



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

R131:1983

**Lagring av sjövärm i Pershytte-
gruvan i Nora**

Förstudie

**Lars Carlqvist
Bertil Johansson
Kjell Windelhed**

INSTITUTET FÖR BYGGDOKUMENTATION	
A. nr	
Plac	ser

K
1983

R131:1983

LAGRING AV SJÖVÄRME I PERSHYTTEGRUVAN I NORA
Förstudie

Lars Carlqvist
Bertil Johansson
Kjell Windelhed

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag
821057-3 från Statens råd för byggnadsforskning
till Nora Energiverk, Nora.

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

R131:1983

ISBN 91-540-4040-X

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

LiberTryck Stockholm 1983

INNEHÅLL

	FÖRORD	
	SAMMANFATTNING	5
1	INLEDNING	7
1.1	Bakgrund	7
1.2	Syfte	7
2.	FÖRUTSÄTTNINGAR	9
2.1	Beskrivning av befintlig fjärr- värmelanläggning	9
2.1.1	Temperaturförhållanden i fjärr- värmenätet	11
2.2	Framtida värmebehov	12
2.3	Beskrivning av gruvan	14
2.3.1	Gruvan som värmelager	16
2.4	Beskrivning av Åsbosjön	17
3.	KOMBINATION GRUV - SJÖVÄRME	18
3.1	Driftstrategi	18
3.1.1	Allmänt	18
3.1.2	Direktpumpning av sjövatten till värmepump	18
3.1.3	Laddning av gruvan	19
3.1.4	Pumpning av gruvvatten till värmepumpen	20
3.2	Systemutformning	21
3.2.1	Allmänt	21
3.2.2	Värmepump	24
3.2.3	Reglering	24
3.2.4	Materialval	24
3.3	Uppskattning av värmeförluster ...	25
3.4	Energibalans	26
4.	EKONOMI	32
4.1	Investeringar - förutsättningar ..	32
4.1.1	Alternativ I	32
4.1.2	Alternativ II	32
4.2	Driftkostnader	33
4.2.1	Anläggningens ekonomiska livs- längd	33
4.2.2	Drift och underhåll	33
4.2.3	Personal	33
4.2.4	Bränslekostnader	33
4.2.5	Kalkylförfarande	34
4.3	Alternativ I - nuvarande fjärr- värmetemperaturer	35
4.4	Alternativ I - framtida fjärr- värmetemperaturer	36
4.5	Alternativ II - framtida fjärr- värmetemperaturer	37
4.6	Sammanställning - känslighets- analys	38
5.	MILJÖASPEKTER	41
5.2	Analysresultat, prov Ljus- narsbergsgruvan	42
6.	REKOMMENDATIONER	43
7.	REFERENSER	44

FÖRORD

Denna förstudie har finansierats genom anslag från Statens råd för byggnadsforskning till Nora Energi-
verk, Nora. Förstudien har utförts av konsultföretaget Hagconsult AB och Rejlers Ingenjörbyrå AB med Kjell Windelhed som projektledare.

Från Hagconsult AB har Kjell Windelhed och Dick Karlsson medverkat.

Från Rejlers Ingenjörbyrå AB har Lars Carlqvist och Bertil Johansson medverkat.

SAMMANFATTNING

I denna förstudie har studerats möjligheterna att i Nora kommun genomföra ett intressant värmelagringsprojekt där de befintliga resurserna tas tillvara. Nora kommun har ett utbyggt fjärrvärmenät baserat på olja och el. Intill hetvattencentralen finns en sjö och dessutom finns en stor gruva som är nedlagd. Genom en kombination av dessa resurser har vi skapat ett olje-reduktionsprojekt för kommunen där vi tillvaratar sjövärme och förlänger utnyttningstiden genom att lagra sjövärmen i den stora volym, ca 700.000 m³, som finns i gruvan.

Värmebehovet i Noras fjärrvärmenät är idag ca 25 GWh. I framtiden beräknas värmebehovet öka till 33-43 GWh beroende på anslutningsgrad och energisparande. I förstudien har de tekniska och ekonomiska konsekvenserna belysts för ett antal värmepumpsalternativ. Grundprincipen för alternativen är att värme tas ur Åsbosjön under sommaren dels direkt till en värmepump för att leverera värme till fjärrvärmenätet, och dels till Pershyttegruvan för att byta det kalla gruvvattnet mot sommarvarmt sjövattnet. Då sjövattemperaturen under hösten sjunker under ca 6°C utnyttjas i stället det varma gruvvattnet, ca 14°C, som värmekälla till värmepumpen som därigenom får en förlängd drifttid med bibehållen hög värmefaktor.

Beräkningar har utförts med varierande förutsättningar vad gäller:

- värmebehov i fjärrvärmenätet
- temperaturbehov i fjärrvärmenätet
- storlek på anläggningen.

Beräkningarna visar att de olika produktionsalternativen ersätter mellan 10,6 - 17,3 GWh med tillsats av 4,3-6,7 GWh el.

Lönsamheten för de olika alternativen, som fordrar 7,9 och 9,1 MKr i investering, har bedömts mot den kostnadsbesparing som den ersatta energin representerar. Beräkningarna visar att samtliga alternativ är lönsamma vid oljeersättning. Vid kombinationen bränsleflis och oljeersättning är två av alternativen lönsamma medan det alternativ som representerar nuvarande fjärrvärmepumpar är olönsamt. I en känslighetsanalys visas att projektet är relativt okänsligt för variationer i värmebehov och investeringsbehov medan det är känsligt för variationer i elpris och kalkylränta. Kravet på en sänkning av nuvarande fjärrvärmepumpar framgår även klart i de ekonomiska kalkylerna.

Med stöd av analysresultat från vattenprover i gruvan respektive Åsbosjön anser vi de föreslagna systemlösningarna medföra mycket begränsade miljökonsekvenser.

I samband med en utbyggnad bör ett kontrollprogram upprättas i samband med Länsstyrelsens naturvårdsenhet.

Förstudien visar att en fortsättning av projektet är motiverad. En realistisk målsättning är att värmepumpanläggningen står färdig under hösten 1985. För att erhålla ett bra bakgrundsmaterial, bl.a. för bedömning av miljöpåverkan, har Nora kommun omgående inlett provtagning av temperatur och vattenkvalitet i sjö respektive gruva.

1 INLEDNING

1.1 Bakgrund

Nora kommuns värmeverk består för närvarande av en hetvattencentral med tillhörande fjärrvärmekulvertar om ca 3,5 km. Kapacitetsutnyttjandet för fjärrvärmeanläggningen ligger nära maximum, vilket gör det nödvändigt med mycket stora kapitalinvesteringar om antalet abonnenter skall ökas. Intresset för fjärrvärmeanslutning är stort hos kommunens fastighetsägare. Detta faktum, tillsammans med kommunens oljereduktionskrav, har gjort det nödvändigt för kommunen att undersöka de möjligheter till alternativ energiproduktion som kan svara upp till det ökade effektbehovet.

Nora kommunfullmäktige har beslutat att fjärrvärmenätet skall byggas ut inom tätorten, samt att denna ökning av effektbehovet eventuellt skall tillgodoses med hjälp av värmepumpsteknik. Hagconsult AB och Rejlers Ingenjörbyrå har fått i uppdrag av Nora Energiverk att undersöka möjligheterna att utnyttja de naturliga förutsättningarna som finns i Nora. I första hand var intresset inriktat på att studera om den nedlagda gruvan i Pershyttan kunde ingå som värmelager i Noras framtida energiförsörjning.

Tekniken att låta en nedlagd gruva ingå i ett kommunalt fjärrvärmesystem har av Hagconsult AB och Rejlers Ingenjörbyrå utretts i Kopparbergs kommun. I detta fall säsongslagras ca 40-gradigt vatten i Ljusnarsbergsgruvan som har en tillgänglig volym om ca 200.000 m³. För uppvärmning av gruvans vatten till nämnda temperatur svarar två värmepumpar som även nyttjas vid värmepumpningen mot fjärrvärmenätet.

Byggeforskningsrådet har stött arbetet i Kopparberg liksom denna förstudie för Nora kommun. I detta fall kommer dock en något annorlunda teknik att utnyttjas.

Temperaturen i den vattenfyllda gruvan är nu +6°C. Det kalla vattnet kommer att sommartid bytas mot solvärt sjövattnet. Sluttemperaturen hos gruvvattnet efter vattenbytet bestäms dels av det inpumpade sjövattnets temperatur och dels av värmeförlusterna i gruvan.

1.2 Syfte

Avsikten med projektet är i första hand att utreda de tekniska och ekonomiska möjligheterna till storskalig säsongslagring av sjövärme i den nedlagda och vattenfyllda Pershyttegruvan. Projektet syftar även till att föreslå en lämplig systemlösning så att den lagrade sjövärmen skall kunna distribueras och nyttiggöras i det befintliga fjärrvärmesystemet. Den redovisade systemlösningen kan ses som ett förslag att förlänga

säsongen för sjövärmeutnyttjande med hög värmefaktor hos värmepumparna.

Projektet är en förstudie, vilket innebär att de beräkningar och kostnadsbedömningar som redovisas är översiktliga och till viss del bygger på erfarenheter ifrån Ljusnarsbergsprojektet.

2. FÖRUTSÄTTNINGAR

Förstudien har bearbetats i två etapper där första etappen baserades på tidigare värmeplan för Nora. I en andra etapp har studien kompletterats med tekniska och ekonomiska beräkningar för en uppdaterad prognos av fjärrvärmebehovet med ca 25% lägre energibehov.

I redovisningen har i första hand det lägre värmebehovet belysts där förutsättningar och resultat framgår mer i detalj, medan beräkningarna för det högre energibehovet redovisas sammanfattat i tabell 4:4.

2.1 Beskrivning av befintlig fjärrvärmeanläggning

Den strax söder om Hagbydammen, i kv Skytten, placerade hetvattencentralen omfattar i dag två tjockoljeeldade hetvattenpannor om vardera 7 MW. Pannorna som installerades år 1975 är avsedda att värma ett 60-tal abonnenter, företrädesvis storförbrukare, i de centrala delarna av Nora.

I samband med att hetvattencentralen lät uppföras reserverades plats för en framtida oljeeldad pann-enhet i centralen.

De anslutande kulvertarna är utformade som ett radialnät med en utsträckning av ca 3,5 km. Distributionsnätets sträckning är redovisat i figur 2-1.

Till fjärrvärmeanläggningen hör en tidigare ordinarie hetvattencentral, belägen i Vattentornet, omfattande tre tunnoljeeldade pannor om vardera 2,0 MW. Denna hetvattencentral utgör i dag reservanläggning vid eventuella driftstörningar på ordinarie central.

För att nyttja billig elkraft under sommartid är fjärrvärmeanläggningen försedd med ytterligare en pann-enhet, nämligen en elpanna om 4 MW. Med tanke på elpannans avsedda utnyttjningstid kommer dock pannan ej att bidra till någon ökning av anläggningens kapacitet under den kallare årstiden.

