



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

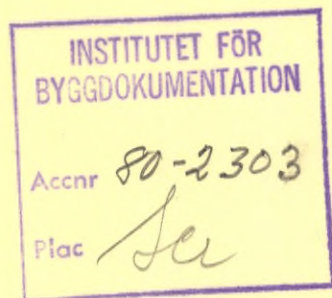
This work has been digitized at Gothenburg University Library and is free to use. All printed texts have been OCR-processed and converted to machine readable text. This means that you can search and copy text from the document. Some early printed books are hard to OCR-process correctly and the text may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



Användning av mark som värmekälla för värmepumpar i tätort

Översiktliga tekniska-ekonomiska
bedömningar

Jordvärmegruppen



R149:1980

ANVÄNDNING AV MARK SOM VÄRMEKÄLLA
FÖR VÄRMEPUMPAR I TÄTORT
Översiktliga tekniska-ekonomiska bedömningar

Thore Berntsson
Per-Åke Franck
Lars Jacobson
Björn Modin
Peter Wilén

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 770611-4
från Statens råd för byggnadsforskning till Jordvärme-
gruppen vid Chalmers tekniska högskola, Göteborg.

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

R149:1980

ISBN 91-540-3392-6
Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

LiberTryck Stockholm 1980 058099

INNEHALL

FÖRORD	5
SAMMANFATTNING	7
1 BAKGRUND	9
2 PRINCIPER FÖR OLIKA JORDVÄRMESYSTEM	11
2.1 Horisontella jordvärmesystem	11
2.2 Slingor i sjö och sjövätpumpning	16
2.3 Användning av grundvatten som värmekälla för värmepump	16
2.4 Vertikala rörsystem	20
2.5 Geotermisk energi	28
3 SOL- OCH JORDVÄRMESYSTEM I TÄTORT. ÖVERSIKTLIG KOSTNADSJÄMFÖRELSE	37
3.1 Värmelagring	37
3.2 Värmekollektorer	38
3.3 Systemkostnader	39
4 SLUTSATSER	43
REFERENSER RELATERADE TILL DE OLIKA KAPITLEN	45

FÖRORD

Möjligheterna att utnyttja lokala energikällor för byggnadsuppvärmning har diskuterats livligt under senare tid och många idéer har framförts.

Jordvärmegruppen vid Chalmers tekniska högskola arbetar med stöd från Statens råd för byggnadsforskning och har till uppgift att samordna FoU inom jordvärmeområdet.

Gruppen bildades ursprungligen av institutionerna för Geologi och Värmeteknik och maskinlära samt avdelningarna för Installationsteknik och Husbyggnad. Den har nu en styrelse bestående av K.Gösta Eriksson (ordf), Enno Abel, Thore Berntsson, Walter Kiessling, Bernt Bäckström (koordinator) och Ann-Marie Hellgren (sekreterare).

Jordvärmegruppen har under några år studerat möjligheterna att utnyttja jorden i uppvärmningssystem med värmepump. I ny bebyggelse ges stor frihet i utformning och systemval och gruppen har därför prioriterat studierna till system som är användbara i befintliga tätorter med de speciella begränsningar och möjligheter som där erbjuds.

Denna rapport avser att ge en aktuell teknisk-ekonomisk bedömning av olika jordvärmesystems utvecklingsmöjligheter på lite längre sikt och bygger på egna och andras forskningsresultat.

Det skall påpekas att i rapporten givna sifferuppgifter och räkneexempel är synnerligen preliminära och främst avser att belysa problematiken.

Källanvisningar ges inte i löpande text utan samtliga referenser finns sammanställda sist i rapporten.

Rapportförfattare är Thore Berntsson och Per-Åke Franck vid inst för Värmeteknik och maskinlära, Lars Jacobson vid avd för husbyggnad, Björn Modin och Peter Wilén vid inst för geologi. Samordnare har varit Lars Jacobson.

Den slutliga utskriften av manuskriptet har gjorts av Ann-Marie Hellgren och Kerstin Berntsson har ritat figurerna.

SAMMANFATTNING

I tätorterna är markytan intensivt utnyttjad och värmebehovet stort. Tillräckligt med solvärme finns mestadels men det är ont om plats för lagring av detta. Möjligheten att använda jorden som värmekälla eller värmelager är därför intressant och behandlas i denna rapport.

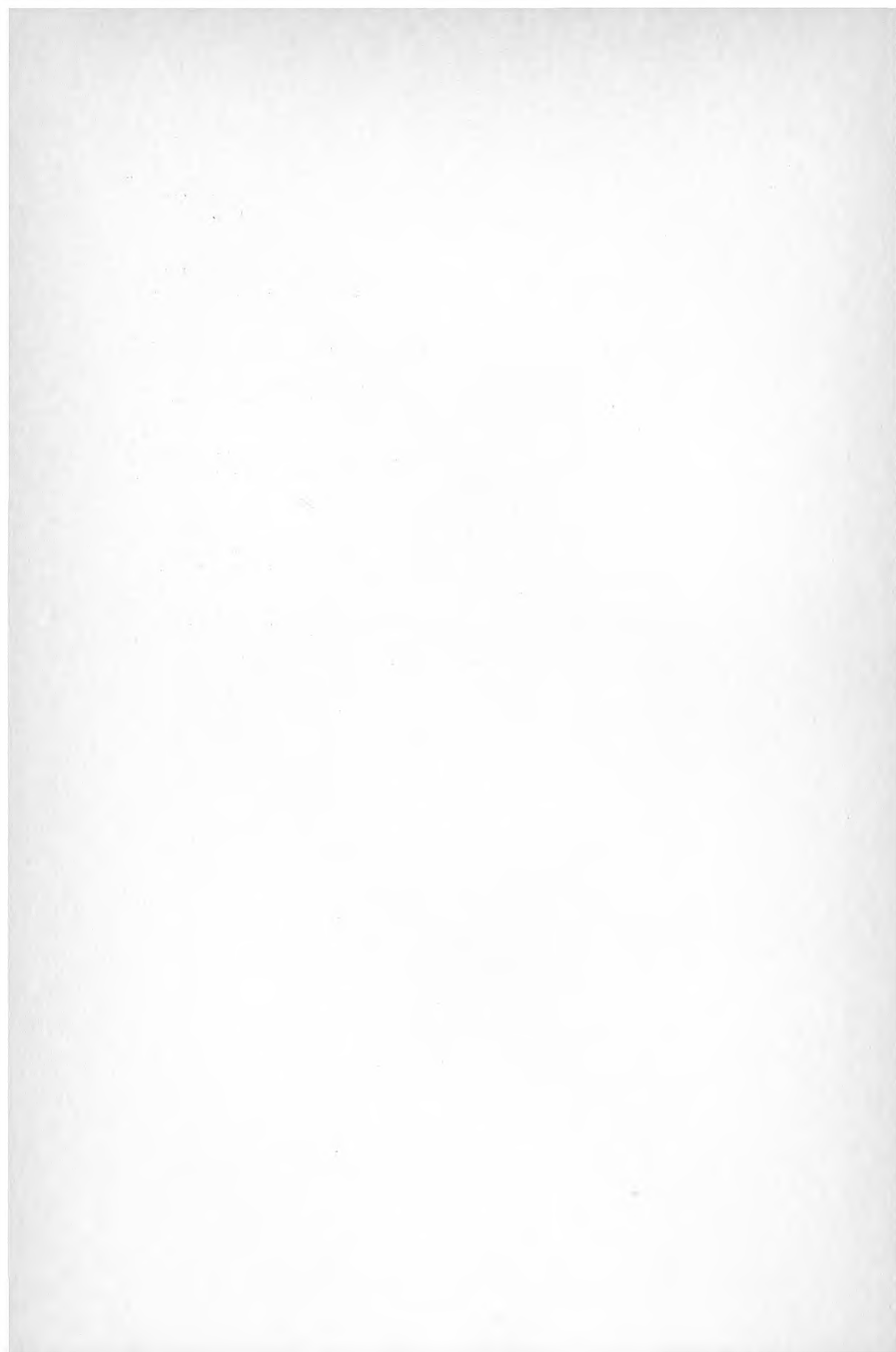
Användning av värmepump är en förutsättning för att med måttliga investeringar kunna använda befintliga värmedistributionssystem för värme ur jorden.

Ytjordvärmsystem, ev kompletterade med solfångare kan användas i glesare bebyggelse med tillräckliga mark- och takytor medan ackumulerande system i lera och berg kan användas även i tätare områden. För mindre värmebehov kan också grundvattenpumpning vara aktuellt.

Det stora värmeunderlaget från den fjärrvärmda bebyggelsen gör att också geotermisk energi ur den kristallina berggrunden kan erbjuda möjligheter som bör utredas närmare.

Lägsta investeringskostnaderna erhålls vid stora anläggningar med låga lagringstemperaturer och utan krav på täckning av hela årsvärmebehovet. Geotermiska anläggningar med värmepump är också ekonomiskt intressanta.

Totalt bedöms ur teknisk synpunkt omkring 1 miljon lägenheter i landet eller motsvarande byggnadsvolym kunna försörjas från jordvärmsystem till en installationskostnad av 0.25-5.00 kr/sparad kWh, år.



1. BAKGRUND

Huvuddelen av det svenska byggnadsbeståndet är beläget i tätort och byggt efter 1940 under en period med stabila och låga energipriser. Byggnadernas värmeisolering optimerades med helt andra förutsättningar än de som gäller idag.

Isoleringskraven var med dagens ögon måttliga och påverkades knappast av att ökade komfortkrav medförde ökad energiförbrukning. Av bekvämlighetsskäl blev oljepannor vanligast och traditionen påbjöd vattenradiatorer under fönstren. Den genomsnittliga rumstemperaturen ökade och mekaniska ventilationssystem infördes efter hand. Introduktionen av specialtaxor för eluppvärmning resulterade i ett nytt ekonomiskt konkurrenskraftigt uppvärmningsalternativ under 1960-talet, då byggproduktionen var mycket stor.

Med de höjda energipriserna under 1970-talet är ovanstående bebyggelse "sårbar". Drifts- och uppvärmningskostnaderna stiger så att möjligheterna till reparations- och förnyelseavsättningar minskar påtagligt. De löpande kostnaderna måste därför snabbt sänkas för att få balans i fastighetsekonomin.

Sänkta uppvärmningskostnader kan erhållas på flera sätt. Vi kan spara energi genom sänkt rumstemperatur eller tilläggsisolering, vi kan återanvända energin genom t ex värmeväxlare i ventilationssystemen, vi kan använda den inköpta energin effektivare t ex med hjälp av värmepumpar och vi kan utnyttja andra energikällor t ex solvärme eller flis.

Under senare år har isoleringsåtgärder liksom tätning, rumstemperatursänkning och intrimning av befintliga värme- och ventilationssystem minskat bränsleförbrukningen med upp till 25% i omkring en fjärdedel av bebyggelsen. Investeringsbehoven för att nå ytterligare besparingar med denna typ av åtgärder är dock så höga att de utgör ett hinder för en ytterligare snabb sänkning av energiförbrukningen.

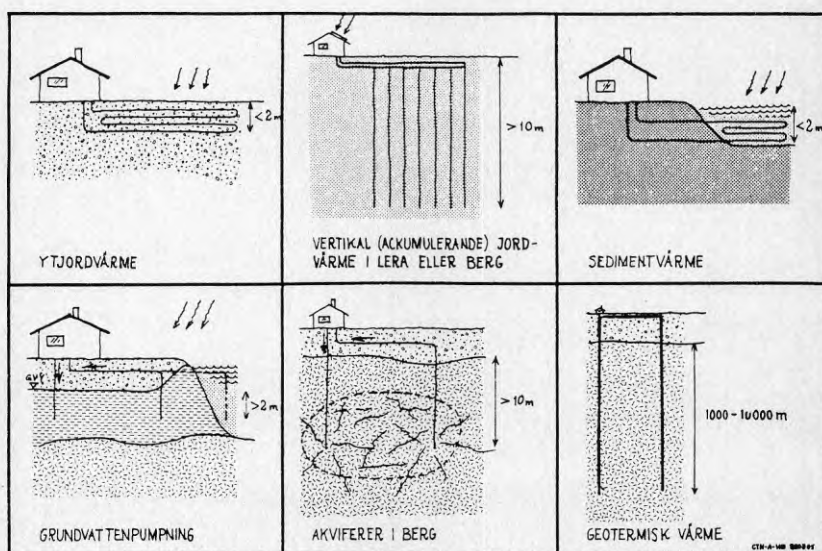
I tätorterna finns speciella förutsättningar och begränsningar som kan verka styrande på de metoder för energibesparing som kan bli aktuella. Markytan är vanligen intensivt utnyttjad av bebyggelse och trafikytor. Bakom utformningen ligger omfattande tekniska, ekonomiska och arkitektoniska överväganden som i hög grad begränsar friheten vad gäller kompletterande värmeanläggningar eller materialval t ex vid tilläggsisolering. Samtidigt är energitätheten hög, vilket gynnat tillkomsten av gemensamma oljeeldade värmeförsörjningssystem, fjärrvärme eller kvarterscentraler. De alternativa bränslen som hittills diskuterats är alla mer skrymmande än hittills använd olja, vilket kan innebära avsevärda lagrings- och transportproblem i tätorter. Bland de lokala energikällor som kan tänkas bli utnyttjade i tätort är så kallad djupjordvärme med värmepump intressant ur miljösynpunkt. Geotermiska system och grundvattenpumpning kan också bli aktuella. Systemen bygger på att artificiellt eller naturligt lagrat solvärme alternativt värme av geotermiskt ursprung hämtas från djupare jordlager och nyttiggörs med värmepump.

