



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

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



**Rapport**

**R53:1989**

# **Värmeförsörjning i Sätuna- området**

**Jan Thorburn**

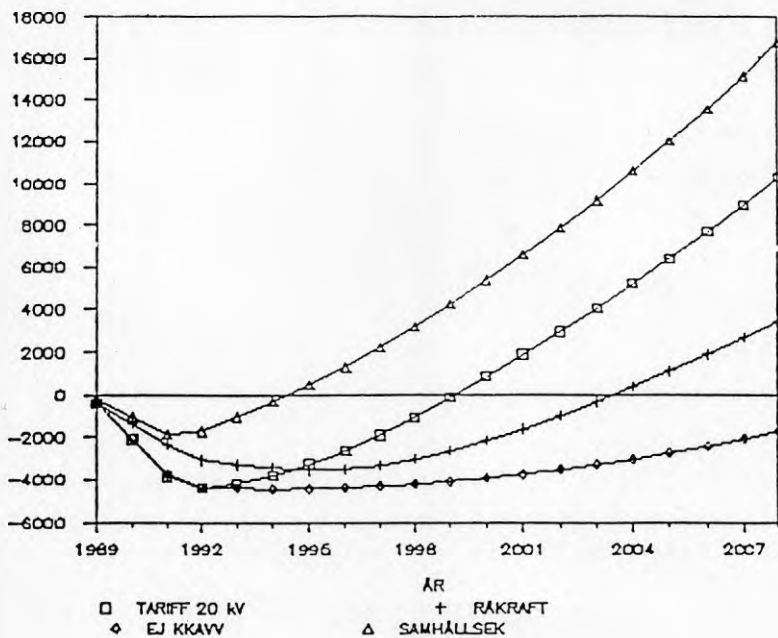
|                                     |     |
|-------------------------------------|-----|
| INSTITUTET FÖR<br>BYGGDOKUMENTATION |     |
| Acenr                               |     |
| Plac                                | Ser |

R/T

**Byggeforskningsrådet**

## VÄRMEFÖRSÖRJNING I SÄTUNA-OMRÅDET

Jan Thorburn



Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 870037-7 från Statens råd för byggnadsforskning till Sigtuna kommun, Sigtuna Energi AB, Märsta.

## REFERAT

Förstudien redovisar de tekniska och ekonomiska möjligheterna att införa säsongsvärmelagring av energi i kombination med ett lågtemperatursdistributionssystem för Sätuna. Den skisserade systemlösningen innebär att befintlig bebyggelse inom Sätunaområdet anpassas till de nya temperaturnivåerna. Utredningen har studerat en framtida försörjning av området med kraftvärmeproduktion genom att området knyts samman med Sigtuna Energis fjärrvärmenät.

Systemlösningen kan bli samhällsekonomiskt intressant i ett läge när landet behöver ny kapacitet för basproduktion av el. För att tekniken skall bli företagsekonomiskt intressant redan i dag krävs dock styrmedel främst i form av bidrag.

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

Denna skrift är tryckt på miljövänligt, oblekt papper.

R53:1989

ISBN 91-540-5043-X  
Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm  
Svenskt Tryck Stockholm 1989

## INNEHÅLL

### SAMMANFATTNING

|       |                                   |    |
|-------|-----------------------------------|----|
| 1.1   | BAKGRUND OCH FÖRUTSÄTTNINGAR      | 1  |
| 1.1   | Inledning                         | 1  |
| 1.2   | Sätunaområdet                     | 1  |
| 2.    | SYSTEMBESKRIVNING                 | 3  |
| 2.1   | Distributionssystem - LOTS        | 3  |
| 2.2   | Säsongsvärmelager                 | 6  |
| 2.2.1 | Grundläggande data                | 6  |
| 2.2.2 | Inlagringsenergi och lagerstorlek | 8  |
| 2.3   | Kraftvärmeproduktion              | 11 |
| 3.    | ENERGIPRISER OCH PRISUTVECKLINGAR | 16 |
| 3.1   | Elprisutveckling                  | 16 |
| 3.2   | Bränslepriser                     | 19 |
| 4.    | EKONOMISK UTVÄRDERING             | 21 |
| 4.1   | Investeringskostnader             | 21 |
| 4.2   | Övriga särskiljande kostnader     | 23 |
| 4.3   | Lönsamhetsberäkning               | 23 |
| 4.4   | Känslighetsanalys                 | 25 |
| 5.    | TIDPLAN                           | 28 |
| 6.    | SLUTSATSER OCH REKOMMENDATIONER   | 29 |
|       | Referenslista                     | 32 |

## SAMMANFATTNING

Föreliggande förstudie är en genomgång av de tekniska och ekonomiska möjligheterna att införa säsongsvärmelagring av energi i kombination med ett lågtemperaturs distributionssystem för Sätuna. Den skisserade systemlösningen innebär att befintlig bebyggelse inom Sätuna-området anpassas till nya temperaturnivåerna. Utredningen har studerat en framtida försörjning av området genom kraftvärme-produktion genom att området knyts samman med Sigtuna Energis fjärrvärmenät.

Systemlösningen bedöms kunna bli samhällsekonomiskt intressant i ett läge när landet behöver ny kapacitet för basproduktion av el. För att tekniken ska bli företagsekonomiskt intressant redan i dag krävs dock styrmedel främst i form av bidrag.

Projektet har dock bedömts så intressant att en demonstrationsanläggning borde komma till uppförande så snart som möjligt.

Utredningen rekommenderar ett nästa utredningssteg som skall verifiera gjorda antaganden och kostnadsnivåer. Målsättningen bör vara att få till stånd en projektering redan under 1989, med en beräknad idrifttagning år 1990.

## 1. BAKGRUND OCH FÖRUTSÄTTNINGAR

### 1.1 Inledning

Föreliggande utredning är en fortsättning på projektet "Värmeförsörjning Sätuna, BFR projekt nummer 8 700 37-7". Utredningen utgör en förstudie och ett klarläggande av de tekniska och ekonomiska förutsättningarna för att införa säsongsvärmelagring i kombination med lågtemperatursystem.

Utredningen behandlar primärt en anslutning av flerfamiljshus i Sätuna till Sigtuna Energis fjärrvärmenät genom en lågtemperaturdistribution (typ LOTS-system) med möjlighet till säsongslagring av värme i ett lerlager. Ekonomiskt sätts detta i relation till en konventionell fjärrvärmeanslutning. Lågtemperaturdistributionen sker vid den maximala temperaturen +55°C. Studien har genomförts med den principiella förutsättningen att basvärmeproduktionen inom några år sker från ett kraftvärmeverk. Lågtemperatursystemet ger härvid utrymme för ett förbättrat elutbyte. Lagertekniken skapar således förutsättningar för en ökad kraftvärmeproduktion.

Studien har utförts under ledning av Sigtuna Energi AB Jan Thorburn med projektledning av Windborne AB Lars Sundbom och utredare från TVE Energikonsulter AB Gillis R Wikander samt Bo Töcksberg.

### 1.2 Sätunaområdet

Inom tätorten Märsta finns idag tre fjärrvärmenät. Den sammanlagda anslutningseffekten uppgår till ca 50 MW med ett energibehov under normalår på ca 110 GWh. Panneffekten uppgår totalt till 75 MW olja och 14 MW avkopplingsbar el.

Under 1986 genomfördes utredningar tillsammans med Luftfartsverket och SAS om att knyta värmeförsörjningen för Arlanda flygplats till fjärrvärmenätet i Märsta. Den samlade anslutningseffekten skulle härvid uppgå till 90 MW och ett energibehov på omkring 200 GWh per år. Till denna lastökning

skall läggas framtida bostadsbebyggelse och även Arlanda stad. För närvarande följs genomförda utredningar upp med fördjupade studier och inriktningen att knyta ihop de olika fjärrvärmeöarna samt planering av en ny produktionscentral. I detta sammanhang studeras alternativet kraftvärmeproduktion kontra ren fjärrvärmeproduktion.

Inom Märsta tätort, norra delen, finns ett flerbostadshusområde, som benämns Sätuna eller Västra Bangatan. Området är uppdelat i två enheter, HSB Bostadsrätter samt Stiftelsen Arlandahems hyresrätter, med totalt ca 500 lägenheter. Även en skola och vissa serviceenheter hör till området (bil 5).

Området i sin helhet värmeförsörjs idag med en äldre oljeeldad värmecentral, där det nuvarande effekt-/energibehovet är 3,1 MW respektive 7,2 GWh/år.

Det befintliga värmesystemet är liksom området från början av 60-talet med dåtida förläggning av uppvärmnings- och tappvarmvattensystem. Teknikvalet innebar direktkopplade pannor till en primärkrets som försörjer 7 st undercentraler. Vattentemperaturen som erhålls från oljepannorna cirkuleras direkt ut till undercentralerna året om med en temperatur om minst 95°C i framledningen för att klara tappvarmvattenbehovet.

Till denna befintliga bebyggelse planeras en förtätning inom området med 26 lägenheter samt gemensamhetsutrymmen avsedda för äldreboende.