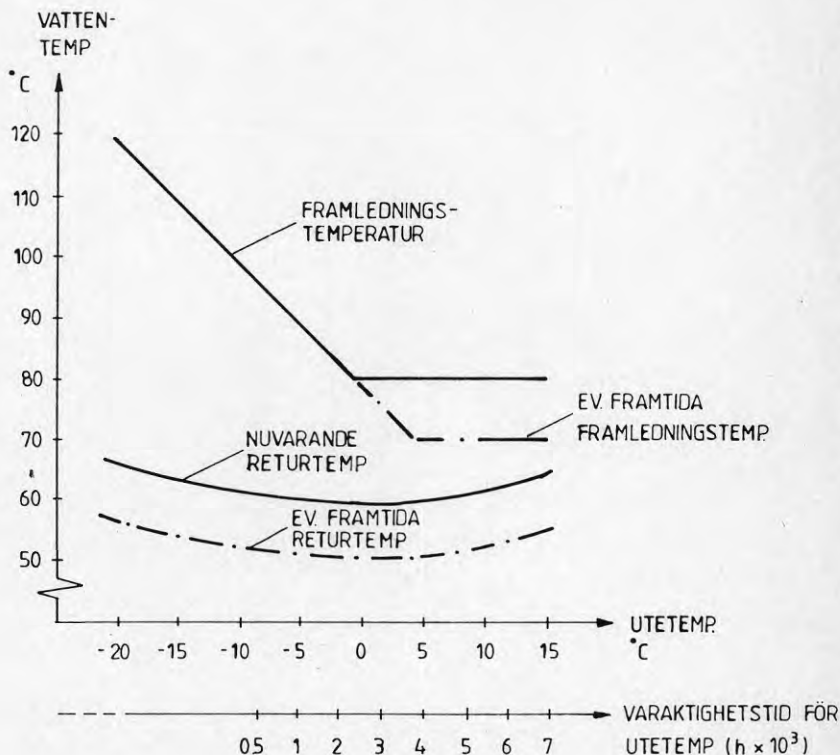


Figur 2-1 Nuvarande och planerat verksamhetsområde för fjärrvärmedistribution

2.1.1 Temperaturförhållanden i fjärrvärmenätet

Distributionsnätet är dimensionerat efter gängse fjärrvärmestandard d v s maximal framledningstemperatur på 120°C och ett beräkningstryck på 1,6 MPa.

Som framgår av figur 2-2 är temperaturdifferensen mellan fram- och returledningen ca 55°C vid dimensionerande utetemperatur.

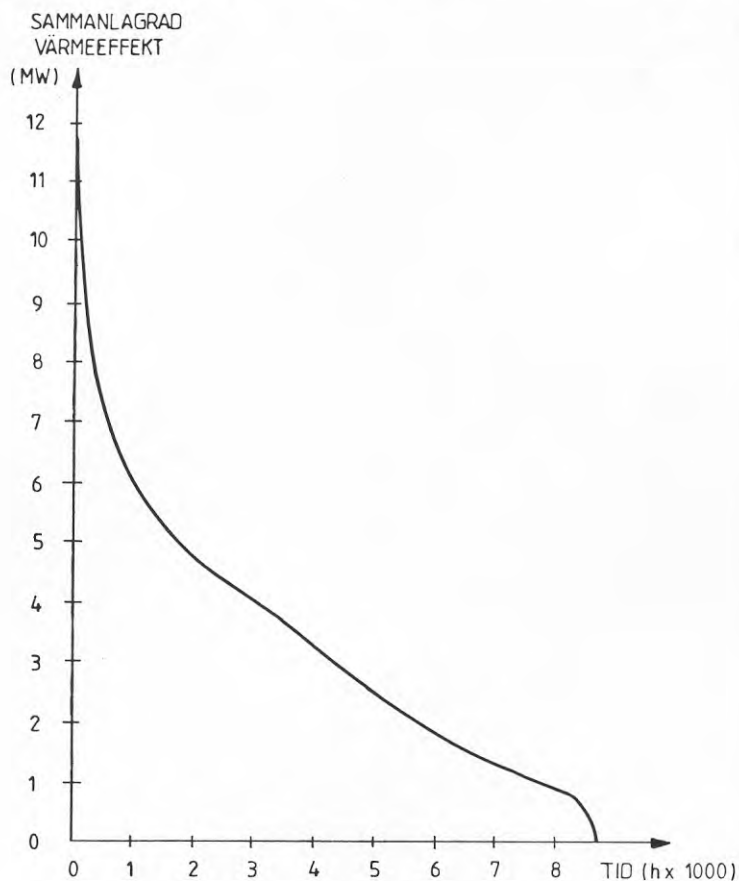


Figur 2-2 Temperatur hos framlednings-/returvatten som funktion av utetemperaturen

Noteras bör att returtemperaturen förefaller något hög i jämförelse med likartade hetvattenanläggningar. Genom energibesparande åtgärder torde en genomgående sänkning av returtemperaturen med ca 10°C vara möjlig.

2.2 Framtida värmebehov

I figur 2-3 redovisas det sammanlagrade värmeeffektbehovet fr o m april 1981 t o m mars 1982 som funktion av antalet drifttimmar under året. Varaktighetsdiagrammet, som framtagits av Nora Energiverk, är baserat på dygnsförbrukningen av olja under året samt en antagen medelverkningsgrad hos pannorna på 91%.



Figur 2-3 Varaktighetsdiagram visande fjärrvärmens nuvarande värmeeffektbehov i Nora tätort.

Med nuvarande verksamhetsområde för fjärrvärmens i Nora visar diagrammet att de ordinarie hetvattenpannorna i stort sett är maximalt utnyttjade under årets kallaste dagar. Även om hänsyn togs till den befintliga reservanläggningen i Vattentornet torde någon större utbyggnad av fjärrvärmens verksamhetsområde ej vara möjlig med bibehållandet av antalet pannenheter.

I den för Nora tätort framtagna fjärrvärmeplanen har föreslagits en utbyggnad av fjärrvärmenätet i nära anslutning till det nuvarande verksamhetsområdet (figur 2.1). I fjärrvärmeplanen har även uppskattats det framtida sammanlagrade värmeeffektbehovet. Med ett antagande om en hundra procentig anslutning av samtliga fastigheter längs de nytillkommande kulvertsträckorna samt en anslutning av två industrier inom eller i närhet av verksamhetsområdet beräknades energibehovet till maximalt 43,6 GWh.

Med nuvarande prognos på energisparandet bedöms energibehovet sänkas till 33,6 GWh. I förstudien har beräkningar utförts för både 33,6 GWh och 43,6 GWh.

2.3 Beskrivning av gruvan

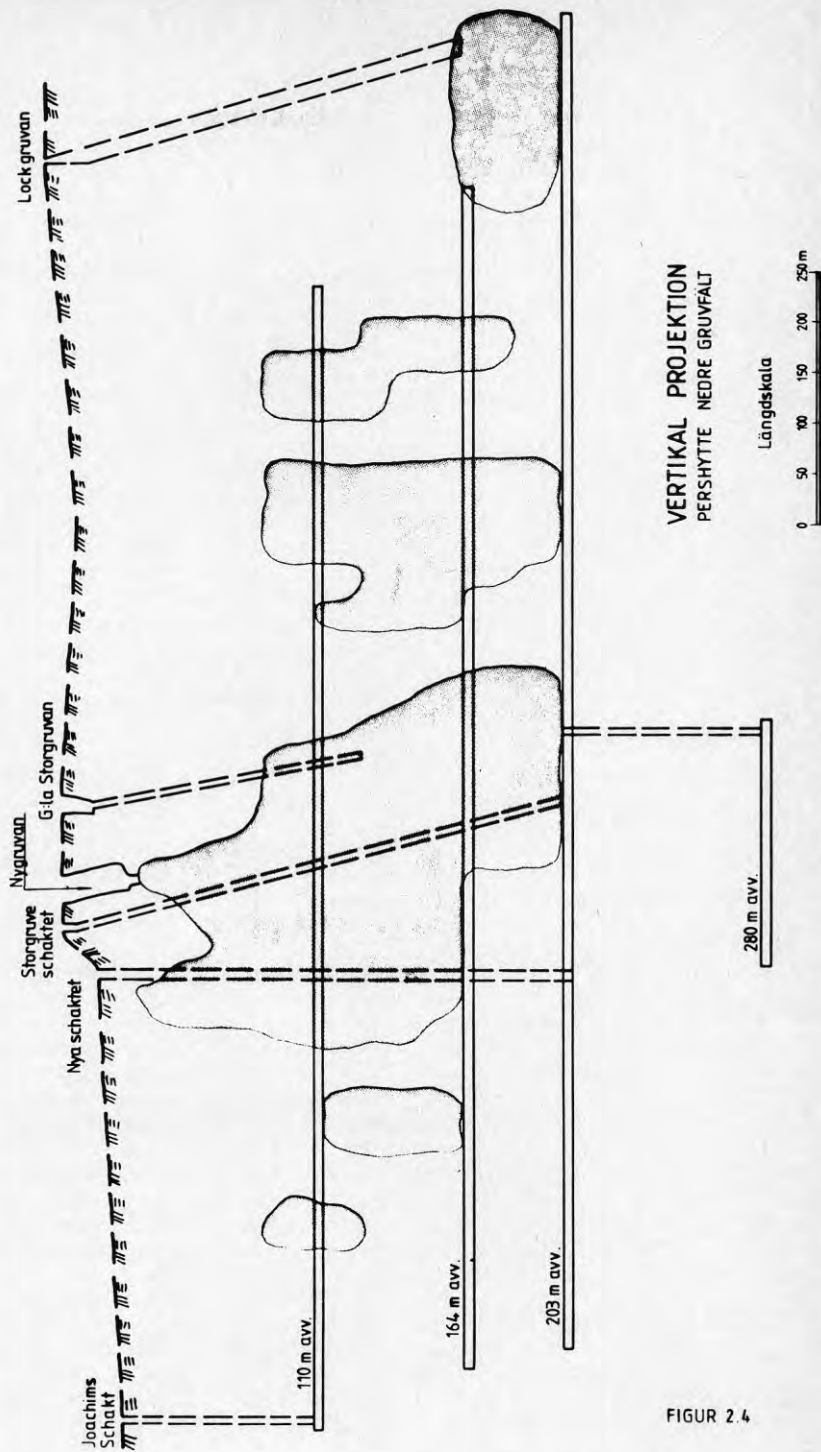
Gruvbrytningen inom Pershytte nedre fält har mycket gamla anor. Några av de totalt järnmalmsgruvorna finns omtalade och beskrivna sedan mitten av 1600-talet. Gruvorna har under århundradena bearbetats av skilda bergsmän och det är först från 1800-talet som en mer utpräglad bolagsdrift kommit till stånd. Flertalet av gruvorna var nedlagda redan vid mitten av 1800-talet. Det djupare av de äldre dagbrotten är Gamla Storgruvan. Idag är flera av gruvhålen återfyllda med varp och genom detta dolda.

Malmbrytningen inom nedre fältet har sedan 1895 varit koncentrerad till den s.k. Storgruvan. Gruvan når ett maximalt brytningsdjup på ca 200 m. Till gruvan hör ett äldre anrikningsverk uppfört 1911, vilket 1966 ersattes av ett nytt sovringsverk. Sedan början av 1900-talet har gruvfältet varit i Avestakoncernens ägo.

