



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

R127:1985

**Säsonglagring av värme  
utvunnen genom värmepump-  
ning på sommarvarmt ytvatten**

**Lönsamhetsstudier**

**Sören Andersson  
Lars-Bertil Fritz  
Tomas Åbyhammar**

V  
ANA

INSTITUTET FÖR  
BYGGDOKUMENTATION

Accnr

Plac

See

**Byggeforskningsrådet**

R127:1985

SÄSONGLAGRING AV VÄRME UTVUNNEN GENOM  
VÄRMEPUMPNING PÅ SOMMARVART YTVATTEN

Lösamhetsstudier

Sören Andersson  
Lars-Bertil Fritz  
Tomas Åbyhammar

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 811248-6  
från Statens råd för byggnadsforskning till AIB, Allmänna  
Ingenjörbyrå AB, Solna.

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

R127:1985

ISBN 91-540-4478-2

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Liber Tryck AB Stockholm 1985

SÄSONGLAGRING AV VÄRME UTVUNNEN GENOM VÄRMEPUMPNING  
PÅ SOMMARVARMYTVATTEN

---

|   |    |
|---|----|
| FÖRORD  | 4  |
| SAMMANFATTNING  | 5  |
| 1. INLEDNING  | 7  |
| 2. SJÖVÄRME   | 8  |
| 2.1 Allmänt   | 8  |
| 2.2 Uttagssystem  | 9  |
| 2.3 Möjliga uttag under sommar- resp vinter-<br>perioden    | 10 |
| 3. VÄRMEPUMPCENTRAL I KOMBINATION MED SÄSONG-<br>LAGER      | 13 |
| 4. KOSTNADSUPPSKATTNING FÖR KOMBINATET LAGER /<br>VÄRMEPUMP | 17 |
| 4.1 Allmänna förutsättningar                                | 17 |
| 4.2 Beräkningsexempel för ett säsonglager med<br>värmepump  | 19 |
| 4.2.1 Grundförutsättningar                                  | 19 |
| 4.2.2 Ekonomi   | 22 |
| 4.3. Variation av ekonomiska parametrar                     | 24 |
| 4.4. Variation av tekniska parametrar                       | 28 |
| 5. SLUTSATSER   | 36 |

## FÖRORD


AIB, Allmänna Ingenjörbyrå AB, har i här redovisad förstudie utrett tekniska och ekonomiska förutsättningar för säsonglagring av värme utvunnen genom värmepumpning på sommarvarmt ytvatten.

I projektet har medverkat

|                   |                         |
|-------------------|-------------------------|
| Sören Andersson   | AIB                     |
| Lars Bengtsson    | Uppsala Universitet/AIB |
| Lars-Bertil Fritz | AIB                     |
| Tomas Åbyhammar   | AIB                     |

Förstudien har genomförts under perioden oktober 1984 - december 1984.

Solna december 1984  
AIB - Allmänna Ingenjörbyrå AB



Sören Andersson

## SAMMANFATTNING

Under den varma årstiden (april-oktober) absorberar vattenytan i en sjö stora energimängder. Merparten av den absorberade energin återgår emellertid ganska omgående till atmosfären genom avdunstning, konvektion eller långvågig strålning. Stora energiuttag från sjöns ytvatten under denna period skulle minska dessa förluster och endast i mindre grad påverka vattentemperaturen. Uttagspotentialen under perioden april-oktober kan för mellansvenska sjöar med medeldjup på 3-15 m grovt uppskattas till 40 kWh/m<sup>2</sup> vattenyta, vilket bör jämföras med de 7-10 kWh/m<sup>2</sup> sjöyta som kan hämtas ur vatten och bottensediment under resten av året.

De stora energimängder som "sommartid" går att hämta ur ytvattnet i en sjö kan, efter temperaturhöjning, säsonglagras i exempelvis ett borrhålslager. Temperaturhöjningen sker i en värmepump som använder sjöns ytvatten som värmekälla vid laddning av säsonglagret under perioden april-oktober. Under vintermånaderna december-februari urladdas därefter säsonglagret direkt mot fjärrvärmenätets returledning. För att kunna göra lönsamhetsbedömningar vid denna typ av säsonglagring har ekonomin i ett lagringsexempel studerats med följande förutsättningar:

- Elpriset är 18 öre/kWh under laddningsperioden april-oktober
- temperatursvinget i borrhålslagret är 40°C
- lagrets energiverkningsgrad är ca 90 % i fortvarighet
- under första året används lagret och ingen värme tas ut till fjärrvärmenätet
- lagret har en leveranskapacitet på ca 20 GWh-värme
- under december-februari ersätter lagret oljebaserad värme
- oljepriset ökar årligen 2 % relativt elpriset
- avskrivningstid för lager och värmepumpanläggning är 15 år
- realkalkyl med kalkylräntan 6 %.

Nuvärdet av kalkylperiodens årliga driftnetto, exklusive räntor och avskrivningar på själva lagret, har beräknats. Denna nuvärdessumma skall ställas mot de förväntade byggkostnaderna för ett lager i denna storleksklass.

Resultatet av beräkningen blir en nuvärdessumma av 15 års lagerdrift på ca 11 Mkr eller, räknat på de 20.3 GWh-värme lagret årligen kan leverera i fortvarighet, ca 54 öre/kWh. Om 11 Mkr slås ut på de 0.9-1.0 milj m<sup>3</sup> berg som behövs i borrhålslagret för lagring av 20 GWh, innebär detta att lagrets byggkostnad får uppgå till ca 11 kr/m<sup>3</sup>.

Variation av de ingående beräkningsparametrarna visar att man under gynnsamma förhållanden kan nå upp till en nuvärdessumma på ca 23 Mkr för femton års drift. Detta driftnetto skulle då klara att återbetala en lagerbyggkostnad på 23 Mkr ( $23 \text{ kr/m}^3$  lagervolym) under en kalkylperiod på 15 år.

Kalkylerna indikerar att **säsonglagring genom värme-pumpning på sommarvarmt ytvatten** klarar att återbetala en lagerinvestering på  $11-23 \text{ kr/m}^3$  lagervolym under en 15 år lång kalkylperiod. För att starta ett projekt av detta slag bör man emellertid utöver utsikter till återbetalning även se hyggliga möjligheter till en riskpremie, vilket i detta fall torde bli svårt.



## SÄSONGLAGRING AV VÄRME UTVUNNEN GENOM VÄRMEPUMPNING PÅ SOMMARVART YTVATTEN

---

### 1. INLEDNING

Värmeinnehållet i sjöar och vattendrag utgör en stor energipotential. Med hjälp av värmepump kan en del av denna energipotential utnyttjas för lokal uppvärmning.

Vattentemperaturen är under sommarhalvåret relativt hög, 15 à 20°C. Under hösten sjunker temperaturen snabbt för att under de kallaste vintermånaderna uppgå till endast ett par grader. Värmepumpning på sjövattnet vintertid förutsätter därför att värmepumpen endast utnyttjar mycket små temperatursänkningar om frysning skall undvikas. Detta innebär i sin tur att värmepumpen måste arbeta med stora vattenflöden, som dessutom på grund av istäcke och temperaturstratifiering måste avledas från sjöns djupare partier. Det totala värmeinnehållet i en sjö under vinterhalvåret är dessutom ofta så litet att värmepumpcentraler med ekonomiskt optimal storlek ej kan utnyttjas.

Om en värmepumpcentral kombineras med ett säsonglager för värme kan lagret laddas sommartid och under gynnsamma förhållanden. Vintertid kan sedan eventuellt en värmepump användas för ytterligare temperaturhöjning. Anläggningar av detta slag bör kunna utföras med stor generalitet, eftersom även relativt små sjöar kan utnyttjas och eftersom säsonglager av lämplig storlek och typ kan byggas på ett stort antal platser.

I här presenterad förstudie belyses tekniska och ekonomiska förutsättningar för säsonglagring av värme utvunnen genom värmepumpning på sommarvarmt sjövattnet.

## 2. SJÖVÄRME

### 2.1 Allmänt

Under sommarhalvåret upplagras stora värmemängder i sjöar och vattendrag.

På grund av omblandning och vattenomsättning sjunker vattnets temperatur snabbt under hösten fram till isläggning. Sjön har då normalt sitt lägsta värmeinnehåll. Isen utgör en termisk isolering, som dessutom förhindrar en ytterligare vindomblandning av vattenmassan. Temperaturen i vattnet stiger därför under resten av vintern på grund av värmeavgivning från bottensedimenten.

Sjövattnets lägsta temperatur kan gå ned till 1 à 2°C med stora skillnader mellan olika år. Uppvärmningen från sedimenten är effektivast i grunda sjöar där temperaturen kan stiga till 4°C. Djupa sjöar uppvärms inte i lika hög grad, men i mycket djupa sjöar, 70 à 80 m, finns alltid ett bottenskikt med temperaturen 4°C.

Temperaturförhållandena i en svensk sjö illustreras i figur 2.1.

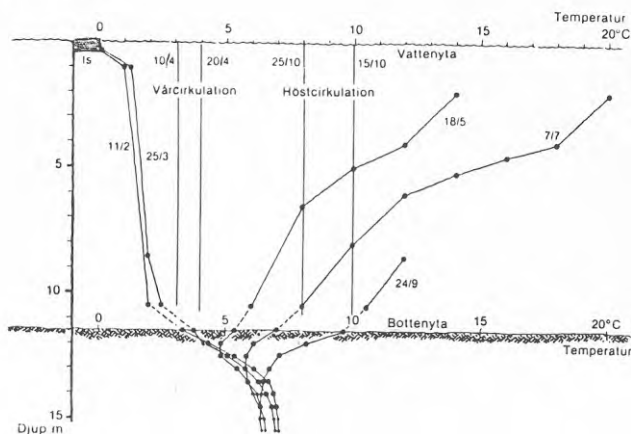


Fig 2.1 Temperaturförhållanden i sjön Velen 1971-72  
Källa: Värme i jord, berg och vatten; BFR

Som framgår av fig 2.1 är en sjös värmeinnehåll sommartid avsevärt större än under vinterperioden. Största värmeinnehållet får sjön i slutet på sommaren (juli/augusti) då medeltemperaturen når upp till 15-18°C i grunda sjöar och upp till 10-15°C i djupa. Under tiden dec-jan sjunker sjöns medelvattentemperatur till 1 à 2°C för att därefter åter öka till 2-4°C fram till islossningen. Denna cykliska temperaturvariation ger en energiomsättning i sjöns vatten, mellan sommar och vinter, på 5-15 kWh/m<sup>3</sup> eller ca 50

kWh/m<sup>2</sup> sjöyta. Utöver energiomsättningen i sjöns vatten sker även en energiomsättning i bottensedimentet vilket kan uppgå till ca 10 kWh/m<sup>2</sup> bottenarea. Den stora energiomsättningen i sjöns vatten och bottensediment beror på de mycket stora värmeförluster som sjön utsätts för. Energiutflödet sker till största delen från vattenytan genom avdunstning, konvektion och utstrålning. Av den solenergi som absorberas av vattenytan under sommarhalvåret återgår under samma period cirka 70 % till omgivande luft.

## 2.2 Uttagssystem

Värme från sjövattnet och bottensediment kan överföras till värmepumpens förångare på i huvudsak tre olika sätt; figur 2.2.

### - Öppet system

Sjövattnet pumpas direkt till värmepumpens förångare. En temperatursänkning ned till i närheten av 0°C är möjlig. Avkyldt vatten återförs så, att det ej påverkar temperaturen hos det inmatade vattnet.