Området ligger på tidigare åkermark. Markytan är plan och nästan horisontell. Marken består under ett några decimeter tjockt matjordsskikt av ett mäktigt lerlager. Lerlagrets djupaste ställe, som ligger vid befintlig värmecentral, uppskattas till ca 22 m. I omedelbar anslutning till värmecentralen finns parkeringsytor som kan vara lämpliga att utnyttja för ett lerlager.



## 2. SYSTEMBESKRIVNING

### 2.1 Distributionssystem - LOTS

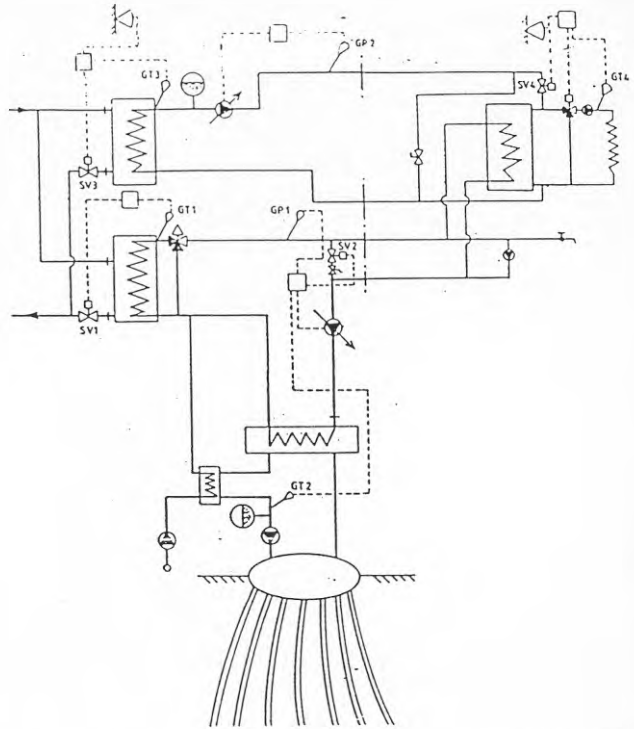
Den grundläggande skillnaden mellan LOTS (Low Temperature System) och traditionell fjärrvärmedistribution är att LOTS använder tappvarmvatten som energibärare. Systemet är både cirkulerande och förbrukande, dvs överföring av energi till värmesystem sker via värmeväxlare samt att tappvarmvattensystemet är direktopplat. Under hela året är framledningstemperaturen i LOTS-systemet konstant +55°C. Då respektive abonnentcentraler på radiatorsidan behöver högre temperaturer än vad LOTS-systemet kan leverera, tas kompletterande värmeenergi från det befintliga "primärvärmesystemet", som shuntas in till det befintliga radiatorsystemet (Figur 1).

LOTS-systemet fungerar väl med befintliga abonnentcentraler efter endast måttliga ombyggnader.

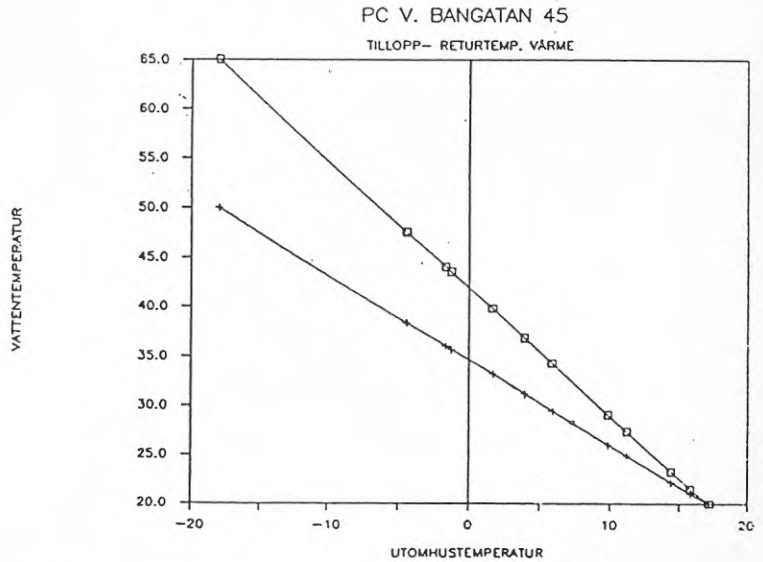
Efter ombyggnad kan således befintlig bebyggelse fås att arbeta med väsentligt lägre distributions-temperaturer sett som ett medelvärde under året.

Traditionellt beräknas radiatorytor för vattentemperaturerna 80-60°C vid dimensionerande utetemperatur (DUT). Praktiskt sett har dock radiatorytorna visat sig vara mer eller mindre kraftigt överdimensionerade. Hus byggda kring 60-talet har sålunda ett framledningskrav på cirka 62°C och 70-talshus motsvarande 67°C vid DUT. Äldre husradiatorer är närmast att betrakta som lågtemperatursystem.

Utifrån Sätuna bebyggelse kan temperaturbehoven för uppvärmning beräknas. De beräknade temperaturnivåerna med hänsyn till just byggnadstyp och ålder redovisas i Figur 2.



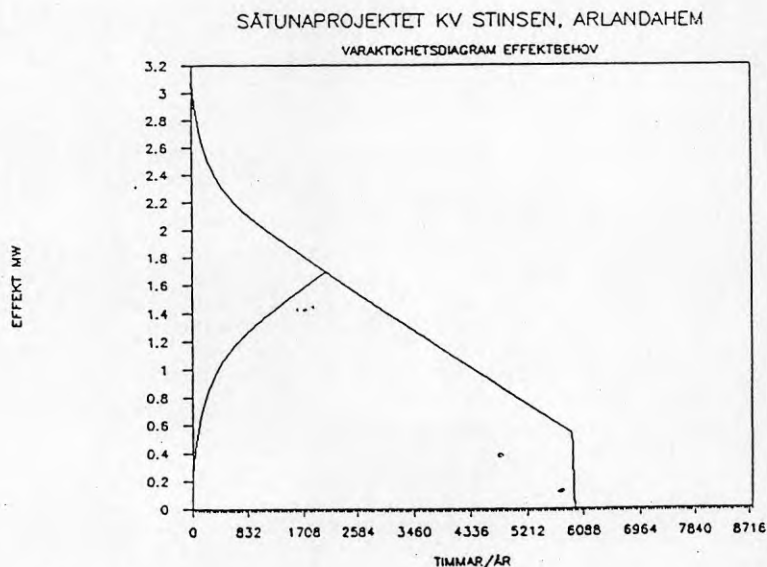
Figur 1. Schematiskt funktionsschema för system LOTS i Sätuna



Figur 2. Antagna tillopps- och returtemperaturer för enbart uppvärmningsbehovet

Enligt tidigare resonemang distribuerar LOTS-systemet värme med tappvarmvattnet som värmebärare. Antag att värmeväxlaren arbetar med 3 graders temperatursprång. Vid en konstant framledningstemperatur på +55°C kan således radiatorkretsen värmas till +52°C utan tillskottsvärme (Figur 2). Uppenbart är att om inga flödesbegränsningar finns, så kan uppvärmningsbehovet härvid täckas ner till -9°C.

Kontroll av nödvändig kulvertdiameter leder i Sätunafallet till att maximal diameter för plaströrskulvert överskrids. Utredningen har i detta skede valt att inte dubblera kulvertarna på grund av att marginalkostnaden för den utökade energitäckningsgraden är för hög. Således blir tappvarmvattnets temperatur och cirkulationsflödet begränsande. Det resulterande värmelastdiagrammet blir därför i enlighet med diagrammet i Figur 3. Trots flödesbegränsningen levererar LOTS-systemet ca 80% av normalårets energibehov för uppvärmningsändamål. Det bör åter understrykas att LOTS system härvidlag samverkar med befintliga radiatorsystem. Endast under cirka 1600 timmar per år kräver de LOTS-anslutna bostäderna en matningstemperatur över +52°C.



Figur 3.

Ur teknisk synpunkt torde befintlig bebyggelse följaktligen redan nu konstateras att kunna anpassas till lågtempererad distribution.

## 2.2 Säsongsvärmelager

### 2.2.1 Grundläggande data

Med LOTS anpassningen av uppvärmningssystemen i de befintliga husen i Sätuna erhålls förutsättningar att vidareutveckla möjligheterna till samdrift av värmeproduktion under året med ett lågtemperaturvärmelager.

Inom Sätuna finns stora lerskikt med i vissa fall mer än 11 meters mäktighet. Dessa lerskikt är väl lämpade för lågtempererad värmelagring. Från aktuell litteratur inom området (ref 1, 2) kan slutsatsen dras att lagertemperaturer på ca 50°C vid fulladdat lager är tekniskt och lagermässigt fullt uppnåeligt. Motsvarande temperatursving från fulladdat till urladdat lager väljs erfarenhetsmässigt till 20°C, varvid en god avvägning mellan lagerkapacitet och lagerkostnad uppnås.

Vid valda temperaturnivåer uppstår en förhöjd risk för sättningar i lerskiktet. Den förhöjda risken kvarstår under de första driftåren, innan lerskiktet stabiliserats. Stabilitetsproblem innebär emellertid att markytan ovan lagret inte kan belastas med byggnationer. Däremot torde nyttjandet som utomhusparkering kunna fungera, där asfaltskiktet utgör ett bra skydd och en yttre avgränsning av lerlagret.