De här nämnda systemen torde ha möjlighet att snabbt ge betydande oljebesparingar utan att fordra alltför stora ingrepp i bebyggelsen men är starkt beroende av de geologiska förutsättningarna.

2. PRINCIPER FÖR OLIKA JORDVÄRMESYSTEM

För att effektivt kunna utnyttja solfångare och värmepumpar i befintlig och ny bebyggelse krävs en "värmeackumulator", där energi kan ackumuleras och tas tillbaka. Marken, dvs berg, jord och grundvatten samt sjöar och vattendrag, kan användas som ackumulator för energi. Energin kan tillföras på naturlig väg genom solens direkta uppvärmning, eller med hjälp av solfångare, solväxlare eller luftkonvektorer. Eftersom de geologiska förutsättningarna varierar från plats till plats är det nödvändigt att anpassa systemen efter de lokala förutsättningarna.

I figuren nedan visas exempel på hur en vätska - köldbärare- som cirkuleras i rör placerade i marken eller sjöar kan hämta värme ur marken.



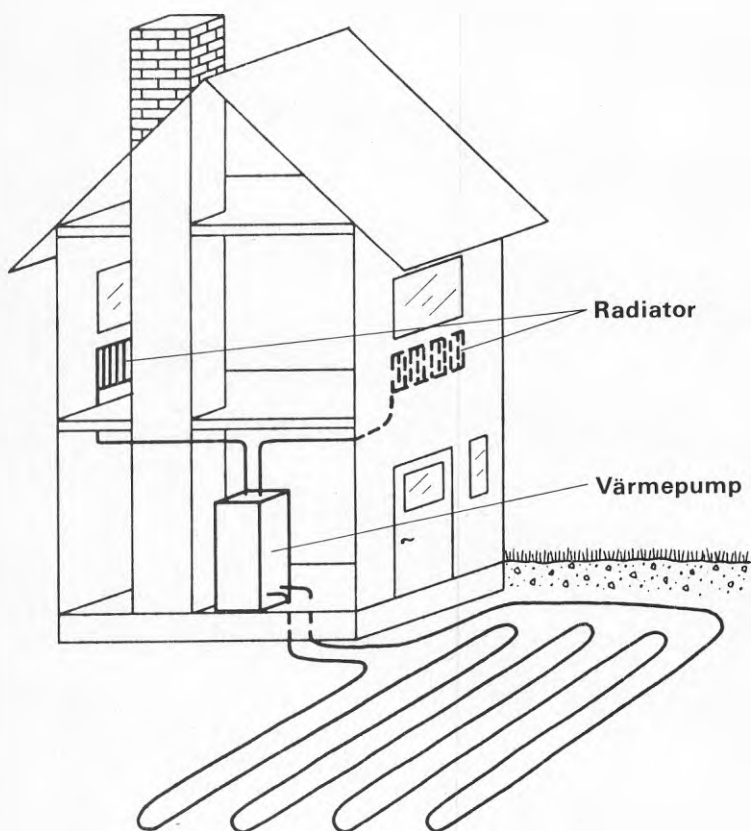
Den tekniska utformningen varierar och vi skall här redovisa några olika system som kan tänkas användas för byggnadsuppvärmning.

2.1 Horisontella jordvärmesystem

Det hittills vanligaste jordvärmesystemet är det där plastslangar grävs ned horisontellt på 1-2 m djup i marken och på ett avstånd av 0.5 - 2.0 m beroende på dimensionering. Marken kyls sedan med hjälp av en köldbärare, som cirkulerar i slangarna. Temperaturen på köldbäraren ligger oftast mellan -5°C och $+10^{\circ}\text{C}$. Energin erhålls från värmeflödet i jorden på grund av temperatursänkningar och från frysningen av vattnet i jorden. Vattenrik mark medför

därför att kortare slang behöver läggas ut för samma effekt- och energibehov. Marken återställs till normala temperaturförhållanden under våren och sommaren genom solinstrålning, nederbörd, grundvattenrörelser etc. Maximala effektuttaget per meter slang är av storleksordningen 15-40 W/m beroende på jordart, snötäckning, vattenrörelser, vattenhalt och klimat. I figur 1 visas ett konventionellt jordvärmesystem.

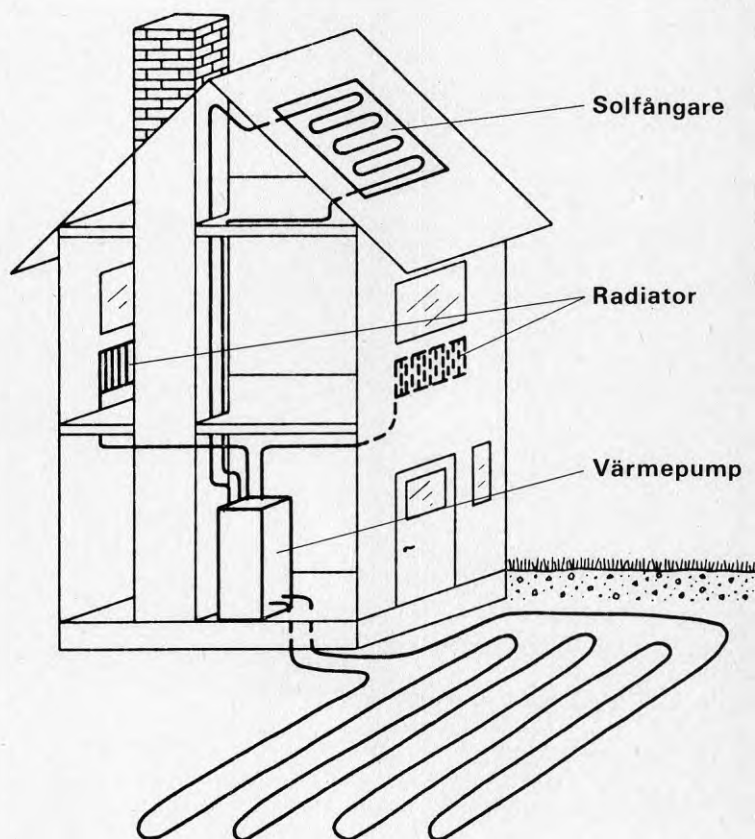
Ett horisontellt system går att lägga i de flesta jordarter, bara ytbehovet kan tillgodoses, vilket kan vara svårt i befintlig, tätare bebyggelse.



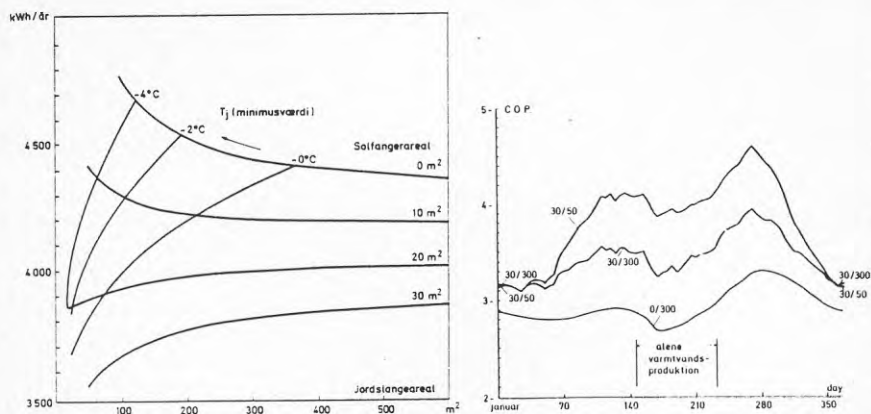
Figur 1. Ett konventionellt horisontellt jordvärmesystem, återställning med hjälp av solens naturliga uppvärmning av marken under sommaren.

Horisontella jordslingor kan kopplas ihop med solfångare eller solväxlare enligt figur 2. Beroende på förutsättningen (klimat, storlek m m) och dimensionering kan man antingen erhålla en förbättrad värmefaktor eller minskat markytebehov enligt figur 3a. Värmefaktorn förbättras framför allt under senvinter, vår, sommar och höst, se figur 3b. Vid höga solfångartemperaturer under sommaren föreligger risk för uttorkning av marken runt slingorna med medföljande försämring av värmeavgivning och värmeupptagning. Om kompletteringen med solfångare/växlare kan motiveras ekonomiskt med den förbättrade värmefaktorn har inte undersökts, däremot kan kompletteringen vara motiverad på grund av möjligheter att utnyttja jordvärme i tätare bebyggelse.

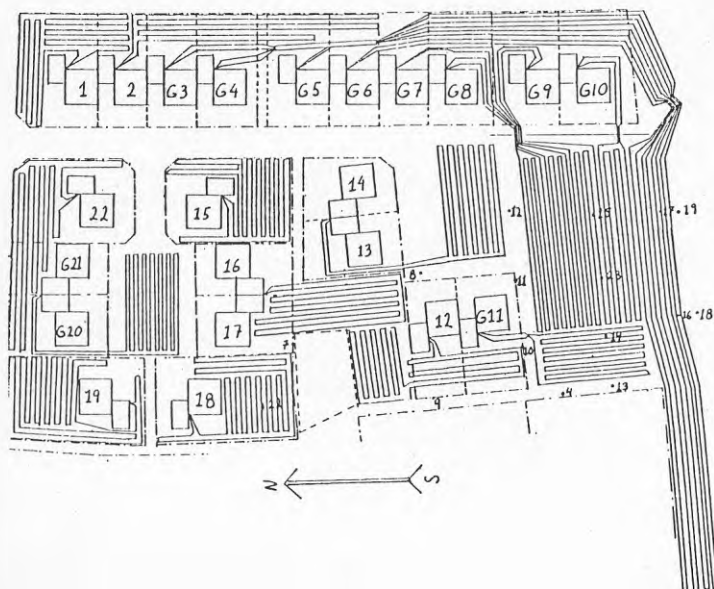
Erfarenheterna från horisontella jordvärmesystem kombinerade med värmekollektorer är dock mycket begränsade. Systemet har hittills främst använts för villor.



Figur 2. Horisontellt jordvärmesystem kombinerat med solfångare. Solfångaren kan även ge varmvatten under sommaren.



Figur 3. Kompressor- och pumpenergi vid varierande markkollectorstorlekar och solfångarytor för ett värmebehov på 12 260 kWh/år samt värmefaktorns variation över året vid olika kombinationer av markkollector och solfångare (Fordsmand, M).



Figur 4. Slangsystemet i Sandhed, Orsa kommun. Ca 400 m slinga för varje hus.

Dimensionering av slangsystemet till horisontella jordvärmesystem görs idag överslagsmässigt av många företag inom branschen. Några företag har tagit fram dimensioneringsregler med hjälp av datorsimulering av systemen. Reglerna har tagits fram för dimensionering av jordslingesystemen för villavärmepumpar. Då inga ordentliga undersökningar kan göras för det enskilda projektet på grund av kostnaderna görs dimensioneringen ungefärlig. Påverkan av systemet från ett rörligt grundvatten, fuktrörelser i mark osv tas det ofta liten hänsyn till. Vid anläggande av större system för bostadsområden kan noggrannare undersökningar göras, vilket gör att dimensioneringen kan bli bättre. Man har idag dock ingen erfarenhet av "samspelet" mellan större värmepumpar och jord-slingor. En större anläggning har, jämfört med ett villasystem, en jämnare belastningskaraktäristik, vilket gör att dimensioneringen av jordslingan inte kan göras på samma sätt.

Det saknas idag allmänt tillgängliga dimensioneringsregler som kan användas för dimensionering av horisontella jordvärmesystem. Med hjälp av enkla sådana skulle dimensioneringen kunna göras utan anlåtande av experter. Markyktebehovet kan minskas med ett ökat kunnande om de geologiska faktorernas inverkan, därmed även kostnaderna för systemen.