Vid öppet system kan även isbildningsvärmets tillgodogöras om värmepumpen får arbeta som ismaskin. Tekniken har stor uttagspotential men kompliceras bl a av problem avseende kvittblivning av is. Tekniken har ännu ej nått kommersiell mognad när det gäller värmeproduktion.

### - Slutet system med kylslangar

Slangarna förankras på botten eller grävs ner i bottensedimenten. Värmeöverföring sker genom värmedledning från sediment och vatten. Genom frysning kring slangarna kan även isbildningsvärme tillgodogöras. Frysningen kan dock av såväl tekniska som miljömässiga skäl inte drivas för långt. Möjliga effektuttag är normalt 10-40 W/m slang eller ca 10-50 kWh/m<sup>2</sup> kyld bottenarea\* och uppvärmningssäsong.

### - Slutet system med värmväxlare

Värmväxling sker i ett tubknippe genom vilket sjövattnet strömmar med hjälp av propeller eller genom egenkonvektion. Värmväxlaren kan placeras på botten eller förankras på lämpligt djup.

Vid värmeuttag sommartid i stora anläggningar övervägs främst ett öppet system med ytintag och utsläpp på ett vattendjup med en temperaturnivå som motsvarar returvattnets. Då sjöns temperatur varierar starkt under sommarhalvåret, kan det vara nödvändigt med temperaturreglering av värmväxlarens returvatten för att nå en avstämning mot vattentemperaturen vid returvattenutloppet.

\* Med kyld bottenarea avses den bottenyta som inramas (utnyttjas) av kylslangar.

Ur miljösynpunkt är det dock inte självklart att värmepumpens returvatten skall släppas ut på ett djup med en passande och naturlig temperaturnivå. Genom att släppa tillbaka det avkylda returvattnet vid ytan, får man en snabb omblandning och temperaturutjämnning som motverkar en bestående temperatursänkning i sjön. Detta kan annars bli följden om större mängder varmt ytvatten förs bort och ersätts av kallt vatten vid botten.

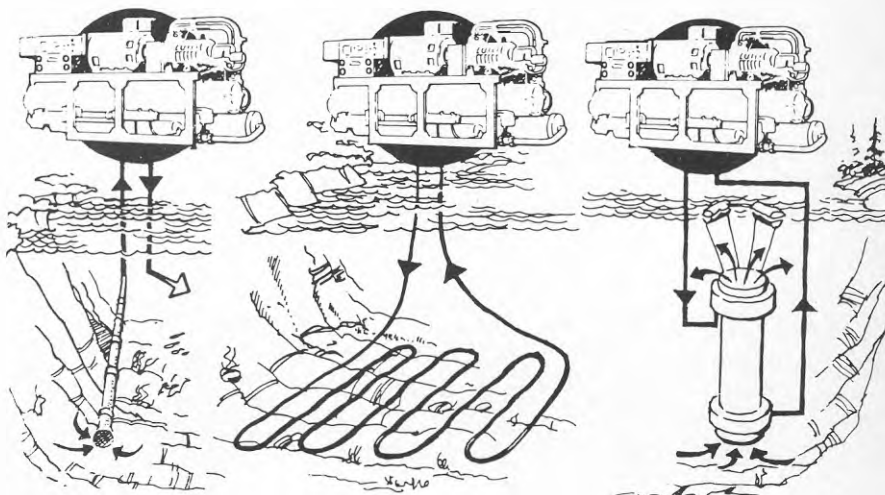


Fig 2.2 Värmeväxlarprinciper. Principskiss  
 a) Öppet system  
 b) Slutet system med kylslangar  
 c) Slutet system med värmeväxlare  
 Källa: Värme i jord, berg och vatten; BFR

### 2.3 Möjliga värmeuttag under sommar- resp vinterperioden

Som framgår av fig 2.1 är värmeinnehållet i en sjö litet under vinterhalvåret jämfört med värmeinnehållet sommartid. Med hänsyn till erforderlig säkerhetsmarginal mot frysning torde dessutom endast värmeinnehållet över  $+0.5$  à  $1.0^{\circ}\text{C}$  kunna tillgodogöras. Detta innebär att med enkla, öppna uttagssystem kan vintertid endast förhållandevis små värmemängder tas ut. Med kylslangssystem kan den uttagbara värmemängden ökas. Detta sker dock på bekostnad av införandet av mycket stora slangsystem med ev åtföljande underhållsproblem.

Energiinnehållet i sjövattnet, räknat över  $+1^{\circ}\text{C}$ , illustreras för sjön Norrviken i fig 2.3. Norrviken har en yta på 262 ha och en volym på  $14 \text{ milj m}^3$ . Medel-djupet är 6 m och det största djupet är 12 m.

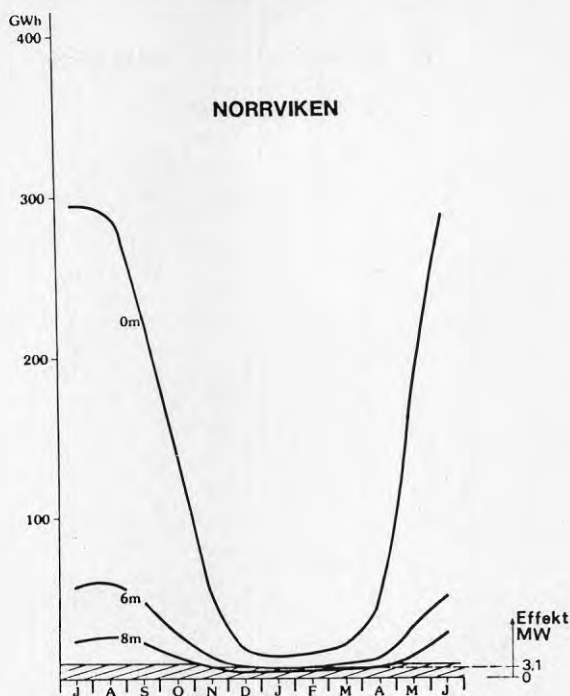


Fig 2.3 Norrviken. Energiinnehåll i form av sensibelt värme över  $+1^{\circ}\text{C}$ . Kurvorna visar energiinnehållet i vattenvolymer under angivet djup för perioden 1969-76.

På grund av mycket låga temperaturer de närmaste metrarna under istäcket kan endast energiinnehållet i djupare liggande vattenvolymer tillgodogöras. För sjön Norrviken har antagits att utnyttjningsbara vattenvolymer är belägna minst 6 m under vattenytan. Av fig 2.3 kan då utläsas att sjöns under vintern utnyttjningsbara värmeinnehåll uppgår till 6 à 7 GWh (exklusive energi från bottensediment) medan värmeinnehållet på sommaren, då i princip hela sjön kan utnyttjas, uppgår till ca 300 GWh.

För att få en uppfattning om vilka energimängder som kan hämtas ur sommarvarma sjöar kan man studera de energiflöden som normalt förekommer i dessa under perioden april-oktober.

|                          |                                     |
|--------------------------|-------------------------------------|
| Periodens solinstrålning | ca 800 kWh/m <sup>2</sup> vattenyta |
| Absorberat av vattnet    | ca 700 kWh/m <sup>2</sup> - " -     |

|  |                                  |
|--|----------------------------------|
| Periodens nettoförluster genom avdunstning, konvektion och långvägig strålning | 500-600 kWh/m <sup>2</sup> - " - |
|--|----------------------------------|

|   |                                 |
|---|---------------------------------|
| Nyttiggjord energi för<br>temperaturhöjning av<br>vatten och bottensediment | 70-150 kWh/m <sup>2</sup> - " - |
| Förluster genom avrinning<br>m m  | 0-100 kWh/m <sup>2</sup> - " -  |

Ovanstående grova energimodell gäller för mellan-svenska sjöar med medeldjup på 3-15 m. Lokala vindförhållanden, bottenbeskaffenhet, till- och frånflöde m m ger dock upphov till betydande variationer.

Förlusterna från sjöns yta är mycket starkt beroende av ytvattentemperaturen vilket gör att en temperatursänkning genom uttag av varmt ytvatten minskar förlusterna till atmosfären. Genom att uttaget på detta sätt till stor del "finansieras" genom minskade förluster mildras effekten och man får i regel mycket små temperatursänkningar även vid betydande uttag. Under sommarhalvåret (4380 tim) bör man ur de flesta sjöar därför kunna hämta cirka 40 kWh/m<sup>2</sup> vattenyta (9 W/m<sup>2</sup>), vilket är mindre än 10 % av sjöns normala ytförluster till atmosfären. Ett uttag i denna storleksordning bör ge en temperatursänkning på ca 20°C under uttagsperioden. Ett sommaruttag på 40 kWh/m<sup>2</sup> bör jämföras med de 7-10 kWh/m<sup>2</sup> sjöyta som kan hämtas ur vatten och bottensediment under en normal uppvärmningssäsong oktober-april.

## 3. SJÖVÄRMECENTRAL I KOMBINATION MED SÄSONGLAGER

En sjövärmecentral i kombination med säsonglager kan i princip utformas enligt figur 3.1.

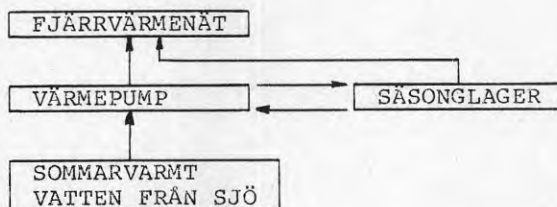


Fig 3.1 Principschema för sjövärmecentral med säsonglager

Systemet säsonglager - värmepump kan arbeta på ett flertal olika sätt utifrån de lokala förutsättningarna för anläggning av lager, behov av lagrad energi, utformning av fjärrvärmennät m m.

Säsonglagringen av värme kan ske direkt i vatten eller indirekt i berg, jord, grus etc, där vattnet till stor del endast används för energitransport till och från lagret. Olika lagerprinciper och anläggningstekniker kan kombineras till flera olika typer av värmelager där följande modeller kan vara aktuella för lagring av värme från sommar till vinter:

- Vattentankar ovan jord används idag för korttidslagring av hetvatten. I en isolerad hetvattentank av stål kan vatten med en temperatur av upp till 100 grader lagras även säsongvis med små energiförluster. Volymen på denna typ av cisterner begränsas av säkerhets- och konstruktionsskäl till mellan 50 000 och 100 000 m<sup>3</sup>, vilket svarar mot en lagringskapacitet på 3-5 GWh vid ett temperatursving i lagret på 40-50°C.
- Berggrum används sedan många år i Sverige för lagring av olja vid temperaturer på 40-70°C. Lagrens storlek varierar mellan 50 000 m<sup>3</sup> och 2-3 milj m<sup>3</sup>. Denna typ av lager kan även användas för lagring av varm- eller hetvatten med temperaturer på upp till och även över 100°C. I de fall där bergets hållfasthet inte medger utsprängning av stora öppna rum, kan man låta merparten av sprängmassorna ligga kvar, vilket ger s k blockfyllda berggrum. Här lagras energin i både vatten och sprängsten, vilket ger ett trögare system än vid ren vattenlagring. På grund av den stora kontaktytan mellan vatten och berg kan det, i denna typ av lager, finnas risk för utlakning av mine-

raler ur sprängstensmassorna, vilket ev begränsar lagertemperaturen.

