



STATENS GEOTEKNISKA INSTITUT
SWEDISH GEOTECHNICAL INSTITUTE

Solvärmesystem med säsongslager

En simulerings- och kostnadsstudie

ANNA GABRIELSSON

Report 52

LINKÖPING 1997



STATENS GEOTEKNISKA INSTITUT
SWEDISH GEOTECHNICAL INSTITUTE

Rapport No 52
Report

Solvärmesystem med säsongslager

En simulerings- och kostnadsstudie

ANNA GABRIELSSON

Detta projekt har delvis finansierats med medel från Statens råd för byggnadsforskning (BFR), anslag 930537-7.

Rapport	Statens geotekniska institut 581 93 Linköping
Beställning	Litteraturtjänsten, SGI Tel: 013-20 18 04 Fax: 013-20 19 09 E-post: E-post: info@geotek.se Internet: http://www.sgi.geotek.se
ISSN	0348-0755
ISRN	SGI-R--97/52--SE
SGI projekt nr	19307330
Upplaga	500
Tryckeri	Roland Offset, Linköping, januari 1997

Förord

SGI bedriver sedan början av 1980-talet markvärmeteknisk forskning och teknikutveckling. Teknikområdet omfattar främst energigeotekniska frågeställningar vid utvinning och lagring av värme ur/i jord och vatten. I denna rapport redovisas en teoretisk studie av värmeförsörjningssystem bestående av solfångare och säsongvärmelager för uppvärmning av gruppbebyggelse med en värmelast mindre än 2 GWh/år. Syftet med studien har varit att genom simuleringar studera värmeförsörjningskoncept med säsongslagring av solvärme och att beräkna värmekostnaden med utgångspunkt från svenska förhållanden för några olika typer av säsongvärmelager - ett värmelager i lera, ett värmelager i berg eller ett gropvärmelager för lagring av varmt vatten. Projektet har till lika delar finansierats av Byggforskningsrådet och SGI.

I dagsläget utnyttjas solvärme i kommersiella anläggningar motsvarande mindre gruppcentraler i huvudsak för tappvattenvärmning främst under sommarhalvåret. Lagring av insamlad solvärme, från sommaren till vinterhalvåret, är en förutsättning för att solvärme ska ge ett betydande bidrag till värmeförsörjningen. Det är därför intressant att studera säsongslagring av solvärme och från en uppskattning av solvärmekostnaden bedöma dess konkurrenskraft i jämförelse med konventionell uppvärmning, främst olja eller el (utanför fjärrvärme). I denna studie utnyttjas de speciella förutsättningar som en svensk tillämpning kan ge, främst avseende lagerteknik och kostnader.

Projektet har genomförts vid SGI med Anna Gabrielsson som projektledare. Marti Lehtmets, SGI, har också deltagit i projektet och bland annat sammanställt Kapitel 6 om säsongslagring av spillvärme i lera. Jan-Olof Dalenbäck vid Chalmers Tekniska Högskola har bidragit med kunskap och värdefulla synpunkter för projektets genomförande.

Linköping i juli 1996

Anna Gabrielsson

Innehåll

Förord	
Sammanfattning	7
Summary	10
1. Syfte och bakgrund	13
2. Genomförande av projektet	14
2.1 Beskrivning av simuleringsprogram	
2.2 Kort beskrivning av lagersystem	
2.3 Tekniska förutsättningar	
2.4 Ekonomiska förutsättningar	
3. Resultat av simuleringar	29
3.1 Värmelager i lera	
3.2 Värmelager i berg	
3.3 Gropvärmelager	
4. Känslighetsanalys	41
5 Resultat av känslighetsanalys	43
5.1 Markvärmelager	
5.2 Gropvärmelager	
6. Spillvärme och säsongvärmelager i lera	55
7. Diskussion	59
8. Slutsatser	62
Referenser	65
BILAGA 1: Indata vid simuleringar och utskrift av GHE-program	67
BILAGA 2: Simuleringsresultat för de mest lönsamma systemlösningarna	75

Sammanfattning

I denna rapport redovisas en teknisk och ekonomisk optimering av värmeförsörjningsanläggningar bestående av solfångare och högtempererat säsongsvärmelager i lera, värmelager i berg respektive gropvärmelager för lagring av varmt vatten. Optimeringen har gjorts för två olika värmelaster motsvarande 200 respektive 50 lägenheter, för svenska förhållanden och med dagens prisbild.

Ett säsongsbaserat solvärmesystem måste kompletteras med ett värmelager för att utjämna tillgång och efterfrågan på värme och för att uppnå hög andel solvärme till en rimlig kostnad. En mängd simuleringar med olika kombinationer av främst solfångararea och lagervolym utfördes med datorprogrammet MINSUN i syfte att optimera solvärmekostnaden uttryckt i kr/kWh. Den beräknade värmekostnaden omfattar inte kostnad för tillsatsvärmekälla och lokalt värmeledningsnät.

Solvärmekostnad

Den lägsta solvärmekostnaden är i samma storleksordning för de tre typerna av lagersystem. Val och utformning av lagersystem avgörs av de geologiska förhållandena. För 200 bostadsenheter med ett lågtemperatursystem för uppvärmning baserat på golvvärme varierar den lägsta solvärmekostnaden mellan 0,87-0,90 kr/kWh och solfaktorn (andelen solvärme av hela värmebehovet) mellan 64-76 % beroende på lagersystem. För 50 bostadsenheter beräknades solvärmekostnaden till omkring 1,30 kr/kWh och motsvarande solfaktor mellan 66-70 % för en solvärmearläggning med värmelager i lera alternativt vattenfyllt gropvärmelager.

Inte konkurrenskraftigt

Med dagens teknik och marknad uppvisar solvärmesystem med säsongsvärmelager 1,5-2 gånger högre kostnader än motsvarande system med korttidslager. Simuleringsresultat tillsammans med kostnadsberäkningar visar att solvärmekostnaden måste reduceras med 45-50 % för att komma i nivå med alternativkostnaden, vilken uppskattas till 0,45 kr/kWh för konventionell värmeförsörjning (olja/el utanför fjärrvärme). Kostnaden för traditionell värme förväntas öka i förhållande till värmeförsörjning baserad på lokala förnyelsebara energikällor. Samtidigt ökar

det allmänna miljömedvetandet i samhället och spridningen av kunskap om olika värmesystems konsekvenser för miljön. Detta sammantaget och i ett perspektiv med fortsatta satsningar på forskning och utveckling bör säsongslagrad solvärme kunna bli ett intressant alternativ.

Kostnadsanalys

En totallösning av hela värmebehovet omfattar även kostnader för tillsatsvärme och distributionsledningar. I denna studie har tillsatsvärme och dess kostnad inte närmare specificerats, varför enbart kostnaden för den användbara solvärmes (solvärmekostnaden) redovisas. Kostnadsanalysen omfattar således enbart själva solvärmeanläggningen. Solvärmekostnaden inkluderar både investering och drift och beräknades för en annuitet av 0,08. Kostnadsberäkningarna baseras på 1995-års prisnivå. Driftkostnaden avser service och tillsyn samt elkostnad för att driva pumpar (markvärmelager).

Solvärmeanläggningar karakteriseras av höga investeringskostnader medan driftkostnaderna är låga. Med antagna förutsättningar motsvarade driftkostnaden 10-15 % av den totala solvärmekostnaden. Anläggningar med gropvärmelager återfanns i intervallets nedre del och anläggningar med markvärmelager i dess övre del. Investeringskostnaden för ett markvärmelager i lera eller berg utgjorde en lägre andel av den totala anläggningskostnaden än motsvarande för ett vattenfyllt gropvärmelager, 30 respektive 50 %. Det innebär att investeringskostnaden för en solvärmeanläggning påverkas mera av en reduktion av investeringskostnaden för solfångare och gropvärmelager än motsvarande kostnadsreduktion för markvärmelager.

Känslighetsstudie

I en känslighetsstudie för de mest lönsamma lösningarna med respektive lagersystem undersöktes inverkan av ± 20 % variation av några variabler, avseende lagerkonstruktion, systemförhållanden och investeringskostnad, på solvärmekostnaden. Känslighetsstudien visade att en reduktion av investeringskostnaden har störst betydelse för att minska solvärmekostnaden jämfört med förändringar av konstruktions- och systemparametrar.

Reducerad investeringskostnad

En reduktion av investeringskostnaden för solfångare förväntas främst genom en omställning till industriell produktion och/eller prestandaförbättringar. Kostnaden för gropvärmelager reduceras om olika funktioner, till exempel isolering och tätskikt, kan integreras i samma konstruktionsdel. Andra möjligheter att reducera kostnaden är att utveckla lockkonstruktionen eller att utnyttja prefabricerade

element. En betydande andel av investeringskostnaden för marklager består av kostnader för installation av markvärmepåsar, borrhål, rördragning och rör/slang. Investeringskostnaden för marklager kan reduceras genom att utveckla installations- och borrhållsteknik och förbättra markvärmepåsarnas värmeöverföringskapacitet.

Spillvärme

Även andra värmekällor än solvärme, till exempel industriell spillvärme, kan anslutas till ett säsongsvärmelager. Beräkningar visar att säsongsvärmelagring av alternativ värme är ekonomiskt möjligt vid en specifik investeringskostnad runt 3 kr/kWh och en spillvärmekostnad av 0,15 kr/kWh. Värmekostnaden för 200 bostadsenheter, med lagring av spillvärme i ett värmelager i lera, beräknades till 0,46 kr/kWh. Kostnaden för den köpta spillvärmerna är den enskilt mest betydelsefulla parametern för att reducera värmekostnaden.

Summary

Using soil and groundwater for heat storage offers an environment friendly form of heat supply. The Swedish Geotechnical Institute is active in developing technology for reducing ground construction costs and in ensuring that attention is paid to the geotechnical potentials and limitations of this type of heat storage. Solar heating in combination with high temperature storage in a duct system has the potential of becoming a competitive form of heat.

This report presents a technical and economic optimization of heat supply plants comprising solar collectors and high temperature seasonal heat stores in clay, heat stores in rock and pit heat stores of hot water, respectively. The optimization was performed for two different heat loads corresponding to 200 and 50 apartments respectively (< 2 GWh/a), for Swedish conditions and based on today's costs.

Solar heating systems must be supplemented with a seasonal heat store in order to equalize the supply and demand of heat and to achieve a high solar fraction at a reasonable solar cost. A large number of simulations were performed, with different combinations mostly of the solar collector area and the storage volume, using the MINSUN computer programme, with the purpose of optimizing the solar heat cost expressed in SEK/kWh. The calculated heat cost does not include costs for auxiliary heat and local heat distribution networks.

Solar heat cost

The lowest solar heat cost is in the same order for the three types of seasonal heat store systems. The choice and design of heat store systems are determined by the geological conditions. For 200 dwelling units with a low temperature heating system based on floor heating, the solar heat cost varies between 124-129 USD/MWh (0.87-0.90 SEK/kWh) and the solar fraction (solar heat in relation to total heat demand) between 64-76 % depending on the type of heat store system. For 50 dwelling units, the solar heat cost was calculated at about 186 USD/MWh (1.30 SEK/kWh) and the corresponding solar fraction between 66-70 % for solar heating

plants with heat stores in clay and water-filled pit heat stores, alternatively.

Not competitive

With today's technique and market, solar heating systems with seasonal heat stores present 1.5-2 times higher costs than corresponding systems with short term heat storage. The simulation results, together with cost calculations, show that the solar heat cost must be reduced by 45-50 % in order to reach the level of the alternative cost, which is estimated at 64 USD/MWh (0.45 SEK/kWh) for conventional heat (oil/electricity outside district heating areas). The costs for traditional heat are expected to increase in relation to heat supply based on local renewable energy sources. In addition, environmental awareness in society is increasing and knowledge of the environmental consequences of different heating systems is spreading. Together with continued efforts in research and development, seasonal heat storage of solar heat should become an interesting alternative.

Cost analyses

A total solution for the entire heat demand comprises costs for auxiliary heat and additional distribution pipes. In this study, the auxiliary heat and its costs were not closely specified, and therefore only the cost of the usable solar heat (solar heat cost) is presented. Thus, the cost analysis comprises only the solar heating plant. The solar heat cost includes both investment and operation, and was calculated for an annuity of 0.08. The costs are based on the 1995 price level. The operating cost refers to service and supervision, together with electricity costs for the operation of pumps (ground heat stores).

Solar heating plants are characterized by high investment costs and low operation costs. On the above assumptions, the operating cost was estimated at 10-15 % of the total solar heat cost. Heating systems with pit heat stores were found in the lower part of the range and heating systems with ground heat stores in the higher parts. The investment costs for a ground heat store in clay or rock constituted a smaller share of the total investment costs than for a water-filled pit heat store, 30 % and 50 % respectively. This means that the influence on the investment cost for a solar heating plant is larger for a reduction in investment costs for solar collectors and pit heat stores than the corresponding cost reduction for ground heat stores.

Sensitivity study

In a sensitivity analysis for the most economical solutions with the respective heat store systems, the influence on the solar heat cost of a ± 20 % variation in different variables concerning store design, system conditions and investment

costs was investigated. The sensitivity analysis showed that a reduction of the investment cost has the greatest significance in reducing the solar heat cost compared with changes in construction and system parameters.

Reduced investment costs

The reduction of the investment cost for solar collectors is expected mostly through a changeover to industrial production and/or performance improvements. The cost for pit heat stores is reduced if different functions, for example insulation and lining, can be integrated in the same part of the construction. Other possibilities of reducing costs lie in developing the lid construction or using pre-fabricated elements. A significant part of the investment costs for ground heat stores consists of costs for installation of ground heat exchangers, drilling, piping and pipe material. The investment cost for ground heat stores may be reduced by developing installation and drilling techniques, and improving the heat transfer capacity of the ground heat exchangers.

Excess heat

Other heat sources besides solar heat, for example surplus heat from industry, may be connected to a seasonal heat store. Calculations show that seasonal heat storage of alternative heat is economical for a specific investment cost of about 430 USD/MWh (3 SEK/kWh) and an excess heat cost of 21 USD/MWh (0.15 SEK/kWh). The heat cost for 200 dwelling units, with seasonal storage of surplus heat in a heat store in clay, was calculated at 66 USD/MWh (0.46 SEK/kWh). The cost for purchased surplus heat is the most easily influenced parameter in reducing the heat cost.

Kapitel I.

Syfte och bakgrund

Syftet med denna studie har varit att bedöma uppvärmningskostnaden för solvärmeanläggningar med olika typer av säsongsvärmelager, baserat på svenska förhållanden, samt dessas konkurrenskraft i förhållande till traditionell uppvärmning främst olja/el (utanför fjärrvärme). Värmekostnaden vid en säsongslagertillämpning kan bedömas med ledning av resultat från simuleringar av systemens värmebalans och beräkningar av investeringskostnaderna.

Liknande arbete har tidigare utförts i IEA:s (International Energy Agency) regi. Jämförande studier av solvärmesystem med säsongslagring, främst genom värmelagring i vatten, redovisas av Dalenbäck (1990). Studier av solvärmesystem med markvärmelager i jord utfördes i mindre omfattning. Ett komplement till det arbetet är att utföra simuleringar utifrån svenska förhållanden, med en uppdatering av väderdata, lagerteknik och med dagens prisbild och att utföra mer omfattande simuleringar av solvärmesystem med värmelager i lera. Studier av solvärmebase-rade system är en förutsättning för att kunna erbjuda solvärmebaserade system som alternativ till traditionell teknik.

Solvärmeteknik blir alltmer intressant i en övergång till miljöanpassade uppvärmningssystem, som istället för ändliga resurser utnyttjar en förnybar energikälla. I en solfångare omvandlas den infallande solinstrålningen till värme som sedan kan användas till uppvärmning av tappvatten och till uppvärmning av bostäder och lokaler. För att en solvärmeanläggning ska täcka merparten av det årliga värmebehovet måste den insamlade solvärmens säsongslagras från sommaren till vinterhalvåret.

Även andra värmekällor kan anslutas till ett värmelager, till exempel spillvärme. Utöver goda förutsättningar att minska värmekostnaden är miljöfördelarna uppenbara. Med spillvärme som värmekälla sker inget tillskott av luftföroreningar och koldioxid till atmosfären vid värmeförseln jämfört med om en fossil värmekälla ansluts till värmeförbrukaren. Miljöbelastningen är istället beroende av det tillkommande lagersystemet. Denna miljöbelastning bedöms normalt som liten i jämförelse med traditionell värmeförsörjning.

Kapitel 2.

Genomförande av projektet

En solvärmeanläggning med säsongslagring består i huvudsak av solfångare, värmelager, tillsatsvärmekälla, lokalt värmeledningsnät och värmeförbrukare. Baslasten täcks till större delen med solvärme. För att täcka hela årsbehovet av värme kompletteras anläggningen med en tillsatsvärmekälla. Tillsatsvärmekällan täcker huvuddelen av effektbehovet och en mindre del av värmelasten. I denna studie omfattar kostnadsanalysen enbart själva solvärmeanläggningen exklusive kostnader för tillsatsvärme och lokalt ledningsnät varför enbart kostnaden för den användbara solvärmern, solvärmekostnaden, redovisas.

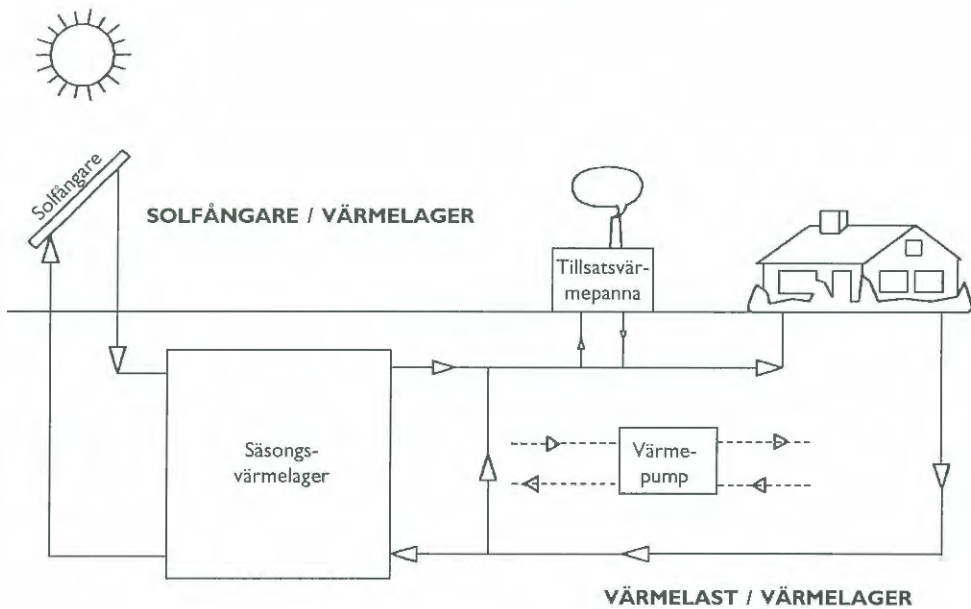
Solvärmeanläggningar med olika typer av säsongslager simulerades värmetekniskt med ett datorprogram, MINSUN, (Mazzarella 1989). Solvärmekostnaden beräknades därefter med ledning av simuleringresultatet tillsammans med en uppskattning av investeringskostnaden för olika systemkomponenter och anläggningens driftskostnad. Det solvärmesystem som uppvisade den lägsta kostnaden per kilowattimme bedömdes som det mest konkurrenskraftiga totalsystemet. Vid simuleringarna varierades sådana parametrar som har en avgörande betydelse för resultatet, i första hand solfångarearea och lagervolym. Simuleringarna utfördes med tonvikt på värmelager i lera. Ett mindre antal simuleringar utfördes med värmelager i berg och vattenfyllt gropvärmelager.

De systemlösningar med respektive lagersystem som uppvisade de lägsta solvärmekostnaderna blev sedan föremål för en känslighetsanalys. Känslighetsanalysen syftade till att studera olika parametrars inverkan på solvärmekostnaden för att identifiera vilka parametrar som har störst betydelse för resultatet.

Även andra värmekällor än solfångare kan anslutas till ett värmelager, exempelvis olika spillvärmekällor. Värmekostnaden för en systemlösning med värmelager i lera för säsongslagring av spillvärme beräknades med ledning av främst investeringskostnaden för lagret och bedömd spillvärmekostnad. Senare års kostnads- och energimedvetenhet har dock inneburit att tillgången på spillvärme minskat. Normalt tas spillvärmern till vara i den industriella processen eller i fjärrvärmenäten.

2.1 BESKRIVNING AV SIMULERINGSPROGRAM

Programmet MINSUN används för simulering av solvärmesystem bestående av solfångare, säsongsvärmelager, värmepump, tillsatsvärmekälla, lokalt värmeledningsnät och värmeförbrukare, se *Figur 2.1*. Värmepumpen kan uteslutas ur systemet. MINSUN är främst ett redskap vid förprojektering. Detaljprojektering av en solvärmeanläggning kräver noggrannare systemanalyser.



Figur 2.1 Systemkonfiguration i MINSUN (Mazzarella 1989).

Programmet består i huvudsak av två delar. I den första delen anges väderdata samt typ av solfångare för beräkning av insamlad energimängd per m^2 solfångaryta och dag. Väderdata representerar ett normalår och består av dygnsvärden på direkt solinstrålning, total horisontell solinstrålning, utomhustemperatur, vindhastighet samt temperatur vid den så kallade daggpunkten. I den andra delen utförs simuleringen av det solvärmesystem som specificeras av programanvändaren.

Simuleringen görs för ett år med uppdelning per månad, vecka eller dag.

Vid simuleringen beräknas följande:

- Energimängd från solfångarna.
- Värmeförluster från lagret.
- Min och max medeltemperatur i lagret.
- Energimängd från lagret exklusive lagerförluster.
- Energimängd från tillsatsvärmekälla.
- Förluster i distributionssystemet.
- Energimängd från lagret (mängden solvärme efter borträkning av förluster).
- Solfaktor, normalt definierad som andelen solvärme i förhållande till det totala värmebehovet.
- Kostnader, kapitalkostnad baserad på investering samt driftskostnad för värmepump.

I programmet specificeras typ av simulering, solfångare, värmelager, värmelast, värmepump, varmvattensystem och kostnader. Sex olika typer av solfångare finns att välja bland och fyra olika lagersystem. Värmelasten beräknas med uppgifter om antalet hus, omslutningsarea per hus, värmegenomgångskoefficient (k-värdet), önskad inomhustemperatur, internt effekttillskott från människor, belysning med mera samt effektbehov för varmvatten. Varmvattensystemet kan antingen vara integrerat i eller separerat från värmesystemet. Integrerat varmvattensystem innebär att samma distributionsledning till och från huset används för varmvatten och uppvärmning.

Annuitetsmetoden används genomgående för kostnadsberäkningar. I programmet anges specifik investeringskostnad för solfångare, lager, distributionsnät respektive eventuell värmepump. Alternativt kan kostnadsberäkningen göras i efterhand, vilket gjordes i denna studie.

