



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.



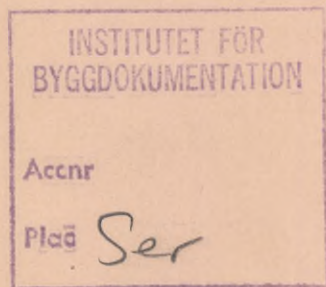
**Rapport**

**R104:1988**

**Säsongslagrad solvärme  
i Kungälv**

**Planeringsunderlag med alternativ  
för värmeförsörjning på 1990-talet**

**Tommy Claesson  
Jonas Gräslund  
Göran Hultmark  
Torbjörn Jilar**



**Byggforskningsrådet**

R104:1988

SÄSONGLAGRAD SOLVÄRME I KUNGÄLV

Planeringsunderlag med alternativ  
för värmeförsörjning på 1990-talet

Tommy Claesson  
Jonas Gräslund  
Göran Hultmark  
Torbjörn Jilar

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 851074-5,  
870438-1 och 880367-2 från Statens råd för byggnadsforsk-  
ning till Scandiaconsult AB, Göteborg, Kungälv's kommun/  
kommunalkansliet och Scandiaconsult AB, Stockholm.

## REFERAT

Rapporten behandlar huvudsakligen säsongslagrad solvärme för uppvärmning av Kungälvs bebyggelse. I jämförelsesyfte behandlas även mer traditionella värmeförsörjningsalternativ baserade på spillvärme, fastbränsle, naturgas, olja och el. Teknik, ekonomi, miljö- och försörjningsfrågor ingår i redovisningen.

Enligt riktlinjerna för Kungälvs energiplanering skall kommunen främja en säker och miljövänlig energitillförsel samt satsa på inhemska och helst förnybara energikällor. Kommunen arbetar sedan några år tillbaka på en fjärrvärmeplan där bl a säsongslagrad solvärme ingår. Rapportens omfattande redovisning utgör ett planeringsunderlag för kommunens fortsatta arbete.

Inom de områden som är avsedda för fjärrvärmeutbyggnad beräknas värmebehovet år 1990 uppgå till ca 56 GWh/år.

Den föreslagna solvärmeanläggningen beräknas täcka 75 % av fjärrvärmeområdets årsvärmebehov. För solvärmeproduktionen behövs ca 126.000 m<sup>2</sup> plana högttemperatursolfångare som kräver markområden på sammanlagt 28 ha. Som värmelager behövs ca 400.000 m<sup>3</sup> berggrum. Lämpliga markområden finns i direkt anslutning till fjärrvärmeområdena.

Värmekostnaden för solvärmealternativet ligger med dagens solfångarkostnader 50 % över värmekostnaden för övriga alternativ. Ett byggande av Kungälvsanläggningen bedöms kunna ge goda möjligheter till rationaliseringar och kostnadssänkningar vid solfångartillverkningen. Många orter har liksom Kungälv goda förutsättningar för solvärme kombinerad med fjärrvärme. Kungälvstudien visar att den storskaliga solvärmetekniken kan vara ekonomiskt konkurrenskraftig redan i början av 2000-talet. Detta till stor del enbart genom utnyttjande av befintliga resurser inom den svenska bygg- och industrisektorn.

Solvärmealternativet med endast 25 % bränslebaserad värmeproduktion ger markant minskning av föroreningsutsläppen. Naturgas som tillsatsbränsle är bäst för lokalmiljön i Kungälv. Kväve- och koldioxidutsläppen minskar till 15 à 20 % av dagens utsläpp med oljeeldning, och övriga utsläpp, t ex tungmetaller, försvinner helt.

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

Denna skrift är tryckt på miljövänligt, oblekt papper.

R105:1988

ISBN 91-540-4974-1

Statens råd för bygnadsforskning, Stockholm  
Svenskt Tryck Stockholm 1988

## I N N E H Ä L L S F Ö R T E C K N I N G

Varje kapitel har internsido­numrering och detaljerad innehållsförteckning återfinns i början av respektive kapitel.

### KOMMENTARER OCH SLUTSATSER

1. SAMMANFATTNING
2. ALLMÄNNA FÖRUTSÄTTNINGAR I KUNGÄLV
3. FJÄRRVÄRMESYSTEM I KUNGÄLV
4. SOLVÄRME - 10 ÅRS UTVECKLING
5. SOLVÄRMESYSTEM OCH DIMENSIONERING I KUNGÄLVFALLET
6. SOLFÅNGARSYSTEM I KUNGÄLV
7. VÄRMELAGER I KUNGÄLV
8. EKONOMISKA KALKYLFÖRUTSÄTTNINGAR
9. VÄRMEFÖRSÖRJNINGSSALTERNATIV I KUNGÄLV
10. MILJÖ- OCH FÖRSÖRJNINGSPRÅGOR
11. FRAMTIDA MÖJLIGHETER FÖR STORA SOLVÄRMESYSTEM
12. ORGANISATION AV SOLVÄRMEPROJEKTET I KUNGÄLV

### REFERENSER

## FÖRORD

En solig försommardag i slutet av 1970-talet klättrar dåvarande elverkschefen i Kungälv, Bertil Wennerholm, uppför Ängegärdebergets sydostsluttning. Han följer kraftledningen mot nordväst. Svetten lackar och han tycker att värmen är besvärande. Senare på dagen när han åter är på kontoret skriver han i sin dagbok "Berget är som gjort för att ställa upp solfångare på och man kan ju anlägga ett värmelager rakt inunder".

Inte förrän några år senare, på ett informationsmöte för alternativ värmeproduktion som hölls på Scandiaconsult i Göteborg, funderade Wennerholm på solvärmen igen. De kontakter som togs resulterade i att Ulf Ervér och Göran Hultmark besökte Wennerholm för att informera om solvärmeanläggningen i Lyckebo. Lars Heineson, Kungälvs energisamordnare, fann Wennerholms idéer så intressanta att dessa presenterades vid ett kommunstyrelsesammanträde. Kommunalråden Ingbritt Nygren och Kurt Axelsson ansåg att idéen var värd att studera och kommunen satsade några tusen på underlag för en BFR-ansökan om förstudie.

I förstudien medverkade förutom Scandiaconsult och Andersson & Hultmark även Viak, CTH-geologi, CTH-installationsteknik och Hagkonsult. Huvudresultatet av förstudien kan sägas vara valet av det öppna bergrummet som lagringsalternativ. Till den utökade förstudie som följde kallades Johnny Andersson, Scandiaconsult Stockholm som projektledare. Utredningsarbetet utfördes av Torbjörn Jilar, CTH/Scandiaconsult, Göran Hultmark, Andersson&Hultmark samt Tommy Claesson, Scandiaconsult. Resultatet av förstudien finns redovisat i rapporten "Säsongs-lagrad solvärme i Kungälv - sammanfattning av en förundersökning".

I samband med att föreliggande huvudstudie kom igång skrevs ett samarbetsavtal mellan BFR och Kungälvs kommun om anvarsområden inför det fortsatta arbetet. En referensgrupp bestående av 17 personer bildades under ordförandeskap av Dage Kåberger. Denne efterträdes i ett sent skede av Rune Olsson som ordförande. Referensgruppens sammansättning har varit följande:

Dage Kåberger	BFR (Ordförande)
Rune Olsson	BFR (Eftertr. Ordförande)
Hans Andersson	BFR (Sekreterare)
Ingbritt Nygren	Kungälvs kommun
Kurt Axelsson	Kungälvs kommun
Lars Heineson	Kungälvs kommun
Urban Norell	Kungälvs kommun
Bertil Wennerholm	Kungälvs kommun
Rolf Dahlberg	Kungälvs kommun
Torbjörn Boström	BFR
Michael Rantil	BFR
Björn Sellberg	BFR
Karin Åberg	Statens Energiverk
Ingvar Enqvist	Statens Energiverk
Christer Brunström	Statens Vattenfallsverk
Eric Granryd	KTH
Henrik Enström	Skand. Termoekonomi

Under ledning av Johnny Andersson har arbetsgruppen förutom solvärmealternativet även studerat andra värmeförsörjningsalternativ för Kungälv. I föreliggande rapport som omfattar även alternativen har:

Torbjörn Jilar ansvarat för kapitlen 2, 5, 8, 10 och delmomenten 9.2, 9.3 och 12.2.

Göran Hultmark för kapitlen 4, 11 och delmomentet 12.1.

Jonas Gräslund för kapitel 3, delmomenten 6:2, 6:3 och 9:4.

Tommy Claesson för kapitel 7 samt delmomentet 6:4.

Anders Bernestål för delmomentet 9:1.

Vi är tacksamma för den ovärderliga hjälp vi fått av Jan-Olof Dalenbäck vid Installationsteknik, CTH med datorsimuleringar, av Bertil Wennerholm med elförsörjningsfrågorna, av tjänstemän och politiker vid Kungälvs kommun för deras entusiasm och bistånd i snart sagt alla frågor. Vi vill slutligen framföra ett stort tack till Åsa Andersson som med flit och iver skrivit rent våra kladdiga manus.

Det har under detta arbetets gång alltmer visat sig att den miljövänliga solvärmens har en given plats i Sveriges framtida energisystem. Tekniken står inte längre i portöppningen, den har tagit ett rejält kliv in mot en etablerad roll i samhällets energiförsörjning.

Göteborg i oktober 1988

Författarna

SOLEN KAN FÖRVANDLA EN STEN TILL RUBIN,  
FAR VARSAMT FRAM I NATUREN

Muslihud Din Sadi  
Persisk sufist (1100-talet)

KOMMISSIONEN ANSER ATT INGA ANSTRÄNG-  
NINGAR BÖR SPARAS NÄR DET GÄLLER ATT  
UTVECKLA DEN FÖRNYBARA ENERGINS MÖJLIG-  
HETER. DENNA BÖR UTGÖRA GRUNDEN FÖR  
DET TJUGOFÖRSTA ÅRHUNDRADETS GLOBALA  
ENERGISYSTEM.

Vår gemensamma framtid  
Rapport från Världskommissionen för miljö  
och utveckling - Brundtlandkommissionen (1987).



## KOMMENTARER OCH SLUTSATSER

Föreliggande rapport behandlar huvudsakligen säsongslagrad solvärme för uppvärmning av Kungälv's bebyggelse. I jämförelsesyfte behandlas även mer traditionella värmeförsörjningsalternativ. Teknik, ekonomi, miljö- och försörjningsfrågor ingår i redovisningen. Nedan anges inom parentes avsnitt i huvudtexten vari mer omfattande och detaljerad redovisning återfinns.

Alla alternativ berör samma tätortsområde där fjärrvärme planeras. Bebyggelsen omfattar ca 350.000 m<sup>2</sup> bostäder samt lokaler för olika ändamål. Värmebehovet år 1990 beräknas vara ca 56 GWh/år inklusive kulvertförluster (avsnitt 2.1 och 3.2).

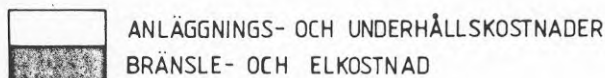
Nya fjärrvärmesystem byggs normalt för lägre fjärrvärmetemperaturer än vad som gäller i äldre system. I solvärmealternativet är det speciellt viktigt att låga returtemperaturer säkerställs.

Framledningstemperaturen 100°C och returtemperaturen 60°C vid dimensionerande utetemperatur (-20°C) kan fås genom lämpliga abonnentinkopplingar och lämplig flödesstyrning. Den föreslagna solvärmeanläggningen beräknas täcka 75 % av årsvärmebehovet. Resten täcks av tillsatsvärme från bränslepannor (avsnitt 3.3).

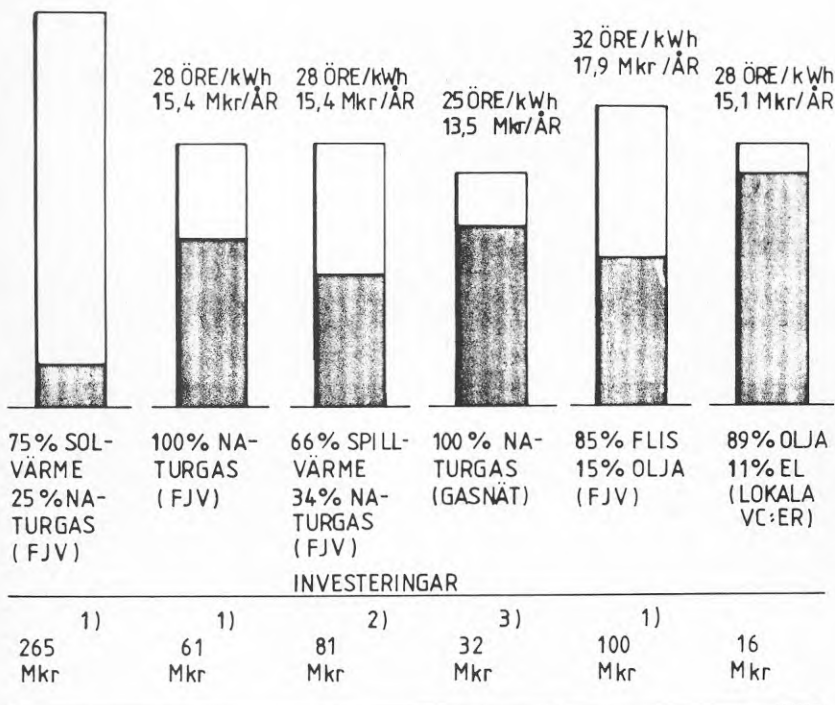
Solvärmeproduktionen kräver 125.800 m<sup>2</sup> plana högttemperatursolfångare med god effektivitet upp till över 100°C. Lämpliga markområden på sammanlagt 28 ha (ca 35 % av värmeunderlagets exploateringsyta) finns enligt landskapsstudier i direkt anslutning till fjärrvärmeområdena. Som värmelager lämpar sig oisolerade bergrum vars volym behöver vara 396.400 m<sup>3</sup>. Berg med bra kvalitet finns rakt under markytorna avsedda för solfångarfält. Bergrummet måste byggas ut i en enda etapp medan solfångarfältet mycket väl kan byggas ut i flera etapper. Under ett utbyggnadsskede kan det vara lämpligt att använda den delvis fristående värmelagringskapaciteten för elbaserad värmetillförsel sommartid med låga elpriser (avsnitt 5.2, 6.1, 6.2, 7.2 och 12.2).

Beräknad sammanlagd värmekostnad för produktion och distribution av sol- och tillsatsvärme är 0,42 kr/kWh. Detta gäller vid dagens solfångarkostnader och byggnation av solfångarfältet i en etapp. Solfångarfältet vars anläggningskostnad är 1115 kr/m<sup>2</sup> står för ca 50 % av värmekostnaden. Med naturgasbaserad tillsatsvärme utgör bränslekostnadsandelen ca 10 %. För en naturgasdriven kraftvärmeanläggning i kombination med solvärmeanläggningen är värmekostnaden något högre än nämnda kostnad med de råkraftpriser som snart skall gälla enligt senaste förslag. Värmekostnad och bränslekostnadsandel samt anläggningskostnad för övriga försörjningsalternativ framgår av figur 1. Värmekostnaden ligger mellan 0,25 och 0,32 kr/kWh

# SOLVÄRME OCH ALTERNATIV FÖR KUNGÄLVS VÄRMEFÖRSÖRJNING



42 ÖRE/kWh  
23,6 Mkr/ÅR



## INVESTERINGAR

1)	VARAV FJÄRRVÄRMESYSTEM	47 Mkr
2)	" "	48,4 Mkr
3)	" NATURGASSYSTEM	15,4 Mkr

Figur 1 Beräknad värme- och anläggningskostnad för olika värmeförsörjningsalternativ i Kungälv (4 % realränta). Solvärmealternativet gäller byggnation i en etapp med dagens solfångarkostnader. Alternativerna med naturgas via gasnät respektive olja och el i kombination (dagens situation) innebär användning av värmepannor placerade i befintliga värmecentraler. Övriga alternativ innebär användning av centralt placerade värmepannor samt värmedistribution via fjärrvärmesystem (FJV).

och bränslekostnadsandelarna mellan 50 och 90 %. Ingående kostnader för fjärrvärmesystem är 0,07 kr/kWh. Kostnaderna i naturgasalternativen bör tas med viss reservation eftersom exakta naturgaspriser i Kungälvfallet ännu ej kan anges. Naturgaspriset är satt till 95 % av tjockoljepriset.

Realprisökningar på 2 % per år under en 20-årsperiod är antagna för el samt alla bränslen utom träflis. För träflis väntas inga prisökningar beroende på god regional flistillgång. Kapitalkostnaderna är beräknade med 4 % realränta (avsnitt 5.4 och kapitel 8).

Realräntan 6 % ger i solvärmealternativet värmekostnaden 0,48 kr/kWh vid dagens solfångarkostnader. Denna värmekostnad beräknas kunna sänkas till nivån 0,35 kr/kWh vid en mer rationell solfångartillverkning än den som finns idag (avsnitt 5.4). Samma värmekostnad fås på 20 års sikt vid nämnda bränsleprisprognos även för alternativet med helt naturgaseldad fjärrvärmecentral.

Etapputbyggnadsfallet i Kungälv bedöms kunna ge goda möjligheter till nödvändiga rationaliseringar och kostnadssänkningar vid solfångartillverkningen. Genom successiv utbyggnad av solfångarfältet under en 10-årsperiod beräknas den sista etappens anläggningskostnad kunna bli 700 kr/m<sup>2</sup>. För det fallet anges nedan genomsnittliga värmekostnader beräknade med 6 % realränta (inklusive produktion och distribution). Det framgår att ett investeringsbidrag motsvarande ca 40 % av anläggningskostnaden exklusive fjärrvärmesystem krävs i solvärmelternativet för att dess värmekostnad skall bli likvärdig med naturgasalternativets kostnad (avsnitt 5.4, 11.1 och 12.2).

Alternativ	Invest.bidrag		Total årskostn <sup>2)</sup>	Värmekostnad <sup>2)</sup>
	År 1 (Mkr)	(%) <sup>1)</sup>	År 1-30 (Mkr/år)	År 1-30 (kr/kWh)
Solvärme + naturgas/el	0	0	21,7	0,39
- "-	45	23	19,2	0,34
- "-	55	28	18,6	0,33
- "-	65	34	18,1	0,32
- "-	75	39	17,6	0,31
- "-	85	44	17,4	0,31
Naturgas (FJV)	-	-	17,6	0,31

<sup>1)</sup> Bidrag i förhållande till total anläggningskostnad exklusive fjärrvärmesystem - 194 Mkr

<sup>2)</sup> Inklusive värmeproduktion och fjärrvärmedistribution

Föroreningsutsläppen för de olika försörjningsalternativen visas i figur 2. Svavel- och kväveutsläppen ligger bakom den ökande försurningen av naturen och gör även att stora skogsområden riskerar tillväxtminskning. Stoffutsläppen bidrar till att tungmetaller sprids över stora markområden. Enligt nya rön bildas dikväveoxid vid förbränning som liksom CFC (freon) förstör det strålningsskyddande ozonskiktet i stratosfären. Även metan, som är huvudkomponenten i naturgas, tros ha samma globala effekt. Vid förbränning bildas stora mängder koldioxid, ett globalt problem som gör att jordens temperatur stiger (växthuseffekten) med åtföljande översvänningsrisker. Härtill bidrar även metan och andra luftföroreningar. Undantagna är träbränslen som förbrukar koldioxid vid uppvärmningen och ej ger någon nettoökning. Under 1900-talet har atmosfärshalten av koldioxid ökat med 20 % medan halten av metangas har ökat med 10 % det senaste decenniet. Fortsätter förbränningen i samma takt som nu kommer koldioxidhalten att fördubblas till år 2030. Även cancerogena kolväten (PAH) samt tungmetaller som ger genetiska skador frigörs vid förbränning (avsnitt 10.1).

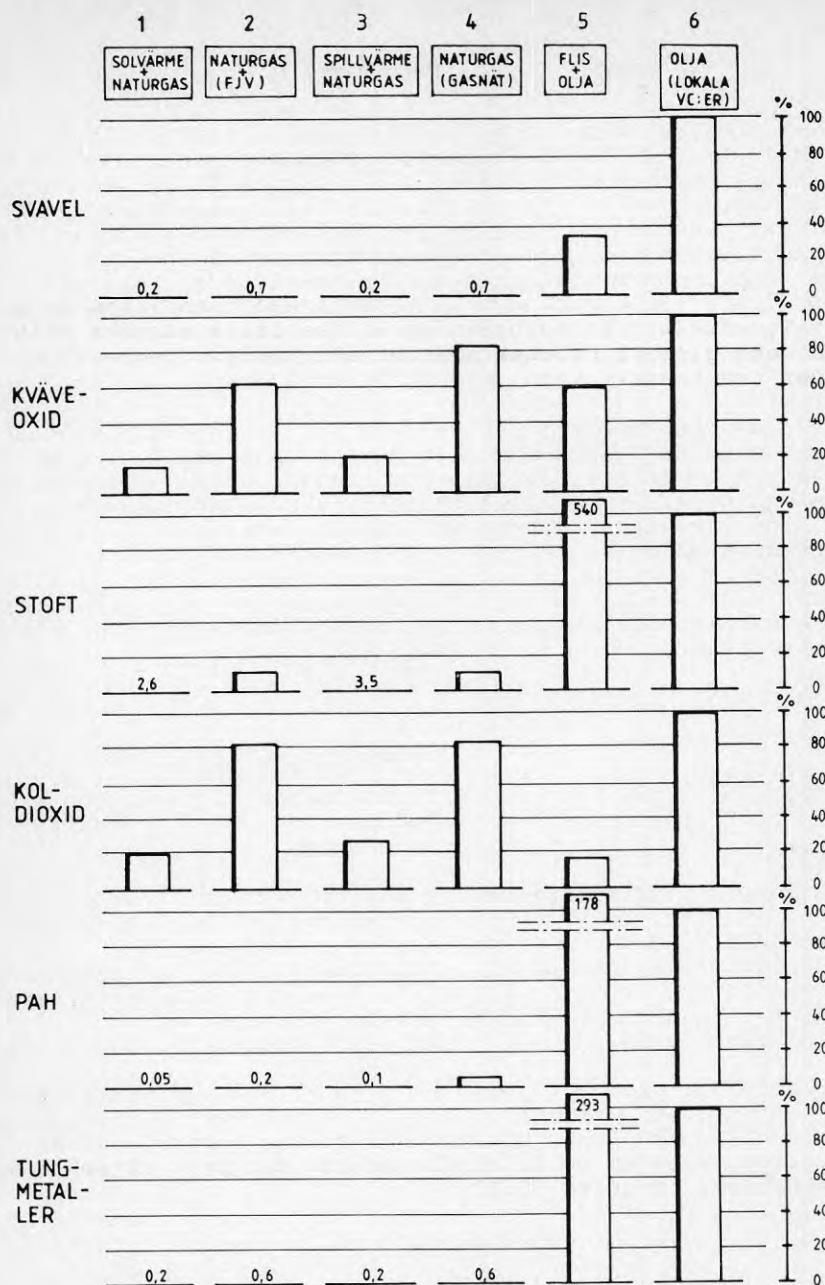
Sammanfattningsvis gäller för olika bränslen följande ur miljösynpunkt:

- o Naturgas                      Främst globala effekter genom kväve- och koldioxidutsläpp
- o Träflis                        Främst lokala effekter genom stoft-, kolväte- och tungmetallutsläpp
- o Olja                            Både lokala och globala effekter genom stoft-, kolväte- och tungmetallutsläpp samt svavel-, kväve- och koldioxidutsläpp.

Självklart är att solvärmealternativet med endast 25 % av värmeproduktionen bränslebaserad leder till markant minskning av föroreningsutsläppen jämfört med dagens situation vilket tillsatsbränsle som än väljs. Vald kombination med naturgasförbränning är dock den bästa för lokalmiljön i Kungälv.

Undantaget solvärmealternativet är alternativet med helt naturgasbaserad värmeförsörjning bäst för lokalmiljön. Ihågkommas bör dock att de globala effekterna fortfarande är påtagliga, även om de är mindre än för det helt oljebaserade alternativet (avsnitt 10.1).

Vid sidan av miljöfrågorna är en central fråga beredskapen i värme- och elförsörjningen. På värmesidan är solvärme- och fastbränslealternativet genom lågt bränsleimportberoende de bästa alternativen ur långsiktig försörjningssäkerhetssynpunkt. Stort importberoende råder för de helt naturgasbaserade alternativen. I spillvärmealternativet är industriberoendet markant. Mer kortsiktigt gäller beredskapsfrågan avbrottsrisker genom tekniska fel. Risken för tekniska fel med allvarliga konsekvenser för värmeförsörjningen är mycket liten i solvärmealternativet. Här gäller det mer att tillförsäkra fullgoda prestanda hos solfångaranläggningen under flera år.



Figur 2 Beräknade föroreningsutsläpp för olika värmeförsörjningsalternativ i Kungälv (samma som i fig 1). Utsläppen visas i relation till dagens utsläpp vid oljeeldning i lokala värmecentraler.

Dagens solfångare har hög kvalitet och livslängden beräknas vara minst 20 år. Detta genom att högvärdiga material ingår i konstruktionen, som är utprovad för speciellt hårda driftförhållanden. Försmutsning är enligt erfarenheterna från hittills byggda anläggningar på andra platser i landet inget problem. Vid naturgaseldning höjs tillförlitligheten kortsiktigt sett genom möjligheter till användning av fler bränslen, t ex olja eller gasol, som kan lagras lätt. Möjligheterna till hög bränsleflexibilitet är större i fjärrvärmealternativet än i alternativet med lokala gaspannor (avsnitt 4.1, 9.2 och 10.2).

På elsidan kan en kraftvärmeanläggning förlagd till Kungälv få stort värde för kommunens elförsörjningsberedskap. Redan idag har man ett eldistributionssystem som är utformat med viss tanke på beredskap i krissituationer. En kraftvärmeanläggning kan från värmeteknisk synpunkt relativt väl kombineras med säsongslagrad solvärme (avsnitt 5.3 och 10.3).

Om man undantar ekonomi, där bilden framgår av figur 1, är de olika värmeförsörjningsalternativens främsta för- och nackdelar följande:

	Fördel	Nackdel
o Sol + naturgas	Låga utsläpp Inhemsk resursanvändning	Stora markytekra
o Naturgas (fjärrvärmenät)	Enkel, flexibel bränsleanvändning	Stort importberoende
o Spillvärme + naturgas	Låga utsläpp	Stort industriberoende
o Naturgas (gasnät)	Enkelt distributionssystem	Låg bränsleflexibilitet Stort importberoende
o Träflis + olja	Inhemskt bränsle	Höga, lokala utsläpp Omständlig bränslehantering

Slutligen anges i det följande de tyngst vägande skälen för solvärmealternativet i Kungälv samt aspekter som bör beaktas vid val av framtida värmeförsörjningssystem:

---

- o Låga föroreningsutsläpp:  
Kväve- och koldioxidutsläppen minskar till 15 à 20 % av dagens utsläpp med oljeeldning och övriga utsläpp försvinner helt.
  - o Lågt bränsleimportberoende:  
Bara 25 % av dagens beroende.
  - o Säker värmekostnad:  
Bara 10 % bränslekostnadsandel i värmekostnaden - god kostnadssäkerhet för minst 20 år framåt i tiden - därefter lägre kostnad med ekonomiskt avskrivna solfångare samt billigare och effektivare nya solfångare som så småningom ersätter de gamla.
  - o Flexibel värmeförsörjning:  
Effektiviteten hos årslagrad solvärme är relativt oberoende av när under uppvärmningssäsongen den utnyttjas - tillsatsvärmningen kan kostnadsstyras.
  - o Inhemsk solfångartillverking:  
Arbetstillfällena skapas utan att några fasta tillverkningsresurser behöver byggas upp.
  - o Stärkt svenskt värmeteknikkunnande:  
Storskalig solvärmeteknik passar väl ihop med etablerad fjärrvärme- och markbyggnadsteknik.
  - o Stor framtida potential:  
Många orter har liksom Kungälv goda förutsättningar för införande av fjärrvärme på ett för solvärme lämpligt sätt.
  - o Snar konkurrenskraft:  
Genom byggande av Kungälvsanläggningen etableras tekniken för stora solvärmesystem mycket snabbt i Sverige om man jämför med annan storskalig teknik, t ex vattenkraften. En satsning nu på en enda anläggning kan göra den storskaliga solvärmetekniken ekonomiskt konkurrenskraftig redan i början av 2000-talet.
-





1. SAMMANFATTNING

## KAPITEL 2: ALLMÄNNA FÖRUTSÄTTNINGAR I KUNGÄLV.

Kungälv ligger omkring 20 km norr om Göteborg och har ca 13.500 invånare. Huvuddelen av byggnadsuppvärmningen sker idag med hjälp av oljeeldade, individuella pannor samt relativt små gruppcentraler. Oljetillförseln har under den senaste 10-årsperioden minskat med ca 35% främst till följd av besparingsåtgärder i bebyggelsen men även beroende på övergång till elvärme. Detta är huvudorsaken till att eltilförseln har ökat med ca 50% under samma tidsperiod.

Redan i början av 80-talet fastlade kommunstyrelsen riktlinjerna för den kommunala energiplaneringen. Enligt dessa ska kommunen främja en säker och miljövänlig energitillförsel samt satsa på inhemska och helst förnybara energikällor. Kommunen arbetar sedan några år tillbaka på en fjärrvärmeplan där nya uppvärmningsformer som t.ex säsongslagrad solvärme ingår. För närvarande studeras olika organisationsformer för en kommande fjärrvärmeverksamhet inom kommunen.

Inom de områden som är avsedda för fjärrvärmeutbyggnad beräknas det sammanlagda nettovärmebehovet uppgå till ca 54 GWh/år år 1990. Omkring 55% av värmebehovet hänförs till bostäder, ca 2500 lägenheter, och resten till lokaler för handel och service samt småindustri.

## KAPITEL 3: FJÄRRVÄRMESYSTEM I KUNGÄLV

Det föreslagna fjärrvärmesystemet omfattar området öster om motorväg E6 med värmecentral invid Änggårdeberget och sträcker sig från Munkegårde i norr till Kyrkogårdsberget i söder. Värmeunderlaget omfattar ca 351.000 m<sup>2</sup> uppvärmd byggnadsyta fördelad på 42 abonnentcentraler. Värmebehovet år 1990 för de anslutna byggnaderna inklusive kulvertförluster är beräknat till 56,3 GWh/år och effektbehovet till 22,0 MW.

Det föreslagna kulvertnätet omfattar 9800 m kulvert och är dimensionerat så att ytterligare ca 3,9 GWh/år kan anslutas i ett senare skede.

Förutom ombyggnad av de befintliga panncentralerna till abonnentcentraler krävs ombyggnad i flera apparatrum för att säkerställa låga temperaturer i fjärrvärmenätet. Beräknad framledningstemperatur är 100°C och returtemperatur 60°C vid dimensionerande utetemperatur -20°C.

Anläggningskostnaderna för systemet fördelar sig enligt följande:

Fjärrvärmekulvert	29 950 kkr
Abonnentcentraler	11 700 kkr
Apparatrum (shuntar m m)	4 700 kkr
Distribution (pumpar m m)	650 kkr
<hr/>	
TOTALT	47 000 kkr

Specifika anläggningskostnaden är 4800 kr per meter kulvert. Fjärrvärmesystemets årskostnad är ca 3,7 Mkr vilket relaterat till 56,3 GWh ger specifika kostnaden ca 0,07 kr/kWh.

En uppdimensionering av kulvertledningarna för att i ett senare skede kunna ansluta områdena Solbräcke och Löstorp ökar anläggningskostnaden med 0,3 Mkr.

I spillvärmealternativet är kostnaden för fjärrvärmesystemet 1,4 Mkr högre beroende på ändrade kulvertdimensioner vid matning från värmecentralen som här ligger vid Nordre älv.

#### KAPITEL 4: SOLVÄRME - 10 ÅRS UTVECKLING

Under 1970-talet var man i Sverige hänvisad till teknik som hade utvecklats för annat klimat än det svenska. Plana solfångare som har förmåga att arbeta både med direkt och diffust ljus tillverkades under denna tid i små enheter som fick kopplas ihop i stor mängd. Vare sig prestanda eller kvalitet höll måttet i det svenska klimatet. För att klara säsongslagring måste solfångarna kunna producera värme med temperaturer över 90°C. Den utveckling av solfångare som har skett i Sverige har givit större enskilda solfångarmoduler på 12 m<sup>2</sup> per enhet eller större som resultat. Dessa är vanligtvis försedda med konvektionshinder som möjliggör värmeproduktion med höga temperaturer.

Flera av de problem man först hade med material har lösts genom i Sverige utvecklade metallurgiska förbindningar mellan koppar och aluminium och genom användning av konstruktioner som har utprovats för de speciella driftförhållandena i en solfångare. Genomgående används nu högvärdiga material i lämpliga kombinationer varför man kan räkna med lång livslängd hos dagens solfångare.

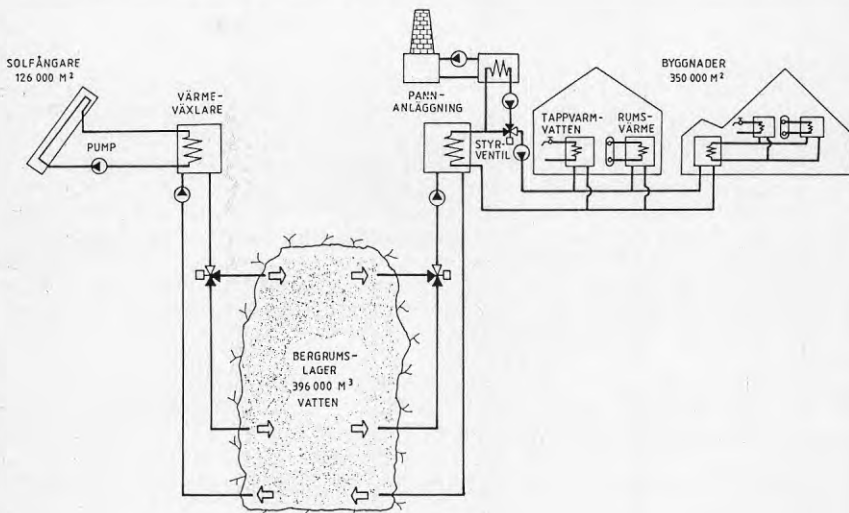
En mycket stor kostnad härrörde från rörsystemen i de första solfångarfälten. Denna kostnad har blivit väsentligen mindre genom rationella kopplingsprinciper med kortare rörsystem än tidigare. Även förlusterna har på detta sätt nedbringats.

Systemlösningen i ett komplett system med solfångarfält, säsongslager och distributionssystem har genom att använda högtemperatursolfångare kunnat göras mycket enklare än i de tidigare anläggningarna. Detta har resulterat i både lägre investeringskostnader och lägre drifts- och underhållskostnader än tidigare. Man kan nu helt och hållet använda konventionell utrustning i rörsystemet.

