare VVX-HT beräknas att uppgå till 60 MWh årligen. Under sommaren uppfylles till stor del varmvattenbehovet både vad avser temperaturen och effekten. Mindre delar av energibehovet under april, maj, september och oktober tillgodoses också.

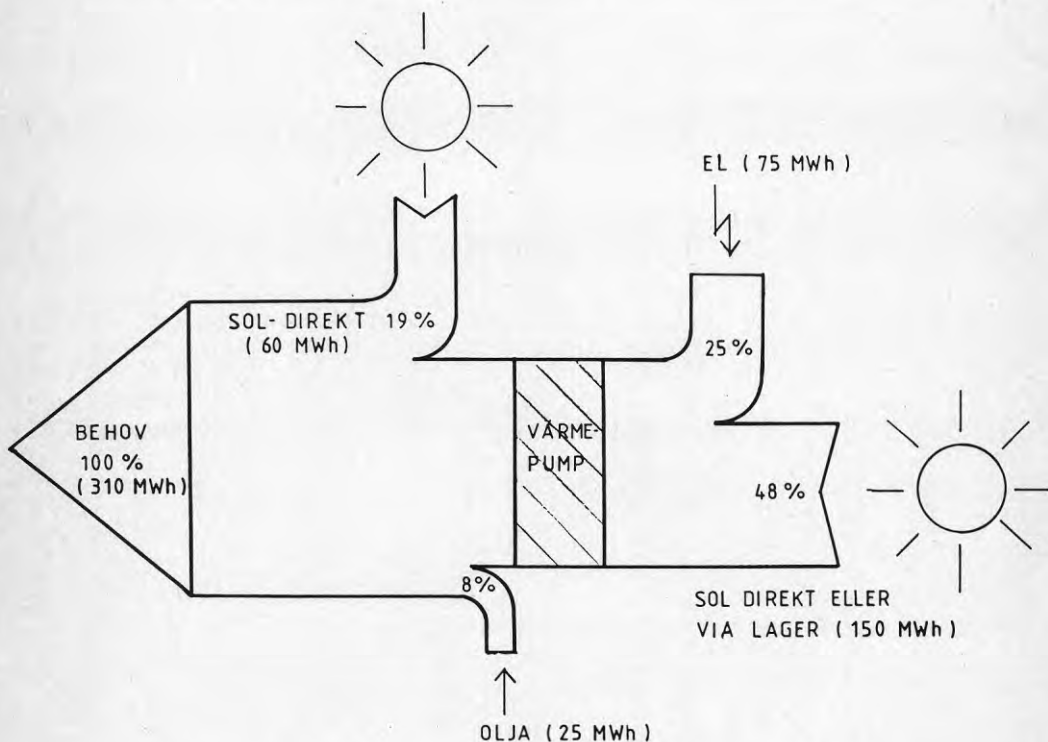
Detta är möjligt då returtemperaturen från radiatorer och varmvattenberedning kommer att ligga i intervallet 25 - 30°C under dessa perioder och då temperaturen i HT som lägst beräknas till 30°C.



Värmepumpens värmeeffektavgivning vid dimensionerande driftläge är 55 kW. Maximalt effektbehov är enligt tidigare 135 kW. Detta innebär att ungefär 70% av värmebehovet kan täckas med värmepumpen, dvs 225 MWh. Stora delar av höst och vår levereras solenergin direkt till värmepumpen.

Årsmedel av utgående värmebärare är 50°C medan på förångarsidan medeltemperaturen på köldbäraren är ca 15°C. Utgående från dessa siffror beräknas årsvärmefaktorn att bli 3,0. Detta innebär att värmepumpens elförbrukning blir 75 MWh årligen medan solenergitillförseln uppgår till 150 MWh. Cirkulationspumparna på "solsidan" kommer att förbruka ca 10 MWh el.

När utetemperaturen sjunker under ca  $\pm 0^{\circ}\text{C}$  blir värmeeffektbehovet större än vad värmepumpen klarar. Då går oljepannan in som topplast och producerar 25 MWh vilket innebär ca 4 m<sup>3</sup> olja.