Minsunprogrammet har vissa begränsningar. Med avseende på systemlösning och drift kan följande nämnas:

- Programmet är avsett för långtidslagring, inte korttidslagring.
- De system som simuleras är i princip uppbyggda enligt *Figur 2.1*. Exempelvis leds värmen från solfångarna till husen alltid via säsongsvärmelagret.
- Simulering med en uppdelning av dygnet kan inte göras.
- Programmet är ett forskningsredskap lämpligt vid förprojektering, inte detaljprojektering.

För utförligare simuleringar av solvärmeanläggningar kan till exempel simuleringsprogrammet TRNSYS användas. I TRNSYS definieras tidssteg och systemkonfiguration av användaren. När ett konkret projekt är aktuellt är det motiverat att i samband med en detaljprojektering göra mer ingående systemoptimeringar.

DST-modellen

Simuleringar av markvärmelager i MINSUN utnyttjar DST-modellen (duct storage model), utvecklad av Göran Hellström vid Lunds tekniska högskola (Hellström 1989:1). Modellen baseras på att värme överförs genom värmeledning från en cirkulerande vätska till omgivningen via ett system av markvärmeväxlare. I MINSUN utgörs markvärmeväxlarna av ett stort antal borrhål definierade med hjälp av borrhålsradie och termiskt motstånd mellan värmebärarfluiden och området närmast borrhålsväggen. Värmeöverföringen indelas i en lokal process runt varje borrhål och en global process mellan borrhålen och mellan lagret och dess omgivning, samt en "steady-flux"-del. Vid konstant effekttillförsel erhålls efter viss tid konstant temperaturdifferens mellan den cirkulerande fluiden och lagret vilket karakteriserar tillståndet för "steady-flux". En superponering av de tre delarna ger en komplett lösning avseende temperaturfältet inom och närmast lagret.

Modellen gäller för vissa antaganden, till exempel:

- Värmeöverföringen inom lagret sker uteslutande genom värmeledning.
- Borrhålen är likformiga med avseende på värmeutbyte.
- Värmeöverföringen bestäms av fluidtemperaturen, termiskt motstånd mellan fluid och jord/berg samt dess temperatur och termiska egenskaper.
- De termiska egenskaperna är homogena inom lagret.
- Borrhålen antas vara jämnt fördelade över lagerytan och bilda ett mönster av liksidiga trianglar.
- Lagret har formen av en cylinder med en vertikal symmetriaxel i mitten av lagret.

I programmet anges för markvärmelager volym, djup, jordens/bergets värmeledningsförmåga och värmekapacitet, antal borrhål, borrhålsradie och termiskt motstånd mellan värmebärarfluid och omgivningen, lagerisolering samt initiala temperaturnivåer.

SST-modellen

För simuleringar av gropvärmelager i MINSUN utnyttjas SST-modellen (stratified storage temperature model). SST-modellen kan också användas för simule-

ring av värmelagring i en tank, ett bergtrum eller en damm. Lagervolymer kan bestå helt av vatten eller en blandning mellan fast material och vatten. Lagret antas vara cylindriskt till formen och lagervolymer indelas i 10 horisontella skikt. Den temperaturskiktning som naturligt uppstår i lagret utnyttjas genom att värmeuttag och värmeförsörjning sker på flera nivåer i lagret.

För ett vattenvärmelager cirkuleras vatten till solfångarna från nedre delen av lagret, den del med lägst temperatur. Sedan det passerat solfångarna tillförs vattnet den högsta nivån i lagret med lägre temperatur än det tillförda vattnet.

På värmelastsidan uttas vatten från två nivåer i lagret, varefter det blandas för att uppnå den efterfrågade temperaturnivån. I det fall att temperaturen i lagret är för hög blandas utgående vatten med en del av returvattnet från husen. Om temperaturen i lagret istället är för låg tillgodoses värmebehovet av tillsatsvärmekällan som värmer antingen utgående vatten från lagret eller returvattnet från husen till efterfrågad temperaturnivå. Returvattnet som återförs till lagret tillförs alltid i botten av lagret (lägst temperatur) i SST-modellen.

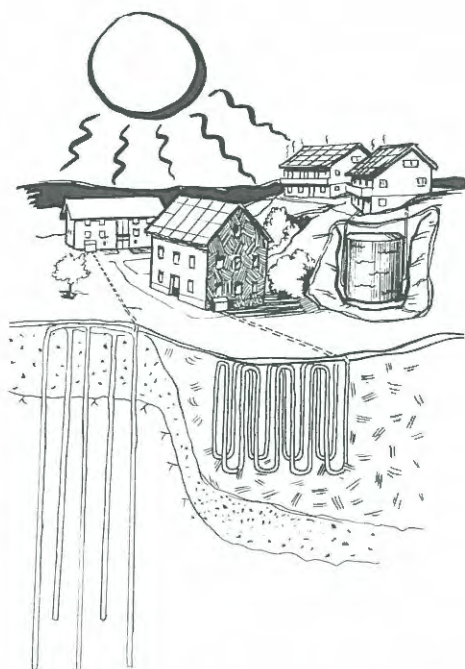
I programmet anges för ett gropvärmelager volym, djup, lagermediets och omgivningens värmeledningsförmåga och värmekapacitet, lagerisolering samt initiala temperaturnivåer.

2.2 KORT BESKRIVNING AV LAGERSYSTEM

Vid markvärmelagring lagras värme i en jord- eller bergvolym. Vid gropvärmelagring lagras värme i vatten, se *Figur 2.2*. Byggsäsongsbaserade markvärmelanläggningar har dimensionerats för en relativt låg lagringstemperatur och omfattar ofta en värmepump som vid uttag från lagret höjer temperaturen till en för brukaren användbar nivå. Värmelagring vid hög temperatur (högre än ca 50 °C) gör det möjligt att direktkoppla värmelagret till värmesystemet utan värmepump.

Markvärmelager

Ett markvärmelager i lera består av ett i jorden vertikalt nedpressat slangsystem. Vid inlagring av värme cirkuleras en varm vätska i slangarna varigenom den omgivande jorden successivt värms upp. Vid senare värmeuttag håller den cirkulerande vätskan lägre temperatur än omgivande jord och värms därmed upp av den varmare jorden. Slangsystemet är uppbyggt av sammankopplade vertikala U-formade rör som vart och ett utgör en markvärmeväxlare. Markvärmeväxlaren kan bestå av ett enkelt, dubbelt eller trippelt U-rör, med diameter omkring 25 mm. Markvärmeväxlarna installeras vanligen med inbördes avstånd mellan 1-2 meter. Överytan av markvärmelagret isoleras för att begränsa värmeförlusterna.



Figur 2.2 Exempel på olika typer av lager; vertikala slangor i jord, borrhål i berg och vattenfylld tank.

Vid värmelagring i berg sker värmeöverföring till berggrunden via ett stort antal borrhål. Ett markvärmelager i berg består vanligen av vertikala borrhål med diameter 100-150 mm och centrumavstånd omkring fyra meter (Nordell 1994). I borrhålet installeras antingen ett enkelt plaströr (öppet system) eller en alternativt två U-formade rör/slangor (slutet system). Varje borrhål utgör en markvärmeväxlare. Det enklaste sättet är att installera ett öppet rör i borrhålet. Den varma värmebärande fluiden tillförs då botten av borrhålet och fyller ut mellanrummet mellan röret och borrhållsväggen. Uttag av den varma fluiden sker i toppen av borrhålet. Emellertid är de lokala geohydrologiska och geokemiska förhållandena ofta sådana att ett slutet system är att föredra. I borrhålet installeras då en U-formad slinga och värmeöverföringen sker via U-röret och fyllningen i borrhålet, vanligen vatten. Värmelager i berg görs i regel oisolerade.

För en given värmelast måste värmelager i berg göras större än motsvarande värmelager i lera, eftersom berg har något lägre värmekapacitet och för att kompensera för ökade värmeförluster på grund av en högre värmeledningsförmåga. Den högre värmeledningsförmågan för berg är gynnsamt ur värmeöverförings-synpunkt och avståndet mellan markvärmeväxlarna kan göras större jämfört med värmelager i lera.

Vattenvärmelager

Varmt vatten lagras i berggrum, gropmagasin eller i konventionella ståltankar. I denna studien förutsätts värmelagring i ett isolerat gropmagasin. Ett gropvärmelager, vars överyta oftast ligger i nivå med markytan, består av ett tätskikt kompletterat med isolering, ett isolerat lock och oftast en bärande konstruktion. På grund av densitetsskillnader hos vatten vid olika temperaturer erhålls en skiktning av vattenvolymer, med varmare vatten i lagrets övre del.

2.3 TEKNISKA FÖRUTSÄTTNINGAR

Indata till simuleringarna finns sammanställt i *Bilaga 1*. Väderdata utgjordes av insamlade värden för Stockholm 1986, vilket kan betraktas som ett svenskt normalår, se *Tabell 2.1*. Simuleringarna utfördes genomgående med plana solfångare, i riktning mot söder och med lutning 27° mot horisontalplanet. Denna lutning är något låg jämfört med optimal solfångarlutning som på våra breddgrader är ca 40°.

Tabell 2.1 Några data för Stockholm, 1986.

Latitud	57,7° N
Longitud	18,0° E
Globalstrålning	928 kWh/m ²
Medelutetemperatur	5,9 °C

Simuleringar utfördes för ett fiktivt bostadsområde med flerbostadshus, totalt 50 respektive 200 bostadsenheter, förutom för värmelager i berg då endast 200 bostadsenheter ansattes vid simuleringarna. Bostadsområdet antogs bestå av flerbostadshus med 10 lägenheter i varje hus. För att förenkla beskrivningen används termen 50 hus som beteckning för fem flerbostadshus med 10 lägenheter i varje hus och motsvarande för 200 hus. Årlig energiförbrukning för uppvärmning och varmvatten har antagits enligt *Tabell 2.2*. Energiförbrukningen gäller för nybyggda lägenheter.

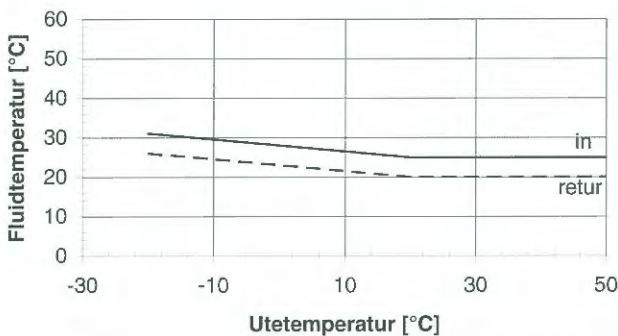
Tabell 2.2 Energiförbrukning för 50 respektive 200 hus.

	50 hus	200 hus
MWh	430	1720
kWh/lgh	8600	8600
kWh/m ² *)	86	86

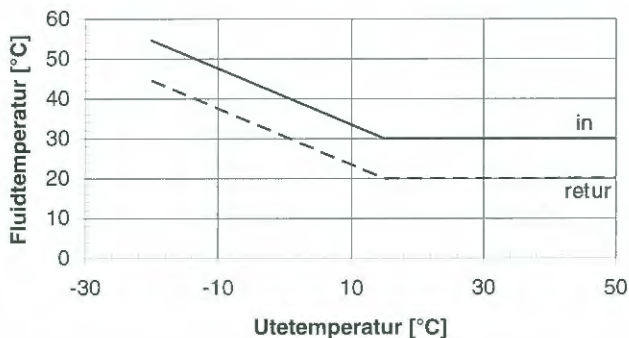
*) 100 m² per lägenhet.

Simuleringar utfördes med separat varmvattensystem det vill säga med distributionssystemet uppdelat i separata ledningar för varmvatten och uppvärmning till och från husen. Temperaturen hos varmvattnet sattes till 50 °C med konstant returtemperatur 25 °C. Uppvärmningen antogs ske antingen via radiatorer eller med hjälp av golvvärmeslingor. Valda tillförsel- och returtemperaturer som funktion av utetemperaturer för respektive uppvärmningssystem visas i *Figur 2.3* och *2.4*.

Vid simuleringarna varierades främst sådana parametrar som har en avgörande betydelse för resultatet. För markvärmelager utfördes en optimering i första hand med avseende på solfångararea, lagervolym och antal markvärmeväxlare. På motsvarande sätt optimerades ett vattenfyllt gropvärmelager med avseende på solfångararea och lagervolym.



Figur 2.3 Tillförsel- och returtemperatur för ett golvvärmesystem.



Figur 2.4 Tillförsel- och returtemperatur för ett radiatorbaserat uppvärmningssystem.

För att översiktligt bestämma ingångsvärden på solfångararea och erforderlig lagervolym användes inledningsvis faktorer angivna av Dalenbäck (1990), se *Tabell 2.3*.

Tabell 2.3 Karakteristika för mark- och vattenvärmelager (Dalenbäck 1990).

	Lera	Berg	Vatten
Solfångararea / årsförbrukning (m ² /MWh)	2-3	2-3	1,5-2,5
Lagervolym / solfångararea (m ³ /m ²)	4-5	6-7	2-3

Vid simuleringarna förutsattes värmelagren vara cirkulära. För simuleringar av värmelager i lera och berg antogs markvärmeväxlarna vara jämnt fördelade över lagerytan och antalet beräknades utifrån uppgifter om centrumavstånd (*c/c*) och lagerdjup. För värmelager i lera ansattes markvärmeväxlare bestående av dubbla U-formade PEX-rör (förstärkt polyeten) med ytterdiameter 25 mm och avståndet 0,35 m mellan U-rörets skänklar. Borrhål i berg ansattes med borrhålsradie 0,06 m. Ett centriskt rör i borrhålet användes vid laddning och tömning. Vid simuleringarna förutsattes ett 4 meter tjockt jordtäckte ovanpå berget. Värden på jordlagrens och bergets termiska egenskaper uppskattades med hjälp av SGI Information 12 (Sundberg, 1991).

Gropvärmelagret antogs helt nedsänkt i marken, cylindriskt till formen och 10 meter djupt. 0,4 m isolering förutsattes på lagrets överyta och längs sidorna ned till halva lagerdjupet. I *Tabell 2.4* anges egenskaper för de olika lagertyperna.

Tabell 2.4 Parametrar för markvärmelager i lera respektive berg samt vattenfyllt gropvärmelager.

Parameter	Slangar i lera	Borrhål i berg	Groplager
Värmekapacitet, C, (MJ/m ³ °C)	3,3	2,2	4,2
Värmeledningsförmåga, λ, (W/m°C)	1	3,5	0,6
Lagerdjup (m)	20	100	10
Centrumavstånd (m)	1,5, 2 och 2,5	3 och 4	-
Isolering (m)	0,4	-	0,4

Omräkning av U-rör till borrhål

I MINSUN specificeras den aktuella typen av markvärmeväxlare genom att ange borrhålsradie och termiskt motstånd mellan fluid och jord/berg närmast utanför

borrhålet. För värmelager med slangar i lera utgörs markvärmeväxlarna av vertikala U-formade slangar i direkt kontakt med omgivande jord. Vid simuleringar av värmelager i lera måste därför U-röret omvandlas till ett motsvarande borrhål med en viss borrhålsradie och termiskt motstånd.

För att relativt enkelt omvandla ett U-rör i lera till ett motsvarande borrhål i lera utnyttjades ett datorprogram, GHE, (Hellström 1989:2). Programmet beräknar värmeöverföringskapaciteten för olika typer av markvärmeväxlare. I programmet ansattes ett värmelager bestående av U-rör i lera och den totala värmeöverföringskapaciteten beräknades. Den beräknade värmeöverföringskapaciteten för U-rör ska därefter fås att överensstämja med värmeöverföringskapaciteten för borrhål i samma lerlager. Genom att främst ändra borrhålsradie erhålls den för ett U-rör ekvivalenta borrhålsradien och termiska motståndet. Resultat för olika typer av U-rör redovisas i *Tabell 2.5*. Utskrift av indata och resultat från beräkningar med GHE-programmet för dubbelt U-rör återfinns i *Bilaga 1*.

Tabell 2.5 Uppskattad ekvivalent borrhålsradie och termiskt motstånd för olika typer av U-formade markvärmeväxlare.

	U-rör i lera		
	enkelt	dubbelt	trippelt
Borrhålsradie (m)	0,06	0,12	0,16
Termiskt motstånd ($^{\circ}\text{C}/(\text{W}/\text{m})$)	0,03	0,03	0,03

Vid simuleringar av värmelager i berg användes borrhålsradie 0,06 m och termiskt motstånd 0,04 $^{\circ}\text{C}/(\text{W}/\text{m})$.

2.4 EKONOMISKA FÖRUTSÄTTNINGAR

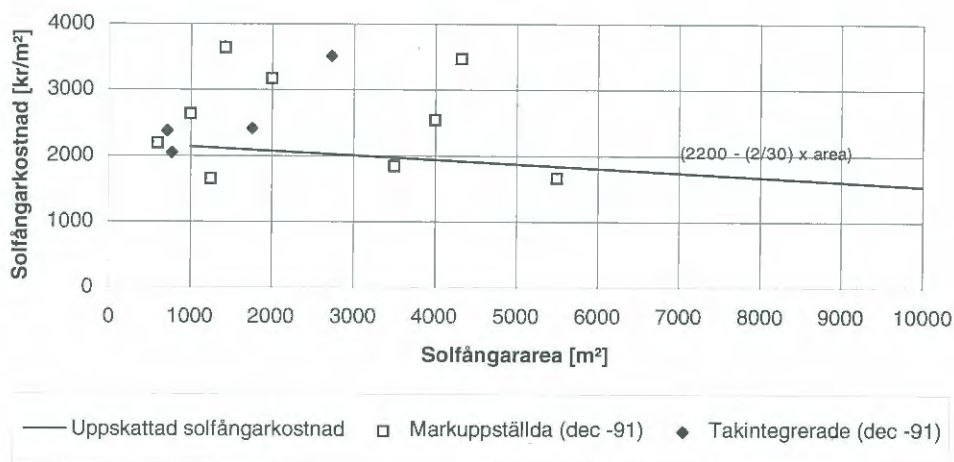
Den totala värmekostnaden för en solvärmearläggning omfattar kostnader för investering och drift (exklusive kostnader för tillsatsvärme och lokalt ledningsnät). Kapitalkostnaden beräknades enligt annuitetsmetoden genom att anta avskrivningstiden 25 år och 6 % i realränta, vilket motsvarar en annuitetsfaktor lika med 0,08. Driftskostnaden approximerades med en procentuell andel av den totala investeringskostnaden. Solvärmekostnaden i kronor per kilowattimme beräknades genom att dividera den totala kostnaden för investering och drift med erhållen solenergimängd enligt *ekvation 2.1*. Solvärmekostnaden har alltså sitt optimum där kostnader för investering och drift i förhållande till producerad mängd solvärme är låga. Samtliga angivna kostnader avser 1995-års prisnivå.

$$\frac{\text{Annuitetsfaktor} \cdot (\text{Investering} + \text{Drift})}{\text{Solfaktor} \cdot \text{Energibehov}} \quad [\text{kr/kWh}] \quad (2.1)$$

Investeringskostnaden erhöjls genom att summera investeringskostnaden, för solfångare, värmelager och systemutrustning samt övriga omkostnader. Priset för systemets olika komponenter baserades på erfarenhet och kostnadsuppgifter från byggda anläggningar redovisade i litteraturen. I bedömningen har hänsyn i viss mån tagits till att kostnaden minskar med ökande storlek på lagret och solfångarytan. Specifika lagerkostnader har till större delen tagits fram främst med hänsyn till en systemstorlek av 200 hus. I denna studie valdes att låta projekterings- och systemkostnader för hela anläggningen belasta enbart lagerkostnaden (inte kostnaden för solfångare).

Solfångare

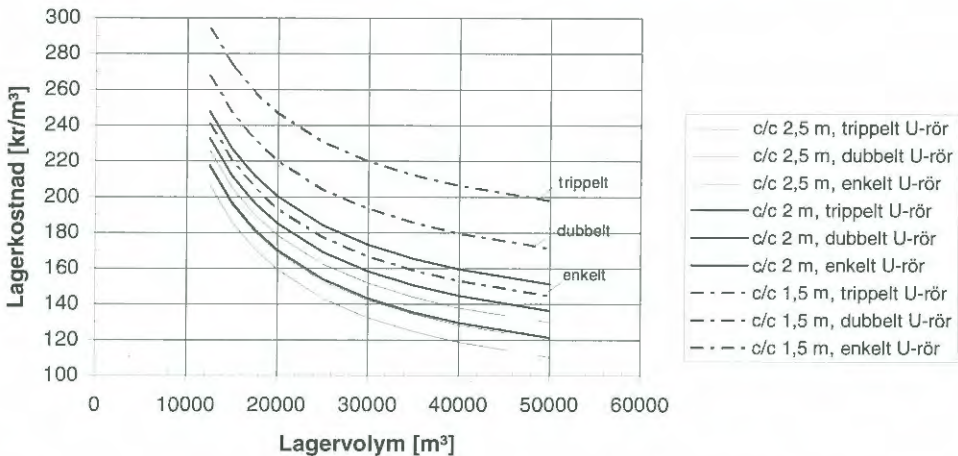
I simuleringarna användes solfångarkostnad uppskattad från kostnadsuppgifter redovisade av Zinko och Dalenbäck (1993), se *Figur 2.5*.



Figur 2.5 Uppskattad investeringskostnad för solfångarfält som funktion av solfångararea (heldragen linje) samt kostnader för i Sverige uppförda solfångarentreprenader, prisläge december 1991 (Zinko och Dalenbäck et al 1993).

Värmelager i lera

Investerings- och driftskostnader för ett värmelager i lera uppskattades med ledning av motsvarande kostnader för markvärmelagret i Söderköping (Magnusson et al 1992) och försöksfältet för högtemperaturlagring i lös lera i Linköping (Lehtmets et al 1992). I *Figur 2.6* visas specifik lagerkostnad för värmelager i lera.



Figur 2.6 Uppskattad investeringskostnad för värmelager i lera med olika typer av markvärmeväxlare och centrumavstånd som funktion av lagerstorlek.