- Gropmagasin består av öppna eller täckta vattenbassänger, som har schaktats eller sprängts i markytan.
- Gruvor, tunnlar och schakt, som inte längre används för sina ursprungliga ändamål, kan i vissa fall användas för värmelagring. Denna typ av lager har dock ofta en komplicerad geometri som, tillsammans med svårkontrollerade grundvattenflöden, kan ge stora lagerförluster.
- Naturliga grundvattenmagasin (akviferer) kan, om den naturliga grundvattenströmningen är begränsad, användas för värmelagring. Förlusterna i denna typ av lager är måttliga vid låga lagringstemperaturer och uppvägs till en del av lagrets ringa anläggningskostnad.
- Borrhålslager i berg används för lagring av värme i berg. Värmen överförs med hjälp av vatten som cirkuleras i borrhålen.
- Slangsystem i jord, lera och torvmossor kan användas för värmelagring genom att vatten cirkuleras i slangarna. Lagringstemperaturen är oftast begränsad då lagermediet kan förändras under inverkan av den förhöjda temperaturen.

Generella tekniska data går inte att ge för de olika lagertyperna men en sammanställning av ungefärliga data är trots detta av intresse för de fortsatta resonemangen.

| Lagertyp                     | Högsta lagertemp | Värmekapac. kWh/m <sup>3</sup> , °C | Specifik anläggnkostn (kr/kWh) vid angivet temperatursving ( $\Delta t$ )* |
|------------------------------|------------------|-------------------------------------|--|
| Ståltank                     | 100°C            | 1,1-1,2                             | $\Delta t=80^\circ\text{C}$ 2,5-4  |
| Bergrum                      | >100°C           | ca 1,1-1,2                          | $\Delta t=80^\circ\text{C}$ 1,0-1,5  |
| Blockfyllt bergrum           | 60-90°C          | ca 0,6-1,0                          |  |
| Gropmagasin                  | 60-90°C          | ca 1,1-1,2                          | $\Delta t=50^\circ\text{C}$ 2,0-3,5  |
| Gruvor, tunnlar och schakt   | 30-50°C          | ca 1,1-1,2                          |  |
| akviferer                    | 30-50°C          | 0,4-0,8                             | $\Delta t=20^\circ\text{C}$ 0,5-1,0  |
| Borrhåls-lager               | 70-100°C         | ca 0,6                              | $\Delta t=55^\circ\text{C}$ 0,75-1,5                                       |
| Slangsystem i jord, lera, mm | 30-40°C          | 0,5-1,0                             | $\Delta t=15^\circ\text{C}$ 0,75-1,5                                       |

\* Specifika anläggningskostnaden angiven per uttagen kWh. Kostnadsläge 1983

Tabell 3.1 Sammanställning av data för några olika typer av säsonglager. Källa "MARKVÄRME - Utvinning och lagring", BFRs markvärmegrupp



Behovet av säsonglagring i ett fjärrvärmesystem kan uppskattas utifrån varaktighetskurvan i figur 3.2 som representerar typiska mellansvenska förhållanden.

Årsenergibehovet, som ges av ytan under kurvan, fördelar sig på de olika 'årstiderna' enligt följande:

|        |         |      |
|--------|---------|------|
| vinter | dec-feb | 45 % |
| vår    | mar-apr | 29 % |
| sommar | maj-sep | 16 % |
| höst   | okt-nov | 18 % |

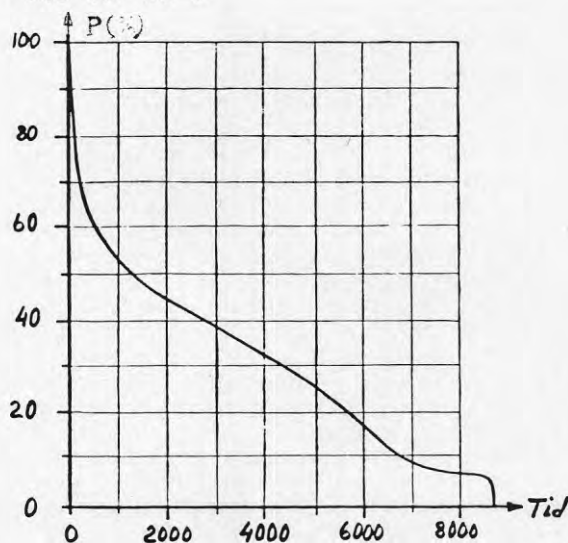


Fig 3.2 Varaktighetskurva för värmeeffekt. Typkurva för Mellansverige. Effekt (P) i % av maxeffekten

Årsenergibehovet under typkurvan i figur 3.2 uppgår till 270 000 %-timmar, vilket motsvarar maxeffekten (100 %) under 2 700 timmar. Den del av vinterns värmebehov, som kan täckas med lagrad energi, blir beroende av den temperatur vid vilken energin från lagret kan tillföras fjärrvärmenätet. Under perioden dec-feb håller fjärrvärmenäten vanligen en framledningstemperatur på 80-110°C och en returledningstemperatur på 45-60°C. Om energin från lagret värmepumpas över till fjärrvärmenätet kan i princip hela vinterbehovet täckas med energi från värmepump och lager, om värmepumpen är av högtemperaturtyp (ut 100°C) eller fjärrvärmenätet är av lågtemperaturtyp (70/35°C). Väljer man att värmeväxla ut energin ur lagret, direkt mot fjärrvärmenätet, kräver detta hög temperatur i säsonglagret. Lagertemperaturen sjunker i takt med att den lagrade energin används, och till sist blir utgående vattentemperatur från lagret lika med fjärrvärmenätets returtemperatur, varvid effektöverföringen till nätet upphör.

| Temperatur i fjärrvärmenätet under dec-feb       | Lägsta utgående temperatur från säsonglagret |                     |
|--|--|---------------------|
|  | Uttag utan värmepump                         | Uttag med värmepump |
| Normaltemp.nät<br>FRAM 110-80°C<br>RETUR 60-45°C | ca 50°C                                      | 10-15°C             |
| Lågtemp.nät<br>FRAM 70-55°C<br>RETUR 35-25°C     | ca 30°C                                      |                     |

Tabell 3.1 Lägsta användbara temperatur på utgående vatten från säsonglager vid uttag dec-feb

Utgående vattentemperatur från lagret beror förutom av inlagringstemperaturen även på om energin lagras direkt i vatten eller om lagringen sker i fasta material (berg, lera etc) med vatten som energibärare. Vid lagring i fasta material kommer utgående varmvatten alltid att hålla en temperatur som är något lägre än lagerkroppens högsta temperatur. Ett gynnsammare förhållande uppnås vid direkt varmvattenlagring i cisterner eller bergrum, där utgående vattentemperatur kan hållas på samma nivå som temperaturen i lagrets varmaste vattenskikt. Vid uttag från lager till fjärrvärmenät utan hjälp av värmepump innebär detta förhållande att t ex ett borrhållager måste laddas med ca 10°C varmare vatten än ett cisternlager, för att båda lagren därefter skall kunna sänkas ned till samma medeltemperaturnivå.

Högsta temperatur, som ett säsonglager kan laddas till, beror av lagertyp och värmepump. Värmepumpar med R12 som arbetsmedium kan ge utgående varmvattentemperatur på 70- 80°C, vid en temperatur av ned till 4°C på värmekällan.

Stiger värmekällans temperatur till 15°C (sommarvarmt ytvatten), kan utgående varmvattentemperatur öka ytterligare ca 10°C. Av kostnadsskäl väljer man dock oftast en kondenseringstemperatur något under 84°C (25 bar), vilket ger en högsta utgående varmvattentemperatur kring 80°C. Med R114 som arbetsmedium kan den utgående varmvattentemperaturen uppgå till drygt 100°C vid en temperatur hos värmekällan på lägst 8-10°C. Vid lägre temperaturer hos värmekällan bör annat arbetsmedium väljas, eftersom förångartrycket blir lägre än atmosfärstrycket vid förångningstemperaturer under 4°C.

Vid en allmän studie av förutsättningarna för säsonglagring blir själva lagerutformningen av underordnad betydelse. Den tekniska lösningen på lagerfrågan kan därför föras åt sidan och det fortsatta resonemanget inriktas på att bedöma hur mycket ett lager får kosta, för att säsonglagring under olika förutsättningar skall vara lönsamt.

#### 4. KOSTNADSUPPSKATTNING FÖR KOMBINATET LAGER/VÄRMEPUMP

##### 4.1 Allmänna förutsättningar

Det ekonomiska utrymmet för investeringar i säsonglager skapas genom att dyrbar energi typ olja, kol eller direktel, ersätts av billigare energi ur ett lager. Den årliga besparing som, i detta fall, oljeersättningen ger upphov till reduceras med de direkta kostnaderna för värmepumpen (drivel och kapital), samt med drift- och underhållskostnader för lager och värmepump. Oljepriset antages årligen öka med 2 % i förhållande till elpriset, vilket medför att lagrets driftnetto förbättras med tiden eftersom övriga kostnader reallt anses oförändrade. Med denna realkalkyl kan nuvärdet av det årliga driftnettot summeras under exempelvis 15 år. Det till nuvärde återförda och ackumulerade driftnettot anger därmed utrymmet för investeringar i säsonglager.

De ekonomiska beräkningarna har gjorts för en realränta (kalkylränta) på 6 %. Kalkylperioden för både värmepump och säsonglager har valts till 15 år, då förutsättningarna för ekonomiska bedömningar bortom denna tidsrymd bedöms som mycket osäkra. Bedömningen att oljepriset årligen skall öka med 2 % relativt elpriset bygger på energipolitiska antaganden och inte marknadsmässiga.

Kostnad och prestanda för värmepumpar är starkt storleksberoende. I figur 4.1 ges specifika investeringskostnaden för kompletta värmepumpsinstallationer anslutna till värmekälla (sjö), fjärrvärmenät och säsonglager. Kostnadsuppskattningen får ses som ett medelvärde från vilket det förekommer stora avvikelser.

Årlig kostnad för drift och underhåll, av lager och värmepump, har antagits till 3 % av investeringskostnaden för en värmepump på 10 MW. Kostnaderna ökar därefter linjärt, med minskande värmepumpstorlek, till 5 % för en värmepump på över 0.5 MW. Kapitalkostnaden för en värmepump har beräknats utifrån avskrivningstiden 15 år, vilket med realräntan 6 % ger en annuitetsfaktor på 10.3% (0.103).

Det fortsatta underlaget för kostnadsberäkningar utgörs av en modell med följande allmänna tekniska förutsättningar.

Energien till säsonglagret antages komma från en sjö, vars ytvatten sommartid håller en medeltemperatur på 14°C. Möjligheterna till energiuttag ur sjön sommartid anses i praktiken obegränsade medan möjligheterna till vinteruttag anses som obefintliga.