Figur 6.2 Kullavik projektet - energibalans (exkl. ventilation)



Figur 7.1 Smältning av kontaktytor, m.h.a. elvärm� svetsapparat, vid "U"-böjen.



Figur 7.2 Sammanfogning av rördelar.

## 7 BYGGPERIODEN

I september 1982 påbörjades byggandet av de fyra flerfamiljshusen. Inflyttning gjordes under perioden juni-augusti 1983.

Detta projekt var organiserat som en generalentreprenad där Kungsbacka Bygg AB stod för samordningen.

Markackumulatorn ingick dock inte i denna generalentreprenad utan utfördes som delentreprenad av BPA, Göteborg.

### 7.1 Markackumulator

Byggandet av markackumulatormutfördes under sept-okt 1982. Första åtgärden var att schakta av ca 50 cm från befintlig markyta, så att rör och isolering ovan själva ackumulatorn inte skulle höja befintlig marknivå.

För att placera PEM-rören vertikalt i leran användes samma metod som i SUNCLAY-projektet, dvs att med pålkran föra ner rören. Denna metod finns beskriven i kap. 5.3.

Enligt kap. 5.3 är de vertikala PEM-rören sammankopplade som "U"-rör. Dessa "U"-rör tillverkades på platsen genom att svetsa samman två skänklar med rördelar som utgjorde själva böjen.

Den svetsmetod som användes innebär att en muff sammanfogar två rördelar. Härvid värms kontaktytorna så att de smälter samman.

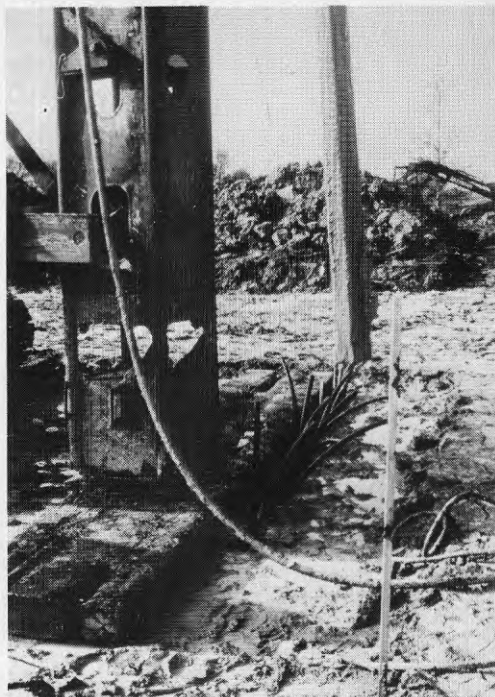
Den ihåliga stålpåle som pressas ner i lera m.h.a. pålkranen har ett rektangulärt tvärsnitt med måtten ca 25x15 cm. Locket i botten förhindrar leran att tränga upp i pålen vid nedpressningen. I pålen placeras "U"-röret av PEM.



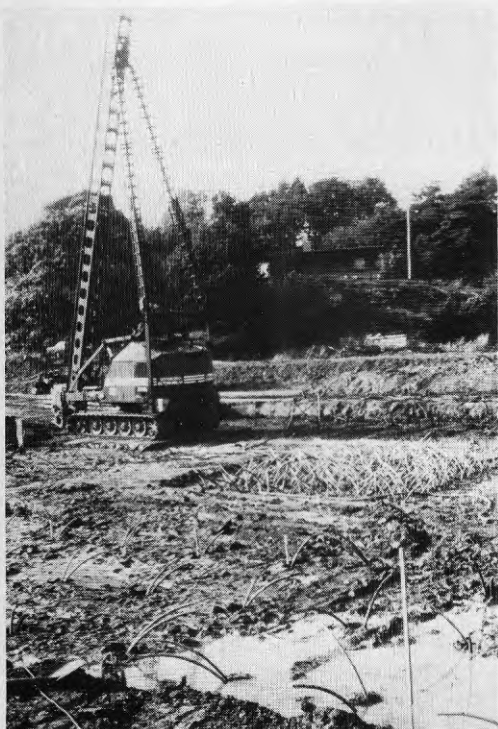
Figur 7.3 Placering av PEM-rör i påle.