Det är viktigt att asfaltytan utförs med genomsläpplig asfalt för nederbörd för att balansera vattenförlusterna i lagret.

Lerlagret kommer primärt att användas för säsongsmässig inlagring av värme. Laddning och uttag kommer att styras dels med avseende på behovet av värme och dels med avseende på intäkterna från försäld el i det planerade kraftvärmeverket. Generellt sett kommer laddcyklerna att fördela sig över säsongen enligt nedan, då ett kraftvärmeverk utgör prima energi:

#### 1) Sommarperioden - lagret fulladdat

Under denna period finns inget uppvärmningsbehov. Med hjälp av lagret förvärms inkommande tappvarmvatten så mycket som möjligt.

#### 2) Höstperioden

Idrifttagning av kraftvärmeverket senareläggs genom att lerlagret tar över en del av uppvärmningsbehovet. Fortfarande förvärms allt tappvarmvatten.

Under senhösten startas kraftvärmeverket och går med förhöjd effekt de perioder, då intäkterna från produktionen är höga. Alla driftperioder kan utnyttjas för inlagring i värme-lagret, då kraftvärmeverket normalt går med reducerad effekt. Lagret behöver således inte vara fulladdat före vinterperiodens inträffande, då kraftvärmeverkets kapacitet kommer att krävas fullt ut. Inladdning kan och bör ske även under tidig vår.

3) Vinterperioden - helt/delvis laddat lager

Under vinterperioden körs kraftvärmeverket i regel med maximal kapacitet. Spetsvärmeenergi behövs kortvarigt för att möta värmebehovet. Perioden kännetecknas av höga radiator-temperaturer, varför lagret inte bidrar till uppvärmningen. Förvärmning av tappvarmvatten sker alltså i proportion till lagrets laddningsgrad.

Trots den allmänt sett höga belastningen på värmesystemet under hela vinterdygnet kan tappvarmvattenbehovet nattetid under omkring 8 timmar anses vara helt obefintligt. Under denna period frigörs således kapacitet. För den beräknade årligen inlagrade värmemängden kan antas att en viss inlagring fortfarande kan ske under vinterdygn. Avgörande för denna inlagring är att den kan ske med kraftvärmeproduktion enbart och att nattproduktionens rörliga intäkt överstiger bränslekostnaden inklusive lagerförluster.

4) Vårperioden - ofullständigt laddat lager

Successivt frigörs produktionskapacitet som kan utnyttjas till att fulladda lagret under driftperioden, då elpriserna fortfarande är höga. Senast då avkopplingsbar el finns tillgänglig, stoppas kraftvärmeverket. Värmeproduktion och tappvarmvattenproduktion sker då enbart med värmelagret kompletterad med tillskottsenergi, som levereras från fjärrvärmeproduktionen. Genom att lagret tar den största andelen av tappvarmvatteneffekten kan därmed behovet av att starta spetsproduktion under korta tidrymder kraftigt minskas.

Efterhand sjunker uppvärmningsbehovet till nära noll och lagret övergår till ren tappvarmvattenförvärmning.

Lagrets principiella funktion är således att bidra till energitillförseln under tidig höst, sen vår och sommarperioderna. Inladdning från kraftvärmeverket sker grovt sett från mitten av hösten ner till ett minimum under vintersäsongen. Fulladdning av lagret sker slutligen under vårsäsongen då laddningsgrad och kraftvärmedrift kan optimeras med hänsyn till förväntad urladdningstid och aktuellt elenergipris.

Noteras skall att kraftvärmeverket producerar endast marginellt mer elenergi vid samkörning med lagret. Vinsten ligger i att produktionen kan flyttas från låglasttider. Samtidigt gäller att under de verkliga höglastperioderna är lagret helt utan inverkan på kraftvärmeverkets produktion.

Det bidrag, som kalkyleras med i denna utredning, hänför sig istället till de sänkta distributions-temperaturer som LOTS-anpassningen medför.

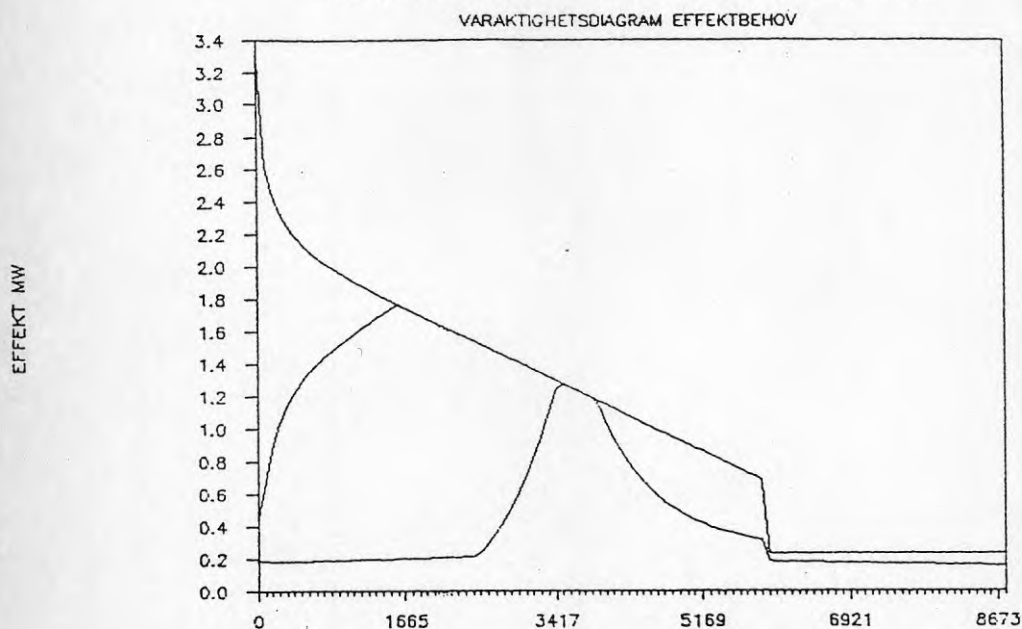
### 2.2.2 Inlagringsenergi och lagerstorlek

Ovanstående diskussion utgör det principiella underlaget för beräkning av en förväntad normalårskorrigerad värmemängd som kan lagras. Den erforderliga lagervolymen ges sedan av inlagringstemperatur och temperatursving.

För SÄTUNA-området kommer LOTS-systemet att utgöra grundvalen för ett lerlagers arbetssätt. Dimensionerande tappvarmvattentemperatur och LOTS-distributionsens högsta framledningstemperatur är +55°C. Beräknad lagertemperatur vid fulladdat lager är 50°C. En återblick till principschemat över systemet i figur 1 visar att lagerinkoppling sker på returledningen från värmeväxlingen mot radiatorkretsarna. Lagrets temperatur, då det är fulladdat, har lagts så att det överensstämmer med returtemperaturen vid DUT. Regleringstekniskt medger inkopplingen stora fördelar: lagret kan automatiskt underhållslagras vid låga värmebehov samtidigt som utmatning från lagret alltid anpassas till rådande värmebehov. Således förvärmer lagret tappvarmvatten under hela året och får därigenom en maximal utnyttningstid. Då temperaturbehovet i radiatorkretsen är lågt träder lagret in och övertar mer och mer av uppvärmningsbehovet.

Uttryckt i ett varaktighetsdiagram för SÄTUNA-området kommer lagrets största värmeuttag att ske under i runda tal 2 000 timmar per år. Driftstrategin, givet lagertemperaturen  $+50^{\circ}\text{C}$  vid fulladdat lager, framgår av Figur 4 nedan.

### SÄTUNAPROJEKTET KV STINSEN, ARLANDAHÄM



Figur 4.

Det årliga värmeuttaget är beräknat till 3 296 MWh, vilket på årsbasis motsvarar ett genomsnittligt effektuttag på 0,4 MW. Det största kontinuerliga effektuttaget uppgår däremot till 1,3 MW.

Av figuren och det tidigare resonemanget framgår lagrets förvärmning av tappvarmvattnet. Denna förvärmningseffekt är relativt konstant till sin storlek under hela året. I takt med att lagret laddas ur under vinter- och sommarperioderna erhålls i praktiken en viss temperaturreduktion. Denna minskning sker inte i lika rask takt under vinterhalvåret då lagret relativt frekvent kan underhållsladdas vid ledig kraftvärmekapacitet. Sommartid kommer en del av tappvarmvattenproduktionen att klaras med elpannor eller oljepannor. Successivt i takt med lagrets urladdning ökar denna andel. Totalt sett utgör kompletteringsenergin en försumbar andel.

Försörjningen av området är i det närmaste fullständigt kraftvärmebaserad.

Av figuren framgår även att laddperioden är koncentrerad till en relativt kort period under cirka 1 500 timmar per år. Denna laddperiod inträder under vårperioden då lagret laddas för att klara hela sommarens behov av tappvarmvattenförvärmning. Till detta behov adderas även energibehovet under tidig höst innan kraftvärmeverket tas i drift.

Det är intressant att notera att man med en framtemperatur av +55°C klarar minst 84 % av årsenergi-behovet. Av denna andel på 84 % utnyttjas lagret till 53 %. Sammantaget kan lerlagret med andra ord leverera 45 % av årsenergi-behovet för uppvärmning och tappvarmvatten.

