



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.



## Nordiskt samarbete om säsongslagring av värme

NBS-seminarium 5-6 oktober 1983

INSTITUTET FÖR BYGGDOKUMENTATION	
Accnr	Plac Ser

K  
Amo

R21:1984

NORDISKT SAMARBETE OM SÄSONGLAGRING AV VÄRME  
NBS-seminarium 5-6 oktober 1983

Gunnar Gustavsson och  
Stig Hård, redaktörer

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 821804-9  
från Statens råd för byggnadsforskning till Chalmers  
Tekniska Högskola, Geologiska institutionen, Göteborg

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

Denna skrift är framtagen direkt från föredragshållarnas material. Därför är bildmaterialet av mycket varierande kvalitet.

R21:1984

ISBN-91-540-4092-2  
Statens råd för bygnadsforskning, Stockholm

Spångbergs Tryckerier AB, Stockholm 1984

## INNEHÅLL

	<b>FÖRORD - Gunnar Gustafson, VIAK AB och CTH</b>	<b>Sid.</b>
<b>1.</b>	<b>INLEDNING, Ola Nyqvist, Bygghörsningsrådet</b>	<b>1</b>
<b>2.</b>	<b>NORDISKT SAMARBETE, Christian Mosgaard, Nordiska Ministerrådet</b>	<b>6</b>
<b>3.</b>	<b>LAGRETS ROLL I SAMHÄLLET, ordförande Sven-Erik Lundin, Bygghörsningsrådet (BFR)</b>	<b>10</b>
3.1	Inledning, Sven-Erik Lundin, BFR	10
3.2	Danmark - Seasonal Thermal Energy Storage and Society, Björn Qvale, DTH	17
3.3	Finland - Lagrets roll i samhället, Matti Heikkilä, Imatran Voima Oy	24
3.4	Norge - Lagrets roll i samhället, Dag Christensen, Olje-og Energidepartementet	32
3.5	Sverige - Energilagring - ett viktigt inslag i vår framtida värmeförsörjning? Tomas Bruce, Södertälje Energiverk	42
3.6	Sverige - Säsongslagrets uppgifter och ekonomi, Peter Margen, Margenkonsult	48
3.7	Diskussion kring lagrets roll i samhället, diskussionsledare: Sven-Erik Lundin, BFR	88
<b>4.</b>	<b>ÖVERGRIPANDE PROBLEMSTÄLLNINGAR Ordförande Jörgen Leth, Risö</b>	<b>90</b>
4.1	Beräkningar	90
4.1.1	Danmark - Matematiske modeller som værktøj ved projektering og afprøvning af varmelager i grunvandsmagasiner, presentation Stig Sørensen, DTH,	90
4.1.2	Danmark - Varmetab fra termiske saesongsvarmelagre, Kurt Kielsgaard Hansen, DTH	99
4.1.3	Finland - Simuleringsmodeller för säsongs-lager med några tillämpningar, Bill Östman, Tekniska högskolan i Helsingfors	118

	<b>Sid.</b>	
4.1.4	Norge - Beregning av sesonglagring av varme i jord, berg og vann, hva kan gøres i Norge? Even Thorbergsen, NTH	131
4.1.5	Sverige - Markvärme. Termiska analyser och beräkningsmodeller, Johan Claesson, LTH	141
4.2	Geologiska förutsättningar	148
4.2.1	Geologiska förutsättningar för värmelagring i Norden, Stig Hård, VIAK AB	148
4.3	Kemi	163
4.3.1	Kemiska problem i samband med lagring av vattenburen energi under mark, Bo Ronge, Geologiska institutionen, CTH	163
4.3.2	Grundvattnets kemi, Peter Christensen, Risö	175
4.4	Miljöfrågor och juridik	189
4.4.1	Miljöfrågor och juridik, Torbjörn Svensson, CTH och VIAK AB	189
4.5	Diskussion kring övergripande problemställningar, diskussionsledare: Jörgen Leth, Risö	199
<b>5.</b>	<b>TEKNIK</b>	<b>202</b>
5.1	Rörsystem - borrhålslager - lagring i mark, ordförande Peter Margen, Margenkonsult	202
5.1.1	Tekniköversikt, Peter Margen, Margenkonsult	202
5.1.2	Projekt i Finland - Kervo Solby, Peter Lund, Tekniska högskolan i Helsingfors	214
5.1.3	Projekt i Sverige - Borrhålsvärmelager i berg - Projekt Lulevärme, Bo Nordell, LuTH	229
5.1.4	Projekt i Sverige - Värmelagring i lera, projekt Sunclay och Kullavik, Stefan Olsson, AB Andersson & Hultmark	241
5.1.5	Diskussion kring lagring i mark, diskussionsledare Peter Margen, Margenkonsult	250
5.2	Bergrum - gropar - tankar - lagring i vatten, ordf. Gunnar Gustafson, VIAK AB och CTH	253
5.2.1	Tekniköversikt, Gunnar Gustafson, VIAK AB och CTH	253
5.2.2	Projekt i Danmark - 500 m <sup>3</sup> försöksvarmelager (seasonal storage test pit), Vagn Ussing, DTH	258

	<b>Sid.</b>	
5.2.3	Projekt i Sverige - Lyckeboprojektet, Elisabeth Kjellsson, Uppsala Kraftvärme AB	271
5.2.4	Projekt i Sverige - Groplager vid solvärme- centralen i Lambohov, Linköping, Gunnar Söderlund, VIAK AB	284
5.2.5	Diskussion kring lagring i vatten, diskus- sionsledare: Gunnar Gustafson, VIAK AB och CTH	297
5.3	Akvifer - lagring i akvifer, ordförande Björn Qvale, DTH	299
5.3.1	Aquifer Thermal Energy Storage, Survey of Technical Topics, Björn Qvale, DTH	299
5.3.2	Projekt i Danmark - Varmelagring i grund- vandsreservoarer, demonstrationslageret i Hörsholm, Danmark og foreløbige erfaringer herfra, Jørgen Leth, Risø	304
5.3.3	Projekt i Finland - Research on Aquifer Thermal Energy Storage in Finland, Heikki Iihola, Oy Vesi-Hydro AB	314
5.3.4	Projekt i Sverige - Lagring av ytvatten- värme i sandakvifer för fjärrvärmesystem i Klippan, Leif Lemmeke, VBB AB	324
5.3.5	Diskussion kring lagring i akvifer, diskus- sionsledare: Björn Qvale, DTH	332
<b>6.</b>	<b>UTVECKLING, ordförande Thore Berntsson, CTH</b>	<b>335</b>
6.1	Ekonomisk studium över säsongsmässig lagring i berget av värme för bruk i fjärrvärmesystem, Gösta Rosenblad, Jordvärmegruppen, CTH	335
6.2	Några tekniskt-ekonomiska synpunkter på låg- temperaturlagring, Thore Berntsson, CTH	351
6.3	Varmelagringens behov och lönsamhet i energi- system som innehåller mottrycksproduktion, Kari Sipilä, VTT	363
6.4	Potential, behov i samhället, Leif Lemmeke, VBB AB	380
6.5	Diskussion kring avsnittet utveckling, diskus- sionsledare: Thore Berntsson, CTH	392
<b>7.</b>	<b>SLUTSUMMERING OCH DISKUSSION, ordförande Arne Boysen, Hidemark &amp; Danielsson</b>	<b>397</b>

		Sid.
<b>8.</b>	<b>BILAGOR</b>	<b>406</b>
8.1	Seminarieprogram	406
8.2	Deltagarförteckning	413
8.3	Nordiska demonstrationsprojekt	418



## FÖRORD

Under 1982 antog de nordiska energiministrarna en arbetsplan för nordiskt samarbete inom energiområdet. Det bedömdes speciellt viktigt att främja ett ökat samarbete inom energiforskningsområdet.

Nordiska ministerrådet (NMR) har bl a förordat ett samarbete kring säsongslagring av värme i jord, berg och vatten och uppdragit åt Nordisk byggsamordning - energi (NBS-E) och Byggforskningsrådet (BFR) att genomföra ett samarbetsprogram.

Detta har lett till bildandet av en nordisk samarbetsgrupp (säsongslagringsgruppen) med två representanter från vardera Danmark, Finland, Norge och Sverige. Gruppens huvudsyfte är att främja det nordiska samarbetet genom att:

- informera om genomförda FoU-projekt
- gemensamt utvärdera genomförda FoU-projekt
- informera om demonstrationsanläggningar
- koordinera ländernas forskningsinsatser och infånga områden av gemensamt intresse

Säsongslagringsgruppens medlemmar har träffats fyra gånger under 1983 och lagt upp riktlinjerna för det nu genomförda seminariet som skall ses som ett första steg mot ett ökat nordiskt samarbete kring säsongslagring av värme.

Huvudsyftet med seminariet har varit att öka informations- och erfarenhetsutbytet mellan de nordiska länderna. Detta har försökt åstadkommas genom att presentera ett stort antal korta föredrag under fyra huvudavsnitt:

- lagrets roll i samhället
- övergripande problemställningar
- teknik
- utveckling

Seminarier arrangerades av Statens råd för byggnadsforskning och Chalmers tekniska högskola genom VIAK AB i Göteborg.

För BFR och NBS-E

Gunnar Gustafson

Ordförande säsongsgruppsgruppen

1. INLEDNING

Ola Nyqvist, Statens råd för byggnadsforskning

Inlägg presenterat vid "Nordiskt seminarium kring  
säsongslagring av värme", 5 och 6 oktober 1983

Ola Nyquist:

Inledningsanförande vid nordiskt seminarium om säsongslagring av värme i jord, berg och vatten i Göteborg, onsdagen den 5 oktober 1983

---

Det ligger i sakens natur att sektoriella forskningsorgan av den typ som i Sverige representeras av Statens råd för byggnadsforskning (BFR) och Styrelsen för teknisk utveckling (STU), i motsats till vad som traditionellt gäller för våra universitet och forskningsråd av typen Naturvetenskapliga forskningsrådet (NFR), har en benägenhet att inrikta sin forskning på kortsiktiga projekt, på kortsiktiga mål. Det är naturligt, menar jag, därför att de sektoriella forskningsorganen på ganska kort tid skall försöka få fram resultat som snabbt kan komma den speciella sektorn, i det här fallet byggsektorn, till godo - till praktisk nytta.

Under senare år har emellertid utvecklingen i Sverige gått därhän att man mer och mer understryker behovet av långsiktig kunskapsuppbyggnad även på de sektoriella forskningsorganens område. Jag tror det här är en samfällid nordisk erfarenhet. Situationen kom till klart uttryck i den proposition till den svenska riksdagen som las fram i våras och som resulterade i att riksdagen beslutade om nya riktlinjer för den svenska byggforskningen. Enligt beslutet skall BFR i fortsättningen också ha ansvaret för den långsiktiga kunskapsuppbyggnaden inom byggsektorn.

I propositionen underströks att forskningen inom byggsektorn också skall ge sådana kunskaper så att man kan bedöma helheten i samhällsutvecklingen. Sådan forskning som innebär reell kunskapsuppbyggnad inom områden som är långsiktigt viktiga för samhället, som i det här fallet byggsektorn, skall ges hög prioritet och byggforskningsrådet skall därför i första hand rikta in sitt stöd på den institutionella forskningen. Det skall ske genom bl a ramanslag som löper under en följd av år. Forskningen på universitet och högskolor och andra forskningsinstitut skall i dessa fall ske på eget programansvar.

Det här innebär emellertid inte att byggforskningsrådet skall sluta att

ge anslag även till andra intressenter på forskningsområdet. Tvärtom, ehuru kanske något motsägelsefullt kan det tyckas, understryks att man genom avtal och på annat sätt skall vidga forskningen även till de många övriga fou-intressenterna inom byggsektorn. Det förutsätts en fördjupad forskningssamverkan mellan BFR och olika byggforskningsintressenter såsom byggindustrin, kommuner, statliga verk, enskilda fastighetsägare, allmännyttiga bostadsföretag, boende, fackliga organisationer etc. BFR skall kunna sluta avtal med de olika intressenterna - på exempelvis fifty-fifty-basis då det gäller finansieringen - när det finns behov av en samlad forsknings- och utvecklingsinsats. Det förutsätts att staten tillsammans med avtalspartnern åtar sig att garantera en viss basorganisation för forskning inom ramen för vad man kan kalla kollektiv forskning.

För egen del kan jag inte avhålla mig från att fråga hur det egentligen blir med det långsiktiga kunskapsuppbyggandet om man alltför mycket sprider forskningsmedlen till mottagare som primärt har andra mera kortsiktiga och praktiska mål! Man måste noga följa utvecklingen på den punkten!

I vårens byggforskningsproposition föreslogs också en ytterligare utveckling av systemet med behovsanpassad teknikupphandling som ett viktigt och intressant led i FOU-verksamheten. I första hand gäller väl det här ombyggnads- och energiområden.

I riksdagsbeslutet om byggforskningen förutsattes också att BFR skall utveckla former för att bättre kunna följa och utvärdera det arbete som bedrivs inom de olika ramprogrammen. I en utredning, som föregick byggforskningspropositionen, hade föreslagits att BFR:s styrelse skulle ha en majoritet av forskare, men förslaget mötte ett kompakt motstånd under remissbehandlingen. Riksdagsbeslutet blev att BFR:s styrelse även i fortsättningen skall bestå av ledamöter som främst representerar samhället och övriga avnämare av forskningens resultat. Men i stället beslutade man inrätta en under styrelsen direkt ställd - men från BFR:s kansli helt skild vetenskaplig nämnd. Det kan nämnas att byggforskningsrådets styrelse för närvarande innehåller representanter för statlig förvaltning, för byggindustrin, byggtreprenörerna, byggförvaltning, kommunerna och forskarsamhället.

Vetenskapliga nämnden, som jag är ordförande för, har till uppgift att

- följa och bedöma anslagstagarnas arbete från metodiska sympunkter
- ge vägledning för rådets prövning av den metodiska tillförlitligheten i anslagsprojekt och resultatredovisningar
- vid behov ta initiativ till träning och utveckling av vetenskaplig metodik hos anslagsmottagare
- stimulera den vetenskapliga metodutvecklingen genom initiativ till seminarier, skrifter och liknande inom och över landets och disciplinernas gränser

Nämnden skall med andra ord utvärdera den vetenskapliga kvaliteten, kompetensen och relevansen i BFR-projekt samt verka för goda forskarmiljöer. Nämnden har utöver ordföranden fem ledamöter, som skall representera teknik och naturvetenskap (2 ledamöter), beteendevetenskap (1 ledamot), ekonomi (1 ledamot) och tekniskt-industriellt utvecklingsarbete (1 ledamot). I nämnden ingår nu en professor i byggnadskonstruktion, en docent i temaämnet vatten i natur och samhälle, en professor i nationalekonomi, en professor i sociologi och slutligen en professor i uppvärmnings- och installationsteknik. Själv har jag en juridisk och samhällsvetenskaplig forskarbakgrund.

Det praktiska arbetet är upplagt så att vi kommer att rätta mycket arbeta med internationella utvärderingar, på samma sätt som NFR och STU. Nu i höst börjar nämnden med fyra utvärderingsgrupper. Varje grupp har som ordförande en ledamot av nämnden. Möjligen kommer en grupp att arbeta med ett ämne som har anknytning till de frågor som kommer att diskuteras här på seminariet. Ett av flera alternativa utvärderingsområden är nämligen värmelagring vid låga temperaturer med någon skärning: jord, berg eller vatten.

Värmelagrings- liksom naturvärmeområdena är stora svenska forsknings- och utvecklingsområden. Och man kan också säga att man medvetet arbetat med en långsiktig kunskapsuppbyggnad. Då det gäller värmelagringsområdet så ligger i BFR:s portfölj för de senaste sex åren ett femtital projekt på runt 60 milj kr totalt, d v s ca 10 milj kr/år. Man har kommit långt. Det kan förklaras bl a av att FOU-verksamheten traditionellt varit stark då det gäller geo-teknik, mark- och vattenbyggnad och närbesläktade kunskapsområden. Sär-

skilt intressant i sammanhanget är de tvärvetenskapliga arbetsmetoder som kommit till uttryck dels genom etablerandet av t ex jordvärmegruppen här vid Chalmers med insatser från geologi-, husbyggnads- och värme-/maskininstitutionerna, dels genom den mångfacetterade och livliga konsultforskningen.

Vid den internationella Stockholmskonferensen i juni i år om Sub-surface heat storage manifesterades ett imponerande stort vetande och den nordiska uppföljningen de här dagarna i Göteborg kommer att ytterligare uppdatera kunskapsläget. Till den svenska bilden hör också den just nu aktuella enkäten från universitets- och högskolemämnet (UHA) med syfte att kartlägga pågående forskning inom det geovetenskapliga området.

För egen del har jag som Uppsalabo ett unikt tillfälle att på nära håll följa världens största anläggning med säsongslagrad solvärme för bostadsuppvärmning i projektet Lyckebo i Storvreta någon mil utanför Uppsala.

- I För vetenskapliga nämndens del hoppas jag att en eventuell vetenskaplig utvärdering av ett område, som har med värmelagring att göra, skall kunna ytterligare etablera och vidareutveckla kunskapsområdet.

Seminarier - väl förberett av VIAK här i Göteborg med Stig Hård i spetsen - vill jag i förväg gratulera till ett stimulerande program över två dagar med värdefull kartläggning och behandling av de många delområdena. Jag är övertygad om att seminariet kommer att leda fram till resultat som alla kommer att vara nöjda med. Och därmed är det dags för Christian Mosgaard, som skall tala om det nordiska samarbetet.

2. NORDISKT SAMARBETE

Christian Mosgaard, Nordiska Ministerrådet

Inlägg presenterat vid "Nordiskt seminarium kring  
säsongslagring av värme", 5 och 6 oktober 1983



## NORDISKT SAMARBETE

Christian Mosgaard, Nordiska Ministerrådet  
(redigerad bandinspelning av Stig Hård, VIAK AB)

Nordiska ministerrådet är en sekreterarfunktion för de olika fackministrarna i Norden. Inom energiområdet tillsattes en sekreterare under 1982 då de nordiska energiministrarna inledde ett samarbete inom energiområdet.

I februari 1982 fastställdes en arbetsplan inom detta område. I arbetsplanen angavs vilka områden som bedömdes vara intressanta och det var många t.ex. olja, gas, energiekonomisering, kol m.m. För att stärka det nordiska samarbetet kring säsongslagring av värme har energiministrarna tillsatt en s.k. kontaktgrupp med representanter från de olika programstyrande organen i de nordiska länderna.

Statens råd för byggnadsforskning (BFR) är med i denna grupp som har redovisat hur man söker ett praktiskt samarbete inom nordisk energiforskning.

De programstyrande organen i de nordiska länderna disponerar sammanlagt ca 900 milj. Dkr för energiforskning. Danmark har omkring 100 milj. Dkr, Finland har omkring 100 milj. Fm, Norge har omkring 80 milj. Nkr men till detta kommer en omfattande forskning inom olje- och gasområdet. Denna forskning ligger dock inom ramen för koncessionsavtalet. Sverige har inom de samlade organen för energiforskning ca 500 milj. Skr.

Dessa medel kan nog ge möjlighet till en hel del arbete och en hel del projekt men frågan är hur man kan skapa ett samarbete mellan de nordiska länderna.

Ett av de medel man valt inom den nordiska kontaktgruppen för energiforskning är projektregistrering. Varje gång ett programstyrande organ beviljar forskningsmedel så sker en projektregistrering i ett databaserat system. Registreringen sker via de nordiska energibibliote-

ken som kan nås med dataterminaler från olika forskningsinstitutioner.

Projekten har också samlats i fyra volymer. Energilagring och säsongslagring upptar ca 100 sidor i en av dessa volymer.

Ett annat forum för samarbete är seminarier, forskarresor och s.k. "contractors meetings" där forskare och projektorgan för programstyrning möts och diskuterar kommande projekt. En del av dessa möten har hållits i Sverige och förhoppningen är att de i framtiden skall ske på nordisk basis.

För att samarbete skall kunna drivas inom olika ämnesområden är det viktigt att kompletterande organisationer också deltar i verksamheten. Det är därför glädjande att se att man samarbetar inom byggforskningsorganen bl.a. Nordisk Byggsamordning Energi (NBS-E) och kunnat genomföra detta seminarium.

När det gäller säsongslagring av värme så kan man dra en parallell med ett seminarium som hölls om vågenergiforskning på Chalmers tekniska högskola för ca ett halvt år sedan. Det visade på några av de svårigheter man står inför som forskare, nämligen att det är ett mycket svängande intresse för detta energiområde.

För 4-5 år sedan var det ett mycket stort intresse för vågenergi i Norden. Alla miljögrupper och många andra organisationer var mycket intresserade av denna energikälla. Forskningsanslagen var rikliga. Efter hand som forskningsresultaten publicerades minskade intresset för att snart bli obefintligt. Efter en tid har intresse vaknat igen och egentligen skulle det inte förvåna mig om vågenergiforskningen går ned i ytterligare en vågdal innan intresset pånyttföds.

Från forskarnas synpunkt är det mycket viktigt att man har en viss utjämning av det intresse som finns hos de politiska myndigheterna. Intresset kan svänga ofta, för regeringarna i de nordiska länderna skiftar ganska tätt. Intresset från de olika politikerna har växlat mellan olika ämnesområden, vilket skapar problem för forskarna.

Jag tror det är viktigt att man från forskarnas sida försöker skapa en viss strategi och att denna informeras vidare till de nordiska politikererna. Jag tänker mig inte någon övergripande nordisk strategi, för de enskilda länderna har ju olika förutsättningar, men inom säsongslagringsområdet kunde man skapa nationella strategier och försöka samordna dessa och presentera dem i form av ett nordiskt råd.

Med dessa ord vill jag tacka seminariet och önska lycka till.

3. LAGRETS ROLL I SAMHÄLLET

Ordförande Sven-Erik Lundin, BFR

3.1 Inledning, Sven-Erik Lundin, BFR

Inlägg presenterat vid "Nordiskt seminarium kring  
säsongslagring av värme", 5 och 6 oktober 1983

## VÄRMELAGRETS ROLL I SAMHÄLLET

Inledning av session: Sven-Erik Lundin, Byggeforskningsrådet

Behov av att lagra värme har funnits sedan lång tid både för att styra produktion och förbrukning av energi. Tekniken för korttidslagring är väl känd liksom olika system av hetvattenlagring inom fjärrvärmetekniken.

Intresset för säsongslagring av värme ökade kraftigt i takt med FoU-satsningen på solvärmetekniken i slutet av 1970-talet.

Solenergins nyckelfråga har ansetts vara just lagringen och dess kostnader. Som framgår av OH 1 kan frågetecken även sättas för solfångarnas kostnader, solfångartekniken, de långa distributionsledningarna, plats och utrymme för solfångarna m m. Om och när solenergin ska nyttjas i större omfattning på 1990-2000-talet torde inte värmelagren utgöra något hinder efter vad dagens lovande teknikläge visar. Norden har en utmärkt geologi för lagring direkt i mark med glaciala jordarter som lera, sand, grus och ett fast kristallint urberg. Värmesystemen har vanligen en "kollektiv uppbyggnad" till fördel för alternativa energikällor och storskaliga lagersystem.

Lagrets roll i olika energisystem är en viktig frågeställning som under de gångna åren dock inte riktigt klarlagts. Svaren på frågorna VAD som ska lagras och NÄR lagring kan användas har ofta blivit tekniklösningar om HUR lagring kan ske!

Av OH 2 framgår att säsongslagring kan användas för att utjämna många typer av värmekällor och värmetillgångar med både höga och låga temperaturer. De utvecklade tekniklösningarna har också en framtid som viktiga systemdelar i de nya typerna av värmeproduktion vid centraler för fastbränsle, sopförbränning och kraftvärme.

Redan nu ser man mönstret av hur lagringsteknikerna kan nyttjas i olika stora värmesystem, från det enskilda småhuset till stora fjärrvärmenät (OH 3).

Lagring av värme kan förutses bli en viktig systemdel i framtidens värmeförsörjning. Många teknikgrenar ska samverka och mönstret har redan idag den komplexitet som visas på OH 4. Det är viktigt att alla i kunskapskedjan från uppfinnaren/forskaren till byggaren/värmekonsumenten medverkar i utvecklingen av den nya energitekniken. En samverkan i tvärvetenskaplig anda är därför nödvändig. Det är också naturligt och optimalt att utnyttja olika länders erfarenheter som sker vid detta NBS-seminarium. Genom informationsutbyte klarlägges utvecklingslägen och man undviker dubbelforskning. Olika demonstrationsprojekt görs tillgängliga och den nordiska språkgemenskapen borde underlätta ett direkt projektsamarbete. Även om forskningen kring säsongsvärmelagring bara har pågått under 5-10 år så bör mera långsiktiga FoU-strategier kunna tas fram i samverkan mellan länderna.

# Solenergiens nyckelfråga: säsongslagringen ?

KOSTNADERNA ?

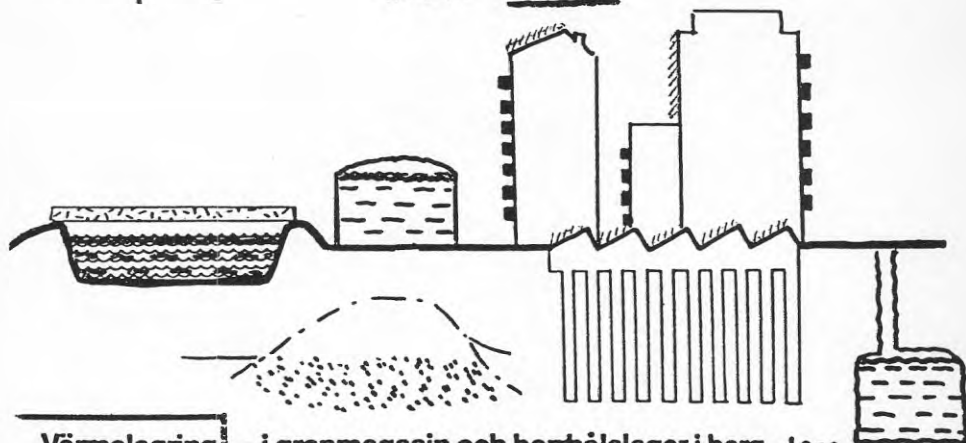
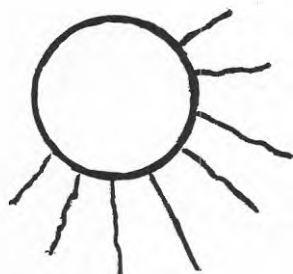
ELLER

SOLFÅNGARNA ?

ELLER

DISTRIBUTIONSLEDN. ?

ELLER PLATS ?



Värmelagring — i gropmagasin och borrhålslager i berg, lera

— i tankar och bergrum

— i akviferer

# ENERGY-STORAGE

What? When? Where? How? BFE/SL  
83-05-03

TECHNIC/SYSTEM	ENERGY - SOURCES						HEAT-PRODUCTION					
	SOLAR +90/40°C	SOLAR +40/20°C	NATUR-HEAT +20/5°C	(NATUR-COLD) +10/0/-1°C	WASTE HEAT+100/60°	WASTE HEAT+60/20°	SOLID FUEL C-W SURPLUS - EFFECT	CO-GENERATION PL. SURPLUS SPRING-EAR.	HEATPUMP-SYST. CHEEP SUMMER-EL.	SLOW GROUND-STOR. EFFECT-NEED		
STEEL TANK	K				K	K	K	K	K	K		
PITS IN SOIL-ROCK	S-K				S-K	S-K	S-K	K	K	K		
ROCK CAVERN	S				S		S-K					
MINES		S	S					S				
SOIL - VERT. TUBE		S	S	S				S	S			
ROCK - VERT. BOREHOLE	S	S	S	S	S	S	S					
AQUIFERS - SOIL		S	S	S				S	S			

S = Seasonal  
K = Short

TEKNIK/SYSTEM	Småhus 10 kW	Flerbost- hus, loka- ler, 100 kW	Block- centra- ler 1 MW	Fjärr- värme 10 MW	Nettopo- tential TWh/år
Ståltank	K	K	K	K (S)	1
Grop		K (S)	K (S)	K S	2
Bergrum		(K) S	(K) S	K S	<1
Gruvor, tunnlar		S	S	S	2
Lagring i jord	(S)	S	S	S (S)	>5
Borrhållager i berg		(S)	S	S	>4
Åkvifermagasin		(S)	S	S	
Latent (Kemi-is)	(K)	(K) (S)	(S)		
Termokemi	(S)	(K) (S)			
<b>Totalt, TWh</b>					<b>15</b>

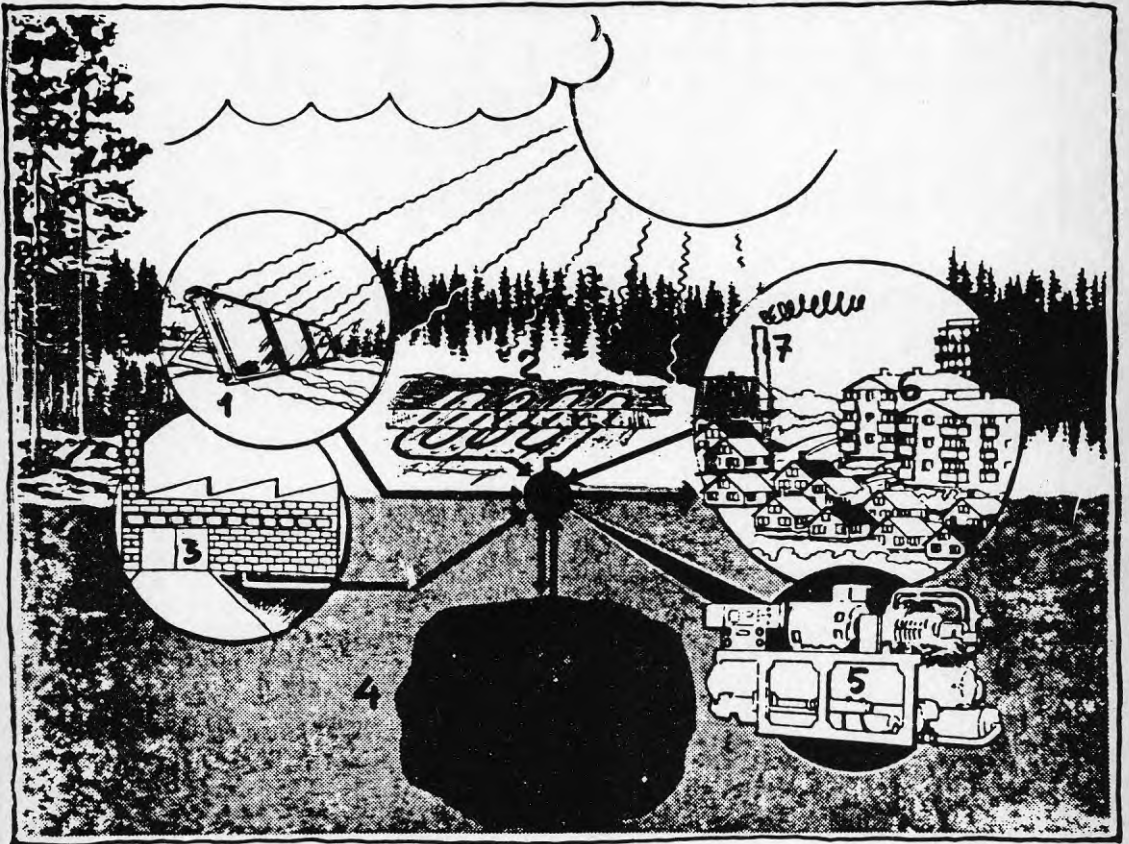
K = Korttidslager, lämplig användning

S = Säsongslager, lämplig användning

(K) (S) = Osäker användning (kostnader, storlek, hinder)



# HEAT IN SOIL, ROCK AND WATER



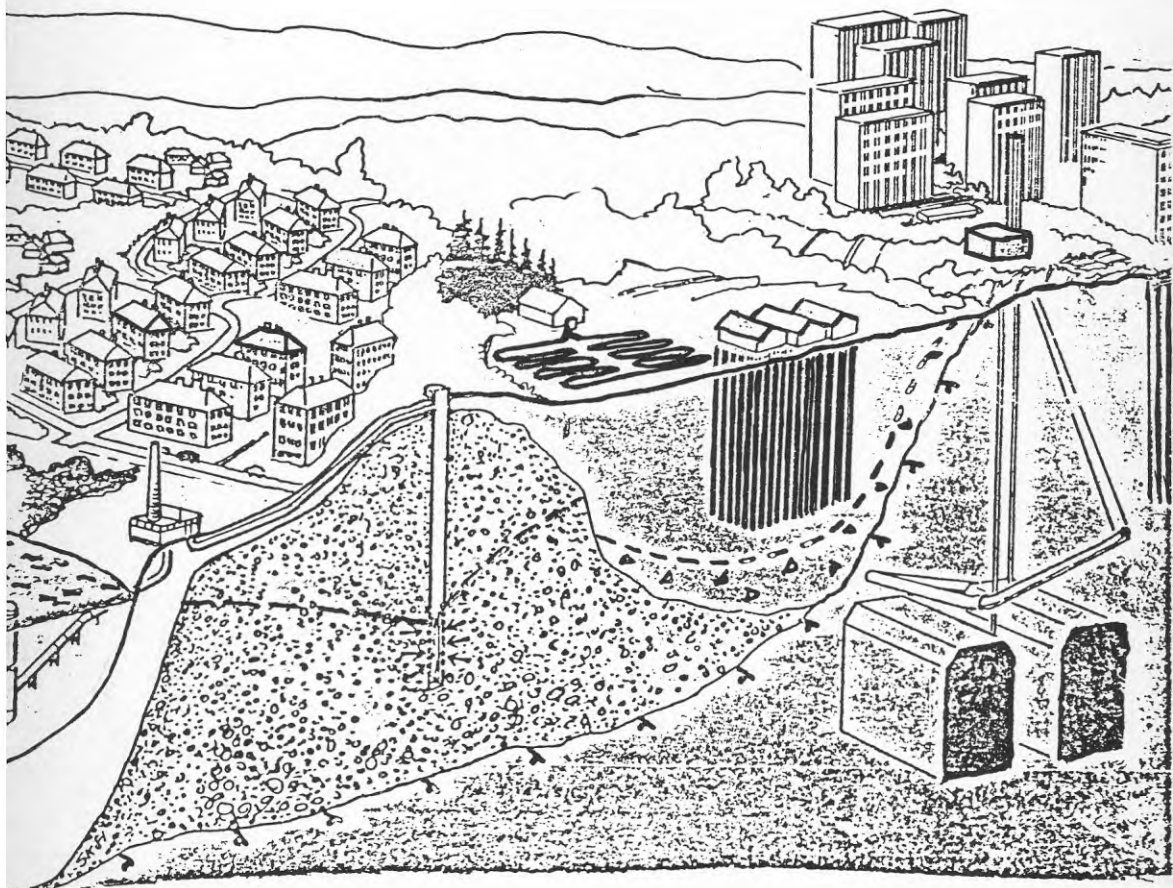
## SYSTEM PARTS

1. SOLARENERGY
2. NATURAL-HEAT (Earth, GW, Lake, Air)
3. WASTE - HEAT
4. STORAGE
5. HEAT PUMP
6. HEAT CONSUMER
7. HEAT PRODUCING (Oil-coal-Wood-El.....)

# Byggforskningsrådet

## MARKENERGI 1990 ?

LOKALA SYSTEM OCH/ELLER FJÄRRVÄRME ?



**3.2 Danmark - Seasonal Thermal Energy Storage and Society,  
Björn Qvale, DTH**

**Inlägg presenterat vid "Nordiskt seminarium kring  
säsongslagring av värme", 5 och 6 oktober 1983**

NORDISKT SEMINARIUM KRING SÆSONLAGRING AV VÆRME I JORD,  
BERG OG VATTEN. GÖTEBORG 5 OG 6 OKTOBER 1983.

---

SEASONAL THERMAL ENERGY STORAGE AND SOCIETY

by

BJØRN QVALE

ABSTRACT.

Attempts will be made to assess the future impact of Seasonal Thermal Energy Storage (STES) on society.

The assessment will be based on the results and general conclusions of a number of investigations of various energy systems that have been carried out in Denmark in the course of the last seven years.

1. INTRODUCTION.

It may be a bore or it may be a pleasure to be asked to talk about Something and Society.

It may be a bore if everything is selfevident or if Something has no imaginable impact on Society.

It may be a pleasure if the request represents an excuse to speculate about long-term impact of something important and it may give the speculator a sense of immense, but perhaps undeserved importance.

In spite of the fact that the number of investigations of systems with STES that has been completed is very limited, it may still be worthwhile to attempt to speculate on the effect that the introduction of STES into the energy systems would have upon the society of today and tomorrow and vice versa.

The introduction of STES certainly will entail disadvantages as well as benefits. The benefits may include reduction of the primary energy consumption, reduced operating costs, improved system reliability, reduced oil dependency, extended use of surplus heat and of renewable energy sources. The disadvantages may include increased capital costs, environmental disturbance and sluggish system response.

It is our belief that the over-all effect will be positive. However, after the initial expectation that all shortcomings inherent in existing energy systems and future energy sources could be overcome by the use of energy storage, we have come to accept that an energy store should be considered to be and treated as just another technical component of a given energy system.

The following sections will present potential areas of interaction or conflict between STES and the Society in general.

The presentation will be in the form of conjectures and statements that have not been defended. However, there is a base for these conjectures and statements that is to be found in a number of investigations of energy systems in Denmark that are currently being carried out or have recently been completed, the general conclusions of which have been summarized in the appendix.

## 2. HOW WOULD SEASONAL THERMAL ENERGY STORAGE INFLUENCE THE DEVELOPMENT OF SOCIETY?

We certainly hope and expect that we will have an improved society with STES, but is this certain or even probable, and if so, is the effect large enough to be measured or registered? Let us take the last question first.

After a significant number of system studies we have come to learn that STES will not represent a miracle medicine, but rather will constitute another potential and often competitive component of a given energy system. By the very presence of such a concept, the thermodynamic and economic performance of the system will be improved. By provoking closer studies of competing alternatives, the concept of STES will have an effect even if the resulting system does not actually include a store. Therefore, the registration and measurement of such effects as might derive from STES will in many cases not be possible.

### 2.1. Investments.

The establishment of STES will compete with other investments and therefore reduce the available venture capital at a given time. However, when considering total investments over a number of years, during which the system is expanding, the STES may lead to a reduction of the demand for available capital.

### 2.2. Operating Costs (including cost of fuel).

The operation of a STES store will itself entail costs. However, its very presence will in general lead to reduced operating costs for the rest of the system. For all the systems studied, it has been possible to find an operating mode for which the balance is favourable.

### 2.3. Balance of Trade.

By making it easier to use cheaper fuels, the balance of trade should be improved.

### 2.4. Oil Dependency.

One of the main aims of the STES is to reduce the oil dependency. The STES makes it simpler to expand use of coal, nuclear fuels and renewable energy sources and is, therefore, in general successful in this respect.

### 2.5. Consumption of Primary Energy.

In conventional cogeneration systems, the introduction of STES will mostly lead to an increase of primary energy consumption. In systems where STES facilitates the introduction of renewable energy sources or extended use of surplus heat the converse will be true.

### 2.6. Employment.

STES will often increase the investments and the labour required to establish a certain service, and as such would increase employment.

### 2.7. Centralization.

The establishment of STES will involve considerable initial expenses associated with hydrological investigations, and the design and establishment of plant and system etc. These expenses will not depend greatly on size. As a consequence there will be considerable economic advantages in making the store big. Therefore, the inclusion of STES will favour centralization both in the energy system and in the structuring of the community.

### 2.8. Building Codes.

STES will be simpler and less expensive when it is designed for lower temperatures. STES will, therefore, favour the use of low-temperature systems with lesser insulation.

### 2.9. Standard of Living and Living Pattern.

Inherent in the establishment of STES is the desire to improve the standard of living. However, it appears that the establishment of STES in a system will require more thoughtful control and management, especially in smaller systems, this leading to a less carefree existence.

Economic considerations will result in the acceptance of a certain amount of risk of failure, either partly or totally for a period of time. It is not impossible that STES will decrease the reliability of the associated system for supply of heat.

## 3. HOW DOES SOCIETY INFLUENCE (LIMIT) THE DEVELOPMENT OF STES.

It appears that very often, the establishment of an energy store, and especially a seasonal thermal energy store will entail major capital costs. This may mean that in times of tight money, solutions without energy storage will be preferred.

Seasonal thermal energy stores will, as a simple consequence of the large quantities of warm water required to store modest amounts of energy, be quite voluminous. The siting of such stores may therefore present a problem. An aquifer thermal energy store will compete with the drinking water reservoirs for space. However, the volume of an ATES will be quite small compared to that of the drinking water reservoirs pre-

sently in use and compared to the potential reservoirs that have not been put to use as of yet.

Artificial lakes may compete or interfere with the drinking water supply from the ground water, but is more likely to interfere with the surface uses of land such as buildings, roads, and agricultural fields.

Environmental considerations could, but should not, represent obstacles to the exploitation of seasonal thermal energy storage.

Finally, there is the general reluctance to adopt new technologies until it has proven itself over extended periods of time. This does not appear to be of great importance in the present situation.

#### 4. DISCUSSION AND CONCLUSION.

The purpose of the present paper has been to give food for thought and serve as a starting point for a discussion at this meeting. As a consequence there are no conclusions.

#### APPENDIX.

##### RESULTS OF STUDIES OF ENERGY SYSTEMS WITH SEASONAL THERMAL ENERGY STORAGE.

In Denmark, the following types of energy storage are being considered.

1. Storage of solar heat through artificial recharging of the aquifer from surface water or from air with the use of solar collectors or heat exchangers  $T > 8^{\circ}\text{C}$ . (Ground water heat pumps may be considered as a special case, by storing solar heat collected by natural means).
2. Seasonal storage of low-grade ( $T = 20$  to  $60^{\circ}\text{C}$ ) surplus heat from industry.
3. Seasonal storage of warm water ( $T = 80$  to  $100^{\circ}\text{C}$ ) from back-pressure or from extraction turbines, thereby increasing the period of utilization of the turbines.
4. Seasonal storage of excess heat ( $T > 80^{\circ}\text{C}$ ) from garbage incineration, thus saving energy that otherwise would have been wasted.
5. Seasonal storage of heat from geothermal sources ( $T = 20$  to  $120^{\circ}\text{C}$ ).

Several studies of these types of systems have been undertaken.

The intention was, through the use of realistic systems and components, to arrive at results that could be generalized.

The benefits manifest themselves through a reduction of primary energy consumption, a reduction of investment costs, a reduction of operating cost, the possible replacement of oil or natural gas by politically more desirable coal, and operational flexibility.

A study of the results lead to the general observation that these results are even more site and system dependent than expected and that in no case are all the benefits attained simultaneously, and one benefit is often achieved at the expense of another.

The main results of these investigations are as follows:

1. Seasonal storage of heat in district heating systems based on cogeneration of heat and electricity offers a solution to technical problems, but may not always be economically advantageous. It may even lead to increased consumption of primary energy. In general, it is easier to derive benefits from the incorporation of a STES into a new system or an expanding system than into an existing system.
2. Seasonal storage has been incorporated into two existing cogeneration systems based on steam extraction turbines, the aim being to operate the cogeneration plants at higher capacity factors. One gives only negative results. For the other it is possible to save energy. The economic profitability would most likely be small, but could be negative.
3. When a new steam extraction turbine cogeneration plant is to be designed, annual-cycle storage might be used to reduce the optimal size of the cogeneration plant and thereby save investment costs. The primary fuel consumption would be increased, but this is more than offset by the saved investment costs, so that the net economic consequences become positive.
4. With a coal-fired steam-extraction turbine cogeneration plant and a significant amount of oil-fired peak-load heat generation, a STES could substitute oil-based heat by coal-based cogenerated heat. This would also lead to reduced consumption of primary fuel, and the economics are quite good.



5. To use a STES as backup for scheduled or unscheduled outages occurring at a steam extraction turbine cogeneration plant as an alternative to heat-only boilers seems to be attractive when the boilers are fueled with oil, but is questionable when fired with coal.
6. Annual-cycle storage with an existing cogeneration system based on a back-pressure steam turbine has been examined. In the particular case considered, the amount of peak-load heat generated by heat-only boilers is negligible and there is no way to gain advantage from annual-cycle storage. However, if the heat demand is expanding, a STES becomes a practical alternative to heat-only boilers.
7. When a new back-pressure steam turbine cogeneration plant is to be included in a district heating systems, it can never be favourable, from a pure energy point-of-view, to replace some of the cogeneration capacity by heat storage capacity. It is more surprising that the potential reduction in investment costs by replacing installed cogeneration capacity by annual-cycle heat storage capacity does not outweigh the increased fuel costs.
8. In the long run, Danish district heating systems could derive considerable advantage from substitution of separate generation of electricity and heat by cogeneration. By introducing annual-cycle stores into the energy systems during periods of expanding demand, the possibility of continuous expansion of capacity and the added flexibility of operation made possible by the use of energy storage offer considerable advantages. By coordinating the introduction of annual-cycle heat storage with the expansion of the cogeneration capacity, temporary needs for other more expensive sorts of heat generation could be limited.
9. A STES may be used to minimize the investment costs or the operating costs of heat transmission pipelines. The economics hereof depend very much on the layout of the specific energy system.
10. The use of seasonal thermal energy storage in connection with heat pumps that extract heat from the ground water at its natural temperature, or from the ground water at a temperature that has been boosted by the use of energy from low-temperature solar collectors or from lake surface water may be very attractive.
11. The use of seasonal STES in connection with geothermal heating seems to be interesting, but with regard to energy and economics will only constitute a minor part of the system.

3.3 Finland - Lagrets roll i samhället, Matti Heikkilä,  
Imatran Voima Oy

Inlägg presenterat vid "Nordiskt seminarium kring  
säsongslagring av värme", 5 och 6 oktober 1983

NORDISKT SEMINARIUM KRING SÄSONGLAGRING AV VÄRME  
I JORD, BERG OCH VATTEN  
5.-6.10.1983 Göteborg

LAGRETS ROLL I SAMHÄLLET  
tekn.lic. Matti Heikkilä  
Imatran Voima Oy  
Finland

Värmelagring, och i synnerhet säsongslagring av värme, är mycket mera än ett rent teknisk fråga. Vid sidan om tekniken sprider sig värmelagringens inverkan till många olika håll i samhället - till ekonomin, lagstiftningen administration och miljöfrågor. Med skäl kan sägas, att säsongslagring av värme är ett tvärvetenskapligt problemkomplex. Det är därför mycket lämpligt att börja det här nordiska seminariet kring säsongslagring med diskussionen om lagrets roll i samhället.

Jag betraktar värmelagringens roll ur två synpunkter: först från den teknisk-ekonomiska sidan, och sedan från den administrativa, omgivnings- och miljösidan.

## TEKNISKA OCH EKONOMISKA BETRÄKTELSE

Villkoret för säsongslagringens användbarhet är den ekonomiska lönsamheten.

Realiseringen av säsongslagring kräver investeringar, och dessa skall kunna täckas med lagrets användning. Inbesparningar nås med bättre utnyttjande av solenergi och spillvärme, med möjligheten att välja värmeproduktionsprogram så att billiga bränslen kan användas, och med ökad frihet i kraftvärmeproduktionen.

Genom att räkna de årliga inbesparningarna i en given tillämpning kan man få ett målpris för en MW-timmes lagringskapacitet, och man kan jämföra det med de verkliga kostnaderna för att få en uppfattning om tillämpningens ekonomiska realiserbarhet.

Faktorer som inverkar inbesparningarna är

- energiformen som skall ersättas (lättolja och tungolja är de mest realistiska)
- energiformen som skall användas vid laddningen av lagret (solenergi, spillvärme, energi från kraftvärmeverk)
- energiformen som användes för spetsningen av lagrat värme före dess utnyttjande (energi eller bränsle till värmepump)
- lagrets driftkostnader (lön, hjälpenergi, vattenkostnaderna).

Lagrets investeringskostnaderna utgörs av

- själva volymkostnaderna (kostnaderna som ökar nästan proportionellt med lagringskapaciteten)
- effektkostnaderna (kostnaderna som behövs för den önskade laddnings- och urladdningseffekten)
- kostnaderna för energisamlings- och laddningsutrustning (värmeväxlare, solpaneler)
- kostnaderna för urladdnings- och energiutdelningsutrustning (värmeväxlare, värmepump).

Av lagrets tillämpning beror, hurudana de olika kostnadsgruppernas andel är av totalkostnaderna. Om lagringen sker i stålbehållare eller i bergrum blir volymkostnaderna rätt betydande, medan effektkostnaderna dominerar i grundvattenlager.

Vid lågtemperaturlagring blir energiutdelningskostnaderna stora, då värmepump behövs till temperaturspetsningen, och "gratis" solvärme kan samlas bara med ganska dyra samlingsutrustningar.

Av inbesparningarna och driftskostnaderna kan målet för lagerinvesteringarna räknas - det pris för lager - MWh som gör lagertillämpningen ekonomiskt lönande. Ett omfattande forsknings- och demonstrationsskede skall dock föregå den ekonomiska lagringsverksamheten. Under detta skede samlar man erfarenheter om det tekniska utförandet och försöker hitta de rätta lösningarna för olika tillämpningssituationer. Målet är att sänka lagringens enhetspriser genom det första prototypskedet till den nivå som erhålles i ett kontinuerligt tekniskt produktionsskede.

Den erforderliga forskningsinsatsen skall komma från samhället. Här är det inte bara frågan om att åta sig tekniska och ekonomiska risker. Å andra sidan bjuder forskningsarbetet kring säsongslagring konkreta och motiverande utredningsämnen för laboratorier i tekniska högskolor och olika forskningsinstitut. Konkreta och reala utredningsämnen är mycket viktiga i den tekniska utbildningen.

I Finland är vårt största säsongslagringsförsök solbyn i Kerava. I projektet har samhället en rätt synlig roll. Ehuru invånarna svarar för den största delen av investeringarna - till den nivå som motsvarar konventionella bostadskostnader - har handels- och industriministeriet, ministeriet för inrikes- ärenden, den statliga fonden SITRA och den statägda Imatran Voima Oy var lagt sin insats i projektet.

Kerava solbyn har även stimulerat forskningsverksamheten i högskolorna. Utom själva solbyns lager har säsongslagringen generellt studerats i olika diplomarbeten och andra utredningar. Den första forskningsperioden varar till hösten 1985, och utredningsarbetet kring Kerava säsongslagret fortsätter även därefter.

#### ADMINISTRATIVA OCH MILJÖBETRAKTELSE

Säsongslagrets roll i samhället rör inte endast de tekniska och ekonomiska frågorna. Jag skall kortfattat behandla de administrativa och miljöfrågorna som introduceringen av värmelager innebär.

Man kan säga, att vid säsongslagringen användes naturresurser som är gemensam egendom. Detta är fallet då lagringen sker i berg eller mark, och i synnerhet då gruntvatten tillgodogöres. Samhället har då ansvar att dessa resurser användes på ett sätt som inte stöter samman med allmänhetens andra intressen.

De viktigaste faktorerna som skall tas hänsyn till vid säsongslagringen är miljöfrågorna. Uppvärmningen av mark, sjövattnet eller grundvatten till 70°-80°, eller ännu högre, har sin inverkan på lagermediets biologiska tillstånd. De förändringarna som uppstår känner man i någon mån till, och deras betydelse kan uppskattas, men problemområdet är inte ännu helt behärskat. Erfarenheter från längre tidsperioder krävs före problemet kan anses vara under kontroll.

Den kontinuerliga uppvärmningen och nerkyllningen av mark och berg kan ha även sådana mekaniska förändringarna som påverkar områdets säkerhet.

Då lagringsmediet är grundvattnet finns det ingen isolering mellan lagret och den omgivande naturen. Vattnet som lagrar värme kan ha senare användning t.ex. som dricksvatten. Då är det speciellt viktigt att värmelagringens effekter på vattnets egenskaper kännes och att de kan hållas under kontroll.

Samhällets kontroll av säsongslagringen realiseras vid ansökandet av olika tillstånd. Utom byggnadstillstånd kan t.ex. tillstånd för användning av grundvatten behövas. Tillståndet kan innehålla olika

villkor för lagrets användare, som förutsätter kontinuerlig kontroll med rapporteringskrav av vattenflöden och vattenkvalitet, av omgivningens mikrobiologi, och av andra faktorer som avslöjar förändringarna i lagrets och den omgivande miljöns tillstånd. På sådant sätt utvidgar sig samhällets kontroll från byggnadsskedet till hela användningsperioden.

Beviljandet av de erforderliga tillstånden och de speciella kraven på övervakningen under användningsperioden skulle basera sig på den gällande lagstiftningen. Problemet är, att då nya tekniska tillämpningar introduceras i samhället, är den erforderliga lagstiftningen ännu bristfällig, om den inte saknas totalt. Ansökanden av tillstånd behandlas då som prejudikat och behandlingen blir mycket långsam och tung. De första lageranvändarna har den svåra isbrytarrollen framför sig i detta hänseendet.

Imatran Voima Oy skall bygga en värmepump som alstrar värme från grundvattnet till ett fjärrvärmenät, och här har man i praktiken stött till lagstiftningens eftersläpande. Lagen känner inte användningen av grundvattnet som värmekälla, och på förhand är det osäkert, vilka de tillstånd är som behövs, och med hurudant förfarande de erforderliga tillstånden kan beviljas.

Miljöfrågor i samband med energianvändning har blivit mycket populära även i Finland, och man kan vänta sig att den underliggande lagstiftningen utvecklar i den närmaste framtiden - i synnerhet nu då landet har fått ett nytt ministerium för handhavandet av miljöfrågorna.



Sammanfattningsvis kan man konstatera om säsongslagringens roll i det finska samhället, att

- forskningsarbetet kring lagringen pågår i högskolor, forskningsinstitut och energiföretag
- ett antal demonstrationsanläggningar är färdiga, och flera skall fullbordas i den nära framtiden
- den ekonomiska lönsamheten låter ännu vänta på sig
- de första administrativa och tillståndsfrågorna är under behandling, och tillståndsförfarandet med den underliggande lagstiftningen väntas utvecklas under de kommande åren.

3.4 Norge - Lagrets roll i samhället, Dag Christensen,  
Olje-og Energidepartementet

Inlägg presenterat vid "Nordiskt seminarium kring  
säsongslagring av värme", 5 och 6 oktober 1983

Olje- og energidepartementet  
Postboks 8148 Dep.

OSLO 1

NORDISK SEMINAR 5. OG 6. OKTOBER 1983

SESONGLAGRING AV VÄRME I JORD BERG  
OCH VATTEN

LAGRETS ROLL I SAMHALLET

v/1. konsulent Dag R. Christensen  
Energikontoret  
Olje- og energidepartementet

## SESONGVARMELAGRING I FJELL, VANN OG JORD.

### 1. Generelt

Sesongvarmelagring er et nytt og delvis ukjent begrep i Norge. I offentlige dokumenter er det bare nevnt såvidt i Stortingsmelding 54 1978/80 "Norges framtidige energibruk og -produksjon" og i St.m. 65 (1980-81) "Om fornybare energikilder i Norge. I St. m. 65 blir det antydnet at teknisk mulig utnyttelse av solenergi i Norge i 1990 er 33 PJ med sesonglagring 23 PJ uten sesonglagring, men ingenting om virkemidler for å få til utbygging eller hvor lokalisering er sannsynlig.

Endel forskningsprosjekter arbeider med kjemisk lagring av varme for kortere eller lengre tid. Ett slikt prosjekt er i ferd med å bli realisert ved Indre Østfold Meieri. Videre foregår endel arbeid med varmelagring i småhus, men ingen prosjekter med sesongvarmelagring i stor skala er vurdert så langt.

Forskningsmiljøene har først det siste året begynt arbeidet med dette området.

Med dette beskjedne utgangspunkt vil det følgende kunne deles i 4 punkter:

- 1: Norges totale energiforsyning
- 2: Avsetningsmuligheter for sesonglagret varme. Denne avhenger nøye av utbredelse av vannbåret varme.
- 3: Hvilken pris kan man regne med å få for varmen?
- 4: Hvilken politikk har den norske regjering på dette området.

Underlaget for tallmaterialet i foredraget er stort sett hentet fra en rapport om fjernvarme som EFI, Elektrisitetsforsyningens forskningsinstitutt har utarbeidet for OED. Tallene de har kommet fram til må ses på som grove overslag og som et uttrykk for størrelsesorden.

### 2. Norges energibruk

Den totale energibruk i Norge var i 1980 609 PJ (ca. 170 TWh) fordelt med 269 PJ (75 TWh - 44%) elektrisitet, 284 PJ (80 TWh - 47%) oljeprodukter og 54 PJ (15 TWh - 9%) faste brensler.

Av den totale energibruk i Norge går ca. 141 PJ (47 TWh) til lavtemperaturformål som romoppvarming og oppvarming av varmt vann. EFI har anslått følgende energibruk:

- Varmebehov boliger og tjenesteytende bygg.....	27	TWh
- Energibruk lavtemperaturformål industri.....	19	"
- Jordbruk.....	1,5	"
	-----	
	47,5	TWh
	-----	

### 3. Avsetningsmuligheter for sesonglagret varme

Varme fra sesongvarmelagre må brukes til lavtemperaturformål. For å finne potensialet for levering av varme fra sesongvarmelagre, må en derfor kjenne hvilke avsetningsmuligheter som finnes. Avsetningen avhenger i første rekke av utbredelsen av vannbåret varme. Dernest må man ta i betraktning at endel av dette energibehovet vil dekkes av lokale energikilder som spillvarme fra industri, avfallsforbrenning etc.

#### 3.1 Vannbåret varme

EFI har gjort overslag over hvor stor del av bygningsmassen som har vannbåret varme og kommet fram til tallene i tabell 1 og 2.

Bygningstype	Varmebehov* i Norge stadium 1980 i boliger og tjenesteytende bygg				Varmebehov dekket av sentralvarmeanlegg	
	Oppvarming med el (TWh)	Oppvarming med olje (TWh)	Oppvarming med fast brensel (TWh)	Totalt varmebehov (TWh)	(%)	(TWh)
Enebolig	5,743	4,461	0,698	10,902	5 1)	0,5
Rekkehus	2,639	1,910	0,160	4,709	5 1)	0,2
Blokk	0,750	0,856	0,033	1,639	35 1)	0,6
Tjenesteytende bygg	4,082	5,725	0	9,807	70 2)	6,9
Sum boliger og tjenesteytende bygg	13,214	12,952	0,891	27,057	-	8,2

\*) Simuleringer med EFI-ENERGI

1) Boforholdsundersøkelsen 1973

2) Anslått ut fra simuleringer

Tabell 1 Varmebehov i boliger og i bygnigner i tjenesteytende virksomhet 1980.

Sektor	Anslått oljeforbruk stadium 1980 (TWh)	Varmebehov dekket av sentralvarmeanlegg (TWh)
Alminnelig industri	18,9	7,5
Jordbruk	1,5	0,7

Tabell 2 Varmebehov innenfor jordbruk og alminnelig industri

Sammenfatter man tallene i tabell 1 og 2 finner man et potensielt marked for fjernvarme i størrelsesorden 16 TWh. Av dette potensialet er det imidlertid bare en del som har en slik beliggenhet at det er økonomisk å forsyne med fjernvarme.

I tabell 3 er det vist hva EFI anser som et potensielt grunnlag i Norge; 11,2 TWh.

Sektor	Potensielt varmegrunnlag for fjernvarme (TWh)
Boliger	0,6
Tjenesteytende bygg	5,2
Alminnelig industri	5,2
Jordbruk (veksthus)	0,2
Sum	11,2

Tabell 3 Potensielt varmegrunnlag for fjernvarmeforsyning 1980.

Forutsetninger:

- alle boliger i tettsteder med > 5000 innbyggere kan oppvarmes med fjernvarme, 50% av befolkning bor slik.
- alle "tjenesteytende bygg" i tettsteder med > 1000 innbyggere kan teoretisk varmes med fjernvarme, 61% av befolkningen bor i tettsteder med over 1000 innbyggere. Antar at 70% av tjenesteytende bygg ligger i byer med mer enn 1000 innbyggere.
- 70% av varmebehovet i alminnelig industri kan dekkes av fjernvarme.
- 20% av veksthusene kan dekkes med fjernvarme.

### 3.2 Lokale energiresurser for å dekke denne fjernvarmen

EFI's utredning vider at de lokale ressurser som kan tenkes anvendt til fjernvarmeanlegg i Norge er 28 TWh/år. Dette omfatter:

- kommunalt avfall, oljeavfall, avfall fra treforedlingsindustrien, marginale virkesressurser fra skogen og spillvarme fra kraftintensiv industri.

I tabell 4 er teoretisk energiinnhold i disse energikildene vist sammen med det som kan nyttiggjøres for fjernvarme, ialt 10,4 TWh.

Reduksjonen i forhold til teoretisk innhold skyldes bl.a. tekniske begrensninger som virkningsgrader ved forbrenning og at en vesentlig del av spillvarmen fra industrien ikke kan gjenvinnes. For kommunalt avfall antar man at bare 2/3 av befolkningen bor tett nok til at innsamling og forbrenning er økonomisk forsvarlig. Avfall fra treforedling/treindustri og spesielt spillvarme fra kraftintensiv industri vil for en del utnyttes til annet enn fjernvarme. Andelen av tilgjengelig energimengde som kan tenkes anvendt til fjernvarme er satt til 2/3 for avfall fra treforedling/treindustri og til 1/3 for spillvarme fra kraftkrevende industri. Også marginale virkesressurser

vil finne alternative anvendelser, og det er antatt at 2/3 vil kunne g  
brensel i varmesentraler. Antagelsene er gjort p.g.a. mangel på mer  
eksakte data. Tallene blir således beheftet med store feilmarginer.

	Mengde	Teoretiske energiinnhold TWh	Utnyttet TWh	Potensial til fjernvarme TWh
1. Kommunalt avfall 1)	1,74 mill. tonn/år	5,2 (3,5)		1,7 (1,2)
2. Oljeavfall	60 000 m <sup>3</sup> /år	0,63	0,32	0,40
3. Avfall fra treforedling/ treindustri	1 mill. tonn/år 2)	7,9	2,4	2,7
4. Marginale virkesressurser 3)	2,3 (4,9) mill. m <sup>3</sup> m.b./år	4,7 (9,9)		2,5 (5,3)
5. Spillvarme for kraft- krevende industri		9,3		3,1
Sum 1-5		28	2,7	10,4
6. Halm	650 000 tonn/år	2,6		
7. Naturlige lavgradige kilder		Ubegrenset		
8. Transformortap (U <sub>p</sub> > 47 kV)		1,3		

Tabell 4 Energipotensialet fra lokale ressurser til fjernvarme i Norge

### 3.3 Sammenheng fjernvarmeunderlag - lokale energiressurser

Det potensielle behovet for fjernvarmeforsyning er anslått til 11,2 TWh i 1980 for Norge som helhet. De tilsvarende lokale energiressurser som er disponible for fjernvarmeforsyning er anslått til 10,4 TWh (se fig. 1).

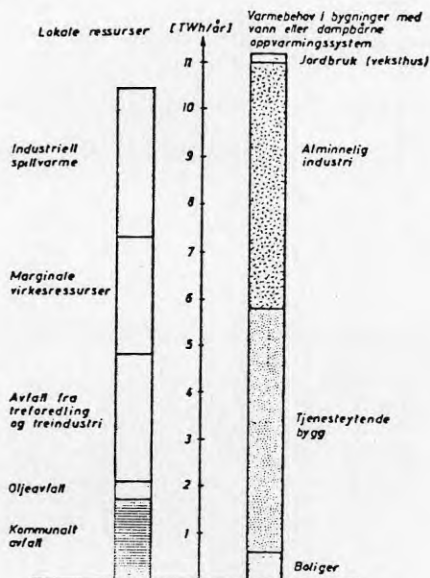


Fig. 1

Energiressursene og energigrunnlaget er imidlertid ikke alltid lokalisert på samme sted. For å finne ut hvor stor del av de tilgjengelige energiressurser som kan utnyttes til fjernvarme kan en først bestemme hvilken overensstemmelse det er mellom lokale energiressurser og varmegrunnlaget innenfor hver kommune/fylke/region. Deretter må det så bestemmes hvordan energiressursene og varmegrunnlaget passer sammen i hvert enkelte tettsted. Til slutt må så vurderes hvor stor del av energiressursene det er økonomisk forsvarlig å utnytte i hvert enkelt tettsted.

Det potensielle varmegrunnlaget for fjernvarmeforsyning er sammensatt av forbrukerne i boliger, tjenesteytende bygg, industribygg og veksthus. Når varmegrunnlaget skal deles ut på område er følgende fordelingsnøkler brukt for de forskjellige bygningstyper.

Boliger	: Antall innbyggere i tettsteder med flere enn 5000 innbyggere.
Tjenesteytende bygg	: Antall innbyggere i tettsteder med flere enn 1000 innbyggere.
Industribygg	: Bruttoprodukt i alminnelig industri.
Veksthus	: Bruttoprodukt i jordbruket.

Energiressursene som er disponible for fjernvarme er delt ut på fylke etter følgende fordelingsnøkkel for de forskjellige ressurstyper.

Kommunalt avfall	: Antall innbyggere i tettsteder med flere enn 1000 innbyggere.
Oljeavfall	: Antall innbyggere i tettsteder med flere enn 1000 innbyggere.
Avfall fra treforedling og trevareindustri	: Bruttoprodukt i trefordelingsindustrien.
Marginale virkeressurser	: Bruttoprodukt i skogbruket.
Spillvarme fra industrien	: Bruttoprodukt i kraftintensiv industri.

Med disse forutsetningene blir det teoretisk mulig å utnytte 8 TWh av de lokale energiressursene til fjernvarme. Om lokale forhold og krav om lønnsomme anlegg tas i betraktning må tallet ytterligere reduseres til 4 TWh.

Regnet til 1980 vil det altså være et potensielt udekket energibehov til fjernvarmeanlegg på (1,2:4) 7,2 TWh. Energibærere for å dekke dette behovet kan være elektrisitet (el-kjeler), olje, kull, men også varmepumper og sesonglagret varme.

### 3.4 Aktuelle og planlagte fjernvarmeanlegg

Listen i tabell 5 gjør ikke krav på å være fullstendig. Under planlagte prosjekter i tabell 5.2 ligger også prosjekter som har vært vurdert og ikke blitt noe mer av foreløpig:



Tabell 5.1 Fjernvarmeanlegg - ferdige eller under bygging

Fylke	Sted	Avtaker	Energibærer
Oslo	Oslo Lysverker		
"	Sentrum	Bolig/yrkesbygg	olje/el
"	Skøyen Vest	Bolig	varmepumper
"	Nordstrand/Holmlia	Bolig	olje/el/avfall
"	Groruddalen	Bolig/industri	olje/el/avfall
"	Borettslag Haugerud	Bolig	olje
"	" Ammerud	"	"
"	" Tveita	"	"
"	" Tokerud	"	"
Østfold	Fredrikstad/Øra	Industri	avfall
Hedmark	Hamar Vest	Bolig	"
"	Trysil Tre	Institusjoner	flis
Hordaland	Bergen/Fyllingsdalen	Bolig	olje
Møre & Romsd.	Ulsteinvik	Hotell/skole/ind.	avfall
Sogn & Fjord.	Høyanger/ASV	Kontorbygg	spillvarme
S-Trøndelag	Trondheim/Risvollan	Bolig	olje
"	Trondheim/Heimdal	Bolig	avfall
"	Trondh./Kattem Oust	Bolig	olje
"	Ila/Lilleby Smeltever	Industri	spillvarme
Nordland	Svenningdal Trevare	Bolig/institusjon	flis

Tabell 5.2 Planlagte fjernvarmeanlegg og anlegg det har vært forslag om.

Østfold	Sarpsborg	Kontorbygg	spillvarme
Akershus	Nedre Romerike	Diverse	avfall
"	Oppgård/Mastemyr	Industri	avfall
"	Bærum/Lysaker	Yrkesbygg	spillvarme
"	Bærum/Rud-Hauger	Yrkesbygg/ind.	avfall
Oslo	Oslo/Nydalen	Industri	spillvarme
Hedmark	Hamar/Brummundal	Div.	avfall
"	Tynset	Yrkesbygg	avfall
Buskerud	Hallingdal/Kleivi	Industri	avfall
"	Drammen	Div.	?
Vestfold	Sandefjord	Div.	VP?
Telemark	Grenlandsområdet	Div.	spillvarme
Vest-Agder	Kr.sand/Fiskaa	Industri	spillvarme
Rogaland	Sandnes/Sola/Stavanger	Div.	spillv./avfall
Møre & Romsd.	Alesund	Yrkesbygg	varmepumpe/ sjøvann
"	Spjelkavik	Sykehus/industri	avfall
S-Trøndelag	Orkanger	Yrkesbygg	avfall/flis/ tilfeldig kraft
N-Trøndelag	Høylandet	Yrkesbygg	flis/bark/sag- bruksavfall
"	Stjørdal	Industri/yrkesb.	avfall, flis
Nordland	Mosjøen	Industri/yrkesb.	spillvarme
Troms	Tromsø	Div.	avfall/kull/ flis/varmepumpe

#### 4. Hvilken pris kan aksepteres for sesonglagret varme?

Ifølge de overslagene som er gjort i kap. 3 vil markedet for lavtemperatur varme være ca. 7 TWh. EFI har antatt at de fleste av de nye fjernvarmeanlegg som bygges baserer seg på lokale eksisterende energikilder og følgelig ikke vil bidra til å øke potensialet.

Varmebehovet på 7 TWh kan tenkes dekket på flere måter, elektrisitet, olje, kull, varmpumper og sesonglagret varme. Prisen på varme fra disse mulige energibærere vil i utgangspunktet angi størrelse på den pris man er villig til å betale for sesonglagret varme.

Det ligger ikke i regjeringens politikk i dag å "godskrive" sesonglagret varme økonomisk fordi den antakelig har små miljøulempen sammenlignet med annen varmforsyning. Sammenligningskriteriet blir derfor øre/kWh direkte. Til orientering varierte prisen på elektrisitet i forskjellige deler av landet levert privat forbruker inkl. alle avgifter fra ca. 15 øre/kWh til ca. 41 øre/kWh. Høyeste pris var i deler av Hedmark, laveste pris i deler av Buskerud.

En illustrasjon på at energiverkene kan være villige til å akseptere en høyere pris på varmen enn prisen på elektrisitet er Oslo Lysverkers fjernvarmeanlegg på Holmlia. På grunn av forventet framtidig kraftunderskudd må byen se seg om etter alternative måter å dekke energibehovet. Fjernvarme med mulighet for utnyttelse av flere energibærere som avfall, olje og tilfeldig kraft vil i så måte være en mulig løsning. I slike tilfelle vil man også kunne akseptere høyere pris på sesonglagret varme.

#### 5. Hvilke steder vil det så kunne være aktuelt med sesongvarmelagring?

Det er ikke gjort noen slik kartlegging i Norge. Imidlertid kan tabell 5 over eksisterende og planlagte fjernvarmeanlegg sammen med følgende kriterier være en rettesnor for videre arbeid med dette:

- 1) det må finnes avsetningsmulighet for varmen i eksisterende eller ny bebyggelse - varmekilde kan være solvarme.
- eller
- 2) det finnes spillvarme eller varme fra avfallsforbrenning med overskuddsvarme på sommeren som kan avsettes til et sesongvarmelager til bruk om vinteren. Solvarme kan være ekstra varmekilde.

#### 6. Hvilken politikk har den norske regjering på dette området?

Sesonglagring er lite berørt i norsk energitankegang. Som nevnt forekommer betegnelsen sesonglagring i St. 54 (79-80) Energimeldingen og i St.m 65 (1980-81) Om fornybare energikilder i Norge, men ikke i andre meldinger til Stortinget. Vi kan derfor si at dette er upløydd mark i Norge.

Det er ikke satt av spesielle midler til forskningsinnsats på sesongvarmelagring og det foreligger heller ikke planer for å sette av slike midler. NTNf kan imidlertid, om man finner interessante prosjekter, benytte midler til slike prosjekter innenfor de årlige bevilgninger til energisektoren.

Et viktig område for å realisere fleksibel energibruk - herunder også sesonglagret varme er lovverk om fjernvarme. Et utvalg - "Energilovutvalget" har laget en utredning om dette - gjengitt i NOU 36/1981 - Lov om bygging og drift av fjernvarmeanlegg. Lovforslaget er imidlertid ikke behandlet fordi det er politisk uenighet om tilknytningsplikten til slike anlegg. Tidsplan for viderebehandlingen av dette er uklart.

Finansiering eventuelle sesongvarmelagre kan gjøres gjennom Industribanken dersom det er utnyttelse av spillvarme fra industri. Utover dette finner ingen generelle offentlige finansieringsordninger for slike anlegg. Olje- og energidepartementet kan støtte prosjekter med sesongvarmelagring. Støttebeløpet vil imidlertid aldri være høyere enn 50% av totalkostnaden for prosjektet. Prosjekter som søker slik støtte bør basere seg på en teknologi som har mulighet for å levere energi til konkurransedyktig pris.

## 7. Oppsummering

Sesongvarmelagring har muligheter også i Norge forutsatt at energien kan leveres til en pris som abonnent vil betale. Som energikilde må sesongvarmen konkurrere med olje, elektrisitet, kull, varmpumper med sjøvann som energikilde etc.

I den nåværende politiske situasjon ser det ikke ut til at det vil bli økte bevilgninger til forskning og utvikling på denne form for energiforsyning - i så fall må et teknisk gjennombrudd finne sted.

### KILDER:

Elektrisitetsforsyningens forskningsinstitutt - Handlingsplan for fjernvarme 1980.

- 3.5 Sverige - Energilagring - ett viktigt inslag i vår framtida  
värmeförsörjning?  
Tomas Bruce, Södertälje Energiverk

Inlägg presenterat vid "Nordiskt seminarium kring  
säsongslagring av värme", 5 och 6 oktober 1983

## ENERGILAGRING - ETT VIKTIGT INSLAG I VÅR FRAMTIDA VÄRMEFÖRSÖRJNING?

Av Tomas Bruce, Södertälje Energiverk

---

Våra samhällens värmeförsörjning var till bara för några år sedan nästan uteslutande baserad på förbränning av olja. Kostnaden för uppvärmning, räknat i öre/kWh var oberoende av årstid. Att mindre panncentraler med bara en eller två pannheter var baserade på enbart ett bränsle var givetvis naturligt. Men även i stora fjärrvärmesystem med många pannor användes uteslutande olja. Förklaringen var självklart ekonomisk - oljeeldning var den billigaste metoden att värma våra bostäder och lokaler.

Utvecklingen under tioårsperioden 1973 - 1982 har i grunden ändrat förutsättningarna för en minimering av uppvärmningskostnaderna. Vi måste nu i stället söka den optimala kombinationen av olika energislag för att erhålla den billigaste uppvärmningen. Förhållandevis dyra installationer för att utnyttja fasta bränslen, värmepumpar eller spillvärme kan nu motiveras om de ges tillräckligt lång drifttid. Billiga oljepannor bör bara installeras för lågt utnyttjad topp- och reservkapacitet. Sett i ett historiskt perspektiv har denna fundamentala förändring i förutsättningarna för optimeringen av vårt uppvärmningssystem skett snabbt. Mot den bakgrunden är det också viktigt att vi redan nu söker bilda oss en uppfattning om vad vi har att vänta under nästa tioårsperiod.

Efter första oljekrisen i mitten av 1970-talet startades ett omfattande energiforskningsprogram. Målet var bl a att utvärdera förutsättningarna för alternativa energiformer, varmed ofta menades fritt tillgänglig energi i naturen. Det gällde att främst sommartid ta vara på billig energi som kunde ersätta olja. Problemet var "bara" kostnaden för de nödvändiga installationerna. Samtidigt som utvecklingen av dessa nya energialternativ faktiskt har gjort avsevärda framsteg, har också många andra alternativ till oljan

utvecklats. Jag nämnde nyligen fasta bränslen, värmepumpar och spillvärme. Alla dessa kännetecknas av att de har en rörlig produktionskostnad som är hälften eller mindre än oljans. I naturen fritt tillgänglig energi har därför, trots att metoderna för dess nyttiggörande utvecklats, inte kommit avgörande närmare ett ekonomiskt genombrott, åtminstone vad gäller direkt nyttiggörande vid produktions-tillfället.

Det är mot denna bakgrund ett klart ökat intresse för energilagring kan märkas. De främsta förhoppningarna knytes då till sådana lager som kan lagra billig sommarenergi för nyttiggörande vintertid, när vi eljest måste tillgripa värmeproduktion med hög rörlig kostnad. Säsongslagren har alltså stort intresse om de kan utvecklas till konkurrenskraft i tekniskt och ekonomiskt avseende.

Energilager är ingen ny företeelse i anslutning till fjärrvärmesystem med kraftvärmeproduktion. Tidigare har dock lagren uteslutande dimensionerats för korttidslagring för dygnsutjämning. El har kunnat produceras nattetid i full omfattning delvis genom att den vidhängande värmeproduktionen kunnat avsättas i ackumulatorn för användning nästa dag. Dessa lager har haft en relativt begränsad volym, men å andra sidan kännetecknats av ett stort antal lageromsättningar per år.

Våra framtida energilager bör kunna uppfylla ett flertal villkor.

För det första måste de kunna lagra billig sommarenergi för nyttiggörande mer än ett halvår senare när vintern är som kallast. De kännetecknas alltså av att de bara har en lageromsättning per år. Detta ställer stora krav på dels att investeringskostnaden är låg, dels att lagret inte förlorar alltför mycket värme, vilket i sin tur kräver att volymen är stor relativt tidigare byggda lager. Säsongslagringen är därför som allra mest intressant i fjärrvärmesystem av någorlunda storlek. Ur nationell synvinkel är detta en tillgång, eftersom de stora potentialerna står att finna i de stora systemen. Energilagringen skulle alltså kunna bli märkbar i den svenska energibalansen.

För det andra bör ett säsongslager vara dimensionerat så att det med säkerhet kan leverera energi under vinterns kallaste tid. Detta torde inte vara särskilt svårt att åstadkomma. Låt oss anta att lagret urladdas fram till mitten av april och att det körs så att man är säker på att det inte är uttömt i förtid. Eftersom vi vet att vinterns kallaste dagar aldrig inträffar senare än i februari, har vi då möjlighet att även tillgodoräkna oss effektvärde från lagret. Annorlunda uttryckt skulle vi kunna lita på lagrets produktionsförmåga så mycket att vi inte bygger pannkapacitet fullt ut i den utsträckning vi eljest skulle ha behövt göra. Detta förutsätter givetvis att systemet ifråga inte redan är färdigbyggt. I de flesta orter torde denna förutsättning vara uppfylld. I ett givet system skulle alltså den totalt installerade effekten kunna minskas. Systemet måste då omoptimeras. Denna process torde visa att det inte endast är billig sommarkapacitet som kan minskas utan troligen även i viss mån den dyrare baslastproduktionen i form av t ex en fastbränsleeldad panncentral. Blir detta fallet kommer lagret att kunna gottskrivas många hundra, kanske uppemot tusen kronor, per kilowatt garanterad produktionsförmåga vintertid. För säsongslagrets konkurrenskraft är detta av stor betydelse.

För det tredje bör ett säsongslager ha möjlighet att även kunna fungera som korttidslager på dygns eller veckobasis. Det är aktuellt när systemets totala belastning pendlar kring basproduktionsanläggningens maximala produktionsförmåga. Vidare borde även i framtiden de system som innehåller kraftvärmeverk komma att ha glädje av möjligheten att kunna korttidslagra energi. Säsongslagrets relativa tröghet bör därför helst kombineras med korttidslagrets snabbur-laddningsförmåga. Detta ställer stora krav på lagerbyggarens tekniska innovationsförmåga.

Av diskussionen ovan har framgått att säsongslager för värmeenergi torde ha sin bästa lönsamhet och största potential i våra fjärrvärmesystem. De måste därför kunna möta de temperaturkrav som befintliga anläggningar ställer. Temperaturer i intervallet 70 - 90 grader bör kunna tillhandahållas.

Vid lokalisering av produktionsanläggningar för fjärrvärme i våra tätorter utbryter alltid en intensiv diskussion om anläggningarnas placering. Ett energilager som inte kräver stor markyta har här ett speciellt intresse i samhällsplaneringen. De torde få en konkurrensfördel. Under förutsättning att ett sådant lager är tekniskt och ekonomiskt tillförlitligt, torde beslutdiskussionen bli ovanligt enkel. Men det är klart att ännu är vi inte där.

I vilka system ska vi försöka placera våra första säsongslager? Jag tror man skall följa regeln att försöka introducera den nya tekniken i en miljö där den har så bra förutsättningar som möjligt att slå rot. En ur alla avseenden lyckad introduktion torde vara den bästa garantin för en fortsatt lycklig utveckling. Inplacerad i fel miljö kan den bästa lagermodell få obefogat vanrykte. De första säsongslagren bör därför placeras på sådana ställen där det sommartid finns överkapacitet att producera mycket billig energi. Det finns många exempel härpå. Närmast till hands ligger kanske spillvärme som eljest måste dumpas eller värme från en sopförbränningsanläggning, vars kapacitet är för stor för ett fullt direkt nyttiggörande sommartid. Eller varför inte utnyttja billig sommarel för att driva värmepumpar på sommarvarmt sjövatten? Jag vill heller inte utesluta att det relativt snart kan finnas ekonomi i att köra en kol-, torv- eller fliseldad panncentral lite extra sommartid och lagra denna energi till vintern. Denna fastbränsleenergi kostar dock helt säkert betydligt mer per kWh att producera än mina tidigare exempel, varför det inte är ett förstahandsintresse att förse dessa anläggningar med säsongslager. Visar det sig att en introduktion i system med den första typen av överskottsenergi sommartid blir lyckosam, så ser jag en fortsatt utveckling mot fastbränslemarknaden som naturlig och önskvärd.

Slutligen några reflektioner av investeringsmässig karaktär. Som framgått av mitt resonemang ovan torde säsongslagring bli intressant i första hand där billig sommarenergi finns att tillgå. Den är i sin tur en konsekvens av en större investering i en dyr produktionsanläggning. Ett energiföretags ekonomiska ställning påverkas givetvis härav. Behov av ekonomisk konsolidering föreligger. En ytterligare tung investering i energilager, i syfte att sänka den rörliga produktionskostnaden, kan då bli ekonomiskt betungande.



I praktiken kan därför konsolideringssträvanden efter den första investeringsomgången verka fördröjande på lagerinvesteringen. Men detta är givetvis i sin tur beroende av lagrets relativa lönsamhet. Det kan därför komma att ställas lite extra höga lönsamhetskrav på de säsongslager vi förhoppningsvis får till stånd under det närmaste decenniet. Som en liten uppmuntran i vår viktiga strävan i den riktningen, vill jag verkligen önska alla våra duktiga lagerforskare lycka till i sitt viktiga arbete under kommande år!

3.6 Sverige - Säsongslagrets uppgifter och ekonomi,  
Peter Margen, Margenkonsult

Inlägg presenterat vid "Nordiskt seminarium kring  
säsongslagring av värme", 5 och 6 oktober 1983

Nordiskt Seminarium ang Säsongslagring av värme  
Göteborg, 5 - 6 oktober 1983

SESSION: VÄRMELAGRETS ROLL I SAMHÄLLET

**SÄSONGLAGRETS UPPGIFTER OCH EKONOMI**  
av Peter Margen, Margen-Consult

## SAMMANFATTNING

Energilagring kan användas för att utnyttja billig energi tillgänglig under vissa tidsperioder för att ersätta dyr energi som måste användas vid andra tidpunkter. Energilagring kan även utnyttjas för att kapa effekttoppar. Dessa två tillämpningar reducerar rörliga kostnader resp investeringskostnader.

När det gäller säsongslagring, finns på många fjärrvärmesystem överskott på sopförbränningsvärme, industriell spillvärme eller överkapacitet hos fastbränslepannor under somrarna, som kan utnyttjas för att ladda lagren med billig energi. På 90-talet och där efter kommer det även att finnas billig mottrycksvärme på de stora systemen. Investeringar på 0.8 à 1.8 kr per kWh lagringsförmåga kan försvaras för dylika tillämpningar. På mindre system måste lagren ofta läggas vid lägre temperatur för att begränsa värmeförlusterna. Naturvärme och vissa typer av spillvärme blir då lämpliga laddningskällor. För konsumenten i Sverige kan energisparlån (samt ersättandet av dyrare tunn olja) leda till större försvarbara investeringar per kWh i några av dessa system.

Även när huvuduppgiften är säsongslagring, har lagret oftast komplementära uppgifter som ökar den motiverade investeringen jämfört med ovan citerade värden. T ex kan ett lager ersätta produktionen från baslastenheter flera gånger per år under driftstopp, och även dygnslagring tillämpas. För ett givet system kan man välja ett stort lager där säsongslagringsfunktionen dominerar eller ett mindre lager där de komplementära uppgifterna dominerar, så att lagret omsätts flera gånger per år. Givetvis har man i det senare fallet råd att investera mera per kWh lagringsförmåga, men uppnår i gengäld inte lika stor bränslebesparing totalt.

Med denna utgångspunkt presenteras kurvor över den försvarbara investeringen i lager som har flera uppgifter, som funktion av relationen (lagrets storlek)/systemets årsenergibehov). Kurvorna jämförs med beräknade specifika kostnader för tre typer av lager. Jämförelsen visar att vissa lagertyper kan bli lönsamma redan som rena säsongslager, däremot att andra måste lita mera till de komplementära uppgifterna.

Mera allmänt diskuteras egenskaperna av de viktigaste typerna lager som använder vatten resp mark som lagringsmedium, där vatten gynnar bl a hög effektuttagningsförmåga, temperaturskiktning m m och mark ger de lägsta kostnaderna per lagrad kWh vid ren säsongslagring. Kombinationslager som utnyttjar egenskaperna av båda typerna (t ex borrhålslager med vattentunnlar) ger ofta det bästa totala resultatet.

Föredraget ger en gynnsam prognos över möjligheten för säsongslager (komplementära uppgifter beaktade) att penetrera marknaden i Sverige.

## INNEHÅLL

	Sid
1. Energilagringens syfte och tids- perspektiv	1
1.1 Effektvariationer i tiden	1
1.2 Vad får ett lager kosta?	2
2. Renodlad säsongslagring	4
2.1 Spillvärmeöverskott	5
2.2 Söföörbränning	6
2.3 Kol	7
2.4 Mottrycksvärme	9
2.5 System med värmepumpar	10
2.6 Värmekällor för mindre system	12
3. Värde tillskott från korttidslagring	13
3.1 Kapning av dygnseffekttoppen	13
3.2 Bidrag i rörliga kostnader	14
4. Lagring i mellantidsperspektivet	15
4.1 Avställning av baslastenheten	15
4.2 Specialfall - söföörbränning	17
5. Totala värdet av säsongslagret	18
6. Hur klarar olika lagertyper de fram- räknade kostnadsmålen?	19
6.1 Allmänna egenskaper av olika lagertyper	20
6.2 Kostnaden för tre lagertyper i berg	21
7. Slutord	24
Referenser	25
Tabeller	26
Figurer	

## 1. ENERGILAGRINGENS SYFTE OCH TIDSPERSPEKTIV

### 1.1 Effektvariationer i tiden

Effektbehovet på våra fjärrvärme- och blockcentral-system har utpräglade dygns- och säsongsvariationer (se Figur 1.1 och 1.2) samt stokastiska variationer på grund av varierande väderlek (Figur 1.3). Variationerna ökar den dimensionerande effekten för produktions- och distributionsanläggningar och försämrar även utnyttjningen av de dyra baslastresurserna. Motsvarande variationer i elbehovet leder till tillgång till billig el under vissa tider.

Energilager kan användas för att kapa topparna i effektbehovet och därigenom minska investeringskostnaderna. De kan även laddas med billig energi från under låglastperioder ej helt utnyttjade baslastresurser och urladdas under tider då de ersätter dyrare energi.

Figur 1.1 och Figur 1.2 visar att säsongsvariationerna är betydligt större än dygnsvariationerna, varför säsongslagring ger betydligt större möjlighet att förbättra utnyttjning av baslastresurserna. Å andra sidan kräver fullständig utjämning av säsongsvariationerna ca 1 000 gånger så stor energilagring förmåga som fullständig utjämning av dygnslagringen. Bara lagertyper med låga specifika kostnader kan sålunda utnyttjas för säsongslagring.

För att kunna belysa värmelagringens roll måste man ta itu med den ekonomiska värderingen. Vad får ett lager kosta i olika tillämpningar, och kan vi bygga lager till dessa priser? Inledningsvis berör jag några av de faktorer som påverkar vad ett lager får kosta, innan frågan behandlas mera utförligt i senare avsnitt.

## 1.2 Vad får ett lager kosta?

Av det som sagts ovan framgår att energilagring används i två syften,

- 1) för att minska **fasta kostnader** genom att kapa **effekt** och därigenom reducera investeringsbehovet i anläggningar såsom pannor som annars behöver möta effekten.
- 2) för att reducera den **rörliga energikostnaden** genom att ersätta **energi** med hög rörlig kostnad t ex från de minst effektiva produktionsenheterna som måste användas under topplasttid med energi som har låg rörlig kostnad t ex från de mest effektiva enheterna (eller spillvärme) som har effektöverskott under låglasttid.

Den maximalt försvarbara investeringen i ett lager som har enbart syfte 1) kan beräknas ur uttrycket

$$I_M = C_p/H \quad (1)$$

där

$C_p$  = kostnaden för den anläggning som annars behöver klara effekten, t ex pannan, kr/kW

$H$  = effekttoppens varaktighet, i timmar (kWh/kW)

om man antar att de fasta kostnaderna för lagret i procent av investeringen är lika stora som för pannan man ersätter.

Desto kortare varaktigheten,  $H$ , desto större blir givetvis värdet av lagret. Vid kapning av dygnstoppar blir t ex  $H$  typiskt 6 timmar, vilket med en kostnad för pannan av 420 kr/kW motsvarar en försvarbar investering av  $420/6 = 70$  kr/kW lagringsförmåga. Kapas istället toppen förorsakad av t ex 5 dygns = 120 timmars kallvädersperiod, blir den försvarbara investeringen bara  $420/120 = 3.5$  kr/kWh lagringsförmåga. Stora ståltankar klarar lätt kost-

nadsmålet 70 kr/kWh, men knappast 3.5 kr/kWh. Därför fordras utvecklingsinsatser angående billigare lager för att möta problemet vid lagring för längre tidsperspektiv.

Den maximalt försvarbara investeringen i ett lager med syfte 2) kan beräknas ur uttrycket

$$I_M = N(c_U - c_L/\eta)/f \quad (2)$$

där

- N = antal ekvivalent fulla urladdningar per år  
 $c_U$  = värdet av urladdningsenergin, kr/kWh  
 $\eta$  = lagrets verkningsgrad, dvs urladdad energi/laddad energi  
 $c_L$  = kostnaden av laddningsenergin, kr/kWh  
 f = fasta årskostnader för kapital och underhåll som brukdel av investeringen.

Vid dygnslagring (Figur 1.1) kan lagret utnyttjas till fullo 365 gånger per år när ett så litet lager installeras att det kan utnyttjas till fullo även under dygnet då belastningen är lägst, eller typiskt 200 gånger/år då det dimensioneras för att utnyttjas till fullo en medel-januaridag (se Figur 2). Vid t ex 0.1 kr/kWh skillnad mellan värdet av urladdningsenergin,  $c_U$ , och kostnaden för laddningsenergin  $c_L$ , en årskostnadsfaktor  $f = 0.1/\text{år}$  och  $\eta$  ca 1.0 (realistiskt för lager som utnyttjas så ofta per år) får då ackumulatören kosta maximalt **365 resp 200 kr/kWh** laddningsförmågan. Dessa förhållanden gäller t ex för lagring av nattel vid starkt differentierade eltaxor. Gäller samma energikostnader för ett säsongslager som bara utnyttjas en gång per år får magasinet maximalt kosta **1 kr/kWh** - en betydligt svårare uppgift att klara.



Att detta seminarium koncentrerats på just **säsongs-  
lagring** beror säkerligen på att kommersiellt tillgängliga lager (t ex ståltankar) som klarar kostnadsmålet för dygnslagring redan finns - i varje fall för de större förbrukarna. Därför har utvecklingen koncentrerats på den svårare uppgiften att ta fram lagertyper som klarar kostnadskraven även för lagring i långt tidsperspektiv, särskilt säsongslagring, som vid framgång kan svara för betydligt större kvantiteter inbesparad oja och annan dyr energi.

I praktiken är dock det ekonomiska problemet inte så renodlat. Ett lager som har säsongslagring som huvuduppgift kan vanligtvis även utnyttjas i viss utsträckning för dygnslagring och ersätter därigenom även kostnaden för en konventionell dygnsackumulator (i den mån sådan inte redan finns på systemet). Därutöver kan det vanligtvis klara även uppgifter i **mellantidsperspektiv**, t ex ersätta produktion från pannor under driftstopp. I mitt inlägg kommer jag att ge exempel på system som kan utnyttja säsongslager, och försöka att beräkna vad lagret får kosta när man beaktar såväl huvuduppgiften som de nog så viktiga sekundäruppgifterna av lagring i kortare perspektiv.

## 2. RENODLAD SÄSONGSLAGRING

Figur 3 visar det kapitaliserade värdet av säsongs-  
lagring (dvs lagring av energi en gång/år enligt uttryck 2) för olika kostnader av laddningsenergin, lagringsverkningsgrader och värdet av urladdningsenergin. Värdet blir givetvis störst när  $c_L = 0$  och  $c_U$  är högt - t ex 1.6 à 2.7 kr/kWh när lagret ersätter tung olja resp villaolja med lämpliga pannverkningsgrader. Vid  $f = 0.1$  blir då värdet **1.6 à 2.7 kr/kWh**.

Ofta spar säsongslagret även en panneffekt som motsvarar återvinningsenergin dividerad med antal fulleffekttimmar urladdning,  $H$ . Inbesparas en oljepanna blir för  $H = 1\ 500$  h/år tilläggsvärdet av inbesparad panneffekt ca

$420 \text{ kr/kWh} \cdot 1\ 500 \text{ h/år} = 0.38 \text{ kr/kWh}$  urladdningsförmåga, vilket får läggas till värdena erhållna från Figur 3. Formen för årsbelastningskurvan och effekten för vilken lagrets hjälpsystem är dimensionerad begränsar denna förmåga.

Tabell 1 visar typiska system lämpade för energilagring och typiska värden på  $c_L$ ,  $c_U$  och den maximalt försvarbara investeringen exklusive värdet av inbesparad panneffekt. Del 1 av tabellen är exempel hämtade från fjärrvärmesystem.

### 2.1 Spillvärmeöverskott

**Spillvärmeöverskott** på sommaren kan ge  $c_L = 0$  vid en nationalekonomisk bedömning, när överskott föreligger under sommaren och spillvärmertilgången ej räcker under vintern för att klara behovet utan lagring. Ett välkänt exempel är Göteborg där spillvärme från raffinaderierna redan uppfyller denna situation i förhållande till fjärrvärmesystemets behov (Ref 1-3). Dock blir kostnaden säkerligen större än 0 i Energiverkens företagsekonomiska kalkyl eftersom Energiverken kommer att behöva betala vissa belopp till leverantören - raffinaderierna. Enligt principen "vinstdelning" som brukar tillämpas, kan man dock förhandla fram ett lågt pris även ur företagsekonomisk synpunkt.

Flera inventeringar har gjorts med anslag från NE (Ref 4) och SIND betr industrier med spillvärmeöverskott. Enligt dessa fanns vid den aktuella tidpunkten flera hundra sådana industrier.

Vid  $c_L = 0$ ,  $c_U = 1.6$  och  $f = 0.088$  (motsvarar 6 % realränta, 1 %/år realprisökning för bränsle, 20 års livslängd, 0.8 %/år underhåll) kan ur nationalekonomisk synpunkt en investering på  $1.6/0.088 = 1.8 \text{ kr/kWh}$  försvaras med ren säsongs-lagring. Detta mål kan klaras av flera typer av lager i stora anläggningar.

Ett problem med anläggningar som lagrar industriell spillvärme kan dock vara livslängden man vågar räkna med. Ofta är denna livslängd väsentligt kortare än de ovan antagna 20 åren. Förkortas tiden till 10 år (som antagits t ex i Ref 1) sjunker den maximalt försvarbara investeringskostnaden till  $1.6/1.375 = 1.16 \text{ kr/kWh}$ .

I praktiken skall dock beaktas att även om spillvärmekällan avstängs efter ett antal år finns vanligtvis andra förhållandevis billiga baslastvärmekällor kvar för laddning av lagret, som då får ett betydande restvärde.

## 2.2 Söpfungbränning

**Sopor** kan inte utan en kostsam behandling lagras, varför det lätt kan uppstå sommaröverskott på sopor i de orter som har söpfungbränningsverk. I den mån det finns bra deponeringsalternativ är kostnaden för ett sopöverskott vanligtvis 0, dvs kostnaden att frakta soporna till söpfungbränningsverket är lika med dem för att frakta dem till deponering och att sköta deponeringen. Högdalen i Stockholm är ett exempel på ett söpfungbränningsverk med denna situation (Ref 5). Är deponeringsalternativet särskilt besvärligt kan  $c_L$  t o m bli negativ - man betalar för att bli av med soporna. I andra fall, särskilt då man hämtar soporna även från andra kommuner för

att få önskad tillgång, kan sopkostnaden bli positiv. Det rör sig dock i regel om maximalt 100 kr/ton, motsvarande ca 0.045 kr/kWh, dvs ett lågt pris.

Ett antal energiverk har redan sopförbränningsanläggningar, och tendensen är att utnyttja dessa till fullo genom att importera sopor från grannkommunerna. Detta kommer att i de flesta fall leda till sommaröverskott förr eller senare. Sävenäsverket i Göteborg har redan sådant överskott - men får i framtiden se sopförbränningen bara som en av många billiga energikällor i ett större sammanbyggt system.