Berggrunden inom Pershytte nedre fält består huvudsakligen av leptiter med inlagrade smala malmkroppar av magnetit (svartmalm) och blodstensmalm (hematit). Malmbrytningen skedde i form av olika rasmetoder, vilka har medfört att det idag uppträder stora öppna rum i berget. Någon igensättningsbrytning har enligt uppgift ej tillämpats.

Gruvan består av tre huvudnivåer, 110 m, 164 m och 203 m, från vilka malmutvinningen har skett samt en undersökningsort på 280 m nivå, se figur 2.4. Gruvdriften har skett genom brytning av malmlinser över respektive huvudnivå. Utbruten malm och gråberg forslades upp till markytan genom Storgruveschaktet. Detta schakt är ett snedschakt och når ned till 203 m nivå. Brytningsnivåerna består av ett flertal smala och höga brytningsrum, vilka står i förbindelse med varandra och ortnivåerna, dels direkt, dels genom stigar, brytningsorter och störtschakt. Den maximala höjden för brytningsrummen är ca 60 m och bredden 20-25 m.

Storgruvan har en långsträckt utsträckning i nord-sydlig riktning med en relativt liten bredd. Brytningen är huvudsakligen koncentrerad rakt under Storgruveschaktets dagöppning och 250 m mot söder. Detta brytningssystem står i förbindelse med flera av de äldre dagbrotten, bl.a. Gamla Storgruvan och Nygruvan. Den nordsydliga utsträckningen är ca 1300 m. Mot norr är utsträckningen från Storgruveschaktet ca 500 m och står genom orten på 110 m nivå i förbindelse med ett äldre schakt, Joachims schakt. Vattenytan i Joachims schakt är idag i nivå med omkringliggande markyta. Brytningsrummen mellan Storgruvan och Joachims schakt är av mycket begränsad omfattning. Mot söder är utsträckningen från Storgruveschaktet ca 800 m. Genom två orter, på nivåerna 164 och 203 m, står gruvan i förbindelse med Lockgruvan. Brytningsrummen, dels mellan Storgruvan och Lockgruvan, är volymmässigt obetydligt mindre än volymerna i direkt anslutning till Storgruvan.



FIGUR 2.4

I mitten av 1960-talet anlades ett nytt vertikalt schakt, det s.k. Nya schaktet, ca 220 m öster om Storgruveschaktet. Detta schakt drevs ned till 203 m nivå och har genom orter förbindelse med samtliga tre ortnivåer (110 m, 164 m och 203 m). Schaktet var tänkt som ett nytt uppföringsschakt men någon hissanordning blev aldrig installerad då gruvdriften i samband med att schaktet stod färdigt nedlades 1967.

Idag är hela Storgruvan med tillhörande ortsystem och schakt vattenfylld till maximal nivå, ca 7 m under schaktets överyta vid Nya schaktet och i marknivå vid Joachims schakt. Nya schaktet är täckt med ett betonglock.

2.3.1 Gruvan som värmelager

Den volym som vi inom denna förstudie anser vara tillgänglig för värmelagring uppgår till ca 700.000 m³. Med stöd av gruvkartorna har vi ansett det alltför ogynnsamt att nyttja hela den teoretiskt tillgängliga volymen på ca 1.000.000 m³. För att begränsa värmeförlusterna tänker vi praktiskt nyttja de volymer som befinner sig ovanför nivå 203 m.

Utöver volym har även bergrummens omgivande bergyta beräknats med hjälp av gruvkartorna. För den totala volymen om ca 1.000.000 m³ är den omslutande bergytan 365.000 m².

Gruvkartan utgörs av 6 horisontalblad och 15 vertikallblad ritade i skala 1:800. Horisontalblad finns för ungefär var 50:e meter.

Den totala volymen som beräknats med hjälp av gruvkartan stämmer väl med en tidigare utförd bedömning med utgångspunkt från tillgängliga uppgifter på uppfordrad mängd berg.

Då malmen har brutits med olika rasbrytningsmetoder är de kvarstående gruvrummen relativt stora. Malmlinserna har varit smala, ca 20-25 m, vilket har begränsat rummens bredd. Höjden är i allmänhet omkring 60 m. Jämfört med Ljusnarsbergsgruvan, som studerats i tidigare BFR-projekt, synes denna gruva vara mer fördelaktig att nyttja som värmelager inte enbart med tanke på att den tillgängliga volymen är betydligt större. (Ljusnarsbergsgruvans volym beräknades till ca 200.000 m³.) Pershyttegruvan med sina större och mer sammanhängande brytningsrum uppvisar en mindre omgivande bergyta per volymsenhet, vilket bör resultera i mindre värmeförluster. Förhållandet mellan omgivande bergyta och tillgänglig volym beräknades till 0,67 för Ljusnarsbergsgruvan. Motsvarande förhållande har beräknats till 0,33 för Pershyttegruvan.

2.4 Beskrivning av Åsbosjön

Åsbosjön beräknas ha ett medelvattendjup på 4 m och dess yta är 1,25 km². Tillloppet sker via Hagbyån, som rinner ut i sjöns västra del. Sjöns avlopp sker i öster via Hagbydammen och vidare ut i Norasjön. Medelvattenföringen i Hagbyån är 3,3 m³/s. Vintertid får sjöns vattenyta regleras ca 1 m och under sommaren ca 0,6 m. I den södra delen av Åsbosjön är botten till stor del täckt av ett tjockt lager av slig och slam. Här släpptes nämligen avloppet ut från anrikningsverket vid Storgruvan. Tabell 2.1 redovisar analysresultat.

Tabell 2.1. Analysresultat från vattenprov taget i Åsbosjön i mars 1983.

pH	7,2
Totalhårdhet	9 mg/l
Järn, Fe	0,38 mg/l
Alkalitet	16 mg/l
Klorid, Cl	2 mg/l
Sulfat, SO ₄	6 mg/l
Koppar, Cu	<0,05 mg/l
Zink, Zn	<0,02 mg/l
Nickel, Ni	9 µg/l
Kadmium, Cd	<0,2 µg/l

3. KOMBINATION GRUV - SJÖVÄRME

3.1 Driftstrategi

3.1.1 Allmänt

För att kunna tillvarata den lågtemperaturenergi i form av sjövärm som under sommartid lagrats i gruvan och som senare skall utnyttjas i fjärrvärmenätet krävs att det befintliga värmesystemet kompletteras med en värmepumpanläggning.

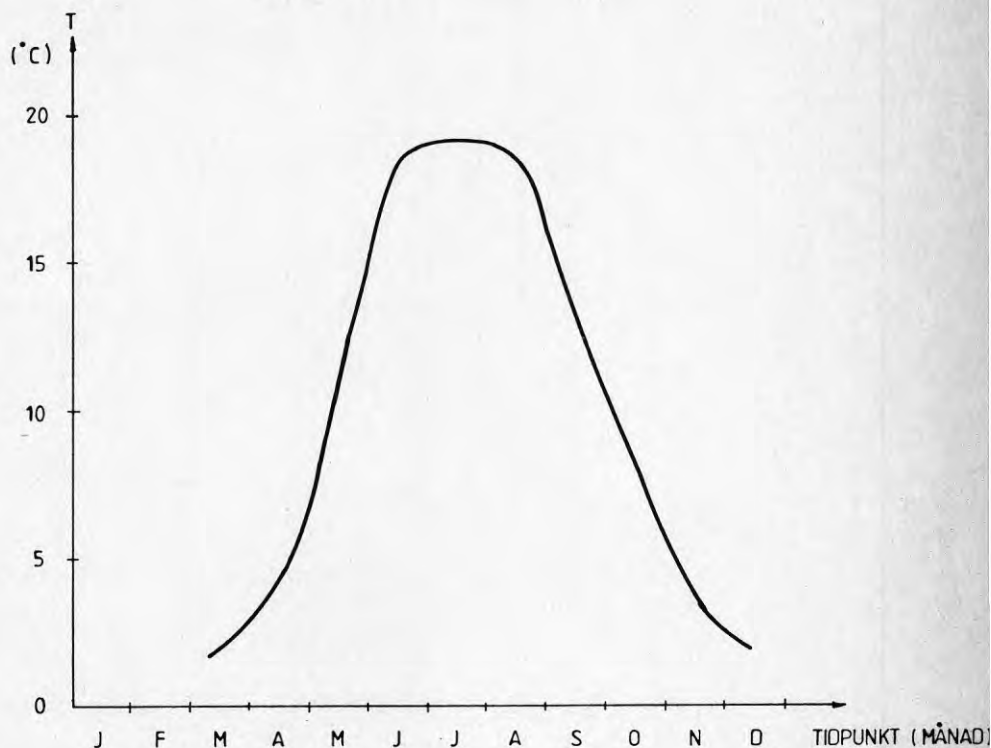
Eftersom värmepumpens värmefaktor minskar med ökad kondenserings temperatur hos köldmediet är det angeläget att värmepumpen arbetar mot en så låg temperaturnivå i fjärrvärmesystemet som möjligt. Den föreslagna värmepumpanläggningen är därför avsedd att inom ett begränsat temperaturområde höja temperaturen hos det till värmecentralen inkommande returvattnet.

För att erhålla en så god driftekonomi hos värmepumpanläggningen som möjligt är det även väsentligt att utnyttjandetiden under året för värmepumpen blir så lång som möjligt. Under sommarhalvåret kommer därför värmepumpen att hämta värme direkt från sjön så länge sjövattnet innehåller tillräckligt hög temperatur.

3.1.2 Direktpumpning av sjövattnet till värmepump

Sjövattnet pumpas med konventionell teknik från sjön till värmepumpens förångare. Det i förångaren temperatursänkta sjövattnet leds tillbaka till sjön vid annan plats än där sjövattnet intaget är placerat. Med förångare av s k tubpannetyp måste utgående köldbärare d v s temperatursänkt sjövattnet hålla en lägsta temperatur på +3°C för att inte lokala isbildningar skall uppstå i förångaren. Detta betyder i sin tur att sjövattnet minst måste hålla en lägsta temperatur av ca 6°C för att måttliga sjövattnenflöden till förångaren skall erhållas.

Någon temperaturstatistik för den aktuella Åsbosjön finns ej tillgänglig. De temperaturvärden som använts för sjön har ansatts lika de mätvärden som inhämtats från Västerkvarns kraftstation. Den antagna sjövattemperaturens variation med årets månader redovisas i figur 3-1. Som framgår av figuren överskrider sjövattemperaturen 6°C från början av maj till slutet av oktober.