De flesta jordvärmesystem som hittills har anlagts har varit av typen enskilda villasystem. Den enda anläggningsverksamheten har varit nedläggningen av jordvärmeslangen och eventuellt en planering av blivande trädgård. Husägaren har ett naturligt intresse av att hålla reda på var och hur djupt slangen läggs ned, och att tillräckligt med slang läggs ut. Därför har problemen med det praktiska utförandet hittills inte varit särskilt stora.

I och med att man börjat utnyttja jordvärme mer och mer och även vid gruppbebyggelse av villor, radhus, flerfamiljshus och andra större byggnadsobjekt, blir kraven på slangnedläggningen högre. Ett exempel på ett större slangområde ges i figur 4. Erfarenheterna från större anläggningar är fåtaliga ännu men följande punkter kan vara viktiga att tänka på:

1. Projektering av området med tanke på att jordslingor ska läggas ut, samplanering med VA- och teleanläggningarna och andra anläggningar som kan påverkas av frysning, tjällyftning och grävning.
2. I vilket skede av byggnadsprocessen skall slingorna läggas ut för att så lite störning som möjligt av övriga markarbeten skall uppstå och av vem?
3. Kontinuerlig uppföljning av slingornas utläggning, reviderade slangkartor till alla som kommer att verka i byggnadsområdet för att undvika onödiga avgrävningar m m.
4. Gränser, hus, VA-ledningar, m m måste vara mycket tydligt markerade vid slangutläggningen så att slingorna hamnar på rätt ställe.

5. Markytornas nivåer väl kända vid slangutläggningen så att inte schaktning senare frilägger slangarna.
6. Markplacering och slangsystem bör utformas med beaktande av läckagerisker.

2.2 Slingor i sjö och sjövattenpumpning

Lägger man ut köldbärarslingor på sjöbotten på lämpligt sätt kan man få gynnsammare värmeöverföringsförhållanden än vad man får i jord. Slangsystemet kan därmed minskas och värmefaktorn förbättras. Slingan måste förankras på botten, annars flyter den upp om man fryser på is. Ett problem är att det kan vara svårt att teoretiskt kunna bestämma effektuttaget eftersom slangen ligger på sjöbotten och där med tiden kan bli mer eller mindre övertäckt av sediment och beväxning. Den ekologiska påverkan är inte heller klarlagd. Pumpa sjövatten enligt den modell som föreslagits av inst för Vattenbyggnad vid CTH är ett mycket intressant sätt att utnyttja sjöar. I princip sätts ett antal brunnar i sjöns botten-sediment. Man pumpar vatten från ett visst djup under sjöbotten under vintern. Djupet avpassas så att man till stor del erhåller sommarens uppvärmda sjövatten. Eftersom sjön ligger ovanpå och vattnet återleds till sjön, har man tillgång till en mycket stor vattenmängd. Systemet kan bara användas i sjöar som ligger på mäktigare sandavlagringar (>2 m) och är ännu ej provat praktiskt.

2.3 Användning av grundvatten som värmekälla för värmepump

Grundvattnet håller även på måttliga djup en relativt jämn temperatur under året. I Sverige varierar grundvattnets årsmedeltemperatur mellan 3-4°C i Norrland, till 8-9°C i Skåne. Det är möjligt att pumpa upp grundvatten och sänka dess temperatur till ca 2°C för husuppvärmning med värmepump och sedan återföra vattnet till akviferer igen.

Genom att placera uttagsbrunnen på större djup kan vi erhålla högre grundvattentemperaturer och mindre temperaturvariationer under året, vilket är fördelaktigt ur värmepumpsynpunkt.

Man vill undvika en temperaturpåverkan från returvattnet vilket relativt enkelt kan utföras i porösa avlagringar, t ex genom en separat infiltrationsbrunn. I djupa bergborrade brunnar är det dock möjligt att återföra vattnet direkt i uttagsbrunnen.

Man kan även tänka sig att anlägga infiltrationsmagasin eller, ännu enklare, att föra ut vattnet i något ytvattendrag eller sjö som står i hydraulisk kontakt med akviferen.

Teoretiskt är det möjligt att höja grundvattnets temperatur genom att komplettera systemet med solfångare eller genom tillförsel av varmt regn- och ytvatten sommartid.

I USA kombinerar man gärna värmeutvinningen vintertid med luftkonditionering sommartid. Under kylningsperioden pumpas då grundvatten

ur en brunn, brunn 1. Vattnets temperatur höjs sedan några grader och återföres i brunn 2. Vid uppvärmningsbehov vänder man systemet och pumpar ur brunn 2 ett vatten med något högre temperatur än den normala grundvattentemperaturen och återför till brunn 1. Detta ökar systemets effektivitet i bägge fallen. En annan möjlighet är att komplettera brunnarna med ett mindre magasin som fungerar som korttidslager. Under perioden när både kylbehov och uppvärmningsbehov föreligger pumpas vatten från och återförs till magasinet i ett slutet system. När vattnet i magasinet når för hög temperatur för kylning respektive för låg temperatur för värmeuttag tas vattnet i stället direkt ur brunnen. Detta utjämningsmagasin kan få stor användning under vår och höst då både kylning under dagtid och värmeutvinning under natten är önskvärd. Under sommar och vinter fyller det däremot ingen större funktion.

I Tyskland används system med utjämningsmagasin då man vill undvika att köra värmepumpen under högtariff-tider.

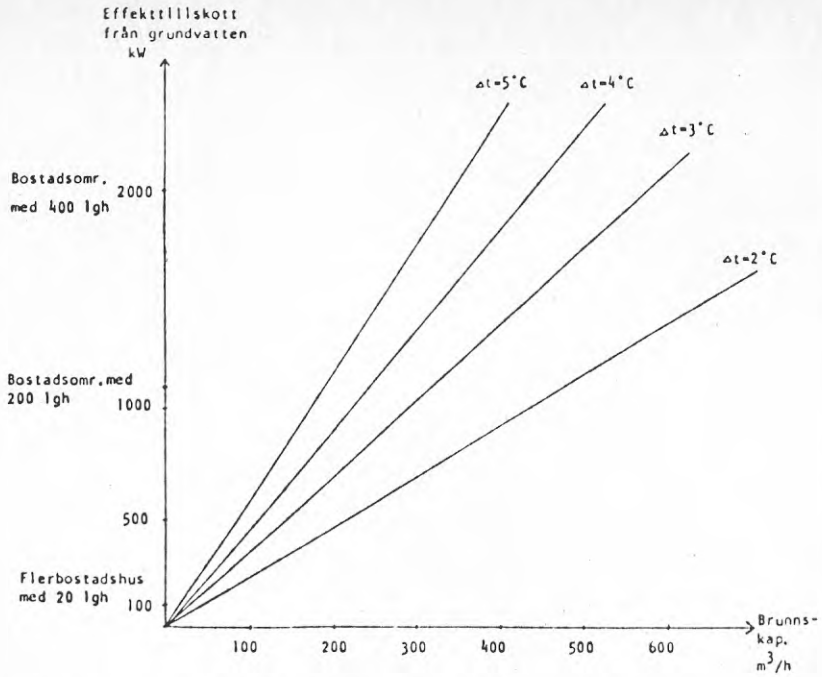
Alla grundvattenutnyttjande system kräver tillgång på grundvatten. Hur stora volymer grundvatten som måste pumpas och nödvändig brunnskapacitet bestäms av:

- husets energibehov, antal kWh/år
- toppeffektbehovet under kallaste tiden, kW
- möjligt temperaturutnyttjande, dvs temperatursänkningens storlek, Δt °C.

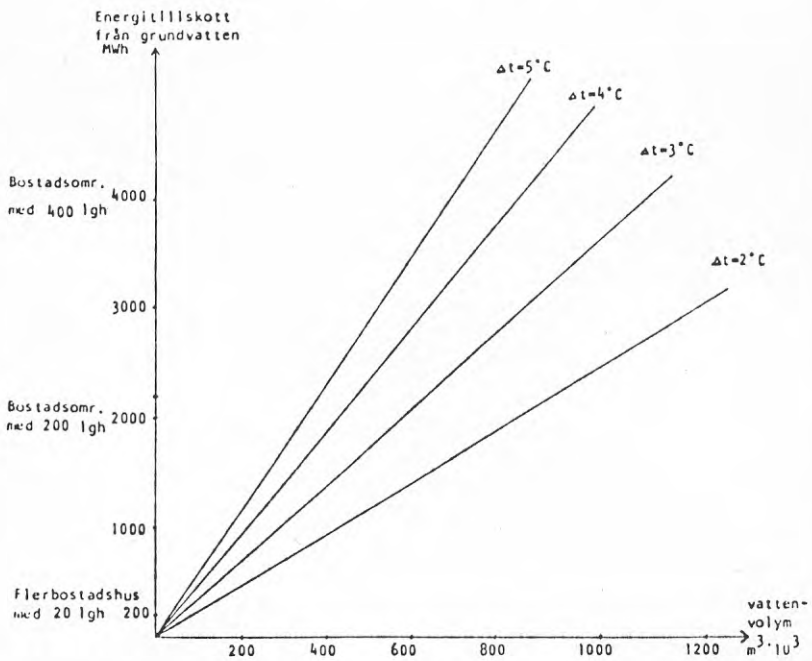
Nedan visas en grafisk redovisning av vattenåtgångens storleksordning vid några olika Δt -värden, som kan vara aktuella i Sverige.

Av figurerna 5 och 6 framgår att det är betydande mängder grundvatten som krävs för uppvärmning av flerbostadshus eller bostadsområden. Jämför man dessa vattenvolymer med de grundvattenuttag som görs för färskvattenförsörjning så förefaller de orimligt stora. Skillnaden är att värmeutvinningen egentligen inte innebär någon grundvattenförbrukning, då man hela tiden återför det uppfordrade vattnet till akviferen igen. Begränsningen ligger i hur mycket vi i det långa loppet förändrar temperaturerna i grundvattenmagasinet och hur omgivningen påverkas av temperatursänkningen. Hur denna temperaturpåverkan sker och storleken av den är beroende av en mängd faktorer, t ex

1. Den totala tillgängliga grundvattenvolymen i akviferen.
2. Den totala volym som måste pumpas upp och återförs per år.
3. Var och hur det nedkylda vattnet återförs.
4. Grundvattenmagasinets egenskaper och hydrauliska kontakt med andra akviferer, ytvattendrag och sjöar.
5. Grundvattnets temperatur.
6. Storleken på temperatursänkningen.
7. Termiska flödets storlek och utbredning i akviferen.



Figur 5. Nödvändig brunnskapacitet (m^3/h), vid varierande effektbehov och olika Δt -värden.



Figur 6. Totalt vattenbehov (m^3) per år vid varierande årsenergi-behov och olika Δt -värden.

För att bestämma dessa faktorer måste man ta reda på hur marken är uppbyggd. Detta görs genom en geologisk undersökning, då man genom ytkartering och provtagning bestämmer jordarter, bergarter, dess gränser samt lagerföljder. Genom en geohydrologisk undersökning försöker man sedan bestämma grundvattenmagasinets egenskaper, främst porositet, permeabilitet och gradienter. Man mäter då grundvattennivåer i observationsrör, provpumpar och observerar avsänkningar samt tar prover för undersökning i laboratorium. Efter en analys av framkomna resultat ur dessa undersökningar återstår att bestämma vilken inverkan det återinfiltrerade, nedkylda vattnet får på akviferen och speciellt hur temperaturen i uttagsbrunnen påverkas. Detta är av stor betydelse både för dimensioneringen av systemet och för dess funktion i framtiden. Hittills har det inte funnits någon anledning att undersöka dessa förhållanden, vilket gör att kunskaperna är begränsade. Kunskaperna om termisk rörelse i mark är viktig även i andra typer av jordvärmesystem, lagring av värme i jord eller berg, geotermisk energi etc. Inom detta område sker för närvarande en hel del forskning i Västtyskland, USA, Frankrike, Schweiz, Danmark och Sverige.

I Västtyskland har det gjorts fältförsök med infiltration av nedkyllt vatten i akviferer. Runt infiltrationsbrunnen har man placerat ut mätbrunnar med temperaturgivare för att bestämma hur temperaturnivån breder ut sig. På detta sätt vill man försöka bestämma det minsta avstånd man kan ha mellan uttagsbrunnen och infiltrationsbrunnen, minsta avstånd till nästa uttagsbrunn (om akviferen utnyttjas till flera grundvattenbaserade värmepumpsystem) och slutligen vilka kemiska och fysikaliska förändringar man kan vänta sig i akviferen på grund av det kallare vattnet. Liknande forskningsprojekt pågår även i USA och i Frankrike.