### 2.3      Kol

**Kol** har idag en rörlig kostnad som är mindre än 50 % av oljekostnaden per energienhet, när det gäller stora anläggningar. Detta ger en påtaglig skillnad,  $c_U - c_L/\eta$ , förutsatt att lagret har en relativt hög verkningsgrad, dvs låga förluster. Systemet som kommit längst i detta avseende är Södertälje/Södertörn -systemet som har Igelsta-verket med tre 120 MW kolpannor för baslasten och Södertörns oljeeldade Fittjaverk för topplasten. Ett lager kunde bli en värdefull komplettering. Används det enbart för säsongslagring får det dock maximalt kosta ca

$$(1.6 \text{ kr/Wh} - 0.7 \text{ kr/kWh}/0.8)/0.088 = \mathbf{0.83 \text{ kr/kWh}}$$

vid en lagringsverkningsgrad av 80 %, och 8.8 % fasta årskostnader.

Lägger man till värdet av inbesparad oljepanneffekt vid t ex 1 500 h/år,  $(420 \text{ kr/kWh})/1 500 \text{ h} = 0.35 \text{ kr/kWh}$  blir det sammanlagda värdet av lagret  $0.83 + 0.35 = \mathbf{1.18 \text{ kr/kWh}}$ .

Detta är ett hårt krav, varför det är angeläget att låta lagret även uppfylla andra syften - vilket jag kommer att illustrera i avsnitt 4 och 5.

Däremot att spillvärmekällors och sopförbränningskällors medeleffekt ofta är begränsade, kan en kolanläggnings effekt bestämmas av optimeringskraven. Alternativet till ett säsongslager blir då ofta att installera ytterligare en kolpanna som medför samma oljebesparing som lagret - dvs tar samma topplasteffektblock.

Med tillämpning av ekv 1 för värdet av effektbesparing (men kostnaden  $I_k$  för kolpannan) och ett avdrag för förlusterna i lagret, blir då den maximalt försvarbara investeringen i lagret

$$I_M = I_k f_k / f H - (1/\eta - 1) c_k / f$$

eller t ex för

$$I_k = 1\,200 \text{ kr/kW,}$$

$$f = 0.088,$$

$$f_k = 0.10 \text{ (på grund av större underhålls- och driftskostnader på pannan),}$$

$$H = 1\,500 \text{ h/år} = 0.8, \text{ och}$$

$$c_k = 0.07 \text{ kr/kWh}$$

$$0.91 + 0.20 = 1.11 \text{ kr/kWh}$$

Som synes ger båda sätten att beräkna lagrets värde ungefär samma resultat, vilket tyder på att effekten av kolpannan är ungefär optimal i detta exempel.

#### 1.4 Mottrycksvärme

Lönsamheten på **mottrycksvärme** är dålig för närvarande i Sverige på grund av överskott på billig kärnkraftel under vissa sommarmånader, men förväntas bli bättre i framtiden.

Ett säsongslager kan då användas för att låta ett koleldat mottryckskraftverk producera mottrycksel även under sommaren då annars behovet av mottrycksvärme är lågt. Under vintern urladdas lagret och erätter då olja från spetslastpannor.

Under laddningsperioden, dvs sommarhalvåret, kostar mottrycksvärme från koleldade kraftvärmeverk mellanskillnaden mellan kostnaden för kolet,  $C_k$  och värdet av elproduktionen,  $C_e$ . Med ett större kraftvärmeverk som har följande prestanda

	% av energin i bränslet	kWh per kWh mottrycksvärme
Elproduktion	33.5	0.65
Mottrycksvärme	51.5	1.00
Förluster	<u>15.0</u>	<u>0.29</u>
Totalt	100	1.94

blir denna kostnad  $1.94 C_k - 0.65 C_e$ .

För  $C_k = 0.07$  kr/kWh och en preliminär bedömning från Staben av Stockholms Energiverk citerad i Ref 4 att  $C_e$  blir i medeltal ca 0.13 kr/kWh under 1990-talet och 0.22 kr/kWh under perioden år 2000-2010 blir kostnaden för mottrycksvärme 0.051 resp -0.007 öre/kWh under dessa respektive perioder eller **0.022 kr/kWh** i medeltal under 20 år. I Tabell 2 har jag använt kostnaden **0.04 kr/kWh**, dvs en större kostnad för att vara på den säkra sidan. Även denna kostnad är mycket låg, vilket visar hur

**attraktiv lagring av mottrycksvärme kommer att bli i framtiden.**

### 1.5 System med värmepumpar

När laddningsenergin är tillgänglig vid en för låg temperatur för att kunna laddas och urladdas direkt, kan en värmepump användas vid laddning eller urladdning, eller vid båda tillfällena. Kostnaden för drivenergin måste då beaktas i kalkylen. Detta gäller för naturvärme och lågtemperatur-spillvärme.

Vid laddning med värmepumpen under sommaren utnyttjas relativt billig drivenergi. Antas t ex att sommarel kostar 0.12 kr/kWh och värmefaktorn är 3.7 vid användning av varmt ytvatten som värmekälla, kostar laddningsenergin  $0.12/3.7 = 0.032$  kr/kWh.

Används värmepumpen vid urladdning under vintern, blir kostnaden av laddningsenergin noll. Dyrare drivenergi utnyttjas, men den ersätter ytterligare bränsle på systemet. Vid en vinterelkostnad på 0.24 kr/kWh och en oljekostnad på 0.16 kr/kWh blir skillnaden mellan värdet av den ersatta energin från lagret och kostnaden av drivenergin

$$0.16 - (0.24 - 0.16)/3.7 = 0.138 \text{ kr per kWh laddad ur lagret.}$$

Ofta innehåller systemet en värmepump även utan lager för att överföra energi från källan till användaren vintertid. I övriga fall där värmepumpen tillkommer bara för lagrets skull, måste dess investeringskostnad dras ifrån det maximala beloppet motiverat för lagring, för att få beloppet disponibelt för själva lagret. Avdragsposten blir

$$f_{vp} I_{vp}/fH_{vp}\eta \quad \text{resp} \quad f_{vp} I_{vp}/fH_{vp}$$

för värmepumpdrift vid laddning resp urladdning,  
där

$I_{vp}$  = investeringskostnaden i värmepumpen, kr/kW  
levererad effekt

$f_{vp}$  = fast årskostnad för värmepumpen, brukdel  
av investeringen

$H_{vp}$  = värmepumpens utnyttjningstid.

För t ex  $I_{vp} = 2\ 000$  kr/kW,  $f_{vp} = 0.1$ ,  
 $H_{vp} = 4\ 000$  /år och  $f = 0.088$ ,  $\eta = 0.8$ , blir dessa  
avdragstermer 0.71 resp 0.57 kr per kWh urladd-  
ningsenergi, dvs betydande belopp.

Tabell 1 visar att man för de tre där behandlade  
fallen får en maximalt motiverad investering i  
lagret av

- a) **1.37 kr/kWh** (sommарvärmepumpdrift med  
befintlig VP)
- b)  $1.37 - 0.71 = \mathbf{0.66\ kr/kWh}$  (sommарvärme-  
pumpdrift med tillkommande VP)
- c)  $1.38 - 0.57 = \mathbf{0.81\ kr/kWh}$  (vintervärme-  
pumpdrift med tillkommande VP)

Värdena för b) och c) är dock mycket känsliga för  
värmepumpens utnyttjningstid.

Ekonomi för värmepumpdrift fall b) eller en kombi-  
nation av b) och c) förbättras om värmepumpen även  
kan användas för att höja lagrets temperatursving,  
och därmed reducera lagrets kostnad per kWh.



## 2.6 Värmekällor för mindre system

De ovannämnda exemplen (sopförbränningsvärme, pannor som bränner kolpulver och mottrycksanläggningar) gäller speciellt för större system, dvs fjärrvärmesystem som har råd med komplicerad bränslehantering, utsläppsrening m m. Även mindre system som gruppcentraler kan använda fasta bränslen, varvid dock de rörliga kostnaderna är något större på grund av högre kostnader för hantering och i vissa fall förädling av bränslen, se punkt 6 i Tabell 1. Även värmepumpar kan användas i mindre system. Eftersom mottagarens temperatur ofta är lägre än vid stora system blir värmefaktorn högre i dessa fall.

När det gäller spillvärme är mindre system sällan gynnsamt placerade i förhållande till industri med lämpliga källor. Däremot kan industrin i sig själv ofta utnyttja värmen och därmed även lagring.

Många stormarknader har kyldiskar och lokalkylsystem som ger värmeöverskott under sommaren, som kan vara lämpligt att lagra, se punkt 7 i tabellen. Ett förslag till ett demonstrationsprojekt för denna tillämpning undersöks för närvarande (Ref 6). Allmänt gäller för de mindre systemen att den mindre lagervolymen leder till högre procentuella lagringsförluster om man inte kompenserar detta genom att lägga lagren vid lägre temperatur. Däremot ersätts ofta relativt dyr tunn olja, vilket ökar lagrets värde. Ofta tillkommer dessutom ur förtagsekonomisk synpunkt möjligheten att utnyttja förmånliga energisparlån. Resultatet blir ofta stora försvarbara investeringar i lagret - **2.5 à 4.5 kr/kWh** enligt Tabell 2, punkt 7.

Fordras dock en värmepump enbart för att kunna utnyttja lagret, får dess kostnad samt mellanskillnaden mellan kostnaden för drivenergi och genom drivenergin inbesparad olja dras ifrån dessa be-  
lopp.

Man måste även i sådana sammanhang pröva hurvida fortsatt system med olje användning är det enda realistiska alternativet till lagring. Andra alternativ, tex uteluftvärmepump, kan stå till buds och te sig mera ekonomiska än olje användning. I så fall minskas ytterligare den för lagring maximalt motiverade investeringen.

### 3. VÄRDETILLSKOTT FRÅN KORTTIDSLAGRING

#### 3.1 Kapning av dygnseffekttoppen

Dygnslasten på fjärrvärmesystem varierar vanligtvis med ca  $\pm 14$  % av dygnsmedelvärdet. Ett lager kan utjämna denna belastning och sålunda reducera det maximala effektbehovet med  $14\% / 1.14 =$  drygt 12 %. Därigenom kan den erforderliga panneffekten reduceras.

Detta gäller särskilt när lagret introduceras på nya system där panneffektens storlek kan planeras samtidigt med beslutet om införandet av lagret, eller på växande system när beslutet om lagret kan fördröja behovet att införa nya pannor. På befintliga system i jämvikt finns däremot redan tillräckligt stor panneffekt, så att denna fördel av lagring ej kan utnyttjas.

Energimängden som måste lagras motsvarar vanligtvis ca 6 h lagringstid av den inbesparade effekttoppen. Ett säsongslager kan sålunda ersätta en ståltank som uppfyller denna funktion och som med t ex

40 kWh lagringsförmåga per  $m^3$  mellan  $65^\circ\text{C}$  och  $95^\circ\text{C}$  och en kostnad på ca  $500 \text{ kr}/m^3$  (med alla hjälp-system som fordras för dygnslagring och en storlek på 20 000 à 40 000  $m^3$ ) medför detta en inbesparing av 12.5 kr/kWh korttidslagringsförmåga och  $12.5 \times 6 \text{ h} = 75 \text{ kr}/\text{kW}$  kapad effekt. Om en stor ståltank dock inte kan accepteras av arkitektoniska skäl, inbesparas istället en panna som skulle ha kostat **420 kr/kW**. Det direkta värdet per kWh lagringsförmåga av säsongslagret beror på säsongslagrets storlek i förhållande till systemstorleken.

Ref 2 resp 5 beskriver tillämpning av ett 60 GWh säsongslager till system i Göteborg resp Högdalen med 1 100 resp 240 MW max effektbehov år 1990. Effekttoppar som uppgår till 12 % av dessa belopp, dvs 132 MW resp 29 MW kan kapas, vilket fordrar en dygnslagereffekt av 790 resp 174 MWh, eller 1.3 resp 0.3 % av säsongslagrets energilagringförmåga. Ökningen i den motiverade investeringen blir  $12.5 \text{ kr}/\text{kWh} \times$  dessa procenttal, dvs **0.17 resp 0.04 kr** per kWh säsongslagringsförmåga.

Systemen har ett årsenergibehov (varaktigheten = 2 750 h/år) av 3 000 resp 660 GWh så att årslagret representerar 2 % resp 9 % av energibehovet.

### 3.2 Bidrag i rörliga kostnader

Figur 5 visar att dygnslagring kan reducera de rörliga produktionskostnaderna under perioder då effektbehovet dag och natt pendlar omkring effekten av baslastenheten. Magasinet laddas nattetid med baslastenergi som annars inte kunnat utnyttjas. Beroende på formen av belastningskurvan inträffar detta omkring 60 dygn om året och medger att i genomsnitt ca 1/3 av effektkapningsbehovet kallaste dygnet lagras. Totalt utnyttjas ett dygnsmagasin

60/3 = 20 gånger till fullo. Med de i avsnitt 3.1 angivna storlekarna på dygnsmagasinet (1.3 resp 0.3 % av säsongslagringsbehovet) medför denna typ av dygnslagring en ökning av säsongslagringsmöjligheten med  $20 \times (1.3 \% \text{ à } 0.3 \%) = 26 \% \text{ à } 6 \%$ , och sålunda motsvarande ökning i säsongslagrets maximalt försvarbara investering. Finns möjlighet att installera en konventionell dygnsackumulator av ståltanktyp på systemet kan man dock maximalt tillgodöräkna sig en besparing motsvarande dess kostnad för dygnslagring för inbesparad effekt och topplastenergi sammanlagt.

#### 4. LAGRING I MELLANTIDSPERSPEKTIVET\*

##### 4.1 Avställning av baslastenheten

Pannor, spillvärmeanläggningar eller mottrycks-kraftverk som skall ladda lagret har planerade och oplanerade avställningar. Finns bara en enda baslastenhet så måste under dessa avställningstider den nästa produktionsenheten i rangordningen av rörliga kostnader användas istället. Den planerade underhållsavställningen kan visserligen planeras under sommaren då värmebehovet är lågt, men leder ändå till relativt stor merförbrukning av dyrt bränsle. Typiskt räknar man med ca 3 veckors sommaravställning för pannor och 4 veckor för mottryckskraftverk. Oplanerade avställningar upptar i storleksordningen 5 % av den önskade drifttiden.

Även bortsett från underhållsbehovet kan det finnas anledning att avställa baslastenheten under 4 à 8 sommarveckor om sommarlasten är så låg i förhållande till baslastenhetens fulleffekt, att driften medför låg verkningsgrad.

---

\* Utöver de här upptagna funktionerna kan ett lager även motverka de stokastiska variationerna i belastningen av typ Figur 1.3. Den resulterande besparingen på grund av detta behandlas i en senare rapport.

För belastningskurvan, Figur 5, kapar man ca 1.8 % av årsenergin genom 3 veckors sommaravställningar av baslastenheten och 4.5 % genom oplanerade avställningar. Med hjälp av ett säsongslager, som dessutom används för laddning och urladdning i kortare tidsperspektiv, kan den delen av denna energi som inte infaller under den ordinarie urladdningsperioden, (1.8 % + 2.3 % = 4.1 %) levereras genom baslastenergi. Har säsongslagret en lagringsförmåga av 5 %, resp 10 %, av systemets årsenergibehov, ökar lagring i mellantidsperspektiv lagrets **omsättning** med en faktor **1.82** resp **1.41**. Eftersom värmeförlusterna inte påverkas av det faktum att lagret används mer än en gång per år ökar dessutom verkningsgraden. För alternativet med en kolpanna får t ex ett magasin som utnyttjas 1.82 gånger per år en verkningsgrad på 89 % istället för 80 % och en försvarbar investering på **1.72 kr/kWh** istället för **0.83 kr/kWh**.

För att kunna utnyttja denna möjlighet fordras dock att lagret kan leverera stora effekter - i gränsfallet hela effekten på baslastenheten. Detta ställer högra krav på utrustningen t ex värmeväxlarna, pumpar och ledningar, och medför vanligtvis påtagliga merkostnader. För vissa typer av lager, som borrhålslager eller lerlager där värme överförs till marken genom kanaler, kan man knappast få så hög effektöverföringsförmåga om inte lagret kompletteras med ett lämpligt dimensionerat korttidslager - t ex vattenfyllda tunnlar i anslutning till borrhålslagret, se Figur 6.

Antag t ex att ett driftstopp varar i 50 timmar och att baslastenheten har en effekt motsvarande medel-effektbehovet på systemet. Då måste  $50/8760 = 0.57\%$  av årsenergibehovet kunna laddas ur under kort tid, vilket med ett säsongslager

dimensionerat för 5 % av årsenergibehovet motsvarar  $0.57/5.0 = 11.4$  % av säsongslagringsförmågan.

När det finns flera baslastenheter på systemet kan dessa agera som reserv för varandra, varför lagrets roll i mellantidsperspektivet minskar. Ersättningen för sommaravställningar bortfaller helt. Ersättningen för oplanerade driftstopp halveras vid en ökning från en till två baslastenheter, eftersom någon ersättning inte är aktuell när belastningen är mindre än den en panna klarar. Då blir i de ovan angivna exemplen ökningen av baslastenergianvändningen bara ca  $2.3 \% / 2 = 1.15$  % mot 4.1 % för ett system med en baslastenhet.

#### 4.2 Specialfall - sopförbränning

Vid sopförbränning och vissa spillvärmertilämpningar är den totala tillgängliga energimängden per vecka begränsad och effekten av pannorna anpassad så att man med en genomsnittlig tillgänglighet (eller något sämre tillgänglighet än genomsnittet) kan ta hand om soporna.

Sopförbränningspannornas tillgänglighet är relativt låg - 80 till 90 % exklusive sommarrutinavställningen. Man kan dock inte räkna med att lagret ersätter pannan vid varje avställning, eftersom den totala sopenergitillgången är begränsad. Ändå har korttidslagring ett tilläggsvärde även på detta system.

Figur 7a, kurva Q, visar belastningen, och kurva  $P_{med}$  den genomsnittligt tillgängliga sopförbränningskapaciteten. Enligt en förenklad analys representerar den rastrade ytan mellan kurvorna energin som långtidslagret kan inbespara där pannornas

effekt alltid antas vara (nominell effekt)  $\times$  (tillgängligheten) =  $P_{med}$ .

I Figur 7b har sopförbränningsdiagrammet istället redovisats som ett stapeldiagram med en effekt som avviker med + eller  $-\Delta P$  från medelvärdet beroende av hurvida en panna är ur drift eller alla är i drift. Med detta diagram kapar belastningskurvan av topparna i sopförbränningstillgången långt inne på hösten när, enligt den enklare representationen i Figur 7a, all sopförbränningsvärme kan utnyttjas även utan lager. Spillet av sopenergi utan lager ökar i detta fall med den triangulära ytan ABC, däremot att ett system med lager kan utnyttja all sopförbränningsvärme. Korttidsbesparingen av energi representeras sålunda av denna triangulära yta som har ett värde

$$\Delta P \times \Delta T/4 \quad (3)$$

eller för typiska konstanter representerar omkring 10 % av den energi som lagras per säsong (Ref 3).

##### 5. TOTALA VÄRDET AV SÄSONGLAGRET

För att illustrera betydelsen av lagring i mellantidsperspektivet för att ersätta panndriftavbrott enligt diskussionen i avsnitt 4.1 har i Figur 8 urladdningsenergin för säsongslagring och mellantidslagring sammanlagt redovisats som funktion av lagrets relativa storlek i förhållandet till systemets årsenergibehov. Kurvorna U1 och U2 visar den årliga urladdningsenergin som procent av systemets årsenergibehov för system med 1 resp 2 baslastpannor, och kurvorna O1 resp O2 visar antalet omsättningar för lagret. Urladdning på grund av dygnslagring är ej medräknad i dessa kurvor. Beräkningsgången framgår av Tabell 2.

Kurvorna visar klart att små lager utnyttjas mer effektivt än stora, men att stora lager totalt sett omsätter mera energi och sålunda sparar mera dyrt bränsle.

I Figur 9 har informationen från Figur 8 utnyttjats för att beräkna den maximalt motiverade investeringen i lagret per kWh lagringsförmåga för följande fall

kurva S1 och S2  
för ett system med "fri" laddningsenergi från spillvärme och två spillvärmeproduktionsenheter,

kurva K1 resp K2  
för ett system med laddningsenergi från en resp två kolpannor,

Kurva S1a har samma förutsättning som kurva S1, men beaktar dessutom tilläggsvärdet av dygnslagring beräknat som inbesparad ståltanksackumulator enligt diskussionen i avsnitt 3.

Som synes är de motiverade investeringarna per kWh stora - särskilt för "underdimensionerade" lager, dvs lager där man avsiktligt minskat säsongslagringsförmågan för att öka antalet omsättningar med mellantidslagringsens hjälp. Dock tenderar sådana lager även att vara dyrare per kWh än rena säsongslager som vi skall se.

#### 6. HUR KLARAR OLIKA LAGERTYPER DE FRAMRÄKNADE KOSTNADSMÅLEN?

Innan jag försöker att kvantitativt illustrera hur vissa lagertyper klarar de uppsatta kostnadsmålen kan några allmänna kommentarer betr olika lagertypers egenskaper vara på sin plats.



## 6.1 Allmänna egenskaper av olika lagertyper

De typer av lager som bearbetas i Sverige faller mera allmänt i följande tre grupper:

- 1) Lager där en volym **vatten** (eller vatten och stenblock) är inslutna inom ett skal och utgör lagringsmediet. Till dessa hör ståltankar, vattenfyllda och blockfyllda bergrum och berggropar och jordgropar. Som grupp har de goda termiska egenskaper, t ex god temperaturskiktningsförmåga, hög effektuttagningsförmåga, god temperaturdegradering mellan laddning och urladdning, men förhållandevis hög specifik kostnad. Därför passar de bäst för korttids- och mellantidslagring, även om de i vissa fall även kan användas för säsongslagring, och fordrar dessutom relativt hög  $\Delta T$ .

Inom gruppen har ståltankar och jordgropar de lägsta kostnaderna och lägsta värmeförlusten vid små enheter (de är de enda som kan isoleras) och är vanligtvis de enda som kan användas som rena dygns-lager. Samtliga kan användas som högtemperatur-lager, dock med vissa maximitemperaturer, särskilt för jordgropslagret.

- 2) Lagertyper där själva **marken** utgör lagringsmediet, som värms och kyls genom djupa vertikalkanaler (borrhålslagret resp lerlagret) eller där vatten injekteras genom brunnar i porösa skikt (akviferlagret).

Alla tre varianter har mycket låga kostnader per kWh vid tillämpning till ren säsongslagring i lämplig mark, och passar därför bra för rena säsongslager. Borrhålslagret kan användas såväl för höga som för låga temperaturer. Även relativt små tempe-

ratorsving kan användas utan att kostnaderna överstiger de tidigare definierade kostnadsmålen.

Lagren har däremot svårt att klara stora effektuttag och är även ur andra tekniska synpunkter mindre flexibla än vattenlagren - t ex sämre ur temperaturskiktningssynpunkt.

- 3) **Kombinationslager** där man försöker utnyttja ett marklager för säsongslagringsfunktionen och ett vattenlager för korttids- och mellantidsfunktionen. Det redan tidigare omnämnda borrhåls-lagret med vattentunnlar är ett exempel av denna typ där dessutom tunn-larna även har en funktion vid själva byggandet av borrhålsdelen av lagret. Vid sådana lagertyper kan förhållandet volym mark:volym vatten anpassas till det krav som ställs på lagret av säsongslagrings- och mellanlagringsupplifternas.

#### 6.2 Kostnaden för tre lagertyper i berg

Tabell 4 visar kostnadsantaganden för tre lagertyper lämpliga för berg, nämligen vattenfyllda bergrum, blockfyllda bergrum, resp borrhåls-lager kompletterat med vattenfyllda tunnlar för bl a kort- och mellantidslagringsfunktionen. Kostnaderna antas bestå av ett antal komponenter - en "minimikostnad" för tillfartstunnlar m m, en effektberoende kostnad för värmväxlare, rörsystem, pumpar och volymberoende komponenter för delen av lagret fylld med vatten eller vatten och stenblock, och den delen av lagret som består av berg med borrhål. Kostnadsekvationen har korrelerats mot kostnaderna för några byggda lager (t ex Lyckebo bergrumslager) och några detaljerade projektstudier t ex Ref 2 (i svagt uppdaterad form), men får ändå betraktas som en approximation inom ett begränsat storleksområde.

I samtliga fall har det antagits att en temperaturskillnad  $\Delta T = 50^{\circ}\text{C}$  är tillgänglig mellan fjärrvärmevattnet som laddar magasinet och fjärrvärmevattnet som urladdar magasinet och höga vattenflöden. För bergrumsmagasinet är den delen av  $\Delta T$ ,  $\Delta T_i$ , som är disponibel för energiupptagning (i frånvaro av förluster) ca  $46^{\circ}\text{C}$  vid 3 500 h/år laddningstid och 2 500 h/år urladdningstid, varvid reduktionen från  $50^{\circ}\text{C}$  beror på temperaturskillnaden över värmväxlare av den antagna storleken. För borrhålslagret tillkommer även temperaturskillnader mellan vatten och berg vid laddning, och berg och vatten vid urladdning, varför  $\Delta T_i$  reduceras till  $39^{\circ}\text{C}$  för ovan angivna laddnings- och urladdningstider i detta fall.

I Figur 10 visas resultatet av tillämpningen av metodiken i Tabell 2 till ett lager med varierande storlek för ett system med 1 000 GWh/energibehov. I samma figur har de maximalt motiverade investeringarna från Figur 9 återgivits som svagare linjer.

Som synes ligger kostnaden för borrhålslagret med tunnlar väl under de maximalt motiverade investeringarna för lager laddat med spillvärme resp kol över hela området av lagerstorlekar. Kostnaderna för bergrum ligger under de motiverade investeringarna bara för lager där man begränsar säsongslagringsfunktionen för att öka antalet omsättningar. Vid en jämförelse mellan de två huvudtyperna ligger kostnaderna för borrhålslagret under dem för bergrum, med undantag för de lagerstorlekar där man närmat sig en renodlad mellantidslagringsfunktion. För sådana lagerstorlekar växer borrhålslagrets tunnlar till bergrum och antalet borrhål krymper tills lagret till slut blir ett renodlat bergrum, så att skillnaden mellan lagertyperna och deras kostnader upphör.

Jag vill understryka att huvudsyftet med Figur 10 är att illustrera att det finns lager som över ett brett område av förhållanden klarar kostnadsmålen för olika energisystem. Jämförelsen mellan lagertyperna är inte generell, eftersom bl a vissa indirekta fördelar av bergrumslagren, såsom bättre temperaturskiktning m m, ej kommit till uttryck i denna jämförelse. Dessa fördelar saknar betydelse för många tillämpningar men har betydelse för andra. Minskar disponibla laddnings- och urladdningstiden i förhållande till här antagna värde, drabbas borrhålslagrets kostnad genom reducerad  $\Delta T_i$  hårdare än kostnaden för bergrumslagren.

För den som vill gå vidare i den ekonomiska analysen visar Figur 11a och b kapitaliserad vinst vid  $h = 0.088$  resp den enkla "pay-off"-tiden, dvs förhållandet mellan investeringskostnad och årlig reduktion i bränslekostnaderna. Som synes stiger den totala vinsten för borrhålslagret med stigande lagerstorlek på ett givet system, däremot att pay-off-tiden är nästan konstant. Motsvarande kurvor för bergrumslager däremot visar att vinsten minskar med stigande systemstorlek och förvandlas till sist till en förlust. Sådana lager måste sålunda hållas så små att bidraget från mellanlagring är betydelsefullt. Pay-off-tiden ökar givetvis med ökande lagerstorlek.

Jämförelsen mellan olika lagertyper är ett preliminärt utdrag ur ett pågående försök att göra en mera allmän analys av olika lagertypers "nischer" och marknadspotential, Ref 7. Inom ramen av detta arbete kommer de olika kostnadsantagandena även att läggas fram för granskning genom olika expertgrupper.

## 7. SLUTORD

Mitt föredrag visar att värmekällor av många slag - spillvärme, sopor, fasta bränslen, mottrycksvärme, naturvärme - lämpar sig väl för laddning av säsongslagring, och att flera typer av lager kan möta de kostnadskrav som ställs för god ekonomi. Det är viktigt att man väljer rätt typ av lager för varje uppgift och att lagren dimensioneras och utnyttjas optimalt, inte enbart för säsongslagring, men även för de viktiga kompletteringsuppgifterna av korttidslagring och mellantidslagring.

Jag har försökt att illustrera ett angreppssätt för val av lagertyp - men det måste ännu fördjupas åtskilligt innan det kan anses vara generellt tillämbart.

## REFERENSER

1. Gunnar Nilsson  
Large-Scale Seasonal Storage of Waste Heat  
in the District Heating System in Göteborg.  
International Conference on Subsurface  
Heat Storage, Stockholm, June 6-8 1983,  
Paper 5.3.
2. Peter Margen och Per Ingre  
Sunstorelager för lagring av spillvärme i  
Göteborg.  
Studsvik/EI-82/190.
3. Peter Margen  
Storage of High Temperature Heat in  
Channelled Rock.  
International Conference on Subsurface  
Heat Storage, Stockholm, June 6-8 1983,  
Paper 4.8.
4. AIB  
Kartläggning av industrins spillvärme.  
NE-rapport, oktober 1978.
5. Peter Margen  
Förstudie betr säsongslagring av värme vid  
Högdalens sopförbränningsverk.  
Studsvik/EI-83/65.
6. Peter Margen, Heimo Zinko, Leif Eriksson  
och Per Ingre  
Säsongslagring av värme från kyldiskar och  
solfångare för stormarknader: En förstudie.  
BFR-projekt (Studsvik), sept 1983.
7. Peter Margen  
Egenskaper, användningsområden och använd-  
ningspotentialen för olika typer av lager.  
Pågående projekt för BFR. (Margen-Consult)

Tabell 1. Maximala värdet av säsongslagring, enbart: Några exempel (exklusive ev effektivvärde) 1982 kr.

Laddningskälla	Ersatt energi	Kostnaden av laddningsenergin, $c_L$ kr/kWh	Värdet av ersatt energi $c_U$ kr/kWh	Antagen lagerverkningsgrad	Årlig nettoinkomst $c_U - c_L / q$ kr/kWh	Lagrets livslängd L år	Årskostnadsfaktor* f	Maximal motiverad investering $I_M$ kr/kWh**
STORA SYSTEM								
1. Spillvärme	tung olja (Eo5)	0	0.16	0.8	0.16	a) 20 b) 10	0.088 0.137	1.82 1.16
2. Söföbränning	Eo5	-0.4 à +0.04	0.16	0.8	0.21 à 0.11	20	0.088	2.40 à 1.25
3. Kol	Eo5	0.07	0.16	0.8	0.073	20	0.088	0.83
4. Mottrycksvärme (1990-talet)	a) Eo5 b) 50% Eo5, 50% kol	0.04 0.04	0.16 0.115	0.8 0.8	0.11 0.065	20 20	0.088 0.088	1.25 0.74
5. Värmepumpar:								
a) existerande VP sommar drift	Eo5	0.032	0.16	0.8	0.12	20	0.088	1.37
b) tillkommande VP								
i) sommar drift	Eo5	0.032	0.16	0.8	0.12	20	0.088	0.30***
ii) vinter drift	Eo5	0	0.147	0.8	0.138	20	0.088	0.38***
MINDRE SYSTEM								
6. Ved eller torv	lätt olja (Eo3)	0.12	0.22	0.7	0.05	20	0.088 (0.05)	0.57 (1.0)
7. Värme från kylboxar	Eo3	0	0.22	0.7	0.22	20	0.088 (0.05)	2.5 (4.4)

\* Realränta 6 % (med undantag för värden inom parentes som är baserade på energisparlån som antas motsvara ca 0 % realränta), realprisökning av bränslet, 1 %/år, underhåll och drift = 0.8 %/år.

\*\* Per kWh urladdningsenergi (en cykel).

\*\*\* Efter avdrag av den ekvivalenta investeringskostnaden för värmepumpen =  $f_{VP} / f$  Hyp.

Tabell 2. Årlig urladdningsenergi och antal omsättningar av lagret vid kombinerad säsongs- och mellantidslagring

<u>A. En panna</u>						
1. Lagerstorlek % av års- energibehovet = urladdad energi pga säsongslagring		0.3	1	3	8	16
2. Urladdad under sommarav- ställningar	%	0.3	1	1.8	1.8	1.8
3. Kompensation av oplanerade pannstopp	%	<u>1.5</u>	<u>2.3</u>	<u>2.3</u>	<u>2.3</u>	<u>2.3</u>
4. Total urladdningsenergi (1)+(2)+(3)	%	2.1	4.3	7.1	12.1	20.1
5. Antal omsättningar av lagret per år = (5)/(1)		7.0	4.3	2.36	1.51	1.25
<u>B. Två pannor</u>						
6. Kompensation av oplanerade pannstopp	%	0.75	1.15	1.15	1.15	1.15
7. Total urladdningsenergi (1)+(6)	%	1.05	2.15	4.15	9.19	17.15
8. Antal omsättningar av lagret per år = (7)/(1)		3.5	2.15	1.38	1.14	1.07



Tabell 3. Antaganden för beräkning av informationen i Figur 9

1. Energi levererad av olja resp kolpannor kostar 0.16 resp 0.07 kr/kWh.
2. Lagrets verkningsgrad,  $\eta$ , beräknas ur formeln
 
$$\eta = 1.0 - 0.2 (Q/60)^{-1/3} \text{ GWh}$$
 där  $Q$  = urladdningsenergin för ren årstidslagring, GWh/år  
  
 För t ex  $Q = 60$  GWh/år blir  $\eta = 0.8$ , vilket stämmer väl överens med beräkningar för Göteborgslagret (borrhål med tunnlar), genomsnittet under 20 år, om anvärmningsenergin första året inkluderas i laddningsenergin. Bergrum har mindre volym men ofördelaktigare höjd/bredd-förhållanden, varför förlusten bör vara ungefär lika. Dock måste formeln betraktas som en grov approximation. Inga förluster har antagits tillkomma för mellan- och korttidslagring.
3. Fasta årskostnader  $f = 0.088$  av investeringen.
4. Erforderlig mellantidslagringsförmåga för en panna av storlek lika med systemets medeleffektbehov =  $(1\ 000 \text{ GWh}/8\ 700 \text{ h}) \times 50 \text{ h} = 5.7 \text{ GWh}$ . För två pannor blir behovet hälften = 2.85 GWh.
5. Erforderlig värmväxlareffekt =  $5.7 \text{ GWh}/50 \text{ h} = 114 \text{ MW}$  vid en baslastpanna,  $114/2 = 57 \text{ MW}$  för två baslastpannor på systemet.

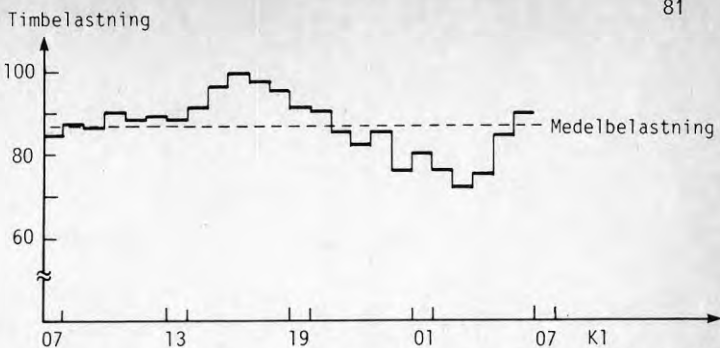
Tabell 4. Förenklade kostnadsekvationer för tre typer av energilagrar i berg (1982 kr).

		BERGRUM		BORRHÅLSLAGER MED TUNNLAR <sup>1)</sup>		
		Vatten- fyllt	Block- fyllt	Borr- hålsdel	Minsta tunnlar	Marginal- kostnad tunnlar
1. INITIALDEL: Tillfartstunnlar m m	Mkr	5	5	5		
2. EFFEKTDDEL: Värmeväxlare, pumpar, anslutningsrör, grovfördelning	kr/kW	40	40	40		
3. VOLYMDEL: Sprängning, förstärkning, borrhålskanaler, injektering, finfördelningsrör	kr/m <sup>3</sup>	90	60	12 <sup>2)</sup>	180	120 à 90 <sup>3)</sup>
4. Specifik värme	kWh/m <sup>3</sup>	1.16	0.91	0.66		
5. Temperatursving, $\Delta T_i$ för $\Delta T = 50^\circ\text{C}$	$^\circ\text{C}$	46	46	39	46	
6. Energiinnehåll per m <sup>3</sup> $0.9 \times (4) \times (5)^4$	kWh/m <sup>3</sup>	48	37.5	23.1	48	
7. Kostnad av volymsandel per kWh (3)/(6)	kr/kWh	1.88	1.6	0.52	3.75	2.5 à 1.88
				0.58 <sup>5)</sup>		
8. Extra kostnad per kWh ökning i korttidslagringsförmågan utöver de ca 5 % som lagret med minsta tunnelvolymen klarar (tunnel ca 4 %, borrhålsdel ca 1 %)						1.92 à 1.30 <sup>6)</sup>

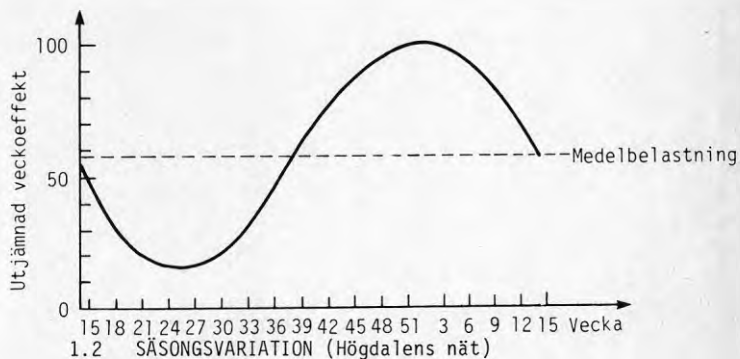
- 1) För tillämpningen se exemplet för Göteborgslagret under tabellen.
- 2)  $146 \text{ kr/m kanal}/(3.5 \text{ m})^2 \text{ bergvolym}$ .
- 3)  $120 \text{ kr/m}^3$  vid måttliga ökningar av tunnelvolymen;  $90 \text{ kr/m}^3$  vid ökning till stora tunneltvärsnitt.
- 4) 10 % värmeförlust under urladdningsfasen, motsvarar  $\eta = 0.8$ .
- 5)  $0.52 + 0.02 (3.75 - 0.52) = 0.58$
- 6)  $1.92 = (2.50 - 0.58)$ ;  $1.30 = (1.88 - 0.58)$

EXEMPEL, GÖTEBORGLAGER (med 45 mm ledrör):

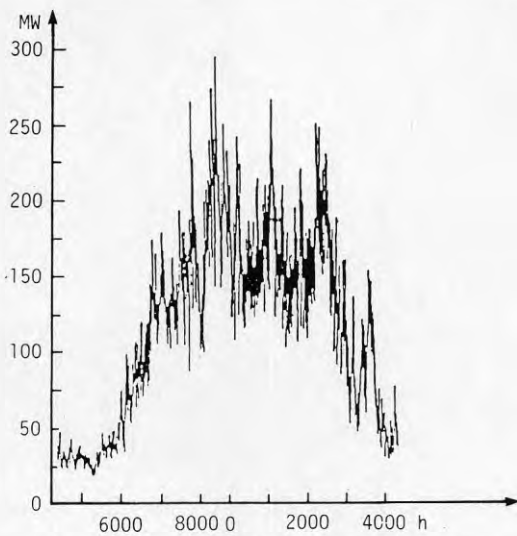
$$5 \text{ Mkr} + 80\,000 \text{ kW} \times 40 \text{ kr/kW} + 2.6 \times 10^6 \text{ m}^3 \times 12 \text{ kr/m}^3 + 52\,000 \text{ m}^3 \times 180 \text{ kr/m}^3 + 14\,000 \text{ m}^3 \times 120 \text{ kr/m}^3 = (5 + 3.2 + 32 + 9.4 + 1.7) \text{ Mkr} = 51.3 \text{ Mkr}$$



1.1 DYGNVARIATION (Stockholms fjärrvärmesystem, 1972-01-28)

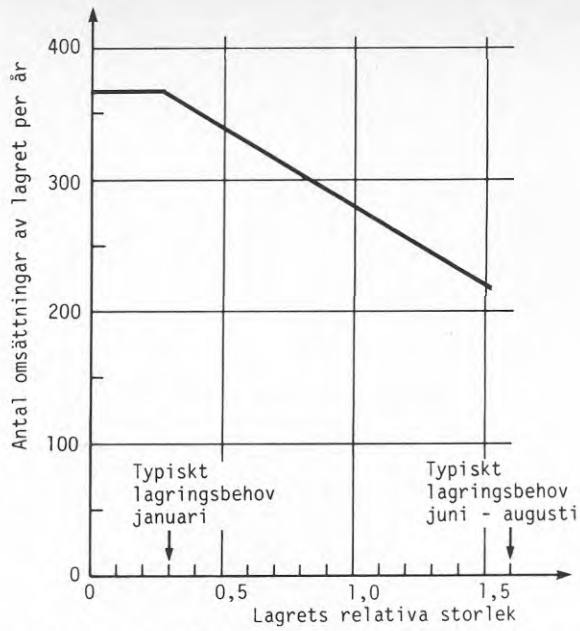


1.2 SÄSONGSVARIATION (Högdalens nät)

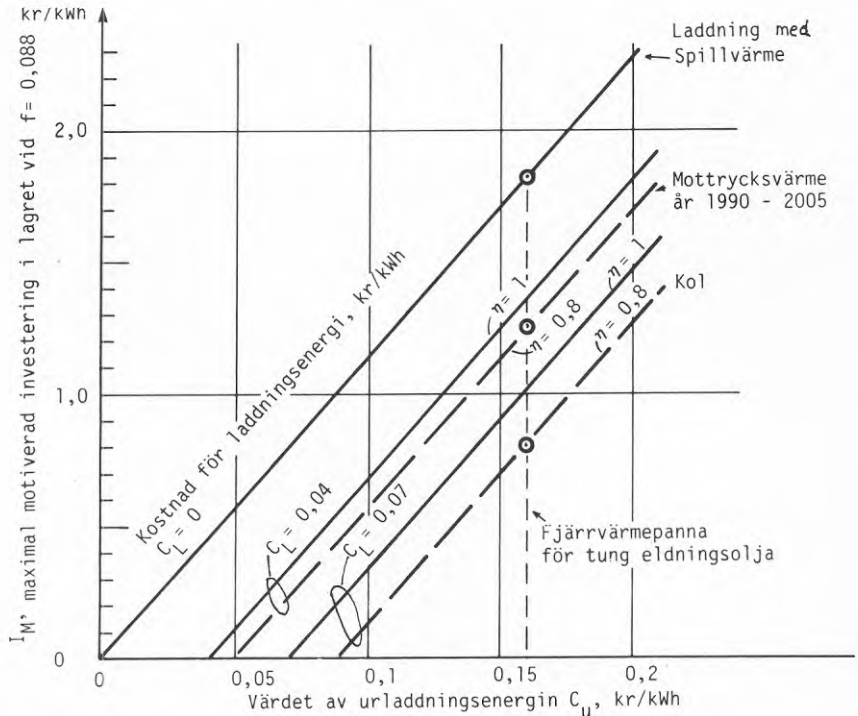


1.3 EFFEKTVARIATIONER UNDER ETT ÅR (Stockholm)

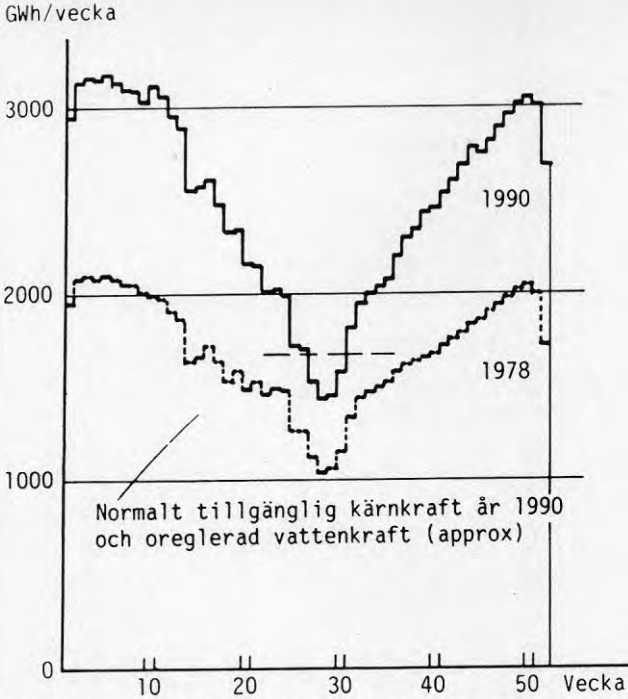
FIGUR 1. BELASTNINGSVARIATIONER FÖR FJÄRRVÄRMENÄT.



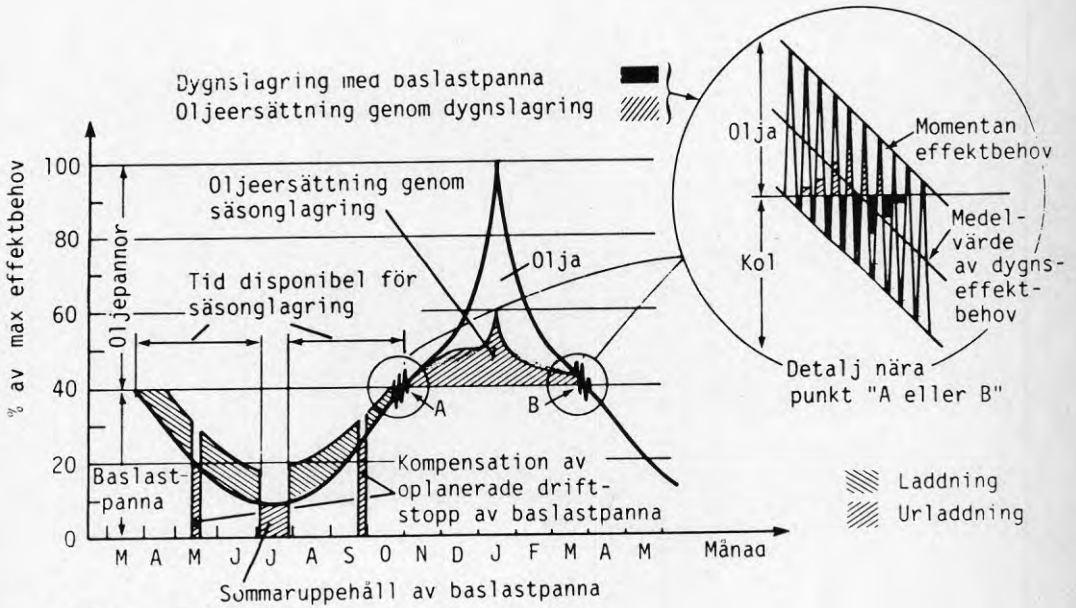
FIGUR 2. ANTAL OMSÄTTNINGAR AV LAGRET PER ÅR VID DYGNSLAGRING  
(= motiverad investering i kr/kWh vid  $(c_u - c_L/\eta)F=1.0$ )



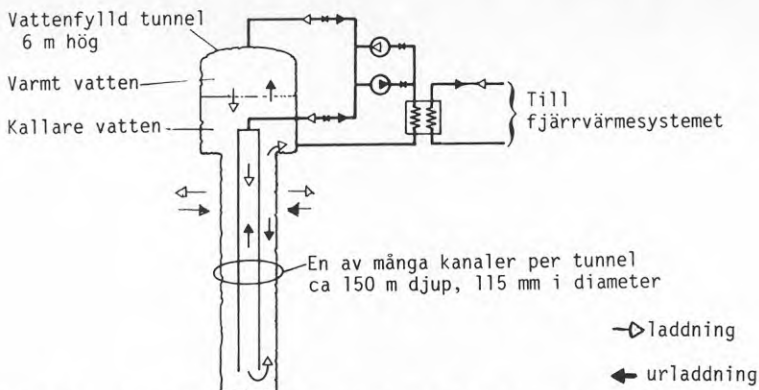
FIGUR 3. MAXIMALT MOTIVERAD INVESTERING VID ENBART ÅRSTIDSLAGRING



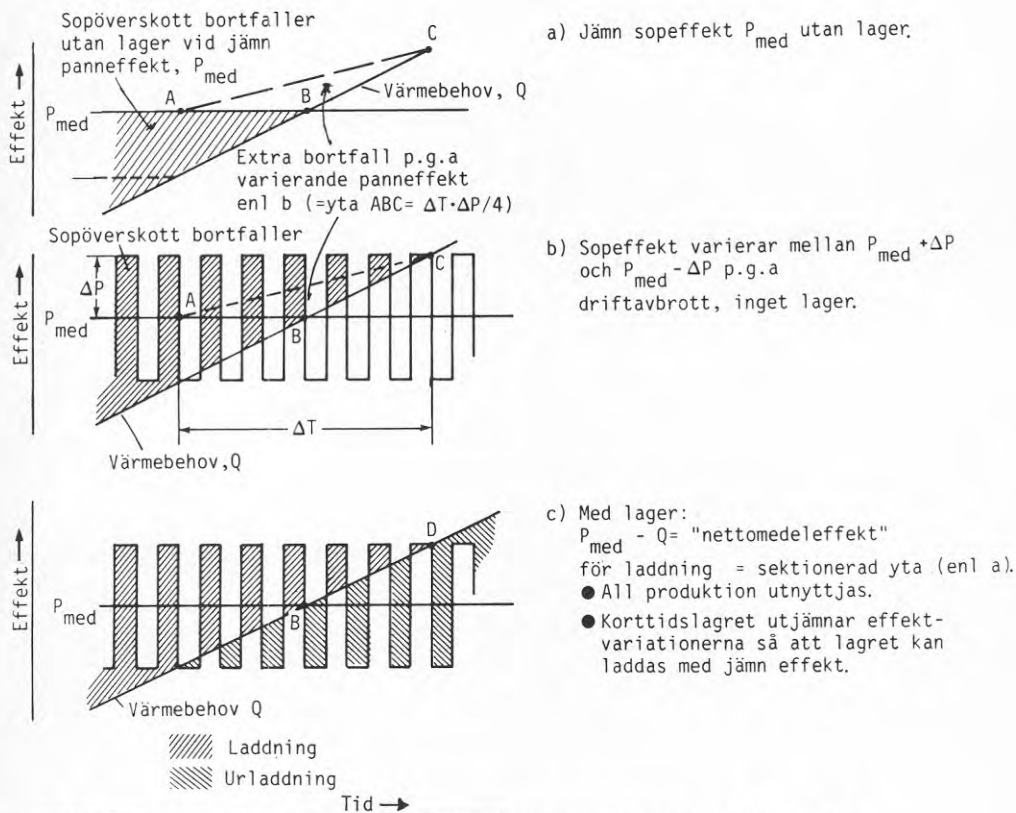
FIGUR 4. SÄSONGSVARIATION I ELBELASTNING



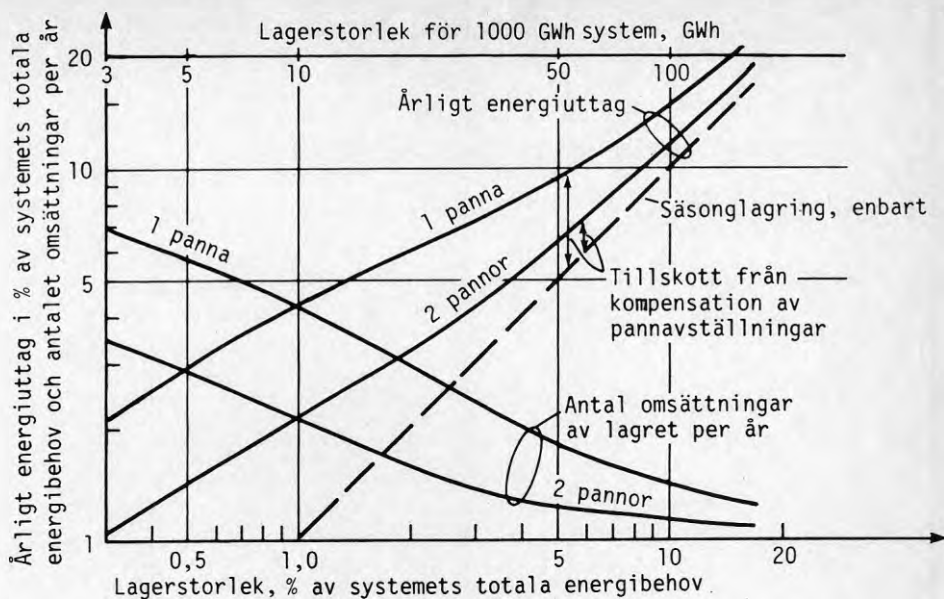
FIGUR 5. SYSTEM MED BASLASTPANNA OCH LAGER



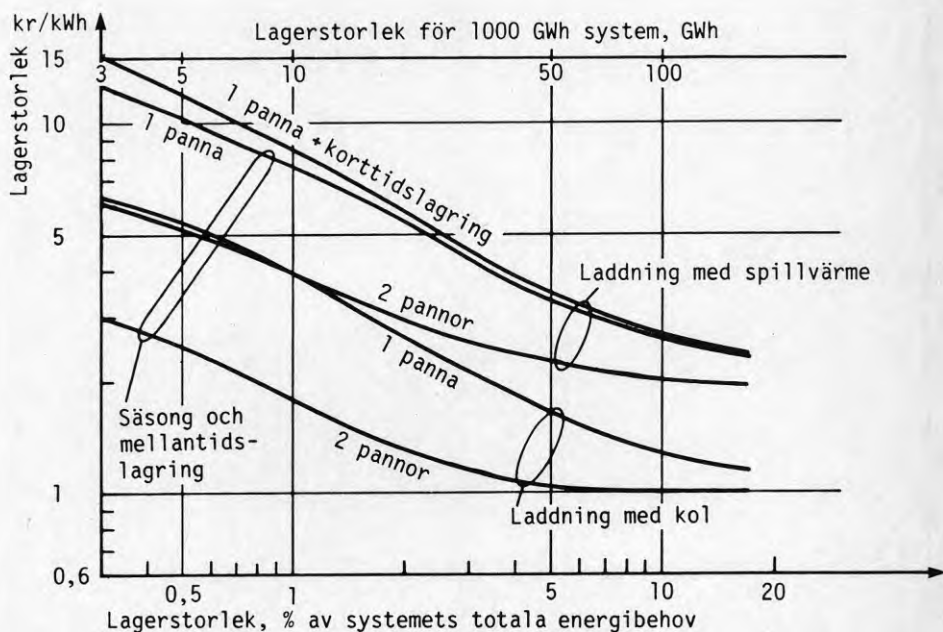
FIGUR 6. SUNSTORE-LAGER I BERG; TUNNLAR OCH BORRHÅL FÖR KORTTIDS- RESP LÅNGTIDSLAGRING



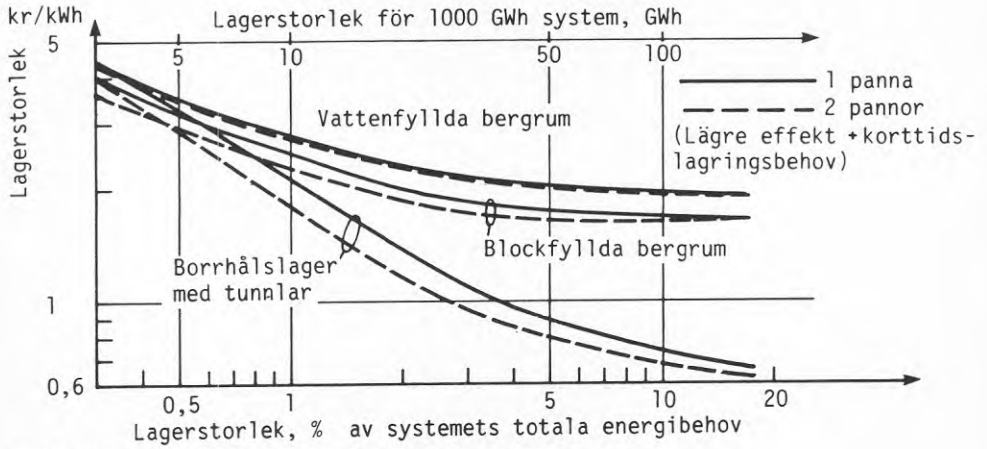
FIGUR 7. INVERKAN AV VARIATIONER I TILLGÄNGLIG SOPPANEFFEKT PÅ GRUND AV DRIFTAVBROTT PÅ ANVÄNDBAR SOPENERGI UTAN resp MED LAGER



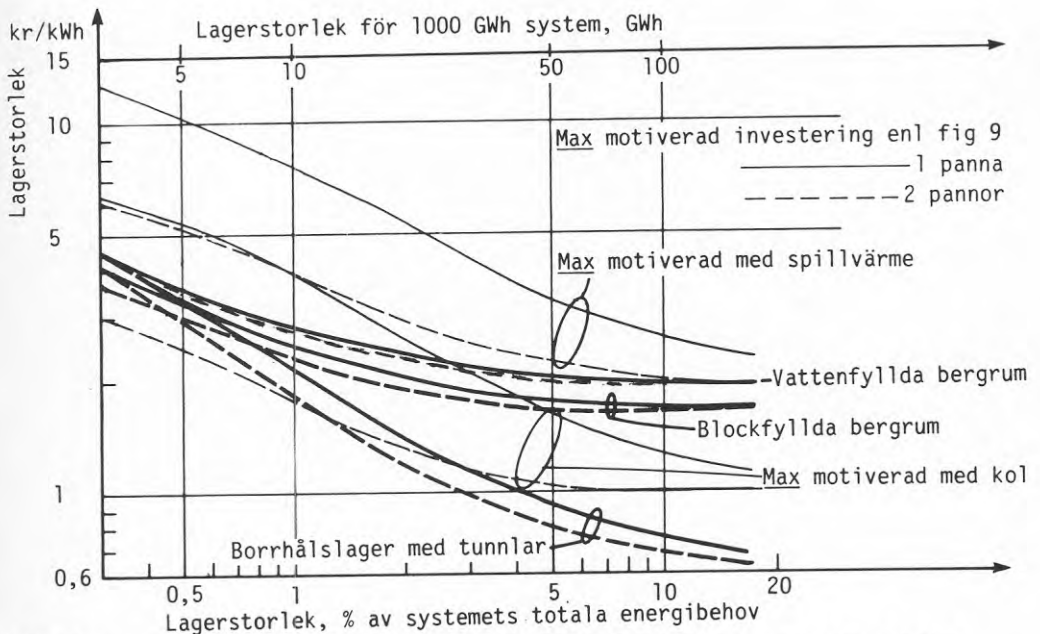
FIGUR 8. ÅRLIGT ENERGIUTTAG OCH ANTALET OMSÄTTNINGAR AV LAGRET SOM FUNKTION AV LAGRETS STORLEK PÅ ETT GIVET SYSTEM



FIGUR 9. KAPITALISERAT SAMMANLAGT VÄRDE AV SÄSONGLAGRING, MELLANTIDSLAGRING OCH KORTTIDSLAGRING

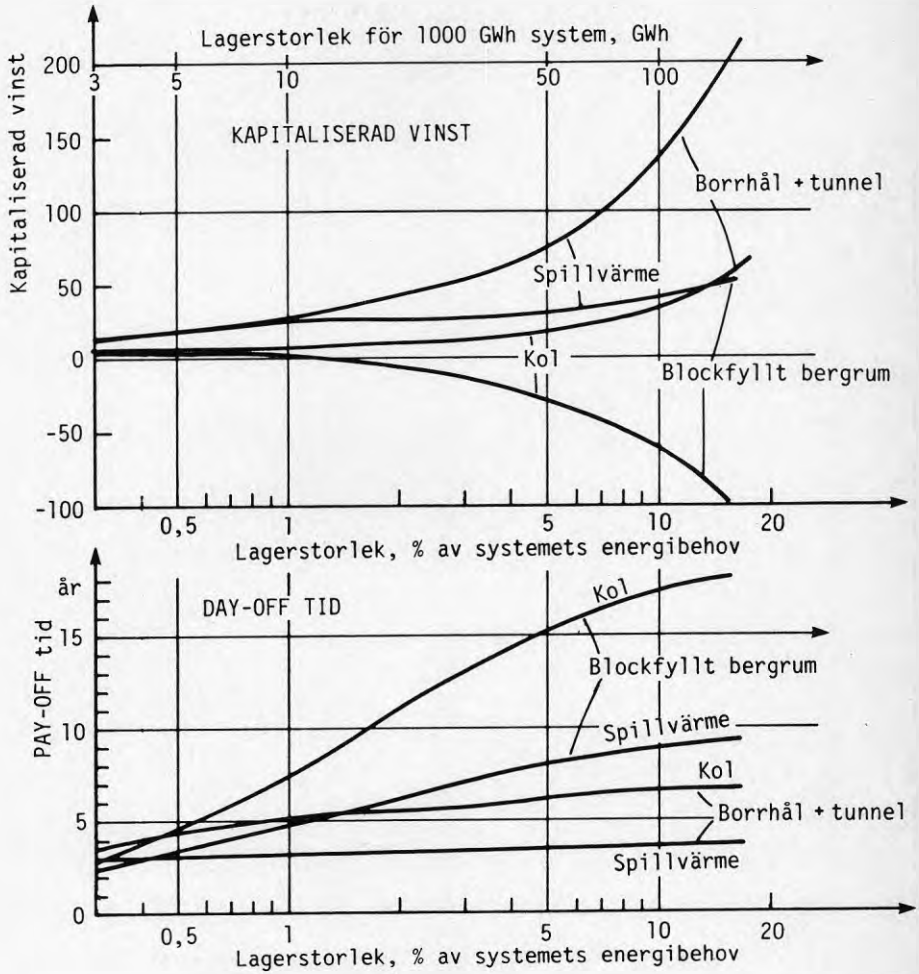


FIGUR 10. KOSTNAD AV TRE LAGERTYPER I BERG



FIGUR 10a. JÄMFÖRELSE MELLAN MOTIVERAD OCH BERÄKNAD KOSTNAD FÖR LAGERTYPER I BERG





FIGUR 11. KAPITALISERAD VINST OCH PAY-OFF TID  
(2 pannor + korttidslagring)

- 3.7 Diskussion kring lagrets roll i samhället, diskussionsledare:  
Sven-Erik Lundin, BFR

Inlägg presenterat vid "Nordiskt seminarium kring  
säsongslagring av värme", 5 och 6 oktober 1983

Diskussion/  
Frågor

(Ordförande Sven-Erik Lundin, BFR)

- G Rosenblad: - De kostnadskurvor som P Margen visade angav inte hur stor nyttan var av de kombinerade korttids- och säsongsvärmelagren. Finns det någon procentfördelning?
- P Margen: - Kostnaderna är räknade ogynnsamt och den extra förtjänsten blir därigenom angiven bara till något 10-tal %.
- 
- B Qvale: - Norge bör intressera sig mer för säsongslagring. Vänta inte på en politisk styrning eller FoU-program från samhället, utan använd lagring på rent ekonomiska grunder. Lagring av sjövärm i akviferer bör redan nu gå ekonomiskt särskilt med den billiga norska elkraften för att driva värmepumpar.
- Söpfung är inte vanlig lördag/söndag varför lagringsteknik kan användas i dessa värmesystem.
- D Christensen: - Jag kan bara bekräfta att norska regeringen ännu inte uppfattat behoven om utveckling på detta teknikområde. Därför saknas i stort sett FoU-medel för att driva forskning både av teoretisk och praktisk art.
- K E Madsen: - Avfallsbränning pågår vanligen även på lördag/söndag i Norge, varför korttidslagring av överskottsvärme nog ej blir aktuell.
- Fjärrvärmens byggs dock ut mer och mer och där kommer säkert värmepumpstekniken att bidra till värmeproduktionen i framtiden.
- P Margen: - Söpfung under sommarmånaderna ger goda möjligheter att erhålla gratis spillvärme för säsongsvärmelagring i stor skala.

#### 4. ÖVERGRIPANDE PROBLEMSTÄLLNINGAR

Ordförande Jörgen Leth, Risö

##### 4.1 Beräkningar

- 4.1.1 Danmark - Matematiska modeller som værktøj ved projektering og afprøvning af varmelagre i grunvandsmagasiner, presentation Stig Sørensen, DTH, (istället för Jan Reffstrup)

Inlägg presenterat vid "Nordiskt seminarium kring säsongslagring av värme", 5 och 6 oktober 1983

MATEMATISKE MODELLER SOM VÆRKTØJ VED PROJEKTERING OG  
AFPRØVNING AF VARMELAGRE I GRUNDVANDSMAGASINER.

af

Jan Reffstrup  
Laboratoriet for Energiteknik  
Danmarks Tekniske Højskole

RESUME.

Lagring af varmt vand i grundvandsmagasiner er under afprøvning i et forsøgsanlæg ved Hørsholm i Danmark.

Anvendelsen af matematiske modeller som analyseværktøj har udgjort en integreret del af det samlede projekt, såvel under opbygningen af lageret som ved analyse af forsøgsresultater.

Det er formålet med denne artikel at give en kort oversigt over de typer af modeller, der er udviklet i den forløbne projektperiode, samt at illustrere anvendelsen af modellerne med enkelte eksempler.

1. INTRODUKTION.

Anvendelsen af grundvandsmagasiner til lagring af varmt vand blev første gang foreslået af Meyer og Todd, ref. (1). Siden da er der udført en række forsøg med henblik på at afprøve konceptet i praksis, se ref. (2) og ref. (3).

I Danmark påbegyndtes i 1977 et projekt med det formål at undersøge denne energilagringens metodes anvendelighed under danske forhold.

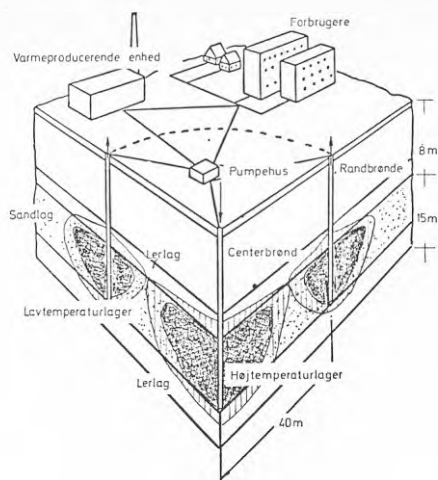
Projektet omfatter en opbygning og afprøvning af et demonstrationsanlæg, tilkobling af et sådant anlæg til et eksisterende fjernvarmeanlæg samt udvikling af en række matematiske modeller til analyse af lagerfunktionen.

Projektet udføres i et samarbejde mellem Forsøgsanlæg Risø, Danmarks Geologiske Undersøgelse og Laboratoriet for Energiteknik ved Danmarks Tekniske Højskole.

I sommeren 1982 påbegyndtes de første forsøg med Hørsholm-anlægget, hvorved der blev mulighed for at vurdere lagringsprincippet og de udviklede matematiske modeller i sammenhæng.

2. LAGRINGSKONCEPTET.

Figur 1 illustrerer principperne for varmelagerets opbygning. Det egentlige varmelager udgøres af den del af det vandmættede porøse sandlag, der er vist på figuren. Dette lag er begrænset opad til og nedad til af vandstandsene lerlag.



Figur 1 viser lagerets principielle opbygning, samt illustrerer, hvorledes lageret kan tilkobles den varmeproducerende enhed og forbrugere.

Når lageret skal fyldes, pumpes varmt vand gennem centerbrønden og ud i sandlaget. Det varme vand afgiver her varme til den porøse struktur og afkøles herved til grundvandstemperatur. Under oppumpningen, hvor varmt vand pumpes op fra centerbrønden trækkes koldt vand tilbage gennem den opvarmede zone omkring centerbrønden, hvorved den porøse struktur atter afkøles. Dette såkaldt regenerative princip fungerer meget effektivt i tætte porøse strukturer som sand og grusaflejringer. I princippet kræves altså kun en enkelt brønd for at kunne lagre varmt vand efter denne metode. I praksis vil der imidlertid være behov for at kunne lagre vand ved både fremløbstemperatur og returløbstemperatur fra det fjernvarmenet, der tilsluttes anlægget.

I Hørsholm-anlægget lagres vand ved returløbstemperatur i fire mindre satellitlagre omkring højtemperaturlageret (se figur 1).

### 3. OVERSIGT OVER UDVIKLEDE MODELLER.

For en analyse af lagerets funktion har det været nødvendigt at opbygge to typer af modeller, dels simple modeller, som med fordel har kunnet anvendes til et mere generelt parameterstudium, dels komplekse modeller til en nøjagtig bestemmelse af lagervirkningsgraden i mere konkrete tilfælde. I det følgende skal gives en kort oversigt over disse modeltyper.

#### 3.1. Varmetabsmodel.

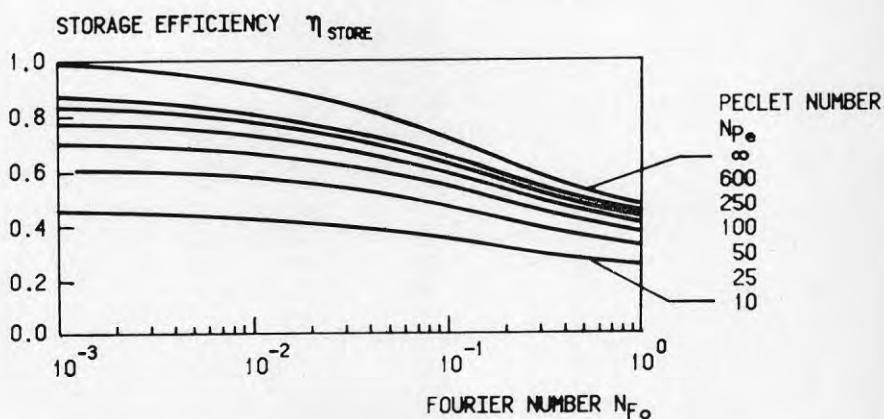
Det fysiske grundlag for varmetabsberegninger med denne model er et artesisk grundvandsmagasin. Injektion

og oppumpning af varmt vand foregår fra samme brønd. Det antages endvidere at strømmingen i magasinet er upåvirket af viskositets og massefyldeforskelle mellem varmt og koldt vand.

Modellen bygger på en numerisk løsning af den endimensionale energitransportligning, der beskriver energitransport i radial retning, kombineret med en tilnærmet metode til bestemmelse af varmetab til formationerne over og under lageret.

Modellen har været brugt til at bestemme sammenhængen mellem forskellige lagerparametre og lagringsvirkningsgraden  $\eta_{\text{STORE}}$ .

En sådan sammenhæng er vist i figur 2.



Figur 2. Lagringsvirkningsgraden  $\eta_{\text{STORE}}$  som funktion af Fouriertallet  $N_{\text{Fo}}$  og Peclet-tallet  $N_{\text{Pe}}$ , efter afslutningen af første lagringsperiode. Ref. (4).

Peclet og Fouriertallet vist i figur 2 er defineret på følgende måde:

$$\text{Fouriertallet } N_{\text{Fo}} = \frac{\alpha t_c}{H^2}$$

$$\text{Peclettallet } N_{\text{Pe}} = \frac{(\rho c)_w \dot{V} H}{\lambda}$$

$$\text{med } \alpha = \frac{\lambda}{(\rho c)_e}$$

I ovenstående udtryk er  $\lambda$  varmeledningsevnen, der regnes konstant i såvel lager som i formationerne over og under lageret.  $H$  er lagerhøjden. Det forudsættes, at lageret har konstant højde.  $t_c$  er injektionstid og produktionstid. I beregningerne er det forudsat, at injektionsperioden og produktionsperioden har samme udstrækning i tid.  $\dot{V}$  angiver injektionsraten og produk-

tionsraten. Der regnes her med, at injektions- og produktionsraten har samme størrelse. Modellen har som nævnt været anvendt til et generelt parameterstudium af de parametre, hvoraf lagervirkningsgraden afhænger. På grund af de mange tilnærmelser og forudsætninger er resultatet af et sådan parameterstudium naturligvis kun vejledende, men kan dog bruges til at indkredse den ønskelige størrelsesorden af betydelige parametre. Som sådan har modellen og beregningsresultater opnået ved hjælp af modellen været anvendt til en første udvælgelse af grundvandsmagasiner for energilagring.

Ved analysen af forsøgsresultater har modellen endvidere vist sig anvendelig i forbindelse med forberedelse af inddata til den mere generelle varmelagermodel.

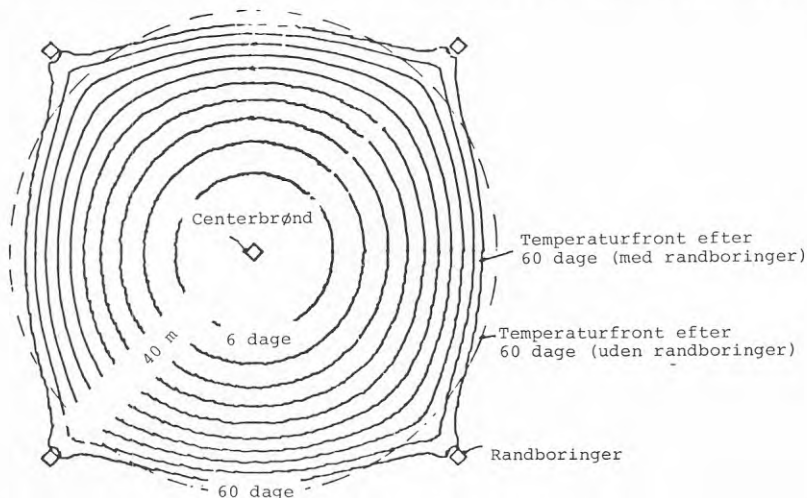
Varmetabsmodellen er beskrevet nærmere i ref. (4).

### 3.2. Simplificeret strømningsmodel.

I varmetabsmodellen beskrevet ovenfor blev det forudsat, at strømningen i lageret kunne betragtes som værende rotationssymmetrisk omkring centerbrønden.

For at få en første vurdering af, hvorledes en lageropbygning som skitseret på figur 1, med en centerbrønd og fire randbrønde, ville påvirke strømningsforholdene, er der under projektperioden udviklet en simplificeret strømningsmodel, der beskriver strømningen i et horisontalt plan. Modellen bygger på en simpel eksplicit numerisk integrationsprocedure baseret på potentialstrømningsfeltet for fem-brønds-systemet. Der ses i modellen bort fra varmeledning, d.v.s. varmt og koldt vand betragtes som to ikke-blandbare fluider.

Et eksempel på anvendelse af modeller er vist i figur 3.



Figur 3. Figuren viser temperaturfrontens udseende efter 6, 12, 18, ... og 60 dage under en injektionsperiode.



Strømningsmodellen har været brugt til at vurdere den indflydelse randboringerne har på strømningsforløbet under såvel injektionsperioden som produktionsperioden. Det har især været af betydning at få afklaret, om det var holdbart at antage rotationssymmetri omkring centerboringen under temperaturfrontens udbredelse.

### 3.3. Termo-hydraulisk lagermodel D2AQ.

Til brug for en mere detaljeret analyse af lagerets funktion og til analyse af forsøgsdata er der under projektet udviklet en egentlig lagersimuleringsmodel. Modellen D2AQ bygger på numerisk løsning af det sæt af koblede partielle differentiaalligninger, der beskriver varme og massetransport i porøse strukturer.

Ved hjælp af elementmetoden (Finite Element Method) reduceres disse partielle differentiaalligninger til et sæt af ordinære differentiaalligninger i tid. Disse ordinære differentiaalligninger beskriver den tidsmæssige ændring af temperatur og tryk i udvalgte punkter (nodes) i lageret.

Mellem disse punkter interpoleres løsningen ved hjælp af kvadratiske interpolationsfunktioner.

Det sammenhørende sæt af ordinære differentiaalligninger integreres i tid ved hjælp af en implicit differensmetode. Modellen giver temperatur og tryk i lageret som funktion af to rumlige koordinater og tid. Løsningen kan således enten udtrykkes i  $(r, z)$  koordinater eller i  $(x, y)$  koordinater, svarende til en beregning i et vertikalt snit eller en løsning i et horizontalt plan.

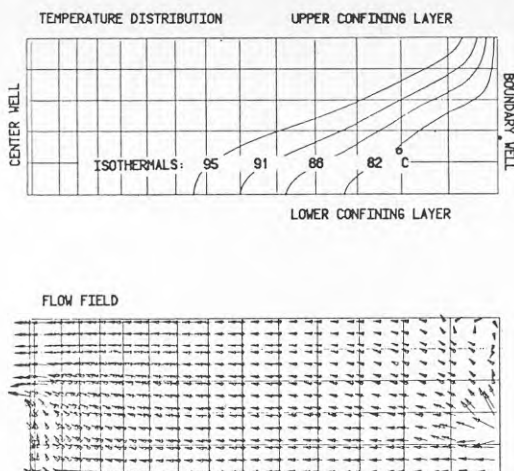
Modellen tager hensyn til temperaturafhængigheden i vands massefylde og viskositet, og er således i stand til at modellere gravitationelle effekter.

Det er specielt i denne sammenhæng modellen har været anvendt, d.v.s. som et værktøj til at vurdere, hvor stabile strømningsforholdene er i lageret under givne temperatur og permeabilitetsforhold.

Da modeller af denne type løser det koblede termo-hydrauliske problem defineret ved de styrende differentiaalligninger, opnås med en sådan model den bedste vurdering af lagervirkningsgraden.

I projekteringsfasen har modellen været anvendt til at vurdere givne grundvandsmagasiners egnethed for varmelagring samt til en undersøgelse af mulighederne for at modvirke ugunstige strømningsforhold i lageret.

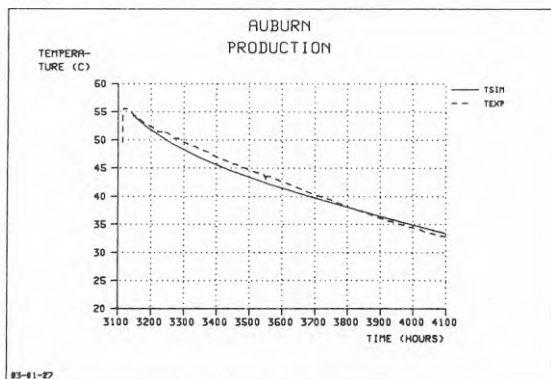
Blandt andet har modellen været anvendt til at finde frem til den gunstigste placering af filterintervaller i centerbrønd og randbrønde for at opnå bedst mulige strømningsforhold. Figur 4 viser et øjeblikbillede af temperaturfordeling og strømningsforhold i lageret under oppumpningsperioden. Beregningen er udført i et vertikalt plan  $(r, z)$  med centerbrønd som venstre begrænsning og en af randboringerne som højre begrænsning.



Figur 4. Temperaturfordeling (øverst) og strømningsfelt (nederst) under produktionsperioden. Centerbrønden (til venstre) er filtersat i øverste halvdel af lageret og randboringen (til højre) er filtersat i nederste halvdel af lageret.

I denne beregning er der set bort fra varmetab til formationerne over og under lageret.

Som et led i afprøvningen af modellen har denne været anvendt til gennemregning af dokumenterede eksperimenter fra litteraturen.



Figur 5. Figuren viser beregnet (—) og målt (----) temperaturforløb under oppumpningsperioden ved et varmelagringsforsøg udført ved Auburn USA - ref. (5).

Figur 5 viser resultatet af en sådan afprøvning på dokumenterede eksperimenter. Varmelagringseksperimentet er beskrevet nærmere i ref. (3). Under forsøget injiceredes ialt  $55.000 \text{ m}^3$  vand ved en temperatur på ca.

55 °C. Injektionsperioden var på 79 dage. Efter en lagringsperiode på ca. 50 dage produceredes varmt vand fra lageret over en periode på 41 dage.

Sammenligningen mellem målt og beregnet temperatur som funktion af tid under oppumpningsperioden er vist på figur 5. Lagervirkningsgraden blev målt til 66% og beregnet til 62%.

Det første indledende forsøg med varmelageret i Hørsholm blev påbegyndt i sommeren 1982, og hermed var der for første gang mulighed for at afprøve lagermodellen på forsøgsresultater fra Hørsholmanlægget. Ved forsøget injiceredes ialt ca. 2000 m<sup>3</sup>, i et lager med dimensioner som angivet på figur 1. Da lagerets maksimale kapacitet er i størrelsesordenen 75000 m<sup>3</sup>, blev kun en ganske lille del af lagerets kapacitet udnyttet. Formålet med forsøget var da også i første række at afprøve den instrumentering, der på daværende tidspunkt var installeret. Forsøget strakte sig over en periode på ialt ca. 90 dage.

En af de ting, der blev afprøvet under forsøget, var den tidligere omtalte mulighed for at styre strømningforholdene i lageret ved at ændre på filterintervallet i centerboringen. Det blev bekræftet under forsøget, at der heri lå en væsentlig styringsmulighed. Analysen af dette første forsøg med Hørsholmanlægget er nærmere beskrevet i ref. (5).

Målt og beregnet lagervirkningsgrad var henholdsvis 56% og 55%. Lagersimuleringsmodellen D2AQ har i projektperioden været under stadig udbygning i takt med behovet for undersøgelse af nye problemstillinger i forbindelse med lagerets funktion. Modellen har på baggrund heraf opnået en sådan form, at den vil være generelt anvendelig til analyse af varmelagre i grundvandsmagasiner.

For en nærmere beskrivelse af det teoretiske grundlag for modellen samt brugerfaciliter henvises til ref. (6) og ref. (8).

#### 4. KONKLUSION.

Varmelagring i grundvandsmagasiner bygger på en kompleks termo-hydraulisk proces.

Til analyse af denne proces er matematiske modeller et af de hjælpeværktøjer, der kan tages i anvendelse.

Under opbygningen af et forsøgsanlæg ved Hørsholm, Danmark, har der vist sig et behov for matematiske modeller af forskellig detaljeringsgrad. Dels simple modeller til en generel størrelsesordenvurdering af betydelige parametre, der kendetegner lagringsprocessen, dels en mere kompleks model til en nøjagtig kvantitativ analyse af lagerfunktionen.

Denne sidste modeltype har vist sig at være et helt nødvendigt værktøj til tolkning af forsøgsdata.

#### 5. REFERENCER.

1. Meyer, C.F. and Todd, D.K., Conserving Energy with Heat Storage Wells. Environmental Science and Technology, Vol 7, 1973, pp 512-516.
2. Werner, D. and Kley, W., Problems of Heat Storage in Aquifers. Journal of Hydrology, vol. 34, 1977, pp 35-43.
3. Molz, F.J., Parr, D., Anderson, P.F., Lucido, V.D., Thermal Energy Storage in a Confined Aquifer: Experimental Results. Water Resources Research . Water Resources Research vol. 15, No. 4, 1979, pp 1509-1514.
4. Reffstrup, J., Würtz, J., and Qvale, B., Some Basic Phenomena of Aquifer Storage and their Influence on Storage Efficiency and Systems Performance. International Conference on Energy Storage, Brighton U.K. BHRA Third Engineering, Bedford U.K. 29th April-May 1, 1981. pp 259-285.
5. Olsen, H. and Reffstrup, J., Underground Storage in Hørsholm, Denmark. II Numerical Simulation based on Data from Field Experiment. Subsurface Heat Storage in Theory and Practice, Stockholm, June 6-8, 1983. Proceedings Appendix part II, pp 444-450.
6. Reffstrup, J. and Würtz, J., Finite Element Method for Heat and Mass Transport in Porous Structures, Mathematical Formulation and Numerical Techniques for Program D2AQ. Forsøgsanlæg Risø. Rapport no. 1-2 vedr. Varmelagring i Grundvands reservoirer. 1982.
7. Olsen, H., Reffstrup, J., and Sørensen, S.N. Finite Element Method for Heat and Mass Transport in Porous Structures. Users Manual for Program D2AQ. Forsøgsanlæg Risø Rapport 1-1 vedr. varmelagring i grundvandsreservoirer. 1981.

**4.1.2 Danmark - Varmetab fra termiske saesongsvarmelagre,  
Kurt Kielsgaard Hansen, DTH**

**Inlägg presenterat vid "Nordiskt seminarium kring  
säsongslagring av värme", 5 och 6 oktober 1983**

## VARMETAB FRA TERMISKE SÆSONVARMELAGRE

K. Kielsgaard Hansen  
P. Nordgaard Hansen  
V. Ussing

Laboratoriet for Varmeisolering  
Danmarks Tekniske Højskole  
Bygning 118  
DK - 2800 Lyngby  
Danmark

Abstrakt

Den ved Laboratoriet for Varmeisolering udviklede numeriske beregningsmetode for simulering af varmetabet fra termiske sæsonvarmelagre præsenteres.

I de numeriske beregninger anvendes "endelige differencers metode" til beregning af varmetransporten i jorden. Med udgangspunkt i et eksisterende EDB-program til LfV's 500 m<sup>3</sup> FORSØGSVARMELAGER vil den tredimensionale model for 1/8 af lager og omgivende jord blive omtalt. I modellen indlægges et antal differensnetpunkter i jordvoluminet, og temperaturen i netpunkterne fra starttidspunktet udregnes, idet der beskrives randbetingelser ved jordoverflade og termiske symmetrilinier og varmetilførsel til lageret.

## 1. Indledning

Ved Laboratoriet for Varmeisolering arbejdes med udvikling af såvel analytiske som numeriske beregningsmetoder for simulering af varmetabet fra termiske sæsonvarmelagre. Da den analytiske metode ikke er generelt anvendelig, idet den f.eks. forudsætter konstante temperaturuafhængige termiske stofdata ned gennem jorden, vil denne metode ikke blive omtalt yderligere i denne fremstilling.

I de numeriske beregninger anvendes "endelige differencers metode" til beregning af varmetransporten i jorden. Med udgangspunkt i et eksisterende EDB-program til LfV's 500 m<sup>2</sup> FORSØGSVARMELAGER [1] vil den tredimensionale model for 1/8 af lager og omgivende jord blive gennemgået. I denne model er det muligt i inddata til EDB-programmet at specificere forskellige termiske egenskaber ned gennem jorden.

Modellen beregner bassinvandets temperatur (i det følgende benævnt lagertemperaturen), temperaturen i forskellige dybder i det omgivende jordvolumen som funktion af tiden samt opsummerer tabet fra lageret. Et oversigtsdiagram over programmet er vist på figur 1.

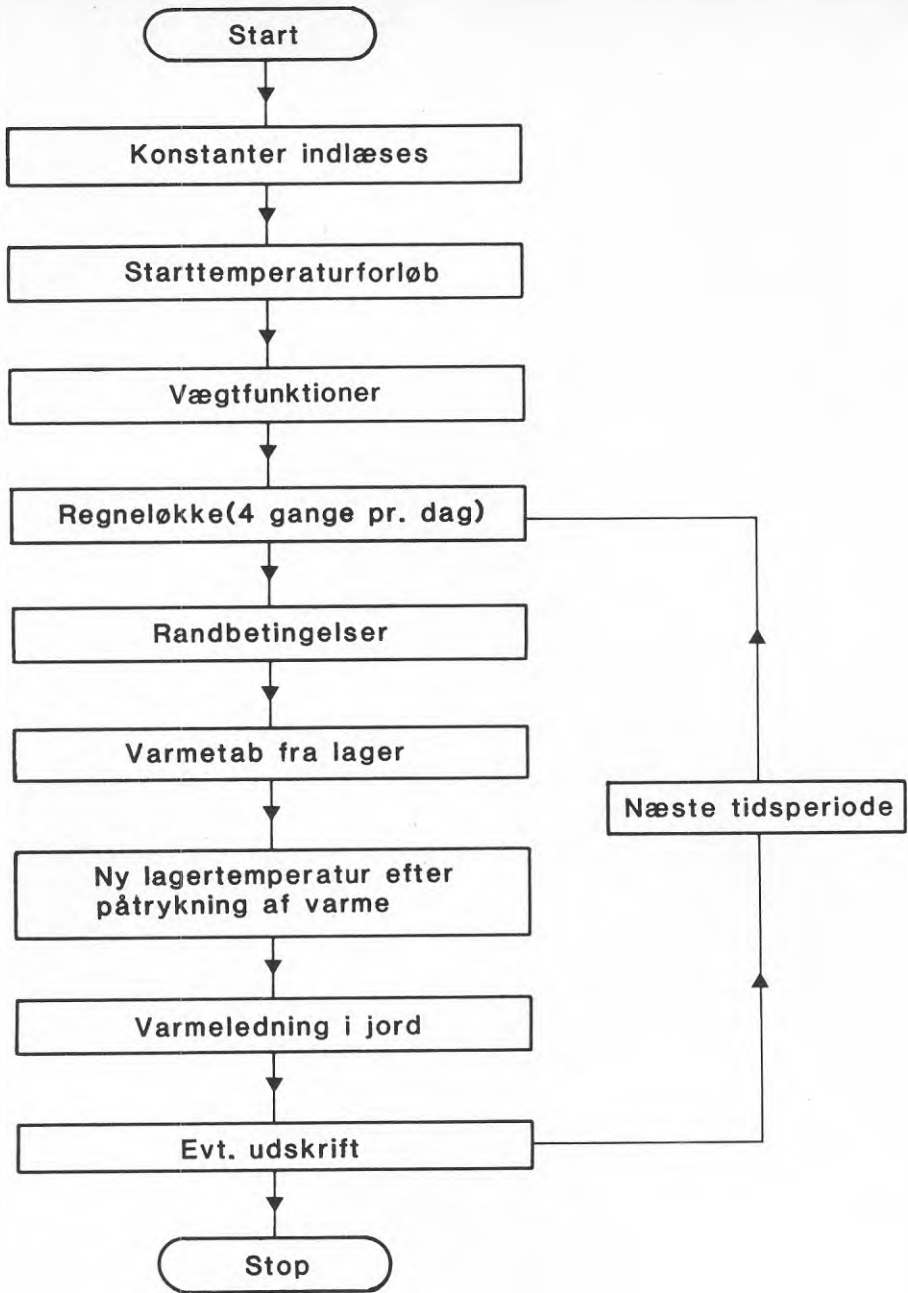
## 2. Numerisk beskrivelse af varmetransport i jord

Der tages udgangspunkt i Fouriers instationære varmeledning-ligning:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \alpha \left( \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right)$$

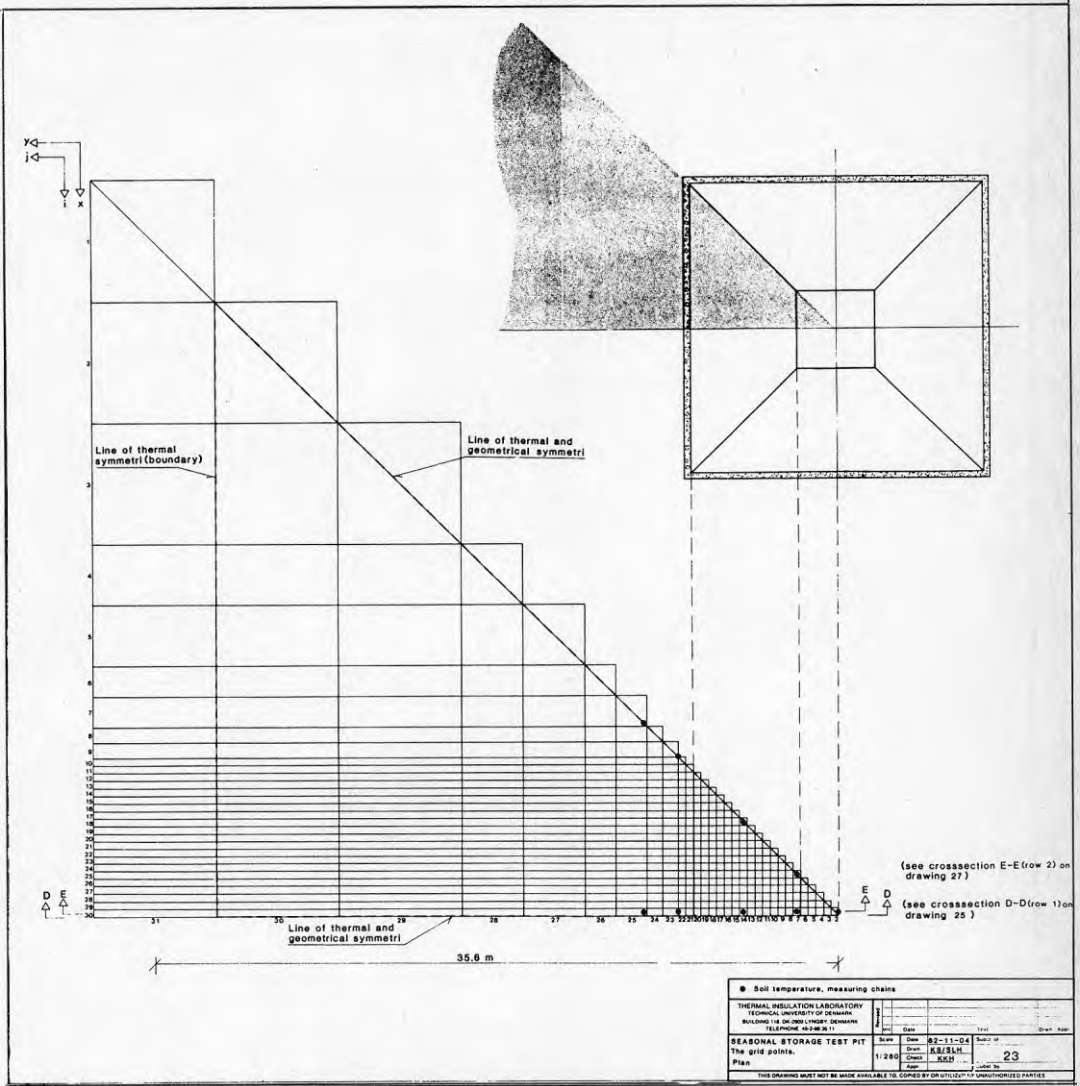
idet  $\alpha = \frac{\lambda}{\rho c_p}$  er temperaturledningstallet og  $\lambda$  regnes uafhængig af temperaturen  $T$ . ( $\lambda$  er varmeledningsevne og  $\rho c_p$  er specifik varmekapacitet).

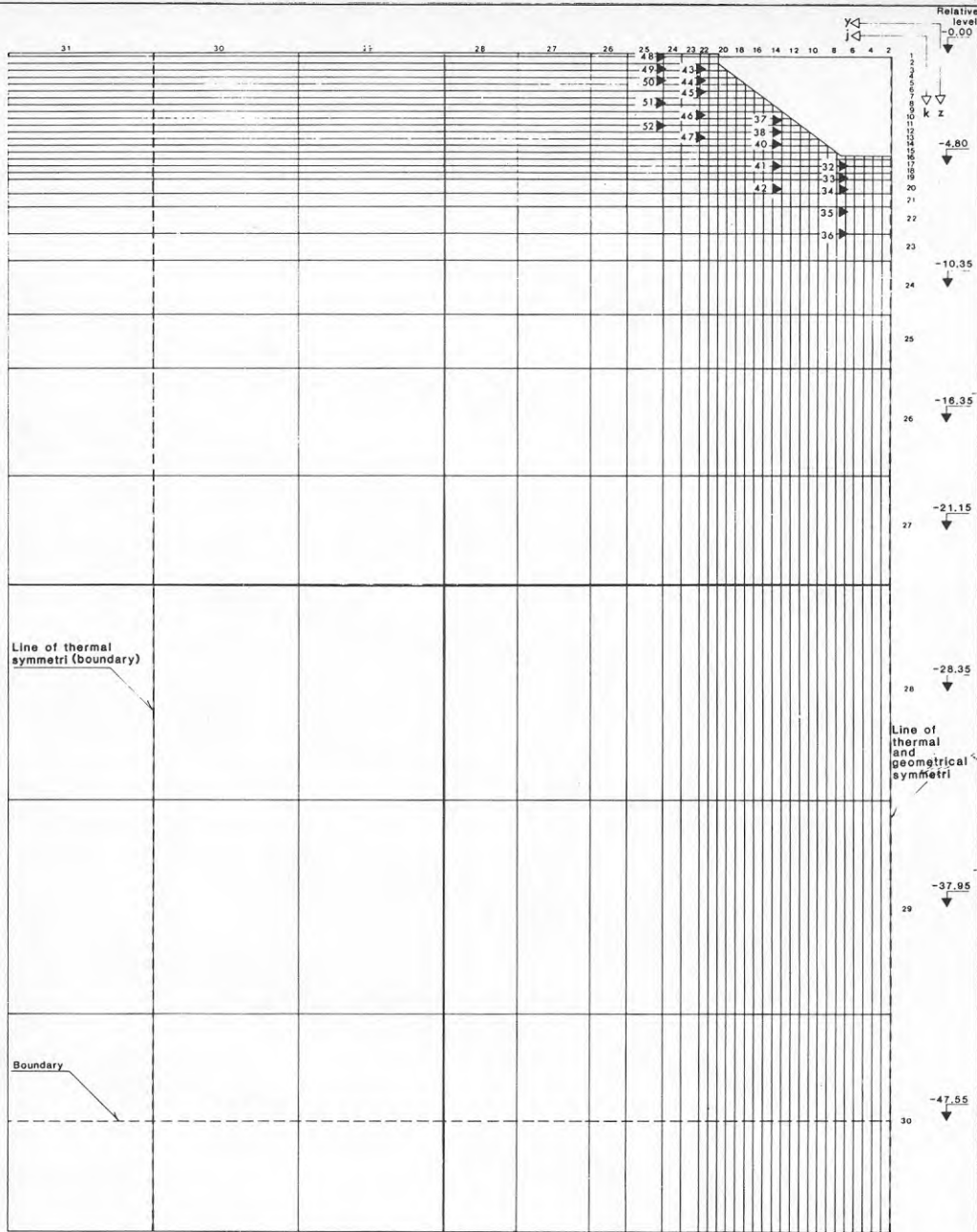
Den benyttede "endelige differencers metode" er beskrevet nøjere i [2]. Der startes med indlæggelse af differensnetpunkter i jordvolumenet, se tegning nr. 23 og tegning nr. 27 (netpunktet er midtpunkt i det tilsvarende volumenelement).



Figur 1. Oversigtsdiagram over LfV's EDB-program til 500 m<sup>3</sup> forsøgsvarmelager.







► Soil temperature measurement

THERMAL INSULATION LABORATORY					
TECHNICAL UNIVERSITY OF DENMARK					
BUILDING 118 DR. ING. LYNBOEJ, DENMARK					
TELEPHONE 45-2-88 22 11					
Scale	Date	Sheet of			
1:210	83-03-18	27			
The grid points:					
Crosssection E-E (row 2).					
Drawn	Checked	Subject			
K.S./S.H.	K.H.				
Appr.					
THIS DRAWING MUST NOT BE MADE AVAILABLE TO, COPIED BY OR UTILIZED BY UNAUTHORIZED PARTIES					

På tegningerne er netpunkterne lagt tættest nær jordoverflade og lager, fordi der her "sker mest"; netpunktsafstanden  $\Delta x = \Delta y$  er her 0,4 m og  $\Delta z = 0,3$  m. Dybere og længere væk fra lageret forøges afstandene.