Figur 3-1 Antagen sjövättentemperatur i Åsbojön som funktion av årets månader

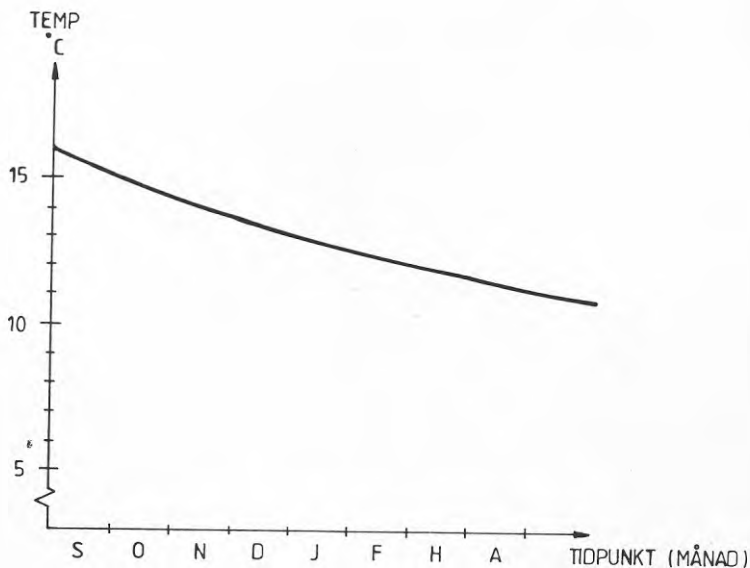
3.1.3 Laddning av gruvan

Samtidigt som värmepumpen förses med sjövättent kommer gruvans vättent under de varmaste sommarmånaderna att ersättas med sjövättent. Laddningen av gruvan beräknas starta i mitten av juni och vara avslutat i månads-skiftet augusti-september. Gruvvättent har under denna tid omsatts två gånger för att kompensera värmeförlusten till de kalla omslutande bergytorna i gruvan.

Efter avslutad laddningssäsong antages hela den aktiva gruvvättentvolymen innehålla en medeltemperatur av $+16^{\circ}\text{C}$.

3.1.4 Pumpning av gruvvatten till värmepumpen

Då sjövattemperaturen sjunkit till 6°C vilket inträffar i början av november kommer den i gruvan lagrade sjövärmnen att utnyttjas som värmekälla för värmepumpen. Vattentemperaturen i gruvan har vid denna tid antagits sjunka till ca 14,5°C. I figur 3-2 redovisas det inkommande gruvvattnets temperatur till förångaren.



Figur 3-2 Temperaturen hos vattnet i gruvans övre skikt efter avslutad laddningsäsong

Vid urladdning av gruvlagret ersätts gruvans vatten endast en gång.

Eftersom gruvlagret har begränsad värmekapacitet är urladdningsperiodens längd avhängig av den valda storleken hos värmepumpen.

Med en större värmepump kan en kortare urladdningsperiod erhållas vilket i sin tur minskar värmeförlusterna i gruvlagret. Dessa betraktelser får vid optimeringen av värmepumpsstorleken vägas in mot ökade anläggningskostnader en större värmepump medför.

3.2 Systemutformning

3.2.1 Allmänt

Systemet har till uppgift att medelst en värmepumpsanläggning utnyttja sjövattnen som värmekälla för höjning av fjärrvärmevattnets returtemperatur till en given nivå. Genom att sjövattnet pumpas under den varmaste årstiden till en gruva för lagring av sjövärmens kan driftsäsongen för värmepumpen förlängas.

Systemets utformning visas i princip i figur 3-3 och 3-4 på följande sidor.

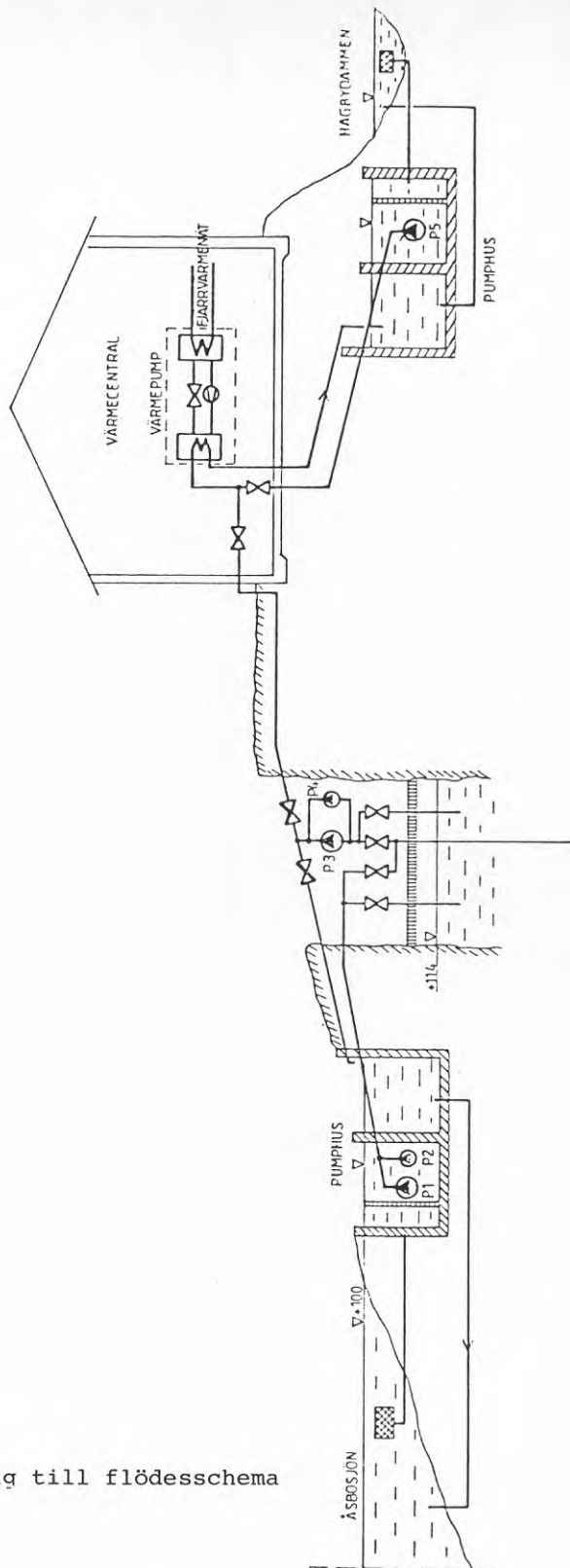
Vid laddning av gruvlagret pumpas varmt sjövattnen till gruvans övre regioner samtidigt som kallt gruvvattnen av motsvarande flöde från gruvans nedre skikt pumpas ut ur gruvan. Det kalla gruvvattnet leds upp till markplanet i en 200 m lång rörledning i gruvschaktet.

Genom att inpumpat och utpumpat flöde hålls lika kan vattennivån i gruvan bibehållas ca 7 m under marknivå.

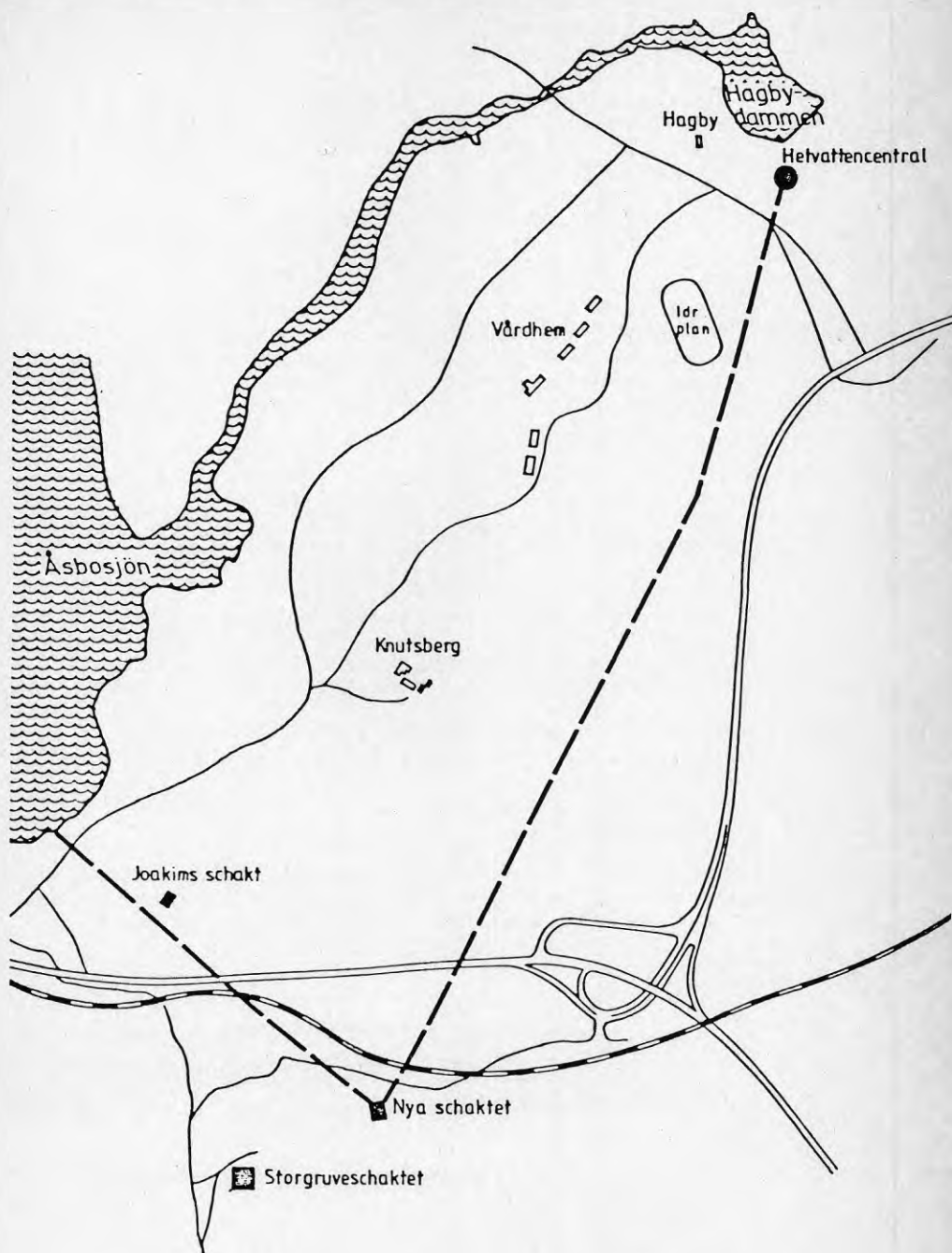
I pumphusinstallationen vid Åsbojön och i gruvinstallationen ingår vardera två pumpar, en större och en mindre. De större pumparna är avsedda att användas vid laddning av gruvlagret, de mindre pumparna vid urladdning av gruvlagret.

Under sommarhalvåret så länge sjövattentemperaturen är varmare än 6°C leds sjövattnet från Hagbydammen direkt till värmepumpsanläggningen.

Under urladdningen av lagret pumpas varmt gruvvattnen i en enkelledning från gruvan till den ca 2 km längre bort belägna värmecentralen. Från värmepumpen leds det temperatursänkta gruvvattnet vidare till den närbelägna Hagbydammen. Samtidigt som urpumpning av varmt gruvvattnen sker från gruvans övre skikt pumpas sjövattnen till gruvans nedre regioner.