Resultaten antyder att sådana system går att använda för uppvärmning av flerbostadshus och bostadsområden där de geohydrologiska förhållandena är gynnsamma.

Erfarenheter av anläggningar i drift är utomlands övervägande positiva. Största problemet hittills har varit igensättning av infiltrationsbrunnen, vilket visat sig bero på bristande planering, felaktigt materialval och bristande utförande.

Grundvattenutnyttjande system kan konkurrera med horisontella jordvärmesystem. Pumpningen kostar ca 1 öre/uppfordrad kWh vid ett energipris på 0.25 kr/kWh och 25 m uppfordringshöjd. Brunnarna kostar mellan 15 000 kr och 40 000 kr för ett värmebehov på 200 MWh/år och ett toppeffektbehov på 100 kW värme. Motsvarande horisontella slang skulle kosta ca 100 000 kr. Till dessa kostnader kommer pumpen som är dyrare för brunnsystemet och kostar 10 000 - 25 000 kr för ovanstående effektbehov.

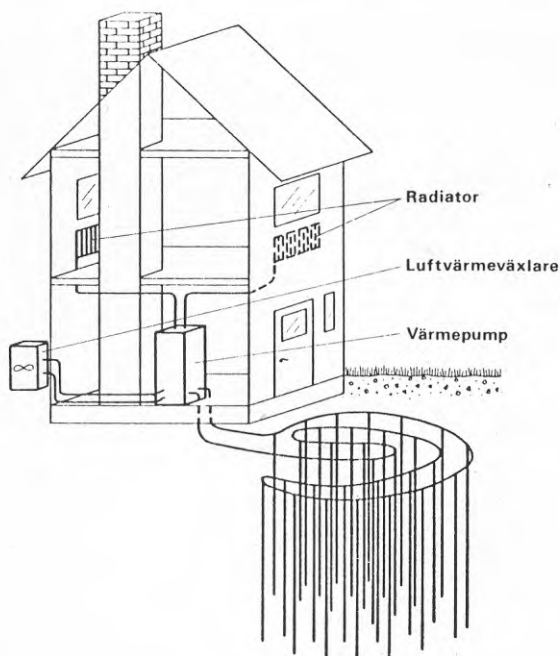
För närvarande pågår en litteraturstudie om grundvattenutnyttjande husuppvärmningssystem vid Jordvärmegruppen, som under 1980 kommer att ges ut som en rapport.

2.4 Vertikala rörsystem

Principer

Vertikalt placerade rör kräver betydligt mindre fri markyta än de horisontella systemen men går dock inte idag att utföra i vilka marktyper som helst utan höga kostnader. Lera och lös sand med en mäktighet >10 m är de jordarter som man för närvarande kan tänka sig utföra vertikala jordvärmesystem i till en försvarbar kostnad. Ingenjörsgelogiska provkarteringar visar att sådana jordlager i närheten av tätortsbebyggelse förekommer i sådan utsträckning att minst 300 000 lägenheter torde kunna värmas med vertikal jordvärme. Kostnaden blir ca 15 kr/m i lera för markackumulatort, i sand ca 20 kr/m inkl allt, i berg > 90 kr/m. Berg och vattenmättad sand behöver dock inte lika långa rör på grund av möjlighet till ett högre effektuttag per meter, vilket omöjliggör en direkt jämförelse av löpmeterkostnaden.

I ett vertikalt jordvärmesystem hinner inte värmen återställas med enbart solens direkta bestrålning av marken under våren och sommaren. Extra energi måste tillföras på något sätt, antingen genom rörligt grundvatten eller artificiellt, se figur 7.



Figur 7. Vertikalt jordvärmesystem, återställning med hjälp av luftvärmeväxlare.

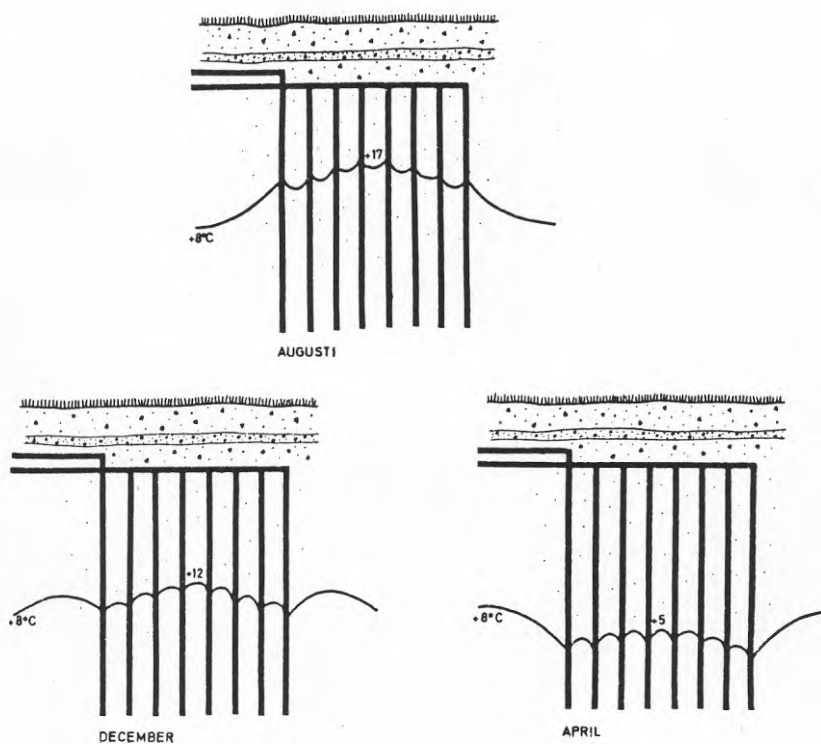
Vid högre temperaturer i lera ($>40^{\circ}$) finns risker för problem; man kan få ökade sättningar och förändrad stabilitet. Effekterna är dock ännu bara studerade i laboratorium. I sand är grundvattnets rörelse mycket viktig, liksom i berg, varför man behöver göra en ordentlig undersökning av de geologiska förutsättningarna på platsen.

Frysning av jord i vertikala system bör normalt inte användas vid tjälfarliga jordarter på grund av risker för skador på omgivande byggnader, sättningar och hållfasthetsnedsättning m m.

Dimensionering av ett vertikalt jordvärmesystem är i princip enklare än ett horisontellt om ingen hänsyn behöver tas till frysning. Markytan uppåt kan dessutom vara isolerad, vilket gör att den yttre påverkan blir mindre. Risker finns med grundvattentrörelser. Även temperaturrörelser hos vattnet i sand på grund av uppvärmning måste beaktas. Samspelet värmepump - regenererings-system - jordslingor är viktigt för dimensionering av de olika systemen.

Förlusterna från en vertikal markackumulator är i huvudsak beroende av vid vilken temperaturnivå ackumulatören arbetar och i vilken geologisk miljö den är placerad samt vilken storlek den har. En vertikal markackumulator kan för att minimera förlusterna dimensioneras för att arbeta mellan t ex 0 och $+15^{\circ}\text{C}$, dvs runt markens naturliga temperatur. En stor del av förlusterna till omgivande mark från sommarens uppvärmning till 15°C tas då tillbaka under den del av året då ackumulatorns temperatur är lägre än den normala marktemperaturen. Förlusterna uppåt mot atmosfären går däremot alltid förlorade, se figur 8.

Om värmetillförseln sommartid sker till ackumulatorns centrum och värmeuttaget vintertid från dess periferi, kan temperaturgradienten och därmed värmeförlusten vid randen hållas på en låg nivå. För en ackumulator med genomsnittstemperatur över markens genomsnittstemperatur måste en initiell "energiinvestering" göras.

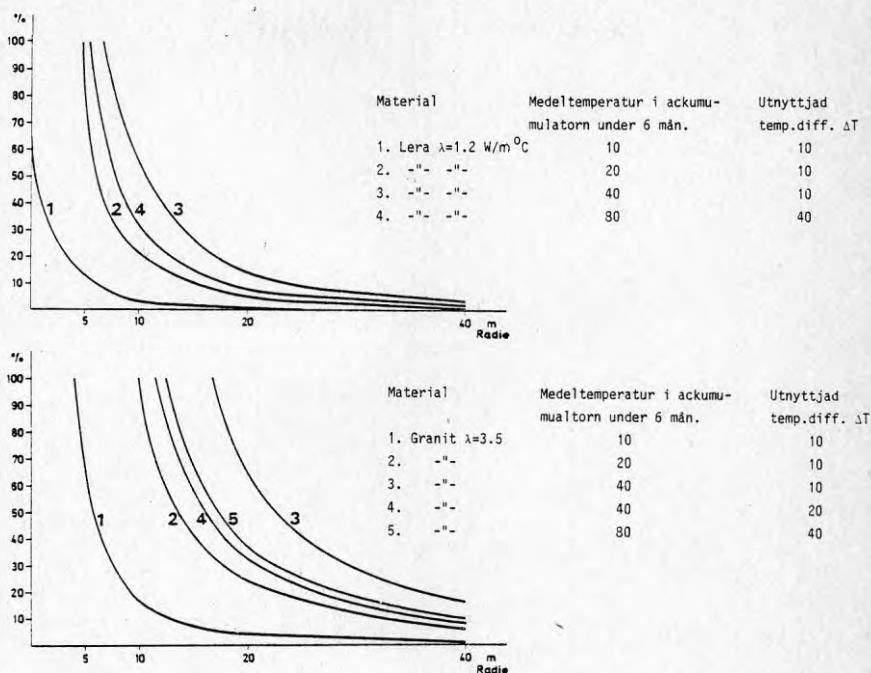


Figur 8. Lågtemperaturackumulatorns temperaturförhållanden under årets olika årstider.

Storleken på den "energiinvestering", som måste göras för att stationära förhållanden skall uppnås, är beroende av markens termiska egenskaper och de geologiska och hydrogeologiska förutsättningarna.

Formen på en vertikal jordvärmeackumulator är viktig för förlusternas storlek. Som exempel kan man studera förlusten från en sfär i ett oändligt medium som funktion av energiinnehåll, temperatur, storlek och omgivande material, se figur 9.

Materialvalet för rören i mark kan vara kritiskt. Stålrör kan korrodera i jord. Tunt gods gör att risken är större än för vanliga stålplåtar, stålspond etc. Plaströr kan vara känsliga för höga temperaturer under längre tider.



Figur 9. De stationära förlusterna från en sfär till omgivande mark under 6 månader i förhållande till dess energi-innehåll och sfärens radi.

Beräkningsexempel

Vertikala anläggningar för nya enfamiljshus bör i likhet med horisontella system dimensioneras för att klara effektbehoven även under årets kallaste dagar. Den marginella investeringskostnaden jämfört med en utbyggnad för 50 eller 60% av maxeffekten är tillräckligt liten för att detta skall vara motiverat. Ett vertikalt system beräknas här kosta 30-40% mer i investering än ett horisontellt.

Vid större anläggningar, t ex enskilda eller grupper av flerbostadshus, är den specifika marginella investeringskostnaden större. Här uppstår därför frågan hur stor andel av maxeffekten som skall täckas med värmepumpen. Resterande effekt antas bli täckt med tillsatspanna för exempelvis olja. Eftersom markens temperatur är relativt hög även under årets kallaste dagar kommer värmepumpen aldrig att stängas av utan arbeta parallellt med oljepannan även under de kallaste perioderna.

En viktig parameter som påverkar både investeringskostnaden och årlig energiförbrukning är markackumulatorns temperaturnivå under uppvärmningssäsongen. En ökning av temperaturnivån ökar nödvändig

värmväxlaryta för uteluftbatterierna eller solväxlare men minskar storleken för själva värmepumpen. Vid stora avvikelser från markens naturliga temperaturnivå ökar också värmeläcket från ackumulatorn.

För att studera ovan diskuterade parametrar har beräkningar gjorts avseende investeringskostnader och värmefaktorer för några olika system. I beräkningarna har nyanläggningar antagits. Skillnader vid införande av jordvärmepumper i befintliga anläggningar kommer att studeras senare.

Genomräknade systemlösningar

För två nybyggda uppvärmningsanläggningar har följande fyra systemlösningar studerats:

1. Hela effektbehovet täcks av en eldriven värmepump. Värmekälla är en jordackumulator som sommartid laddas med uteluftvärme från en egenkonvektor. (Valet av denna typ av kollektor beror främst på dess relativt låga investeringskostnad.)
 - a) Inkommande köldbärare till förångaren har en temperatur av 15°C vid uppvärmningssäsongens början och 5°C vid dess slut ("15-5 system").
 - b) Jordens frysvärme kring rören i ackumulatorn utnyttjas. Inkommande köldbärare till förångaren har en temperatur motsvarande vad som uppmätts i befintliga horisontellt lagda rörsystem ("Frysning"). (Går endast i icke tjälfarliga jordarter.)
2. Värmepumpen är dimensionerad för att ensam klara ca 60% av maximala effektbehovet motsvarande >90% av det årliga värmebehovet. I övrigt som 1.
 - a) Se 1a.
 - b) Se 1b.