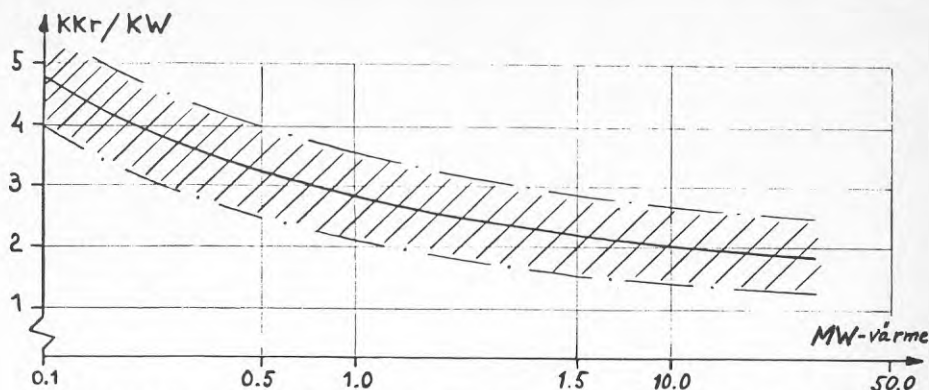


Fig 4.1 Specifik investeringskostnad (kkr/kW), för komplett värmepumpanläggning, som funktion av från värmepumpen levererad värmeeffekt. (Prisnivå 1983)

| Månad      | Ytvattnets medeltemp<br>under perioden (°C) | Uttagspotential<br>i W/m <sup>2</sup> sjöyta |
|------------|---|--|
| dec - feb  | -   | -  |
| mars       | 4   | 3  |
| april      | 6   | 5  |
| maj - sept | 14  | 10   |
| okt        | 6   | 5  |
| nov        | 4   | 3  |

Tabell 4.1 Ytvattentemperatur och uttagspotential för typsjö vid värmepumpning på ytvatten

Energien från säsonglagret levereras till ett mindre fjärrvärmenät vars årsenergibehov uppgår till 100 GWh, vilket motsvarar en maxeffekt på 37 MW vid utnyttjandetiden 2 700 h (figur 3.2). Nätstorleken svarar mot ett värmeunderlag från ca 5 000 hushåll.

Energipriserna gäller uppvärmningssäsongen 83/84 då lågsyavlig eldningsolja (Eo IV LS) kostade ca 2 100 kr/m<sup>3</sup>. Vid en förbränningsverkningsgrad på 92 % ger detta ett värmepris på 23 öre/kWh under första driftåret i kalkylexemplet. Till bränslekostnaden har även lagts en kostnad på 2 öre/kWh för drift och underhåll av en äldre oljeeldad hetvattenpanna, vilket totalt ger ett värmepris på 25 öre/kWh. Oljepannan anses avskriven och har därför inte belastats med några kapitalkostnader. Elpriset har antagits till 18 öre/kWh under maj-sept och till 22 öre/kWh under okt-april. Priset bygger på Vattenfalls högspänningstarriffer (10 kV) i Mellansverige 83/84 och inkluderar anslutnings- och effektaggifter samt skatt (3 öre/kWh).

Vid all värmeväxling antages minsta temperaturdifferensen mellan "varma" och "kalla" sidan uppgå till 3°C. Denna temperaturdifferens antas även råda i värmepumparnas förångare och kondensorer.

## 4.2 Beräkningsexempel för ett säsonglager med värmepump

### 4.2.1 Grundförutsättningar

Säsonglagringen antages ske i fast material med värmekapaciteten  $0.6 \text{ kWh/m}^3, ^\circ\text{C}$ . Lagret som i detta fall antages vara ett borrhålslager har en medelverkningsgrad på 80 %, räknat som total uttagen energi under 15 år, genom total inlagrad energi under samma period.

Lagret laddas under perioden maj-september och urladdas under vintermånaderna december-februari. Denna årscykel upprepas varje år med undantag av första året då inget uttag sker. Första årets laddning anvärmmer berget så att ett fortvarighetstillstånd inträder tidigare. Lagermodellens årsverkningsgrader framgår av figur 4.2.

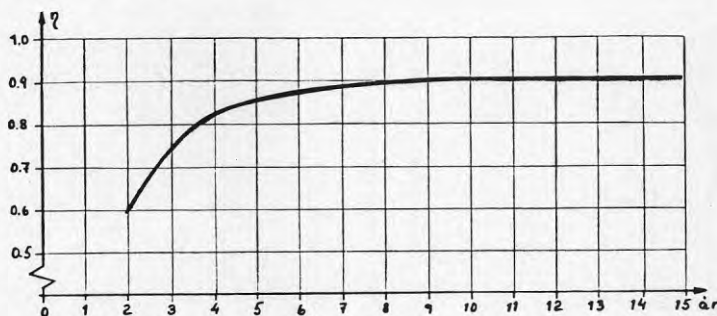


Fig 4.2 Årsverkningsgrader (uttagen energi/inlagrad energi) för ett borrhålslager på cirka 1 milj  $\text{m}^3$ . Under första årscykeln sker inget uttag, utan endast laddning (anvärmning).

När borrhålslagret efter cirka 5-6 säsonger närmar sig sitt fortvarighetstillstånd ( $\eta \approx 90\%$ ), kan en årscykel för lagret se ut enligt följande.

### Laddning

En värmepump av högtemperaturtyp (R114) laddar lagret under maj-sept. Högsta utgående vattentemperatur från värmepumpen är  $100^\circ\text{C}$  under laddningsperiodens slutfas, då lagret uppnår sin högsta medeltemperatur på  $85^\circ\text{C}$  och därmed även sitt maximala energiinnehåll. Högsta temperaturnivå i det stratifierade lagret antages nu uppgå till  $95^\circ\text{C}$  och lägsta  $75^\circ\text{C}$ . Laddningsperioden avslutas sista september.

### 1:a viloperioden

Under viloperioden okt-nov förlorar lagret ca 5 % av den inlagrade energin samtidigt som temperaturskillnaderna inom lagret utjämnas.

### Uttag

Uttagsperioden börjar 1:a december, **undantaget är ett då inget uttag sker**. Högsta vattentemperatur ut från lagret blir 90°C i periodens början, då lagrets medeltemperatur är ca 83°C.

Uttaget från lagret sker direkt genom värmewäxling mot fjärrvärmenätets returledning. Vid denna värmewäxling är minsta temperaturdifferens mellan varma och kalla sidan 30°C (Grädigheit). Under perioden dec-feb sjunker successivt utgående vattentemperatur i takt med energiuttag från lager, förluster till omgivning och fortsatt temperaturutjämnning inom lagret. Effektuttaget ur lagret styrs av temperaturdifferensen mellan fjärrvärmenätets returtemperatur och utgående vattentemperatur från lager.

Vid uttagsperiodens slut (28 feb) är temperaturdifferensen mellan lager och fjärrvärmenät så liten att någon nämnvärd effekt inte längre kan tas ut från lagret. Medeltemperaturen i lagret har då sjunkit till 47°C och högsta temperaturen på utgående vatten från lagret blir, beroende på temperaturstratifieringen, ca 50°C.

### 2:a viloperioden

Efter uttagsperiodens slut får lagret vila fram till nästa laddningsperiod som startar med ingången av maj månad. Under denna viloperiod är lagrets medeltemperaturnivå låg, vilket medför att förlusterna till omgivningen blir relativt små. Vid laddningsstart är lagrets medeltemperatur 45°C.

Temperatursvinget i lagret från laddningsperiodens slut till start av nästa laddningsperiod uppgår till 40°C (85-45°C). Enligt de allmänna förutsättningarna i avsnitt 4.1 skall energin från säsonglagret levereras till ett mindre fjärrvärmenät med årsenergibehovet 100 GWh. Av nätets årsenergibehov behövs 45 % under perioden dec-feb, vilket innebär att ett säsonglager med kapaciteten 20 GWh svarar för ca 44 % av detta vinterenergibehov.

Lagerstorleken 20 GWh har valts för att lagret, vid givna temperaturnivåer, skall hinna urladdas på tre månader. Vid rådande temperaturer hade fjärrvärmenätet givetvis kunnat tillföras betydligt mer energi från ett större lager vars temperaturnivå sjunker långsammare vid ett givet uttag, men i denna förenklade modell har uttagsperioden fixerats till 3 månader. Uttagsförloppet illustreras i figur 4.3 där utgående vattentemperatur och effekt från lager har lagts in mot fjärrvärmenätets temperatur och effektbehov.

Vid en lagerverkningsgrad, i fortvarighetstillstånd, på 90 % måste lagret tillföras 22.5 GWh under maj-

sept för att under dec-feb kunna leverera 20 GWh. Lagret laddas med en värmepump som i början av laddningsperioden levererar vatten med temperaturen 70°C. Lagret har vid laddningsstart en medeltemperatur på 45°C. Figur 4.4 visar utgående vattentemperatur från värmepump och lagrets medeltemperatur under laddningsförloppet. Medeltemperaturen på sjövattnet, från vilket värmepumpningen sker, är under perioden 14°C. Utgående vattentemperatur från värmepumpen blir i medeltal 92°C för hela laddningsförloppet.

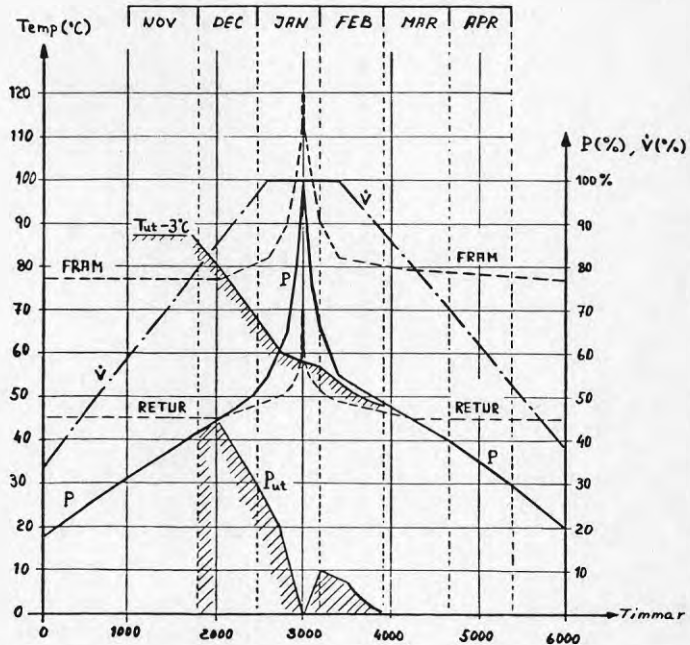


Fig 4.3 Utladdning av säsonglager mot fjärrvärmenät av normal-temperaturtyp. Fjärrvärmeeffekt (P) och volymflöde ( $\dot{V}$ ) i % av fullast. Fram- och returledningstemperaturer. Utgående temperatur från lager ( $T_{ut}$ ) minus "Grädighet" (3°C). Utgående effekt ( $P_{ut}$ ) från säsonglager i % av fjärrvärmenätets fullasteffekt.

Värmefaktorn (utgående värme/totalt till processen tillförd el) för laddningsförloppet kan vid givna medeltemperaturer uppskattas till ca 2.3 för en högtemperaturvärmepump i effektklassen 5-10 MW (Carnotsk processverkningsgrad 55%, förångningstemp. 70°C, kondenseringstemp. 95°C.)\* Med denna värmefaktor krävs det 9.8 GWh-el för produktion av de 22.5 GWh-värme som lagret tillföres under en laddningsperiod.