Lagerkostnaden baserades på följande uppdelning av investeringskostnaden:

- Installationskostnad	3000 kr per dubbelt U-rör 2000 kr per enkelt U-rör 4000 kr per trippelt U-rör
- Isoleringskostnad	800 kr/m ³ (inkl. lägningsarbete, 5 m överlägg)
- Övrigt	15 kr/m ³ värmelager
- Ackumulatortank	5 kr/m ³ värmelager (1 dygnsbehov)
- Markkostnad	150 kr/m ² (1,2 x lagerytans area)
- Kostnad för projektering	400.000 kr
- Systemkostnad	800.000 kr för 200 hus 600.000 kr för 50 hus
- Byggherreomkostnader	20 %

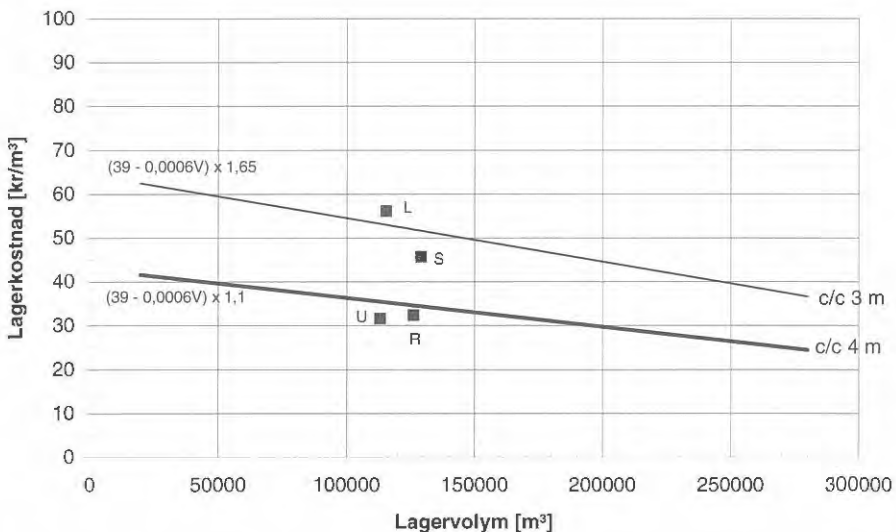
Installationskostnaden inkluderade kostnader för etablering, grävning, slang och kopplingar, slangvinda, slanginstallation samt provtryckning av slangar. Det kan nämnas att kostnaden för slang (PEX) uppgår till mer än hälften av installationskostnaden. Isoleringen motsvarades av expanderad polystyren (0,4 m) med 5

meter överlägg vid kvadratisk utläggning. I posten "Övrigt" inkluderades lagerprojektering samt kostnader för återfyllnad, kompaktering och markberedning.

Värmelager i berg

En teknisk och ekonomisk sammanställning av flera byggda anläggningar i Sverige med värmelager i berg har redovisats av Nordell (1994). De redovisade investeringskostnaderna inkluderar kostnader för mark, borrning, rör, system, administration och initiell uppvärmning.

I *Figur 2.7* visas uppskattad specifik lagerkostnad för värmelager i berg. Baserat på sammanställningen av Nordell antogs den specifika lagerkostnaden till 30 kr/m³, för ett borrhålslager med volymen 150.000 m³ och centrumavståndet 4 meter. Till denna kostnad lades en tillkommande systemkostnad för en solvärmeanläggning motsvarande 10 %. En halvering av centrumavståndet innebär att antalet borrhål fyrdubblas. Eftersom borrhålskostnaden i medeltal utgör omkring hälften av den totala lagerkostnaden dubblas lagerkostnaden om centrumavståndet minskas till hälften. På så vis kunde lagerkostnaden för centrumavståndet 3 meter uppskattas till någonstans mitt emellan den specifika lagerkostnaden för



Figur 2.7 Uppskattad investeringskostnad för värmelager i berg, med olika centrumavstånd mellan borrhålen, som funktion av lagerstorlek. Markeringar avser kostnader för byggda borrhålsvärmelager; L=Luleå, S=Stocksundstorp, U=Upplands Väsby och R=fiktivt referenslager (efter Nordell 1994).

borrhålslager med 2 meters respektive 4 meters centrumavstånd mellan borrhålen.

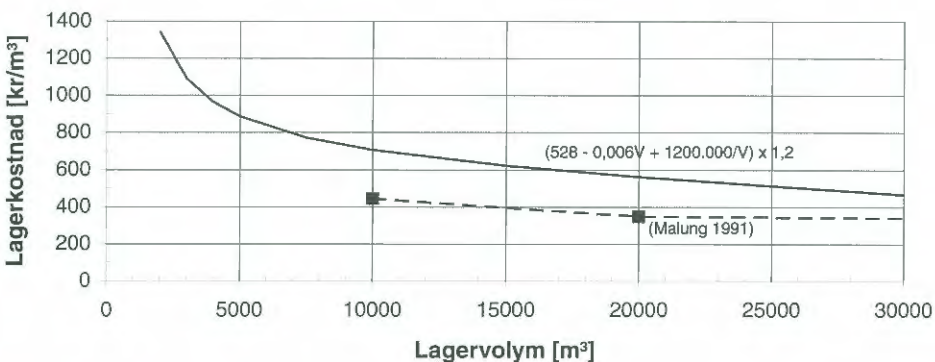
Lagerkostnaden avtar med ökande lagerstorlek. På grund av att de redovisade anläggningarna i stort håller samma storlek får lagerkostnadens minskning som funktion av lagervolym bedömas erfarenhetsmässigt och då från värmelager generellt.

Gropvärmelager

Olika lösningar för värmelagring i vattefyllda gropmagasin har studerats bland annat i Malung, Särö och Åmmeberg. I anslutning till gropvärmelagret i Malung genomfördes en detaljerad kostnadsberäkning för en fullskaleanläggning med varierande lagervolym, 10.000, 20.000 respektive 40.000 m³ enligt (Eriksson et al 1991)

	10.000 m ³	20.000 m ³	40.000 m ³
Specifik lagerkostnad, kr/m ³	443	348	330

Den använda investeringskostnaden för gropvärmelager visas i *Figur 2.8*. Den redovisade lagerkostnaden inkluderar, förutom rena konstruktionkostnader, projektledning, projektering och oförutsett vilka sammantaget kvittades mot kostnadsökningar på grund av senare års inflation. Dessutom adderades följande till investeringskostnaden för gropvärmelager:



Figur 2.8 Uppskattad investeringskostnad för ett vattenfyllt gropvärmelager som funktion av lagerstorlek. Teoretisk kostnad för ett gropvärmelager enligt konceptet i Malung för två olika lagerstorlekar har markerats (Eriksson et al 1991).

- Markkostnad	150 kr/m ² (cirkulär lageryta gånger 1,2)
- Kostnad för projektering	400.000 kr
- Systemkostnad	800.000 kr för 200 hus 600.000 kr för 50 hus
- Byggherreomkostnader	20 %

Drift / service / tillsyn

Driftskostnaden beräknades genom att approximera denna med en procentuell andel av den totala investeringskostnaden för solfångarna respektive säsongsvärmelagret enligt *Tabell 2.6*. Driftskostnaden omfattade främst kostnader för service och tillsyn av anläggningen samt pumpkostnad i fallen med markvärmelager.

Tabell 2.6 Antagen procentuell andel av investeringskostnaden för beräkning av driftskostnad.

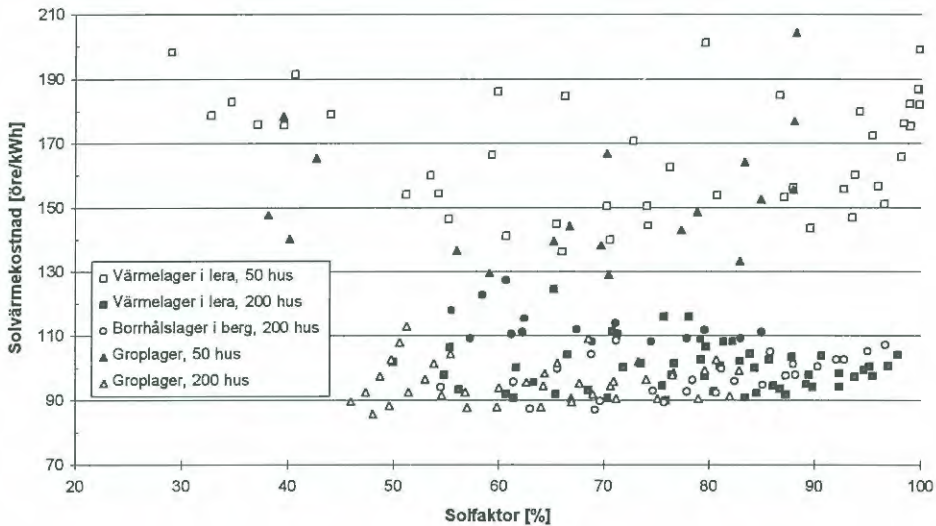
	Solfångare	Värmelager i lera	Värmelager i berg	Gropvärmelager
Driftskostnad i % av total investering	0,5	3,0 (2,5)*)	1,5	0

*) 2,5 % användes för 50 hus.

Kapitel 3.

Resultat av simuleringar

Solvärmekostnad baserad på ett stort antal simuleringar med olika kombinationer av främst solfångarearea och lagervolym för olika typer av säsongslager visas i *Figur 3.1*.



Figur 3.1 Solvärmekostnad och motsvarande solfaktor för olika typer av säsongslager och värmelast motsvarande 50 respektive 200 hus.

Resultaten visar att den lägsta solvärmekostnaden varierar mellan 0,87-0,90 kr/kWh och solfaktorn mellan 64-76 % beroende på lagersystem, se *Tabell 3.1*. I *Bilaga 2* visas värmeflöden och tabellerade simuleringresultat för de mest lönsamma systemlösningarna med värmelager i lera, värmelager i berg respektive vattenfyllt groplager.

Tabell 3.1 Lägsta solvärmekostnad för en solvärmeanläggning med olika typer av säsongslager för två olika systemstorlekar.

Lagersystem	Värmelager i lera		Värmelager i berg	Gropvärmelager	
	200 hus	50 hus	200 hus	200 hus	50 hus
Antal hus	200 hus	50 hus	200 hus	200 hus	50 hus
Solvärmekostnad (kr/kWh)	0,90	1,36	0,87	0,88	1,29
Solfaktor (%)	76	66	69	64	70

Solvärmekostnaden är genomgående ca 30 % lägre för ett system omfattande 200 hus jämfört med 50 hus. Vidare noteras att uppvärmningssystem baserat på golvvärme är mer gynnsamt ur kostnadssynpunkt än radiatorvärme. Därför presenteras resultaten i fortsättningen med en fokusering på 200 hus med golvvärme.

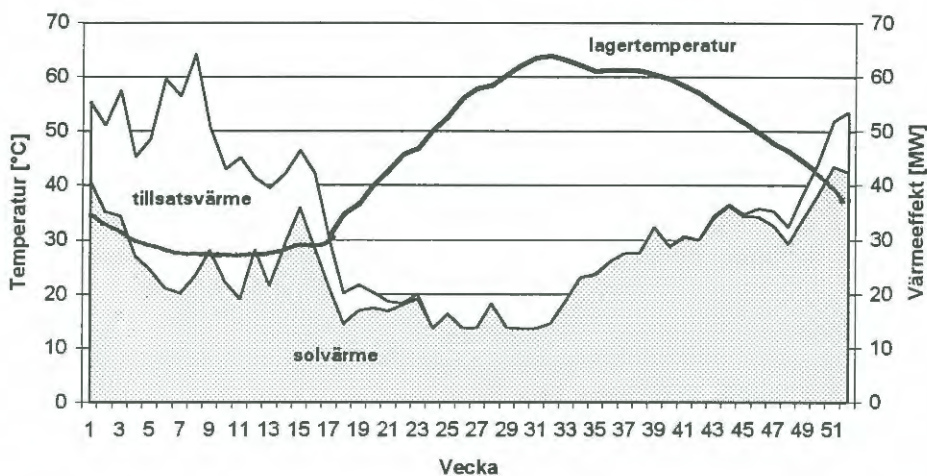
3.1 VÄRMELAGER I LERA

Den lägsta solvärmekostnaden för en solvärmeanläggning med ett värmelager i lera för 200 respektive 50 hus erhöles för systemlösning

	200 hus	50 hus
Solfångararea	4.400 m ²	1.000 m ²
Lagervolym	20.000 m ³	5.000 m ³
c/c markvärmeväxlare	1,5 m	1,5 m

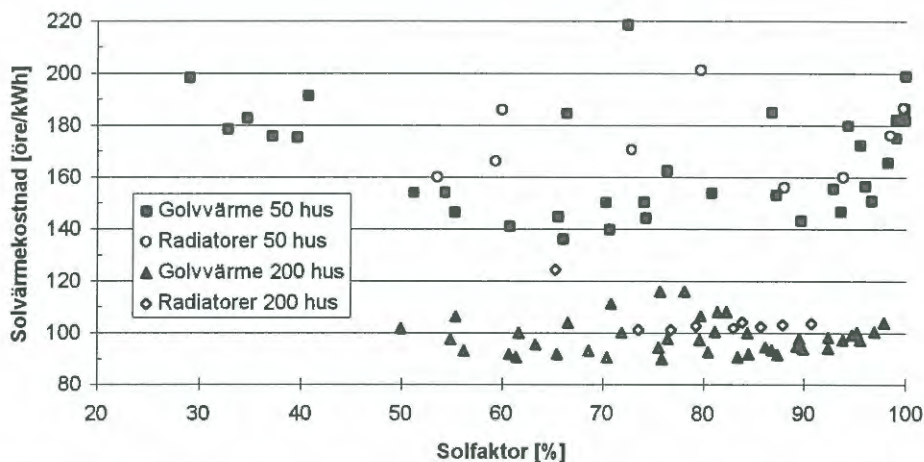
Värmebalansen för den bästa lösningen med värmelager i lera visas i *Figur 3.2*. Lagertemperaturen når sitt maximum, 64 °C, i augusti och minimum, 27 °C, i februari. Tillsatsvärmekällan bidrar till värmebehovet i huvudsak fr o m december t o m april. Under sommarhalvåret, fr o m juni t o m oktober, täcks värmebehovet nästan helt med solvärme från lagret. Den relativa värmeförlusten från lagret uppgår till ca 11 %.

Simuleringar, med tillhörande kostnadsberäkningar, visar att ca 30 % av investeringskostnaden för en solvärmeanläggning med värmelager i lera utgörs av lager- och systemkostnader och resterande ca 70 % av solfångarkostnaden. För en värmelast motsvarande 200 hus är i medeltal 14 % av solvärmekostnaden driftskostnader (0,12-0,15 kr/kWh), då säsongslagret består av ett värmelager i lera.



Figur 3.2 Värmebalans och medellagertemperatur för den systemlösning med värmelager i lera som har lägst solvärmekostnad. 200 hus med golvvärme.

I *Figur 3.3* visas resultat av samtliga simuleringar med värmelager i lera med en uppdelning i system med golvvärme respektive radiatorer. Simuleringar med radiatorvärme utfördes enbart för värmelager med 2 meters centrumavstånd mellan markvärmeväxlarna.

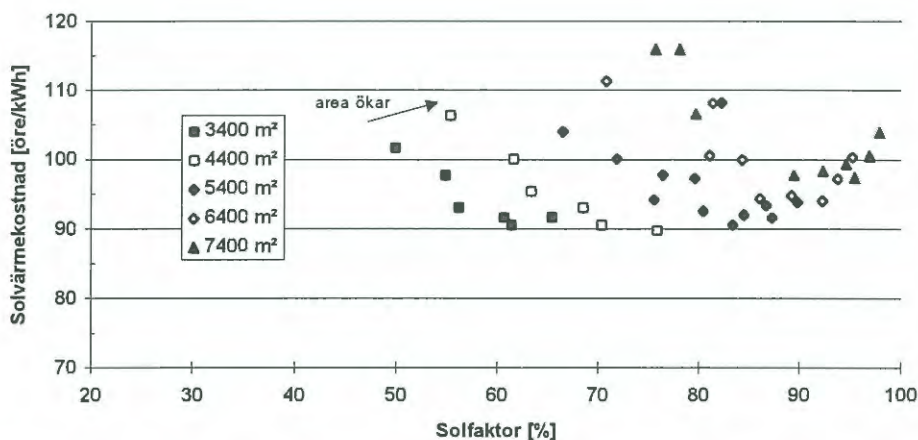


Figur 3.3 Solvärmekostnad och motsvarande solfaktor för 200 och 50 hus med golvvärme alternativt radiatorer för systemlösningar med värmelager i lera.

För den mest lönsamma lösningen med ett värmelager i lera, 200 hus, ökade solvärmekostnaden med 11 % och solfaktorn minskade med 11 % vid uppvärmning med radiatorer istället för golvvärme. Sammantaget alla simuleringar för 200 bostäder blev solvärmekostnaden i medeltal 7 % högre och solfaktorn ca 7 % lägre i fallen med radiatorvärme jämfört med golvvärme.

Lägre ställda temperaturkrav vid uppvärmning med golvvärme jämfört med radiatorer leder till att lagret kan utnyttjas mera och därmed till ett reducerat behov av tillsatsvärme. Solfaktorn ökar därmed, vid i övrigt oförändrade förhållanden, vilket resulterar i en lägre solvärmekostnad (jämför ekvation 2.1). En jämförelse visar också att fallen med golvvärme ger något lägre temperatur i lagret, större mängd insamlad solvärme och mindre värmeförluster från lagret. Den lägre lagertemperaturen leder till att solfångarnas returtemperatur minskar och därmed till en förbättring av solfångarnas verkningsgrad. Samtidigt minskar lagerförlusterna som följd av den lägre lagertemperaturen.

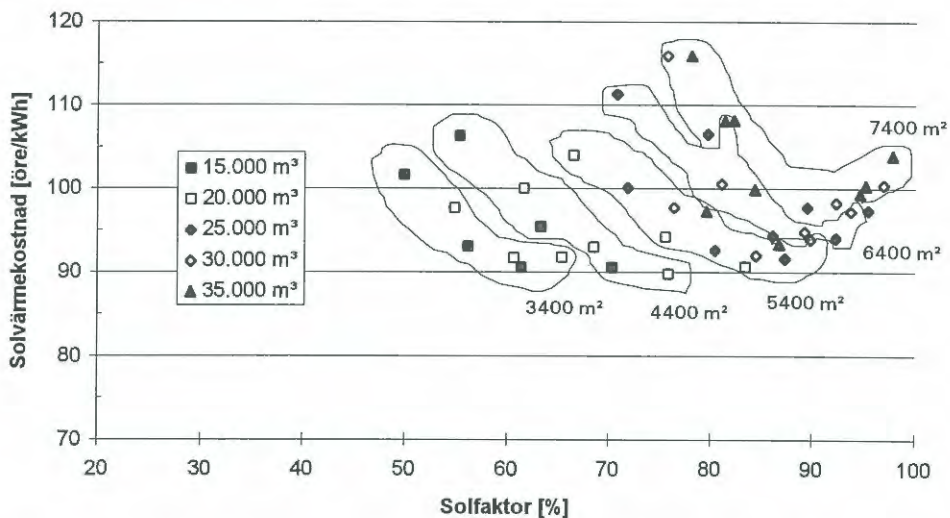
I *Figur 3.4* visas solvärmekostnaden för olika storlekar på solfångarytan, mellan 3400-7400 m². En ökning av solfångararean innebär att en större mängd solvärme kan insamlas, det vill säga högre solfaktor vid i övrigt oförändrade förhållanden. Låga solvärmekostnader erhöles för systemlösningar med solfaktor i intervallet 60-85 %. För solfaktor större än ca 85 % påverkas solvärmekostnaden negativt vid en ökning av solfångararean, vilket betyder att den högre investeringskostnaden inte kan kompenseras av en större mängd insamlad solvärme.



Figur 3.4 Solvärmekostnad och motsvarande solfaktor som funktion av solfångararean för systemlösningar med värmelager i lera. 200 hus med golvvärme.

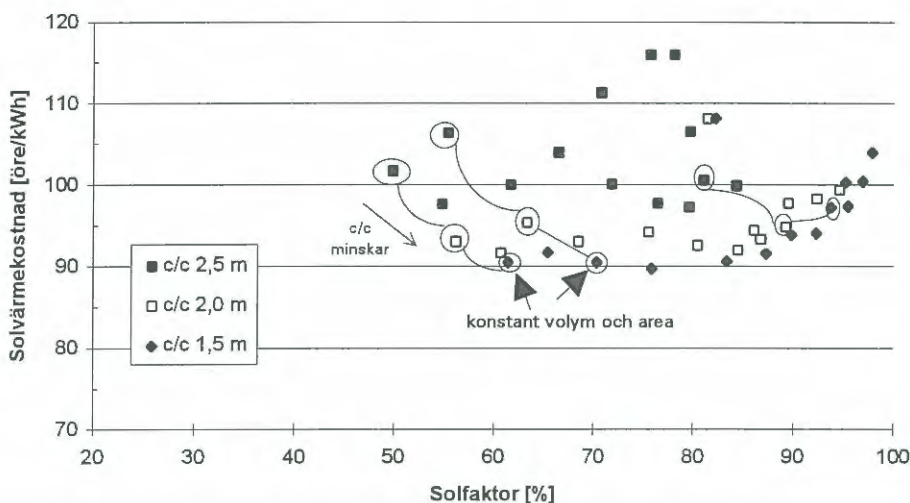
Genom att öka solfångarytan kan mer solvärme tillföras lagret. Lagertemperaturen ökar likaså lagerförlusterna. Den insamlade mängden solvärme är emellertid så pass stor att ett större värmeuttag från lagret blir möjligt, trots ökade lagerförluster.

I *Figur 3.5* visas solvärmekostnaden för olika storlekar på värmelagret, 15.000-35.000 m³. En ökning av lagervolymen, vid i övrigt oförändrade förhållanden, möjliggör större värmeuttag från lagret vilket innebär att solfaktorn ökar. För stora lagersystem med solfaktor större än ca 85 % ökar solvärmekostnaden på grund av högre investeringskostnad, vilken endast till viss del kompenseras av en större mängd uttagbar solvärme.



Figur 3.5 Solvärmekostnad och motsvarande solfaktor som funktion av lagervolym för systemlösningar med värmelager i lera. 200 hus med golvvärme.

Simuleringar med olika avstånd mellan markvärmeväxlarna (antal markvärmeväxlare) resulterade i lägre solvärmekostnader för centrumavstånd 1,5 meter jämfört med 2 och 2,5 meter mellan markvärmeväxlarna, se *Figur 3.6*. Ett begränsat antal simuleringar med centrumavstånd 1 meter utfördes med högre solvärmekostnad som resultat. Den högre kostnaden för 1 meters centrumavstånd beror på att den förväntade nyttan av en förbättrad värmeöverföringskapacitet i lagret, vid ett utökat antal markvärmeväxlare, överträffas av ökade installationskostnader för markvärmeväxlarna.



Figur 3.6 Solvärmekostnad och motsvarande solfaktor för olika centrumavstånd mellan markvärmeväxlarna (dubbelt U-rör) för systemlösningar med värmelager i lera. 200 hus med golvvärme.

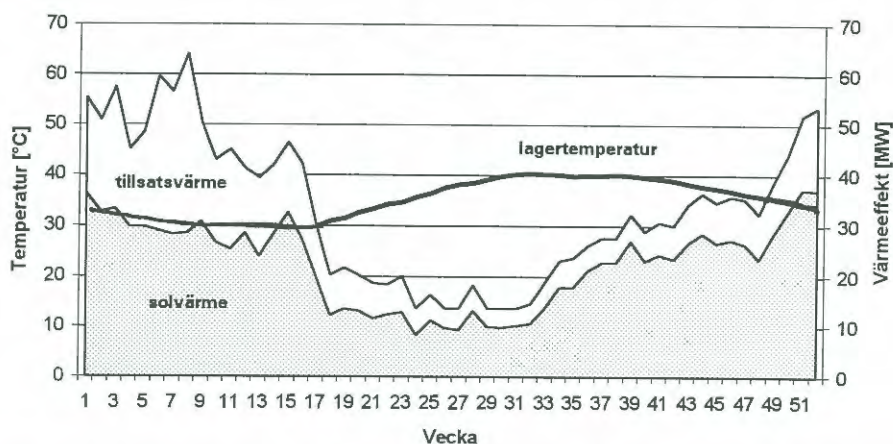
3.2 VÄRMELAGER I BERG

Den lägsta solvärmekostnaden för en solvärmeanläggning med ett värmelager i berg för 200 hus erhöles för systemlösning

	200 hus
Solfångararea	4400 m ²
Lagervolym	100.000 m ³
c/c markvärmeväxlare	4 m

Värmebalansen för den bästa lösningen med ett värmelager i berg visas i *Figur 3.7*. Lagertemperaturen når sitt maximum, 41 °C, i augusti/september och minimum, 30 °C, i februari. Tillsatsvärmekällan bidrar till värmebehovet i huvudsak fr o m januari t o m april. Behov av en mindre mängd tillsatsvärme finns hela året, även på sommaren. Temperaturen i lagret är inte tillräcklig hög för att möta efterfrågad varmvattentemperatur. Värmeförlusterna från lagret uppgår till ca 30 % av tillförd energimängd från solfångarna.