Plaströret fylls med vatten innan man lägger lock på pålen och m.h.a. tryckluft skjuter ur bottenplattan så att lera rusar in i pålen och fäster PEM-röret. Därefter lyfter man upp pålen och kvar stannar plaströret.

Området där markackumulatorn byggdes var ständigt blött p.g.a. regn och att den naturliga dräneringen var bristfällig. Därför var man tvungen att använda grävmaskinsmattor att köra pålkranen på. Detta innebar att tiden för att bygga ackumulatorn blev längre än väntat. Dock var den genomsnittliga arbetstakten ca 18-20 nedstick av "U"-rör per arbetsdag.



Figur 7.4 Pålen har dragits  
upp och skänklarna  
på PEM-röret sticker  
upp ovan markytan.



Figur 7.5 Pålkran, HT-zon och LT-zon

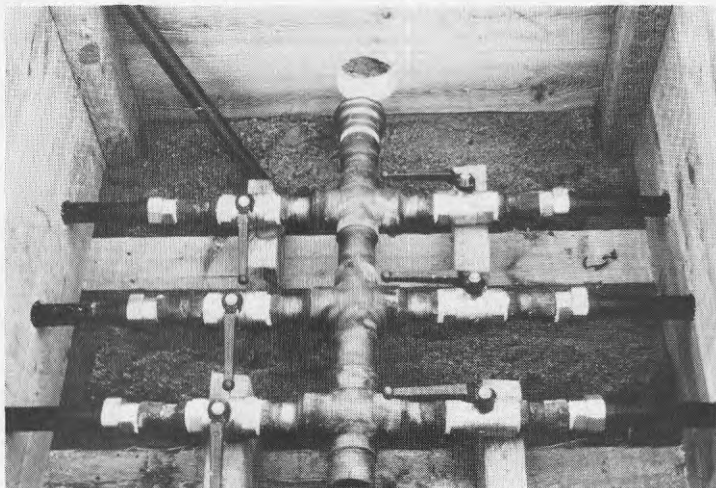
"U"-rören seriekopplades till 13 slingor i HT-zonen och till 12 slingor i LT-zonen. I HT-zonen är 10 "U"-rör seriekopplade i en slinga medan detta antal i LT-zonen är 11, 12 eller 14. Se figur 5.3.2.

I figur 7.6 framgår hur rören har sammankopplats mellan två brunnar i HT-zonen. Rören täcks med sand innan styrofoam läggs ovanpå som isolering.



Figur 7.6 HT-zonen

I markackumulatorn finns sex brunnar med avstängningsmöjligheter. Vid ev. läckage finns alltså möjlighet att stänga av en slinglängd i markackumulatorn. Dessutom stängs delar av ackumulatorn av vid avluftning så hastigheten på vattnet i en seriekopplad slinga blir tillräckligt hög för att luften skall följa med in till apparatrummet där det finns en luftklocka.



Figur 7.7 En av brunnarna i LT-zonen.

Samlingsledningarna ovan mark och distributionsledningarna till och från apparatrummet består också av PEM. För att skarva dessa användes samma metod som för de vertikala rören nämligen muffsvetsning. Vid de dimensioner det blir frågan om för distributionsledningarna (DN 90) finns det i muffarna inbyggda elslingor som smälter plasten då elström ansluts.



Figur 7.8 Sammanfogning av PEM-rör (DN 90) med muff, fixtur och elaggregat.



Figur 7.9 PEM-rör isolerade med rörskålar av frigolit utgör förbindelse mellan markackumulatören och apparatrum.