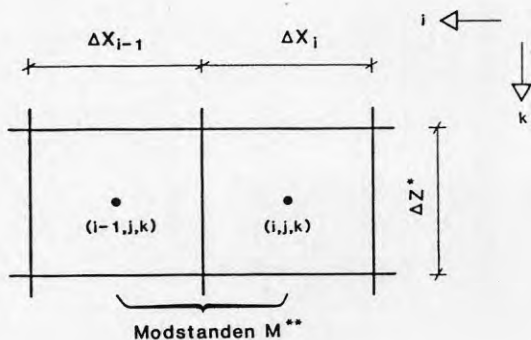
Til starttidspunktet må temperaturerne i netpunkterne kendes. Endvidere må man have givet randbetingelser.

Regningerne udføres nu på den måde, at temperaturen i et netpunkt (pkt.  $(i,j,k)$ ) til tiden  $t = t_1 + \Delta t$  beregnes ud fra den kendte temperatur i netpunktet selv og i 6 nabonetpunkter til tidspunktet  $t = t_1$ , idet følgende ligning (1) anvendes:

$$\text{Vol} \cdot \rho c_{p,jord} \cdot \frac{\Delta T}{\Delta t} = \sum A \cdot \frac{\Delta T_{\text{akseretn.} = i,j \text{ el. } k}}{M} \quad (1)$$

Lign. (1) siger: Ændringen i et volumenelements temperatur pr. tidsenhed er lig med summen af varmemstrømmene gennem elementets begrænsningsflader.

Princippet i programmeringen af ligning (1) vises ved følgende eksempel for varmemstrømmen over volumenelementets "venstre" begrænsningsflade. Figur 2 viser det betragtede pkt.  $(i,j,k)$ .



\* Hele rækken har varmeledningsevnen  $\lambda$ .

$$** M = \frac{\Delta X_i}{2 \cdot \lambda_k} + \frac{\Delta X_{i-1}}{2 \cdot \lambda_k}$$

Figur 2. Modstanden mellem 2 volumenelementer.

Anvendes ligning (1) på denne begrænsningsflade fås:

$$\text{Vol} \cdot \rho c_{p,k} \cdot \frac{\Delta T_t}{\Delta t} = A \cdot \frac{\Delta T_{\text{akseretn.} = i}}{M}$$

⇒

$$\Delta x \cdot \Delta y \cdot \Delta z \cdot \rho c_{p,k} \cdot \frac{\Delta T_t}{\Delta t} = \Delta y \cdot \Delta z \cdot \frac{\Delta T_{\text{akseretn.} = i}}{\frac{\Delta x_i}{2 \cdot \lambda_k} + \frac{\Delta x_{i-1}}{2 \cdot \lambda_k}}$$

⇒

$$\Delta T_t = \frac{\Delta t \cdot \Delta y \cdot \Delta z \cdot \Delta T_{\text{akseretn.} = i}}{\left( \frac{\Delta x_i}{2 \cdot \lambda_k} + \frac{\Delta x_{i-1}}{2 \cdot \lambda_k} \right) \Delta x \cdot \Delta y \cdot \Delta z \cdot \rho c_{p,k}}$$

⇒

$$T_i^{t_1 + \Delta t} - T_i^{t_1} = H1_{i,j,k} \cdot \left( T_{i-1}^{t_1} - T_i^{t_1} \right) \quad (2)$$

hvor  $H1_{i,j,k}$  er vægtfunktionen for punkt  $(i,j,k)$ 's "venstre" begrænsningsflade. Tilsvarende regninger gælder for de øvrige 5 begrænsningsflader, og totalt fås følgende vægtfunktioner:

i - akse:

$$\left. \begin{array}{l} H1 \\ H2 \end{array} \right\} = \frac{\Delta t}{\rho c_{p,k} \left( \frac{\Delta x_i}{2 \cdot \lambda_k} + \frac{\Delta x_{i+1}}{2 \cdot \lambda_k} \right) \Delta x_i} \quad (2a)$$

j - akse:

$$\left. \begin{array}{l} H3 \\ H4 \end{array} \right\} = \frac{\Delta t}{\rho c_{p,k} \left( \frac{\Delta y_j}{2 \cdot \lambda_k} + \frac{\Delta y_{j+1}}{2 \cdot \lambda_k} \right) \Delta y_j} \quad (2b)$$

k - akse:

$$\left. \begin{array}{l} H5 \\ H6 \end{array} \right\} = \frac{\Delta t}{\rho c_{p,k} \left( \frac{\Delta z_k}{2 \cdot \lambda_k} + \frac{\Delta z_{k+1}}{2 \cdot \lambda_{k+1}} \right) \Delta z_k} \quad (2c)$$

Den endelige ligning til beregning af temperaturen  $T_{i,j,k}^{t_1+\Delta t}$  i punkt  $(i,j,k)$  til tidspunktet  $t = t_1 + \Delta t$  har følgende udseende:

$$T_{i,j,k}^{t_1+\Delta t} = T_{i,j,k}^{t_1} + H1 \cdot (T_{i-1,j,k} - T_{i,j,k}) + H2 \cdot (T_{i+1,j,k} - T_{i,j,k}) \\ + H3 \cdot (T_{i,j-1,k} - T_{i,j,k}) + H4 \cdot (T_{i,j+1,k} - T_{i,j,k}) \\ + H5 \cdot (T_{i,j,k-1} - T_{i,j,k}) + H6 \cdot (T_{i,j,k+1} - T_{i,j,k}) \quad (3)$$

Det skal bemærkes, at leddene på højre side af lighedstegnet udregnes på grundlag af temperaturerne til det kendte tidspunkt  $t = t_1$ .

På denne måde beregnes temperaturerne i alle de indre netpunkter. Ud fra disse lige beregnede temperaturer på tidsniveauet  $t = t_1 + \Delta t$  kan temperaturerne på tidsniveauet  $t = t_1 + 2 \cdot \Delta t$  beregnes, o.s.v.

I [2] er det vist, at regningerne bliver stabile, når følgende stabilitetskriterium er opfyldt:

$$\Delta t_s \leq \frac{1}{2\alpha \left( \frac{1}{(\Delta x)^2} + \frac{1}{(\Delta y)^2} + \frac{1}{(\Delta z)^2} \right)} \quad (4)$$

Indsættes i ligning (4)  $\alpha = 20 \text{ m}^2/\text{år}$  fås  $\Delta t_s$  i år:

$$t_s \leq \frac{1}{2 \cdot 20 \left( \frac{1}{0,4^2} + \frac{1}{0,4^2} + \frac{1}{0,3^2} \right)} = 0,001059 \text{ år}$$

Gennemføres beregningerne 4 gange pr. døgn bliver

$$\Delta t = \frac{1}{4 \cdot 365} = 0,000685 \text{ år} \quad (\rightarrow \alpha_{\max} = 30 \text{ m}^2/\text{år})$$

Da  $\Delta t \leq \Delta t_s$  ses det, at fire gennemregninger pr. døgn er tilstrækkeligt til at sikre stabile regninger.

### 3. Randbetingelser

De randbetingelser, der skal kendes, er som følger:

#### 3.1 Jordoverfladen

Skillefladetemperaturen mellem jord og luft (for  $k = 1$ ) følger udeluftens temperatur (tilnærmet en cosinus-svingning):

$$T_{UDE} = T_{\circ} + \Delta T \cdot \cos(\omega t - \phi) \quad (5)$$

Ud fra månedsmiddelværdier for 1979 kan middelværdien  $T_{\circ}$  og amplituden  $\Delta T$  beregnes til henholdsvis (jfr. figur 3):

$$T_{\circ} = 7,1^{\circ}\text{C} \quad \text{og} \quad \Delta T = 9,2^{\circ}\text{C}. \quad \omega \text{ er perioden:}$$

$$\omega = 2\pi\nu$$

hvor  $\nu$  er frekvensen:

$$\nu = \frac{1}{\Delta\lambda}$$

hvor  $\Delta\lambda$  er bølgelængden. Med  $\Delta\lambda = 1$  år bliver  $\omega = 2\pi$ . Faseforskydningen  $\phi$  udregnes så cosinusleddet bliver  $\cos(\omega t - \phi) = 1$  den 1/8.

Temperaturen i differensnetpunkterne til starttidspunktet i de enkelte lag i jorden udregnes efter lign. (17) i [3]:

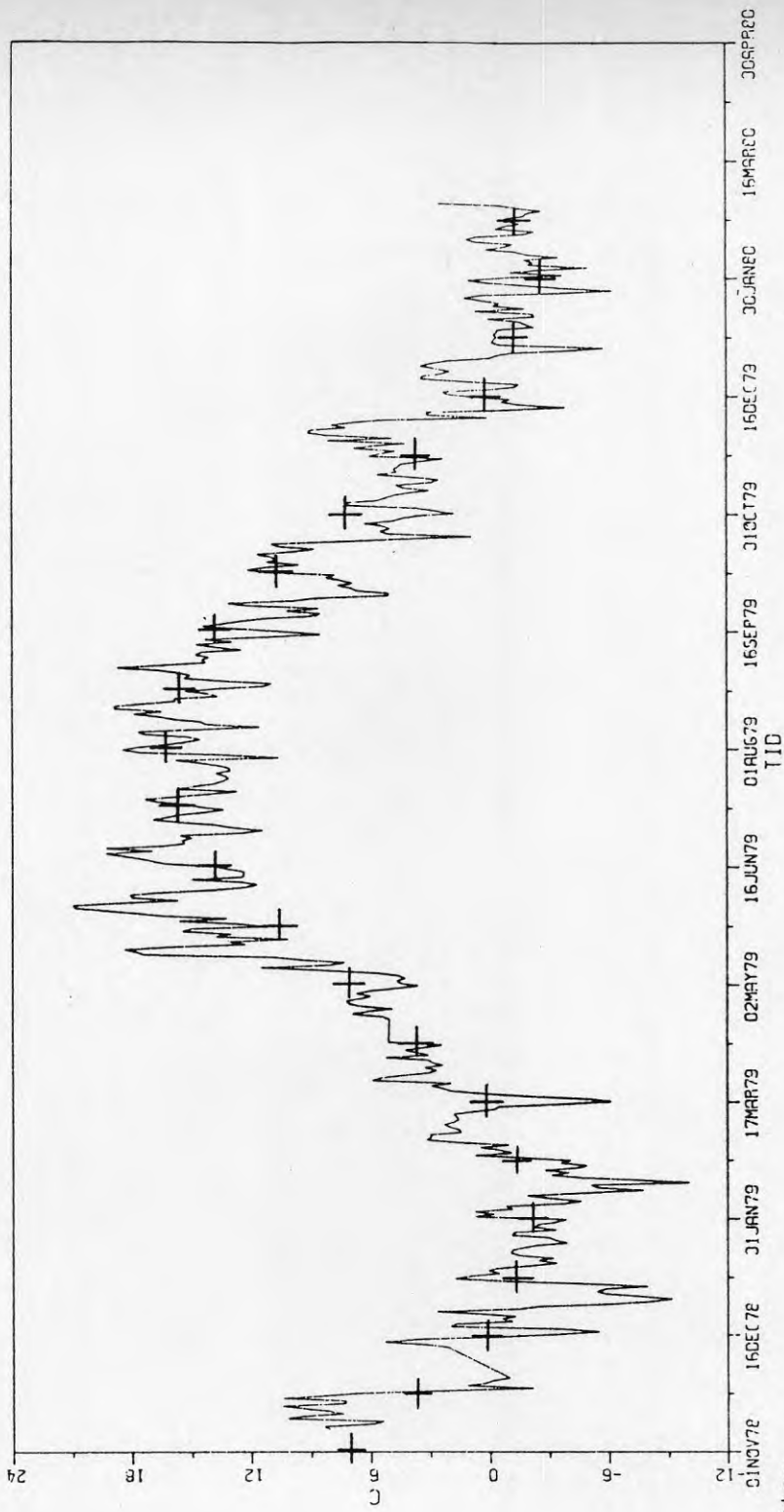
$$TEMP = \Delta T \cdot e^{-z \cdot \sqrt{\omega/2\alpha}} \left( \cos(\omega t - \phi - z \cdot \sqrt{\omega/2\alpha}) \right) + T_{\circ} \quad (6)$$

hvor  $z$  er dybden i meter under jordoverfladen. Starttemperaturforløbet har det på figur 4 viste principielle udseende.

#### 3.2 Temperaturerne i randnetpunkterne i jorden

De lodrette begrænsningsflader for jordvoluminet indlægges som termiske symmetriflader ved at kræve adiabatisk forhold, som opnås ved at kræve, at de symmetriske nabopunkter til fladerne har samme temperatur.

Nedadtil ( $k=30$ ) regnes med et varmedræn; temperaturen regnes konstant  $T_{k=30} = 9,1^{\circ}\text{C}$ .



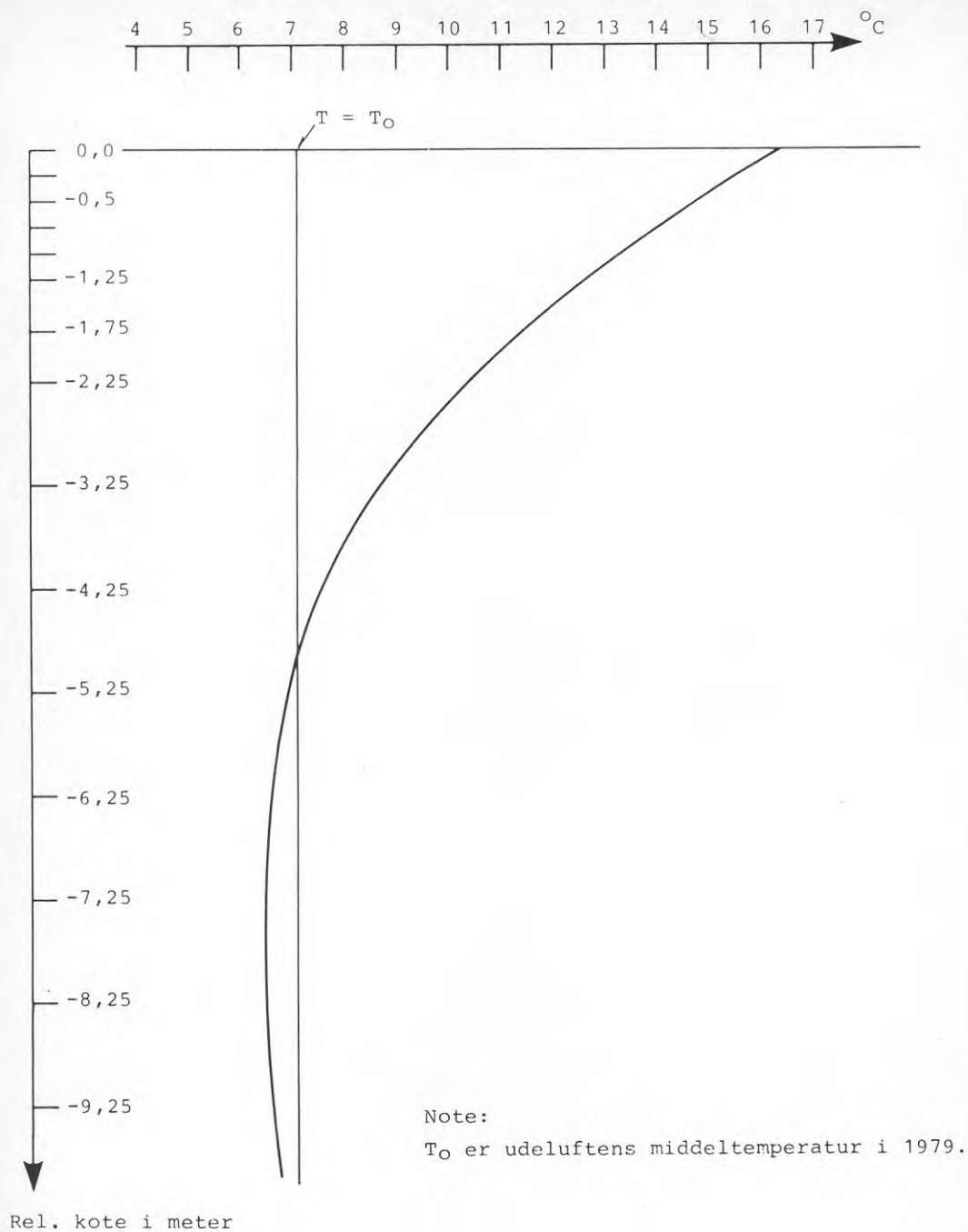
Note:

+ angiver

$$\text{TEMP} = 7,1 + 9,2 \cdot \text{COS} ( 6,283185 \cdot t - 3,66519 )$$

hvor t er tiden

Figur 3. Udetemperatur



Figur 4. Starttemperaturforløbet i jorden



#### 4. Varmetilførsel til bassin vandet

Ligning (1) anvendes på bassin vandet med tilstødende jordvolumen:

$$\text{VARKAP} \cdot \frac{\Delta T_t}{\Delta t} = \Sigma \text{ varmemstrømme} \quad (7)$$

hvor VARKAP består af 1/8 vandvolumen ( $V_{\text{vand}} = 542/8 = 67,75 \text{ m}^3$ ) og det på figur 5 viste tilstødende jordvolumen (ialt  $V_{\text{jord}} = 4,2 \text{ m}^3$ ):

$$\text{VARKAP} = \Sigma (V \cdot \rho c) = V_{\text{vand}} \cdot \rho c_{p,\text{vand}} + V_{\text{jord}} \cdot \rho c_{p,\text{jord}}$$

Der regnes med den på figur 6 viste sammenhæng for  $\rho c_{p,\text{vand}}$ .

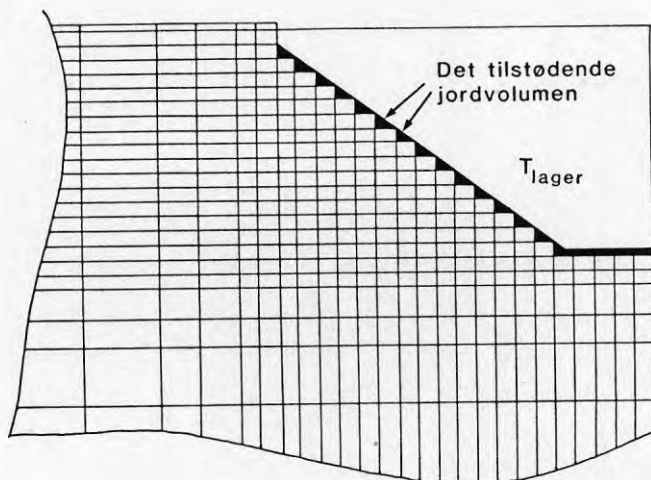
Ligning (7) omformes til

$$\text{VARKAP} \cdot \frac{\Delta T_t}{\Delta t} = \text{TOPTAB} + \Sigma \text{ VARMETAB MOD JORD} + \dot{Q}$$

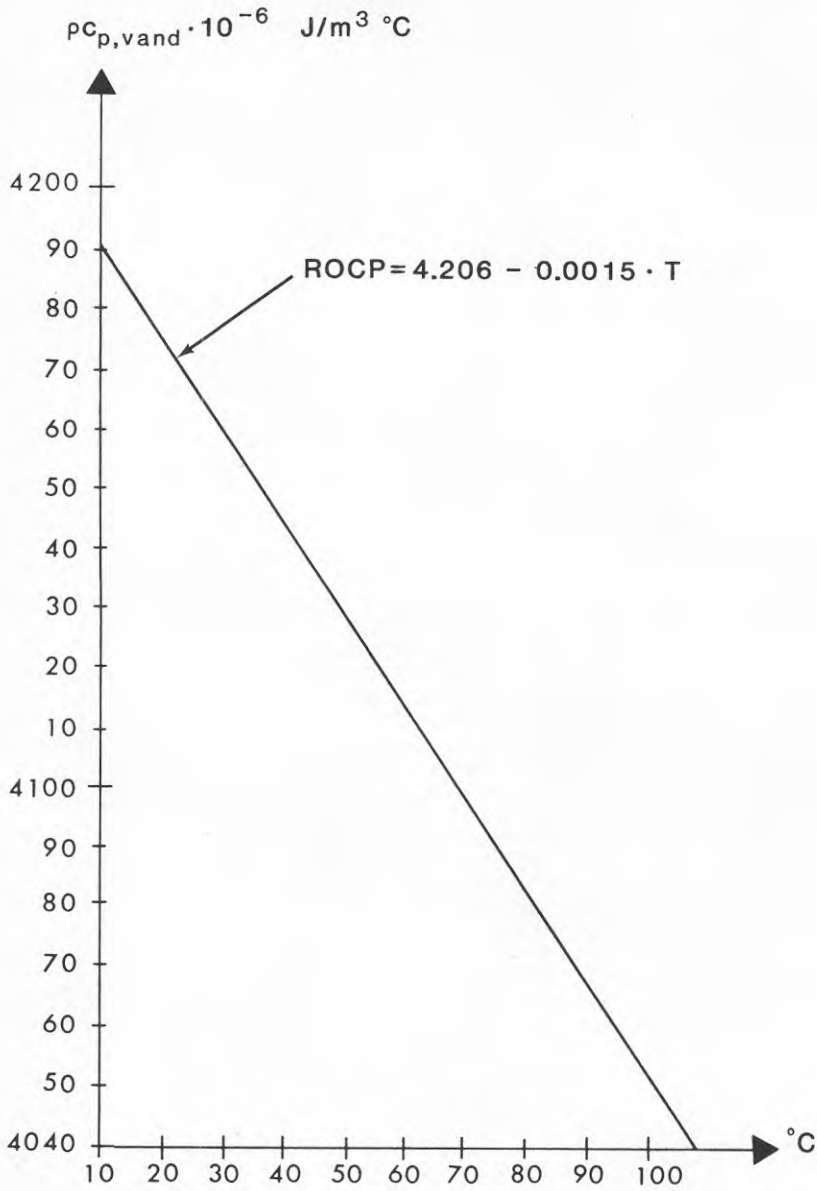
⇒

$$T_{\text{lager}}^{t_1+\Delta t} = T_{\text{lager}}^{t_1} + \frac{\Delta t \cdot (\text{TOPTAB} + \Sigma \text{ VARMETAB MOD JORD} + \dot{Q})}{\text{VARKAP}} \quad (8)$$

hvor  $\dot{Q}$  er den tilførte effekt til lageret.



Figur 5. Det til lageret tilstødende jordvolumen.



Figur 6.  $\rho C_{p,vand}$  som funktion af temperaturen.

5. Inddata

En udskrift af inddata er vist nedenfor. I hver dybde skal der således specificeres en varmeledningsevne  $\lambda$  og en varmekapacitet  $\rho c_{p,jord}$ . Her er specificeret  $\lambda = 1,6 \text{ W/m}^\circ\text{C}$  og  $\rho c_{p,jord} = 0,25 \cdot 10^7 \text{ J/m}^3 \text{ }^\circ\text{C}$ .

1	0.30000	0.40000	1.60000	0.25E 0721
3	0.30000	0.40000	1.60000	0.25E 0721
	0.30000	0.40000	1.60000	0.25E 0721
5	0.30000	0.40000	1.60000	0.25E 0720
	0.30000	0.40000	1.60000	0.25E 0719
7	0.30000	0.40000	1.60000	0.25E 0718
	0.30000	0.40000	1.60000	0.25E 0717
9	0.30000	0.40000	1.60000	0.25E 0716
	0.30000	0.40000	1.60000	0.25E 0715
11	0.30000	0.40000	1.60000	0.25E 0714
	0.30000	0.40000	1.60000	0.25E 0713
13	0.30000	0.40000	1.60000	0.25E 0712
	0.30000	0.40000	1.60000	0.25E 0711
15	0.30000	0.40000	1.60000	0.25E 0710
	0.30000	0.40000	1.60000	0.25E 07 9
17	0.30000	0.40000	1.60000	0.25E 07 8
	0.30000	0.40000	1.60000	0.25E 07 7
19	0.30000	0.40000	1.60000	0.25E 07 2
	0.30000	0.40000	1.60000	0.25E 07 2
21	0.60000	0.40000	1.60000	0.25E 07 2
	0.60000	0.40000	1.60000	0.25E 07 2
23	1.20000	0.40000	1.60000	0.25E 07 2
	1.20000	0.80000	1.60000	0.25E 07 2
25	2.40000	0.80000	1.60000	0.25E 07 2
	2.40000	1.60000	1.60000	0.25E 07 2
27	4.80000	1.60000	1.60000	0.25E 07 2
	4.80000	3.20000	1.60000	0.25E 07 2
29	9.60000	3.20000	1.60000	0.25E 07 2
	9.60000	6.40000	1.60000	0.25E 07 2
31	9.60000	6.40000	1.60000	0.25E 07 2
	9.60000	6.40000	1.60000	0.25E 07 2
33				

$\underbrace{\hspace{1.5cm}}_{\Delta z}$ 
 $\underbrace{\hspace{1.5cm}}_{\Delta y}$ 
 $\underbrace{\hspace{1.5cm}}_{\lambda}$ 
 $\underbrace{\hspace{1.5cm}}_{\rho c_{p,jord}^*}$

\* J-aksens begrænsning med lageret.

6. Uddata

Et eksempel på uddata kan ses på figur 7.



## 7. Verificering af EDB-program

Metoden til bestemmelse af jords termiske egenskaber ud fra en geoteknisk undersøgelse er beskrevet i [4]. Ud fra resultaterne af to boringer fås

- temperaturledningstal  $\alpha = 22 \text{ m}^2/\text{år}$
- varmeledningsevne  $\lambda = 1,6 \text{ W/m } ^\circ\text{C}$

Med anvendelse af disse termiske data for jorden er målte og beregnede temperaturer sammenlignet. Som et eksempel er temperaturerne på målepunkt 34 (vist på tegning nr. 27) optegnet i figur 8. Her er god overensstemmelse mellem målt og beregnet temperatur; en tilsvarende god overensstemmelse kan findes for de øvrige 50 målepunkter, se [1].

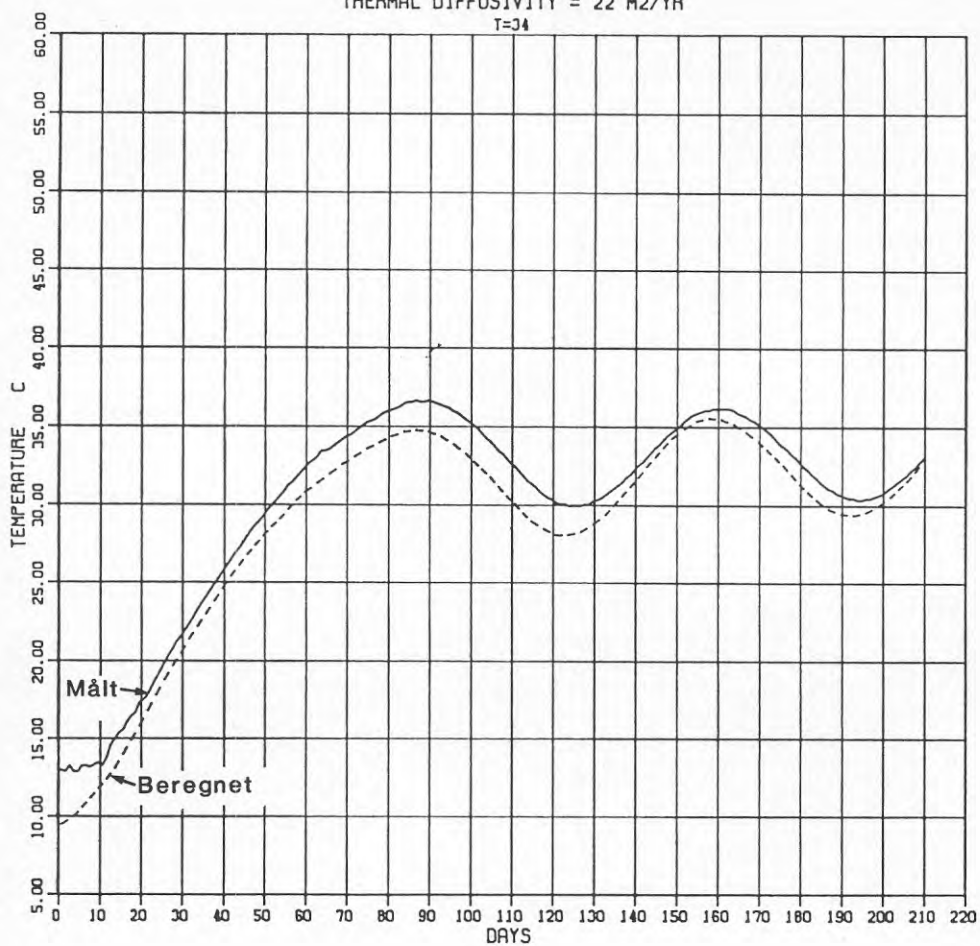
## 8. Konklusion

Det ved Laboratoriet for Varmeisolering udviklede EDB-program til beregning af temperaturerne i jorden omkring lageret og til beregning af varmetab fra lageret m.v. er verificeret med måleresultater for en 210 dages periode, og en god overensstemmelse er opnået. Det er derfor klart, at programmet kan bruges til simulering af jordens termiske opførsel for denne form for lagre.

## SØILTEMPERATURE

THERMAL DIFFUSIVITY = 22 M<sup>2</sup>/YR

T=34



Figur 8. Målt og beregnet temperatur på målepunkt 34 (vist på tegning nr. 27)

9. Litteratur

- [1] Hansen, Kurt Kielsgaard, Hansen, Preben Nordgaard and Ussing V.: Seasonal Heat Storage in Underground Warm Water Stores - Construction and Testing of a 500 m<sup>3</sup> Store. Thermal Insulation Laboratory, Technical University of Denmark. Final report. Meddelelse nr. 134. 1983.
- [2] Hansen, Preben Nordgaard: Termiske Beregningsmetoder. Laboratoriet for Varmeisolering. Danmarks Tekniske Højskole. Undervisningsnotat. 1978.
- [3] Hansen, Preben Nordgaard: Varmetab fra store Varmelagre. Laboratoriet for Varmeisolering. Danmarks Tekniske Højskole. Undervisningsnotat. 1979.
- [4] Hansen, K.K. and Hansen, P.N. Seasonal Heat Storage in Underground Warm Water Stores - Construction and Testing of a 500 m<sup>3</sup> Store. In Solar Energy Applications to Dwellings - Solar Energy R&D in the European Community, Series A, Vol. 2, pp. 404-412. (Ed. W. Palz and C. den Ouden). D. Reidel Publishing Company. 1983.

- 4.1.3 Finland - Simuleringsmodeller för säsongslager med några tillämpningar, Bill Östman, Tekniska högskolan i Helsingfors

Inlägg presenterat vid "Nordiskt seminarium kring säsongslagring av värme", 5 och 6 oktober 1983



## SIMULERINGSMODELLER FÖR SÄSONGLAGER MED NÅGRA TILLÄMPNINGAR

M.B. Östman, R.S. Keinonen, P.D. Lund och J.T. Routti

Tekniska högskolan i Helsingfors  
Avdelningen för teknisk fysik  
SF-02150 Esbo 15, Finland

## FÖRORD

Säsongslagring av värme förbättrar avsevärt möjligheterna att utnyttja solvärme i nordiska förhållanden. Säsongsvärmelager kombinerade med solfångare, värmepump och hjälpvärmekälla har under drygt tre års tid varit föremål för forskning vid Tekniska högskolan i Helsingfors, avdelningen för teknisk fysik. Målsättningen har varit att utarbeta möjligast exakta simuleringsmodeller för samtliga komponenter i dylika system.

I denna rapport beskrivs de programpaket som för närvarande föreligger. Tonvikten läggs i första hand på de egentliga lagermodellerna. På grund av framställningens begränsade volym presenteras simuleringsresultat enbart i form av ett fåtal exempel.

## 1. INLEDNING

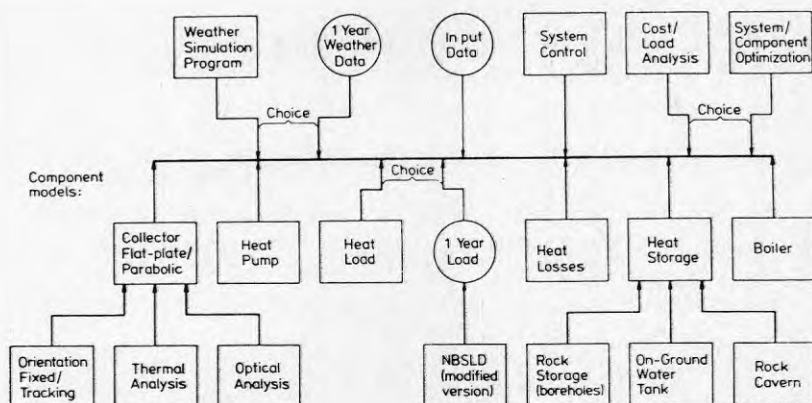
Lagring av värme för kortare eller längre tidsperioder är av nöden i anknytning till flera olika typer av värmeproduktionssystem. Den mest uppenbara tillämpningen är utjämning av årstidsvariationerna i solinfångning och värmebehov i aktiva solvärmesystem. Säsongslagring av värme är ofta en grundförutsättning för utnyttjande av solvärme i större omfattning. Värmelagring kan även användas i anslutning till fjärrvärmesystem för optimering av el- och värmeproduktionen över längre tidsperioder.

De lagertyper som är aktuella vid säsongslagring eller långtidslagring av energi i form av kännbart värme är vattenlager, dvs. en vattenvolym innesluten i ett bergsrum, i en tank ovan eller under jord eller i en damm, borrhålslager där markens eller bergets värmekapacitet utnyttjas och slutligen sk. akviferlager.

Säsongsvärmelager kombinerade med solfångarsystem, värmepump och hjälpvärmesystem har under tre och ett halvt års tid undersökts vid Tekniska högskolans i Helsingfors avdelning för teknisk fysik. En ledande målsättning för simuleringsarbetet har varit att utarbeta noggranna beräkningsmodeller för samtliga komponenter i ett system av ovanbeskrivna typ.

I det omfattande programpaket som bildar resultatet av detta arbete ingår en vädersimulator, program för exakt beräkning av byggnaders värmebehov, modeller för solfångare och värmepumpar samt flera olika lagermodeller.

Ett solvärmesystem bestående av dessa komponenter kan ytterligare ordnas in under en lämplig optimeringsalgoritm för beräkning av optimal systemsammansättning eller optimal drifts- och styrstrategi /1/. (figur 1)



Figur 1. Programpaketets sammansättning

## 2. LAGERMODELLER

Enkla analytiska modeller kan utnyttjas för grov uppskattning av kapacitet, dynamik och övriga egenskaper hos ett värmelager. Noggrannare beräkningar med varierande värmeförlust och värmeuttag kan genomföras endast med hjälp av dynamiska, numeriska simuleringsprogram.

De modeller som använts för simulering av blandade vattenmagasin och isolerade vattencisterner är relativt enkla och bygger på analytiskt beräknade värmeförlustkoefficienter. Dessa enkla modeller har i stor utsträckning använts i samband med resurskrävande systemoptimeringar.

Utanför ramarna för denna framställning faller resultaten från de beräkningar och experiment som gjorts gällande ej-konvektiva saltvattenbassänger (Solar Pond) /2/. Inte heller de simuleringar av kemiska värmepumpar (Chemical Heat Pump) som utförts behandlas i detta sammanhang.

Här presenteras närmare de dynamiska simuleringsmodellerna för berggrumslager, kombinerat berggrums-/borrhålslager och borrhåls-lager. Gemensamma drag för dessa modeller är bl.a.

- kapacitet att vid behov beakta transienter, dvs. snabba förändringar i massflöden och temperaturer. Bastidssteget vid simulering är i de flesta fall mindre än eller 1 h.
- årstidsvariationer i markens yttemperatur.
- möjlighet att simulera isolering; för bergslager åtminstone isolering av lagrets övre yta. Vinterns snötäcke simuleras även.
- värmeledning i tre dimensioner, eventuellt i två dimensioner med cylindersymmetri.

### 3.1 Skiktat bergsrum

Den modell som ursprungligen utarbetats för simulering av ett säsongslager av "Kervo"-typ lämpar sig utomordentligt väl för beräkningar rörande berggrumslager i allmänhet. Vattenvolymen är cylindrerformad och skiktad med hett vatten vid ytan och kallt vatten vid botten /3/. Energibalansen för varje enskilt vattenskikt är

$$mC_w \frac{\delta T}{\delta t} w, i = \sum_j J_{in, j} - \sum_j J_{out, j} \quad (3.1)$$

Väretillförsel och värmeuttag kan uppdelas på följande komponenter:

- flöde till och från solfångare
- flöde till och från värmepump
- värmeutbyte med omgivande berg eller mark
- värme till konsumtion
- värme från hjälpvärmekälla

varvid ekv. 3.1 tar formen

$$mC_w \frac{\delta T}{\delta t} w, i = J_i^C + J_i^L + J_i^{He} + J_i^{Hc} + J_i^B - 2\pi r_w k_w dz \left( \frac{\delta T}{\delta r} w, i \right) \Big|_{r=r_w} + 2\pi k_w \int_0^r r \left\{ \left( \frac{\delta T}{\delta z} w, i \right) \Big|_{z=z_i+dz} - \left( \frac{\delta T}{\delta z} w, i \right) \Big|_{z=z_i} \right\} dr \quad (3.2)$$

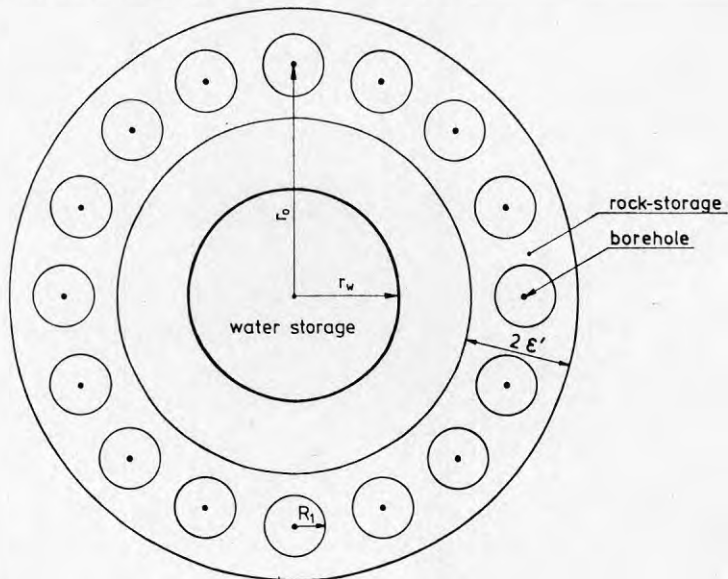
- $J_i^C$  = solfångare  
 $J_i^L$  = konsumtion  
 $J_i^{He}$  = värmepumpens evaporator  
 $J_i^{Hc}$  = värmepumpens kondensor  
 $J_i^B$  = hjälpvärmekälla (t.ex. elpanna)

De tre sista termerna i ekv. 3.2 representerar värmeutbytet med omgivningen och mellan de olika skikten.

### 3.2 Kombinerat bergrums/borrhålslager

Modellen för skiktat cylinderformat vattenlager i berg kan kompletteras med en eller flera koncentriskt placerade zoner av borrhål /3/. Lagrets geometri framgår ur figur 2.

Lösningen av värmeledningsprocessen i lagrets bergskomponent följer i stort sett samma principer som i kap. 3.3 skisseras upp för ett separat borrhålslager. Denna modell har i första hand använts för beräkningar i anslutning till projektet Kervo solby, men även för mera allmängiltiga systemstudier.



Figur 2. Cylinderformat bergrum med koncentriskt placerade borrhål

### 3.3 Borrhålslager

Ett värmelager med mark eller berg som lagringsmedium består i de flesta fall av ett stort antal hål borrade/drivna i regelbundet mönster i en markkropp med lämpliga egenskaper. För beräkningar rörande denna lagertyp har en avancerad, flexibel simuleringsmodell utarbetats /4/.

Förutom de egenskaper som fördes fram i inledningen av kap. 3 lever modellen upp till följande krav:

- flexibel placering av borrhål i fråga om djup, antal, geometri, diameter och inbördes avstånd.
- möjlighet att med stor exakthet beräkna förlusterna från lagrets aktiva område och att beräkna temperaturfältet på stora avstånd från det aktiva området.
- samtidig laddning eller uttag av värme via flera serie- eller parallellkopplade zoner av borrhål.
- motströmsprincip vid laddning/urladdning.
- beaktande av grundvattenflöde för lager i mark med hög permeabilitet. Såväl grundvattenflöde härlett från lutande grundvattnyta som temperaturinducerat flöde ingår.

Samverkan mellan temperaturdistribution och grundvattenflöde kan sammanfattas i följande grupp av ekvationer:

$$(\rho C)_{\text{tot}} \frac{\delta T}{\delta t} = \nabla \cdot (\lambda \nabla T) - (\rho C)_f \bar{q} \cdot \nabla T + H \quad (3.3)$$

$$\bar{q} = -k/\mu (\nabla P + \rho_f g \bar{z}) \quad (3.4)$$

$$\nabla \cdot \bar{q} = 0 \quad (3.5)$$

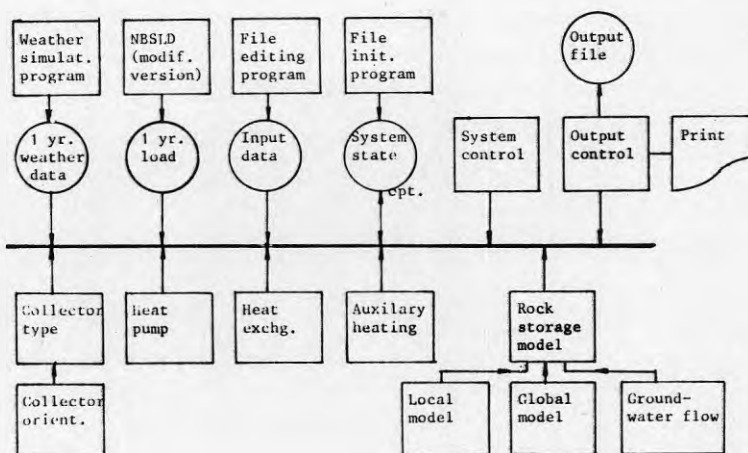
$$\rho_f = \rho_{f0} (1 - \eta(T - T_{f0})) \quad (3.6)$$

$$\mu = \mu_0 \exp(-\sigma(T - T_{f0})) \quad (3.7)$$

Den numeriska lösningen baserar sig på finita differensekvationer med varierbara nodavstånd och tidssteg. Modellen består i huvudsak av följande komponenter:

- En tredimensionell ortogonal global modell för simulering av temperaturdistributionen i hela lagervolymen. Utanför lagrets aktiva område ökas nodavstånden successivt för att en tillräckligt stor volym ska kunna täckas med en rimligt stor matris.
- En lokal modell för beräkning av värmeledningsprocessen nära ett hål. Den lokala modellen arbetar med korta tidssteg (1 h) för att möjligast exakt reagera på snabba förändringar i massflöde och inloppstemperatur.
- Koppling och återkoppling mellan lokal modell och global temperaturdistribution.
- Modell för beräkning av grundvattenflöde. Modellen bygger på iterativ lösning av tryckfältet i ett nodnät av samma typ som i den globala temperaturmodellen. Vattenflödet beräknas på basen av randvillkor (lutande grundvattenyta) och temperaturdistribution. Återkopplingen till temperaturfältet sker via den konvektiva termen i den globala modellen. Denna modell är synnerligen resurskrävande och kan därför frikopplas vid långa simuleringar inriktade på andra parametrar.

Borrhålslagermodellen lämpar sig för simulering av ett godtyckligt värmelager med vertikal hålstruktur i mark eller berg, t.ex. borrade hål i berg och drivna rör i mjuk mark eller lera. Nuvarande version av modellen lämpar sig inte för simulering av horisontella rörsystem. (figur 3)



Figur 3. Borrhålslagermodellen ROCSTO

### 3. SOLVÄRMESYSTEMETS ÖVRIGA KOMPONENTER

Utgående från befintliga komponentmodeller kan ett solvärme-säsongs-lager av mer eller mindre godtycklig sammansättning konstrueras. Tillägg och omarbetningar blir oftast aktuella endast för kontrollprogram, styr- och driftsstrategi samt optimeringsrutiner. De gemensamma komponenterna för olika systemsammansättningar presenteras nedan.

#### Vädersimulator

Väderdata erhålls direkt eller via en ett- eller flerårsfil från ett separat vädersimuleringsprogram /5/. Vädersimulatorn ger timvärden för direkt och diffus solstrålning, temperatur samt vindhastighet.

#### Solfångare

Solfångarnas effekt beräknas med hjälp av en första eller andra gradens approximation av verkningsgradskurvan, utgående från utetemperatur, vätsketemperatur och solintensitet. (Hottel-Whillier-Bliss-ekvation) Solstrålningens intensitet beräknas antingen för fasta installationer eller rörliga, koncentrerande kollektorer.

#### Värmebehov

För simulering av värmebehovet hos ett bostadsområde utnyttjas en sofistikerad simuleringsmodell som utgående från väderdata beräknar timvärden för uppvärmnings- och kylbehov. Denna modell som baserar sig på det välkända NBSLD-programpaketet lämpar sig väl för exakt simulering av normala eller passiva småhus /6, 7/. Värmebehovet kan givetvis också simuleras med enklare medel, t.ex. genom en enkel konduktansekvation eller en direkt tidsberoende algoritm.

#### Värmepump

I många solvärmesystem är värmepumpen en oundgänglig komponent. För simulering av en eldriven vatten-vatten-värmepump har vi använt oss av en lineariserad modell som efter iterering ger kondensor-



och evaporatoreffekt, värmefaktor och elförbrukning.

#### Hjälpvärme

För system med låg självförsörjningsgrad eller för perioder med otillräcklig lagereffekt beräknas behovet av hjälpvärme. I de flesta fall antas hjälpvärmen produceras med elpanna.

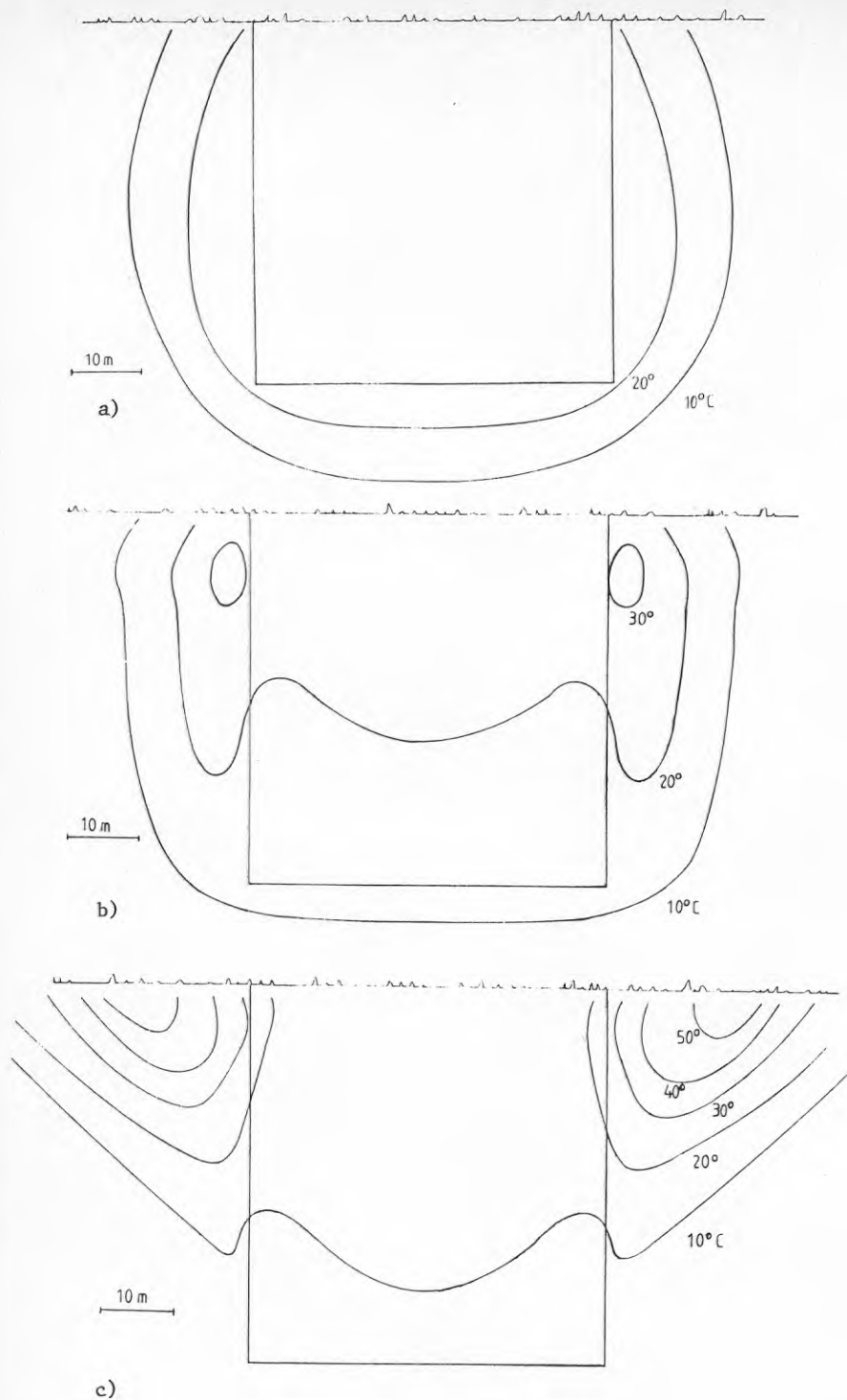
#### 4. RESULTAT

Av utrymmesskäl begränsar sig resultatredovisningen här till ett fåtal exempelsimuleringar med borrhålslagermodellen ROCSTO. Denna modell omfattar ca. 2500 rader FORTRAN-IV-kod, exklusive vädersimulator och småhusmodell. (figur 3) Resursbehovet är ca 1200 s per simulerat år på en Univac 1100/E61-dator.

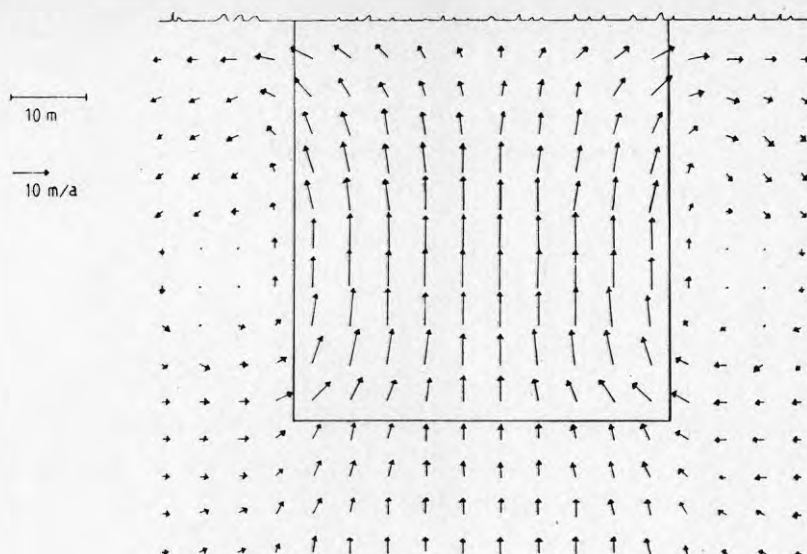
Vid simulering av ett borrhålslager i berg med volymen  $70\ 000\ \text{m}^3$ , inbördes hålavstånd 3 m och temperaturintervall  $50/15^\circ\text{C}$  varierar verkningsgraden beroende på driftsstrategi kring 80%.

Grundvattenflödets inverkan på lagrets funktion är vid hög markpermeabilitet av avgörande betydelse. I figur 4 skisseras temperaturprofilerna i lagret för permeabiliteterna 0, 1 darcy och 10 darcy. Tidpunkten är den 31 december efter 3 års simulering. Inget regionalt grundvattenflöde antas förekomma. Vattenflödets struktur framgår ur figur 5 som uppnåtts den 30 september under tredje året för permeabiliteten 1 darcy.

Fullständiga resultat från ett stort antal simuleringskörningar med borrhålslagermodellen kommer att rapporteras vid årsskiftet 1983-84. Samtidigt presenteras även en detaljerad dokumentering av ROCSTO-programpaketet /4/.



Figur 4. Temperaturprofiler 31 dec., a)  $k = 0$   
 b)  $k = 1$  darcy  
 c)  $k = 10$  darcy



Figur 5. Grundvattenflöde i borrhålslager,  $k = 1$  darcy

##### 5. OPTIMERING AV SOLVÄRMESYSTEM MED SÄSONGLAGER

Ett solvärmesystem med säsongslager karakteriseras av höga investeringskostnader och en relativt invecklad dynamik, varför en omsorgsfull dimensionering av olika komponenter är nödvändig. Utöver denna optimering kan det löna sig att söka den optimala drifts- och styrstrategin, i synnerhet för system med betydande elkonsumention.

Optimeringen för bästa kombination av systemparametrar sker genom en samtidig termisk simulering och ekonomisk analys. De viktigaste systemparametrarna är i allmänhet lagervolym och kollektoryta. I princip kan dock vilken som helst parameter varieras /1/.

För att hitta en korrekt drifts- och styrstrategi där tidsbundna variationer i eltariffer beaktas har vi använt oss av dynamisk optimering. På grund av denna metods resurskrävande natur begränsar sig tillämpningarna dock till relativt enkla termiska modeller.

## REFERENSFÖRTECKNING

1. Lund, P.D., Optimization of District Solar Heating with Seasonal Heat Storage. Föredrag vid solvärldskongressen i Perth, Australien den 14-19 aug. 1983.
2. Lund, P.D., Routti, J.T., Feasibility of Solar Pond Heating for Northern Cold Climates. Godkänd för publicering i Journal of Solar Energy.
3. Lund, P.D., Computational Simulation of Solar Heating with Seasonal Heat Storage. Helsinki University of Technology, Report TKK-F-A507(1983).
4. Östman, B., Lagring av värme i berggrund i anslutning till solvärmesystem. Diplomarbete, under arbete, Tekniska Högskolan i Helsingfors.
5. Lund, P.D., On the Effects of Solar Radiation on Solar Heating System Performances. Helsinki University of Technology, Report TKK-F-A528(1983).
6. Aro-Heinilä, V., Suvanen, M., Simulation Program for Energy Analysis of Multiroom Houses for Solar Energy Studies. Helsinki University of Technology, Report TKK-F-A436(1980).
7. Suvanen, M.M., Lund, P.D., Routti, J.T., Combined Passive and Active Solar Heating with High Solar Fraction. Föredrag vid solvärldskongressen i Perth, Australien den 14-19 aug. 1983.

- 4.1.4 Norge - Beregning av sesonglagring av varme i jord, berg og vann, hva kan gøres i Norge?  
Even Thorbergsen, NTH**

**Inlägg presenterat vid "Nordiskt seminarium kring säsongslagring av värme", 5 och 6 oktober 1983**

## BEREGNING AV SESONGLAGRING AV VARME I JORD, BERG OG VANN

## HVA KAN GJØRES I NORGE?

Even Thorbergesen  
 Institutt for kuldeteknikk  
 Norges Tekniske Høgskole

September, 1983

## Forord

Når en skal beregne varmelagring i jord, berg og vann, kreves det kunnskaper på en del felter. En må kjenne de termiske materialeegenskaper for varmelagret. Dette er termisk konduktivitet (varmeledningsevne), volumetrisk varmekapasitet og eventuelt permeabilitet for vann (ved grunnvannsstrømning). En bør vite noe om varmeutveksling mellom lager og atmosfære. En må beherske beregning av varme- og massetransport i lageret og mellom lager og omgivelser. Disse beregninger bør generelt kunne gjøres i alle tre rom-dimensjoner. Avhengig av type lager og ønske om nøyaktighet, kan antall dimensjoner reduseres til 2 og kanskje 1. En må kunne beregne varme og massetransport i det system som lageret skal betjene. Et slikt system består for eksempel av solfangere, pumper, varmfordelingsnett, varmevekslere, varmpumpe og enheter for tilskuddsvarme.

Ved Institutt for kuldeteknikk er det bygd opp kompetanse på de fleste av disse områder. I det følgende gis en kortfattet presentasjon av hva vi har gjort og hva vi ser på som mulige områder framover.

## 1. GRUNNLAG FOR BEREGNINGER

## 1.1. Termiske egenskaper for jordmaterialer

Under prosjektet "Frost i Jord" som siktet inn mot utvikling av dimensjoneringskriterier for optimale frostsikre konstruksjoner, var det nødvendig å kunne bestemme de termiske egenskaper for bergarter, jord og isolasjonsmaterialer, de siste under trykk og oppfukting. Spesielt for fuktige jordarter ble det gjort et grunnleggende arbeid av Øistein Johansen /1/. Det ble utviklet modeller for termisk konduktivitet med parametre som porøsitet, vanninnhold, kvartsinhold av tørrstoff, grovhetstype og partikkelglatthet. Fra dette ble det laget diagrammer og senere et program for produksjon av tabeller som grunnlag for beregninger /6/.

## 1.2. Varmeutveksling mellom atmosfære og grunnen

Under "Frost i Jord"-prosjektet ble det også etablert kontakt med Meteorologisk Institutt, Blindern, Oslo, for å få meteorologiske data for de norske klimastasjonene på magnetbånd. Det ble utviklet programmer for behandling av disse, og satt opp forenklede modeller for varmeovergang mellom atmosfæren og grunnen. Disse ble senere generalisert og videreutviklet /7/.

## 2. BEREGNING AV TEMPERATURFELTER

Det er utviklet programmer for en-, to- og tre-dimensjonale beregninger av varmeledning i faste stoffer, og spesielt for fuktig jord med frysing/tining. Vi har også program for beregning av to-dimensjonal kombinert varme- og vann-transport i porøse materialer.

## 2.1. HEAT100

HEAT100 er et program for beregning av en-dimensjonal transient varmeledning utviklet av forfatteren omkring 1978. Programmet kan beregne kartesisk, aksi-symmetrisk og kulesymmetrisk geometri i radiell retning. Det håndterer temperaturavhengige materialeegenskaper med faseovergang (for eksempel frysing/tining). Intern varmegenerering kan spesifiseres. Som tilleggsmulighet kan en automatisk dimensjonere en konstruksjon slik at tykkelsen av et material-lag eller verdien for termisk konduktivitet av et materiale tilpasses bestemte krav. Programmet kan koples til andre programmer som simulerer for eksempel varmeopptakende/avgivende systemer /5/.

## 2.2 NRAD

NRAD er et program for beregning av to-dimensjonal transient varmeledning utviklet i samarbeid med Comini & al. Programmet er basert på element-metoden og har de samme egenskaper som HEAT100, bortsett fra automatisk dimensjonering. Programmet har vært brukt i mange sammenhenger ved Institutt for kuldeteknikk. Noen av disse tilfelle beskrives senere /2/.

## 2.3. HSF

HSF (Heat and Seepage Flow) er et program for beregning av kombinert varme- og massetransport i porøse materialer. Programmet bygger på elementmetoden og løser varme- og massestrømslikningene simultant. Programmet er ressurskrevende og har hittil bare vært brukt i prinsipielle beregninger, unntatt i en diplomoppgave, hvor beregningene ble sammenliknet med målinger /3/, /4/.

## 2.4. EHP

EHP er et program som ble utviklet for simulering av jordbaserte varmpumper via kopling til HEAT100 og NRAD. Programmet kan simulere standard varmpumpe-systemer og ble blant annet brukt under forfatterens dr.ing.-avhandling /5/.

## 2.5. PROSIM

PROSIM er et programsystem under utvikling (startet våren 1982) for simulering av prosesser innenfor kulde- og varmpumpeteknikk. Dette gir muligheter for vilkårlig sammenkopling av komponenter. Den totale varme- og massebalanse skjer via linearisering av komponentkarakteristikker til systemer av algebraiske likninger som løses gjennom Gauss-eliminering med overordnet iterasjon for å ta vare på ulineariteter. Pr. dato har en modellert 40 komponent-typer. Systemet vil i nær framtid kunne koples som EHP til HEAT100, NRAD og liknende programmer /8/.

## 3. PROSJEKTER

Instituttets kunnskaper om materialeegenskaper og klimadata kombinert med nevnte programsystemer, har ført til en rekke prosjekter som er relevante for området varmelagring.

1. "Frost i Jord". Utvikling av dimensjoneringskriterier for optimale frostsikre konstruksjoner. /11/
2. Beregning og måling av fryseanlegg i uisolerte fjellrom. /13/
3. Varmeakkumulering i naturlige strukturer særlig i forbindelse med varmpumper. Avhandling til Dr.ing.-graden. /5/

4. Dimensjonering av kjølt ammoniakklager i fjellrom. /12/
5. Beregning og måling på kunstig frysestabilisering av leirmasser i forbindelse med avløpsrørlegging under havbunnen.
6. Beregning av baneutførelse, frostsikring og snøsmelting, med og uten varmepumpe, på kunstgressbaner. /10/

Vi vil presentere punktene 3 og 4 nærmere.

### 3.1. Jordbaserte varmepumper

I forfatterens avhandling "Varmeakkumulering i naturlige strukturer særlig i forbindelse med varmepumper", ble det gjort en del simuleringer som kan ha interesse for dette seminaret. To ulike varmekilde-varmeveksler-løsninger ble undersøkt:

1. Horisontale rørslynger i ulike jordmaterialer
2. Dobbelttrør i vertikalt borete hull i fjell.

I begge tilfelle ble sirkulert en lake (for eksempel glykol-løsning).

#### 3.1.1. Horisontale rørslynger

Det ble undersøkt 2 ulike varmebehovstyper villa og et gartneri. I begge tilfelle, som refererte til konkrete prosjekter, var det myrjord. Klimadata ble hentet fra to klimastasjoner i Trøndelag. Det ble gjort simuleringer med ulike rørdiametre, rørdybder, røravstander og dekningsarealer. Figur 1 viser eksempel på plott av isotermfordelingen over året etter en to-dimensjonal beregning med NRAD/EHP. Figur 2 viser det tilsvarende eksempel etter simulering med HEAT100/EHP. Rørnivået er 75 cm.

#### 3.1.2. Vertikale dobbelttrør

I dette tilfelle brukes yttertrør med dimensjon 90/100 mm og innertrør på 52/60 mm. Det ble prøvd med 25 og 50 slike hull på 100 m hver. Varme tilføres til et kontorbygg med totalt årlig varmebehov på 1,15 GWh og dimensjonerende effektbehov på rundt 300 kW. Det er her antatt regenerering av varmekilden på sommeren.

Figur 3 viser isotermutbredelsen for 50 rør-tilfellet for det første året.

### 3.2. Ammoniakklager i fjellrom

I et eksternt prosjekt ble det undersøkt en del forhold ved lagring av ammoniakk ved 1,05 bar i et utsprengt fjellrom. Følgende nedkjølingsmetoder ble beregnet:

1. Innstrupning til 1,05 bar med avsug av flashet og fordampet ammoniakk i toppen av lageret, slik at lageret fungerer som fordampner i et forøvrig normalt kuldeanlegg.
2. Innpumping av ammoniakk til lagertrykk med påfølgende rekondensasjon som i punkt 1.
3. Kjøling av luften i fjellageret (og dermed omgivende fjellmasser) før noen innfylling av ammoniakk. Dernest metode 1.



Det ble simulert normal drift i lagerets antatte levealder på 50 år. Det ble videre undersøkt hvor stor og rask trykkstigning en fikk ved driftsstans på kuldeanlegget ved ulike fyllinger av anlegget og etter forskjellige innledende nedkjølingsperioder. Det ble gjort følsomhetsanalyser på effekt av ulike termiske ledningsevner for fjellet.

Det ble utført både en-dimensjonale beregninger på uendelig sylinder (HEAT100) og to-dimensjonale (NRAD) i tvers- og langs-snitt.

Tvers-snittet ble brukt ved studiet av hva som skjedde internt i lageret samt innflytelsen av den spesielle løsning med to parallelle tunneler (forbundet med tvers-ganger).

Det langsgående snitt ble brukt for å studere utbredelsen av nullisotermen mot overflaten og tilstøtende sjøbunn. Ved beregningen av varmeovergang mellom fjell og NH<sub>3</sub> ble brukt relasjoner for fri konveksjon for hver fase (væske og gass) mot sin aktuelle del av tunnel-overflaten. Ved luftkjøling ble brukt tilsvarende for luft med tillegg for globale luftbevegelser skapt av fordampervifter. I begge tilfelle ble regnet med en økning i varmeovergangstall fra uregelmessighet i fjelloverflaten. Dette er selvsagt ikke praktisk å inkludere i geometrien. Figur 4 på neste side viser isotermtviklingen rundt lageret.

#### 4. PLANER FRAMOVER

Vårt miljø har bare i begrenset omfang forsket direkte på området langtids varmelagring i fjell, jord og vann. Årsaken er primært at vi hittil har prioritert andre oppgaver høyere.

Eksempler på dette er:

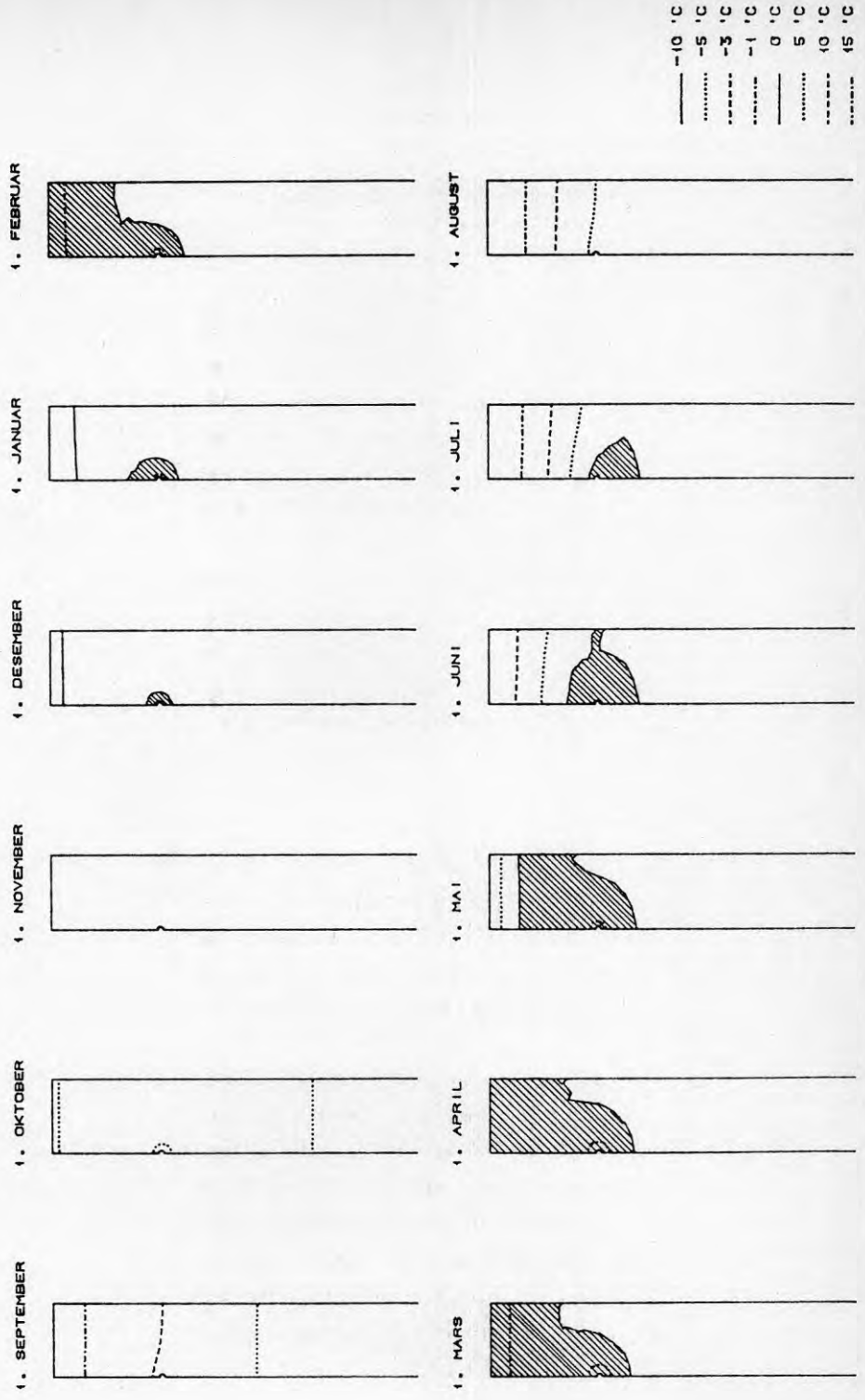
1. Optimal utforming og styring av store varmpumper
2. Kjølte gasslagre i fjell

Det er imidlertid helt klart at vi har etablert verktøy og kunnskaper som skal til for å undersøke dette, og at vi vet fra en rekke andre felter at dette verktøyet virker. Under forutsetning av at oppgavene er realistiske vil vi gjerne bidra på dette området også.

## 5. REFERANSER

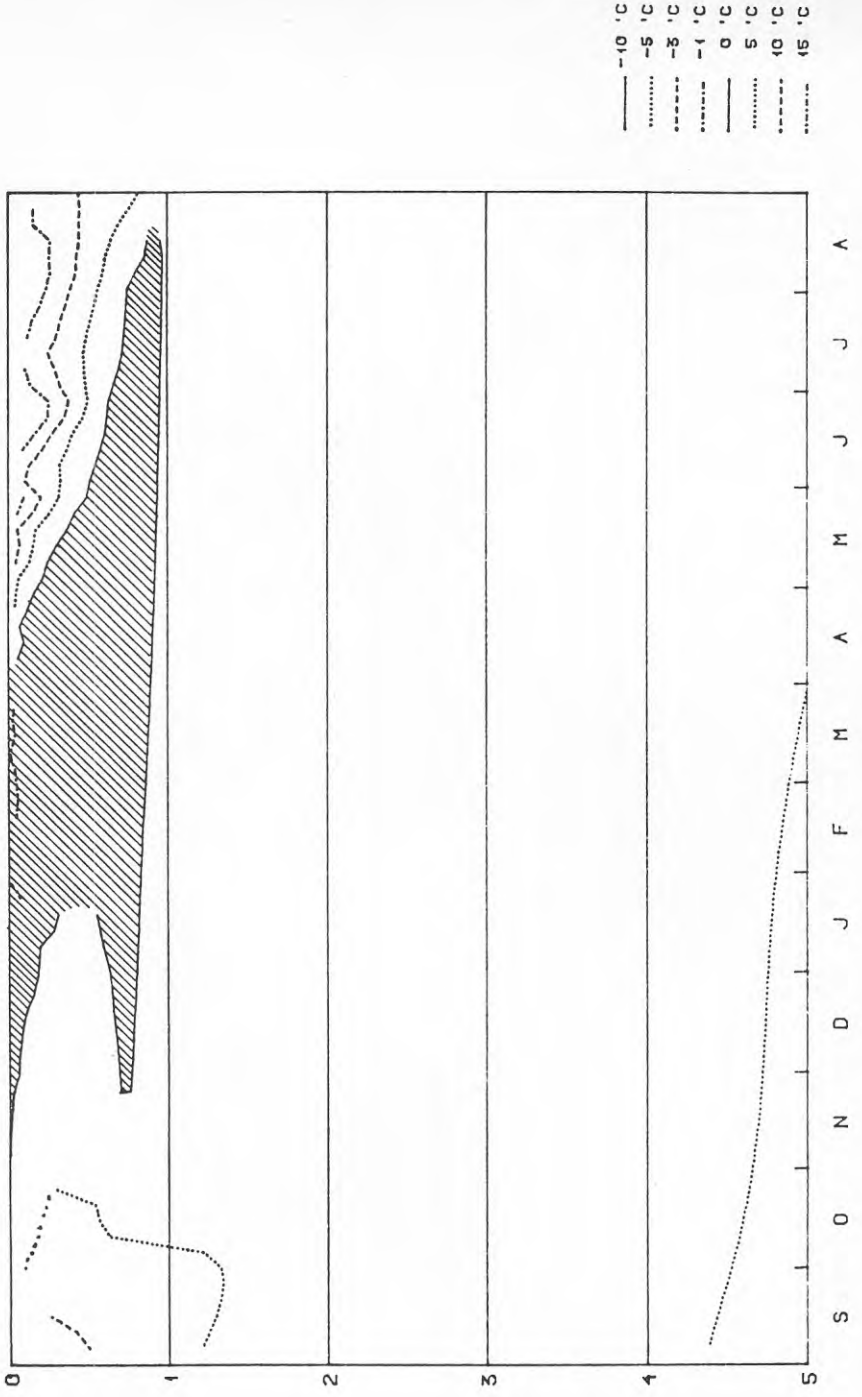
- /1/ Johansen, Ø. "Thermal Conductivity of Soil and Rock", Frost i Jord 16, Oslo, 1975.
- /2/ Frivik, P.E., Thorbergsen, E., Del Giudice, S. and Comini, C., "Thermal Design of Pavement Structures in Seasonal Frost Areas", Journal of Heat Transfer, Vol. 99, No. 4, Nov. 1977, pp. 533-540.
- /3/ Frivik, P.E., and Comini, C., "Seepage and Heat Flow in Soil Freezing", Journal of Heat Transfer, Vol. 104, May 1982, pp. 323-328.
- /4/ Frivik, P.E. and Thorbergsen, E., "Thermal Design of Artificial Soil Freezing Systems", Proceedings of the 2nd International Symposium on Ground Freezing, NTH, Trondheim, 1980.
- /5/ Thorbergsen, E., "Varmelagring i naturlige strukturer, særlig i forbindelse med varmpumper", Avhandling til Dr.ing.-graden, Trondheim-NTH, aug. 1980.
- /6/ Johansen, Ø., "TPSOIL, a Computer Program for Establishing a Thermal Property-Temperature Table for Mineral Soils", Institutt for kuldeteknikk, NTH, 1980.
- /7/ Johansen, Ø., "Solstråling på horisontale flater", Internt notat, Institutt for kuldeteknikk, NTH, 1980.
- /8/ Thorbergsen, E., "PROSIM - Manual", Institutt for kuldeteknikk, Trondheim, NTH, september 1983.
- /9/ Frivik, P.E., "State-of-the-Art Report Ground Freezing Thermal Properties, Modelling of Processes, and Thermal Design", The 2nd Int. Symp. on Ground Freezing, NTH, Trondheim, 1980.
- /10/ Frivik, P.E. og Johansen, Ø., "Fotballbane Nøisomhed, Del 1: dimensjonering og vurdering av frostsikring", NTH, jan. 1978.  
Frivik, P.E., "Fotballbane Nøisomhed, Del 2: Snøsmelteanlegg for kunstgressbane. En vurdering av anleggsutførelser, energiforsyning og baneoppbygging", NTH, mars 1978.
- /11/ Frost i Jord nr. 17. "Sikring mot teleskader", Sluttrapport. Oslo, Nov. 1976.
- /12/ Frivik, P.E. og Thorbergsen, E., "Termisk undersøkelse av kjølt fjelllager for ammoniakk", Intern ikke-tilgjengelig rapport, Institutt for kuldeteknikk, NTH, mars 1983.
- /13/ Frivik, P.E., "Undersøkelse av fjellfryseanlegg Kastbrekka, Trondheim", Institutt for kuldeteknikk, juli 1978.

NRAD I SOTHERM PLOT  
 CASE: LAVENERGIBOLIG HEIMDAL  
 DYBDE: 0.75 M AVSTAND: 1 M AREAL: 400 M<sup>2</sup> ÅR: 1969



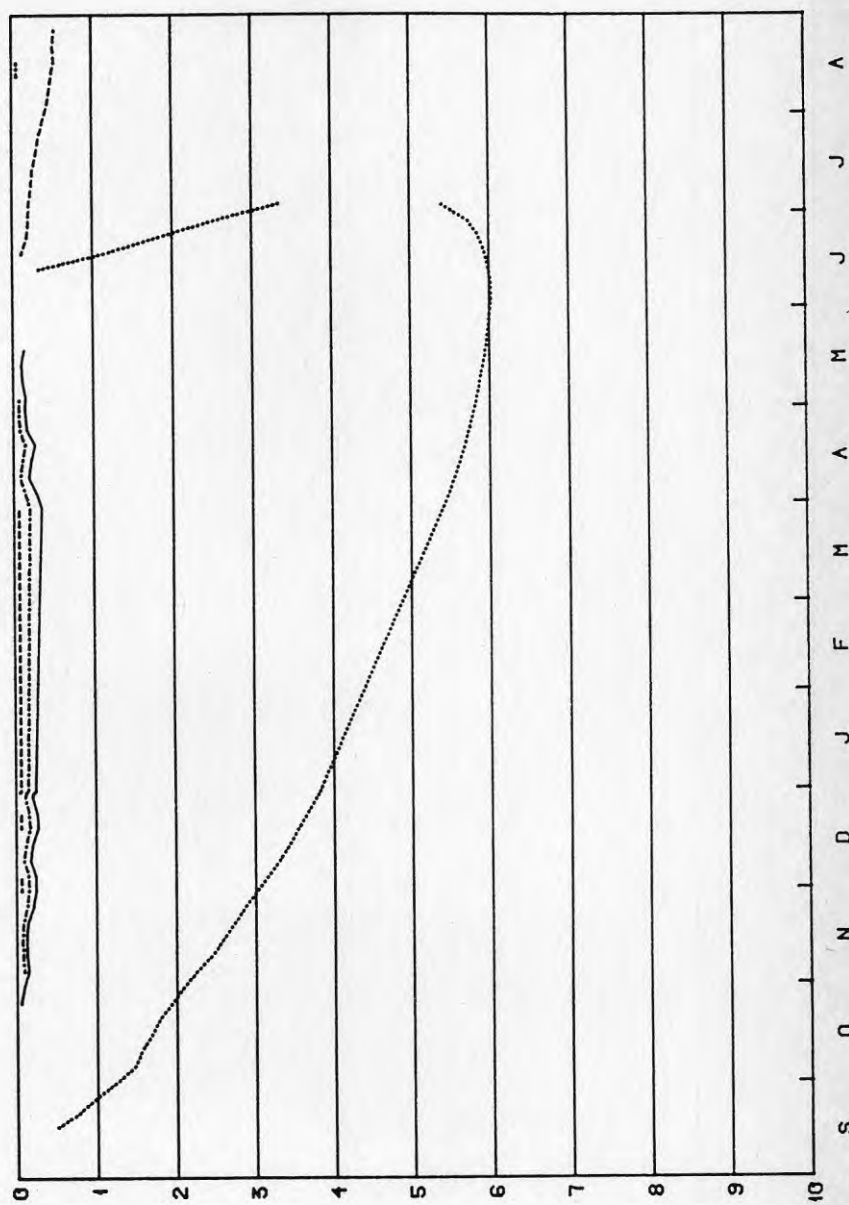
Figur 1.

HEAT 100 ISOTHERM PLOT. YEAR NUMBER 2  
CASE: LAVENERGIBOLIG HEIMDAL DYBDE: 0.75 M AVSTAND: 1 M AREAL: 400 M2 ÅR: 1969

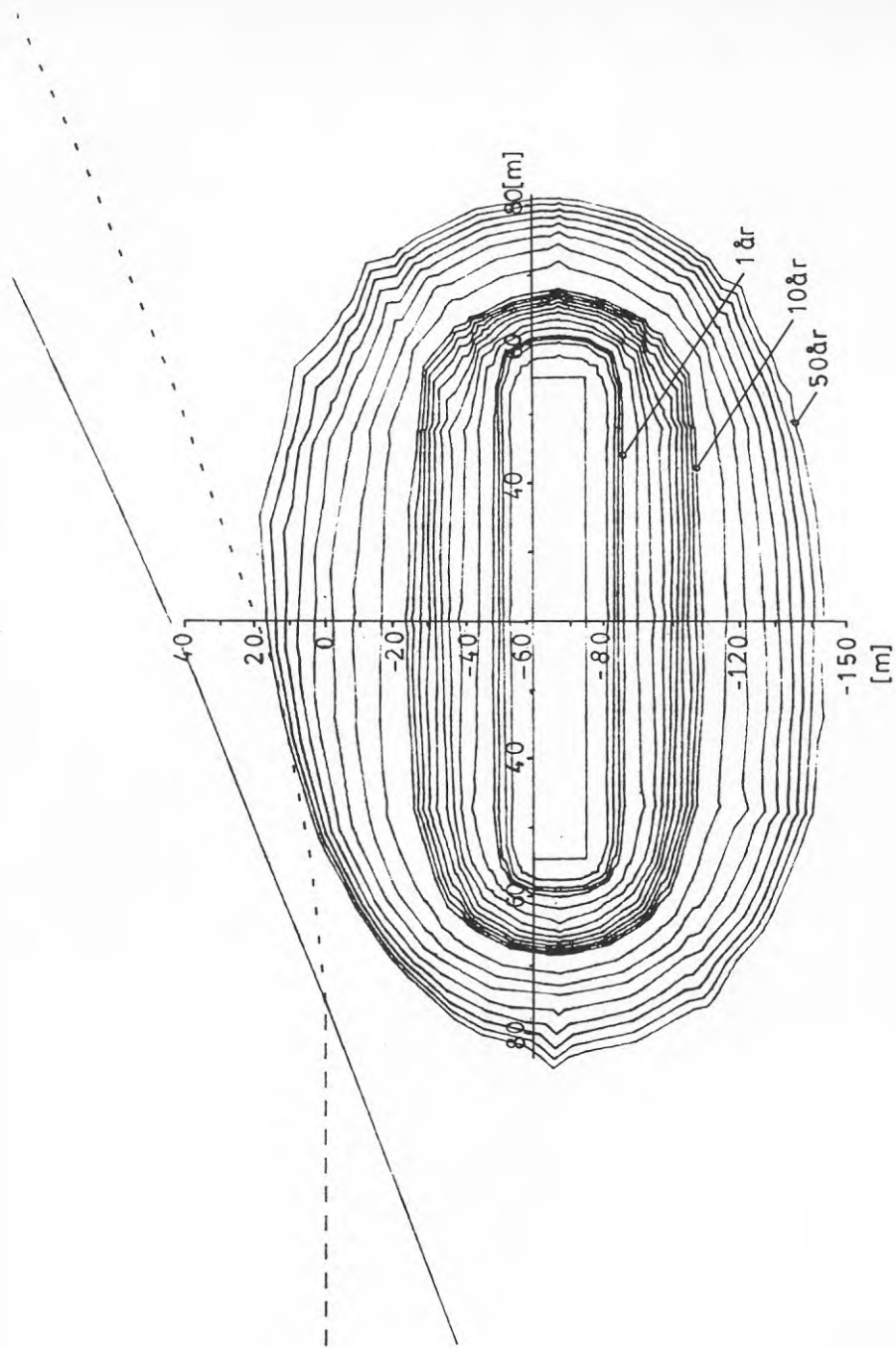


Figur 2.

HEAT100 ISOTHERM PLOT. YEAR NUMBER 1  
 CASE: KONTORBYGG - VERTIKALRØR - Z: 100 M - N: 50



Figur 3.



Figur 4.

- 4.1.5 Sverige - Markvärme. Termiska analyser och beräkningsmodeller,  
Johan Claesson, LTH

Inlägg presenterat vid "Nordiskt seminarium kring säsongslagring av värme", 5 och 6 oktober 1983

Inlägg vid Nordiskt seminarium om säsongslagring av värme i jord, berg och vatten. 5-6 oktober 1983, Göteborg.

#### MARKVÄRME. TERMISKA ANALYSER OCH BERÄKNINGSMODELLER

Johan Claesson

Byggnadsteknik, Lunds Tekniska Högskola

I detta inlägg ges en översikt av datorprogram och analytiska modeller för termiska förlopp för markvärmelager. De redovisade modellerna och analysmetoderna har huvudsakligen utvecklats av en grupp vid avdelningen för matematisk fysik, Lunds Tekniska Högskola. Utvecklingsarbetet har skett i nära samarbete med många tillämpade projekt, forskningsinstitutioner, företag och ingenjörbyråer.

Målsättningen för arbetet har varit att förstå och att kunna förutsäga de termiska förloppen i marken i och kring värmelagret för olika situationer. Man är intresserad av värmeförluster, temperaturnivåer på återtagen värme, miljöstörningar, dimensioneringsprinciper o s v.



## Termiska analyser

Vid de termiska analyserna utnyttjas datormodellerna och olika andra metoder vilka baserar sig på analytiska lösningar, parameterstudier, superpositionsteknik m m. Det är värt att notera att de stora datormodellerna är ett hjälpmedel bland andra. Det finns ibland en farlig tendens att enbart förlita sig på datormodeller.

En omfattande sammanställning av metoder för termiska analyser finns i en handbok om markvärme (referens 1). Erfarenheter och resultat från försök och analyser rörande de olika typerna av markvärmesystem redovisas. Följande typer behandlas:

1. Bergrum, grop, blockfyllt bergrum
2. Rörvärmelager. Borrhål i berg, slangar i lera
3. Akvifervärmelager
4. Grundvattenvärme
5. Bergvärmebrunnar
6. Ytjordvärme

Exempel på ting som behandlas i handboken är

- . superposition, dimensionsanalyser
  - stationär del
  - periodisk del
  - transient värmeuppbyggnad
- . årlig värmeförlust för olika lagerformer
  - cylinder, parallelepiped, plana tvärsnitt
  - överyta vid eller under marknivån
  - förenklade formler
- . transient värmeförlust under initialskede
- . periodiska förlopp
- . temperaturavklingning för markvärmelager
- . bergrum, grop, blockfyllt bergrum
  - handräkningsmetoder
  - termiska delprocesser: lagerstorlek m m
  - växelverkan stenar - vatten för blockfyllt bergrum
- . rörvärmelager; borrhål i berg, slangar i lera
  - dimensioneringsregler, handräkningsmetoder
  - periodisk delprocess
  - lokalt förlopp kring rör (heat transfer length)
  - parameterstudier
- . akvifervärmelager
  - värmeförlust i dimensionslös form
  - stabilitet och rörelse hos termisk front
  - tillämpningar

- . grundvattenvärme - återinjektering av kylt (eller uppvärmt) vatten
  - parameterstudier av nedkylning kring återinjekteringsbrunn
  - analytiska formler för termisk räckvidd runt enskild brunn
  - långsiktig nedkylning i uttagsbrunn
- . bergvärmebrunn
  - termiska delprocesser
  - dimensioneringsregler för en bergvärmebrunn
  - återladdning
  - influens mellan bergvärmebrunnar
  - optimalt avstånd
  - dimensionering för system av brunnar
- . yttjordvärme
  - analys utan frysning
- . temperaturförändringar i omgivande mark och vid markytan.

### Datormodeller

Ett antal datormodeller för de termiska förloppen för markvärmelager har utvecklats.

Duct Storage Model avser system där marken har ett kanalsystem för uttag och inmatning av värme. Stratified Storage Temperature Model gäller för vattenfylld tank, grop och bergrum. Vattentemperaturen antas vara horisontellt stratifierad med det varmaste vattnet överst. Aquifer Storage Model simulerar värmelagring i en akvifer runt en enskild brunn. Det finns en speciell version för ett brunnspar.

För andra brunnskonfigurationer pågår programutveckling. Aquifer Storage Model användes också för grundvattensystem med återinjektering av kylt grundvatten. Vidare finns ett program, Superposition Bore-Hole Model, för en eller flera bergvärmebrunnar.

### Gemensamma delar

Den tredimensionella, dynamiska temperaturprocessen i marken utanför markvärmelagret (eller akviferen) beräknas på samma sätt i alla programmen. In- och utmatningsvillkor kan föreskrivas med stor valfrihet. Pumpflödet är en godtycklig funktion av tiden. Markens termiska egenskaper kan variera från punkt till punkt. Värmeisoleringsringar kan placeras fritt. Randvillkoren är tämligen allmänna.

### Duct Storage Model

I beräkningsmodellen superponeras ett "globalt" temperaturförlopp i marklagervolymer med ett valfritt antal temperaturförlopp lokalt

kring enskilda kanaler eller rör. Vidare har man en värmebalans för värmebärande fluiden när denna cirkulerar genom lagervolymen. Genom uppdelningen i lokal och global lösning kan både snabba temperaturförlopp på tidsskalor runt en kvarts timme och långsamma årliga förlopp simuleras.

#### Stratified Storage Temperature Model

I själva lagervolymen, t ex vatten i ett berggrum, sker en vertikal konvektiv och diffusiv värmetransport. Denna process är kopplad till värmeflödet genom ränderna och temperaturförloppet i omgivande mark. Genom en lämplig korrektion av effektiv värmeledningsförmåga kan även system med en blandning av stenar och vatten simuleras.

#### Aquifer Storage Model

Modellen förutsätter givna, plana strömningsmönster för grundvattenflödet. Exempel är radiellt, tidsvariabelt flöde kring en brunn, flöde av "dipolkaraktär" mellan två brunnar och flöde mellan centrumbrunn och en krans av brunnar. Modellutveckling för mer komplicerade strömningsmönster pågår. Genom en ny speciell teknik (entropy conservation technique) undviks så kallad numerisk dispersion vid beräkning av det kopplade konvektiva och diffusa temperaturförloppet.

Manualer för dessa tre datormodeller ges av referenserna 2-4.

#### Superposition Bore-Hole Model

En grundversion av modellen avser temperaturförloppet runt en enskild bergvärmebrunn. Genom superposition av de numeriska lösningarna kan ett system med flera bergvärmebrunnar eller ett borrhåls-lager behandlas. En aktuell tillämpning är ett bergvärmesystem med ett knippe av divergerande borrhål.

#### Programmets prestanda

Datorprogrammen kräver ett minnesutrymme på ungefär 100 kbytes. Exekveringstiden för en årscykel är vanligtvis 1 till 20 sekunder på en UNIVAC 1100/80 för ett gitter med 500 nodpunkter. Denna tidsåtgång gäller för alla program utom för akviferprogrammet vid mer komplicerade strömningsmönster. Ett tvåbrunnssystem med 3000 nod-

punkter kräver 1 till 10 minuters datortid per årscykel.

### Tillgänglighet

Datormodellerna är fritt tillgängliga. De har använts i stor omfattning. Programmen har utan större bekymmer överförts till olika maskiner hos några ingenjörbyråer. De användes också internationellt för ett IEA-samarbete om stora solvärmecentraler.

### Jämförelse med fältförsök

Datormodellerna har testats mot ett antal fältförsök. I referens 5 redovisas jämförelser mellan beräkningar och mätta värden för 8 experiment av typerna rörvärmelager (3 st), vattentank (2 st) och akvifervärmelager (3 st). Överensstämmelsen är genomgående god.

### Forskningsläge

Det har skett en snabb utveckling av analytiska metoder och datormodeller för markvärmesystem under de senaste åren. Det kunskaps som idag finns bör i allmänhet vara tillräckligt för att kunna dimensionera markvärmesystem förutsatt att geologiska och hydrogeologiska data finns.

Det är en angelägen uppgift att se till att det kunskaps som idag finns utnyttjas vid projektering av anläggningar.

Det är viktigt för den vidare utvecklingen att olika kontrollerade fältförsök följes med mätningar, beräkningar, jämförelser och analyser.

Vidare forskning och utveckling av beräkningsmodeller behövs för akvifer- och grundvattensystem. Speciellt är lågtemperatursystem med naturliga grundvattentemperaturer och med laddning med sommarvarmt vatten aktuella.

## REFERENSER

1. Claesson, Eftring, Eskilson, Hellström. Markvärme. En handbok om termiska analyser. Avdelningen för matematisk fysik, Lunds Tekniska Högskola. (Preliminär version juni 1983, 500 sidor, 350 figurer. Slutgiltig version skall publiceras i oktober 1983).
2. Hellström. Duct Storage Model. Manual for Computer Code. Mars 1982. Avdelningen för matematisk fysik, Lunds Tekniska Högskola.
3. Eftring. Stratified Storage Temperature Model. Manual for Computer Code. Mars 1982. Avdelningen för Matematisk fysik, Lunds Tekniska Högskola.
4. Hellström, Bennet, Claesson. Aquifer Storage Model. Manual for Computer Code. Mars 1982. Avdelningen för matematisk fysik, Lunds Tekniska Högskola.
5. Hellström. Comparison between Theoretical Models and Field Experiments for Ground Heat Systems, 1983. Proceedings of the International Conference on Sub-surface Heat Storage. BFR-document D16:1983 (Byggforskningsrådet).

## 4.2 Geologiska förutsättningar

### 4.2.1 Geologiska förutsättningar för värmelagring i Norden, Stig Hård, VIAK AB

Inlägg presenterat vid "Nordiskt seminarium kring  
säsongslagring av värme", 5 och 6 oktober 1983

## GEOLOGISKA FÖRUTSÄTTNINGAR FÖR VÄRMELAGRING I NORDEN

Stig Hård, VIAK AB, Mölndalsvägen 85, 412 85 Göteborg

### 1. Sammanfattande bedömning

Säsongslagring av värme i geologiska media kan tillämpas i samtliga nordiska länder. Förutsättningarna för olika lagringsprinciper varierar dock både nationellt och lokalt.

Värmelagring i akviferer kan tillämpas i samtliga länder. Värmelagring i den kristallina berggrunden kan göras i Finland, Norge och Sverige. Säsongsvärmelagring i lera är huvudsakligen tillämpbar i Norge och Sverige. Värmelagring i torv begränsas ofta av det faktum att torvområdena ofta finns utanför urbaniserade områden utom möjligen i Finland.

Geologiskt sett bedöms potentialen för värmelagring vara stor. Den praktiska tillämpningen av säsongsvärmelagring styrs dock ofta av andra faktorer t.ex. tillgång på spillvärme eller billig överskottsenergi, tillräckligt stort värmeunderlag och sist men inte minst ekonomiska förutsättningar.

Avslutningsvis tycker jag man kan konstatera att de geologiska förutsättningarna ofta inte är någon begränsande faktor för förverkligande av olika lagringsprojekt. Det är dock mycket angeläget att tillräckligt omfattande geologiska och hydrogeologiska undersökningar utförs inför varje lagringsprojekt så att viktiga indata erhålls för t.ex. termiska och ekonomiska kalkyler. Dessutom är det viktigt att värmelagren lokaliserar till lämpliga områden ur geologisk-ekonomisk synpunkt.

## 2. Principer för värmelagring i geologiska media

Tre huvudprinciper kan urskiljas för värmelagring i geologiska media, figur 1.

- Värmelagring i bassänger eller utsprängda berggrum
- Värmelagring i ett por- och/eller spricksystem i en akvifer
- Värmelagring i jordarter eller bergarter med slutna rörsystem

Dessutom förekommer varianter och kombinationer av olika system t.ex. blockfyllda berggrum eller borrhålslager kombinerade med mindre berggrum eller tunnlar.

Lagringsmediet i de olika systemen utgörs antingen av vatten eller berg eller också av en kombination av vatten och fasta partiklar från fraktionen ler till block.

Bergrumslager för säsongslagring har hög energitäthet och kan även fylla en funktion som korttidslager. För att hålla kostnaderna nere och minimera värmeförlusterna ställs stora krav på hydrogeologiska undersökningar vid lokaliseringen av lagren.

Vid värmelagring i akviferer sker inlagring och uttag av energi genom brunnar som installeras i den grundvattenförande formationen. Lagringsmöjligheterna beror i hög grad på hur man hydrauliskt kan styra lagret, bl.a krävs ingående kunskap om de naturliga grundvattenförhållandena t.ex. grundvattennivåer, flödesriktning, transmissivitet, hydrauliska gränser m.m.

För värmelagring i slutna rörsystem krävs också information om de geologiska och hydrogeologiska förhållandena. Viktiga faktorer är bl.a. grundvattenförhållanden, termiska egenskaper, jordjup m.m.



### 3. Termiska egenskaper och värmeförluster

Lagringskapaciteten för de olika värmelagren varierar beroende på lagringsmediets värmekapacitet. Vatten har en lagringskapacitet motsvarande  $1.16 \text{ kWh/m}^3$  och  $^{\circ}\text{C}$  medan kristallint berg har hälften, ca  $0.6 \text{ kWh/m}^3$  och  $^{\circ}\text{C}$ . Lagringskapaciteten för ett poröst medium varierar huvudsakligen beroende på porositeten och vattenhalten men ligger som regel mellan  $0.7$  och  $1.0 \text{ kWh/m}^3$  och  $^{\circ}\text{C}$ . För en vattenmättad torv kan lagringskapaciteten variera mellan  $0.5$  och  $1.1 \text{ kWh/m}^3$  och  $^{\circ}\text{C}$ .

Jord- och bergarters värmeledningsförmåga kan variera ganska kraftigt beroende på lokala förhållanden. Generellt kan dock sägas att kristallint berg ofta ligger mellan  $2.5$  och  $4.0 \text{ W/m}$  och  $^{\circ}\text{C}$  medan vattenmättade jordarter ligger mellan  $1.0$  och  $2.5 \text{ W/m}$  och  $^{\circ}\text{C}$ .

Värmeförlusterna från ett värmelager beror på lagrets temperatur, lagringsmediets och omgivningens termiska egenskaper, lagrets storlek och geometri m.m. Konsekvenserna av detta blir bl.a att högtemperaturlagring måste göras i stora lagerolymer ( $> 100.000 \text{ m}^3$ ) för att de relativa lagerförlusterna skall kunna hållas på en rimlig nivå, se figur 2. Ett bergrum på  $0,5$  milj  $\text{m}^3$  har stationära lagringsförluster vid högtemperaturlagring på ca  $10 \%$  efter  $5$  till  $10$  år.