Vid de valda temperaturnivåerna och lagrets driftstrategi har de grundläggande parametrarna för lagret fastlagts.

|                              |                                 |
|------------------------------|---------------------------------|
| Lagertemperaturer, fulladdat | +50°C                           |
| Temperatursving              | 20°C                            |
| Lagertyp                     | lera                            |
| Lagringskapacitet            | 0,8-1,0 kWh/m <sup>3</sup> , °C |
| Energiuttag                  | 3 296 MWh                       |
| Värmeförluster               | 10 %                            |
| Laddcykler                   | 1*)                             |
| Lagervolym                   | 360-450 000 m <sup>3</sup>      |
| Lagerdjup                    | ≥10 m                           |
| Markbehov                    | 200 x 200 m x m                 |

Lagertemperaturen 50-30°C är ur lagersynpunkt en konservativ nivå. Temperaturer upp till 60°C kan accepteras vid lerlagring. Viss hänsyn måste dock tas eftersom lerlagrets hållfasthet, främst under det första året eller åren, försämras och sättningar kan uppträda. Lerlagret får inte vara bebyggt eller utsatt för stort marktryck. Under förutsättning att inga rasriskförhållanden råder, är minsta säkerhetsavstånd till bebyggelse omkring 20-30 meter. Ett avstånd till bebyggelse på 100 meter anses fullt betryggande.

\*) Avser uppladdningen inför sommarbehovet. Lagret utnyttjas emellertid under ett stort antal laddcykler under året, då lagret ej utnyttjas maximalt.



Marken ovan lerlagret kan användas som parkeringsplats, såvida den inte är övertäckt. Erfarenhet för dylika marklösningar finns vid det s k Sun Clay-projektet i Kungsbacka. Inga speciella eller unika krav behöver ställas på markberedning eller pålning. Vad som är viktigt är emellertid att säkra vattenåterföringen till lerlagret. Ett täckande asfaltskikt måste således vara genomsläppligt för vatten, om inte vattenåterföringen löses på annat sätt.

Värmeförlusterna i ett lerlager består således inte enbart av rena konvektions- och värmeledningsförluster. Till en icke oväsentlig del bidrar just återföringen av vatten till lagrets totala förluster. De antagna förlusterna från ett sfäriskt lager under stationära förhållanden kan kontrolleras med hjälp av ref 6. Vid en genomsnittlig lagertemperatur av 45°C är effektförlusten cirka 37 kW. Således uppgår årsenergiförlusterna till 324 MWh eller 9,8 %. Vårt antagande om 10 % förluster är således rimligt. En korrekt bedömning av såväl lagringskapacitet, lagerstorlek som värmeförluster måste föregås av markgeologiska och hydrogeologiska undersökningar.

Slutligen kan konstateras att svenska erfarenheter kring höga lerlagertemperaturer i lera finns från lagret i Kullavik. Här arbetar lagret i temperaturområdet 50-60°C.

### 2.3 Kraftvärmeproduktion

Föreliggande utredning arbetar med förutsättningen att ett kraftvärmeverk finns som basvärmeenhet i ett sammanhängande fjärrvärmesystem. Distributionsområdet är beläget i närheten av SÄTUNA-området, vilket i ett tänkt skede kan via en anpassning till LOTS-distribution inkopplas på returledningen.

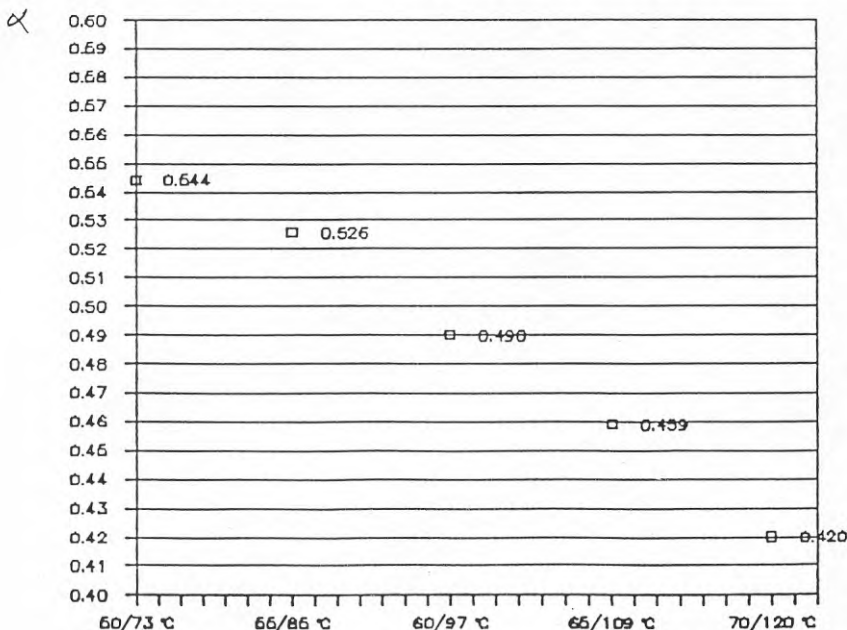
Det tänkta kraftvärmeverket förutsätts dimensionerat enligt gängse normer vilket innebär att dess värmeeffekt är omkring 50 % av ansluten effekt. En sammanslagning av de tre separata fjärrvärmenäten i Märsta torde hamna i storleksordningen 50 MW. Data för kraftvärmeverket blir således 12 MW<sub>e1</sub> (för enbart Märsta) vid en samtidig maximal värmeproduktion av 25 MW. Alfavärdet (kvoten mellan den simultana eleffekten och värmeeffekten) är antaget till omkring 0,5. Kraftvärmeverkets plats i ett värmelastdiagram för Märstas sammanbyggda fjärrvärmeområde framgår av figur 6.

Uppenbart är att SÄTUNA-området med en anslutningseffekt på 3,3 MW endast kommer att få en ytterst

marginell inverkan på kraftvärmeverkets driftförhållanden. I ett marginalkostnads-/intäktsresonemang spelar kraftvärmeverkets förändrade drift en tydlig roll, se även figur 4.

Med sänkta fjärrvärmemetemperaturer ökar andelen producerad kraftvärme-el vid oförändrad bränslein-sats. Vid höga elpriser blir dessa ett incitament till en sänkning av distributionstemperaturer. Här kan alltså en anpassning av befintliga uppvärmningssystem bli ett mycket intressant alternativ, både vad gäller redan anslutna byggnader som nyan-slutningar. Elproduktionen är beroende av såväl framtemperaturen som returtemperaturen. För ett och samma kraftvärmeverk kan alfavärdets variation med fjärrvärmemetemperaturen beräknas. Ett schematiskt samband redovisas i figur 5 över alfavärdets förändring vid fixa temperaturpar.

#### ELUTBYTE VID KRAFTVÄRMEPRODUKTION

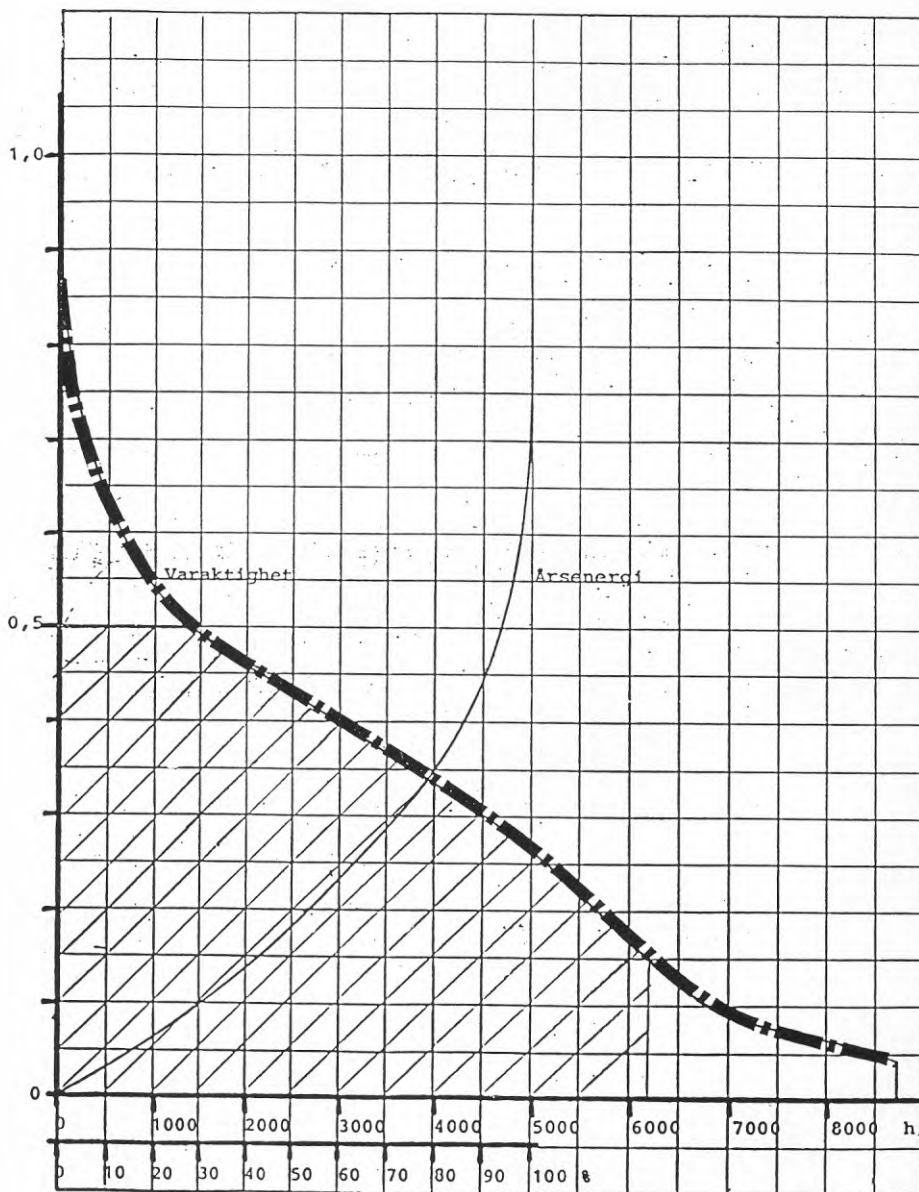



Figur 5. Alfavärdets variation med distributions-temperaturen.