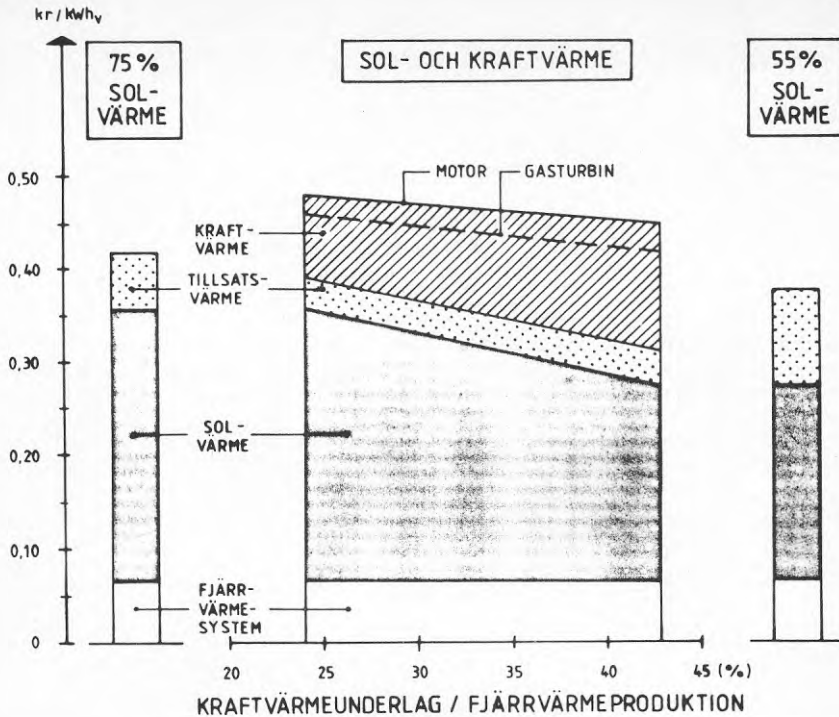
För att lagra stora värmemängder vid höga temperaturer är det öppna, oisolerade bergrummet den lämpligaste lösningen. Bergrum kan byggas med konventionell utformning, d v s 20 m breda och 30 m höga bergrumsskepp sammankopplade med varandra till sammanhängande volymer av önskad storlek. Andra lagervarianter som blockfyllda bergrum och varianter med borrhål kan ej konkurrera med det konventionella bergrummet ur totalekonomisk synpunkt.

#### KAPITEL 5: SOLVÄRMESYSTEM OCH DIMENSIONERING I KUNGÄLVFALLET.

Systemutformningen för den föreslagna solvärmeanläggningen i Kungälv framgår av figur 1. Utformningen är vald med tanke på driftmässig enkelhet och maximering av solvärmeproduktionen. Solvärmes beräknas täcka 75% av fjärrvärmeförsörjningen. För tillsatsvärme svarar en bränsleeldad pannanläggning. Tillsatsvärme behövs dels därför att solvärmeproduktionen varierar år från år och dels därför att värmelagrets uppvärmningsförluster måste täckas de första åren.



Figur 1. Systemutformning för föreslagna solvärmeanläggning i Kungälv.



Figur 2. Sammanlagd värmekostnad för produktion och distribution av 56,3 GWh/år (4% realränta). Till vänster och höger visas fall enbart med sol- och tillsatsvärme och i mittfallet ingår dessutom kraftvärme. Tillsats- och kraftvärmeproduktion sker med naturgasförbränning.

Den erforderliga solfångararean är 125.800 m<sup>2</sup> och lagervolymen är 396.400 m<sup>3</sup>. Under normalåret beräknas lagertemperaturen variera mellan 40°C och 90°C. Lagervolymen är bestämd så att temperaturen uppgår till högst 100°C extremt solrika år. Med plana högtemperatursolfångare beräknas solvärmeproduktionen bli ca 46 GWh/år under normalåret vilket motsvarar 365 kWh/m<sup>2</sup> solfångaryta. Omkring 8% av solvärmerna bortgår i form av lagerförluster. Värmelagret består av ett oisolerat berggrum vars form är vald så att uppvärmningsförlusterna minimeras och enkla systemtekniska lösningar fås.

Den totala anläggningskostnaden inklusive fjärrvärmesystem beräknas uppgå till ca 265 Mkr. Vid realräntan 4% är sammanlagd värmekostnad för produktion och distribution av 56,3 GWh/år ca 0,42 kr/kWh med naturgasbaserad tillsatsvärme (Figur 2). Bränslekostnadsandelen är ca 10%. Realräntan 6% ger värmekostnaden 0,48 kr/kWh. Den senare kostnaden beräknas kunna sänkas till nivån 0,35 kr/kWh vid en mer rationell solfångartillverkning än den som finns idag.

En kraftvärmeanläggning där el och värme samtidigt produceras kan kombineras med solvärmeanläggningen och ansluts lämpligen direkt till värmelagret. Även i kraftvärmefallet krävs tillsatsvärme från en pannanläggning av redan nämnda skäl. Ur elproduktionssynpunkt är kraftvärme mest intressant under vinterhalvåret med höga råkraftpriser.

I Kungälv är intresset för kraftvärme även knutet till elförsörjningsberedskapen. Här finns ett avancerat system för eldistribution varigenom elransonering effektivt kan ske i krissituationer. En nackdel med kraftvärme är dock att solvärmesystemets effektivitet minskar. Kraftvärmeanläggningar har vidare höga anläggningskostnader varför den sammanlagda värmekostnaden är högre med än utan kraftvärme (Figur 2). För att kraftvärme ska vara tillräckligt lokalt intressant i Kungälvfallet krävs ett kraftvärmeunderlag på ca 45% av fjärrvärmeproduktionen. Solvärmeanläggningen svarar i det fallet för ca 50% av fjärrvärmen varför dess storlek kan minskas jämfört med 75%-fallet. Med naturgas som bränsle beräknas den sammanlagda värmekostnaden till 0,42-0,45 kr/kWh och anläggningskostnaden till 225-250 Mkr beroende på utnyttjad typ av kraftvärmeteknik.

Om kraftvärmen slopas och ersätts av tillsatsvärme från en naturgaseldad pannanläggning sänks den sammanlagda värmekostnaden till 0,37 kr/kWh för den mindre solvärmeanläggningen. Solvärmen utnyttjas då mer effektivt och täcker 55% av fjärrvärmeförsörjningen.

## KAPITEL 6: SOLFÅNGARSYSTEM I KUNGÄLV

Av möjliga markområden för uppställning av solfångare i anslutning till de planerade fjärrvärmekområdena har ett område i norra delen av Kungälv valts. Till grund för valet ligger en ingående landskapsstudie som belyser estetiska och planmässiga frågor.

Inom området finns flera delfält som ligger i anslutning till varandra. Genom utfyllnad med schaktmassor och avplaning samt terrassering av området skapas plats för 126.000 m<sup>2</sup> solfångare fördelade över en ca 28 ha stor markyta.

Solfångarfältet är fördelat på två huvudgrupper omfattande 75.000 respektive 51.000 m<sup>2</sup> solfångaryta. De ingående solfångarna av typen plan högtemperatursolfångare har vardera modulytan 12,5 m<sup>2</sup>.

I den bergrumslagda värmecentralen överförs värmen från solfångarkretsen till lagerkretsen via 8 plattvärmeväxlare. Vid maximal solinstrålning beräknas värmeeffekten från solfångarfältet vara 69 MW.

Kostnaden för solfångarsystemet per kvadratmeter solfångare fördelar sig enligt följande:

Solfångare inklusive stativ	690 kr/m <sup>2</sup>
Fundament	60 kr/m <sup>2</sup>
Markberedning	135 kr/m <sup>2</sup>
Rör i solfångarfält	130 kr/m <sup>2</sup>
Försäkringar, byggräntor	100 kr/m <sup>2</sup>
<b>TOTALT</b>	<b>1 115 kr/m<sup>2</sup></b>

Anläggningskostnaden för det 126.000 m<sup>2</sup> stora solfångarfältet blir således drygt 140 Mkr.

#### KAPITEL 7: VÄRMELAGER I KUNGÄLV

De geologiska förutsättningarna bedöms vara goda för byggande av en bergrumsanläggning i Ångegärdeberget under de markytor som är planerade för solfångarfält. Några bergundersökningar på platsen har dock ej gjorts ännu.

Det avsedda värmelagret består av en 30 m hög, 153 m lång och 110 m bred vattenfylld bergrumsvolym med 6 invändiga bergpelare. Värmelagrets botten måste ligga minst 70 m under markytan. Emellan bergrumstaket och markytan förläggs en 10 m hög bergöppning avsedd som värmecentral. Tillfartstunneln läggs vid sidan om bergrumskomplexet med infarter för galleriuttag samt pallbrytning. En tunnel från övre delen av tillfartstunneln ansluter till värmecentralen.

Vattenfyllning kan ske med hjälp av en tillfällig vattenledning från Nordre Älv i närheten och tar en dryg månad i anspråk.

Kostnaden för utsprängning samt borttransport av bergmassorna är beräknad till 132 kr/m<sup>3</sup> fast berg. Massorna kan säljas för krossändamål varför nettokostnaden är 105 kr/m<sup>3</sup> fast berg. Vissa mindre kostnader tillkommer för förstärkningsarbeten.

#### KAPITEL 8: EKONOMISKA KALKYLFÖRUTSÄTTNINGAR

Vissa gemensamma kalkylförutsättningar ligger till grund för ekonomisk värdering av de olika värmeförsörjningsalternativen.

Följande bränslepriser inklusive skatter är förutsatta (1988 års prisnivå):

o	Tunnolja (Eo 1)	1800 kr/m <sup>3</sup>	- 0,18 kr/kWh <sub>D</sub>
	Tjockolja (Eo4LS)	1650 kr/m <sup>3</sup>	- 0,15 kr/kWh <sub>D</sub>
o	Naturgas	1545 kr/1000m <sup>3</sup>	- 0,143 kr/kWh <sub>D</sub>
o	Gasol	1900 kr/ton	- 0,152 kr/kWh <sub>D</sub>
o	Träflis	87 kr/m <sup>3</sup> s	- 0,11 kr/kWh <sub>D</sub>

Förutom naturgaspriset är angivna priser marknadspriser i Göteborgsregionen. Exakta naturgaspriser för Kungälv som beräknas få naturgas i början av 1990-talet är ännu svårangivna. Angivelsen ovan motsvarar ett naturgaspris som är 95% av tjockoljepriset.

Elpriserna är satta med ledning av de senaste förslagen för justering av Vattenfalls råkrafttariff som tillämpas av Kungälvs Elverk.

Bränsle- och elpriserna antas få realprisökningar på 2% per år under en 20-årsperiod. Undantaget är träflispriset där inga prisökningar väntas beroende på god regional flistillgång.

När det gäller kapitalkostnader är annuitetsmetoden med 4% realränta använd som kalkylmetod. Inverkan av andra räntor är redovisad i känslighetsanalyser. Avskrivningstiderna för anläggningar och dess delar är valda enligt gängse praxis. Underhållskostnaderna är schablonberäknade i procent av anläggningskostnaderna. Valda procent-satser är erfarenhetsgrundade och väl vedertagna.

#### KAPITEL 9: VÄRMEFÖRSÖRJNINGSSALTERNATIV I KUNGÄLV

Gemensamt för alla alternativ är att de omfattar ett och samma tätortsområde vars sammanlagda årsvärmebehov uppgår till 53,6 GWh netto. I fjärrvärmealternativ tillkommer kulvertförluster varför den erfoderliga årsvärmeproduktionen är 56,3 GWh. Följande alternativ ingår:

##### 1. Spillvärme från EKA AB

EKA AB är en processkemisk industri vid Göta älv, ca 4 km från Kungälv.

Kylvatten från processerna kan utnyttjas som värmekälla i en värmepumpanläggning som lämpligen placeras vid Nordre älv i södra Kungälv. Eldrivna värmepumpar med kondensoreffekten 6,5 MW beräknas täcka värmebehovet ned till omkring +5°C utomhus varunder tillsatsvärme fås från naturgaseldade pannor. Värmeproduktionen utgörs av ca 47% spillvärme, 19% el och 34% tillsatsvärme.

Den totala anläggningskostnaden inklusive fjärrvärmesystem beräknas uppgå till ca 81 Mkr. Värmecentralens kostnad relaterad till maximal effekt (22 MW) är ca 1500 kr/kW. Sammanlagd värmekostnad för produktion och distribution är ca 0,28 kr/kWh.

## 2. Naturgas

Naturgasförsörjning av Kungälv beräknas kunna ske i början av 1990-talet. Två helt naturgasbaserade alternativ finns:

1. Naturgasdistribution via gasnät direkt till lokala gaspannor insatta istället för dagens oljepannor.
2. Fjärrvärmecentral med naturgaseldade pannor, fjärrvärmenät och undercentraler hos enskilda förbrukare.

I alternativet med gasnät beräknas lågtrycksnätets sammanlagda ledningslängd till 11.000 m. Trycket ligger huvudsakligen mellan 1 och 4 bar. I fjärrvärmealternativet placeras värmecentralen i Nordvästra kanten av Ängegårdeområdet dit en gasledning dras.

Pannor för naturgas utformas ungefär som oljepannor. Speciella gasbrännare används vilka enkelt kan kombineras med oljebrännare. Verkningsgraden för gaspannor är hög och möjligheterna till effektivisering genom rökgaskondensering i avgaspannor är goda.

För alternativet med lokala gaspannor beräknas den totala anläggningskostnaden inklusive lokalt naturgassystem uppgå till 32 Mkr. Sammanlagd värmekostnad för gasdistribution och värmeproduktion är ca 0,25 kr/kWh. För fjärrvärmealternativet är anläggningskostnaden inklusive fjärrvärmesystem ca 61 Mkr och värmekostnaden ca 0,28 kr/kWh.

## 3. Fastbränsle

Fastbränsle i form av träflis är utrett i Kungälv-fallet.

En lämplig placering av fjärrvärmecentralen är i södra kanten av Ängegårdeområdet. Detta med tanke på utrymmeskrävande bränslehantering och bränsletransport.

Flispannan dimensioneras för 50% täckning av maximal värmeeffekt medan resten täcks av tungoljeeldade pannor. Flispannan står för 85% av värmeproduktionen och oljepannorna för 15% vari sommarvärmebehovet ingår. Som mest behövs vintertid 5 stora fordonstransporter med träflis per dygn.



Avsedd fastbränslepanna är av typen cirkulerande fluidbäddpanna med verkningsgrad på ca 85%. Även andra typer av fastbränsle kan användas i pann-typen.

Redan idag används betydande fastbränslemängder inom regionen och nödvändiga mängder till en anläggning i Kungälv kan framtas utan problem.

Den totala anläggningskostnaden inklusive fjärrvärmesystem uppgår till ca 100 Mkr. Värmecentralens kostnad relaterad till maximal effekt (22 MW) är ca 2400 kr/kWh. Sammanlagd kostnad för produktion och distribution är ca 0,32 kr/kWh.

#### 4. Lokala värmecentraler

Dagens struktur med lokala gruppcentraler och enskilda fastighetspannor representerar omräknat till 1990 års nivå (10% ytterligare besparing under perioden 1986-1990) ett värmebehov på totalt 53,6 GWh/år. 89% av behovet täcks av oljepannedrift motsvarande 5400 m<sup>3</sup> olja per år och resterande 11% av elpannedrift.

En variant av dagens struktur är komplettering med gasoleldning för värmecentraler där förutsättningarna är lämpliga.

Genom att konvertera tre gruppcentraler till gasoleldning blir andelen olja reducerad till 68% motsvarande 4150 m<sup>3</sup> per år medan andelen gasol utgör 21% motsvarande 971 ton per år. El utgör som tidigare 11% av totala värmeproduktionen.

För att kostnaderna för dessa alternativ skall vara jämförbara med fjärrvärmealternativen antas att motsvarande installationer i värmecentraler och apparatrum ersätts med ny utrustning. Enda skillnaden är att primärvärmeväxlarna här utbyts mot panninstallationer.

Den totala anläggningskostnaden för oljealternativet är 16,3 Mkr vilket motsvarar värmekostnaden 0,28 kr/kWh. Praktiskt taget samma värmekostnad fås i olja/gasolalternativet vars totala anläggningskostnad är ca 17,9 Mkr.

## KAPITEL 10: MILJÖ- OCH FÖRSÖRJNINGSPRÅG

## 1. Utsläpp av föroreningar i Kungälv's luft

Bakom den ökande försurningen av mark och vatten ligger utsläpp av främst svavel- och kväveoxider.

Svavel emitteras vid förbränning av t.ex olja och kol. Svavelutsläppen gör att stora skogsområden riskerar att drabbas av tillväxtminskning. Härtill bidrar enligt många experter även kväveutsläppen som kommer från all slags förbränning. Idag uppvisar allt fler marker en begynnande kvävemättnad vilket ger ekologiska förändringar. Man har uppmärksammat att det kan bildas stora mängder dikväveoxid (lustgas) vid förbränning som liksom CFC (freon) förstör ozonskiktet i stratosfären. Även metan som är huvudkomponenten i naturgas tros ha samma globala effekt.

Vid förbränning av fossila bränslen bildas stora mängder koldioxid, ett annat globalt problem som bidrar till att jordens temperatur stiger (växthus-effekten) med bl.a. åtföljande översvämningsrisker. Här- till bidrar även metan och andra luftföroreningar. Undantagna är träbränslen som förbrukar koldioxid vid uppväxningen och ej ger någon nettoökning. Under 1900-talet har atmosfärshalten av koldioxid ökat med 20% medan halten av metangas har ökat med 10% det senaste decenniet. Fortsätter förbränningen i samma takt som nu kommer koldioxidhalten att fördubblas till år 2030. Även cancerogena kolväten samt tungmetaller som ger genetiska skador emitteras vid förbränning.

De nämnvärda utsläppen vid naturgaseldning utgörs av kväve- och koldioxid. För solvärmealternativet med naturgasbaserad tillsatsvärme är dessa utsläpp 15 à 20% av dagens utsläpp med oljeeldning i Kungälv. De helt naturgasbaserade alternativen minskar även utsläppen men har ca 4 gånger högre utsläpp än solvärmealternativet. Utsläppen är vid kombination mellan sol- och kraftvärme (förbränningsmotor) ungefär lika stora som dagens och 60 à 80% större vid konventionell kraftvärme utan solvärme.

## 2. Värmeförsörjningsfrågor

Här åsyftas tillförlitligheten och beredskapen i värmeförsörjningen av Kungälv.

Kortsiktigt gäller det risken för avbrott i försörjningen orsakade av tekniska fel. Avbrottsrisken förebyggs normalt genom reservkapacitet hos värmeproducerande enheter. Vid naturgaseldning höjs tillförlitligheten genom möjligheter till användning av fler bränslen, t.ex. olja eller gasol. I solvärmealternativet gäller det mer att tillförsäkra fullgoda prestanda hos solfångaranläggningen under flera år. Dagens solfångare har hög kvalitet och livslängden beräknas vara minst 20 år. Försmutning är enligt erfarenheterna från hittills byggda anläggningar på andra platser i landet inget problem. Nederbörden håller normalt solfångarna tillräckligt rena.

Långsiktigt gäller det beredskapsfrågor med avvägningar mellan importbränslen och inhemska tillgångar som fastbränsle och solvärme. Alla naturgasbaserade alternativ är beroende av svensk naturgasimport som idag endast sker från Danmark. Ökad försörjningssäkerhet genom fler importvägar är mycket önskvärd men ännu finns inga beslut om detta. Större naturgasförbrukare, t.ex. fjärrvärmecentraler, är skyldiga att ha beredskapslager. Idag används oftast olja för ändamålet varvid oljeeldningsutrustning måste finnas i reserv men även gasol är tänkbart. För mindre förbrukare, t.ex. lokala pannor i gasnät, finns ej sådana krav. Enligt fastbränslelagen krävs dock för alla nya värmepannor möjligheten att elda inhemskt fastbränsle. Sammantaget är möjligheterna till hög bränsleflexibilitet större i fjärrvärmealternativet än i alternativet med lokala gaspannor.

Genom lågt bränsleimportberoende är fastbränsle- och solvärmealternativet de bästa alternativen från långsiktig försörjningssäkerhetssynpunkt. Spillvärmealternativet har även det lågt importberoende men här måste dock risken för produktionsneddragning hos spillvärmeleverantören beaktas.

### 3. Elförsörjningen i Kungälv

I Kungälv utnyttjar man sedan många år s.k. rundstyrning och fjärrkontroll inom eldistributionssystemet vilket ger stora möjligheter till rationell elanvändning. Vid tillfällena med stora driftsstörningar kan man ransonera och fördela kraftleveransen så att viktiga samhällsfunktioner kan elförsörjas. Även under mer normala förhållanden har man stor nytta av systemet. Detta t.ex. genom inköp av råkraft på tider med förmånliga elpriser.

En kraftvärmeanläggning förlagd till Kungälv skulle tillsammans med de beskrivna distributionsmöjligheterna kunna få stort värde för kommunens elförsörjningsberedskap. Om ett naturgassystem införs i kommunen kan styrsystemet även utnyttjas för att få en rationell gasanvändning.

#### KAPITEL 11: FRAMTIDA MÖJLIGHETER FÖR STORA SOLVÄRMESYSTEM

Teknologin för stora solvärmesystem har helt och hållet utvecklats i Sverige. Projekten har hittills haft utvecklingskaraktär och för att inte binda upp stora produktionsresurser har dessa i hög grad präglats av entreprenadtänkande. Detta har inneburit att en snabb utveckling kunnat ske då man inte behövt göra stora investeringar för varje produktgeneration. Först vid väsentligt större produktionsvolymerna kommer industritillverkning och därmed sammanhängande rationaliseringar in i bilden. Detta ger betydligt större möjligheter till kostnadsreduktioner än vad som gäller i dagens situation. En positiv effekt av industrisatsningar på området vore skapande av nya arbetstillfällen inom landet.

Tekniskt sett finns det idag väl utvecklade och fungerande solfångarprodukter för stora system tillverkade i mer än 10.000 m<sup>2</sup>. Med en tillräcklig volym kommer priserna att sänkas ifrån dagens nivå på omkring 1200 kr/m<sup>2</sup> ner till 700 kr/m<sup>2</sup> i mitten på 1990-talet. Med det senare priset kommer värmeproduktionskostnaden (exklusive fjärrvärmedistribution) att vara 0,32 kr/kWh att jämföras med 0,40 kr/kWh i det aktuella Kungälvfallet för ett solvärmesystem som täcker 75% av värmebehovet. Detta inkluderar såväl solfångare, tillsatspannor som säsongslager. Kostnadssänkningarna kan uteslutande hänföras till rationaliserad tillverkning och optimering av materialinnehållet i solfångare.

Den ekonomiska potentialen för dessa typer av solvärmesystem hänger till mycket stor del samman med tillgång på kapital med realräntekrav. Ovanstående kostnadsangivelser är baserade på 6% realränta.

Säsongslagrad solvärme har en värmekostnad och effektivitet som i stort sett är oberoende av när under uppvärmningssäsongen den utnyttjas och hur stor värmeeffekt den täcker. Från dessa synpunkter krävs en mer utpräglad baslasttäckning för t ex fastbränsle- eller värmepumpanläggningar.

Säsongslagrad solvärme för större system har en potential på flera TWh/år i Sverige. De egentliga begränsningar som finns är att lagringstemperaturen maximalt kan vara ca 100°C samt att det erfordras markytor för solfångare och tillräckligt bra berggrund för värmelager. Tekniken kan även med dessa begränsningar användas i det stora flertalet svenska fjärrvärmenät. De verkligt stora möjligheterna gäller dock alla de orter som fortfarande saknar fjärrvärme men liksom Kungälv har goda förutsättningar för införande av sådana på ett för solvärme lämpligt sätt. En översiktlig bedömning visar att 100-150 svenska orter skulle kunna förses med solvärmeanläggningar av Kungälvs storlek. Dessa skulle kunna svara för omkring 10% av landets byggnadsuppvärmning något årtionde in på 2000-talet.

## KAPITEL 12: ORGANISATION AV SOLVÄRMEPROJEKTET I KUNGÄLV

Både solfångarfält, berggrum och fjärrvärmesystem beräknas ta omkring två år att bygga.

Solfångarfältets byggtid bestäms till stor del av tillverkningstiden för solfångarna. Det krävs drygt 10 personer för att tillverka Kungälvanläggningens solfångare inom en tvåårsperiod. Detta kan ske i befintliga industrier som redan idag arbetar med solfångartillverkning. Om ytterligare personalresurser behövs i en forced tillverkningsfas kan entreprenörer inom närliggande verksamhetsområden enkelt engageras. Några fasta resurser för solfångartillverkning behöver alltså ej byggas upp speciellt för projektet.

Tillverkningsstart och takt anpassas till mark- och berggrumsarbetenas uppläggning. Solfångarna monteras successivt på färdigställda markytor där ledningsdragningen ligger på en rörentreprenad som samordnas med markentreprenaden. Den senare samordnas i sin tur med berggrumsentreprenaden eftersom sprängmassor används vid markplaneringen. För solfångarmontaget behövs endast ett par personer som troligen engageras inom rörentreprenaden.

Tidplanen för solfångarfältet styrs främst av planen för berggrumsbyggandet eftersom bergmassorna lämpligen används vid markarbetena för solfångarfältet. Berggrumsbyggandet beräknas ske i tvåskift och sysselsätta omkring 25 personer. Den separata, mindre berggrumsdelen inrymmande värmecentral bör färdigställas i tidigt skede så att värmeförsörjning av färdiga fjärrvärmeområden kan ske med centralens bränslepannor. Efter vattenuppfyllning av lagringsvolymen som tar drygt en månad startas omedelbart uppvärmningen med solvärme, en tidpunkt som bör ligga under vårperioden.

Ett år senare har solvärmeanläggningen kapacitet för att täcka hela uppvärmningsbehovet hos omkring 65% av det planerade värmeunderlaget. Mot denna bakgrund syns en lämplig, senaste starttidpunkt för fjärrvärmeutbyggnaden ligga omkring ett år innan solvärmeanläggningens idrifttagning. Förhandlingar med tilltänkta värmekunder gör att man måste räkna med full anslutningsgrad först något eller några år efter fjärrvärmenätets färdigställande. Den skisserade utbyggnadsplanen på fjärrvärmesidan passar därför väl ihop med solvärmeanläggningens funktionssätt under de första åren.

Bergrummet måste byggas i en enda etapp medan solfångarfältet mycket väl kan byggas ut i flera etapper. En successiv utbyggnad av solfångarfältet under en 10-årsperiod kan ge planmässiga och ekonomiska fördelar framför byggnation i en etapp. Kapitalbehovet fördelas över en längre tid och större möjligheter fås till målmedveten rationalisering och kostnadssänkning vid solfångartillverkning.

En etappvis utbyggnad av solfångarfältet kombinerad med elbaserad värmetillförsel på sommaren gör att anläggningen ur förbrukarsynpunkt fungerar ungefär likadant som om hela solfångarfältet byggs ut från början. Med hjälp av prisbillig sommarel används den delvis fristående värmelagringskapaciteten effektivt under utbyggnadsskedet. Därvid utnyttjas endast ca 25% av elverkets kapacitetsreserver sommartid. Naturgaseldning utnyttjas för tillsatsvärme vintertid.

Under utbyggnadsperioden beräknas solfångarfältets anläggningskostnader kunna sänkas i jämn takt från 1200 kr/m<sup>2</sup> till 700 kr/m<sup>2</sup>. Vid fullständig självfinansiering med räntan 11% beräknas den genomsnittliga värmeproduktionskostnaden över en 30-årsperiod vara 0,31 kr/kWh (exklusive fjärrvärmedistribution). Motsvarande kostnad är 0,23 kr/kWh för värmeproduktionsalternativet med enbart naturgaspannor. Sistnämnda kostnad fås även i solvärmealternativet med ett investeringsbidrag av 75 Mkr första året. Detta bidrag täcker anläggningskostnaden för bergrummet, den första solfångaretappen samt en del av anläggningens installationer.

2. ALLMÄNNA FÖRUTSÄTTNINGAR I KUNGÄLV

INNEHÅLL

SID

SAMMANFATTNING

2.1	<u>Energianvändning och bebyggelse</u>	2:1
2.2	<u>Kommunens energiplanering</u>	2:8
2.3	<u>Historia och dagens Kungälv</u>	2:9

## SAMMANFATTNING (KAPITEL 2)

Kungälv ligger omkring 20 km norr om Göteborg och har ca 13.500 invånare. Huvuddelen av byggnadsuppvärmningen sker idag med hjälp av oljeeldade, individuella pannor samt relativt små gruppcentraler. Oljetillförseln har under den senaste 10-årsperioden minskat med ca 35% främst till följd av besparingsåtgärder i bebyggelsen men även beroende på övergång till elvärme. Detta är huvudorsaken till att eltillförseln har ökat med ca 50% under samma tidsperiod.

Redan i början av 80-talet fastlade kommunstyrelsen riktlinjerna för den kommunala energiplaneringen. Enligt dessa ska kommunen främja en säker och miljövänlig energitillförsel samt satsa på inhemska och helst förnybara energikällor. Kommunen arbetar sedan några år tillbaka på en fjärrvärmeplan där nya uppvärmningsformer som t.ex säsongslagrad solvärme ingår. För närvarande studeras olika organisationsformer för en kommande fjärrvärmeverksamhet inom kommunen.

Inom de områden som är avsedda för fjärrvärmeutbyggnad beräknas det sammanlagda nettovärmebehovet uppgå till ca 54 GWh/år år 1990. Omkring 55% av värmebehovet hänförs till bostäder, ca 2500 lägenheter, och resten till lokaler för handel och service samt småindustri.



## 2. ALLMÄNNA FÖRUTSÄTTNINGAR I KUNGÄLV

Kungälv kommun ligger på västkusten omkring 20 km norr om Göteborg (Figur 2.1). I centralorten Kungälv uppgår folkmängden till ca 13.500 invånare. Huvuddelen av byggnadsuppvärmningen sker idag med hjälp av individuella pannor samt relativt små gruppcentraler. Det enda betydande undantaget är en stor värmepumpanläggning i stadsdelen Komarken. Anläggningen försörjer omkring 2000 lägenheter med 60% av årsvärmebehovet.

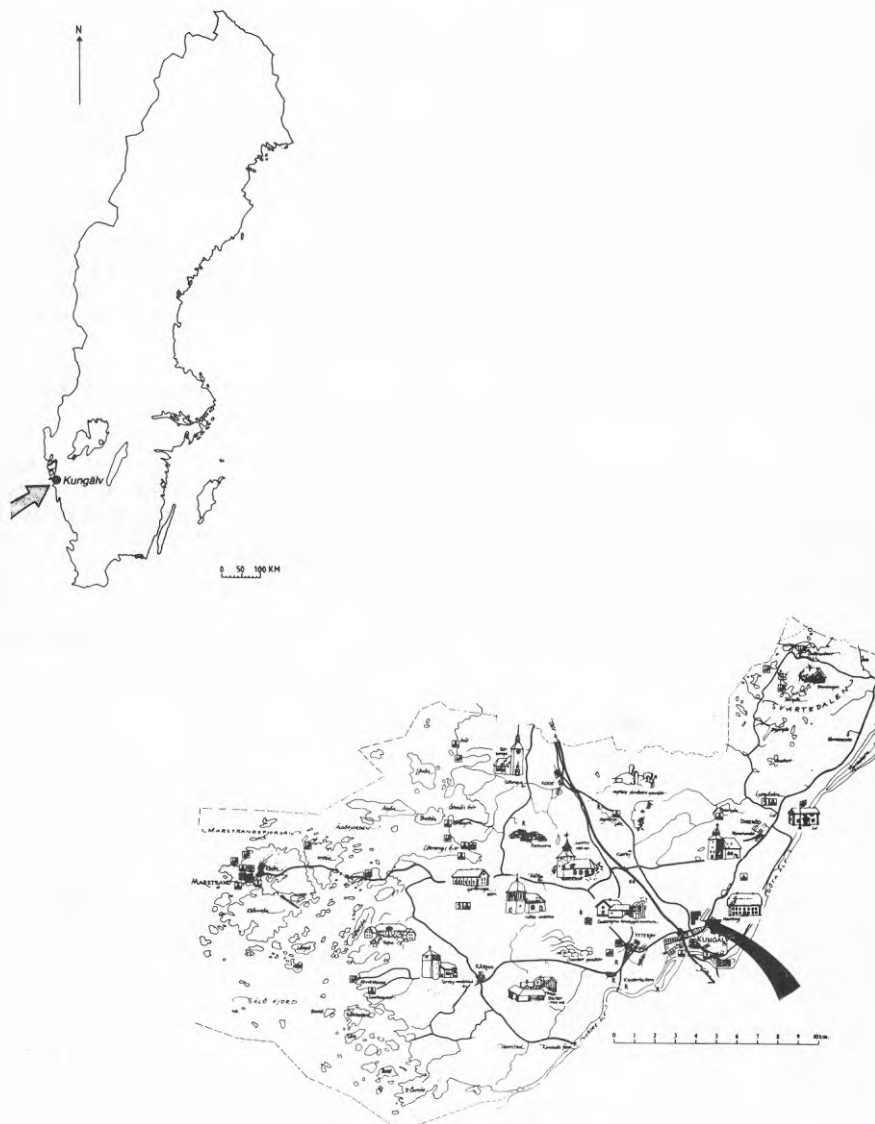
Undantaget Komarken finns omkring 3500 lägenheter i fler- och enbostadshus. Av dessa ligger omkring 2200 lägenheter inom områden som är lämpliga för utbyggnad av fjärrvärmesystem. Inräknat nytillkommande bostäder i nordvästra ytterdelen av orten kan omkring 2500 lägenheter komma att vara fjärrvärmeanslutna i början av 1990-talet om fjärrvärmerna byggs ut tills dess.