### 4. Geologiska förutsättningar för värmelagring

#### 4.1 Formationer lämpliga för värmelagring

Inom Norden förekommer både geologiska formationer som bildades för  $2,5$  miljarder år sedan och formationer som bildas än i dag. Generellt sett kan de olika formationerna hänföras till tre huvudgrupper:

- kristallin berggrund ca 2500 - 600 miljoner år
- sedimentär berggrund ca 600 - 2 miljoner år
- jordlager (kvartära avlagringar) (från de två sista nedisningarna)

Den kristallina berggrunden är mer eller mindre uppsprucken i större krosszoner, sprickzoner eller enstaka sprickor. Zoner-na kan vara leromvandlade och täta eller öppna och mer eller mindre vattenförande. Mellan zonerna kan berggrunds-massan i princip betecknas som tät. Inom tätare partier i den kristallina berggrunden finns goda förutsättningar för anläggande av olika typer av värmelager.

Inom den sedimentära berggrunden kan man urskilja grovklas-tiska (porösa) och finklastiska (täta) bergarter samt karbonat-bergarter. Förutsättningar för värmelagring finns huvudsakli-gen inom områden med porösa sandstenar där grundvatten-magasinet utgörs av en porakvifer eller kombinerade por- och sprickakviferer. Lokalt kan också förutsättningar för värme-lagring finnas inom områden med kalkstenar.

I jordlagren är det främst grovsediment (sand och grusforma-tioner) och finsediment (silt och lera) samt torv som kan vara intressanta för värmelagring. Grovsedimenten, vanligen i form av åsar, deltan och flacka sandfält är ofta porösa och vattengenomsläppliga.

Porositeten i grovsedimenten är ca 20 - 30 procent och möjliggör därmed inlagring, transport och uttag av vatten via brunnar som anpassas till formationerna. Finsedimenten har ofta en hög vattenhalt, ca 30 - 50 % men liten vatten-genomsläpplighet och uppvisar ofta en hög värmekapacitet. Jordarterna är vanligen plastiska och medger därmed nedtryckning eller nedspolning av slutna rörsystem för inlagring och uttag av värme.

## 4.2 Nordens geologi - översikt

Berggrunden i Norden utgörs till stor del av den fennoskandiska urbergsskölden med äldre kristallina bergarter. Inom vissa områden i Norge och Sverige samt i hela Danmark täcks urberget av yngre sedimentära bergarter, figur 3. Mäktigheten på dessa bergarter varierar från något 10-tal meter till ca 2500 m i Sverige. I Danmark uppgår mäktigheten ställvis till 5-6 km.

Jordarterna härstammar huvudsakligen från den sista nedisningen som täckte hela Norden utom den västra delen av Jylland, figur 4. De grov- och finsediment som kan utnyttjas för värmelagring avsattes i anslutning till den retirerande iskanten. Grovsediment avsattes i omedelbar närhet av iskanten medan finsedimenten sedimenterade på längre avstånd från iskanten inom områden under högsta kustlinjen som då täcktes av vatten, figur 5.

Torvmarkerna har bildats efter isavsmältningen och nybildningen fortgår ännu i dag.

## 5. Förutsättningar och potential för värmelagring i Sverige och jämförelse med övriga nordiska länder

### 5.1 Berggrunden - lagring i bergrum och borrhålslager

Förutsättningarna för anläggande av värmelager i den svenska berggrunden är goda. Inom de flesta tätorter finns möjlighet att hitta lämpliga formationer i dagen eller under markytan med måttlig jordtäckning. Undantaget är de områden som täcks av sedimentära bergarter. Potentialen styrs i första hand av tillgången på billig överskottsenergi eller spillvärme och inte av de geologiska förutsättningarna. Det är dock mycket viktigt att geologiska och hydrogeologiska undersökningar genomförs så att lokaliseringen av lagren görs på bästa sätt.

När det gäller Finland och Norge så är förutsättningarna för värmelagring i den kristallina berggrunden jämförbara med Sverige. Finland kan tänkas ha något bättre förutsättningar beroende på att jorddjupen som regel är mindre och att sedimentära bergarter saknas. Norge kan tänkas ha något sämre förutsättningar beroende på att Osloområdet till stor del täcks av sedimentära bergarter med relativt komplexa geologiska förhållanden.

I Danmark saknas förutsättningar för värmelagring i den kristallina berggrunden utom för den norra delen av Bornholm.

## 5.2 Finsediment - värmelagring i slutna rörsystem

I Sverige förekommer finsediment under högsta kustlinjen och lokalt i områden som tidigare täckts av issjöar. Möjligheterna att utnyttja dessa områden för värmelagring styrs i första hand av den befintliga markanvändningen och finsedimentens mäktighet.

Under 1980 genomfördes en översiktlig inventering för att ange de praktiska förutsättningarna för värmelagring i vertikala slangsystem i lera i större tätorter i Sverige (Modin, Wilén 1980). Inventeringen omfattade de 19 största tätorterna i ett bälte genom mellansverige från Göteborg till Stockholm. Resultatet av inventeringen visade att ca 215 km<sup>2</sup> utgjordes av lera med en mäktighet större än 10 m.

Om man antar att 10 % av dessa områden kan utnyttjas för värmelagring motsvarar detta en lagringspotential på ca 2 TWh om lerans specifika värmekapacitet sätts till 0.9 kWh/m<sup>3</sup> och °C och temperaturdifferensen 10°C använts.

Ovan refererade inventering täcker ca 1/3 av Sverige. Om resultatet skalas upp för att gälla hela Sverige uppgår potentialen till ca 5 TWh vilket motsvarar ca 8 % av Sveriges oljeanvändning för uppvärmningsändamål.

Fördelningen av lera med större mäktighet än 15-20 m är dock ojämn vilket kan innebära att förutsättningarna för praktisk tillämpning varierar lokalt.

I Finland förekommer lera efter kusten i norr, Österbotten samt i sydvästra delen av Finland. Mäktigheten är vanligtvis begränsade utom i sydvästra Finland där mäktigheter på 10-30 m förekommer. Geologiskt sett är potentialen således begränsad och lokala förutsättningar för värmelagring bedöms enbart finnas i södra delen av landet.

I Danmark förekommer lera enbart inom de norra delarna av Jylland. Mäktigheterna är vanligtvis begränsade. I stort sett bedöms förutsättningar för värmelagring i finsediment saknas i Danmark.

I Norge förekommer lera främst inom de kustnära områdena i södra delen av landet. Potentialen bedöms vara stor främst med tanke på att mäktigheten ofta uppgår till 100 m. En begränsande faktor kan vara de stabilitetsproblem som ofta förekommer i norska lerjordar.

### **5.3 Grovsediment och sedimentära bergarter - akviferlagring**

Grovsediment lämpliga för akviferlagring förekommer i huvudsak under hösta kustlinjen i de större dalgångarna i form av åsar. I vissa fall förekommer större deltabildningar som avsatts i samband med mer eller mindre långa uppehåll i isrecessionen. Lokalt kan också grovsediment förekomma i flacka sandfält.

Sedimentära bergarter i huvudsak sandstenar lämpliga för värmelagring förekommer endast lokalt i Sverige, se figur 3.

En översiktlig potentialbedömning avseende akviferlagring i Sverige har genomförts under 1983, (Hydén, Emmelin 1983). Vid potentialbedömningen har hänsyn tagits till förekomst av akviferer med en viss mäktighet, maximala avstånd från akviferen till tätorterna i relation till invånarantal, förutsätt-

ningar för fjärrvärmeförsörjning, värmeunderlag m.m. För respektive ort har sedan en översiktlig dimensionering av värmepump och värmelager utförts som gett en maximal produktionskostnad motsvarande 0.16 kr per kWh.

Inventeringen har visat att värmeproduktion enligt ovan refererade kriterier kan tillämpas på minst 200 orter i Sverige. Värmeproduktionen från värmepumparna bedöms uppgå till ca 12 TWh netto vilket motsvarar ca 20 % av oljeanvändningen för uppvärningsändamål.

Förutsättningarna för akviferlagring i Finland kan jämföras med Sverige. Långa sammanhängande grundvattenmagasin i form av åsar, ibland med mäktigheter på 40-80 m förekommer inom stora delar av Finland.

Förutsättningarna för värmelagring i akviferer i Danmark bedöms också vara goda. Här förekommer dels sandstenar på större djup under markytan, dels grovsediment i form av åsar och utbredda sandfält samt grovsediment avsatta i s.k tunneldalar. Bästa förutsättningar för värmelagring i jordlagren bedöms finnas i ett stråk genom centrala Jylland, västra Jylland, området runt Grenå samt norra Själland. En begränsande faktor kan vara de komplexa lagerföljder som ofta förekommer med grovsediment växellagrat med moränlera.

Förutsättningarna för värmelagring i Norge bedöms vara goda i södra delen av landet under högsta kustlinjen och vissa fall i de större dalgångarna.

#### **5.4 Torv - lagring med slutna rörsystem**

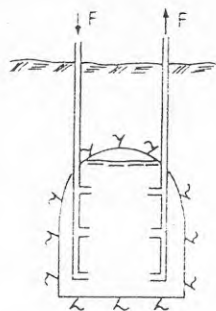
I Sverige upptas ca 20 % av landytan av torv. Fördelningen är dock relativt ojämn lokalt. Nära tätbebyggda områden är torvförekomsten vanligen begränsad varför den praktiskt utnyttjbara potentialen bedöms vara liten.

I Finland täcks ca 30 % av landytan av torv. Inom relativt stora områden med tätbebyggelse förekommer mellan 40 och

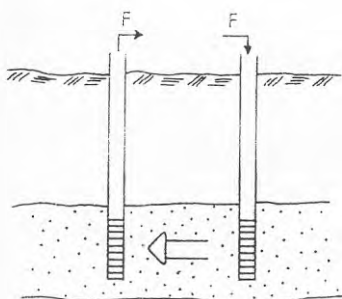
50 % torv vilken borde utgöra en potential för värmelagring. I södra och östra Finland är tillgången på torv begränsad.

I Norge förekommer torv huvudsakligen i de västra delarna av landet. Potentialen för värmelagring bedöms vara begränsad.

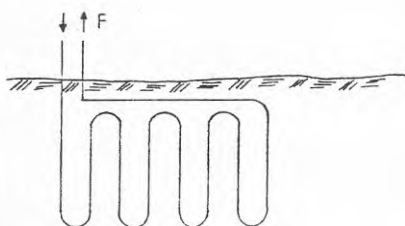
I Danmark bedöms förutsättningarna för värmelagring i torv vara begränsade.



Värmelagring i bergrum



Energilagring i akviferer

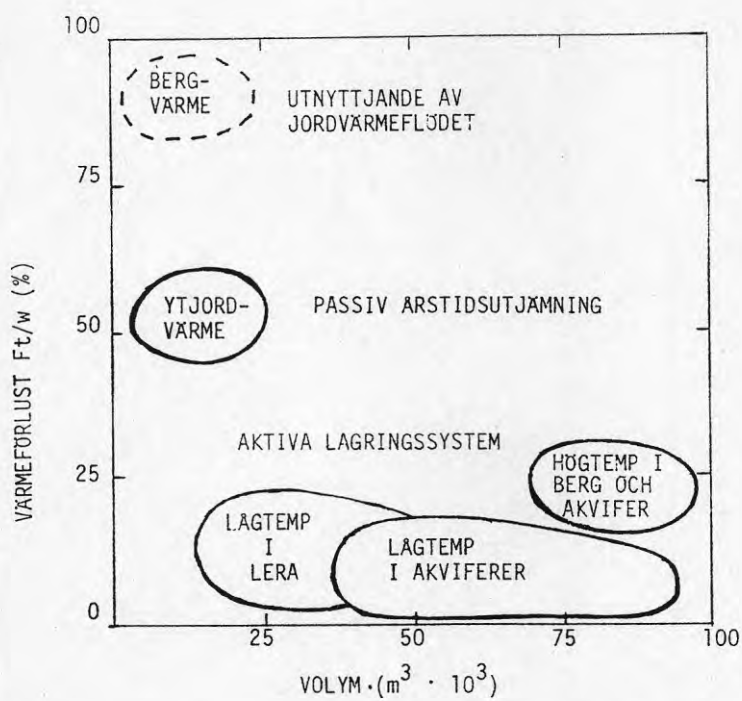


Energilagring med slutna rörsystem

Figur 1

Principer för värmelagring i geologiska media  
(Gustafson 1979)

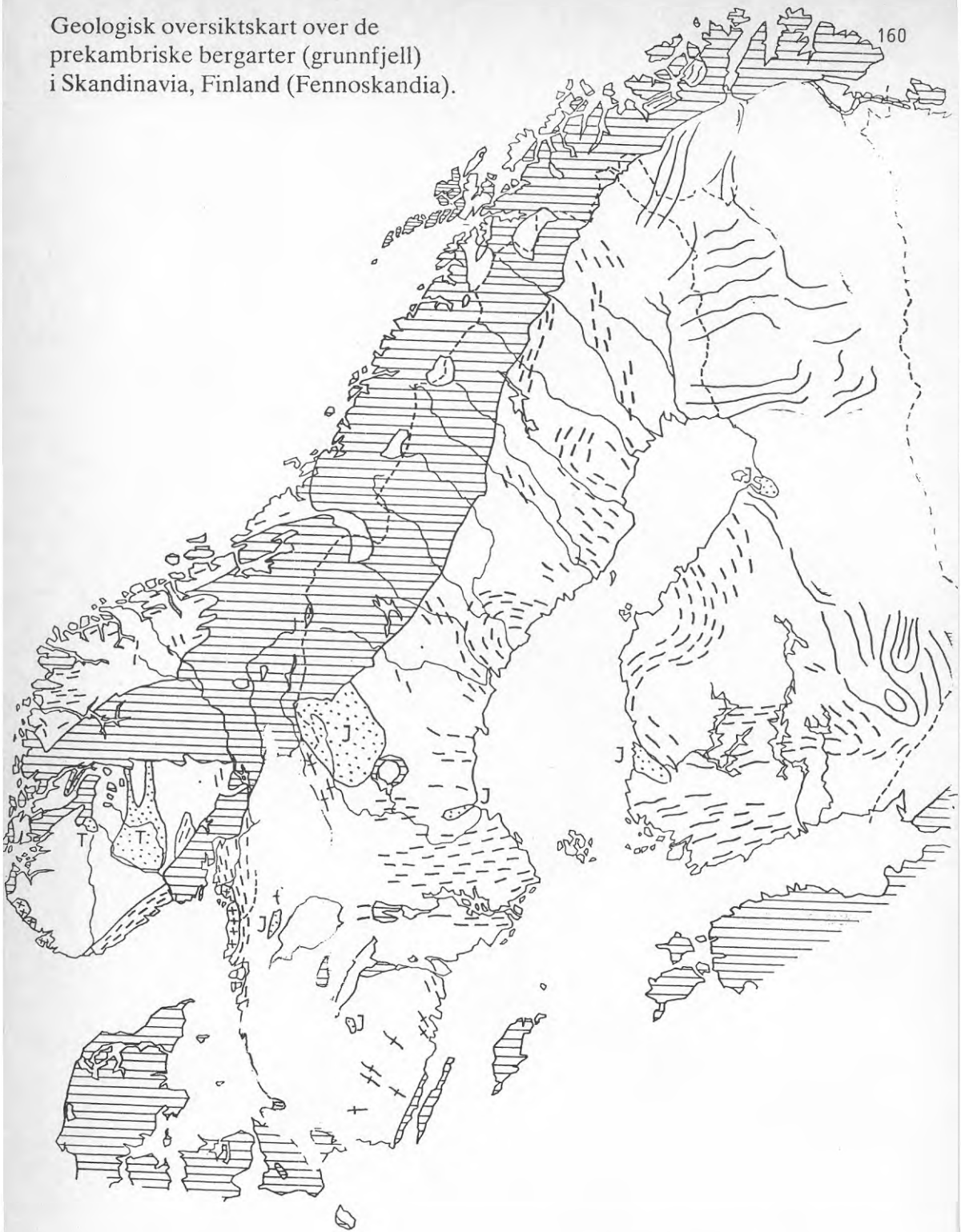




Figur 2 Lämpliga lagringssystem vid olika lagringsvolymer  
(Gustafson 1979)

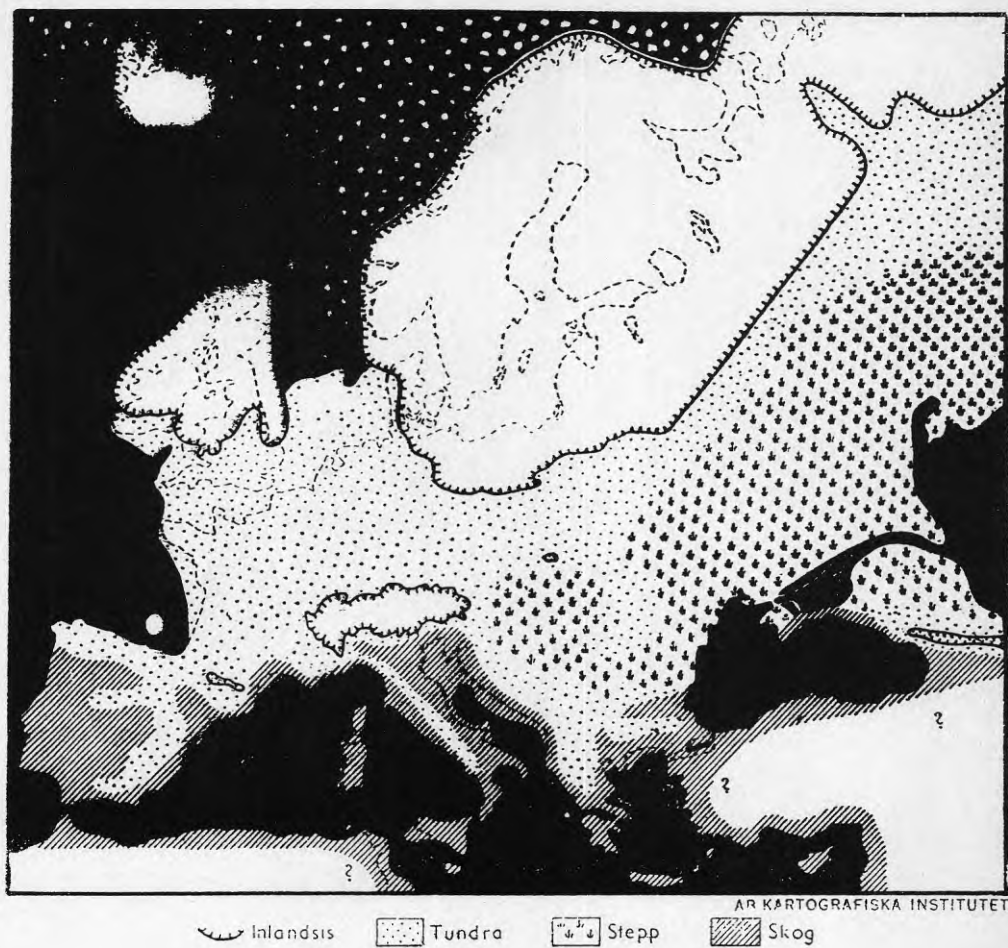
Geologisk översiktskart över de  
prekambriske bergarter (grunnfjell)  
i Skandinavia, Finland (Fennoskandia).

160

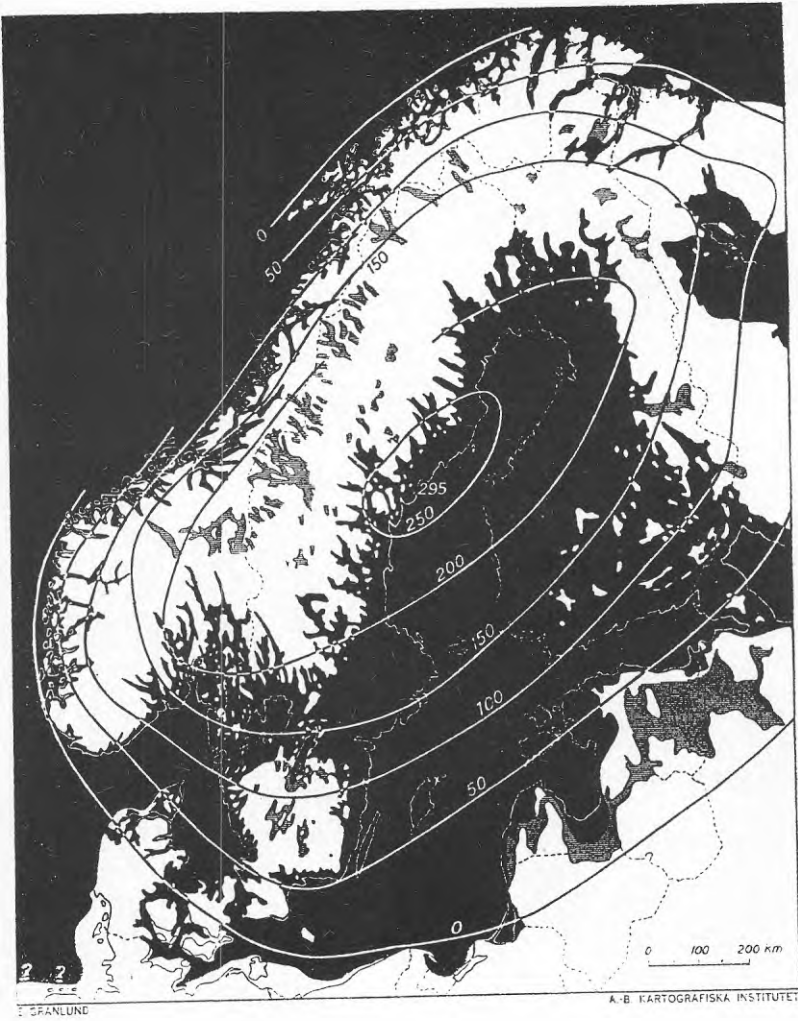


Figur 3

Översiktskarta över Nordens berggrund. Streckade områden  
utgörs av sedimentära bergarter, yngre än 600 miljoner år  
(efter Strand 1973)



Figur 4    Inlandsisens maximala utbredning under den sista istiden



Figur 5

Karta över havets största utbredning i Norden

### 4.3 Kemi

- 4.3.1 Kemiska problem i samband med lagring av vattenburen energi under mark,  
Bo Ronge, Geologiska institutionen, CTH

Inlägg presenterat vid "Nordiskt seminarium kring säsongslagring av värme", 5 och 6 oktober 1983

KEMISKA PROBLEM I SAMBAND MED LAGRING AV VATTENBUREN  
ENERGI UNDER MARK

INLEDNING

Vattens reaktioner med mineral och bergarter i samband med lagring och transport av vattenburen energi var i början av 1970-talet mycket litet kända vad gäller temperaturintervallet 50-150°C. Genom studier av naturliga vattens sammansättning erhöles dock en bild av de olika specier som fanns lösta i vattenfasen och i jämvikt med mineralfaser ingående i omgivande berg och jordarter. Det fanns emellertid en hel serie med osäkra faktorer, som kunde påverka vatten/mineral-reaktionen för ett lagringssystem. För att klarlägga dessa påbörjades undersökningar 1973 av bergarters och minerals löslighet i vattentemperaturer upp till 150°C på uppdrag av Stiftelsen Bergteknisk Forskning-BeFo.

Efter inledande litteratursökningar påbörjades laboratorieförsök med användande av granit som försöksmaterial. Försökstemperaturen hölls konstant vid 150°C och vattenkvaliteten i försöksautoklaven varierades med avseende på primär sammansättning. Det kunde redan i dessa första försök konstateras, att vattnet tillfördes specierna kisel, natrium, kalium och aluminium. Beroende på initialvattnets sammansättning varierade koncentrationen av dessa specier en hel del. Under tiden fram till 1981 utvecklades undersökningsmetodikerna och ett stort antal försök har utförts för både bergarter och mineral under mycket varierande försöksbetingelser.

Under tidsperioden 1981-83 har försök gjorts med avseende på grusmaterials och betongs löslighet i temperaturintervallet 50-150°C. Dessutom har en inledande laboratoriestudie gjorts med avsikt att studera deponering i värmeväxlare av från berg och betong utlakade specier.

#### FÖRSÖKSBETINGELSER

I samband med de allra första utlakningsförsöken framtogs en metod för undersökning av bergarters löslighet i vattentemperaturer upp till 150°C med användande av teflonklädda aluminiumautoklaver. Denna metod och utrustning detaljutvecklades och har sedan använts i alla utförda autoklavförsök. Autoklaven, fig 1, rymmer 200 ml totalt. Försöken har utförts med 75 ml vattenvolym. Det reagerande bergmaterialet eller mineralet har tillsågats i stavar med en så slät yta som möjligt för undvikande av mätfel, beroende på ytråhet. Varje prov har en aktiv yta gentemot den reagerande vattenfasen av 150 cm<sup>2</sup>, fig 2.

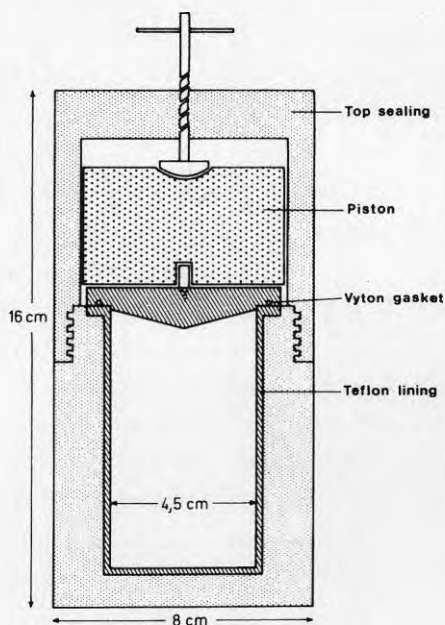


Fig 1. Genomsnittsskärning av försöksautoklav. Ronge, et al. 1982.

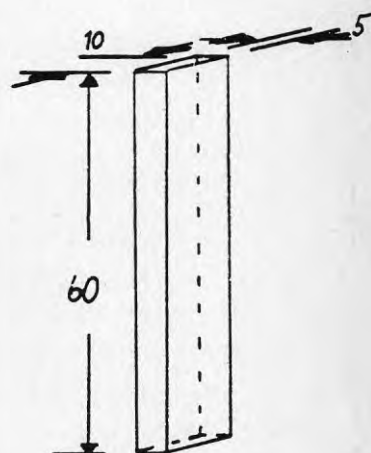


Fig 2. Utsågad försökskropp använd i autoklav. Mått i mm. Åtta skivor utgör ett prov. Ronge et al., 1982

Förutom den mindre typen av autoklaver har även använts autoklaver med en volym av tre liter för vissa försök med stora provkroppar, där större vattenmängd behövts. Dessa stora autoklaver är uppbyggda på samma sätt som de små autoklaverna, fig 1.

Lakningsförsöken i autoklav med mineral, bergarter, grus eller betong har utförts på så vis, att provet vid första reaktionen upphettats under en tidsperiod av en vecka, varefter vattenfasen bytts ut och analyserats. Nytt vatten har tillsatts, varefter analys skett var fjärde vecka hela försöksserien ut.

#### RESULTAT AV LAKNINGSFÖRSÖK

Utlakningen av tidigare nämnda specier är beroende på olika faktorer som sammansättningen hos bergarten eller grusmaterialet, primärsammansättningen hos den reagerande vattenfasen och temperaturen, vid vilken reaktionen sker. Förutom de specier, som kunnat konstateras i överskott i vattenfasen, deltagar även järn och magnesium i reaktionerna. Dessa båda specier reagerar på så sätt, att de lakas ut från bergarten och därefter fälls ut på de ferromagnesiska mineral, som finns i bergarten. Förekommer järn och magnesium initialt i vattenfasen, sker en upptagning från denna till de ferromagnesiska mineralen. Det kan efter reaktionen ej detekteras något järn eller magnesium i lakvattnet.

I fig 3 och 4 visas utlakningens beroende av initialvattnets primära jonkoncentration för bergarterna granit och gabbro. Efter det att jämvikt inträtt i lakningen ligger jämviktsnivån på mellan 700-1000 ppm för de vattentyper, som har en förhöjd salinitet. Detta skall då jämföras med destillerat vatten eller vanligt dricksvatten, där jämviktskoncentrationen för totalt utlakade specier ligger kring 100 ppm.



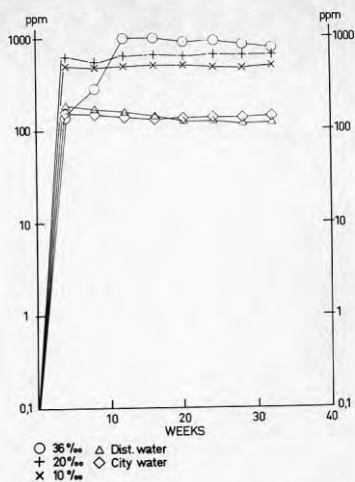


Fig 3. Salinitetens inverkan på den totala jonutlakningen för granit vid  $150^{\circ}\text{C}$ . Claesson 1983.

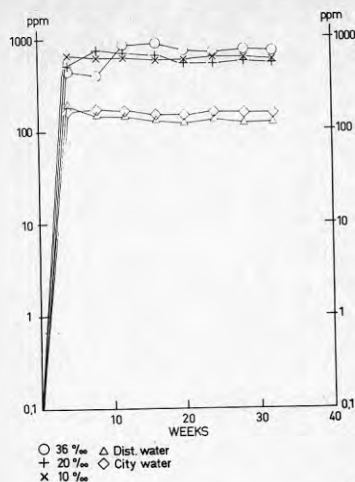


Fig 4. Salinitetens inverkan på den totala jonutlakningen för gabbro vid  $150^{\circ}\text{C}$ . Claesson 1983.

Utlakningsförsök med urbergsgrus under samma försöksbetingelser men under en kortare reaktionsperiod över 14 veckor visar likartade resultat. På grund av den korta försökstiden har det slutliga jämviktsläget ej inträtt. Resultatet av försöket med urbergsgruset kan jämföras med resultatet av graniten i fig 3, då sammansättningen rent mineralogiskt är mycket lika.

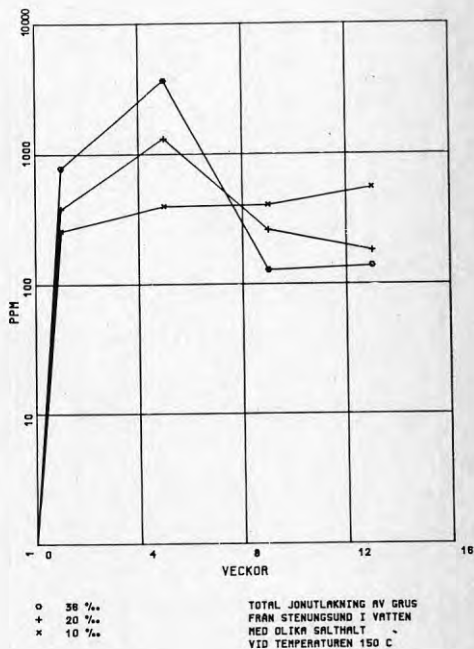


Fig 5. Salinitetens inverkan på den totala jonutlakningen för urbergsgrus. Claesson et al., 1983.

Vad gäller utlakningsreaktionernas temperaturberoende visar fig 6 och 7 detta för samma granit och gabbroprover som fig 3 och 4. Den totala jonutlakningen ökar med temperaturen, och för temperaturer under  $100^{\circ}\text{C}$  är skillnaderna relativt små mellan respektive temperaturnivå. För temperaturer över 100 grader sker en kraftig ökning av utlakningen av specier med en nästan fördubblad lös- lighet som följd.

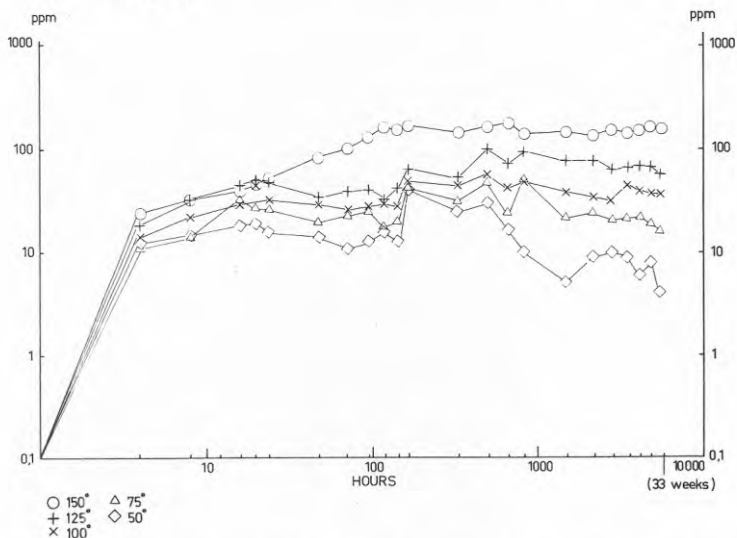


Fig 6. Totala jonutlakningens temperaturberoende för en granit. Claesson 1983.

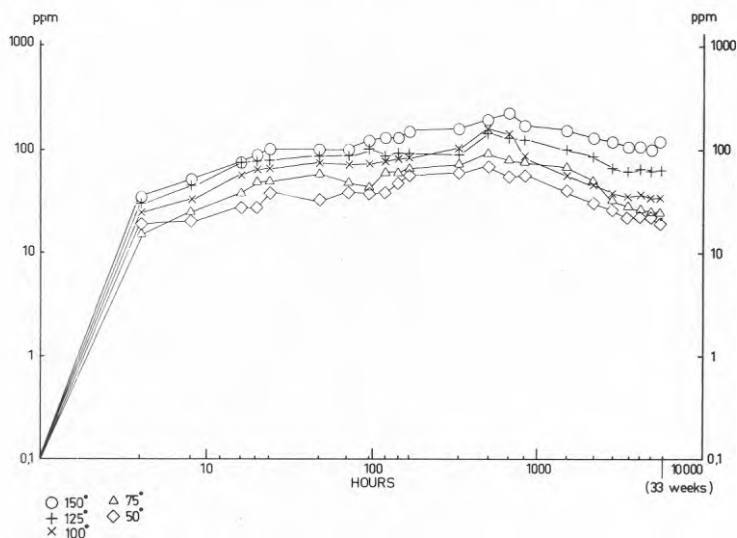


Fig 7. Totala jonutlakningens temperaturberoende för en gabbro. Claesson 1983.

Göres en jämförelse med ett urbergsgrus (fig 8) och dess totala jonutlakning för olika temperaturnivåer med granitmaterialiet i fig 6 visas att i stort sett samma utlakningskoncentrationer uppnås för de olika temperaturnivåerna. Grusmaterialiet visar en något mer samlad koncentrationsbild och jämviktsskoncentrationer för temperaturer över 100°C klart överstigande 100 ppm. Att gruset överstiger denna nivå beror helt och hållet på att gruset har ett proportionellt sett större kvartsinnehåll, vilket i sin tur ger en ökad utlakning av kisel vid de högre temperaturerna.

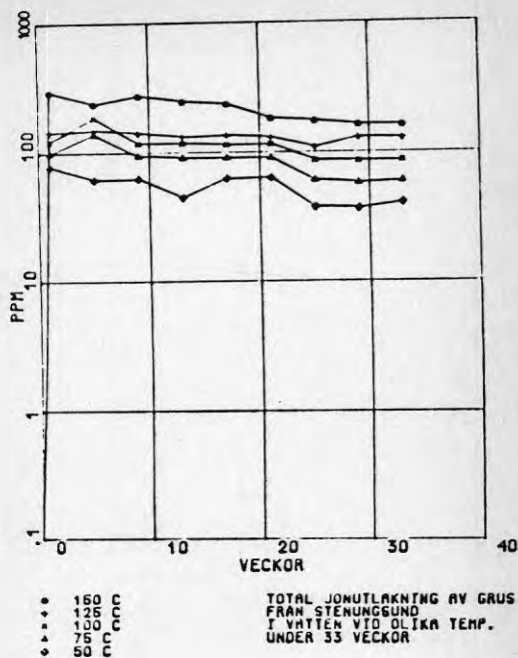


Fig 8. Totala jonutlakningens temperaturberoende för urbergsgrus. Claesson et al., 1983.

De diagram, som förekommit i ovanstående text, har alla omfattat långa tidsperioder på upp till 33 veckor. Vid dessa långa försöksserier nås ett jämviktssläge för den totala jonutlakningen efter 20-28 veckor. I och med att detta jämviktssläge nåtts, sker mycket små förändringar i jämviktsskoncentrationen mellan respektive vattenbyte. Detta innebär att under den tid som finns till förfogande mellan vattenbytena det hinner inställas en jämvikt mellan vattenfas, mineral och vittringshud. Som framgår av fig 9 och 10, där kortare reaktionsförlopp än en vecka genomförts så har jämviktssläget börjat uppnås redan efter 24 timmars reaktion för att vara helt stabiliserat efter 7 dagar. Den härvid uppnådda nivån är sedan stabil, oavsett hur många veckor försöket pågår. De längsta försöksserierna har genomförts under en period av 102 veckor utan förändringar av jämviktssläget.

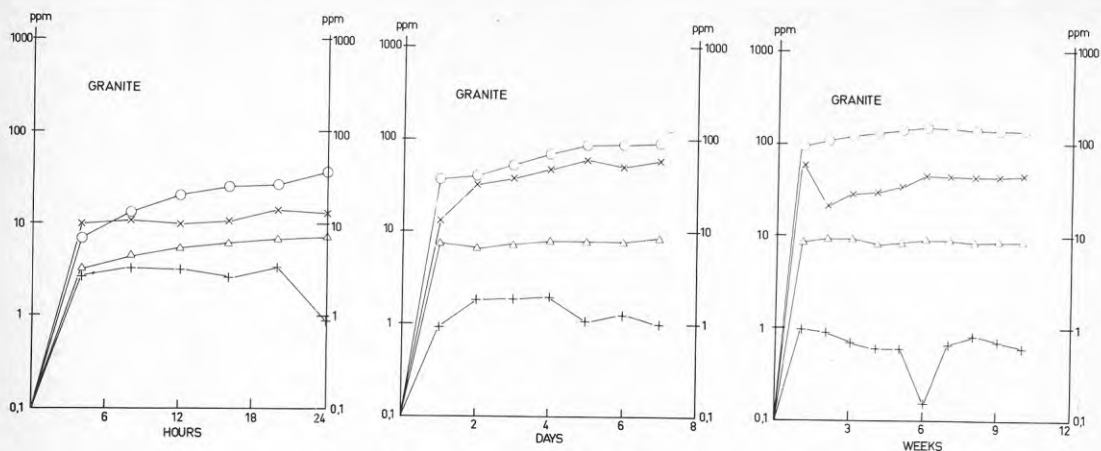


Fig 9. Utlakningsförsök med granit under mycket korta reaktionsperioder: 0-24 timmar, 1-7 dagar och 3-10 veckor. Försökstemperatur 150°C. Teckenförklaring enligt nedan.

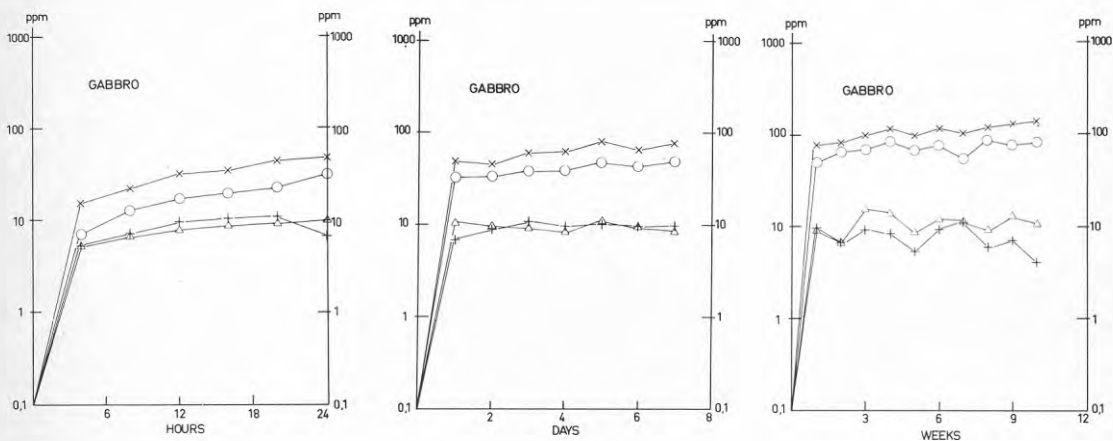


Fig 10. Utlakningsförsök med gabbro under mycket korta reaktionsperioder: 0-24 timmar, 1-7 dagar, 3-10 veckor. Försökstemperatur 150°C.

Teckenförklaring till fig 9 och 10:

SiO <sub>2</sub>	○
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	+
Na <sub>2</sub> O	×
K <sub>2</sub> O	△
CaO	◇

För att erhålla uppgifter på vad som händer, då betong bringas att reagera med upphettat vatten har tidigare beskrivet urbergsgrus använts som ballast för framställning av betong. Betongen var klassad som K-400. De gjutna betongproven sågades upp på samma sätt som bergartsmaterialet och samma testförfarande följdes som för bergarterna. Totalt fick betongen reagera med vattenfas under 33 veckor.

Resultatet visar, fig 11, 12 och 13, att under de första veckornas försökscykler sker en mycket kraftig utlakning av specierna natrium, kalium och kisel. Halter

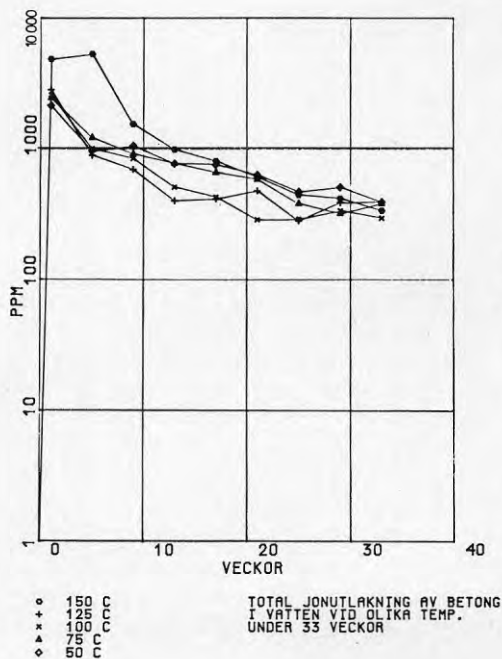


Fig 11. Total jonutlakning av betong i vatten vid olika temperaturer under en period av 33 veckor. Vattenfasen utgjordes av Göteborgs Stads dricksvatten.

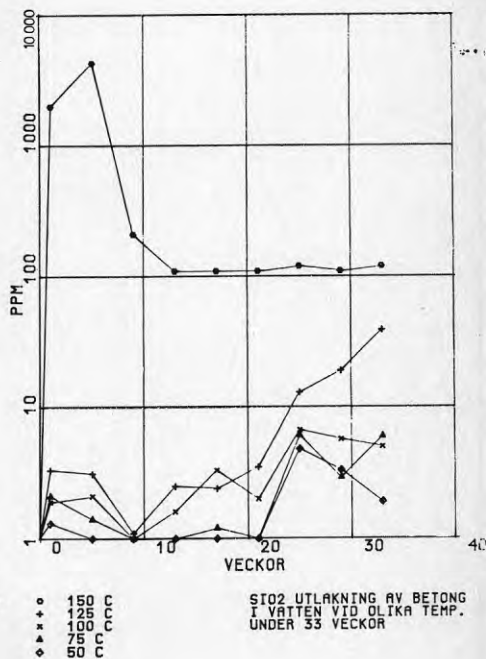


Fig 12. Jonutlakning av betong i vatten vid 150°C under en period av 33 veckor. Vattenfasen utgjordes av Göteborgs Stads dricksvatten.

på upp till 2000 ppm kisel uppmättes, medan den totala jonutlakningen nådde nivåer på upp till 5000 ppm. Efter 30 veckor stabiliserade sig emellertid jämviktsläget kring 200 ppm för den totala utlakningen. För betongproven visade det sig att temperaturberoendet för den totala jonutlakningen ej var så accentuerad som för bergarterna. Detta framgår av fig 11. Efter det att den första snabba jonutlakningen skett, finns det klara tendenser till ett kraftigt temperaturberoende hos kisel.

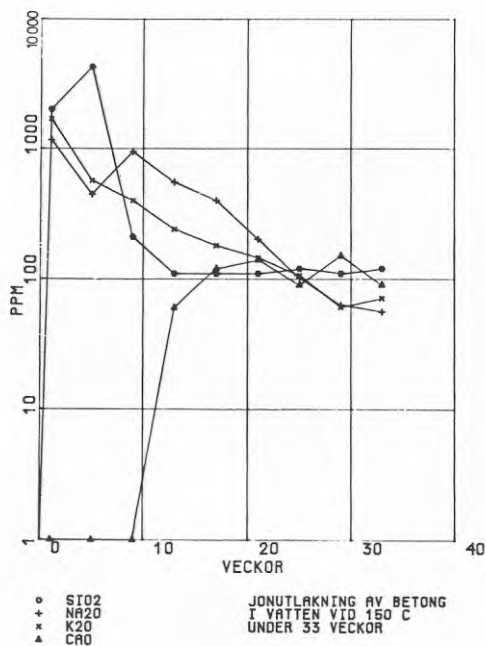


Fig 13. Jonutlakning av betong i vatten vid 150°C under en period av 33 veckor. Vattenfasen utgjordes av Göteborgs Stads dricksvatten.

## SAMMANFATTNING

Resultaten av fram till dags dato utförda undersökningar av bergarters och minerals samt betongs löslighet i varmt vatten i temperaturområdet 50-150°C visar att det finns ett flertal problem som måste lösas, innan ett fungerande energilagret kan komma till stånd. Man kan konstatera att de geologiska formationerna kan ge ifrån sig specier såsom kisel, natrium, kalium, kalcium och till en underordnad del aluminium. Dessa specier kommer alltid att tillföras lagringsvattnet, tills jämviktsläge har nåtts för den temperatur lagret håller.

Det är av stor vikt att det vatten som tillföres lagret har så låg initiell jonkoncentration som möjligt. Vad gäller betong så bör användandet av sådan minimeras, då den i initialskedet under anvärmning av lagret tillför lagringsvattnet kisel, natrium och kalium samt kalcium. Detta innebär att deponering av kalciumkarbonat kommer att ske i rörledningar och värmeväxlare under anvärningen, medan lagringsvattnets koncentration på natrium och kalium samt kisel ökar. Dessa senare specier kommer sedan vid belastning av lagret att deponeras i rörsystem och värmeväxlare. Vidare bör framhållas att när det gäller att utnyttja någon geologisk formation för lagringsändamål av vattenburen energi, måste materialet lagnings-testas i varje enskilt fall. Det är t ex ej möjligt att från lagningsdata på enskilda mineral göra förutsägelser vad gäller en bergarts eller ett grusmaterials utlagnings-egenskaper, även om man i detalj känner dessa materials mineralogiska sammansättning.

## REFERENSER

- Ronge, B & Claesson, T., 1982: Bergarters och minerals löslighet i hetvatten, vattenkemiska förändringar vid värmelagring i bergrum. Stiftelsen Bergteknisk Forskning-BeFo Nr 72:1/82.
- Claesson, T., Gustavsson, G & Ronge, B., 1983: Löslighet hos grusmaterial och betong i vatten av olika temperatur och sammansättning. BFR, rapport till forskningsanslag 791768-2. VIAK AB, Göteborg.
- Claesson, T., 1983: Water-rock interaction at elevated temperatures, chemical changes in water composition. Geologiska institutionens Publ. A 44, Chalmers tekniska högskola/Göteborgs universitet.



**4.3.2 Grundvattnets kemi,  
Peter Christensen, Risö**

**Inlägg presenterat vid "Nordiskt seminarium kring  
säsongslagring av värme", 5 och 6 oktober 1983**

## GRUNDEVANDETS KEMI

Peter Christensen  
Forsøgsanlæg Risø  
DK-4000 Roskilde  
Danmark

## RESUMÉ

I grundvand findes opløst en række salte og luftarter. Sker der ændringer i temperatur, tryk eller pH, kan det medføre udfældning af faste stoffer. Det er kemiske ligevægte, som betinger, om der sker udfældning eller ej. En imødegåelse af problemet kræver derfor, at man påvirker disse ligevægte. Hovedvægten er i dette indlæg lagt på en gennemgang af kemien bag den sure vandbehandling, som benyttes i det danske varmelagerprojekt i Hørsholm.

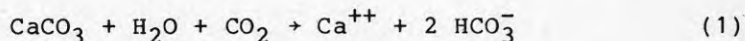
## 1. INDLEDNING

Grundvand er et væsentligt led i de fleste varmelageringsprojekter. Hyppigst er vandets rolle at virke som varmeoverføringsmedium, men der er også mange eksempler på, at vandet i sig selv er benyttet som varmelager. Der er i begge tilfælde tale om processer, som er forbundet med temperatur- og måske også trykændringer. Det vil ofte give mulighed for aflejring af faste stoffer med deraf følgende problemer med tilstopning af rør og nedsat effektivitet af varmevekslere. Skal man løse disse problemer, må man enten fjerne de stoffer, som kan give anledning til udfældning, eller man må påvirke vandet kemisk, så udfæld-

ning på den måde undgås. Der er en lang række hensyn at tage, først og fremmest af praktisk art, men også økonomiske og miljømæssige overvejelser spiller ind.

## 2. VANDANALYSE

Tabel 1 viser en typisk dansk grundvandsanalyse. Grundvand stammer hovedsagelig fra nedsvivende regnvand, og når det indeholder så mange opløste stoffer, hænger det sammen med en række processer under vandets passage gennem forskellige jordlag. Lige under jordoverfladen optager det kuldioxid dannet ved nedbrydning af plante- og dyrerester. Kuldioxid sænker vandets pH-værdi (d.v.s. det gør det mere surt) og forøger derved reaktionsevnen. Møder det nedsvivende vand kalkholdige lag, vil kalkstenen kunne opløses efter følgende reaktion:



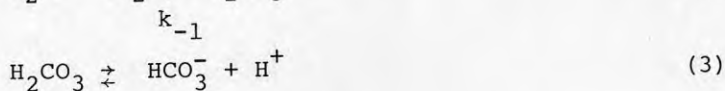
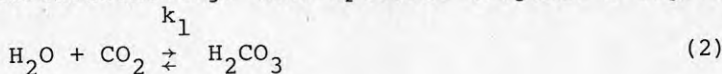
Kuldioxidholdigt vand vil derfor ofte indeholde meget opløst calcium. Jern-, mangan- og sulfationer er andre eksempler på stoffer, der tilføres vandet under nedsvivningsprocessen. Tilstedeværelsen af jern og mangan tyder på, at vandet har passeret lerlag. Viser grundvandsanalysen et stort indhold af chloridioner, er forklaringen som regel, at der er sket indsvivning af havvand. Ioner som fosfat, nitrat og sulfid er sikre tegn på, at vandet er forurennet med spildevand eller kunstgødning. Udover kuldioxid kan også de andre luftarter i atmosfæren, ilt (oxygen) og kvælstof (nitrogen) opløses i vandet. Ilten vil dog i mange tilfælde blive forbrugt af mikroorganismer allerede under vandets passage gennem de øvre jordlag. Ofte optræder der også methan i grundvand, og den stammer fra nedbrudt organisk materiale.

Tabel 1  
 Analyse af grundvand  
 fra Hørsholm, Danmark

	mg/kg	m mol/l
alk		4,38
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	267	4,45
SO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	108	1,125
Cl <sup>-</sup>	26	0,74
NO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	<0,1	<0,002
Ca <sup>++</sup>	116	2,9
Mg <sup>++</sup>	8,8	0,36
Fe <sup>++</sup>	<0,05	<0,0001
Mn <sup>++</sup>	0,35	0,0064
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	0,2	0,01
Na <sup>+</sup>	19	0,83
K <sup>+</sup>	1,8	0,046
SiO <sub>2</sub>	20	0,33
PO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	0,03	0,0003
F <sup>-</sup>	0,19	0,01
CO <sub>2</sub>	0	0
H <sub>2</sub> S	<0,1	<0,003
CH <sub>4</sub>	<0,1	<0,006
O <sub>2</sub>	<0,01	<0,0006
pH	7,3	

## 3. VANDKEMI

I kuldioxidholdigt vand optræder følgende 3 ligevægte:



Ligevægtskonstanterne er:

$$K_1 = \frac{[\text{H}_2\text{O}][\text{CO}_2]}{[\text{H}_2\text{CO}_3]} = 2,22 \cdot 10^4 \quad (5)$$

$$K_2 = \frac{[\text{HCO}_3^-][\text{H}^+]}{[\text{H}_2\text{CO}_3]} = 4,26 \cdot 10^{-7} \quad (6)$$

$$K_3 = \frac{[\text{CO}_3^{--}][\text{H}^+]}{[\text{HCO}_3^-]} = 4,68 \cdot 10^{-11} \quad (7)$$

På fig. 1 er der givet en grafisk fremstilling af ligevægtsforholdene i vand, der er tilsat 4 millimol  $\text{CO}_2$ . I sur opløsning ( $\text{pH} < 5$ ) findes al kuldioxid ved ligevægt som  $\text{H}_2\text{CO}_3$  og opløst  $\text{CO}_2$ . Vokser  $\text{pH}$  over 5, vil noget  $\text{H}_2\text{CO}_3$  omdannes til  $\text{HCO}_3^-$ , og i området  $7 \leq \text{pH} \leq 10$  er denne ion næsten enerådende. I stærkt basiske opløsninger ( $\text{pH} > 10$ ) begynder  $\text{CO}_3^{--}$  at optræde, og hvis  $\text{pH}$  når over 13, er så godt som al  $\text{CO}_2$  omdannet til  $\text{CO}_3^{--}$ . Ligevægtens  $\text{pH}$ -afhængighed betyder, at det er muligt at uddrive  $\text{CO}_2$  af en vandig opløsning ved at tilsætte syre. Det hænger sammen med, at der ud over de nævnte ligevægte eksisterer en ligevægt mellem  $\text{CO}_2$  i opløsning og  $\text{CO}_2$  i gasfasen ovenover. Stiger koncentrationen af frit  $\text{CO}_2$  i opløsningen, stiger også indholdet af  $\text{CO}_2$  i gasfasen, dvs. totalt fjernes der  $\text{CO}_2$  fra opløsningen. I praksis er der visse problemer ved en sådan  $\text{CO}_2$ -uddrivning. Det skyldes, at ligevægten (2) er en vis tid om at indstille sig. Herved adskiller den sig fra reaktionerne (3) og

(4), der løber næsten momentant til ligevægt. Den hastighed, hvormed en ligevægt indstiller sig, er bestemt ved hastighedskonstanterne, som for reaktion (2) er defineret ved følgende udtryk

$$d[\text{CO}_2]/dt = k_1 \cdot [\text{CO}_2] \quad (8)$$

$$d[\text{H}_2\text{CO}_3]/dt = k_{-1} \cdot [\text{H}_2\text{CO}_2] \quad (9)$$

Hastighedskonstanten for den reaktion, der omdanner  $\text{CO}_2$  til  $\text{H}_2\text{CO}_3$ ,  $k_1 = 0,35 \text{ sek}^{-1}$ , mens hastighedskonstanten for den  $\text{CO}_2$ -producerende reaktion,  $k_{-1} = 20 \text{ sek}^{-1}$ . Hvis pH i carbonatholdigt vand pludselig sænkes til under 5, vil der derfor gå en vis tid, inden den opløste  $\text{H}_2\text{CO}_3$  omdannes til  $\text{CO}_2$ , og  $\text{CO}_2$ -trykket stiger derfor ikke straks til den værdi, ligevægtsforholdene betinger.

Ligevægten mellem  $\text{CO}_2$  i opløsning og  $\text{CO}_2$  i dampfasen er stærkt temperaturafhængig. Fig. 2 viser sammenhængen mellem opløst  $\text{CO}_2$  og  $\text{CO}_2$ -trykket over opløsningen ved forskellige temperaturer. Kuldioxidets faldende opløselighed ved stigende temperatur har betydning, hvis man opvarmer  $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$ -holdigt vand. Den højere temperatur vil nemlig medføre, at der uddrives  $\text{CO}_2$  af opløsningen, og det medfører, at den nedenfor viste ligevægt forskydes mod højre:



Den mindskelse i  $\text{H}_2\text{CO}_3$ -koncentrationen, der er resultatet af denne forskydning, bevirker, at følgende ligevægt også forskydes mod højre:



Da  $\text{H}^+$  forbruges, resulterer temperaturstigningen altså i en forøgelse af pH og dermed i en stigning i carbo-

nationkoncentrationen. Det kan føre til udfældning af calciumcarbonat.

Betingelsen for, at et salt udfældes af en opløsning, er, at saltets opløselighedsprodukt overskrides. For calciumcarbonat defineres opløselighedsproduktet,  $S$ , på følgende måde

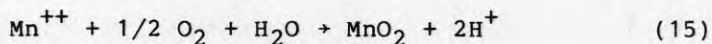
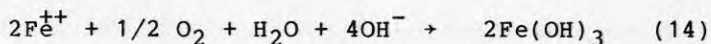
$$S = [\text{Ca}^{++}][\text{CO}_3^{--}] \quad (12)$$

$\text{CaCO}_3$ 's opløselighed i rent vand er 0,015 g/l  $\text{H}_2\text{O}$  =  $1,5 \cdot 10^{-4}$  mol/l. Dette giver et opløselighedsprodukt på

$$S = [\text{Ca}^{++}][\text{CO}_3^{--}] = (1,5 \cdot 10^{-4})^2 = 2,25 \cdot 10^{-8} \quad (13)$$

Hvis vandet udover calcium indeholder sulfationer, kan der ved opvarmning udfældes  $\text{CaSO}_4$ . Det skyldes, at calciumsulfats opløselighed falder med stigende temperatur som vist på fig. 3.

Opløst jern og mangan kan fælde ud som hydroxid og oxid. Det sker i tilfælde, hvor vand fra et iltfattigt miljø udsættes for luftens påvirkning. Reaktionerne er som følger:

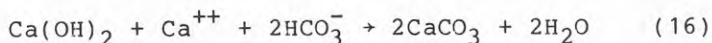


Kiselsyre findes som kolloid opløsning i grundvand. Den er kun i ringe grad ioniseret, men kan dog danne silikater med calcium og magnesium. Disse silikater er tungtopløselige og fælder ud som hårde stenafsætninger.

## 4. VANDBEHANDLING

Der findes en række metoder til forebyggelse af udfældninger fra grundvand. Man kunne tænke sig, at ionbytning ville være en egnet metode. En ionbytter kan enten fjerne alle saltioner fra vandet eller erstatte de naturligt forekommende ioner med  $\text{Na}^+$  og  $\text{Cl}^-$ . Der er dog både praktiske og økonomiske begrænsninger i ionbytters anvendelighed. Omkostningerne er så høje, at de i praksis kun tillader anvendelse af ionbyttere i mindre varmelagre, og desuden er der det problem, at de fleste ionbytter ikke tåler varmt vand. Alternativet er en kemisk vandbehandling. Man kan enten tilsætte base og derved få udfældet de opløste salte, eller man kan tilsætte syre, hvorved man tværtimod undgår udfældning.

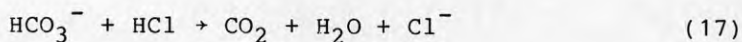
Den hyppigst anvendte base calciumhydroxid. Hvis det sættes til grundvand, fældes den mængde calcium, der er opløst som hydrogencarbonat:



$\text{Mg}^{++}$  og  $\text{Fe}^{+++}$  vil samtidig fældes som hydroxid, og en del  $\text{SiO}_2$  vil medrives ved fældningen af  $\text{Mg(OH)}_2$ . Problemet er så at separere bundfaldet fra vandet. Denne proces lettes, hvis man tilsætter enten  $\text{FeCl}_3$  eller  $\text{Na}_3\text{AlO}_3$ . Disse salte vil i opløsningen omdannes til henholdsvis  $\text{Fe(OH)}_3$  og  $\text{Al(OH)}_3$ , der har karakter af store fnug og derfor muliggør en effektiv filtreringsproces. Et problem ved den basiske vandbehandling er den store mængde bundfald, der dannes. Hvis den i tabel 1 viste vandprøve fældes med  $\text{Ca(OH)}_2$ , vil der dannes 490 g bundfald pr.  $\text{m}^3$  vand. Det vil for det danske varmelagringsprojekt i Hørsholm totalt betyde 12 tons bundfald. Det er den væsentligste årsag til, at man i Hørsholm har valgt at benytte en sur



vandbehandling. Man tilsætter saltsyre til grundvandet, hvad der får følgende reaktion til at forløbe:



Hvis saltsyretilsætningen efterfølges af en proces, der tillader kuldioxid at undvige, vil alt hydrogen-carbonat kunne omdannes efter reaktion (17). Herefter vil en opvarmning ikke længere medføre udfældning, da  $\text{HCO}_3^-$ -ionerne er udskiftet med  $\text{Cl}^-$ -ioner, som ikke danner nogen uopløselige forbindelser. Det kan måske undre, at der kan opnås myndighedsgodkendelse af syretilsætning til grundvand i et potentielt drikkevandsreservoir. Forklaringen er, at der kun tilsættes saltsyre i et omfang svarende til syrevirkningen af den mængde  $\text{CO}_2$ , som fjernes. Reelt bliver resultatet af syretilsætningen, at  $\text{Cl}^-$ -koncentrationen stiger. For varmelageret i Hørsholm er der beregnet en stigning fra 30 mg/l til 180 mg/l. Den størst tilladte  $\text{Cl}^-$ -koncentration i drikkevand er 300 mg/l, og derfor skulle denne stigning ikke frembyde nogen miljømæssige problemer. Der er dog det problem ved den sure vandbehandling, at  $\text{Ca}^{++}$  ikke fjernes. Såfremt der bliver tilsat for meget syre, vil der blive opløst mere kalk, når det behandlede vand atter kommer ned i undergrunden. Hvis denne proces gentages, vil  $\text{Ca}^{++}$ -koncentrationen efterhånden vokse og  $\text{CaSO}_4$ 's opløselighedsprodukt måske overskrides.  $\text{CaSO}_4$ 's opløselighedsprodukt er

$$S = 2,5 \cdot 10^{-5} \text{ ved } 95^\circ\text{C}$$

I grundvandsprøven fra det danske projekt ved Hørsholm er

$$[\text{SO}_4^{--}] = 1,1 \cdot 10^{-3} \text{ og } [\text{Ca}^{++}] = 2,9 \cdot 10^{-3}$$

$[\text{Ca}^{++}]$  skal altså vokse til

$$s/[SO_4] = 2,5 \cdot 10^{-5} / 1,1 \cdot 10^{-3} = 2,2 \cdot 10^{-1}$$

før  $CaSO_4$  udfældes. Det tyder på, at problemet kun vil være aktuelt for grundvand med en ekstrem høj koncentration af  $SO_4^{--}$ .

#### SYMBOLLISTE

$Al(OH)_3$	aluminiumhydroxid
$Ca^{++}$	calciumion
$Cl^-$	chloridion
$CO_3^{--}$	carbonation
$CaCO_3$	calciumcarbonat
$Ca(HCO_3)_2$	calciumhydrogencarbonat
$Ca(OH)_2$	calciumhydroxid
$CaSO_4$	calciumsulfat
$CO_2$	kuldioxid
Fe	jern
$FeCl_3$	ferrichlorid
$Fe(OH)_3$	ferrihydroxid
$H^+$	brintion (= hydrogenion)
HCl	saltsyre
$HCO_3^-$	hydrogencarbonation
$H_2CO_3$	kulsyre
$H_2O$	vand
$k_1, k_{-1}$	hastighedskonstanter defineret i ligning (8) og (9)
$K_1, K_2, K_3$	ligevægtskonstanter defineret i ligning (5) - (7)

$Mg(OH)_2$	magniumhydroxid
Mn	mangan
$MnO_2$	brunsten
$Na_3AlO_3$	natriumaluminat
$O_2$	ilt (= oxygen)
$OH^-$	hydroxidion
pH	$-\log_{10} [H^+]$
S	opløselighedsprodukt
$SiO_2$	kvarts (= siliciumdioxid)
↑	gas som undviger
[ ]	molær koncentration

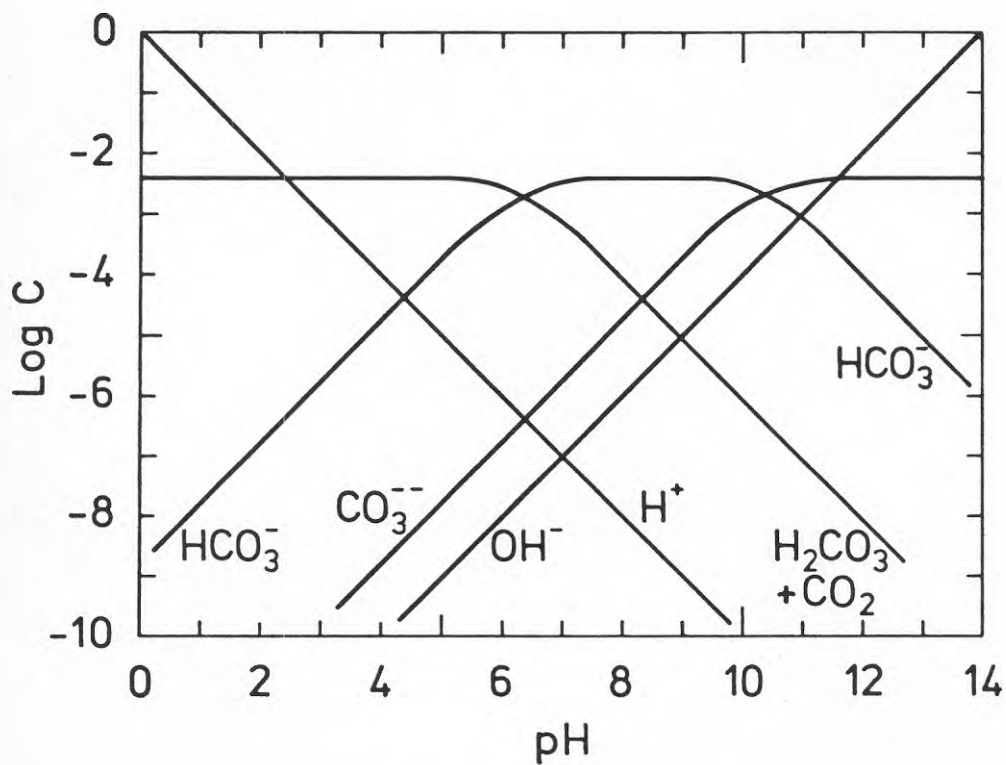


Fig. 1. Koncentration af forskellige ioner i kuldioxidholdigt vand som funktion af pH.

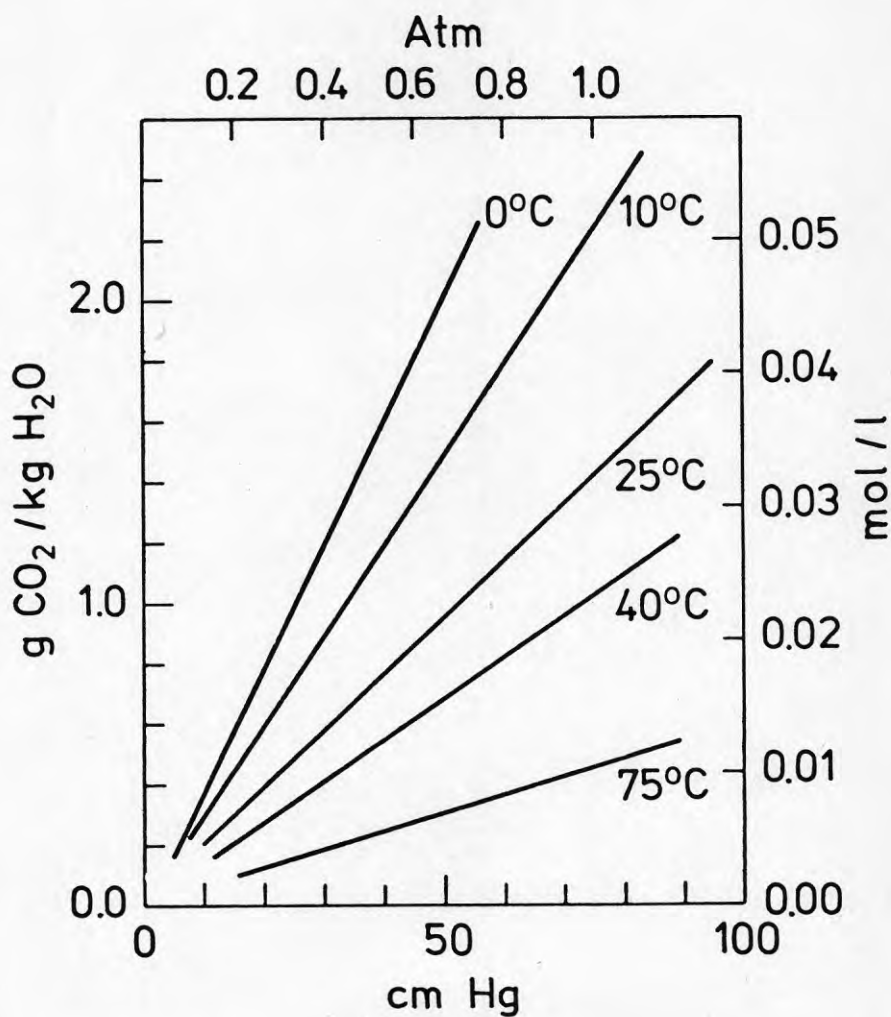


Fig. 2. Sammenhængen mellem CO<sub>2</sub>-koncentrationen i en vandig opløsning og CO<sub>2</sub>-trykket over opløsningen ved forskellige temperaturer.

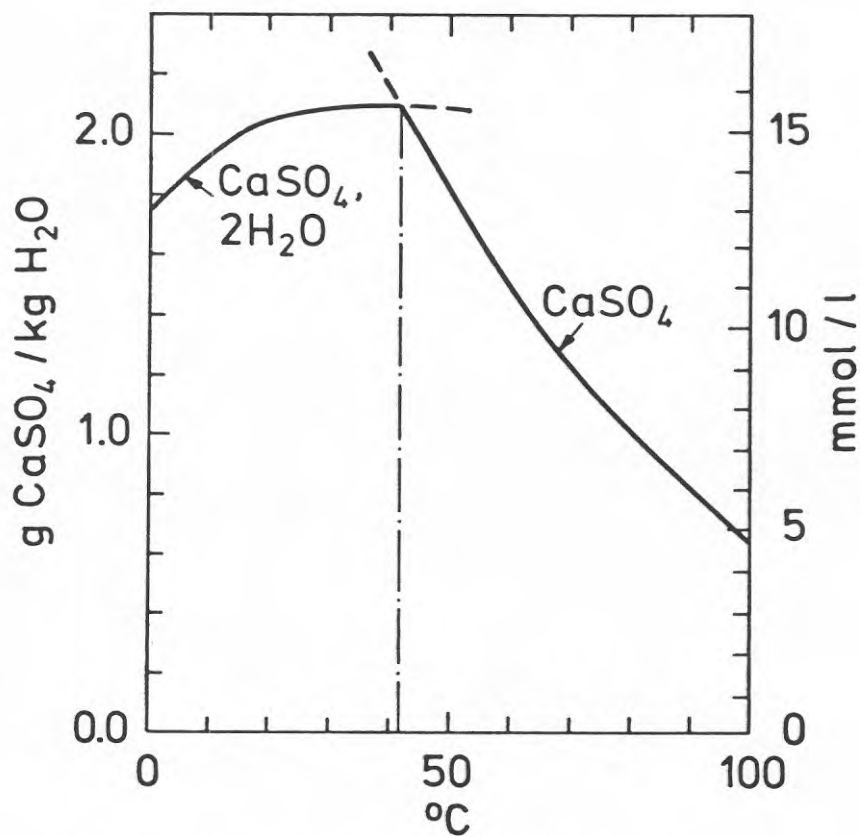


Fig. 3. Calciumsulfats opløselighed i vand som funktion af temperaturen.

**4.4 Miljöfrågor och juridik**

**4.4.1 Miljöfrågor och juridik,  
Torbjörn Svensson, CTH och VIAK AB**

**Inlägg presenterat vid "Nordiskt seminarium kring  
säsongslagring av värme", 5 och 6 oktober 1983**

Miljöfrågor - Juridik

Torbjörn Svensson

Inst. för vattenbyggnad, CTH och  
VIK AB, Göteborg

SÄSONGSVÄRMELAGER - MILJÖASPEKTERInledning

Värmelager kan uppföras i skilda geologiska och ekologiska miljöer samt hålla olika temperaturnivåer från ca 20°C till långt över 100°C. Graden av påverkan kan därför förväntas variera från anläggning till anläggning.

Kunskaper om effekter på omgivningen av säsongsvärmelager är av naturliga skäl mycket begränsade utom vad avser den rent termiska påverkan. Vid värmelagringskonferensen i Stockholm i juni i år visade sig att miljöfrågor fått mycket litet utrymme i samband med de experimentprojekt som pågår i olika länder. Detta kan kanske tolkas så att miljöpåverkan inte bedöms vara något stort problem, men kan också bero på att hithörande frågor inte närmare utvärderats i relation till en möjlig, storskalig utbyggnad av anläggningar för värmelagring.



I Sverige har inte heller någon mera omfattande forskning om värmelagrens miljöeffekter bedrivits. De bedömningar som kan göras bygger därför i första hand på analogier med andra likartade problem. Så t.ex. finns erfarenheter av lagring av het olja i bergrum och av värmeflöden till markytan från fjärrvärmekulvertar. Byggforskningsrådet har tillsatt en speciell grupp för att samordna och planera forskning kring miljöeffekter av värmeuttag och värmelagring i mark och vatten. Hittills har dock endast ett fåtal projekt inom värmelagringsområdet kommit till stånd, men vi räknar med att följa upp och tillgodogöra de erfarenheter som kommer fram vid någon av de storskaliga experimentanläggningar som nu byggs.

#### Olika typer av miljöpåverkan

Några olika typer av miljöpåverkan som kan identifieras är följande:

o Temperaturhöjning i omgivande mark och grundvatten.

Uppvärmningen kring lagret kan relativt väl beräknas utom i de fall då okontrollerade grundvattenrörelser runt lagret förekommer. En påtaglig förhöjning vid markytan är begränsad till lagrets omedelbara närhet och är jämförbar med den uppvärmning som ett hus eller bebyggelsekvarter ger upphov till.

Uppvärmningen i sig leder till flera sekundära effekter såsom förändrad viskositet hos grundvattenet, ökad löslighet hos olika bergartsmineral, förändringar av lerors struktur samt fuktvandring i den omättade zonen. Flera av dessa effekter kan ha miljömässig betydelse. Uppvärmningen som sådan kan också i enstaka fall vara önskad om t.ex. närbelägna dricksvatten- eller kylvattentäkter får ett varmare vatten eller om varmt grundvatten läcker ut i en sjö eller ett vattendrag med isförsvagning som följd.

- o Biologisk påverkan på vegetation och markorganismer över lagret. Olika typer av direkta temperatur-effekter och indirekta effekter har diskuterats, men det saknas ännu underlag att göra en totalbedömning för olika typer av lager och naturtyper. Bland de befarade effekterna kan nämnas en förlängning av vegetationsperioden som kan resultera i frostsador vid för tidig knoppsprickning och försenad bladfällning. Det kan dock inte uteslutas att en förlängd vegetationsperiod kan vara gynnsam för vissa arter. Temperaturförhöjning påverkar även markorganismerna och bör leda till en snabbare nedbrytning av organiskt material. Den bakteriella aktiviteten i grundvattenzonen förväntas också bli förändrad, vilket kan påverka grundvattenkvaliteten i området.

Den uttorkning av marken som lagret ger upphov till ger en sämre vattenförsörjning till växterna och kan leda till torkskador på träd.

De sammantagna effekter på vegetationen som kan uppstå visar sig troligen först efter lång tid i form av förändrad artsammansättning, minskad tillväxt etc. och det krävs därför en långsiktig uppföljning av de värmelager som byggs för att få ett bättre bedömningsunderlag.

- o Kemiska förändringar i grundvatten och mark. Den förhöjda temperaturen i och kring lagret leder till en ökad löslighet hos olika joner ingående i mineralen. Detta kan leda till betydande tekniska problem och behandlas därför separat på denna konferens. Ur miljösynpunkt torde det, i vanliga kristallina bergarter, knappast ge upphov till några större problem. Teoretiskt kan man dock tänka sig att lösta joner transporteras bort från lagret och fälls ut vid lägre temperaturer och därigenom åstadkommer en tätning av berget eller jorden vilken kan påverka vattenbalansen.

Betydligt större miljöproblem kan uppstå om lager anläggs i nedlagda gruvor eller i berg med motsvarande egenskaper. Vattnet kan då innehålla bl.a. höga tungmetallhalter och kräva rening före utsläpp i recipient. Slutligen kan pekas på risken för direkt förorening i och omkring lagret genom läckage av freon, olja eller andra, vid värmeväxlingen deltagande ämnen.

#### Avslutande anmärkningar

Från de värmelager, uppvärmda oljebergrum o.likn. som finns i drift har hittills inte rapporterats några påtagliga negativa miljöeffekter. I många fall blir det säkert också så att marken över lagret utnyttjas till byggnader, parkeringsplatser, kopplingsanordningar (borrhålslager) m.m., så att eventuella störningar har liten betydelse.

Det finns f.n. således ingen anledning tro att miljöeffekter skall leda till allvarliga restriktioner på användningen av mark som värmelager förutsatt att normala försiktighetsmått vidtas och anläggningarna lokaliseras på ett lämpligt sätt.

## SÄSONGSVÄRMELAGRING - JURIDISKA ASPEKTER

### Inledning

Juridiska aspekter på värmeutvinning och värmelagring har tilldragit sig intresse från byggare och lagstiftare först under de allra senaste åren. Sammanfattningar av aktuella och kommande lagtillämpningar på området är gjorda vid BFR-seminarium okt.-82, utredningen "Att utvinna och lagra värme i mark och vatten. Juridiska aspekter" av R.Brink och H.Tullberg samt uppsatsen "On Legal Aspects of Groundwater Extraction, Energy Wells etc." av Nils Åberg, presenterad vid värmelagringskonferensen i Stockholm i juni i år.

Huvuddelen av de nämnda arbetena avser värmeuttag i olika former, medan säsongsvärmelagring endast nämns i mindre omfattning. Ett undantag är värmelagring i akvifärer, vilken har stora likheter med "konventionell" grundvattenvärme med återföring.

Ett värmeförsörjningssystem som innehåller ett säsongsvärme-lager har också många andra delar som kan kräva juridisk behandling. Hit hör anläggningar för produktion och transport av värme till lagret, värmepumpar för urladdning av lagret, förbränningsanläggning för topp effekt, distributionsledningar för värme till förbrukare m.m. Det skulle leda alltför långt att gå in på alla dessa frågor, utan jag begränsar mig till själva värmelagret. Värmebäraren förutsättes utgöras av vatten.

### Energilagstiftning

Särskild energilagstiftning saknas i Sverige, och det synes vara de flesta bedömares mening att de nya problemställningar som uppstår kan lösas inom ramen för existerande lagstiftning med vissa justeringar. En markerad vilja att verka för ett resursbevarande samhälle finns inskrivet i det förslag till ny plan- och bygglag som föreligger. Där stadgas bl.a. följande:

2 kap. 1 § "Beslut enligt denna lag skall främja en lämplig samhällsutveckling. I denna ingår en långsiktig hushållning med landets samlade naturresurser, en god energihushållning och en allsidig bebyggelseutveckling"

2 kap. 12 § 5 "Bebyggelsemiljön skall utformas så att den ger förutsättningar för en god hushållning med energi och vatten och för goda hygieniska förhållanden"

I förslaget sägs också att i detaljplaner kan intas bestämmelser som bl.a. syftar till att tillgodose energihushållningens intressen. Härigenom ges möjligheter att på detaljplanestadiet reglera utnyttjandet av mark och vatten för energiutvinningsändamål, vilket bör underlätta införandet av värmelagrings- och värmeutvinningsssystem. Det finns emellertid också en viss risk att den ökade byråkratiseringen kan verka hämmande och försena projekten.

### Rätt att uppföra energilager

Rätten att inom ett visst mark- eller vattenområde uppföra anläggningar för värmelagring tillkommer markägaren, med de inskränkningar och regleringar som kan finnas i olika lagstiftningar. Äganderätt till mark är således en primär förutsättning och denna äganderätt omfattar även jord och berg under markytan, i princip ned till jordens medelpunkt. Där- emot omfattar inte äganderätten grundvattnet i marken, utan markägaren har rätt att "tillgodogöra" sig grundvattnet på sin fastighet enligt de regler som finns i vattenlagen, dvs. en rådighet över grundvattenförekomsten. Markägaren kan överlåta rätten att uppföra ett värmelager till någon annan genom särskilt avtal, vilket bör ha formen av ett servitut. Möjligheter finns också att ta annans mark i anspråk för bildande av gemensamhetsanläggning som är till nytta för flera fastigheter. Likaså torde kommunen genom expropriation kunna ta mark i anspråk för anläggningar för värmelagring som tillgodoser allmänt behov.

### Inskränkningar, tillståndsplikt

Inskränkningar i rätten att disponera sin mark finns i bl.a. minerallagen och byggnadslagen. Byggnadslagen och byggnadsstadgan reglerar planläggning, markanvändning och utformning av byggnader. Anordningar för värmelagring i berg- rum, akvifärer, borrhålslager och liknande är dock inte att betrakta som byggnad i lagens mening. Byggnadslov krävs där- för normalt inte, och kommunernas byggnadsnämnder har f.n. inte möjlighet att påverka värmelagringsprojekt. Däremot krävs igångsättningstillstånd, med hänsyn till arbetsmark- nadssituationen, åtminstone för bergrumsbyggnad.

Grundvattenuttag över  $300 \text{ m}^3/\text{dygn}$  kräver tillstånd av vattendomstol enligt vattenlagen. Detsamma är fallet även för mindre uttag om skada kan förväntas uppstå på allmän eller enskild rätt på grund av uttaget. Grundvattenuttag med återföring av samma mängd vatten, avkylt eller uppvärmt,

torde också räknas som tillgodogörande i lagens mening. Risken för termisk eller hydraulisk påverkan som kan skada annan gör att vattendom torde erfordras i de allra flesta fallen.

Tillstånd enligt vattenlagen kan beviljas om nyttan av anläggningen överstiger den skada som kan uppstå. Härvid kan även rena miljöstörningar behandlas och värderas. Om flera rättsinnehavare konkurrerar om samma grundvattentillgång ges den företråde som kan påvisa den största nyttan.

Miljöskyddslagstiftningen i Sverige stadgar att den som ämnar bedriva miljöfarlig verksamhet "skall vidta de skyddsåtgärder, tåla den begränsning av verksamheten och iakttaga de försiktighetsmått i övrigt som skäligen kan fordras för att förebygga eller avhjälpa olägenhet". Man är skyldig att söka tillstånd (koncession) för verksamheten, varvid lokalisering, utsläppsbegränsningar m.m. fastställs. I enklare fall räcker det att anmäla till länsstyrelsen. Lagen är tillämplig på användning av fast egendom på sätt som kan medföra vattenförorening eller "störning av omgivningen genom luftförorening, buller, skakning, ljus eller annat sådant, om störningen ej är helt tillfällig".

Risken för temperaturpåverkan och andra störningar kring värmelager torde innebära att miljöskyddslagen är tillämplig, även om denna typ av verksamhet ej var förutsedd vid lagens tillkomst. Någon obligatorisk tillståndsplikt finns dock f.n. inte. För värmelager med en tillförd energimängd av mera än 3000 MWh årligen skall däremot anmälan göras till länsstyrelsen. Möjlighet finns att frivilligt söka koncession för att därigenom få ett visst skydd mot framtida miljövårdskrav. Ett sådant tillstånd har en giltighetstid av 10 år.

### Pågående lagstiftningsarbete

Flera lagar och förordningar som kan beröra värmelagring i jord, berg och vatten håller f.n. på att omarbetas. Bland de förslag som föreligger kan nämnas följande:

I vattenlagen jämställs yt- och grundvatten och ges markägaren rätt att råda över dessa tillgångar. Tillståndsplikt för grundvattenuttag skärps och gränsen  $300 \text{ m}^3/\text{dygn}$  slopas.

En klarare gränsdragning görs mellan vattenlagen och miljöskyddslagen i syfte att undvika dubbelprövning, vilket i dag kan vara aktuellt. Uppdelningen mellan nya vattenlagen och miljöskyddslagen förväntas ske så att under vattenlagen faller energiutvinning och lagring i s.k. öppna system och under miljöskyddslagen energiutvinning i s.k. slutna system. Detta kan komma att betyda att vissa typer av värmelager, t.ex. akvifärlager, prövas av vattendomstol medan andra, t.ex. rörlager i lera eller torv, prövas av koncessionsnämnd eller länsstyrelse enligt miljöskyddslagen.

En skärpning av tillståndsplikten enligt miljöskyddslagen har föreslagits för passiva värmeuttag men däremot inte för värmelagring.



**4.5            Diskussion kring övergripande problemställningar,  
                  diskussionsledare: Jörgen Leth, Risö**

**Inlägg presenterat vid "Nordiskt seminarium kring  
säsongslagring av värme", 5 och 6 oktober 1983**

NORDISKT SEMINARIUM  
KRING VÄRMELAGRING AV VÄRME  
I JORD, BERG OCH VATTEN

Göteborg 5. - 6. oktober 1983

Referat af diskussionen efter sessionen: Övergripande problem-  
ställningar.

Der var først nogle meningsudvekslinger vedrørende problemkomplekset: Miljøspørgsmål og jura.

A.M. Heltzen fra Oslo pointerede behovet for klare regler for ejendomsretten til undergrunden, med henblik på udnyttelse til varmelagring.

Bo Nordell, Luleå, drog en parallel mellem kemisk forurening og termisk forurening i form af udslip af spildvarme. Nogle steder findes det princip, at forureneren skal betale en afgift for retten til at udslippe forurening, hvis dette af tekniske årsager er uundgåeligt. Kommer dette også til at gælde termisk forurening, vil incitamentet til at udnytte, og hermed at lagre, spildvarme forøges.

Herefter drejede diskussionen sig om varmelagringens fremtidige muligheder og økonomiske aspekter. Ingvard Bogdaoss, Göteborg, mente at mulighederne for bjergrumslagring var begrænsede, fordi flere faktorer skulle være til stede samtidigt, bl.a. nærhed til samfund af den egnede lokalitet, og denne måtte ikke være i

anvendelse til andre formål. Bo Ronge, Göteborg var ikke enig, idet han hævdede, at der i Sverige inden for tilfældige 5 km<sup>2</sup>, ville kunne findes 3-4 egnede lokaliteter.

Jesper Krogh Jensen, Virum, understregede vigtigheden af, at der var et forsyningssystem tilstede. I Danmark er denne forudsætning opfyldt, idet fjernvarmenettet er veludbygget. Peter Margen, Nykøbing, mindede om at der eksisterede flere typer af varmelagre. For et givent varmesystem og en given geologisk lokalitet gælder det derfor om at vælge den rette type.

Gunnar Söderlund, Göteborg, var skeptisk med hensyn til de økonomiske muligheder for at foretage vandbehandling. Behandling af kedelfødevand koster ca. 10 Sv. øre pr. m<sup>3</sup>. En vandbehandlingsomkostning på blot nogle få øre pr. m<sup>3</sup> vand, ville være belastende for et varmelagers økonomi. B. Ovale, Lyngby var ikke enig heri, og mente at vandbehandling var en nødvendig forudsætning.

- 5.           TEKNIK
  
- 5.1          Rörssystem - borrhålslager - lagring i mark,  
              ordförande Peter Margen, Margenkonsult
  
- 5.1.1       Tekniköversikt,  
              Peter Margen, Margenkonsult

Inlägg presenterat vid "Nordiskt seminarium kring  
säsongslagring av värme", 5 och 6 oktober 1983

NORDISKT SEMINARIUM KRING SÄSONGSLAGRING AV VÄRME  
I JORD, BERG OCH VATTEN

Göteborg 5-6 oktober 1983

**RÖRSYSTEM - BORRHÅLSLAGER - LAGRING I MARK:  
Tekniköversikt**

Peter Margen, Margen-Consult

1. Historik

Jag kommer att behandla lager som använder vertikala, eller nära vertikala kanaler, för att mata värme in och ur lagret. Denna typ av lager föreslogs av Ove Platell (Sunstore KB) under första hälften av 70-talet, då han även lade grunden till den teoretiska dimensioneringsfilosofin.

På senare tid har intresset i djupa marklager ökat starkt så att idag ett halvt dussin grupper arbetar olika aspekter. Det ökade intresset visar att alltfler har upptäckt den goda ekonomi som denna typ av lager erbjuder när det gäller långtidslagring.

2. Varför är lager med vertikala kanaler  
 ekonomiskt intressanta?

---

Figur 1 och 2 visar hur denna lagertyp kan vara utformad i berg resp lera. I berg borrar kanaler som kan vara 50 à 150 m djupa. Ett eller flera rör sänks ned i borrhålet och används för att cirkulera vatten. Värmen överförs till berget genom ledning.

I lera trycker man ned U-rör av plast i leran. Vattnet cirkulerar genom U-rören.

Figuren visar varför ekonomin blir god. Ett borrhål med kylkanal och uppsamlingsledningar kostar omkring 140 kr/m. Beroende på avståndet mellan kanalerna - 3.5 à 4 m - som väljs som funktion av tillgänglig laddnings- och urladdningstid - värms och kyls  $3.5^2$  à  $4^2 = 12$  à  $16 \text{ m}^3$  berg per m kanal.

Sålunda blir kostnaden av lagret per  $\text{m}^3$  mellan  $140/12$  och  $140/16 = 12$  à  $8 \text{ kr/m}^3$ . Även om i praktiken andra poster måste läggas till för projektering, i vissa fall värmeväxlare, anslutningsledningar, ränta under byggnadstiden m m, kan man ofta få en total kostnad på 15 à 20  $\text{kr/m}^3$  för ett högtemperaturutförande, 10 à 15  $\text{kr/m}^3$  för ett lågtemperaturutförande. Dessa kostnader är låga jämfört med andra lagertyper, även när de uttrycks per kWh/år lagrad energi.

För lera är kostnaden betydligt lägre per m kanal - typiskt 40 kr/m vid ca 20 m djup lera, men man når en väsentligt lägre volym mark på grund av lerans sämre ledningsförmåga. Vid 2 m avstånd mellan kanalerna når man  $4 \text{ m}^3$  per kanal så att den direkta kostnaden blir  $(40 \text{ kr/m})/4 \text{ m}^3/\text{m} = 10 \text{ kr/m}^3$ , dvs ungefär samma värde som de direkta kostnaderna för borrhålslagret.

De låga kostnaderna för dessa typer av lager gör dem ytterst lämpliga för långtidslagring, särskilt säsongslagring. Fordras korttidslagring med höga effektuttag är det bäst att komplettera lagren med speciella korttidslager som använder vatten som värmelagringsmedium.

### 3. Borrhålslager - olika utföranden

#### 3.1 \_ \_ \_ Kanalutförandet

För borrhålslagret finns många olika sätt att utforma kanalerna, se Figur 3. För det första kan man skilja mellan slutna system där kylmediet strömmar innanför slutna rör och inte kommer i kontakt med berget, och öppna system där vattnet är i kontakt med atmosfärsluften och bergväggen.

En fördel med slutna system är att man i princip ej behöver ha värmeväxlare mellan cirkulationsvattnet och andra system för att producera energin (t ex solfångarna) eller använda energin. I öppna system fordras sådana värmeväxlare. Å andra sidan kan det finnas andra motiv för att ha värmeväxlare, varför denna synpunkt inte alltid är betydelsefull. System där vattnet är i direkt kontakt med bergväggen har däremot bättre värmeöverföringsegenskaper. Ett problem som måste bemästras i detta utförande är avluftningen av vattnet.

Bland de slutna systemen kan man skilja mellan sådana som använder bruk för att fylla mellanrummet mellan rören och bergväggen, och sådana som använder vatten. Bruk har högre värmeledningstal än vatten, men å andra sidan utvecklas konvektionsströmmar i vatten. Försöken med olika kanaler i Studsvik, bekostade av Sunstore KB, har bl a haft som syfte att belysa betydelsen av dessa skillnader.

Har man vatten utanför kanalerna (eller använder det öppna systemet) deltar inte delen av kanalen ovanför grundvattennivån i värmeöverföringen. Används sålunda en bergknalle där grundvattennivån är relativt låg för lagret, finns ofta anledning att välja fastinjekterade rörsystem. Är däremot grundvattennivån hög, kan man använda vatten utanför rören och eliminera kostnaden för fastinjekteringen.

### 3.2 \_ \_ \_Borrhålslager\_med\_vattentunnlar

Det är möjligt att använda ofodrade kanaler även utan att ha vatten i kontakt med atmosfärsluften, t ex i borrhålslager som befinner sig helt under grundvattennivån. Detta kan åstadkommas genom att borra hålen från tunnlar eller grop under grundvattennivån, och sedan fylla dessa tunnlar eller grop med vatten. Utförandet, Figur 4, har ytterligare den fördelen att vattenvolymen i dessa tunnlar eller grop kan tjänstgöra som korttidsmagasin och klarar höga urladdningseffekter.

Dessutom lämnas marken orörd så att den kan användas för bebyggelse eller fritidsområde. Detta utförande ligger till grund för projekteringen av borrhålslagren för Göteborg och Högdalen som jag nämnde i mitt föredrag igår.

Ett kombinerat grop- och borrhålslager behandlas idag i det finska föredraget.

### 4. \_\_\_\_\_ Tekniskt underlag

Tabell 1, del I, visar en del projekt som ger underlag för borrhålslager. Det första är Sigtunalagret på 10 000 m<sup>3</sup> som nu varit i drift under 4 år. Det utnyttjar plastledrör och foder med



cement mellan fodret och berget. Beräkningsresultaten och mätresultaten stämmer väl överens.

Luleålagret är intressant eftersom det drivs vid relativt hög temperatur (70°C) och utnyttjar ett öppet system. Det behandlas vid ett särskilt föredrag i denna session.

Projekteringen för Stora Skuggan, Suncourt m m är baserad på ett fastinjekterat plaströrsknippe. Detta är en mycket billig kanalkonstruktion.

Mera grundläggande egenskaper demonstreras genom kanalförsöken i Studsvik, Stora Skuggan samt vid Älvkarleby.

Kanalförsöken i Studsvik har hittills omfattat följande fall:

**Lågtemperaturprov:**

Fastinjekterat knippe med 7 plaströr

Samma plaströrsknippe i vatten

Ledrör i kanal fodrad med elastisk plaststrumpa

**Högtemperaturprov (95°C inlopp):**

Ledrör av förnätad polyeten i ofodrat borrhål

Huvudsyftet har varit att kontrollera värmeöverföringen och öva nedföringsteknik.

Även demonstrationsprojekten för bergrum (Avesta och Lyckebo) har direkt intresse genom att de belyser de vattenkemiska frågorna, beläggning av värmväxlarytor m m.

I princip finns genom alla dessa projekt underlag för att åta sig byggandet av borrhålslager. Dock

finns givetvis kvar önskemål om att ytterligare förbättra prestanda och sänka de specifika kostnaderna.

#### 5. Lager i lera, torv, jord

Lager i lera ger som tidigare nämnts låga kostnader per  $m^3$ . Dessutom ger dessa lager, på grund av lerans låga värmeledningsförmåga, relativt låga värmeförluster redan vid måttliga lagervolymer. Två lager har drivits under viss tid - det lilla lagret i Utby och det stora i Kungsbacka, som behandlas ytterligare idag. Erfarenheterna från Kungsbacka-lagret är goda, även om man redovisat en oväntat stor temperaturskillnad mellan vattnet i kanalerna och marken, vilket jag hoppas vi kan få något bättre förklarad och kommenterat under dagens föredragning.

En begränsning är den maximala temperatur som leran tål utan att bli instabil. Ett seminarium behandlade denna fråga nyligen, och vi kan möjligtvis under diskussionen få några synpunkter.

I övriga jordtyper är det väsentligt svårare och dyrare att borra eller trycka ned rören i marken. Kostnadsuppgifter från ett lager byggt i Holland i sandaktig jord tyder t ex på en flera gånger högre kostnad.

Ett undantag är lager i torv. Torvtäkterna är relativt grunda. Genom att fräsa spår i torven kan man dock sänka ned zig-zag-formade rör, enligt Figur 5. Kostnaden per  $m^3$  uppskattas till samma värde som för lera, dvs ca  $10 \text{ kr}/m^3$ .

## 6. Slutord

Lagren med vertikala kanaler i berg, lera och torv lovar låga kostnader och många tillämpningar.

I Sverige bedöms, med hänsyn till markens beskaffenhet och lagrets temperaturlåghet, berg ha den största potentialen, följt av lera och därefter torv - men samtliga typer har betydande potential.

De lagertyper som beskrivs vid detta seminarium kommer att bidra verksamt till utvecklingen av teknologin.

## 7. Litteratur

Bakgrunden till det som jag har nämnt finns i huvudsak att hämta i:

1. Föredragningen vid detta seminarium och referenserna i mitt första föredrag.
2. Föredragningen vid seminariet "Lagring av värme i mark vid låg temperatur", Studsvik 1982 (BFR-rapport R105-1983)
3. Föredragningen vid seminariet "Högtemperaturlagring i mark", Göteborg 1982 (BFR-rapport R104-1983)

Kanalförsöken i Studsvik är ej publicerade.