## 7.2 Solfångare

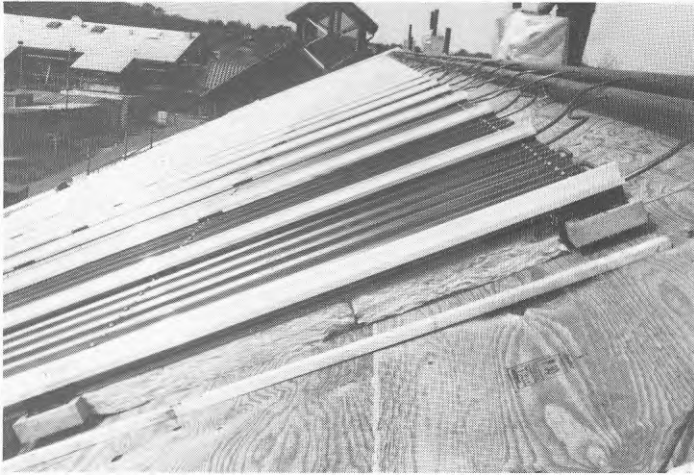
Solfångarna byggdes under april-maj 1983. Enligt ovan ingick solfångarbygget i generalentreprenaden. Den slutliga uppdelningen blev att monteringen av isolering, absorbator, aluminiumprofiler och plexiglas samt plåtinklädnad utfördes av byggentreprenören. Dragning av samlingsrör mellan apparatrum och solfångare samt anslutning av dessa ansvarade rörentreprenören för.

Utgångsläget för byggandet av solfångare var plyfaskivor som monterats ovan takstolar. Liksom för tegelförsedda takytor måste blivande solfångarytor förstärkas med läkt för att fördela lasten till takstolarna. Dessa extra läkt är inte nödvändiga när takkonstruktionen är råspont ovan takstolar.



Figur 7.10 Läkt för förstärkning av plyfaskivor.

Mellan de tvärgående breda läkten läggs mineralullsmattor som isolering. De mindre läkten som sträcker sig från taknock till takfot möjliggör att luft cirkulerar under isoleringen vilket innebär att ev. fukt vädras bort.



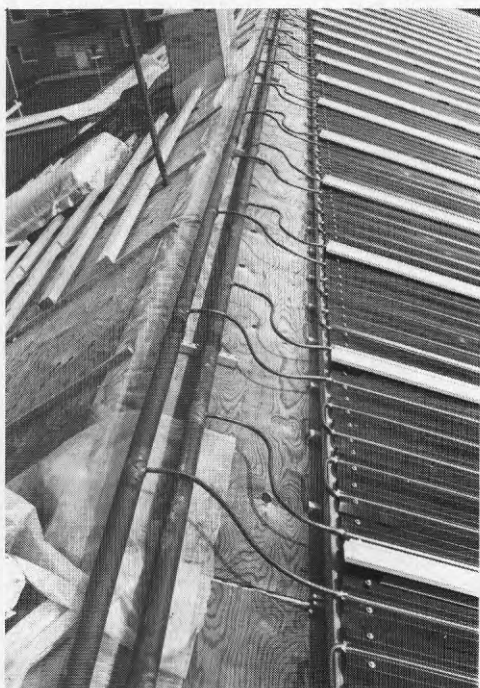
Figur 7.11 Isolering, absorbator och aluminiumprofiler.



Figur 7.12 Montering av absorbator.



Figur 7.13 Nedre delen av solfångare.



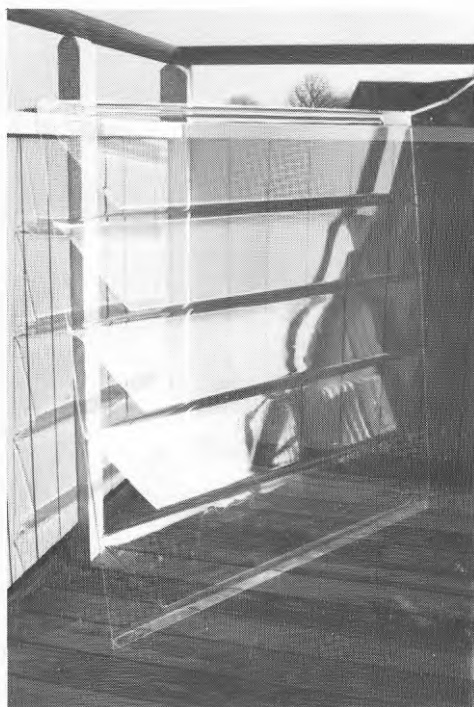
Figur 7.14 Övre delen av solfångare.