### 2.1 Energianvändning och bebyggelse

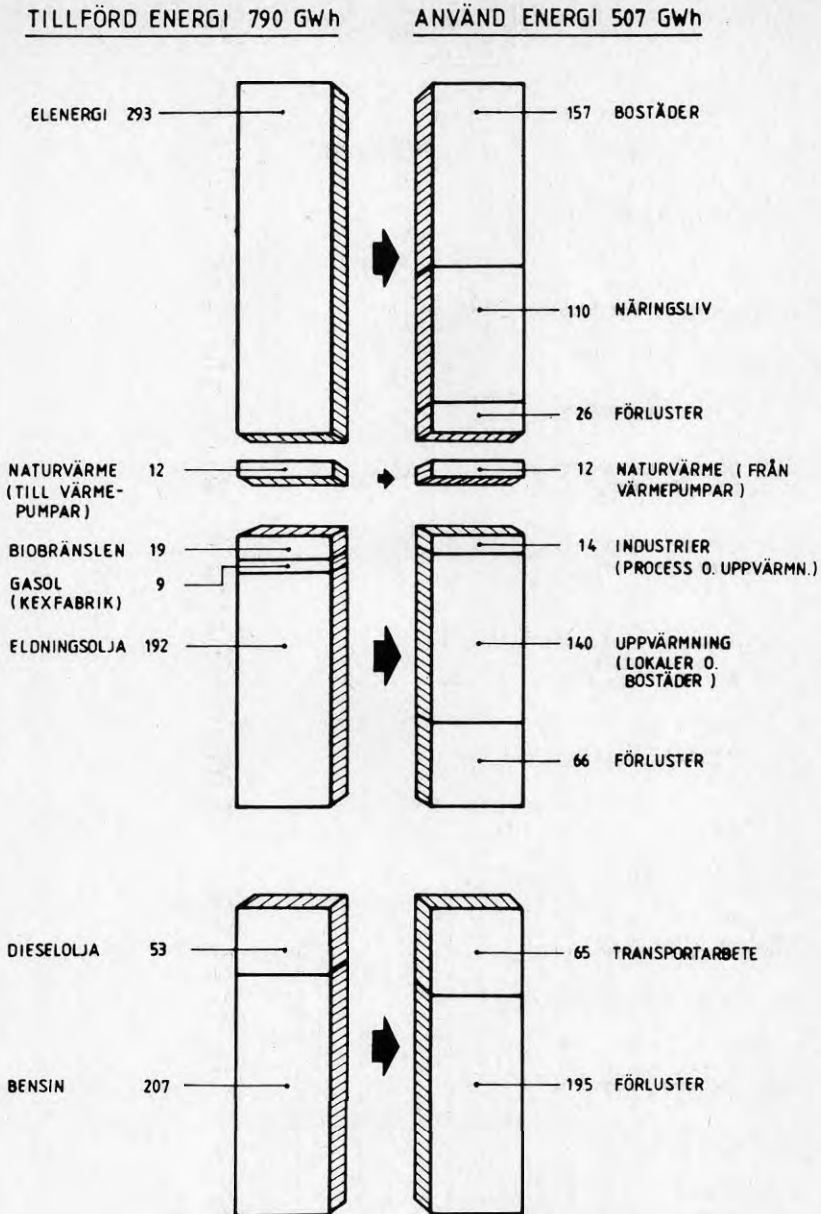
Kommunens totala energitillförsel och energianvändning framgår av figur 2.2. Utav nettoenergianvändningen på omkring 510 GWh/år åtgår omkring 250 GWh/år för uppvärmning av bostäder och lokaler. Det beräknas att ca 60% förbrukas för uppvärmning av själva tätortens bebyggelse. För senaste 10-årsperioden visas i figur 2.3 den totala el- och eldningsolja-tillförseln i kommunen. Eltillförseln har ökat med ca 50% från 1978 till 1985 och enligt prognosen från Kungälv Elverk blir ökningen ca 5% per år fram till 1990. Större delen av ökningen som skett förklaras av övergång från olja till el för uppvärmningsändamål. Oljetillförseln har under samma tidsperiod minskat med ca 35% men minskningstakten har avtagit under den senaste 5-årsperioden. Vid sidan av ökad elvärmeanvändning beror minskningen huvudsakligen på vidtagna besparingsåtgärder i bebyggelsen. I nuvarande läge med låga oljepriser är det mindre troligt att prognosen enligt figur 2.3 med ytterligare minskning fram till 1990 kommer att uppfyllas i verkligheten.

Nettovärmebehovet för den del av bebyggelsen som ingår i solvärmeanläggningens värmeunderlag uppgick år 1980 till ca 69 GWh/år. Detta utgör ca 50% av värmebehovet och den uppvärmda byggnadsytan i tätorten. Omkring 350.000 m<sup>2</sup> ingår i underlaget varav ca 55% är bostadsyta omfattande omkring 2500 lägenheter där 6000 personer bor. Resterande del av värmeunderlaget omfattar lokaler för handel och service (omkring 113.000 m<sup>2</sup>) samt småindustri (omkring 46.000 m<sup>2</sup>). Det sammanlagda nettovärmebehovet beräknas uppgå till ca 54 GWh/år år 1990. Undantagna från värmeunderlaget är områden utan gruppcentraler och områden med låg värmeförbehållning samt vissa ytterområden. Bland undantagna områden är även stadsdelen Komarken där en relativt ny värmepumpanläggning redan svarar för värmeförsörjningen.

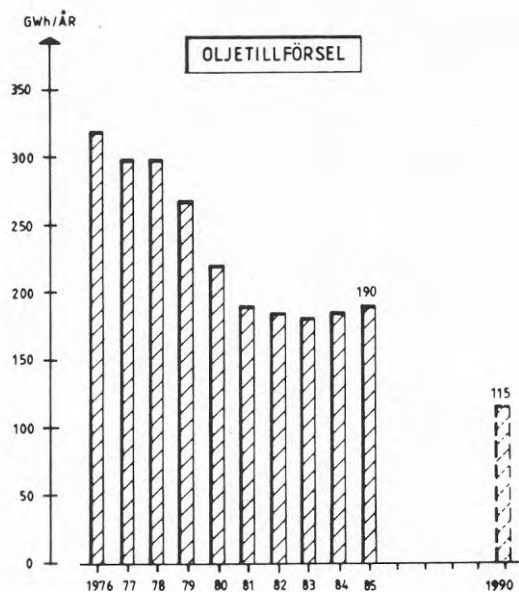
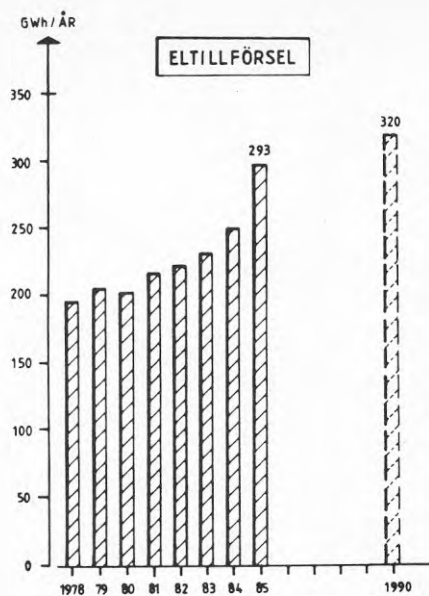
I Figur 2.4 visas en översikt av de medtagna områdena och deras bebyggelsetyper samt värmebehov.



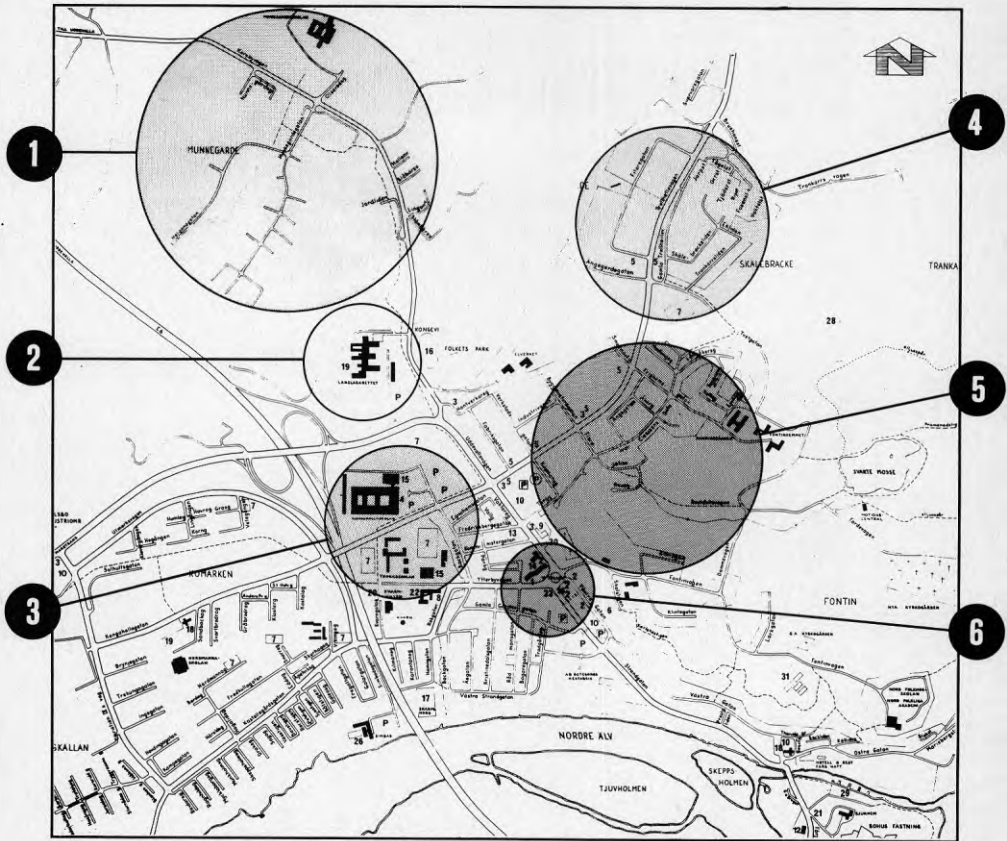
Figur 2.1 Kungälvs läge på västkusten samt kommunens geografiska utsträckning.



Figur 2.2 Total energitillförsel och energianvändning i Kungälv kommun år 1985 (enligt Energiplaneringen i Kungälv kommun, 1987)



Figur 2.3 Total el- och eldningsoljetillförsel i Kungälv's kommun under en 10-årsperiod samt prognoser för år 1990 (enligt Energiplaneringen i Kungälv's kommun, 1987).



Figur 2.4 Planerade fjärrvärmeområden i Kungälv samt deras bebyggelsetyper (följande två sidor). Angiven värmeförbrukning är nettoförbrukning och angiven värmetetthet är ungefärligt genomsnittsvärde för värmeförbrukning relaterad till exploateringsyta.



1. YTTEROMRÅDE BOSTÄDER

600 lägenheter, 1500 personer. 77.000 m<sup>2</sup> uppvärmd yta.  
Värmeförbrukning: 8,1 GWh/år. Värmetäthet: 50 kWh/m<sup>2</sup>, år



2. LASARETT

20.000 m<sup>2</sup> uppvärmd yta. Värmeförbrukning: 4,2 GWh/år.  
Värmetäthet: 170 kWh/m<sup>2</sup>, år



3. SKOLOR

35.000 m<sup>2</sup> uppvärmd yta. Värmeförbrukning: 4,9 GWh/år  
Värmetäthet: 45 kWh/m<sup>2</sup>, år



#### 4. INDUSTRI

46.000 m<sup>2</sup> uppvärmd yta. Värmeförbrukning: 10,3 GWh/år.  
Värmetäthet: 55 kWh/m<sup>2</sup>, år.



#### 5. CENTRUMOMRÅDE BOSTÄDER

1900 lägenheter, 4500 personer. 115.000 m<sup>2</sup> uppvärmd yta.  
Värmeförbrukning: 17,1 GWh/år. Värmetäthet: 90 kWh/m<sup>2</sup>, år.



#### 6. KONTORS- OCH AFFÄRSLOKALER

58.000 m<sup>2</sup> uppvärmd yta. Värmeförbrukning: 9,0 GWh/år.  
Värmetäthet: 80 kWh/m<sup>2</sup>, år.

## 2.2 Kommunens energiplanering

Redan år 1981 fastlade kommunstyrelsen följande riktlinjer för den kommunala energiplaneringen:

- o Kommunen skall främja en säker och tillräcklig energitillförsel och energianvändning med största möjliga flexibilitet och valfrihet. Kommunen skall därvidlag sörja för att en god miljö erhålles.
- o Kommunen skall stimulera energisparande i befintlig och ny bebyggelse och transportsystem samt verka för att energihushållningsfrågorna får en central roll i den fysiska planeringen.
- o Detta innebär att kommunen aktivt måste arbeta för att minska och sprida riskerna i utlandsberoendet samt satsa på inhemska och helst förnybara energikällor.

Enligt lagen om kommunal energiplanering från år 1986 ska varje kommun upprätta en aktuell plan för tillförsel, distribution och användning av energi i kommunen vilken ska antas av kommunfullmäktige. Kungälv kommun arbetar sedan början av 1980-talet på en fjärrvärmeplan där nya uppvärmningsformer som t.ex. inhemska bränslen, spillvärme av olika slag och säsongslagrad solvärme ingår.

Kommunens energioorganisation bygger på att verksamheten inom energiområdet är inordnad i förvaltningsorganisationens ordinarie nämnder. Sålunda ligger ansvaret för den övergripande energiplaneringen på kommunstyrelsen via dess arbetsutskott och verksamheten samordnas på kommunkansliet. Ansvaret för eldistributionen ligger på kommunstyrelsen via dess tekniska utskott och ombesörjs av kommunens elverk. Energisparfrågor handläggs av fastighetskontoret vad gäller kommunens egna fastigheter och av stadsbyggnadskontoret för övriga fastigheter.

Hur ett eventuellt utbyggt fjärrvärmesystem ska förvaltas ingår som en viktig del i arbetet med energifrågorna. För närvarande studeras olika organisationsformer för fjärrvärmeverksamheten inom kommunen.



### 2.3 Historia och dagens Kungälv

Kungälv med sina anor från vikingatiden är en av Skandinaviens äldsta stadsbildningar. Kongahälla, Kungälvs dåtida centrum, var en av Norges främsta städer under medeltiden.

I slutet av 1600-talet blev staden svensk och dess nuvarande läge vid foten av Fontinberget byggdes ut.

Den mäktiga Bohus fästning från 1300-talet dominerar staden i stark kontrast mot idyllen längs Västra gatan med kyrka, pastellfärgade trähus och små butiker.

Dagens Kungälv är en modern centralort med ca 13.500 invånare. En väl tillgodosedd barnomsorg, ett väl fungerande utbildningssystem samt ett ökat bostadsbyggande är alla goda kriterier på den framtidstro som genomsyrar kommunen.

Kungälv har med sina många små företag ett differentierat näringsliv. De många småföretagen till trots utgör kommunen själv med sina 2000 anställda ortens största arbetsplats.

I väster avgränsas kommunen av en lång kuststräcka med stor örikedom. De stora öarna kring Marstrand är naturreservat, liksom Älgön och den vitt omkring synliga Brattön - i folkmun kallad "Blåkulla". I ost och sydost flyter Göta respektive Nordre Älv. Kommunens norra del är till största delen skogsbeklädd. Svartedalens kronopark omfattar 3800 ha mäktig granskog. Det sjörika området erbjuder vid sidan av de pastorala skönhetsupplevelserna även utmärkta sportfiskemöjligheter. Kommunen består förutom av de uppräknade naturtyperna av bördiga jordbruksmarker. Kungälv kommun bildades 1971 och har idag ca 32.000 invånare. I kommunen finns sex tätorter, Kungälv, Ytterby, Diseröd, Kode, Marstrand och Kärna (Figur 2.1).

### 3. FJÄRRVÄRMESYSTEM I KUNGÄLV

INNEHÅLL	<u>SID</u>
SAMMANFATTNING	
3.1 <u>Inledning</u>	3:1
3.2 <u>Beskrivning av värmeunderlaget</u>	3:1
3.2.1 Val av undercentraler	3:1
3.2.2 Underlag för bestämning av energi-, effekt- och temperaturbehov	3:4
3.3 <u>Beskrivning av fjärrvärme</u>	3:8
3.3.1 Dimensionering	3:8
3.3.2 Förslag på kulvertsträckning	3:9
3.3.3 Sektionering av kulvernät	3:16
3.3.4 Kulvertförluster	3:18
3.3.5 Principkoppling i värmecentral	3:18
3.3.6 Principkoppling i undercentral	3:19
3.3.7 Åtgärder i undercentraler och apparatrum	3:21
3.3.8 Kulvertdimension vid förberedelse för anslutning av tillkommande områdena Löstorp och Solbräcke	3:21
3.3.9 Kulvertsträckning för spillvärmealter- nativet	3:23
3.3.10 Fjärrvärmesystemets energi- och effekt- behov	3:25
3.3.11 Provisorisk värme vid skador på distri- butionssystemet	3:25

	<u>SID</u>	
3.4	<u>Ekonomi</u>	3:25
3.4.1	Kostnadsberäkning	3:25
3.4.2	Anläggningskostnader	3:26
3.4.3	Värmekostnad för fjärrvärmesystem exkl. värmeproduktionsenhet och bränsle	3:28
Bilaga 3.1	<u>Beskrivning av värmecentraler som föreslås anslutas till fjärrvärme.</u>	
Bilaga 3.2	<u>Installationer i undercentraler och apparatrum.</u>	

### SAMMANFATTNING (KAPITEL 3)

Det föreslagna fjärrvärmesystemet omfattar området öster om motorväg E6 med värmecentral invid Ångegårdeberget och sträcker sig från Munkegårde i norr till Kyrkogårdsberget i söder. Värmeunderlaget omfattar ca 351.000 m<sup>2</sup> uppvärmd byggnadsyta fördelad på 42 abonnentcentraler. Värmebehovet år 1990 för de anslutna byggnaderna inklusive kulvertförluster är beräknat till 56,3 GWh/år och effektbehovet till 22,0 MW.

Det föreslagna kulvertnätet omfattar 9800 m kulvert och är dimensionerat så att ytterligare ca 3,9 GWh/år kan anslutas i ett senare skede.

Förutom ombyggnad av de befintliga panncentralerna till abonnentcentraler krävs ombyggnad i flera apparatrum för att säkerställa låga temperaturer i fjärrvärmenätet. Beräknad framledningstemperatur är 100°C och returtemperatur 60°C vid dimensionerande utetemperatur -20°C.

Anläggningskostnaderna för systemet fördelar sig enligt följande:

Fjärrvärmekulvert	29 950 kkr
Abonentcentraler	11 700 kkr
Apparatrum (shuntar m m)	4 700 kkr
Distribution (pumpar m m)	650 kkr
<u>TOTALT</u>	<u>47 000 kkr</u>

Specifika anläggningskostnaden är 4800 kr per meter kulvert. Fjärrvärmesystemets årskostnad är ca 3,7 Mkr vilket relaterat till 56,3 GWh ger specifika kostnaden ca 0,07 kr/kWh.

En uppdimensionering av kulvertledningarna för att i ett senare skede kunna ansluta områdena Solbräcke och Löstorp ökar anläggningskostnaden med 0,3 Mkr.

I spillvärmealternativet är kostnaden för fjärrvärmesystemet 1,4 Mkr högre beroende på ändrade kulvertdimensioner vid matning från värmecentralen som här ligger vid Nordre älv.

### 3. FJÄRRVÄRMESYSTEM I KUNGÄLV

#### 3.1 Inledning

Under åren 1985 och 1986 utfördes en förstudie i Byggnadsforskningsrådets regi där en solvärmeanläggning med säsongslager för täckning av 75 % av Kungälv tätorts värmebehov beskrevs (Claesson m.fl, 1986).

För det fortsatta arbetet med projektets genomförande krävs ett mer detaljerat underlag varför denna förprojektering av fjärrvärmenätet utförts parallellt med utredningar om teknik och kostnader för alternativa uppvärmningsanläggningar.

Förprojekteringen av fjärrvärmenätet ger främst ge besked om fjärrvärmenätets sträckning, anslutna undercentraler, värmelast samt kostnader.

#### 3.2 Beskrivning av värmeunderlaget

##### 3.2.1 Val av undercentraler

Redan 1982 utfördes en utredning över fjärrvärme i centralorten (K-Konsult Göteborg, 1982) där tänkbara abonnenter i anslutning till tätorten beskrevs.

I denna utredning behandlas hela Kungälv tätort som aktuellt område för fjärrvärmeanslutning.

I arbetet med förstudien (Claesson m.fl, 1986) begränsas den för fjärrvärme aktuella bebyggelsen till att gälla områdena Öster om europaväg E6, vilken korsar stadens västra delar.

Väster om E6:an ligger området Komarken som idag värms av en gemensam panncentral utrustad med uteluftsvärme-pump.

I de centrala delarna av Kungälv finns flera gruppnet där en gemensam panncentral försörjer flera byggnader. Genom att ansluta dessa panncentraler till ett gemensamt fjärrvärmenät samt att ansluta större byggnader i direkt anslutning till den föreslagna kulvertsträckningen, erhålls en minsta nätstorlek. Tveksamma kulvertsträckningar kostnadsbedöms i förhållande till värmeleverans och om merkostnaden i värmekostnad för den enskilda abonnentkulvertförläggningen ej överstiger en årskostnad motsvarande 0,03 kr/kWh (ca 10% av totala värmekostnaden) föreslås byggnader anslutas.

Områden med planerad nybyggnation av bostäder förutsätts anslutas till fjärrvärmenätet.

Större byggnader med vattenburen elvärme förutsätts anslutas då elpriserna antas ligga högre än motsvarande annan uppvärmningsform under 1990-talet.

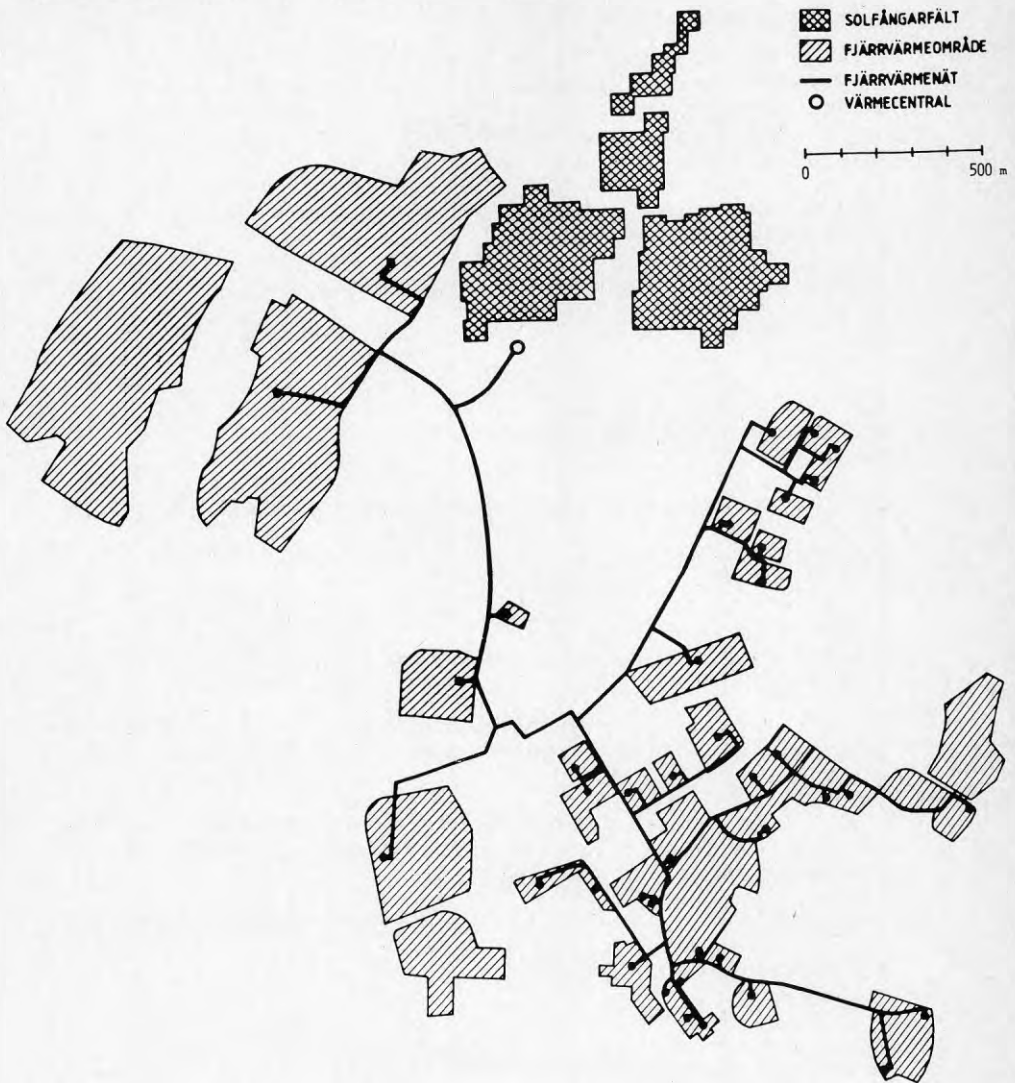
Byggnader med direktverkande elvärme ansluts ej.

Byggnader, främst inom industrin, med luftburen värme och varmluftspannor ansluts ej.

Enskilda mindre byggnader av typen villor ansluts ej.

Det bör observeras att i en kulvertnätstorlek av den här föreslagna omfattningen kan både direktverkande eluppvärmda byggnader (efter ombyggnad) samt enskilda småhus anslutas i ett senare skede då dimensioneringsmarginalen är god.

Det föreslagna fjärrvärmeområdet i Kungälv visas i figur 3.1



Figur 3.1 Föreslaget fjärrvärmeområde i Kungälv. I övre delen av bilden är erforderlig markyta för solfångarfält i alternativet med 75% solvärme inlagd.

### 3.2.2 Underlag för bestämning av energi-, effekt- och temperaturbehov

Värmeförbrukningen för de aktuella byggnaderna har erhållits utifrån oljeförbrukningsstatistik (eller energiförbrukning vid elvärme) för år 1986 som med avseende på klimatavvikelser normalårskorrigerats med faktorn 1,03.

Vid beräkning av nettoenergiförbrukningen har följande antaganden gjorts.

Effektivt värmeinhåll för olika oljesorter:

<u>Oljesort</u>	<u>Värmevärde (MWh<sub>b</sub>/m<sup>3</sup>)</u>
Eo 1	10,0
WRD (Wide Range Destillate)	10,3
Eo 4	10,7

Årspannverkningsgrad för olika pannstorlekar:

<u>Panneffekt (kW)</u>	<u>Årsverkningsgrad</u>
0- 150	0,70
150- 400	0,75
400-2000	0,80
2000-5000	0,85

Ytterligare besparingar förväntas reducera värmeförbrukningen i befintliga byggnader med 10 % under perioden 1986-1990.

Vid bestämning av effektbehovet antas följande utnyttjningstider gälla beroende på verksamhet (enligt Svenska Värmeverksföreningen, 1981):

<u>Verksamhet</u>	<u>Utnyttjningstid (timmar/år)</u>
Bostäder	2 100
Industri	1 600

Utnyttjningstiden anger förhållandet mellan energiförbrukning och effektbehov. Hög utnyttjningstid innebär lågt effektbehov relativt den årliga energiförbrukningen.

Tillkommande områdets storlek och byggstart har uppskattats i samråd med Stadsbyggnadskontoret.



Temperaturbehoven för de enskilda gruppcentralerna och byggnaderna har bestämts genom samtal med pannskötare samt kontroll av befintliga reglercentraler för radiatorkretsar.

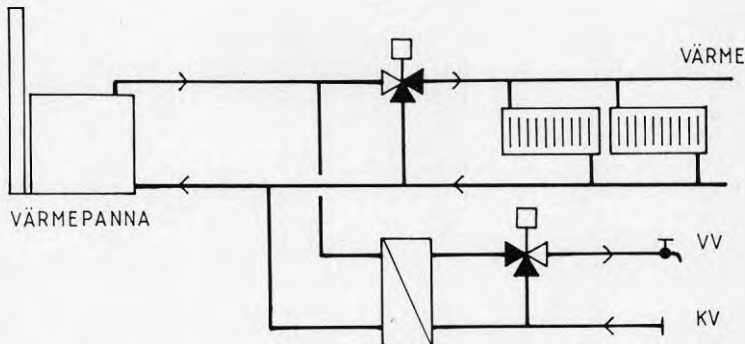
Temperaturbehovet för befintlig varmvattenberedning är oftast hög, ca  $80^{\circ}\text{C}$ , varför all utrustning för varmvattenberedning bör bytas ut mot ny.

I vissa fall är torkrumsvärmebatterier anslutna till hetvatten. Där så förekommer måste värmebatterierna ersättas med annan torkutrustning, t ex typ avfuktare (I HSB:s fastigheter är detta i stort sett redan utfört).

#### Beskrivning av de befintliga undercentralerna

Systemkopplingen i de befintliga värmecentralerna följer nästan undantagslöst principen med konstantflöde i primärkretsen och en trevägsventil som blandar in hetvatten i sekundärkretsen (Figur 3.2).

Varmvatten bereds med konstant primärflöde genom värmexlaren för varmvattenberedning.



Figur 3.2 Principkoppling i befintliga värmecentraler

Denna princip medför höga returtemperaturer i primärkretsen då litet värme- eller tappvarmvattenbehov föreligger.

I trevägsventilen för värmekretsen vänder merparten av hetvattnet tillbaka till pannan och i värmeväxlaren för varmvattenberedning kyls ej hetvattnet innan retur till pannan om värme- respektive tappvarmvattenbehovet är litet.

I Bilaga 3.1 följer en detaljerad beskrivning av de värmecentraler som föreslås anslutas till fjärrvärmenätet.

I nedanstående tabell sammanfattas data för de undercentraler som föreslås anslutas.

Tabell 3.1 Undercentraler i fjärrvärmenätet, effekt- och energibehov år 1990.

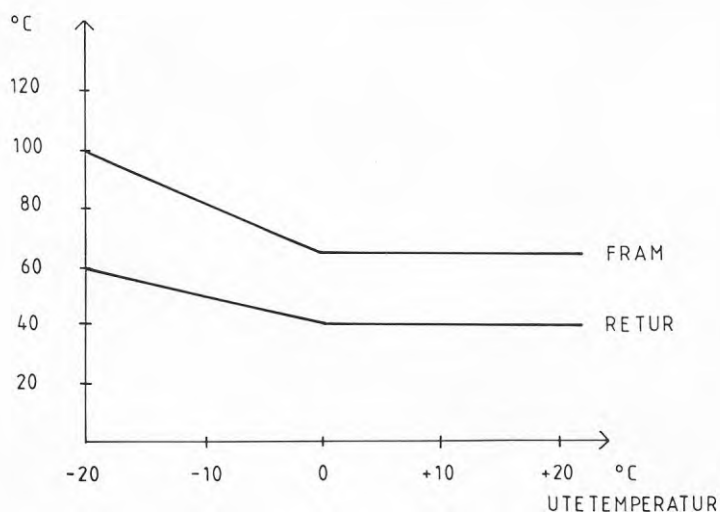
UNDERCENTRAL	Uppvärmd yta (m <sup>2</sup> )	Effektbehov (kW)	Värmebehov (MWh/år)	Ansl.dim. (mm)
<u>Sydöstra delen:</u>				
Kv Eken	4 972	420	880	65
Kv Lärken	8 663	585	1 230	65
Tillk Kv Lärken ca	4 000	170	360	50
Övre Fontinskolan	3 200	165	270	40
Nedre Fontinskolan	1 600	85	140	32
Kv Sadelmakaren 1	24 800	1 370	2 880	100
<u>Södra delen:</u>				
Kv Krabbetornet 24	1 400	110	230	32
Kv Klocktornet 35	4 815	550	1 150	65
Kv Krabbetornet 1	2 070	145	310	40
Kv Klocktornet 33	3 590	315	600	50
<u>Västra delen:</u>				
Kv Väktaren 2	2 710	240	505	50
Kv Trumpetaren	2 910	305	630	50
Kv Frölich 18-20	13 310	1 410	2 270	100
<u>Centrum:</u>				
Kv Blåsippan	22 930	2 090	4 440	100
Centrumhuset		260	540	50
Tillk Kv Centrum ca	2 000	85	180	32

UNDERCENTRAL	Uppvärm yta (m <sup>2</sup> )	Effektbehov (kW)	Värmebehov (MWh/år)	Ansl.dim. (mm)
<u>Östra delen:</u>				
Fontinhemmet	37 150	2 580	5 430	125
Kv Violen 6	5 260	205	405	50
Kv Violen 2,3,4	12 480	650	1 370	65
Kv Hästhoven	ca 4 000	200	415	50
Kv Vårlöken	5 775	425	890	65
Kv Violen 7	4 790	295	620	50
<u>Industriområde centrum väst:</u>				
Trioskolan	8 000	625	1 000	65
Kv Gjutaren 6	600	70	115	32
<u>Industriområde centrum öst:</u>				
Kv Färgaren 3	6 000	405	650	65
Kv Chauffören 6	3 131	370	595	65
Kv Chauffören 7	2 520	110	125	40
<u>Industriområde Änggårde:</u>				
Testaren 2	425	160	150	40
Testaren 1	2 020	195	310	50
Testaren 3	822	290	460	50
Mekanikern 1	1 635	190	300	50
Ingenjören 4	6 076	1 290	2 410	100
Försäljaren 6	2 530	210	340	50
Mekanikern 3	462	80	125	32
Försäljaren 3-4	3 000	150	235	40
Teknikern 1	8 800	1 400	3 100	100
<u>Kongahällaskolan:</u>	23 730	2 490	3 990	125
<u>Kungälvs sjukhus:</u>	19 470	2 560	4 180	125
<u>Nya brandstation:</u>	3 000	253	405	50
<u>Norra delen:</u>				
Munkegårde norra	43 650	2 200	4 160	125
Munkegårdeskolan	6 300	309	495	50
Olseröd	ca 11 500	994	2 090	100
Ulvegårde	ca 25 000	1 070	2 250	100
TOTALT	351 100	28 080	53 230	-

### 3.3 Beskrivning av fjärrvärme

#### 3.3.1 Dimensionering

Fjärrvärmenätet dimensioneras med framledningstemperatur  $+100^{\circ}\text{C}$  och returtemperatur  $+60^{\circ}\text{C}$  vid dimensionerande utetemperaturen  $-20^{\circ}\text{C}$ . Fjärrvärmemetemperaturerna vid övriga utetemperaturer framgår av figur 3.3.



**Figur 3.3** Framlednings- och returledningstemperaturer i fjärrvärmenätet som funktion av utetemperaturen.

Medierören utförs i stål med isolering av polyuretan och mantelrör av PEH. Isolering av kulvertledningar utförs enligt serie 2, d v s standardisolering.

Kulvert utförs med kulvertlarm för de olika sektionerna samt en signalkabel i kulvertgravarna som överför larm från sektionerna till värmedistributionscentralen.

Kulvert och värmeväxlare, ventiler m m dimensioneras för systemtrycket NT16 (16 bar), d.v.s normal fjärrvärme-standard.

Maxflödet i kulvertledningarna dimensioneras enligt kriterierna:

Max tryckfall	200 Pa/m
Max hastighet	2,0 m/s

I system med enbart direktväxling för tappvarmvattenberedning i undercentralerna kan effektbehovet vid tappning bli så stort att dimensionerande flöde i delkulverten uppträder sommartid då framledningstemperaturen och därmed även temperaturfallet mellan framledning och returledning är låg.

Solfångarsystem är liksom värmepumpsystem beroende av låga temperaturnivåer för att erhålla bra utbyte. Skillnaden är den att värmepumpsystem kräver låga framledningstemperaturer medan solfångarsystemet nöjer sig med låga medeltemperaturer (mellan fram- och returledning), d v s en ökad framledningstemperatur i det senare fallet förändrar inte utbytet om returtemperaturen samtidigt sjunker.

I fall med undercentraler där tappvarmvattenbehovet är dimensionerande för totala effektbehovet föreslås ackumulering av varmvatten.

### 3.3.2 Förslag på kulvertsträckning

Kulvertsträckningen har bestämts i samråd med Gatukontoret och Fastighetskontoret. Hänsyn har tagits till befintliga ledningar i mark och planerade byggnationer t ex gång- och cykeltunnel i trafikmotet söder om lasarettet samt att i möjligaste mån förlägga kulvert i kommunens mark. Viss hänsyn har tagits till markförhållanden där dessa varit kända, t ex för att undvika sprängning i berg. Nedan följer beskrivningar av de olika kulvertsträckningarna.

#### Sydöstra delen:

Kulverten förläggs utefter nordsidan av Fontinvägen i trottoaren fram till Kv Lärken där kulverten läggs i gräsmatta fram till undercentral Lärken 1 och likaledes i gräsmatta fram till undercentral Eken 6 öster om byggnaden.

Södra delen:

Kulverten förläggs i Västra gatan. Gatan är belagd med gatsten och hänsyn måste här tas till övriga installationer i mark.

Proppningar utförs för tillkommande mindre abonnenter, antingen en proppning per byggnad eller en gemensam proppning DN 50 som kräver förläggning av en separat delkulvert i ett senare skede för att ansluta de då aktuella byggnaderna.