Tabell 1. ERFARENHETER BORRHÅLSLAGER

	Volym	I drift	Kommentar
<b>Projekt</b>			
Sigtuna	10 000 m <sup>3</sup>	1978	Låg temp. God erfarenhet.
Luleå 1	500 m <sup>3</sup>	1981	40°C, oinklädd (nedskalad).
Luleå 2	100 000 m <sup>3</sup>	1983	70°C, "-
Kerava	12 500 m <sup>3</sup>	1983	Borrhål plus grop.
<b>Enskilda kanaler</b>			
Studsvik		1982	Försök vid olika geometrier och temperaturer upp till 95°C (Studsvik).
Älvkarleby		&	
Stora Skuggan		1983	
<b>Bergrum</b>			
Avesta	15 000 m <sup>3</sup>	1982	Vattenkemierfarenheter, stabilitet.
Lyckebo	100 000 m <sup>3</sup>	1982/3	
<b>Projektering</b>			
Stora Skuggan			Låg spec kostnad (12 kr/m <sup>3</sup> ).
Göteborg,			Stor volym (2.6 x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) Vattenfyllda tunnlar o borrhål.
Högdalen m m			

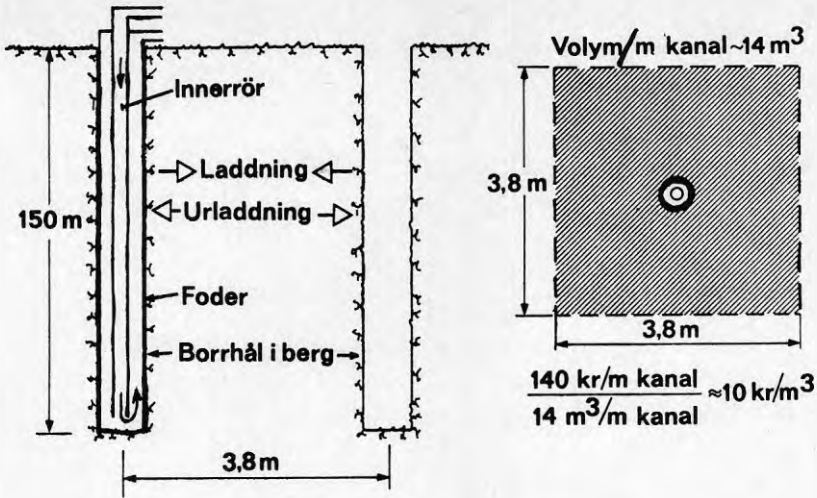
## ERFARENHETER LAGER I LERA

	Volym	I drift	Kommentar
<b>Projekt</b>			
Utby	ca 1 000 m <sup>3</sup>	1979	Låg temperatur.
Kungsbacka	80 000 m <sup>3</sup>	1981	Låg temp. God erfarenhet.
Kullavik	8 000 m <sup>3</sup>	1983	Låg- & hög-tempzoner. (200 m <sup>3</sup> hög temp)

Annat erfarenhet

Värmeöverföringsförsök, Vinterviken (1979).

Stabilitetsförsök vid varierande temperaturer: Pågår.



Figur 1. Borrhålslager (Sunstore)  
och dess specifika kostnad

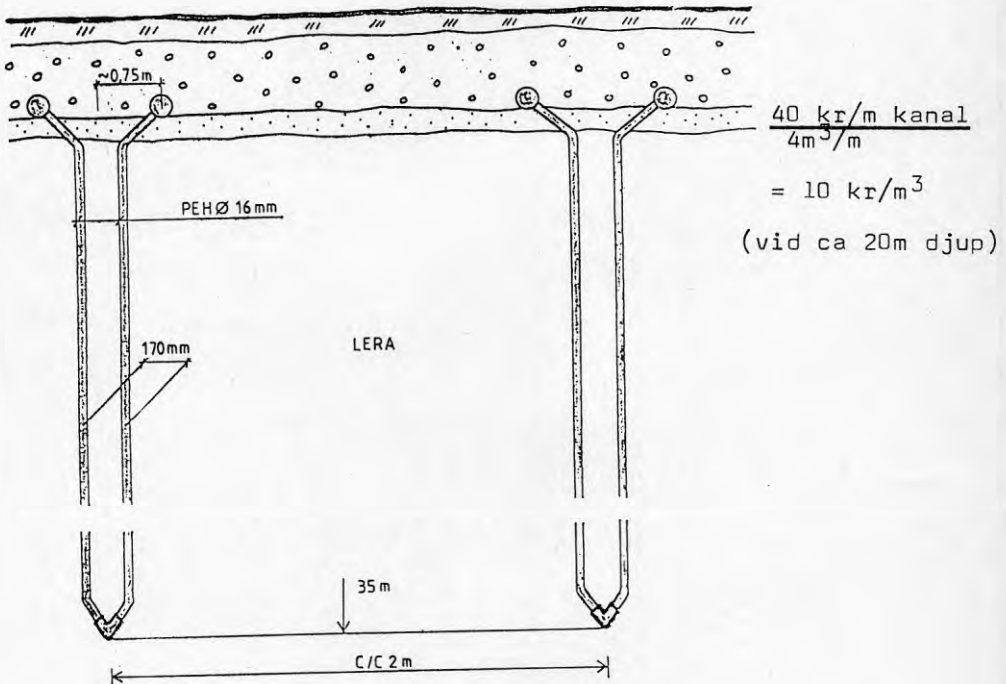


Fig. 2: Lager i lera (Kungsbacka)

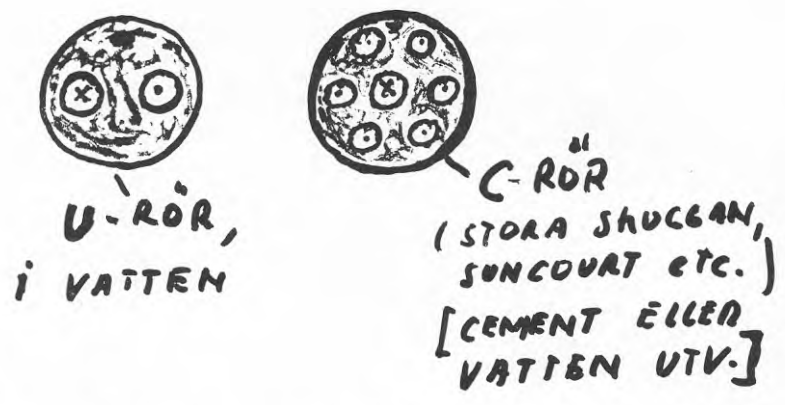
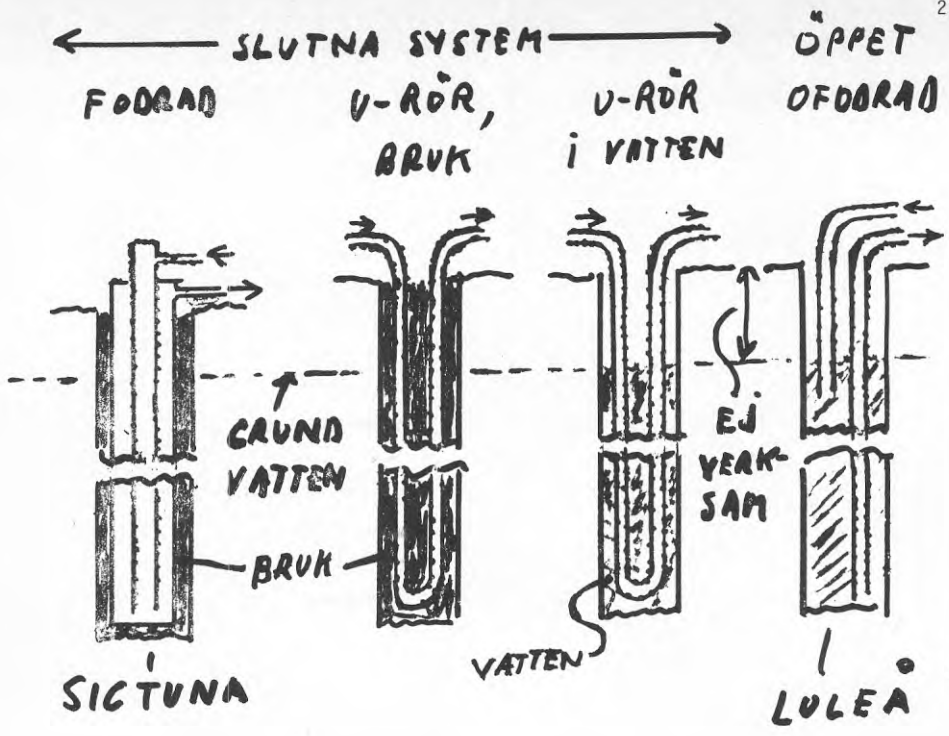


FIG 3      KANALUTFÖRÄNDEN  
BDRRHÅLSLAGER



5.1.2      Projekt i Finland - Kervo Solby,  
Peter Lund, Tekniska högskolan i Helsingfors

Inlägg presenterat vid "Nordiskt seminarium kring  
säsongslagring av värme", 5 och 6 oktober 1983



## KERVO SOLBY

P.D. Lund, S.S. Peltola och J.T. Routti

Tekniska högskolan i Helsingfors  
Avdelningen för teknisk fysik  
SF-02150 Esbo 15, Finland

## FÖRORD

Solvärmecentraler med säsonglagring är en lovande teknisk lösning för uppvärmning av bostäder med solenergi i Norden. Kervo solby är den första finska forskningsanläggningen av detta slag. Byn har varit i drift sedan början av januari 1983.

I detta rapport beskriver vi solvärmeverkets principer med huvudvikt på säsonglagret. Vi diskuterar också byggnadskostnaderna. Slutligen visas mättningsresultat för den första laddningsperioden.

## 1. INLEDNING

Effektiv lagring av värme är ofta nödvändig i samman med nya energikällor som t.ex. solenergi eller för driftoptimering av konventionella kraftverk. Under de senaste åren har det fästs stort intresse på lagringsformer som förekommer i naturen, t.ex. borrhålslager eller berggrum.

Kervo solby ligger nära Helsingfors och är det största finska experimentet med långtidslagring av solvärme för ett helt bostadsområde. I detta system utnyttjas både vatten och berg som lagringsmedium. En eldriven värme-pump används också för att öka lagringskapacitet. Den huvudsakliga energikällan i Kervo är solenergi som insamlas under sommaren och lagras för vintertidens värmebehov. Själva lagret skall också användas för lagring av el-producerat värme för att utjämna det annars höga elbehovet för uppvärmning på vintern.

Kervo-projektet startade i början av 1979 då SITRA (fonden för forskning och utveckling i Finland) finansierade en förstudie av distrikt solvärmning med säsonglagring för svåra klimatförhållanden /1/. Som resultat av denna förstudie beslöts det att byggas en medelstor solby till Kervo som ligger cirka 35 km norr om Helsingfors (60°N) /2/. Invånarna flyttade in till byn på nyårsaftonen 1982-83 efter ett års byggande. Tidtabellen för värme-centralen var emellertid längre och den kopplades till byn först i maj 1983. Under övergångsperioden uppvärmdes husen med direkt el genom elpannor.

Solbyn har fått omfattande finansiellt stöd från staten för byggandet och är naturligtvis med i det officiella energiforskningsprogrammet. Den första forsknings- och mättningsperioden omfattar åren 1983-85 och första året är ägnat för att slutföra installationen och kalibreringen av mättningsutrustningen samt också för att optimera minidatorbaserade regleringssystemet. Den andra mättnings- och analysperioden är projekterad för treårsperioden 1986-88 men dess slutliga vetenskapliga innehåll har inte ännu fastslagits. Byn är användbar för forskning ända till 1990. Forskningen förverkligas tillsammans av Tekniska högskolan i Helsingfors och AB Imatran Voima Oy

kraftbolag. Forskningen finansieras av handel- och industriministeriets energiavdelning.

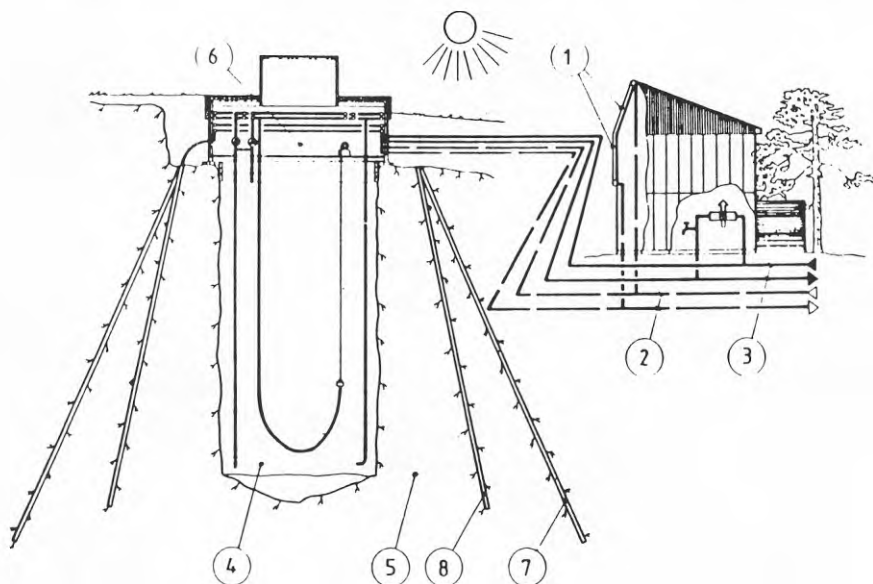
I denna rapport behandlar vi Kervo solbys uppvärmningssystemets principer med huvudvikt på värmelagret. Ett kort kapitel är också ägnat för uppskattning av byggnads- och driftskostnaderna. Solvärmecentralen har varit datorstyrd sedan slutet på maj 1983. Preliminära mätningresultat samt driftsresultat presenteras från våren till början av hösten vilken period representerar en typisk laddningsperiod av värmelagret.

## 2. SYSTEMBESKRIVNING

I Kervo solby har man kombinerat solvärme-, säsongvärmelagrings- och värmepumpsteknik för uppvärmning av ett helt bostadsområde. Området består av parhus med 44 lägenheter allt som allt och totala bostadsytan är 3756 m<sup>2</sup>. Solvärmeverket har 1100 m<sup>2</sup> plana solfångare som är placerade mot söder på taken och fasa derna av husen. En principskiss av värmelagret och kulvertet är visat i Figur 1 /3,4/. Solenergin matas direkt till ett vattenfyllt cirkulär cylindriskt bergtrum med volymen 1500 m<sup>3</sup>. Mot slutet av sommaren har temperaturen i lagret beräknats vara ca 50-60°C, dvs. energi-innehållet är då 100 MWh. För att undvika höga lagringstemperaturer och följaktligen också lägre solfångareffekt, kan en del av värme-innehållet i vattenlagret också lagras i berg. Vattenlagret är omringat av två borrhålskretsar med 18 (inre) och 36 (yttre) hål. De inre hålen är 22 m långa och borrhålen i en vinkel på 12 grader utåt i förhållande till vattenlagrets vägg. Dimensionerna för yttre hålen är 25 m och 24 grader respektive. Då temperaturen i vattenlagret överskrider 55°C, matas värme från vattenlagrets översta skikt genom inre hålskretsen i till berget.

Vatten cirkuleras i hålen i ett öppet system och förs in i hålen längs ett rör, som sträcker sig ända ner i botten av hålen. Därefter strömmar vattnet uppåt längs hålets periferi och avger eller samlar värme. Totala bergvolymen är cirka 11000 m<sup>3</sup> och lagringskapacitet är 125 MWh. Bergkvaliteten är bra och har få sprickor.

Säsonglagrets urladdning startas genom att cirkulera det avkylna returvattnet (30-40°C) från husens värmeväxlare genom den inre



Figur 1. Värmelagret och kulvertet i Kervo solby.

1. Solfångare
2. Vatten-glykolnätet
3. Värmedistributionsnätet
4. Vattenlagret
5. Berglagret
6. Värmecentralen
7. Yttre borrhålskretsen
8. Inre borrhålskretsen

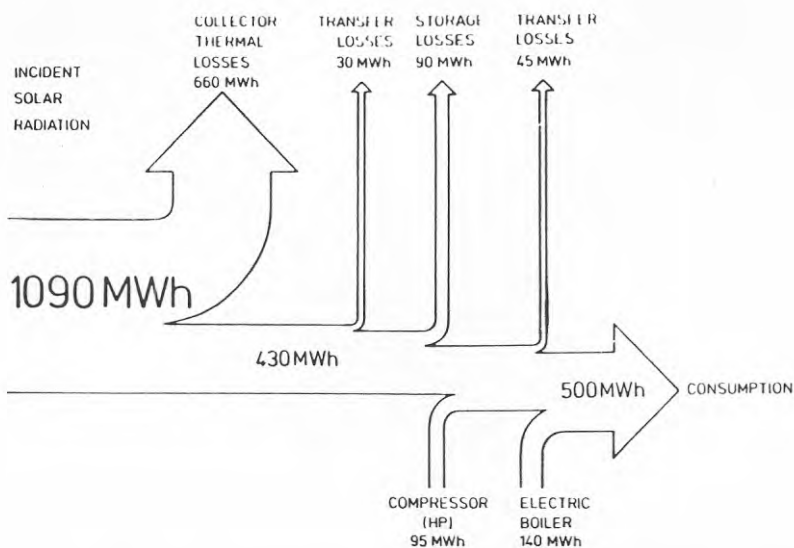
borrhålskretsen förrän vattnet leds tillbaka till vattenlagret. När värmebehovet växer urladdas också själva vattenlagret. I fall vattentemperaturen droppar under +50°C används också en värmepump för att förhöja temperaturnivån. Värmepumpens maximum kompressoreffekt är 260 kW och den

använder vattenlagret som värmekälla ända till +5°C. Det kalla returvattnet (min. +5°C) från evaporatorkretsen kan också cirkuleras genom de yttre borrhålen för att minska värmeförlusterna till omgivningen.

Värmeverket har också två 200 kW's elpannor som reserv och dessa kan allena ta hand om uppvärmningen även under vintermånaderna.

Själva styrningen av solvärmeverket görs med datamaskin. Denna samlar genom en datalogger nödvändiga uppgifter från solfångarna, värmelagret, berget och kulvertet samt använder dessa för att uppdatera styrningsalgoritmen som styr pumparna, värmepumpen, ventilerna och andra apparater. Datamaskinen (HP 9845) sköter också datainsamlingen för forskningsprogrammet. I sin helhet består mätutrustningen av 140 mätkanaler och resultaten från dessa registreras en gång i timmen eller en eller två gånger i dygnet. Separata mätningar med snabbare mätningfrekvens kan också göras t.ex. för komponentstudier eller verkningsgradmätningar. Mätresultaten lagras på en 4 Mbytes skiva och flyttas en gång per månad till en kassett för vidare utvärdering på högskolan. Planering av en direkt datalinje mellan högskolan i Helsingfors och datorn i Kervo är under arbete.

Databeräkningar har också utförts för att värdera de olika energiströmmarna i solbyn /5,6/. Dataprogrammet löser en flertal energi- och differentialekvationer och använder en timmes räknesteg för att också ta i beaktande systemdynamiken /7/. En typisk årlig förväntad energibalans är visad i Figur 2 /5/. Det teoretiska soltillskottet är cirka 50%.



Figur 2. Förväntade energiflöde.

### 3. KOSTNADERNA

En noggrann beskrivning på totala byggnads- och förväntade driftskostnader för anläggningen framgår av referenserna 2 och 4. De totala byggnadskostnaderna var 19 milj. FIM (1 FIM = 1,3 Skr), varav 5 miljoner täcktes med statlig bidrag. Solfångarkostnaden var ca. 750 FIM/m<sup>2</sup> och vattenlagret krävde ca. 600 FIM/m<sup>3</sup>. Priset på producerat värme har uppskattats till 500-700 FIM/MWh.

### 4. RESULTAT

Solvärmecentralen har i helhet varit i drift från maj 1983 och några små instrumentkalibreringar pågår även som bäst (aug.). Följaktligen är det omöjligt att visa en noggrann energibalans för solbyn och därför är

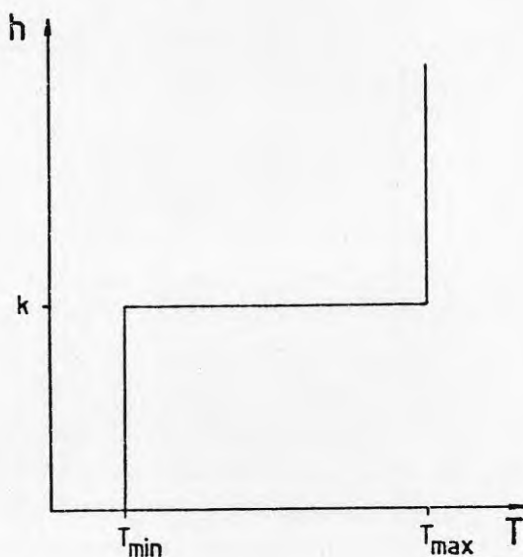
huvudvikten på korttidsprestanda från första laddningsperioden, d.v.s. sommaren 1983.

#### 4.1 Vattenlagret

Bergrumlagret är den viktigaste komponenten i solbyn därför att största delen av de 'energirika' värmeströmningarna passerar vattenlagret. Lagret är 20 m djupt och har en vertikal temperaturgradient. Bottenskiktet hålls kallt med hjälp av värmepumpen och samma vatten cirkuleras också genom solfångarvärmeväxlaren för att uppehålla god termisk verkningsgrad.

Ideal temperaturprofil för vattenlagret är visad i Figur 3. Den verkliga temperaturgradienten avviker oftast synnerligen mycket från den ideala och vi skildrar avvikelserna med en faktor  $\alpha$ . Faktorn definieras som

$$\alpha = \sigma T' \quad (1)$$



Figur 3. Ideal temperaturfördelning i vattenlagret.

där  $T_i$  skildrar temperaturprofilens avvikelse från en stegfunktion och  $T'$  representerar en temperaturdifferens term. Ytterligare använder vi följande ekvationer

$$\sigma = \frac{\sum_{i=1}^k (T_i - \bar{T}_1)^2 + \sum_{i=k+1}^n (T_i - \bar{T}_2)^2}{\sum_{i=1}^n (T_i - \bar{T})^2} \quad (2)$$

där  $T_i$  är skiktets ( $i$ ) temperatur och  $T$  är lagrets medeltemperatur. Lagret delas i två hypotetiska skikt i noden  $k$  så att summatermen i täljaren av ekv. (2) når ett minimum.  $T_1$  och  $T_2$  är det översta och nedersta skiktets medeltemperatur i ett tvåskiktslager. För  $T'$  i ekv (1) gäller

$$T' = \frac{T_{\max} - T_{\min}}{\Delta T_{\max}} \quad (3)$$

där  $T_{\max}$  är lagrets momentära maximum temperatur,

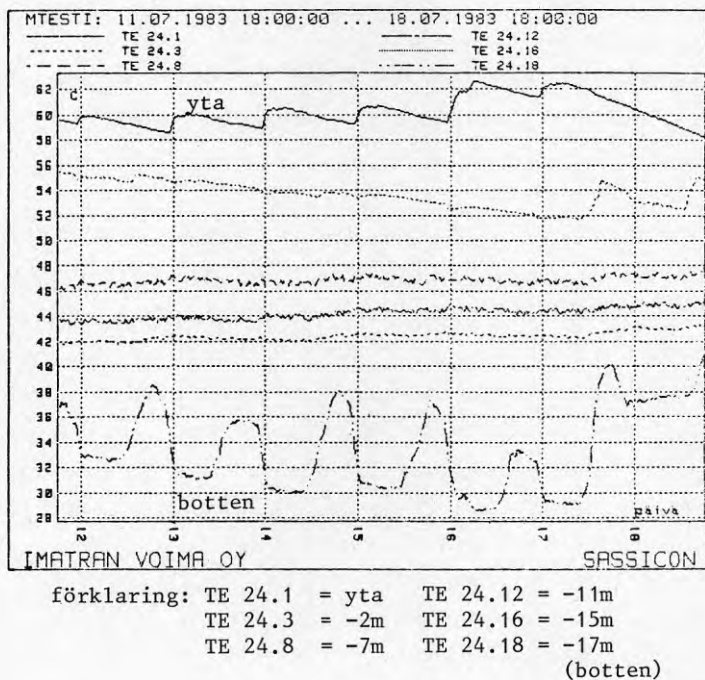
$T_{\min}$  är lagrets momentära minimum temperatur,

$\Delta T_{\max}$  är inbillad teoretisk maximum temperaturdifferens i lagret (här 55°C).

Det borde observeras att i fall  $T_i = \bar{T}$  i ekv. (2) kräver vi att också  $\alpha = 1$ . För en ideal gradient  $\alpha = 1$  och i fall vi har ett totalt blandat lager  $\alpha = 0$ .

Vi har visat i Figur 4 en typisk temperaturprofil av lagret i mitten av juli med soliga omständigheter. Här används också värmepumpen under natten för att höja temperaturen i översta skiktet av vattenlagret. Värmen så lagrad används på dagen och följaktligen dyrt dagel kan undvikas. Värmepumpen använder nedersta skiktet som värmekälla och största delen av solvärmets leds också till detta skikt vilket orsakar en stor observbar temperaturvariation i botten. Skiktetsfaktor  $\alpha$  varierar också mycket under dagen. På natten då värmepumpen förstärker skiktningen  $\alpha$  är 0,23 (15 juli) och minskas med 50% ned till 0,1 under laddningen med solenergi mot kvällen. I augusti  $\alpha$  har närmast sig 0 eftersom lagret har nått full kapacitet. I jämnvikt tycks vattnets medeltemperatur stanna vid 45-50°C.





Figur 4. Vattenlagrets temperaturhistoria i juli 1983.

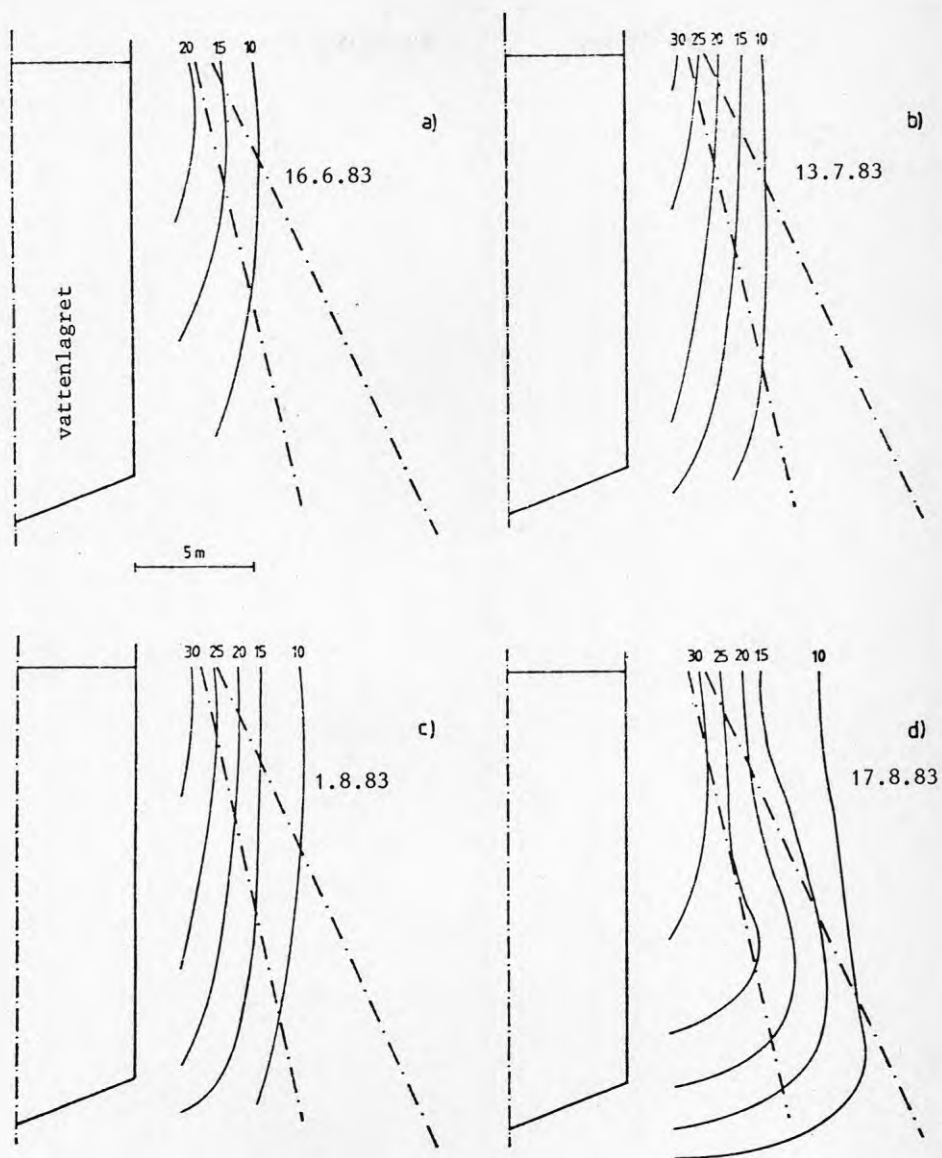
Driftresultaten av vattenlagret har varit positiva. Kranen som används att mata värme till ett rätt skikt har blandat litet skiktningen och detta kan även observeras från Figur 4 i de mellersta skikten. Effekten är mycket liten och har hittills inte haft betydelse. Något regnvatten har också runnit till cistern och har krävt extra tömning.

## 4.2 Borrhålslagret

De allmänna geologiska förhållandena i Finland innebär att borrhålslager skulle kunna tillämpas på många platser i landet. Berggrunden i Kervo består mestadels av kvarts. Fast vi tillämpar ett öppet cirkulationssystem har vattenförlusterna varit minimala och har inte krävt några åtgärder. Bergets temperatur varierade mellan 5 och 7°C då laddningen startades.

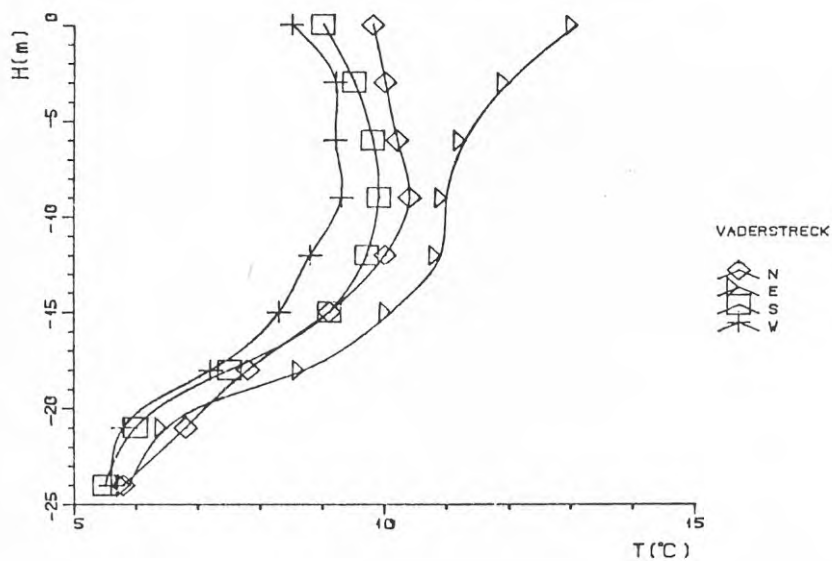
I Figurerna 5a-d har vi visat tidhistorien av temperaturfältet i berget. Uppvärmningen av berget från slutet av februari till slutet av juli är orsakad av värmeförlusterna från vattenlagret. Denna laddningseffekt har uppskattats till 15-30 kW där det högre värdet hänvisar till ett transient-skede och den lägre effekten till en quasistatisk situation. Från början av augusti har värme matats genom den inre hålcirkeln i berget. Det observeras att värmekällan så uppstått ligger passligt bredvid den yttre hålkretsen och kan lätt urladdas när den kalla returvätskan från värmepumpens evaporator cirkuleras genom hålen. Urladdningen börjas i oktober. Det är också sannolikt att värmeströmningsriktningen i berget förändras ungefär i slutet av december då värmeinnehållet i vattenlagret tar slut, d.v.s. vattentemperaturen är nära 5-10°C.

Temperaturmätningar i berget görs på olika väderstreck. I Figur 6 har vi visat en temperaturprofil på norra, östra, södra och västra sidan av lagret. På östra sidan observeras ett starkt värmefflöde till omgivningen. Detta härstammar sig antagligen från markytans starka lutning på denna sidan och på den höga hydrauliska gradienten. Också markytans naturliga temperaturvariation har troligen sin andel i effekten. Den termiska diffusiviteten i berget har enligt mätningar uppskattats till  $1,2 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$  som är mycket typisk för granitberg. Vi har beräknat att i termisk jämvikt värmeförlusterna från vattenlagret till berget är närmare 115 MWh per år av vilket 25 MWh fås tillbaka med hjälp av borrhålen. Lagrets verkningsgrad för säsonglagring är cirka 80%.



Figur 5 a-d. Temperaturfältet i berglagret.

## KERVO SOLBY



Figur 6. Temperaturprofilen på olika väderstreck (19.7.) i berget.  
0.0 motsvarar vattenlagrets yta.

#### 4.3 Energiströmmar i solbyn

De automatiska energimätningarna startades i slutet av maj. Några svårigheter uppstod i början också med regleringen av värmepumpen därför att

evaporatoreffekten var dubbelt större än planeringsvärdet. Värmepumpen har varit i bruk sedan slutet av juni.

Under de tre sommarmånaderna juni-augusti har solenergi samlats 115 MWh och värmebehovet har samtidigt varit 53 MWh vilka värden är mycket nära de teoretiska värdena. Totalt har det hittills förbrukats närmare 450 MWh el vilket är dubbelt större än det hela årliga elbehovet. Detta beror på att byn uppvärmdes från januari till juni enbart med el. Under normala omständigheter används el årligen 235 MWh.

## 5. SAMMANFATTNING

Kervo solby har varit i drift sedan början på januari 1983 och själva solvärmeverket togs i bruk i maj. Första laddningsperioden av lagret är som bäst i gång och hittills har erfarenheterna varit endast positiva. Utvärderingen av första årets mätningresultat rapporteras skilt i årskiftet 1983-84.

## REFERENSFÖRTECKNING

1. Matilainen, V., Mäkinen, R., Användning av solenergi för uppvärmning av ett bostadsområde. SITRA, rapport A no 60, Helsingfors 1980. (på finska)
2. Lund, P., Mäkinen, R., Kervo solby -planeringen och finansieringen. SITRA, rapport A no 72, Helsingfors 1982. (på finska)
3. Vuorelma, H., Styrning, reglering och undersökning av värmeenergiströmmarna i Kervo solby. Diplomarbete, Tekniska högskolan i Helsingfors. Maskiningenjörsavdelningen. Esbo 1982.
4. Lahtinen, J., Kerava solar village project, Proc. of the Int. Conf. on Subsurface Heat Storage, Stockholm, June 6-8, 1983. Swedish Council of Building Research.

5. Lund, P.D., Mäkinen, R., Vuorelma, H. and Routti, J.T., Simulation studies of the expected performance of Kerava solar vilage. (publiseras i Int. J. of Energy Research)
6. Mäkinen, R., Lund, P.D., Kerava solar vilage - a solar a ssisted heat pump system with long-term heat storage. Föredrag på solvärldskongressen den 14-19 augusti 1983 i Perth, Australien.
7. Lund, P.D., Computational simulation of solar heating with seasonal heat storage. Helsinki University of Technology, Report TKK-F-A507(1983).

- 5.1.3      **Projekt i Sverige - Borrhålsvärmelager i berg -  
Projekt Lulevärme,  
Bo Nordell, LuTH**

**Inlägg presenterat vid "Nordiskt seminarium kring  
säsongslagring av värme", 5 och 6 oktober 1983**

BORRHÄLSVÄRMELAGER I BERG - PROJEKT LULEVÄRME

BO NORDELL

Avdelning för Vattenteknik, Tekniska Högskolan i Luleå

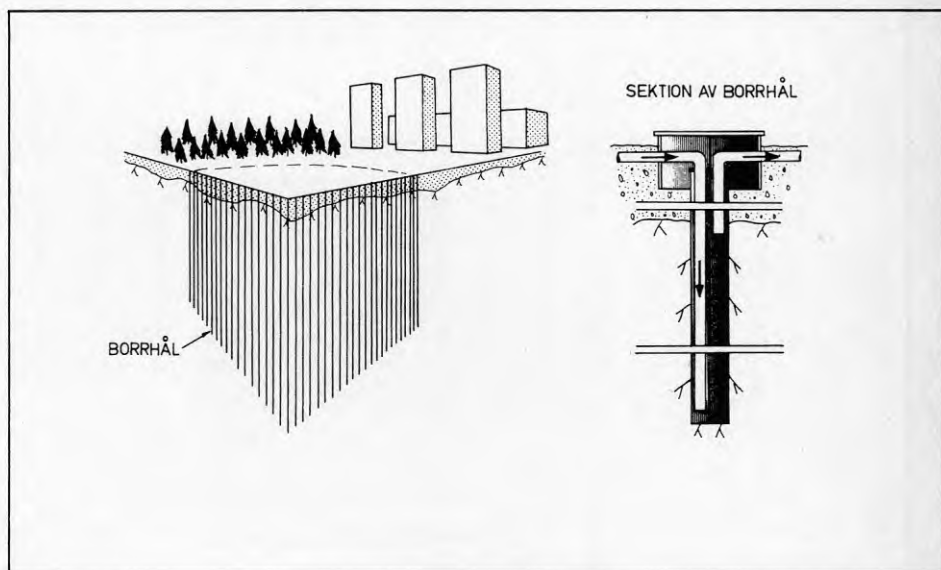
(WREL) Water Resources Engineering, Luleå



## BAKGRUND

Forskning kring säsongslagring av värme påbörjades 1979 vid avdelningen för vattenteknik, Tekniska Högskolan i Luleå (WREL). Arbetet inriktades snart mot borrhålsvärmelager i berg. Teoretiska studier (Johansson, Nordell 1980) följdes av ett tidsskalat fältförsök sommaren 1981. I försöksvärmelagret simulerades 5 års drift av ett borrhålsvärmelager i berg. Genom tidsskalningen motsvarades 5 år av 120 dygn i försökslagret. En förprojektering av ett större värmelager (100 000 m<sup>3</sup> bergvolym) för lagring av årsvärmebehovet för 100 småhus ingick i projektet. Förprojekteringen utfördes av AIB, Stockholm, och finns med i rapporten från fältförsöket (Andersson, Johansson, Nordell och Abyhammar 1983). Byggnadsforskningsrådet (BFR) har finansierat huvuddelen av genomförd forskning.

Under hösten 1982 påbörjades anläggningsarbetet för projekt LULEVÄRME, vilket innebär byggande, drift och utvärdering av ett större borrhålsvärmelager i Luleå. Värmelagret är en experiment och demonstrationsanläggning för säsongsvärmelagring. Lagret laddas under sommarhalvåret, via fjärrvärmenätet, med värme som produceras av överskottsgas från SSAB:s stålverk i Luleå. Under vinterhalvåret ska den lagrade värmen utnyttjas för att värma delar av Tekniska högskolans byggnader. Lagret tillför värme som motsvarar årsförbrukningen för ca 100 småhus. Värmelagret togs i drift den 5 juli 1983.



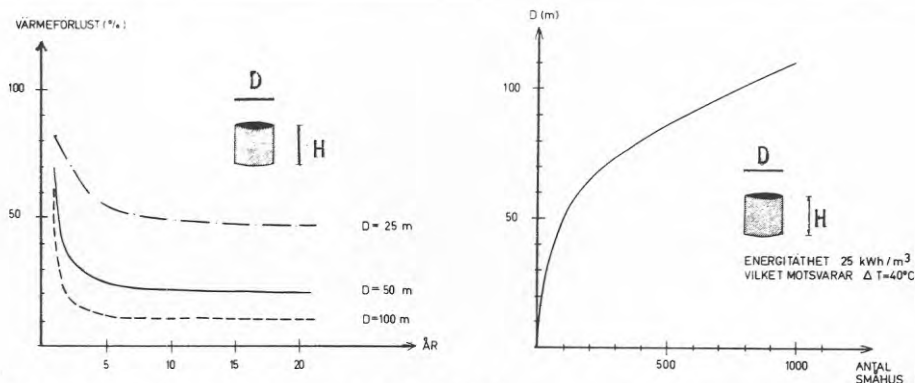
Figur 1. Sprängskiss genom borrhålslager.

Luleå Energiverk AB (LEAB) är byggherre och Svenska Energisystem AB (SES) har byggt lagret på totalentreprenad. Anläggningskostnaden, 5,5 milj kronor, har finansierats med ett experimentbyggnadslån från BFR. Forskningsprojektet, som organisatoriskt är helt skilt från anläggningsprojektet, leds av WREL med 1,2 milj kronor i anslag från BFR.

## BORRHÅLSVÄRMELAGER

### Princip

Ett borrhålsvärmelager är en bergvolym som perforerats med något 100-tal vertikala borrhål. Borrhålen fungerar som värmeväxlare vid lagring och uttag av värme. Värmen lagras i själva bergmassan. Värmelagringsförmågan hos granit och gnejs är ca  $0.6 \text{ kWh/m}^3, ^\circ\text{C}$ . Under inlagring värms bergvolymen genom att varmt vatten cirkuleras i borrhålen varvid värmen leds (genom värmeledning) ut i omgivande berg. Laddningen pågår under ett antal månader. Värmen tas ut genom att kallt vatten cirkuleras i borrhålen. Den varma berggrunden avkyls då samtidigt som cirkulationsvattnet uppvärms. Borrhålslagrets volym och geometri har stor betydelse för lagrets funktion som värmelager, se Figur 2b. En kompakt form är fördelaktig, ger lägre värmeförluster. Värmeförlusterna minskar också med ökad lagervolym, se Figur 2a. Borrhålsvärmelager bör byggas i storleksordningen  $0.5\text{-}1.0 \text{ milj m}^3$  bergvolym (lager för 500-1000 småhus) för att vara ekonomiskt intressant, lagringskostnad ca 10-15 öre per kWh, (Kadesjö, Sintorn 1981) och (Andersson, Johansson, Nordell och Åbyhammar 1983).



Figur 2a. Värmeförlusterna som funktion av lagerstorlek.

2b. Lagervolym/Lagringsvolym. Diameter (D) = Höjd (H)

Cirkulationssystemet i borrhålen kan göras öppet eller slutet. I ett slutet system värms borrhålen med hjälp av "doppvärmare", som monteras i borrhålen. Ett öppet system innebär att cirkulationsvattnet kommer i direkt kontakt med berget i borrhålsväggen.

## PROJEKT LULEVÄRME

### Allmänt

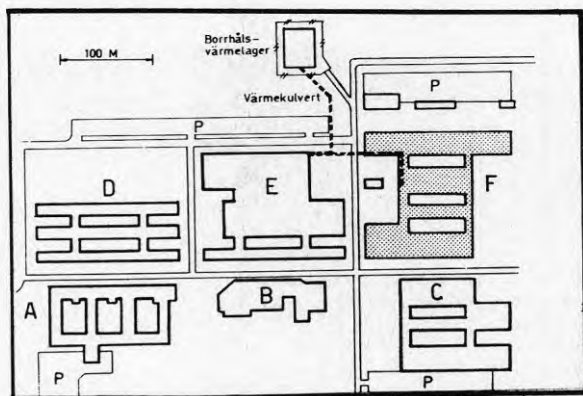
Projektets mål är att få kunskap och erfarenhet av borrhålslagertekniken genom att utvärdera anläggande-drift-funktion under de två första driftsåren.

### Uppgifter om lagret

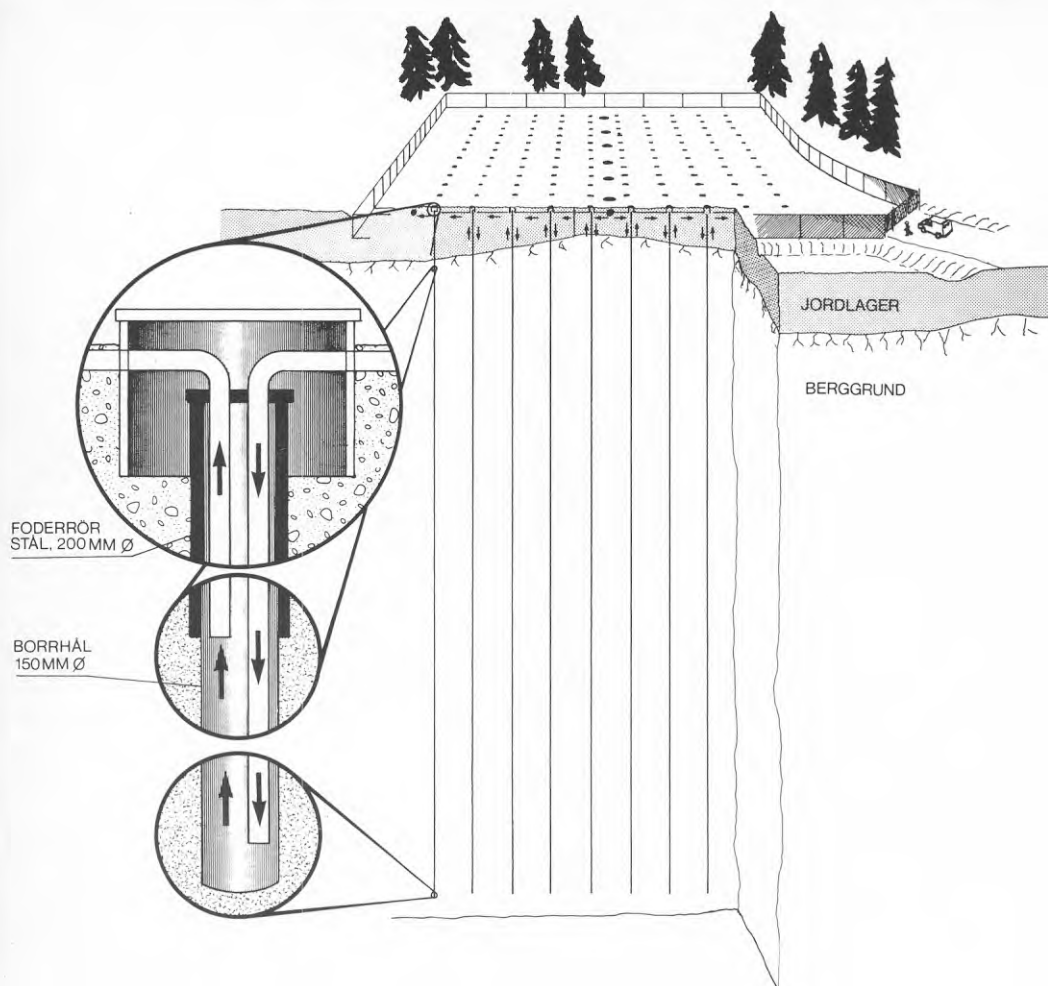
Värmelagret är byggt helt nära Tekniska Högskolan i Luleå, i Norrbottens län, se Figur 3.

Värmelagrets volym är ca 100000 m<sup>3</sup> granit/gnejs. Bergmassan är genom-borrad av 120 vertikala, 65 m djupa, hål med diametern 150 mm. Lagret är borrarat inom ett område med sidorna 36 x 44 m, avståndet mellan borrhålen är 4 m.

Under sommarhalvåret laddas värmelagret med 70-80 C vatten. Lagret är anslutet till Luleås fjärrvärmenät. Under vintern utnyttjas den lagrade värmen för uppvärmning av en av högskolans byggnader, vilken motsvarar uppvärmningen för 100 enfamiljshus. Under vissa perioder utnyttjas värmepump för värmeuttag från lagret. Ytterligare uppgifter om lagret visas i Figur 4.



Figur 3. Lagrets lokalisering vid Högskolan i Luleå.

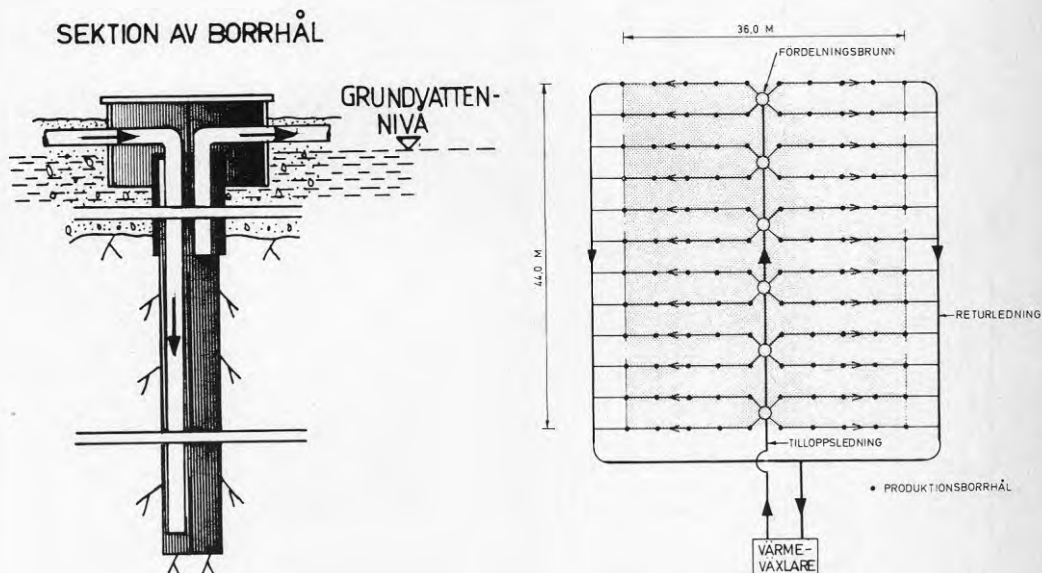


Data om värmelagret för projekt LULEVÄRME:

Volym:	100 000 m <sup>3</sup> (36x44x60)	Antal borrhål:	120 st
Bergart:	granit, gnejs	Borrhålsdiam:	150 mm
Jorddjup:	2-6 meter	Borrdjup:	65 meter
Max temp:	79 °C	Energi tillf:	2,8 GWh
Min temp:	30 °C	Energi uttag:	1,6 GWh
Värmepumpar:	2 st á 200 kW	Värmeförlust:	40 %

Figur 4. Sprängskiss genom lagret.

Cirkulationen mellan borrhålen är uppbyggd som 24 parallella linjer med vardera 5 seriekopplade borrhål. Linjerna utgår från lagrets centrumlinje. Det varmaste cirkulationsvattnet leds först ner i ett borrhål i lagrets centrum. Det något avkylda vattnet pumpas vidare till nästa borrhål i linjen för att senare återcirkuleras till värmeväxlare efter att ha nått returledningen längs lagrets långsida. Cirkulationssystemet är öppet, se Figur 5. Vid uttag av värme vänds cirkulationsriktningen.



Figur 5. Cirkulation genom lagret.

#### Simulering av värmelagrets drift

Värmelagrets termiska funktion har simulerats med en datormodell utvecklade vid Institutionen för matematisk fysik vid Tekniska Högskolan i Lund. Beräkningarna baseras på kända data om lagret medan driftsförutsättningar är antagna enligt Tabell 1. Nya beräkningar och jämförelser med uppmätta data kommer att göras allt eftersom verkliga driftsförhållanden blir kända.

Tabell 1. Antagna driftsdata 1983-85.

Tidsperiod	L=laddning U=uttag	tillopps- temperatur (°C)	flöde (kg/s)	uttags- effekt (kW)
1983-07-01--83-08-31	L	72	18	
09-01--83-10-15	L	73	18	
11-01--83-11-30	U		4,8	400
12-01--83-12-31	U		3,8	400
1984-01-01--84-01-31	U		2,8	350
02-01--84-02-28	U		3,3	350
03-01--84-03-31	U		2,9	300
04-01--84-04-15	U		3,2	270
-----				
1984-05-01--84-08-31	L	72	18	
09-01--84-10-31	L	77	18	
11-01--84-11-30	U		5,2	440
12-01--84-12-31	U		5,2	540
1985-01-01--85-01-31	U		4,5	580
02-01--85-02-28	U		4,4	550
03-01--85-03-31	U		3,8	400
04-01--85-04-30	U		3,2	270

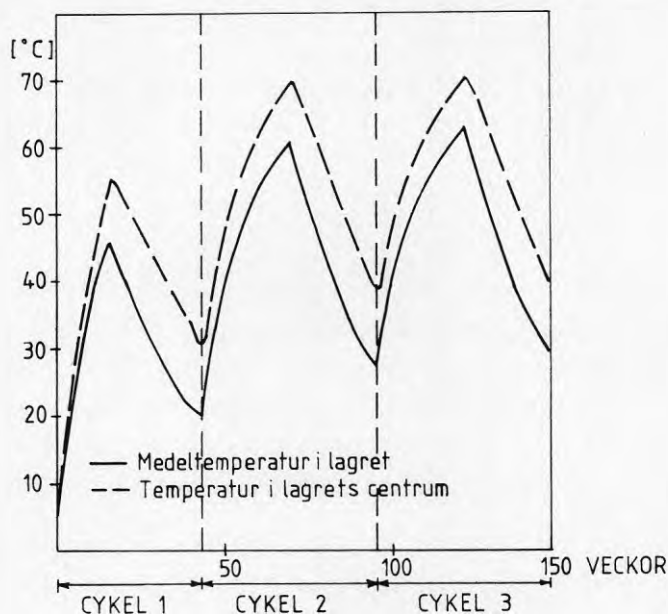
## Beräknade driftsresultat

Det första driftsåret är kortare än följande år. Den inmatade värmemängden är därför lägre än under kommande år. Under det tredje året har berggrunden kring lagret hunnit bli så pass uppvärmd att värmeförlusterna börjat stabiliseras. För åren därefter innebär detta att lagrets funktion kommer att förbättras endast något från det tredje årets värden. Se Tabell 2.

Tabell 2. Beräknad inmatad och uttagen energi under 1983-85.

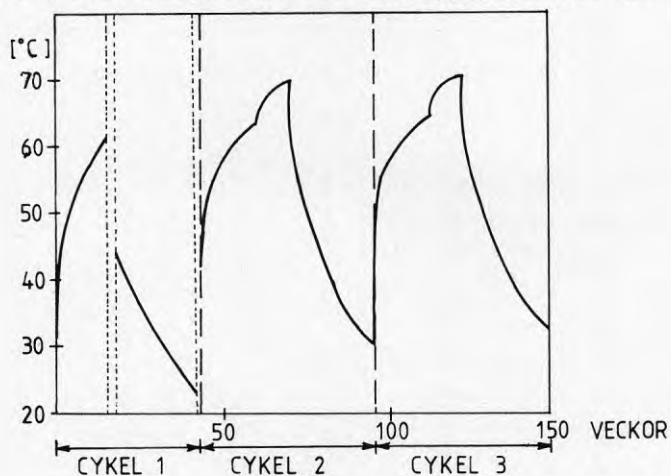
	1983	1984	1985	
inmatad energi	3591	3962	3446	MWh
uttagen energi	1402	2012	2012	MWh

I Figur 6 visas lagrets beräknade medeltemperatur och temperatur i lagrets centrum under de tre första driftsåren. I detta fall har värmelagrets volym antagits till 120 000 m<sup>3</sup>.



Figur 6. Lagertemperaturer under åren 83/84, 84/85, 85/86.

Cirkulationsvattnets returtemperatur har beräknats och visas i Figur 7. Under inlagringsperioden stiger returtemperaturen till cirka 70 C under andra och tredje driftsåret. Inloppstemperaturerna finns angivna i Tabell 1.



Figur 7. Cirkulationsvattnets returtemperatur från lagret.

## Forskningsprogram

Utvärderingen av projektet kommer att göras under de två första driftsåren och slutrapportering till BFR kommer att göras under hösten 1985. Forskningen kring värmelagrets funktion ska bland annat leda till förbättrade beräkningsmodeller för dimensionering av borrhålsvärmelager. En förutsättning för utvärderingen är att noggranna undersökningar görs av berggrund, grundvattenströmning m m. FoU-arbetet kan sammanfattas enligt nedan.

### Geologi:

En förundersökning gjordes för att bestämma de geologiska förutsättningarna för lagret. Befintliga geologiska och geotekniska undersökningar tillsammans med seismiska undersökningar av berggrundytans beskaffenhet gav en första bild av geologin i området. Kärnboringar har också utförts i försöksområdet. Kärnorna har sprickarterats. Kärnorna har också använts för att bestämma bergets värmeegenskaper.

### Geohydrologi:

Ett kärnborrhåll har använts för permeabilitetsbestämning av berggrunden. Dessa mätningar gjordes som stegvis provtryckning med dubbelmanschett varvid vattenförlustmätningar utfördes med olika vattentryck. Provpumpningar har gjorts i värmelagret.

### Vattenkemi:

Vattenkemiska problem kan vara ett av de största problemen för borrhåls-lager med öppna cirkulationssystem. Det cirkulerande vattnet löser ut mineraler som kan avsättas i värmeväxlare och rörsystem. Problemet beror av många olika faktorer, temperatur, bergart, ursprunglig vattenkemi m m.

Grundvattenkemin studeras periodiskt genom att vattenprover tas varje månad under lagrets drift. Proverna analyseras och jämförs med laboratorieförsök i utvärderingen.

### Bergmekanik:

Den bergmekaniska studien syftar till att utreda om bergets termiska volymförändring medför sprickbildning i den uppvärmda bergkroppen. Sprickbildning kan orsaka sättningar/hävningar i markytan. Sprickbildning i berggrunden påverkar också lagrets funktion genom ökad



grundvattenströmning i berget.

Studier av sprickbildning görs med precisionsavvägning av bergytan och sprickfrekvensmätningar i speciellt borrade hål.

#### Funktion:

Mätningar av berggrundens temperatur, på olika djup, görs en gång per dygn under hela mätperioden. Mätningarna görs i speciella temperaturmätthål som borrats inom och utanför lagret. 4 borrhål är borrade i lagervolymen, 3 st i lagrets periferi och 2 borrhål 25 resp 50 m från värmelagret. För mätningar i berggrunden används koppar-konstantan givare som är inkapslade i syrafast stål. Mätningar av tillförd och uttagen effekt görs som flödes- och temperaturmätningar på lagrets tilllopps/retur-vatten. Dessa mätningar görs varje timme.

Uppmätta in/uttemperaturer och flöde, är indata till en beräkningsmodell som simulerar lagrets termiska funktion.

#### Driftsuppföljning:

Driftsproblem kommer att dokumenteras under försöksperioden. Erfarenheter och problem sammanfattas i den slutliga utvärderingen av värmelagret.

#### Anläggningsarbete:

En utvärdering av projekterings- och anläggningsarbetet ingår i forskningsprojektet, där projektörens och entreprenörens erfarenheter ska sammanfattas. Borrningsarbetet ägnas speciell uppmärksamhet. Borrningarna har studerats under den 5 månader långa borrningsperioden.

#### Ekonomi:

Utvärderingen avslutas med en ekonomisk utvärdering av anläggningskostnader och driftskostnader.

## REFERENSER

Johansson, B och Nordell, B: Värmelagring i naturmaterial. Tekniska Högskolan i Luleå. TULEA 1980:13.

Johansson, B och Nordell, B: Berglager - en anläggning för säsongslagring av värme. Tekniska Högskolan i Luleå. TULEA 1980:14.

Andersson, S Johansson, A Nordell, B och Åbyhammar, T: Värmelagring i berg med borrhålssystem. Pilotförsök i Luleå och förprojektering av fullskaleanläggning. BFR-rapport R15:1983.

Kadesjö, H och Sintorn, J: Säsongslagring av värme i berg. Förstudie av borrhålslager för ca 1000 lägenheter. BFR-rapport R98:1981.

- 5.1.4**      **Projekt i Sverige - Värmelagring i lera  
projekt Sunclay och Kullavik,  
Stefan Olsson, AB Andersson & Hultmark**

**Inlägg presenterat vid "Nordiskt seminarium kring  
säsongslagring av värme", 5 och 6 oktober 1983**

Värmelagring i lera

Projekt: Sunclay

Kullavik

Föredragshållare: Stefan Olsson

AB Andersson & Hultmark

## Sunclay-projektet

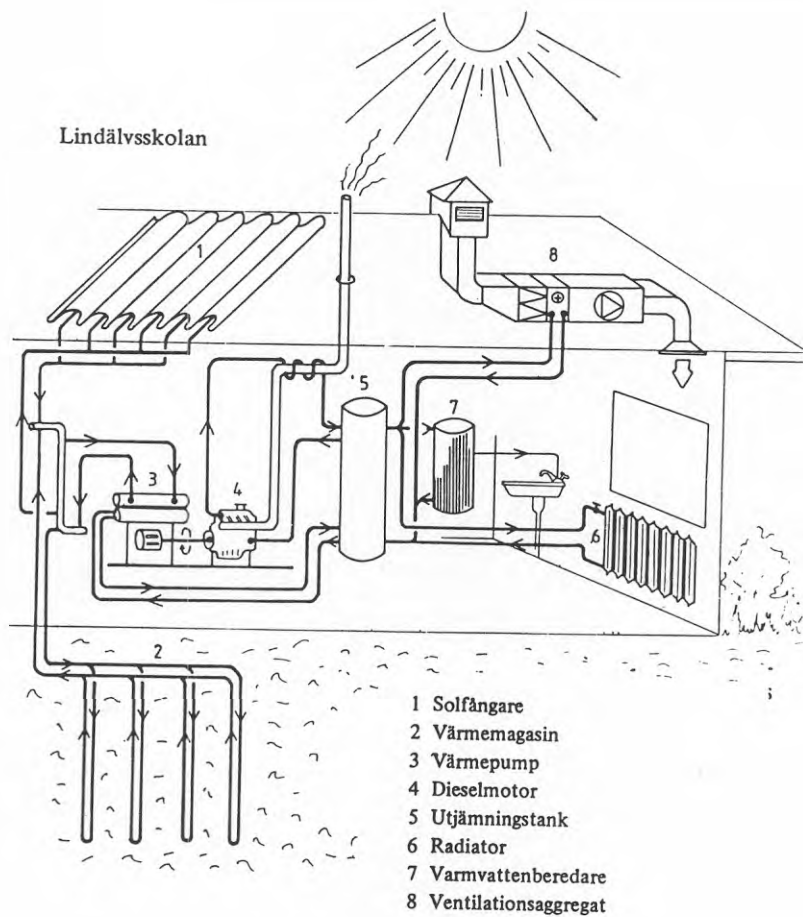
I detta unika fullskaleförsök lagras solenergi från sommar till vinter i lera. Solenergin nyttjas via dieseldrivna värmepumpar till att förse en gymnasieskola med värme och varmvatten. På detta sätt sparas årligen ca 60% av den olja som skulle förbrukats med ett konventionellt oljebaserat värmeproduktionssystem. Kostnaden för detta solvärmesystem är cirka 2% av totalkostnaden för skolan.

SUNCLAY-projektet omfattar värmeproduktionssystemet för Lindälvs skolan i Kungsbacka, ca 3 mil söder om Göteborg centrum. Latituden är 57,5 NB och longituden är 12 ÖL. Årsmedeltemperaturen är 8 C och dimensionerande utetemperaturen är -16 C. Solinstrålningen mot en horisontell yta under ett normalår är 1050 kWh/m. Medelvindstyrkan är ca 4 m/s. Antalet graddagar i Kungsbacka uppgår till ca 3200 (17/11).

Uppvärmningsobjektet är en gymnasieskola för 800 personer. Det årliga energibehovet är ca 1300 MWh och det maximala effektbehovet uppgår till 760 kW. Skolan är av enplanstyp och har en byggnadsyta på 15 000 m. Lokalerna är avsedda för undervisning, administration motion, teater samt annan fritidsverksamhet. Temperaturen i lokalerna hålles konstant vid +20 C under dygnet. Eftersom delar av skolan hålls öppen på kvällar och helger och byggnaden har en ur värmesynpunkt trög dynamik skulle energibesparingen genom temperaturnedsättning bli i det närmaste obefintlig.

Figur 1 visar Sunclay-systemets principiella uppbyggnad.

Solvärme genereras av solabsorbatorerna (1) under sommaren. Dessa består av 1500 m matt svart takplåt av aluminium med invalsade rombiska kopparrör som utgörs av ett flänsförsett kopparrör. För att kunna tillföra lagret solenergi används 600 st U-formade PEH-slangar (2) som har drivits ner 35 m i leran med hjälp av en pålkran.



Figur 1. Sunclay-systemet.

På så sätt värms leran till ca 15 C under sommaren. Vintertid används dessa plastslangar som värmeupptagare och "suger" då tillbaka den lagrade solenergin så att temperaturen sjunker till ca 9 C. Värmeuttaget från ackumulatorkan sker med fyra dieseldrivna värmepumpar (3,4) med vardera 35 kW axeleffekt. Värmepumparna höjer temperaturen till 45 C. Energi från dieselmotorernas avgaser och kylvatten användes för att höja temperaturen till 55 C som är den temperatur vilken man erhåller i toppen av den större utjämningsstanken (5). Den mindre utjämningsstanken (5) används endast som flödesutjämnare. Från den större utjämningsstanken erhåller byggnadens övriga VVS-installationer sitt vatten. Radiatorerna (6) och varmvattenberedaren (7) erhåller 55-gradigt vatten från toppen av tanken medan ventilationsaggregaten (8) förses med vatten från mellansektionen som är 45 grader varmt.

Detta solvärmesystem tillgodoser skolans totala energibehov. Oljebesparingen är årligen ca 80 m<sup>3</sup> (ca 200 t kr) jämfört med en konventionell oljepanna. Den merinvestering som måste göras är 1,7 milj kronor.

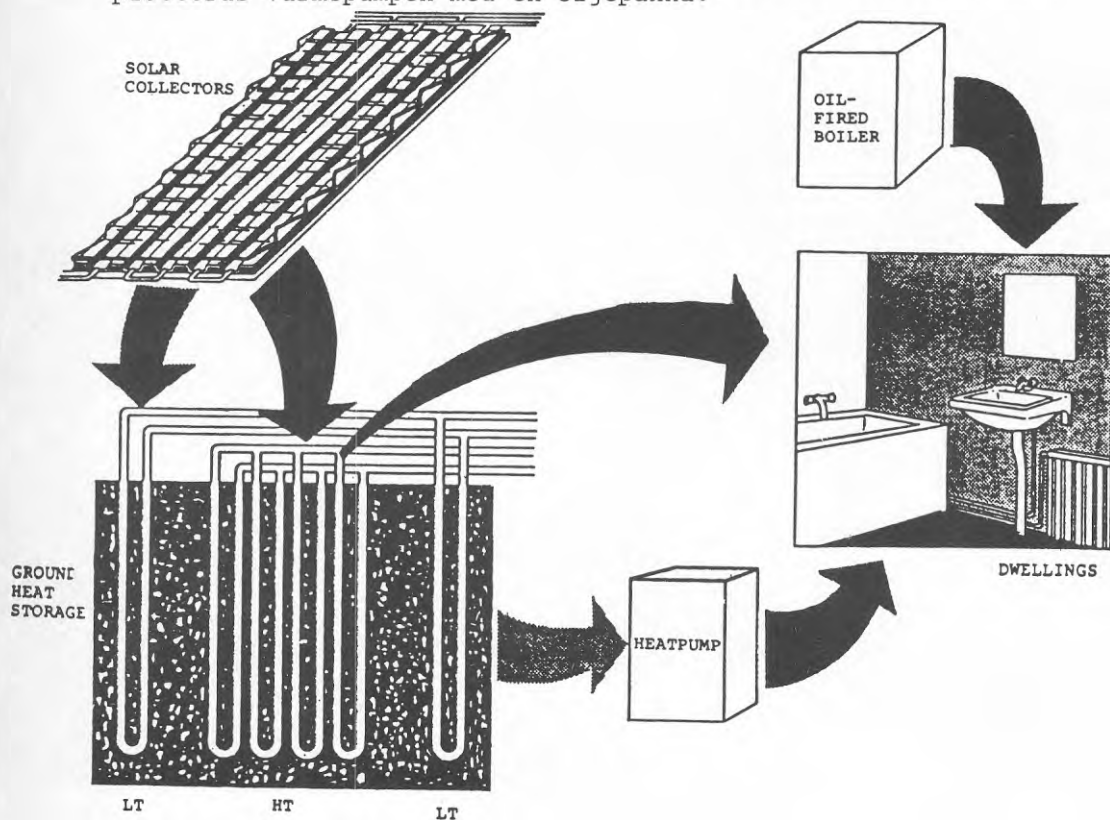
## KULLAVIK-projektet

I Kullavik, 25 km söder om Göteborg, förses fyra flerfamiljshus med värme och varmvatten från ett värmesystem baserat på solenergi.

Antalet lägenheter är 40 st och den totala uppvärmda golvytan är 3200 m. Årsenergibehovet för värme och varmvatten inklusive förluster i distributionssystem beräknas bli 310 MWh. Två tredjedelar av detta förväntas komma från solfångarna. Resten täckes med elenergi till värmepumpen och olja till oljepannan.

Figur 1 visar energi-flödet i värmesystemet. Huvuddelarna är solfångare, värmelager i mark (två zoner), värmepump och oljepanna. Värmesystemet är dimensionerat för låga temperaturer (50/40 C).

Solenergi levereras direkt till värmesystemet så länge detta är möjligt. När solfångarna inte längre ger tillräckligt med energi startar värmepumpen och hjälper till. På vintern kompletteras värmepumpen med en oljepanna.



Figur 1. Energi-flödet i Kullavik-projektet.



### Solfångarna

Solfångarna är integrerade i takkonstruktionen.

För att säkerställa takets funktion mot väta ingår en takplåt av typ Gränges TRP.

Absorbatorn utgörs av svartmålade aluminiumband sk. stripes med inbyggd kanal för det cirkulerande mediet.

Absorbatorn täcks av en korrugerad skiva av acryl som monteras med aluminium- och gummilister. Den totala solfångarytan är 545 m<sup>2</sup>.



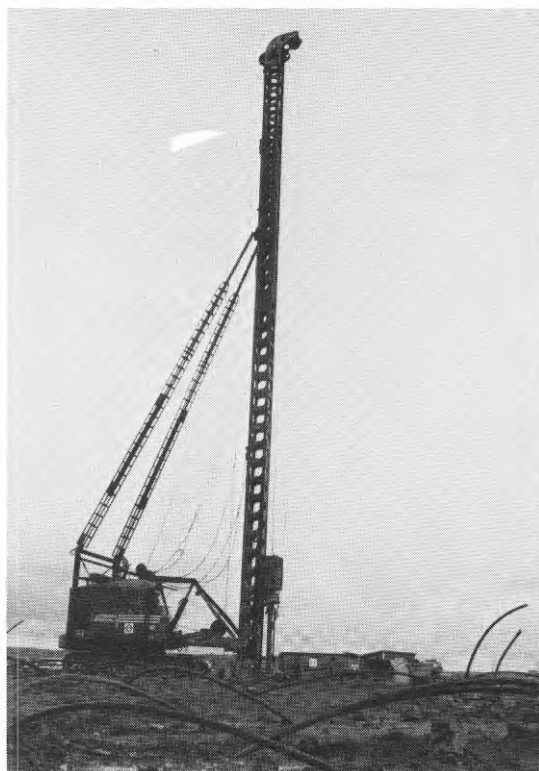
Figur 2. Integrerad solfångare med täckning av korrugerade akrylskivor.

## Värmelagret

Lerjorden vid sidan av byggnaderna används till att lagra solenergi i. Lagret består av två zoner, en högtemperaturzon (HT) och en lågtemperaturzon (LT).

HT är endast 200 m<sup>3</sup> stort (5x5x8 m) och värms upp till 60 C° så att direkt användning av solenergi möjliggörs. LT, som omger HT, värms under sommaren upp till ca 25 C° och kyls sedan till ca 10 C° under vintern. Djupet är 12 m i LT och 8 m i HT. Totala volymen på värmelagret är ca 8100 m<sup>3</sup>.

Värmeväxlare mellan det cirkulerande vattnet och leran utgörs av polyetylenrör (PEM) som är placerade som ett "U" vertikalt i marken. Ytterdiameter hos dessa rör är 32 mm och total mängd rör är 5600 m.



Figur 4. En pålkran användes för att placera "U"-rören vertikalt i marken.

Genom att på detta sätt placera plaströren i två zoner, är det möjligt att bygga ett litet lager för hög temperatur, utan att förlora all energi till omgivningen.

I första hand levereras solenergi till HT och sedan till LT. Genom att värme upp LT kommer förlusterna från HT att minska d.v.s LT utgör isolering av HT.

Förlusterna från LT kommer att uppgå till ca 35%.

### Kostnader

Merkostnaden för denna solenergianläggning är ca 800 tkr jämfört med en central oljeanläggning. Med 20 års avskrivning och 4% real ränta innebär detta ca 35 öre/kWh.

5.1.5      **Diskussion kring lagring i mark, diskussionsledare:  
Peter Margen, Margenkonsult**

**Inlägg presenterat vid "Nordiskt seminarium kring  
säsongslagring av värme", 5 och 6 oktober 1983**

## NORDISKT SEMINARIUM KRING VÄRMELAGRING

**Sammanfattning av diskussionen vid sessionen  
"Rörssystem - Borrhålslager - lagring i Mark"****Projektet "Kervo Solby":**

Fråga från Norge: Varför kan man inte ladda ur mer energi ur borrhålslagret för att minska elbehovet?

Peter Lund: Lagret är för litet. När temperaturen sjunkit under ett visst värde måste urladdningen avbrytas.

**Projektet "Luleåvärme":**

Fråga från Norge: Hur har man lyckats med borrhoggrannheten?

Nordell: Det har blivit systematiska avvikelser i samma riktning på några meter och därutöver begränsade slumpmässiga avvikelser i alla riktningar. Inga kanaler har korsat varandra.

Claesson: Slumpmässiga avvikelser på någon meter i botten av kanalerna har försumbar inverkan på prestanda, enligt teoretiska beräkningar.

Margen: Man kan uppnå betydligt mindre avvikelser än de som uppmätts i Luleå-fallet om man riktar borrhutrustningen vid vissa intervaller.

**Föredraget "Värmelagring i lera":**

Tore Berntson: Kostnaden för Kullaviklagret är uppgiven till 110 kr per m dubbelkanal. Margen har använt 40 kr/m och jag 65 kr/m. Vad beror skillnaderna på?

Stefan Ohlson: Kostnaden påverkas starkt av djupet. Man kan grovt räkna med en kostnad på 1 000 kr/m kanal och mycket låga marginalkostnader för ändringen av djupet från ett referensvärde. I Kullavik hade vi 10 m kanallängd, vilket motsvarar ca  $1\ 000/10 = 100$  kr/m. Margen antog 20 m, vilket motsvarar 50 kr, dvs nära hans 40 kr/m. Berntson hade 15 m, vilket motsvarar  $1\ 000$  kr/15 = 67 kr/m.

Margen: Är den stora fördiametern, 32 mm mot 16 mm för Kungsbacka en bidragande orsak till den högre kostnaden för Kullavik? Varför har man valt den större diametern?

Ohlson: Knappast. Även 32 mm plaströr är mycket billiga. Valet av en stor diameter motiveras av det faktum att flera slingor är seriekopplade i Kullavik och önskemålet att trots detta begränsa tryckfallet.

Lemecke: Har man fått sättningar i högtemperaturdelen av Kullaviklagret?

Ohlson: Relativt måttliga sådana - ca 5 cm. De utvärderas för närvarande.

Margen: Vad är högtemperaturlagrets huvudfunktion i Kullavik - är det korttidslagring? Lönar det sig med ett så litet lager?

Ohlson: Lagrets syfte är korttidslagring samt ökningen av andelen energi som solfångaren kan ge utan värmepump. Pay-off-tiden för högtemperaturlager är ca 7 år. Sålunda är det i stort sett ekonomiskt motiverat.

5.2            Bergrum - gropar - tankar - lagring i vatten,  
                 ordförande Gunnar Gustafson, VIAK AB och CTH

5.2.1         Tekniköversikt  
                 Gunnar Gustafson, VIAK AB och CTH

Inlägg presenterat vid "Nordiskt seminarium kring  
säsongslagring av värme", 5 och 6 oktober 1983

## VÄRMELAGER I TANKAR, GROPAR OCH BERGRUM

Gunnar Gustafson, CTH/VIK AB

Genom att vatten har hög värmekapacitet ligger det nära till hands att lagra värme i form av uppvärmt vatten i ett stort hålrum. Tidigt har principen tillämpats vid korttidslagring av värme i stältankar vid kraftvärmeverken. Principen kan också utnyttjas för säsongslagring av värme.

### Systemlösningar

För att åstadkomma lagringsvolymen har olika systemlösningar tillämpats, som tidigare nämnts började man med stältankar. Med hänsyn till att säsongslagring fordrar en låg kostnad för lagret, då det bara kan betalas av en gång per år, måste man tillämpa annan teknik, som t ex isolerade eller oisolerade gropar och bergrum, se fig 1.

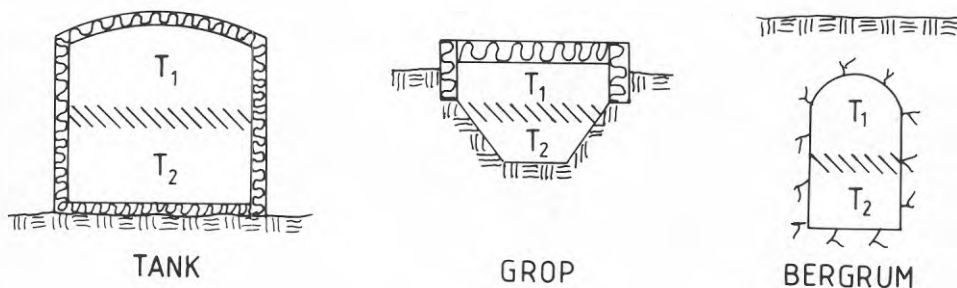


Fig 1. Olika lagringssystem för varmvattenlagring.

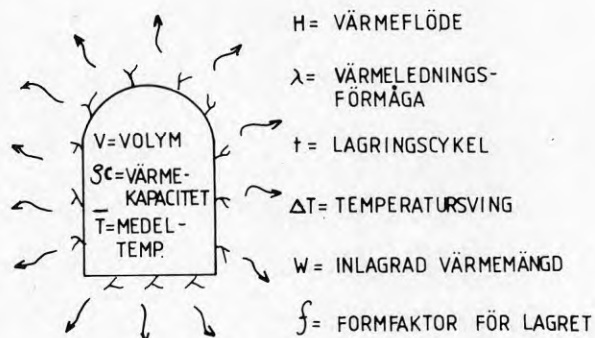
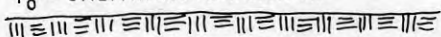
Gemensamt för systemen är att lagret måste vara stort för att värmeförlusterna skall vara små och att man vill utnyttja ett temperatursprängskikt för att skilja varmt och kallt vatten åt i lagret.



## Värmeförluster

De stationära värmeförlusterna från ett värmelager kan relativt enkelt uppskattas, se figur 2.

$T_0 =$  OMGIVNINGSTEMPERATUR



$$\text{FÖRLUSTER} = \frac{H \cdot t}{W} = \frac{\lambda}{Sc} \cdot \frac{T - T_0}{\Delta T} \cdot \frac{f}{\sqrt{2/3}} \cdot t$$

MATERIAL      TEMPERATUR      GEOMETRI      TID

Fig 2. Värmeförluster från ett lager.

Man finner då att värmeförlusterna styrs av:

- 1) Materialet, som oftast inte kan väljas
- 2) Temperaturen, där möjligt temperatursving oftast styr medeltemperaturen
- 3) Volymen, som bör vara så stor som möjligt
- 4) Lagringstiden, som är låst vid säsongslagring.

I dessa förluster ingår inte anvärmningen, som ofta kan motsvara en värmemängd av samma storleksordning som lagrets kapacitet.

### Värmekvalitetsförluster

Förutom förlusterna till omgivningen förlorar också värmets kvalitet vid lagringen, samma värmemängd återfås vid en lägre temperatur vid återvinningen. Orsakerna är att det språngskikt, som man räknar med skall skilja varmt och kallt vatten åt i lagret inte gör det fullständigt. Man finner bland annat att värmeledningen genom skiktet inte är obetydlig, att vi får ett kallras vid lagrets väggar samt att språngskiktet kan vara instabilt vilket ger interna flöden som sänker temperaturen.

Förutom dessa problem, som rör själva lagret, sker dessutom en temperatursänkning i värmeväxlarna till omgivande kretsar.

### Vattenkemi

Till de problem man kan förvänta sig vid lagring i stora öppna volymer hör igensättningar och korrosion orsakade av kemiska förändringar i vattnet. Speciellt uttalat är detta vid bergrum, där stora bergytter kommer i kontakt med vattnet. Vi finner alltså två problemställningar:

- 1) Vad händer med det vatten, som finns i systemet, vid uppvärmning och avkylning
- 2) Vad kan lösas ut från berget.

Framförallt två ämnen har varierande löslighet vid olika temperaturer, dels kalk som har hög löslighet vid låg temperatur, dels kiselnsyra som är löslig vid höga. Man kan således vänta sig en utfällning av kalk i värmeväxlare vid uppvärmning, vilket också konstaterats i flera anläggningar. Detta medför att man bör fylla lagret med åtminstone partialavhärdat vatten. Vidare kan man så småningom förvänta sig utfällningar av kiselnsyra vid avkylning, då man också konstaterat att kiselnsyra löses ut ur mineralen vid höga temperaturer. Några sådana problem har dock veterligen inte ännu konstaterats.

Man kan vidare nämna att lösligheten hos betong normalt är väsentligt högre än för berg, vilket kan vara allvarligt, då förstärkningar av betong utnyttjas i bergrumsbyggande.

### **För och nackdelar**

Värmelagring i gropar och berggrum har flera fördelar. Systemet är enkelt, man får måttliga kvalitetsförluster under lagringscykeln och gropar eller berggrum kan byggas på de flesta ställen.

Tekniken har en väsentlig nackdel, den är för dyr och man bör anstränga sig att få ned kostnaderna. Detta kan antingen ske genom att utveckla hybridssystem, som blockfyllda berggropar och kombinationslager berggrum/borrhålslager eller genom att finna billiga, säkra och hållbara isoleringsmetoder för gropar.

### **Några slutord**

Berggrum och groplager har utförts i några anläggningar och driftserfarenheter börjar komma. Det medför att man till stor del kan se det som en utvecklad teknik, åtminstone i dessa sammanhang. Vi har dock funnit att kostnaderna är något för höga. Man bör därför sträva efter att också utnyttja denna typ av lager också för korttidslagring till vilket den väl lämpar sig. I ett längre perspektiv bör man sträva efter kostnadssänkande åtgärder t ex genom att kombinera den med andra tekniker.

- 5.2.2 Projekt i Danmark - 500 m<sup>3</sup> försögsvarmelager  
(seasonal storage test pit),  
Vagn Ussing, DTH

Inlägg presenterat vid "Nordiskt seminarium kring  
säsongslagring av värme", 5 och 6 oktober 1983

SEASONAL HEAT STORAGE IN UNDERGROUND WARM WATER STORES  
(CONSTRUCTION AND TESTING OF A 500 m<sup>3</sup> STORE)

Authors : PREBEN N. HANSEN, KURT K. HANSEN, VAGN USSING

Contract number : ESA-S-162-DK (G)

Duration : 20 months 1 November 1981 - 30 June 1983

Total budget : Dkr. 1,000,000 CEC contribution : 50%

Head of project : Preben N. Hansen, Thermal Insulation Laboratory

Contractor : Thermal Insulation Laboratory

Address : Technical University of Denmark  
Building 118  
DK - 2800 Lyngby  
Denmark

Summary

Design, construction and testing of the efficiency of a 500 m<sup>3</sup> warm water pit has been carried through. The aims of the project were:

- gathering practical experience with the actual realization of the pilot plant;
- monitoring of the overall behaviour of the storage system;
- verification and modification of the digital computer program used to simulate the thermal behaviour of the pit.

The store has performed very well. Only minor unforeseen problems developed during installation of the floating "gasket" sealing the top lid at the edges. The results are that good agreement was obtained when comparing the measured thermal behaviour with both the numerical and analytical predicted performances.

### 1. Introduction

The aim of the project has been to show that warm water pits, uninsulated against the soil, are well suited for seasonal heat storage. The fact that the use of insulation materials are limited to the top surface, will result in a price reduction when comparing with pits built with insulation of the soil interface.

The project contains the following phases:

- a. Detailed examination of the soil conditions on the site of the pit.
- b. Determination of the thermal properties of the soil using the information from a).
- c. Design of the pit using the information from a).
- d. Construction of the pit.
- e. Simulated operations and measurements.
- f. Verification of a digital computer program for simulating the thermal behaviour of the store.
- g. Reporting.

The results of phase a), b), and c) have been reported earlier (1).

### 2. Construction of the store

The pit with a pyramidal geometry was dug into the ground from the ground level. The store/soil interfaces are made waterproof by use of a 2.5 mm polyethylene plastic liner. A photo of the lining work is shown in figure 2, and a cross section is shown in figure 1.

The floating lid is heat insulated by 0.5 m polystyrene and protected against evaporation from the pit and against climatic conditions by use of a 2.5 mm polyethylene plastic bottom liner and a 1.0 mm butyl rubber liner for the topside. The lid was constructed in a "dry dock" next to the pit and was easily floated to the final position. A photo of the final plant is shown in figure 3. The construction was completed in 3 months during the summer of 1982.

The ground water level is 40 m below the ground level.

### 3. Experimentation

Approximately 80 copper constantan thermocouples are being used to measure temperatures in the water and in the soil under and around the pit. The thermocouples are arranged in chains which are located in two planes as shown in figure 4. The location of the thermocouples in the ground in one of the planes is shown in figure 5.

The temperatures are scanned automatically once an hour. Every day the data logger system prints all the daily mean temperatures on paper and on tape (for later transfer to our computer center).

The heat input to the water in the pit is generated by two gas boilers. The first charge period started in September 1982 with a water temperature of 15°C.

Because of the limited time being available for experimentation in this project, it was decided to accelerate the testing by reducing the charge/discharge cycle from 365 days to 70 days. Further it was decided to have total temperature mixing of the water in the store. The charge and discharge cycles can be seen in figure 9.

### 4. Computer model

A computer program has been constructed based on the method of finite differences. The program treats the geometry of 1/8 of the pit and the surrounding soil as indicated in figure 6. The computer code has been constructed to be truly 3-dimensional. The enmeshment is shown in figures 5 and 6. The centre points of the volume elements shown are the meshpoints

used in the simulations. The computer program offers the following facilities:

- initial and boundary conditions can be specified freely;
- thermal material properties can be specified separately in every horizontal mesh point plane;
- soil temperatures in mesh points and heat loss from the pit to the soil are calculated at 6-hours time intervals;
- calculated and measured temperatures are linked in the data base to facilitate comparing;
- a yearly simulation cost of about 1.5 CPU minutes on our IBM 3033 computer.

#### 5. Verification of the computer program

The procedure for determining the thermal properties of the soil has been explained earlier (1). The values found were the following:

- coefficient of thermal diffusivity  $\alpha = 22 \text{ m}^2/\text{yr}$
- coefficient of thermal conductivity  $\lambda = 1.6 \text{ W/m } ^\circ\text{C}$
- coefficient of heat accumulation  $\sqrt{\lambda\rho c} = 3.0 \text{ kWh}/^\circ\text{C m}^2 \text{ yr}^{1/2}$

Using these findings, measured and calculated temperatures have been compared. As examples the temperatures on the measuring locations 7 and 24 shown in figure 5 are traced in figures 7 and 8. It thus appears that the program can be used in the original form to simulate the thermal behaviour if this type of pit. (No change in soil assumptions was needed).

#### 6. Storage efficiency

Firstly, the storage efficiency in part of the period of testing is investigated. The sum of the accumulated heat loss from the pit to the soil and through the top-lid by conduction is shown in figure 9. (This parameter is part of the output from the computer program). The heat loss during the second discharge period from day 145 to day 180 is used, (the difference between point 2 and 1 in figure 9):

$$\Delta Q_1 = 1.72 \cdot 10^{10} \text{ J} = 4,770 \text{ kWh} \quad (1)$$

(85% is lost to the soil and 15% through the top-lid by conduction)

The heat content of the water in the pit being discharged from  $60.6^\circ\text{C}$  to  $30^\circ\text{C}$  is (water volume  $\approx 540 \text{ m}^3$ ):

$$\Delta Q_{\text{acc}} = 19,000 \text{ kWh} \quad (2)$$

The cooling load measured on the discharge ventilator during this period:

$$\Delta Q_{\text{cool}} = 12,100 \text{ kWh} \quad (3)$$

Consequently heat losses in piping, edge transmission and evaporation losses at the edge of the lid have been:

$$\Delta Q_2 = 19,000 - 4,770 - 12,100 = 2,130 \text{ kWh} \quad (4)$$

The major part of  $\Delta Q_2$  is an unaccounted loss due to the sealing of the lid at the edges, which has not been included in the computer calculations.

The storage efficiency:

$$\eta = \frac{\Delta Q_{\text{cool}}}{\Delta Q_{\text{acc}}} = \frac{12,100}{19,000} = 64\% \quad (5)$$

Without this unaccounted evaporation loss, the efficiency would have been:

$$\eta \approx 74\% \quad (6)$$

Only including the heat loss to the soil, the efficiency will be:

$$\eta' = \frac{19,000 - 4,770 \cdot 85\%}{19,000} = 79\% \quad (6a)$$

Secondly the thermal behaviour during seasonal performance is investigated. The direct way of using the results of figure 9 goes via the Fourier number.

$$F_0 = \alpha \frac{t}{L^2}, \text{ where} \quad (7)$$

$\alpha$  = coefficient of thermal diffusivity,  $t$  = characteristic time and  $L$  = characteristic lineary dimension of the pit.

In figure 9 the temperature cycle time from day 110 to day 180 is 70 days, which is taken as the characteristic time.

In seasonal operation  $t = 365$  days.

Now using equation (7)

$$\alpha \frac{70 \text{ days}}{L_1^2} = \alpha \frac{365 \text{ days}}{L_2^2} \quad (8)$$

$\Rightarrow$

$$FAK = \frac{L_2}{L_1} = \sqrt{\frac{365}{70}} = 2.283 \quad (9)$$

FAK is the lineary scaling factor which must be applied in order to find a pit which, in seasonal operation, will manifest the efficiencies of equations (5) and (6). The volume is scaled as follows:

$$VOL_{\text{seasonal}} = VOL_{70 \text{ days}} \cdot FAK^3 = 6,430 \text{ m}^3 \quad (10)$$

To get an estimate of the efficiency in seasonal operation for large pits, the measured efficiencies will be compared to the theoretical efficiencies calculated on the basis of the theory developed by P.N. Hansen (2).

The total heat loss to the soil during a 6-months discharge period in wintertime is given by equation (13) in (2):

$$\begin{aligned} \Delta Q_{\text{soil}} &= A \frac{\sqrt{\lambda \rho c}}{\sqrt{\pi}} \left( -\Delta\psi \sqrt{1 \text{ year}} \right. \\ &+ (\psi_0 - \psi_\infty) \left( \frac{\sqrt{\alpha \pi}}{z M} \frac{1}{2} \text{ year} + 2 \left( \sqrt{t} - \sqrt{t - \frac{1}{2}} \right) \right) \left. \right) \end{aligned} \quad (11)$$

where

$A$  = the surface area of the store versus the soil

$\sqrt{\lambda \rho c}$  = the coefficient of heat accumulation of the soil

$\Delta\psi$  = the temperature amplitude in the store

$\psi_0$  = the average temperature in the store

$\psi_\infty$  = the original average temperature of the soil

$t$  = the time in units of years

$\alpha$  = the coefficient of thermal diffusivity of the soil

$M$  = the modulus, which is equal to the ratio volume of store versus surface area of the store

$z$  = a geometry factor

Not accounting for the heat losses through the top lid the efficiency is defined by:

$$\eta' = \frac{\Delta Q_{\text{accumulated}} - \Delta Q_{\text{soil}}}{\Delta Q_{\text{accumulated}}} \quad (12)$$

In the following it is compared if the equation of the theory (11) and (12) will provide an efficiency comparable to equation (6a) for the store of  $6,430 \text{ m}^3$  being discharged during seasonal operation.

Using values for the test pit (volume =  $540 \text{ m}^3$  and surface area versus the soil =  $300 \text{ m}^2$ ) one gets:

$$A = FAK^2 \cdot 300 = 1564 \text{ m}^2 \quad (13)$$



$$M = \frac{540}{300} \cdot FAK = 4.11 \quad (14)$$

The geometry factor is given in equation (22) in reference (2) to be  $z = 2$ .

Using equation (2) gives:

$$\Delta Q_{\text{accumulated}} = FAK^3 \cdot 19,000 = 226,100 \text{ kWh}$$

Inserting in equation (11):

$$\Delta Q_{\text{soil}} = 1564 \frac{3.0}{\sqrt{\pi}} \left( -15.3^{\circ}\text{C} + (45.3 - 9) \left( \frac{\sqrt{22 \cdot \pi}}{2 \cdot 4.11} 1/2 + 2 \left( \sqrt{2} - \sqrt{1 \frac{1}{2}} \right) \right) \right) \quad (15)$$

$$\Delta Q_{\text{soil}} = 44,500 \text{ kWh} \quad (16)$$

Inserting in equation (12):

$$\eta' = \frac{226,100 - 44,500}{226,100} = 80\% \quad (17)$$

This result has to be compared with equation (6a).

The agreement is seen to very good and it can be concluded that the analytical expression in equation (11) is fit for predicting heat losses to the soil in pit storage systems.

## 7. Conclusions

The design and construction of a 500 m<sup>3</sup> warm water pit was carried out with the highest priority being placed on securing accuracy in the testing of the efficiency of the pit during the pilot operations. Thus the details of this design cannot be taken as the technical and economical optimum for future full scale pits.

To simplify the comparison between the measured thermal behaviour of the pit and the numerical and analytical predictions of the performance during the pilot operations, the pit was dug into the ground completely, thus disregarding the normal procedure of securing dirt balance by placing excavated dirt as embankments.

The design and construction procedures have given no reason for changing of future facilities constructed for the same purpose.

The good agreement obtained during the testing between numerical and analytical predictions and measurements seems to indicate that the procedure followed during installation of the measuring points has been satisfactory.

Any future pilot plant and some of the first commercial applications should, perhaps, be equipped with "chains" of thermocouples for temperature monitoring. The chains should be safeguarded against moisture movements in the vertical holes drilled for placing of the measuring chains.

The numerical and analytical predictions of the performance of the pit during operation have been good, and continued observations during the coming year are expected to document the continued decrease in thermal losses predicted by the analytical studies of the operations.

The minor unforeseen difficulties arising during installation of the floating "gasket", which were designed to almost prevent evaporation and excessive heat losses along the joint between the lid and the concrete edge of the pit, are not expected to occur in full scale pits. The reason for this is that the lid on these pits should be fully fastened to the edge of the pit, thus making the warm water, stored in the pit, part of a "closed" system for energy transmission.

References

- (1) Hansen, K.K. and Hansen, P.N. Seasonal Heat Storage in Underground Warm Water Stores - Construction and Testing of a 500 m<sup>3</sup> Store. In Solar Energy Applications to Dwellings - Solar Energy R&D in the European Community, Series A, Vol. 2, pp. 404-412. (Ed. W. Palz and C. den Ouden). D. Reidel Publishing Company. 1983.
- (2) Hansen, P.N. Analytical Description of the Heat Losses from Underground Thermal Seasonal Heat Stores. Paper presented at the U.S. Department of Energy Conference "Seasonal Thermal Energy Storage", October 19-21, 1981, Seattle, Washington, U.S.A.
- (3) Hansen, Kurt Kielsgaard, Hansen, Preben Nordgaard and Ussing, V.: Seasonal Heat Storage in Underground Warm Water Stores - Construction and Testing of a 500 m<sup>3</sup> Store. Thermal Insulation Laboratory, Technical University of Denmark. Final report. Meddelelse nr. 134. 1983.

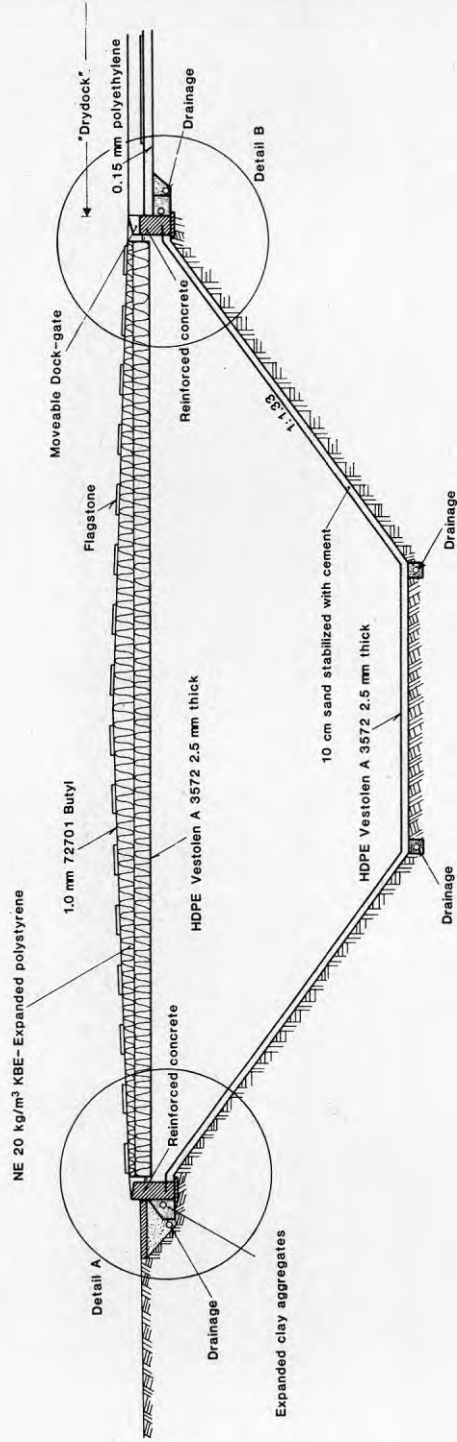


Figure 1.. Sectional view of the 500 m<sup>3</sup> test pit.

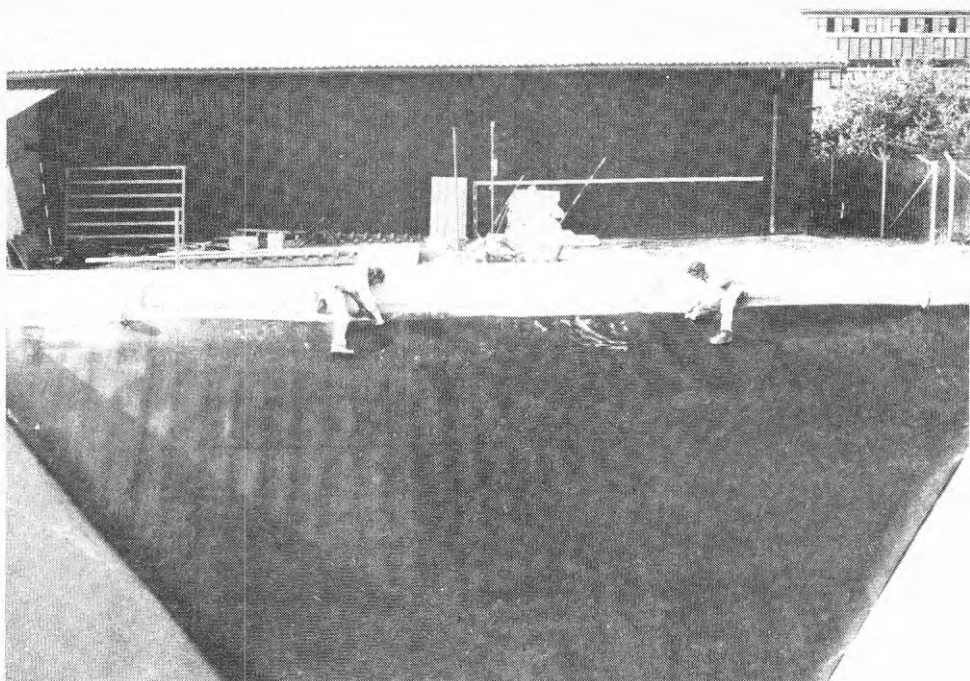


Fig. 2. The lining work in progress.