Nedan visas det tänkta kraftvärmeverkets driftsituation i ett värmelastdiagram. Markerat är det tillkommande energibehov som representeras av SÄTUNA-bebyggelsen.

Den temperatursänkning som kan påräknas är beroende av hur stor andel LOTS-anpassad bebyggelse som ansluts. Den merproduktion som kan väntas är naturligtvis helt beroende av den anslutna bebyggelsens energibehov, vilket indirekt också ger hur mycket kraftvärmeproducerad el som kan flyttas mellan vår, sommar och höst.

## MARGINELLT EFFEKTBEHOV P.G.A. SÄTUNA



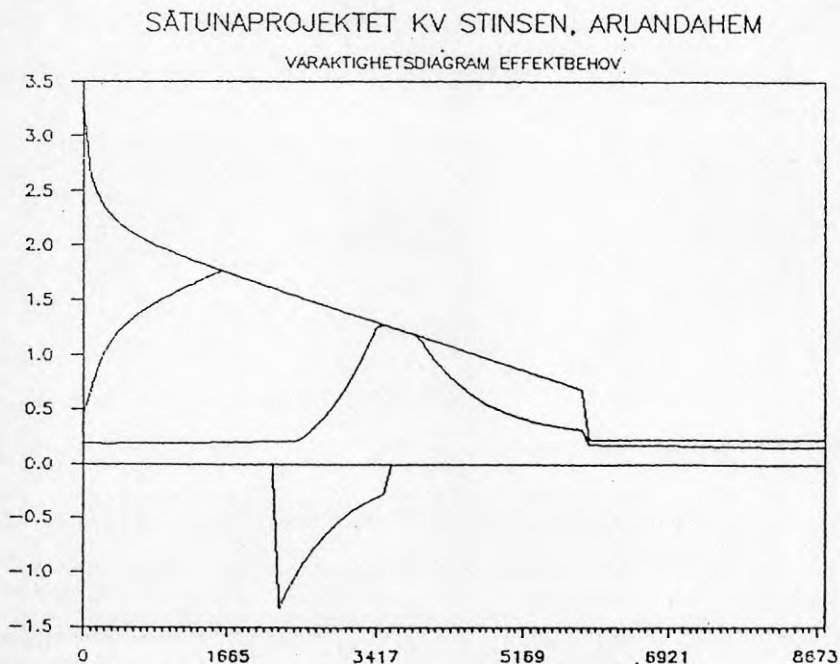
 Effektbehov SÄTUNA 3.3 MW värme motsvarar  
 linjens tjocklek vid  $P_{DUT}$ .

Figur 6.

Med angivna data på SÄTUNA-bebyggelsen kan returtemperaturen väntas sjunka 1-1,5 °C som ett genomsnitt under kraftvärmedrift. Den resulterande förbättringen av elutbytet maximeras sålunda till omkring 0,2 %, vilket kan uttryckas som att kraftvärmeverkets uteffekt, på ursprungligen 12 MW<sub>el</sub>, ökar med 24 kW<sub>el</sub>.

Antas kraftvärmeverket ha utnyttjningstiden 4 000 tim/år blir den ökade elproduktionen omkring 96 MWh eller grovt räknat 20 000 kr i intäkt\*).

Av större vikt torde överflyttning av energi från låglastsäsong vara. Inlagringen sker huvudsakligen under våren och uppgår grovt sett till SÄTUNA-områdets energibehov under sommarperioden och tidig höst. Driftstrategin är åskådliggjord i figur 7. Den totalt lagrade energin över året är dock högre då inlagring och uttag sker under dygnet i stort sett över hela året.



Figur 7.

\*) Räknat med elenergi priset 20 öre/kWh

### 3. ENERGIPRISER OCH PRISUTVECKLINGAR

#### 3.1 Elprisutveckling

Det föreslagna systemet är starkt känsligt för intäkter från elproduktion. Samtidigt är den fortsatta elprisutvecklingen för Sveriges vidkommande synnerligen osäker. Utredningen har utgått ifrån ett huvudalternativ som innebär en fullständig avveckling fram till år 2010. Som ett lågalternativ har vi dock beaktat en fortsatt kärnkraftsproduktion under projektets livslängd. Generellt sett motsvarar lågalternativet en real elprisökning efter 1991, som är lika med prisutvecklingen på kol. Fram till 1991 följer emellertid alla alternativen Vattenfalls aviserade ökningar.

Intäkterna från kraftvärmeverkets elproduktion kan ses på två sätt. I de allra flesta fallen köper kommunen idag elkraft mot en högspänningstaxa, ofta på 20 kV nivå. En egenproduktion av el skulle i detta fall intäkter i form av uteblivna kostnader för elabonnemang. I princip reduceras även effektabonnemanget men detta antas uppvägt mot ett ökat abonnemang på reservkraft.

Den antagna 20 kV-eltariffen avseende pr 1988, exklusive skatt på 7 öre/kWh är följande:

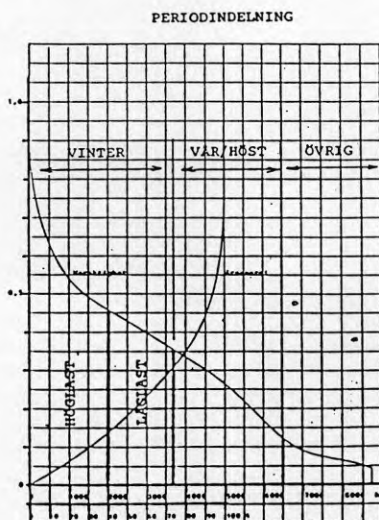
|                           | Vardag<br>(06-22) | Natt/Helg<br>(22-06) |
|---------------------------|-------------------|----------------------|
| Vinter<br>(nov-mar)       | 24 öre/kWh        | 16 öre/kWh           |
| Vår/Höst<br>(apr/sep-okt) | 14,5 öre/kWh      | 12 öre/kWh           |
| Sommar (maj-aug)          | 9 öre/kWh         | 8 öre/kWh            |

Tariffen torde kunna hållas relativt konstant fram till början av 1990-talet innan kärnkraftavvecklingens kostnadsbild börjar slå igenom. För tiden fram till 1991 följer utredningen de höjningar som Vattenfall redan aviserat. Det innebär en real höjning med 2,1% till 1991. Här antas snabbt ökande elpriser efter 1991 med 5,8% per år fram till och med 2003. Det genomsnittliga rörliga tariffpriset ökar enligt detta resonemang från 18,5 ö/kWh år 1988 till 21,2% ö/kWh år 1991 och till 44,5 ö/kWh år 2003. Alla energipriser i 1988 års penningvärde. Därefter antas en real prisutveckling som följer prisutvecklingen på kol. Vi har med andra ord förutsatt att tariffnivån kommer att höjas innan avvecklingen

slår igenom på produktionspriserna. Sannolikt torde en sådan ökning krävas för att täcka kapitalkostnaderna för ny elkapacitet som kommer att krävas. Samtidigt kommer avvecklingen i sig att medföra stora kostnader för elproducenten. Efter 2003 förutsätts en real prisutveckling som följer kolprisutvecklingen. Kraftbalanskörningar antyder att marginalproduktionen till omkring 80% blir kolbaserad.

En annan svårighet är vilken tidsdifferentiering som är att förvänta i framtiden med en helt annan produktionsmix. Vi har antagit att vinterpriset under höglast kommer att ligga 50% över medelpriset. Sommarpriset ansätts vara 60% av medelpriset. Resonemanget stöds av exempelvis EK 81:04, där Vattenfall deltog. Antagandet stämmer också bra med dagens tariffprissättning.

Periodindelningen mellan 20 kV-tariffens vinter-, höst-/vår- och sommarperioder framgår av figur 8. Periodiseringen är inritad i värmelastdiagrammet för SÄTUNA-området. Det tänkta kraftvärmeverkets intäktsbild ges härvid indirekt; den största andelen av produktionen sker under eltariffens vinterperiod då kraftvärmeverket har en belastning på mellan 70 och 100% av max.effekten. Kraftvärmeverket kommer ej heller att köras under den eltariffperiod som betecknas som övrig tid/sommarperiod.