Västra delen:

Kulverten korsar Uddevallavägen mellan Västra parken och nämndhuset och en delkulvert fortsätter i tak genom nämndhusets garage där den proppas med dimension DN 100 för anslutning av tillkommande kulvert från Ytterbyvägen i ett senare skede.

Kulverten fortsätter från nämndhuset i trottoaren utefter västra sidan av Uddevallavägen upp till södra sidan av Kongahällagatan där kulverten fortsätter i gräsmatta fram till undercentralen Väktaren 2 där proppning DN 65 utförs för ev anslutning av Kv Intendenten i ett senare skede.

Östra delen:

Kulverten förläggs på norrsidan av Ivar Claessons Gata. Vid korsningen Floragatan avgrenas en delkulvert förlagd i gata eller trottoar utefter Floragatan upp till undercentralen Violen 7. Berg i dagen försvårar en rakare kulvertdragning mellan huvudkulvert och undercentral.

Kulverten fortsätter åt öster utefter norrsidan av Ivar Claessons Gata och vänder i korsningen med Åkergatan mot söder utefter Åkergatans östra sida.

Kulvertsträckningen läggs därefter i gräsmatta mellan fastigheten Violen 3 och 6 och följer därefter sydsidan av Fridhemsgatan mot Fontinhemmet där kulverten korsar fastigheten mellan 2 st byggnader och passerar norr om den östra byggnaden för att slutligen ansluta den stora undercentralen Fontinhemmet.

Centrum:

Kulverten passerar här genom Västra Parken och fortsätter norrut utefter sydsidan av Ivar Claessons Gata till korsningen Köpmansgatan där den korsar Ivar Claessons Gata och fortsätter norrut utefter östra sidan av Köpmansgatan i trottoaren.

Kulverten korsar därefter Trollhättevägen och fortsätter norrut utefter östra sidan av Verkstadsgatan genom Industriområde centrum.

Industriområde centrum öst:

Sträckningen förläggs utefter norrsidan av Trollhättevägen mot öster fram till undercentralen Färgaren 3 där den avslutas.

Industriområde centrum väst:

En kort kulvert dras in norr om Trioskolan till Trioskolans undercentral samt till undercentralen Gjutaren 6. Huvudkulverten fortsätter norrut och viker därefter av mot Karebyvägen vilken korsas.

Industriområde Ängegärde:

En planerad väg löper från trafikmotet söder om lasarettet österut och passerar norr om Ängegärde industriområde. Kulverten förläggs söder om och i anslutning till denna planerade väg i kommunens mark. Kulverten förläggs genom Ängegärdesparken till Filaregatan där den dras utefter östra sidan och avslutas vid undercentralen Testaren 2. En delsträcka läggs söder om Filaregatan fram till undercentralen Försäljaren 6 och en annan delsträcka dras till den stora undercentralen Ingenjören 4.

Kongahällaskolan:

Avsticket mot Kongahällaskolan görs norr om Lasarettsgatan för att ej kollidera med en planerad gång- och cykeltunnel under Marstrandsleden.

Sträckningen löper norr om Marstrandsleden mot väster för att korsa denna i jämnhöjd med gymnasiet. Kulverten avslutas vid skolans undercentral.

Kungälv's sjukhus:

Huvudkulverten löper norrut utefter västra sidan av Karebyvägen där markförhållandena är bättre än på östsidan.

En kort kulvert ansluter sjukhusets stora undercentral.

Norra delen:

Kulverten följer Karebyvägens västra sida till korset Munkegårdegatan/Olserödsgatan där en delkulvert följer Munkegårdegatans västra sida upp till Munkegårde värme-central i kvarteret Vinkremlan. I korset Munkegårdegatan/Karebyvägen utförs ev en proppning DN 200 för tillkommande Solbräcke och Löstorp.

Den andra delkulverten korsar Karebyvägen mot norr och följer Olserödsgatans västra sida upp till jämnhöjd med Munkegårdeskolan innan den viker av mot undercentralen i skolan. Denna nordliga sträckning utförs för att undvika korsning med en grov dagvattenledning som passerar söder om skolan. Vid skolan inkopplas den under 1988 byggda kulvertdelen som försörjer Olseröd. Denna del är utförd i fjärrvärmestandard vilket eliminerar behovet av en undercentral med värmeväxling vid inkopplingen.

Värme-central:

Huvudkulverten till värme-centralen korsar Karebyvägen vid vägen till soptippen och följer denna på dess södra sida fram till plats för värme-central/panncentral. Plats för värme-central beror i solvärmealternativet på lokaliseringen av värmelagret.

I tabell 3.2 anges kulvertdimensionerna på delkulvertsträckorna i fjärrvärmenätet. Anslutningsdimension (i mm) för respektive undercentral är angiven inom parentes efter varje undercentralsnamn. Föreslagen kulvertsträckning visas i figur 3.4.

Tabell 3.2 Kulvertdimensioner i fjärrvärmenät

Undercentral	Ansl.dim (mm)	Delkulvert dim. (mm)
--------------	------------------	-------------------------

Sydöstra delen:

Tillkomm kv Lärken	(50)	
Kv Lärken	(65)	65
Kv Eken	(65)	80
Övre Fontinskolan	(40)	100
Nedre Fontinskolan	(32)	100
Kv Sadelmakaren 1	(100)	125



---

Undercentral	Ansl.dim (mm)	Delkulvert dim. (mm)
--------------	------------------	-------------------------

---

Södra delen:

Tillkomm Kv Krabbetornet	(50, proppning)	
Kv Krabbetornet 24	(32)	65
Kv Klocktornet 35	(65)	80
Kv Krabbetornet 1	(40)	80
Kv Klocktornet 33	(50)	100

Västra delen:

Tillkomm Kv Intenden- ten 2, 3	(65, proppning)	
Kv Väktaren 2	(50)	65
Kv Trumpetaren	(50)	80
Tillkomm Kv Komminis- terängen 6	(40, proppning)	100
Tillkomm Ytterbyvägen	(100, proppning)	
Kv Frölich 18-20	(100)	150

HUVUDKULVERT:

Södra delen	(100)	
Sydöstra delen	(125)	150
Västra delen	(150)	200
Centrumhuset	(50)	
Tillkomm Kv Centrum	(32)	200

Östra delen:

Fontinhemmet, central	(125)	
Kv Violen 6	(50)	125
Kv Violen 2, 3, 4	(65)	125
Kv Hästhoven	(50)	125
Kv Vårlöken	(65)	150
Kv Violen 7	(50)	150

HUVUDKULVERT:

Efter Kv Centrum		200
Östra delen	(150)	225
Kv Blåsippan	(100)	225
Tillkomm Kv Reparätören	(50, proppning)	225

Undercentral	Ansl.dim (mm)	Delkulvert dim. (mm)
--------------	------------------	-------------------------

Industriområde centrum öst:

Kv Färgaren 3	(65)	
Kv Chauffören 6	(65)	80
Kv Chauffören 7	(40)	80

Industriområde centrum väst:

Trioskolan	(65)	
Kv Gjutaren 6	(32)	65

Industriområde Änggårde:

Kv Testaren 2	(40)		
Kv Testaren 1	(50)		50
Kv Testaren 3	(50)	65	
Kv Mekanikern	(50)		80
Kv Ingenjören 4	(100)		100
Kv Försäljaren 6	(50)	50	
Kv Mekanikern 3	(32)		
Kv Försäljaren 3-4	(40)	65	125
Kv Teknikern 1	(100)		150

HUVUDKULVERT:

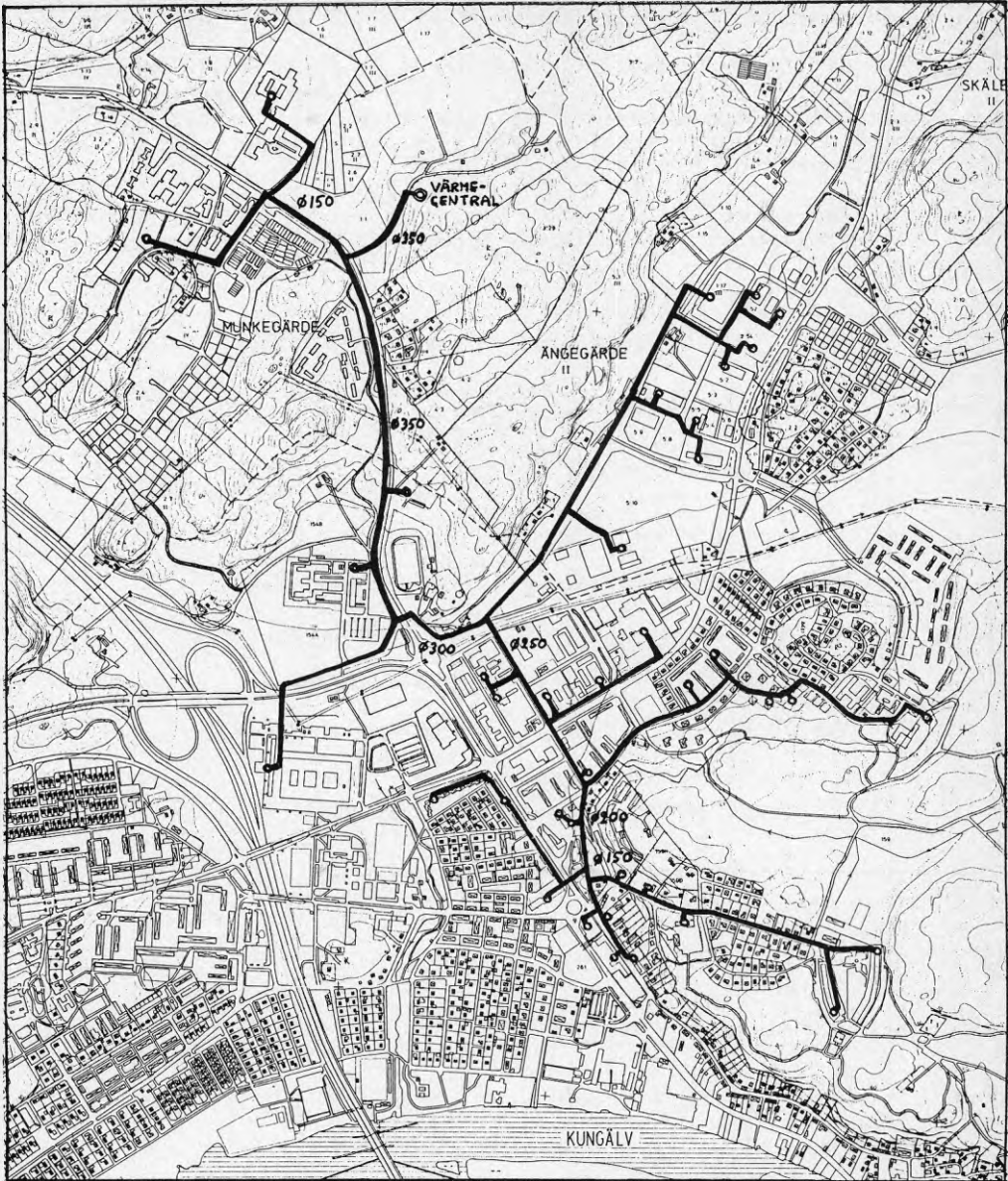
Efter tillkomm Kv Repar- atören			225
Industriområde centrum öst	(80)		250
Industriområde centrum väst	(65)		250
Industriområde Änge- gårde	(150)		300
Kongahällaskolan	(125)		300
Kungälv sjukhus	(125)		300
Nya brandstation	(50)		300

Norra delen:

Munkegärdeskolan	(50)		
Olseröd	(100, inkoppl)		100
Ulvegårde	(100, inkoppl)		
Munkegårde norra	(125)		150

HUVUDKULVERT INTILL VÄRMECENTRAL:

Södra huvudkulverten efter Nya brandstationen			300
Norra delen	(150)		350



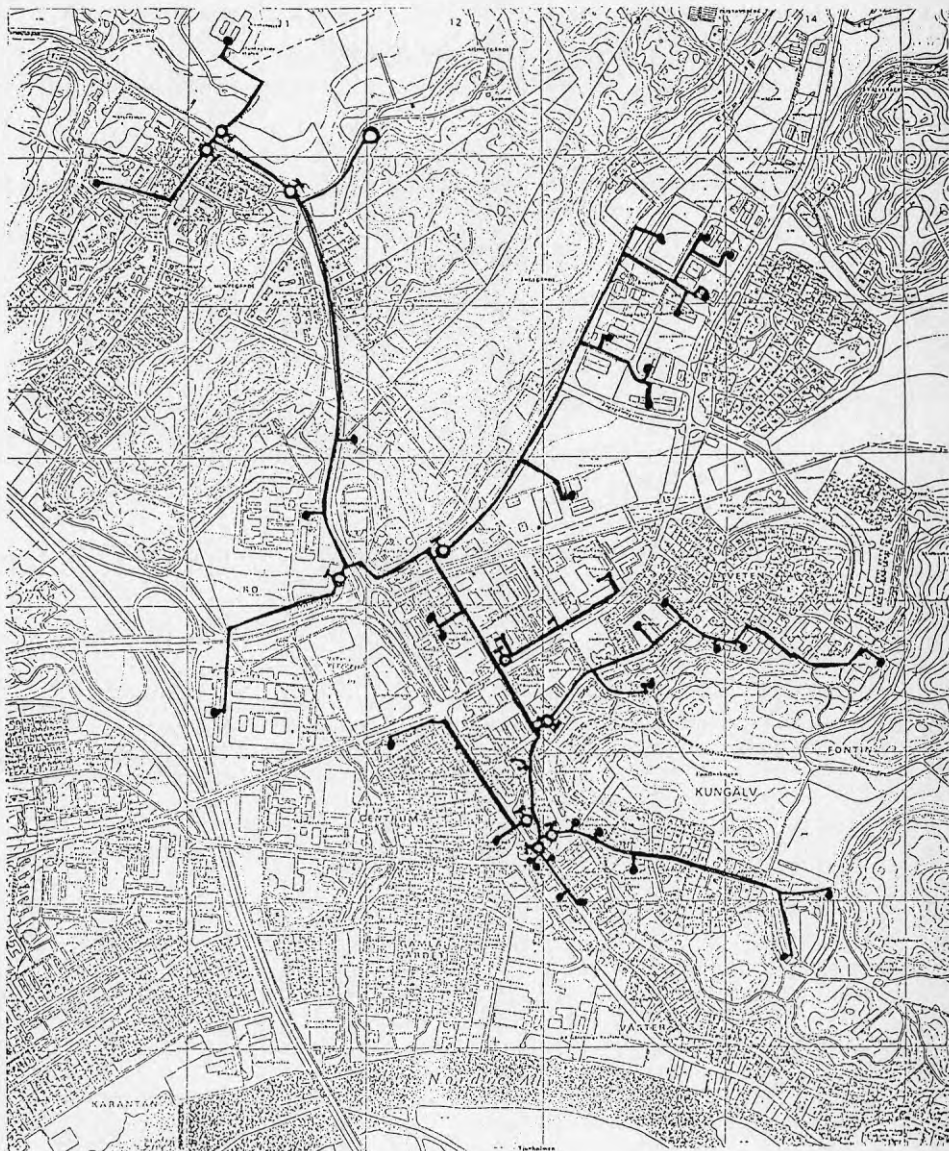
Figur 3.4 Kulvertsträckning samt dimensioner (huvud-kulvertar) för det föreslagna fjärrvärmenätet.

### 3.3.3 Sektionering av kulvertnät

För att kunna stänga av delar av kulvertnätet vid behov av reparation krävs en sektionering av kulvertnätet. Varje större delkulvert förses med nedstigningsbrunn samt avstängningsventiler för fram- och returledning samt avtappningsventiler.

Således förses följande delar, sektioner, med avstängningsmöjlighet där avstängningens läge närmare framgår av figur 3.5:

- Södra delen	Västra gatan
- Sydöstra delen	Fontinvägen
- Västra delen	Västra parken
- Östra delen	Ivar Claessons Gata
- Industriområde centrum öst	Trollhättevägen
- Industriområde Änggårde	Vid Elverket
- Kongahällaskolan	Lasarettsgatan
- Norra delen	Karebyvägen
- Munkegårde	Munkegårdegatan
- Olseröd, Ulvegårde och Munkegårdeskolan	Olserödsgatan



Figur 3.5 Placering av avstängnings- och avtappnings-ventiler för sektionering av kulvertnätet

### 3.3.4 Kulvertförluster

Kulvertnätet består av 9800 m kulvert i dimensioner mellan DN 32 och DN 350.

Isoleringen är av typ serie 2 vilket medför isolertjocklek 38 mm för en DN 32-ledning och isolertjocklek 72 mm för en DN 350-ledning.

Värmeförlusterna varierar mellan 21 W/m rör för DN 32-ledningar upp till 58 W/m för DN 350-ledningar vid dimensionerande temperaturerna  $+100^{\circ}\text{C}/+60^{\circ}\text{C}$  i fjärrvärmeledningarna och  $+5^{\circ}\text{C}$  i marken.

Effektbehovet för att täcka kulvertförlusterna är 380 kW, vilket motsvarar ett temperaturfall på  $0,6^{\circ}\text{C}$  genom hela distributionsnätet vid fullflöde.

I värmeförlusterna ingår förluster från nedstigningsbrunnar, rörfixar samt genomföringar in till abonnentcentraler medan värmeförluster från pumpar, värmeväxlare m m i abonnentcentraler ingår i byggnadernas värmebehov såväl nu som efter ombyggnad.

Beräknad årlig värmeförlust är 2,66 GWh, d v s ca 5 % av det totala årsvärmebehovet.

### 3.3.5 Principkoppling i värmecentral

Fjärrvärmeelcentralen utrustas med system för tryckhållning och expansion samt huvudpumpar för distribution av fjärrvärmevattnet. Här placeras även övervakningscentral för kulvertlarm och eventuell övervakning av undercentraler.

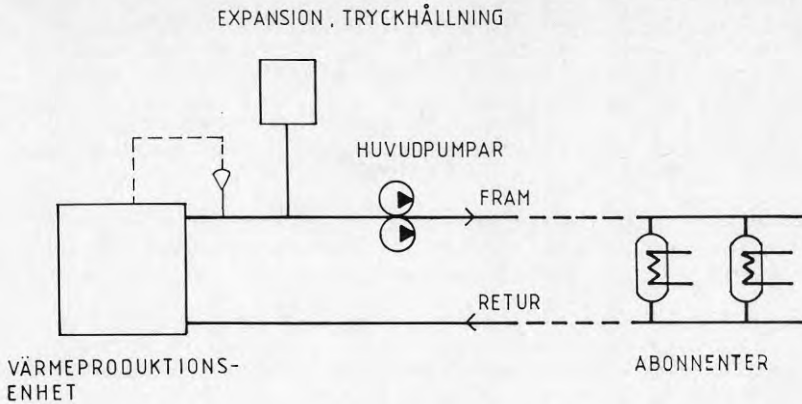
Kulvertnätets volym är ca 230 m<sup>3</sup> vilket kräver en expansionsvolym på ca 10 m<sup>3</sup>.

Flöde i nätet vid maxeffekt 22 MW och temperaturdifferens  $40^{\circ}\text{C}$  är 480 m<sup>3</sup>/h.

Tryckfall i distributionsledningar inklusive undercentraler är ca 7 MPa vilket kräver en pumpeffekt på ca 150 kW.

För styrning av flödet installeras en varvtalsstyrning av pumpar typ frekvensomriktare.

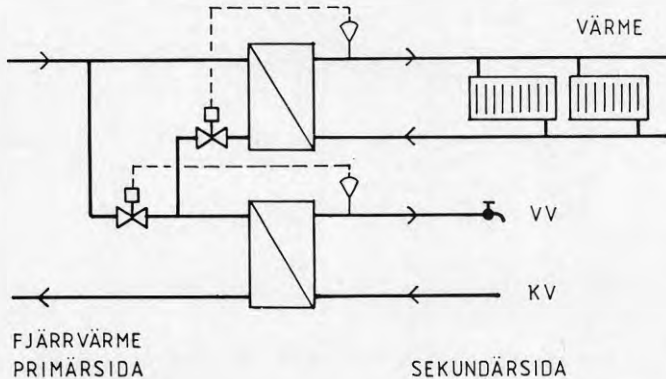
Principkopplingen i värmecentralen visas i figur 3.6.



**Figur 3.6 Principkoppling i värmecentral**

### 3.3.6 Principkoppling i undercentral

För att erhålla låga returtemperaturer och stort temperaturfall över värmeväxlarna i undercentralerna utförs såväl fjärrvärmekoppling samt sekundärvärmekoppling för variabelt flöde styrt av aktuellt effektuttag. På primärsidan (fjärrvärmesidan) styrs detta med 2-vägs ventiler (Figur 3.7).

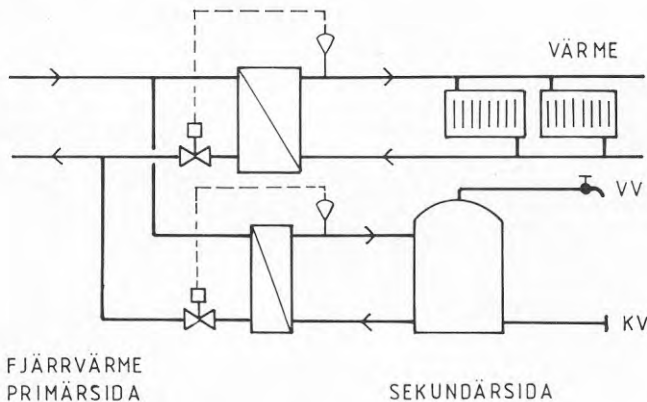


**Figur 3.7 Principkoppling i undercentral med direktväxling av tappvarmvattnet.**

Undercentralerna med direktväxling av tappvarmvattnet utförs med 2-stegskoppling där varmvattenberedningen i huvudsak utförs med avkyllt returvatten från värmeväxlaren för värmekretsarna (Figur 3.7). Med denna princip minskar risken för igenkalkning av tappvarmvattenväxlaren, vilket annars är fallet vid värmeväxling med höga temperaturer.

I undercentraler med stora tappvarmvattenbehov, typ bostäder, installeras ackumulatorer för varmvatten för att jämna ut och sänka effektbehovet över dygnet (Figur 3.8).

Där ackumulatorer installeras skall pumpstopp av laddningspump vid höga returtemperaturer från ackumulator användas.

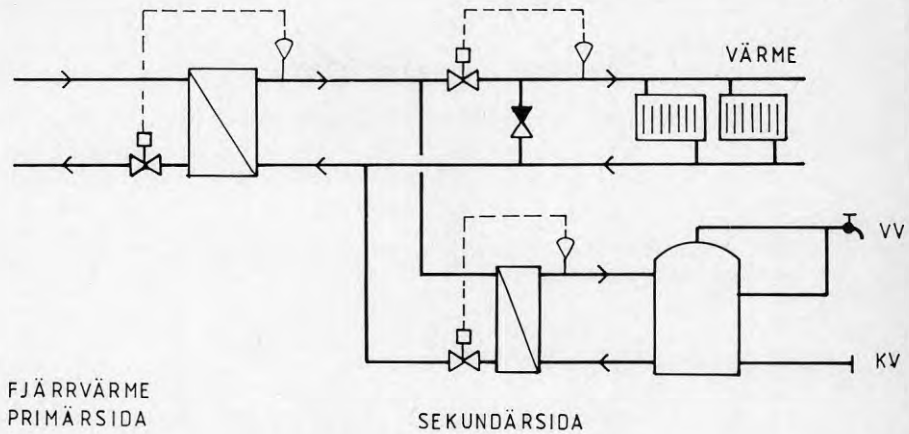


**Figur 3.8** Principkoppling i undercentral med stora tappvarmvattenflöden och ackumulatorer för tappvarmvattnet.

På sekundärsidan krävs pumpshuntgrupper med variabelt flöde i sekundärnätet om sekundärnätet betjänar flera grupper.

Om varmvattenberedningen ej utförs i undercentralen krävs reglering av sekundärkretsens flöde via en 2-vägsventil för detta ändamål (Figur 3.9).





**Figur 3.9** Principkoppling i sekundärnät där tappvarmvattenberedningen är skild ifrån undercentralen för fjärrvärme.

Kontroll och inreglering av samtliga värmekretsar för värme och ventilation samt VVC-kretsar krävs för att ej erhålla övertemperaturer i sekundär- och primärnätets returledning. En returtemperatur i t ex VVC-kretsen på 40°C är tillräcklig. Detta moment är mycket viktigt vid solvärmeanvändning.

### 3.3.7 Åtgärder i undercentraler och apparatrum

I bilaga 3.2 uppräknas vilka åtgärder som krävs i respektive undercentral med tillhörande apparatrum. Samtliga befintliga pannor föreslås bli demonterade då system med flera decentraliserade pannor som reserv för fjärrvärmenätet kräver ett komplexare rörsystem och en organisation för underhåll av reservpannorna. Eventuellt kan lasarettet behålla sina pannor som reserv då behovet av säkerhet i värmeleveransen här är större än i bostäder och i övriga lokaler.

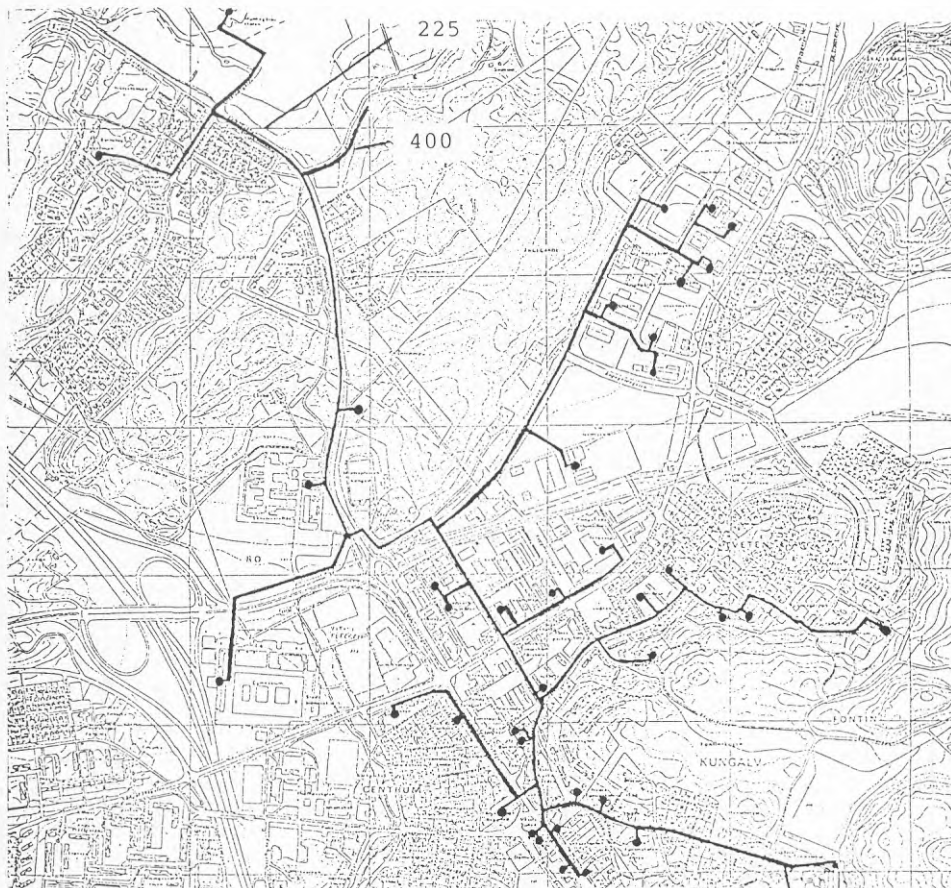
### 3.3.8 Kulvertdimension vid förberedelse för anslutning av tillkommande områdena Löstorp och Solbräcke

För att i ett senare skede kunna koppla på nybyggnadsområdena Löstorp och Solbräcke med gemensamma effektbehovet 8,5 MW kan en proppning (DN 200) göras vid Karebyvägen mitt för Munkegårdeskolan.

För att i framtiden kunna distribuera denna extra effekt kan en grövre kulvert mellan värmecentral och inkopplingspunkt läggas redan vid uppförandet av fjärrvärm nätet (Figur 3.10).

Mellan värmecentralen och Karebyvägen ökas dimensionen ett steg från DN 350 till DN 400.

Norrut utefter Karebyvägen ökas kulvertdimensionen ett steg från DN 150 till DN 225 fram till proppningen.



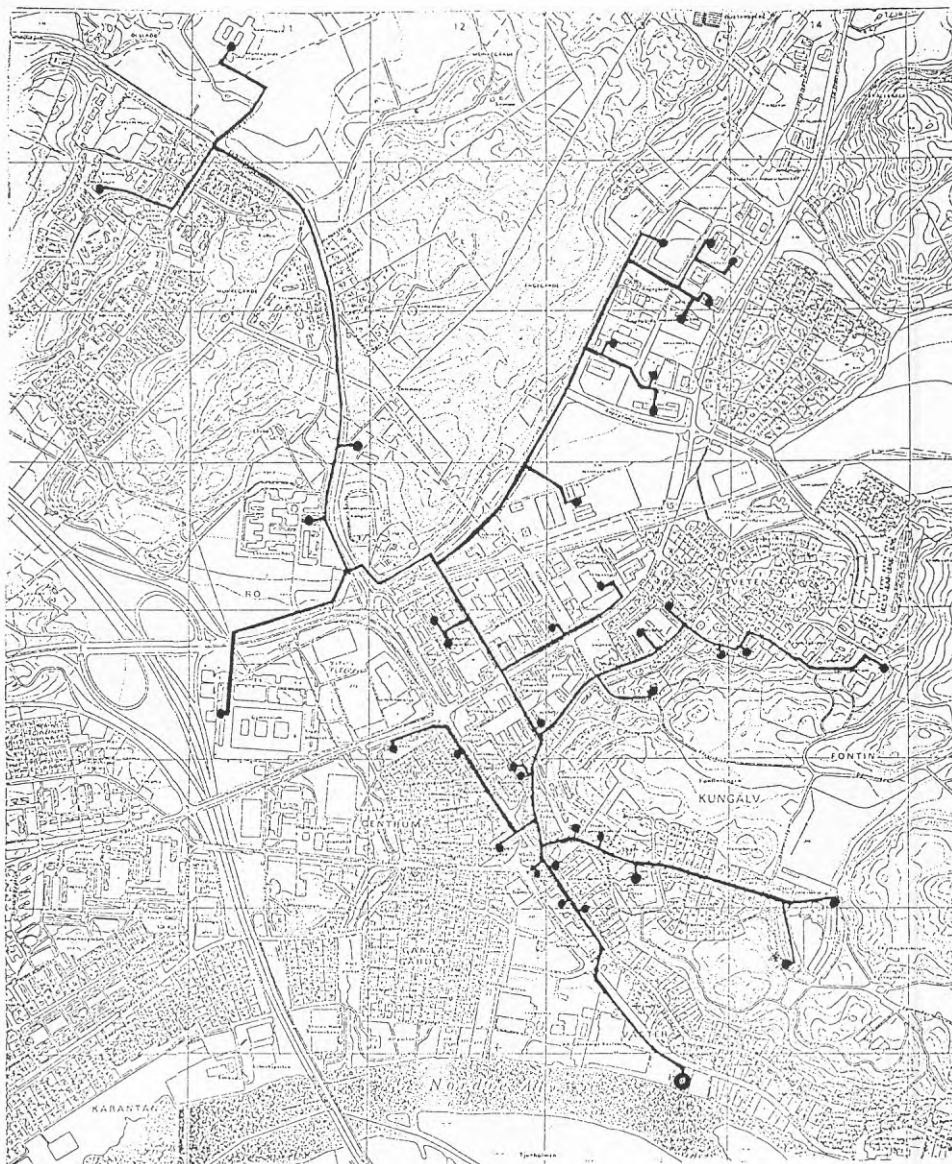
Figur 3.10 Utökad kulvertdimension mellan värmecentral och proppning för tillkommande anslutningar i Solbräcke och Löstorp.

### 3.3.9 Kulvertsträckning för spillvärmealternativet

I detta alternativ är kulvertsträckningen i stort sett identisk med den tidigare sträckningen med värmecentral i Änggårdeberget. Men eftersom spillvärmen hämtas från EKA söder om Kungälv placeras värmecentralen i detta fall i södra delen av tätorten utefter Nordre älv (Figur 3.11).

Huvudkulverten förläggs på västra sidan av Strandgatan och viker av längs Glasbruksgatan in på Västra gatan där den följer tidigare sträckning.

Vid val av spillvärmealternativet kan ett alternativ vara att avsluta kulvertsträckningen vid Lasarettet för att slippa transportsträckan till Munkegårde m m.



Figur 3.11 Föreslagen kulvertsträckning för spillvärmealternativet.

### 3.3.10 Fjärrvärmesystemets energi- och effektbehov

Fjärrvärmesystemets värmebehov för ett normalår är 56,3 GWh med kulvertförlusterna inräknade.

Fjärrvärmesystemets effektbehov för ett normalår är 22 MW.

Sammanlagring av de enskilda abonnentcentralernas effektbehov med en faktor 0,8 är då inräknad.

Det specifika värmebehovet är 153 kWh/m<sup>2</sup> uppvärmd byggnadsyta och det specifika effektbehovet är 62 W/m<sup>2</sup> uppvärmd byggnadsyta.

### 3.3.11 Provisorisk värme vid skador på distributionssystemet

För att klara driftavbrott med fel på huvudmatningsledningen krävs en inkopplingspunkt i andra änden av nätet. Antingen ökas dimensionen på ledningen upp fram till änden eller så förläggs inkopplingspunkten där kulvertdimensionen fortfarande är grov t ex i början av Ivar Claessons Gata invid Centrumhuset. En mobilpanna på hjul (som eventuellt lånas av Göteborgs Energiverk) ansluts till nätet och på så sätt kan viss del av värmebehovet täckas och frysskador på nätet undvikas.

De olika kulvertdelarna kan förses med inkopplingsmöjligheter i något apparatrum.

Eventuellt kan även någon större panncentral sparas, eller i dess utrymme uppföras en ny reservpanna med hög effekt.

Aktuella centraler kan vara Fontinhuset, GDG, Kv Blåsippan.

## 3.4 Ekonomi

### 3.4.1 Kostnadsberäkning

Kostnaderna för fjärrvärmesystemet består av dels kapitalkostnader för utförda investeringar, dels rörliga kostnader för drift och underhåll.

Kostnadsberäkningen är utförd med antaganden om avskrivningstid och realränta enligt kapitel 8.

Kapitalkostnaden för fjärrvärmenätet beräknas med annuitetsmetoden och realränta 4 %. Avskrivningstiden för de olika delarna är enligt följande:

Fjärrvärmekulvert:	30 år
Abonnentcentraler:	15 år
Övriga rörinstallationer i apparatrum:	15 år

Årlig drift- och underhållskostnad för fjärrvärmenätet, abonnentcentralerna och apparatrummen, är 1% av anläggningskostnaden.

I kostnaderna ingår projektering som antas utgöra ett belopp motsvarande 10 % av material- och installationskostnaden.

Byggherrekostnad ingår med ett belopp motsvarande 10% av material- och installationskostnaden.

Kostnaden för rörledningssystem i mark samt undercentraler är beräknad med erfarenhet från tidigare byggda fjärrvärmesystem inom regionen.