Värmepumpen

Värmepumpen är konstruerad med eldrivna kolvkompressorer och arbetar med R22. I konsekvens med oljepannanläggningar som byggs med två pannor vardera med 70% av maximala effektbehovet är värmepumpen konstruerad med tre separata köldmediekretsar. Vid driftstopp av en krets återstår ändå 2/3 av max.effekten.

För att beräkna de värmetekniska storheterna kring värmepumpen har ett datorprogram utvecklats. I programmet delas året in i 22 tidssteg. Med känd beskaftenhet hos det aktuella huset och med hjälp av statistik på utomhustemperaturens variation under året kan värme- och effektbehov bestämmas. Väljs sedan storlek och utformning av apparatdelarna i värmepumpen, kan med kännedom om inkommande köldbärartemperatur värmefaktor och drifttid hos den

från-till-reglerade värmepumpen beräknas. En summering över alla de 22 tidsstegen ger sedan årsvärdena.

Jordackumulatorn

Jordackumulatorn består av ett i lerjorden nedtryckt vertikalt rörsystem. I de vertikala rören cirkulerar köldbäraren. Ackumulatorn laddas sommartid genom att värme upptas i konvektorn och avges till ackumulatorn. Vintertid utnyttjas den sålunda säsongslagrade värmen som värmekälla till värmepumpen. Under varma delar av våren och hösten används luftbatteriet direkt som värmekälla för värmepumpen.

Konvektorn

De konvektorer som dimensionerats är av sk egenkonvektionstyp, dvs rör försedda med flänsar monterade på husets tak, där värmeöverföringen till köldbäraren sker utan hjälp av fläktar. Försök av Jordvärmegruppen sommaren 1979 har visat att k-värden kring 15-20 W/m² °C är möjliga vid här aktuella temperaturer. De konvektorer som använts vid dessa försök har en värmeöverförande yta av ca 1 m² per meter rörlängd. Nödvändig total rörlängd beror givetvis på önskade temperaturnivåer i markackumulatorn. En rimlig storleksordning är 3-5 m per MWh årligt totalt värmebehov för det fall där temperaturen oscillerar kring markens årsmedeltemperatur.

Investeringar

Investeringskostnader och avskrivningstider har uppskattats från uppgifter som lämnats av berörda företag. Kostnaderna på de eldrivna värmepumparna har hämtats från en marknadsundersökning gjord hösten 1979.

Tillkommande kostnader för installation, kringutrustning, byggnader mm, har bedömts vara ungefärligen lika stora i samtliga jämförda fall och har därför inte medtagits i de ekonomiska beräkningarna.

Jordackumulatorrören har uppskattats och även offererats till 16 kr/m.

Egenkonvektorrrörens kostnad kan uppskattats till 20 kr/m. Till detta kommer montage och rördragning, vilket uppskattats till ca 20 kr/m. En panna med värmeeffekten 350 kW (0.7x500 kW) kostar med tank 55 kkr och vid 140 kW (0.7x200 kW) 40 kkr enligt leverantörer. I totalkostnaden för pannanläggningen skall även skorstenen med sitt fundament inräknas.

Den likformiga årskostnaden A beräknas enligt:

$$L = I_{TOT} + \sum_{t=1}^N \frac{M + P_t \cdot B}{(1+r)^t}$$

$$A = L \cdot \frac{r}{1 - (1 + r)^{-N}}$$

L	kr	totala kostnaden under hela avskrivningstiden
I_{TOT}	kr	totala investeringen inkl moms och montering
N	år	avskrivningstid, 15-20 år för systemets olika delar
M	kr/år	underhållskostnad per år
r		realränta, 4%
P_t	kr/MWh	energipris år t
B	MWh/år	energibehov per år
A	kr/år	likformig årskostnad

Denna ekonomiska metod ger en långsiktig och nationalekonomisk utvärdering av systemen och tar inte hänsyn till företagsekonomiska krav på snabb återbetalning av investerat kapital.

Beräkningsresultaten redovisas i tabellerna 1 och 2, där r_0 och r_e avser procentuell ökning av olje- resp elpriser utöver inflationen. Dagens elpris har satts till 20 öre/kWh och oljepriset till 1 400 kr/m³.

Kommentarer

Tabellerna visar att markackumulatorns temperaturnivå har försumbar inverkan på de totala årliga kostnaderna, i varje fall inom temperaturområdet från frysning till +15°C. Den lägre investeringskostnaden vid den lägre temperaturnivån motverkas av den något lägre värmefaktorn.

Det årliga elbehovet vid dimensionering för 60% motsvarar ungefär det för 100%. Detta beror på att den årliga driftstiden för kringutrustning är mycket högre vid 60% än vid 100%.

En utbyggnad av värmepumpen till 100% av maxeffektbehovet ger en något lägre årskostnad än om topp effekterna skall tas med hetvattpanna. Detta antyder en intressant möjlighet att klara hela uppvärmningsbehovet med elenergi utan att man får den skall få stora effekttoppar under årets kallaste dagar. Denna möjlighet gäller dock främst vid nyproduktion. I befintliga anläggningar finns redan panna och skorsten. I dessa bör det därför vara ekonomiskt motiverat att dimensionera värmepumpen endast för ca 60% av maximala effekten.

Det skall understrykas att redovisade siffror är högst preliminära.

TABELL 1 Investeringskostnad och likformig årskostnad
Maximalt effektbehov 200 kW
Årligt värmebehov 440 MWh

	Energi- konsumtion	VP	Luft- konv.	Jord- ackum.	Panna Tank	Skor- sten	Tot. inkl. moms	A $r_0=2\%$ $r_e=2\%$ kr/år
	MWh	kr	kr	kr	kr	kr	kr	kr/år
VP 100% 15-5 °C	e1 164	127	62	108	-	-	334	76
VP 100% frysning	e1 182	154	29	106	-	-	323	78
VP 60% 15-5 °C	e1 168 olja 37	94	58	101	38	53	386	83
VP 60% frysning	e1 182 olja 42	110	27	98	38	53	364	84

TABELL 2 Investeringskostnad och likformig årskostnad
Maximalt effektbehov 500 kW
Årligt värmebehov 1100 MWh

	Energi- konsumtion	VP	Luft- konv.	Jord- ackum.	Panna Tank	Skor- sten	Tot. inkl. moms	A $r_0=2\%$ $r_e=2\%$ kr/år
	MWh	kr	kr	kr	kr	kr	kr	kr/år
VP 100% 15-5 °C	e1 411	230	153	265	-	-	721	178
VP 100% frysning	e1 454	300	73	260	-	-	705	183
VP 60% 15-5 °C	e1 419 olja 93	160	127	250	55	65	731	190
VP 60% frysning	e1 455 olja 103	190	67	245	55	65	692	191

2.5 Geotermisk energi

Allmänt

Med geotermisk energi avses den värme som kommer från jordens inre - således inte den värme, som bildas i de ytliga jordlagren på grund av solens instrålning. De högsta värmeflödena finner man i vulkaniska områden, där uppträngande bergartsmältor (magmor) nått jordytan. Närliggande exempel på detta finner vi t ex på Island. Inom ickevulkaniska områden, som t ex vårt eget land, är värmeflödet betydligt lägre. Detta beror på att det uppsmälta berget här ligger på stort djup. Värmen kommer i stället från sönderfall av radioaktiva element (uran, torium och kalium) som finns koncentrerade framför allt i graniter i jordskorpan. Därför blir bidraget därifrån störst. Det finns andra krav man kan ställa på den "bra" bergart ur geotermisk synpunkt, förutom förhöjda halter av radioaktiva element. Även storleken på den värmeproducerande bergartskroppen är avgörande.

Tillämpning i Sverige

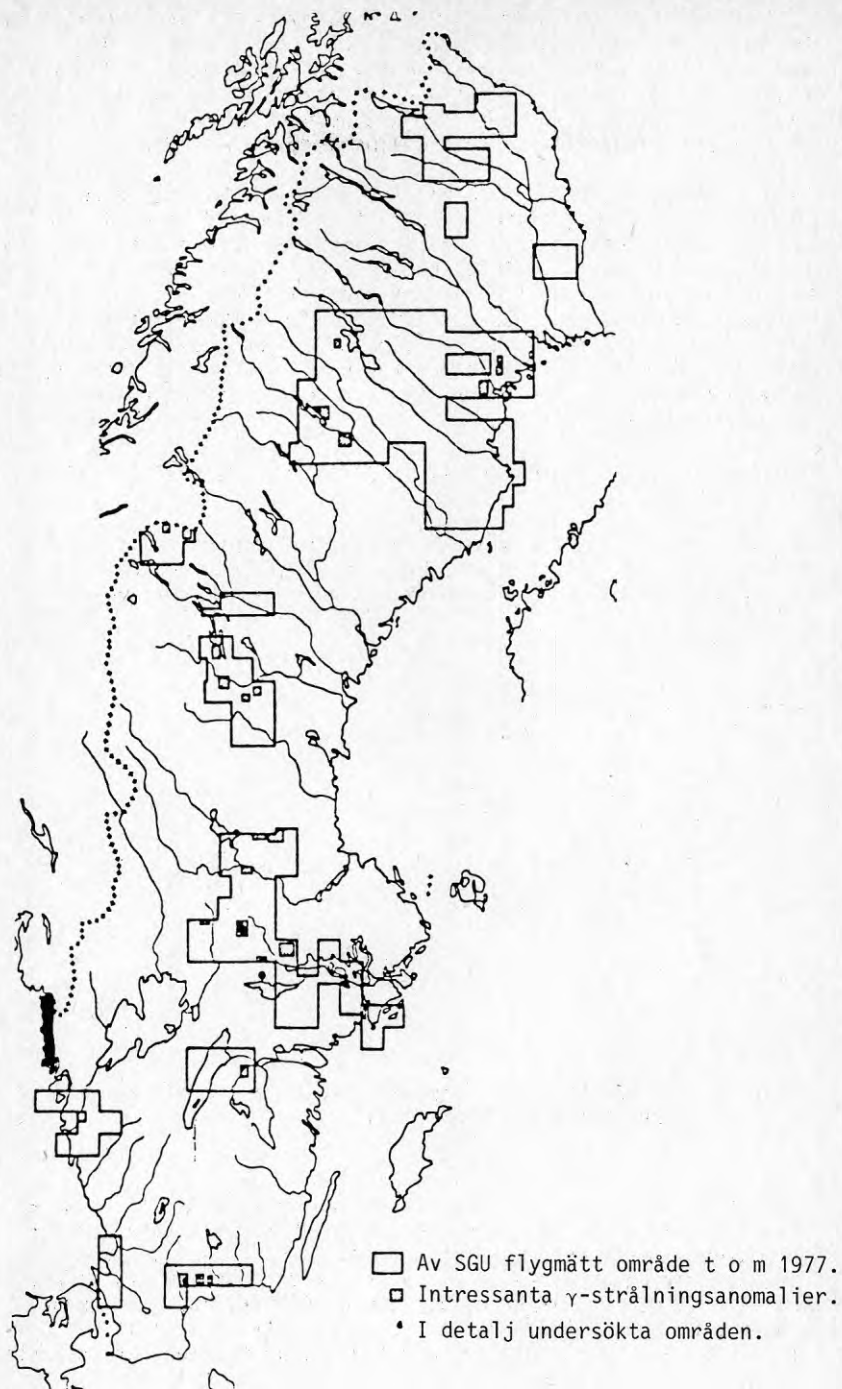
Den statliga Nämnden för Energiproduktionsforskning (NE) har sedan 1975 bl a stött forskning kring geotermisk energi i vårt land. Ett av delprojekten har bedrivits vid Geologiska institutionen vid Chalmers tekniska högskola i Göteborg som resulterat i bl a följande rapporter och artiklar: Ahlbom et al. (1978, 1979), Hanson et al. (1979), Landström et al. (1979), varifrån en del material hämtats.

Det projektet gick ut på att utveckla en teknik för att prospektera efter geotermisk energi i hela vårt land. Tyvärr har ytterligare pengar ej beviljats till en fortsättning av det projektet trots att man visat att det är ekonomiskt intressant.

Temperaturens ändring mot djupet är mycket dåligt undersökt i Sverige. Avsaknaden av djupa borrhål (>500 m) har gjort att relativt få mätningar har utförts.