Figur 8. Periodindelning av eltariffen.

Som ett alternativ kan kommunen köpa och sälja elkraft direkt mot råkraftbörsen. Prissättningen på kraftbörsen sker strikt efter kortsiktig marginalkostnad. Marginalprissättningen varierar snabbt efter belastningssituationen. Speciellt under höglastperioder och kalla vintrar kan mycket höga priser uppträda, då gasturbinkraft eller importerad kraft blir prissättande.

Trots att marginalpriset kan variera avsevärt även under ett dygn har vi i denna utredning valt att arbeta med genomsnittliga marginalpriser under väsentligt längre perioder. Således har även de prognoserade priserna på råkraftbörsen indelats enligt Vattenfalls periodindelningar av eltariffer. Sannolikt tappar man precision i beräkningarna av de förväntade elintäkterna men en noggrannare analys torde kräva ett antal kraftbalansberäkningar avseende elnätets produktionssituation under flera år fram till och med att kränkraftavvecklingen är genomförd. En sådan kraftbalansberäkning går dock utanför denna utrednings ramar och målsättning. I regel kan bara stora elproducenter komma ifråga för denna typ av avtal.

Motsvarande råkraftpris vid försäljning ut på kraftbörsen kan med likartade förutsättningar antas bli enligt nedanstående tabell. Elskatt är exkluderad ur denna tabell.

Antagna säljkurser mot råkraftbörs avseende år 1988.

|                               | Vardag<br>(06-22) | Natt/Helg<br>(22-06) |
|-------------------------------|-------------------|----------------------|
| Vinter<br>(nov-mar)           | 21 öre/kWh        | 14 öre/kWh           |
| Vår/Höst<br>(apr-maj/sep-okt) | 8 öre/kWh         | 8 öre/kWh            |
| Sommar                        | 4 öre/kWh         | 4 öre/kWh            |

I samband med en kärnkraftavveckling torde råkraftpriset, framför allt under höglastperioder, öka snabbare och mer än eltarifferna. I tariffen ingår en andel fasta distributions- och transformeringskostnader som dämpar prisutvecklingen.

Producentprisutvecklingen har vägts av mot STEVs rapport "Energioversikt", vilken anger en ökning av det genomsnittliga marginalpriset från 15 ö/kWh till 37,5 ö/kWh under perioden 1988 till 2010. Ökningen sker främst efter 1995.



Tyngdpunkten av marginalprisets ökning gäller vinterperiodens höglasttid. Utredningen antar att sommarens marginalelpris förblir i stort sett oförändrat i reala termer.

### 3.2 Bränslepriser

SÄTUNA-området antas kunna bli försörjt "på marginalen" från ett framtida kraftvärmeverk enligt utredningens anvisningar. Genom att detta kraftvärmeverk skall betraktas som befintligt är det endast de rörliga kostnaderna som skall belasta projektkostnaderna i en differenskalkyl. Kraftvärmeverket kan primärt tänkas eldat med kol alternativt gasol utan några preferenser. När endast de rörliga bränsle-, drift- och underhållskostnaderna är särskiljande, har utredningen bedömt dessa bränslen som kostnadsmässigt likvärdiga över projektets livslängd. Bränslekostnaden idag har beräknats utifrån kolpriset. Båda bränslena har bedömts följa samma reala prisutveckling.

SÄTUNA-området är idag uppvärmt med lättolja. Under en övergångstid innan kraftvärmeverket är idrifttaget är området tänkt att vara ihopkopplat med Sigtuna fjärrvärmenät, vilket eldas med lågsvavlig tjockolja (Eo5 LS). Oljepriset har under ett antal år fluktuerat kraftigt och det är inte helt klart om dagens prisbild är stabil. För utvecklingen under detta projekts livslängd har i stället kolpriset ansatts som bas. Långsiktigt har vi bedömt att kolpriset kommer att vara 70% av priset för lågsvavlig tjockolja (Eo5 LS). Lättoljepriset har vi bedömt kommer att reellt ligga konstant 200 kr/m<sup>3</sup> över Eo5 LS. Lättoljepriset påverkar projektets ekonomiska utfall endast marginellt under de 2 första driftåren.

Ovanstående resonemang leder till följande långsiktiga prisbild på bränslen. Utredningen har inte tagit hänsyn till den föreslagna momsreformen för energi.

| Antagna priser 1988          | Skatt                 | Utveckling |
|------------------------------|-----------------------|------------|
|                              | +                     |            |
| Kol 315 kr/ton               | 325 kr/ton            | 2% realt   |
| Eo5 LS 718 kr/m <sup>3</sup> | 782 kr/m <sup>3</sup> | 2% realt   |
| Eö1 918 kr/m <sup>3</sup>    | 788 kr/m <sup>3</sup> | 2% realt   |
| E1 -                         | 70 kr/MWh             | -          |

Bränsleutvecklingen är härigenom även i linje med den bränsleprisutveckling som förutsatts vid beräkning av framtida eltariffer på 20 kV-nivån samt

råkraftens marginalpris. Efter omkring år 2000 kommer det genomsnittliga marginalelpriset sannolikt att till omkring 80% baseras på kolbränslen. Resterande del blir sannolikt oljebaserad. Råkraftens marginalkostnad kommer med detta antagande att starkt följa realprisutvecklingen på dessa bränslen. Vid känslighetsanalysen av bränslepriserna har denna koppling till elpriset använts.

#### 4. EKONOMISK UTVÄRDERING

##### 4.1 Investeringskostnader

Enligt tidigare resonemang har lagervolymen uppskattats till 165 000 m<sup>3</sup> vid 20°C temperatursving. Den tillförda lagerenergin till energibehovet uppgår till 3 296 MWh.

För systemets applikation krävs att befintliga abonnentcentraler anpassas till lägre temperaturnivåer. Lagertekniken och lågtemperaturanpassningen, LOTS, är således intimt kopplade till varandra, varför en kalkyl över det totala systemet presenteras här. Anpassning till LOTS-distribution kan dock göras utan att lerlagret är nödvändigt vilket kraftigt skulle reducera investeringskostnaderna för att sänka ett områdes temperaturbehov.

Utifrån resonemangen om referenssystem alternativt LOTS-system med eller utan lagringsmöjligheter kan de skilda alternativens entreprenadkostnader uppskattas enligt nedanstående sammanställningar. Alla kostnader är i 1988 års prisnivåer.

Referenssystemet utgörs enligt tidigare av en traditionell fjärrvärmeanslutning. LOTS-systemet ersätts sålunda av servisledning av fjärrvärme-standard och inkoppling vid abonnent av konventionella abonnentcentraler, också dessa av fjärrvärme-standard. Det bör återigen poängteras att endast de särskiljande kostnaderna beaktas i de redovisade differenskalkylerna. Samtliga kostnader för distribution och produktion är ej medtagna utan systemens ekonomiska utfall "på marginalen" analyseras. Med dessa förutsättningar kan entreprenadkostnaden för fjärrvärmedistributionen tecknas som

##### Referenssystem: Traditionell fjärrvärmeanslutning

|  |                  |
|--|------------------|
| - Servisledning<br>675 m à 1500 kr/m =   | 1 013 000        |
| - Abonnentcentraler<br>7 x 500 kW à 240 000<br>inkl varmvattenberedare,<br>styr & reglersystem, cirkulationspumpar m m | <u>1 680 000</u> |
|  | 2 693 000        |
| - Byggherre och konsultkostnader   | 269 000          |
| - Oförutsett (5%)  | <u>135 000</u>   |
|  | 3 096 000        |

I bilaga 1 redogörs för de ekonomiska hänsyn som tas vid de skiljda analyserna vid företagsekonomisk respektive samhällsekonomisk analys.

Huvudsystem: LOTS med säsongslager i lera.

|  |                |
|--|----------------|
| - Lerlager (130x130x10 m)<br>165 000 m <sup>3</sup> à 16.5 kr/m <sup>3</sup>   | 2 720 000      |
| - Energicentral omfattande<br>4 st VVX <sup>1)</sup> à 75 000 = 300 000<br>2 st pumpar à 90 000 = 180 000<br>Styr & Reglerutrustn = 100 000<br>Byggnad = 100 000<br>Rör & Isolering = 200 000<br>Målning m m = <u>10 000</u> | 890 000        |
| - Kulvert, PEX<br>Utvändig kulvert 4-rörssystem<br>560 m à 2000 kr/m inkl. schaktn.  | 1 120 000      |
| Invändig kulvert 2-rörssystem<br>310 m à 1000 kr/m   | 310 000        |
| - Anpassning av befintliga VVX<br>7 VVX à 85 000   | <u>595 000</u> |
|  | 5 635 000      |
| - Byggherre- och konsultkostnader  | 564 000        |
| - Oförutsett (10%)   | <u>564 000</u> |
|  | 6 763 000      |

I det fall att säsongslagret utesluts eller skjuts på framtiden sjunker naturligtvis investeringsnivån med motsvarande lagerkostnad. Entreprenadkostnaden för det reviderade systemet beräknas nu enligt

|  |                |
|--|----------------|
| Total investering<br>(5,64 - 2,74 Mkr) | 2 915 000      |
| Byggherre- och<br>konsultkostnader     | 437 000        |
| Oförutsett (10%)                       | <u>292 000</u> |
|  | 3 644 000      |

1) VVX = värmeväxlare

#### 4.2 Övriga särskiljande kostnader

Ett antal rörliga kostnader kommer att förändras vid val av system. Vid bibehållet LOTS, lågtemperaturdistribution men utan säsongsvärmelagring kommer primärt elintäkterna att förändras. Detta kan hänföras till att vårinlagringen för SÄTUNA-området värmebehov sommartid utgår. Samtidigt förändras bränslekostnaderna, eftersom kraftvärmeproduktionen ej längre klarar hela uppvärmningsbehovet utan detta reduceras till 90%.