\*) Carnotsk processverkningsgrad =  $\frac{\text{Verklig elbaserad värmefaktor}}{\text{Carnotsk värmefaktor}}$

$$\eta_{ct} = \frac{\Phi_{el}}{\Phi_{ct}} \quad \Phi = \frac{T_{kond}}{T_{kond} - T_{för}}$$

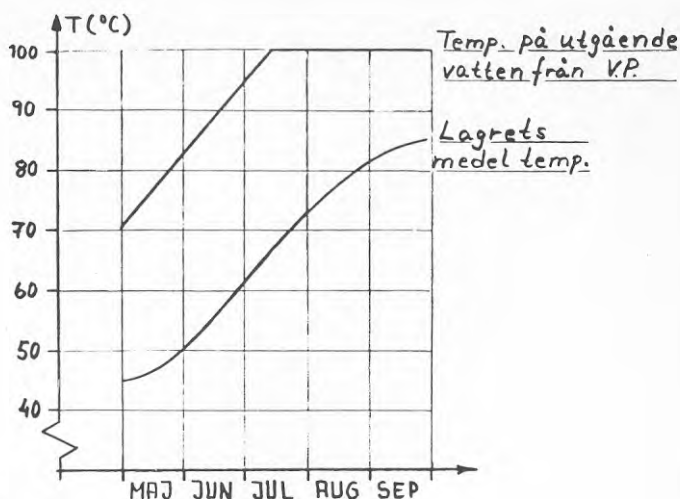


Fig 4.4 Utgående vattentemperatur från värmepump samt säsonglagrets medeltemperatur under en laddningsperiod.

Värmepumpen dimensioneras så att den under en fem månader lång laddningsperiod kan leverera de 22.5 GWh som krävs för laddning av lagret då detta nått fortvarighetstillstånd. Med en tillgänglighet på 90 % innebär detta att värmepumpen måste dimensioneras med en leveranskapacitet på 25 GWh, vilket svarar mot värmeeffekten 6 850 kW.

#### 4.2.2 Ekonomi

Värmepumpen levererar årligen 22.5 GWh värme till lagret, vilket vid värmefaktorn 2.3 och elpriset 18 öre/kWh ger en årlig elkostnad på 1 760 kkr.

Priset för en värmepumpinstallation med värmeeffekten 6 850 kW blir enligt fig 4.1 ca 14.4 Mkr vid ett kilowattpris på 2 100 kronor. Den årliga kapitalkostnaden för denna anläggning uppgår då till 1 482 kkr om annuitetsfaktorn är 0.103.

Årlig kostnad för drift och underhåll av värmepump med lager kan uppskattas till 3.7 % av värmepumpens investeringskostnad enligt den modell som presenterades i avsnitt 4.1. Med en värmepumpinvestering på 14.4 Mkr blir de totala drift- och underhållskostnaderna 532 kkr per år. Av denna summa antages ca 300 kkr åtgå för drift och underhåll av värmepump och resterande 232 kkr åtgår för lagret.

Totalkostnaden för kapital och el till värmepumpinstallationen samt för drift och underhåll av lager med



värmepump blir årligen 3 775 kkr i reala priser. Mot denna kostnad skall ställas värdet av den inbesparade oljeenergi som lagret ger upphov till. Värdet av den inbesparade oljan ökar årligen eftersom oljepriset ökar reallt med 2% relativt elpriset. I tabell 4.2 finns det ekonomiska nettot för lager och värmepump redovisat för den 15 år långa kalkylperioden. Värdet av varje års driftnetto har återförts till år ett (nuvärde) vid en kalkylränta på 6%. Under de två första årscyklerna ger lagret ett underskott. Första årets underskott beror på att inget uttag från lagret görs, medan andra årets underskott beror på låg lagerverkningsgrad.

Nuvärdessumman av femton års lagerdrift blir 11 046 kkr eller, räknat på de 20.3 GWh lagret årligen kan leverera i fortvarighet, 54.4 öre/kWh. Detta driftnetto skall jämföras med lagrets byggkostnad. För att lagra 22.5 GWh i ett lager med temperatursvinget 40°C och värmekapaciteten 0,6 kWh/m<sup>3</sup>, °C krävs en lagervolymer på 0.9-1.0 milj m<sup>3</sup>. Om byggkostnaden för ett lager i denna storleksklass antages till 25 à 35 kr/m<sup>3</sup> (1983) blir totalpriset som lägst 22.5 Mkr för färdigt lager, inklusive värmeväxlare, intern rördragning mellan lagrets borrhål och räntor under byggtiden. Slås denna byggkostnad ut på de 20.3 GWh som lagret årligen kan leverera i fortvarighet blir priset 111 öre/kWh, vilket skall jämföras med de 54 öre/kWh som svarar mot nuvärdet av lagrets samlade driftnetto under 15 år.

| År   | Energi till lager | Kostnad för tillförd energi | Lagerverkningsgrad | Energi från lager | Pris på oljeenergi | Värde av ersatt oljeenergi | Driftnetto | Nuvärde av driftnetto |
|------|-------------------|-----------------------------|--------------------|-------------------|--------------------|----------------------------|------------|-----------------------|
|      | GWh               | kkkr                        | %                  | GWh               | öre/kWh            | kkkr                       | kkkr       | kkkr                  |
| 1    | 22.5              | 3775                        | 0                  | -                 | 25                 | -                          | -3775      | -3775                 |
| 2    | 22.5              | 3775                        | 60                 | 13.5              | 25.5               | 3440                       | - 330      | - 319                 |
| 3    | 22.5              | 3775                        | 75                 | 16.9              | 25.9               | 4380                       | + 610      | + 534                 |
| 4    | 22.5              | 3775                        | 82                 | 18.5              | 26.4               | 4880                       | 1110       | 905                   |
| 5    | 22.5              | 3775                        | 85                 | 19.1              | 26.9               | 5140                       | 1370       | 1097                  |
| 6    | 22.5              | 3775                        | 87                 | 19.6              | 27.4               | 5370                       | 1600       | 1201                  |
| 7    | 22.5              | 3775                        | 88                 | 19.8              | 27.9               | 5520                       | 1750       | 1255                  |
| 8    | 22.5              | 3775                        | 89                 | 20.0              | 28.4               | 5680                       | 1910       | 1281                  |
| 9    | 22.5              | 3775                        | 90                 | 20.3              | 28.9               | 5870                       | 2100       | 1290                  |
| 10   | 22.5              | 3775                        | 90                 | 20.3              | 29.5               | 5990                       | 2220       | 1290                  |
| 11   | 22.5              | 3775                        | 90                 | 20.3              | 30.0               | 6090                       | 2320       | 1283                  |
| 12   | 22.5              | 3775                        | 90                 | 20.3              | 30.6               | 6210                       | 2440       | 1273                  |
| 13   | 22.5              | 3775                        | 90                 | 20.3              | 31.2               | 6330                       | 2560       | 1259                  |
| 14   | 22.5              | 3775                        | 90                 | 20.3              | 31.8               | 6460                       | 2690       | 1244                  |
| 15   | 22.5              | 3775                        | 90                 | 20.3              | 32.3               | 6560                       | 2790       | 1227                  |
| 1-15 | 337.5             | 56625                       | 80                 | 269.5             | -                  | 77920                      | 21365      | 11046                 |

Tabell 4.2 Driftresultat för värmepump och lager.

4.3. Variation av ekonomiska parametrarBorrhålslagrets driftnetto

I föregående avsnitt antogs byggkostnaden för ett lager, med leveranskapaciteten 20.3 GWh, till mellan 22.5 Mkr (25 kr/m<sup>3</sup>) och 31.5 Mkr (35 kr/m<sup>3</sup>). Vilka ekonomiska förutsättningar måste då gälla för att lagret under 15 års drift skall ge ett ackumulerat driftnetto som med marginal minst överstiger den lägsta byggkostnaden?

- Elpriset

Kostnaden för el till värmepumpen uppgick, vid värmefaktorn 2.3 och sommarelpriset 18 öre/kWh, till 1 760 kkr per år för produktion av de 22.5 GWh värme som tillföres lagret under en laddningsperiod. Om elektriciteten till värmepumpen hade varit helt gratis hade de årliga kostnaderna för lagerladdning minskat från 3 775 kkr till 2 014 kkr vid oförändrade kostnader för kapital (1 482 kkr) samt drift och underhåll (532 kkr). Lagrets driftnetto år 1-15 framgår av tabell 4.3, efter omräkning till nuvärde vid en kalkylränta på 6%.

| År               | 1    | 2    | 3   | 4   | 5   | 6   | 7   | 8   | 9   | 10  | 11  | 12  | 13  | 14  | 15  | Summa |
|------------------|------|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-------|
| Driftnetto (Mkr) | -2.0 | +1.3 | 2.1 | 2.4 | 2.5 | 2.5 | 2.5 | 2.5 | 2.4 | 2.3 | 2.3 | 2.2 | 2.1 | 2.1 | 2.0 | 29.2  |

Tabell 4.3 Nuvärdet av lagrets årliga driftnetto då elpriset är 0.0 öre/kWh och kalkylräntan 6%

Nuvärdessumman för drift år 1-15 blir med gratis el 29.2 Mkr eller utslaget på de 20.3 GWh värme som lagret kan leverera i fortvarighet 144 öre/kWh.

- Kalkylräntan

Investeringskostnaden för värmepumpenläggningen på 6 850 kW-värme uppgick till 14.4 Mkr. Vid en avskrivningstid på 15 år och realräntan 6% blev den årliga kapitalkostnaden 1 482 kkr. Om det gick att låna pengar räntefritt skulle "kapitalkostnaden" endast belastas med en årlig avskrivning på 960 kkr, vilket skulle sänka de årliga kostnaderna för lagerladdning från ursprungliga 3 775 kkr till 3 252 kkr.

Om man vidare antar att det inte går att placera likvida medel till en real ränta kan kalkylräntan i nuvärdesberäkningen sättas till noll. Detta innebär att intäkter från lagret reallt har samma värde vid framtida utfall som vid utfall i dag.

Kostnaderna för el till värmepumpen samt drift- och underhållskostnader antages oförändrade jämfört med utgångsfallet.

Resultatet av denna "nollräntekalkyl" framgår av tabell 4.4.

| År                       | 1    | 2    | 3   | 4   | 5   | 6   | 7   | 8   | 9   | 10  | 11  | 12  | 13  | 14  | 15  | Summa |
|--------------------------|------|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-------|
| Drift-<br>netto<br>(Mkr) | -3.3 | +0.2 | 1.1 | 1.6 | 1.9 | 2.1 | 2.3 | 2.5 | 2.6 | 2.7 | 2.8 | 2.9 | 3.1 | 3.2 | 3.3 | 29.0  |

Tabell 4.4 Årliga driftnettot för lager då kapital till värmepumpanläggning kan lånas räntefritt och tillgängligt kapital ej kan placeras räntebärande (framtida intäkter är likvärdiga med dagens).

Det ackumulerade driftnettot blir här för 15 års drift 29.0 Mkr, då alla realräntor är noll. Om det ackumulerade driftnettot slås ut på de 20.3 GWh värme som lagret i fortvarighet årligen levererar till fjärrvärmenätet blir priset 143 öre/kWh. En situation med realräntan noll kan uppstå om inflationen är hög samtidigt som ränteläget är relativt lågt.