Varmt, salt vatten upptäcktes under 1940-talet i djupborrade hål i Skånes sedimentära berggrund av SGU (Sv. Geol. Undersökning). Under senare år har flera borrhål med varmt vatten dessutom påträffats av Oljeprospektering AB. Temperaturer på drygt 70°C har uppmätts vid djup på 2.5 - 3 km. Planer finns att i en snar framtid undersöka dessa vattenreservoarers kapacitet och möjligheterna att direkt använda detta vatten i befintliga fjärrvärmesystem.

Emellertid är dessa varmvattenreservoarer förmodligen begränsade såväl till kapacitet som geografisk utbredning. Sedimentära bergarter liknande dem i Skåne finns t ex även på Gotland. På Gotland är dock mäktigheten mindre. Temperaturer på ca 30°C har uppmätts vid undre delen av det sedimentära bergartstacket. Huvudparten av vårt land består av kristallina bergarter, där förutsättningar inte finns för liknande vattenreservoarer.



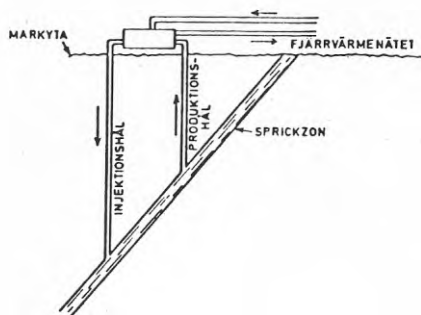
Figur 10. Översikt över bl a de i detalj undersökta områdena med avseende på värmegenerering och värmeflöden (rapport CTH).

Detta innebär inte att den kristallina berggrunden är ointressant ur geotermisk synpunkt. Nyligen utförda mätningar inom bohusgraniten uppvisar temperaturgradienter på ca $1.5-2.4^{\circ}\text{C}$ per 100 m, vilket är betydligt högre än normalt. Anledningen till detta är att koncentrationen av de radioaktiva elementen är onormalt stor inom denna bergart. Således är t ex uranhalten mer än tre gånger så stor som genomsnittet för andra bergarter i Västverige.

Även i andra för Sveriges förhållanden unga graniter har betydligt förhöjda temperaturgradienter uppmätts. Figur 10 visar den regionala fördelningen av kända graniter med förhöjda halter av radioaktiva element - således attraktiva ur geotermisk synpunkt. Man kan förvänta sig att det finns många områden inom Sveriges kristallina berggrund, där det finns temperaturgradienter så stora, att berget på drygt tre kilometers djup skulle vara tillräckligt varmt att utnyttjas för husuppvärmning. Denna typ av berggrund kan utgöra en större tänkbar geotermisk energireserv än den sedimentära.

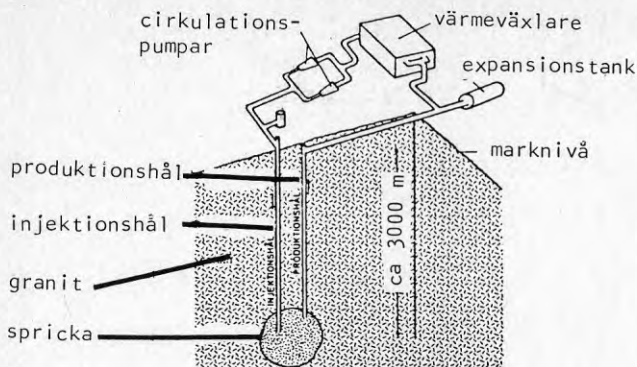
I Göteborg t ex finns en granitisk gnejs med hög halt av radioaktiva element.

Två principer finns för upptagande av värme ur kristallin berggrund. Man kan utnyttja en djup, naturlig sprickzon där man borrar ned två hål och cirkulerar vatten enligt figur 11.



Figur 11. Principskiss för cirkulering av vatten via naturlig sprickzon. (Ahlbom et al, 1978)

En annan möjlighet är att borra två parallella borrhål och spräcka berget mellan dessa hål, varefter man cirkulerar vattnet mellan borrhålen via sprickorna, se figur 12. I Los Alamos, New Mexico, USA, har man sedan några år cirkulerat vatten mellan två sådana hål på 3 km djup. Där är gradienten ca $60^{\circ}\text{C}/\text{km}$ inom testområdet och man får upp ca 180°C vatten som efter att ha avgivit sin värme åter leds ned i berget. Inga negativa miljöeffekter har upptäckts i samband med försöken.



Figur 12. Principskiss för cirkulering av vatten via artificiell spricka. (Ahlbom et al, 1978)

Beräkningsexempel på en geotermisk anläggning i Göteborg

För att få en uppfattning om hur realistiskt det är med geotermisk energi i Sverige har tidigare gjorts beräkningar. För att undersöka möjligheterna att utnyttja geotermisk energi i kristallin berggrund kombinerat med värmepump har två ekonomiska beräkningar gjorts.

Förutsättningar

Beräkningarna har gjorts för en helt ny, mindre värmecentral och en större värmepumpcentral som antas byggas i en befintlig panncentral. Den mindre har en värmepump med en motoreffekt på 1 MW. Motoreffekten har satts till 2.7 MW för den stora värmepumpcentralen.

Kostnaderna för komplettering av den befintliga panncentralen har erhållits vid förfrågningar hos olika företag samt uppskattats. Dessa kostnader är därför ganska osäkra.

För den nya värmecentralen har kostnaderna tagits från en under 1979 projekterad och offererad värmepumpanläggning för spillvärme.

Beräkningar har gjorts för temperaturgradienterna $15^{\circ}\text{C}/\text{km}$, $20^{\circ}\text{C}/\text{km}$ och $25^{\circ}\text{C}/\text{km}$.

För den mindre värmepumpen antas hålen borrar ned till 1.3 km djup i de olika gradienterna, varvid temperaturerna 40°C , 34°C och 28°C erhålls. Borrkostnaden till 1.3 km har erhållits vid förfrågningar hos svenska borrhjör. Flödena har satts till $0.024 \text{ m}^3/\text{s}$, 0.028 resp 0.036 för att erhålla lika stor effekt på anläggningarna. De svenska firmorna borrar bara smala hål till dessa djup, varför borrhålsantalet anpassats till flödena. Den svenska tekniken är anpassad till att på ett billigt sätt undersöka berggrunden och inte pumpa vatten, varför det troligtvis blir billigare med 2 hål med grövre dimensioner. Kostnaderna förutsätter ett berg utan krosszoner, vilket avsevärt kan fördyra borrarningen.

Borrkostnaderna för den stora värmepumpen har beräknats enligt nedanstående formel. Den formeln anger den totala kostnaden för en anläggning utan värmepumpar, dock ingår kostnaden för kulvert, pumpar och reglerutrustning. Formeln grundar sig på faktiska borrhållskostnader till 3-4 km djup i relativt hård berggrund. Borrhållsdiameter ca 25-30 cm. Flödet har valts till 90 l/s, vilket ger måttliga friktionsförluster i ovanstående borrhål.

Kostnaden för borrhningen grundar sig på amerikanska erfarenheter. För att inte underskatta kostnaderna har dessa här antagits bara gälla borrhning och rör i borrhål, dock ej pumpar m m. Formeln lyder:

$$c(D_i, D_p) = c_0 + c_1(D_i + D_p) + c_2(D_i^2 + D_p^2)$$

där

$$\begin{aligned} c_0 &= 3\,000\,000 \text{ kr} \\ c_1 &= 450\,000 \text{ kr/km} \\ c_2 &= 430\,000 \text{ kr/km}^2 \\ D_i^2 &= \text{djupet på injektionshålet} \\ D_p^2 &= \text{djupet på produktionshålet} \end{aligned}$$

Kostnaden för eventuell uppspräckning har uppskattats till 2 Mkr för den lilla anläggningen och 5 Mkr för den stora.

Vid uppskattning av kostnader har i möjligaste mån aktuella å-priser 1980 använts, dock har justeringar gjorts med hänsyn till initial- och marginalkostnader. Det bör poängteras att de kostnader som redovisas i exemplen ej är att se som kalkyler, efter vilka man kan bygga till ett fast pris. De är att se som en bedömning av potentialen för geotermisk energi i kristallin berggrund i Sverige.

Med hjälp av anläggningskostnader samt kostnader för underhåll och 1980 års energipriser har anläggningarnas återbetalningstid beräknats.

Underhållet har uppskattats till 2% per år av investeringskostnaden.

Anläggningarna har beräknats utnyttjas på följande sätt:

Den stora anläggningen:

Värmet mellan 90-60°C utnyttjas direkt med hjälp av värmeväxlare. Värmet mellan 60-25°C utnyttjas med hjälp av eldriven värmepump som höjer temperaturen till maximalt 70°C, dvs förångning 20°C kondensering +75°C. Varmaste retur från uppvärmningssystemet antas till 60°C. För den lilla värmepumpcentralen har förångningstemperaturen satts till +0°C och kondenseringstemperaturen till +65°C.

Erforderlig värmeväxlaryta nere i berggrunden antas erhållas med två borrhål. Cirkulationssystemet borrhål - sprickor - värmecentral antas slutet med enbart friktionsförluster.

Elströmmen till pumpar och kompressorer har antagits kosta 0.23 kr/kWh. Driftstiden har valts till 6 000 h (bottenlast). Oljan antas kosta 1000 kr/m³.

Exempel 1

Mindre, nybyggd värmepumpcentral med en motoreffekt på 1 MW med en värmefaktor på 5 i det aktuella temperaturområdet. Kostnader för värmepumpcentralen har beräknats till 9.5 milj. kronor. Häri ingår kostnaderna för pumpstationer, byggnad samt kulvertar. Till dessa kostnader kommer borrhålskostnaden och underhåll (2%) samt kostnaden för att driva pumpar och kompressorer.

En mycket enkel beräkning har gjorts för att se hur lång tid energibesparingen utan hänsyn till amortering och ränta betalar av anläggningen.

Anläggningen producerar ca 6 000 x 5 MWh värme varje år, dvs 30 000 MWh, vilket är värt omkring 4.5 Mkr/år vid ett oljepris på 1 000 kr/m³ med en pannverkningsgrad på 80% och inklusive drift- och underhållskostnader för pannanläggningen.

Beroende på gradient och temperaturkrav blir återbetalningstiden för gradienterna 15, 20 och 25°C/km (6, 8 och 10 borrhål krävs för de olika gradienterna).

	Gradient, °C/km		
	15	20	25
Borrhålskostnad, 1.3 km; inkl spräckn.	15	13	11 Mkr
Värmepumpcentral	10	10	10 Mkr
Total anläggningskostnad	25	23	21 Mkr
Investeringskostnad	5000	4600	4200 Kr/kW
Driftskostnad el,	1.7	1.7	1.6 Mkr/år
Underhållskostnad (2%),	0.4	0.3	0.3 Mkr/år
Total drift- och underhållskostnad	2.1	2.0	1.9 Mkr/år
Återbetalningstiden	10.3	9.2	8.1 år

Exempel 2

En befintlig värmecentral som kompletteras med en geotermisk anläggning med värmepump. Värmepumpens motoreffekt har satts till 2.7 MW. Borrhålen antas borras så att 90°C vatten erhålls vid samtliga gradienter. Vattnet med temperaturen 90-60°C utnyttjas direkt till uppvärmning med hjälp av en värmeväxlare. Värmet mellan 60-25°C utnyttjas med hjälp av en stor värmepump som höjer temperaturen till 70°C. Flödet har satts till 90 l/s och borrhålen till 250-300 mm.

Maximalt kan man ta ut 11.3 MW ur temperatursänkningen av vattnet mellan 90-60°C. Högsta returtemperatur på värme för värmedistributionssystemet har antagits till 60°C. Från värmepumpen erhålls 2.7 + 13.5 = 16.2 MW med en värmefaktor på ca 6.0.

Totalt erhålls ur anläggningen 27.5 MW.

Kostnaden för anläggningen har erhållits genom förfrågningar hos olika företag samt genom uppskattningar. Totalt blir kostnaderna inkl. projektering m m 15.0 milj.kronor.

Anläggningen producerar 6 000 x 27.5 MWh värme varje år, dvs 165 000 MWh, vilket är värt omkring 25 Mkr om värmets produceras med olja å 1 000 kr/m³ vid en pannverkningsgrad på 80% och inkl drifts- och underhållskostnad för pannanläggningen.

Beroende på gradient och temperaturkravet blir borrhålsdjupen 5.5, 4.1 och 3.3 km. Borrhålskostnaden för 5.5 km hålet kan vara felaktigt då formeln grundar sig på faktiska kostnader från borrhningen till fyra (4) kilometers djup.