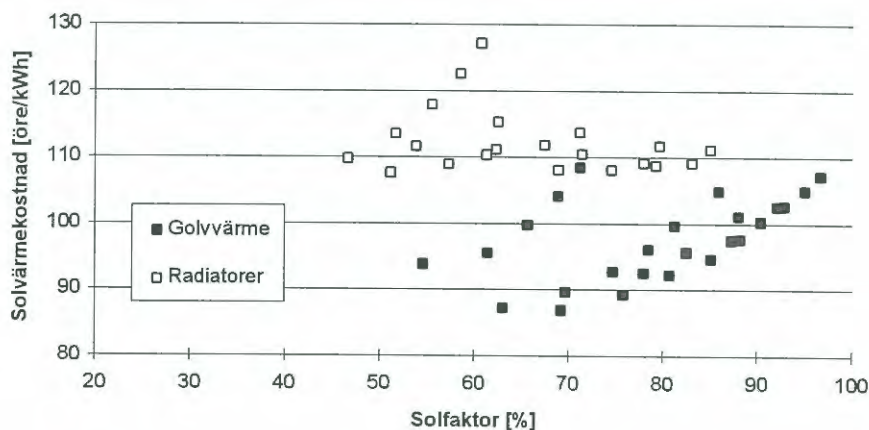
Lager- och systemkostnader utgör i medeltal 22 och 30 % av hela investeringskostnaden för en solvärmeanläggning med värmelager i berg, med centrumavstånd 4 respektive 3 meter mellan borrhålen. Driftskostnadens andel av den totala



Figur 3.7 Värmebalans och medellagertemperatur för den systemlösning med värmelager i berg med lägst solvärmekostnad.

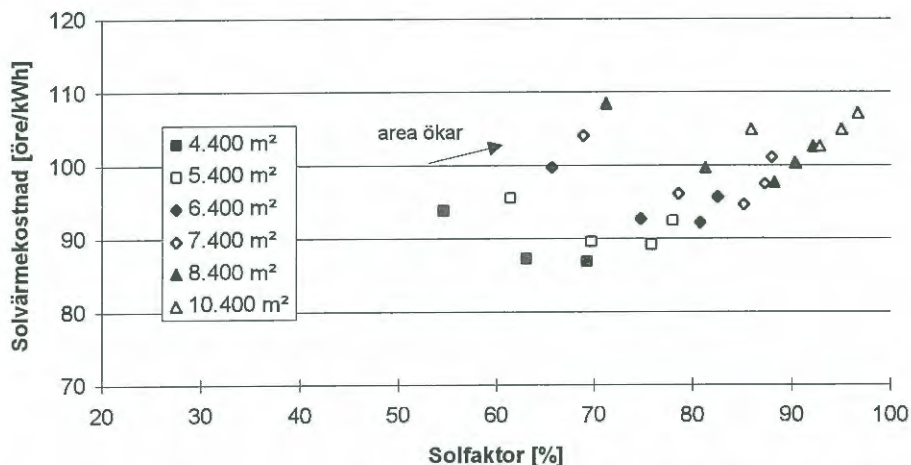
solvärmekostnaden är i medeltal 8 %, för en värmelast motsvarande 200 hus. En mindre mängd simuleringar för 400 hus resulterade i en lägsta solvärmekostnad omkring 0,70 kr/kWh och solfaktor ca 80 %.

På samma sätt som för värmelager i lera blir solvärmekostnaden med ett värmelager i berg lägre för golvvärme än för ett uppvärmningssystem baserat på radiatorer, se *Figur 3.8*. För den bästa lösningen med ett värmelager i berg ökade solvärmekostnaden med 29 % och solfaktorn minskade med 22 % vid uppvärmning med radiatorer jämfört med golvvärme.



Figur 3.8 Solvärmekostnad och motsvarande solfaktor för systemlösningar med värmelager i berg för 200 hus med golvvärme respektive radiatorer. (Centrumavstånd lika med 4 meter mellan borrhålen.)

I *Figur 3.9* visas solvärmekostnaden för olika storlekar på solfångararean. Resultaten visar att en ökning av solfångararean leder till sörre solvärmekostnad, vid i övrigt oförändrade förhållanden. Det beror främst på att investeringskostnaden för solfångare ökar i större omfattning än mängden insamlad solvärme.

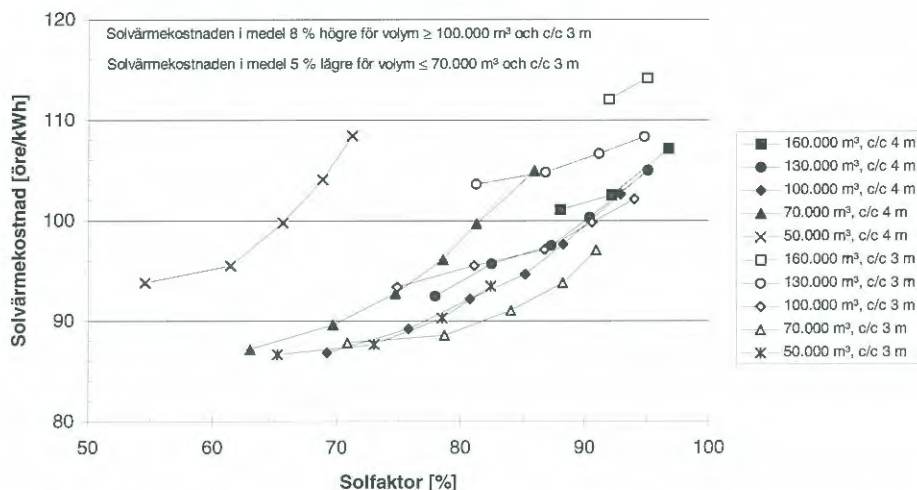


Figur 3.9 Solvärmekostnad och motsvarande solfaktor som funktion av solfångararean för systemlösningar med värmelager i berg. 200 hus med golvvärme. (Centrumavstånd lika med 4 meter mellan borrhålen.)

Ett mindre antal simuleringar utfördes med 3 meters centrumavstånd mellan borrhålen, se *Figur 3.10*. En minskning av avståndet från fyra till tre meter innebär att antalet markvärmeväxlare ökar med nära 80 % för samma lagervolym, medan en halvering av avståndet leder till en fyrdubbling av antalet. En ökning av installationskostnaden sätts i relation till förbättrad värmeöverföringskapacitet i lagret vid ett utökat antal markvärmeväxlare.

För stora borrhålslager ökade solvärmekostnaden vid en ökning av antalet borrhål (c/c 3 m) medan motsvarande solvärmekostnad för mindre lager minskade, vid i övrigt oförändrade förhållanden. För lagervolymer större eller lika med 100.000 m³ blev solvärmekostnaden i medeltal 8 % högre för centrumavstånd 3 meter jämfört med 4 meter. För lagervolymer mindre eller lika med 70.000 m³ blev solvärmekostnaden istället i medeltal 5 % lägre för centrumavstånd 3 meter jämfört med 4 meter.

Vid en ökning av antalet markvärmeväxlare ökar värmeöverföringskapaciteten i lagret och därmed solfaktorn. Samtidigt ökar installationskostnaden. För stora värmelager överväger högre installationskostnader i förhållande till nyttan av en



Figur 3.10 Solvärmekostnad och motsvarande solfaktor för olika lagerstorlekar och centrumavstånd, 3 respektive 4 meter, mellan markvärmväxlarna i värmelager i berg. 200 hus med golvvärme.

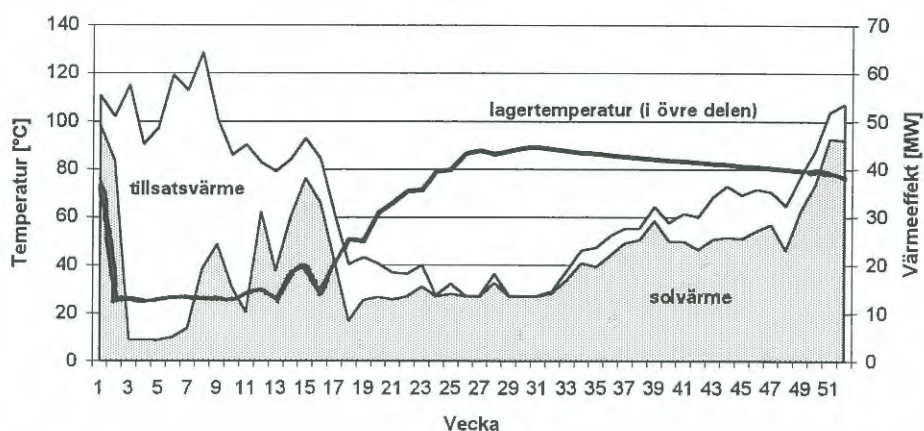
förbättrad värmeöverföringskapacitet på grund av större mängd borrhål. Med ledning av simuleringsresultaten noteras att det, för stora värmelager, till viss del går att kompensera för en reducering av lagervolymer, genom att utöka antalet borrhål, utan att kostnaderna ökar nämnvärt.

3.3 GROPVÄRMELAGER

Från resultaten av utförda simuleringar och kostnadsberäkningar för systemlösningar med säsongslager i form av ett gropvärmelager är det svårt att urskilja ett tydligt optimum med avseende på solvärmekostnaden. Den ”bästa lösningen” väljs därför bland lösningar med låg solvärmekostnad som samtidigt uppvisar hög solfaktor. Den lägsta solvärmekostnaden för en solvärmearläggning med ett gropvärmelager för 200 respektive 50 hus erhöles för systemlösning

	200 hus	50 hus
Solfångararea	3400 m ²	1000 m ²
Lagervolym	6500 m ³	2500 m ³
Lagerdiameter	29 m	18 m

Värmebalansen för den bästa lösningen med ett vattenfyllt gropvärmelager visas i *Figur 3.11*. Lagertemperaturen når sitt maximum, 89 °C, i augusti och

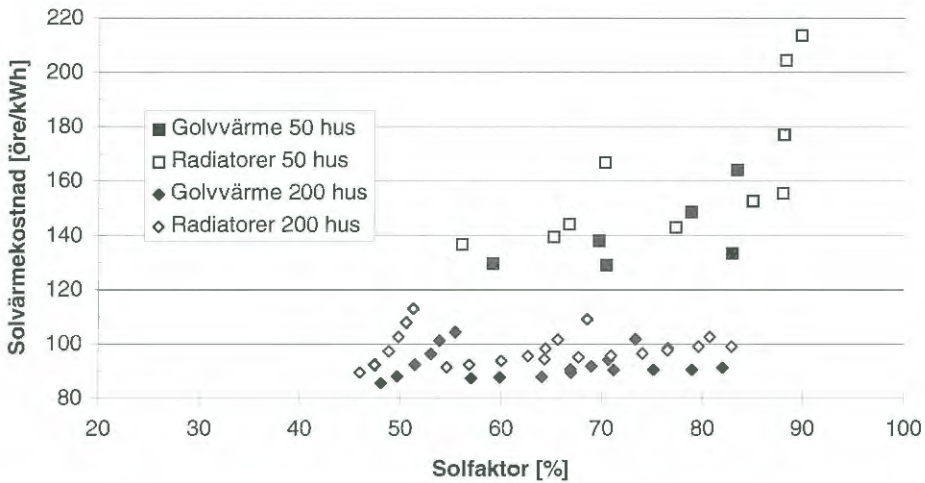


Figur 3.11 Värmebalans och lagertemperatur i lagrets övre del för den systemlösning med vattenfyllt gropvärmelager och lägst solvärmekostnad. 200 hus med golvvärme.

minimum, 23 °C, i februari. Enligt figuren krävs en viss mängd av tillsatsvärme även under sommarhalvåret från juni till augusti trots att lagertemperaturen är tillräckligt hög för att tillgodose värmelasten. Liknande resultat har erhållits av Dalenbäck (1993) som också anger en förklaring. Beräkningar för att tillgodose värmelasten bygger på en förenkling där förhållanden under föregående tidssteg utnyttjas. Det leder till att den beräknade temperaturen från lagret inte stämmer med den efterfrågade temperaturen vid det aktuella tidssteget och ett förställt behov av tillsatsvärme. I ett verkligt fall utnyttjas lagret bättre, vilket innebär att solfaktorn i själva verket underskattas vid simuleringarna i MINSUN. Värmeförlusterna från lagret uppgår till ca 11 % av tillförd energimängd från solfångarna.

För en systemlösning med gropvärmelager består den totala investeringskostnaden till hälften av lager- och systemkostnader och den andra hälften utgörs av solfångarkostnaden. Driftskostnadens andel av den totala solvärmekostnaden för en värmelast motsvarande 200 hus är i medeltal 3 %. Driftskostnaden för ett gropvärmelager är lägre än för marklager, främst på grund av att vattnet inte behöver pumpas runt i lagret.

I *Figur 3.12* visas solvärmekostnaden för systemstorlek 200 respektive 50 hus med golvvärme respektive radiatorer. För den bästa lösningen med vattenfyllt gropvärmelager för en värmelast motsvarande 200 hus ökade solvärmekostnaden med 7 % och solfaktorn minskade med 6 % vid uppvärmning med radiatorer jämfört med golvvärme. Vid användning av radiatorvärme märks generellt en högre minsta medellagertemperatur, lägre energimängder från solfångarna och

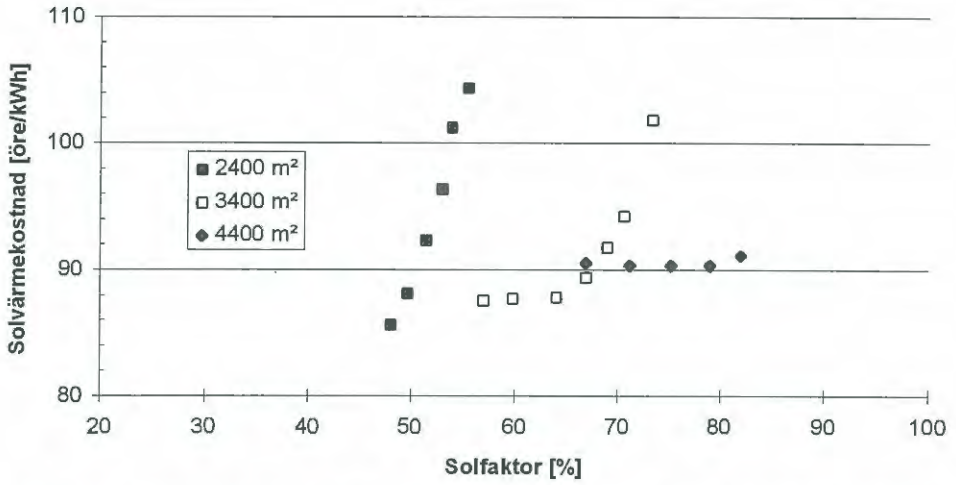


Figur 3.12 Solvärmekostnad och motsvarande solfaktor för systemlösningar med gropvärmelager. 200 och 50 hus med golvvärme alternativt radiatorer.

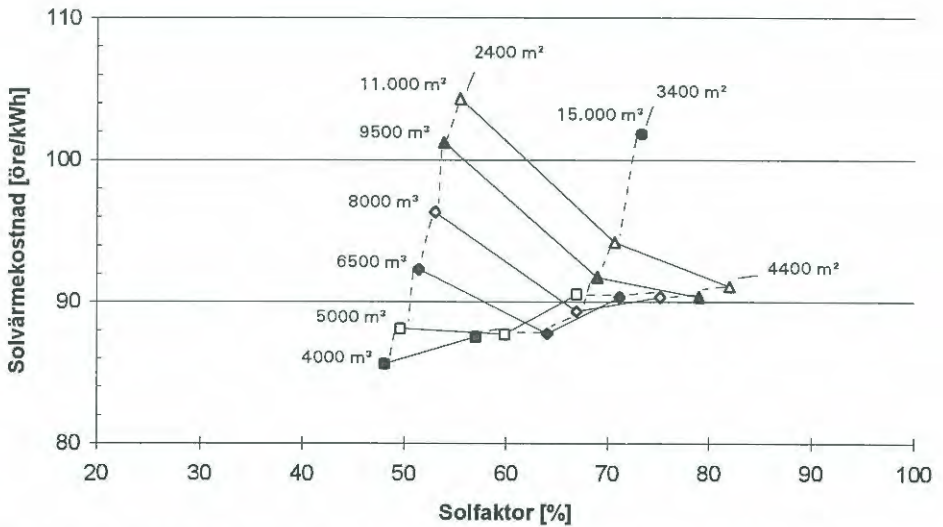
lagret, större lager- och distributionsförluster samt något lägre solfaktor, vilket sammantaget påverkar solvärmekostnaden negativt.

I Figur 3.13 visas solvärmekostnaden för olika storlekar på solfångararean mellan 2400-4400 m². Solfångararean påverkar främst andelen insamlad solvärme (solfaktorn) och till mindre del solvärmekostnaden. En ökning av solfångararean, vid i övrigt oförändrade förhållanden, resulterar i en minskning av solvärmekostnaden och en ökning av solfaktorn för solvärmeanläggningar med lagervolym större eller lika med ca 8000 m³, se Figur 3.14. För solvärmeanläggningar med mindre lagervolym leder en ökning av solfångararean främst till en ökning av solfaktorn, medan solvärmekostnaden inte påverkas i samma utsträckning.

För små system (solfångararea = 2400 m²) leder en ökning av lagervolymen till en mindre ökning av solfaktorn och en betydande ökning solvärmekostnaden. För större system (solfångararea = 4400 m²) ökar främst solfaktorn vid en ökning av lagervolymen medan solvärmekostnaden inte ökar nämnvärt. Värmeuttaget från lagret är till stor del beroende av mängden insamlad solvärme, med andra ord solfångarareans storlek. För att uppnå en betydande ökning av solfaktorn vid en ökning av lagervolymen krävs att även solfångararean ökas.



Figur 3.13 Solvärmekostnad och motsvarande solfaktor som funktion av solfångararea för systemlösningar med gropvärmelager. 200 hus med golvvärme.



Figur 3.14 Solvärmekostnad och motsvarande solfaktor som funktion av lagervolymer för systemlösningar med gropvärmelager. 200 hus med golvvärme.

Kapitel 4.

Känslighetsanalys

Solvärmekostnaden för en given systemlösning beror av flera faktorer. I tidigare kapitel har olika parametrars inverkan, främst solfångararea och lagervolymer, antal markvärmeväxlare för markvärmelager samt typ av uppvärmningssystem redovisats. Nästa steg var att närmare undersöka på vilket sätt olika faktorer påverkar en viss systemlösning, eller en referenslösning. Som referens valdes den systemlösning med den hittills lägsta solvärmekostnaden för ett värmelager i lera, värmelager i berg respektive vattenfyllt gropvärmelager. Andra systemlösningar kan uppvisa annan känslighet för motsvarande parametervariation. Känslighetsanalysen utfördes med avseende på olika lagerparametrar, systemförhållanden och kostnader.

En enkel simuleringsplan upprättades för variation av flera variabler samtidigt (flerfaktorförsök) med syftet att finna en systemlösning som reducerar den hittills funna lägsta solvärmekostnaden samt att klargöra vilka faktorer som påverkar solvärmekostnaden på ett positivt sätt. Några faktorer med avseende på värmelagret och systemförhållandena identifierades, se *Tabell 4.1*.

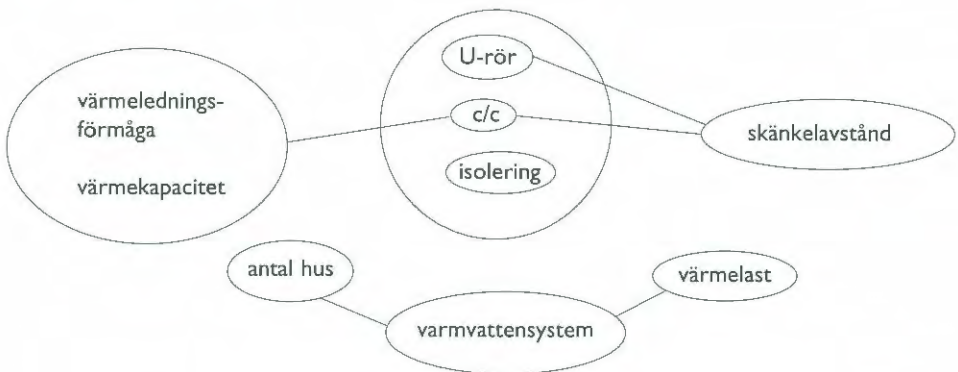
Tabell 4.1 Faktorer som varierades i känslighetsstudien.

Värmelager	System
centrumavstånd markvärmeväxlare	antal hus
typ av U-rör	värmelast
avstånd mellan U-rörets skänklar	varmvattensystem
lagermediets värmeledningsförmåga	
lagermediets värmekapacitet	
isoleringstjocklek	

En ökning av värmelasten kan till exempel motsvaras av att husen är äldre och sämre isolerade. Simuleringar utfördes också med integrerat varmvattensystem vilket innebär att samma distributionsledning används till och från husen för varmvatten och uppvärmning. Nackdelen med integrerat varmvattensystem är att

grövre ledningar används vilket leder till större investeringskostnad per längdmeter samt mer omfattande styr- och reglerfunktioner. Å andra sidan behövs inte lika många ledningar som vid ett separat varmvattensystem.

Simuleringar utfördes i grupper om 2-3 variabler, se *Figur 4.1*. Dessa grupper sattes samman med syftet att klarlägga eventuella samspelseffekter mellan de ingående variablerna. För att klarlägga hur solvärmekostnaden påverkas av en variabeländring valdes att inledningsvis studera en kombination med annan typ av U-rör, centrumavstånd och isoleringstjocklek (nr 1). En andra försökskombination bestod i att variera centrumavstånd, värmeledningsförmåga och värmekapacitet (nr 2). Denna försökskombination utfördes för både markvärmelager i lera respektive berg. I en tredje försökskombination undersöktes inverkan av centrumavstånd tillsammans med typ av U-rör och skänkelavstånd (nr 3). Med avseende på systemparametrar varierades antalet hus respektive värmelast i kombination med varmvattensystem



Figur 4.1 Gruppvis simulering med variation av två eller tre variabler.