Däremot utgår naturligtvis lagrets värmeförluster och de därmed sammanhängande bränslekostnaderna. Till en stor del balanseras dock den reducerade bränslekostnaden mot en proportionell och samtidigt minskad elproduktion.

I referensalternativet utgår ytterligare den separat redovisade elintäkten som hänför sig till det förbättrade elutbytet vid kraftvärmeverket. Det förbättrade elutbytet är en direkt följd av LOTS-systemets sänkning av returtemperaturerna i fjärrvärmenätet. fjärrvärmealternativet kommer med sin högre genomsnittliga distributionstemperatur att ha något högre värmeförluster. Denna ökade värmeförlust är dock inte beaktad, då den dessutom beror av isoleringsstandard och alltså i stort sett är beroende av det slutgiltiga materialvalet.

Slutligen uppträder en intäkt som hänför sig till övergången från lättoljeeldning i gruppcentraler till central fastbränsleeldning/gasoleldning. Denna intäkt påverkas av kraftvärmeverkets täckningsgrad.

Ur en samhällsekonomisk synvinkel tas hela den bränsleprisskillnaden ut. Ur företagsekonomisk synvinkel är bilden något mer komplex. Systemet skall vid ett genomförande ägas av värmeproducenten, dvs värmen kommer att säljas mot en taxa. Likaväl som elprisets utveckling är höljd i dunkel lika osäker blir en sådan värmeskatte. Utredningen har därför under perioden fram till kraftvärmestarten tagit upp prisskillnaden mellan lättolja och lågsvavlig Eo5 som intäkt. Som det långsiktiga värmepriset har utredningen avsatt ett vägt pris mellan lättolja och kol.

#### 4.3 Lönsamhetsberäkning

För den ekonomiska utvärderingen har utredningen valt att jämföra en traditionell fjärrvärmeinkoppling med dels lågtempererad värmedistribution kompletterad med värmelagring i lera. Dels att inbegripa en lågtempererad värmedistribution enbart.

Som grund för lönsamhetskalkylen ligger en mer detaljerad cash-flow analys vilken utförts för alternativen. Cash-flow tabellerna utgör inga försök till finansieringsmodellering av projektet utan skall endast ses som en indikation på de förväntade driftresultaten vid givna förutsättningar. På grund av de varierande driftsförutsättningarna under de inledande åren och kraftigt ändrade elenergi-priser har beräkningarna måst genomföras årsvis. Vi har därför redovisat beräkningar i denna form vad gäller siffervärdena.

Utredningens resultat avseende de olika systemens särskiljande kostnader är beräknade genom att diskontera fjärrvärmealternativets projektlivskostnad till år noll. Denna totalkostnad jämförs sedan med lågtemperaturredistribuerad värme, typ LOTS, även kompletterad med säsongsvärmelagring. Resultaten av denna differenskalkyl är sammanställd i grafisk form. Härigenom har känslighetsanalysen kunnat integreras i redovisningen av projektresultaten.

För en bedömning av projektets samhällsekonomiska lönsamhet har en samhällsekonomisk analys genomförts. De principiella skillnaderna mellan analyserna framgår av tabellen nedan.

Alla analyser är utförda med en real räntesats på 6%. Inflationen är antagen till i genomsnitt 5% för varje år under projektets livslängd på 25 år. Löptiden för alla banklån är 20 år och är rena annuitetslån.

Byggtid för värmelager och distributionsnät med nödvändig kringutrustning är mindre än 1 år. Byggekreditivkostnaden beräknas därför efter halva investeringskostnaden under byggåret.

Projektets fulla omfattning innefattar ny teknik för bättre energianvändning och bättre elutbyte vid kraftvärmeproduktion. Vid den tidpunkt då ökade elpriser slår igenom till följd av kärnkraft-avvecklingen är det angeläget att sådan teknik redan finns tillgänglig och demonstrerad i full skala. Som komplement till den ovan beskrivna beräkningen av ackumulerat = nuvärden har det statsbidrag beräknats som krävs för att det känslighetsanalyserade projektet skall förbli företagsekonomiskt acceptabelt. Kriteriet för ett företagsekonomiskt accepterat projekt har här definierats som att de ackumulerade kostnaderna och intäkterna ska balansera varandra efter 10 år. Därefter ska projektet även fortsättningsvis visa lönsamhet.

#### 4.4 Känslighetsanalys

Känslighetsanalyserna har för avsikt att spegla projektets känslighet för vissa parameterförändringar genom att redovisa antal driftår till dess att det ackumulerade värdet av kostnader och intäkter är i balans.

De parametrar som känslighetsanalyseras är investeringskostnad och elpris. Som referens har valts en konventionell fjärrvärmeanslutning. Referensalternativets investeringskostnad ligger alltid fast i jämförelserna. Däremot följer det samma elprisutveckling.

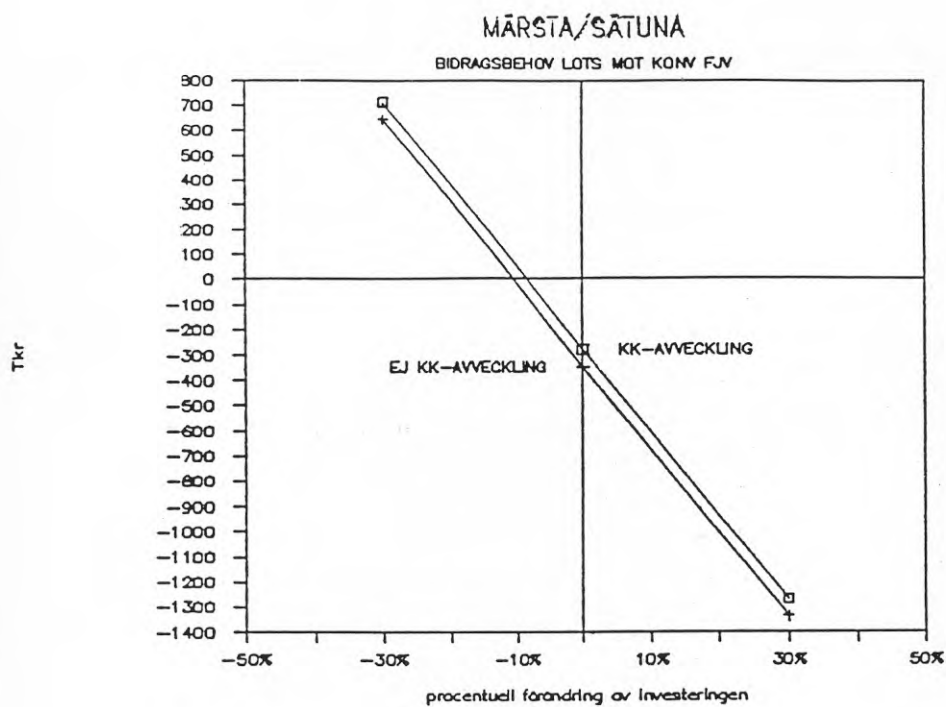
En intressant iakttagelse är att alla system är företagsekonomiskt lönsamma.\*) Sämst är i detta fall säsongvärmelagringen vars ackumulerade resultat når break-even år 1999 dvs efter 11 års drift. Gentemot en ren fjärrvärmeinkoppling leder LOTS och lagersystemet till ett underskott efter 10 års drift som uppgår till 2,5 Mkr i dagens penningvärde. En ökning av investeringskostnaden med 30 % förskjuter tiden till en balans mellan de ackumulerade intäkterna och kostnaderna med  $2\frac{1}{2}$  år.

Det samhällsekonomiska utfallet är positivt. Projektet innefattande LOTS med säsongslagring påvisar en samhällsekonomisk lönsamhet inom 7 år, dvs före år 1995.