Återbetalningstiderna blir:

	Borrhålsdjup, km		
	3.3	4.1	5.5
Borrhålskostnad inkl spräckn.	20	27	39 Mkr
Värmepumpcentral	15	15	15 Mkr
Total anläggningskostnad	35	42	54 Mkr
Investeringskostnad	1270	1530	1960 kr/kW
Driftskostnad el	4.9	5.2	5.7 Mkr/år
Underhållskostnader	0.60	0.7	1.0 Mkr/år
Total drift- och underhållskostnad	5.5	5.9	6.7 Mkr/år
Återbetalningstid	1.3	2.2	3.0 år

I alla ovanstående beräkningar har antagits att man har ett slutet cirkulationssystem i berget. Skulle så ej vara fallet blir pumpkostnaden högre. Antag att man vid det system som beskrivits, som behöver 4.1 km djupa borrhål, ej får ett slutet system utan att man måste lyfta vattnet 1 000 m för att sedan släppa det efter värmeuttag vid markytan. Den totala driftskostnaden ökar då med 1.5 Mkr/år, dvs vi skulle få en återbetalningstid på $(42 + 3)/(25 - 7.4) = 2.6$ år i stället för 2.2 år. De extra 3 miljonerna är för de dyrare pumparna. Beräkningen antyder att även ickeslutna system skulle gå att utnyttja.

Ovanstående beräkningar visar att geotemisk energi kan vara intressant i Sverige även utanför Skåne. Beräkningarna visar inte på så bra ekonomi för den mindre anläggningen, men det kan bero på att beräkningarna är gjorda med ett antal givna förutsättningar som inte kunnat optimeras här. En noggrannare och mera utförlig beräkning behöver göras för att man bättre ska kunna bedöma och optimera kombinationerna av värmepump - borrhålsdjup - borrhålsdimensioner och värmeväxlare i olika gradienter. Man bör även studera påverkan av nedkylningen av berggrunden, utnyttjandetiden, uppspräckningen m m.

Den låga gradienten på $15^{\circ}\text{C}/\text{km}$ är av mycket stort intresse då man kan förvänta att många graniter i Sverige har den gradienten, vilket kan innebära en stor del av Sveriges yta förutom Skåne och fjällen.

Ett sätt att öka utnyttjandetiden för anläggningarna och därmed förbättra ekonomin kan vara att under sommarhalvåret fortfarande ta upp värme men att då ackumulera den värmen i ackumulatorer. Det värmnet används sedan under vintern och anläggningen får på så vis ökad kapacitet.

Geotermisk energi kan även användas till att torka mobila saltlager för system typ Tepidus.

Det är följaktligen mycket intressant att ytterligare undersöka möjligheterna för en försöksanläggning för geotermisk energi i kristallin berggrund. Den modell man har för vindenergiexperimenten kunde vara bra. Svensk industri skulle då kunna utveckla intressanta produkter. T ex satsar USA, Japan och Tyskland mycket pengar på utveckling av den geotermiska energin. Plats för det första geotermiska värmeverket i kristallin berggrund skulle Hisingen kunna vara, då man där planerar ett kraftvärmeverk och man dessutom har en hög radiaktiv granitisk gnejs som kan vara djup. Den är ca 5 km bred vid Backa-Kärra.

Den planerade oljeeldade anläggningen på Hisingen har beräknats producera 210 MW_{el} och 330 MW_{värme} per block. Man har räknat med två block i drift 1990. Anläggningen har beräknats till 1 200 Mkr i 1978 års priser samt 50 Mkr för oljelager. Motsvarande plus 65 Mkr för kolhamn och kollager.

Några geotermiska värmeverk, som skulle producera lika mycket värme, skulle, med en gradient på $20^{\circ}\text{C}/\text{km}$, kosta 900 Mkr, beräknat på att vi får bygga 24 st av den ovan kalkylerade storleken på 27.5 MW. Lämpligare är troligtvis att bygga 2 å 3 st större anläggningar med större borrhålsdjup, där man dessutom producerar elektrisk energi med hjälp av stora freon- eller ammoniakturbiner.

Varken uppspräckning av eller borrhning i kristallin berggrund till stora djup har gjorts i Sverige med ovanstående dimensioner på borrhålen. Man har maximalt borrar ca 2 km för järnmalmsprospektering. I USA har man lyckats med att borra ned till 4 km med konventionell oljeborrhningsteknik. Kostnaderna för borrhning och uppspräckningen kan därför vara för lågt uppskattade på grund av ringa erfarenhet. En utveckling av borrhniken och uppspräckning i kristallin berggrund för stora djup är därför nödvändig inom en snar framtid.

För den större anläggningstypen med djupare borrhål kan borrhålskostnaden inkl spräckkostnaden dock öka till det dubbla utan att avbetalningstiden och kostnaden för varje sparad kWh blir för höga i jämförelse med andra alternativa system.

Geotermisk energi är också intressant ur den synpunkten att åtgärder för energibesparingen görs endast i värmecentralen, inga solfångare, inget ingrepp i bebyggelsen är nödvändigt. Stora befintliga energibehov skulle kunna åtgärdas på ett enkelt sätt.

3. SOL- OCH JORDVÄRMESYSTEM I TÄTORT. ÖVERSIKTLIG KOSTNADJÄMFÖRELSE

3.1 Värmelagring

För att kunna utnyttja solvärme för byggnadsuppvärmning vintertid måste man lagra värmet under längre tidsperioder.

Maximalt behöver vi lagra hela årsvärmebehovet för uppvärmning plus en del av energibehovet för tappvarmvatten, vilket tillsammans blir 150 till 200 kWh/m² lägenhetsyta och år i den aktuella bebyggelsen som främst består av flerbostads- och lokalhus från 1940 och framåt.

I praktiken behövs kanske bara drygt hälften så stor lagring eftersom en hel del värme åtgår både för uppvärmning och tappvarmvatten under den varma och soliga årstiden då värmet från t ex solfångarna kan användas direkt. Energilagringen sker enklast som ren värmelagring.

De vanligaste temperaturnivåerna för sådana lager är 90⁰-60⁰C, 60⁰-30⁰C, 30⁰-0⁰C samt is-smältvärmelager.

Temperaturområdet 90⁰-60⁰C är direkt användbart för existerande radiatorsystem.

Temperaturnivån 60⁰-30⁰C möjliggör direkt uppvärmning efter komplettering av radiatorsystemen.

Temperaturer under 30⁰C kan nyttiggöras i existerande radiatorsystem endast med hjälp av värmepump.

Lagren kan utformas på olika sätt.

En isolerad ståltank med vatten kan användas inom alla temperaturområdena och beräknas i stora anläggningar kosta 60-200 kr/m³ beroende på isolering och lagringsvolym eller ca 4 kr/kWh lagrat värme vid 25⁰C utnyttjad temperaturdifferens. Svårigheter föreligger dock att få plats med sådana ackumulatörer i befintlig bebyggelse.

För ett oisolerat blockfyllt bergrumsvärmelager med cirkulerande vatten eller en åsakvifer beräknas anläggningskostnaden till 20-60 kr/m³ lagringsvolym eller ca 3 kr/kWh lagrat värme vid 25⁰C utnyttjad temperaturdifferens.

För ett lågtemperaturvärmelager med vertikala köldbärarrör i tjocka lerlager och med temperatur under 25⁰C har anläggningskostnaden beräknats till 5-10 kr/m³ eller omkring 0.50-1 kr/kWh lagrat värme vid 10⁰C utnyttjad temperaturdifferens.

Is-smältvärmelager beräknas i anläggning kosta något mindre än 1 kr/kWh lagrat värme.

Allmänt kan man konstatera att is-smältvärmelagren tar liten plats eftersom smältvärmeför is motsvarar ett temperaturutnyttjande av 80⁰C hos vatten. Av byggda lager, baserade på fasomvandling, torde is-smältvärmelagren vara billigast trots att det kan vara svårt att hantera isen.

Fördelen med bergrums- och jordvärmelagren är att de inte förändrar stadsbilden, vilket är väsentligt eftersom termiska lager blir stora om stora delar av värmebehovet skall kunna täckas med t ex solvärme som lokal energikälla.

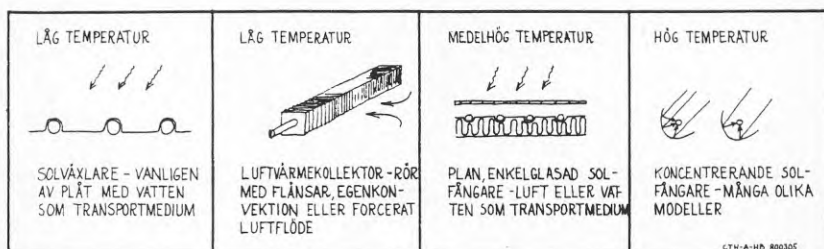
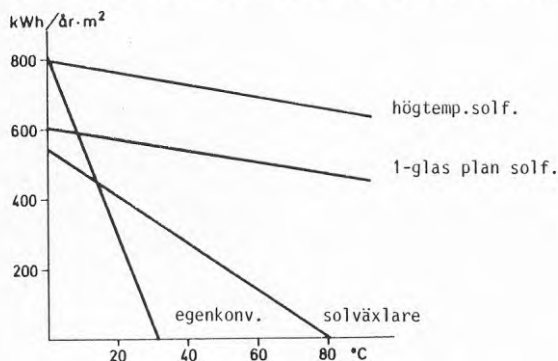
3.2 Värmekollektorer

Värmekollektorer kan utformas på olika sätt beroende på vilket temperaturområde de är tänkta att användas i.

De konventionella solfångarna där solstrålningen direkt omvandlas till värme som kan nyttiggöras är vanligtvis starkt beroende av solstrålningens intensitet. De måste därför placeras så att de nås av så mycket solstrålning som möjligt, vilket i tätort innebär begränsningar, eftersom uppvärmningsbehovet motsvarar upp till 700 kWh/m² markyta årligen. De lättillgängligaste och mest exponerade ytorna i tätorten är lutande och lämpligt orienterade takytor. I praktiken utgör dessa ytor omkring 40% av totala takytan, vilket innebär att om vanliga solfångare skall användas för helårsuppvärmning så går detta bara i lägre bebyggelse.

I figur 13 visas principiellt hur den insamlade energimängden minskar med ökande driftstemperatur.

Med oglasade och oisolerade solfångare, s k solväxlare, kan också uteluftens värme nyttiggöras om arbetstemperaturen hålls låg. Då kan också ogynnsamt orienterade takytor användas för placering av solfångare och även högre bebyggelse försörjas med solvärme.



Figur 13. Insamlad årsenergi som funktion av cirkulationsmediets medeltemperatur för olika typer av solfångare.

Luftvärmekollektorer och luftbatterier utgör extremt platsbesparande alternativ till solfångare och solväxlare men de arbetar med låga temperaturer som gör det nödvändigt att använda värmepump för att utnyttja värmets, vilket även gäller för oisolerade solväxlare.

Kostnaden för högtemperatursolfångare (som är starkt beroende av direkt solstrålning) ligger omkring 1 500 kr per m² solfångande yta exkl montering, innebärande 2-3 kr/kWh insamlad årsenergi beroende på temperaturområde.

Plana, enkelglasade solfångare som är mindre beroende av direkt solstrålning men inte ger lika höga temperaturer kostar omkring 600 kr/m² eller 1-2 kr/kWh insamlad årsenergi.

Oglasade solväxlare kan användas för temperaturer upp till 30-40°C och kostar ca 150:-/m². Egenkonvektorer är användbara endast vid arbetstemperaturer som understiger uteluftens högsta temperatur (ca 25°C) och kostar i investering 20-40 kr/m² flänsyta eller 0.25-0.50 kr/kWh insamlad årsenergi.

3.3 Systemkostnader

För att underlätta jämförelser mellan olika sol/jordvärmesystem i befintlig bebyggelse med varmvattenradiatorer har i tabell 3 bedömda investeringskostnader (inkl installationskostnader) sammanställts per årlig sparad kWh.

Med heltäckande system avses där sådana solvärmesystem som tillgodoser mer än halva årsvärmebehovet medan deltäckande system endast klarar värmebehovet under den varmare årstiden (mindre än halva årsvärmebehovet) eller enbart tappvarmvattnet under denna tid.

Heltäckande system med 90/60°C och 60/30°C arbetstemperatur kan användas i större system för uppvärmning av t ex tät låghusbebyggelse där tillräckliga takytor för solkollektorer kan uppbådas. I heltäckande system krävs alltid värmelager som dock kan minskas om husisoleringsåtgärder vidtas.