Varje variabel fick anta två olika nivåer. Lämpliga nivåer valdes med hänsyn till bland annat praktiska förhållanden och med avsikten att få en märkbar effekt utan att någon faktor vid ett eventuellt samspel samtidigt överskuggar de andra. Där det var realistiskt valdes nivåerna -20 % och +20 % med utgångspunkt från referensvärdet.

Känslighetsanalysen utfördes också med avseende på kostnader, för att till exempel visa vilken betydelse det har om man kan tillgodoräkna sig investeringsstöd eller en prissänkning på solfångare i framtiden. Kostnaderna varierades med $\pm 20\%$ för lagret, solfångarna respektive hela solvärmeanläggningen. Inverkan av kortare avskrivningstid, 15 år, motsvarande annuitetsfaktor 0,10 undersöktes också.

Kapitel 5.

Resultat av känslighetsanalys

Känslighetsanalysen visar att en reduktion av investeringskostnaden har störst betydelse för att minska solvärmekostnaden jämfört med förändringar av ovan angivna lagerparametrar för de systemlösningar som ingick i studien. Solvärmekostnaden för den hittills bästa lösningen med ett värmelager i lera kunde till exempel reduceras med 2 % till 0,88 kr/kWh genom att välja centrumavstånd 1,25 meter och 0,2 meter isolering.

Bland lagerparametrar erhöles en klar ökning av solvärmekostnaden för centrumavstånd 1 meter jämfört med 1,5 meter. Enkelt U-rör gav något lägre solvärmekostnad än dubbelt U-rör. En nackdel är att det enkla U-röret är mer sårbart om en skada uppstår på slangen eftersom flera markvärmeväxlare då kan slås ut. Trippelt U-rör var betydligt mindre kostnadseffektivt i jämförelse med enkelt och dubbelt U-rör. En ökning av skänkelavståndet hos U-rören hade försumbar inverkan på solvärmekostnaden liksom en förändring av lerans termiska egenskaper. Mängden isolering av ett värmelager i lera påverkade inte solvärmekostnaden nämnvärt, men däremot solfaktorn.

Solvärmekostnaden för referenslösningen med värmelagret i berg ökade genom att anta centrumavstånd 3 meter i stället för 4 meter. En förändring av bergets termiska egenskaper hade viss inverkan på solvärmekostnaden.

För ett vattenfyllt gropvärmelager erhöles något lägre solvärmekostnad genom att öka isoleringstjockleken till 0,6 meter.

5.1 MARKVÄRMELAGER

Den bästa lösningen med värmelager i lera respektive värmelager i berg användes som referens i analysen, se *Tabell 5.1*.

Tabell 5.1 Referensvärden i känslighetsanalysen för markvärmelager.

Parameter	Lera	Berg
U-rör	dubbelt	-
skänkelavstånd (U-rörets bredd)	0,35 m	-
centrumavstånd	1,5 m	4,0 m
isolering	0,4 m	-
värmeledningsförmåga	1,0 W/m°C	3,5 W/m°C
värmekapacitet	3300 kWh/m ³ °C	2200 kWh/m ³ °C
antal hus	200 hus	200 hus
värmelast	1723 MWh/år	1723 MWh/år
varmvatten	separat	separat
solvärmekostnad	0,90 kr/kWh	0,87 kr/kWh

Lagerparametrar

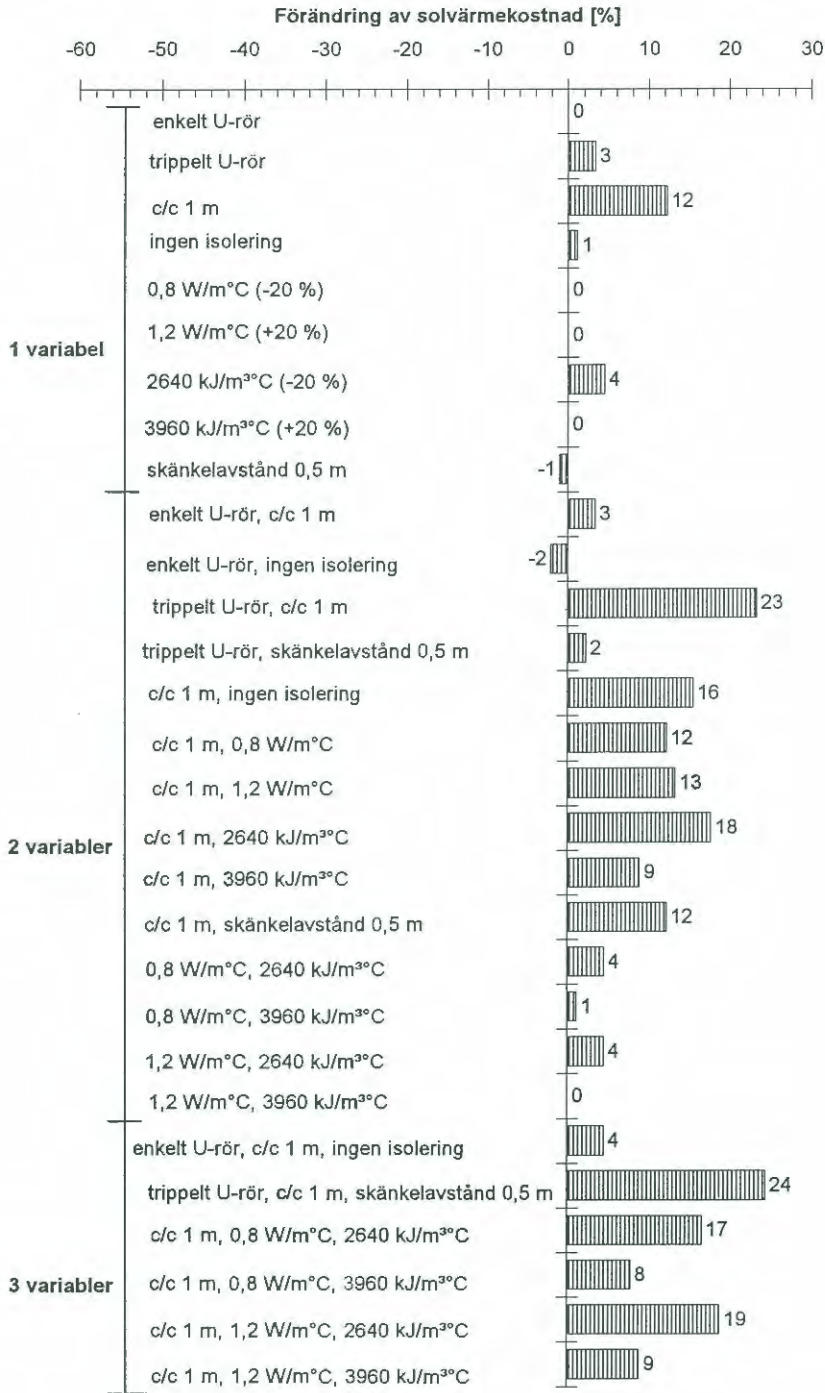
I *Figur 5.1* och *5.2* visas resultatet av känslighetsanalysen för den bästa lösningen med ett markvärmelager i lera respektive berg med avseende på en förändring av 1, 2 eller 3 lagerparametrar.

Solvärmekostnaden för värmelager i lera reducerades med 1-2 % genom att öka skänkelavståndet till 0,5 m respektive anta enkelt U-rör i kombination med borttagen isolering. För ett värmelager i berg reducerades solvärmekostnaden med ca 1 % genom att anta 20 % högre värmekapacitet.

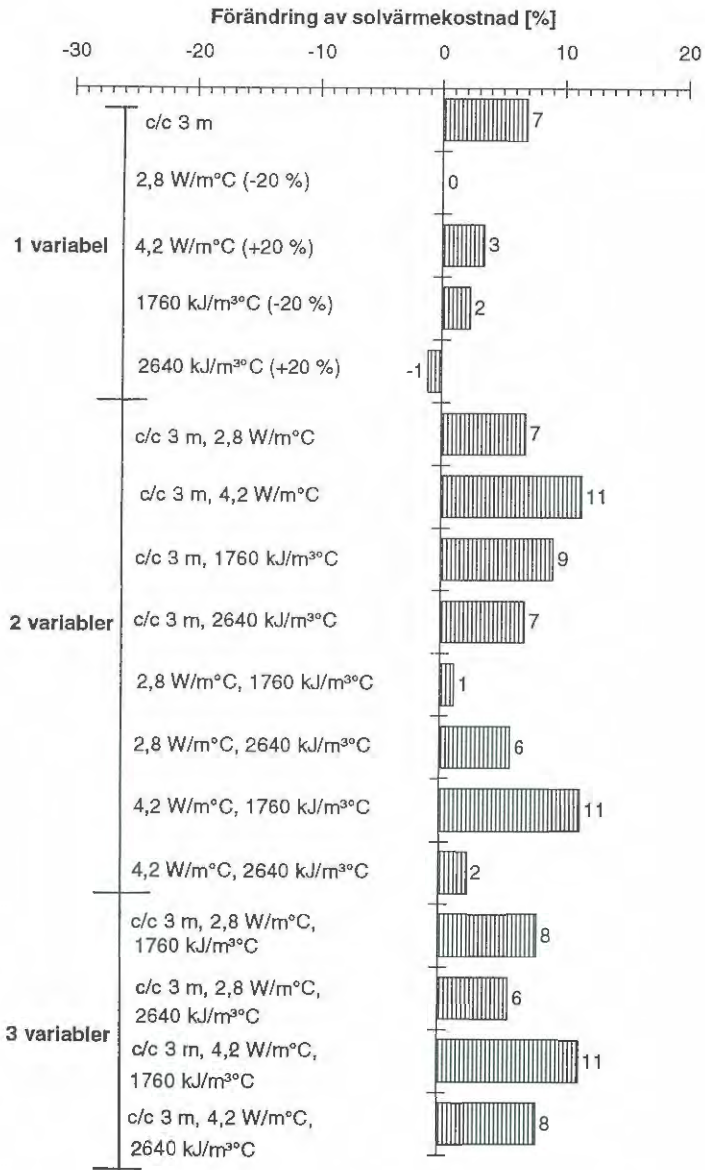
1. U-rör (enkelt) - centrumavstånd (1 m) - isoleringstjocklek (0 m)

Bland dessa variabler har avståndet mellan markvärmeväxlarna och typ av U-rör störst betydelse medan isoleringstjockleken har mindre betydelse för solvärmekostnaden, se *Figur 5.3*. Solfaktorn däremot påverkas främst av mängden isolering och centrumavståndet och till liten del av U-rörstyp.

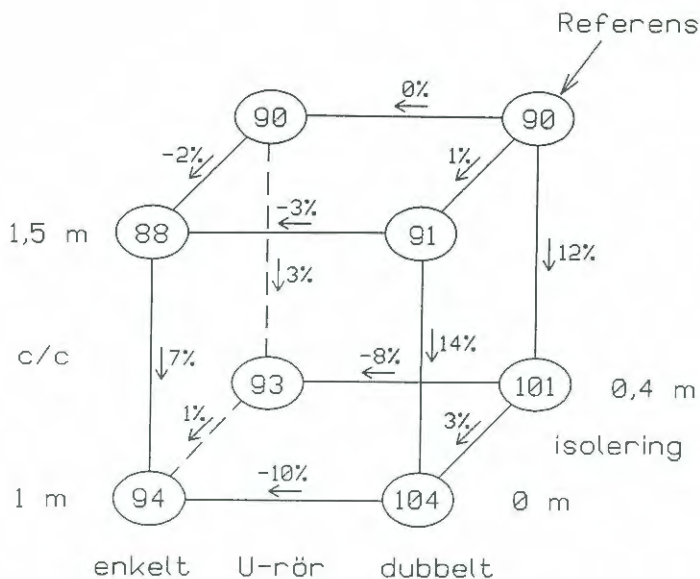
Högre solvärmekostnad erhöles för centrumavstånd 1 meter jämfört med 1,5 meter, vid i övrigt oförändrade förhållanden. En minskning av centrumavståndet ledde till en ökning solvärmekostnaden med 3-7 % då enkla U-rör ansatts och till 12-14 % ökning för dubbla U-rör. Solvärmekostnaden minskade något för enkelt U-rör, vid i övrigt oförändrade förhållanden, jämfört med dubbelt U-rör. Minskningen uppgick till 0-3 % då centrumavståndet var 1,5 meter och till 8-10 % då centrumavståndet var 1 meter. I regel ökade solvärmekostnaden något vid borttagen lagerisolering (1-3 %). För enkelt U-rör och centrumavstånd 1,5 meter erhöles däremot 2 % lägre solvärmekostnad vid borttagen lagerisolering.



Figur 5.1 Procentuell förändring av solvärmekostnaden för referenslösningen med värmelager i lera vid variation av 1, 2 respektive 3 lagerparametrar.



Figur 5.2 Procentuell förändring av solvärmekostnaden för referenslösningen med värmelager i berg vid variation av 1, 2 respektive 3 lagerparametrar.



Figur 5.3 Resultat av 3-variabelanalys med variation av typ av U-rör, centrumavstånd och isoleringstjocklek för referenslösningen med värmelager i lera. Solvärmekostnaden anges i öre/kWh.

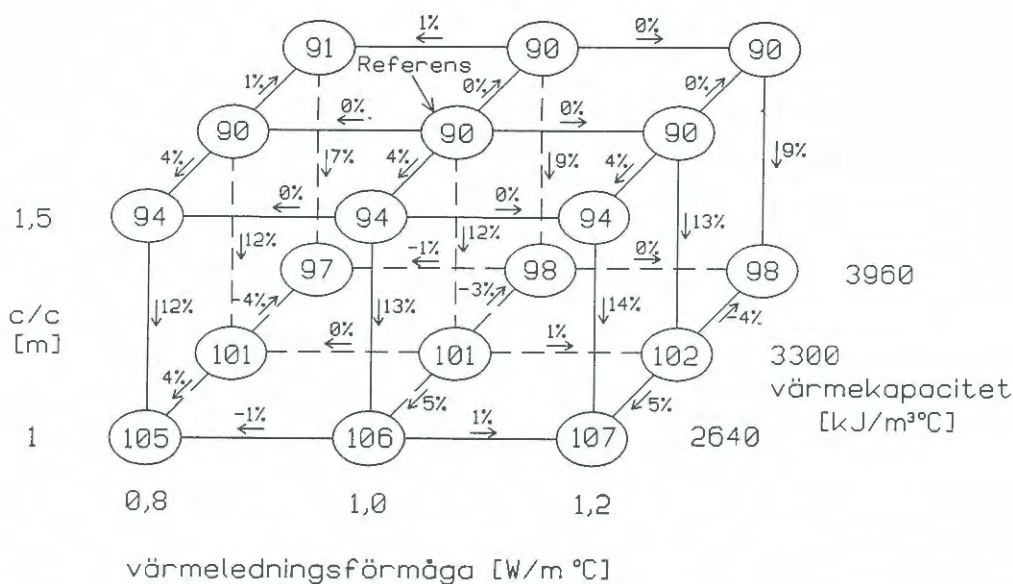
2. Centrumavstånd (1 m) - värmeledningsförmåga ($\pm 20\%$) - värmekapacitet ($\pm 20\%$)

Bland dessa faktorer har centrumavståndet störst betydelse för solvärmekostnaden medan 20 % förändring av lagrets termiska egenskaper, oberoende av om det består av lera eller berg, har mindre betydelse.

Lera

Solvärmekostnaden ökade med 7-14 % genom att minska centrumavståndet till 1 meter, vid i övrigt oförändrade förhållanden, se *Figur 5.4*. Viss påverkan på solvärmekostnaden kan märkas vid en minskning av lagermediets (lera) värmekapacitet och vid en ökning av värmekapaciteten och samtidigt litet avstånd (1 m) mellan markvärmeväxlarna.

20 % högre värmekapacitet ledde till ca 4 % lägre solvärmekostnad vid centrumavstånd 1 meter medan ingen påverkan märks vid centrumavstånd 1,5 meter. 20 % lägre värmekapacitet ledde däremot till en ökning av solvärmekostnaden med ca 4 % oberoende av centrumavstånd. Solvärmekostnaden påverkades högst med någon procent av $\pm 20\%$ förändring av lagermediets värmeledningsförmåga.



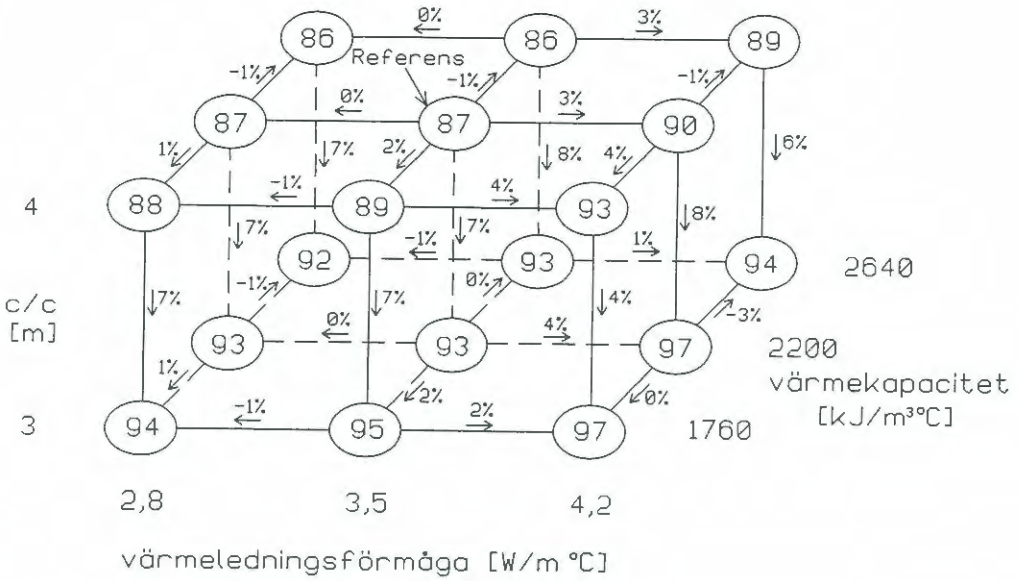
Figur 5.4 Resultat av 3-variabelanalys med variation av centrumavstånd och $\pm 20\%$ ändring av värmeledningsförmåga respektive värmekapacitet för referenslösningen med värmelager i lera. Solvärmekostnaden anges i öre/kWh.

Berg

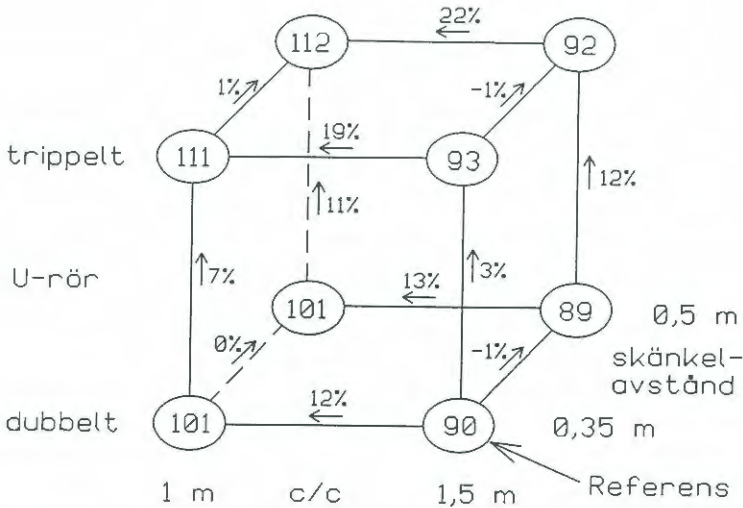
Solvärmekostnaden för referensvärmelösningen med värmelager i berg ökade med ca 7 % genom att minska centrumavståndet från 4 till 3 meter vid i övrigt oförändrade förhållanden, se *Figur 5.5*. Till skillnad från lera påverkas solvärmekostnaden av 20 % ökning av värmeledningsförmågan i berg, 1-4 % högre kostnad erhöles. En minskning av värmeledningsförmågan däremot gav i det närmaste ingen effekt på solvärmekostnaden. Solvärmekostnaden minskade respektive ökade med 0-3 % för 20 % högre värmekapacitet respektive 20 % lägre värmekapacitet.

3. Centrumavstånd (1 m) - U-rör (trippelt) - skänkelavstånd (0,5 m)

Bland dessa variabler påverkas solvärmekostnaden till största delen av centrumavståndet och till viss del av U-rörstypen, medan skänkelavståndets inverkan är i det närmaste obetydlig, se *Figur 5.6*.



Figur 5.5 Resultat av 3-variabelanalys med variation av centrumavstånd och $\pm 20\%$ ändring av värmeledningsförmåga respektive värmekapacitet för referenslösningen med värmelager i berg. Solvärmekostnaden anges i öre/kWh.

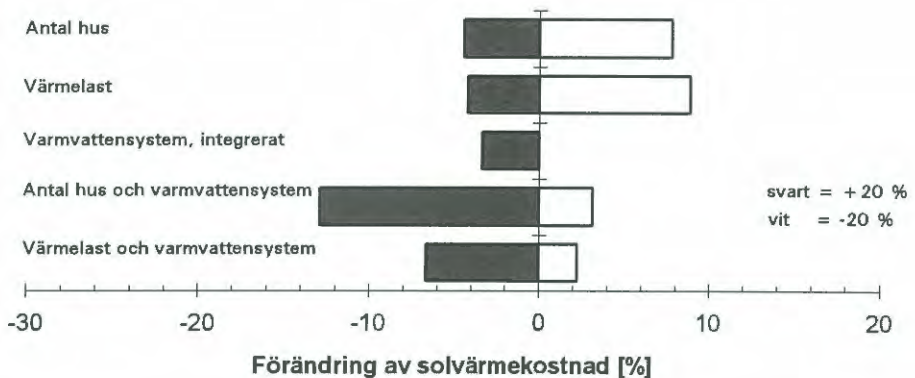


Figur 5.6 Resultat av 3-variabelanalys med variation av centrumavstånd, typ av U-rör och skänkelavstånd för referenslösningen med värmelager i lera. Solvärmekostnaden anges i öre/kWh.

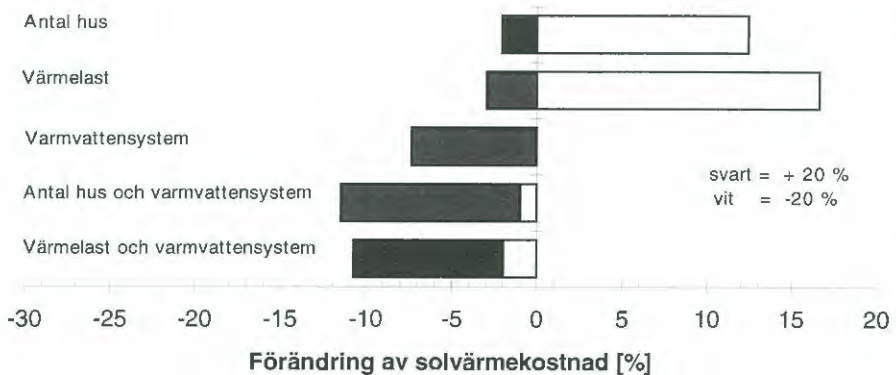
Solvärmekostnaden ökade med 3-12 % för trippelt U-rör jämfört med dubbelt U-rör. En minskning av centrumavståndet ledde som tidigare till högre solvärmekostnad, 12-13 % för dubbelt U-rör och 19-22 % för trippelt U-rör.