Fig. 3. The final plant. The "dry dock" where construction of the lid was undertaken, is partly seen to the left.

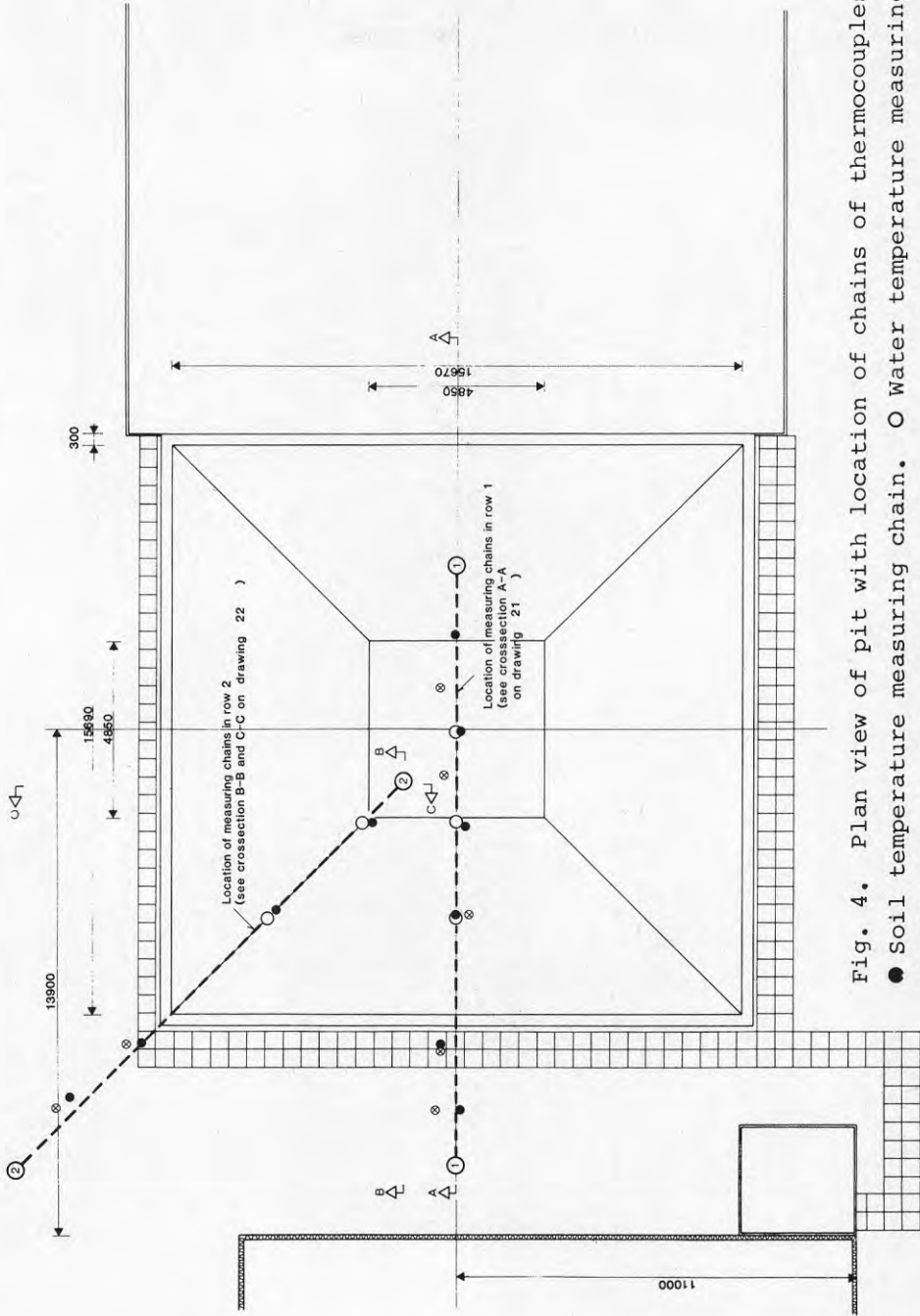


Fig. 4. Plan view of pit with location of chains of thermocouples shown.  
● Soil temperature measuring chain. ⊗ Water temperature measuring chain.  
⊙ Tube for moisture sensor.

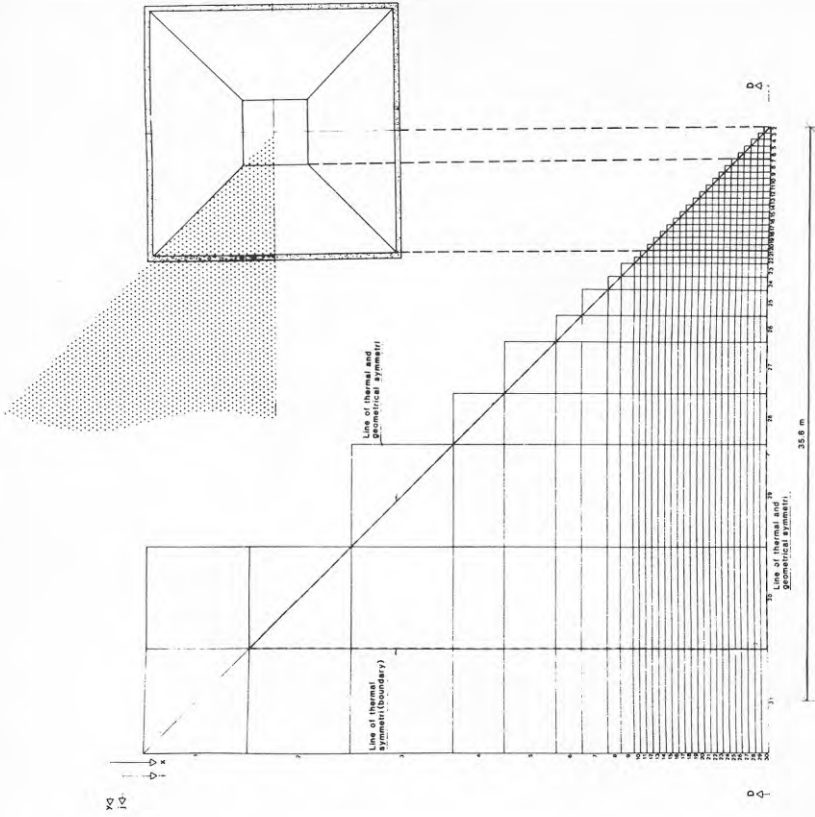


Fig. 6. Enmeshment in a horizontal plane.

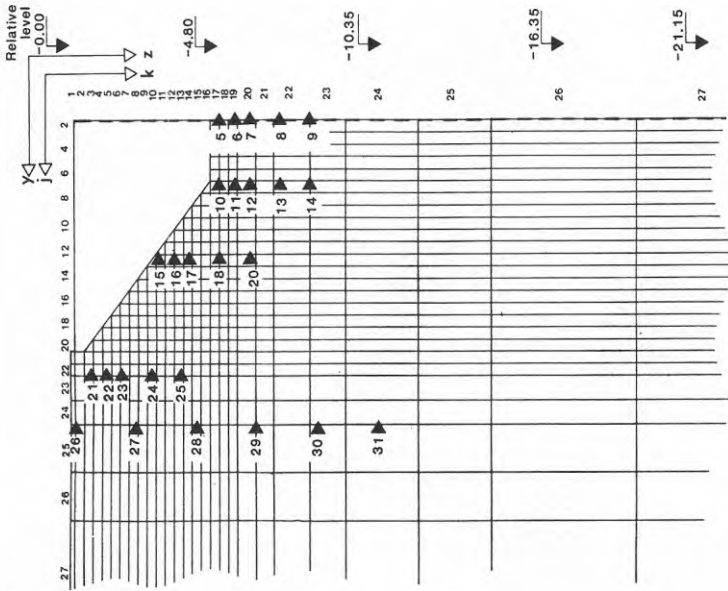


Fig. 5. Enmeshment in a vertical plane. ▲ indicates thermocouple locations.

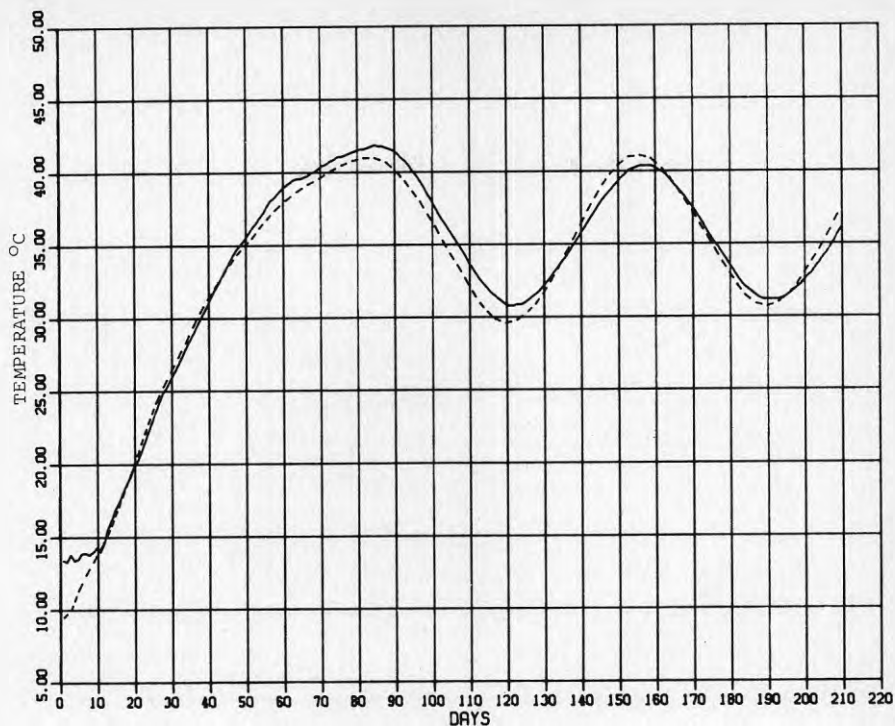


Fig. 7. Measured and calculated temperatures in measuring point location 7 on figure 5.

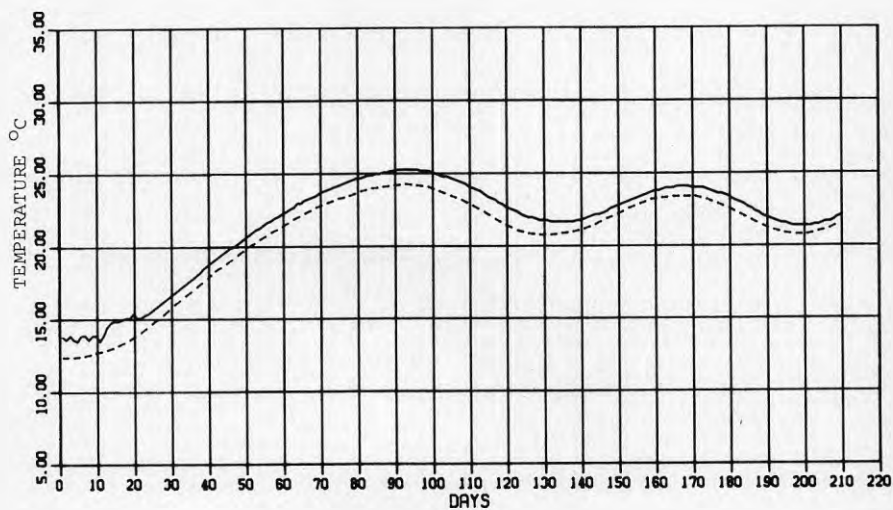


Fig. 8. Measured and calculated temperatures in measuring point location 24 on figure 5.

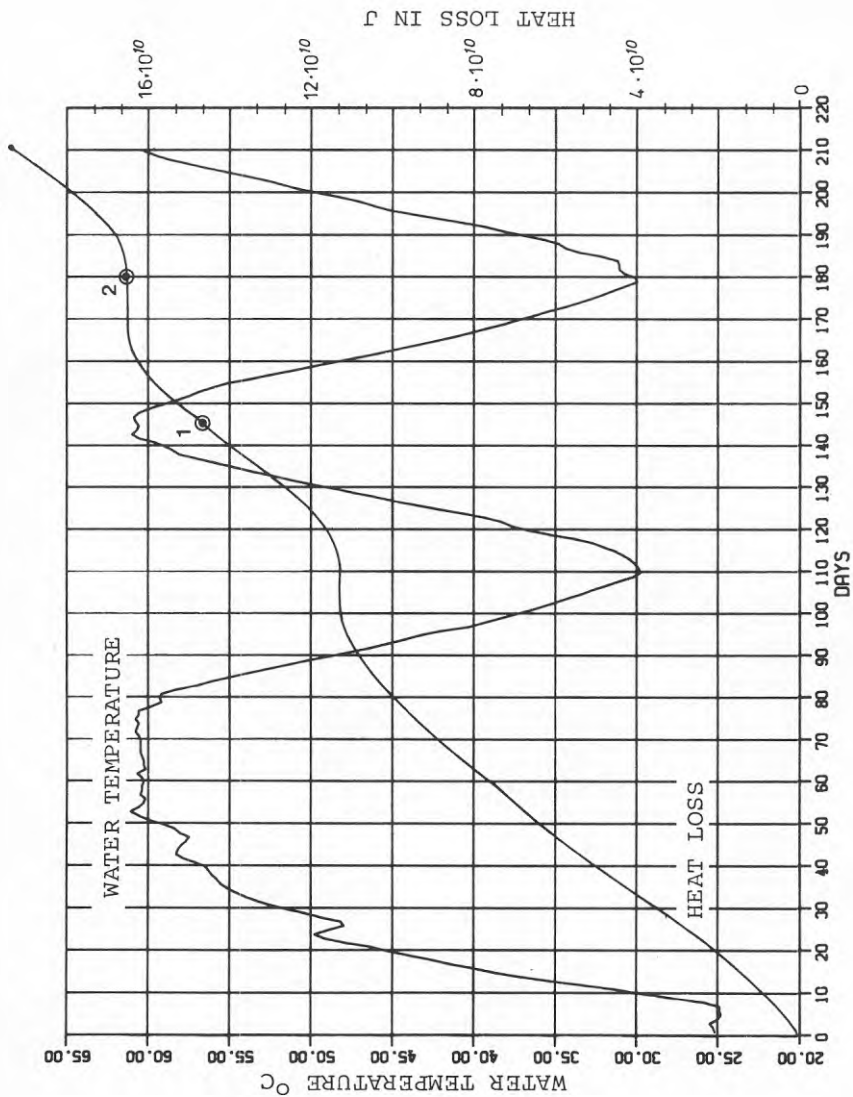


Fig. 9. The measured water temperature in the test pit and the calculated accumulated heat loss from the pit to the soil and through the top lid.



5.2.3      Projekt i Sverige - Lyckeboprojektet,  
Elisabeth Kjellsson, Uppsala Kraftvärme AB

Inlägg presenterat vid "Nordiskt seminarium kring  
säsongslagring av värme", 5 och 6 oktober 1983

## LYCKEBOPROJEKTET - VÄRMELAGER I BERGRUM

### Bakgrund

I likhet med många andra svenska städer har Uppsala kommit att i alltför hög grad bli beroende av olja för värmeförsörjningen. Bland andra sätt som nu utnyttjas för att minska detta oljeberoende som t ex sopförbränning, värmepump vid avloppsreningsverket och fastbränsleanvändning (kol/torv) kan även solenergi i framtiden komma att utgöra en betydande del av värmeproduktionen. För att redan idag få erfarenheter av solvärme i stor skala har Uppsala Kraftvärme AB låtit uppföra en solvärmeanläggning med säsongslager i ett separat, nybyggt fjärrvärmenät, Lyckeboprojektet.

### Lyckeboområdet

I Storvreta, ca 15 km norr om Uppsala, byggs mellan 1981 och 1986 ett nytt bostadsområde, Lyckebo. Området består av 550 bostäder och är en blandning av småhus och lägenheter (fig 1). Idag är ca 350 bostäder inflyttade och ytterligare ca 50 i stort sett klara. Värmeförsörjningen sker med ett separat fjärrvärmesystem, som arbetar med låga temperaturer, max 70°C på vintern respektive 55°C på sommaren (fig 2).

### Solfångarna

Värmeproduktionen sker fr n med 4300 m<sup>2</sup> solfångare samt en 6 MW elpanna. Solvärmen räcker till 15 % av årsbehovet och elpannan används för att simulera resterande del. Härigenom får man erfarenheter från värmelagringen som om det varit till 100 % solvärme-försörjt. Så småningom planeras solfångarytan att byggas ut.

Solfångarna är placerade på ett fält ca 500 m söder om värmelagret och all producerad solvärme leds upp till lagret med en fjärrvärmekulvert.

Solfångarna är av plan typ, med två genomskinliga teflonskikt placerade mellan skyddsglas och absorbatör (fig 3). Varje solfångare är 12 m<sup>2</sup> där de horisontellt placerade absorbatörerna är seriekopplade till 80 m längd. De 360 solfångarna är i sin tur samtliga parallellkopplade. För att uppnå önskade höga temperaturer, 95°C, varieras flödet med en varvtalsstyrd pump. I styrstrategin som tillämpas fr n accepteras även temperaturen 65°C för inladdning till lagret. Frysskyddet i solfångarna består av 55 % propylenglykol och kretsen avskiljd i ett apparatus vid solfångarfältet med en värmeväxlare.

Solfångarna är utvecklade och köpta av Scandinavian Solar i Göteborg, som även har byggt anläggningen och med en energigaranti ansvarar för funktionen. Solfångarna kopplades in i maj 1983 och har under sommaren och hösten fungerat tillfredsställande med hög verkningsgrad.

## Lagret

Värmelagret består av ett  $100\ 000\ \text{m}^3$  stort vattenfyllt bergrum placerat 30 m under markytan. Rummet är utformat som en ring med diametern 75 m och höjden 30 m (fig 4). Granitväggarna är helt oinklädda och grundvattenytan ligger ovanför bergrummet. För att genom lagret minimera grundvattenströmmar och därmed värmeförluster lades stor vikt vid att bergrummet placerades i en tät bergplint.

Bergrummet sprängdes ut mellan september 1981 till april 1982. För konstruktion och arbeten svarade Skånska Cementgjuteriet på totalentreprenad. För att få ut massorna byggdes en tunnel runt bergrummet med 3 anslutningar på olika nivåer. Efter sprängningarnas slutförande pluggades anslutningarna igen och med hjälp av ett borrhål mellan bergrummets botten och tunneln, används nu denna som expansionskärl. Massorna som tagits ut ur bergrummet transporterades ner till en krossanläggning placerad på det blivande solfångarfältet och såldes efter uppkrossning i olika fraktioner för användning i anläggningsverksamhet.

I samband med bergrumsbyggandet sprängdes även en Y-formad tunnel ut ovanför själva bergrummet (fig 5). Denna används som distributionscentral för värmelagret och fjärrvärmenätet. Här finns pumpar, värmeväxlare och övrig VVS-utrustning samt den elpanna som används för att simulera solenergi. I ett kontrollrum finns styr- och reglerdator och i särskilda utrymmen finns ställverk samt personalrum. Lagret förbinds med distributions-tunneln genom 4 st borrhåll vertikala hål med 1 m i diameter. I dessa hål, som är parvis placerade finns de höj- och sänkbara teleskoprören, i vilka in- respektive urladdning av lagret kan ske. Installationerna i distributionstunneln ägde rum mellan april 1982 och februari 1983.

Bergrummet fylldes med vatten under ca 6 veckor under hösten 1982. Vattnet som användes var ett infiltrerat grundvatten från en grusås i närheten och vattenfyllningen kombinerades med en propumpning för vattentäkt som Uppsala kommun utförde. Vid fyllningen gjorde en partiell avhårdning av vattnet och hårdheten minskades från  $17^{\circ}\text{dH}$  till  $11^{\circ}\text{dH}$ . Denna resterande hårdhet gav dock upphov till beläggningar under anvärmningen. Mera om detta under "Drifterfarenheter".

## Funktion

Med hjälp av de rörliga teleskoprören kommer vattenvolymen i lagret att vara temperaturskiktad. Inlagring och uttag av det uppvärmda vattnet sker på toppen och motsvarande sker med det kallare på botten. Temperaturspannet är mellan  $40^{\circ}\text{C}$  och  $90^{\circ}\text{C}$  och således kan även vatten med temperaturer däremellan placeras eller hämtas på rätt nivå med de steglösa teleskoprören. Rören är parvis placerade och i respektive "bergrumstopp" arbetar det ena på undre hälften av höjden och det andra på övre.

Normalt sker inlagring av värme med ena rörparet och uttag med det andra. Allt bergrumsvatten passerar via respektive värmeväxlare som är placerade ovanför uttagsrören. Värmeväxlarnas maximala effekt är på vardera 6 MW, vilket innebär att hela bostadsområdet kan försörjas från en "topp" medan den andra t ex används för inlagring av solvärme. Full flexibilitet finns för att växla användning av de båda och även för att pumpa vatten från den ena sidan till den andra (fig 6).

Vid speciella tillfällen kan även en mindre värmeväxlare (1 MW) användas för direktmatning av solvärme till distributionsnätet. Denna möjlighet utnyttjas främst vid relativt låga temperaturer (ca 60°C) och då större delen av lagret håller en hög temperatur (90°C).

Lagret används som säsongslager vilket innebär att det är urladdat (40°C) efter vintern och fullt (90°C) i september. Den praktiskt utnyttjningsbara kapaciteten är 5500 MWh och det totala värmebehovet under ett år är 7000 MWh, exklusive lagringsförlusterna om ca 1500 MWh. Energiomsättningen i lagret är då 1,3 gånger per år räknat på den utnyttjade energin.

### Drifterfarenheter

Lagret började värmas upp med hjälp av elpannan i mitten av mars 1983. Starttemperaturen var ca 7°C och temperaturen höjdes först långsamt i övre hälften av lagret och hade nått ca 45°C i början av maj (fig 7). Temperaturen i värmeväxlaren var då 75°C och plötsligt började flödet och därmed värmeväxlarkapaciteten att minska (fig 8). Den andra värmeväxlaren kopplades in och temperaturen genom växlaren höjdes till ca 85°C innan även den visade tecken på minskad kapacitet. Vid öppningen av värmeväxlarna visade det sig att bergrumssidan av växlarp Plattorna var så gott som helt igensatta av kalciumkarbonat, utfällt från bergrumsvattnet. Avhärtningsfiltren som använts vid fyllningen fanns på plats och efter manuell rengöring av värmeväxlarna och inkoppling av automatik för avhärtningen fortsatte sedan användningen. Avhärtningen kommer att pågå tills bergrumsvattnet innehåller 2<sup>o</sup> dH, vilket är i jämvikt vid 90°C.

I mitten av maj kopplades solfältet in och under sommaren värmdes lagret upp både med solvärme och elpanna. Automaten för teleskoprören kopplades in i september och fram till dess skedde således en utjämning av temperaturskiktningen i lagret. I samband med att automaten för styrning och reglering togs i drift började även värme att distribueras ut till områdets bostäder. Dessa hade hittills försörjts med transportabla oljeeldade pannor. Värmen i lagret var nu ca 75°C i toppen och distribution skedde med 60°C vatten.

### Utvärderingsprogram

Till projektet är ett utvärderingsprogram kopplat, vilket kommer att redovisa olika ämnesområden. Huvudfrågorna är:

- \* energibalanser - in- och uttag, värmeförluster, temperaturskiktning
- \* bergstabilitet - deformation p g a temperaturvariationer
- \* geohydrologi - avstämning av förundersökningar, resultat från byggnadstid, uppföljning under drift
- \* vattenkemi - reaktioner vatten/berg vid temperaturförändringar
- \* omgivningspåverkan
- \* solfångarfältets effektivitet

Ekonomi

Kostnaden för hela projektet med värmelager, 4 300 m<sup>2</sup> solfångare, elpanna och distributionssystem är ca 39 Mkr. Det är idag inte lönsamt att använda säsongslagrad solenergi på detta sätt men billigare system kommer att kunna byggas ju mer komponenter och system utvecklas.

I Lyckeboområdet kommer energin att kosta lika mycket för abonnenterna som för de som är anslutna till det stora fjärrvärmenätet i Uppsala.

Investeringskostnader i Mkr:

Förundersökningar	0,6
Konsulter	1,8
Bergrum (utsprängning, värmeväxlare, in- och uttag)	14,5
Vattenfyllning	0,2
Anvärmning (vatten, berg)	2,1
Avhärtningsfilter	0,3
Elpanna	2,3
Installationer distributionscentral	2,0
Styrning och reglering (lager, distribution)	2,4
Fjärrvärmenät	3,0
Ledning solfångarfält/bergrum	0,8
Solvärmesystem (inkl mark)	8,5
Reserv	<u>0,5</u>
Totalt	39 Mkr

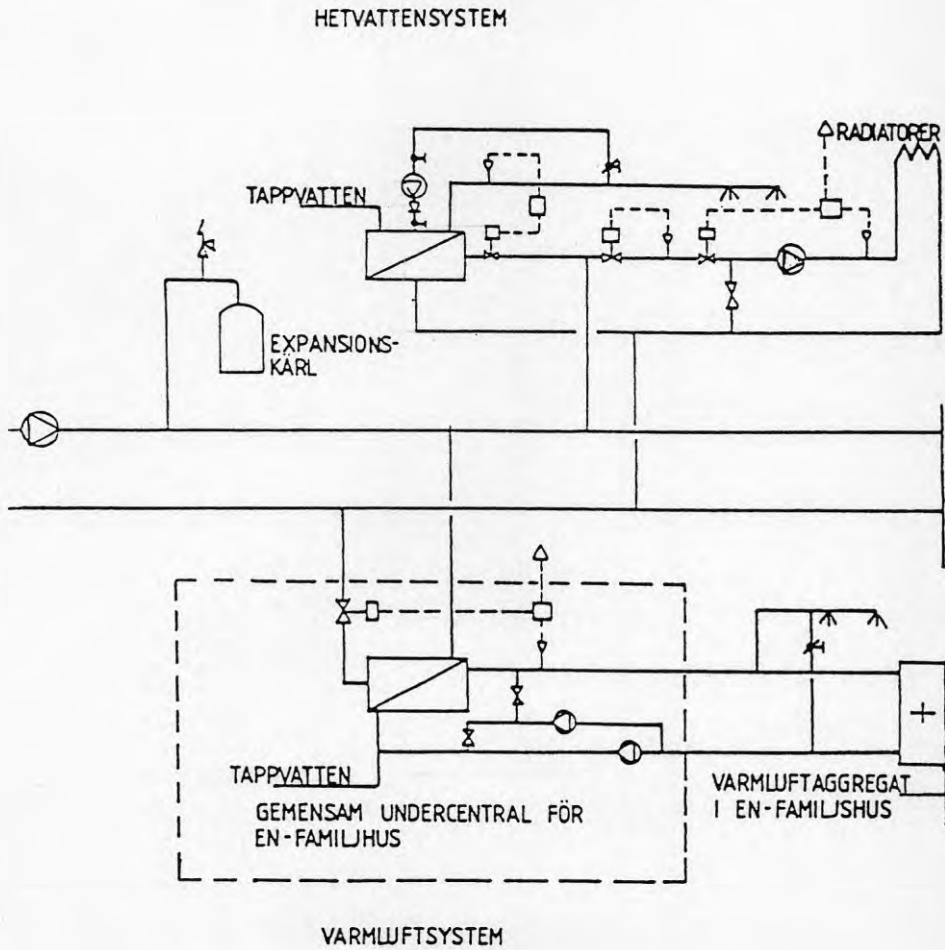
Finansieringen har skett genom att Byggforskningsrådet bidragit med 50 % av projektkostnaden som ett experimentbyggnadslån. Dessutom har Skånska Cementgjuteriet och HSB bidragit med vardera 2 Mkr.

Figur 1. Bostadsområdet Lyckebo i Storvreta, 15 km norr om Uppsala.

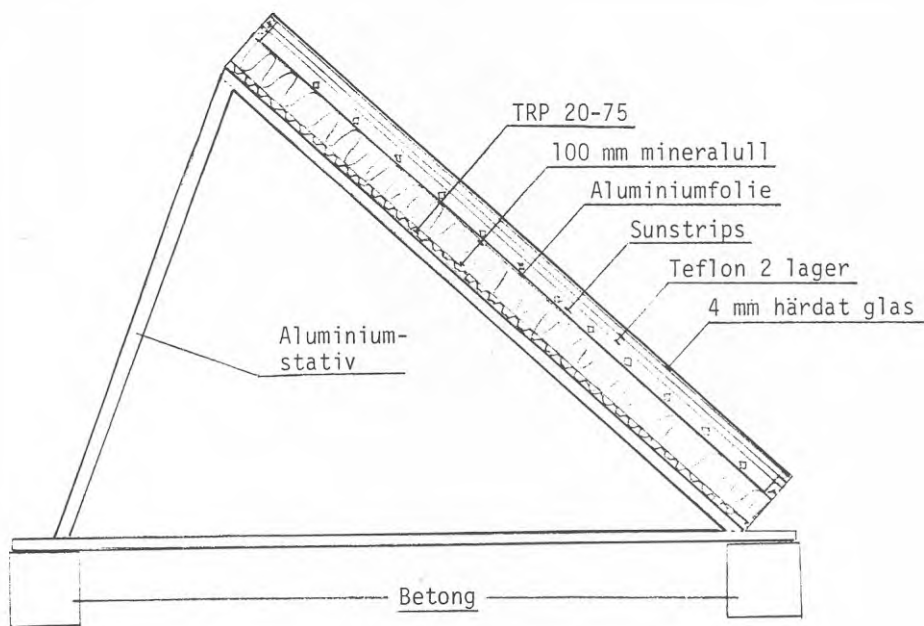


Figur 2.

SCHEMATISKT DIAGRAM ÖVER DISTRIBUTIONSSYSTEM - LYCKEBO

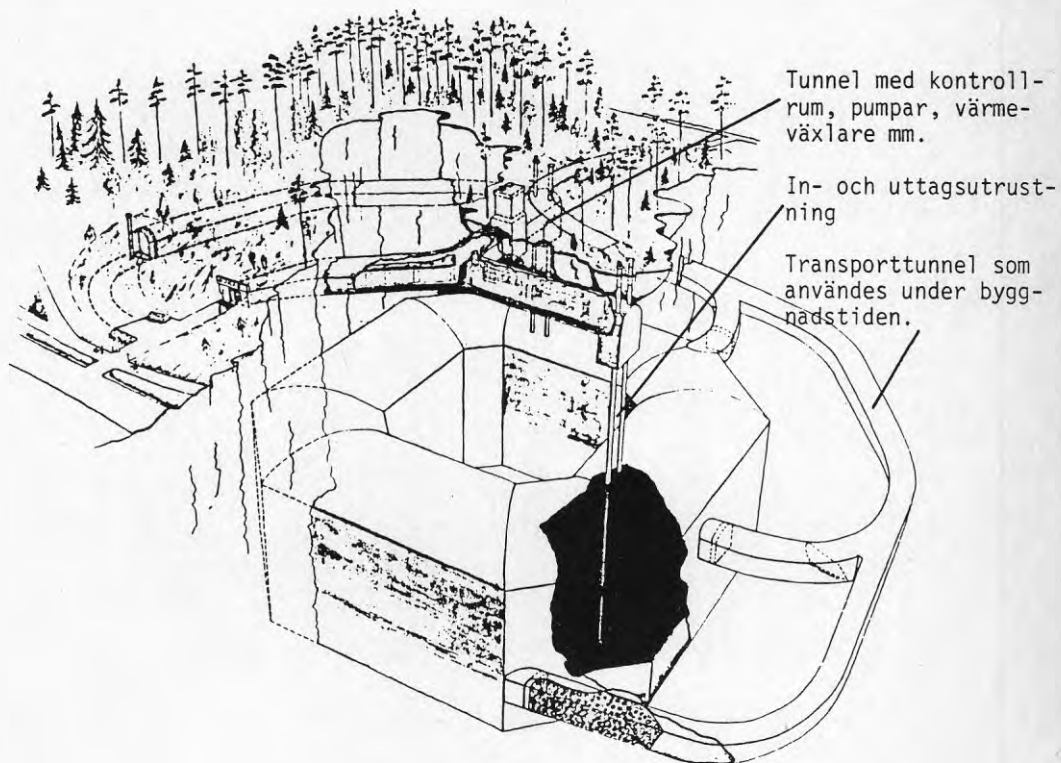


Figur 3. Solfångaren "Scandinavian HT" från Scandinavian Solar i Göteborg.

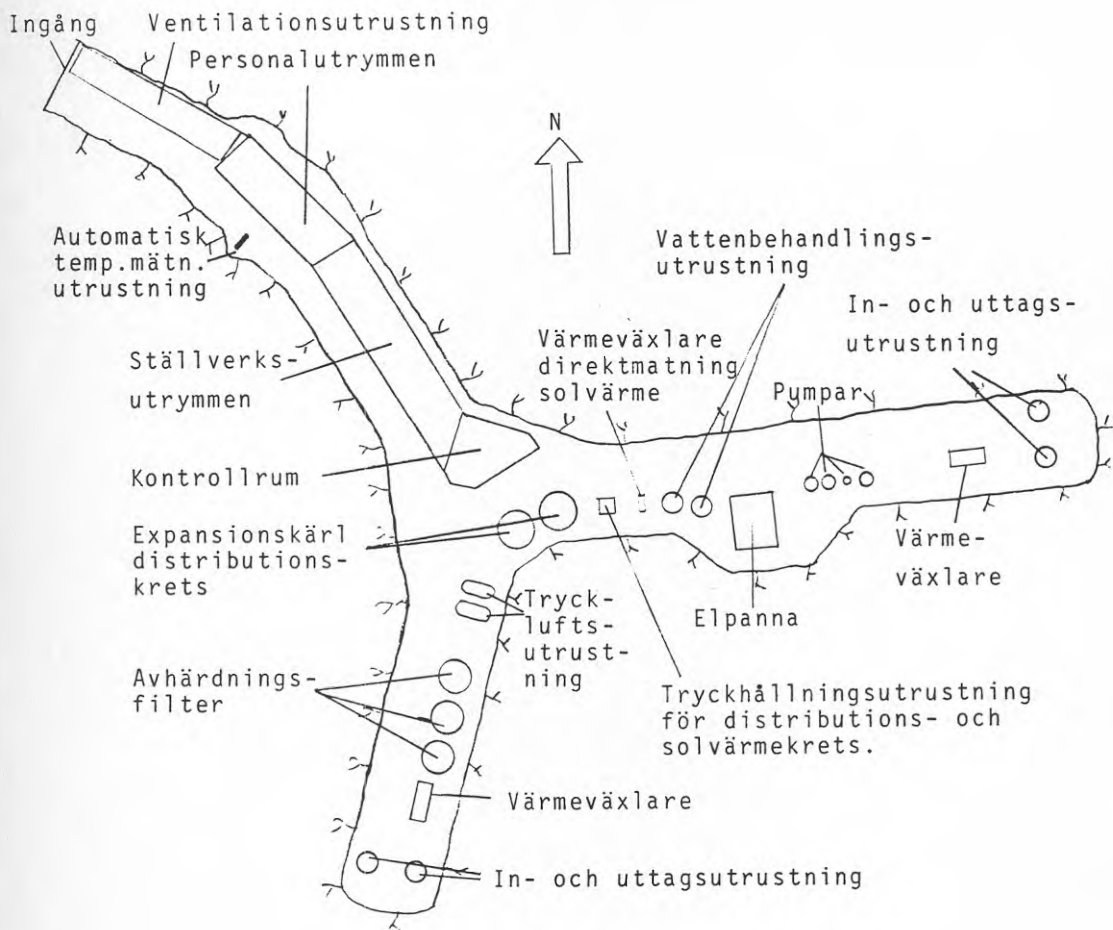




Figur 4. Det ringformade bergrumslagret.

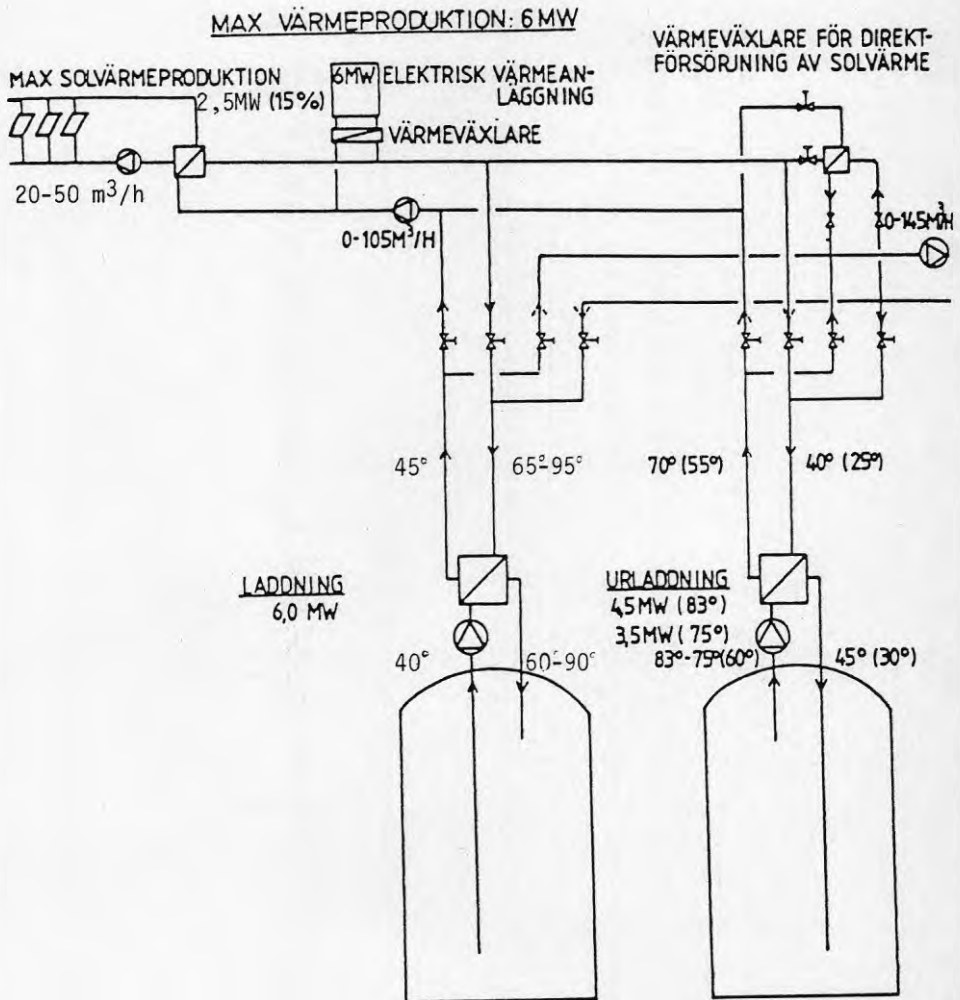


Figur 5. Distributionscentralen

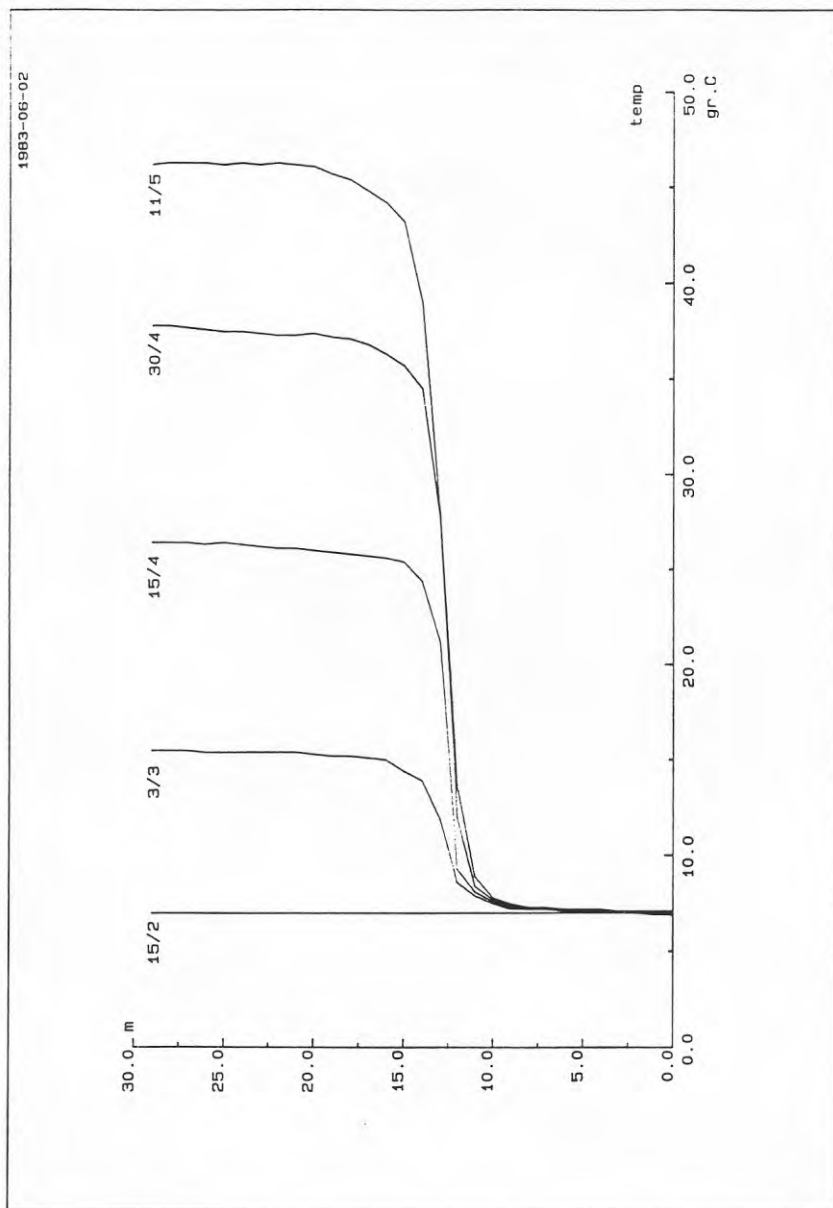


Figur 6.

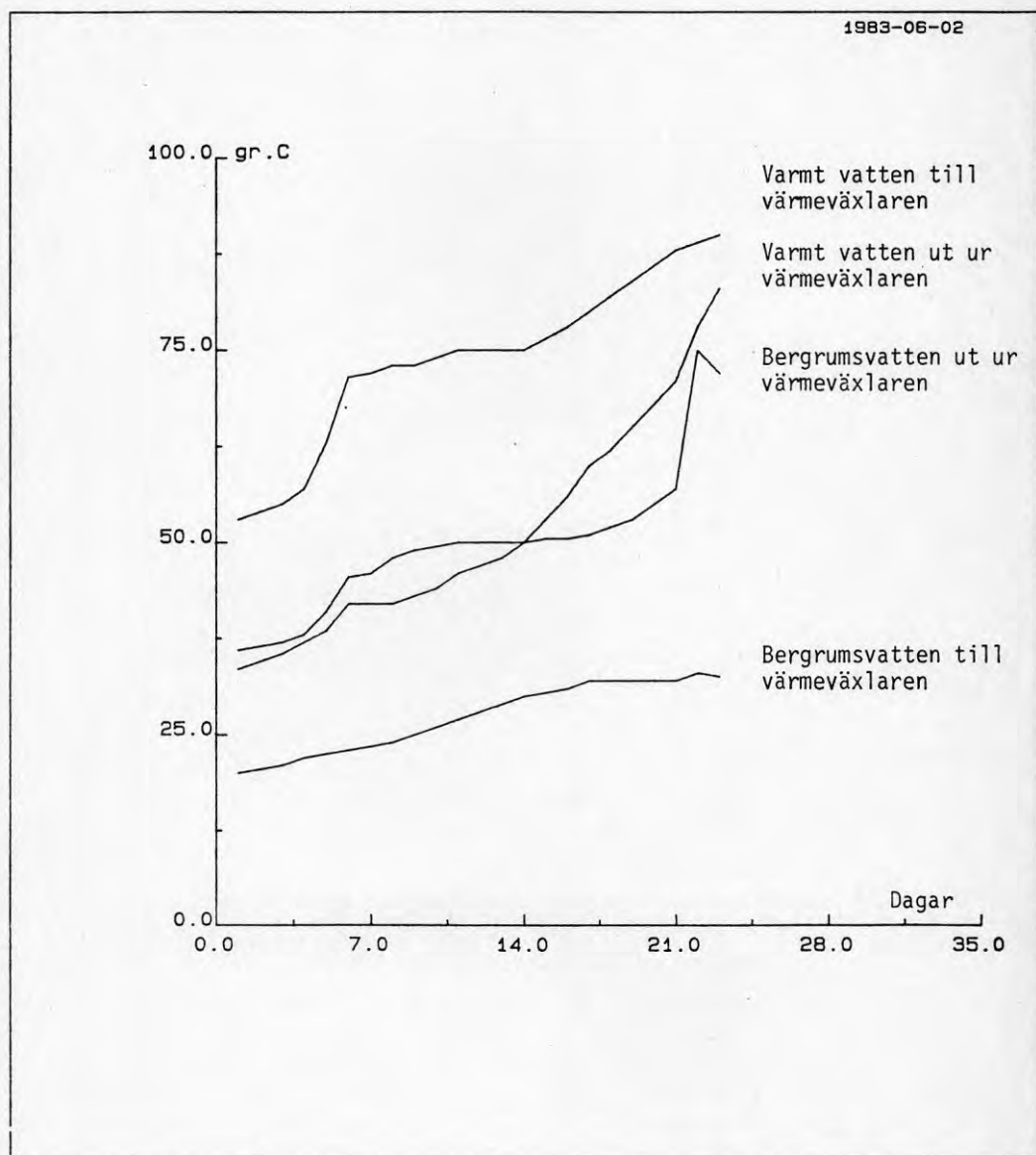
SCHEMATISKT DIAGRAM ÖVER VÄRMELAGRING I BERGRUM - LYCKEBO



Figur 7. Temperaturer i berggrusvattnet under första delen av anvärmningsperioden.



Figur 8. Temperaturer över värmväxlare nr 1 under anvämningsperioden fram till igensättning p.g.a. utfälld kalciumkarbonat.



- 5.2.4 Projekt i Sverige - Groplager vid solvärmecentralen i  
Lambohov, Linköping,  
Gunnar Söderlund, VIAK AB

Inlägg presenterat vid "Nordiskt seminarium kring  
säsongslagring av värme", 5 och 6 oktober 1983

## GROPLAGER VID SOLVÄRMECENTRALEN I LAMBOHOV, LINKÖPING

Gunnar Söderlund och Stefan Olsén, VIAK AB

### Inledning

Solvärmecentralen vid Lambohov ingår i Byggforskningsrådets program för utveckling av tekniker för energiförsörjning av större bostadsområden med solenergi.

Solvärmecentralen, som med några månaders avbrott för ombyggnad, har varit i drift sedan maj 1980.

Försöket avser att utröna huruvida den solenergi, som insamlas och lagras i säsonglager, kan försörja 55 radhus med värme och tappvarmvatten.

Säsonglagret, vars totala volym är ca 10 000 m<sup>3</sup>, är utformat som ett isolerat groplager. Energin lagras i vatten, som även är transportmedel vid laddning och urladdning av systemet. För att uppnå erforderlig framledningstemperatur under vinterhalvåret används värmepumpar.

### Groplagrets konstruktion

Groplagrets läge har bestämts av stadsplanen, som ej har tagit hänsyn till byggeologiska förhållanden. Detta har medfört att lagret är beläget i en sprickzon i berget.

Säsonglagrets dimensioner är: Diameter 32 meter, djup 12 meter. Effektiva volymen är omkring 10 000 m<sup>3</sup>.

Bergytan lutar inom området, vilket medför att det täckande lerskiktets tjocklek varierar runt bassängen. I genomsnitt är den övre tredjedelen av bassängen omgiven av lera medan den undre delen är utsprängd i det sprickiga berget.

Sprickorna injicerades med betong för grundvattentätning. Uppgifterna om injekteringsmassans mängd varierar mellan 100 och 200 ton. Säkert är att en stor del av denna betongmassa återfinns som spill liggande på sprängbotten.

Tätningen lyckades endast delvis, vilket medförde att det inläckande grundvattnet måste pumpas bort. I sprängbotten under bassänggolvet lades således dränledningar, som avledde grundvattnet till en pumpgrop

försedd med dränkbar pump. På den uppsprängda botten lades 120 cm lös Leca. Denna täcktes med glasfiberduk, därefter ett utjämningsskikt av finsand, som underlag för tätningssduken.

Väggarna består av den "tätade" bergväggen, varefter följer en cementbunden, vibrerad lös Leca, som stödjer mot en armerad och kramlad Leca-mur. På Leca-muren finns en armerad Sica-puts. I denna är fäst en fibermatta, som skall ge ett elastiskt stöd åt den butylgummiduk, som utgör tätningen. Butylgummiduken tillverkades i ett stycke (vikt 5 ton) och monterades med mobilkranar.

Locket består av block av expanderad polyuretan 40 cm tjockt. Polyuretanblocken är på över- och undersida skyddade mot fukt av plastdukar. Översidans plastdukar är i sin tur skyddade av mot slitage av dubbla presenningar.

I bassängens centrum finns en skiktbildare avsedd för solkretsarna. Avsikten med denna utrustning är att varmvattnet från solfångarna skall skiktas in där det temperaturmässigt hör hemma.

Uttaget till konsumtionskretsarna sker i bassängens periferi, där varmvatten tas ca en meter under vattenytan och där kallvattnet matas in nära bassängbotten.

### Mätutrustning

Temperaturmätutrustningen består av kalibrerade Pt-100-givare placerade i två linjer från bassängens centrum räknat. Huvuddelen av givarna (85 st) är placerade i en linje (Fig 1). Givare 1 - 25 återfinns i en lodlinje på bassängens halva radie. Det stora antalet givare här är avsett för undersökningar av skiktbildarens effektivitet.

Givare 26 - 29 är en fortsättning av ovannämnda mätkedja med givare 26 placerad omedelbart under bassängbotten och givare 29 på ett avstånd från bassängbotten motsvarande halva bassängdjupet. Givare 30 till 42 är placerade på bassängväggens innersida och givare 42 till 49 på bassängbotten med givare 49 i centrum. Nr 50 - 54 (även innefattande givare 82, 83, 84 och 85) återfinns på bassängväggens yttersida. Nr 54, 79, 26, 80 och 81 mäter temperaturen på bassängbottens undersida.

Givare 55 - 78 är placerade i 4 lodlinjer på avståndet (från bassängväggen räknat) 4, 8, 12 och 16 meter.

Den andra mätlinjen innehåller endast 5 givare och sträcker sig i en linje 90° från den ovannämnda huvudmätlinjen. Givarna är placerade på samma djup som huvudlinjens 252 - 275 givare.



Samtliga givare är ingjutna i 50 mm plaströr placerade i borrarade hål, som i sin tur har fyllts med cement. Mätvärdena har samlats på diskett i en smådator PDP-11 under tiden från start t o m mars 1982, därefter på kassetband i en HP-85.

Under de första två åren medelvärdesbildades minuter värden under en timme. Nuvarande uppläggning är att markvärdena registreras en gång per vecka, medan vattenvärdena tas en gång var 5.e minut.

### Uppstartning och initialproblem

I mars-april 1980 fylldes groplagret med vatten från Linköpings kommuns distributionsnät. Magasinet laddades med 30 m<sup>3</sup> olja, varefter solkretsarna startades.

På grund av vissa misstag i konstruktionen av solkretsar och konsumtionskretsar drogs luft hela tiden in i systemet och vattnet syresattes effektivt. Detta medförde att vattnets pH snabbt sjönk till ca 4,5, att korrosionen på VVS-detaljerna var effektiv och att flödesmätarna ej fungerade.

Detta i sin tur medverkade till att mät- och reglerutrustningen ej fungerade. (Söderlund 1982) Värmedistributionen till fastigheterna upphörde tidvis på grund av att biologiskt slam täppte till husens värmväxlare.

Den 17 december 1982 avställdes därför systemet och man övergick till oljeeldning med reservaggregatet. Under våren-hösten 1981 rekonstruerades systemet radikalt. Solkretsarna kunde användas dock redan från våren 1981 och laddningen av magasinet kunde genomföras planenligt.

Grundvattnet runt magasinet började i och med att temperaturen inuti bassängen steg att innehålla höga halter av kalcium. Detta gav sig till känna på så sätt att den dränkbara pumpen stannade vid upprepade tillfällen och att flödesmätaren som skulle registrera mängden pumpat vatten sattes igen. Analyser visade att vatten även innehöll kalium - således pågick en icke försumbar betongkorrossion. (Fig 2)

Tre grunder till denna kunde tänkas:

- o Uttvättning av injiceringsmaterialet
- o Uttvättning av spillet på sprängbotten
- o Korrosion av konstruktionsmaterialet

Då vattenflödet ej ökade, kunde första hypotesen förkastas. Att skilja på de två övriga orsakerna gick ej. För att förhindra att konstruktionsmaterialet eventuellt skulle angripas seriöst beslöts att stoppa pumpningen och låta grundvattnet inta sin naturliga nivå.

I och med detta borde reaktionerna avklinga, eftersom grundvattenrörelserna i området var små. Invändningarna var att isolationen skulle minska eller rent av försvinna. Preliminära beräkningar utförda för fallet maximal temperaturdifferens mellan bassäng och omgivningen konfirmerade detta. Med torr isolering skulle förlusterna uppgå till 22 600 W medan våt isolering ger 34 500 W.

Emellertid måste man i fallet torr isolering även addera de förluster som gjordes genom att pumpa bort ett uppvärmt grundvatten, vilka överslagsmässigt kunde beräknas till 16 500 W. För torr isolering blev således de totala värmeförlusterna 39 500 W, således större än för våt isolering.

Diskussionerna avstannade i och med att grundvattenpumpen slammade igen och stoppade under semesterperioden 1981, varvid grundvattennivån steg till normalnivå vid vilken den fortsättningsvis har legat kvar.

Konsekvenserna av detta är bl a att man här har ett objekt där man kan jämföra isoleringens betydelse för värmelager av denna typ.

### Resultat

På grund av oväntat stora problem med avläsningen av de insamlade mätdata från lagringsdisketterna är de här presenterade resultaten endast preliminära.

### Laddningsförlopp

Laddningen av magasinet under säsongen 1980 - 1981 framgår av fig 3. Den första temperaturhöjningen utgör fyllning av bassängen (fram till dag 30), därefter kommer oljeladdningen fram till dag 80, varefter solfångarna startas. Maximitemperaturen uppnås vid dag 180, d v s första veckan i september. Den beräknade maximitemperaturen 70 °C uppnås ej. Förloppet under nästa säsong är likartat.

### Urladdningsförloppet

Uttaget av energi stoppades den 17 december 1980 (dag 320 fig 3). Fram till dag 380 utgörs temperatursänkningen i lagret av rena förluster. Under februari månad kördes värmepumparna på nytt i några försök. Solinfångningen startade i början av mars. Omkring dag 540 bröts isoleringen runt lagret.

### Lagrets kapacitet

Avsikten med lagret var att en gruppbebyggelse om 55 radhus skulle försörjas med värme och tappvarmvatten.

Som framgår av 1981 - 1982 års värden kan denna målsättning uppfyllas trots att isoleringen förlorats. Temperaturen i lagret i mitten av mars (strax innan solinfångningen på nytt startades) var  $14^{\circ}\text{C}$ . Då undre gränsen för värmepumpsdrift hade satts till  $+7^{\circ}\text{C}$ , återstod energi för minst 30 dagar ytterligare drift. Resultatet har bekräftats under säsongen 1982 - 1983.

### Temperaturskiktning

Som framgår av fig 4 uppnås en viss temperaturskiktning. Denna **skiktning** synes dock mer bero på att bassängbotten är kall, än på skiktbildarens effektivitet. Största differensen uppnås under urladdning, då solkretsarnas stora pumpar ej rör om vattnet.

### Isolering

#### Groplager med och utan isolering

I fig 5 visas temperaturutvecklingen under tiden februari 1980 - mars 1982 vid bassängväggen. Givarna från halva djupet och nedåt till bassängbotten har använts.

Övre kurvan är givare 252, nedre 254.

Temperaturspetsarna vid dag 170, 330 och 480 visar hur tillfällena då grundvattenpumpen tagits upp och gjorts ren. Den kraftiga temperaturhöjningen med början dag 550 indikerar det slutliga pumpstoppet. Jämförs maximitemperaturer på bassängens yttersida med och utan isolering framgår det klart att vattenfyllningen nära nog helt har tagit bort isoleringen i bassängväggen.

Betraktas det horisontella tvärsnittet (fig 6) framgår att temperaturdifferensen över väggen är drygt  $30^{\circ}\text{C}$  i fallet torr isolering mot ca  $5^{\circ}\text{C}$  vid våt isolering (övre kurvan är temperatur vid bassängvägg på vattensidan).

Av figuren kan även utläsas att marken kring bassängen ännu ej i mars 1982 har intagit jämvikt. Den ytterst belägna temperaturen (liksom hela kurvskalan) har en svag men tydlig glidning uppåt.

### Energiåtervinning från mark till bassäng

En av de hypoteser som skall testas vid denna utvärdering är:

Trots att isoleringen förlorats är detta inte en nackdel. Energin som lagrats i marken runt bassängen återvinns då vattentemperaturen sjunker.

För att energi skall kunna återvinnas krävs att temperaturen i vattnet blir lägre än temperaturen i kringliggande mark. Resultaten visar nu att detta

endast sker under sista delen av urladdningsförloppet.

I fig 6 ser man att vattentemperaturen skär kurvan för yttre bassängvägg omkring dag 700, kurvan för 4 meters givaren omkring dag 730 och 8 metersgivaren dag 770. Hypotesen kan sålunda ej direkt förkastas.

Klart är att man vid en ytterligare sänkning av vattentemperaturen bättre skulle kunna utnyttja markenergin. Detta skulle medverka till att man även under ogynnsamma "solvårar" ej skulle behöva utnyttja reservaggregatet och att man i detta fall verkligen tillskapat sig ett större magasin genom att ta bort isoleringen. En kvantitativ utvärdering av detta kommer att genomföras.

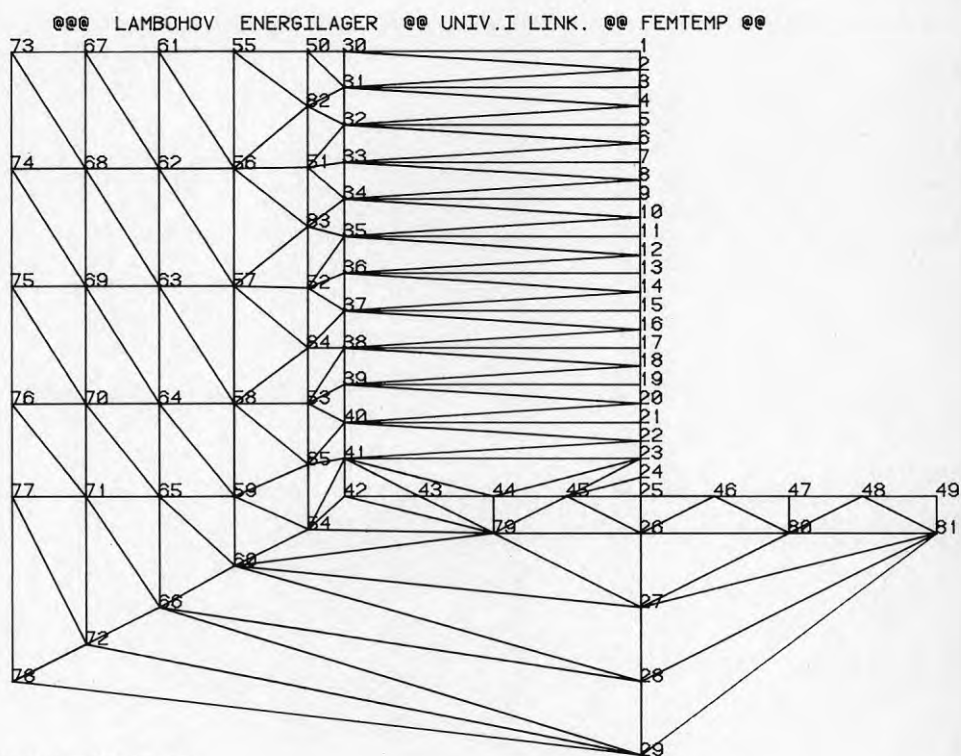
#### Kommande arbeten

Förutom de bedömningar av lager med och utan isolering som skissats ovan kommer dessa data även att användas för att testa relevansen av några vanliga beräkningsmodeller för denna typ av lager. I och med att "facit" existerar, kan beräkningsresultaten direkt jämföras med utfallet.

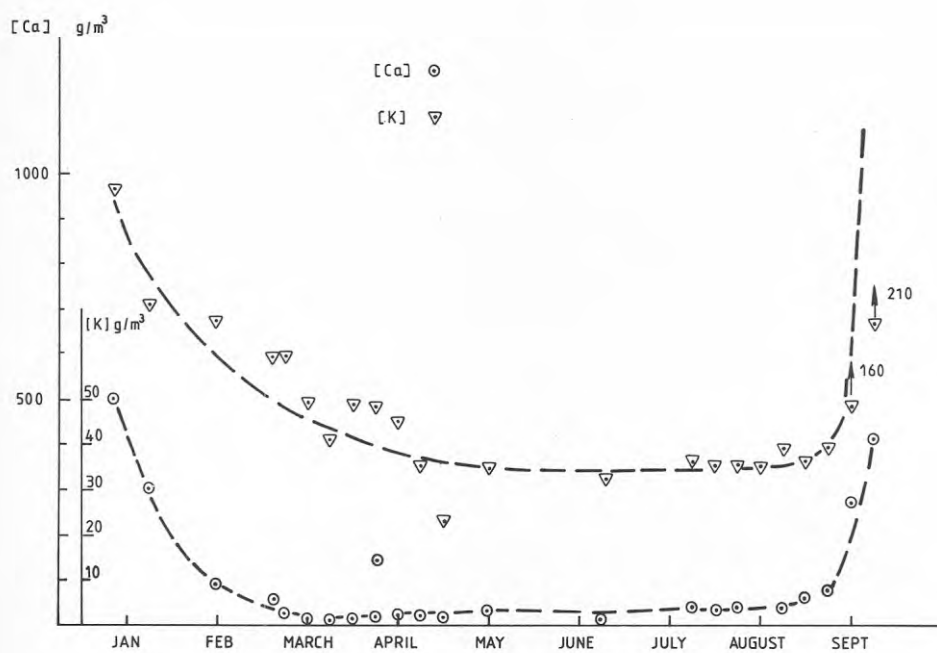
Då samtliga data nu föreligger i lättläst form på standarddisketter, kan de även ställas till förfogande för andra forskargrupper.

Referenser: Söderlund G: Water chemistry problems in heat storage. Subsurface Heat Storage in theory and practice. Conference Stockholm 1983. Proceedings Appendix part I, page 384 ff.

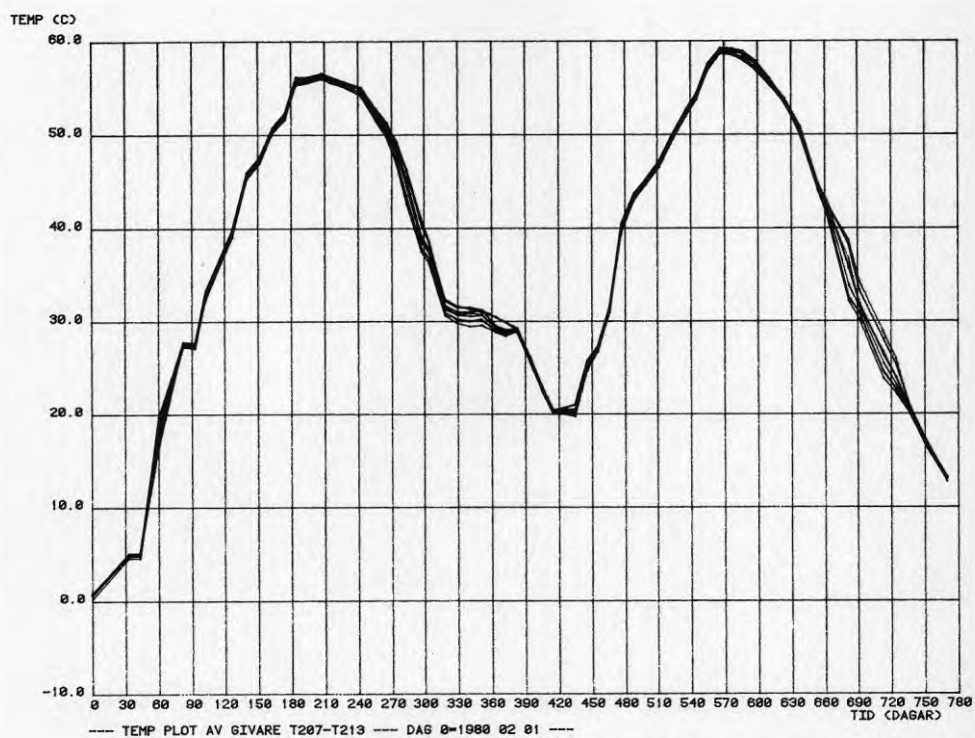
Denna undersökning finansieras av Byggforskningsrådet kontrakt nr 821529-2.



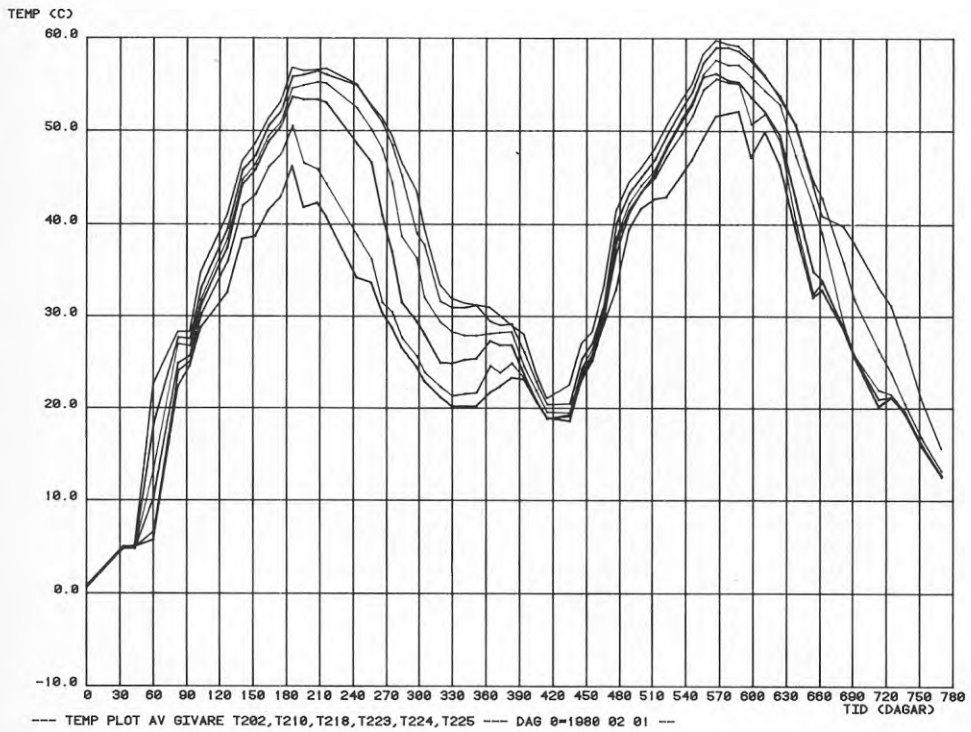
Figur 1. Placering av temperaturgivare i energilager och i mark



Figur 2. Kalcium och kaliumkoncentrationer i grundvatten runt energilagrar 1981

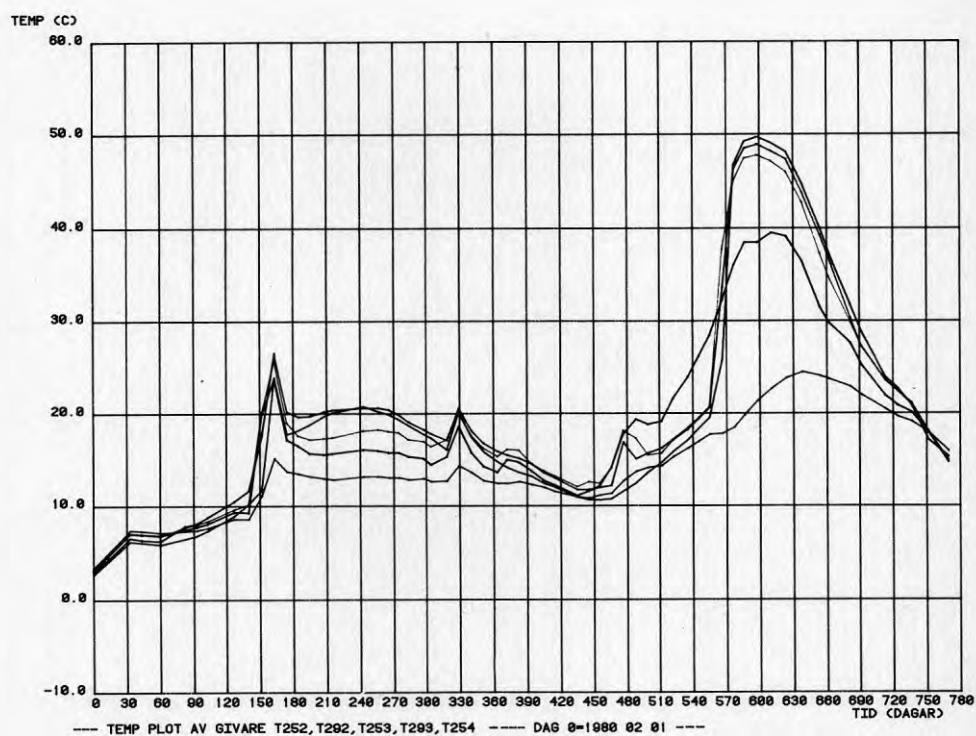


Figur 3. Laddnings och urladdningsförlopp februari 1980 - mars 1982

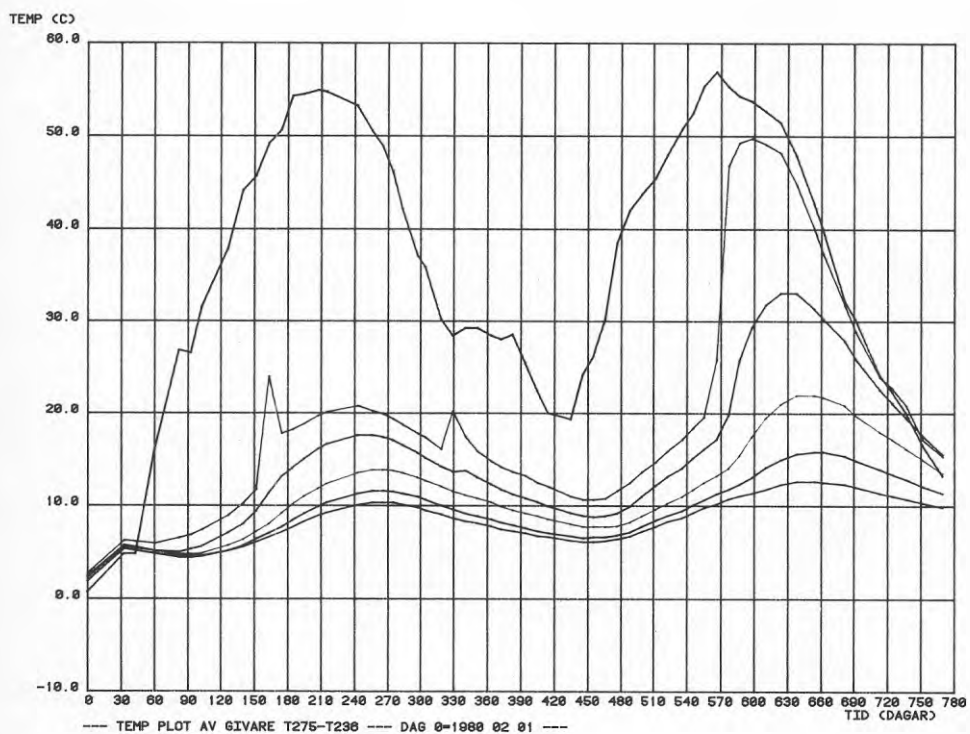


Figur 4. Temperaturskiktning bassäng februari 1980 - mars 1982





Figur 5. Temperatur vid bassängvägg (6-12 meter) februari 1980  
- mars 1982



Figur 6. Temperatur på 6 metersnivå, bassängvägg och 4, 8, 12, 16 meter ut i mark. Februari 1980 - mars 1983

5.2.5      **Diskussion kring lagring i vatten, diskussionsledare:  
Gunnar Gustafson, VIAK AB och CTH**

**Inlägg presenterat vid "Nordiskt seminarium kring  
säsongslagring av värme", 5 och 6 oktober 1983**

**Sammandrag av synpunkter och kommentarer i anslutning till avsnittet "Bergrum - gropar - tankar - lagring i vatten", Stig Hård, VIAK AB**

**Peter Margen:**

En liten kommentar. Om man skulle bygga ett groplager i dag skulle man aldrig bygga ett lager typ Lambohov. Man skulle istället bygga en jordgrop som man gjort i Danmark och i Studsvik. Om man är tvungen att lägga lagret i berg skall det ligga under grundytan.

När det gäller isolering och speciellt stora lager behöver man inte isolera, möjligen de två tre översta metrarna av lagret.

En slutsats är att man borde bygga de billiga lager som man gjort i Danmark. En fråga är hur man tänker gå vidare med denna typ av lager i Danmark?

**Vagn Ussing:**

Vi kommer att gå vidare och har en uppgift att göra ett 50.000 m<sup>3</sup> stort groplager. I detalj kan jag inte gå in och redovisa detta projekt men vi är helt säkra på att det inte skall isoleras. Lagret kommer att utföras med uppdämda jordvallar med ca 10 m höjd och en urschaktning på ca 9 m dvs totalt ca 19 meters lagerdjup. Möjligen kommer överdelen av dämmningsvallarna att isoleras.

**Gunnar Gustafsson:**

När det gäller Lambohov så innebär 15 % el för att driva anläggningen en värmefaktor på ca 7. Totalt sett har resultatet blivit bra även om det kostat mycket pengar. Det är alltså inte ekonomiskt bra.

**Gunnar Söderlund:**

Solfångarna har fungerat mycket bra. I år har temperaturen kommit upp till 63°C. Förra året som var en relativt dålig sommar kom temperaturen upp i 58°C. Soltimmarna spelar inte så särskilt stor roll för energiupptagningen eftersom solfångarna även tillgodogör sig diffus solvärme och inte är beroende av klart solsken.

- 5.3 Akvifer - lagring i akvifer,  
ordförande Björn Qvale, DTH
- 5.3.1 Aquifer Thermal Energy Storage, Survey of Technical  
Topics  
Björn Qvale, DTH

Inlägg presenterat vid "Nordiskt seminarium kring  
säsongslagring av värme", 5 och 6 oktober 1983

AQUIFER THERMAL ENERGY STORAGE. SURVEY OF TECHNICAL TOPICS.

by Bjørn Qvale

ABSTRACT.

The present paper will address technical problems associated with aquifer thermal energy storage. These will be divided into three groups. The first group consists of technical obstacles that have to be overcome for the store to function. These may be labelled go-no-go problems. Examples of such problems are control of the ground water flow, control of the water chemistry, selection or development of suitable materials.

The second group consists of solutions to technical problems where something has to be optimized in order for the store to be competitive. Examples of such problems are search for store site, system design, and strategy for management of the store.

The problems of the third group overlap the other two groups and concern the questions of predictability.

The paper is intended to serve as an introduction to discussions at this meeting rather than as a comprehensive and exhaustive treatment of the subject.

1. INTRODUCTION.

Storage of thermal energy in aquifers have been practiced for about 20 years in China. However, in the industrial world the concept has been recognized only for about 10 years. The extensive experience that has been accumulated in China has not been available to the western world. But it is doubtful that it would have been of much value if it had been made available. The reason is the very different energy systems in which the store would operate, and the much different external conditions to which the energy supply system is subjected.

In the industrial world, the competitiveness of a seasonal thermal energy storage is dependent on a fairly high degree of energy recovery, which in turn leads to requirements of small energy losses or of maintaining high temperatures or both.

Another consideration that tends to complicate matters during both exploration, establishment and operation of an aquifer thermal energy store is the environment. Therefore an independent experimental background has to be established for the industrial world.

In the following, a short presentation of the technical

issues that we consider to be the most important will be given. In the first part, conditions that have to be satisfied and problems, that have to be solved in the design phase, for the store to be realizable technically will be discussed. These are called go-no-go problems. In the second part problems concerning the optimization of a store, in order to make it realizable economically will be discussed. These are labelled optimization problems.

Finally, there is an element of unpredictability. The third part will address technical unpredictability.

## 2. GO-NO-GO PROBLEMS.

### Basic Configurations and Water Flow.

In order to limit the energy losses from the store it is necessary to identify geological conditions that permit the establishment of a store with a low surface-to-volume ratio.

This requires the presence of natural limitations in terms of impermeable layers and an aquifer permeability that suppresses the upward draft of warm water while at the same time permitting extraction and injection of considerable quantities of warm water. Furthermore, it is often necessary to control the natural ground water flow by artificial means such as relief wells.

### Water Chemistry.

Most of the aquifers that have been investigated in connection with the ongoing research programs have contained one more of the following ingredients: calcium carbonate, carbon dioxide, silicates, various clays and particles. The various projects have chosen different methods for solving the ensuing problems.

### Plant Design.

The biggest expense lies in the establishment of the wells and the surface installations. In one instance the effects of temperature on the strength of plastics have been underestimated. Otherwise, it may be stated that the plant designs have been quite conservative and that the quality of the materials chosen have been higher than necessary in a non-experimental plant.

## 3. OPTIMIZATION PROBLEMS.

### Search and Exploration.

One of the most time-consuming phases of the establishment of an aquifer thermal energy store is the search-and-exploration phase. It is imperative that search for a suitable aquifer be short and efficient, but more importantly, that exploration of the prospective site be reliable. Where impermeable layers are required, available techniques for test pumping, flow logging, gamma logging etc. should be coordinated to render a rational and efficient procedure.

### Basic Configurations and Well Design.

When the geological and hydrological conditions have been determined, a number of design decisions have to be made regarding location of wells and well screen depth and length. These decisions should be based on the results of extensive calculations of the flows in the aquifer simulating the storage cycle.

### System Studies.

A thermal energy store in a given area may result in a number of effects. It may improve the reliability of the system, reduce the primary energy consumption, reduce the oil dependency, increase the effective available installed electric power and improve the economics. Very rarely however, do all these worthwhile functions appear simultaneously and there are times when the thermal energy store has been found to have only detrimental consequences on the operation of the system its energy consumption and its economics. It is, therefore, very important that the appropriate system studies be undertaken as early as possible.

### 4. PREDICTABILITY.

There are two types of predictability that have been considered so far. The first concerns our ability to predict fluid flows, temperature profiles, energy recovery etc. Compared to other technological innovations at the same stage of development, this aspect of ATEs has been exceptionally successful.

The other type of predictability concerns issues that usually come under the reign of Murphy's law. Each of the larger projects in the industrial world have been haunted by problems such as unwanted leakage, destruction of impermeable layers, deposits in the heat exchangers and piping, clogging of the aquifer etc. In each instance the problem has been solved. The solutions have been imaginative, original, effective, and not excessively expensive. It is to be hoped that when we have gained more experience, we may say that no problem has been unsolved and that we expect to be able to solve all unpredicted future problems.

### 5. CLOSING REMARKS.

In order to establish and operate an ATEs there are a number of technical issues that has to be addressed.

Some of these issues manifest themselves as absolute conditions (go-no-go problems) that have to be met in the design phase, some manifest themselves as normal engineering optimization problems.

The past and current projects demonstrate that storage of thermal energy in aquifers at low temperatures is possible and practical. By extrapolation, it is found that storage at higher temperatures also is possible. Extrapolations from existing knowledge tell us that excellent thermodynamic performance is to be expected



from a full-scale ATEs.

Each of the past and current high temperature projects have met with unforeseen problems. These have all been solved. Therefore, although there seems to be an element of unpredictability that can not be eliminated, and although the direct profit derived from the storage of warm water are modest, the potential rewards outweigh the economic risks.

- 5.3.2 Projekt i Danmark - Varmelagring i grundvandsreservoirer, demonstrationslageret i Hörsholm, Danmark og foreløbige erfaringer herfra, Jörgen Leth, Risø

Inlägg presenterat vid "Nordiskt seminarium kring säsongslagring av värme", 5 och 6 oktober 1983

**VARMELAGRING I GRUNDVANDSRESERVOIRER.**

Demonstrationslageret i Hørsholm, Danmark,  
og foreløbige erfaringer herfra.

af

J. Hagelskjær

J.A. Leth

J. Mortensen

**Resume:**

Det danske projekt for varmelagring i grundvandsreservoirer omfatter følgende delprojekter:

1. Udvikling af matematiske modeller.
2. Bygning og drift af et demonstrationsanlæg.
3. Vurdering af de økonomiske aspekter.
4. Kortlægning med henblik på at finde egnede lokaliteter for lagre.

I artiklen beskrives det koncept der ligger til grund for projektet. Endvidere beskrives demonstrationsanlægget i Hørsholm, og visse mere specielle tekniske detaljer behandles i relation til de praktiske problemer der knytter sig til konceptet. Der gives en redegørelse for de forsøgsresultater og driftserfaringer der indtil nu er indhøstet.

Forsøgsanlæg RISØ, 4000 Roskilde, Danmark.

## 1. INDLEDNING

I Danmark dækkes en ret betydelig del af opvarmningsbehovet ved hjælp af fjernvarme. I en del tilfælde kan der tænkes at være et behov for store termiske energilagre, korttids- såvel som sæsonlagre, knyttet til fjernvarmesystemerne. Disse lagre kunne have til opgave at udjævne belastningen af fjernvarmeværkene og gøre det muligt at udnytte spildvarme, produceret på tidspunkter med lavt varmekonsum.

Danmark er næsten overalt dækket af istidaflejringer med porøse, vandfyldte lag (aquifers). En billig metode til lagring af store mængder varmeenergi kunne derfor være at udnytte disse grundvandsreservoirer som lagre.

Det danske projekt for varmelagring i grundvandsreservoirer påbegyndtes i 1977, som en del af Energiministeriets forskningsprogram. Projektet forløber som et samarbejde mellem Laboratoriet for Energiteknik (Danmarks Tekniske Højskole), Danmarks Geologiske Undersøgelse og Forsøgsanlæg Risø. Formålet er at undersøge de tekniske muligheder for denne lagringsmetode og de økonomiske aspekter forbundet hermed.

Første del af projektet bestod af teoretiske studier, hvorunder en matematisk model blev udviklet. Næste skridt var anlæg og drift af et demonstrationsvarmelager i Hørsholm nord for København, og endelig er det planen at undersøge de økonomiske aspekter forbundet med denne form for varmelagring, samt at udpege egnede lokaliteter for placering af varmelagre af 2. generation. Denne artikel vil særlig centrere sig om demonstrationsanlægget i Hørsholm.

## 2. GRUNDPRINCIPPER FOR LAGERKONCEPTET

Tegningen, Figur 1, illustrerer det grundlæggende princip. Det bygger på tilstedeværelsen af et naturligt grundvandsreservoir, begrænset opadtil og nedadtil af vandtætte lerlag. Et antal brønde er boret til reservoiret: En eller flere borer i lagerets centrum, omgivet af et antal randboringer i lagerets periferi.

Under lagring bliver grundvand oppumpet fra randboringerne, og opvarmet i varmevekslere. Det opvarmede vand bliver dernæst injiceret i reservoiret gennem centerboringen, og en opvarmet zone med omtrent lodrette temperaturfronter vil brede sig, indtil den når randboringerne.

Under varmetilbagelevering bliver flowretningen vendt og det nedkølede vand, der har afgivet sin varme i varmevekslerne, bliver injiceret i randbrøndene. Temperaturen af det nedkølede vand afhænger af modtagersystemets returtemperatur, og repræsenterer en energimængde, som ikke kan genvindes. Denne energi må betragtes som en begyndelsesinvestering, da udgangstemperaturen for næste opladning vil være betydelig højere end den naturlige grundvandstemperatur.

Permeabiliteten for reservoiret er en væsentlig parameter. Hvis den er for lille, vil brøndenes kapacitet muligvis være for lille. Hvis den omvendt er for stor, vil tilbøjeligheden til

kæntring af den termiske front - der er forårsaget af det varme vands opdrift - være forøget.

Hvis den naturlige grundvandsstrøm gennem reservoiret er for stor, kan det være nødvendigt at skabe en stagnation ved hjælp af aflastningsbrønde. Metoden går ud på at pumpe fra boreriger i opstrøms retning i forhold til lageret, og sende det oppumpede vand i rør forbi lageret, hvor det injiceres i boreriger placeret nedstrøms.

Det er af stor vigtighed at de vandkemiske problemer i forbindelse med lagringsmetoden bliver løst. Det alvorligste problem er sandsynligvis udfældning af kalciumkarbonat under opvarmning, som kan forårsage tilstopning af borerigerne og tilkalkning af varmevekslerne. Desuden bliver denne proces ledsaget af en afgang af  $\text{CO}_2$ , som vil give problemer, da gasindhold i vandet giver kraftigt forøget strømningsmodstand i reservoiret. Det er derfor nødvendigt at udvikle en vandbehandlingsmetode, der kan godkendes af miljømyndighederne.

### 3. DESIGNGRUNDLAGET FOR DEMONSTRATIONSANLÆGGET I HØRSHOLM

#### Geologi

Der blev fundet en lokalitet i Hørsholm, hvor de geologiske betingelser viste sig at være tilstede. En spildvarmekilde og varmemeforbrugere fandtes ligeledes, i form af en forbrændingsanstalt med et tilknyttet fjernvarmesystem. De geologiske undersøgelser viste, at der var tale om et artesisk grundvandsreservoir med en tykkelse på omkring 15 m, og med en dybde på ca. 10 m til toppen. Reservoiret består af sand med en porøsitet på ca. 30%, og med en gennemsnitlig permeabilitet på ca. 10 Darcy. En potentialgradient på ca. 3 o/oo resulterer i en svag naturlig grundvandsstrømning. Vandet har en relativ stor kalciumhårdhed på omkring  $16^0$  dh.

#### Spildvarmekilde og varmemeforbrugere

Forbrændingsanstalten er ikke i stand til at oplagre større mængder affald, og holder derfor en konstant forbrændingsrate året igennem. Desuden er forbrændingsovnene ikke dimensionerede til at dække spidserne i varmemeforbruget. Som følge heraf må man supplere med olieproduceret varme i perioder, og i weekenderne, hvor der ikke foretages affaldsforbrænding, dækkes behovet ligeledes ved hjælp af olie. Fremløbstemperaturen er omkring  $100^{\circ}\text{C}$  og returtemperaturen er omkring  $63^{\circ}\text{C}$ . Overskudsproduktionen af varme i løbet af sommeren andrager ca. 7000 Gcal.

#### Miljømæssige aspekter

Den første betingelse der må stilles til en lagerlokalitet er, at der ikke finder vandindvinding sted fra reservoiret inden for en vis afstand fra anlægget. For Hørsholm lagerets vedkommende ligger den nærmeste indvindingsbrønd ca. 1,5 km fra området, og indvinder iøvrigt fra et andet reservoir. Miljømyndighederne har på denne baggrund givet tilladelse til gennemførelse af for-

søgsdriften på den betingelse, at der tages jævnlige analyser med henblik på at følge evt. ændringer i det vandkemiske og bakteriologiske miljø.

#### 4. BESKRIVELSE AF VISSE KONSTRUKTIONSDETALJER

##### Grundplan og hoveddimensioner

En plan over anlægget er vist i Figur 2. En central brønd er omgivet af 4 randbrønde, placeret på en cirkel med diameter 80 m. Brøndene er via nedgravede, isolerede rør forbundet med et maskinhus, der rummer varmevekslerne og andet udstyr. Der er desuden boret 17 instrumenteringsbrønde med henblik på måling af reservoirtemperatur og trykpotentiale. To aflastningsbrønde, med det formål at skabe stagnation i den naturlige grundvandsstrømning, er desuden vist på planen.

Reservoirets volumen er på ca. 75.000 m<sup>3</sup>. Med en planlagt injektionstemperatur på 100°C og en returtemperatur for fjernvarmesystemet på 65°C - 70°C vil lagerets kapacitet blive ca. 6 TJ (1500 Gcal eller 1740 MWh).

Rørdiagrammet, Figur 3, viser systemets forskellige komponenter og hvorledes disse er forbundet.

Centerboringen er en 14" boring udstyret med et 10 3/4" filterrør, som er sat i hele reservoirhøjden. En trediedel reservoirhøjde over bunden er der indsat en hydraulisk aktiveret ventil, som er i stand til at afspærre den nederste del af boringen. Formålet hermed er at opnå en vis styringsmulighed for strømmingen i reservoiret, og hermed kunne modvirke frontkæntringen.

Randboringerne er på 10" og er udstyret med 6" filterrør i den nederste trediedel af reservoirhøjden. Filtersætningen er bestemt ud fra hensynet til at modvirke frontkæntringen.

Alle pumpebrøndene er udstyret med borerørspumper, som er regulerbare. Det er derfor muligt at styre flowet fra randboringerne individuelt, således at man kan styre den horisontale udbredelse af den opvarmede zone optimalt.

Varmelageret er forsynet med et vandbehandlingsanlæg med det formål at forhindre udfældning af calciumkarbonat. Behandlingsmetoden er baseret på indsprøjtning af HCl i en svag dosering før opvarmningen. Ved den kemiske proces som følger, erstatter klorid-ionerne bikarbonat-ionerne, som omdannes til CO<sub>2</sub> gas, der fjernes i en afgangskolonne. Mængden af tilsat HCl er så ringe, at der kun sker en lille forøgelse i klorid-ions koncentrationen i reservoiret.

Inden injektion passerer grundvandet et cyklonfilter, som fjerner evt. partikler, som kunne tænkes at tilstoppe boringen.

##### Instrumentering

Instrumenteringsbrøndene er permanent udstyret med et antal temperaturfølere fordelt over reservoirhøjden. De er monteret tørt i

lukkede kobberør, og er adskilt fra hinanden ved hjælp af skumgummi spacere for at forhindre konvektionsstrømme.

Der måles trykpotentiale (vandstand) i 4 instrumenteringsbrønde samt i alle pumpebrøndene.

Herudover måles der flow, tryk og temperatur forskellige steder i rørsystemet, og herudfra kan andre parametre, såsom overført varmeeffekt, afledes.

#### Dataopsamlings- og reguleringsystem

Både dataopsamling og styring af lageret er planlagt fuldt automatiseret. Dataopsamlingen og den primære styring skal varetages af en lokal mini-computer på lageranlægget, som står i forbindelse med en større maskine til videre bearbejdning af data og overordnet styring.

#### 5. ERFARINGER

##### Den første forsøgsacyklus

Lageret var klar til en indledende afprøvning i slutningen af sommeren 1982, og der var på dette tidspunkt endnu overskudsvarme til rådighed i en periode på 2 uger. Dette var imidlertid for kort en periode til at fylde lageret og injektionstemperaturen nåede ikke at blive hævet til den nominelle værdi. Forsøgets hoveddata var følgende:

Injektionstemperatur (middel):	36°C
Injektionstryk:	1 bar over det hydrostatiske tryk
Injektionsflow:	20-30 m <sup>3</sup> /h
Injektionseffekt:	0,6-0,9 MW
Total injiceret energimængde:	235 GJ (56 Gcal eller 65 MWh)
Akkumuleret injektionstid:	150 timer (fordelt over 12 dage)
Lagringsperiode:	3 uger
Starttemperatur ved tilbagelevering:	34°C
Sluttemperatur ved tilbagelevering:	17°C
Genvindingsprocent:	55%

Forløbet af forsøget er vist i Figur 4. De to nederste kurver viser den akkumulerede varmeenergi i lageret og injektions-/tilbageleveringstemperaturen som funktion af tiden.

De 7 øverste kurver viser reservoirtemperaturen i forskellige dybder i observationsbrønden IW1, beliggende i afstanden 7 m fra centerbrønden. Da den nedpumpede energimængde var begrænset, blev der ikke registreret temperaturforhøjelser længere ude i reservoiret.

Hovedresultatet af forsøget var, at der blev tilvejebragt nogle data til brug for afprøvning af den matematiske model. Desuden gav forsøget oplysninger om variationen i reservoirets egenskaber i lodret plan, til supplement af de geologiske undersøgelsesresultater. På grund af den forholdsvis lave injektionstemperatur var der derimod ikke tilstrækkeligt grundlag for vurderinger af de vandkemiske problemer.

#### Erfaringer fra sommeren 1983

Kort efter starten på 2. forsøgsinjektion i sommeren 1983, blev der iagttaget et udspring af vand i jordoverfladen ved instrumenteringsbrønd IW12. Forsøget blev standset og et undersøgelsesprogram blev iværksat med det formål at lokalisere lækagen. Man nåede til den konklusion, at der måtte være tale om en lækage, begyndende fra toppen af reservoiret ved centerboringen, gående i retning af udspringsstedet. Ved en flowlog i centerboringen under injektion, konstateredes at omkring 65% af volumenstrømmen udgik fra reservoirets top.

Årsagen til revnedannelsen ligger sandsynligvis i et for højt injektionstryk i kombination med tilstedeværelsen af en oprindelig svaghed i lerlaget. De geologiske undersøgelsesresultater viser antydningen af et tyndt sandholdigt lag gennem leret. Der var fastsat et maksimalt injektionstryk ud fra den antagelse, at lerlaget ikke i sig selv besad nogen mekanisk styrke. Injektionstrykkets belastning af lerlaget måtte således ikke overskride vægten af det overliggende materiale. Hvis injektionstrykket alligevel har været for stort, skyldes det givetvis, at der har været injiceret med for lille sikkerhedsmargin for at opnå en rimelig stor volumenstrøm, også ved lav injektionstemperatur, hvor vandets viskositet er høj. Den usikkerhed, der er ved fastsættelsen af grænsetrykket, kan så have influeret uheldigt.

Lækagen blev stoppet ved injektion af cementmørtel ud gennem den øverste del af filterrøret i boringen. Før den egentlige injektion blev der støbt en ringformet spærring under lækstedet, med det formål at forhindre nedtrængning af betonmørtel i reservoiret. Injektionen blev styret ved hjælp af packere nedsat i filterrøret.

Uheldet skete på et ret ubekvemt tidspunkt, men der kan imidlertid drages nogle nyttige erfaringer af hændelsen og den efterfølgende reparation.

Det blev ved pejlinger under injektion konstateret, at ca. 50% af trykfaldet fra filterrøret ud i reservoiret ligger over filteret og grænseområdet mellem filtergrus og reservoir. Det område, der



er udsat for et kritisk tryk, er altså meget lille. Man kunne tænke sig, at man generelt på senere anlæg beskyttede undersiden af lerlaget i dette område ved udstøbning med betonmørtel, og først startede filtersætninger noget nede i reservoiret. Herved kunne man forøge det tilladelige injektionstryk og hermed forbedre lagerets funktion, idet man ville opnå højere maksimal volumenstrøm ved lavere temperaturer. Desuden ville man for et givet lageranlæg kunne opnå en større maksimal lagringseffekt, hvilket i mange tilfælde vil være økonomisk fordelagtigt.

Når reparationen er tilendebragt, vil det afbrudte forsøg blive videreført.

## 6. NOGLE ØKONOMISKE ASPEKTER

Anlægsomkostningerne for et aquifervarmelager afhænger i det væsentligste af den ønskede spidslasteffekt. Den årlige "indtægt" for lageret er proportional med lagerkapaciteten og det årlige antal opladningscykler. Anlæggets tilbagebetalingstid er derfor næsten lineært afhængig af forholdet mellem kapaciteten ( $\times$  antal årlige cykler) og effekten, hvilket iøvrigt svarer til den årlige udnyttelsestid. Dette forhold kan imidlertid ikke vælges frit, men er afhængigt af såvel varmesystemets krav som de muligheder geologien tilbyder.

Dimensionerne for Hørsholm anlægget må karakteriseres som de mindst mulige for et kommercielt anlæg og kan ikke betragtes som optimale. Når omkostninger til forsøgsinstrumentering fraregnes, bliver anlægsomkostningerne omkring 2-3 Dkr. pr. KWh genvunden energi eller i relation til effekten: ca. 2.000 Dkr. pr. KW.

Driftsomkostningerne skønnes at beløbe sig til ca. 0,06 Dkr. pr. KWh genvunden energi. Dette inkluderer udgifter til elektricitetsforbrug vurderet til ca. 0,04 KWh pr. KWh varme.

## 7. KONKLUSION

De foreløbige erfaringer giver sammen med de numeriske simuleringer grundlag for en forholdsvis positiv bedømmelse af metodens anvendelighed. Man må dog afvente flere forsøgsdata før en mere veletableret viden er tilstede.

Såfremt en rimelig høj genvindingsprocent demonstreres, vil der givetvis være interesse for lagringsmetoden i Danmark. Konceptet vil kunne anvendes i forbindelse med udnyttelse af spildvarme fra industrivirksomheder og forbrændingsanstalter. Desuden kunne man tænke sig spidslastværker i forbindelse med kraftvarmeværker og fjernvarmeværker erstattet med varmelagre.