Systemen med lägre arbetstemperatur använder värmepump för nyttiggörande av värmets och kan användas både för uppvärmning och tappvarmvattenproduktion också i tätare bebyggelse eftersom uteluftens värme utnyttjas i hög grad varigenom solfångarebehovet nedbringas. Hela värmebehovet kan dock inte heller i dessa system tillgodoses utan värmelagring.

Som jämförelse har också kostnaderna för att utnyttja jordvärme genom pumpning av grundvatten och geotermisk energi uppskattats.

Anläggningskostnaderna för traditionella ytjordvärmesystem för småhus har också inlagts.

De i sammanställningen upptagna investeringskostnaderna är hämtade som delkostnader ur flera olika källor och utgör bedömningar av vad det idag skulle tänkas kosta att introducera sol/jordvärmesystem i befintlig tätortsbebyggelse som har vattenradiatorssystem.

Sammanställningen antyder att investeringskostnaden blir lägre för system med låg arbetstemperatur. Kostnaden synes också sjunka om heltäckande system inte eftersträvas.

TABELL 3 Investeringstkostnad för sol/jordvärmesystem i befintlig bebyggelse som har varmvattenradiatorer (kr/sparad kWh år).

	Kollektor	Värme- lager	Mont.	Kompl. rad.	Vp	inv/årl. spar kWh
90/60°C högtemp. solvärme- system						
Heltäck.	2 - 3	3	2 - 3	-	-	7 - 9
Deltäck.	2 - 3	-	1 - 2	-	-	3 - 5
60/30°C 1-glas						
Heltäck.	1 - 2	2	2 - 3	<0.50	-	5.00-7.50
Deltäck.	1 - 2		1 - 2	-	-	2.00-4.00
30/0°C solvx1. med VP						
Heltäck.	0.50-1.50	0.50-100	0.50	<0.50	0.50-1.50	2.00-5.00
Deltäck.	0.50-1.50	-	0.50	-	0.75-1.50	1.75-3.50
30/0°C luftkoll. med VP						
Heltäck.	0.25-0.50	0.50-1.00	0.25	<0.50	0.50-1.50	1.50-3.75
Deltäck.	0.25-0.50	-	0.25	-	0.75-1.50	1.25-2.25
Trad. yt- jordvärme (småhus)						
		0.50	0.25		1.50	2.25
Pumpning grund- vatten						
		0.25	0.25		0.50-1.50	1 - 2
Geotermisk energi						
5 MW		0.50-0.70			0.45	0.95-1.15
27.5 MW		0.15-0.30			0.10	0.25-0.30

Deltäckande lågtemperatursystem torde i dagsläget dra lägst investeringar och kan införas i all bebyggelse eftersom kollektor-, ackumulerings- och distributionsproblemen blir små. De största hindren för dessa system är dels att man måste ha två energiförsörjningssystem i drift, dels att man måste ha ett stort antal anläggningar för att nå en stor sammanlagd besparingseffekt. Det senare innebär också att ett större antal "igångsättningsmotstånd" måste övervinnas.

Med hänsyn till investeringskostnaden, yttre fysiska begränsningar och de i husen existerande uppvärmningssystemen torde möjligheterna att utnyttja solen som lokal energikälla för helårsuppvärmning av befintlig tätortsbebyggelse vara störst i ackumulerande jordvärmesystem som arbetar med låg temperatur förutsatt att de geologiska förutsättningarna finns. I tätorter med utbyggt distributionsnät med värme från fjärrvärmeverk eller större värmecentraler förefaller grundvattenutnyttjande och geotermiska system vara av intresse ur investeringsynpunkt förutsatt att uthålligheten hos energikällan är tillräckligt stor.

Investeringskostnaderna för lågtemperatursystemen är jämförbara eller, för större anläggningar, lägre än motsvarande kostnader för att begränsa husens energiförluster t ex tilläggsisolering. Även om värmeförsörjningssystemen drar högre driftskostnader än isoleringsåtgärder gör, så ger de omedelbart en större energibesparing vilket kan vara väsentligt.



4. SLUTSATSER

Av tillgängliga lokala energikällor för medelstora värmeförsörjningsobjekt i tätort torde på kort sikt solvärme vara attraktivt om det används i luftvärmepumpsystem eller ackumulerande jordvärmesystem.

Ingenjörsgelogiska beräkningar antyder att vertikala jordvärmesystem i lera kan tänkas utnyttjas för helårsuppvärmning av minst 300 000 lägenheter i flerbostadshus. Motsvarande anläggningar i berg kan också försörja åtskilliga hus.

Teoretiskt har dessa system analyserats tekniskt-ekonomiskt så långt att den tekniska utformningen i princip är klarlagd. Konsekvenserna i bebyggelsen blir små jämfört med andra åtgärder som ger motsvarande energibesparingar. Fullskaleexperiment är dock nödvändiga för att pröva, kontrollera och demonstrera systemens utformning och funktion i detalj så att oförutsedda problem kan lösas innan ett större antal misstag görs.

Traditionella horisontella jordvärmesystem kan klara uppvärmningen framför allt för småhusbebyggelse, men kan även försörja flerbostads- och lokalhus i glesare tätortsområden. Däremot är systemets ytbehov för stort för utnyttjande i tätare bebyggelse. Ytbehovet kan dock minska med hjälp av värmekollektorer och bättre dimensioneringsunderlag.

Sedimentvärmesystemens potential i tätortsbebyggelse är inte undersökt och kunskaperna om tekniken är till vissa delar små.

Totalt leder en blygsam uppskattning till att mer 300 000 lägenheter skulle kunna värmas med traditionella ytjordvärme- och sedimentvärmesystem.

På längre sikt kan geotermisk energi ekonomiskt tänkas kunna utnyttjas för helårsuppvärmning av den fjärrvärmda bebyggelsen eller tillsammans med värmepump i mindre objekt. En betydande del av den idag fjärrvärmda bebyggelsen skulle kunna uppvärmas med geotermisk energi kombinerad med värmepump, uppskattningsvis minst 200 000 lägenheter. En inventering av geotermiskt gynnsamma områden är nödvändig för att göra säkrare uppskattningar; detsamma gäller för sediment- och konventionella ytjordvärmesystem. Vad det gäller grundvattnets bidrag har nyligen gjorts en riksinventering av stora grundvattenmagasin. Härav framgår att ca 180 000 lägenheter skulle kunna värmas med energi ur grundvatten om toppeffekten klaras med tilläggseffekt från t ex oljepanna.

Sammanlagt betyder detta att med dagens teknisknivå och energipriser skulle ca 1 miljon lägenheter eller motsvarande lokalyta kunna värmas med olika typer av jordvärmesystem i kombination med värmepump.

Ur underhållssynpunkt är det fördelaktigt om dessa kan vara eldrivna, vilket dock ställer krav på elförsörjningssystemen. Genom införande av jordvärme med värmepump i den elvärmda bebyggelsen behöver dock det totala elbehovet inte öka.

REFERENSER, RELATERADE TILL DE OLIKA KAPITLEN

Kapitel 1, 3 och 4.

Bygga under mark - spara olja. Rapport från konferens. Stockholm 29-30 januari 1979. IVA:s kommitté för underjordsbebyggelse.

Blomqvist N & Jacobson L: Förstudier av byggnadsuppvärmning med jordvärmepump. Förutsättningar i befintlig bebyggelse. BFR-rapport R94:1978.

Jordvärmegruppen CTH genom Lars Jacobson: Byggnadsuppvärmning med jordvärmepump. Översiktlig teknisk-ekonomisk bedömning av olika system i bostadshus. Intern lägesrapport december 1978.

Jordvärmegruppen CTH genom Lars Jacobson: Större jordvärmepumpsystem. Besparingsmöjligheter i befintlig bebyggelse. PM jan. 1980. Intern rapport.

Kapitel 2

Eriksson K.G & Waldner L: 1977: Förutsättningar för utnyttjande av jordvärme. VVS-forum nr 5, maj 1977.

Balstrup T, 1977: Värmeovergangsforhold i jord. Varmepumpeanlaeg. (Teknologisk Instituts Forlag) Geoteknisk Institut - DGI. København.

Modin B, 1979: Förstudier av byggnadsuppvärmning med jordvärmepump. Geologiska faktorer. BFR-rapport R55:1979.

Modin B & Wilén P: Byggnadsuppvärmning med jordvärmepump. Geologiska förutsättningar för värmelagring i lera inom större tätorter i Mellansverige. BFR-rapport R88:1980.

Modin B: Ackumulering av lågvärdigt värme i mark. VVS nr 9, 1978.

Modin B, 1978: Geologiska kartor för planering av ytjordvärme. VVS-78, internationella konferensen om förnyelsebara och konventionella energiformer inom VVS-tekniken: Värmepumpar.

von Cube H L, 1977: Die Projektierung von erdverlegten Rohrschlangen für Heiz-Wärmepumpen (Erdreich-Wärmequellen). Ki Klimat Kälte Ingenieur 6/1977.

Fordsmann M, Danig P, Eggers-Lura A, Teislev B & Worsøe-Schmidt P: Varmepumper og Sol, Forbedring av varmepumpers effektfaktor ved tilførsel af solenergi.

Sundberg J: Metoder för bestämning av termiska parametrar i berg och jord. 1979. Publ. B132, Geologiska inst. Chalmers tekniska högskola.

Jordvärmegruppen CTH: Nordic Symposium on Earth Heat Pump Systems. Preprints + supplement. 1979.

- Svensson T et al.: Energiutvinning ur sjö- och havssediment. En förstudie. BFR-rapport R76:1980.
- Balke K D, 1979: Die Abkühlung des Untergrundes beim Betrieb von Grundwasser-Wärmepumpen. ETA nr A4/A5.
- Drafz H J, 1974: Die Weitere Entwicklung von Wasser-Wasser-Wärmepumpen für Einfamilienhäuser. ETA nr A1.
- Gass T E & Lehr J H, 1977: Groundwater energy and the groundwater heat pump. Water Well Journal, april 1977.
- Jänich H, 1978: Erfahrungen mit Planung, Bau und Betrieb von Wärmepumpen - Wärmeträger Grundwasser. ETA nr 2.
- A Groundwater Heat Pump Anthology - Reprints from the major ground water heat pump articles of the past decade. Utgiven av National Water Well Association.
- Rihm T: Marklagerstudier för Sunroc-systemet. Delrapport 1, 1978-09 -- 12-31. 1978. Publ. B130. Geologiska inst., Chalmers tekniska högskola.
- Rihm T: Marklagerstudier för Sunroc-systemet. Delrapport 2, 1979-01-01 -- 09-30. 1979. Publ. B131. Geologiska inst., Chalmers tekniska högskola.
- Berntsson T & Rosenblad G: Förstudier av byggnadsuppvärmning med jordvärmepump. 1978. Intern rapport.
- Rosenblad G: Fullskaleprojekt med vertikalt jordvärmesystem i Utby. 1979. Intern rapport.
- Berntsson T & Agren M: Kostnader för komponenter och hela system för den apparat tekniska delen av värmepumpar med vätskeberörda förångare och kondensorer. 1979. Intern rapport.
- Jacobson L & Starke I: Byggnadsuppvärmning med jordvärmepumpar. Prov med egenkonvektorer som uteluftvärmefångare. 1979. Intern rapport.
- Berntsson T: Dimensionering av jordvärmesystem. Teknik och ekonomi. BFR-rapport R53:1980.
- Modin B: Geotermisk energi i kristallin berggrund kombinerat med värmepump. Ekonomisk beräkning. Publ. B149. Geologiska inst., Chalmers tekniska högskola.
- Hanson I, Ahlbom K, Larson S-Å & Lind G: The Bullaren lineament, southwestern Sweden - a possible site for geothermal heat extraction? Geothermics, 1979, vol. 8 no 1.
- Ahlbom K, Eriksson K.G, Landström O, Larson S-Å, Lind G & Malmqvist D: Investigations for geothermal energy in Sweden. Pageoph. Vol. 117 1978/79. Basel.
- Eriksson K.G, Landström O, Larson S-Å, Lind G & Malmqvist D: Värme flöde i berg. Slutrapport NE-projekt. Publ. B137. Geologiska inst., Chalmers tekniska högskola.

Ahlbom K, Larson S-A & Lind G, 1978: Geotermisk energi - något för Sverige? Geologiska inst., Chalmers tekniska högskola.

Agerstrand T, & Eriksson L O, 1980: Energi ur grundvatten. NE proj. 2060-551.

**Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 770609-7
från Statens råd för bygnadsforskning till Chalmers
tekniska högskola, Institutionen för värmeteknik,
Göteborg.**

R149: 1980

ISBN 91-540-3392-6

Statens råd för bygnadsforskning, Stockholm

Art.nr: 6700249

**Abonnemangsgrupp:
W. Installationer**

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

Cirka pris: 20 kr exkl moms