#### - Investeringskostnad för värmepump

Värmepumpanläggningen, med kapaciteten 6 850 kW värme, kostar i inköp/anläggning 14.4 Mkr, vid ett kilowattpris på 2 100 kr. De årliga kapitalkostnaderna, vid en realränta på 6% och en avskrivningstid på 15 år, blir 1 482 kkr. Om denna kapitalkostnad lyfts bort, dvs om värmepumpanläggningen kan erhållas gratis, sjunker de årliga kostnaderna för lagerladdning från 3 775 kkr till 2 293 kkr. Driftnettot av 15 års drift blir i detta beräkningsfall 26.3 Mkr, efter återföring till nuvärde vid en kalkylränta på 6%. Kostnaderna för el till värmepumpen, samt drift och underhåll av lager med värmepumpanläggning, är oförändrade jämfört med utgångsfallet i tabell 4.2.

| År                       | 1    | 2    | 3   | 4   | 5   | 6   | 7   | 8   | 9   | 10  | 11  | 12  | 13  | 14  | 15  | Summa |
|--------------------------|------|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-------|
| Drift-<br>netto<br>(Mkr) | -2.3 | +1.1 | 1.9 | 2.2 | 2.3 | 2.3 | 2.3 | 2.3 | 2.2 | 2.2 | 2.1 | 2.1 | 2.0 | 2.0 | 1.9 | 26.3  |

Tabell 4.5 Nuvärdet av lagrets årliga driftnetto om värmepumpanläggningen kan erhållas gratis. Kalkylränta 6 %.

Att få tillgång till en värmepumpanläggning, med en leveranskapacitet på nära 7 MW, gratis är givetvis helt orealistiskt. Tänkbart är dock att kapital-

kostnadsdelen vid lagerladdning kan reduceras genom att använda en värmepumpanläggning som sommartid inte har avsättning för hela sin produktion. Ett sådant fall kan gälla värmepumpar som utnyttjar spillvatten (avloppsvatten, processvatten m m) som värmekälla. Under sommarmånaderna då värmebehovet är litet minskar i regel även tillgången på spillvatten. Man kan här tänka sig en värmepumpanläggning som arbetar på både spillvatten och sommarvarmt sjövattnet. Värmekällan blir härigenom mycket stor under sommaren och den producerade värmen som inte finner avsättning i fjärrvärmenetet kan användas för laddning av ett säsonglager.

#### - Oljeprisökning relativt elpriset

I den ursprungliga ekonomikalkylen antogs oljepriset årligen öka med 2 % relativt elpriset. Om oljepriset i stället antages öka med 7 %, relativt elpriset, kommer lagrets årliga driftnetto att öka betydligt snabbare än i ursprungsfallet. Kostnaderna för årlig laddning av lagret (kapital, el, drift och underhåll) antages reellt oförändrade och utgör här såväl som i utgångskalkylen 3 775 kkr.

Den ackumulerade nuvärdessumman av 15 års drift blir 31.3 Mkr, eller 154 öre/kWh om summan slås ut på de 20.3 GWh värme som lagret levererar i fortvarighetstillstånd. Årligt driftnetto, återfört till nuvärde vid kalkylräntan 6 %, samt priset på den oljebaserade värme som lagret ersätter framgår av tabell 4.6.

| År                           | 1    | 2    | 3    | 4   | 5   | 6   | 7   | 8   | 9   | 10  | 11  | 12  | 13  | 14  | 15  | Summa |
|------------------------------|------|------|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-------|
| Pris på oljeenergi (öre/kWh) | 25   | 27   | 28   | 30  | 32  | 34  | 37  | 39  | 42  | 44  | 47  | 50  | 54  | 57  | 61  | -     |
| Driftnetto (Mkr)             | -3.8 | -0.2 | +0.9 | 1.5 | 1.9 | 2.2 | 2.5 | 2.7 | 2.9 | 3.1 | 3.2 | 3.4 | 3.5 | 3.7 | 3.8 | 31.3  |

Tabell 4.6 Pris på oljebaserad värme vid pannverkningsgraden 92% och drift- och underhållskostnad 2 öre/kWh. Nu-värde av lagrets årliga driftnetto om oljepriset ökar med 7% årligen relativt elpriset. Kalkylränta 6%.

#### - Kalkylperiodens längd

Kalkylperiodens längd antas här fördubblad jämfört med ursprungsberäkningen, från 15 år till 30 år. Med avskrivningstider på 30 år ökar kravet på underhåll och modifiering av värmepumpanläggningen. Extrakostnader för underhåll och modifiering kan antas uppstå år 15 då hela värmepumpanläggningen revideras. Kostnaderna för denna större revision kan antas uppgå till 30 % av hela värmepumpanläggningens byggkostnad, vilket ungefär svarar mot

kostnaden för själva värmepumpaggregatet i reala priser. Med en investeringskostnad på 14.4 Mkr för värmepumpanläggningen på 6 850 kW värme, blir revisionskostnaden år 15 4 320 kkr. Nuvärdet av kostnaden år 15 blir 1 800 kkr vid kalkylräntan 6 %.

Om nuvärdet av revisionskostnaden år 15 räknas in i den totala investeringskostnaden för värmepumpanläggningen ökar denna från 14.4 Mkr till 16.2 Mkr. Värmepumpanläggningen antas efter revision ha en totallivslängd på 30 år. Kapitalkostnaden för 16.2 Mkr, som avskrivs på 30 år vid realräntan 6 %, blir årligen 1 176 kkr om annuitet tillämpas.

Värmepumpanläggningens årliga kapitalkostnad, inklusive avsättning till revision efter 15 år, har minskat med 306 kkr genom att avskrivningstiden har ökat från 15 till 30 år. Om kostnaderna för drift och löpande underhåll samt el antas oförändrade blir den årliga kostnaden för lagerladdning 3 469 kkr mot tidigare 3 775 kkr. Vid oförändrad kalkylränta 6 % och årlig oljeprisökning med 2 % relativt elpriset, kan nuvärdet av driftnettot för vart femte år avläsas ur tabell 4.7.

| År                       | 1     | 5     | 10   | 15   | 20   | 25   | 30   | År 1-30 |
|--------------------------|-------|-------|------|------|------|------|------|---------|
| Drift-<br>netto<br>(Mkr) | -3.47 | +1.34 | 1.47 | 1.36 | 1.23 | 1.09 | 0.96 | 31.42   |

Tabell 4.7 Nuvärdet av lagrets driftnetto för år 1, 5, 10 osv. Kalkylperioden utsträckt till 30 år. Kalkylränta 6%.

Nuvärdessumman av 30 års drift blir här 31.4 Mkr eller 155 öre/kWh om summan slås ut på de 20.3 GWh värme som lagret årligen kan leverera i fortvarighet. Man kan här notera de relativt små bidrag till driftnettots nuvärdessumma som lagret ger mot kalkylperiodens slut. Detta trots att man i slutet av kalkylperioden får mycket stora årliga driftnetto genom att oljepriset årligen ökar med 2 % relativt elpriset.

#### Summering av ekonomisk parametervariation

Den ekonomiska parametervariationen visar att, för att nuvärdessumman av lagrets årliga driftnetto med lite marginal skall överstiga lagrets lägsta anläggningskostnad, så måste ett av följande fem parameter-villkor uppfyllas:

- Värmepumpen som laddar lagret måste ha tillgång till gratis el, dvs elpris 0.0 öre/kWh!

- Kalkylränta vid nuvärdesberäkning samt räntekostnad för värmepumpen måste både vara noll, dvs realränta 0.0 %!
- Värmepumpanläggningen måste erhållas gratis!
- Oljepriset måste öka med 7 % årligen relativt elpriset!
- Avskrivningstid för värmepump och lager måste vara 30 år!

De fem parametervillkoren är givetvis vart och ett för sig orealistiskt och därmed ointressant. Olika kombinationer av de varierade parametrarna kan däremot ge en acceptabelt hög nuvärdessumma av lagrets årliga driftnetto.

#### 4.4 Variation av tekniska parametrar

Det finns ett stort antal tekniska parametrar som kan varieras. Flertalet av dessa faller dock utom ramen för denna översiktliga studie och därför behandlas här endast de parametrar som bedöms vara av störst intresse.

##### - Lagerstorleken

Anläggningskostnaden för ett lager, uttryckt som kronor per uttagen kWh, illustreras i fig. 4.5 för borrhålslager och öppna vattenfyllda bergrum. Av figuren framgår att vid lagerstorlekar på 15-20 GWh är storleksinfluytandet på anläggningskostnaden försumbar.

En mycket stor del av totalkostnaden för ett värmepumpladdat säsonglager faller på värmepumpanläggningen, vars storlek är beroende av lagerstorleken. För ett säsonglager i storleksklassen 15-20 GWh krävs en värmepump med uteffekten 5-7 MW-värme om laddningsperioden är fem månader. Anläggningskostnaden (kr/kWh) för värmepumpar i denna storleksklass är relativt konstant, vilket framgår av fig 4.1.

Ytterligare en parameter som beror av lagerstorleken är lagrets energiverkningsgrad. Eftersom lagrets värmeförluster till omgivningen, relativt lagrad värmemängd, minskar vid ökande lagerstorlek så får ett större lager bättre totalekonomi än ett mindre, under förutsättning att lagren är likvärdigt anlagda. Detta förhållande illustreras i fig 4.6 där lagerverkningsgraden för borrhålslager och öppna vattenfyllda bergslager visas som funktion av lager storleken.

Vid lagerstorleken 20 GWh är verkningsgraden mycket god och en tredubbling av lagerstorleken från 20 till 60 GWh skulle endast öka verkningsgraden med 5 %. För det ursprungliga beräkningsexemplet i avsnitt 4.2 skulle en verkningsgradsökning, i fortvarighetstill-

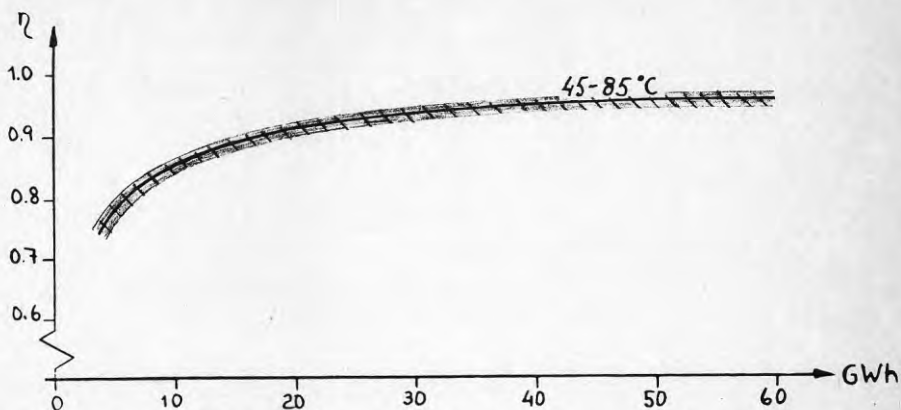


Fig 4.5 Anläggningskostnaden för lager (exkl värmepump) som funktion av uttagbar energimängd. Prisnivå 1983

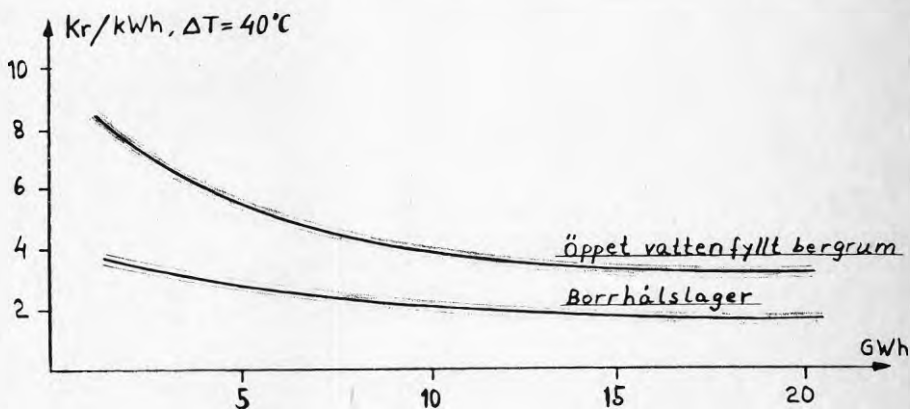


Fig 4.6 Energiverkningsgrad (uttagen/inlagrad) för borrhålslager och öppna vattenfyllda berggrumslager som funktion av lagrets inlagringskapacitet. Lagret arbetar mellan temperaturnivåerna 45 och 85°C och har uppnått stationärt tillstånd.

stånd, från 90 % till 95 % innebära att nuvärdessumman efter femton års drift ökar med drygt 21 %, från 11.0 Mkr till 13.5 Mkr. Kalkylen är alltså relativt känslig för variationer i lagrets verkningsgrad, men vid en lagerstorlek på 20 GWh är verkningsgraden så god att ytterligare storleksökningar endast i mindre omfattning kan påverka det ekonomiska slutresultatet.