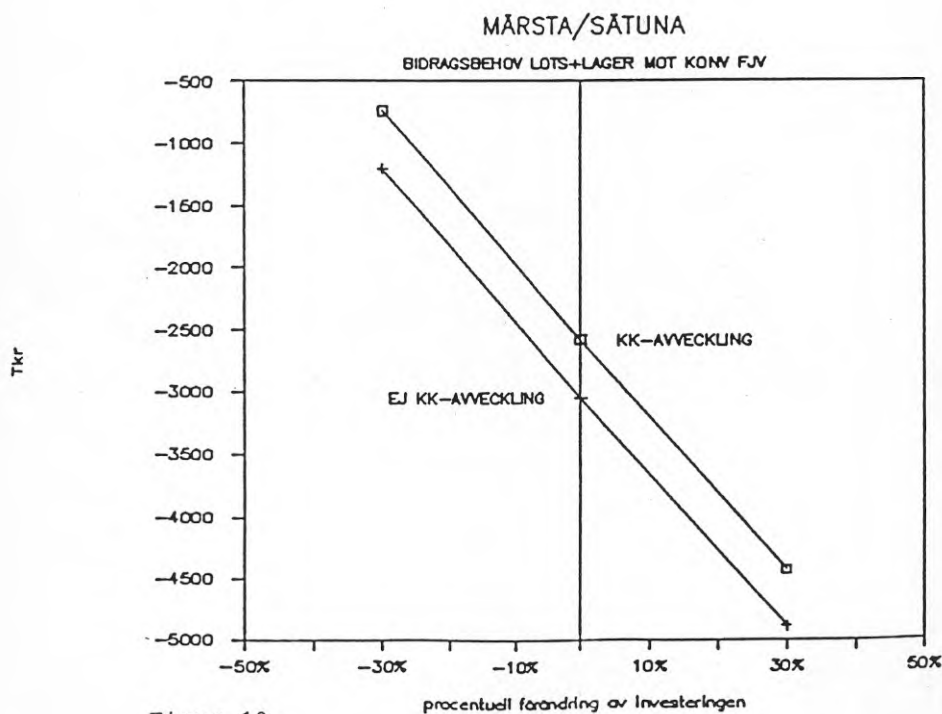
Samtliga alternativ påvisar kraftigt försämrad lönsamhet då en fortsatt kärnkraftproduktion antas. Orsaken är den utökade bränslekostnaden för elproduktion, vilken inte kan balanseras mot elintäkterna.

Enbart LOTS-distribution alternativt fjärrvärmeanslutning utgör likvärdiga system ur ekonomisk synvinkel. Redan vid en investeringsnivå som ligger 10% under den antagna uppträder inga som helst skillnader. Osäkerheten i investeringskostnader ligger inom detta intervall. Intressant är också att konstatera att systemen är i stort sett likvärdiga oavsett elprisutvecklingen.

\*) Enligt rapportens definition



Figur 9.



Figur 10.



## 5. TIDPLAN

Följande tidplan har bedömts möjlig för LOTS + värmelager med den förutsättningen att ett kraftvärmeverk är i drift 1993.

- 1988: Ansökan om projektbidrag för demonstration av ny energiteknik inlämnas till BFR för behandling under hösten.
- 1989: Fördjupad teknisk och ekonomisk analys för att verifiera gjorda resultat i denna förstudie. Projekteringen inleds och beräknas avslutad till vintern 1990.
- 1990: Upphandling med byggstart under sommaruphållet.
- 1990: Systemet tas i drift under hösten 1990 med intrimning under 1 à 2 år för optimal drift.



## 6. SLUTSATSER OCH REKOMMENDATIONER

Ny teknik i avsikt att effektivisera energianvändningen är i flertalet fall ej lönsam med dagens prisbild på energi. Redan nu kan dock ökade eltariffer konstateras, en ökning som blir markant då planering för, och effekterna av kärnkraftavvecklingen slår igenom. I detta skede är det viktigt att energieffektiv teknik är tillgänglig. Kunskapsuppbyggnad och effektiv information om ny teknik åstadkommes bäst genom demonstrationsprojekt i full skala, vilket är utredningens förslag.

Den tekniska genomgången av projektet visar att lågtempererad värmedistribution väl kan anpassas till de befintliga fjärrvärmeinstallationerna i Sätuna-området. Anpassningen är tekniskt enkel såväl på producent- som på användarsidan. Den presenterade systemlösningen erbjuder goda möjligheter till ett kompletterande värmelager. Dimensionerande vattentemperaturer leder till att lagret fungerar tillsammans med övriga systemdelar med ett minimum av styr- och reglerutrustning.

Den nu föreliggande utredningen utgör en inledande teknisk/ekonomisk utvärdering av projektet. Fortsatta och fördjupade studier är nödvändiga. Det viktigaste arbetet utgörs här av en bestämning av samtliga värmebehov och temperaturkrav. Med denna kan lagrets utformning, kapacitet och temperaturnivå definieras vilket i sin tur tillåter en noggrann bestämning av lagerförlusterna.

Sammantaget är Sätuna-området väl lämpat för anpassning till LOTS-systemet med tillhörande lervärme-lager för en fullskaledemonstration av hela systemet. Projektförslaget innebär en unik möjlighet att testa systemsamverkan mellan värmedistribution, lager och befintligt värmesystem i en 60-tals bebyggelse för lågtemperaturteknik. Testet avser såväl tekisk funktion som genomförandeproblematiken för denna projekttyp.

Områdets värmesystem kommer inom en nära framtid att renoveras alternativt anslutas till fjärrvärme.

I omedelbar anslutning till området finns även stora lervärme-lager med upp till 22 meters mäktighet vilka utgör en utmärkt potential för lagring av värme.

I kombination med kraftvärmeproduktion utgör lågtemperaturtekniken och värmelagringen en betydande fördel. En ökad andel av årsenergibehovet kan täckas av kraftvärmeproduktion vilket leder till en ökad energieffektivitet på flera plan. Dessutom kan elproduktionen ökas vid tidsperioder med hög efterfrågan på el, dels kan behovet av olja för spetsvärmeproduktion minskas.

LOTS-systemet innebär att värmedistributionen kan ske vid avsevärt lägre temperaturer än vad som normalt sker vid traditionell gruppcentralteknik. I kombination med ett värmelager finns förutsättningar till att sänka temperaturerna ytterligare samtidigt som en viss dygnsutjämning av effektbehovet erhålles.

I ett sammanbyggt fjärrvärmenät för Märsta och eventuellt Arlanda-området finns goda möjligheter för en snar introduktion av kraftvärme.

Konverteringen av bostadsområdet Sätuna utgör således ett tillfälle att demonstrera systemtänkande och funktion av ny teknik, där utvecklad distributionsteknik och värmelagring samverkar till ett effektivare energiutnyttjande vid kraftvärmeproduktionen.

En fördjupad ekonomisk analys ska säkerställa alla viktigare kostnadsuppgifter. Investeringsnivåer ska i största möjliga omfattning baseras på offerter, i viss omfattning budgetofferter. De fortsatta analyserna bör även innehålla en fördjupad analys av framtida driftkostnader och driftintäkter.

Enligt utredningen utgör det framtida elpriset en betydande osäkerhet när det gäller att bestämma projektets intäkter.

Lågtemperaturdistributionen - LOTS - är för Sätunaområdet företagsekonomiskt likvärdig med en konventionell fjärrvärmeanslutning. LOTS-anpassade system kan dock i framtiden vara ekonomiskt fördelaktiga genom det högre elutbytet vid kraftvärmedrift. Säsongsvärmelagring i kombination med LOTS-teknik innebär en företagsekonomisk merkostnad på 2,5 till 3 Mkr om projektet skall genomföras innan de ekonomiska förutsättningarna finns av demonstrationsskäl.

Systemet bör ägas av Sigtuna Energi som ansvarig för värmeförsörjningens framtida goda funktion. Ägarförhållandet är i linje med traditionell fjärrvärmetradition och accentueras här av vikten av att produktion, distribution och värmelagring samverkar.

Goda möjligheter finns att få ny teknik demonstrerad inom rimliga ekonomiska ramar. De tekniska förutsättningarna för en demonstrationsanläggning i Sätuna förefaller mycket goda.

För projektets genomförande har av demonstrations-skäl antagits ett komprimerat tidsschema som mynnar ut i en projekteringsfas år 1989 med en planerad byggstart år 1990.

Utredningen rekommenderar fortsatta studier i avsikt att anpassa Sätunaområdet till LOTS-teknik i kombination med ett lerlager för säsongsvärmelagring. Det är önskvärt att redan under 1988/89 få genomfört en fördjupad analys följt av fullständig projektering med en genomgång av de tekniska, organisatoriska, ekonomiska och juridiska problem som är förknippade med den nya tekniken. Målet skall vara att under 1990 få till stånd en experiment- och demonstrationsanläggning i full skala.

Referenslista

- 1 - STEV: Energiöversikt; 1985:10
- 2 - BFR: Värmepumpen och kraftproduktionen  
R140:1982
- 3 - BFR: Systemfrågor, underlag för  
BFRs treårsplan 1987/88-1989/90
- 4 - EK81:04 Dsl 1983:15 Så kan vi värma Sverige,
- 5 - Dagens Industri: Intervju med Vattenfalls  
GD Carl Erik Nyquist. Artikel  
införd 11 maj 1988
- 6 - Jordvärmegruppen 1983
- 7 - BFR: Energilagring i lera, R23:1987
- 8 - Telefonkontakt med Sven-Erik Lundin, K & M
- 9 - Telefonkontakt med Göran Hultmark, Sun Clay

**Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 870037-7  
från Statens råd för byggnadsforskning till Sigtuna  
kommun, Sigtuna Energi AB, Märsta.**

**R53: 1989**

**ISBN 91-540-5043-X**

**Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm**

**Art.nr: 6709053**

**Abonnemangsgrupp:  
Ingår ej i abonnemang**

**Distribution:  
Svensk Byggtjänst  
171 88 Solna**

**Cirkapris: 37 kr exkl moms**