Kostnaden för apparatrum är beräknad utifrån kontinuerligt uppföljda branchkalkylunderlag samt offerter från tillverkare av värmeväxlare och tappvarmvattenberedare.

Kostnader för asbetsanering ingår med antagandet att arbetena kan utföras kontraktbundet enligt en å-prislista.

Mervärdesskatt ingår ej i kostnaderna.

#### 3.4.2 Anläggningskostnader

Anläggningskostnaden för fjärrvärmenät och abonnentcentraler är beräknade av entreprenadföretaget Svensk ByggSystem AB som anlagt fjärrvärmenät bl a i Kungsbacka, Surte, Nödinge/Nol och Bohus.

Prisnivå augusti 1987 gäller för följande investeringar.

Fjärrvärmekulvert

Kostnad för projektering, utförande, eventuell gatumarkersättningar, avstängningsventiler för sektionering och signalkabel för larm är för huvudalternativet 29.950 kkr.

I spillvärmealternativet är kostnaden för huvudalternativet 31.350 kkr.

Med uppdimensionering av kulvertledningarna för att senare kunna ansluta Solbräcke och Löstorp ökar kostnaden med 300 kkr.

Abonmentcentraler

I abonmentcentralerna växlas värme från fjärrvärmenätet till byggnaden/byggnadernas sekundärkrets.

Kostnad för undercentraler exklusive installationer i apparatrum med projektering, utförande, eventuell asbetsanering och slutbesiktning är 11.700 kkr. Kostnad för eventuell demontering av skorstenar samt ersättning för befintliga panncentralers restvärde ingår ej.

Apparatrum

I apparatrum shuntas värme eller bereds tappvarmvatten för del av byggnad/byggnader i sekundärkretsen.

Kostnad för apparatrum med projektering, utförande, ev asbetsanering och slutbesiktning är 4700 kkr.

Installationer för distribution i värmecentral

Kostnad för projektering, utförande och slutbesiktning för huvudpumpar med expansion och tryckhållning är 650 kkr.

TOTALKOSTNAD FJÄRRVÄRMESYSTEM (exkl värmeproduktionsenhet):

Fjärrvärmekulvert	29 950 kkr
Abonmentcentraler	11 700 kkr
Apparatrum	4 700 kkr
Distribution	650 kkr

TOTAL KOSTNAD 47 000 kkr

Totalkostnaden för fjärrvärmesystemet exklusive värmeproduktionsenhet är således 47,0 Mkr. Specifika anläggningskostnaden för det 9800 m långa fjärrvärmesystemet blir därmed 4800 kr/m.

### 3.4.3 Värmekostnad för fjärrvärmesystem exklusive värmeproduktionsenhet och bränsle

Värmekostnaden för kulvertnätet med distributionscentral, abonnentcentraler och apparatrum är enligt följande:

Annuiteten vid 15 resp 30 års avskrivningstid och realräntan 4 % är 0,0899 resp 0,0578.

#### Årlig kapitalkostnad

Fjärrvärmenät	
0,0578 x 29 950 kkr	1 731 kkr

Abonnentcentraler, apparatrum och distribution	
0,0899 x 17 050 kkr	1 533 kkr

#### Årlig drift och underhållskostnad

Fjärrvärmenät, abonnentcentraler, apparatrum och distribution	
0,01 x 47 000 kkr	<u>470 kkr</u>

<u>TOTAL ÅRSKOSTNAD</u>	3 730 kkr
-------------------------	-----------

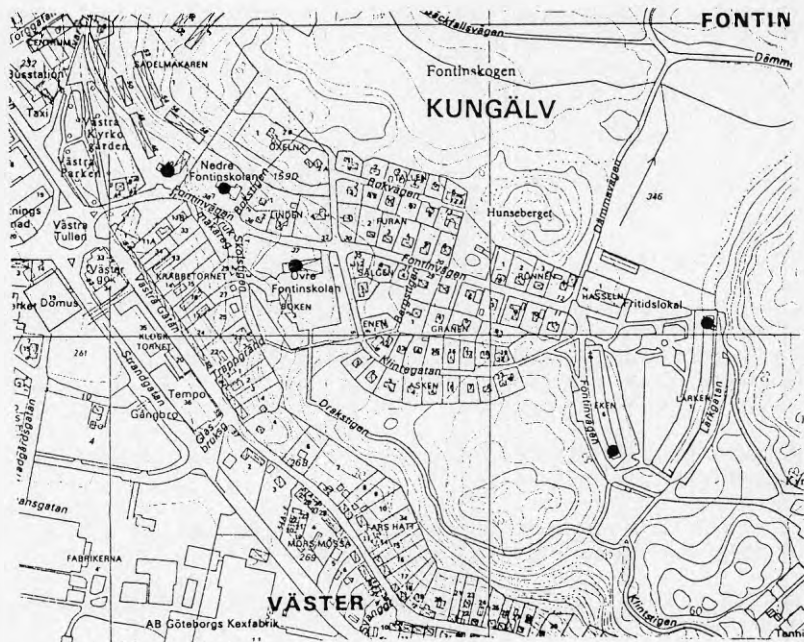
Totala årskostnaden för fjärrvärmesystemet motsvarar således 0,07 kr/kWh.



**Bilaga 3.1 Beskrivning av värmecentraler som föreslås anslutas till fjärrvärme**

Nedan följer en beskrivning av de värmecentraler som föreslås anslutna till fjärrvärmenätet. Värmecentralerna har grupperats i delområden som kan försörjas av var sin huvudkylvert.

**Sydöstra delen**



**Figur 3.12 Värmecentraler i sydöstra delen av Kungälv.**

Syd-östra delen utgörs av större panncentraler utefter Fontinvägen fram till Lärkgatan.

Kv. Eken

81 st lägenheter med totala uppvärmda ytan 4972 m<sup>2</sup> försörjs av en panncentral med 3 st oljepannor som eldas med eldningsolja 1.

Pannorna, 2 st Klafreström Vasa II 22,8 m<sup>2</sup> eldstadsyta 1958 samt 1 st Parca Norahammar Vr NL 2, 170 Mcal/h 1971, är relativt trång placerade.

Varmvattenberedning utförs med genomströmningsberedare Parca Ua 5x15 1971. En stor förrådsberedare är avställd.

Framledningstemp. i radiatorkretsen är +60°C vid utetemperatur -20°C.

Tillluftsaggregat saknas.

Årlig värmeförbrukning är 880 MWh.

Effektbehov 420 kW.

Kv. Lärken:

150 st lägenheter med totala uppvärmda ytan 8663 m<sup>2</sup> försörjs av en panncentral med 3 st pannor typ Norahammar bruk NH III, 38 m<sup>2</sup> eldstadsyta, 1959. Varmvattenberedning sker med en CTC:s typ SKR 210-1 VS år 1981 genomströmningsberedare.

Panncentralen förser en undercentral i Kv Hasseln med shuntat värmevatten.

Framledningstemperaturen i radiatorkretsen är +70°C vid utetemperaturen -20°C.

Värmeförbrukningen vid normalår är 1230 MWh och effektbehovet 585 kW.

Panncentralen är rymlig.

Tillluftsaggregat saknas.

Tillkommande Kv Lärken:

I anslutning till det befintliga flerfamiljshuset placeras ett nytt hus med ca 40 st lägenheter, byggstart 1989.

Med antagen yta per lägenhet 100 m<sup>2</sup> och årlig värmeförbrukning 90 kWh/m<sup>2</sup> erhålls värmeförbrukningen 360 MWh samt effektbehovet 170 kW.

Övre Fontinskolan:

3200 m<sup>2</sup> uppvärmd yta värms av en oljepanna Parca typ MEG MF4.V4 260 kW 1981 samt en elpanna på 90 kW för sommar-drift.

Varmvattenberedning sker med en dubbelmantlad 500 liters CTC Cetecell 500 DKE 1985.

Framledningstemperatur i radiatorkrets är +70°C vid -20°C utetemperatur.

2 st fläktrum med balanserad ventilation finns i byggnaden.

Värmeförbrukningen är uppskattad till 270 MWh samt effektbehovet 165 kW.

Nedre Fontinskolan:

Ombyggnaden pågår i byggnaden och ny verksamhet är ännu ej bestämd. Värmecentralen skall byggas om.

Värmeförbrukningen bedöms bli 140 MWh och effektbehovet 86 kW.

Sadelmakaren 1:

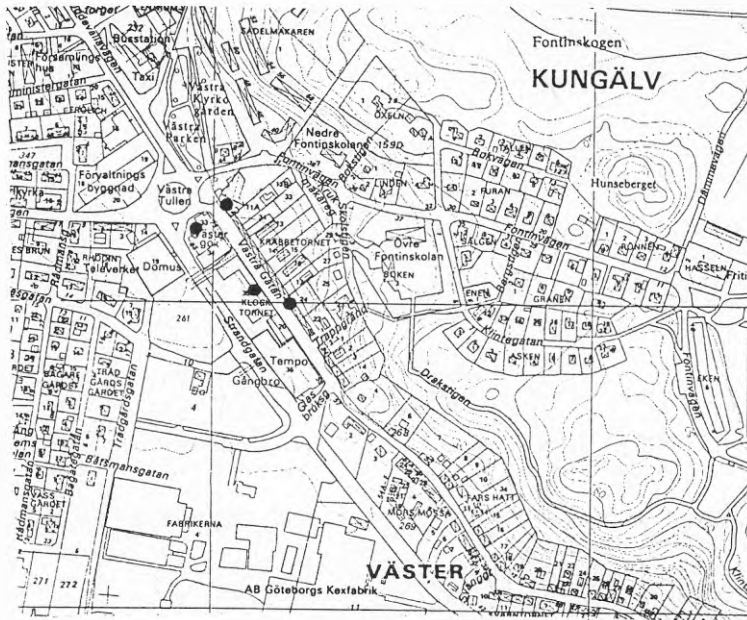
290 st lägenheter fördelade på ett 15-tal byggnader med totala uppvärmningsytan 24.800 m<sup>2</sup> värms idag med vattenburen natt-ackumulerad elvärme där en 4 MW elektropanna typ Z&I 1983 samt 3 ackumulator med totala volymen 240 m<sup>3</sup> utgör värmecentral.

Varmvattenberedning sker i huvudsak med frånluftsvärmepumpar i 7 av 8 st apparatrum.

Framledningstemperatur i radiatorkretsen är +60°C vid -20°C utetemperatur.

Värmeförbrukningen är 2880 MWh och effektbehovet 1370 kW.

Södra delen



Figur 3.13 Värmecentraler i södra delen av Kungälv

Södra delen avser byggnaderna kring affärsgatan Västra Gatan.

Krabbetornet 24:

Byggnaden består av affärslokaler samt bostäder på totalt 1400 m<sup>2</sup>.

Panncentralen är ej besökt.

Värmeförbrukningen är 230 MWh och effektbehovet 110 kW.

### Klocktornet 35:

Byggnaden består av affärslokaler samt bostäder på totalt 4815 m<sup>2</sup>.

Panncentralen har 3 st oljepannor typ Norahammars Bruk serie UEG 450 mCal/h år 1959 försedda med rökgasfläktar.

Varmvattenberedning utförs med en dubbelmantald förrådsberedare Thermia 20 SFP 1500 liter/4,81 1960.

Framledningstemperatur i radiatorkrets är +78°C vid +20°C utetemperatur.

Värmeförbrukningen är 1150 MWh och effektbehovet 550 kW.

### Krabbetorget 1:

Byggnaden består av en nybyggd del samt en renoverad äldre del. Totalyta affärslokaler samt 5 lägenheter är 2070 m<sup>2</sup>. Panncentralen består av 1 st elpanna 90 kW samt en uteluftsvärmepump installerad år 1983.

Varmvattenberedning via 2 st 300 l förrådsberedare.

Framledningstemperatur i radiatorkretsen är +75°C vid -20°C utetemperatur.

Värmeförbrukningen är 310 MWh och effektbehovet 145 kW.

### Klocktornet 33:

Byggnaden består av affärslokaler samt bostäder med total byggnadsyta 3590 m<sup>2</sup>.

Panncentralen har 2 st oljepannor, av typ Norahammars bruk serie NH III 288 Mcal/h år 1961 resp. Parca UVA 420 Mcal/h år 1961.

Varmvattenberedningen utförs med 2 st 700 l förrådsberedare CTC 17 DS 700 md laddvärmväxlare CTC UNI år 1984.

3 st radiatorgrupper md framledningstemperatur +60, +70 resp +80°C vid utetemperatur -20°C.

Undercentralen är gammal.

Värmeförbrukningen är 600 MWh och effektbehovet 315 kW.

Centralen har ett oljebord för eldningsolja 4 men eldas idag med eldningsolja 1.

Krabbetornet 11, 13, 14, 15, 16, 22, 34:

Dessa mindre byggnader föreslås anslutas i ett senare skede men förbereds med proppningar i mark.

Totalt 1900 m<sup>2</sup> bostadsyta och 1760 m<sup>2</sup> lokalyta ger värmebehovet 550 MWh och effektbehovet 300 kW.

Flera av byggnaderna i centrum är uppvärmda med direktverkande el och föreslås ej anslutas, t ex Åhlens (klocktornet 36) och Vikingen (klocktornet 34).

Västra delen



Figur 3.14 Värmecentraler i västra delen av Kungälv

Till denna del hör byggnader på västsidan om Uddevalla-  
vägen med Nämndhuset som största central.

Väktaren:

47 st lägenheter med totala uppvärmda ytan 2710 m<sup>2</sup>  
försörjs av 2 st oljepannor typ Parca MEG MF4 V3/1975  
190 Mcal/h.

Varmvattenberedningen utförs av en plattvärmeväxlare typ  
Z&I P2.Hv.

Framledningstemperatur i radiatorkretsen är +70°C vid  
-20°C utetemperatur.

Årlig värmeförbrukning är 505 MWh och effektbehovet är  
240 kW.

Trumpetaren:

42 st lägenheter med 2910 m<sup>2</sup> uppvärmd yta fördelade på 3  
st byggnader värms via gemensam panncentral i ett av  
husen där 1 st oljepanna typ Norahammar NH III 234  
Mcal/h 1971 respektive 1 st Norahammar NH II 14 m<sup>2</sup> 1948  
(!) producerar värme. Varmvattenberedningen består av en  
gammal genomströmningsberedare.

Framledningstemperatur i radiatorkretsen är +65°C vid  
-20°C utetemperatur.

Årlig värmeförbrukning är 630 MWh och effektbehovet 305  
kW.

Frölich 18-20:

13.310 m<sup>2</sup> lokalytor samt ca 30 lgh, fördelade på 4 st  
undercentraler, är anslutna via ett sekundärkulvertnät  
till panncentralen i nämndhuset. Till de anslutna bygg-  
naderna hör skattehuset, 3 bostadshus vid Rådmansgatan  
samt Domushuset. Domus har under året (1987) installerat  
återvinning från kylaggregaten vilket kommer att minska  
oljeförbrukningen.

Huset värms huvudsakligen via ett stort ventilationsagg-  
regat.

Panncentralen i nämndhuset består av 1 st oljepanna Parca  
NORAH G 114 1400 kW 1980 samt 1 st Parca MEG MF7.VVRG  
700 kW 1980. Pannorna eldas med eldningsolja 4 (tjock-  
olja).

Varmvattenberedningen i nämndhuset består av direktväx-  
ling med en plattvärmeväxlare, i bostadshusen via dub-  
belmantlad förrådsberedare samt i Domushuset med en  
elkassett kopplad till förrådsberedaren.

I nämndhuset finns 9 st tilluftsaggregat och i skattehuset 4 st tilluftsaggregat. De fyra senare aggregaten är redan förberedda för fjärrvärmedriftfallet, d v s försedda med 2-vägsventiler för temperaturreglering vilket säkerställer låga returtemperaturer.

Framledningstemperaturen i primärledningen är ca  $+85^{\circ}\text{C}$  då utetemperaturer är  $-20^{\circ}\text{C}$ .

Årlig värmeförbrukning är 2270 MWh och effektbehovet 1410 kW.

#### Tillkommande Intendenten 2,3:

Eventuellt kan 7000 m<sup>2</sup> kontors- och bostadsyta som är under uppförande anslutas i ett senare skede. Huset förses idag med vattenburet system (tillkommer värme- och effektbehovet 300 MWh resp 190 kW).

För att nå dessa två brukare måste kulverten passera Trollhättevägen. Detta arbete utförs först efter beslut om anslutning. Kulvertsträckningen föreslås avslutas med en proppning vid Kv Väktaren för eventuell anslutning i ett senare skede.

#### Tillkommande Komministerterrängen 6:

Församlingshuset är till viss del eluppvärmt. Huvudparten värms av 1 st oljepanna typ Klafreströms Bruk VASA II 22,8 m<sup>2</sup> 1965. Varmvattenberedning utförs med en elvarmevattenberedare typ Nibe EVH 100 l.

Framledningstemperatur för radiatorkretsen är  $+65^{\circ}\text{C}$  vid  $-20^{\circ}\text{C}$  utetemperatur.

Årlig värmeförbrukning är 210 MWh och effektbehovet 130 kW.

Huset ligger nära den tänkta kulvertdragningen.



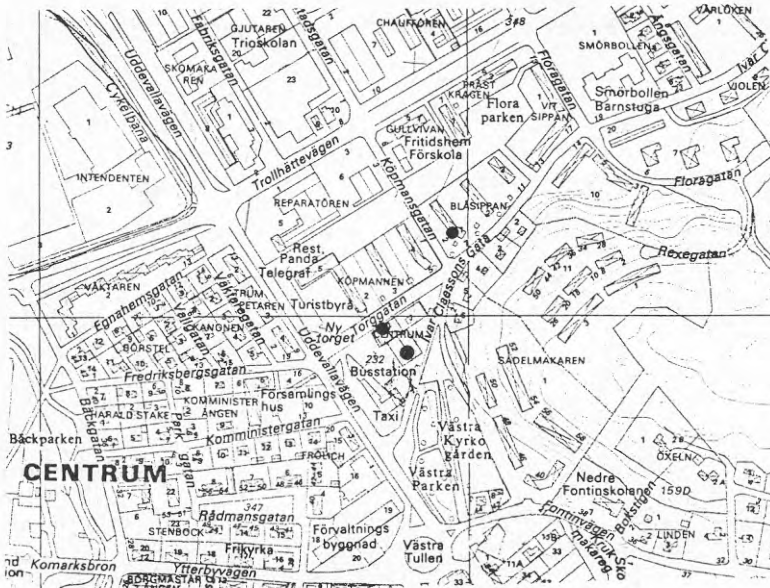
Tillkommande Ytterbyvägen:

I nämndhusets garage utförs en proppning DN 100 för att möjliggöra framtida anslutning av följande byggnader:

	Värmeförbrukning (MWh)	Effektbehov (kW)
	-----	-----
Frölich 6, 7 och 8	200	95
Stenbocken 7, 8, 14, 16, 17, 18, 19, 20, 22, 23, 24	1010	480
Claes Brun 5, 8, 10, 11, 12	675	320
Borgmästareängen 2, 21 samt Landsfiskalen 17, 18	475	225
Rhodin 1, 2, 3, 16, 18	420	200
Tillkommande nybyggnad av 48 lgh, byggstart 1987	460	220
Dessutom planeras ny- byggnad av 50 lgh på Domus parkeringsplats	<u>350</u>	<u>165</u>
TOTALT	3590	1705

Årliga värmebehovet för tillkommande byggnader kring Ytterbyvägen skulle således vara 3 590 MWh och effektbehovet 1705 kW.

Centrum



Figur 3.15 Värmecentraler i centrum av Kungälv

Kv. Blåsippan:

Panncentralen i Kv Blåsippan försörjer idag via ett sekundärnät 4 st områden, Kv Vitsippan, Kv Blåsippan, Kv Centrum och Kv Köpmannen med 328 lägenheter samt affärslokaler med totala uppvärmda ytan 22.930 m<sup>2</sup>.

Panncentralen består av 1 st oljepanna Norahammar MEG 1040 Mcal/h 1971 samt 1 st Norahammar MEG 720 Mcal/h 1971. Eldningsolja används. Varmvattenberedningen utförs med plattvärmväxlare i Blåsippan och Vitsippan samt med en genomströmningsberedare i Centrum.

I Centrumhuset växlas värmen från sekundärnätet via en värmväxlare. Systemtrycket i Centrumhuset är högre än motsvarande tryck i sekundärnätet då denna byggnad är högre än de övriga. Vid anslutning till fjärrvärme föreslås denna byggnad anslutas direkt till nätet via separat undercentral för att undvika värmväxling i två steg (Blåsippan resp. Centrumhuset) vilket annars ställer onödigt höga krav på framledningstemperatur.

Shuntgrupper för värme är redan idag utbytta till nya aggregat med 2-vägsventiler.

I byggnaderna finns flera torkrum som kräver höga framledningstemperaturer.

Framledningstemperaturen i primärnätet är  $+85^{\circ}\text{C}$  vid  $-20^{\circ}\text{C}$  utetemperatur.

Årligt värmebehov samt effektbehov i centralen Kv Blåsippan exklusive Centrumhuset är 4440 MWh resp. 2090 kW.

Årligt värmebehov i Centrumhuset är 540 MWh och effektbehovet 260 kW.

#### Tillkommande Kv Reparatóren:

Här planeras nybyggnation i början på 90-talet av ca 50 lägenheter vilket ger en årlig värmeförbrukning på 400 MWh och ett effektbehov på 190 kW. Proppning DN 50 föreslås.

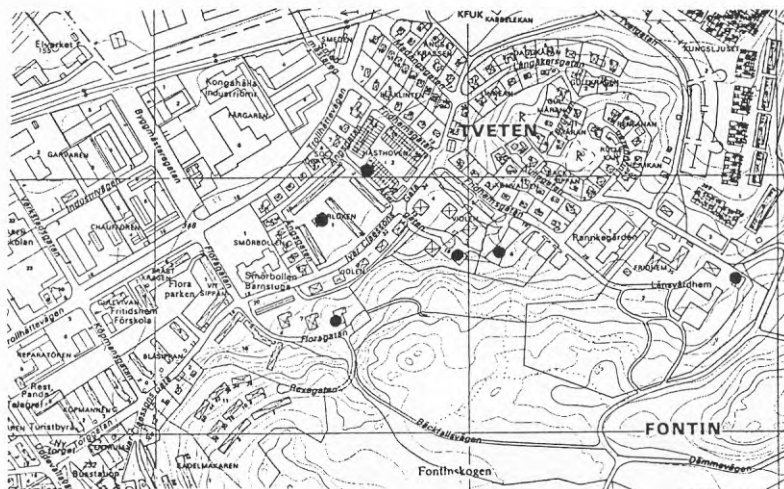
#### Tillkommande Kv Centrum:

Här planeras ett nytt höghus med ca 25 lägenheter, byggstart 1989.

Årligt värmebehov är 180 MWh och effektbehov 85 kW.

### Östra delen

Denna del avser värmecentraler utefter Ivar Claessons Gata och avslutas uppe vid Landstingets stora panncentral vid Fontinhemmet.



Figur 3.16 Värmecentraler i Östra delen av Kungälv

#### Fontinhemmet

En centralt placerad panncentral förser ett sjukhem, ett ålderdomshem, 5 st flerbamiljshus samt 4 st radhus med värme.

Totala uppvärmda ytan är 37.150 m<sup>2</sup>.

I bostäderna finns totalt 3 st undercentraler där tappvarmvatten bereds och varmvatten shuntas till övriga hus. Varmvattenberedningen utförs i plattvärmväxlare utan reglering. I ett av flerbostadshusen finns 3 st tilluftsaggregat som redan idag är utförda med 2-vägsventiler.

I ålderdomshemmet Ranrikegården utförs varmvattenberedningen med 1500 l ackumulator typ system D där en 2-vägsventil reglerar primärvärmets till laddvärmväxlaren.

Här finns även 5 st shuntgrupper med 3-vägsventiler för radiatorkretsar samt 2 st shuntgrupper med 3-vägsventiler för tilluftsaggregat.

I sjukhemmet Fontinhemmet finns 2 st shuntgrupper. Varmvattnet bereds med 1500 l ackumulator och laddningsvärmeväxlare utan reglering.

Panncentralen består av 3 st oljepannor typ Norahammar MEG 1,450 Mcal/h 1972 samt en elpanna med effekten 1,0 MW. Oljepannorna eldas med eldningsolja 4.

Framledningstemperaturen i primärledningen är ca  $+95^{\circ}\text{C}$  vid  $-20^{\circ}\text{C}$  utetemperatur. Denna temperatur bör kunna minskas vid ombyggnad. För att bedöma hur mycket framledningstemperaturen kan sänkas bör denna redan kommande vinter successivt sänkas. Där temperaturbehovet ej kan tillfredsställas krävs åtgärd (t ex byte av värmeväxlare för varmvattenberedning etc).

Årlig värmeförbrukning är 5430 MWh och effektbehovet 2580 MW.

#### Kv. Violen 6:

Ett bostadshus med 70 st lägenheter och totala uppvärmda ytan 5260 m<sup>2</sup> värms av en oljepanna Norahammar MEG MF5 VR8 410 kW, 1977 samt en frånluftsvärmepump på 55 kW för tappvarmvattenberedningen.

Dessutom finns en plattvärmeväxlare för eftervärmning av tappvarmvattnet.

Framledningstemperatur i primärkretsen är  $+80^{\circ}\text{C}$  vid  $-20^{\circ}\text{C}$  utomhustemperatur.

I byggnaden finns även 2 st tilluftsaggregat.

Årlig värmeförbrukning är 405 MWh och effektbehovet 205 kW.

#### Kv. Violen 2, 3, 4:

10 st byggnader med 160 st lägenheter och total uppvärmd yta 12.480 m<sup>2</sup> värms av en panncentral placerad i ett av husen. Bostadsrättsföreningen heter Skogsbyn.

Panncentralen består av 1 st oljepanna Parca MG 110, 1000 kW 1979 samt 1 st Fjellman 36 m<sup>2</sup> 1958.

Varmvattnet bereds av en plattvärmeväxlare Z&I 1973.

Både radiatorvärme och tappvarmvatten shuntas till erforderlig temperatur i panncentralen, distribueras därefter till byggnaderna.

Framledningstemperaturen i primärkretsen är +85 gr. C vid -20 gr. C utetemperatur.

Kv. Hästhoven:

Området består av 3 st radhus med totalt 38 st lägenheter som drivs av en enskild bostadsrättsförening. Panncentralen har 1 st oljepanna typ Högfors 20.280 kW 1980 samt 1 st Norahammar HH1, 16,5 m2 1956.

Värmevatten och tappvarmvatten shuntas resp. bereds i varje lägenhet.

Framledningstemperatur i primärledningen är +85°C vid -20°C utetemperatur.

Årligt värmebehov är 415 MWh (uppskattat värde) och effektbehovet 200 kW (uppskattat värde).

Kv. Vårlöken

4 st byggnader med 70 lägenheter och total uppvärmd yta 5775 m2 värms av en fristående panncentral bestående av 1 st oljepanna Parca MEG MF5, VR9 400 Mcal/h 1974 samt 1 st Parca NH N1 2170 Mcal/h 1974.

Varmvatten bereds i en plattvärmeväxlare Z & I 1979.

Framledningstemperaturen är +63°C i radiatorkretsen vid -20°C utetemperatur.

Torkrum finns där värmebatterier matas med hetvatten.

Årligt värmebehov är 890 MWh och effektbehov 425 kW.

Kv. Violén 7:

Tre byggnader, ingående i Bostadsrättsföreningen Floran, bestående av 72 st lägenheter fördelade på 4790 m2 värms av en panncentral med 2 st oljepannor typ Skoglund & Olsson PK III 22,8 m2 1964 samt 1 st Skoglund & Olsson PK II 15,0 m2 1964. En plattvärmeväxlare typ Z&I bereder tappvarmvattnet.

Värmevatten och tappvarmvatten distribueras till de tv övriga byggnaderna färdigshuntat.

Framledningstemperaturen är  $+65^{\circ}\text{C}$  vid  $-20^{\circ}\text{C}$  utetemperatur.

Årligt värmebehov är 620 MWh och effektbehovet 295 kW.

#### Industriområde Centrum Väst:

Området utgörs av byggnaderna norr om Trollhätttevägen och väster om Verkstadsgatan.

En ny byggnad för kontor och affärer på 4500 m<sup>2</sup> byggnadsyta i Kv Skomakaren är under uppförande. Denna byggnad ska förses med direktverkande el varför den ej ansluts.

Kv Gjutaren 23, Handduksgubben, producerar ånga med egna oljapannor men företaget är eventuellt intresserat av ett abonnemang på ca 120 kW för värme under helgerna då produktionen ej är igång.

#### Trioskolan:

Trioskolans panncentral försörjer förutom huvudskolbyggnaden ett nytt skolannex, Omsorgsstyrelsens byggnad samt en byggnad som tillhör Parkförvaltningen, total uppvärmd yta ca 8000 m<sup>2</sup>.

Panncentralen består av 2 st oljepannor typ Parca MEG MF7 VVR.F5 700 kW 1978.

Varmvattenberedningen i huvudbyggnaden utförs med en 1500 l förrådsberedare samt laddningsplattvärmeväxlare typ Z&I utan reglering.

I nya Trioskolan, hus A-B, finns en 700 l förrådsberedare samt laddningsvärmeväxlare som regleras med en 2-vägsventil.

I skolköket finns en 1200 l dubbelmantlad förrådsberedare utan reglering och även hos Parkförvaltningen en 700 l dubbelmantlad förrådsberedare med en självverkande tvåvägsventil för reglering av värmevattenflödet.

I omsorgsstyrelsens apparatrum bereds varmvattnet i en dubbelmantlad förrådsberedare utan reglering.

Framledningstemperaturen i radiatorkretsarna ligger mellan  $+60 - 70^{\circ}\text{C}$  vid  $-20^{\circ}\text{C}$  utetemperatur.

Årligt värmebehov är 1000 MWh och effektbehov 625 kW.

Kv. Gjutaren 6:

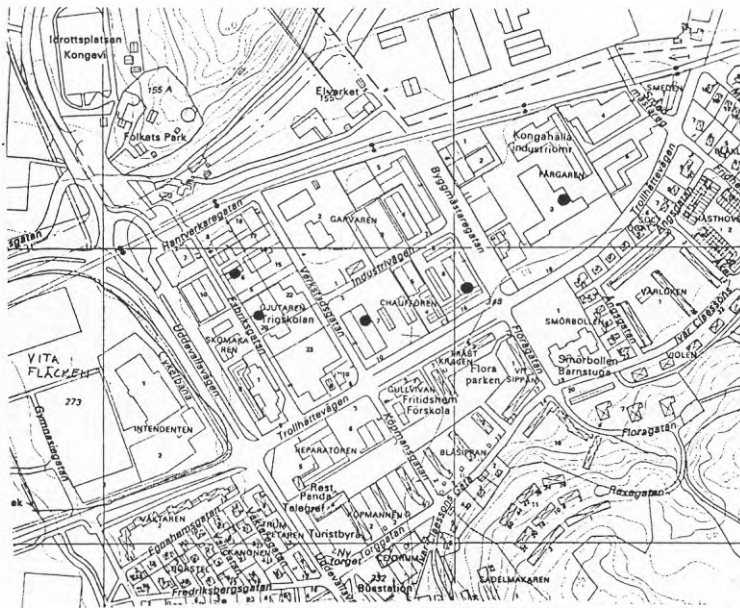
3 st byggnader som tillhör gatukontoret försörjs med värme av en panncentral med en oljepanna typ Norahammar IGI 7,5 m<sup>2</sup> 1948 samt en elpanna.

Varmvattenberedning utförs i en 1200 l dubbelmantlad förrådsberedare.

Framledningstemperatur i radiatorkretsen är +80°C vid -20°C utetemperatur.

Årlig värmeförbrukning är 115 MWh och effektbehov 70 kW.

Industriområde centrum öst



Figur 3.17 Värmecentraler i västra och östra centrum-industriområdet i Kungälv

Flertalet av industrilokalerna är uppvärmda via olje-drivna varmluftspannor, d v s vattenburna värmesystem saknas. En konvertering till vattenvärmebatterier samt tilluftsfläktar kräver större utrymme än befintliga varmluftspannor. De flesta installationerna är utförda i trånga utrymmen varför dessa system bedöms ej anslutas.



Panncentral Garvaren 5, med panneffekt 350 kW eldas idag med träspån, en biprodukt vid produktionen, och föreslås ej anslutas.

Kulvertsträckningen föreslås följa Trollhättevägens norra sida.

Eventuellt bör kulvertledningen mot industriområde öst dimensioneras upp så att ev. framtida nya och renoverade byggnader kan anslutas.

### Färgaren\_3

Den uppvärmda ytan är 6000 m<sup>2</sup> och utgörs av försäljnings- samt verkstadslokaler för BIL AB. Panncentralerna består av 2 st oljepanna Parca WIRBEX S 500 580 kW 1976 samt en elpanna ca 100 kW. Varmvattenberedning utförs med en genomströmningsberedare.

Framledningstemperaturen är +72°C vid -20°C utetemperatur.

Pannrummet är beläget en våning ovan markplanet. Årliga värmebehovet är 650 MWh och effektbehovet 405 kW. Byggnaden är under tillbyggnad medan andra delar rivs vilket ger en marginell ökning av uppvärmningsytan.

### Chauffören\_6

Lokalerna inhyser mekanisk verkstad samt kontor för Svenska Skumsläckning AB.

Panncentralerna består av 1 st oljepanna Parca WIRBEX 6 510 kW 1976 samt 1 st Parca WIRBEX 6350 kW 1973. I gårdsbyggnaden finns dessutom 2 st varmluftspannor.

Varmvattnet bereds i en 500 l dubbelmantlad förrådsberedare. 2 st undercentraler är anslutna till hetvattenkretsen vars framledningstemperatur är +80°C vid -20°C utetemperatur.

Årligt värmebehov är 595 MWh och effektbehovet 370 kW.

### Chauffören 7

Byggnaden består av försäljningslokaler samt servicehallar för Motoria AB, vilka skall flytta sin verksamhet till Rollsbo. Den nya ägaren är Platzer Bygg AB.

En oljepanna typ Parca WIRBEX 350 kW 1964 samt en dubbelmantlad 300 l varmvattenberedare bereder värme och tappvarmvatten för byggnaden.

Pannrummet är beläget en våning ovan markplanet. Framledningstemperatur är  $+80^{\circ}\text{C}$  vid  $-20^{\circ}\text{C}$  utetemperatur.

Det årliga värmebehovet är 125 MWh och effektbehovet 110 kW.

### Industriområde Ängegärde



Figur 3.18 Värmecentraler i industriområdet Ängegärde i Kungälv.

Området är beläget nordost om Kungälvs Centrum. Byggnader med oljeeldade varmluftspannor eller eluppvärmning ansluts ej.

### Testaren\_2

Byggnaden inhyser AB Svensk Bilprovning med testhall och kontor med total uppvärmd yta 425 m<sup>2</sup>.

En oljepanna typ CTC 1200/190 Mcal/h 1969 samt en batteriberedare med 400 l förrådsvolym typ CTC Trufo S6/RK bereder värme och varmvatten.

Framledningstemperatur är +80°C vid -20°C utetemperatur.

Årligt värmebehov är 150 MWh och effektbehovet 160 kW.

### Testaren\_1

En mekanisk verkstad med uppvärmda ytan 2020 m<sup>2</sup> användes av företaget Bohusgruppen.