Systemparametrar

Simuleringar utfördes med $\pm 20\%$ variation av antalet hus och värmelast i kombination med integrerat varmvattensystem, se *Figur 5.7* och *5.8*.



Figur 5.7 Procentuell förändring av solvärmekostnaden för referenslösningen med värmelager i lera vid variation av olika systemparametrar.



Figur 5.8 Procentuell förändring av solvärmekostnaden för referenslösningen med värmelager i berg vid variation av olika systemparametrar.

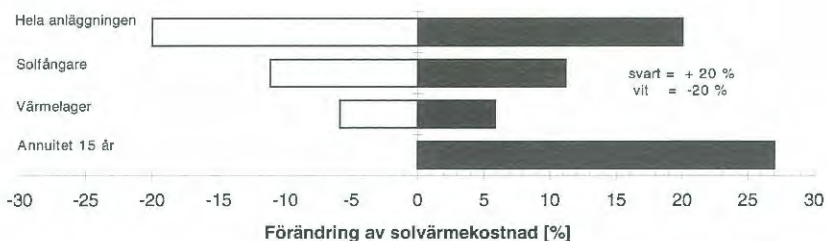
En 20-procentig ökning av antalet hus eller värmelasten har i stort sett samma inverkan på solvärmekostnaden respektive solfaktorn. Det beror på att en förändring av antalet hus leder till en motsvarande förändring av värmelasten. Genom att enskilt öka antalet hus till 240 reducerades solvärmekostnaden med ca 4 % för referenslösningen med ett värmelager i lera och med ca 2 % för referenslösningen med ett värmelager i berg. 20 % ökning av värmelasten resulterade i mellan 3 och 4 % lägre solvärmekostnad för de båda lagertyperna. På samma sätt minskar solfaktorn med 10-15 % för 20 % ökning av antalet hus alternativt värmelasten. Solvärmekostnadens minskning är en följd av att värmebehovet ökar linjärt medan solfaktorn inte reduceras i samma storleksordning (jämför ekvation 2.1).

Integrerat distributionssystem för varmvatten och uppvärmning resulterade i något lägre solvärmekostnad, omkring 3 % för värmelager i lera, vid i övrigt oförändrade förhållanden. Större betydelse av integrerat varmvatten erhöles för värmelager i berg eftersom solvärmekostnaden minskade med ca 7 %. Simuleringarna utfördes emellertid med oförändrad rördimension och med samma kostnadsförutsättningar som för ett separat varmvattensystem. 20 % ökning av antalet hus, i kombination med integrerat varmvattensystem, resulterade i 7-13 % lägre solvärmekostnad för referenslösningarna med markvärmelager.

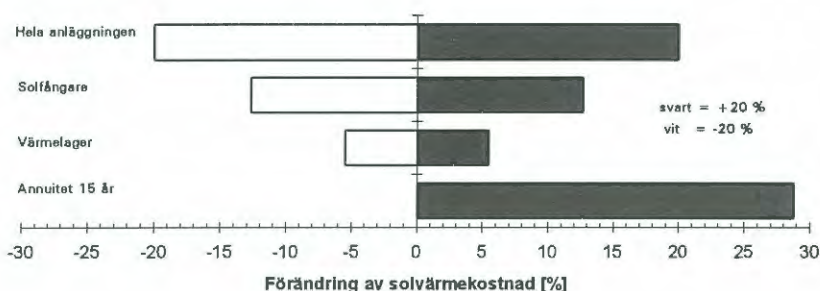
Kostnader

I *Figur 5.9* och *5.10* visas resultat av känslighetsanalysen för den bästa lösningen med ett värmelager i lera respektive värmelager i berg med avseende på olika kostnadsparametrar. Om kostnaden för hela systemet kan reduceras med 20 % blir solvärmekostnaden omkring 0,70 kr/kWh.

Effekten är större för en minskning av solfångarkostnaden jämfört med motsvarande minskning av lagerkostnaden, 11-13 % respektive 5-6 % beroende på lagertyp. Det beror på att solfångarna står för en större andel av solvärmeanläggningens investeringskostnad än markvärmelagret. Beräkningar visar att för ett solvärmsystem med markvärmelager utgör solfångarkostnaden i medeltal 70 % av den totala investeringskostnaden. Annuitet baserad på 15 års avskrivningstid ledde till nära 30 % högre solvärmekostnad jämfört med 25 år för de båda referenslösningarna.



Figur 5.9 Procentuell förändring av solvärmekostnaden för referenslösningen med värmelager i lera vid variation av olika kostnadsparametrar.



Figur 5.10 Procentuell förändring av solvärmekostnaden för referenslösningen med värmelager i berg vid variation av olika kostnadsparametrar.

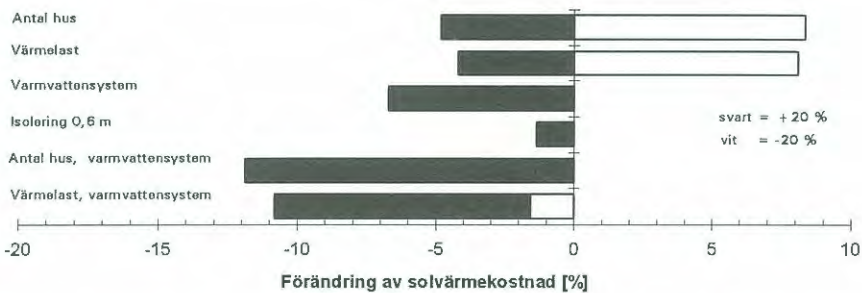
5.2 GROPVÄRMELAGER

Lager- och systemparametrar

Totalt tio simuleringar med den bästa lösningen med ett vattenfyllt gropvärmelager utfördes med referensvärden enligt *Tabell 5.2*. Simuleringarna utfördes med isoleringstjocklek 0,6 meter, $\pm 20\%$ variation av antalet hus respektive värmelast samt integrerat varmvattensystem. Känslighetsstudien utfördes dels genom att variera de olika parametrarna var för sig dels genom att variera två parametrar samtidigt; antalet hus respektive värmelast i kombination med varmvattensystem. Resultatet visas i *Figur 5.11*.

Tabell 5.2 Referensvärden i känslighetsanalysen för ett gropvärmelager.

Parameter	Referensvärden
isolering	0,4 m
antal hus	200 hus
värmelast	1723 MWh/år
varmvatten	separat
solvärmekostnad	0,88 kr/kWh



Figur 5.11 Procentuell förändring av solvärmekostnaden för referenslösningen med gropvärmelager vid variation av olika parametrar.

På samma sätt som för markvärmelager har 20 % ökning av antalet hus alternativt värmelasten, för ett system med gropvärmelager, i princip samma effekt på solvärmekostnaden. Solvärmekostnaden minskade med 4-5 % och solfaktorn med drygt 12 %.

Integrerat varmvattensystem resulterade i en reducering av solvärmekostnaden med ca 7 %, vid i övrigt oförändrade förhållanden. Motsvarande solfaktor ökade med 8 %. Simuleringarna utfördes med samma rördimension och kostnadsförutsättningar som för separat varmvattensystem. Genom att ansätta integrerat varmvattensystem, i stället för separat, erhöles en större mängd distributionsförluster, vid i övrigt oförändrade förutsättningar.

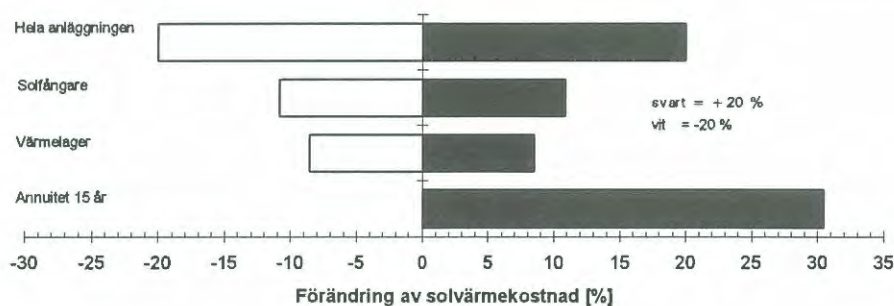
En ökning av isoleringstjockleken från 0,4 till 0,6 meter ledde till 1-2 % lägre solvärmekostnad vid i övrigt oförändrade förhållanden. Solfaktorn ökade med nära 2 % med den större isoleringstjockleken.

Kostnader

I *Figur 5.12* visas hur solvärmekostnaden påverkas vid $\pm 20\%$ variation av kostnaden för hela solvärmeanläggningen, lagret respektive solfångarna. Om kostnaden för hela solvärmesystemet kan reduceras med 20% blir solvärmekostnaden för den bästa lösningen $0,71$ kr/kWh.

Variation av solfångar- respektive lagerkostnaden med $\pm 20\%$ för ett solvärmesystem med gropvärmelager ledde till ca $\pm 11\%$ respektive $\pm 9\%$ ändring av solvärmekostnaden, enligt *Figur 5.12*. Annuitet baserad på 15 års avskrivningstid ledde till ca 30% högre solvärmekostnad jämfört med 25 år.

Gropvärmelager utgör en större andel av investeringskostnaden för en solvärmeanläggning med säsongslager än motsvarande för ett markvärmelager. Däremot är driftskostnaderna i regel lägre för gropvärmelager än för marklager. Beräkningarna visar att för ett solvärmesystem med gropvärmelager utgör investeringskostnaden för solfångare i medeltal 50% av den totala investeringskostnaden. En förändring av solfångar- respektive lagerkostnaden får därmed nästan lika stor inverkan på solvärmekostnaden.



Figur 5.12 Procentuell förändring av solvärmekostnaden för referenslösningen med gropvärmelager vid variation av olika kostnadsparametrar.

Kapitel 6.

Spillvärme och säsongsvärmelager i lera

Även andra värmekällor än solvärme kan anslutas till ett säsongsvärmelager i lös lera. Exempel på alternativa värmekällor kan vara sommarproducerad industriell spillvärme eller överskottsöl omvandlad till termisk värme.

För att bedöma värmekostnaden måste lagringskostnaden och kostnaden för den tillförda lagringsenergin vara känd. Lagringskostnaden omfattar en årlig kapitalkostnad avhängig investeringens storlek och annuitetsfaktorn, en kostnad för säsongsvärmelagrets förluster samt drift- och underhållskostnader. I investeringskostnaden för säsongsvärmelagret ingår all nödvändig utrustning för lagrets drift såsom in- och utmatningssystem, tillkommande shuntgrupper och kulvertsystem mellan lagret och värmekällan respektive värmeförbrukaren. Lagrets temperaturnivå möjliggör direktanslutning mot värmeförbrukaren.

Den specifika värmekostnaden V , kan beräknas ur sambandet:

$$V = (a \cdot I/n) + (F \cdot R) + R \quad [\text{kr/kWh}] \quad (6.1)$$

a = annuitetsfaktor	[-]
I = investeringskostnad	[kr/kWh]
n = antal lageromsättningar	[styck]
F = årlig lagerförlust	[%]
R = värmekostnad före lagring	[kr/kWh]

Annuiteten a ansattes till 0,095 där avskrivning av investeringen omfattar annuiteten 0,08 och drift och underhåll omfattar resterande del 0,015. En annuitetsfaktor på 0,08 motsvarar en avskrivningstid på knappt 25 år vid en realränta på 6 %. Kostnader för säsongsvärmelagrets drift och underhåll uppskattades motsvara en annuitetsfaktor på 0,015, det vill säga 1,5 % av investeringskostnaden.

Investeringskostnaden relateras till energiuttaget från säsongsvärmelagret. Den specifika investeringskostnaden har beräknats till 3-7 kr/kWh för ett värme-lager i lös lera täckande värmebehovet för 200 respektive 50 bostadsenheter. Driftstrategin omfattar laddning under sommaren för att dels täcka vinterns värmebehov utan tillsatsvärme, dels den årliga lagerförlusten. Lagrets volym vid en lageromsättning har därför ökat motsvarande den årliga lagerförlusten vid beräkning av volymberoende investeringskostnad. Den volymspecifika lagerkostnaden inklusive tillkommande systemkostnader beräknades.

Energibehovet per bostadsenhet är uppskattningsvis 10.000 kWh/år. 200 respektive 50 bostadsenheter motsvarar då värmelasten 2000 MWh respektive 500 MWh, vilket kräver en lagervolym på ca 50.000 m³ respektive 15.000 m³ med hänsyn till att lagret även måste rymma 25 % värmeförluster. Den volymspecifika lagerkostnaden uppskattades, med hjälp av Figur 2.6, till 125 kr/m³ för det stora värmelagret och till 225 kr/m³ för det mindre värmelagret.

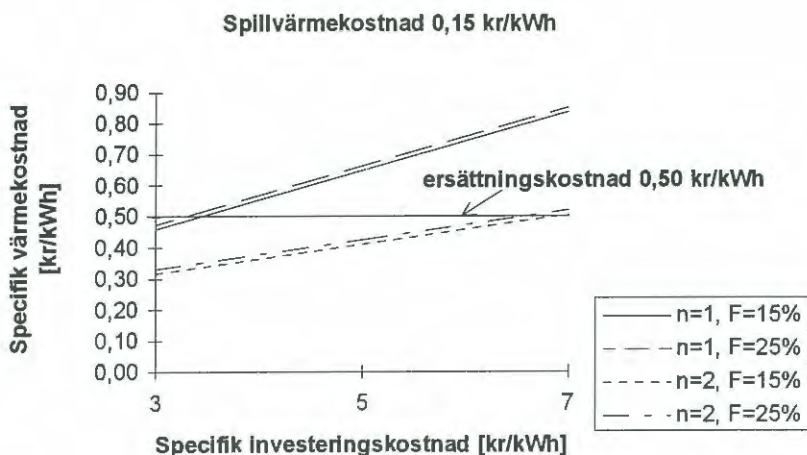
Investeringskostnaden I beräknades därefter som kvoten mellan värmelagrets volymspecifika investeringskostnad och produkten av lerans specifika lagringskapacitet och ett antaget temperatursving i lagret.

$$\begin{array}{lll}
 I = 3 \text{ kr/kWh} & (125 \text{ kr/m}^3 / \Delta T=40 \text{ }^\circ\text{C} / 1 \text{ kWh/m}^3 \text{ }^\circ\text{C}) & 200 \text{ hus} \\
 I = 7 \text{ kr/kWh} & (225 \text{ kr/m}^3 / \Delta T=40 \text{ }^\circ\text{C} / 1 \text{ kWh/m}^3 \text{ }^\circ\text{C}) & 50 \text{ hus}
 \end{array}$$

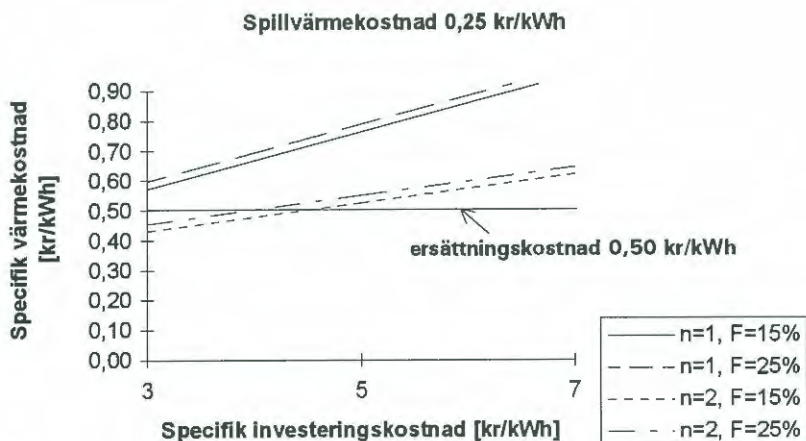
Beräkningsexemplen genomfördes med en respektive två lageromsättningar per år. Det uppsatta driftfallet har en lageromsättning lika med ett då värmeuttaget från lagret separerats laddningsperioden. Om ett värmeuttag även sker under sommarens laddningsperiod kan lageromsättningen möjligen ökas någon tiondel. Vid solbaserad säsongsvärmelagring är den årliga lageromsättningen normalt under 1,5.

Den årliga lagerförlusten F antogs till 15 respektive 25 %. Värme kostnad före lagring R (spillvärmekostnad) ansattes till 0,15 respektive 0,25 kr/kWh inklusive kapitalkostnader. Ersättningskostnad för värme antas till 0,50 kr/kWh, gällande mindre blockcentraler. Kostnadsstegringen för ersatt värme och värme före lagring bedömdes lika.

Den specifika värmekostnaden beräknades som funktion av säsongsvärmelagrets specifika investeringskostnad enligt Figur 6.1 och 6.2. I båda figurerna varierar antalet lageromsättningar och den årliga lagerförlusten. Beräkningarna i Figur 6.1 avser en spillvärmekostnad av 0,15 kr/kWh. I Figur 6.2 redovisas



Figur 6.1 Specifik värmekostnad som funktion av den specifika investeringskostnaden för ett säsongsvärmelager i lera. En spillvärmekostnad av 0,15 kr/kWh har antagits.



Figur 6.2 Specifik värmekostnad som funktion av den specifika investeringskostnaden för ett säsongsvärmelager i lera. En spillvärmekostnad av 0,25 kr/kWh har antagits.

resultaten från beräkningar med en högre spillvärmekostnad, 0,25 kr/kWh.

Den lägsta specifika värmekostnaden är 0,46 kr/kWh, för en lageromsättning. Som framgår av resultatet är säsongvärmelagring av alternativ värme ekonomiskt möjligt vid en specifik investeringskostnad omkring 3 kr/kWh (200 bostadsenheter) och en spillvärmekostnad av 0,15 kr/kWh.

Värmekostnaden är sammansatt av en fast värmekostnad för den alternativa värmen och en lagringskostnad, som i det här fallet är 0,31 kr/kWh. Störst möjlighet att påverka värmekostnaden fås genom att anta en mer gynnsam annuitet eller om investeringskostnaden kan reduceras på grund av en mer kostnadseffektiv lagerkonstruktion (skalfördelar av tilltagande systemstorlek). En lägre annuitet erhålls genom att minska avkastningskravet, det vill säga förlänga avskrivningstiden eller om man kan tillgodoräkna sig en lägre realränta. En teoretisk ökning av antalet lageromsättningar resulterar också i en minskning av värmekostnaden.

Kapitel 7.

Diskussion

Den genomförda studien avser en jämförelse av solvärmesystem med olika typer av säsongslager, uttryckt i solvärmekostnad. Jämförelsen grundar sig inte på en jämförelse av säsongslager för exakt samma prestanda, det vill säga samma effekt- och lagringskapacitet. Den beräknade solvärmekostnaden baseras på de förutsättningar som angivits i Kapitel 2. För en komplett lösning av värmeförsörjningen, med 100 % täckning av energibehovet, tillkommer värmekostnad för tillsatsvärme. I den beräknade solvärmekostnaden har inte heller kostnader för ett lokalt ledningsnät inkluderats.

För att bedöma lönsamheten hos de studerade solvärmealternativen uppskattades alternativkostnaden baserad på traditionell värme, olja alternativt el (utanför fjärrvärme), för 200 lägenheter till 0,45 kr/kWh. Denna kostnad motsvarar i princip rörliga kostnader (bränslekostnad) för en pannanläggning och till mindre del investeringskostnader. Solvärmekostnaden beräknades till omkring 0,90 kr/kWh oberoende av typ av säsongslager, vilket innebär att säsongslagring av solvärme i dagsläget inte är lönsamt. Värmekostnaden för traditionell värme omfattande fossila bränslen alternativt el förväntas dock öka i framtiden till fördel för miljövänliga alternativ däribland solvärme. Säsongslagring av spillvärme kan under vissa förutsättningar vara lönsamt.

IEA-studie

I en IEA-studie (International Energy Agency) redovisas teoretisk solvärmekostnad för olika systemstorlekar och platser i Europa och Nordamerika (Dalenbäck 1990). En jämförelse för motsvarande solfaktorer och säsongslager visar att lägre solvärmekostnad erhöles i IEA-studien jämfört med denna studie. Simuleringar för 200 hus i Helsingfors resulterade i en solvärmekostnad omkring 65 USD/MWh för gropvärmelager och ca 75 USD/MWh för marklager räknat i 1990-års priser. Omräknat till 1995-års prisnivå blir solvärmekostnaden ca 0,55 kr/kWh och ca 0,65 kr/kWh för gropvärmelager respektive marklager (svenskt totalbyggindex). Den lägre solvärmekostnaden förklaras delvis med att en lägre realränta (5 %) användes vid annuitetsberäkningen. Vidare omfattar redovisade solvärmekostnader i IEA-studien inte driftskostnader.

Kostnader

Solvärmeanläggningar förknippas med höga investeringskostnader och låga driftskostnader. Den rörliga kostnaden för en solvärmeanläggning med säsongslager är emellertid svår att bedöma på grund av begränsade driftserfarenheter från byggda anläggningar. Demonstrationsanläggningar med säsongslagring av solvärme är ett medel för att verifiera systemens funktion och kostnader. Utvärdering av fullskaleanläggningar förväntas leda till reducerade kostnader för framtida anläggningar, inte minst erhålls erfarenheter för att minska system- och installationskostnader.

Bufferttank

Simuleringarna omfattade inte en bufferttank i systemet, men kostnaden för en bufferttank har ändå inkluderats i kostnadsberäkningarna för system med markvärmelager. I normalfallet är det fördelaktigt att komplettera säsongslagret med en bufferttank för korttidslagring. Inverkan av en bufferttank i systemet kan till exempel undersökas med programmet TRNSYS.

Känslighetsanalys

En känslighetsstudie med avseende på systemparametrar och kostnader visade att en reducering av investeringskostnaden är av störst betydelse för att minska solvärmekostnaden. En variation av olika systemparametrar påverkade solvärmekostnaden endast marginellt. Känslighetsanalysen utfördes endast för den systemlösning som uppvisade den lägsta solvärmekostnaden med respektive typ av säsongslager. Möjligen kan lägre solvärmekostnad erhållas för en annan systemlösning för motsvarande parametervariationer.

Möjligheter till kostnadsreducering

En tillbakablick visar att solvärmekostnaden för stora anläggningar halverats sedan början av 1980-talet (Zinko och Dalenbäck et al 1993). En reducering av investeringskostnaden för solfångare förväntas främst genom en omställning till industriell produktion och/eller prestandaförbättringar, till exempel genom utveckling av absorbatortor. En lovande kostnadseffektiv teknik är takintegrerade solfångare och solfångare kompletterade med reflektorer. Potentialen för en reducering av investeringskostnaden för markvärmelager bedöms som lägre än för gropvärmelager och solfångare.

Olika lösningar för värmelagring i gropmagasin har demonstrerats i flera anläggningar sedan 1970-talet. Groplagertekniken ställer stora krav på ingående material med avseende på täthet och beständighet vid hög temperatur. En potential för kostnadsreducering finns om olika funktioner, till exempel isolering och

tätskikt, kan integreras i samma konstruktionsdel. Andra möjligheter att reducera kostnaden är att utveckla lockkonstruktionen eller att utnyttja prefabricerade element.