#### - Värmepumpens värmefaktor

Värmepumpens värmefaktor ( $\Phi$ ) beror av följande tre faktorer:

- förångningstemperaturen ( $T_{\text{för}}$ )
- kondenseringstemperaturen ( $T_{\text{kond}}$ )
- Carnotska processverkningsgraden  $\eta_{\text{ct}}$

På basis av temperaturnivåerna erhålls den Carnotska värmefaktorn ( $\Phi_{\text{ct}}$ ) som anger den teoretiskt maximala värmefaktorn. Denna teoretiska värmefaktor uppnås dock aldrig i verkligheten.

$$\Phi_{\text{ct}} = \frac{T_{\text{kond}}}{T_{\text{kond}} - T_{\text{för}}}$$

För att få den verkliga elbaserade värmefaktorn ( $\Phi_{\text{el}}$ ) måste den teoretiska värmefaktorn multipliceras med den Carnotska processverkningsgraden ( $\eta_{\text{ct}}$ ). Denna processverkningsgrad ligger i intervallet 40-60 % och beror av värmepumpkompressorns termiska och mekaniska verkningsgrad, elmotorns verkningsgrad, köldmedium m m.

Efter förångnings- och kondenseringstemperaturerna är det verkningsgraden hos värmepumpkompressorn som har det största inflytandet på värmefaktorn. Kompressorverkningsgraden är delvis beroende av värmepumpstorleken men för värmepumpar större än 5 MW-värme är storleksinflytandet litet. Av stor betydelse för kompressorverkningsgraden är emellertid kravet på reglerbarhet. Det reglertekniska inflytandet på kompressorverkningsgraden är kopplat till kompressorns konstruktion. Generellt gäller att kompressorer som är konstruerade för att ge ett stort reglerområde har lägre verkningsgrad än kompressorer konstruerade för ett snävare område. För att få en hög kompressorverkningsgrad och därmed en bra värmefaktor är det idealt om värmepumpen kan gå med konstant effekt och konstant temperaturdifferens mellan förångare och kondensor.

De ursprungliga beräkningarna i avsnitt 4.2 gällde en värmepump som i medeltal arbetade med en temperaturstegring på 83°C under den fem månader långa laddningsperioden. Medeltemperaturnivån under laddningsperioden var i förångare +7°C och i kondensor 95°C, vilket gav en Carnotsk värmefaktor på 4.18. Vid en Carnotsk processverkningsgrad på 55 % blev den verkliga elbaserade värmefaktorn därmed 2.3. Med denna värmefaktor erfordras det 9.8 GWh-el för produktion av de 22.5 GWh värme som lagret tillförs under varje laddningsperiod.

Om den verkliga elbaserade värmefaktorn ökar med 10 %, från 2.3 till drygt 2.5, innebär detta att elbehovet vid lagerladdning minskar från 9.8 GWh till 8.9 GWh. Vid ett oförändrat elpris på 18 öre/kWh ger den högre värmefaktorn en årlig besparing på 160 kkr. För en kalkylperiod av 15 år ger besparingen en nuvärdesumma på 1.65 Mkr vid kalkylräntan 6 %.



Nuvärdessumman av femton års lagerdrift blir med värmefaktorn 2.5 12.7 Mkr, att jämföra med de ursprungliga 11.0 Mkr som blev nettot då värmefaktorn var 2.3. En ökning av värmefaktorn med 10 % ger alltså en driftnettoökning på 15 % för en kalkylperiod av 15 år och kalkylränta 6 %.

Hur realistisk är då en ökning av värmefaktorn med 10 %? Den ursprungliga värmefaktorn på 2.3 baserades på en kompressorverkningsgrad kring 70-72 %. För att nå värmefaktorn 2.5, vid oförändrade temperaturnivåer i kondensor och förångare, krävs en kompressorverkningsgrad på 82-84 %. Denna högre kompressorverkningsgrad är inte orealistisk men den ligger mycket nära gränsen för vad man idag når under gynnsamma förhållanden.

#### - Temperaturnivåer

Det vanligaste sättet att öka värmefaktorn är att minska det temperturgap som värmepumpen måste övervinna. Värmefaktorn 2.3 gällde för en temperaturdifferens på 88°C mellan förångare och kondensor. För att nå värmefaktorn 2.5 måste temperaturdifferensen minskas med 8-10°C om kompressorverkningsgraden hålls oförändrad. Detta innebär att förångarmedeltemperaturen måste ökas från ca 70°C till ca 15°C eller att kondensormedeltemperaturen måste sänkas från ca 95°C till ca 85°C.

Förångningstemperaturen styrs av värmekällan som i detta fall är opåverkbar (sjövatten). Kondensortemperaturen däremot är påverkbar eftersom den styrs av lagrets laddningstemperatur. Den ursprungliga kondensormedeltemperaturnivån på 95°C under lagrets laddningsfas, gavs av att ett temperaturstratifierat borrhålslager skulle laddas till en medeltemperatur på 85°C. Om lagringen istället skett direkt i ett vattenfyllt bergrum hade laddningstemperaturen kunnat sänkas med ca 10°C. Detta eftersom man vid direktlagring i vatten inte behöver någon "övertemperatur" för att överföra värmen från vatten till ett annat medium.

#### **Värmepumpning i två steg**

För att få en radikal sänkning av den temperaturdifferens som värmepumpen måste övervinna kan man tänka sig att dela upp temperaturlyftet mellan sjö- och fjärrvärmevatten i två steg med mellanlagring i ett säsonglager. I figur 4.5 visas ett tänkt laddnings- och uttagsförlopp där de båda temperaturlyften blir av samma storleksordning. Temperaturnivån i lagret, som antas vara av typen borrhålslager, har anpassats till de förångnings- och kondensationstemperaturer (tryck) som en värmepump arbetande med R114 vanligen är anpassad för. Detta innebär att utgående vattentemperatur från värmepumpen ligger i intervallet 70-110°C och ingående vatten från värmekällan har en temperatur på 10-50°C.

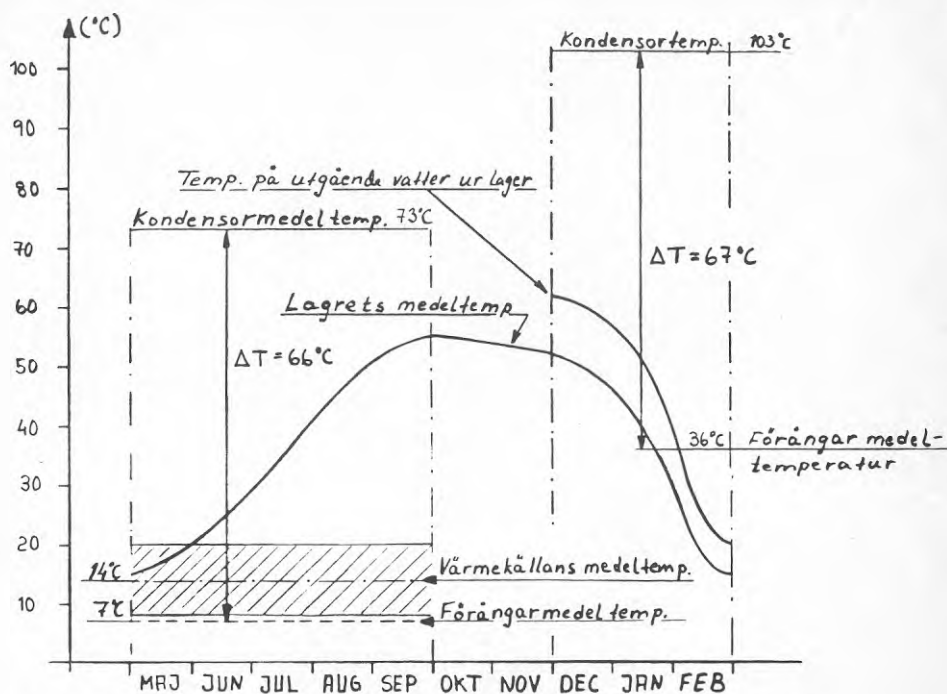


Fig 4.5 Temperaturnivåer vid tvåstegs värmepumpning med mellanlagring i säsonglager av borrhålstyp

Genom att använda värmepumpen även för lagerurladdning skulle man kunna täcka in i stort sett hela fjärrvärmenätets energibehov vintertid. Tillsatsvärme i form av olja eller el behöver därmed endast användas under de korta perioder då temperaturen i fjärrvärmenätets framledning överstiger 100°C.

Lagret laddas med en konstant vattentemperatur på 70°C. Värmepumpens värmekälla är liksom tidigare en sjö vars medeltemperatur under laddningssäsongen är 14°C. Sjövattnets temperatur sänks ca 4° i förångaren vilket tillsammans med en "grädigheit" på 3°C ger en genomsnittlig förångartemperatur på 7°C under laddningssäsongen. Motsvarande "grädigheit" i kondensorn ger en kondensortemperatur på 73°C. Verklig elbaserad värmefaktor blir därmed 2.9 under laddningsförloppet om den Carnotska processverkningsgraden liksom tidigare antages till 55 %. Maximal temperatur i det stratifierade lagret är dock 5-10°C högre.

Vid urladdning antages värmepumpen leverera värmen direkt till fjärrvärmenätets framledning. Under urladdningsperioden antages därför kondensortemperaturen till 103°C och medeltemperaturen i förångaren till 36°C. Värmefaktorn vid urladdning blir, med samma förutsättningar som tidigare, nära 3.1.

I det ursprungliga beräkningsexemplet, i avsnitt 4.2, tillfördes fjärrvärmenätet årligen 20.3 GWh direkt från lagret, efter det att detta hade uppnått sitt fortvarighetstillstånd. Om nu samma värmemängd skall levereras till fjärrvärmenätet från en värmepump som med värmefaktorn 3.1 pumpar värme från ett säsonglager, så måste detta lager kunna leverera 14 GWh-värme i fortvarighetstillstånd. Vid dimensionering av lagret antogs verkningsgraden i värmepumpens drivmotor till 96 %\*. Med värmefaktorn 3.1 åtgår det ca 6,5 GWh-el för att pumpa över 14 GWh-värme från säsonglager till fjärrvärmenät.

Borrhålslagret med en leveranskapacitet på ca 14 GWh-värme antas i fortvarighet ha en energiverkningsgrad på 90 %. Detta innebär att lagret måste laddas med 15.6 GWh-värme.