Figur 3-3 Förslag till flödesschema



Skala 1:10 000

Figur 3-4 Förslag till ledningsdragning av VA-system

3.2.2 Värmepump

Värmetransporten från sjö- respektive gruvvattnet kan i princip ske enligt följande:

- pumpning av sjö- respektive gruvvatten direkt till värmepumpens förångare
- cirkulation av brinevätska genom värmepumpens förångare där värme från sjö- respektive gruvvattnet överförs via värmeväxlare

I det förstnämnda fallet erhålls en bättre värmefaktor hos värmepumpen genom att förångningstemperaturen för varje rådande sjövattemperatur kan hållas högre. Förångaren måste dock vara utförd på sådant sätt att den tål förekommande korrosionspåkänningar.

Då det är fråga om relativt rent insjövatten vid intaget och den i avsnitten 2.4 och 5 redovisade vattenkvaliteten ej tyder på korrosivt sjö- respektive gruvvatten torde direktpumpning till förångaren inte utgöra något problem för valet av förångare.

För värmepumpen har valts köldmedium R12. Detta innebär att returtemperaturen på fjärrvärmenätet maximalt kan höjas till ca +75°C. Eftersom gruvlagret har begränsad värmekapacitet torde det valda köldmediet vara fullt tillräckligt.

Beroende på driftstrategi varierar värmefaktorn. Vid nuvarande fjärrvärmetemperaturer beräknas att fjärrvärmenätet värms till 70°C under hela året vilket ger en medelvärmefaktor av 2,8 för både sjö- och gruvsystem.

Med framtida fjärrvärmetemperaturer antas att sjösystemet liksom tidigare värmer fjärrvärmenätet till 70°C medan gruvsystemet värmer fjärrvärmenätet till 65°C med en medelvärmefaktor av ca 3,2.

3.2.3 Reglering

Värmepumpen, som arbetar med konstant flöde dels under sommarhalvåret från Hagbydammen dels under vinterhalvåret från gruvan, regleras automatiskt så att önskad framtemperatur erhålls.

3.2.4 Materialval

Ventiler och rörledningar vid pumpstationerna är valda i gjutjärnsutförande.

VA-systemet i övrigt har valts i plastmaterial. De markförlagda ledningarna av typ PEH och gruvinstallationen i Nya schaktet utförs av typ PVC.

3.3 Uppskattning av värmeförluster

Att inom ramen för denna förstudie utföra en korrekt beräkning av gruvans värmeförluster har ej varit möjligt. Gruvans relativt komplicerade och oregelbundna geometri med bergrum av olika dimensioner gör en sådan beräkning alltför kostnadskrävande.

För denna förstudie har vi istället genomfört en väl underbyggd uppskattning av värmeförlusterna med utgångspunkt från de laddnings- och uttagsförlopp som redovisas i avsnitt 3.4 Energibalans. Uppskattningen grundas dels på den noggranna uppskattning av värmeförluster i Ljusnarsbergsgruvan som redovisas i BFR-rapporten R68:1982 och dels på en enkel kontroll för ett genomsnittsbergrum i Storgruvan. Förhållandena i Pershyttegruvan är från förlustsynpunkt gynnsammare än i Ljusnarsbergsgruvan. Brytningsrummen är större och mer samlade, temperaturnivån är lägre etc.

Lagrets värmeförluster bedöms under det första året uppgå till 50%. Vid fortfarighet, efter ca 10 år, bedöms förlusterna ha minskat till 30%. Vid denna uppskattning har lagrets medeltemperatur höjts till +16°C med solvärt sjövattnet, varefter man under vintern kylt lagret till ca +3°C. På grund av osäkerheten vid dessa översiktliga bedömningar har vi i denna förstudie baserat beräkningarna på en årlig energiförlust i lagret på ca 4 GWh, vilket motsvarar 40-45% av laddningsenergin.

3.4 Energibalans

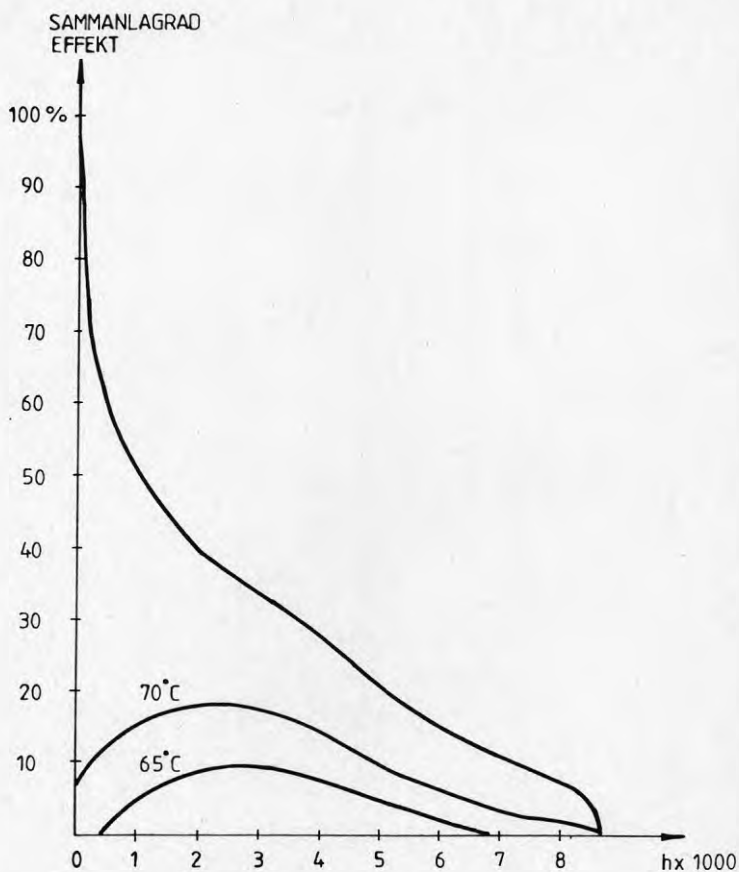
Det framtida årliga energibehovet har beräknats till 33.6 GWh inklusive nätförluster. Beräkningarna har utförts av Energiverket på basis av värmeplanen för Nora samt ett prognoserat energisparande med 25%.

De parametrar som begränsar utnyttjandet av sjö- och gruvvärme är:

- värmebehovet på fjärrvärmenätet
- temperaturbehovet på fjärrvärmenätet
- gruvans lagringskapacitet
- värmepumpens värmeeffekt

För att belysa detta har ett antal energibalanser framtagits för att belysa effekterna av detta. Samtliga alternativ baseras på det framtida energibehovet och med en begränsad lagringskapacitet i gruvan av ca 6.5 GWh.

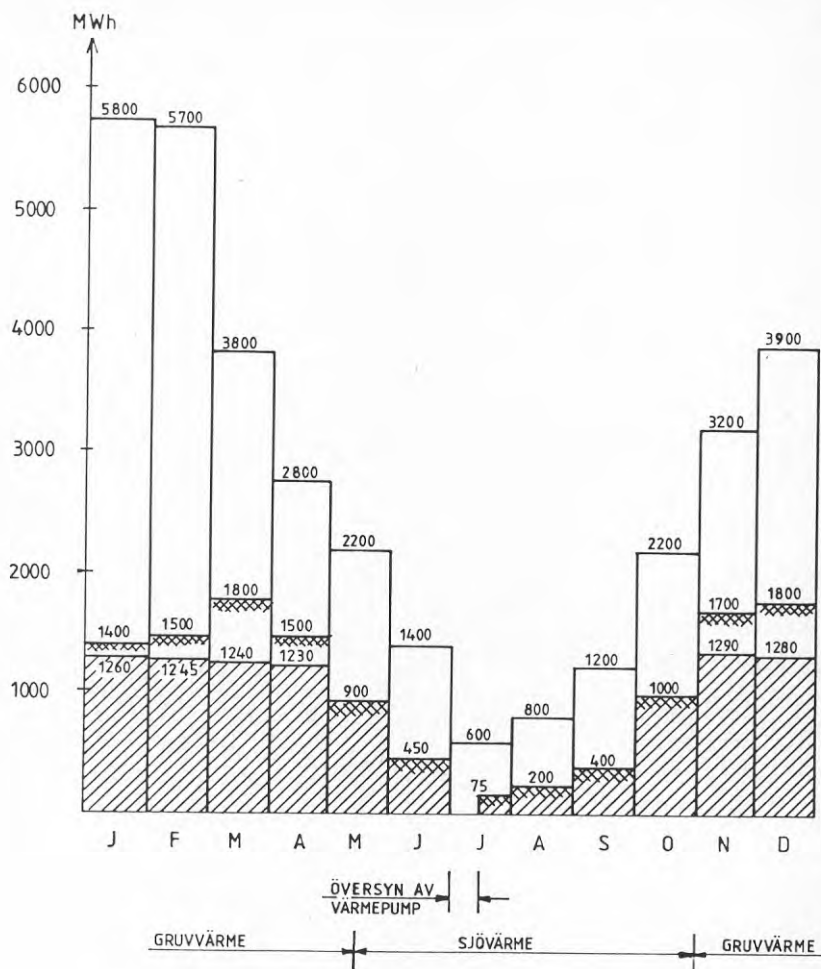
Med bibehållande av temperaturnivån i fjärrvärmenätet visas i figur 3.5 den maximala energitäckningsgrad vid en temperaturhöjning av returvattnet till 65°C respektive 70°C.



Figur 3.5 Energitäckning vid höjning av returtemperaturen till 65°C resp. 70°C på basis av nuvarande temperaturnivå i fjärrvärmenätet.

Som framgår av figuren ger en temperaturhöjning av returvattnet till 65°C en maximal energitäckningsgrad på högst 15%. En för denna täckningsgrad anpassad värmepumpstorlek ger alldeles för korta utnyttjningstider för att en värmepumpsapplikation skall bli intressant.

Med en temperaturhöjning av returvattnet till 70°C erhålles en maximal energitäckningsgrad på ca 40%.

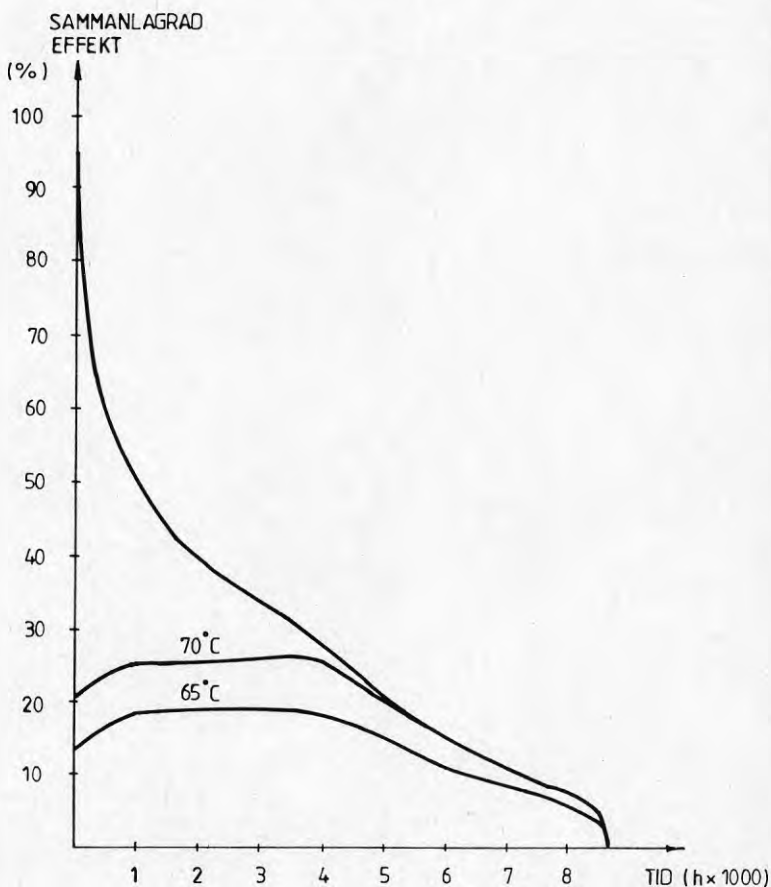


Figur 3.6 Energibalans med nuvarande temperaturnivå i fjärrvärmenätet. Vald aggregatstorlek på 1,8 MW avgiven värmeeffekt.