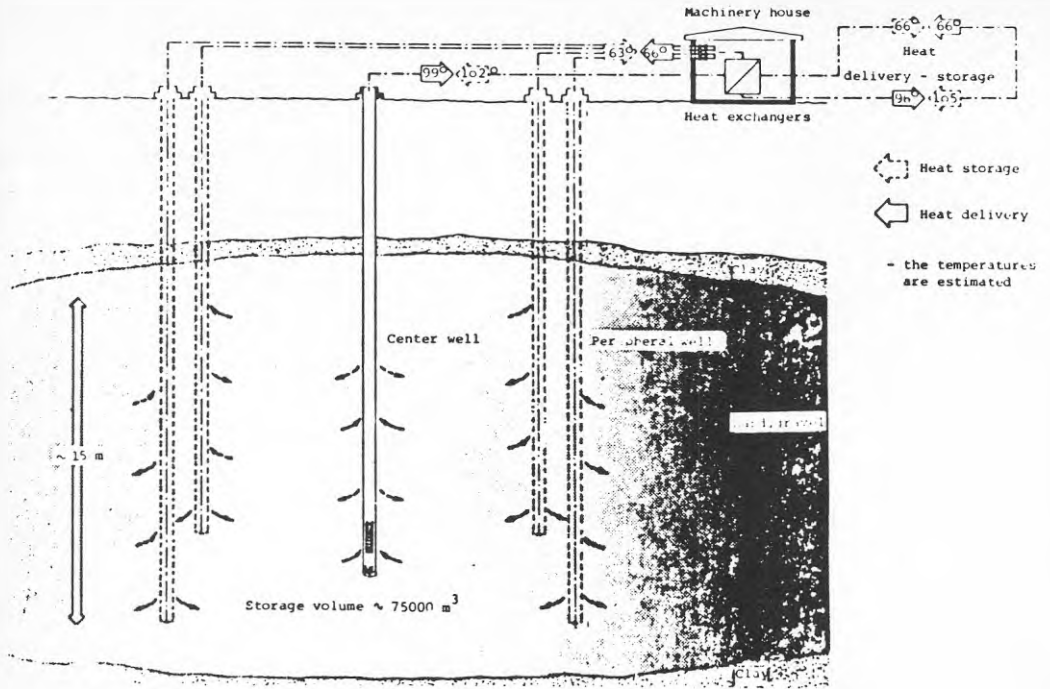


Fig. 1 Principiel udformning af aquifervarmelager

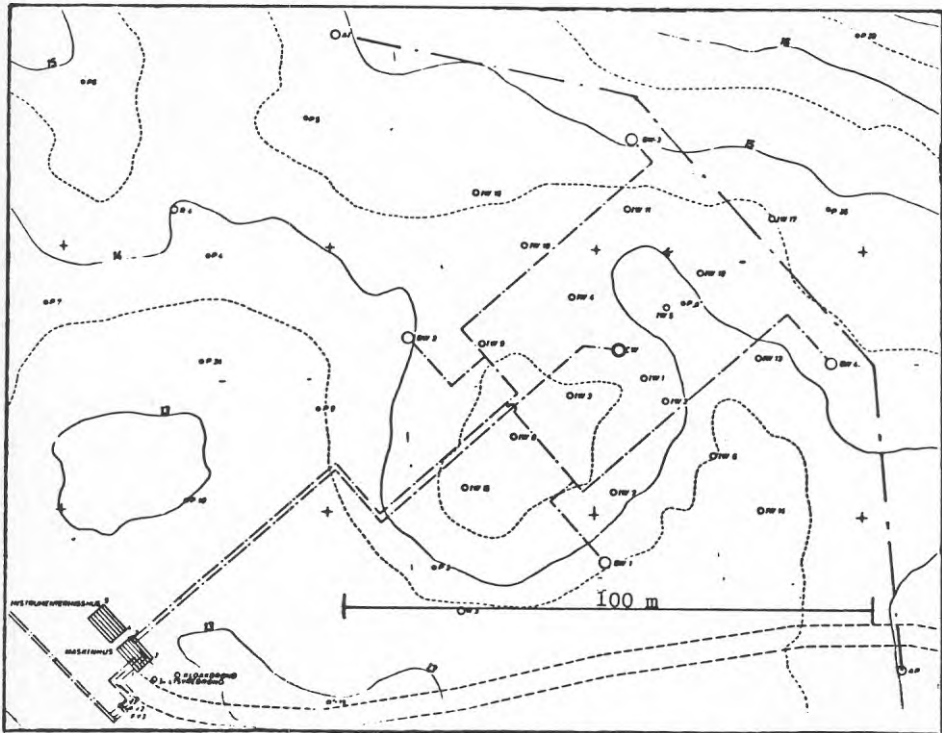


Fig. 2 Grundplan for demonstrationslageret



- 5.3.3 Projekt i Finland - Research on Aquifer Thermal Energy Storage in Finland,  
Heikki Iihola, Oy Vesi-Hydro Ab

Inlägg presenterat vid "Nordiskt seminarium kring säsongslagring av värme", 5 och 6 oktober 1983

## RESEARCH ON AQUIFER THERMAL ENERGY STORAGE IN FINLAND

Heikki Iihola

Timo Laitinen

Oy Vesi-Hydro Ab, Consulting Engineers

Since 1979 investigations have been carried out on aquifer thermal energy storage with the contribution of Finnish Ministry of Trade and Industry. Until now the investigation has produced three reports including the results of injection of warm and hot waters into an esker aquifer. As a part of the investigation there is also under design a demonstration plant using ground water as an energy source of a heat pump (0,5 MW) connected into a district heating system together with a heavy fuel oil boiler.

The aim of seasonal heat storage in aquifers has been approached:

- by inspecting the effects of cooling waters ( $t < 30^{\circ}\text{C}$ ) of a factory recharged into an esker since 1974
- by injecting hot water ( $t = 70^{\circ}\text{C}$ ) for four months into an aquifer in a pilot plant test
- by developing a 2-dimensional model for simulation of low temperature heat transfer in aquifers
- by studying the possibilities of increasing the temperature of cold ground water by using shallow water basins as solar energy collectors.

### Infiltration of Warm Cooling Waters ( $t < 30^{\circ}\text{C}$ )

Since January 1974 the part of ground water which is required for cooling purposes in a factory has been recharged back into the same esker aquifer at a rate of  $1\,200\text{ m}^3$  per day.

The temperature of the injected water has varied between  $+13^{\circ}\text{C} \dots +32^{\circ}\text{C}$  (average  $+23^{\circ}\text{C}$ ). The distance between the recharge area and the main well area where the ground water is extracted is 700 m, the gradient of the water table being 3,5...6 o/oo. On average, the ground water has been pumped out of the aquifer at a rate of  $3\,350\text{ m}^3$  per day, the proportion of the injection rate to the extraction rate being 1:2,8. Due to the infiltration of cooling water, the temperature of the ground water pumped out of the aquifer has been higher than the natural temperature  $+6^{\circ}\text{C}$ , and has on average been  $+12^{\circ}\text{C}$  ( $+8 \dots +17^{\circ}\text{C}$ ).

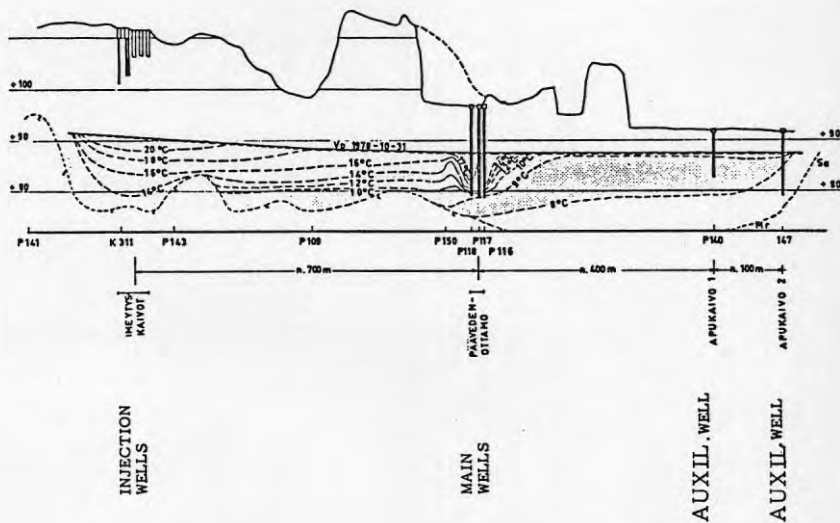
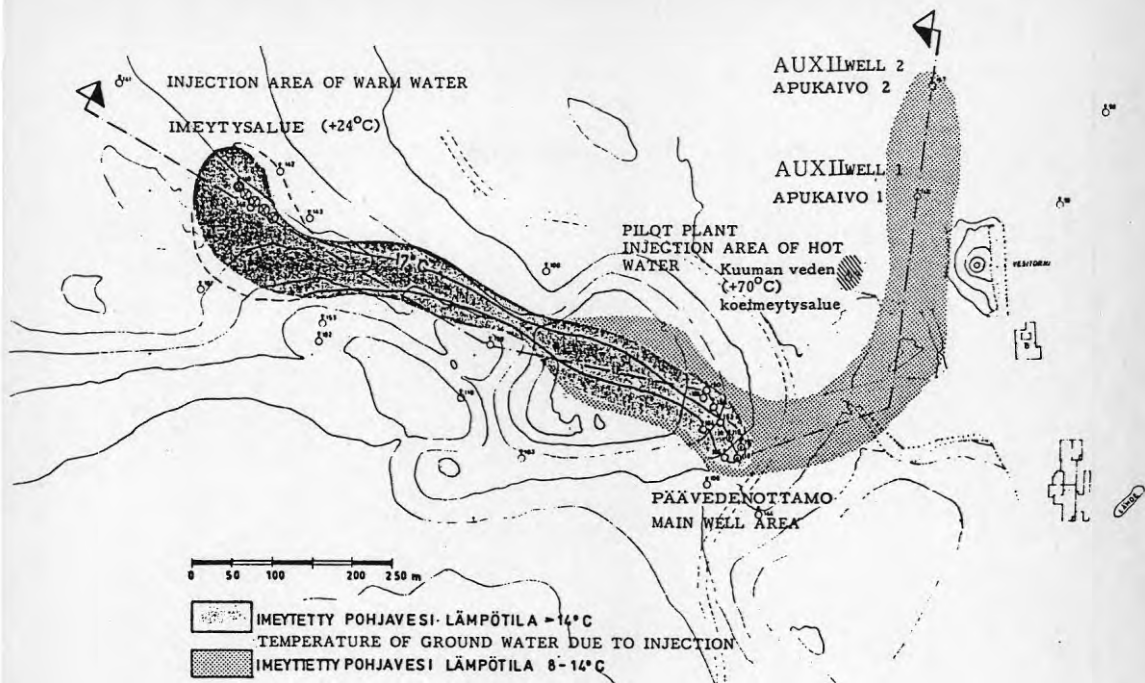
According to the observation the velocity of heat transfer from the recharge area to the main well area seems to be approximately half the velocity of the ground water flow, i.e. roughly ca 100 m per month and taking a period of 6-8 months from the recharge area to the well area. The theoretical calculations based on the aquifer characteristics give approximately the same result.

The recovery rate of the extra unit of heat (above the natural temperature of the ground water) injected into the aquifer has, on average, been:

$$\eta_Q = \frac{Q_{\text{in}} [\text{GJ}]}{Q_{\text{out}} [\text{GJ}]} = 0,7 \dots 0,8$$

The efficiency coefficient for the temperature level has been:

$$\eta_T = \frac{T_{\text{out}} - T_{\text{surr.}} [^{\circ}\text{C}]}{T_{\text{in}} - T_{\text{surr.}} [^{\circ}\text{C}]} = 0,36 \dots 0,53$$

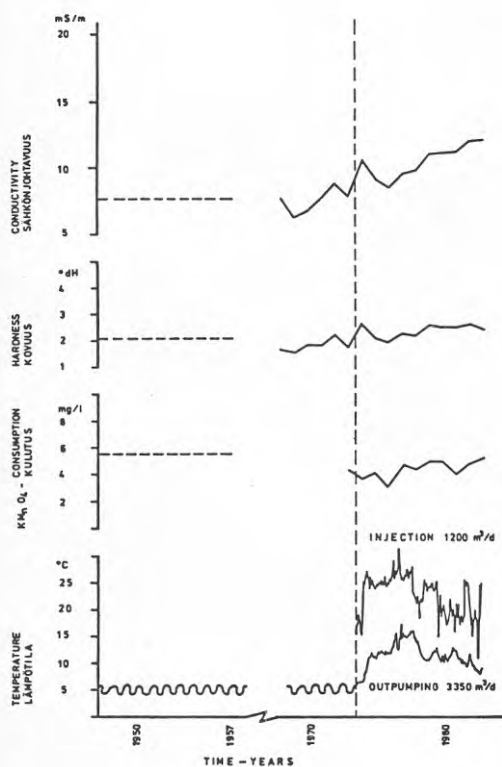


The injection of warm water into the esker aquifer and the situation of test area of hot water injection

Thus the thermodynamic efficiency coefficient has been:

$$\eta = \eta_Q \times \eta_T = 0,25 \dots 0,42$$

After about 10 years of recharging of warm cooling waters into an esker aquifer no significant chemical or bacterial quality changes have occurred in the ground water. However, a trend of slight rise of total hardness and conductivity appears which gives a sign of somewhat increased rate of weathering and chemical processes in the ground.



Although the above mentioned replenishment system with warm cooling waters was not directly designed for the heat storage, the results obtained together with theoretical examination shows the possibility to use esker aquifers for continuous seasonal heat storage on a large scale in low temperatures without greater risks.



### Hot Water ( $t = 70^{\circ}\text{C}$ ) Injection Pilot Plant Test

A test injection area was constructed in connection with the above mentioned research project to facilitate gathering of additional information concerning the behavior of hot water and its effects upon a limited part of the same aquifer.

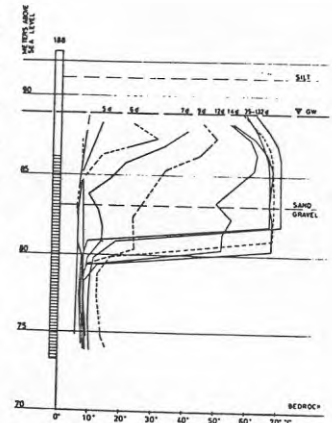
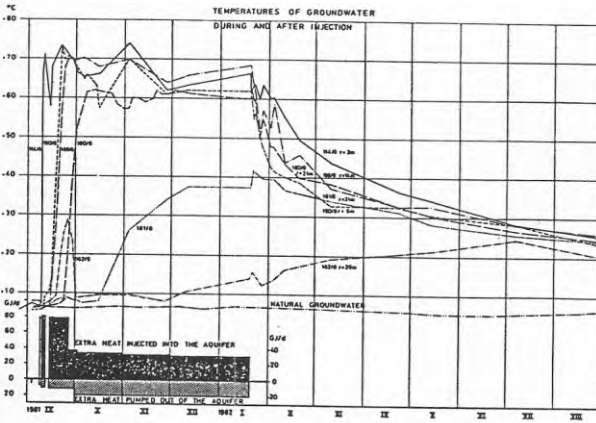
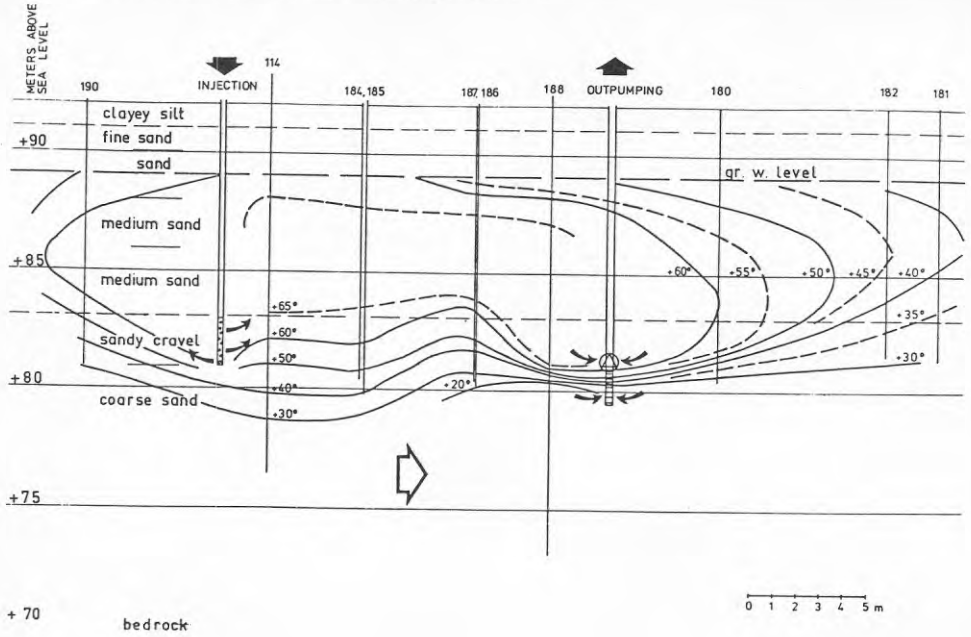
Since September 1981 hot water  $65\text{...}76^{\circ}\text{C}$  (average  $70^{\circ}\text{C}$ ) was injected into the aquifer at a rate of  $132\text{ m}^3$  per day  $9\text{...}11\text{ m}$  below the ground surface and  $6\text{...}8\text{ m}$  below the ground water table, the total depth of soil layers above the bedrock being c.  $22\text{ m}$ . At the same time ground water was also pumped out of the aquifer at a rate of  $275\text{ m}^3$  per day from the depth of  $7\text{...}9\text{ m}$  below the ground water table, the pumping well being at the distance of about  $15\text{ m}$  from the injection well down the natural ground water flow direction.

The front of the injected water tilted and stratified so that the temperature of upper medium sand layers of the aquifer went up to  $60\text{...}70^{\circ}\text{C}$  while the lower gravel and coarse sand layers remained relatively cold in spite of their better transmissivity in natural temperature level.

The injection and the pumping was continued until January 1982 (132 days). The total area where the temperature had risen above or could be supposed to be higher than the normal temperature of the ground was  $2\ 000\text{...}2\ 500\text{ m}^2$  of which the marrow area was limited to less than  $400\text{ m}^2$ .

The observations on the temperature of the upper layers of the aquifer after finishing injection and pumping shows the preservation of heat in the ground to be relatively good.

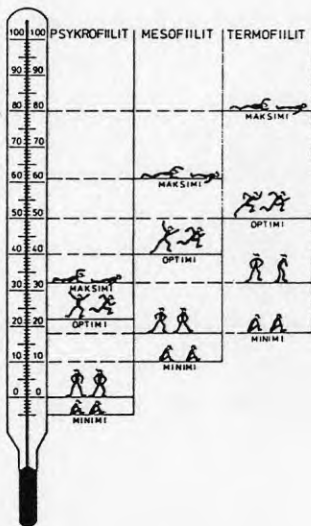
132 FROM THE START OF THE INJECTION = THE FINISHING OF THE RECHARGE  
 IMEITYSEN ALOITUKSESTA 19 I 1982 = IMEITYKSEN LOPETUS



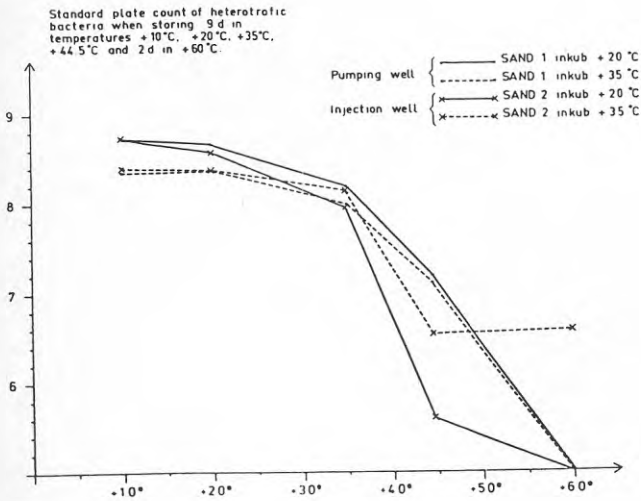
Months after finishing injection	Temperature level °C	Extra temperature retained in %
0	60 - 70	100
1	40 - 53	64 - 76
2	33 - 42	51 - 59
3	32 - 37	49 - 51
6	26 - 28	37 - 38
9	18 - 26	24 - 33
12	13 - 23	15 - 29
15	7 - 17	4 - 19

The efficiency coefficient  $\eta_Q$  remained 0,5 because of the pumping was stopped at the same time as the injection in spite of the high temperature level left in the upper layers of the aquifer. Also the efficiency coefficient for temperature  $\eta_T = 0,3$  could be higher by fitting well screens into the hot upper layers instead of between warm and cold layers of the aquifer.

THE RELATION OF MIKROBIES TO TEMPERATURE  
(Drawn after KUNCKI - GOLDFINGER 1975)



The changes in the quality of the ground water are partially induced by biological activities in the ground. The extreme limits of the temperature for active life are from  $-5^{\circ}\text{C}$  to  $+80^{\circ}\text{C}$  although some organisms can tolerate lower and higher temperatures in form of some kind of resting stages. Bacteria living in the ground are adapted to psychrophilic ( $-5^{\circ}\text{C}$  to  $+32^{\circ}\text{C}$ ) and mesophilic ( $+10^{\circ}\text{C}$  to  $+60^{\circ}\text{C}$ ) range of temperature. When the temperature is elevated from its natural level  $+5^{\circ}\text{C}$  up to  $+60^{\circ}\text{C}$  the character of the microbial life is changed.



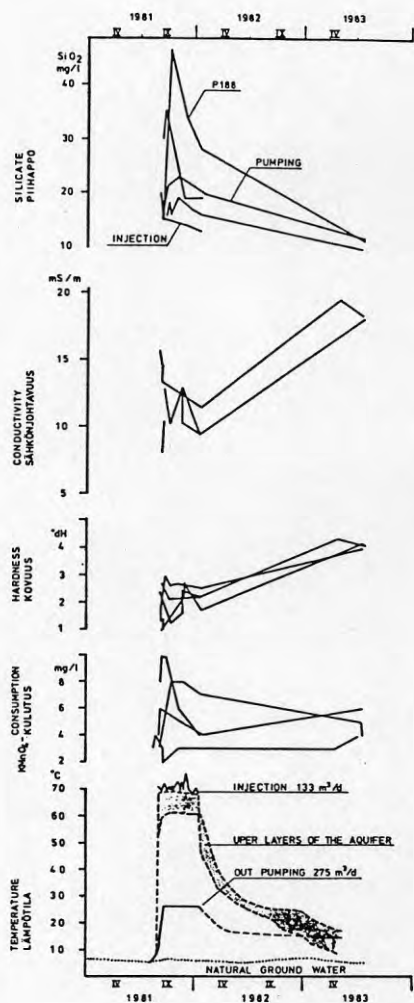
The behavior of total bacteria amount (standard plate count) in different temperature levels according to sand samples taken from the aquifer for the laboratory test is shown in the figure. The rise of temperature or the continuous changes in temperature may cause changes in quantity of bacteria as well as the dominating species.

The pathogenic bacteria as well as the hygienic indicators are relatively sensitive to high temperatures. When the temperature is raised above +45°C pathogenic bacteria will be destroyed. So the high temperature makes in general no adverse effects to the hygienic quality of the ground water.

An important phase in the circulation of different elements in the nature is the ammonification, mobilization of nitrogen which is found in organic matter. This process is not sensitive to the temperature. So the ammonification is always possible in temperature up to +80°C. The following processes: nitrification  $\text{NH}_4\text{-NO}_2$  and nitration  $\text{NO}_2\text{-NO}_3$ , are possible only at temperatures below +50°C. So the consequence of elevated temperature of the ground water can be an elevated concentration of the ammonia-nitrogen.

The solubility process of iron as well as manganese is indirectly biological as all biological activities which decrease the redox potential and the pH make circumstances suitable for solubility of these elements. Because the biological oxidation of iron and manganese is depending on the temperature and above +35°C to +40°C the oxidating bacteria are not able to be active the consequence can be accumulation of iron and manganese in hot ground water.

Noticeable change neither in the concentration of ammonia-nitrogen nor in the content of iron and manganese occurred, however, during the test. The tendency of slight rise of hardness and conductivity of the water is parallel with the experience of the storage of low temperatures discussed above. Furthermore, clear rise of silicate occurred.



With regard to dissolved solutes in the ground water, the chemical changes so far discovered have been relatively small having very little practical significance. The general aspects of the microbiological behavior of the soil and ground water have also been commensurate with expectations. On the other hand, the time available for hot water infiltration has been short - approximately 4 months - when the adaptation of bacterial populations to a changing environment is considered. In the future, it will be necessary to pay attention to, among other things, the occurrence of the various bacterial groups.

- 5.3.4 Projekt i Sverige - Lagring av ytvattenvärme i sandakvifer för fjärrvärmesystem i Klippan, Leif Lemmeke, VBB AB

Inlägg presenterat vid "Nordiskt seminarium kring säsongslagring av värme", 5 och 6 oktober 1983

LAGRING AV YTVATTENVÄRME I SANDAKVIFER FÖR  
FJÄRRVÄRMESYSTEM I KLIPPAN  
FÖRPROJEKTERING

Ann Emmelin  
Hans Hydén  
Leif Lemmeke

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag  
810713-5 från Statens råd för byggnadsforskning  
till VBB AB, Stockholm.

## SAMMANFATTNING

1	INLEDNING .....	1
1.1	Bakgrund .....	1
1.2	Syfte och mål .....	2
1.3	Genomförande .....	2
2	RÖNNEÅ SOM VÄRMEKÄLLA .....	5
2.1	Avrinningsområde och vattenföringar .....	5
2.2	Åvattnets temperatur .....	5
2.3	Tillgänglig laddtemperatur .....	6
2.4	Vattenkvalitet .....	7
2.5	Planerade vattenuttag .....	7
3	HYDROGEOLOGISKA FÖRUTSÄTTNINGAR FÖR VÄRMELAGER .....	8
3.1	Hydrogeologiska förhållanden .....	8
3.2	Hydraulisk analys .....	8
3.3	Grundvattenkvalitet .....	12
3.4	Principutformning av värmelager .....	13
3.5	Hydraulisk kapacitet .....	14
4	DATORSIMULERING AV VÄRMELAGER .....	16
4.1	Datorprogrammet .....	16
4.2	Modell av det planerade lagret .....	16
4.3	Driftstrategi .....	19
5	VÄRMEFÖRSÖRJNINGSSYSTEM .....	24
5.1	Beskrivning av värmeproduktions- systemet .....	24
5.2	Dimensionering av värmepumpsystemet .....	25
5.3	Pumpstation och överföringsledningar .....	27
5.4	Värmeväxlaranläggning .....	27
5.5	Grundvattenbrunnar .....	28
5.6	Vattenbehandlingsanläggning .....	29
5.7	Värmecentral med värmepump .....	30
5.8	Fjärrvärmesystem .....	30
6	EKONOMISK ANALYS .....	32
6.1	Investeringskostnader .....	32
6.2	Finansiering .....	32
6.3	Värmeproduktionskostnader .....	32
6.3.1	Kapitalkostnader .....	32
6.3.2	Driftkostnader .....	33
6.3.3	Årskostnader .....	33
7	TILLSTÅNDSFRÅGOR .....	35
7.1	Planerad verksamhet .....	35
7.2	Lagstiftning .....	35
7.3	Ansökningsförfarande .....	36
8	FORTSATT HANDLÄGGNING .....	38
8.1	Handläggningsförfarande .....	38
8.2	Tidplan .....	39

## REFERENSER



## BILAGOR

- Bilaga 2.1 Ytvattenkvalitet, Rönneå, tabell
- Bilaga 3.1 Siktkurvor från jordprov tagna vid punkterna P4, P5, P6 och P8
- Bilaga 3.2 Provpumpningsresultat, avsänkningar och beräknad transmissivitet, tabell och diagram
- Bilaga 3.3 Grundvattenkvalitet, tabell
- Bilaga 3.4 Beräknade grundvattenytor inom lagerområdet
- Bilaga 5.1 Värmepumpanläggning, principschema

## 1.1 Bakgrund

Sedan 1979 har VBB tillsammans med Klippans kommun och en större lokal industri, Extraco AB, med stöd från Nämnden för energiproduktionsforskning, NE, arbetat med ett projekt för värmelagring i grundvatten, se Hydén, Lemmeke (1980) och (1981). Projektet avsåg ursprungligen att klarlägga möjligheterna för utnyttjande av industriell spillvärme för uppvärmning av befintlig och planerad bebyggelse belägen inom Stidsvig-Ö Ljungby-området nära industrin. Då spillvärmen, som avleddes med industrins kylvatten, endast är tillgänglig sommartid erfordras någon billig form för säsongslagring av värme. Projektet koncentrerades därför på att praktiskt belysa möjligheterna för säsongslagring i grundvatten av lågvärdig värme, dvs värme vid relativt låga temperaturer omkring 20-40°C.

Som ett led i detta arbete framtogs bl a en allmänt tillämpbar principlösning för inbördes placering och drift av uttags- och infiltrationsbrunnar, vilken ger möjlighet att styra och sammanhålla den inlagrade värmen samt kompensera för eventuella naturliga grundvattenflöden inom lagringsområdet. Vidare utvecklades en allmänt användbar datormodell för analys och beskrivning av de hydrauliska och termiska processerna i och kring ett värmelager, Pinder m fl (1980).

Parallellt med detta utvecklingsarbete har VBB framtagit principförslag till det ovan beskrivna förfarandet för kombinerat utnyttjande av yt- och grundvatten som värmekälla. Förslaget, som har publicerats med stöd från BFR, Lemmeke (1981), bygger - i stället för på användning av industriell spillvärme - på tillvaratagande av "naturlig" värme genom indirekt utnyttjande av solinstrålningen. I BFR-rapporten redogörs också för de begränsningar som normalt gör sig gällande vid separat användning av olika värmekällor.

För att klarlägga i vilken omfattning lokala hydrogeologiska förutsättningar medger tillämpning av den föreslagna principlösningen med kombinerat utnyttjande av yt- och grundvatten som värmekälla för stora värmepumpar, har en potentialstudie, Hydén, Emmelin (1983) utförts. Studien har omfattat en länsvis genomgång av möjligheterna för värmeuttag och värmelagring i anslutning till samtliga medelstora och stora samhällen inom landet. Härvid har på restriktiva grunder över 200 samhällen lokaliserats där metoden beräknas kunna komma till användning. Den samlade försörjningspotentialen för dessa anläggningar beräknas motsvara en oljeanvändning på omkring 1½ miljon m<sup>3</sup>/år eller omkring 18 % av Sveriges samlade oljeanvändning för byggnadsuppvärmning.

Under tiden som utvecklingsarbetet pågått har förutsättningarna för ett värmelagringsprojekt i Stidsvig förändrats. Spillvärmertilgången har minskat genom interna åtgärder inom fabriken och den planerade nybyggheten av bostäder har skjutits på framtiden.

Under tiden har också beslut fattats om en utbyggnad av fjärrvärmeförsörjning i Klippans tätort. Värmeunderlaget har härvid beräknats motsvara en värmeproduktions-effekt av 24 MW. Värmecentralen planeras förläggas i anslutning till en nedlagd kommunal grundvattentäkt där förutsättningar finns att direkt installera en grundvattenvärmepump med ca 1 MW värmeeffekt. Genom att tillämpa det ovan nämnda förfarandet med kombinerat utnyttjande av vatten från Rönneå och grundvatten som värmekälla skulle värmepumpens storlek kunna ökas till 2-4 MW.

Mot bakgrund av nämnda förhållanden har det varit naturligt att den tredje etappen i detta utvecklingsprojekt avseende värmelagring i grundvatten i Klippans kommun, omfattande en förprojektering av en anläggning finansierad med medel från BFR, som tillämpningsexempel valt anläggningen i tätorten. Förprojekteringen avser en första utbyggnadsetapp innefattande en värmepump-anläggning med 2 MW värmeeffekt. I en senare utbyggnadsetapp kan tillkomma ytterligare 1 MW värmepumpeffekt och vissa installationer dimensioneras för detta redan i första etappen.

## 1.2 Syfte och mål

Projektet har syftat till att genom en förprojektering dimensionera en anläggning av aktuellt slag, ta fram underlag för teknisk detaljutformning, göra tillförlitliga lönsamhetsberäkningar och förbereda legalisering.

Målet med projektet har varit att det redovisade resultatet ska kunna utgöra underlag för detaljprojektering och byggande av en värmeproduktionsanläggning av aktuellt slag.

## 1.3 Genomförande

Det värmetekniska underlaget för arbetet har varit utförd fjärrvärmeutredning, VBB (1982).

I denna har förutsättningarna för etablering av fjärrvärme inom Klippans tätort närmare studerats. Härvid har konstaterats att underlag finns för utbyggnad av ett fjärrvärmenät med en anslutningseffekt på ca 30 MW. Det föreslagna fjärrvärmenätet har dimensionerats och kostnadsberäknats för dels konventionellt normaltempererat utförande (120/70°C system), dels

lågtempererat utförande (95/65°C system). Merkostnaden för lågtemperaturutförandet, som ger möjlighet för värmeproduktion med värmepump på ekonomiskt gynnsammare villkor, har härigenom visats vara av begränsad storlek, mindre än 10 % av totala kostnaden för anläggande av distributionsnätet. Den angivna anslutningseffekten beräknas motsvara en värmeproduktionseffekt på 24 MW.

En översiktlig bedömning av de hydrogeologiska förhållandena visade att det borde vara möjligt att anlägga ett lagersystem som kan försörja en värmepump med ca 3 MW värmeeffekt och kontinuerlig drift under hela året. Den naturliga grundvattentillgången räcker för ca 1 MW avgiven värmeeffekt. Värmelagret utgörs av ett grundvattenmagasin i en sandformation som är underlagrad av lera. De vattenförande lagrens mäktighet är ca 5 m. Befintlig vattentäkt har en kapacitet av ca 30 l/s.

Inledningsvis har inventerats befintliga anläggningar (brunnar, ledningar, vattenverk etc) så att möjligheterna att utnyttja dessa i ett etappvis utbyggt lagersystem klarlagts.

Värdering av värmekällan, Rönneå, med hänsyn till vattenföring, temperatur och vattenkvalitet har utförts.

Ett fullt utbyggt värmelager kommer troligtvis att innefatta brunnar både norr och söder om vattenverksområdet för tillförsel och uttag av vatten i lagret. Möjligheterna att anlägga nödvändiga brunnar och samlingsledningar med hänsyn till nuvarande och planerad markanvändning har värderats.

Några befintliga brunnar har provpumpats för att fastställa brunnarnas och grundvattenmagasinets hydrauliska egenskaper.

Kompletterande provborrningar med jordprovtagning har genomförts så att verifiering erhållits av möjligheterna att anlägga de brunnar som krävs i ett fullt utbyggt lagersystem. Borrningarna har även givit underlag för projektering av dessa brunnar.

Utgående från de data som erhållits vid inventeringsarbetet enligt ovan har gjorts en termohydraulisk analys av värmelagret med hjälp av en matematisk modell. Lämplig fördelning av infiltration och uttag av vatten i lagret under olika driftfaser har bestämts och grundvattenstånd under olika driftförhållanden beräknats.

Utgående från de förutsättningar som värmeunderlaget för fjärrvärmenätet samt de hydrogeologiska förhållandena ger har gjorts en förprojektering av värmelager och värmepumpcentral som en del i den planerade värmeproduktionsanläggningen.

En ekonomisk kalkyl av värmeproduktionskostnaden i föreslagen anläggning har utförts.

En värdering av anläggningen har gjorts med hänsyn till försörjningssäkerhet och miljöpåverkan som underlag för ansökningar om tillståndsprövning.

5.3.5      Diskussion kring lagring i akvifer, diskussionsledare:  
Björn Qvale, DTH

Inlägg presenterat vid "Nordiskt seminarium kring  
säsongslagring av värme", 5 och 6 oktober 1983

Lagring i Aquifer. - Ordstyrer Bjørn Qvale

12.45 Foredrag af J.A. Leth.  
Ingen diskussion.

13.00 Foredrag af Heikke Ihola.

Spørgsmål (Qvale): Hvad var afstanden mellem  
brøndene i det varme forsøg?

Svar (Ihola): 15 meter

13.15 Foredrag af Leif Lemmeke.

Spørgsmål (N.N.): Hvorfor benytter man ikke in-  
filtrationsbassiner istedet for  
injektionsbrønde?

Svar (Lemmeke): Det er mere interessant at demon-  
strere om infiltration igennem brøn-  
de vil kunne fungere.

Kommentar (Gustafsson): Infiltration bliver dyrere  
og mere besværligt.

Spørgsmål (Rosenblad): Hvorfor lægger man ikke var-  
mevekslere foran varmepumpen og  
benytter et filter eller af-  
står fra at benytte varmevekslere?

Svar (Lemmeke): Hvis man afstår fra at benytte varme-  
vekslere, er der fare for tilstopning  
fra åvand. Man kan benytte filter.  
Iøvrigt repræsenterer varmeveksleren  
en lille del af de totale omkostninger  
ved anlægget.

Spørgsmål (N.N.): Hvorfor findes der endnu ikke akvifer-  
lagre i Sverige?

Svar (Gustafsson): Man vil først udnytte de naturlige  
grundvandskilder, og først når man  
behersker denne teknik, hvor man  
med enkle midler kan udnytte ener-  
gien ved lave temperaturer, ønsker  
man at gå videre.

Spørgsmål (N.N.): Er det således, at tilstopning af cen-  
terbrønden i Hørsholm reducerede den  
mulige injektionsstrøm til det halve?

Svar (Leth): Ja, men en standardudsyring af brønden  
reetablerede den oprindelige kapacitet.

## 13.30 Generel diskussion.

Spørgsmål til Ihola (Qvale):

Vil der blive problemer med bakterievækst, hvis man laver damlagre så dybe, at de kommer ned i grundvandet, og derved opvarmer dette?

Svar (Ihola): Hvis man under etablering af damlageret passer på at holde omgivelserne rene, skulle der ikke blive noget problem.

Kommentar (Qvale): Varmeeffekten er den faktor, som har størst indflydelse på prisen både i Hørsholm og i andre projekter, som vi har kigget på.

Det er derfor vanskeligt at forestille sig en økonomisk fordelagtig kombination af langtids- og korttidslagring i et lager.

Kommentar (Margen): Det er imidlertid let at forestille sig, at kombinationer af korttids- og mellemtidslagring vil blive økonomiske.

Lyngby, 24. oktober 1983.

bq/gr



6. UTVECKLING

Ordförande Thore Berntsson, CTH

- 6.1 Ekonomiskt studium över säsongsmässig lagring i berget av värme för bruk i fjärrvärmesystem,  
Gösta Rosenblad, Jordvärmegruppen, CTH

Inlägg presenterat vid "Nordiskt seminarium kring säsongslagring av värme", 5 och 6 oktober 1983

Ekonomiskt studium över säsongsmässig lagring i berg av värme för bruk i fjärrvärmenät

G Rosenblad, Jordvärmegruppen, Chalmers tekniska högskola

Det har påståtts, men utan att ange förutsättningarna, att det bör vara lönsamt att med billig värme sommartid ladda ett värmelager för användning i ett fjärrvärmenät under sådan tid på vintern, då uttaget värme kan ersätta olja. Se t ex Hans Hydén R104:1983 "Högtemperaturlagring i mark", sid 97, och Peter Margen, "Subsurface Heat Storage, Proceedings", sid 187. Mera seriöst är dock att som här nedan redogöra för valda utgångspunkter och från dessa visa vilka ekonomiska resultat de medför. Därmed är underlaget givet för en mera substansiell diskussion.

Bild 1 visar en varaktighetskurva med olika aktuella värmekällor.

De viktigaste förutsättningarna redovisas i bilaga 1. Därav framgår att det huvudsakliga materialet är taget från en utredning från 1982 författad av Björn Dahlroth. Det skall understrykas att förutsättningarna med en effektiv ränta av endast 4 % och en återbetalningstid för lager av 30 år verkligen är modesta ur lagrets synpunkt. Samma kan sägas om prisförhållandet olja till kol, motsvarande 1:0,6, i synnerhet som det nyligen annonserats om förhöjd energiskatt på kol.

I övrigt skall de fortsatta kommentarerna endast beröra tabellerna 1 t o m 5, av vilka de fyra sista ger det egentliga utredningsresultatet.

I tabell 1 visas överst resultat från databeräkning av 10. årets läckageförluster från en cylindrisk kropp med diametern lika höjden under antagande av sinusformad temperaturvariation 110-56<sup>o</sup>.

Urladdningsenergierna är beräknade med hänsyn till lagermediets termiska volymskapacitet och ett visst temperaturfall från inladdningens slut till utladdningens början. Den maximala temperaturen för borrhålslager är begränsad till  $95^{\circ}$  med hänsyn till beständigheten hos ledrören av plast.

Lagrens formfaktorer är valda utifrån reella lagrets avvikelser från den ideala cylindern. Formfaktorn har antagits vara oberoende av lagervolymer, en omständighet som kanske kan ifrågasättas.

Tabell 2 ger ekonomiskt resultat av att inlagra gratisvärme av temperaturnivån  $115^{\circ}\text{C}$ . Den procentuella vinsten uppkommer sedan lagrets ränte- och amorteringskostnader i form av en 30-årig rak annuitet erlagts. Vinsten kan väl vid större lager anses som någorlunda tillfredsställande, vid de mindre sannolikt otillräcklig för att konkurrera med andra tänkbara investeringar. Vid gratis inladdningsvärme påverkas ekonomin av lagerförlusten endast på så sätt att den kan minska urladdad värmemängd.

Tabell 3 visar att det icke är lönsamt att lagra in värme från hetvattenpannor eldade med stenkol. När lagret skall betala för inladdat värme, påverkar lagerförlusten ekonomin dels på inkomstsidan genom minskad urladdning, dels också på utgiftsidan genom att läckagevärmets skall betalas.

Tabell 4 antyder att en klar förbättring av det ekonomiska resultatet kan uppnås genom att med värmepump utöka temperatursvinget i lagret nedåt till ca  $35^{\circ}$ . Men resultatet är fortfarande sådant, att det ej kan ses som ur ekonomisk synpunkt lockande.

Det kan naturligtvis sägas att resultatet skulle kunna förbättras med ett utökat temperatursving. Emellertid är inte

särskilt mycket att vinna därvidlag, då hetvattenpannor normalt dimensioneras för en högsta temperatur av ca 120°.

Tabell 5 visar möjligheterna om värme inladdas från ett koleldat kraftvärmeverk. Vid kraftvärmeverk omformas bränslets värme till dels elenergi, dels värme för fjärrvärmenät eller inladdning. När två produkter levereras samtidigt, kan självkostnaderna för den ena produkten sjunka, om marknaden är villig att betala mera för den andra produkten. Om alltså elenergin betalas till ett högre pris än bränsleenergin, kan självkostnaderna för samtidigt avgiven värmeenergi sänkas. I 1981 års prisläge, då den rörliga elkostnaden var 14,6 öre/kWh och bränslekostnaden räknad vid turbinen var 10,8 öre/kWh, blir utgående från gjorda antaganden självkostnaden för värmets från turbinen 9,2 öre/kWh, se andra avdelningen, tabell 5. Detta ger ett resultat som ligger emellan det, som beräknades vid inladdning från hetvattenpanna för stenkol och det fall när sådan inladdning understöddes med värmepump. Det är således knappast ekonomiskt intressant.

Den övre raden ger fast lagerkostnad, om elpriset vore sådant att självkostnaden för inladdat värme bleve 0. Det kan utgående från gjorda antaganden visas att ett sådant elpris skulle vara 33,0 öre/kWh hänfört till 1981 års prisnivå. Denna situation motsvarar exakt förutsättningarna för tabell 2 med motsvarande någorlunda intressanta vinstandelar.

Det finns emellertid en övre gräns för ett rimligt elpris betingat av självkostnaderna för att leverera elenergi från ett koleldat kondenskraftverk, så som sker i på vattenkraft fattiga länder. Kondenskraft från koleldade anläggningar bör kunna levereras på högspänningsnätet med en verkningsgrad exklusive förlusterna i pannhuset av ca 40 %, dvs 2,5 kW värme vid turbinen per kWh utvunnen el. Då

värmepriset vid koleldning enligt förutsättningarna var 10,8 öre/kWh, skulle den rörliga andelen av elpriset bli

$$2,5 \cdot 10,8 = 27,0 \text{ öre/kWh.}$$

Som framgår av tabell 5 skulle ett sådant elpris motsvara ett värmepris mellan 4,0 och 1,5 öre/kWh och därmed ge en vinst, som kanske i vissa lägen vore acceptabel. Kvar står dock frågan, huruvida det med sådana vinstutsikter kan vara rimligt att spekulera i att i Sverige i början av 2000-talet även sommartid, med låg värmelast, låg belysningslast och en månads industrisemester, finns marknad för sådana priser på elkraft.

Det är dock möjligt att sådan inlagring kan vara aktuell i andra länder, om följande villkor är uppfyllda:

- 1) Låg tillgång på vattenkraft eller andra kraftresurser med låg rörlig kostnad.
- 2) Många och stora koleldade kraftvärmeverk med tillhörande fjärrvärmenät.
- 3) Tillgång till god berggrund.

Som framgår har lagervolymer utgjort den parameter efter vilka tabellerna uppställts. Peter Margen har framhållit att en bättre jämförelse lagren emellan uppnås om lagren ordnas efter urladdad energimängd. Så har gjorts i fig 1, där vinsten vid olika lagertyper visas om gratisvärme laddas in.

Figuren visar att borrhålslager över hela området ger större vinst än blockstenslager, som i sin tur ligger lika mycket över berggruslager. Förhållandena är dock icke fullt så entydiga i borrhålslagrets favör, som figuren antyder, vilket härnedan närmare skall utvecklas.

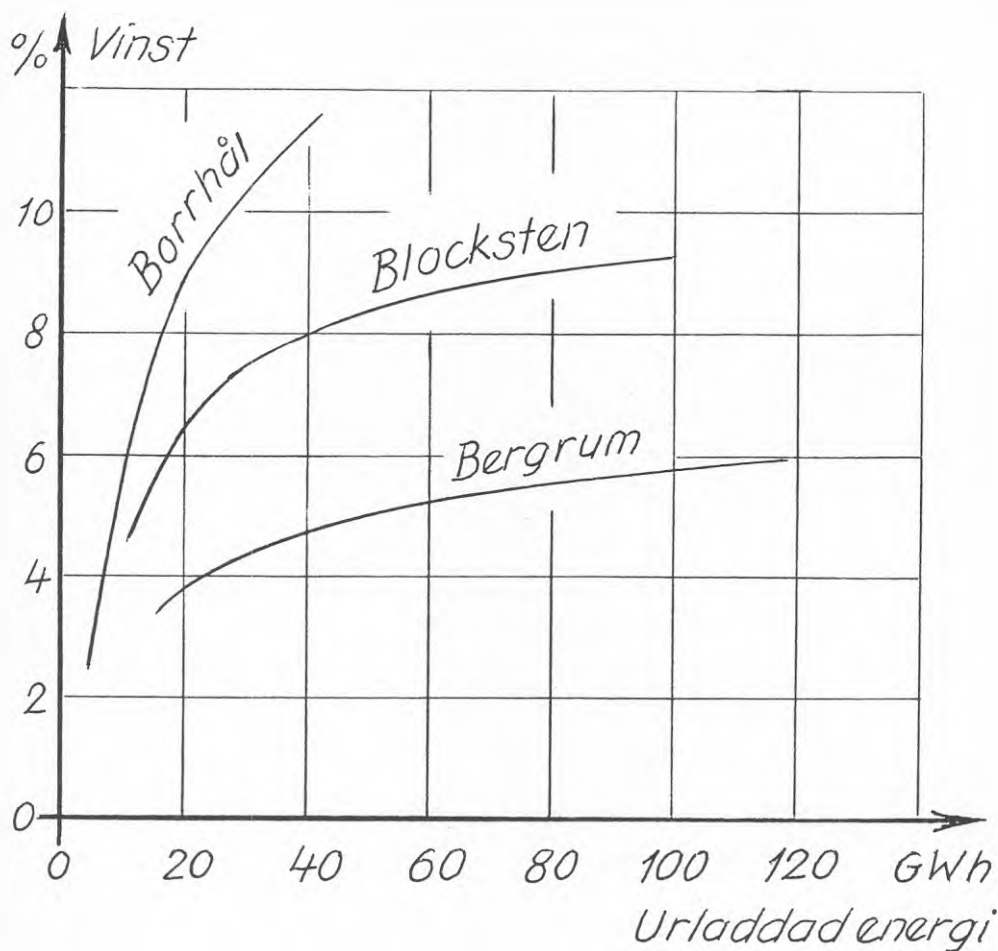


Fig 1. Vinst vid olika lagertyper vid inladdning av gratisvärme.

Göres motsvarande diagram för t ex inlagring av mottrycksvärme å 9,2 öre/kWh vid ett stenkolseldat kraftvärmeverk, blir rangordningen densamma men skillnaderna i vinstprocent, som då oftast är negativa, betydligt mindre. Orsaken till de mindre skillnaderna är att lagerförlusterna i detta senare fall skall betalas, vilket ej är fallet om inlagrat värme är kostnadsfritt.

Ingendera av kurvorna beaktar de jämna in- och urladdnings-effekterna vid blockstens- och bergrumslager i förhållande till de ojämna och utdragna laddnings- och urladdnings-förloppen vid borrhålslagren. Dessa senare kan orsaka dels att lagret ej kan urladdas helt med oljeersättning utan att en del av urladdningsenergin bara ersätter kol, dels att inlagringen i början kan kräva extra kostnader i form av värmepumps- eller kolvärme.

Borrhålslagrets effektivvärde vid urladdning måste också bedömas vara klart lägre än de övrigas.

Skulle slutligen av någon anledning i framtiden värmelagring bli inaktuell, så måste bergrumslagret bedömas ha ett klart större värde för alternativ användning än övriga lagertyper.

Med beaktande av här anförda synpunkter, vars vikt kan vara olika från det ena fallet till det andra kan man trots det visade diagrammet icke generellt påstå att den ena lagertypen är mera fördelaktig än den andra. Snarare kan sägas att lagertyperna i det stora hela är tämligen likvärdiga och att det först efter en noggrann analys och värdering i det konkreta fallet går att avgöra vilken typ som bör vara lämpligast.

#### Sammanfattning

Utredningen visar att tillfredsställande vinst av värmelagring i berg kan uppnås endast om inlagrat värme praktiskt taget utan kostnader kan inladdas sommartid.

Ett berglager för värme kan också utnyttjas för att dygnsvis lagra värme, dvs för korttidslagring, men sådan lagring kan oftast byggas till avsevärt lägre kostnader i form av mot luften avtätade cisterner med eller utan övertryck.

Ingendera av de diskuterade lagertyperna kan generellt anses vara bättre eller fördelaktigare än den andra. Alla har sina företräden och nackdelar som i det konkreta fallet kan avgöra vilken lagertyp som är att föredra.



Ekonomiskt studium över säsongsmässig lagring i berg av  
värme för bruk i fjärrvärmenät

G Rosenblad, Jordvärmegruppen CTH

Förutsättningar:

De flesta nedan valda förutsättningarna motsvarar: VAST  
82:21 1982-03-31, "Den stora värmepumpens konkurrenssituation  
i mindre fjärrvärmenät", författad av Björn Dahlroth.

Kostnadsläge: 1981 års penningvärde

Realränta: 4 % (= låneränta-inflation)

Amorteringstider och annuiteter:

Lager 30 år,  $a = 5,78 \%$

Hetvattenpannor 25 år,  $a = 6,4 \%$

Värmepumpar 15 år,  $a = 9,0 \%$

För lager räknas med årliga kostnader för elenergi och  
skötsel på 0,7 %, varför årlig fast kostnad för lager blir  
6,5 % av anläggningskostnaden.

För elenergi gäller taxan:

$$E_{el} = 213 + 0,146 \cdot \tau \text{ kr/kW,år}$$

För oljeeldad hetvattenpanna räknas:

$$E_{olja} = 0,180 \cdot \tau \text{ kr/kW}_V, \text{år}$$

För koleldad hetvattencentral räknas:

$$E_{kol} = 152 + 0,108 \cdot \tau \text{ kr/kW}_V, \text{år}$$

För värmepumpar å 1500 kr/kW<sub>V</sub> räknas:

$$\text{SPF} = 3,0: E_{vp} = 243 + 0,064 \cdot \tau \text{ kr/kW}_V, \text{år}$$

$$\text{SPF} = 3,5: E_{vp} = 233 + 0,05 \cdot \tau \text{ kr/kW}_V, \text{år}$$

För motivering av dessa förutsättningar hänvisas till VAST-informationen.

För lagren räknas:

Returtemperatur fjärrvärmenät 55 °C

Laddning 15/5-15/9, 123 dygn

Temperaturfall 15/9-15/12, 90 dygn, 1 till 4 °C

Urladdning 15/12-15/3, 91 dygn

Lagertyp		Bergrum	Blocksten	Borrhål
Inladdn-temp	°C	112	112	95
Medeltemp efter laddn	°C <sup>x</sup>	110	110	90 <sup>xx</sup>
Nedkylning till	°C	56	56	58
Lagerkostn ( $V=m^3 \cdot 10^6$ ) Mkr		5 + 90 V	5 + 54 V	5 + 18 V
Spec värme	MJ/m <sup>3</sup> K	4,2	3,29	2,40
Formfaktor		1,5	1,2	1,05

<sup>x</sup> Temperaturfall 1 till 4 °C under vilotid mellan inladdningens stopp och urladdningens start.

<sup>xx</sup> På grund av ledrörens i borrhålen värmebeständighet.

Vid beräkning av lagrets årliga netto har förutsatts en urladdning. Besparing i bränslekostnader på grund av korttidslagring har ej beaktats.

## SPILLVÄRMESCENARIOT

1990

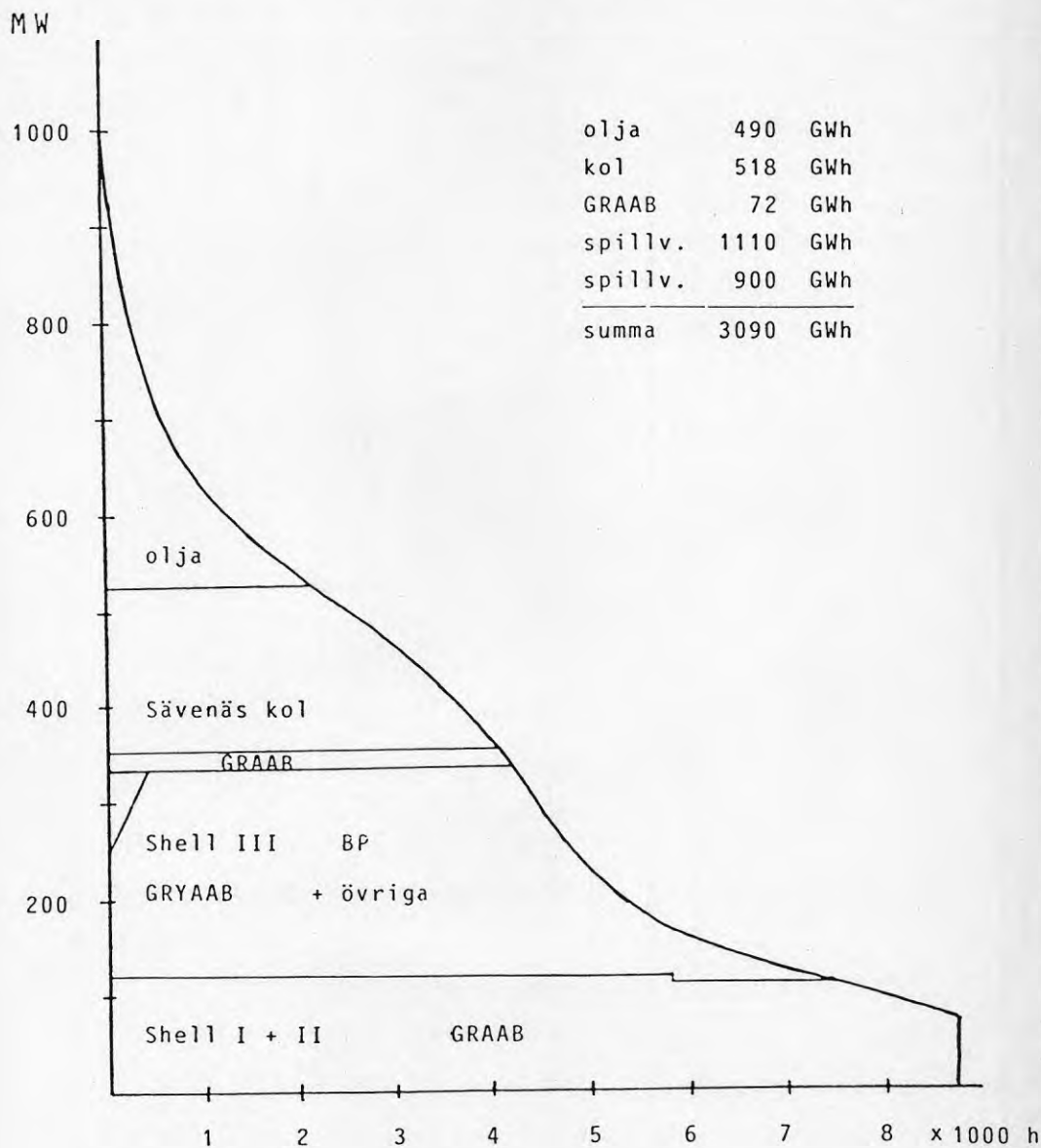


Bild 1. Varaktighetsdiagram hos värmekällorna som skall försörja fjärrvärmenätet.

Volym	$m^3 \cdot 10^6$	2,0	1,0	0,5	0,25
Läckage, $d=h$ ; 110-56 GWh		7,29	4,89	3,34	2,28
Urladdningsenergi:					
Bergrum $c = 4,2$	"	126	62	30,3	14,9
Blocksten = 3,29	"	98	48	23,5	11,5
Borrhål = 2,40	"	41,3	20,0	9,7	4,7
Lagerförlust $d=h$					
Bergrum	%	5,5	7,3	9,9	13,3
Blocksten	%	6,9	9,2	12,4	16,5
Borrhål	%	13,2	17,3	22,5	28,8
Lagerförlust m.h.t form:					
Bergrum $f = 1,5$	%	8,3	11,0	14,9	19,9
Blocksten $f = 1,2$	%	8,3	11,0	14,9	19,8
Borrhål $f = 1,05$	%	13,9	18,2	23,7	30,2

Tabell 1. Årlig urladdningskapacitet och lagerförlust

Volym av berglager $m^3 \cdot 10^6$	2,0		1,0		0,5		0,25						
	Berg	Borr	Berg	Borr	Berg	Borr	Berg	Borr					
Lagertyp													
Urladdat	GWh	126	98	41,3	62	48	20,0	30,3	23,5	9,7	14,9	11,5	4,7
Anläggningskostnad	Mkr	185	113	41	95	59	23	50	32	14	27,5	18,5	9,5
Fast lagerkostnad	öre/kWh	9,5	7,5	6,5	10,5	8,0	7,5	10,7	8,9	9,4	12,0	10,5	13,1
Vinst rel. olja à 18,0	"	8,5	10,5	11,5	8,0	10,0	10,5	7,3	9,1	8,6	6,0	7,5	4,9
Årlig vinst	Mkr	10,7	10,3	4,8	5,0	4,8	2,1	2,2	2,2	0,84	0,89	0,87	0,2
Do rel. anl.-kostn.	%	5,8	9,1	11,5	5,2	8,1	9,1	4,4	6,7	5,6	3,3	4,7	2,4

Tabell 2. Ekonomiskt utfall av att lagra spillvärme och värme från  
sopförbränning

Volym av berglager $m^3 \cdot 10^6$	2,0		1,0		0,5		0,25					
	Berg	Block	Berg	Borr	Berg	Borr	Berg	Borr				
Lagertyp												
Urladdat till f.-v.-nät GWh	128	98	41,3	62	48	20,0	30,3	23,5	9,7	14,9	11,5	4,7
Lagerförlust %	8,3	8,3	13,9	11,0	11,0	18,2	14,9	14,9	23,7	19,9	19,8	30,2
Inladdat GWh	140	107	48,0	70	54	4,4	35,6	27,6	12,7	18,6	14,3	6,7
Fast lagerkostnad öre/kWh	9,5	7,5	6,5	10,0	8,0	7,5	10,7	8,9	9,4	12,0	10,5	13,1
Bränslekostnad "	11,8	11,8	12,5	12,1	12,1	13,2	12,7	12,7	14,2	13,5	13,5	15,5
Netto rel. olja à 18,0 "	- 3,3	- 1,3	- 1,0	- 4,1	- 2,1	2,7	- 5,4	- 3,6	- 5,6	- 8,5	- 6,0	- 11,4

Tabell 3. Ekonomiskt utfall av att lagra värme à 0,108 kr/kWh från stenkol.

Volym av berglager $m^3 \cdot 10^6$	2,0		1,0		0,5		0,25	
	Berg	BlockBorr	Berg	BlockBorr	Berg	BlockBorr	Berg	BlockBorr
Lagertyp								
Urladdat till f-v-nät GWh	177	136	87	67	42,4	32,7	20,7	16,0
Därrav via värmepump "	50,5	39	25	19,5	12,6	9,7	6,3	4,9
Elenergi härför "	11,2	8,7	5,6	4,3	2,8	2,2	1,4	1,1
Totalt till f-v-nät "	188	145	92	71	45,2	34,9	22,1	17,1
Lagerläckage %	5,3	5,5	7,2	7,5	10,1	10,4	14,0	14,5
Bränslekostnad öre/kWh	10,7	10,7	10,9	11,0	11,3	11,3	11,8	11,8
Fast lagerkostnad "	6,4	5,1	6,7	5,4	7,2	6,0	8,1	7,0
Värmepump ann.+el "	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0
Netto rel. olja à 18,0 "	0,0	+1,3	-0,5	+0,7	-1,4	-0,3	-2,9	-1,8

Tabell 4. Inlagring med kol 10,8 öre/kWh. Uttag till 35 °C med värmepump.

Volym av berglager $m^3 \cdot 10^6$	2,0		1,0		0,5		0,25					
	Berg	BlockBorr	Berg	Borr	Berg	Borr	Berg	Borr				
Logertyp												
Urladdn. till f.-v.-nät GWh	126	98	41,3	62	48,0	20,0	30,3	23,5	9,7	14,9	11,5	4,7
Erforderlig inladdn. "	140	107	48,0	70	54	24,4	35,6	27,6	12,7	18,6	14,3	6,7
Fast lagerkostn. öre/kWh	9,5	7,5	6,5	10,0	8,0	7,5	10,7	8,9	9,4	12,0	10,5	13,1
Elkostnad 14,6 öre / kWh, värmekostnad 9,2 öre / kWh.												
Bränslekostnad öre/kWh	10,2	10,0	10,7	10,4	10,4	11,2	10,8	10,8	12,1	11,5	11,4	13,2
Netto	-1,7	+0,5	+0,8	-2,4	-0,4	-0,7	-3,5	-1,7	-3,5	-5,5	-3,9	-8,3
Elkostnad 25,0 öre / kWh, värmekostnad 4,0 öre / kWh												
Bränslekostnad öre/kWh	4,4	4,4	4,6	4,5	4,5	4,9	4,7	4,7	5,2	5,0	5,0	5,7
Netto	4,1	6,1	6,9	3,5	5,5	5,6	2,6	4,4	3,4	1,0	2,5	-0,8
Vinst rel. investering %	2,8	5,3	6,9	2,3	4,5	4,8	1,6	3,2	2,1	0,5	1,6	-0,4
Elkostnad 30,0 öre / kWh, värmekostnad 1,5 öre / kWh												
Bränslekostnad öre/kWh	1,7	1,6	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	2,1	1,9	1,9	2,1
Netto	6,8	8,9	9,8	6,3	8,3	8,7	5,5	7,3	6,6	4,1	5,6	2,8
Vinst rel. investering %	4,6	7,7	9,9	4,1	6,8	7,6	3,3	5,4	4,6	2,2	3,5	1,4

Tabell 5. Ekonomi vid lagring av värme från kraftvärme.



- 6.2 Några tekniskt-ekonomiska synpunkter på lågtemperatur-  
mätning,  
Thore Berntsson, CTH

Inlägg presenterat vid "Nordiskt seminarium kring  
säsongslagring av värme", 5 och 6 oktober 1983

## Några tekniskt-ekonomiska synpunkter på lågtemperaturlagring

av

Thore Berntsson och Per-Åke Franck, Inst för Värmeteknik  
och maskinlära, Chalmers Tekniska Högskola

### Inledning

Av de olika möjligheter för lagring av lågtempererat värme i mark, som diskuterats, kommer här endast vertikala rör-system att beröras. Det system som kommer att diskuteras visas i Fig 1. Det består av ett antal vertikala rör i marken, genom vilka en köldbärare cirkulerar. Köldbäraren avlämnar sitt värme till en värmepump. Återladdning av värme i marken sker med hjälp av s k vindkonvektorer, dvs flänsade egenkonvektionsbatterier, eller solfångare av lågtemperaturtyp. Under de delar av året, när utetemperaturen är över  $+4^{\circ}\text{C}$ , används värmets från vindkonvektorn/solfångaren direkt som värmekälla till värmepumpen, och vid temperaturer därunder kopplas lagret in.

För simulering av hela systemet har ett datorprogram utvecklats av Per-Åke Franck. Detta arbete har skett inom ramen för Jordvärmegruppens vid Chalmers verksamhet. Efter en kort beskrivning av programmet kommer några resultat från dels detta, dels från efterföljande ekonomiska beräkningar att presenteras.

En närmare beskrivning av programmet och resultat från detta ges i "Design of a vertical earth heat pump system. Results from system simulations", föredrag av samma författare vid "Subsurface Heat Storage", konferens i Stockholm, juni 1983.

### Datorprogrammet

I programmet simuleras samtliga ingående komponenter, dvs markvärmelager, värmepump och vindkonvektor/solfångare. Året har indelats i 10-minutersintervall, och i varje intervall beräknar programmet temperaturer, värme- och elmängder i systemets olika delar och värmefaktor i intervallet. En summering över hela året ger årsvärmefaktorn. Klimatdata för Göteborg har använts i beräkningarna. Tidsmedelvärden av utomhustemperatur och solstrålning för ett typiskt år har därvid använts. Genom att året har indelats i ett så stort antal intervall, har hänsyn kunnat tas till marklagrets dynamik ur både kort- och långtidsperspektiv.

### Förutsättningar

Nedan redovisas ett exempel på beräkningsresultat. På grund av de många parametrar, som kan varieras i ett system av denna typ, har vissa förenklande antaganden gjorts. Endast ett uppvärmningsobjekt har studerats. Uppvärmningsbehovet för detta är 1090 MWh, vilket motsvarar ett maxeffektbehov av ca 500 kW. Tillgången på mark för ett värmelager är oftast begränsad i tätbebyggelse. I exemplet har därför antagits att en given yta med en diameter på 66 m finns till förfogande. Marken har antagits bestå av lera med ett djup av 15 m. I beräkningarna har studerats hur total rörlängd, dvs avståndet mellan rören, och storlek på vindkonvektor/solfångare påverkar teknik och ekonomi för systemet. Värmepumpens storlek har antagits vara konstant för samtliga fall och har valts så, att energitäckningsgraden för värmepumpen är i storleksordningen 70-75 %. Som tillsatsvärme antages i samtliga fall en oljeeldad panna.

Övriga tekniska och ekonomiska förutsättningar för beräkningarna framgår av figurerna 2 och 3. Investeringskostnaden för solfångare, som inte finns medtagen där, har

antagits vara 300 kr/m<sup>2</sup> i nybyggda hus och 800 kr/m<sup>2</sup> i befintliga. Förutom angivna energipriser har beräkningar även utförts vid prisnivån 40 öre/kWh för el resp olja.

### Beräkningar

I beräkningarna har två nivåer på total rörlängd, 8200 m och 12800 m, använts. För varje längd har storleken på dels en vindkonvektor, dels en solfångare varierats. För varje fall har total årlig kostnad beräknats. Därvid har investeringskostnaden omräknats till årlig kostnad med hjälp av annuiteten. Till denna har lagts årlig energikostnad för värmepump och oljepanna. Hänsyn har tagits till cirkulationspump på värmepumpens kalla sida men däremot inte till tillkommande underhålls- och servicekostnader.

Den totala årliga kostnaden för olika dimensioneringar har jämförts med motsvarande för några alternativa system. Dessa är enbart oljeuppvärmning med befintlig panna och värmepump med vindkonvektorer men utan lager. Vindkonvektorerna måste då avfrostas med jämna mellanrum under vinterhalvåret. För att få rimliga driftförhållanden har i beräkningarna antagits att totala vindkonvektorytan måste vara ca 70 % större än i motsvarande system med lager. Beräkningar för hand har visat, att energitäckningsgraden då bör bli ca 65 % och värmefaktorn 2,5. Dessa beräkningar är dock något approximativa. Noggrannare beräkningar kommer att göras med hjälp av det befintliga programmet.

### Resultat

En jämförelse mellan vindkonvektorer och lågtemperatur-solfångare visas i Fig 4 för rörlängden 8200 m och i Fig 5 för rörlängden 12800 m. Årlig totalkostnad har avsatts mot vindkonvektor- resp solfångarytan. Av figurerna framgår att den lägsta kostnaden fås vid användning av vindkonvektorer. I gengäld ger detta alternativ en större grad av

frysning av markfukten närmast rören. En minskning av frysningen, dvs övergång från 8200 m till 12800 m, ger en klar ökning av total årskostnad. Dessa beräkningar, och andra gjorda vid institutionen, antyder att ett lager bör dimensioneras för så stor frysning som är geotekniskt möjlig, i varje fall med dagens ekonomiska förutsättningar. (Efterföljande figurer kommer att visa att detta också gäller vid kraftiga ökning av energipriserna.) I de fortsatta beräkningarna har endast vindkonvektorer använts. Konvektorns storlek har valts optimalt enligt figurerna 4 och 5, dvs den storlek som ger kostnadsminimum.

Total årskostnad för de båda rörlängderna och de två alternativa uppvärmningssystemen visas i figurerna 6, 7 och 8 som funktion av lagerkostnaden. Därvid betyder 100 % den i förutsättningarna antagna investeringskostnaden, dvs dagens nivå. I figurerna har energipriserna satts till olika värden så som framgår av figurerna. Det mindre lagret med den större andelen frysning är tydligen mer ekonomiskt än det större i samtliga fall utom vid ett pris på både el och olja av 40 öre/kWh och vid en lagerkostnad av 25 % av dagens, vilket torde vara en utopisk situation. Därför kan den slutsatsen dras, att kostnaden för en ökad temperaturnivå i marklagret är större än vinsten i värmefaktor även om energipriserna kommer att höjas kraftigt jämfört med dagens. Av figurerna framgår också att lagerkostnaden måste minskas kraftigt och/eller energipriserna höjas, innan ett lager kan konkurrera med en värmepump utan lager.

En slutsats av beräkningarna blir därför att nya metoder för att göra investeringskostnaden för lagret betydligt mindre än idag måste utvecklas, innan den aktuella tekniken kan bli konkurrenskraftig.

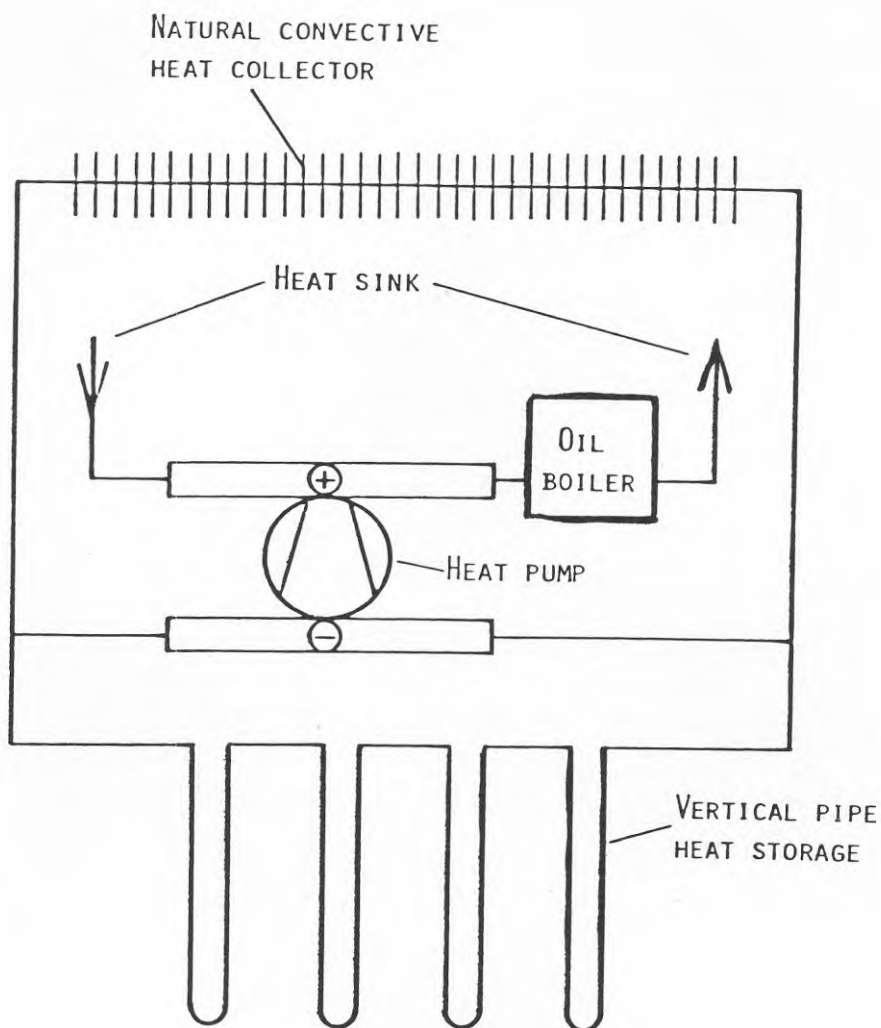


Fig 1. Systemskiss

Fig 2. Technical assumptions

Total annual heat demand 1090 MWh

Storage diameter 66 m

Storage depth 15 m

Soil material: wet clay

The heat pump is fixed in size

Use of the heat collector directly  
as heat source to the heat pump  
above ambient air temperatures of 4 °C

Fig 3. Economical assumptions

Specific cost pipe	65	SEK/m
Specific cost collector	7 500	SEK/kW/°C
Total cost heat pump	450 000	SEK
Specific cost electricity	0.20	SEK/kWh
Specific cost oil	0.20	SEK/kWh
Annuity	0.10/year	

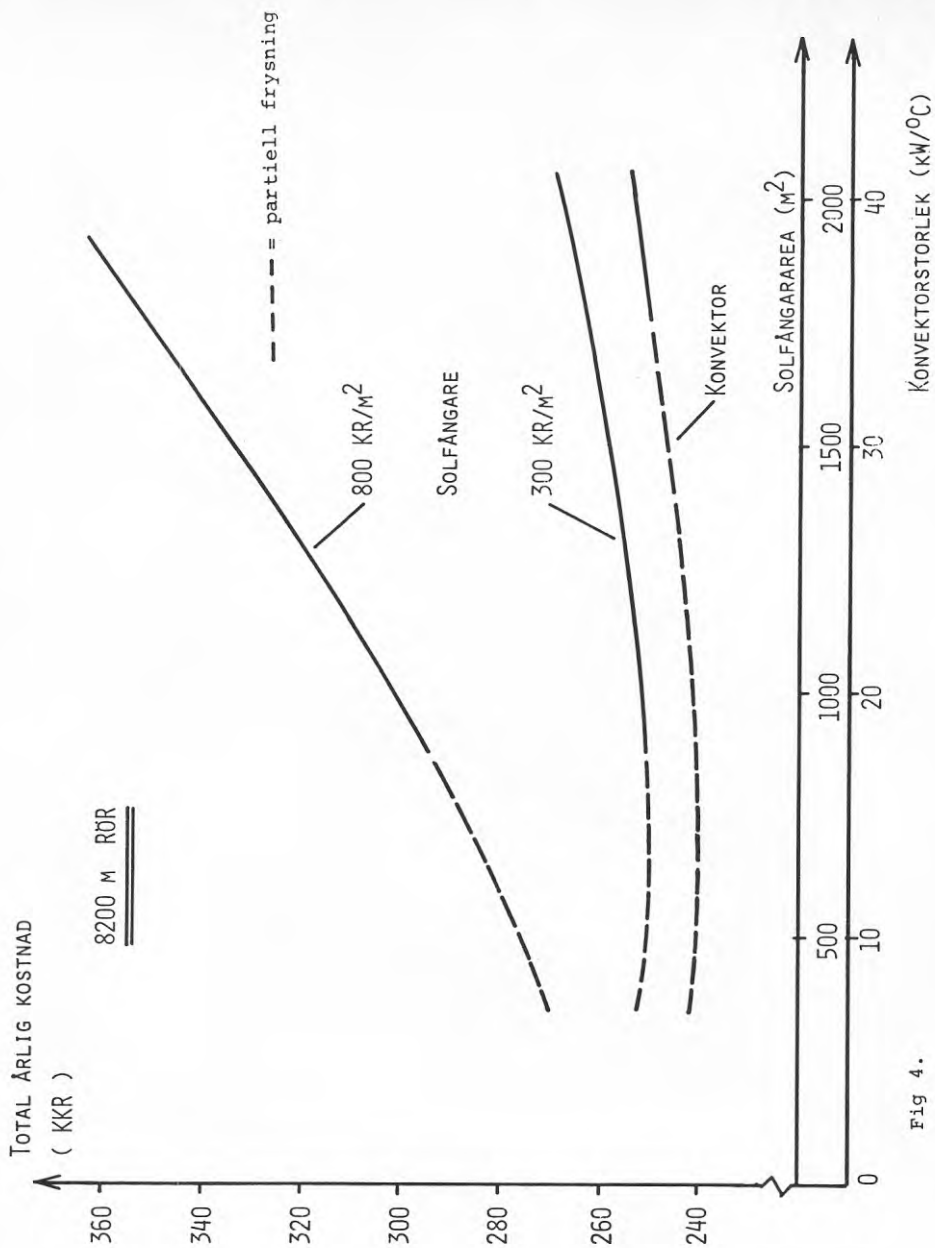


Fig 4.



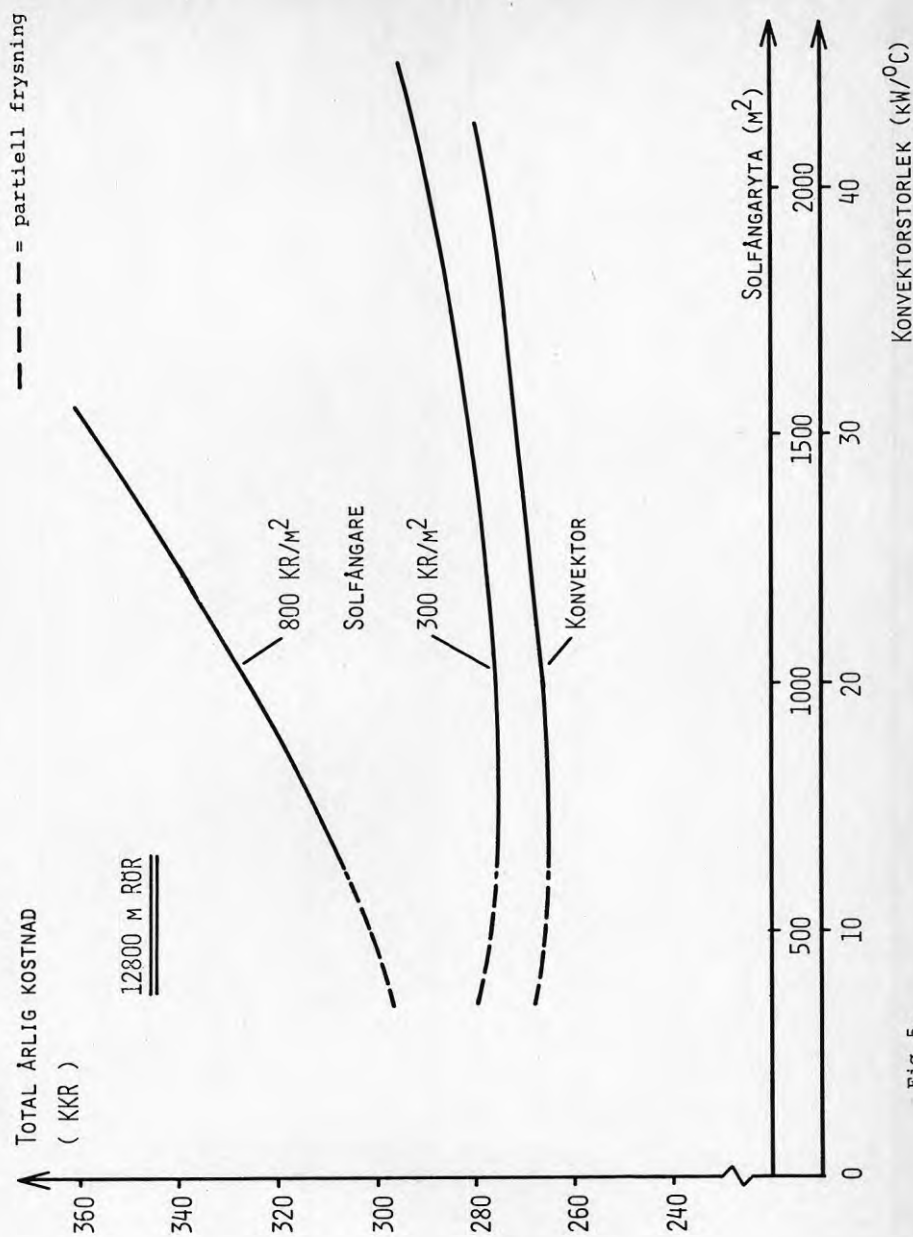


Fig 5.

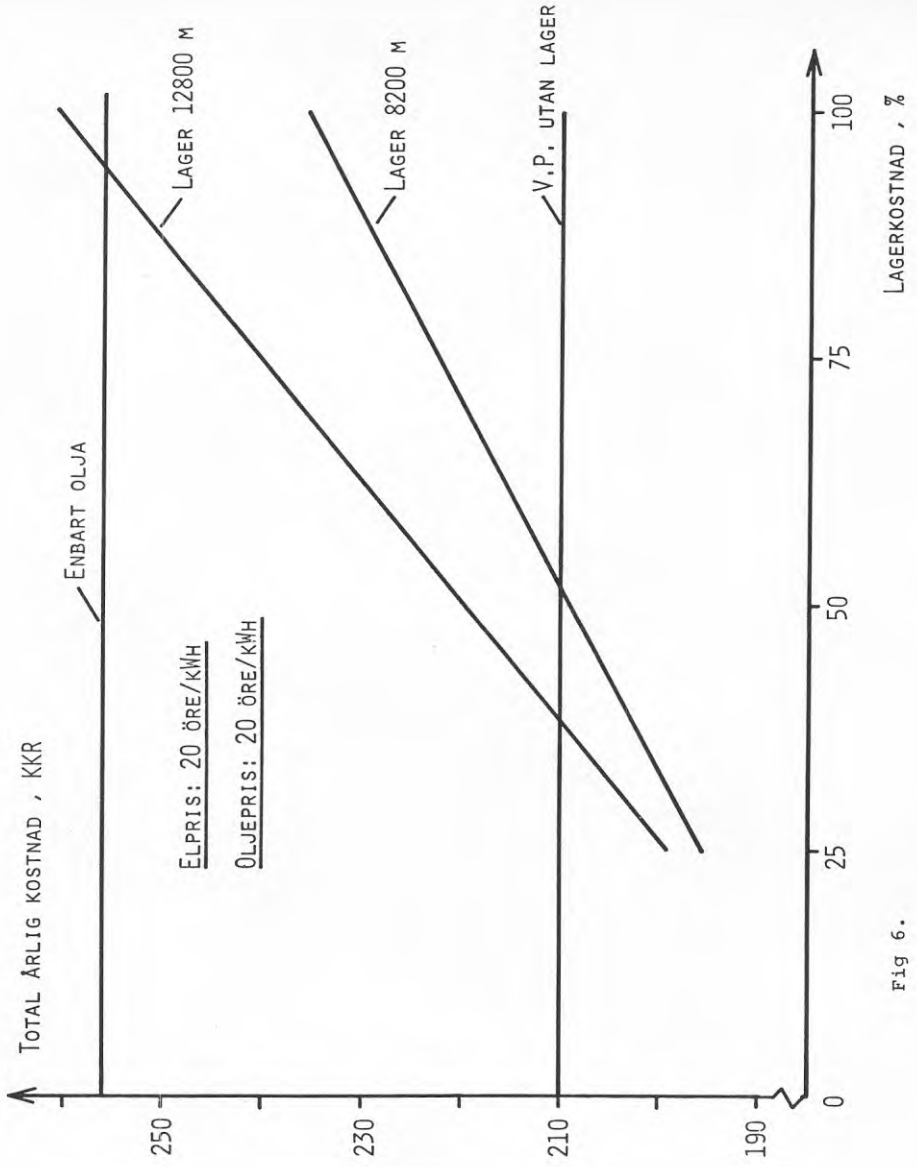


Fig 6.

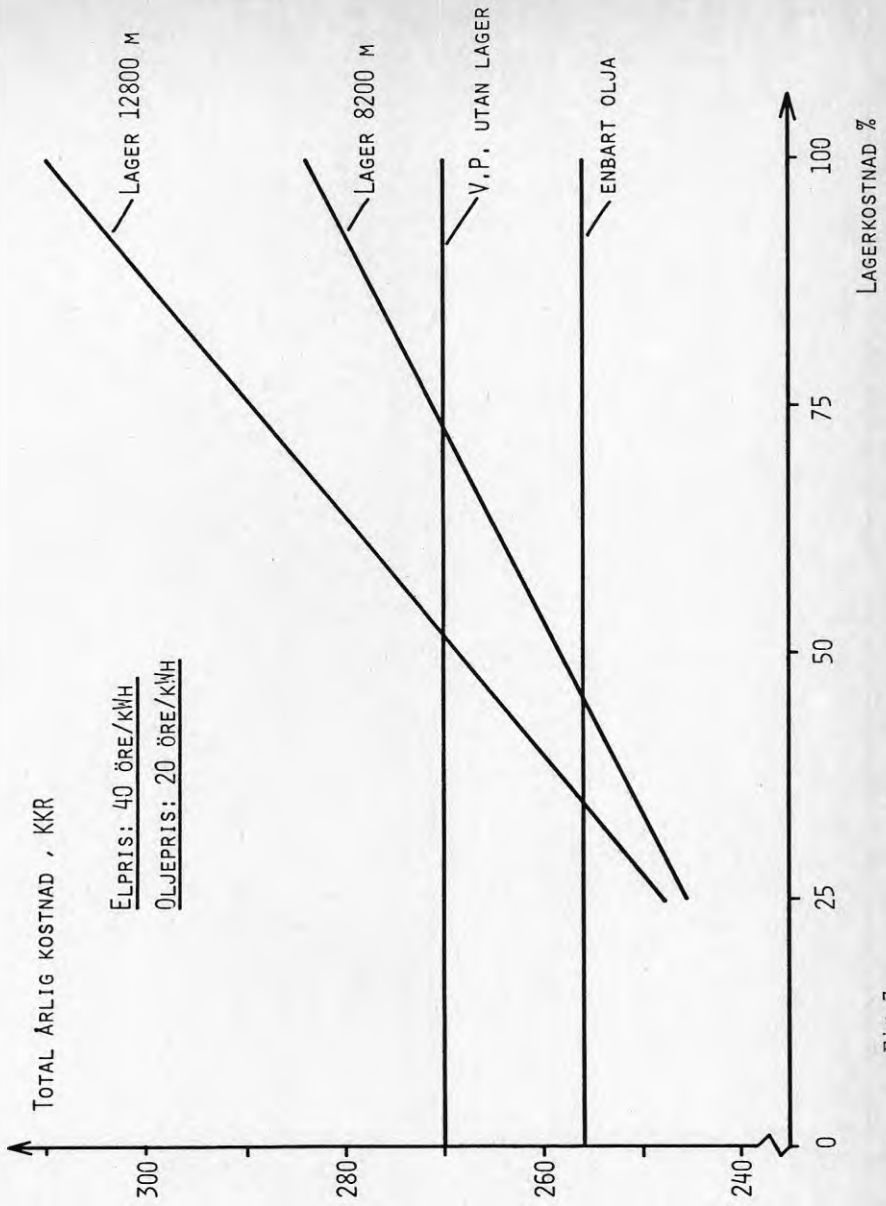


Fig 7.

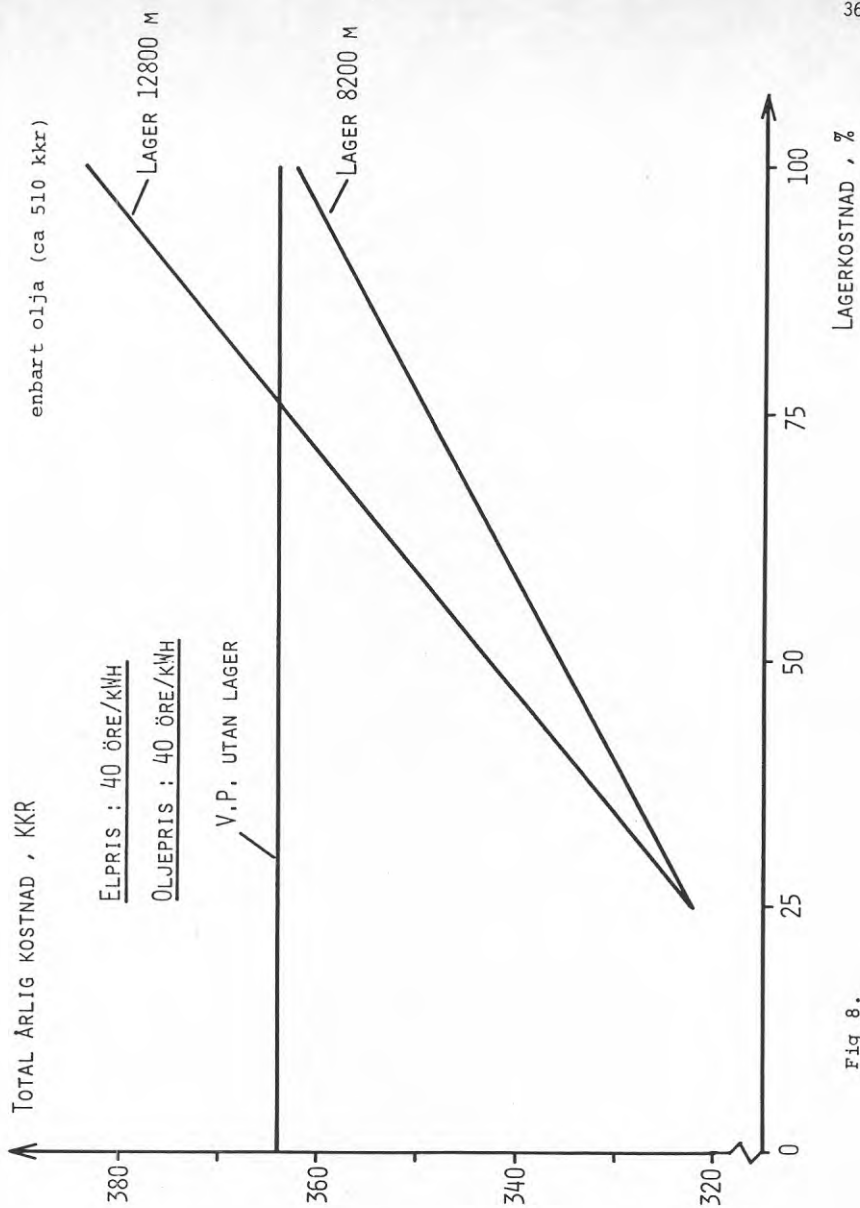


Fig 8.

- 6.3 Värmelagringens behov och lönsamhet i energisystem som innehåller mottrycksproduktion,  
Kari Sipilä, VTT

Inlägg presenterat vid "Nordiskt seminarium kring säsongslagring av värme", 5 och 6 oktober 1983

SEMINARIUM OM SÄSONGLAGRING 5. - 6.10.1983

Värmelagringens behov och lönsamhet i energisystem  
som innehåller mottrycksproduktion

## SEMINARIUM OM SÄSONGLAGRING 5.-6.10.1983

Värmelagringens behov och lönsamhet i energisystem som innehåller mottrycksproduktion

## 1. INLEDNING

I ett koncentrerat energiproduktionssystem infaller i allmänhet inte elektricitetens och värmets konsumtionstoppar samtidigt. Om basproduktionen produceras med mottrycksanläggningar som utnyttjar "billigt" bränsle, kan värmekonsumtionen ofta vara så liten att en värmeeffekt motsvarande mottrycksanläggningens eleffekt inte kan matas i fjärrvärmenätet. Härvid går mottrycksanläggningen med dellast och man är tvungen att starta kondensatanläggningar eller köpa elektricitet för att tillfredställa toppkonsumtionen, varvid energikostnaderna stiger.

Ett värmelager som är anslutet till fjärrvärmenätet kan användas som en konstgjord konsument för mottrycksanläggningens överloppsvärme, varvid elproduktionen tillfälligt kan höjas. Värmen, som senare urladdas från lagret, ersätter den energi som under värmekonsumtionstoppen annars måste produceras med dyrare oljepannenergi.

Vid VTT:s elektrotekniska laboratorium utförs en på teoretiska beräkningar baserad värdering av värmelagers lönsamhet i fjärrvärmesystem i två större städer i Finland. Undersökningen är finansierad av Handels- och industriministeriet. Städerna är Esbo och Tammerfors, vilka båda har egen mottrycksproduktion. Värmets toppkonsumtion tillfredställes med tungoljepannor och den elenergi, som överskrider egen produktion, fås från riksnätet.

## 2. VÄRMELAGRET I ETT FJÄRRVÄRMESYSTEM

### 2.1 Grunderna för användning av värmelager

Beträffande regional värmeförbrukning kan i princip variationer av två olika slag förekomma

- variationen i värmeförbrukningen under dygnet beror av variationerna i konsumtionen av varmt bruksvatten. Värmets förbrukningsvariationer kan statistiskt förutsägas,
- till övriga delar beror variationerna i värmets förbrukning av väderleksfaktorer, av vilka den viktigaste är uttemperaturens korttidsvariationer under dygnet eller veckan. Uttemperaturen varierar slumpmässigt och variationen kan vara stor.
- Den genomsnittliga uttemperaturens långtidsvariationer, som följer årstiderna, förorsakar motsvarande variation i behovet av värme. Temperaturvariationerna under året är också i någon mån slumpmässiga men är ändå lättare att förutse än korttidsvariationerna.

I elkonsumtionen förekommer motsvarande variationer, för vilka ett mindre beroende av väderleksfaktorer och i motvarande grad större regelbundenhet i konsumtionen är utmärkande. Dessutom kännetecknas variationer i elkonsumtionen av

- större dygnsvariationer än för värmekonsumtionen
- konsumtionsnivåerna för vardagar och veckoslut är olika.

På basis av ovanstående synpunkter är el- och värmekonsumtionen med avseende å tiden olika och delvis oberoende av varandra.



Problemet i regionala värmeproduktionssystem, där el- och värme- produktionen har kombinerats, är att konsumtionstopparna för elektricitet och värme infaller under olika tidpunkter. Värmelager är en lösning på nämnda problem. Under en elkonsumtionstopp lagras mottrycksanläggningens överloppsvärme. Med värmen som fås ur lagret ersätts senare, då värmebehovet är stort, dyr med "topp-panna" producerad värme-energi.

## 2.2 Nyttan av värmelager

Genom att använda värmelager kan man göra inbesparingar i:

- energiproduktionens rörliga kostnader genom att producera värme-energi i lager där energiproduktionskostnaderna är små och genom att använda den lagrade värmen då produktionskostnaderna är höga, samt
- produktionssystemet investeringskostnader, emedan lagret kan ersätta topp-pannanläggningar under konsumtionstopparna.

Då lagrets lönsamhet granskas bör inbesparingarna naturligtvis jämföras med de kostnader lagret ger upphov till, av vilka de viktigaste är investeringskostnaderna, driftkostnaderna och kostnaderna som förorsakas av värmeförluster. Värmelagret ger även energisystemet

- en tillfällig energireserv i fall av skador i pannan,
- en vattenreserv i fall av läckage i fjärrvärmesystemet.

## 3. VÄRMELAGRETS LÖNSAMHET I TVÅ FINSKA FJÄRRVÄRMESYSTEM

### 3.1 Lagertyperna

I båda exempelfallen beräknades lönsamheten hos en stålbehållare och ett bergrum. Värmelagringen baserar sig på förändringar i vattnets temperatur.

Stålbehållarlagret består av en cylinderformig, upprättstående, isolerad, ovanjord belägen icke trycksatt behållare. Behållaren är direkt ansluten till fjärrvärmenätet. Höjden förhåller sig till diametern som 1:2. Lagrets max. temperatur är ca.  $95^{\circ}\text{C}$  och min. temperaturen  $55 - 60^{\circ}\text{C}$ . Isoleringen består av mineralull och behållaren är täckt med målad profilplåt.

Bergrumslagret är en underjordisk, tunnelformig, till sitt tvärsnitt rektangulär, oisolerad behållare som är indirekt, via en värmeväxlare, ansluten till fjärrvärmesystemet. Lagret har ett övertryck på 2 bar så att maximitemperaturen är ca.  $120^{\circ}\text{C}$ . Minimitemperaturen är  $55 - 60^{\circ}\text{C}$ .

I figur 1 beskrivs lagrens byggnadskostnader enligt prisnivån 1982 som funktion av lagrets effektiva energi-innehåll. I figur 2 framställs lagrets anslutningskostnader till fjärrvärmenätet som funktion av lagrets laddnings-URLaddningseffekt. I anslutningskostnaderna är stålbehållarens värmeöverföringskanal 100 m lång och bergrummets kanal är 200 m.