I Sverige har flera anläggningar med värmelager i berg byggts på kommersiell bas, ofta med koppling till värmepump. Flera anläggningar med värmelagring i lera har byggts för lagring vid medelhöga temperaturer. Värmelagring i lera vid hög temperatur (70 °C) har undersökts i pilotskala med lovande resultat (Gabrielson et al 1995). Marklagertekniken bygger på enkel beprövad teknik och driftssäkerheten bedöms som god. En betydande andel av investeringskostnaden för markvärmelager består av kostnader för installation av markvärmeväxlare, borrarbeten, rördragning och rör/slang. Genom att utveckla installationstekniken och förbättra markvärmeväxlarnas värmeöverföringskapacitet kan dessa kostnader reduceras.

Investeringsstöd

För närvarande erhålls statligt investeringsstöd för mindre solfångaranläggningar (enstaka villor och flerbostadshus). Stödet som handläggs av Boverket beräknas utifrån schablonvärden i kronor per kvadratmeter solfångare alternativt per lägenhet. Det får inte överstiga det lägsta av beloppen; 25 % av investeringskostnaden (solvärmeinstallation inklusive ackumulatortank för korttidslagring) eller 625.000 kr. En preliminär uppskattning av det finansiella stödet enligt dessa kriterier innebär att solvärmekostnaden reduceras med ca 5 öre/kWh och 10-15 öre/kWh för en solvärmeanläggning med värmelager i lera omfattande 200 respektive 50 lägenheter. Det finansiella stödet räcker inte för att säsongslagring av solvärme skall uppnå lönsamhet.

Medel för teknikutvecklingsprojekt kan erhållas från Nutek. Stödet omfattar även större anläggningar. Förutom nationella stödformer finns möjligheter till finansiering och internationellt samarbete för forskning och demonstration inom EU.

Framtid

I ett perspektiv med fortsatta satsningar på forskning och utveckling och med ökande värmekostnad för traditionell energianvändning bör säsongslagrad solvärme kunna bli ett konkurrenskraftigt alternativ. De senaste årens låga aktivitet inom byggsektorn har också hämmat spridningen av alternativa värmeförsörjningsanläggningar. Genom att betona värmeförsörjning baserad på förnybara lokala energikällor, till exempel som resultat av kommunernas Agenda 21 arbete, underlättas införandet av säsongslagrad solvärme. Större allmänt miljömedvetande kan leda till att den något högre solvärmekostnaden i vissa fall kan accepteras.

Kapitel 8.

Slutsatser

Från simuleringsresultat och beräkningar av solvärmekostnaden dras följande slutsatser:

- *Säsongslagring av solvärme är i dagsläget inte konkurrenskraftigt vid en jämförelse med konventionell värmeförsörjning.*

Beräkningarna visar att solvärmekostnaden för en systemstorlek av 200 lägenheter måste reduceras med 45-50 % för att säsongslagring av solvärme ska utgöra ett konkurrenskraftigt alternativ till traditionell värmeförsörjning.

För att kunna göra en bedömning av framtida förutsättningar för solvärme med säsongsvärmelager bör innevarande studie kompletteras med bedömda framtida (utveckling av teknik och marknad) kostnader för solfångare och värmelager. En sådan studie skulle ge lägre värmekostnader än de som presenteras här. Denna studie beskriver dagsläge med avseende på värmekostnader. Med dagens teknik och marknad uppvisar solvärmesystem med säsongsvärmelager 1,5-2 gånger högre kostnader än motsvarande system med korttidslager.

Investeringskostnaden för en solvärmearläggning är hög medan, driftskostnaderna är låga. Driftskostnaden motsvarar uppskattningsvis 10-15 % av den totala solvärmekostnaden beroende på säsongslagersystem. Investeringskostnaden för ett markvärmelager i lera eller berg utgör en lägre andel av den totala anläggningskostnaden än motsvarande för ett vattenfyllt gropvärmelager, i medeltal 30 respektive 50 %.

- *Värmekostnaden för en solvärmeanläggning är ungefär densamma oberoende av om säsongsvärmelagret består av ett värmelager i lera, värmelager i berg eller ett vattenfyllt gropvärmelager. Val och utformning av en anläggning för säsongslager avgörs av de geologiska förhållandena i området.*

Solvärmekostnaden beräknas till omkring 0,90 kr/kWh, för 200 lägenheter, för de studerade alternativen av säsongslager. Solfaktorn spänner över intervallet 64-76 % beroende av typ av säsongslager.

Solvärmekostnaden för 50 lägenheter beräknas till omkring 1,30 kr/kWh med solfaktor 66-70 % med ett värmelager i lera alternativt vattenfyllt gropvärmelager.

- *Förhållandet mellan lagervolym och solfångararea för ett värmelager i lera uppskattas till 3-6 (m³/m²) med hänsyn till låg solvärmekostnad.*

Intervallet för volym/area-förhållandet är något större jämfört med en internationell studie, där faktor 4-5 anges (Dalenbäck 1990). Motsvarande faktor för värmelager i berg erhöles i intervallet 16-23 m³/m², vilken kan jämföras med uppskattat värde 6-7 enligt nämnda studie. En förklaring till högre volym/areaförhållande är troligen att centrumavstånd 2,5 meter mellan borrhålen har använts (jämför 4 meter), det vill säga lagret har kunnat göras mer kompakt. Enligt samma studie ligger det optimala förhållandet mellan volymen för ett gropvärmelager och solfångararean mellan 2-3 (m³/m²). Detta överensstämmer med simuleringsresultaten i denna studie som visade att lägre faktor, närmare 1, också är möjlig.

- *En reduktion av investeringskostnaden är av störst betydelse för att minska solvärmekostnaden.*

Känslighetsstudien visar att ± 20 % förändring av olika konstruktions- och systemparametrar för de mest lönsamma systemen, med respektive typ av lagersystem, har liten inverkan på solvärmekostnaden.

Den totala investeringskostnaden för en solvärmeanläggning med markvärmelager påverkas mera av en reduktion av investeringskostnaden (procentuellt) för solfångarna jämfört med motsvarande reduktion för säsongslagret. För en solvärmeanläggning med gropvärmelager har en reduktion av investeringskostnaden för säsongslagret alternativt solfångarna samma effekt på den totala investeringskostnaden.

- *Säsongslagring av spillvärme i ett värmelager i lera kan vara ett lönsamt alternativ.*

En anläggning med säsongslagring av spillvärme förutsätter att spillvärme finns tillgänglig i sådan mängd och temperatur att lagring blir intressant och att spillvärmekostnaden är acceptabel. Beräkningar av värmekostnaden visar att säsongsvärmelagring av alternativ värme är ekonomiskt möjligt vid en specifik investeringskostnad omkring 3 kr/kWh (200 bostadsenheter) och en spillvärmekostnad av 0,15 kr/kWh.

Referenser

- Dalenbäck, J-O. (1990).** Central solar heating plants with seasonal storage - Status Report. International Energy Agency, task VII (Dept. of Building Services Engineering, Chalmers University of Technology, Gothenburg, Sweden), D14:1990. Byggforskningsrådet, Stockholm.
- Dalenbäck, J-O. (1993).** Solar heating with seasonal storage. Some aspects of the design and evaluation of systems with water storage, Document D21:1993. Department of Building Service Engineering, Chalmers tekniska högskola, Göteborg.
- Eriksson, L., Zinko, H., Hahn, T. (1991).** Gropmagasin som värmelager med rostfri tunnplåtliner i Malung, Studsvik/ED-91/5. Studsvik AB, Studsvik.
- Gabrielsson, A., Bergdahl, U., Leht mets, M., Moritz, L. (1995).** Försöksfält för värmelagring -Driftsrapport 3 1992-02-03 — 1994-12-31, SGI Varia 376. Statens geotekniska institut, Linköping.
- Hellström, G. (1989:1).** Heat storage in the ground, duct ground heat storage model, manual for computer code. Inst. för Matematisk fysik, Lunds universitet, Lund.
- Hellström, G. (1989:2).** Heat storage in the ground, PC programs for ground heat systems. Inst. för Matematisk fysik, Lunds universitet, Lund.
- Leht mets, M., Bergenståhl, L., Gabrielsson, A. (1992).** Försöksfält för värmelagring - Byggnationsrapport, SGI Varia 372. Statens geotekniska institut, Linköping.
- Magnusson, C. m fl (1992).** Värmelager i lera - Utvärdering Söderköping, R21:1992. Byggforskningsrådet, Stockholm.
- Mazzarella, L. (1989).** Central solar heating plants with seasonal storage - the MINSUN simulation program application and user's guide. International Energy Agency, task VII. Politecnico di Milano - Dipart. di Energetica, Milano, Italien.

- Nordell, B. (1994).** Borehole heat store design optimization, Doctoral thesis 1994:137 D. Division of Water Resources Engineering, Tekniska högskolan i Luleå, Luleå.
- Sundberg, J. (1991).** Termiska egenskaper i jord och berg, Information 12. Statens geotekniska institut, Linköping.
- Zinko, H., Dalenbäck, J-O et al (1993).** Byggforskningsrådets programgrupp för solvärmeteknik. Solvärmeteknik - Underlag för treårsplanen 1993-1996, G4:1993. Byggforskningsrådet, Stockholm.

Bilaga I

Indata vid simuleringar och utskrift av GHE-program

Indata i Minsun vid simulering av de mest lönsamma systemlösningarna med respektive typ av säsongslager.

COMMON

COMMON INPUT PARAMETERS	
— Site Parameters —	
Latitude (positive North Emisphere) [degrees]	57.7
Longitude (positive East to Greenwich [deg.]	18
— Collector Array Operating Temperatures —	
1° Fluid Mean Temperature [°C]	20
2° Fluid Mean Temperature (>= T1) [°C]	40
3° Fluid Mean Temperature (>= T2) [°C]	60
4° Fluid Mean Temperature (>= T3) [°C]	80
5° Fluid Mean Temperature (>= T4) [°C]	100
— Degrees Hours Load Model Parameters —	
Load Switch-Off Temperature [°C]	15
Indoor Air Temperature [°C]	20
— Numerical Simulation Parameters —	
Starting Day Number (1 + 365)	1
Beam Radiation Data Available (Yes=0; No=1)	0
— Array Configuration —	
Number of Different Parallel Arrays (1 + 4)	1
1° Area Ratio (Array 1 Surf./ Tot.Surf.)	1
2° Area Ratio (Array 2 Surf./ Tot.Surf.)	0
3° Area Ratio (Array 3 Surf./ Tot.Surf.)	0
4° Area Ratio (Array 4 Surf./ Tot.Surf.)	0

GH SHAL.PO

ESC> TO EXI

COMMON DATA FLAT PLATE SALT POND EVAC.TUBE CENTR.REC. PAR.TROUGH SHAL.PO

FLAT PLATE COLLECTOR ARRAY				
System Switch (0 = NO ; 1 = YES)	1			
	1° ARRAY	2° ARRAY	3° ARRAY	4° ARRAY
Optical Efficiency ($\tau \cdot \alpha$)	.75	0	0	0
L.Heat Loss Coefficient [W/m ² K]	3	0	0	0
Q.Heat Loss Coefficient [W ² /m ⁴ K ²]	0	0	0	0
Incident Angle Modifier Coeffic.	.12	0	0	0
Collector Tilt Angle (0=Hor.) [°]	27	0	0	0
Collector Azimut Angle (0=S) [°]	0	0	0	0
Ground Reflectance Coefficient	0	0	0	0
Array Effects Coefficient	.95	0	0	0

RUN OPTIONS COLLECTORS STORAGE LOADS AUXILIARY TAP WATER COSTS

HEATING PERIOD AND SIMULATION OPTIONS	
— Heating Period and Others Parameters —	
First Day of Heating Season (1+365)	181
Last Day of Heating Season (1+365)	180
Max Permitted Number of Simulation Cycles (2+10)	5
Report Option :	3
(0=None ; 1=Montly ; 2=M+Weekly ; 3=M+W+Daily)	

SOLAR COLLECTORS SUBSYSTEM	
Physical Parameters	
Area [m ²]	4400
Distribution Network Length [m]	100
Pipe Diameter [m]	.1
Thermal Conductivity Pipe Insulation [W/m·K]	.04
Fix Insulation Thickness [m]	.02
Diameter Dependent Insulation Thickness [m/m]	.1
Surroundings	
Earth Temperature [°C]	8
Control Strategy Curve Parameters	
Max allowable temperature difference between inflow and outflow (middle bound) [°C]	50
Max outflow temperature (lower bound) [°C]	120
Max outflow temperature (upper bound) [°C]	120
Normal Mass Flow Rate [kg/s·m ²]	.005
Max Mass Flow Rate [kg/s·m ²]	.005
Simulation Parameter (Only for Duct)	
Max N° of Permitted Iterations in S.C.Loop (2+10)	8

<ESC> to exit

DUCT STORAGE SUBSYSTEM						
Storage Parameters				Simulation Parameters		
Storage Material Volume [m ³]	20000			Max Simulation Time [y]		8
Storage Volume Height [m]	20			N° Preheating Cycles		2
Stor. Upper Surface Depth [m]	1			Max Preh.Stor. Temperat. [°C]		60
Thermal Conductivity [W/K·m]	1			Max Temp. Diff. (Preh-Actual)		1
Ther.Resist.Fluid/Soil [m·K/W]	.03			Max Avg Stor.Temp. Change [°C]		25
N° of Bore Holes	444			Max Permitted Stor. Temp. [°C]		100
Bore Hole Radius [m]	.12			N° Layers of Soil		1
Insulation Thickness [m]	.4			Initial Condition		
Insul. Ther. Conduct. [W/K·m]	.05			Top Storage Temperature [°C]		35
No/Cover/Overlay Opt. (0/1/2)	2			Bot.Storage Temperature [°C]		35
Side Cover % or Overlay/Height (Opt. 1)	.25			Ground Surface Temperat. [°C]		8
	(Opt. 2)			Ground Temp. Gradient [°C/m]		0.02
Ground Layers						
N°	Conduct. [W/K·m]	Capacity [kJ/K·m ³]	Thickness [m]	N°	Conduct. [W/K·m]	Capacity [kJ/K·m ³]
1	1	3300	400	6		
2				7		
3				8		
4				9		
5				10		

DUCT STORAGE SUBSYSTEM						
Storage Parameters				Simulation Parameters		
Storage Material Volume [m ³]	100000			Max Simulation Time [y]		8
Storage Volume Height [m]	100			N° Preheating Cycles		2
Stor. Upper Surface Depth [m]	4			Max Preh.Stor. Temperat. [°C]		60
Thermal Conductivity [W/K·m]	3.5			Max Temp. Diff. (Preh-Actual)		1
Ther.Resist.Fluid/Soil [m·K/W]	.04			Max Avg Stor.Temp. Change [°C]		25
N° of Bore Holes	63			Max Permitted Stor. Temp. [°C]		100
Bore Hole Radius [m]	.06			N° Layers of Soil		2
Insulation Thickness [m]	0			Initial Condition		
Insul. Ther. Conduct. [W/K·m]	1			Top Storage Temperature [°C]		35
No/Cover/Overlay Opt. (0/1/2)	2			Bot.Storage Temperature [°C]		35
Side Cover % or Overlay/Height (Opt. 1)	.25			Ground Surface Temperat. [°C]		8
	(Opt. 2)			Ground Temp. Gradient [°C/m]		.02
Ground Layers						
N°	Conduct. [W/K·m]	Capacity [kJ/K·m ³]	Thickness [m]	N°	Conduct. [W/K·m]	Capacity [kJ/K·m ³]
1	1	3000	4	6		
2	3.5	2200	1000	7		
3				8		
4				9		
5				10		

SOLAR COLLECTORS SUBSYSTEM	
Physical Parameters	
Area [m ²]	3400
Distribution Network Length [m]	100
Pipe Diameter [m]	.1
Thermal Conductivity Pipe Insulation [W/m·K]	.04
Fix Insulation Thickness [m]	.02
Diameter Dependent Insulation Thickness [m/m]	.1
Surroundings	
Earth Temperature [°C]	8
Control Strategy Curve Parameters	
Max allowable temperature difference between inflow and outflow (middle bound) [°C]	1
Max outflow temperature (lower bound) [°C]	90
Max outflow temperature (upper bound) [°C]	110
Normal Mass Flow Rate [kg/s·m ²]	.003
Max Mass Flow Rate [kg/s·m ²]	.003
Simulation Parameter (Only for Duct)	
Max N° of Permitted Iterations in S.C.Loop (2+10)	8

<ESC> to exit

CAVE STORAGE SUBSYSTEM							
Storage Parameters							
Storage Material Volume [m ³]	6500	Insul. Ther. Conduct. [W/K·m]	0.05				
Storage Volume Height [m]	10	Simulation Parameters					
Stor. Upper Surface Depth [m]	1	Max Simulation Time [y]	8				
Thermal Conductivity [W/K·m]	.6	N° Preheating Cycles	2				
Thermal Capacity [kJ/K·m ³]	4186	Max Preh.Stor. Temperat. [°C]	80				
Daily Fluid Volume Change [%]	.25	Max Temp. Diff. (Preh-Actual)	1				
Dispersion Length [m]	0	Max Avg Stor.Temp. Change [°C]	1				
Power for Darcy's Flow	1	N° Layers in Surrounding Ground	1				
Insulation Thickness [m]	.4	Initial Condition					
TOP Insulat. Thickness [%]	100	Avg Storage Temperature [°C]	50				
SIDE Insulat. Thickness [%]	50	Ground Surface Temperat. [°C]	8				
BOTTOM Insulat. Thickness [%]	0	Ground Temp. Gradient [°C/m]	.02				
Surrounding Ground Layers							
N°	Conduct. [W/K·m]	Capacity [kJ/K·m ³]	Thickness [m]	N°	Conduct. [W/K·m]	Capacity [kJ/K·m ³]	Thickness [m]
1	2	2700	400	6			
2				7			
3				8			
4				9			
5				10			

RUN OPT

COSTS

HOUSE LOAD - DISTRICT HEATING SUBSYSTEM	
----- House Load Parameters -----	
Number of Houses	20
Heat Loss Area per House [m ²]	1400
Overall Heat Transfer Coefficient [W/m ² ·K]	.4
Indoor Temperature [°C]	20
Internal Heat Gains per House [W]	2000
Tap Water Power per House [W]	4000
----- District Heating System Parameters -----	
System Type (3 = 3 way valve ; 4 = 4 way)	3
Auxiliary Boiler Seasonal Efficiency	.8
Distribution Network Length [m]	100
Pipe Diameter [m]	.1
Insulation Thickness [m]	.05
Thermal Conductivity Pipe Insulation [W/m·K]	0.040
----- Delivery Temperature Curve -----	
Constant Part [°C]	25
Slope Coefficient	.15
Break Point (Ambient) Temperature [°C]	20
----- Return Temperature Option -----	
Return Temperature Option (1= Fix ; 2= T.Dif)	2
Return Temperature or Temp. Difference [°C]	5

ESC> to exit

RUN OPTIONS COLLECTORS STORAGE LOADS AUXILIARY TAP WATER COSTS

TAP WATER - DISTRIBUTION NETWORK SUBSYSTEM	
----- Distribution System Parameters -----	
System Type (3 = 3 way valve ; 4 = 4 way)	3
Auxiliary Boiler Seasonal Efficiency	.8
Distribution Network Length [m]	100
Pipe Diameter [m]	.1
Insulation Thickness [m]	.05
Thermal Conductivity Pipe Insulation [W/m·K]	0.040
----- Delivery Temperature Curve -----	
Constant Part [°C]	50
Slope Coefficient	0
Break Point (Ambient) Temperature [°C]	0
----- Return Temperature Option -----	
Return Temperature Option (1= Fix ; 2= T.Dif)	2
Return Temperature or Temp. Difference [°C]	25

<ESC> to exit

Utskrift av GHE-program.