I figur 3.6 visas en energibalans för en framtida utbyggnad av fjärrvärmenätet med bibehållande av nuvarande temperaturnivå i fjärrvärmenätet. De längsta, ofyllda staplarna representerar det maximala energibehovet under årets månader.

De kryssmarkerade staplarna visar den maximala värmeenergin som kan matas in i fjärrvärmenätet om returtemperaturen höjes till 70°C. Slutligen visar de snedstreckade staplarna den värmeenergi som kan överföras till fjärrvärmenätet från gruvlagret resp. sjön. I detta fall har värmepumpen valts med en kapacitet på ca 1,8 MW avgiven värmeeffekt.

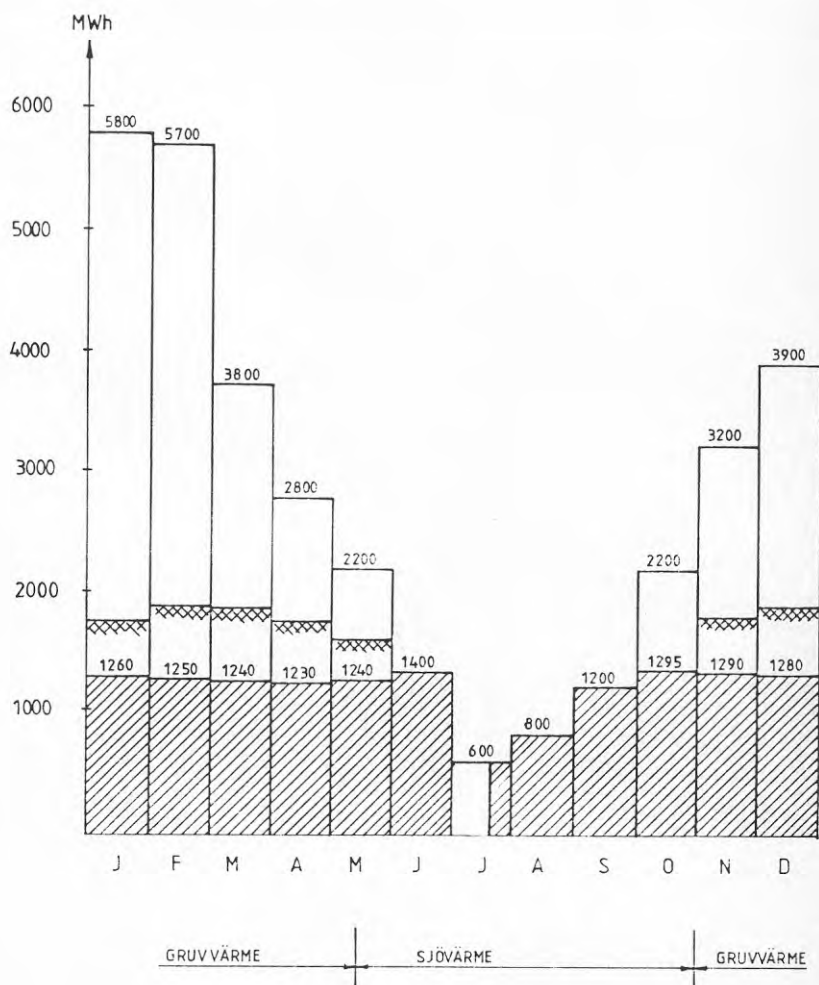
Som framgår av fig. 3.7 kan betydligt mer värmeenergi matas in på fjärrvärmenätet vid en framtida sänkning av temperaturnivån i nätet.



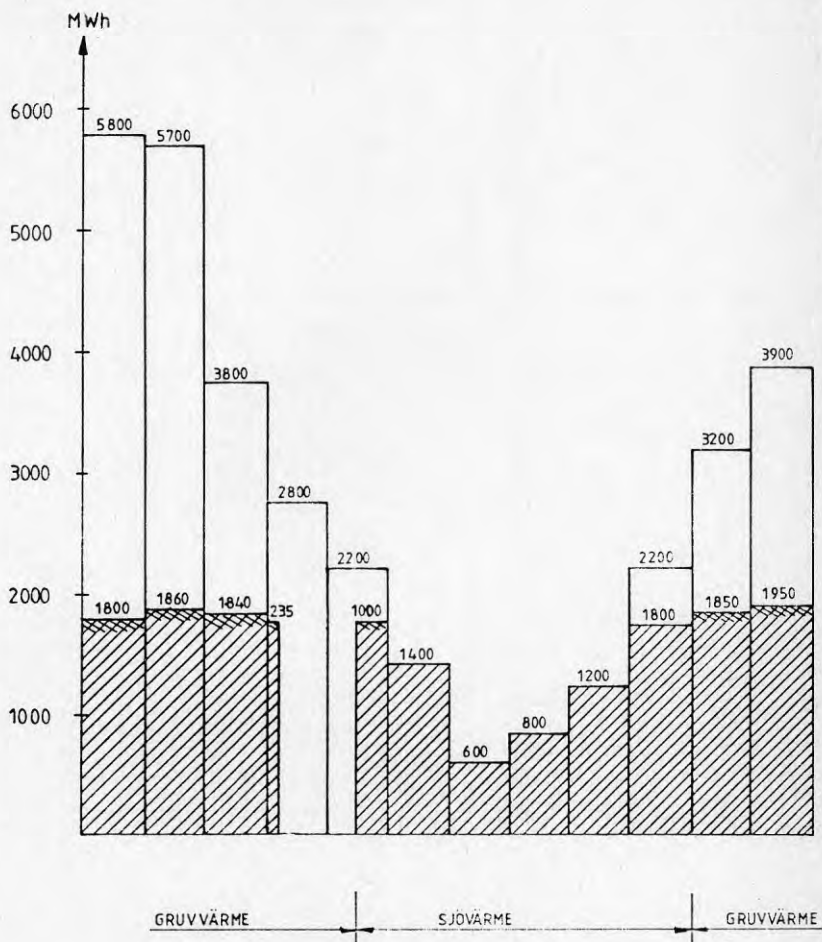
Figur 3.7 Energitäckning vid höjning av returtemperaturen till 65°C på basis av framtida temperaturnivåer i fjärrvärmenätet

Om för detta fall returtemperaturen höjes till 65°C alternativt 70°C blir den procentuella täckningsgraden ca 50% resp ca 65%.

För den framtida temperaturnivån i fjärrvärmenätet har energibalanser tagits fram för returtemperaturhöjningen till 65°C under vintersäsongen och 70°C under sommarsäsongen. Energibalansen för installerad värmeeffekt av 1,8 MW respektive 2,6 MW redovisas i fig. 3.8 resp 3.9.



Figur 3.8 Energibalans med framtida temperaturnivå i fjärrvärmenätet. Vald aggregatstorlek på 1,8 MW avgiven värmeeffekt.



Figur 3.9

Energibalans med framtida temperaturnivå i fjärrvärmenätet. Vald aggregatstorlek på 2,6 MW avgiven värmeeffekt.

4. EKONOMI

De tre produktionsalternativen har kalkylerats dels för ett energibehov av 33,6 GWh och dels för 43,6 GWh. Rapporten belyser i de följande avsnitten beräkningarna för 33,6 GWh medan beräkningarna för alternativet med 43,6 GWh endast redovisas i en resultatsammanställning i tabell 4:4.

4.1 Investeringar - förutsättningar

Två alternativ har kalkylerats med två storlekar på värmepumparna. Alternativ I med ca 1,8 MW värme och alternativ II med ca 2,6 MW värme.

Vid en uppdimensionering av värmepumparna påverkas investeringskostnaden för sjövärmesystemet. För gruvsystemet påverkas investeringskostnaden obetydligt.

Investeringarna är kalkylerade i prisnivå 1983-01 och inkluderar samtliga kostnader exklusive räntor under byggnadstiden och mervärdeskatt.

4.1.1 Alternativ I

	kkr
Pumpstation vid Åsbosjön	500
Pumpstation vid Hagbyån	300
Gruvinstallation	600
VA-ledningar	1900
Värmepumpcentral	3100
Projektering, kontroll, adm.	1000
Oförutsett	500
<u>Summa</u>	<u>7900</u>

Varav investering i gruvlagarsystem ca 3,5 Mkr

4.1.2 Alternativ II

	kkr
Pumpstation vid Åsbosjön	500
Pumpstation vid Hagbyån	360
VA-ledningar	2140
Gruvinstallation	620
Värmepumpcentral	3870
Projektering, kontroll, adm.	1000
Oförutsett	600
<u>Summa</u>	<u>9100</u>

Varav investering i gruvlagarsystem ca 3,7 Mkr

4.2 Driftkostnader

Driftkostnader har beräknats för tre alternativ:

- nuvarande fjärrvärmtemperaturer och installerad värmepumpseffekt på ca 1,8 MW
- möjliga framtida fjärrvärmtemperaturer och installerad effekt på ca 1,8 MW
- möjliga framtida fjärrvärmtemperaturer och installerad effekt på ca 2,6 MW

4.2.1 Anläggningens ekonomiska livslängd

Anläggningen består av delar med varierande livslängd mellan 15-30 år. 15 och 20 år för hetvattencentral, pumpstationer och gruvinstallation medan ledningar i mark har en antagen livslängd av 30 år.

Vid beräkning av kapitalkostnaden för den totala investeringen har 20 år använts.

Genom att variera

- elpris
- kalkylränta
- energiomsättning
- investeringsbehov

har projektets känslighet belysts. Resultatet framgår av tabell 4.2.

4.2.2 Drift och underhåll

Drift och underhåll exklusive elenergi har beräknats till 2% av investeringsbehovet för värmepumpcentral och 1% för VA-systemet.

4.2.3 Personal

Utredningen har förutsatt att ett halvt manår erfordras för värmepumpsanläggningen till en årskostnad av 100 kkr.

4.2.4 Bränslekostnader

Vid jämförelse med andra bränslen har priset antagits enligt följande.

Tabell 4.1

Energislag	Inköpspris kr/m ³	Värmevärde kWh/m ³	Pannverk- ningsgrad %	Energikostn kr/MWh
Olja E04	1900	10600	87	206
Bränsle- flis	90	800	85	132
El				180

Prisutvecklingen på olja förutsätts 2% reallt under kalkylperioden.