Ovanpå isolering placeras absorbatoren som består av korrugerad aluminiumplåt och av stripes med invalsade kopparrör av fabrikat Gränges Aluminium.

Aluminiumprofilerna, som utgör anläggning för plexiglas, monteras på fästprofilen som placeras på absorbatoren.

Av figur 7.13 framgår hur stripsen sammankopplas med ett yttre kopparrör böjt till ett "U" och hur aluminiumprofilen monteras ovan fästprofil.

Övre delen av solfångaren vid nocken anslutes till samlingsledningarna vilket framgår av figur 7.14. Före plexiglas läggs på monteras en gummilist på aluminiumprofilen. Gummilisten utgör anliggningsyta för plexiglas och leder ner eventuellt vatten till hängrännan.



Figur 7.15 Plexiglasskiva.

Godstjockleken på plexiglaset är 3 mm och skivan är formad enligt figur 7.15.

Största fördelen med att använda plexiglas är att vikten minskar till mindre än hälften jämfört med härdat glas. Godstjockleken kan begränsas till 3 mm eftersom hållfastheten ökar markant genom att forma skivan enligt figur 7.15. Plexiglasskivorna har måtten ca 1x1 m och de ligger med ett överlapp på ca 5 cm.

Plexiglasen hålls på plats med gummilister som fästs i toppen av aluminiumprofilerna. Dessutom monteras en bricka på jämna avstånd ovan gummilisten för att säkra plexiglasskivan.

Samlingsrören vidnock byggs in under en plåttäckning. Dessutom monteras en plåt vid takfoten som förhindrar fri luftpassage under plexiglaset.



Figur 7.16 Färdigmonterad solfångare.

## 8 KOSTNADER OCH LÖNSAMHET

De kostnader som presenteras nedan för aktuellt projekt är baserade på anbud från entreprenörer. Kostnaderna är presenterade utan moms och index. Prisläget är 820701.

• Solfångare 394 tkr (730kr/m<sup>2</sup> solf)

I kostnaden för solfångare ingår allt material och montering av solfångare och rör fram till apparatrum. Avgående kostnad för tegel är 50 kr/m<sup>2</sup>.

• Markackumulator 331 tkr (41kr/m<sup>3</sup> 118kr/m dubbelrör, 1190kr/"stick")

Markackumulatorkostnaden inkluderar samtliga ingående komponenter fram till husliv.

• Apparatrum, kulvert 390 tkr

I kostnaderna för apparatrum ingår värmepump, värmeväxlare för solfångare, oljepanna och övriga installationer i apparatrum.

• Konsultkostnad 75 tkr (uppskattad)

Summan av dessa kostnader blir 1190 tkr (3,8 kr/årlig prod kWh) vilket är den verkliga normalkostnaden för produktionssystemet i detta projekt. Beställaren, Eksta Bostadsstiftelse, har dock haft ytterligare kostnader bla moms och index vilka presenteras senare i detta kapitel.

Huvudalternativet vid projekteringen var individuell vattenburen el. I detta alternativ ingick varmvattenberedare och elpanna i varje lägenhet. Totalkostnad inkl. montering för produktionssystemet i elalternativet hade blivit ca 10 tkr per lägenhet eller 400 tkr totalt (exkl moms). Denna kostnad är baserad på anbud från entreprenörer.

För att även få en jämförelse med ett rent oljealternativ har kostnader, som kan hänföras till ett sådant alternativ, särskiljts från de verkliga kostnaderna för aktuellt projekt på föregående sida. Kostnaden för ett oljealternativ hade blivit ca 265 tkr (exkl moms).

Nedan beräknas total energikostnad för de tre alternativen. Oljepriset har satts till 2500 kr/m<sup>3</sup> medan elstömmen antages kosta 300 kr/MWh. Kostnaden för el, som inkluderar effektavgifter, bygger på den lokala el-distributörens taxa. Oljepannan i oljealternativet antages ha en årsverkningsgrad på 70% medan elpannans verkningsgrad beräknas vara 85%. Det aktuella Kullavikprojektet benämnes Sol i följande jämförelser.