### 3.2 Simuleringsmodellen HEATSTO

Simuleringsmodellen HEATSTO har utvecklats för att underlätta behandlingen av en stor mängd data och för att göra kalkyleringen snabbare. Med hjälp av programmet kan man simulera de årliga bränslekostnaderna för ett regionalt el- och fjärrvärmesystem både med värmelager och utan. Användning av lagret simuleras i programmet både som långtids- och korttidsanvändning enligt den s.k. gränskostnadsprincipen. Under varje tidsperiod beräknas värmeproduktionens gränskostnad som jämförs med granskingsperiodens andra tidsperioders gränskostnader. För långtidslagringen är tidsperioden en månad och för korttidslagringen 2 timmar. Med beaktande av energiproduktionssystemets begränsningar strävar man till att minimera energiproduktionskostnaderna under hela granskingsperioden genom att göra

värmeproduktionens gränskostnader lika stora. Gränskostnadsprincipen klargöres i figur 3. Lagret urladdas då gränskostnaden  $C_{Ri}$ , som motsvarar konsumtionen  $Q_k$ , befinner sig ovanför den streckade linjen och laddas då gränskostnaden befinner sig under den streckade linjen.

Först utförs på årsbasis en långtidssimulering av lagret i en månads perioder. De värden som erhålls vid månadens början och slut används sedan som utgångsdata för korttidssimulering. Av korttidssimuleringen har utvecklats en lineär optimeringsmetod där målfunktionens kostnadskoefficienter är bitvis lineära gränskostnadskoefficienter för produktionen och är en funktion av lagrets energiinnehåll. Konsumtionsvariationerna för el och värme baserar sig på verkliga medeltimeffekter (8 760 h).

### 3.3 Värmelager i Esbo och Tammerfors

Esbo och Tammerfors är tämligen stora fjärrvärmekonsumenter. Esbos fjärrvärmenät var i slutet på 1982 180 km långt och nätet i Tammerfors 230 km. I Esbo såldes 870 GWh värme och anslutningseffekten var 460 MW. Motsvarande tal i Tammerfors var 1302 GWh och 622 MW. I båda städerna bodde år 1982 ca 63 % av invånarna i områden med fjärrvärme. I Esbo användes i huvudsak stenkolk som bränsle för den kombinerade el- och värmeproduktionen och i Tammerfors torv.

I exempelkalkylerna undersöktes stålbehållar- och bergrumslagrens lönsamhet i båda städernas system. Kalkylerna gjordes under tre år och på basis av dem approximerades lagrets avkastning under en tidsperiod på 20 år som ansågs vara lagrets kalkylatoriska livslängd. Lagrens effektiva energi-innehåll varierade mellan 1 och 10 GWh, vilket för stålbehållarlagret innebar en volym på 24 500 - 244 800 m<sup>3</sup> och för bergrum 16 700 - 166 700 m<sup>3</sup>. Bränslepriserna var på samma nivå som 1982 och antogs stiga 2 % per år.

Långtidslagring visade sig vara olönsamt i både fallen oberoende av lagerstorlek, p.g.a. lagrets värmeförluster och stora investeringar i förhållande till nyttan.

Som exempel på korttidslagring beskrivs två månaders simuleringsresultat i figurerna 5 - 6. Under vintermånaderna laddas lagret huvudsakligen under natten och veckosluten. Lagret urladdas på vardagar under dagen. På sommaren laddas däremot lagret under veckan om dagen och urladdas nattetid under veckosluten. Värme-energin som fås ur lagret ersätter i huvudsak tungoljepannenergi.

I figurerna 7 - 10 jämförs inbesparingarna erhållna med stålbehållar- och bergrumslager under beräkningsperioden som funktion av lagerstorleken då lagret inte används. Streckpunktlinjen anger lagerinvesteringens årliga annuitet ( $t = 20$  år,  $p = 7\%$ ). Den streckade linjen anger investeringens interna ränta. Den minsta stålbehållaren på 1 GWh visade sig i både exemplen vara det förmånligaste alternativet. Tiden för återbetalning av investeringen är ca. 5 år. Återbetalningstiden för ett bergrum är i båda exemplen 18,5 resp. 8,8 år. Lagrets max. effekt är i Esbo 80 MW och i Tammerfors 110 MW.

#### 4. VARMELAGRETS POTENTIELLA MÖJLIGHETER I FINLAND

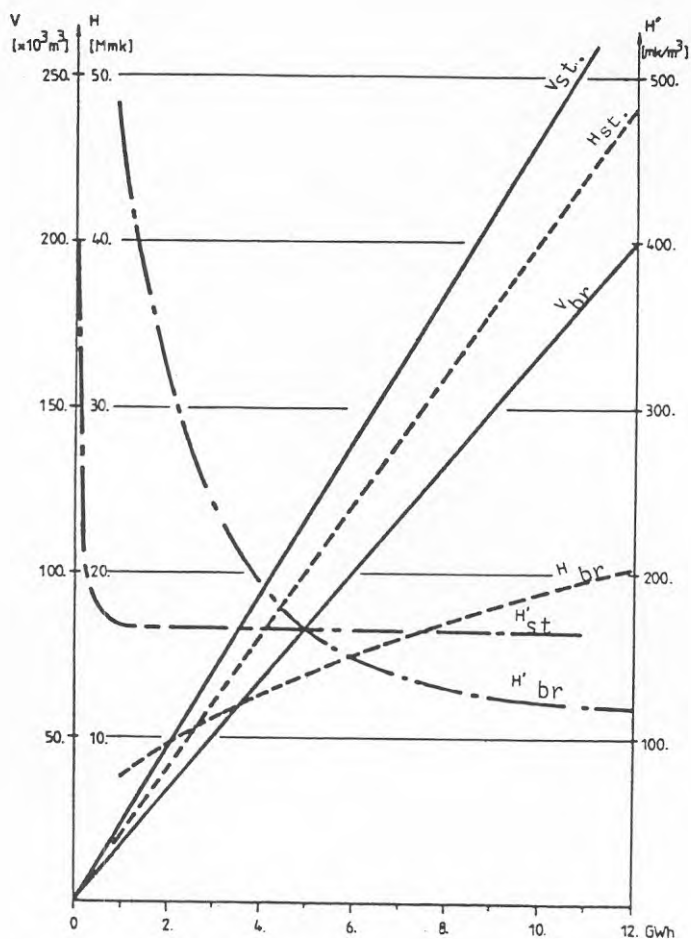
Långtidslagring av värme, där värmets lagras på sensommaren och används på vintern, är på basis av föregående exempel olönsam. Lagerinvesteringarna borde vara endast en bråkdel av kostnaderna i figurerna 1 - 2. Korttidslagring visade sig däremot vara rätt lönsam. Stålbehållare är lönsammare än bergrum för små lager. I de föregående exemplen uppskattades inte den ekonomiska betydelsen av det minskade behovet av toppan-effekt och reservkraft. Beaktandet av denna omständighet kunde motivera byggandet av större lager varvid även bergrumslager kunde komma i fråga. Även användandet av solenergi vid långtidslagring kombinerad med korttidslagring av mottrycksvärme kunde vara ett intressant alternativ.

Av de 12 kommunala energi- eller elverk i Finland som kombinerat producerar elektricitet och värme, presenteras de 10 största i tabell 1. I princip kan värmelagring komma i fråga i alla fjärrvärmesystem i tabellen. Fyra av anläggningarna använder torv varvid man genom att använda värmelager kan minska behovet av importerat bränsle och öka de inhemska bränslenas andel i energiproduktionen. I Tammerfors fall minskade enligt kalkylerna konsumtionen av tung brännolja med ca. 10 % och i Esbo med ca. 3 % per år.

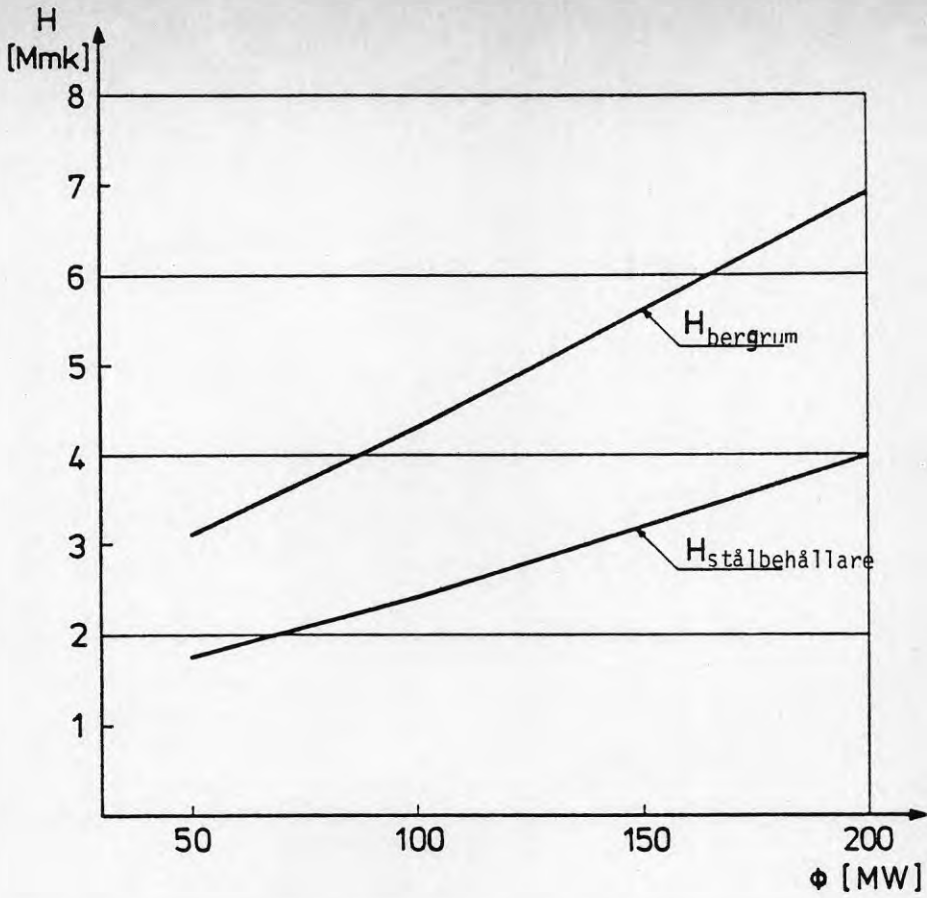
I Finland har industrin dessutom många mottrycksanläggningar i vilka värmelagring kunde vara lönsam vid utjämning av tidsdifferenserna mellan konsumtions- och produktionstopparna.

Många små kommuner i Finland har påbörjat fjärrvärmeproduktionen med vattenpannor och som bränsle använt flis och avfall. Problemet med pannorna är i begynnelseskedet, ofta en för liten värmelast i förhållande till pannans effekt varvid verkningsgraden under hela året blir låg. Med ett några tusen kubiketers stålbehållarlager kan pannans verkningsgrad höjas. Dessutom kan man genom att använda värmelager eftersträva fem dagars arbetsvecka, varvid pannan inte är i användning under veckoslutet.

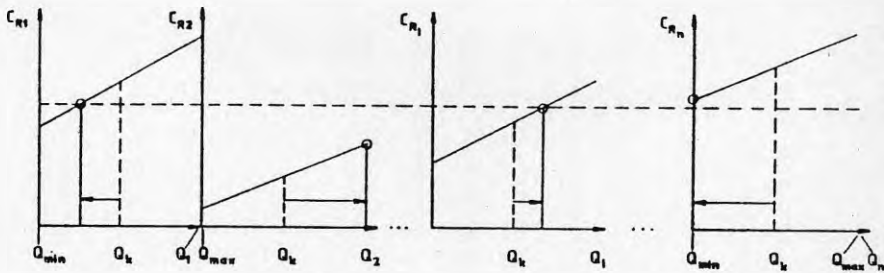
Källa: Seppo Kärkkäinen, Aulis Ranne & Kari Sipilä, Värmelagring i fjärrvärmesystem, STF, Forskningsrapporten 179, Esbo 1983, s. 83.



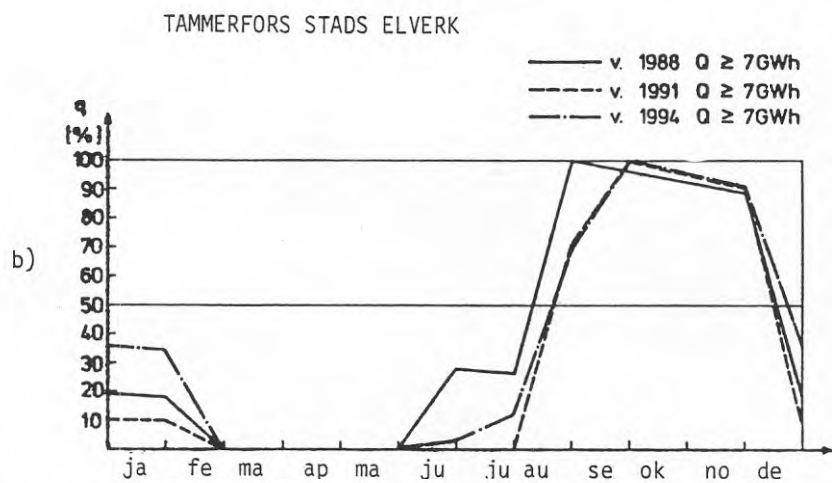
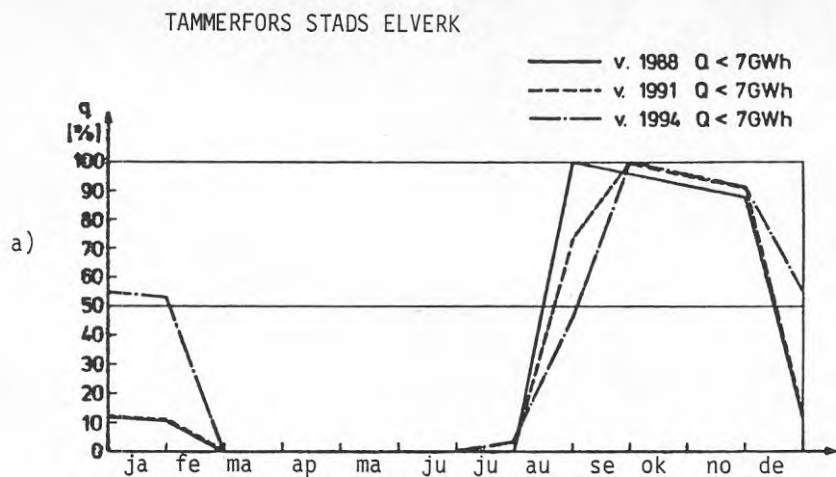
Figur 1. Stålbehållar- och bergrumlagrets volym  $V$ , omkostnad  $H$  samt enhetsomkostnad  $H'$  som funktion av lagrets effektiva energi-innehåll. Bergrumslagrets  $T_{\max} 120^{\circ}\text{C}$ ,  $\Delta T 60^{\circ}\text{C}$  och stålbehållarlagrets  $T_{\max} 100^{\circ}\text{C}$ ,  $\Delta T 40^{\circ}\text{C}$ .



Figur 2. Bergrum- och stålbehållarlagrets anslutningskostnader till fjärrvärmenätet som funktion av värme-effekten.

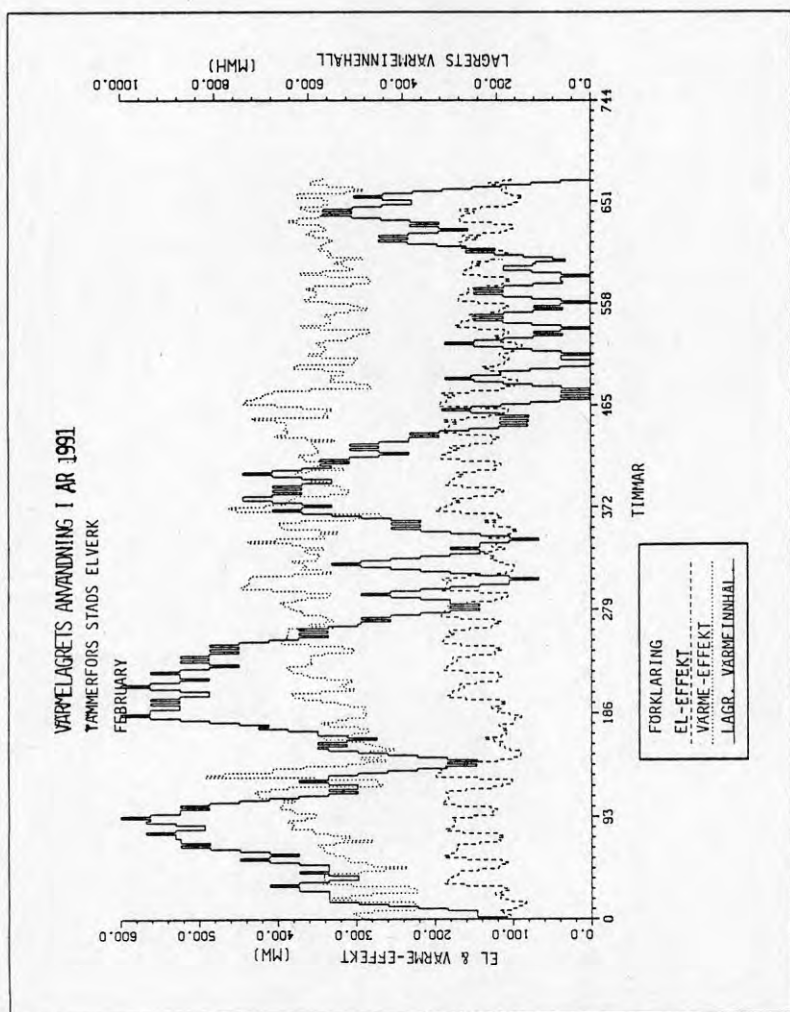


Figur 3. Värmelagerdriften enligt gränskostnadsprincipen

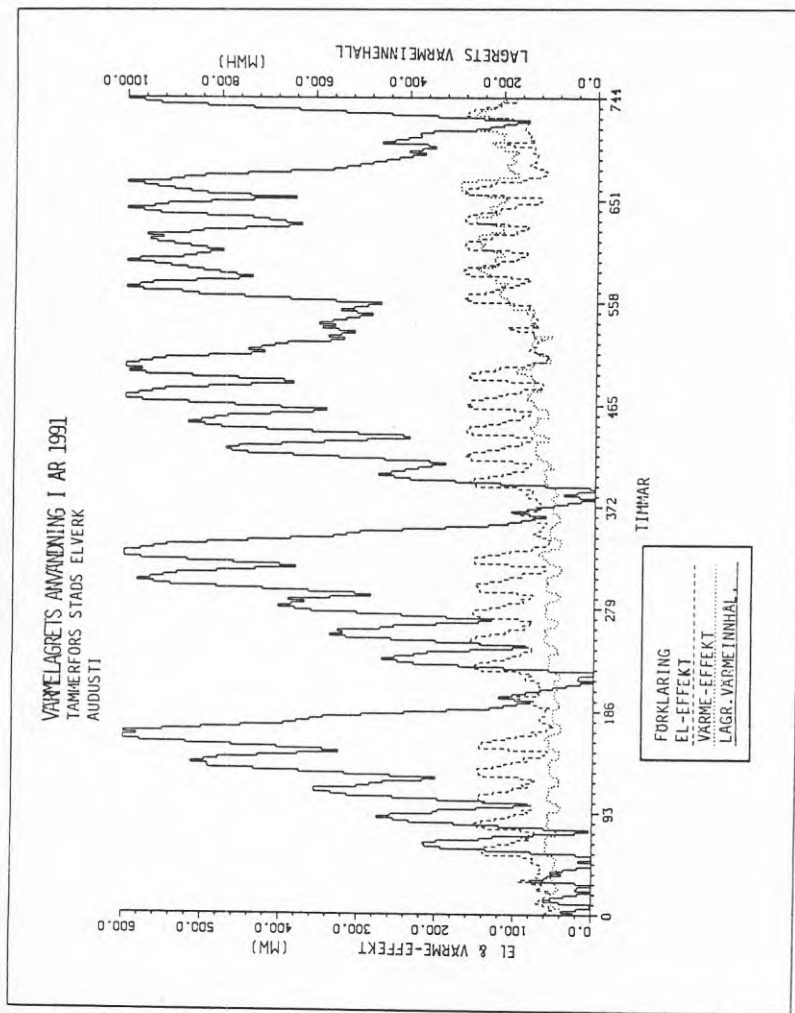


Figur 4 a) och b) Lagrets effektiva energi-innehåll vid årslagring  
 a) Lagerstorlek  $1 \leq Q < 7$   
 b) Lagerstorlek  $7 \leq Q \leq 12$

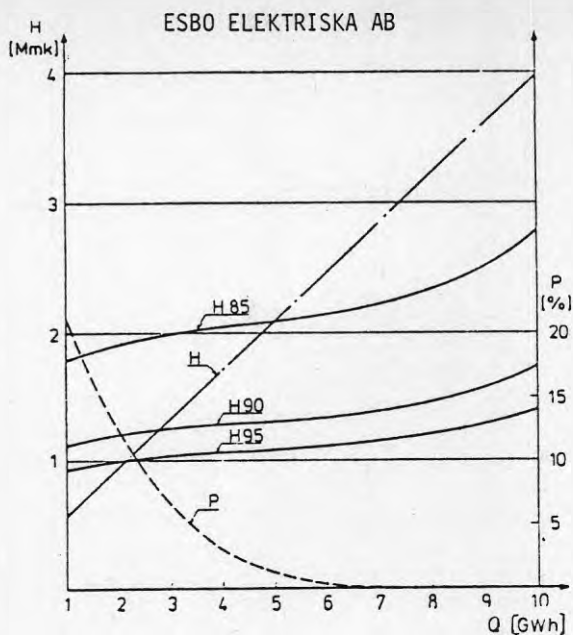




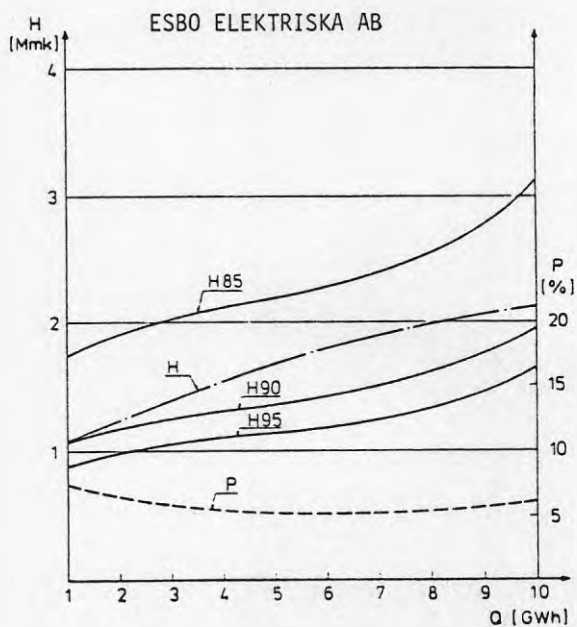
Figur 5. Simuleringsresultat från värmelager innehållande 1 GWh effektiv energi i februari 1991 i Tammefors stads fjärrvärmesystem



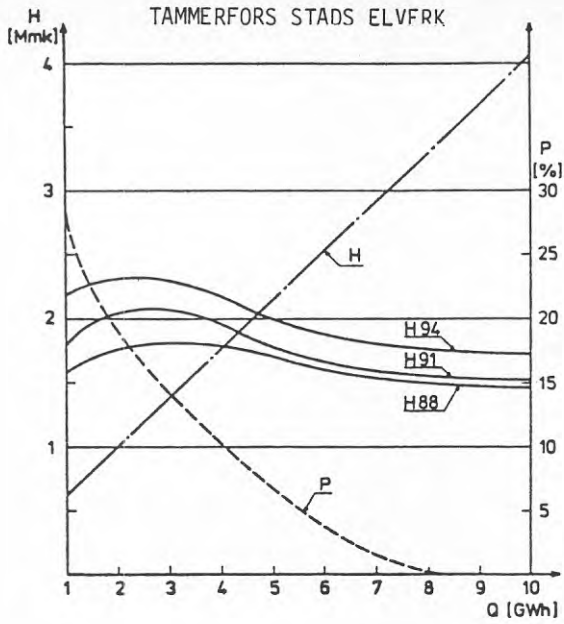
Figur 6. Simuleringsresultat från värmelager innehållande 1 GWh effektiv energi i augusti 1991 i Tammerfors stads fjärrvärmesystem



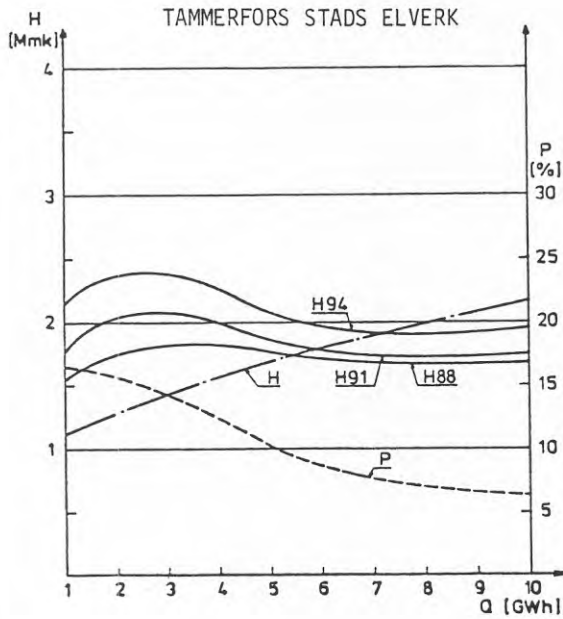
Figur 7 Stålbehållarlagrets årsavkastning (H85, H90, H95),  
investeringens årsomkostnad (H) och interna räntan (p)



Figur 8. Bergrumlagrets årsavkastning (H85, H90, H95), investeringens  
årsomkostnad (H) och interna räntan (p).



Figur 9. Stålbehållarlagrets årsavkastning (H88, H91, H94), investeringens årsomkostnad (H) och interna räntan (p).



Figur 10. Bergrumlagrets årsavkastning (H88, H91, H94), investeringens årsomkostnad (H) och interna räntan (p).

Tabell 1. De tio största fjärrvärmeverkens energitekniska data

	Fv-husens invanare andel i %		Den tillbudsstående mottryckseffekten i % av effekttoppen 81		Värmeproduktiona med mottryck i % av hela produktionen	Huvud bränsle
	80	81	Värm	El		
Helsingfors	77	80	60,2 <sup>1)</sup>	78,6 <sup>1)</sup>	75,1	stenkol
Tammerfors	57	61	72,9	66,6	83,7	torv tung brännolja
Uleåborg	74	81	67,4	67,9	91,2	torv
Lahtis	77	80	123,1	111,0	86,7	Tung brännolja POR 2000 stenkol
Vanda	62	62	65,0	55,8	48,2	v. 83 tung brännolja POR 2000 stenkol
Kuopio	70	73	42,2 <sup>2)</sup>	43,6 <sup>2)</sup>	66,9	torv
Esbo	57	61	80,3	53,4	91,3	stenkol
Vasa	62	67	120,6	69,6	68,7	stenkol
Jyväskylä	71	78	47,0	42,0	61,7	tung brännolja torv
Vill- manstrand	50	57	165,1	321,4	94,1	jordgas

1) Då kraftverksutbyggningen beaktas 66,6/95,7 %

2) - " - 112,6/140,5 %

6.4 Potential, behov i samhället,  
Leif Lemmeke, VBB

Inlägg presenterat vid "Nordiskt seminarium kring  
säsongslagring av värme", 5 och 6 oktober 1983

## POTENTIAL

## BEHOV I SAMHÄLLET. VÄRMEKÄLLOR

Leif Lemmeke, VBB, Malmö

## 1. INLEDNING

Syftet med lagring av värme är att utjämna tidsmässiga skillnader mellan tillgång till och behov av värme. Ett värmelager kan sålunda endast fylla en funktion som en komponent i ett försörjningssystem där en eller ev flera tillgångar (värmekällor) används för täckning av ett visst värmebehov. Diskussion av potentialen för en specifik typ av värmelager är därför bara meningsfull i relation till en specifik försörjningslösning d v s för täckning av en viss typ av behov med en viss typ av värmekälla eller kombination av värmekällor. I princip är det därför också mer korrekt att diskutera potentialen för en viss systemlösning framför potentialen för en viss typ av värmelager.

I figur 1 illustreras värmelagrets roll i relation till behov och tillgångar samt försörjningssystemets övergripande funktion. Exempel på olika typer av värmebehov och värmekällor har angivits liksom exempel på olika lagertyper.

## 2. POTENTIALBESTÄMNING

Tillämpning av en specifik systemlösning förutsätter att dels vissa fysiska, dels vissa ekonomiska krav är uppfyllda. De fysiska kraven kan omfatta sociala förhållanden (bebyggelsestruktur o dyl som bestämmer värmebehovets storlek och fördelning), naturliga förhållanden (läge av värmelagret och ev även värmekällan i förhållande till behovet, geologiska och hydrologiska förutsättningar för lagrets utförande m m) och tekniska förhållanden (utformning och dimensionering av försörjningssystemet). Eventuellt kan det även vara befogat att beakta andra förhållanden, exempelvis miljömässiga.

Sammanställs de fysiska kraven med lokala förutsättningar kan en bruttopotential, som anger systemlösningens tillämpbarhet, bestämmas. Beaktas sedan de ekonomiska förutsättningarna, som uttrycker kraven på lönsamhet, kan en nettopotential, som anger i vilken omfattning systemlösningen är tillämpningsvärd, bestämmas, se figur 2. Angivelse av potentialen för en viss typ av värmelagring sker ibland utan att de ekonomiska förutsättningarna har beaktats.

Dylika angivelser är ej meningsfulla när det gäller att klarlägga vilken roll olika typer av värmelagring kan komma att få för ett samhälles framtida energiförsörjning.

Vid bestämning av potentialen för en specifik försörjningslösning och en viss typ av värmelager måste de fysiska förhållandena värderas separat för varje enskild lokalitet som representerar ett värmebehov. Värderingen måste härvid göras med beaktande av varje projekts lokala förutsättningar. Värderingen av de ekonomiska förhållandena kan däremot normalt ske på basis av nationella förutsättningar för resp. land. Sålunda fastställs lönsamhetskravet genom jämförelse med kostnaderna för alternativa försörjningslösningar, som vanligen tillämpas i resp. land. Potentialen för en viss lösning blir härvid beroende av bl a prissättningen på olika energislag inom landet. Även fastställande av kalkylförutsättningar (avskrivningar, ränta m m) kan ske på nationella grunder.

Denna allmänna karaktär av de ekonomiska förutsättningarna kan utnyttjas för att klarlägga vilka typer av värmelagring som är mest lämpade för täckning av ett visst behov. Av särskilt intresse är härvid täckningen av samhällets dominerande värmebehov: behovet för bebyggelseuppvärmning.

### 3. LAGRINGSKOSTNADER

För värdering av de ekonomiska förutsättningarna för tillämpning av olika lagringsmetoder fordras i första hand att lagringskostnaderna beräknas. I tabell 1 redovisas en dylik beräkning av storleksordningen av kostnaderna för fyra av de vanligaste lagringsmetoderna.

Värmelagringen i lera avser lagring i lös lera under relativt gynnsamma förhållanden. Beroende på förändringar i lerans hållfasthetsegenskaper betraktas det ej som realistiskt att utnyttja temperatursving på mer än ca 20°C för denna lösning.

Som framgår av tabellen är den specifika lagringskostnaden (öre/kWh) helt beroende av vilket temperatursving som kan disponeras vid lagringen. Vid beräkningen av kostnaderna har vidare förutsatts att lagret endast utnyttjas en gång per år d v s att lagringen avser renodlad säsonglagring. Ofta framhålls att lagringskostnaderna kan reduceras väsentligt om lagret kan utnyttjas flera gånger per år och säsonglagringen sålunda kombineras med någon form för korttidslagring.



Detta kan vara korrekt, men täcker ofta över en beräkningsmässig disposition som ej speglar de verkliga fysiska förhållandena.

Säsonglagring fordrar normalt att stora lagringsvolymer används medan korttidslagring endast fordrar relativt små volymer. Vid kombination av de två lagringsformerna kommer därför den helt dominerande delen av lagret att enbart utnyttjas för säsonglagring. Om denna del ej kan bära kostnaderna för säsonglagring bör den ej komma till utförande. Det är då också möjligt att någon annan typ av lager framstår som fördelaktigare för lösning av en separat uppgift för korttidslagring. Normalt gäller därför att säsonglagring i sig själv skall vara lönsam om den skall kunna motiveras ekonomiskt.

#### 4. VÄRMELAGRING FÖR BEBYGGELSEUPPVÄRMNING

Bebyggelsen kommer för lång tid framöver att till dominerande del utgöras av idag befintlig bebyggelse. De temperaturkrav för uppvärmning av byggnader som gäller idag kommer därför också att gälla en bra bit in på 2000-talet. Detta innebär att den tillförda värmen normalt skall ligga på temperaturnivåer över 60-70°C. Utnyttjas värmekällor med lägre temperaturer fordras att temperaturen ökas, vilket kan ske med hjälp av värmepump.

I tabell 2 redovisas en värdering av möjligheterna för utnyttjande av några olika värmekällor. Värderingen avser svenska förhållanden.

Som representant för olika naturliga värmekällor eller andra lågtemperaturtillgångar har ytvatten valts. Sommartid fungerar ytvattnet som en lågtemperatursolfångare och temperaturen ökar då till 14-20°C. Den infångade värmen lagras och uttas sedan vid behov. I samband härmed höjs temperaturen till erforderlig nivå med hjälp av värmepump. I tabellen redovisas kapital- och driftkostnader härför (5-10 resp 8 öre/kWh). Med en acceptabel samlad produktionskostnad på 24 öre/kWh - motsvarande det förutsatta elpriset för drift av värmepumpen - kan det ekonomiska utrymmet för lagringen bestämmas (6-11 öre/kWh). Det bör noteras att kapitalkostnaderna för värmepumpen beräknats under förutsättning av att utnyttjandetiden uppgår till 4000-8000 h/år. Detta innebär att värmepumpen svarar för baslasten i ett försörjningssystem medan topplasterna täcks på annat sätt.

Vid jämförelse med de i tabell 1 angivna kostnader för lagring kan de lagringsmetoder som är ekonomiskt intressanta bestämmas. Härvid bör beaktas att värmekälla- och lagringstemperaturen är så låg att endast ett mindre temperatursving kan disponeras. Av tabell 2 framgår då att endast lagring i grundvatten och möjligen i lera kan vara ekonomiskt försvarbart.

Ett alternativ till detta förfarande, där lagringen sker vid låg temperaturnivå, kan vara att placera värmepumpen före lagret och genomföra lagringen vid hög temperaturnivå. Detta medför att lagringsförlusterna ökar. Då värmepumpen i detta fall även skall täcka lagringsförlusterna medför detta att både kapital- och driftkostnaderna för värmepumpen skulle öka. Om billig sommarel (14 öre/kWh i tabellen) kan utnyttjas kan driftkostnaden dock reduceras något. Den acceptabla lagerkostnaden blir normalt ändå något mindre än motsvarande kostnad för lagring vid låg temperaturnivå även om lagringen vid den högre nivån ger möjlighet för utnyttjande av ett större temperatursving. Lösningen medför dock att även borrhålslagring kan vara av intresse vid utnyttjande av lågtemperaturlagringar.

I tabell 2 redovisas också möjligheterna för utnyttjande av spillvärme vid olika temperaturnivåer. För mellantemperaturer av storleken 30-50°C, som också fordrar användning av värmepump är borrhålslagring ekonomiskt intressant. Temperatursvinget bör dock ej vara lägre än ca 20°C. För spillvärme med höga temperaturer av storleken 60-100°C, som kan utnyttjas utan värmepump, kan även lagring i bergrum vara acceptabelt. Ur ekonomisk synpunkt är dock borrhålslagringen att föredra. Lagring i grundvatten är ännu fördelaktigare ur ekonomisk synpunkt men fysiska begränsningar kan dock motivera val av en något dyrare lagringsmetod.

I tabell 2 har även medtagits tre lösningar med solfångare som arbetar vid olika temperaturnivåer. För två av dessa fordras komplettering med värmepump. Ingen av dessa lösningar torde dock ge tillräckligt ekonomiskt utrymme för värmelagring.

Sammanfattningsvis gäller för uppvärmning av befinnlig bebyggelse att utnyttjande av lågtemperaturlagringar ekonomiskt kan motivera lagring i grundvatten och möjligen i lera. Spillvärme av "mellantemperaturnivå" kan motivera lagring i grundvatten och borrhålslagring. Högtempererad spillvärme, som kan utnyttjas utan värmepump motiverar borrhålslagring. Eventuellt kan även lagring i grundvatten och i bergrum komma i fråga.

## 5. POTENTIALSTUDIE FÖR BEBYGGELSEUPPVÄRMNING

I Sverige har en potentialstudie för bebyggelseuppvärmning utförts (BFR-rapport R66:1983. "Värme lagring i akviferer i Sverige"). Studien avser utnyttjande av ytvatten för infångning av solvärme sommartid kombinerad med säsonglagring i grundvatten enligt den systemlösning som illustreras på figur 3. Studien har omfattat en systematisk genomgång för hela landet för bestämning av var naturliga förutsättningar för lagring i grundvatten finns. Härvid har isälvsavlagringar med en mäktighet större än 10 m samt vissa typer av sedimentärt berg beaktats. Sedan lagringsmöjligheterna klarlagts har värmebehovet för närliggande samhällen beräknats och tillgången till ytvatten kontrollerats. Här efter har det enligt schablonberäkningar bestämts hur stor andel av det samlade värmebehov för resp samhälle som kan täckas med värmepump i enlighet med systemlösningen. Härvid har kontrollerats att priset för denna värmeproduktion ej överstiger 16 öre/kWh.

Resultatet av studien är att lösningen på ekonomiskt gynnsamma villkor kan tillämpas i drygt 200 orter, se tabell 3. Den samlade försörjningspotentialen beräknas till 12 TWh/år vilket motsvarar 18 % av Sveriges samlade behov för byggnadsuppvärmning.

Tab. 1. Lagringskostnader

c	Lagertyp	Anlägg.- kostnad kr/m <sup>3</sup>	Års- kostnad* kr/m <sup>3</sup> .år	Specifik kostnad		
				$\Delta t = 10^\circ$ öre/kWh	$= 20^\circ$ öre/kWh	$= 40^\circ$ öre/kWh
1.16	Bergrum	100-150	10-15	85-130	43-65	22-32
0.6	Borrhållslager	15-25	1,50-2,50	25-42	12-21	6-10
0.8	Lera	6-10	0,60-1,00	8-13	4-6 ?	!
0.6	Grundvatten	1-3	0,10-0,30	2-5	1-2,5	0,5-1,3

\* Säsongslager (användn. 1 gång/år)  
Annuitet 10% (-15 år, 6% per år)

Tab. 2. Tillämpbara lagertekniker för bebyggelseuppvärmning (t = 50-70°)

Värmekälla	Solstäng kapital öre/kWh	Värmepump kapital <sup>1)</sup> el <sup>3)</sup> öre/kWh	Acceptab Lagerkost öre/kWh	Berggrum $\frac{A_2}{A_1}$		Borrhällslager		Lera		Grundvattnet	
				10°	20°	40°	10°	20°	40°	10°	20°
VP efter Lager t = 14-20°	-	5-10	6-11	-	!	!	!	!	!	!	!
VP före Lager t = 60-80°	-	6-14 <sup>2)</sup>	3-8	-	-	-	(+)	!	!	(+)	(+)
Ind. spillv. t = 30-50°	-	4-8	10-14	-	-	(+)	+	!	!	+	(+)
t = 60-100°	-	-	24	-	(+)	+	+	!	!	(+)	(+)
Sol t = 20-30°	8-16	5-10	0-3	-	!	!	!	-!	!	!	!
t = 30-50°	25-50	4-8	0	-	-	-	-	!	!	-	-
t = 60-80°	60-100	-	0	-	-	-	-	!	!	-	-

1) annuitet 10%    drift 4000-8000 k/år    2) 20-40% lagerförluster    3) 24 öre/kWh (14 öre/kWh)

### Tab. 3. Potentialstudie för akviferlagring i Sverige

#### Fysiska krav:

Isälvsvlagringar, >10 m mäktighet  
Sedimentärt berg

#### Ekonomiska krav:

Prod.-kostnad  $\leq$  16 öre/kWh

#### Resultat:

Kategori	Antal orter	Energi bidrag TWh/år
> 10 MW, utan fjv	50	1.6
med "	60	9.3
< 10 MW utan "	101	1.1
med "	1	0.01
<b>Totalt</b>	<b>212</b>	<b>12 *</b>

\* 18% av uppvärmningsbehovet

# POTENTIAL FÖR VÄRMELAGRING

Fig. 1.

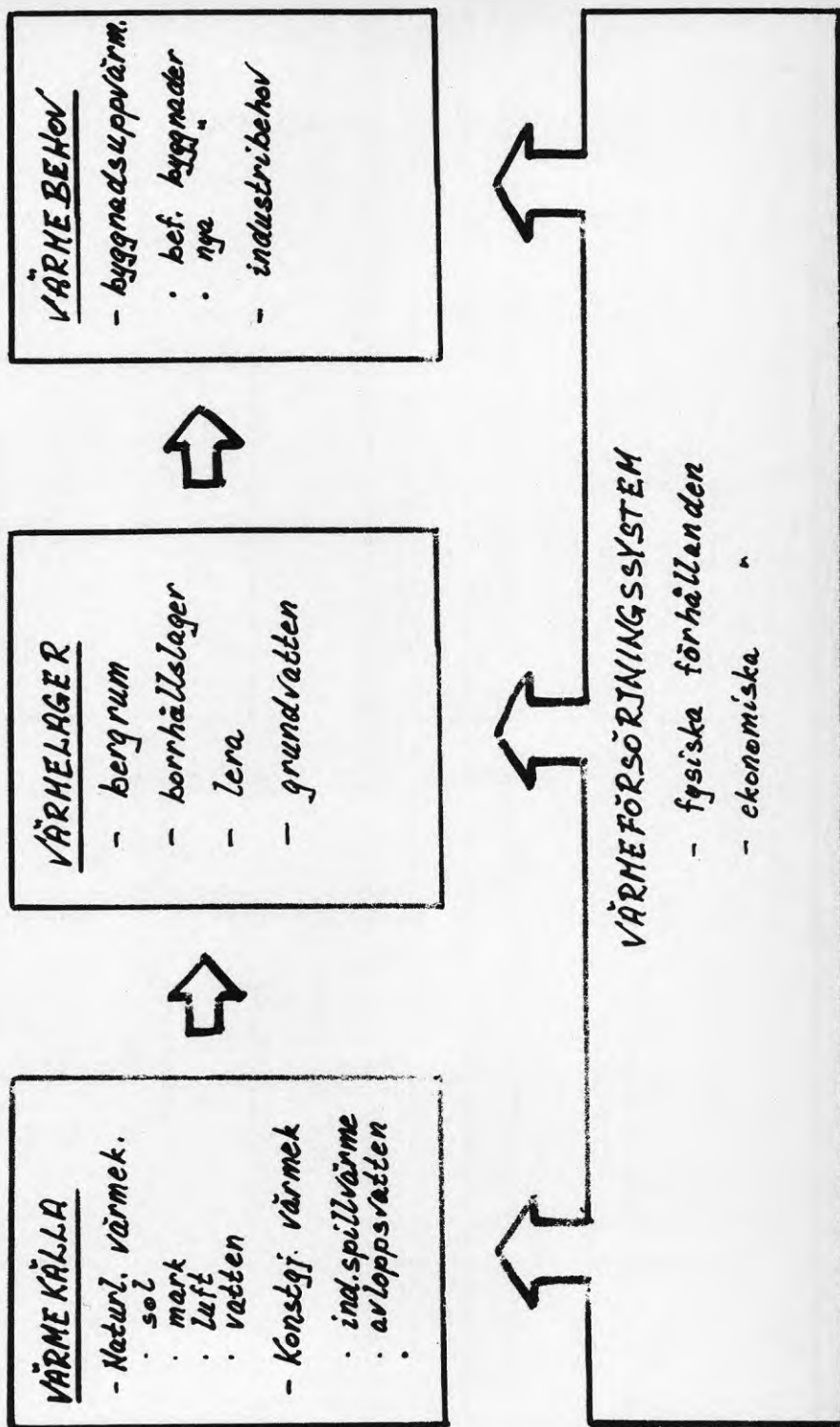
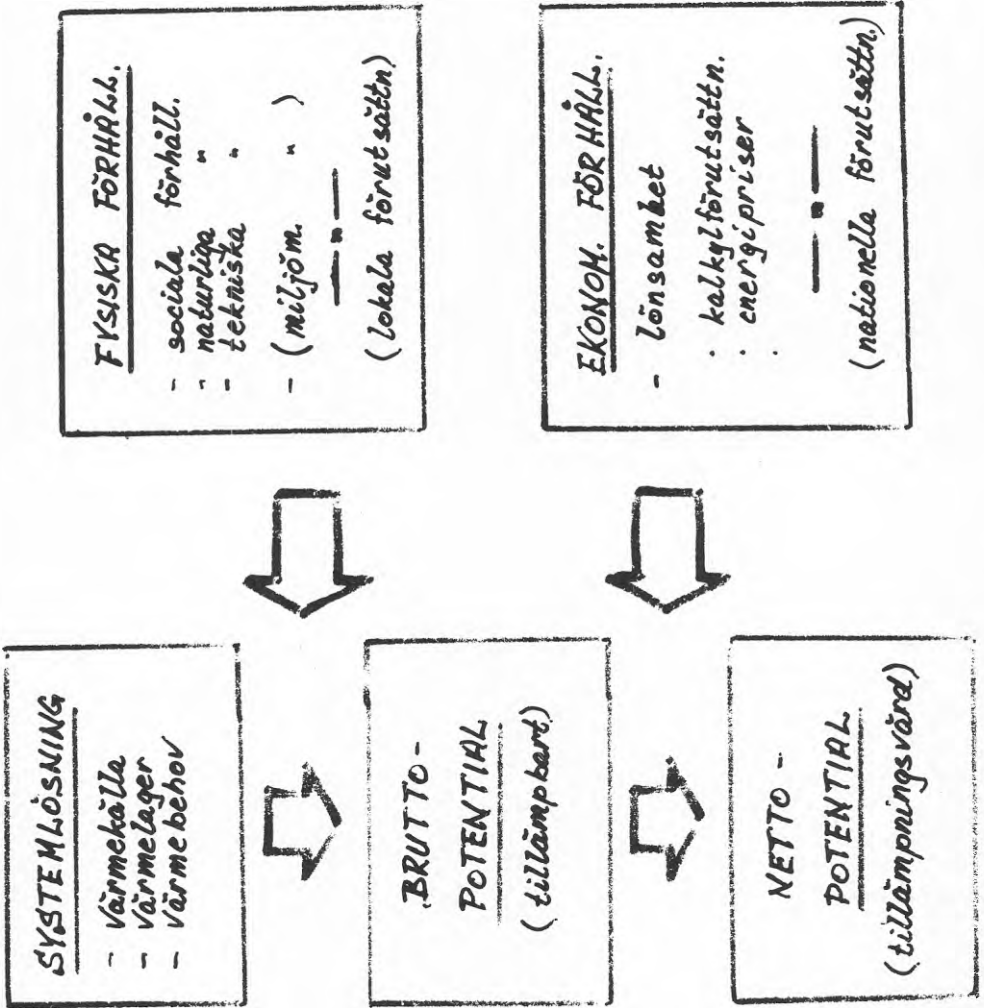
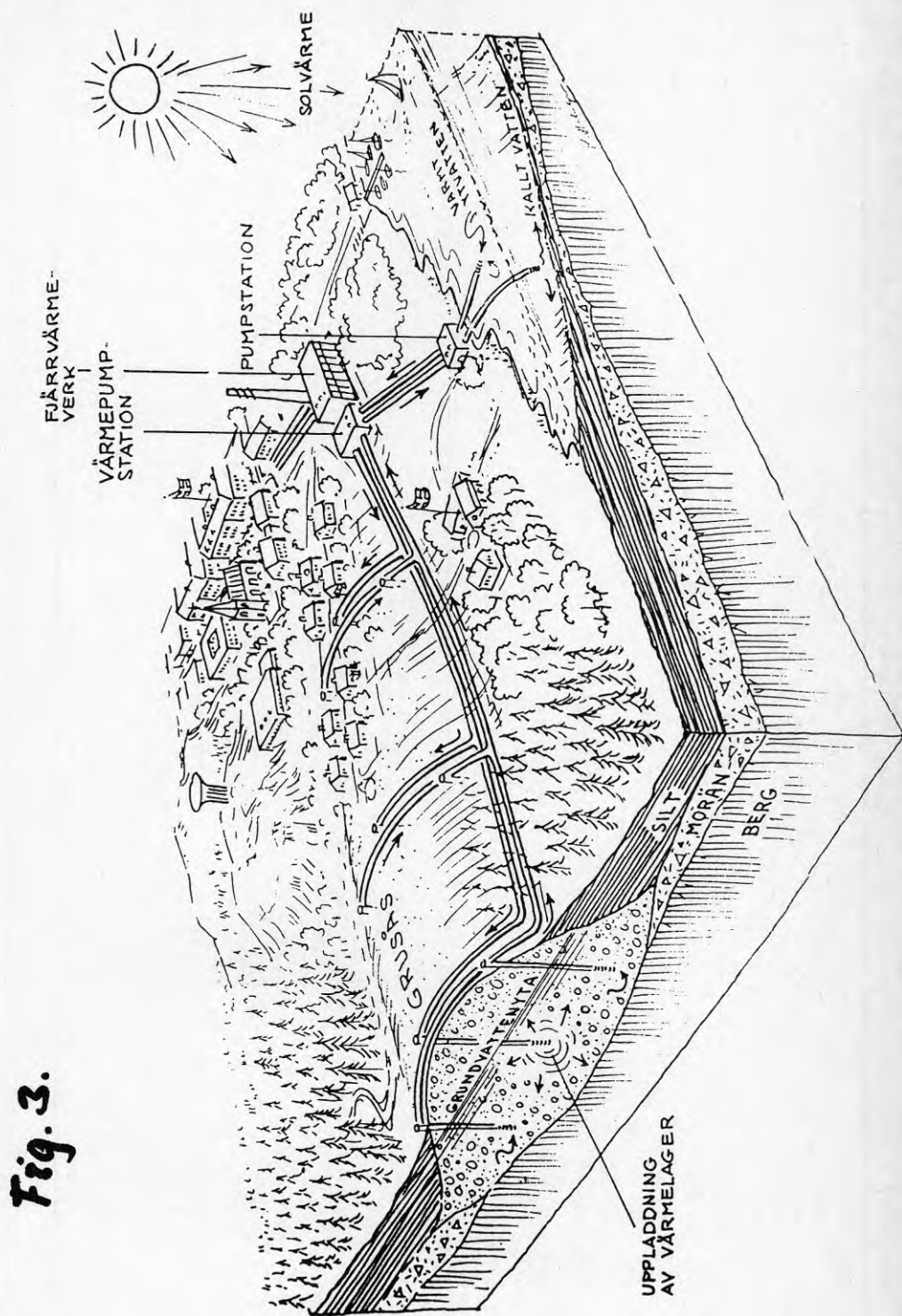


Fig. 2.

POTENTIAL BESTÄMMNING





- 6.5           Diskussion kring avsnittet utveckling, diskussionsledare:  
              Thore Berntsson, CTH

Inlägg presenterat vid "Nordiskt seminarium kring  
säsongslagring av värme", 5 och 6 oktober 1983

## UTVECKLING

I denna session hölls föredrag av Gösta Rosenblad, Thore Berntsson, Kari Sipilä och Leif Lemmeke. Samtliga dessa finns presenterade separat. Nedan presenteras de diskussioner som förevarit efter vart och ett av föredragen samt en kortfattad sammanfattning av resultaten från föredragen och diskussionerna.

### Diskussion efter Gösta Rosenblads föredrag

P. Margen: De olika lagertyperna bör inte jämföras vid samma volym utan vid samma funktion, dvs samma energiuttag. (En jämförelse gjord på detta sätt har lagts till Gösta Rosenblads föredrag efter diskussionen). Den övre gränstemperaturen för borrhålslager, 95 °C, kan överskridas om annat än PEX-rör väljs, t ex syrafast stål. Det i föredraget antagna kolpriset är för högt jämfört med oljepriset. Prisrelationen kol-olja bör vara under 50 % i stället för 60 %. Slutligen en synpunkt angående lagring i samband med kraftvärme: Elpriset kommer med stor sannolikhet att stiga kraftigt i Sverige.

Sammanfattningsvis konstaterades efter föredraget att de mest intressanta typerna av högttemperaturlagring tycks vara lagring av spillvärme, om det kan fås gratis, samt lagring vid sopförbränning och kraftvärme. Förutsättningen i fallet kraftvärme är dock att det måste råda kondenskraftekonomi även på sommaren.

### Diskussion efter Thore Berntssons föredrag

P. Margen: Kostnaden för lagret beror mycket på djupet. Exempelvis är lagret i Sunclay, Kungsbacka, som är 35 m djupt, klart billigare än de siffror du har antagit.

T. Berntsson: Jag instämmer fullständigt. Enligt de kostnadsuppgifter vi har fått tycks kostnaden mera vara beroende av antalet hål som görs än av den totala längden rör.

P. Margen: En trolig framtida skillnad i elpriser mellan sommar och vinter bör ge lite bättre ekonomi för solfångarna.

T. Berntsson: Skillnaden i elkonsumentens variation under året mellan solfångare och vindkonvektor är faktiskt väldigt liten.

#### Diskussion efter Kari Sipiläs föredrag

P. Margen: Om jag uppfattade rätt, ger dygnslagring tydligen klart bättre ekonomi även om säsongslagring i verkligt stora system bör kunna bli ekonomisk. Om du som urvalsprincip hade haft störst vinst i stället för kortast avkastning, hade troligen den optimala storleken hamnat på ett större värde, dvs säsongslagring skulle troligen blivit aktuell.

B. Qvale: Vid så stora kraftvärmeanläggningar som diskuteras här måste lagret bli mycket stort, 10-30 miljoner m<sup>3</sup>. Med de ekonomiska förhållandena i Danmark går det i speciella fall att hitta ekonomi vid säsongslagring. Korttidslagring är alltid ekonomisk.

#### Diskussion efter Leif Lemmekes föredrag

Norsk deltagare: Du räknade med annan realränta än Gösta Rosenblad. Vill du kommentera detta?

L. Lemmeke: 10 % annuitet motsvarar en ränta på 6 % vid avskrivningstiden 10 år. Detta ligger mitt emellan realränta och "verklig ränta", dvs ett medelvärde av de olika

kalkyler som används. Thore Berntsson har också valt 10 % annuitet.

G Rosenblad: Mitt val av annuitet, 5,6 %, är medvetet mycket lågt och tar hänsyn till den långa livslängden hos stora lager.

P. Margen: Man får inte bortse ifrån mellantids- och korttidslagrings effekter i säsongslager, vilket bör göra marknadspotentialen större än vad du visat.

G. Rosenblad: Dessa effekter bör tas hänsyn till endast i de fall då korttidslager inte finns redan innan.

L. Lemmeke: Korttidslager kan förbättra ekonomin endast marginellt. Om inte långtidslager är ekonomiskt, väljer man annan typ av korttidslager.

T. Berntsson: Säsongslagring av ytvatten är enligt dina figurer ekonomiskt intressant. Men jämförelsen har gjorts mot uppvärmning med ren elenergi. Bör inte jämförelsen göras mot ett system med värmepump och ytvatten som värme-källa men utan lager?

L. Lemmeke: Jo, det är riktigt. Så bör jämförelsen göras. Ekonomin för ett lager bör även i detta fall bli ganska god, eftersom ytvatten har begränsningar i utnyttjandegraden vintertid.

#### Sammanfattning

Sammanfattningsvis konstaterades att ekonomin för olika lagertyper är kraftigt beroende av de lokala förutsättningarna och av de ekonomiska förutsättningar, som antas i beräkningarna. Även valet av konkurrerande uppvärmningssystem påverkar kraftigt ett lagers ekonomi. Det är därför viktigt att klart ange förutsättningarna vid jämförelser

samt att helst försöka få gemensamma förutsättningar i olika studier av lagers ekonomi. För flera lagertyper konstaterades att lagerkostnaden måste sänkas och/eller energipriset höjas, innan en stor potential för värme-lagring kan förutses.

**7. SLUTSUMMERING OCH DISKUSSION**

**Ordförande Arne Boysen, Hidemark & Danielson  
(redigerad bandinspelning av Stig Hård, VIAK AB)**

**Inlägg presenterat vid "Nordiskt seminarium kring  
säsongslagring av värme", 5 och 6 oktober 1983**

**SLUTSUMMERING OCH DISKUSSION**, ordförande Arne Boysen, Hidemark & Danielsson (redigerad bandinspelning av Stig Hård, VIAK AB)

### **Arne Boysen, Hidemark & Danielsson**

Vi har nu kommit till programpunkten slutsummering. Det står inte sammanfattning och det är ju helt klart omöjligt att göra någon form av sammanfattning från en redovisning av den oerhörda mängd information som redovisats under dessa två dagar.

Men jag tror det är möjligt eller rent av viktigt att vi gör något försök till slutsummering, men det skall inte vara min slutsummering. Det är er slutsummering som är den viktiga.

Jag har strukturerat den diskussion som jag blivit ombedd att leda och formulerat tre huvudområden för diskussionen:

- tekniska översiktsfrågor inklusive samhällsaspekter, miljöaspekter och liknande
- ekonomiska översiktsfrågor
- nordiskt samarbete

De sista inläggen som vi har hört har delvis haft karaktären av sådana översiktliga diskussioner. Jag föreslår därför att vi håller oss kvar vid de två förstnämnda punkterna innan vi går över till att diskutera det nordiska samarbetet och inbjuder härmed till allmänna kommentarer till något av dessa områden.

### **Björn Qvale, DTH**

Tidigare under seminariet har framförts att vi bör räkna med samma ränta. Jag vill opponera mot detta eftersom erfarenheter från en mängd undersökningar i Danmark visar att vi inte kan uttala oss generellt för olika projekt. Man måste för ett givet projekt gå in och ta reda på de fakta som gäller för varje projekt vid varje historisk tidpunkt.



Om vi skulle räkna på samma realränta som i Danmark, Norge, Sverige och Finland skulle vi få olika svar eftersom energiprojekten finansieras olika.

Något jag tror kunde vara nyttigt är att göra en känslighetsanalys med en specificerad realränta t.ex. 4, 6 och 8 %. Realräntan, bankräntan, inflationen och många andra faktorer varierar ju mycket kraftigt mellan de nordiska länderna.

### **Dag Christensen, Olje og - Energidepartementet**

Jag efterlyser gemensamma beräkningsmetoder. Vi har här sett exempel på två beräkningar från Sverige med olika räntor. Detta måste ju vara fel. Från norsk sida är det önskvärt att vi beräknar säsongsvärmelager efter samma principer som vi beräknar vår vattenkraftsutbyggnad. Detta ger möjligheter till jämförelser med samma förutsättningar som bas. Om vi börjar räkna med andra former av realränta än vi gör på alternativa energisystem så omöjliggörs en diskussion och jämförelse mellan de olika alternativen.

### **Thore Berntsson, CTH**

Jag håller med Björn Qvale om att känslighetsanalyser bör utföras. Genom att ansätta förutsättningar baserade på antagna framtida förhållanden som man tror på kan man få indikationer på vilka lagertyper som kan vara aktuella.

Ett gemensamt projekt med denna inriktning skulle man kunna efterlysa här. Genom tidigare diskussioner har ju framkommit att vi är rätt väl överens vad gäller de tekniska frågorna och kostnaderna för de enskilda komponenterna. Vad som skiljer är förutsättningarna. Man varierar sina förutsättningar på ett sätt som gör att man får olika resultat.

En genomräkning av projekten med någorlunda likartade förutsättningar samt känslighetsanalyser tror jag skulle vara av stort värde. En viktig fråga är vilka jämförelser man skall göra. Vilka är alternativen?



**Stig Hård, VIAK AB**

Under detta seminarium har 30-40 projekt redovisats. Har det förekommit några nordiska kontakter mellan de personer som varit engagerade i projekten? Datasystem för termiska beräkningar har som vi sett utvecklats i Danmark, Finland, Norge och Sverige. Förekommer det något samarbete mellan de olika nordiska institutionerna?

**Peter Margen, Margenkonsult**

Jag gör en liten reflektion eftersom jag tidigare har arbetat inom kärnkraftsområdet där vi hade en stor mängd dubbelarbete i de olika länderna. Mot slutet av 1980-talet påbörjades ett samarbete. Under slutfasen kom vi så långt att vi arbetade med ett gemensamt projekt. Det var utveckling av en stor komponent som gjordes helt i samråd mellan fyra nordiska länder. Resultatet blev mycket bra och vi hade inte klarat utvecklingsarbetet själva.

Som jag ser det står vi nu inför samma problem. Varje land, varje institution vill göra arbetet självständigt. Eftersom resurserna nu är begränsade tycker jag ändå att man skall pröva och lägga ned lite större ambition på olika former för samarbete.

**Arne Boysen, Hidemark & Danielsson**

Här utmålas en något bister bild av möjligheterna till samarbete.

**Peter Margen, Margenkonsult**

Det beror på instanserna och vem som har medlen.

**Fritjof Salvesen, NBS-Energi**

Jag representerar forskningsadministrationen i Norge och jag sitter också som norsk medlem i NBS-energi. Vi har på många områden klarat att få forskarna att samarbeta bättre. Inom energiberedningen har det t.ex. varit mycket samarbete med gemensam utvärdering av olika program.

När det gäller säsongslagring av värme så har vi i Norge hittills endast gjort begränsade insatser. Men vi startar möjligen ett mindre projekt inom detta område. I direktiven för ett sådant projekt skulle man kunna ange att utgångspunkten för arbetet skulle vara de beräkningar som utförts i Lund. Man bör dock tänka på att det ofta kräver mycket tid för att arbeta med färdiga program och ibland är det väl så effektivt att göra sina egna program.

Anslutningvis vill jag säga att vi från norsk sida knappast kommer att sätta igång någon speciell verksamhet för säsongslagring. Det är därför ingen särskild mening med projektsamarbete och långsiktiga FoU-strategier för vår del. Däremot tror jag att en gemensam nordisk utvärdering av konkreta projekt är mycket lönsamt och viktigt på kort sikt.

**Björn Qvale, DTH**

Eftersom vi inom säsongslagringsområdet ännu inte har definierat speciella och entydiga problem tror jag förutsättningarna för samarbete är begränsade. Mycket inom säsongslagringsområdet är olikartat, t.ex. de naturliga förutsättningar, de ekonomiska förutsättningar m.m, så jag har alltså svårigheter att se hur vi skall komma vidare med samarbetet inom de punkter som tagits upp här för det nordiska samarbetet.

Däremot tror jag att det här seminariet och Stockholmsseminariet är mycket viktiga och intressanta för informationsutbyte, kontakter och utveckling av de olika teknikområdena. Medel för resor och medverkan i seminarier, konferenser och dylikt tycker jag skulle vara en bra idé.

### **Sven-Erik Lundin, BFR**

Ett sätt att samarbeta kan vara att ta del av de nordiska demonstrationsprojekt som har byggts och även redovisats här på seminariet, t.ex.:

- akviferlagret i Hörsholm
- groplagret i Danmark
- Kerava solby i Finland
- akviferprojektet i Finland
- Heimdal i Norge
- Lyckeboprojektet i Uppsala
- Borrhålslagret i Luleå
- Sunclay i Kungsbacka
- Lambohov i Linköping

Vår förhoppning på BFR och inom NBS-energi är att bygga upp en nordisk referensbank med demonstrationsprojekt. Genom att hämta information från olika demonstrationsanläggningar finns möjligheter till erfarenhetsåterföring och samarbete mellan de nordiska länderna.

### **Gunnar Gustafsson, VIAK AB och CTH**

Från organisationskommitténs sida så är det framför allt den fjärde punkten "Informationsutbyte" som vi försökt göra något åt för att få en start på ett nordiskt samarbete. Jag håller helt med Björn Qvale att det ligger ett stort värde i att träffas och diskutera olika projekt och problem.

Under seminariet har framgått att kostnaderna för de olika anläggningarna är lika oavsett var de är byggda. Däremot skiljer sig finansieringen i hög grad. Genom att ta en anläggning från ett land och räkna igenom den med de egna nationella finansieringsförutsättningarna kan väsentliga upplysningar erhållas och ge indikation på om projektet verkar vettigt.

Om kostnader för de här redovisade projekten kunde sänkas något kan tekniken säkert bli konkurrenskraftig. Som det ser ut i dag verkar många av projekten olönsamma.

Hur kan då kostnaderna sänkas? Det tror jag skulle kunna göras genom att korsbefrukta idéer mellan sådana här tekniska kulturer som det trots allt tenderar att bli, inte bara nationellt utan även tekniskt. Genom att sammanföra olika idéer kan vi kanske åstadkomma den här kostnadssänkningen eller teknikutvecklingen som krävs för god lönsamhet och bra anläggningar.

Jag tror dessutom att beräkningarna som görs i varje land är viktiga och ger mycket kunskap till en låg kostnad, jämfört med kostnaden för att bygga experimentanläggningar.

### **Arne Boysen, Hidemark & Danielson**

Någon sa igår, "låt oss inte utreda allt för länge utan bygg anläggningarna". Det receptet har ju följts, i varje fall i tre av de nordiska länderna.

För min del tror jag det skulle vara av stort värde om man genomförde gemensamma utvärderingar av de experimentanläggningar som nu tagits i drift. Inte nödvändigtvis genom att formera någon utvärderingsgrupp med nordisk representation för varje projekt.

En gemensam utvärdering innebär att deltagarna tvingas att gå igenom projektförutsättningarna, tala samma språk, organisera ett informationsutbyte som är så strukturerat att det kan användas även i de andra länderna. För min del skulle jag gärna vilja föreslå någon form av gemensam utvärdering av de projekt som finns och de som kommer att byggas.

### **Thore Berntsson, CTH**

Jag tror det är viktigt att resultaten från försöksanläggningar presenteras både tekniskt och ekonomiskt, på ett sådant sätt så att det blir jämförbart och distribueras till intressenter i de olika länderna.

En gemensam mall för rapportering av försöksresultat tror jag skulle vara mycket värdefull för tekniskt/ekonomiska utvärderingsberäkningar, känslighetsanalyser m.m.

**Knut Madsen, Oslo Lyseverk**

Det borde finnas en stor potential för värmelagring i nedlagda gruvor. På vilket sätt är svensk gruvindustri engagerad i detta med värmelagring i gruvor? Finns någon dokumentation?

**Sven-Erik Lundin, BFR**

Det har gjorts en inventering av övertaliga gruvor i Sverige. Potentialen är ganska stor, ca 30 milj. m<sup>3</sup> vilket motsvarar energimängden ca 3 TWh för gruvor som ligger intill bebyggelse. Rapporter där dessa inventeringar finns redovisade kan rekvideras från BFR.

**Arne Boysen**

I Sverige finns ju också Byggdok som är en dokumentationscentral där man lätt kan få tag på information inom olika områden. Byggdok fungerar ju också nordiskt vilken innebär att information lätt kan erhållas från övriga nordiska länder.

Eftersom det inte tycks finnas fler kommentarer eller uppslag till slutsummering får vi tacka arrangörerna som har lagt ned ett stort arbete på att få fram denna imponerande redovisning. Vi har inte fått en total redovisning av alla projekt men en redovisning av ett stort antal intressanta projekt. Detta möjliggör ett fortsatt samarbete genom att ta kontakter och därigenom erhålla mer detaljerad och preciserad information och möjligheter att diskutera våra gemensamma problem.

## 8. BILAGOR

### 8.1 Program

Presenterat vid "Nordiskt seminarium kring  
säsongslagring av värme", 5 och 6 oktober 1983



NORDISKT SEMINARIUM KRING VÄRMELAGRING AV VÄRME I JORD,  
BERG OCH VATTEN

**ARRANGÖR**

Statens råd för byggnadsforskning och Chalmers Tekniska Högskola på uppdrag av Nordiska ministerrådet och Nordisk byggsamordning energi genom VIAK AB, Göteborgskontoret.

**TID OCH PLATS**

Kl 12.00 onsdagen den 5 oktober 1983 till kl 16.00 torsdagen den 6 oktober 1983, Park Aveny Hotel, Kungsportsavenyn 36-38, Göteborg.

**SEMINARIEPROGRAM**

Onsdagen den 5 oktober

- |       |  |
|-------|--|
| 12.00 | Registrering, samling och kaffe  |
| 13.00 | <b>INLEDNING</b> (10 min). Ola Nyquist, Statens råd för byggnadsforskning      |
| 13.10 | <b>NORDISKT SAMARBETE</b> (15 min). Christian Mosgaard, Nordiska ministerrådet |

- 13.25      **LAGRETS ROLL I SAMHÄLLET**  
**Ordförande: Sven-Erik Lundin, BFR**
- 13.30      Danmark (15 min). Seasonal Thermal Energy Storage and Society, Björn Qvale, Danmarks Tekniska Högskola
- 13.45      Finland (15 min). Lagrets roll i samhället  
Matti Heikkilä, Imatran Voima OY
- 14.00      Norge (15 min). Värmelagrets rolle i Samfunnet,  
Dag R. Christensen, Olje-og Energidepartementet
- 14.15      Sverige (2 x 15 min). Energilagring - Ett viktigt inslag i vår framtida värmeförsörjning. Tomas Bruce, Södertälje Energiverk
- Värmelagrets roll i samhället. Peter Margen, Margenkonsult
- 14.45      Diskussion samt presentation av "bookshop" (20 min)
- 15.05      Kaffe (25 min)
- 15.30      **ÖVERGRIPANDE PROBLEMSTÄLLNINGAR**  
**Ordförande: Jörgen Leth, Risö**
- 15.35      Beräkningar
- Danmark (20 min). Matematiske modeller som værktøj ved projektering og af provning af varmelagre i grundvandsmagasiner, Jan Refstrup, Danmarks Tekniska Högskola
- Varmetab fra termiske saesonsvarmelagre.  
K. Keilsgaard Hansen, P. Nordgaard Hansen,  
V. Ussing, Danmarks Tekniska Högskola.

- 15.55 Finland (15 min). Simuleringsmodeller för säsongslager med några tillämpningar.  
M.B Östman, P.O Lund, R.S Keinonen och J.T Routti, Helsingfors Tekniska Högskola
- 16.10 Norge (15 min). Beregning av sesonglagring av varme i jord, berg og vann. Hva kan göres i Norge?  
Even Thorbergsen, Norges Tekniske Hogskole
- 16.25 Sverige (15 min). Markvärmelager. Termiska analyser och beräkningsmodeller.  
Johan Claesson, Lunds Tekniska Högskola
- 16.40 **Geologiska förutsättningar (20 min)**  
  
Geologiska förutsättningar för värmelagring i Norden.  
Stig Hård, VIAK AB
- 17.00 **Kemi (2 x 15 min)**  
  
Kemiska problem i samband med lagring av vattenburen energi under mark.  
Bo Ronge och Tommy Claesson, Geologiska Institutionen, Chalmers Tekniska Högskola  
  
Water Chemistry, Peter Christensen, Danmarks Geologiska Undersökning
- 17.30 **Miljöfrågor och juridik**  
  
Torbjörn Svensson, Institutionen för Vattenbyggnad, Chalmers Tekniska Högskola och VIAK AB
- 17.50 Diskussion - övergripande problemställningar (30 min)
- 19.30 **MIDDAG** med föredrag av Mats Söderström, Linköpings Tekniska Högskola och Arne Boysen, Hidemark & Danielson (2 x 15 min)

Torsdagen den 6 oktober

- 08.00      **TEKNIK**
- Rörsystem - borrhålslager - lagring i mark  
                 **Ordförande: Peter Margen, Margenkonsult**
- 08.05      Tekniköversikt (10 min). Peter Margen, Margenkonsult
- 08.15      Projekt i Finland, Kervo Solby (15 min)  
                 P. Lund, S. Peltola, J. Routti och B. Östman,  
                 Helsingfors Tekniska Högskola
- 08.30      Projekt i Sverige (2 x 20 min). Borrhålsvärmelager  
                 i berg - projekt Lulevärme, Bo Nordell, Tekniska  
                 Högskolan i Luleå
- 08.50      Värmelagring i lera, Sunclay - Kullavik  
                 Stefan Olsson, AB Andersson & Hultmark
- 09.10      Diskussion (20 min)
- 09.30      Kaffe (30 min)
- 10.00      Bergrum - gropar - tankar - lagring i vatten  
                 **Ordförande: Gunnar Gustafson, Chalmers Tekniska**  
                 **Högskola och VIAK AB**
- 10.05      Tekniköversikt (10 min). Gunnar Gustafson,  
                 Chalmers Tekniska Högskola och VIAK AB
- 10.15      Projekt i Danmark (15 min). 500 m<sup>3</sup> Försögsvarme-  
                 lager (Seasonal Storage Test Pit).  
                 Vagn Ussing, Danmarks Tekniska Högskola
- 10.30      Projekt i Sverige (2 x 15 min)
- Lyckeboprojektet. Elisabet Kjellson,  
                 Uppsala Kraftvärme AB

- 10.45 Groplager vid solvärmecentralen i Lambohov,  
Linköping  
Gunnar Söderlund och Stefan Olsén, VIAK AB
- 11.00 Diskussion (15 min)
- 11.30 Lunch
- 12.30 **Akvifer - lagring i akvifer**  
**Ordförande: Björn Qvale, Danmarks Tekniska  
Högskola**
- 12.35 Tekniköversikt: Björn Qvale, Danmarks Tekniska  
Högskola
- 12.45 Projekt i Danmark (15 min). Varmelagring i  
Gundrandsreservoarer. Demonstrationslageret i  
Hörsholm, Danmark og foreløbige erfaringer  
herfra. J. Hagelskjaer, J Leth og  
J. Mortensen, Risö
- 13.00 Projekt i Finland (15 min). Research on Aquifer  
Thermal Energy Storage in Finland, Heikke Ihola  
and Timo Laitinen Oy Vesi-Hydro Ab Consulting  
Engineers
- 13.15 Projekt i Sverige (15 min). Lagring av ytvatten-  
värme i sandakvifer för fjärrvärmesystem i  
Klippan. Ann Emmelin, Hans Hydén och  
Leif Lemmeke, VBB
- 13.30 Diskussion (15 min)
- 14.00 Kaffe (30 min)

- 14.30      **UTVECKLING**  
**Ordförande: Tore Berntsson, Chalmers Tekniska**  
**Högskola**
- 14.35      Värmelagers ekonomi (2 x 15 min). Högtemperatur-  
lager, Gösta Rosenblad, Chalmers Tekniska Högskola  
Lågtemperaturlager, Tore Berntsson, Chalmers  
Tekniska Högskola
- 14.50      Värmelagringens behov och lönsamhet i energisystem  
som innehåller mottrycksproduktion (15 min).  
Kari Sipilä, Statens Tekniska Forskningscentral
- 15.05      Potential - behov i samhället, värmekälla (15 min).  
Leif Lemmeke, VBB
- 15.20      Slutsummering. Arne Boysen samt diskussion.
- Avslutning

## 8.2 Deltagarförteckning

Deltagarförteckning vid "Nordiskt seminarium kring  
säsongslagring av värme", 5 och 6 oktober 1983

## DELTAGARFÖRTECKNING

## Föreläsare:

<b>Berntsson Thore</b>	Chalmers tekniska högskola	Göteborg	S
<b>Boysen Arne</b>	Hidemark & Danielson	Stockholm	S
<b>Bruce Thomas</b>	Södertälje Energiverk	Södertälje	S
<b>Christensen Dag R</b>	Olje- och Energidep.	Oslo	N
<b>Christensen Peter</b>	Danmarks Geol. Undersögelse	Risö	DK
<b>Claesson Johan</b>	Lunds Tekniska Högskola	Lund	S
<b>Gustafson Gunnar</b>	VIAK AB	Göteborg	S
<b>Hagelskaer-Christensen Jörgen</b>	Försögsanlaeg Risö	Roskilde	DK
<b>Heikkilä Matti</b>	Imatran Voima Oy	Helsingfors	SF
<b>Hård Stig</b>	VIAK AB	Göteborg	S
<b>Iihola Heikki</b>	Oy Vesi-Hydro AB	Helsingfors	SF
<b>Kielsgaard-Hansen Kurt</b>	Danmarks Tekniske Högskole	Lyngby	DK
<b>Kjellson Elisabeth</b>	Uppsala Kraftvärme AB	Uppsala	S
<b>Lemmeke Leif</b>	VBB AB	Stockholm	S
<b>Leth Jörgen A</b>	Försögsanlaege Risö	Roskilde	DK
<b>Lund Peter</b>	Tekniska Högskolan Helsingfors	Esbo	SF
<b>Lundin Sven-Erik</b>	Statens Råd för Byggnads- forskning	Stockholm	S
<b>Margen Peter</b>	Margenkonsult	Nyköping	S
<b>Mosgaard Christian</b>	Nordiska Ministerrådet	Köpenhamn	DK
<b>Nordell Bo</b>	Luleå Tekniska Högskola	Luleå	S
<b>Nyqvist Ola</b>	Statens Råd för Byggnads- forskning	Stockholm	S



<b>Olsson Stefan</b>	Andersson & Hultmark	Göteborg	S
<b>Qvale Björn</b>	Danmarks Tekniske Höjskole	Lyngby	DK
<b>Ronge Bo</b>	Chalmers Tekniska Högskola	Göteborg	S
<b>Rosenblad Gösta</b>	Chalmers Tekniska Högskola	Göteborg	S
<b>Sipilä Kari</b>	Statens Tekniska Forsknings- central	Esbo	SF
<b>Svensson Torbjörn</b>	VIAK AB	Göteborg	S
<b>Söderlund Gunnar</b>	VIAK AB	Stockholm	S
<b>Söderström Mats</b>	Linköpings Tekniska Högskola	Linköping	S
<b>Sörensen Stig</b>	Danmarks Tekniske Höjskole	Lyngby	DK
<b>Thorbergsen Even</b>	Norges Tekniska Högskola	Trondheim	N
<b>Ussing Vagn</b>	Danmarks Tekniske Höjskole	Lyngby	DK
<b>Östman Bill</b>	Tekniska Högskolan Helsingfors	Esbo	SF

## Övriga deltagare:

<b>Abrahamsson Tore</b>	RNK Installationskonsult	Göteborg	S
<b>Blomberg Ove</b>	Vattenfall	Stockholm	S
<b>Bogdaoff Ingvar</b>	Jacobson & Widmark	Göteborg	S
<b>Claesson Tommy</b>	Chalmers Tekniska Högskola	Göteborg	S
<b>Engström Hans</b>	Vattenfall	Stockholm	S
<b>Eriksson K-Gösta</b>	Chalmers Tekniska Högskola	Göteborg	S
<b>Fogdestam Birger</b>	Sveriges Geologiska Undersökning, SGU	Uppsala	S
<b>Franck Per-Åke</b>	Chalmers Tekniska Högskola	Göteborg	S
<b>Freidin Hans</b>	Geoterm Svenska Varv AB	Göteborg	S
<b>Haag Örjan</b>	Geologiska institutionen Chalmers Tekniska Högskola	Göteborg	S
<b>Hagstrand Mareta</b>	VIAK AB	Göteborg	S
<b>Heltzen Anders M.</b>	Elliot Strømme A/S	Sandvika	N
<b>Holm Thomas</b>	Geologiska institutionen Chalmers Tekniska Högskola	Göteborg	S
<b>Huhtinen Markku</b>	Ekono Oy	Helsingfors	SF
<b>Jensen Keld</b>	Energiministeriet	Köpenhamn	D
<b>Johansson Sam</b>	AIB/KTH	Stockholm	S
<b>Johnsson Jacob</b>	Sveriges Geologiska Undersökning, SGU	Uppsala	S
<b>Kaergaard Henrik</b>	Terraqua	Kalundborg	D
<b>Kim Plaetner</b>	Steensen og Warming	Gentofte	D
<b>Krogh Jensen Jesper</b>	Nielsen og Rauschenberger	Virum	D
<b>Landa Nils</b>	Norges Tekniska Högskola	Trondheim	N
<b>Ljungman Henry</b>	Riksbyggen	Göteborg	S
<b>Madsen Knut Erik</b>	Oslo Lyseverk	Oslo	N
<b>Malmquist Per-Arne</b>	VIAK AB	Göteborg	S

<b>Martna Juri</b>	Vattenfall	Stockholm	S
<b>Nigmi Sorensen Stig</b>	Danmarks Tekniska Höjskole	Lyngby	D
<b>Olofsson Nils</b>	Projekt HYDROCK, Chalmers Tekniska Högskola	Göteborg	S
<b>Rehbinder Göran</b>	Stiftelsen Bergteknisk Forskning BeFo	Stockholm	S
<b>Ritola Jouko</b>	Statens Tekniska Forsknings- centrum	Helsingfors	SF
<b>Rydell Bengt</b>	SGI	Linköping	S
<b>Salvesen Fritjof</b>	A/S Miljöplan	Sandvika	N
<b>Sandesten S</b>	Byggnadsstyrelsen	Stockholm	S
<b>Wallman Sven</b>	CTH/VIAK AB	Göteborg	S

8.3      Värmelagringsprojekt i Norden -  
demonstrationsprojekt i Danmark, Finland, Norge och  
Sverige

Inlägg presenterat vid "Nordiskt seminarium kring  
säsongslagring av värme", 5 och 6 oktober 1983

## DEMONSTRATIONSANLÄGGNINGAR 1983



D1 Hörsholm, akviferlager, 70.000 m<sup>3</sup>

D2 Lygnby, groplager, 500 m<sup>3</sup>

Danmark**D1 Hörsholm, akviferlager, 70.000 m<sup>3</sup>**

Försöksanläggning för utveckling av matematiska modeller, drift av demonstrationsanläggning, värdering av ekonomiska aspekter samt studier för lokalisering av ytterligare anläggningar.

Försöksanlæg RISØ, 4000 Roskilde, Danmark  
J. Hagelskjaer, J.A. Leth, J. Mortensen

**D2 Lyngby, groplager, 500 m<sup>3</sup>**

Försöksanläggning för praktiska experiment, uppföljning av systemfunktion samt verifiering och modifiering av datorprogram för termisk simulering.

Danmarks tekniska högskola, bygning 118, DK-2800,  
Lyngby, Danmark, Laboratoriet för värmeisoler,  
P.N. Hansen, K.K. Hansen, V. Ussing

Projektnummer ESA-S-162-DK(G)

## DEMONSTRATIONSANLÄGGNINGAR 1983



F1 Kervo, groplager och borrhåls-  
lager, 1500 m<sup>3</sup> resp 11.000 m<sup>3</sup>

F2 Rajamäki, akviferlager, försöks-  
område

Finland**F1 Kervo, groplager och borrhålslager, 1500 m<sup>3</sup> resp 11.000 m<sup>3</sup>**

Demonstrationsanläggning med kombinerad solvärme-, säsongsvärmelagring och värmepumpsteknik för helt bostadsområde, (44 lägenheter).

Tekniska högskolan i Helsingfors, avdelningen för teknisk fysik, SF-02150 Esbo 15, Finland, P. Lund, S. Peltola och J. Routti.

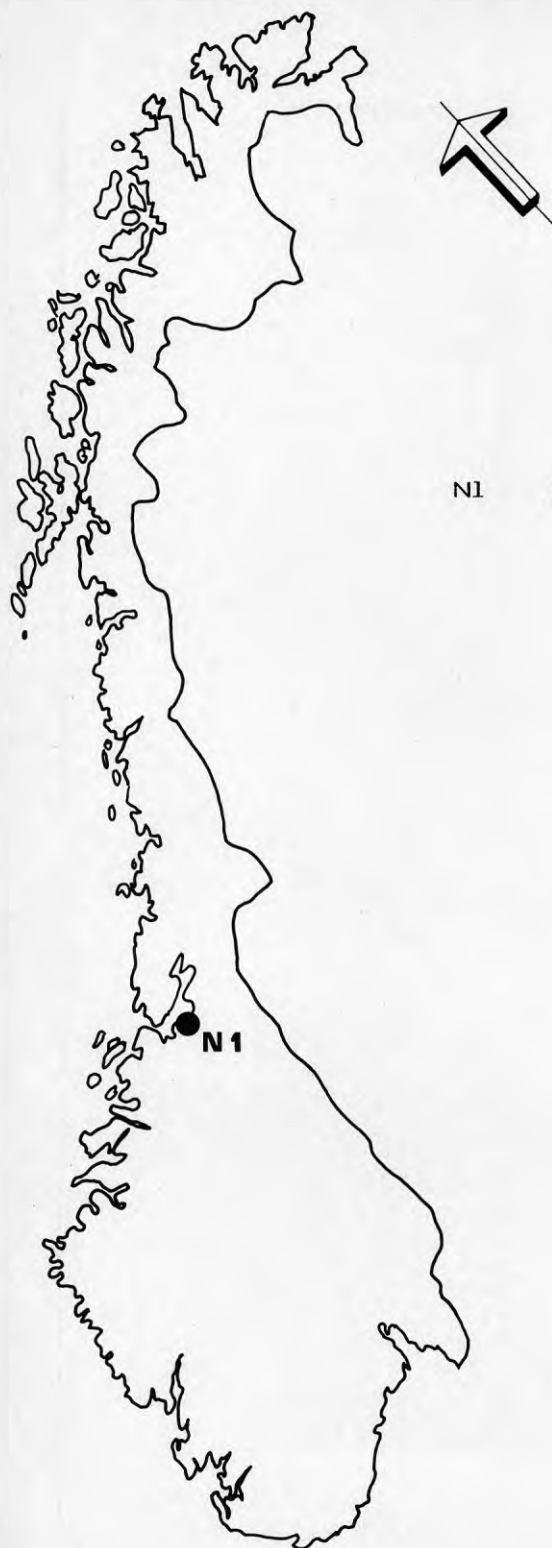
**F2 Rajamäki, akviferlager, försöksområde**

Studier av effekterna av infiltration till en ås med vattentemperaturerna 30°C och 70°C, utveckling av en matematisk 2-dimensionell modell för simulering av värmeöverföring vid låg temperatur i akviferer samt studier av möjligheterna att öka vattentemperaturen genom att anlägga grunda dammar.

Oy Vesi Hydro Ab, PI 8, SF-00441, Helsingfors 44, Heikki Ihola och Timo Laitinen.



## DEMONSTRATIONSANLÄGGNINGAR 1983



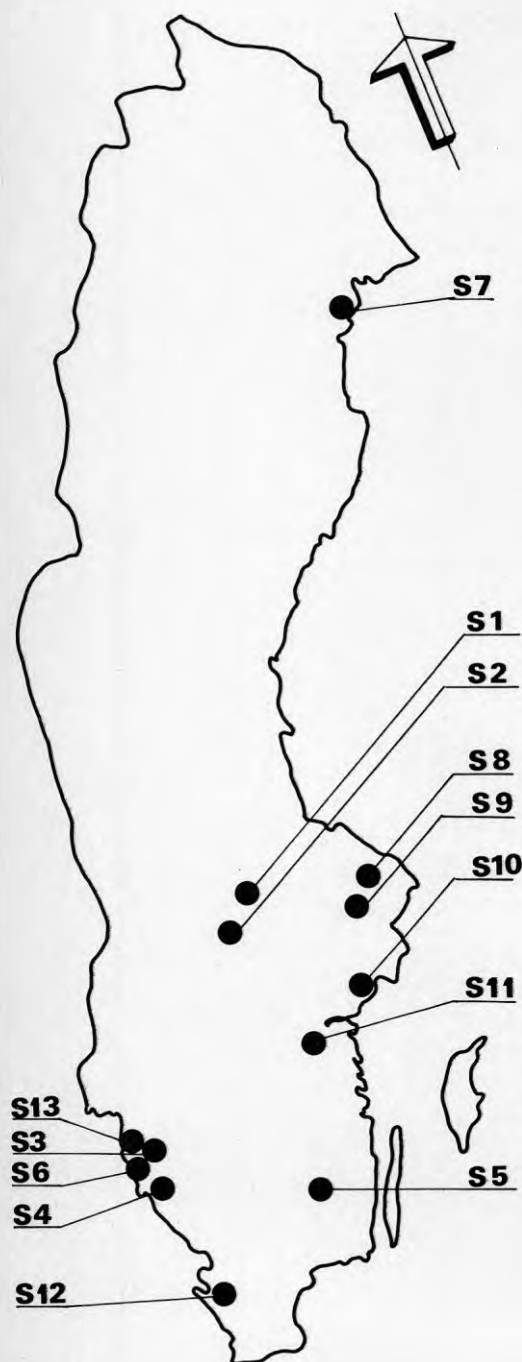
N1 Heimdal, lagring i lera, 500 m<sup>3</sup>

Norge**NI Heimdal, lagring i lera, 500 m<sup>3</sup>**

Område med 14 försökshus. I ett av tre solhus har värme-systemet kopplats ihop med ett säsongslager i lera. Under 1983 och 1984 kommer mätningar att utföras. SINTEF är projektansvarig.

Norges tekniska högskola, SINTEF, avd. för arkitektur och byggteknik N-7034, Trondheim, Norge.

## DEMONSTRATIONSANLÄGGNINGAR 1983



- S1 Avesta, lagring i bergrum, 15.000 m<sup>3</sup>
- S2 Kopparberg, lagring i gruva, 135.000 m<sup>3</sup>
- S3 Härryda, lagring i torv, 5.000 m<sup>3</sup>
- S4 Kungsbacka, lagring i lera, 80.000 m<sup>3</sup>
- S5 Växjö, lagring i tank, 6.000 m<sup>3</sup>
- S6 Kullavik, lagring i lera, 10.000 m<sup>3</sup>
- S7 Luleå, borrhålslager, 100.000 m<sup>3</sup>
- S8 Lyckebo, lagring i bergrum, 100.000 m<sup>3</sup>
- S9 Sigtuna, borrhålslager (villa)
- S10 Studsvik, groplager, 600 m<sup>3</sup>
- S11 Lambohov, groplager, 10.000 m<sup>3</sup>
- S12 Klippan, akviferlager
- S13 Utby, lagring i lera, 1.300 m<sup>3</sup>

Sverige

För samtliga projekt kan information och litteratur erhållas från Statens råd för byggnadsforskning, St. Göransgatan 66, S-112 30 Stockholm, Sverige, tel. 08/540640, intern. 00946-8 540640.

**S1 Avesta, lagring i bergum, 15.000 m<sup>3</sup>**

Värmelagring i bergum för fjärrvärmeförsörjning. Överskottsvärme erhålles från sopförbränning.

Projektnummer BFR-800020.

**S2 Kopparberg, lagring i gruva, 135.000 m<sup>3</sup>**

Värmelagring i en vattenfylld gruva för fjärrvärmeförsörjning. Som värmekälla utnyttjas sjövatten.

Projektnummer BFR-811602.

**S3 Härryda, lagring i torv, 5.000 m<sup>3</sup>**

En gymnasieskola (7.500 m<sup>2</sup> byggnadsyta) försörjs med värme från solvärme och ytjordvärme, dessutom lagras värme från sommar till vinter. Sammanlagt har 20.000 m rör lagts ned på fyra olika nivåer i en torvmosse.

Projektnummer: BFR-801104.

**S4 Kungsbacka, lagring i lera, 80.000 m<sup>3</sup>**

I Lindälvsskolan (byggnadsyta 15.000 m<sup>2</sup>) utnyttjas 80.000 m<sup>3</sup> lera för att lagra solenergi från sommar till vinter. Solabsorbatorytan är 1.500 m<sup>2</sup>. Vid inlagringen värms leran till ca 20°C. Den inlagrade värmen tas ut via värmepumpar. Systemet medför en besparing på 150 m<sup>3</sup> olja.

Projektnummer: BFR-800279.

**S5 Växjö, lagring i tank, 6.000 m<sup>3</sup>**

Lagring av solvärme för enfamiljshus.

Projektnummer: BFR-770814.

**S6 Kullavik, lagring i lera, 10.000 m<sup>3</sup>**

Solvärmesystem med zonindelad värmelager i lera för flerfamiljshus (bostadsyta 3.230 m<sup>2</sup>). Den inre lerzonen uppvärms till ca 60°C och den yttre till ca 25°C.

Projektnummer: BFR-820730-7.

**S7 Luleå, borrhålslager, 100.000 m<sup>3</sup>**

Under sommarhalvåret laddas lagret via fjärrvärmenätet med överskottsvärme från ett stålverk. Under vintern utnyttjas den inlagrade värmen för att värma delar av tekniska högskolan. Lagret tillför värme motsvarande årsförbrukningen för 100 småhus.

Projektnummer: BFR-810181.

Information, rapporter och data om projektet förmedlas även av Tekniska högskolan, informationssekreteriatet, S-951 87 Luleå, tel. 0920-910 00, intern. 00946-920 91000.

**S8 Lyckebo, lagring i berggrum, 100.000 m<sup>3</sup>**

I Lyckebo, Uppsala, värms 550 lägenheter med säsongslagrad värme. Till att börja med produceras 15 % av energi med solfångare medan 85 % kommer från en elpanna vilken styrs så att solenergi simuleras.

Projektnummer: BFR-791668.

**S9 Sigtuna, borrhålslager**

Det första pilotprojektet för värmelagring i borrhål.

Projektnummer: BFR-810758.

**S10 Studsvik, groplager, 600 m<sup>3</sup>.**

Pilotprojekt och försöksanläggning för lagring av solvärme i groplager.

Projektnummer: BFR-800069.

**S11 Lambohov, groplager, 10.000 m<sup>3</sup>**

I Lambohov, Linköping, försörjs 55 radhus med värme genom solfångare och värmelagring i ett isolerat gropmagasin. Efter driftstörningar har grundvattennivån tillåtit stiga vilket innebär att gropmagasinet kan betraktas som oisolerat.

Projektnummer: BFR 780366 och 821529-1.

**S12 Klippan, akviferlager**

I Klippan planeras ett system för kombinerat utnyttjande av yt- och grundvatten som värmekälla samt värmelagring i akvifer. Beslut har tagits om utbyggnad av ett fjärrvärmesystem. Effekten på det skisserade akviferlagringsprojektet ligger i storleksordningen 3 MW.

Projektnummer: BFR 810713-5.

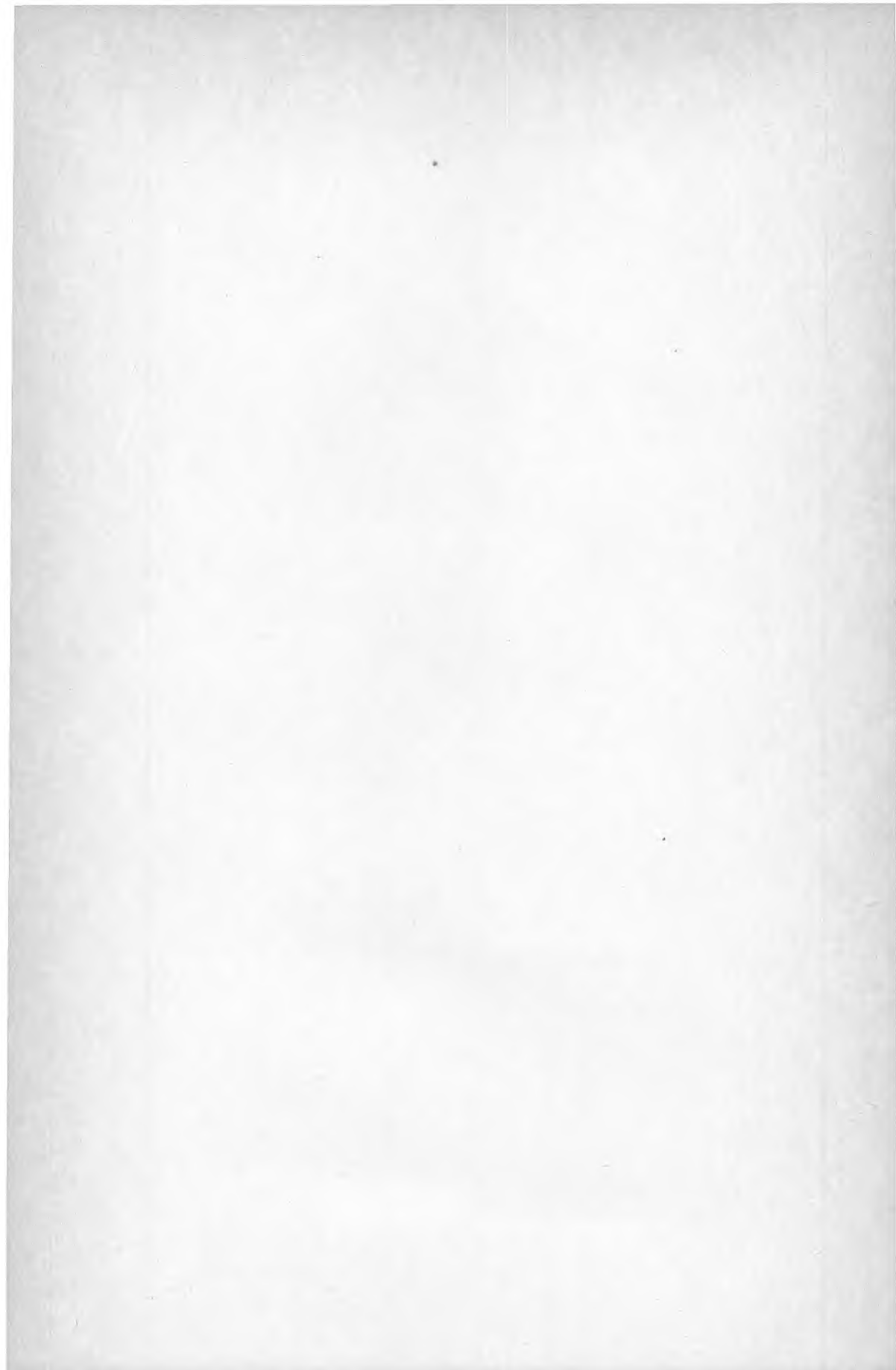
**S13 Utby, lagring i lera, 1300 m<sup>3</sup>**

Pilotprojekt för lagring av värme i lera. Den inlagrade energin erhålls från vindkonvektorer. Värmelagrets temperatur varierar mellan 0°C och 15°C.

Gösta Rosenblad, Chalmers tekniska högskola, institutionen för värmeteknik och maskinlära, 412 96 Göteborg.









**Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 821804-9  
från Statens råd för byggnadsforskning till Chalmers  
Tekniska Högskola, Geologiska institutionen, Göteborg.**

**R21:1984**

**ISBN 91-540-4092-2**

**Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm**

**Art.Nr: 6704021**

**Abonnemangsgrupp:  
W. Installationer**

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

**Cirkapris: 60 kr exkl moms**