Prisutvecklingen på bränsleflis förutsätts följa inflationen dvs 0% reallt och elpriset antas följa inflationen under 1980-talet och 4% över inflationen under resten av kalkylperioden.

4.2.5 Kalkylförfarande

Kalkylen är utförd i fast penningvärde och med en real kalkylränta av 4% eller en nominell ränta av 14% vid 10% inflation.

Kalkylperioden har valts till 20 år och de årliga kostnaderna har beräknats med annuitetsmetoden. Vissa parametrar, som ej följer inflationstakten såsom priser på energi, har korrigerats för detta i beräkningen av nuvärdet.

4.3 Alternativ I - Nuvarande fjärrvärme-temperaturer

INVESTERING:	Mkr
Värmepumpcentral	3.1
VA-system	3.3
Projektering, kontroll, adm.	1.0
Oförutsett	0.5
<u>Totalt</u>	<u>7.9</u>

KOSTNADER: År 1	kkr
Kapital	585
Drift och underhåll	160
Personal	100
Elenergi (4.310 MWh)	776
<u>Summa</u>	<u>1621</u>

Anläggningen producerar 10.570 MWh till en specifik kostnad av 15,3 öre/kWh år 1.

Nuvärdesumman för 20 år	Mkr
Kapital	7.90
Drift och underhåll	2.17
Personal	1.36
Elenergi 18,50	14.36
<u>Summa</u>	<u>25.79</u>

Medelproduktionskostnaden under kalkylperioden är 18,0 öre/kWh.

4.4 Alternativ I - framtida fjärrvärmeterperaturer

INVESTERING:	Mkr
Värmepumpcentral	3.1
VA-system	3.3
Projektering, kontroll, adm.	1.0
Oförutsett	0.5
<u>Totalt</u>	<u>7.9</u>

KOSTNADER: År 1	kkr
Kapital	585
Drift och underhåll	160
Personal	100
Elenergi (5.060 MWh)	911
<u>Summa</u>	<u>1756</u>

Anläggningen producerar 13.685 MWh till en specifik kostnad av 12,8 öre/kWh år 1.

Nuvärdesumman för 20 år	Mkr
Kapital	7.90
Drift och underhåll	2.17
Personal	1.36
Elenergi	16.85
<u>Summa</u>	<u>28.28</u>

Medelproduktionskostnden under kalkylperioden är 15,2 öre/kWh.

4.5 Alternativ II - framtida fjärrvärme-temperaturer

INVESTERING:	Mkr
Värmepumpcentral	3.9
VA-system	3.6
Projektering, kontroll, adm.	1.0
Oförutsett	0.6
<u>Totalt</u>	<u>9.1</u>

KOSTNADER: År 1	kkkr
Kapital	673
Drift och underhåll	182
Personal	100
Elenergi (6060 MWh)	1091
<u>Summa</u>	<u>2046</u>

Anläggningen producerar 16.335 MWh till en specifik kostnad av 12,5 öre/kWh.

Nuvärdesumman för 20 år	Mkr
Kapital	9.10
Drift och underhåll	2.47
Personal	1.36
Elenergi	20.18
<u>Summa</u>	<u>33.11</u>

Medelproduktionskostnaden under kalkylperioden är 14,9 öre/kWh.

4.6 Sammanställning - känslighetsanalys

Totala produktionskostnaden för de olika alternativen redovisas i nedanstående tabell. I tabell 4:3 och 4:4 kan jämförelser göras mellan alternativen med totalt värmebehov 33,6 GWh respektive 43,6 GWh.

Tabell 4.2

Alternativ	Kostnad öre/kWh		S:a nuvärde Mkr
	år 1	år 1-20	
Alt I - 10,6 GWh	15.3	18.0	25.79
Alt I - 13,7 GWh	12.8	15.2	28.28
Alt II- 16.3 GWh	12.5	14.9	33.11

Med ett förändrat elpris på 20% förändras kostnaderna ca 2 öre/kWh.

Med en förändrad kalkylränta till 6% reallt ökar kostnaden med 1,5-2,0 öre/kWh.

Vid förändrad energiomsättning $\pm 10\%$ med bibehållen investering ändras kostnaden med ca $\pm 0,5$ öre/kWh.

Om investeringsbehovet varierar med $\pm 20\%$ ändras kostnaden med ca ± 1 öre/kWh.

Vid bedömning av projektets lönsamhet krävs kännedom om hur fjärrvärmens i framtiden skall produceras. Värmepumpsystemet skall således kombineras med kommunens planerade produktionsalternativ och därmed konkurrera med basproduktionen. I utredningen belyses två produktionsalternativ

* bränsleflis/olja

* olja

I tabell 4:3 redovisas hur mycket bränsle av olja och bränsleflis som ersätts vid de olika alternativen. Dessa bränslebesparingar representerar en kostnadsbesparing som har nuvärdesberäknats och jämförts med totala nuvärdet för de olika alternativen.

Ur tabellen framgår att alternativ I med nuvarande fjärrvärmemetemperaturer endast är lönsam om det är olja som sparas.

Alternativ I och II med framtida fjärrvärmemetemperaturer är klart lönsamma vid oljeeldning och indikerar konkurrenskraft även vid bränsleflis.

Ekonomi i själva gruvlagarsystemet kan belysas i kostnaden för energin som kommer från lagret till värmepumpen. Denna kostnad är framräknad till 2.4-3.3 öre/kWh beroende på alternativ.

Tabell 4:3 Sammanställning av alternativen bränslebesparing samt beräknade nuvärden av kostnadsbesparing vid ett totalt värmebehov av 33,6 GWh.

Alternativ	Energi- bespa- ring per år	Kostnads- bespa- ring		Projek- tets kostna- der år 1-20 S:a nu- värde	Anm Differens S:a nu- värde	Pay-off tid
		år 1	år 1-20 S:a nu- värde			
<u>ALT I - NUVARANDE FJÄRR- VÄRMETEMP</u>						
bränsle- flis/olja	7.49+3.08	0.99+0.63	23.59	25.79	-2.20	30
olja	10.57	2.18	35.03	25.79	+9.24	10
<u>ALT I - FRAMTIDA FJÄRR- VÄRMETEMP</u>						
bränsle- flis/olja	9.13+4.56	1.21+0.94	31.49	28.28	+3.21	12
olja	13.69	2.82	45.38	28.28	+17.10	6
<u>ALT II - FRAMTIDA FJÄRR- VÄRMETEMP</u>						
bränsle- flis/olja	11.48+4.86	1.52+1.00	36.75	33.11	+3.64	12
olja	16.34	3.37	54.16	33.11	+21.05	6

* Pay-off tiden är beräknad inklusive real räntekostnad på 4%.

I nedanstående tabell redovisas resultaten för beräkningar som utförts för ett maximalt energibehov av 43,6 GWh. Detta är det prognoserade energibehovet utan ca 25% energibesparing. Av tabell framgår att värmepumpsalternativen påverkas marginellt av ett minskat energibehov på nätet.

Tabell 4:4 Sammanställning av alternativens bränslebesparing samt beräknade nuvärden av kostnadsbesparing vid ett totalt värmebehov av 43,6 GWh.

Alternativ	Energi- bespa- ring per år	Kostnads- bespa- ring år 1	S:a nu- värde		Projek- tets kostna- der år 1-20 S:a nu- värde Mkr	Anm Differens S:a nu- värde Mkr	Pay-of tid År *
			år 1-20	Mkr			
<u>ALT I - NUVARANDE FJÄRR- VÄRMETEMP</u>							
bränsle- flis/olja	7.96+3.28	1.05+0.68	25.14		26.70	-1.56	25
olja	11.24	2.32	37.33		26.70	+10.63	9
<u>ALT I - FRAMTIDA FJÄRR- VÄRMETEMP</u>							
bränsle- flis/olja	9.36+4.68	1.24+0.96	32.30		29.79	+2.51	12
olja	14.04	2.89	46.50		29.79	+16.71	6
<u>ALT II - FRAMTIDA FJÄRR- VÄRMETEMP</u>							
bränsle- flis/olja	12.12+5.20	1.60+1.07	38.96		35.27	+3.69	11
olja	17.32	3.57	57.44		35.27	+22.17	5

* Pay-off tiden är beräknad inklusive real räntekostnad på 4%.

Då man i den här föreslagna systemlösningen nyttjar en teknik man saknar direkta drifterfarenheter av är det viktigt att miljöaspekterna på ett tidigt stadium belyses och på ett seriöst sätt behandlas i de efterföljande studierna. Framför allt är det i Åsbosjön som risk föreligger för direkta ekologiska förändringar. I sjöns södra del där varmt sjövattnet pumpas från sjön och kallare gruvvattnet släpps ut i sjön uppkommer en omfördelning av vatten mellan ytskikt och bottenskikt. Denna omfördelning resulterar i ändrade biologiska förhållanden för vegetation och djur. Förhållandena påverkas även av att det utsläppta vattnet har en lägre temperatur än sjön. Motsvarande miljökonsekvenser uppkommer vid Hagbydammen där vatteninlopp respektive utlopp sker från värmepumpenläggningen. Dessa miljökonsekvenser kan man troligen anse vara av underordnad betydelse i detta föreslagna systemutförande.

Den ur miljösynpunkt avgörande betydelsen kommer utan tvekan att vara den kemiska förändringen i Åsbosjön, som orsakas av gruvvattnet. Den föreslagna systemutformningen innebär att gruvans vatten pumpas ut i Åsbosjön. För att få en viss uppfattning av gruvvattnets sammansättning har kemiska analyser utförts på ett prov. Resultatet framgår av Tabell 5.1. Som jämförelse redovisas även en vattenanalys gjord på vatten från Ljusnarsbergsgruvan, Tabell 5.2.

Tabell 5.1 Analysresultat, prov Storgruvan, Pershyttefältet.

pH	7,5	
Totalhårdhet	64	mg/l
Järn, Fe	4,4	mg/l
Alkalitet	201	mg/l
Klorid, Cl	11	mg/l
Sulfat, SO ₄	2	mg/l
Koppar, Cu	<0,05	mg/l
Zink, Zn	0,40	mg/l
Nickel, Ni	<1	µg/l
Kadmium, Cd	0,7	µg/l

Tabell 5.2 Analysresultat, prov Ljusnarsbergsgruvan

Spec. ledningsförmåga	1 220	$\mu\text{S}/\text{cm}$
pH	6,1	
Permanganatförbrukning	12	mg/l
Totalhårdhet	ca 334	mg/l
"	46,8	tyska grader
Kalcium, Ca	258	mg/l
Magnesium, Mg	47	mg/l
Klorid, Cl	12	mg/l
Sulfat, SO_4	810	mg/l
Fluorid, F	24	mg/l
Bikarbonat, HCO_3	27	mg/l
Marmoraggr. kolsyra, CO_2	<1	mg/l
Järn, Fe	1,3	mg/l
Koppar, Cu	0,78	mg/l
Bly, Pb	0,22	mg/l
Zink, Zn	27	mg/l

Som framgår av Tabell 5.1 uppvisar Storgruvan en vattenkvantitet som markant skiljer sig från Ljusnarsbergsgruvan. Med stöd av gruvvattenanalysen och analysen från provet i Åsbosjön, Tabell 2.1, kan man på goda grunder anta att den kemiska förändringen av sjövattnet även i ett längre tidsperspektiv blir mycket begränsad. Vi föreslår dock att man i samråd med Länsstyrelsens naturvårdsenhet upprättar ett kontrollprogram för att studera miljöeffekterna i Åsbosjön.