Panncentralen innehåller en oljepanna typ Parca UEG 900 Mcal/h 1969. Varmvattenberedning utförs av en dubbelmantlad förrådsberedare typ CTC med förrådsvolymen 1200 l, 1983. Sommartid värms denna med en elkasset.

Framledningstemperatur i radiatorkretsen är +55°C vid -20°C utetemperatur.

Årligt värmebehov är 310 MWh och effektbehovet 195 kW.

### Testaren\_3

AB Motorverken använder lokalerna på 822 m<sup>2</sup> uppvärmd yta för försäljning och reparationer.

Panna är av typ Parca MEG MF 4 VVRF 2 350 kW 1976 med separat genomströmningsberedare.

Framledningstemperatur i sekundärkretsen är +90°C vid -20°C utetemperatur.

Årligt värmebehov är 460 MWh och effektbehovet 290 kWh.

### Mekanikern\_1

Byggnaden används av Ströman AB för montering och försäljning. Total uppvärmd yta är 1635 m<sup>2</sup>.

En oljepanna typ Parca WIRBEX (effekt okänd) försörjer byggnaden med värme. Varmvattenberedningen utförs med en genomströmningsberedare.

Årlig värmeförbrukning är 300 MWh och effektbehovet 190 kW.

#### Ingenjören\_4

Byggnaden rymmer AB VOLVO med produktion av komponenter på total uppvärmda ytan 6076 m<sup>2</sup>.

Panncentralen som eldas med tjockoljeblandningen WRD inhyser 2 st oljepannor typ Werder Semper 1974 med brännare 55-125 kg/h, panneffekt ca 1,1 MW vardera och byggnadsår 1974.

Varmvattnet bereds i 2 st 1500 l förrådsberedare med laddningsvärmväxlare utan reglering i separat undercentral.

Systemet utgörs av 5 st ventilationsgrupper för främst processluft och en shuntgrupp för radiatorkretsen. Framledningstemperaturen i sekundärkretsen är +80°C vid -16°C.

Årlig värmeförbrukning är 2 410 MWh och effektbehovet 1290 MW.

#### Försäljaren\_6

Byggnaden med 2530 m<sup>2</sup> uppvärmd yta innehåller verkstad och försäljningslokal åt Arnströmers Bil AB.

En oljepanna typ UNIC K 250 250 Mcal/h 1974 samt en dubbelmantlad varmvattenberedare typ NIBE Spis 850 l förser byggnaden med värme och varmvatten. Systemet kommer eventuellt att kompletteras med värmeåtervinning.

Framledningstemperaturen är +85°C vid -20°C utetemperatur.

Årligt värmebehov är 340 MWh och effektbehovet 210 kW.

#### Mekanikern

Agnesbergs Grävtjänst är verksam i byggnaden som består av verkstadslokal samt kontor.

En kombinerad oljepanna och varmvattenberedare typ CTC värmeberedare 269 K 75 Mcal/h 1973 samt en eluppvärmd 100 l varmvattenberedare typ NIBE EVH bereder värme samt varmvatten med framledningstemperatur +80°C vid -20°C utetemperatur.

Årsvärmebehovet är 125 MWh och effektbehovet 80 kW.

### Försäljaren 3-4

Byggnaden består av lager, försäljningslokaler, tillverkningslokaler samt kontor på totalt 3000 m<sup>2</sup> uppvärmd byggnadsyta.

En oljepanna typ UNIC K 500 500 Mcal/h 1970 står för uppvärmningen och en varmvattenberedare typ Thermia 18 S 700 l bereder varmvatten. Varmvattenberedaren är placerad i en annan del av byggnaden. I en av lokalerna finns luftbehandlingsaggregat där tilluften värms med elbatterier.

Framledningstemperatur för de två separata radiatorgrupperna är +70°C resp. +65°C vid -20°C utetemperatur.

Årligt värmebehov är 235 MWh och effektbehovet 150 kW.

### Teknikern 1

6 st byggnader försörjs av ett gemensamt kulvertnät samt en panncentral. Lokalerna består av tillverkningslokaler, verkstäder samt kontor.

Panncentralen består av 2 st oljepannor typ Norahammars Bruk MEG 2000 Mcal/h 1969 som eldas med tjockolja typ WRD.

Varmvatten bereds lokalt i fyra undercentraler med genomströmningsberedare typ Parca Nova UA 5 x 11 i tre av dem samt förrådsberedare typ Parca 1200 l i den fjärde.

Framledningstemperatur primärt är +95°C vid -20°C utetemperatur, sekundärt +75°C.

I bussverkstaden krävs troligen ombyggnad av shuntgrupp och byte av värmebatterier i tilluftsaggregatet för att kunna sänka framledningstemperaturen.

Årligt värmebehov är 3100 MWh och effektbehovet 1400 MW.



I Thorildskolan finns en plattvärmeväxlare typ Z&I P2-HI/V samt en ackumulator på hetvattensidan med volymen 15 m<sup>3</sup>. Denna installation är överdimensionerad för dagens varmvattenbehov.

Idrottshallen förses med varmvatten via 3 st ackumulatörer typ CTC 17 DS 700 à 700 l som laddas av en plattvärmeväxlare med 2-vägsventil för variabelt flöde i primärkretsen.

I Kvarnkullen finns en dubbelmantlad förrådsberedare typ CTC 18 S 500 1983 på 500 l med 2-vägsventil för variabelt flöde i primärkretsen.

Framledningstemperaturen i sekundärkretsen ligger mellan +65 - +70°C vid -20°C utetemperatur. Framledningstemperaturen i primärnätet ligger mellan +80 - +90°C vid -20°C utetemperatur.

Årsvärmebehovet är 3990 MWh och effektbehovet 2490 kW.

### Kungälv's sjukhus



Figur 3.20 Värmecentral i Kungälv's sjukhus och nya brandstationen i Kungälv

Sjukhuset består av byggnader med total uppvärmd yta på 19.470 m<sup>2</sup>. I panncentralen bereds värme för uppvärmning och varmvattenberedning samt ånga för diskning m m.

Värmepannorna består av 2 st oljepannor typ OSBY högefekt HS III 2250 Mcal/h 1962. Dessutom ersätts i dagarna en tredje oljepanna av ovannämnda typ med en mindre oljepanna med effekten 1000 MW.

De två oljeeldade ångpannorna planeras ersättas med en elångpanna. Sommartid ställs värmepannorna av och ångpannorna används då även för värmning av primärvattnet, främst för beredning av tappvarmvatten.

Ett 15-tal shuntgrupper blandar primärvatten med returvattnet för värme och ventilationskretsar.

Varmvattenberedning utförs i 6 st undercentraler.

I samtliga fall utförs varmvattenberedningen med genomströmningsberedare typ plattvärmväxlare, i flera fall utan reglering av primärflödet. Flera av värmväxlarna är överdimensionerade för dagens behov.

I Hus 1-4 är en värmväxlare typ Z&I P2-Hv 4962 1977 med 2-vägsventil på primärkretsen installerad.

I Hus 2 används en värmväxlare typ Z&I 6643 utan regleringsventil.

I Hus 5 bereds varmvattnet med en värmväxlare typ Z&I P2-HV 8286 utan reglering av primärflödet.

Hus 7-8 bereder varmvatten med en stor värmväxlare typ Z&I samt 2-vägsventil för reglering av primärflödet.

I Hus 11 används 2 st parallellkopplade genomströmningsberedare typ CTC SKR 126-1,5 RS/VS 1982 med konstanthållning av flödet på primärsidan med en 3 vägsventil.

Framledningstemperaturen i primärkretsen är mellan +90 - +95°C vid -20°C utetemperatur. Temperaturen bedöms kunna sänkas något.

Årsvärmebehovet är 4180 MWh och effektbehovet är 2560 kW.

#### Nya brandstationen

Anläggningen är nybyggd med idrifttagning -87-88. Total uppvärmd yta är 3000 m<sup>2</sup>. En oljepanna typ Parca NL3 220 kW 1987 samt 2 st förrådsberedare typ CTC CETECELL 500 1 med laddningsvärmväxlare typ CTC CETEPAC utan reglering bereder värme samt tappvarmvatten.



Framledningstemperatur är  $+65^{\circ}\text{C}$  vid  $-20^{\circ}\text{C}$  utetemperatur.

Årsvärmebehovet förväntas vara 405 MWh och effektbehovet 253 kW.

Norra delen



Figur 3.21 Värmecentraler i norra delen av Kungälv

### Munkegärde\_norra

Området består av flerbostadshus med 359 lägenheter samt en barnstuga och småskola med totala uppvärmda ytan 43.650 m<sup>2</sup>.

Området värms idag med en provisorisk panncentral där en oljepanna typ Parca WIRBEX S 1250 1450 kW 1979 samt en oljepanna typ Parca WIRBEX S 800 930 kW 1982 värmer primärvattnet i ett kulvertnät.

I 8 st undercentraler shuntas värmevatten samt bereds varmvatten. Varmvattenberedare med dubbelmantel typ Thermia ÅSPF DC 125 S 1250 l 1980 används.

I 6 st undercentraler shuntas även värmevatten för 1 st tilluftsaggregat per undercentral.

Framledningstemperatur i sekundärkretsen är +70°C vid -20°C utetemperatur.

Årsvärmebehovet är 4160 MWh och effektbehovet 2200 kW.

### Munkegärdeskolan

Munkegärdeskolan är en högstadieskola med 6300 m<sup>2</sup> uppvärmd yta.

Under perioden 1987-88 ansluts nybyggnadsområden i Olseröd till skolans värmecentral i avvaktan på ev. fjärrvärme.

I värmecentralen används 2 st elpannor typ Z<sub>3</sub>&I 430 kW 1979 samt 2 st ackumulatörer om vardera 75 m<sup>3</sup> för nattackumulering av elvärme.

Varmvatten bereds med en plattvärmväxlare typ Z&I P2-HV 5962 1978.

Framledningstemperatur i primärkretsen är +80°C vid -20°C utetemperatur.

Årligt värmebehov är 495 MWh och effektbehovet 309 kW.

### Olseröd

Olseröd består av ett nybyggnadsområde i två delar, norra och södra Olseröd. Norra delen består av del 1 med ca 50 lägenheter färdigställda under 1988 och del 2 om 100 lägenheter färdigställda 1990-92, totalt ca 18.750 m<sup>2</sup>.

Södra delen består av 150 lägenheter med 17.000 m<sup>2</sup> uppvärmd yta med byggstart 1987 och ett centrumområde om 2000 m<sup>2</sup> färdigställt kring 1990.

Årsvärmebehovet fullt utbyggt med värmebehovet 90 kWh/m<sup>2</sup> är 3400 MWh och effektbehovet 1620 kW.

År 1990 förväntas del av utbyggnaden motsvara 2090 MWh värmebehov och effektbehov 994 kW.

#### Ulvegärde

Området skall under perioden 1989-91 bebyggas med 224 lägenheter med totala byggnadsytan 29.100 m<sup>2</sup>.

Årsvärmebehovet fullt utbyggt med värmebehovet 90 kWh/m<sup>2</sup> är 2620 MWh och effektbehovet 1250 kW.

År 1990 förväntas utbyggnadens värmebehov vara 2250 MWh och effektbehov 1070 kW.

#### Tillkommande Solbräcke och Löstorp

I Solbräcke diskuteras en nybyggnad av 800 lägenheter med start efter 1991 och med en utbyggnadstakt av ca 100 lägenheter per år.

Med en lägenhetsyta på 100 m<sup>2</sup> per lägenhet och en energiförbrukning på 90 kWh/m<sup>2</sup> är årsenergiförbrukningen 7200 MWh och effektbehovet 3400 kW.

I Löstorp diskuteras ett nybyggnadsområde med byggstart kring sekelskiftet. Området rymmer 1200 lägenheter, vilket med 100 m<sup>2</sup>/lgh och en värmeförbrukning på 90 kWh/m<sup>2</sup> motsvarar årsvärmeförbrukningen 10.800 MWh och effektbehovet 5100 kW.

Totalt innebär dessa två områden ett tillkommande värmebehov på 18 GWh och effektbehov på 8500 kW. För att i ett senare skede kunna ansluta dessa områden kan en proppning DN 200 utföras vid Karebyvägen mitt för Munkegärdeskolan.

Bilaga 3.2 Installationer i undercentraler och apparatrum

UNDERCENTRAL

INSTALLATION

---

Södra delen:

Kv Eken 370 kW värmeväxlare för värme  
110 kW laddvärmeväxlare för VV samt  
2 x 500 l ackumulatorvolym

Kv Lärken 520 kW värmeväxlare för värme primär  
170 kW laddvärmeväxlare för VV samt  
5 x 500 l ackumulatorvolym

I apparatrum i Hasseln:

Värmeshuntgrupp DN 40  
40 kW laddvärmeväxlare för VV samt  
500 l ackumulatorvolym

Tillkommande  
Kv Lärken

150 kW värmeväxlare för värme  
85 kW laddvärmeväxlare för VV samt  
2 x 500 l ackumulatorvolym

Övre Fontin-  
skolan

150 kW värmeväxlare för värme primär  
40 kW laddvärmeväxlare för VV samt  
500 l ackumulatorvolym

Apparatrum:

3 st shuntgrupper DN 32

Nedre Fontin-  
skolan

80 kW värmeväxlare för värme  
80 kW värmeväxlare för VV

Kv Sadelmakaren

1520 kW värmeväxlare för värme  
primär

Kv Krabbetorget 24

100 kW värmeväxlare för värme  
150 kW värmeväxlare för VV

UNDERCENTRAL                      INSTALLATION

---

Kv Klocktornet 35      490 kW värmeväxlare för värme  
85 kW laddvärmeväxlare för VV samt  
2 x 500 l ackumulatorvolym

Kv Klocktornet 33      280 kW värmeväxlare för värme  
85 kW laddvärmeväxlare för VV samt  
2 x 500 l ackumulatorvolym

Kv Krabbetorget 1      130 kW värmeväxlare för värme  
95 kW värmeväxlare för VV

Apparatrum:

2 st shuntgrupper DN 32

Västra delen:

Kv Väktaren 2            215 kW värmeväxlare för värme  
85 kW laddvärmeväxlare för VV samt  
2 x 500 l ackumulatorvolym

Kv Trumpetaren         270 kW värmeväxlare för värme  
85 kW laddvärmeväxlare för VV samt  
2 x 500 l ackumulatorvolym

Kv Frölich 18-20        1 710 kW värmeväxlare för värme  
primär

I nämndhuset:

befintlig värmeväxlare för VV byggs  
ut

2 st shuntgrupper DN 80

9 st shuntgrupper DN 40

I bostadshuset:

3 st 40 kW laddvärmeväxlare för VV  
samt 500 l ackumulatorvolym för  
vardera byggnad

I Domushuset:

2 st shuntgrupper DN 100

1 st shuntgrupp DN 65

1 st shuntgrupp DN 20

UNDERCENTRAL

INSTALLATION

---

<u>Centrum:</u>	40 kW laddvärmväxlare för VV samt 500 l ackumulatorvolym
Kv Blåsippan	2320 kW värmväxlare för värme primär Värmväxlare för varmvatten i Blå- sippan och Vitsippan byggs ut.  Installation av avfuktare i torkrum
Centrumhuset	230 kW värmväxlare för värme  85 kW laddvärmväxlare för VV samt 2 x 500 l ackumulatorvolym
Tillkommande Kv Centrum	80 kW värmväxlare för värme  40 kW laddvärmväxlare för VV samt 500 l ackumulatorvolym
<u>Östra delen:</u>	
Fontinhemmet central	2870 kW värmväxlare för värme primär  <u>I HSB stiftelse:</u> 1 st shuntgrupp DN 100  110 kW laddvärmväxlare för VV samt 2 x 500 l ackumulatorvolym  <u>Tvetgatan:</u> 2 st shuntgrupper DN 100  2 st 85 kW laddvärmväxlare samt 2 x 500 l ackumulatorvolym  <u>Fontinhemmet:</u> 4 st shuntgrupper DN 50  110 kW laddvärmväxlare samt 2 x 500 l ackumulatorvolym  <u>Ranrikegården:</u> 7 st shuntgrupper DN 50

UNDERCENTRAL

INSTALLATION

---

Kv Violen 6	170 kW värmeväxlare för värme 110 kW laddvärmeväxlare för VV samt 2 x 500 l ackumulatorvolym <u>Apparatrum:</u> 4 st shuntgrupper DN 40
Kv Violen 2, 3, 4	580 kW värmeväxlare för värme 170 kW laddvärmeväxlare för VV samt 5 x 500 l ackumulatorvolym
Kv Hästhoven	220 kW värmeväxlare för värme primär 38 st villavärmeberedare för värme och tappvarmvatten
Kv Vårlöken	380 kW värmeväxlare för värme 110 kW laddvärmeväxlare för VV samt 2 x 500 l ackumulatorvolym Installation av avfuktare i torkrum
Kv Violen 7	245 kW värmeväxlare för värme 110 kW laddvärmeväxlare för VV samt 2 x 500 l ackumulatorvolym
<u>Industriområde centrum väst:</u>	
Trioskolan	690 kW värmeväxlare för värme primär <u>Huvudskolbyggnaden:</u> 3 st shuntgrupper DN 50 85 kW laddvärmeväxlare för VV samt 2 x 500 l ackumulatorvolym <u>Hus A-B:</u> Ingen åtgärd <u>Matsalen:</u> 1 st shuntgrupp DN 50 85 kW laddvärmeväxlare för VV samt 2 x 500 l ackumulatorvolym

UNDERCENTRAL

INSTALLATION

---

Parkförvaltningen:

1 st shuntgrupp DN 50

40 kW laddvärmväxlare för VV samt  
500 l ackumulatorvolym

Omsorgsstyrelsen:

1 st shuntgrupp DN 50

40 kW laddvärmväxlare för VV samt  
500 l ackumulatorvolym

Gjutaren 6

60 kW värmväxlare för värme  
60 kW laddvärmväxlare för VV samt  
2 x 500 l ackumulatorvolym

Industriområde  
centrum öst:

Färgaren 3

405 kW värmväxlare för värme

150 kW värmväxlare för VV

Apparatrum:

2 st shuntgrupper DN 50

Chauffören 6

595 kW värmväxlare för värme

110 kW värmväxlare för VV

Apparatrum:

2 st shuntgrupper DN 50

Chauffören 7

110 kW värmväxlare för värme

110 kW värmväxlare för VV

Industriområde  
Änggårde:

Testaren 2

160 kW värmväxlare för värme primär

94 kW värmväxlare för VV

Apparatrum:

2 st shuntgrupper DN 32



UNDERCENTRAL	INSTALLATION
Testaren 1	195 kW värmeväxlare för värme primär 95 kW värmeväxlare för VV <u>Apparatrum:</u> 2 st shuntgrupper DN 40
Testaren 3	290 kW värmeväxlare för värme primär 95 kW värmeväxlare för VV <u>Apparatrum:</u> 2 st shuntgrupper DN 40
Mekanikern 1	190 kW värmeväxlare för värme primär 95 kW värmeväxlare för VV <u>Apparatrum:</u> 2 st shuntgrupper DN 40
Ingenjören 4	1290 kW värmeväxlare för värme primär <u>Apparatrum:</u> 40 kW laddvärmeväxlare för VV 1 500 l ackumulatorvolym finns installerad 3 st shuntgrupper DN 80 3 st shuntgrupper DN 40
Försäljaren 6	210 kW värmeväxlare för värme 95 kW värmeväxlare för VV
Mekanikern 3	90 kW värmeväxlare för värme 95 kW värmeväxlare för VV
Försäljaren 3-4	150 kW värmeväxlare för värme primär <u>Apparatrum:</u> 40 kW laddvärmeväxlare för VV samt 500 l ackumulatorvolym 2 st shuntgrupper DN 40

UNDERCENTRAL

INSTALLATION

---

Teknikern 1

1400 kW värmeväxlare för värme primär

Apparatrum:

110 kW laddvärmväxlare för VV samt  
2 x 500 l ackumulatorvolym

2 st 40 kW laddvärmväxlare för VV  
samt 500 l ackumulatorvolym

Ca 10 st shuntgrupper DN 65

Kongahällaskolan  
Undercentral:

2490 kW värmeväxlare för värme primär

Apparatrum:

5 st shunt DN 65

Ca 10 st shunt DN 32

Ingång\_C:

400 kW värmeväxlare för VV

Kongahällahallen:

85 kW laddvärmväxlare för VV samt  
2 x 500 l ackumulatorvolym

Thorildskolan:

550 kW värmeväxlare för VV

Idrottshallen:

Ev bygga ut laddvärmväxlare

Kvarnkullen:

Ingen åtgärd

Kungälv sjukhus,  
Undercentral

2560 kW värmeväxlare för värme primär

UNDERCENTRAL

INSTALLATION

---

Apparatrum:

Ca 6 st shunt DN 65

Ca 6 st shunt DN 50

Hus\_1-4:

85 kW laddvärmväxlare för VV samt  
2 x 500 l ackumulatorvolym

Hus\_2:

40 kW laddvärmväxlare för VV samt  
500 l ackumulatorvolym

Hus\_5:

40 kW laddvärmväxlare för VV samt  
500 l ackumulatorvolym

Hus\_11:

85 kW laddvärmväxlare för VV samt  
2 x 500 l ackumulatorvolym

PC:

95 kW värmväxlare för VV

Nya brandstationen 250 kW värmväxlare för värme primär

Norra delen:

Munkgårde norra 2200 kW värmväxlare för värme  
primär

I varje apparatrum, 8 st totalt:

85 kW laddvärmväxlare för VV samt  
2 x 500 l ackumulatorvolym

1 st shuntgrupp DN 40

1 st shuntgrupp DN 25

Munkegårdeskolan 310 kW värmväxlare för värme primär

110 kW laddvärmväxlare för VV samt  
2 x 500 l ackumulatorvolym



4. SOLVÄRME - 10 ÅRS UTVECKLING

INNEHÅLL

SID

SAMMANFATTNING

4.1	<u>Utveckling mot större solfångar-</u> <u>moduler</u>	4:1
4.1.1	Rationellare sammankoppling av solfångare i stora fält	4:4
4.1.2	Lägre värmeförluster från solfångare	4:6
4.2	<u>Utveckling mot enklare system</u>	4:10
4.3	<u>Värmelagring i öppna berggrum utan</u> <u>värmeisolering</u>	4:13

## SAMMANFATTNING (KAPITEL 4)

Under 1970-talet var man i Sverige hänvisad till teknik som hade utvecklats för annat klimat än det svenska. Plana solfångare som har förmåga att arbeta både med direkt och diffust ljus tillverkades under denna tid i små enheter som fick kopplas ihop i stor mängd. Vare sig prestanda eller kvalitet höll måttet i det svenska klimatet. För att klara säsongslagring måste solfångarna kunna producera värme med temperaturer över 90°C. Den utveckling av solfångare som har skett i Sverige har givit större enskilda solfångarmoduler på 12 m<sup>2</sup> per enhet eller större som resultat. Dessa är vanligtvis försedda med konvektionshinder som möjliggör värmeproduktion med höga temperaturer.

Flera av de problem man först hade med material har lösts genom i Sverige utvecklade metallurgiska förbindningar mellan koppar och aluminium och genom användning av konstruktioner som har utprovats för de speciella driftförhållandena i en solfångare. Genomgående används nu högvärdiga material i lämpliga kombinationer varför man kan räkna med lång livslängd hos dagens solfångare.

En mycket stor kostnad härrörde från rörsystemen i de första solfångarfälten. Denna kostnad har blivit väsentligen mindre genom rationella kopplingsprinciper med kortare rörsystem än tidigare. Även förlusterna har på detta sätt nedbringats.

Systemlösningen i ett komplett system med solfångarfält, säsongslager och distributionssystem har genom att använda högtemperatursolfångare kunnat göras mycket enklare än i de tidigare anläggningarna. Detta har resulterat i både lägre investeringskostnader och lägre drifts- och underhållskostnader än tidigare. Man kan nu helt och hållet använda konventionell utrustning i rörsystemet.

För att lagra stora värmemängder vid höga temperaturer är det öppna, oisolerade bergrummet den lämpligaste lösningen. Bergrum kan byggas med konventionell utformning, d v s 20 m breda och 30 m höga bergrumsskepp sammankopplade med varandra till sammanhängande volymer av önskad storlek. Andra lagervarianter som blockfyllda bergrum och varianter med borrhål kan ej konkurrera med det konventionella bergrummet ur totalekonomisk synpunkt.

#### 4. SOLVÄRME - 10 ÅRS UTVECKLING

##### 4.1 Utveckling mot större solfångarmoduler

I mitten på 1970-talet när man började studera införandet av solvärme på allvar i Sverige, inhämtades de första erfarenheterna och systemlösningarna från utlandet, där solfångare hade förekommit i många år.

De länder där solvärme hade använts, t.ex. Frankrike, har andra förutsättningar än Sverige både beträffande klimat och byggnadernas utseende. Klimatet är torrare med avsaknad av kraftigare köldperioder och solinstrålningen är vanligtvis högre. Byggnaderna är nästan uteslutande försedda med individuella uppvärmningssystem för varje lägenhetsenhet.

Detta innebar att solfångartekniken i dessa länder hade utvecklats mot små moduler lämpliga för en lägenhets tappvarmvattenbehov och mer sällan för uppvärmningsbehov. Högre utetemperaturer och kraftigare solinstrålning än i Sverige medförde att solfångarna fungerade på avsett vis med ett enkelt utförande. Temperaturkraven i dessa system var också måttliga.

Det svenska klimatet kan mycket väl under sommarperioderna jämföras med klimat på sydligare breddgrader medan vinterperioden karaktäriseras av kallt och i flera fall fuktig väderlek.

En solfångare i Sverige får känna på nästan alla påfrestningar som kan tänkas. De enda förhållanden som inte förekommer är partikelbemängd luft, t ex de dammoln som förekommer på sydligare breddgrader.

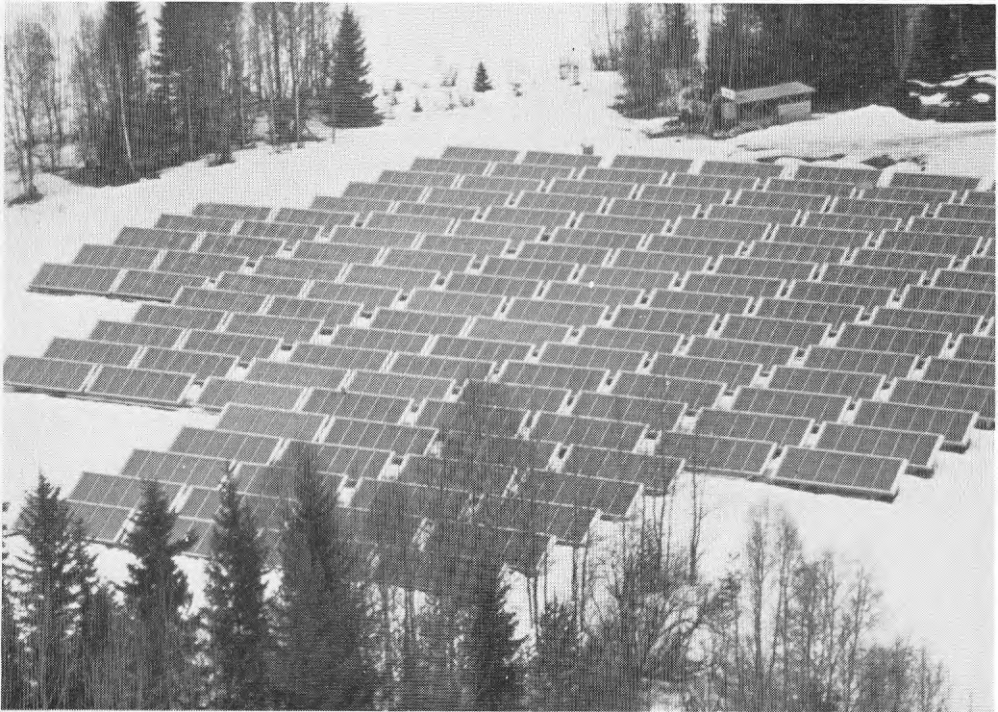
Den solvärmeteknik som hade utvecklats utomlands och importerats höll inte måttet i det svenska klimatet. Prestanda för små solfångare endast försedda med ett enkelt glas och svartmålad absorbatör och måttlig isolering kunde på sin höjd duga för tappvarmvattenproduktion under sommarmånaderna i Sverige.

Följdriktigt kom diskutabel kvalitet på både glas, galvaniserade ramverk och vanliga stålabsorbatorer att innebära svenska problem med sprickbildning och i kanske ännu större utsträckning korrosionsskador, både på solfångarens hölje och på själva absorbatören.

För att klara årslagring av solvärme med temperaturkrav på 90°C eller mer från solfångarna, fanns det så sent som 1978-79 ingen annan teknik att tillgå än koncentrerande solfångare.

En anläggning med koncentrerande solfångare byggdes i **Ingelstad** utanför Växjö 1979. Anläggningen gav problem framförallt på solfångarsidan. Problemen med de koncentrerande solfångarna kom framförallt att härledas till mycket höga driftskostnader med kontinuerlig intrimning av fokuseringen. Vidare var investeringskostnaden per m<sup>2</sup> solfångare hög i förhållande till utbytet.

1982 tillverkades den första solfångaren i sk stor-modulsutförande till anläggningen i **Torvalla** utanför Östersund med 12 m<sup>2</sup> stora solfångare (figur 4.1). Stora moduler innebar förutom en lägre tillverkningskostnad per ytenhet även att verkningsgraden blev högre då förluster i solfångarens hölje d v s kanter och baksida, procentuellt sett blev mindre än i en mindre solfångar-modul.



Figur 4.1 Solfångarfältet i Torvalla (Östersund) med 1790 m<sup>2</sup> solfångare i stora moduler.



Beträffande materialval hade erfarenheten gett vid handen att det var mycket svårt att undvika kondens och fuktutfällning i en solfångare. Detta medförde att endast material såsom koppar, rostfritt stål och aluminium kunde komma ifråga i solfångare som inte utördes hermetiskt täta. Försök har dock gjorts att utföra hermetiskt täta solfångare för att undvika kondens och därigenom kunna använda billigare material som t ex vanligt stål.

Solfångaren som byggdes till Torvalla utfördes helt och hållet i aluminium, förutom själva vattenkretsen som utfördes i koppar. Detta innebar att det endast var fogningen mellan vattenkretsens koppar och absorbatorns aluminium som kunde vara utsatt för galvanisk korrosion.

Detta problem löstes med en svensk uppfinning redan 1978 då man under mycket högt tryck metallurgiskt sammanfogade koppar och aluminium till en helt säker förbindning. Dessa konstruktionselement, kallade strips, används idag av en mycket stor del av världens solfångartillverkare.

Under flera år hade olika material för framsidans ljusgenomsläppliga täckskikt provats. Inget av materialen förutom glas kunde uppvisa sådana långtids- och hållfasthetsegenskaper att de kunde utnyttjas som väderskydd i solfångare. Härdat järnfritt glas var och är alltså den dominerande framsidan på solfångare.

Utrymmet mellan absorlator och glas som inte utsätts för någon kraftpåverkan kunde ur materialsynpunkt förses med en fluorplast som inte ens vid höga temperaturer uppvisar några nämnvärda åldringsegenskaper.

För att solfångaren skall erhålla tillräckligt hög verkningsgrad krävs att absorbatoren absorberar större delen av solinstrålningen medan emittansen för värmeutstrålning hålls låg. Lösningen ligger i användning av s.k. selektiva skikt anbringande på absorbatoren. De selektiva skikt, som utvecklades i Sverige på slutet på 1970-talet, har visat sig hålla den tid de har varit i funktion. Härvidlag måste dock påpekas att solfångarens konstruktion är av mycket stor betydelse för skiktets hållbarhet. En selektiv yta utsatt för felaktig påverkan kan brytas ner mycket snabbt. Den förväntade livslängden hos selektiva skikt rätt applicerade och använda överstiger 30 år.

Isoleringen mellan absorlator och baksidans hölje måste utföras av mineral- eller glasull som tål höga temperaturer utan nedbrytning. Vid extrema tillfällen utan kylmöjlighet, t.ex. elavbrott, kan absorbatorns temperatur överstiga 200°C.

Sammantaget kan man konstatera att helt traditionella och kvalitativt väl undersökta material används i dagens svenska solfångarkonstruktioner och en lång livslängd hos solfångarna kan därmed förväntas.

Statens Provningsanstalt i Sverige har provat de flesta typer av solfångare och även de material som ingår i dessa och har konstaterat att de material som idag används är utmärkta ur beständighetssynpunkt (Bergqvist, 1987).

#### 4.1.1 Rationellare sammankoppling av solfångare i stora fält

De första anläggningar som byggdes under 1970-talet byggdes i samtliga fall med små solfångarmoduler. Kostnaden för projekten bestod till stor del av inkoppling, sammankoppling och instrykning av vätskeflödet i ett stort antal solfångare.

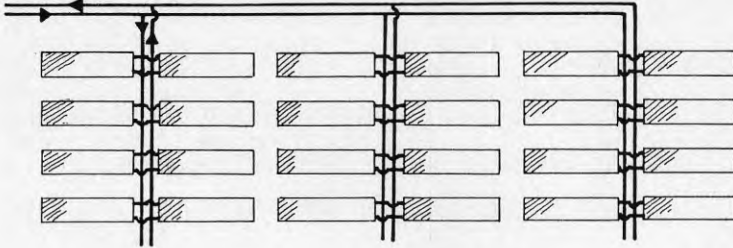
På basis av erfarenheterna från anläggningar med små-modulssolfångare gjordes så sent som i början av 1980-talet bedömningar som sade att även om man fick solfångarna gratis skulle kostnaden för bara röranläggning och montering av solfångare överstiga 1500 kr/m<sup>2</sup>.

Denna kostnad kan jämföras med dagens kostnad på 1000-1500 kr/m<sup>2</sup> för en helt komplett anläggning.

Förklaringen till de tidigare höga kostnaderna låg som nämnts dels i ett mycket stort antal komponenter och inkopplingar, dels i att man använde väsentligen högre flöden i solfångarkretsarna och därmed behövdes grövre dimensioner hos samlingsledningarna än vad som används idag. Vidare kräver små solfångare en ganska stor kostnad för uppställning och monteringsarbete.

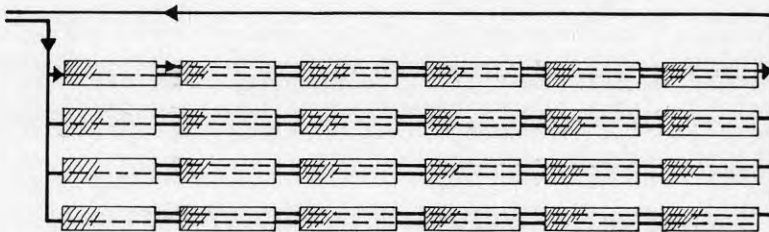
De större solfångarmoduler som senare utvecklats har inneburit en väsentlig sänkning av montagekostnaderna. Exempelvis kostar montaget av en solfångare på 12 m<sup>2</sup> inte mycket mer än montaget av en solfångare på 2 m<sup>2</sup>.

När solvärmeanläggningen i Torvalla byggdes användes den då vanliga rördragningstekniken med samlingsrör längs kortsidan hos solfångarna och dessa parvis anslutna till rören (figur 4.2). Rörcostnaden för detta förfaringssätt ansågs vara den lägsta då rörlängden därmed blev kortast. För att hålla nere kostnaden förlades rören ovan mark, vilket innebar den västenliga nackdelen att solfångarna blev svåråtkomliga. Vidare uppstod i vissa fall korrosionsproblem med denna typ av rörssystem, då samlingsrören var förlagda ovan mark.