GROUND HEAT STORAGE - Heat transfer capacity of Ground Heat Exchangers (GHE)

INPUT PARAMETER VALUES

Storage volume	50000.0
Thermal conductivity of the ground	1.000
GHE type	Double U
GHE pattern	Quadratic
GHE active length	20
GHE spacing	2.000
Thermal resistance fluid/ground	0.1168
U-pipe radius	0.0125
U-pipe shank spacing	0.35

Thermal resistance	0.260 K/(W/m)
Cross-sectional area	4.000 m ²
Heat transfer length	1.020 m
Vol. heat transfer capacity	0.961 W/(m ³ K)
Total heat transfer capacity	48.052 kW/K
Number of GHE	625

F1 Help

F2 F4 F5

ESC to qui

Thermal resistance between fluid and ground

Pipe: Outer radius	0.0125
Pipe: Inner radius	0.01
Pipe: Thermal conductivity	0.400
Contact resistance pipe/ground	0.0200
Volumetric flow rate	0.00010
Reference temperature	50

Thermal resistances

Fluid/pipe	0.0080 K/(W/m)
Pipe material	0.0888 K/(W/m)
Contact pipe/ground	0.0200 K/(W/m)
Total	0.1168 K/(W/m)
Reynolds number	11552

F3 Export value

F10 to retur

GROUND HEAT STORAGE - Heat transfer capacity of Ground Heat Exchangers (GHE)

INPUT PARAMETER VALUES	
Storage volume	50000
Thermal conductivity of the ground	1
GHE type	Borehole
GHE pattern	Quadratic
GHE active length	20
GHE spacing	2
Thermal resistance fluid/ground	0.0281
Borehole radius	0.12

Thermal resistance	0.267 K/(W/m)
Cross-sectional area	4.000 m ²
Heat transfer length	1.033 m
Vol. heat transfer capacity	0.937 W/(m ³ K)
Total heat transfer capacity	46.866 kW/K
Number of GHE	625

F1 Help

F2 F4 F5

ESC to qui

Thermal resistance between fluid and ground

Pipe: Inner radius	0.029
Pipe: Outer radius	0.0315
Pipe: Thermal conductivity	0.200
Liner: Inner radius	0.12
Liner: Outer radius	0.12
Liner: Thermal conductivity	0.400
Filling: Thermal conductivity	0.600
Contact resistance filling/ground	0.0200
Volumetric flow rate	0.0011
Reference temperature	50

Inner fluid/pipe	0.0027 K/(W/m)
Pipe material	0.0658 K/(W/m)
Pipe/Outer fluid	0.0688 K/(W/m)
Outer fluid/Liner	0.0081 K/(W/m)
Lining material	0.0000 K/(W/m)
Filling material	0.0000 K/(W/m)
Contact filling/ground	0.0200 K/(W/m)
Total outer fluid/ground	0.0281 K/(W/m)
Reynolds number: Inner pipe	43817
Reynolds number: Annulus	8387

F3 Export value

F10 to retur

Bilaga 2

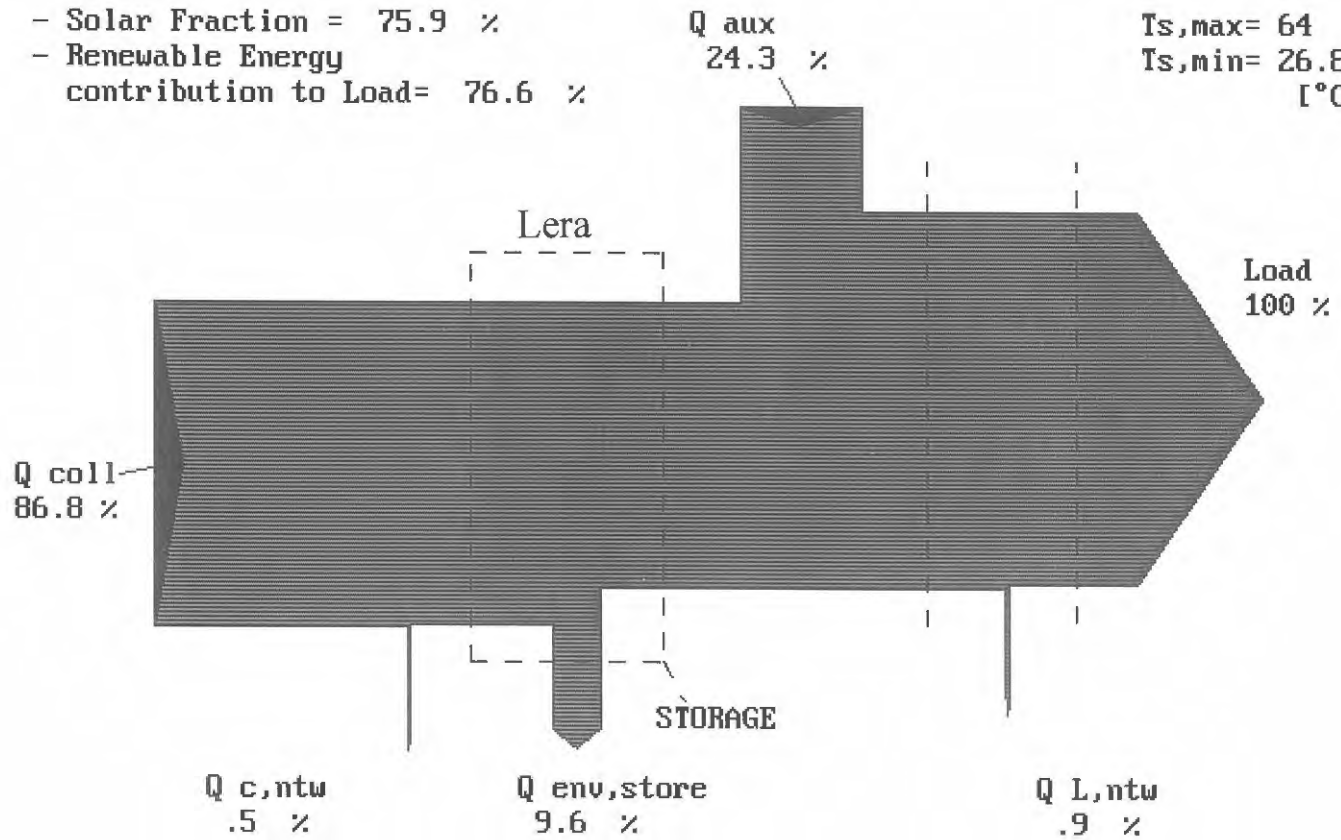
Simuleringsresultat för de mest lönsamma systemlösningarna

SYSTEMSTUDIE SOLVÄRMESYSTEM																							
Generella data																							
Antal hus		Värmelast										Golvvärm											
200		1723 MWh/år										Separat varmvattensystem											
50		431 MWh/år																					
Solfångare och värmelager i lera																							
Värmeledningsförmåga		1 W/m°C										Dubbelt U-rör											
Värme kapacitet		3300 kJ/m³°C										"Borrhålsradie" 0,12 m											
Lagerdjup		20 m										Termiskt motstånd 0,03 °C/(W/m)											
Nr	Hus	Solf.	Lager	Borrhål	ca c/c	Isol.	Min. lager	Max. lager	Värme Solf.	Lager- förlust	Värme från Lagret	Tillsats	Distr. förlust	Totalt behov	Energi husen	Sol- faktor	Kostnad för		Total Inv.	Annuitet Inv.	Annuitet Drift	Annuitet Inv. + drift	
		(m²)	(m²)	(m)	(m)	(°C)	(m)	(m)	(°C)	(MWh/år)	(MWh/år)	(MWh/år)	(MWh/år)	(MWh/år)	(MWh/år)	(MWh/år)	(%)	(kr/kWh)	(kr/kWh)	(kr/kWh)	(öre/kWh)	(öre/kWh)	(öre/kWh)
101	200	4400	20000	444	1,50	0,40	27	64	1497	162	1321	419	17	1740	1723	76	6,4	3,4	9,8	76,4	13,3	89,7	
102	50	1000	5000	111	1,50	0,40	26	58	365	60	296	152	17	448	431	66	7,5	7,1	14,6	114,4	21,6	136,0	
Solfångare och borrhålslager i berg																							
Värmeledningsförmåga		3,5 W/m°C										Borrhålsradie 0,06 m											
Värme kapacitet		2200 kJ/m³°C										Termiskt motstånd 0,04 °C/(W/m)											
Lagerdjup		100 m																					
Nr	Hus	Solf.	Lager	Borrhål	ca c/c	Djup	Min. lager	Max. lager	Värme Solf.	Lager- förlust	Värme från Lagret	Tillsats	Distr. förlust	Totalt behov	Energi husen	Sol- faktor	Kostnad för		Total Inv.	Annuitet Inv.	Annuitet Drift	Annuitet Inv. + drift	
		(m²)	(m²)	(m)	(m)	(m)	(°C)	(°C)	(°C)	(MWh/år)	(MWh/år)	(MWh/år)	(MWh/år)	(MWh/år)	(MWh/år)	(MWh/år)	(%)	(kr/kWh)	(kr/kWh)	(kr/kWh)	(öre/kWh)	(öre/kWh)	(öre/kWh)
103	200	4400	100000	63	4	100	30	41	1658	495	1205	536	17	1741	1723	69	7,0	3,0	10,1	78,8	8,1	86,9	
Solfångare och vattenfylt groplager																							
		vatten										jord											
Värmeledningsförmåga		3,5 W/m°C										Lagerdjup 400 m											
Värme kapacitet		2200 kJ/m³°C										Isoleringsgrad lagersidan 10 m											
												50 %											
Nr	Hus	Solf.	Lager	Isol.	Min. lager	Max. lager	Värme Solf.	Lager- förlust	Värme från Lagret	Tillsats	Distr. förlust	Totalt behov	Energi husen	Sol- faktor	Kostnad för		Total Inv.	Annuitet Inv.	Annuitet Drift	Annuitet Inv. + drift			
		(m²)	(m²)	(m)	(°C)	(°C)	(°C)	(MWh/år)	(MWh/år)	(MWh/år)	(MWh/år)	(MWh/år)	(MWh/år)	(MWh/år)	(%)	(kr/kWh)	(kr/kWh)	(kr/kWh)	(öre/kWh)	(öre/kWh)	(öre/kWh)		
104	200	3400	6500	0,40	23	89	1259	138	1115	625	17	1741	1723	64	6,1	4,8	10,8	84,7	3,0	87,8			
105	50	1000	2500	0,40	23	85	392	70	316	132	17	448	431	70	7,0	9,0	16,0	125,5	3,5	129,0			

ANNUAL ENERGY FLOW

- Solar Fraction = 75.9 %
- Renewable Energy contribution to Load = 76.6 %

Ts,max= 64
Ts,min= 26.8
[°C]



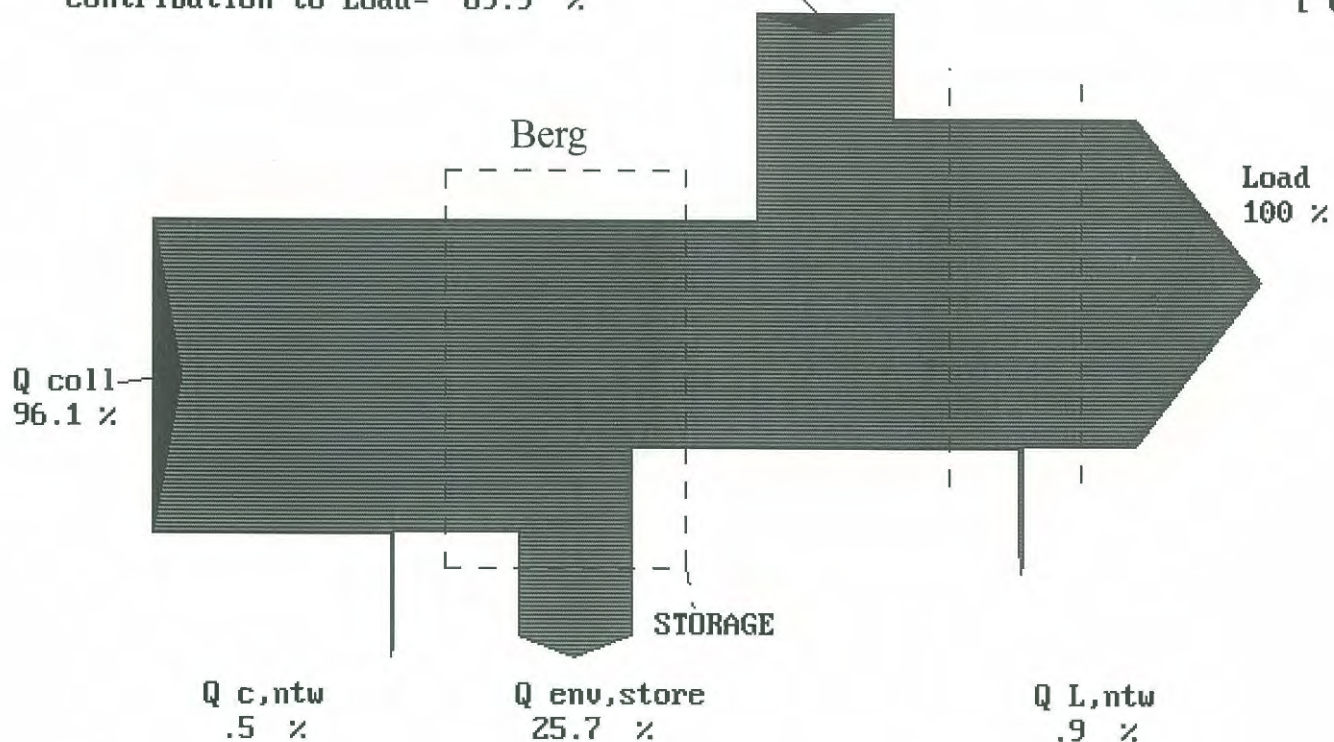
Load (Annual End User Energy Requirement) = 1723.3 MWh

ANNUAL ENERGY FLOW

- Solar Fraction = 69.2 %
- Renewable Energy contribution to Load = 69.9 %

Q aux
31 %

Ts,max = 40.8
Ts,min = 29.6
[°C]

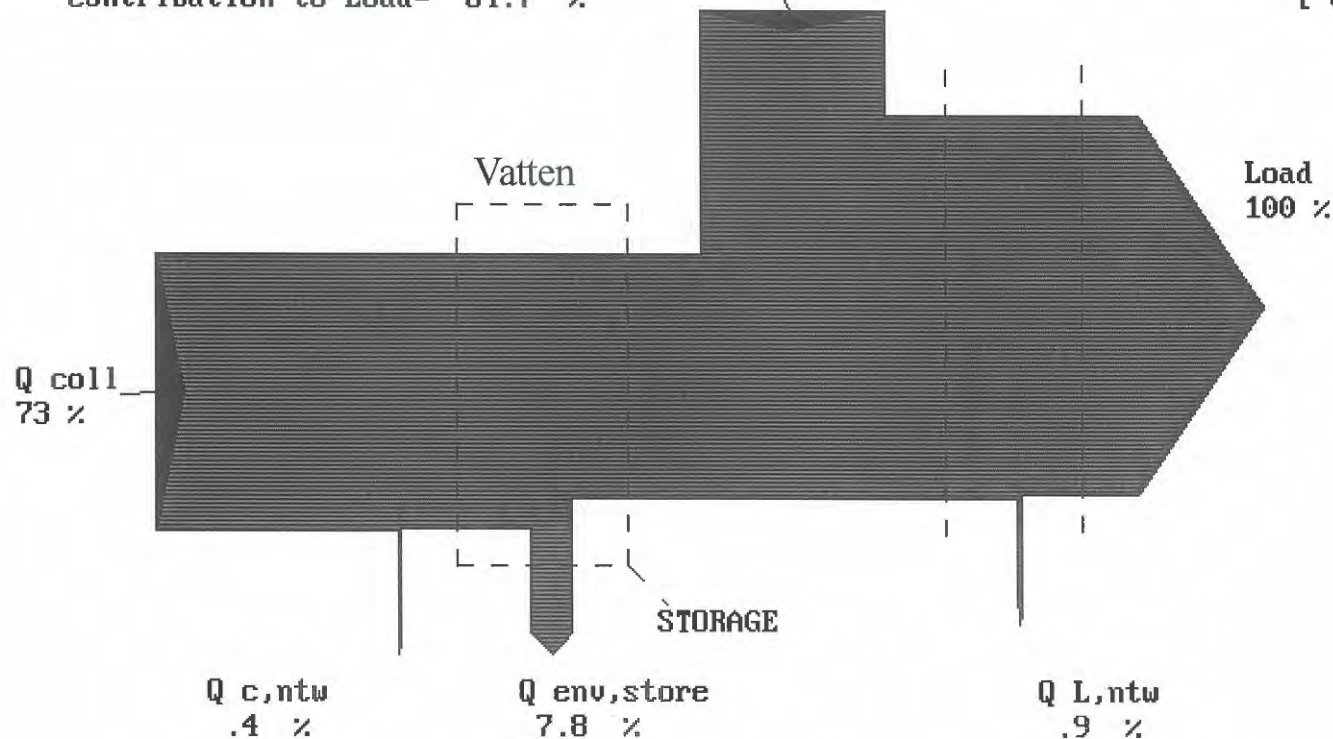


Load (Annual End User Energy Requirement) = 1723.41 MWh

- Solar Fraction = 64 %
- Renewable Energy contribution to Load = 64.7 %

Q aux
36.2 %

Ts,max= 89.3
Ts,min= 22.5
[°C]



Load (Annual End User Energy Requirement) = 1723.38 MWh

STATENS GEOTEKNISKA INSTITUT SWEDISH GEOTECHNICAL INSTITUTE

Serien "Rapport" ersätter våra tidigare serier: "Proceedings" (27 nr), "Särtryck och Preliminära rapporter" (60 nr) samt "Meddelanden" (10 nr).

The series "Report" supersedes the previous series: "Proceedings" (27 Nos), "Reprints and Preliminary Reports" (60 Nos) and "Meddelanden" (10 Nos).

RAPPORT/REPORT

No		År/Year
1.	Grundvattensänkning till följd av tunnelsprängning P. Ahlberg & T. Lundgren	1977
2.	Påhängskrafter på långa betongpålar L. Bjerin	1977
3.	Methods for redncing undrained shear strength of soft clay K.V. Helenelund	1977
4.	Basic behaviour of Scandinavian soft elays R. Larsson	1977
5.	Snabba ödometerförsök R. Karlsson & L. Viberg	1978
6.	Skredriskbedömningar med hjälp av elektromagnetisk fältstyrkemätning - provning av ny metod. J. Inganäs	1978
7.	Förebyggande av sättningar i ledningsgravar -en förstudie U. Bergdahl, R. Fogelström, K.-G. Larsson & P. Liljekvist	1979
8.	Grundläggningskostnadernas fördelning B. Carlsson	1979
9.	Horisontalarmerade fyllningar på lös jord J. Belfrage	1981

RAPPORT/REPORT**No****År/Year**

-
- | | | |
|------|--|------|
| 10. | Tuveskredet 1977-11-30. Inlägg om skredets orsaker | 1981 |
| 11a. | Tuveskredet - geoteknik | 1984 |
| 11b. | Tuveskredet - geologi | 1981 |
| 11c. | Tuveskredet - hydrogeologi | 1981 |
| 12. | Drained behaviour of Swedish clays
R. Larsson | 1981 |
| 13. | Long term consolidation beneath the test fillsat
Väsby, Sweden
Y.C.E Chang | 1981 |
| 14. | Bentonittätning mot lakvatten
T. Lundgren, L. Karlqvist & U. Qvarfort | 1982 |
| 15. | Kartering och klassificering av lerområdets
stabilitetsförutsättningar
L. Viberg | 1982 |
| 16. | Geotekniska fältundersökningar
Metoder - Erfarenheter - FoU-behov.
E. Ottosson (red.) | 1982 |
| 17. | Symposium on Slopes on Soft Clays | 1983 |
| 18. | The Landslide at Tuve November 30 1977
R. Larsson & M. Jansson | 1982 |
| 19. | Släntstabilitetsberäkningar i lera
Skall man använda totalspänningsanalys,
effektivspänningsanalys eller kombinerad analys?
R. Larsson | 1983 |
| 20. | Portrycksvariationer i leror i Göteborgsregionen
J. Berntson | 1983 |

RAPPORT/REPORT**No****År/Year**

-
- | | | |
|------|--|------|
| 21. | Tekniska egenskaper hos restprodukter från kolförbränning - en laboratoriestudie
B. Möller, G. Nilson | 1983 |
| 22. | Bestämning av jordegenskaper med sondering - en litteraturstudie
U. Bergdahl & U. Eriksson | 1983 |
| 23. | Geobildtolkning av grova moräner
L. Viberg | 1984 |
| 24. | Radon i jord
- Exhalation - vattenkvot
- Årstidsvariationer
- Permeabilitet
A. Lindmark & B. Rosén | 1984 |
| 25. | Geoteknisk terrängklassificering för fysisk planering
L. Viberg | 1984 |
| 26. | Large diameter bored piles in non-cohesive soils
Determination of the bearing capacity and settlement from results of static penetration tests (CPT) and standard penetration test (SPT).
K. Gwizdala | 1984 |
| 27. | Bestämning av organisk halt, karbonathalt och sulfidhalt i jord
R. Larsson, G. Nilson & J. Rogbeck | 1985 |
| 27E. | Determination of organic content, carbonate content and sulphur content in soil
R. Larsson, G. Nilson & J. Rogbeck | 1987 |
| 28. | Deponering av avfall från kol- och torveldning
T. Lundgren & P. Elander | 1986 |

RAPPORT/REPORT**No****År/Year**

-
- | | | |
|------|--|------|
| 28E. | Environmental control in disposal and utilization of combustion residues
T. Lundgren & P. Elander | 1987 |
| 29. | Consolidation of soft soils
R. Larsson | 1986 |
| 30. | Kalkpelare med gips som tillsatsmedel
G. Holm, R. Tränk & A. Ekström | 1987 |
| | Användning av kalk-flygaska vid djupstabilisering av jord
G. Holm & H. Åhnberg | |
| | Om inverkan av härdningstemperaturen på skjuvhållfastheten hos kalk- och cementstabiliserad jord
H. Åhnberg & G. Holm | |
| 31. | Kalkpelarmetoden
Resultat av 10 års forskning och praktisk användning samt framtida utveckling.
H. Åhnberg & G. Holm | 1986 |
| 32. | Two Stage-Constructed Embankments on Organic Soils
• Field and laboratory investigations
• Instrumentation
• Prediction and observation of behaviour
W. Wolski, R. Larsson et al. | 1988 |
| 33. | Dynamic and Static Behaviour of Driven Piles
(Doctoral thesis)
Nguyen Truong Tien | 1987 |
| 34. | Kalksten som fyllningsmaterial
J. Hartlén & B. Åkesson | 1988 |
| 35. | Thermal Properties of Soils and Rocks
(Doctoral thesis)
J. Sundberg | 1988 |

RAPPORT/REPORT**No****År/Year**

-
- | | | |
|-----|---|------|
| 36. | Full-Scale Failure Test on a Stage-Constructed Test Fill on Organic Soil
W. Wolski, R. Larsson et al. | 1989 |
| 37. | Pore Pressure Measurement - Reliability of Different Systems
M. Tremblay | 1989 |
| 38. | Behaviour of Organic Clay and Gyttja
R. Larsson | 1990 |
| 39. | Gruvavfall i Dalälvens avrinningsområde - Metallutsläpp och åtgärdsåtgärder
RAPPORT TILL DALÄLVSDELEGATIONEN
T. Lundgren & J. Hartlén | 1990 |
| 40. | Shear Moduli in Scandinavian Clays
- Measurement of initial shear modulus with seismic cones
- Empirical correlations for the initial shear modulus in clay
R. Larsson & M. Mulabdic´ | 1991 |
| 41. | Övervakningssystem - Släntbeteende - Skredinitiering
Resultat från ett fullskaleförsök i Norrköping
B. Möller & H. Åhnberg | 1992 |
| 42. | Piezocone Tests in Clay
R. Larsson & M. Mulabdic´ | 1991 |
| 43. | Footings with Settlement-Reducing Piles in Non-Cohesive Soil
Phung Duc Long | 1993 |
| 44. | Agnesbergsskredet
R. Larsson, E. Ottosson & G. Sällfors | 1994 |
| 45. | Agnesbergsskredet - Skredförebyggande åtgärder
H. Sandebring & E. Ottosson | 1994 |

RAPPORT/REPORT**No****År/Year**

-
- | | | |
|-----|--|------|
| 46. | R&D for Roads and Bridges
International Seminar on Soil Mechanics
and Foundation Engineering
B. Rydell (Editor) | 1995 |
| 47. | Geotechnical Properties of Clay at Elevated Temperatures
L. Moritz | 1995 |
| 48. | Cement och kalk för djupstabilisering -
En kemisk - fysikalisk studie av stabiliseringseffekter
H. Åhnberg, S-E. Johansson, A. Retelius, C. Ljungkrantz,
L. Holmqvist & G. Holm | 1995 |
| 49. | Jormaterialet silt -
geotekniska egenskaper och deras bestämning
R. Larsson | 1995 |
| 50. | Modelling of Groundwater Conditions in Silt and Fine Sands.
A study of induced groundwater changes based on laboratory
and full-scale field tests
(Doctoral thesis)
M. Tremblay | 1996 |
| 51. | Parameter Study of Solar Heating Systems with
Seasonal Ground Storage in Moraine
M. Lehtmet | 1995 |
| 52. | Solvärmesystem med säsongslager.
En simulerings- och kostnadsstudie
A. Gabrielsson | 1997 |

The Swedish Geotechnical Institute is a government agency dealing with geotechnical research, information and consultancy.

The purpose of the Institute is to achieve better techniques, safety and economy by the correct application of geotechnical knowledge in the building process.

Research

Development of techniques for soil improvement and foundation engineering. Environmental and energy geotechnics. Design and development of field and laboratory equipment.

Information

Research reports, brochures, courses. Running the Swedish central geotechnical library with more than 85.000 documents. Computerized retrieval system.

Consultancy

Design, advice and recommendations, including site investigations, field and laboratory measurements. Technical expert in the event of disputes.



Statens geotekniska institut
Swedish Geotechnical Institute

SE-581 93 Linköping, Sweden

Tel 013-20 18 00, Int + 46 13 201800

Fax 013-20 19 14, Int + 46 13 201914

E-mail: sgi@geotek.se. Internet: <http://www.sgi.geotek.se>