6 REKOMMENDATIONER

Mot bakgrund av förstudiens resultat anser vi det motiverat att genomföra en fortsättning som kan resultera i en färdig värmepumpanläggning under hösten 1985. Vår rekommendation är att man före denna tidpunkt genomför ett vattenbyte i gruvan dels för att kontrollera gruvans lagringsegenskaper och dels för att studera miljökonsekvensen av ett vattenbyte.

Vårt förslag till fortsatt verksamhet, med sikte på att snarast få i drift en ekonomisk och miljövänlig anläggning, får följande utseende:

- Söka erforderliga tillstånd för vattenbyte och värmelagring. Hösten 1983.
- Kontinuerlig registrering av vattentemperatur och kemisk sammansättning i Åsbosjön för kontroll av miljöpåverkan. Start sommaren 1983 och framåt.
- Projektering av gruvinstallation och VA-system för vattenbyte och värmelager. Hösten 1983.
- Anläggning av VA- och gruvinstallation för laddning av lagret. Våren-sommaren 1984.
- Vattenprovtagning i gruvan under pågående vattenbyte. Sommaren 1984.
- Utvärdering av laddning och urladdning av gruvan ur miljö- och energisynpunkt. Hösten 1984.
- Studera möjligheterna att sänka nuvarande fjärrvärmetemperatur. 1983-84.
- Optimera och projektera en färdig värmepumpanläggning med sikte på driftstart hösten 1985.
- Utbyggnad av anläggningen.

7 REFERENSER

af Forselles, T, & Windelhed, K, 1982, Gruvor som värmelager. Inventering i Syd- och Mellansverige. BFR R116:1982, Stockholm.

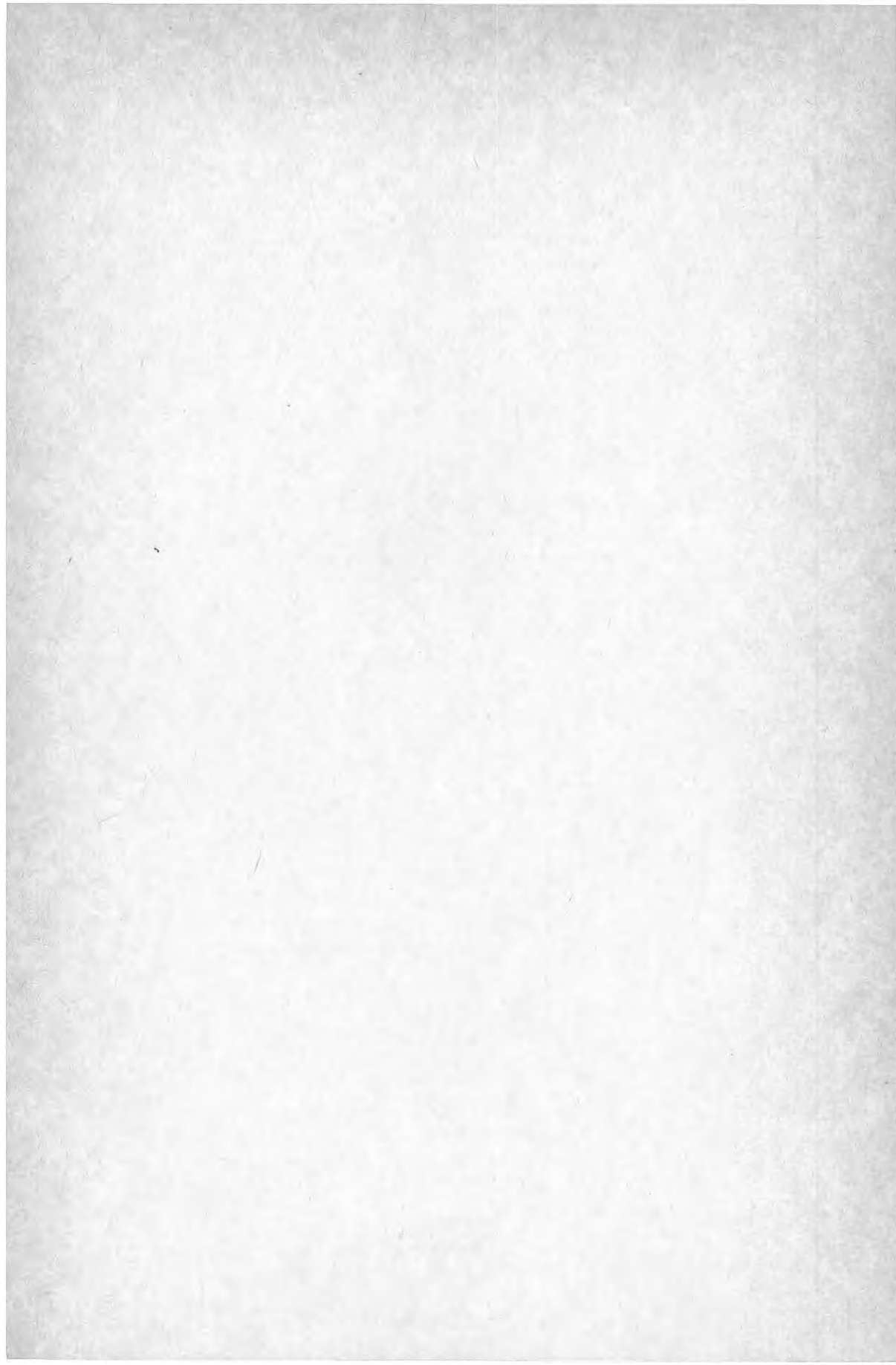
Gustafson, G, Värmeutvinning och värmelagring i nedlagd gruva i Ely, Minnesota, USA. Principförslag. BFR-projekt 821167-6. Rapport ej färdig.

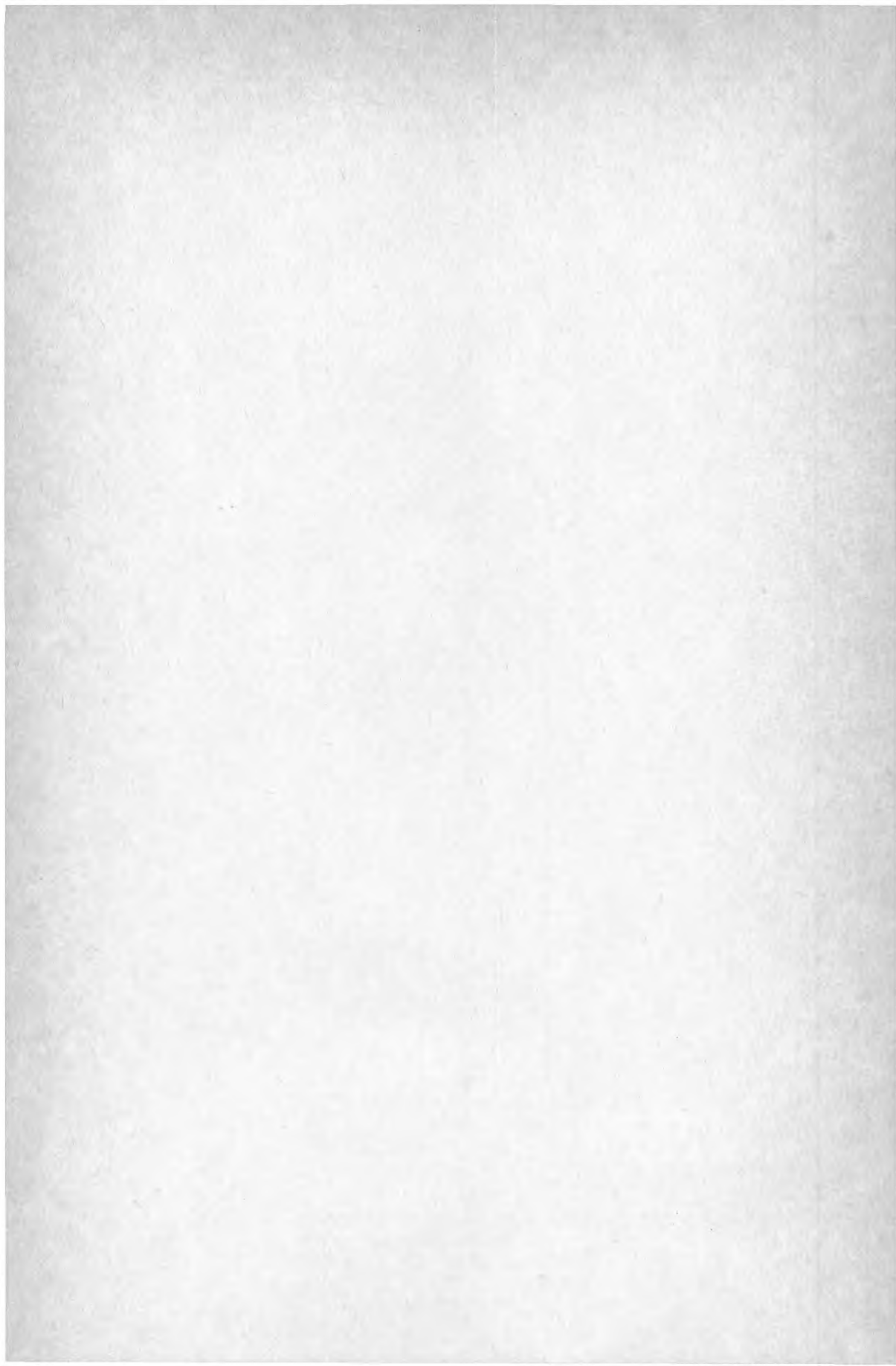
Hallenberg, I & Ericsson, A, 1982, Bergtunnel som lågtemperaturlager för sjövärm. Förstudie i Gullspång. BFR R116:1982, Stockholm.

Nordling, I, Stillesjö, S & Åkesson, H, 1981, Transport av spillvärme genom bergtunnel till Kramfors fjärrvärmenät. Förstudie. BFR R113: 981, Stockholm

Sundman, B, Söderman, E & Windelhed, K, 1981, Säsongs- lagring av solvärme i gruva i Kopparberg. Förstudie. BFR R58:1981, Stockholm.

Söderman, E & Windelhed, K, 1982, Säsongs- lagring av sjövärm i gruva i Kopparberg. Förprojektering. BFR R68:1982, Stockholm.





**Denna rapport hänför sig till forskningsanslag
821057-3 från Statens råd för byggnadsforskning
till Nora Energiverk, Nora.**

R131: 1983

ISBN 91-540-4040-X

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Art.nr: 6700831

**Abonnemangsgrupp:
V. Anläggningsteknik**

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

Cirka pris: 25 kr exkl moms