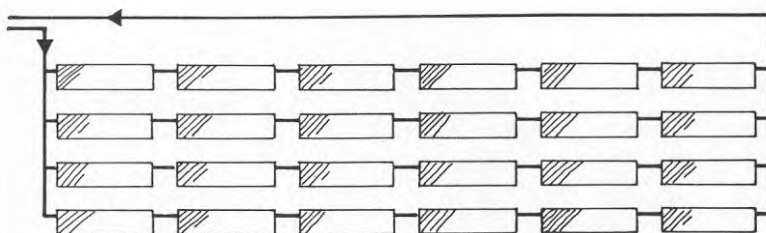
Figur 4.2 Pincipiell rördragning i Torvalla-anläggningen (1982)

Till Lyckebo-anläggningen, som färdigställdes våren 1983, förändrades därför rörsystemet så att rören längs solfångarnas kortsidor förlades under mark och solfångarnas vätskefördelning ordnades med rör som lades efter hela solfångarlängden (figur 4.3). Alla solfångare i en rad ligger här inkopplade parallellt med varandra. Här uppnådde man fördelen av en lättinstallerad och lättåtkomlig anläggning då de rör som förlades längs med solfångarna kunde förläggas i specialkonstruerade boxar som utnyttjade solfångarfundamenten som stöd och solfångarna som väderskydd. Nackdelen med detta förfaringsätt var att rörlängden blev lång, vilket gav höga kostnader samt onödigt stora värmeförluster.



Figur 4.3 Principiell rördragning i Lyckebo-anläggningen (1983)

Till anläggningen i Ingelstad som efter ombyggnad färdigställdes 1984 utvecklades därför ledningsdragningen så att man tog bort de långa parallellgående rörstråken och matade flödet från solfångare till solfångare med korta sammankopplingsrör (figur 4.4). På detta sätt eliminerades hela rörsystemet förutom de delar som matar fram vätskan till varje rad. Alla solfångare i en rad ligger här inkopplade i serie med varandra och flödet leds längs solfångarna i tätt liggande absorbatorrör. Samma princip används i mycket långa solfångare där absorbatorns flöde matas längs hela solfångaren.



Figur 4.4 Principiell rördragning i Ingelstad-anläggningen (1984)

Förutom en lägre kostnad medför detta ett enklare utförande med färre rörkomponenter i anläggningen och större möjlighet till jämn och hög kvalitet i installationerna. Tidigare anläggningars problem har som nämnts ofta kunnat hänföras till den röranläggning som förbinder solfångarna.

En annan uppenbar fördel är att rörsystemets värmeförluster, i Lyckebo ca 15% av solvärmeproduktionen, har kunnat nedbringas till i storleksordningen 5%. Det senare gäller för Kungälvanläggningen vars solfångare föreslås bli inkopplade enligt principen visad i figur 4.4 (kapitel 6).

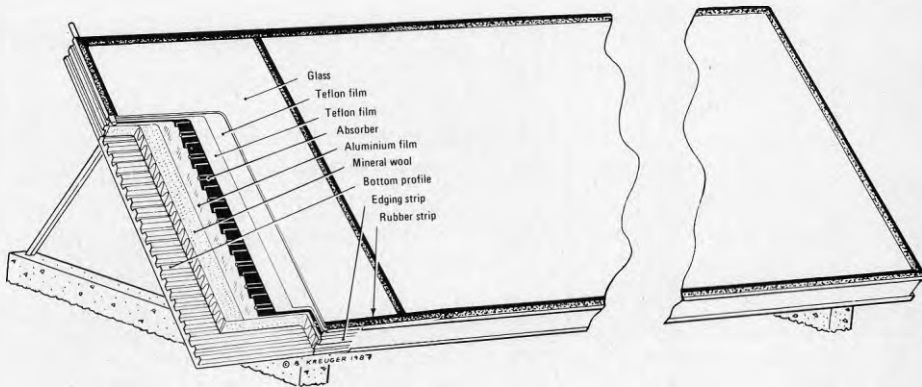
#### 4.1.2 Lägre värmeförluster från solfångare

Införandet av större moduler för solfångare i stora anläggningar innebar att solfångarna kunde värmeisoleras på ett helt annat sätt än tidigare. Därmed har bättre prestanda hos solfångarna fåtts.

Konkret möjliggjorde det att infästnings-, expansions- och isoleringsteknik kunde utvecklas så att varje ytenhet av ram och baksida fick lägre värmeförluster. Härtill bidrar den mindre kanytan hos stora solfångare jämfört med små vilket kan illustreras med följande exempel. En 2 m<sup>2</sup> stor och 15 cm tjock solfångare har en kanyta på 0,45 m<sup>2</sup>/m<sup>2</sup> solfångare medan en 12 m<sup>2</sup> stor och 15 cm tjock solfångare ger en kanyta på 0,2 m<sup>2</sup>/m<sup>2</sup> solfångare.

De största värmeförlusterna i en solfångare hör dock av naturliga skäl från den transparenta framsidan. För att minimera dessa används en selektiv ytbehandling på absorbatoren som endast emitterar ca 20% av vad en obehandlad yta gör i form av värmeutstrålning.

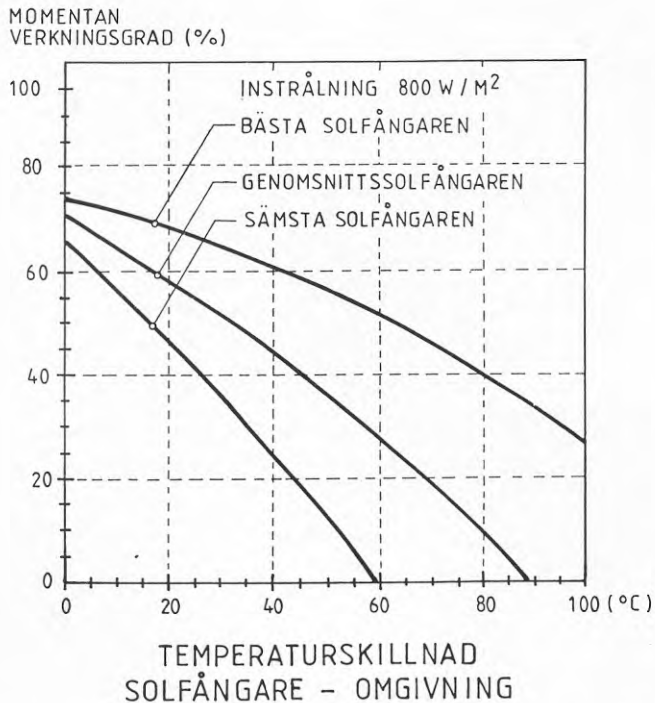
I anläggningar med säsongslager krävs en temperaturnivå i solfångarna på upp över 90°C för att systemet som helhet ska arbeta effektivt. Därför infördes 1982-83 ett s.k. konvektionshinder i spalten mellan absorbatoren och täckglas. Detta konvektionshinder består av fluorplastfolier placerade så i spalten att konvektionen mellan absorbatoren och glas minimeras. Den moderna stormodulsolfångarens uppbyggnad som helhet visas i figur 4.5.



Figur 4.5 Stormodulsolfångare med konvektionshinder.

De prestanda som erhållits för stormodulsolfångaren kan i en internationell jämförelse betraktas som närmast sensationella. I Lyckebo-anläggningen produceras 100-gradig värme med en momentanverkningsgrad som bäst överstigande 50%. I detta driftsfall är solfångarnas medeltemperatur ca 80°C då inloppstemperaturen är ca 60°C. Om utetemperaturen är 20°C arbetar solfångaren med en medeltemperatur som är 60°C över uteluftens temperatur. Dessa siffror skall jämföras med den typiska 70-talssolfångaren vars verkningsgrad var praktiskt taget noll vid dessa temperaturnivåer.

I figur 4.6 åskådliggörs skillnaderna i prestanda hos dagens plana solfångare. Prestanda gäller vid normal vindpåverkan, d.v.s. vindhastigheter i storleksordningen 1-3 m/s.



Figur 4.6 Prestandaskillnader hos dagens plana solfångare (enligt Bergqvist, 1987).

Den sämsta solfångaren kan ej producera något vid 60<sup>o</sup> C övertemperatur (typiskt driftfall i Kungälvprojektet) medan genomsnittssolfångaren har ca 25% verkningsgrad och den bästa ca 50% verkningsgrad. De ur verkningsgradssynpunkt sämre solfångartyperna bör alltså bara användas vid lägre temperaturer än de nämnda.



**Figur 4.7** Solfångarfältet i Lyckebo (Uppsala) med 4320 m<sup>2</sup> solfångare i stora moduler.

Solvärmeanläggningen i Lyckebo är med avseende på lagervolym en fjärdedel så stor som det planerade projektet i Kungälv. Anläggningen som färdigställdes 1983 är dimensionerad för 100% solvärme men hittills har enbart 15% av den erforderliga solfångarytan byggts (figur 4.7). Resten simuleras med en elpanna. Det är meningen att solfångarfältet skall utökas i takt med att priset på elenergi stiger. Efter mer än 4 års drift kan konstateras att kostnad och prestanda väl stämmer överens med vad som planerades. Solfångarfältet är det första som byggdes med plana, högeffektiva stormodulsolfångare.

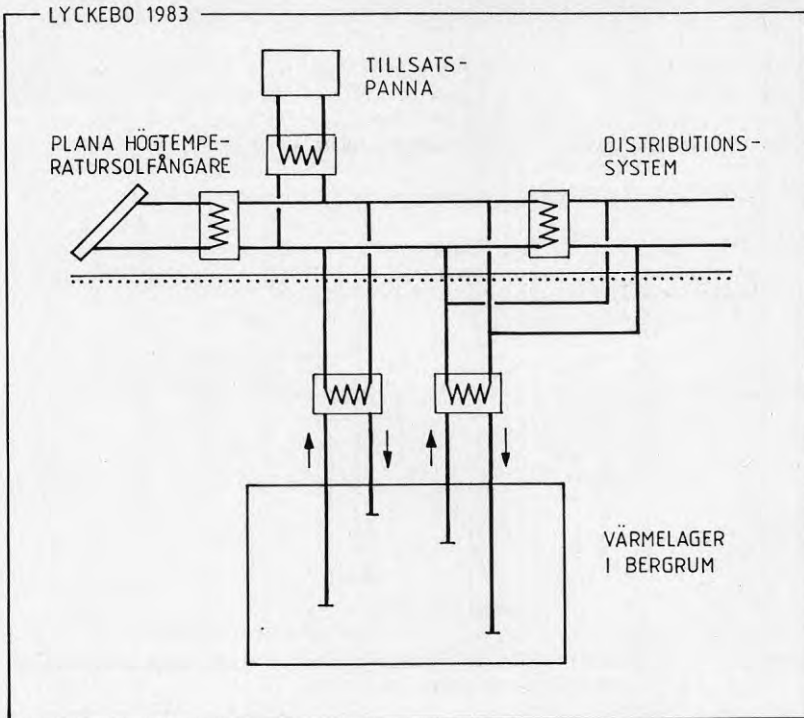
Solfångarmodulerna har en area av 12,5 m<sup>2</sup> och är försedda med konvektionshinder för att kunna mata berggrummet med vatten värmt till 90°C. Fältets storlek är 4320 m<sup>2</sup>. Drifterfarenheterna visar att ingen sänkning av prestanda på grund av försmutsning eller degradering av material har förekommit. Försmutsning är enligt erfarenheterna från Lyckebo och hittills byggda anläggningar på andra platser i landet inget problem. Det finns t.ex. anläggningar på västkusten utsatta för saltbemängd luft. Nederbörden håller normalt solfångarna tillräckligt rena.

#### 4.2 Utveckling mot enklare system

De första solvärmesystemen som projekterades i Sverige karaktäriserades i samtliga fall av en överdriven strävan till värmeteknisk optimering. Detta gav i konsekvens relativt komplicerade anläggningar, där värmepumpar ofta ingick och där sammankopplingsprinciper för att möjliggöra många olika driftfall alltid användes.

Solvärmeanläggningen i Lyckebo är ett av exemplen på komplicerad systemlösning, dock långt ifrån den mest komplicerade (figur 4.8). Tanken bakom systemlösningen är att solvärme alltid ska kunna produceras vid temperaturer i nivå med värmelastens behov. Av den anledningen varierar vätskeflödet i inlagringskretsen i takt med variationerna i solinstrålning. En betydligt enklare systemlösning med separata inlagrings- och urlagringskretsar med konstant flöde i inlagringskretsen skulle ge ett lika högt eller högre utbyte från solfångarna till en väsentligt lägre kostnad. Grundtanken att i Lyckebo styra solfångarkretsens flöde så att hög konstant lagringstemperatur fås har dock förbigåtts genom att styra mot en lägre temperatur vid låg solinstrålning vilket i praktiken innebär att utbytet inte blivit väsentligt sämre än om konstant flöde valts.



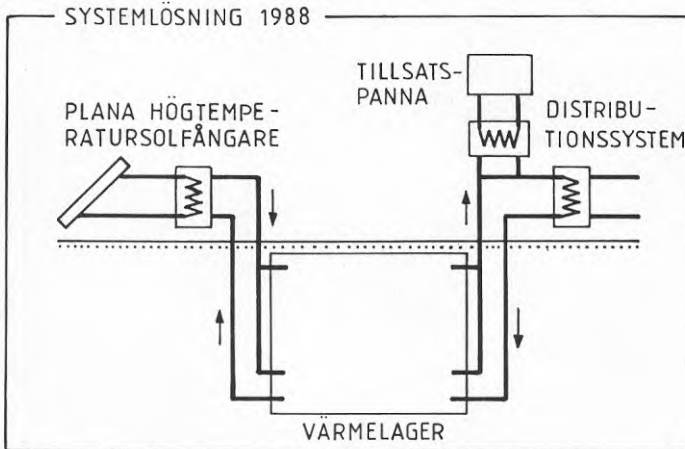


**Figur 4.8** Systemlösning för Lyckebo-anläggningen byggd 1983.

I själva verket bör de möjligheter till enkel systemutformning som de utvecklade högtemperatursolfångarna med goda prestanda ger utnyttjas bättre. Alla speciella arrangemang för att föra solvärme direkt till värmelasten, förbi lagret kan tas bort varigenom en lösning fås där solfångarna helt och hållet arbetar gentemot lagret. Värmelasten kan på motsvarande sätt kopplas direkt till lagret (figur 4.9).

Istället för att som tidigare använda komplicerade datoranläggningar har i senare anläggningar mycket enkla, konvektionella styrutrustningar för att t ex starta och stoppa solfångaranläggningen använts. På förbrukarsidan kan utnyttjandet av värmelagret styras mycket enkelt genom användning av en temperaturstyrd motorventil för blandning av vatten från två lagernivåer med olika temperatur till krävd framledningstemperatur. Detta är samma enkla princip som brukar användas för styrning av framledningstemperaturen från värmepannor.

Nykvarn-anläggningen byggd 1985 var den anläggning som först utformades helt efter alla de nämnda riktlinjerna. Samma principiella systemutformning gäller för den nu föreslagna Kungälvanläggningen (figur 4.9).



Figur 4.9 Enkel systemlösning för solvärmeanläggning med säsongslagring.

Den tillsatsvärme som erfordras kan tillföras anläggningen på två principiellt olika sätt. I det ena låter man tillsatsanläggningen vara direkt ansluten till distributionssystemet och inkopplas om inte lagrets värmeinhåll eller temperatur räcker till. I detta fall måste tillsatsanläggningen dimensioneras för hela den maximalt erforderliga värmeeffekten. Det innebär också att man tillåter lagret att under vårperioden strax innan inlagringen åter påbörjas sjunka till relativt låg temperatur. Detta är gynnsamt med tanke på lagerförluster och värmeutbyte hos solfångare.

Det andra alternativet är att tillföra tillsatsvärme direkt till lagret. Fördelen är då att tillsatsvärme kan produceras kontinuerligt med en lägre effekt. Nackdelen blir något sämre utbyte för solfångarna och något högre lagerförluster eftersom lagret hålls varmt hela året.

Detta senare alternativet är framförallt lämpligt om tillsatsvärmens är av sådan art att den kräver höga investeringar per effektenhet, t ex fastbränsleldning.

#### 4.3 Värmelagring i öppna bergrum utan värmeisolering

Om en anläggning blir tillräckligt stor  $d v s$  lagret blir av storleksordningen 100.000 m<sup>3</sup> blir begränsningsytorna så små i förhållande till volymen att värmen kan lagras i öppna bergrum utan värmeisolering med en total årsförlust på ca 20% av solvärmeproduktionen. Blir lagret ännu större såsom i Kungälvsanläggningen (ca 400.000 m<sup>3</sup>) sjunker årsförlusten till under 10%. I Kungälvvanläggningen beräknas årsförlusten hos värmelagret vara ca 8% av solvärmeproduktionen (avsnitt 5.2.5).

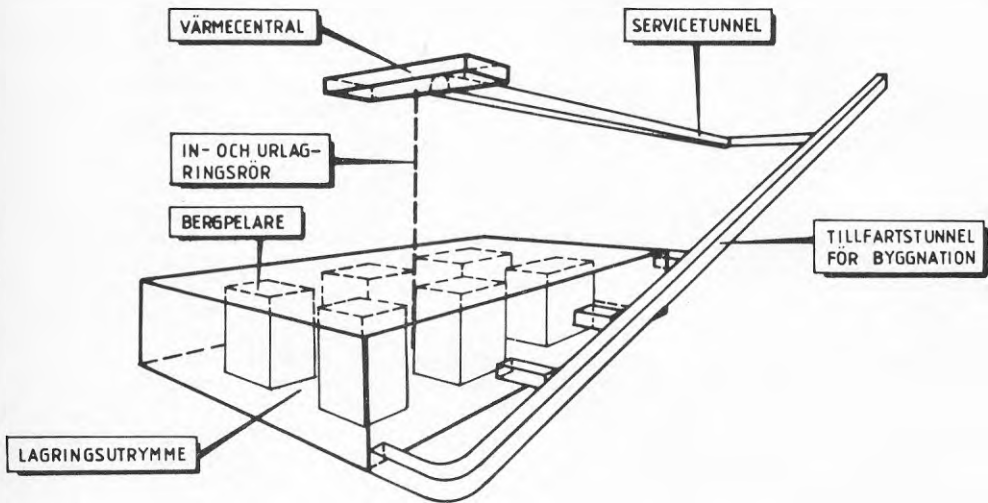
Öppna, vattenfyllda bergrum som värmelager har fördelen att stora värmeeffekter kan uttas. Nackdelen är att hela lagringsvolymen i form av utsprängt berg måste forslas bort från lagret.

I och med att lagret är vattenfyllt kan temperaturskiktning i olika höjdnivåer utnyttjas. Man kan hålla en hög temperatur i toppen på lagret medan solfångarna samtidigt arbetar med lägre temperaturer som kan hållas i botten på lagret.

Traditionellt har öppna bergrum byggts i form av långa skepp, ca 20 m breda och 30 m höga. Då man har eftersträvat större volym har flera bergrum byggts intill varandra. Detta har utförts i miljontals kubikmeter för bl a oljelagring i Sverige. De bygg- samt driftstekniska erfarenheterna från dessa och från de värmelager som byggts i Lyckebo samt i Avesta 1982 är goda.

Ett i viss mån speciellt problem är uppmärksammat i Lyckeboanläggningen. Värmeförlusterna har blivit större än förväntat, ett problem kopplat till tillfartstunneln. Denna utnyttjas som expansionsvolym för bergrummets vattenvolym och står därför vattenfylld i direkt förbindelse med bergrummet vid dess botten. Vidare löper tunneln nära bergrummet i dess övre del där varmt vatten genom de uppstående termiska drivkrafterna pressas via spricksystem ut i tunneln. Problemet är enkelt att undvika i en ny anläggning genom att ej låta tunneln kommunicera med bergrummets vattenvolym och förlägga tunneln på tillräckligt avstånd från bergrummets övre delar.

För att minska kostnaden och den totalt exponerade förlustytan från ett öppet bergrum, kan man som i Kungälvsfallet istället för att bygga fyra avlånga berg-rumsskepp bygga tre parallella skepp med förbindelsekanaler mellan dessa som är lika stora som skeppen i sig (figur 4.10).



Figur 4.10 Föreslagen berggrumsutformning i Kungälv.

Ett annat sätt att nå samma resultat ur förlustsynpunkt är att bygga skeppen med större höjd eller i två våningar. Detta har inte befunnits vara en lönsam väg då tillfartstunnlarna måste göras längre och blir mer kostbara i och med att lagret blir djupare. Vidare blir hanteringen av massor i höga skepp mer komplicerad.

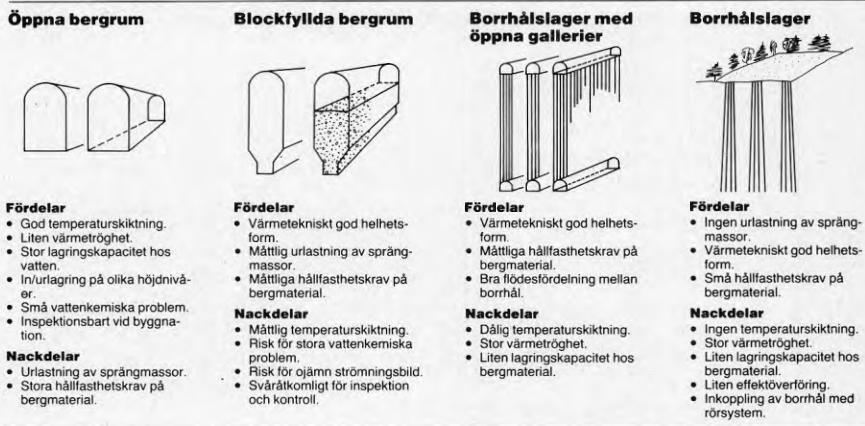
Andra lagervarianter där bergmaterial används för värmelagring har studerats (figur 4.11) men i alla dessa förlorar man möjligheten till fullgod skiktning i lagret. I och med att berget i sig används för värmelagring måste större volym utnyttjas vilket i vissa fall kan öka förlusterna i förhållande till det öppna berggrummet. Detta gäller t ex blockfyllda bergrum, d v s bergrum som inte helt töms på sin bergmassa utan där berget sprängs upp och bergmassan bara delvis uttas.

Kostnaden för blockfyllda bergrum blir i samma storleksordning som för öppna bergrum men lagret förlorar som tidigare nämnts en del av sina skiktningmöjligheter, det blir svårare att kontrollera lagrets verkliga utformning samt det blir en större exponeringsyta av vatten gentemot bergmassan. Det senare kan öka de kemiska problemen i samband med lagerutnyttjande vid höga temperaturer.

En annan värmelagringsteknik är att borra hål i berget genom vilka vatten får passera och antingen avge värme till intilliggande bergmassa eller ta upp värme. Denna teknik är inte lämplig i solvärmesammanhang framför allt beroende på de stora värmeeffekterna från en solfångaranläggning som leder till stora temperaturskillnader mellan vatten och bergmassa. Därmed fås också höga solfångartemperaturer med låg verkningsgrad som följd. Det krävs så många borrhål för att begränsa temperaturskillnaderna till rimliga nivåer att kostnaden blir alldeles för hög.

En lagervariant som även studerats är två ovanpå varandra liggande öppna bergrum med borrhål emellan. Här är nackdelarna framför allt att man kommer ner på stora djup varigenom byggkostnaden blir hög samtidigt som man har svårt att hålla fullgod skiktning.

I Sverige har som tidigare nämnts en anläggning byggts med ett öppet bergrum i Lyckebo och man kan konstatera att detta av allt att döma är den rätta vägen att gå när det gäller att lagra stora värmemängder från solfångare som ger höga temperaturer.



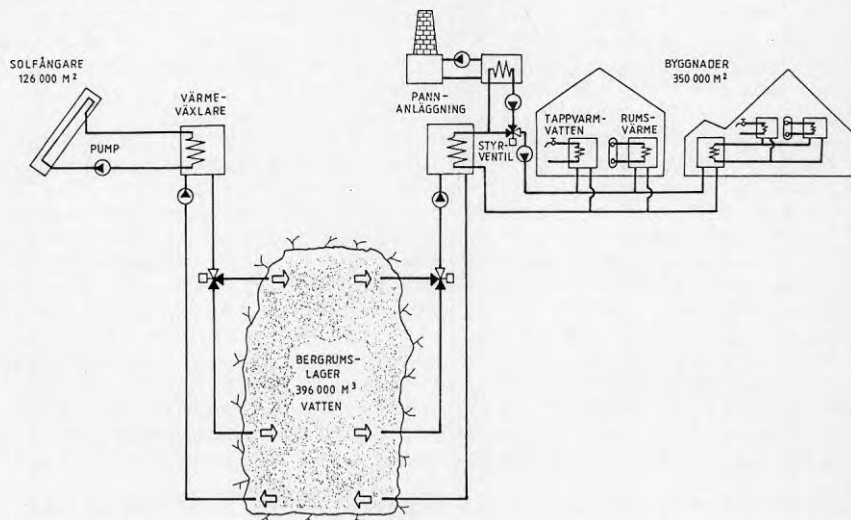
Figur 4.11 Olika alternativ för lagring av stora värmemängder samt dessas främsta för- och nackdelar (från Claesson m.fl., 1986).

5. SOLVÄRMESYSTEM OCH DIMENSIONERING  
I KUNGÄLVFALLET

INNEHÅLL	SID
SAMMANFATTNING	
5.1	<u>Systemutformning</u> 5:1
5.1.1	Huvudalternativets utformning 5:1
5.1.2	Drift och styrning 5:3
5.1.3	Alternativet tillsatsvärme i värmelagret 5:7
5.2	<u>Dimensionering av solfångarsystem och värmelager</u> 5:9
5.2.1	Klimat och värmebehov 5:9
5.2.2	Simuleringsmodell för systemberäkning 5:13
5.2.3	Solfångarprestanda 5:15
5.2.4	Dimensionering och värmeteknisk funktion 5:17
5.2.5	Lagerutformning och värmeförluster 5:28
5.3	<u>Kraftvärme kombinerad med solvärme</u> 5:38
5.3.1	Dimensionering och värmeteknisk funktion 5:38
5.3.2	Olika proportioner mellan kraft- och solvärme 5:45
5.3.3	Jämförelse med konventionell kraft- värme 5:49
5.4	<u>Ekonomi</u> 5:52
5.4.1	Huvudalternativet med 75% solvärme 5:53
5.4.2	Kraftvärme kombinerad med solvärme 5:62
5.4.3	Konventionell kraftvärme 5:77
5.4.4	Känslighetsanalys för huvudalternativet 5:85

## SAMMANFATTNING (KAPITEL 5)

Systemutformningen för den föreslagna solvärmeanläggningen i Kungälv framgår av figur 1.1. Utformningen är vald med tanke på driftmässig enkelhet och maximering av solvärmeproduktionen. Solvärmen beräknas täcka 75% av fjärrvärmeförsörjningen. För tillsatsvärme svarar en bränsleeldad pannanläggning. Tillsatsvärme behövs dels därför att solvärmeproduktionen varierar från år och dels därför att värmelagrets uppvärmningsförluster måste täckas de första åren.



Figur 1.1 Systemutformning för föreslagen solvärmeanläggning i Kungälv.

Den erforderliga solfångararean är 125.800 m<sup>2</sup> och lagervolymen är 396.400 m<sup>3</sup>. Under normalåret beräknas lagertemperaturen variera mellan 40°C och 90°C. Lagervolymen är bestämd så att temperaturen uppgår till högst 100°C extremt solrika år. Med plana högtemperatursolfångare beräknas solvärmeproduktionen bli ca 46 GWh/år under normalåret vilket motsvarar 365 kWh/m<sup>2</sup> solfångaryta. Omkring 8% av solvärmen bortgår i form av lagerförluster. Värmelagret består av ett isolerat bergrum vars form är vald så att uppvärmningsförlusterna minimeras och enkla systemtekniska lösningar fås.

Den totala anläggningskostnaden inklusive fjärrvärmesystem beräknas uppgå till ca 265 Mkr. Vid realräntan 4% är sammanlagd värmekostnad för produktion och distribution av 56,3 GWh/år ca 0,42 kr/KWh med naturgasbaserad tillsatsvärme. Bränslekostnadsandelen är ca 10%. Realräntan 6% ger värmekostnaden 0,48 kr/KWh. Den senare kostnaden beräknas kunna sänkas till nivån 0,35 kr/KWh vid en mer rationell solfångartillverkning än den som finns idag.

En kraftvärmeanläggning där el och värme samtidigt produceras kan kombineras med solvärmeanläggningen och ansluts lämpligen direkt till värmelagret. Även i kraftvärmefallet krävs tillsatsvärme från en pannanläggning av redan nämnda skäl. Ur elproduktionssynpunkt är kraftvärme mest intressant under vinterhalvåret med höga råkraftpriser.

I Kungälv är intresset även knutet till elförsörjningsberedskapen. Här finns ett avancerat system för eldistribution varigenom elransonering effektivt kan ske i krissituationer. En nackdel med kraftvärme är dock att solvärmesystemets effektivitet minskar. Kraftvärmeanläggningar har vidare höga anläggningskostnader varför den sammanlagda värmekostnaden är högre med än utan kraftvärme. För att kraftvärme ska vara tillräckligt lokalt intressant i Kungälvfallet krävs ett kraftvärmeunderlag på ca 45% av fjärrvärmeproduktionen. Solvärmeanläggningen svarar i det fallet för ca 50% av fjärrvärmen varför dess storlek kan minskas jämfört med 75%-fallet. Med naturgas som bränsle beräknas den sammanlagda värmekostnaden till 0,42-0,45 kr/kWh och anläggningskostnaden till 225-250 Mkr beroende på utnyttjad typ av kraftvärmeteknik.

Om kraftvärmen slopas och ersätts av tillsatsvärme från en naturgaseldad pannanläggning sänks den sammanlagda värmekostnaden till 0,37 kr/kWh för den mindre solvärmeanläggningen. Solvärmen utnyttjas då mer effektivt och täcker 55% av fjärrvärmeförsörjningen.



## 5. SÖLVÄRMESYSTEM OCH DIMENSIONERING I KUNGÄLVFALLET

Den förstudie om säsonglagrad solvärme i Kungälv som tidigare gjordes (Claesson m.fl, 1986) var när det gäller solvärmesystem främst inriktad på val av lämplig teknik för solinfångning och värmelagring samt på över-siktig storleksdimensionering. Dimensioneringen byggde på att erforderlig total värmeproduktion på 1990-talet skulle uppgå till 52 GWh/år för att fjärrvärmeförsörja omkring 50% av Kungälvs bebyggelse. Enligt den nu presenterade, mer detaljerade fjärrvärmeutredningen (kapitel 3) behövs värmeproduktionen 56,3 GWh/år för värmeförsörjning av en något större bebyggelse med fjärrvärmeanslutning. Följaktligen är solvärmeanläggningen större i föreliggande utredning än i förstudien.

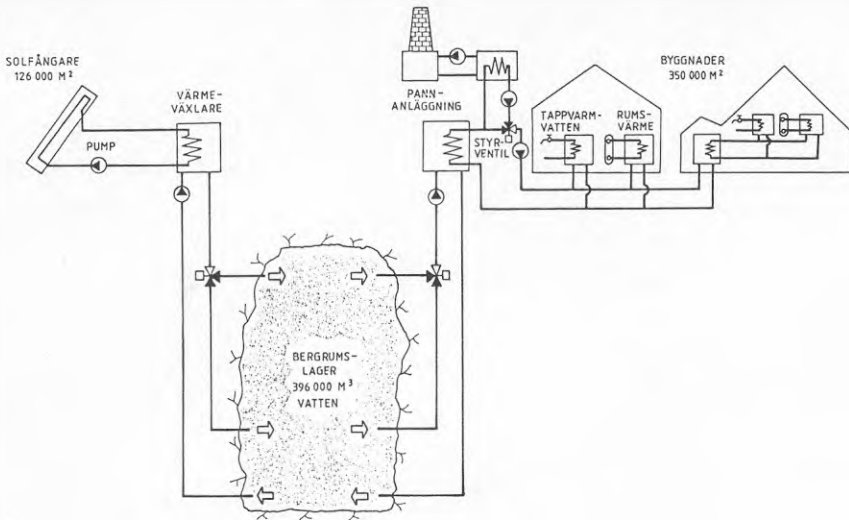
Några olika värmeförsörjningsalternativ av mer traditionell art redovisas i kapitel 9. På senare tid har småskalig kraftvärme aktualiserats som ett tillförselalternativ i mindre fjärrvärmesystem. Ett önskemål från denna utrednings styrgrupp har därför varit att få kraftvärme behandlad i Kungälvfallet. Detta dels för att få en allmän bild av hur kraftvärme kan kombineras med säsonglagrad solvärme och dels för att få kraftvärme i traditionell mening utredd som ett värmeförsörjningsalternativ i Kungälv. Av den anledningen ingår kraftvärmebehandlingen i föreliggande kapitel (avsnitt 5.3, 5.4 och 5.5).

Lokala elförsörjningsfrågor i Kungälv som kan förknippas med kraftvärme behandlas i kapitel 10.3.

### 5.1 Systemutformning

#### 5.1.1 Huvudalternativets utformning

Systemutformningen för den föreslagna solvärmeanläggningen i Kungälv framfår av figur 5.1. Såväl solfångarsom fjärrvärmesystem ligger direkt anslutet till värmelagret. Som värmelager används vattenfyllda, oisolerade bergum. Solfångarsystemet består av markplacerade, plana högtemperatursolfångare med god effektivitet vid temperaturer upp till över 100°C. För tillsatsvärme som behövs för att anläggningen som helhet ska bli lämpligt dimensionerad (avsnitt 5.2) svarar en pannanläggning som lämnar värme direkt till fjärrvärmesystemet. I huvudalternativet beräknas solvärmen svara för 75% och tillsatsvärmen för 25% av årsvärmeproduktionen för fjärrvärmeförsörjningen.



**Figur 5.1** Systemutformning för föreslagen solvärmeanläggning i Kungälv - huvudalternativ.

Större tillsatsvärmeandel ingår i vissa andra alternativ med kraftvärme i kombination med solvärme. För huvudalternativet ges en sammanfattning av dimensioneringsresultat i tabell 5.1. En fullständig redovisning av dimensioneringen för olika systemalternativ återfinns i avsnitt 5.2.

Tabell 5.1 Dimensioneringsresultat för huvudalternativet där solvärmen svarar för 75% och tillsatsvärmen för 25% av årsvärmeproduktionen för fjärrvärmeförsörjningen i Kungälv på 1990-talet. Procenttalen refererar till värmemängden i respektive huvudrubrik. 1 GWh/år = 1000 MWh/år.