Köpt energi för vart och ett av alternativen under ett normalår framgår av följande tabell.

<u>Alternativ</u>	<u>Behov (MWh)</u>	<u>m<sup>3</sup> (olja)</u>	<u>MWh (el)</u>	<u>Kostn (tkr)</u>
El	294	-	346	104
Olja	310	44	-	110
Sol	310	4	85	35

Skillnaden i energibehov förklaras i kulvertförluster som uppkommer i olje- och solalternativen. De årliga personal- och underhållskostnaderna för vart och ett av alternativen har uppskattats enligt nedanstående tabell (tkr).

	<u>El</u>	<u>Olja</u>	<u>Sol</u>
Personal	4	8	10
Underhåll	4	5	12

Totalkostnad har beräknats vid en antagen medellivslängd på 20 år och 4% real ränta vilket innebär att annuiteten blir 7,4%. Av följande tabell framgår resultatet av dessa beräkningar (tkr).

	<u>Pers.</u>	<u>Underh.</u>	<u>Kapital</u>	<u>Köpt energi</u>	<u>Total kostn</u>
El	4	4	30	104	142 (48,3 öre/kWh)
Olja	8	5	20	110	143 (48,6 öre/kWh)
Sol	10	12	88	35	145 (49,3 öre/kWh)

Den totala årliga energikostnaden har fördelats på 294 MWh som är den årliga nettoförbrukningen.

Av tabellen ovan framgår att de tre alternativen är tämligen likvärda med givna förutsättningar. En stor fördel med sol-alternativet är att känsligheten för energiprisökningar är mindre än för de andra alternativen.

Dessutom har upphandlingen av Sol- alternativet delvis skett som tilläggsarbete vilket innebär att merkostnader gentemot en normal upphandling har uppkommit.

Ambitionen med dett projekt är bl.a. att studera höga temperaturers inverkan på lera. Detta möjliggörs genom att högtemperaturzonen byggdes in i systemet trots att dess marginalkostnad är hög. Sålunda har projektets karaktär av pilotanläggning inneburit att kostnaden för lagret har blivit högre än för en anläggning med ett lager med en zon.

Eksta Bostadsstiftelse har haft ytterligare merkostnader än hittills redovisade nämligen:

extra dränering och schakt	19 tkr
moms	113 tkr
index	14 tkr
byggledning, kreditiv- ränta m.m.	25 tkr
Kostnad för justering av olämplig takkonstruktion	30 tkr

För Eksta Bostadsstiftelse blir alltså kostnaden för aktuellt projekt 1391 tkr.



## 9. Referenser

Duffie J.A och Beckman W.A, 1974  
Solar Energy Thermal Processes

Hultmark G, 1980  
SUNCLAY - projektet, förprojektering, BFR R38:1980

Hultmark G och Olsson S, 1981  
Solfångare integrerade i tak för beredning av tapp-  
varmvatten, förstudie, BFR R70:1981.

Lagring av värme i mark vid låga temperaturer  
BFR-seminarium dec -82. BFR R 105:1982

Värmen kommer från solen och lagras i jorden  
Sunclay-projektet  
Lindälvsskolan Kungsbacka  
BFR G14:1982

Geotekniska konsekvenser vid värmelagring i lera  
Seminarium vid SGI i Linköping 830901  
SGI Varia 119

Experimental Building Projects Kullavik  
- solar energy, heatpump, storage -  
BFR S 2E 1984 (Broschyr)



**Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 821763-7  
från Statens råd för byggnadsforskning till Eksta  
bostadsstiftelse, Kungsbacka.**

**R188: 1984**

**ISBN 91-540-4283-6**

**Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm**

**Art.nr: 6704188**

**Abonnemangsgrupp:  
W. Installationer**

**Distribution:  
Svensk Byggtjänst, Box 7853  
103 99 Stockholm**

**Cirkapris: 30 kr exkl moms**