Vid lagerladdning arbetar värmepumpen med en genomsnittlig värmefaktor på 2.9, vilket innebär att det åtgår 5.4 GWh-el för att tillföra lagret 15.6 GWh-värme.

För att tillföra fjärrvärmenätet 20.3 GWh-värme åtgick det 9.8 GWh-el i det ursprungliga beräkningsexemplet där värmefaktorn var 2.3. Vid värmepumpning i två steg, via ett säsonglager, åtgår det totalt ca 12 GWh-el för att till nätet leverera samma värmemängd, 20.3 GWh. Detta trots att värmefaktorerna i de båda stegen var för sig är avsevärt större än i ursprungsexemplet enda steg. Exemplet visar att det är olönsamt att värmepumpa i två steg om det är tekniskt möjligt att välja ett steg.

Detta går även att visa teoretiskt. Man får då följande uttryck för den totala värmefaktorn ( $\Phi_0$ ), för en process som består av två seriekopplade värmepumpprocesser med värmefaktorerna  $\Phi_1$  resp  $\Phi_2$ .

$$\Phi = \frac{\Phi_1 \cdot \Phi_2}{\Phi_1 + \Phi_2 - 1}$$

Om delprocessernas värmefaktorer är 2.9 resp 3.1 ger detta teoretiska uttryck en totalvärmefaktor på 1.8. Beräkningsexemplet gav ett totalt elbehov på 12 GWh för leverans av 20.3 GWh-värme till fjärrvärmenätet, vilket gav en värmefaktor på 1.7.

#### Lagerurladdning mot fjärrvärmenät av lågtemperaturtyp

Ursprungsexemplet säsonglager, som urladdades mot ett fjärrvärmenät av normaltemperaturtyp (120/70°C), behövde laddas till en maximal medeltemperaturnivå på 85°C för att därefter kunna urladdas direkt mot fjärrvärmenätets returledning. Om fjärrvärmenätet istället antas vara av lågtemperaturtyp (70/35°C) kan lagrets maximala medeltemperaturnivå sänkas till ca 70°C med bibehållande av urladdningskapaciteten 20 GWh-värme.

$$* \quad Q_{\text{för}} = Q_{\text{kond}} \cdot (1 - \eta_{\text{mot}} / \Phi_{\text{el}})$$

Det temperaturstratifierade lagret kan därefter urladdas till en medeltemperaturnivå på ca 32°C, vilket ger samma totala temperatursving som i ursprungsexemplet och därmed även samma totala lagervolym.

Detta lågtemperaturlager behöver laddas med vatten som har en maximal temperatur, under laddningsperioden, på drygt 80°C. Om lagerladdningen startas med vattentemperaturer på ca 55°C blir medeltemperaturen under laddningsförloppet ca 75°C. Med samma förutsättningar som i ursprungsexemplet blir medeltemperaturenivåerna i kondensor och förångare 78°C resp 7°C under laddningssäsongen. Med en Carnotsk processverkningsgrad på 55 % ger detta en verklig värmefaktor på 2.7 som skall jämföras med de 2.3 som uppnåddes i ursprungsexemplet.

Då fjärrvärmenätet fortfarande skall tillföras ca 20 GWh- värme från lagret innebär värmefaktorn 2.7 att det åtgår 8.3 GWh-el för att under laddningsperioden tillföra lagret 22.5 GWh-värme. Lagret antas även här ha en energiverkningsgrad på 90 % i fortvarighet. Kostnaden för laddning av lagret blir med elbehovet 8.3 GWh 3.5 Mkr mot ursprungsfallets 3.775 Mkr. Nuvärdessumman av femton års lagerdrift blir, vid kalkylräntan 6 %, 13.7 Mkr, vilket är 2.7 Mkr mer än för det ursprungliga högttemperaturalternativet. Detta resultat är dock något lågt eftersom både lagerverkningsgrad och Carnotsk processverkningsgrad ökar vid lågtemperaturlagring. Med en lagerverkningsgrad i fortvarighet på 95 % och en Carnotsk processverkningsgrad på 57 % (värmefaktor 2.8) kan nuvärdessumman antas öka till drygt 17 Mkr.

#### - Summering av teknisk parametervariation

De intressantaste tekniska parametrarna är lagerstorlek, värmefaktor för värmepumpen samt temperaturnivåer vid lagring och värmepumpning. Variation av dessa parametrar ger, med övriga parametrar oförändrade, följande resultat:

- En tredubbling av lagerstorleken från 20 GWh till 60 GWh skulle öka lagrets verkningsgrad i fortvarighet från ca 90 % till ca 95 %. Verkningsgradsökningen ökar nuvärdessumman av femton års drift från 11.0 till 13.5 Mkr.
- Värmepumpens värmefaktor kan höjas med 10 % genom att kompressorverkningsgraden ökas med ca 12 %-enheter eller genom att medeltemperaturnivån i kondensorn sänks med ca 10°C under lagrets laddningsförlopp. Denna temperatursänkning kan åstadkommas genom att värmelagringen sker direkt i vattenmagasin istället för indirekt i fasta lagermedia typ berg.

En ökning av värmefaktorn med 10 %, vid lagerladdning, ökar nuvärdessumman för de femton driftåren från 11.0 Mkr till 12.7 Mkr.

- Om säsonglagringen sker i kombination med ett fjärrvärmenät av lågtemperaturtyp (70/35°C) kan lagertemperaturen och därmed även värmepumpens kondensortemperatur sänkas avsevärt. I detta beräkningsfall sänktes lagrets maximala medeltemperturnivå från 85° till 70°C, vilket medförde att värmefaktorn vid lagerladdning ökade från 2.3 till 2.7 à 2.8. Värmefaktorökningen i kombination med högre lagerverkningsgrad gav ett ackumulerat nuvärde över femton år på drygt 17 Mkr, vilket är 6 Mkr mer än ursprungsfallet som gav 11.0 Mkr.

Den tekniska parametervariationen visar att nuvärdes-  
summan av femton års lagerdrift blir som mest ca 17  
Mkr vid en kalkylränta på 6 %. Denna summa skall,  
liksom tidigare, ställas mot en lagerbyggkostnad på  
lägst 22.5 Mkr för ett säsonglager med leveranska-  
paciteten 20 GWh-värme.

## 5. SLUTSATSER

De stora värmemängder som sommartid finns ackumulerade i sjöars ytvatten borde kunna säsonglagras och utnyttjas vintertid för uppvärmningsändamål. Beräkningsexemplet i avsnitt 4.2 samt parametervariationerna i avsnitt 4.3 och 4.4 pekar dock entydigt på lönsamhetsproblem vid säsonglagring av värme utvunnet genom värmepumpning på sommarvarmt ytvatten. De stora kostnaderna för el och kapital till värmepumpanläggningen gör att lagrets årliga driftnetto blir relativt litet trots att lagret antages ersätta dyrbar oljebaserat värme.

Nuvärdessumman, vid kalkylräntan 6 %, av femton års lagerdrift blir i utgångsexemplet (avsnitt 4.2) 11.0 Mkr, eller räknat på de 20.3 GWh-värme som lagret årligen levererar i fortvarighet ca 54 öre/kWh. De årliga driftnettona utgör då skillnaden mellan värdet av den oljebaserade värme som lagret ersätter och årlig kostnad för lager med värmepump, **exklusive lagrets kapitalkostnad**. Parametervariationer ger där efter följande nuvärdessummor för femton års drift:

- gratis el ger nuvärdessumman 29.2 Mkr
- räntesatsen 0 % ger "nuvärdessumman" 29.0 Mkr
- gratis värmepumpanläggning ger nuvärdessumman 26.3 Mkr
- årlig oljeprisökning relativt elpriset med 7 % ger nuvärdessumman 31.3 Mkr
- om lagerstorleken ökas från 20 GWh till 60 GWh blir nuvärdessumman 13.5 Mkr
- om värmepumpens värmefaktor ökar med 10 % från 2.3 till 2.5 blir nuvärdessumman 12.7 Mkr
- om lagret urladdas mot ett fjärrvärmenät av låg temperaturtyp (70/35°C) blir nuvärdessumman 17.0 Mkr.

Om kalkylperioden utsträcks från 15 till 30 år blir nuvärdessumman av periodens årliga driftnetton 31.4 Mkr med de förutsättningar som gällde i ursprungsexemplet.

Nuvärdessumman av kalkylperiodens årliga driftnetton skall ställas mot byggkostnaden för ett säsonglager med urladdningskapaciteten 20 GWh. Urladdningskapaciteten gäller ett lager i fortvarighet och mot ett fjärrvärmenät av normaltemperaturtyp. Med en högsta medeltemperaturnivå i lagret på 85°C och ett temperatursving på 40°C krävs det ca 0.9-1.0 milj m<sup>3</sup> berg i ett borrhållslager eller 0.4-0.5 milj m<sup>3</sup> vatten i ett öppet bergrum, för **inlagring** av 22.5 GWh-värme (ger i fortvarighet ca 20 GWh ut).

I avsnitt 4.2.2 antogs byggkostnaden för ett borrhållslager i denna storleksklass till 25 à 35 kr/m<sup>3</sup> (1983) vilket då inkluderade värmeväxlare, intern rördragning samt räntor under byggtiden. Med lagervolymen 0.9-1.0 milj m<sup>3</sup> blir lagrets totalkostnad ca

22-25 Mkr vid den undre prisgränsen och cirka 30-35 Mkr vid den övre gränsen. Parametervariationerna visar att det krävs hypotetiska villkor, typ gratis el eller räntesatsen noll, för att man på 15 år skall få återbetalning av lagrets byggkostnad med det övre byggpriset.

Om byggpriset däremot låg i närheten av nedre prisgränsen (25 kr/m<sup>3</sup>), börjar man närma sig vad som skulle kunna åstadkommas under gynnsamma förhållanden. Två sådana gynnsamma förhållanden skulle vara ett fjärrvärmenät av lågtemperaturtyp samt möjligheten att utnyttja värmepumpen under i stort sett hela året och inte enbart sommartid. Om värmepumpens kapitalkostnad på detta sätt skulle kunna reduceras från 1 482 kkr till 890 kkr samtidigt som värmefaktorn ökas från 2.3 till 2.8, blir nuvärdessumman av femton års driftnetton ca 23 Mkr. I denna kalkyl har kostnaderna för drift och underhåll hållits oförändrade (532 kkr) jämfört med utgångsexemplet i avsnitt 4.2.2. Även elpris (18 öre/ kWh), årlig oljeprisökning relativt elpris (2 %) och kalkylränta (6 %) har hållits oförändrade jämfört med utgångsexemplet.

**Under gynnsamma förhållanden** bör det alltså gå att nå återbetalning under de 15 år som är kalkylerad avskrivningstid för lager och värmepumpanläggning. Investeringar av denna typ kräver emellertid utöver möjligheten att ge återbetalning även någon form av riskpremie. Denna riskpremie skulle i detta fall kunna utgöras av ett restvärde hos lager och värmepumpanläggning vid kalkylperiodens slut. Restvärdet bör dock utgöra 20 à 30 % av investeringskostnaden för att utgöra ett verkligt incitament för en investering av denna typ.









Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 811248-6  
från Statens råd för byggnadsforskning till AIB, Allmänna  
Ingenjörbyrån AB, Solna.

R127: 1985

ISBN 91-540-4478-2

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Art.nr: 6705127

Abonnemangsgrupp:  
W. Installationer

Distribution:  
Svensk Byggtjänst, Box 7853  
103 99 Stockholm

Cirkapris: 30 kr exkl moms