---

<u>Fjärrvärmeproduktion</u>	56,3 GWh/år (100%)
Solvärme	42,2 GWh/år ( 75%)
Tillsatsvärme	14,1 GWh/år ( 25%)
<u>Solvärmeproduktion brutto</u>	45,9 GWh/år (100%)
Lagerförlust	3,7 GWh/år ( 8%)
Solvärmeproduktion netto	42,2 GWh/år ( 92%)
<u>Solinstrålning mot solfångarna</u>	140,3 GWh/år (100%)
<u>Nyttig värme från solfångarna</u>	45,9 GWh/år ( 33%)
<u>Solfångarnas årsverkningsgrad</u>	33%
o Erforderlig solfångararea	125 800 m <sup>2</sup>
o Erforderlig markarea för solfångare	281 200 m <sup>2</sup>
o Erforderlig vattenvolym i bergum	396 400 m <sup>3</sup>
o Erforderlig kapacitet hos tillsatsspannor	22 MW

---

### 5.1.2 Drift och styrning

Systemutformningen enligt figur 5.1 utgör värmetekniskt och även ekonomiskt sett den bästa lösningen om man beaktar följande krav på säsongslagrad solvärme:

1. Hög värmeproduktion hos solfångarna.
2. Låg värmeförlust hos värmelagret.
3. Hög tillgänglighet för solvärmen.

Med tillgänglighet menas möjligheten att täcka värmeeffektbehovet med solvärme vid en viss tidpunkt på året.

Av största vikt för att tillgodose krav 1 och 2 är låga fjärrvärmesystemtemperaturer. Fjärrvärmesystemet är i Kungälv-fallet dimensionerat för framledningstemperaturen  $100^{\circ}\text{C}$  och returtemperaturen  $60^{\circ}\text{C}$  vid det högsta yrmeeffektbehovet vintertid. Vid utetemperaturer på  $+0^{\circ}\text{C}$  och däröver är motsvarande fjärrvärmesystemtemperaturer  $65^{\circ}\text{C}$  respektive  $40^{\circ}\text{C}$ . Låga fjärrvärmesystemtemperaturer åstadkoms utan att förändra värmesystemen i byggnaderna men genom att effektiva inkopplingar av alla undercentraler används (kapitel 3).

De låga fjärrvärmesystemtemperaturerna möjliggör en lägsta temperatur på drygt  $40^{\circ}\text{C}$  i värmelagret när detta är fullt urlagrat i början av mars. Vidare möjliggör detta att en temperaturskillnad på omkring  $50^{\circ}\text{C}$  mellan lagrets högsta och lägsta medeltemperatur kan utnyttjas för säsongslagringen. Detta utan att värmelagrets respektive solfångarnas temperaturer och därtill kopplade värmeförluster behöver bli onödigt höga (avsnitt 5.2).

Även när det gäller att tillgodose krav 3 är låga fjärrvärmesystemtemperaturer viktiga. Solvärmens tillgänglighet bestäms av hur temperaturen i värmelagrets toppskikt ligger i förhållande till rådande framledningstemperatur i fjärrvärmesystemet. En hög tillgänglighet, dvs topp-temperaturer över framledningstemperaturen, är väsentlig att uppnå tidigt under värmelagrets uppladdningsfas (avsnitt 5.2). På så vis blir direktanvändningen av solvärme maximal vilket i sin tur maximerar solfångarnas värmeproduktion. Detta genom att värmelagrets botten-temperaturer och därmed även temperaturerna ut till solfångarsystemet hålls på så låg nivå som möjligt under uppladdningsfasen.

Start och stopp av vätskecirkulationen i solfångar- och inlagringskretsen sköts vid en systemlösning enligt figur 5.1 på ett mycket enkelt sätt. Först startas solfångarkretsens vätskecirkulation då temperaturen på absorberytan hos ett litet solfångarelement, endast använt för reglerändamål, överstiger ett visst, förbestämt värde som normalt är ca  $50^{\circ}\text{C}$ . När därefter solfångarkretsens temperatur överstiger värmelagrets botten-temperatur startas även inlagringskretsens vätskecirkulation. Vätskecirkulationen i inlagringskretsen stoppas när ingen temperaturhöjning längre fås i kretsen. Därefter sker vätskecirkulation i solfångarkretsen tills dess kretsens temperatur ligger ca  $10^{\circ}\text{C}$  under starttemperaturen.

Den utformning av in- och urlagringsanordningar i värmelagret som visas i figur 5.1 är gjord med tanke på maximering av solvärmeproduktionen och dess tillgänglighet. Både in- och urlagringskretsen har anslutningar dels i värmelagrets toppnivå och dels i en nivå som ligger på 25% av lagrets höjd räknat från botten. Inlagringskretsens vatten hämtas från en nivå längst ner i lagrets botten, värms via en värmväxlare av solfångarkretsen och styrs via en trevägsventil till endera av inlagringsnivåerna. Styrprincipen är att använda den övre inlagringsnivån vid temperaturer högre än 80 à 85°C och den undre inlagringsnivån i övrigt. Solfångar- och inlagringskretsens vätskeflöden väljs mycket låga, båda endast 0,005 l/s och m2 solfångare, och hålls vid drift av kretsarna alltid på konstant storlek. Vid maximal solinstrålning fås då temperaturökningen ca 30°C i kretsarna. Lösningarna på inlagringsvidan innebär att solvärmens tillgänglighet blir mycket hög redan i början av värmelagrets uppladdningsfas. En dryg månad efter dess början i mars kan solvärmens kontinuerligt täcka hela värmeeffektbehovet genom att temperaturer överstigande 65°C finns i lagrets toppskikt (avsnitt 5.2.4). Samtidigt kan hela tiden solfångarnas värmeproduktion nyttiggöras så snart som den alstrade temperaturen överstiger lagrets botten-temperatur.

Urlagringskretsens vatten hämtas från den undre urlagringsnivån om aktuell lagertemperatur på den nivån överstiger krävd framledningstemperatur med minst 2 à 3°C. Nämd övertemperatur får sättas efter hur värmväxlaren mot fjärrvärmekretsen är dimensionerad för överföring av maximal värmeeffekt samt efter hur stor värmeeffekt som kan täckas genom urlagring endast från nedre nivån. I övriga fall blandas med hjälp av en trevägsventil vatten från den övre och undre urlagringsnivån så att krävd framledningstemperatur uppnås. Om framledningstemperaturen fortfarande är för låg trots att allt vatten hämtas från den övre urlagringsnivån inkopplas tillsatsvärmen. Som sådan föreslås här naturgaseldade pannor med kondenserande rökgaskylare.

Vätskeflödet i fjärrvärmekretsen varierar under året och även under ett och samma dygn med värmeeffektbehovet eftersom framledningstemperaturen är styrd och returtemperaturen begränsas nedåt av temperaturförhållandena i undercentralerna (kapitel 3). Vätskeflödet i urlagringskretsen bör alltid vara lika stort som flödet i fjärrvärmekretsen och måste således även det varieras efter värmeeffektbehovet. Viktigt är att urlagringskretsens vätskeflöde ej blir större än flödet i fjärrvärmekretsen eftersom det förra annars kyls till temperaturer över returtemperaturen med åtföljande effektivitetssänkning hos solvärmeanläggningen. Samma sak riskeras om det omvända flödesförhållandet gäller eftersom tillsatsvärmen då kan inkopplas och i onödan ersätta solvärme under t.ex. den viktiga uppladdningsfasen. Urlagringskretsens vatten återförs alltid till värmelagrets bottennivå där

effektiv kylning är en förutsättning för maximal solvärmeproduktion.

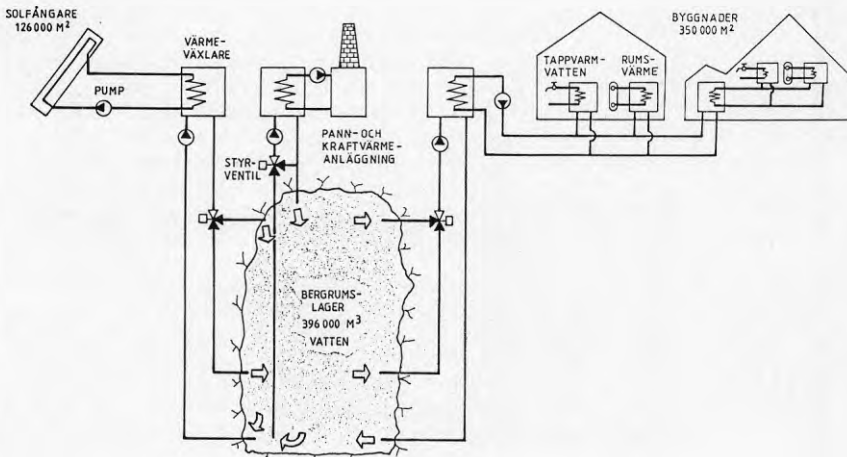
Lösningarna på urlagringsvidan innebär att solvärmens tillgänglighet blir hög under en stor del av värmelagrets uppladdningsfas. Detta är dock viktigt även ur en annan synpunkt. Under urlagringsfasens senare hälft är solfångarnas värmeproduktion mycket marginell samtidigt som det sammanlagda värmebehovet fram till ny uppladdning är relativt stort i förhållande till lagrets värmeinhåll. Huvudintresset ligger här i en effektiv tillsatsvärmealstring. Detta kan främjas genom tillsatsvärmealstring med så stora värmeeffekter som möjligt under långa, sammanhängande tidsperioder. Tillsatsperioden bör alltså föregås av en period varunder en så fullständig urlagring av solvärme med så höga värmeeffekter som möjligt sker ur värmelagret.

Det finns en del praktiska aspekter på drift och styrning som ligger bakom systemutformningen visad i figur 5.1. Såväl solfångar- som fjärrvärmekretsen är avskild från resten av systemet med hjälp av värmeväxlare. Lösningarna betingas först och främst av naturliga orsaker såsom höjdskillnader inom kretsarna samt risken för vattenkemiska problem genom nedsmutsning och syresättning av kretsarna vid öppen kontakt med vattnet i bergrummen. För solfångarkretsens del gäller dessutom att den slutna lösningen gör det möjligt att hålla vätsketemperaturen över  $100^{\circ}\text{C}$ . Detta kan inträffa vid vissa tidpunkter med hög solinstrålning i slutet av värmelagrets uppladdningsfas en solrik sommar. Temperaturen som fås från solfångarkretsen kan då uppgå till omkring  $120^{\circ}\text{C}$ . Kretsens rör är därför tryckdimensionerade för att tåla temperaturer upp till  $140^{\circ}\text{C}$  (avsnitt 6.2). Vilken inlagringsnivå i värmelagret som kan användas vid nämnda tillfällen bestäms av grundvattenytans läge. Om denna ligger 15 m under markytan, vilket är fallet vid normalförhållanden i ett bergområde av aktuellt slag, är grundvattentrycket ca 250 kPa vid den övre inlagringsnivån som beräknas ligga ca 40 m under markytan. Vätsketrycket är då tillräckligt stort för att klara temperaturer på upp till ca  $125^{\circ}\text{C}$  hos det inlagrade vattnet. Om grundvattenytan ligger lägre än 15 m under markytan kan istället det undre inlagringsnivån i värmelagret användas där vätsketrycket beräknas vara tillräckligt stort för att kokning ska undvikas vid extrema tillfällen. Tillfällena är så sällsynta att förfaringssättet ej bedöms påverka temperaturbilden i lagrets nederdel så mycket att det nämnvärt reducerar solfångarnas värmeutbyte. Ur utbytessynpunkt bedöms det som sämre att istället stoppa solfångarkretsens drift vid tillfällen med höga inlagringstemperaturer. Samma sak gäller för alternativet att dimensionera hela solvärmeanläggningen så att inlagringstemperaturer över  $100^{\circ}\text{C}$  aldrig kan uppträda. Det är själva kombinationen av stort, årligt temperatursving i värmelagret samt av hög, momentan temperaturökning i solfångarkretsen som ger bäst totalekonomi för solvärmeanläggningen.

I den tidigare byggda Ingelstadsanläggningen (Jilar, 1984) fanns det en direkt sammankoppling mellan solfångar- och fjärrvärmekretsen vilket saknas i den föreslagna Kungälv-anläggningen. De praktiska erfarenheterna från Ingelstadsanläggningen visar att man genom direkt sammankoppling får problem med temperatursvängningar i fjärrvärmekretsen vid tillfällena med stora värmeeffekter från solfångarsystemet. Vidare visar beräkningsjämförelser (Dalenbäck, 1987) för fall med respektive utan direkt sammankoppling att solvärmeutbytet efter lagerförluster endast ökar med ca 0,5% med sammankoppling relativt utan sammankoppling. Alltför liten utbytesvinst och alltför stor risk för praktiska problem utesluter lösningen med direkt sammankoppling i Kungälv-fallet.

### 5.1.3 Alternativet tillsatsvärme i värmelagret

I huvudalternativet sker tillsatsvärmningen med hjälp av en pannanläggning som är direkt ansluten till fjärrvärmesystemet (figur 5.1). Anslutningsprincipen innebär att pannanläggningen måste dimensioneras för fjärrvärmesystemets maximala värmeeffektbehov på 22 MW. Genom att istället som visas i figur 5.2 ansluta pannanläggningen direkt till värmelagret kan pannorna dimensioneras för en lägre värmeeffekt. I det alternativet måste tillsatsvärmningen ske kontinuerligt och under en större del av uppvärmningssäsongen än i huvudalternativet.



Figur 5.2 Systemutformning för alternativet med tillsatsvärmning i värmelagret.

En nackdel med tillsatsvärmning i värmelagret är att solfångarnas värmeutbyte minskar och lagerförlusten ökar (avsnitt 5.3). Den erforderliga tillsatsvärmen per år ökar med över 20% jämfört med behovet i huvudalternativet. Rent ekonomiskt uppvägs besparingen genom mindre pannanläggning helt av fördyringen genom ökad bränslekostnad. Därför diskuteras i det följande endast alternativet kraftvärme där det finns speciella motiv för direkt anslutning till värmelagret.

Ett motiv för att ansluta kraftvärme direkt till värmelagret syns vara att det då är lättare att få effektiv samdrift av kraft- och solvärme än om kraftvärmen ansluts direkt till fjärrvärmesystemet. I det senare fallet bör kraft- och solvärmearnäggningarna ligga parallellt anslutna i fjärrvärmekretsen eftersom båda bör värma kretsens returledning. Vidare måste all effektreglering ske med hjälp solvärmearnäggningen eftersom kraftvärmealstringen hela tiden bör vara konstant. Lägger man härtill det faktum att fjärrvärmekretsens vätskeflöde varierar med värmeeffektbehovet förefaller risken vara stor för att någon av parallellkretsarna får för lågt vätskeflöde med åtföljande effektivitetssänkning i värmealstringen.

I kraftvärmefallen redovisade i avsnitt 5.3 sker kraftvärmealstringen med konstant värmeeffekt och kontinuerligt under 7 månader från oktober till april. Kraftvärmen bidrar med ca 80% av all värmeförsel som ej är solvärme. Resterande värmeförsel kommer från en pannanläggning som även den är direkt ansluten till värmelagret. Samma anslutningsledningar som för kraftvärmearnäggningen kan användas vilket förenklar systemutformningen jämfört med alternativet att ansluta pannanläggningen direkt till fjärrvärmesystemet. Om tillsatsvärmealstringen sker under 3 månader från december till februari blir den erforderliga värmeeffekten ca 8 MW vilket ska jämföras med ca 19 MW vid tillsatsvärme direkt till fjärrvärmesystemet. I båda fallen lämnar kraftvärmearnäggningen värmeeffekten 2,6 MW. Det klimatfall som ligger till grund för dimensionering av tillsatsvärmearnäggningen är en solfattig sommar följd av en kall uppvärmningssäsong.

Exakt dimensionering av tillsatsvärmearnäggningen kräver dock mer utförliga detaljstudier av värmelagrets temperaturer än vad som har gjorts här. Erforderlig värmeeffekt för pannanläggningen kan beräknas till ca 20 MW om lagret ej utnyttjas för effektreduktion. Denna högre tillsatsvärmeeffekt är därför förutsatt i ekonomiberäkningarna av kraftvärmefallen enligt avsnitt 5.3.



Styrning och samdrift av kraft- och tillsatsvärme blir med den beskrivna lösningen relativt enkel. Vatten till den gemensamma rörkretsen hämtas i värmelagrets botten-skikt och lämnas i toppskiktet. Genom att hålla lagrets övre del ned till ett visst djup på temperaturer omkring  $100^{\circ}\text{C}$  under hela perioden med tillsatsvärme regleras denna så att fjärrvärmesystemets värmeeffektbehov alltid täcks.

## 5.2 Dimensionering av solfångarsystem och värmelager

### 5.2.1 Klimat och värmebehov

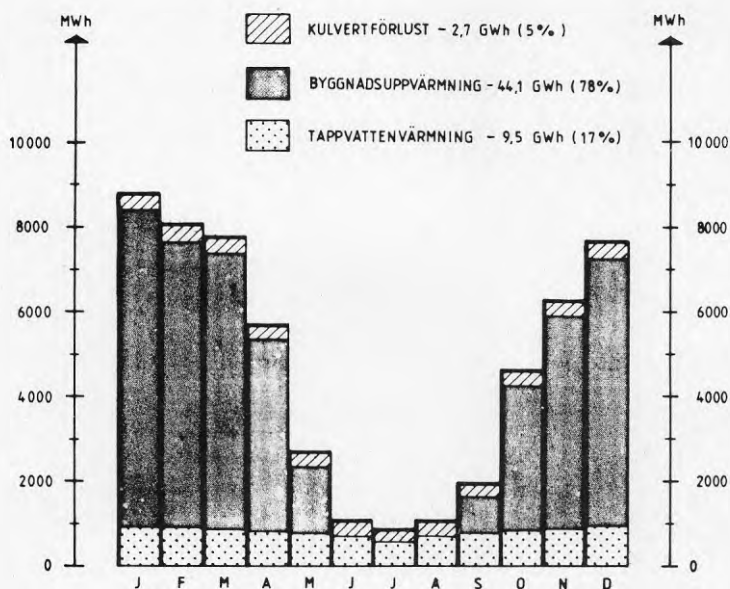
Kungälvs geografiska läge är latitud  $57^{\circ}\text{N}$  och longitud  $11^{\circ}\text{E}$ . Läget på västkusten gör att Kungälvområdet har ett för breddgraden relativt mildt klimat. Snömängderna under vinterhalvåret är måttliga och nederbörden kommer ofta som regn istället. Under sommarhalvåret är klimatet mycket likartat det i övriga mellan- och sydsvenska kustområden. Det genomsnittliga årsvärdet för antal gradtimmar under  $+17^{\circ}\text{C}$  är  $81.100^{\circ}\text{Ch}$ , för utetemperaturen  $+7,9^{\circ}\text{C}$  och för solinstrålningen mot horisontalplanet  $1012\text{ kWh/m}^2$ . I tabell 5.2 anges de genomsnittliga månadsvärdena för utetemperaturen samt för solinstrålningen mot horisontalplanet respektive mot ett södervänt solfångarplan med  $45^{\circ}$  lutning. För det senare är årsvärdet  $1115\text{ kWh/m}^2$ . Klimatdata enligt tabell 5.2 är egentligen uppgifter för Göteborg lämnade av SMHI (Sveriges Meteorologiska och Hydrologiska Institut). Enligt SMHI:s klimatexperter kan mycket likartade klimatdata förväntas gälla för Kungälv.

Tabell 5.2 Genomsnittlig utetemperatur och solinstrålning i Kungälv. Det lutande planet är södervänt.

Månad	Ute- temperatur (°C)	Global solinstrålning	
		Mot horisontal- planet (kWh/m <sup>2</sup> )	Mot 45° lutande plan (kWh/m <sup>2</sup> )
JAN	- 1,6	11,0	24,6
FEB	- 2,2	28,2	46,6
MAR	+ 0,9	70,9	102,1
APR	+ 5,1	111,1	125,8
MAJ	+13,0	153,7	147,9
JUN	+16,9	181,8	160,5
JUL	+17,0	169,2	154,7
AUG	+17,0	139,3	147,7
SEP	+14,0	83,9	105,2
OKT	+ 8,5	39,6	58,6
NOV	+ 3,8	15,1	25,1
DEC	+ 0	8,5	16,2
ÅRET	+ 7,9	1012,3	1115,0

Av den totala värmeproduktionen på 56,3 GWh/år åtgår 2,7 GWh/år för att täcka fjärrvärmenätets värmeförluster. Följaktligen uppgår byggnadernas värmebehov till 53,6 GWh/år varav bostadshusen svarar för omkring 60% och övriga byggnader för omkring 40%. För tappvattenvärmning beräknas 9,5 GWh/år åtgå. Tappvattenbehovet är beräknat med antagande av att 30% av bostadshusens värmeförbrukning är tappvattenvärmning. Övriga byggnader vilka används för handel, service m m beräknas ej ha något nämnvärt tappvattenbehov varför dessas värmeförbrukning helt är hänförd till rumsuppvärmning.

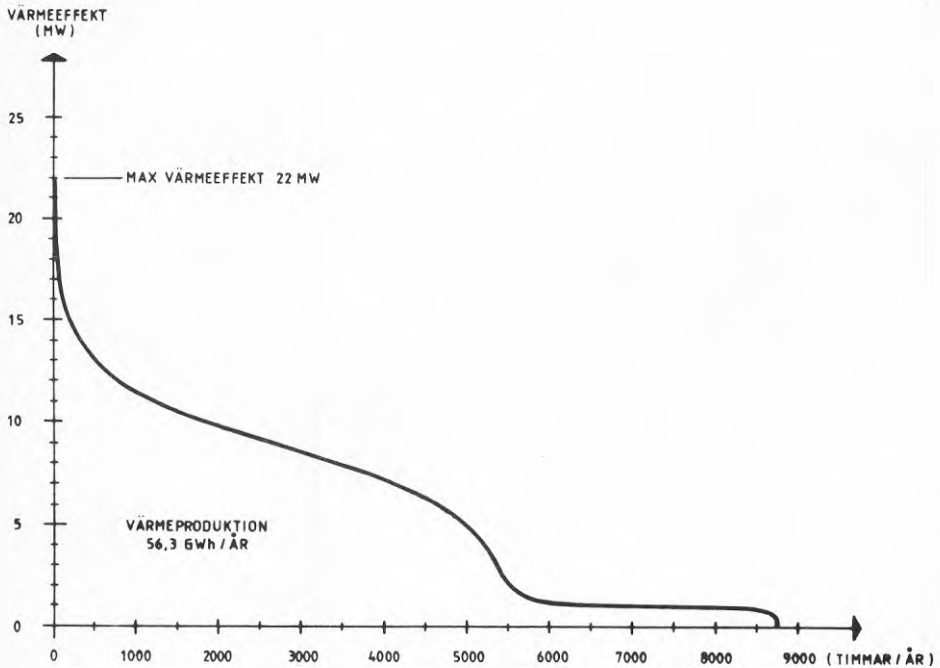
I figur 5.3 visas hur byggnadernas sammanlagda värmeförbrukning varierar under året. Det framgår att värmeförbrukningen för tappvattenvärmning är större på vintern än på sommaren. Variationen är ansatt efter vad som är normalt för bostäder. Den maximalt erforderliga värmeeffekten inklusive fjärrvärmenätets värmeförlust uppgår till 22 MW vilket gör att värmeeffektens utnyttjningstid är ca 2600 timmar vid värmeproduktionen 56,3 GWh/år. Den relativt låga utnyttjningstiden jämfört med vissa andra fjärrvärmesystem i samma storlekklass förklaras av att sommarvärmebehovet till följd av det låga tappvattenbehovet är mycket lågt i förhållande till värmebehovet under uppvärmningssäsongen.



Figur 5.3 Beräknad årsvariation hos värmeförbrukningen uppdelad på byggnadsuppvärmning, tappvattenvärmning och värmeförlust hos fjärrvärmenät.

Varaktighetskurvan för värmeeffekten tillförd fjärrvärmesystemet visas i figur 5.4 Den maximala värmeeffekten sammansätts av ca 19,7 MW för byggnadsuppvärmning, 1,9 MW för tappvattenvärmning och 0,4 MW för värmeförlust i fjärrvärmenätet. De mot värmeeffekterna svarande utnyttjningstiderna är beräknade till ca 2200 timmar, 5100 timmar respektive 6700 timmar.

Det låga sommarvärmebehov som visas i figur 5.4 beror på att tappvarmvattenbehovet är lågt och endast utgör ca 17% av det totala årsvärmebehovet. Sommarvärmebehovet är normalt högre i fjärrvärmesystem av aktuell storlek vilket brukar bero på att värme förloras i cirkulationskretsarna för tappvarmvatten. Hänsyn till detta har dock ej tagits vid värmebehovsberäkningarna i Kungälvfallet. Allmänt sett är det vid säsongslagrad solvärme ekonomiskt fördelaktigare att ha en större andel av årsvärmebehovet på sommarhalvåret än vad som gäller i Kungälvfallet. Förklaringen ligger i att ju större sommarvärmebehovet är ju mindre blir säsongslagringsbehovet och därmed lagringskostnaden.



Figur 5.4 Beräknad varaktighetskurva för värmeeffekten tillförd fjärrvärmesystemet.

### 5.2.2 Simuleringsmodell för systemberäkning

Alla uppgifter om systemutformning och systemfunktion som redovisas i kapitel 5 är framtagna med hjälp av datorprogrammet SIMSYS (Andersson, Askling, Dalenbäck, 1986). SIMSYS är en datormodell med vars hjälp man kan simulera hur en solvärmeanläggning som helhet samt hur dess olika huvuddelar värmetekniskt fungerar under flera, sammanhängande års drift. Modellens främsta styrka är dess flexibilitet när det gäller simulering av olika systemlösningar där solvärme kombineras med andra värmeslag. Modellens tillförlitlighet är bekräftad genom att den med goda resultat är använd för simulering av långa driftperioder hos alla stora, svenska solvärmeanläggningar med säsongslagring (Dalenbäck, 1987).

SIMSYS finns tillgänglig på LIDAC, datacentralen vid Linköpings Tekniska Högskola. På annan plats kan programmet köras från terminal via telefonmodem. I Kungälvfallet är körningarna gjorda vid avdelningen för installations-teknik på Chalmers Tekniska Högskola.

Vid simuleringen behövs som indata timvärden för utetemperatur och solinstrålning. Värden för Stockholm 1971 brukar normalt användas som basvärden vid körning av programmet. Om körningen gäller en annan ort ges korrigeringsfaktorer för utetemperatur och solinstrålning som indata till programmet. Detta är gjort för varje månad i Kungälvfallet. Programmet innehåller beräkningsrutiner för solinstrålning mot solfångarplanet vars orientering specificeras i indata.

Programmet innehåller en solfångarmodell som bygger på vanligen använda parametrar och samband för värmeupptagning i solfångare samt värmeöverföring i anslutande värmeväxlare. Mer specifikt i programmet är att parametrar för samlingsledningar i solfångarsystemet finns medtagna (Tabell 5.3) varigenom alla värmeförluster beaktas vid beräkning av värmeutbytet. För detaljer om solfångarmodellen hänvisas till programmanualen (Andersson, Askling, Dalenbäck, 1986) som är mycket utförlig. Siffervärden för solfångarparametrarna diskuteras i avsnitt 5.2.3.

Olika lagermodeller kan användas i programmet. I Kungälvfallet är den på Lunds Tekniska Högskola utvecklade SST-modellen använd (Eftring, 1982). Värmelagret betraktas i SST-modellen som en stående cylinder på ett visst djup under markytan. Anslutningar för in- och urlagring kan bara göras i toppen och i botten av värmelagret. I SIMSYS beräknas temperaturprofilen i höjdled samt värmeförlusterna till omgivande mark med hjälp av 25 vattenskikt. En separat krets kan anslutas för tillsatsvärme som tillförs direkt i värmelagret.

Ett 70-tal siffervärden som beskriver utformning och värmetekniska egenskaper hos solfångarsystemet, värmelagret, tillsatsvärmesystemet, fjärrvärmesystemet samt hela det sammankopplade systemet behövs som indata. I Tabell 5.3 anges några av parametrarna på indatasidan. Vid upprepade programkörningar där endast vissa av parametervärdena ska ändras kan indata lagras och enkelt användas gång på gång.

Tabell 5.3 Indataparametrar för datorprogrammet SIMSYS

---

SOLFÅNGARSYSTEM

- o Solfångararea, lutning och riktning
- o Samlingsledningarnas längd och förlustkoefficient
- o Solfångarens förlustfria verkningsgrad och förlustkoefficient
- o Solfångarkretsens vätskeflöde
- o Månad för start och stopp av solfångardrift

VÄRMELAGER

- o Lagervolym, höjd och djup under markyta
- o Maximalt tillåten temperatur
- o Omgivande marktemperaturers begynnelsevärden
- o Värmeledningstal och värmekapacitet för vatten och markmaterial

TILLSATSVÄRMESYSTEM

- o Värmemängd direkt tillförd värmelagret månadsvis
- o Styrtemperatur och värmeeffekt direkt tillförd värmelagret

FJÄRRVÄRMESYSTEM

- o Kulvertlängd
  - o Kulvertledningens förlustkoefficient
  - o Eldningsgränser för byggnadsuppvärmning månadsvis
  - o Tappvattenvärmning månadsvis samt dygnsvariation
  - o Framlednings- och returtemperatur vid tre utetemperaturer
-

Beträffande utdata fås beräkningsresultat såsom värmebalanser för månader och år samt frekvenser inom olika storleksintervall för värmeeffekten tillförd fjärrvärmesystemet. Dessutom fås vattentemperaturen på 25 höjdnivåer i värmelagret. I Tabell 5.4 anges parametrarna på utdatasidan.

---

Tabell 5.4 Utdataparametrar för datorprogrammet SIMSYS. Månads- och årsresultat fås för alla parametrar.

---

- o Solinstrålning mot solfångarplanet
  - o Värmeutbyte från solfångarsystem
  - o Värmeförlust från lager
  - o Vattentemperaturer i lager (25 höjdnivåer)
  - o Tillsatsvärme i och efter lager
  - o Maximal tillsatseffekt efter lager
  - o Värmeförbrukning för byggandsuppvärmning
  - o Värmeförbrukning för tappvattenvärmning
  - o Värmeförlust från fjärrvärmenät
- 

### 5.2.3 Solfångarprestanda

I huvudalternativet där solvärmen svarar för 75% av årsvärmeproduktionen beräknas solfångarsystemets värmeutbyte uppgå till 365 kWh/m<sup>2</sup> under genomsnittsåret. Bortdraget är då värmeförluster som sker genom upprepad uppvärmning av solfångarfältets alla samlingsledningar till drifttemperatur samt värmeavgivning från ledningarna under drift av systemet. Värmemängden tillförd värmelagret beräknas alltså vara 365 kWh/m<sup>2</sup>. Detta värde är högre än vad de praktiska erfarenheterna visar för stora solfångarfält utrustade med den aktuella typen av högtemperatursolfångare. För Ingelstadanläggningen som nyligen byggts ut så att driftvillkoren blir likartade de i Kungälvanläggningen räknar man med ett praktiskt värmeutbyte hos solfångarsystemet på omkring 320 kWh/m<sup>2</sup>. För Lyckeboanläggningen med ogynnsammare driftvillkor ligger värmeutbytet på omkring 300 kWh/m<sup>2</sup>.

Orsaken till att det högre värmeutbytet ändå använts vid dimensionering av Kungälvanläggningen är att prestanda-förbättringar beräknas kunna ske genom utveckling av solfångartypen. I det följande redovisas vilka tekniska detaljkrav man måste ställa och hur dessa skall tillgodoses.

Solfångarnas värmeutbyte beräknas på vanligt sätt med hjälp av följande samband:

$$\eta = \eta_o - k_e \cdot \frac{(t_f - t_u)}{E} \quad (5:1)$$

Där är:

$\eta$  = Solfångarens effektverkningsgrad

$\eta_o$  = Solfångarens effektverkningsgrad utan termiska förluster

$k_e$  = Solfångarens effektiva förlustkoefficient (W/m<sup>2</sup>, °C)

$t_f$  = Värmebärarens medeltemperatur i solfångaren (°C)

$t_u$  = Utetemperatur (°C)

$E$  = Solinstrålningstäthet i solfångarplanet (W/m<sup>2</sup>)

Simuleringsberäkningar med SIMSYS-programmet för Kungälvanläggningen är gjorda med följande solfångarparametrar och resultat i värmeutbyte:

$$\left. \begin{array}{l} \eta_o = 0,70 \\ k_e = 3,0 \text{ W/m}^2 \text{ } ^\circ\text{C} \end{array} \right\} \rightarrow \text{Årsvärmeutbyte } 325 \text{ kWh/m}^2$$

Värmeutbytet gäller vid en genomsnittlig solfångartemperatur på 65°C. För själva solfångaren är den effektiva förlustkoefficienten 2,8 W/m<sup>2</sup>, °C och tillägget 0,2 W/m<sup>2</sup>, °C är gjort för att beakta uppvärmningsförlusterna i samlingsledningarna. Värmeförluster från ledningarna till omgivande mark beräknas separat i programmet. Dessa värmeförluster är sammanlagt 40 kWh/m<sup>2</sup> och det finns små möjligheter till minskning. Ledningslängden är genom rationell sammankoppling av solfångare minimerad och värmeisoleringsgraden är satt relativt hög.



Simuleringsberäkningarna är gjorda med en lagermodell (SST-modellen) där ett konstant och litet vätskeflöde hålls i solfångarkretsen och inlagring bara sker i värmelagrets toppskikt. Ett sämre alternativ från utbytessynpunkt är att variera solfångarkretsens vätskeflöde och ställa krav på inlagrad temperatur. Enligt Dalenbäck (1987) blir värmeutbytet i det senare fallet 10% lägre än i det förra fallet om den genomsnittliga solfångartemperaturen ligger på 60 à 70 °C i båda fallen. Alternativet med temperaturkrav skulle i Kungälvfallet resultera i ett värmeutbyte på ca 290 kWh/m<sup>2</sup>. Detta bekräftas av driftresultaten från Lyckeboanläggningen där styrprincipen tillämpas.

Av allt att döma är de använda solfångarparametrarna,  $\eta_0 = 0,70$  och  $k_e = 3,0 \text{ W/m}^2 \text{ } ^\circ\text{C}$  och det framräknade värmeutbytet på 325 kWh/m<sup>2</sup> en riktig utgångspunkt för krav på prestandaförbättringar.

I det beräknade fallet sker som nämnts inlagring bara i värmelagrets toppskikt. Ett bättre alternativ ur utbytessynpunkt är inlagring på två höjdnivåer i lagret såsom i den föreslagna systemutformningen för Kungälvanläggningen (Figur 5.1). Enligt Dalenbäck (1987) blir värmeutbytet i det senare fallet 3% högre än i det förra fallet. Därmed blir solfångarsystemets värmeutbyte 335 kWh/m<sup>2</sup> med användning av dagens plana högtemperatursolfångare samt bästa princip för lageranslutning. En förbättring av solfångarens optiska egenskaper krävs för att få ett ytterligare förhöjt värmeutbyte. En höjning till 365 kWh/m<sup>2</sup> fås om  $\eta_0$ -värdet höjs till 0,73 à 0,74. Höjningar större än så beräknas kunna ske genom en kombination av förbättrad transmission hos täckglas samt förbättrad absorption hos absorberbeläggning. Konkret gäller det dels användning av antireflexbehandlat glas och dels en kvalitetshöjning i beläggningsprocessen för det selektiva skiktet. Teoretiska studier vid Vattenfalls Älvkarlebylaboratorium som sommaren 1988 kommer att följas upp med praktisk provning visar att värmeutbytet kan höjas med 50-80 kWh/m<sup>2</sup> genom nämnda åtgärder.

#### 5.2.4 Dimensionering och värmeteknisk funktion

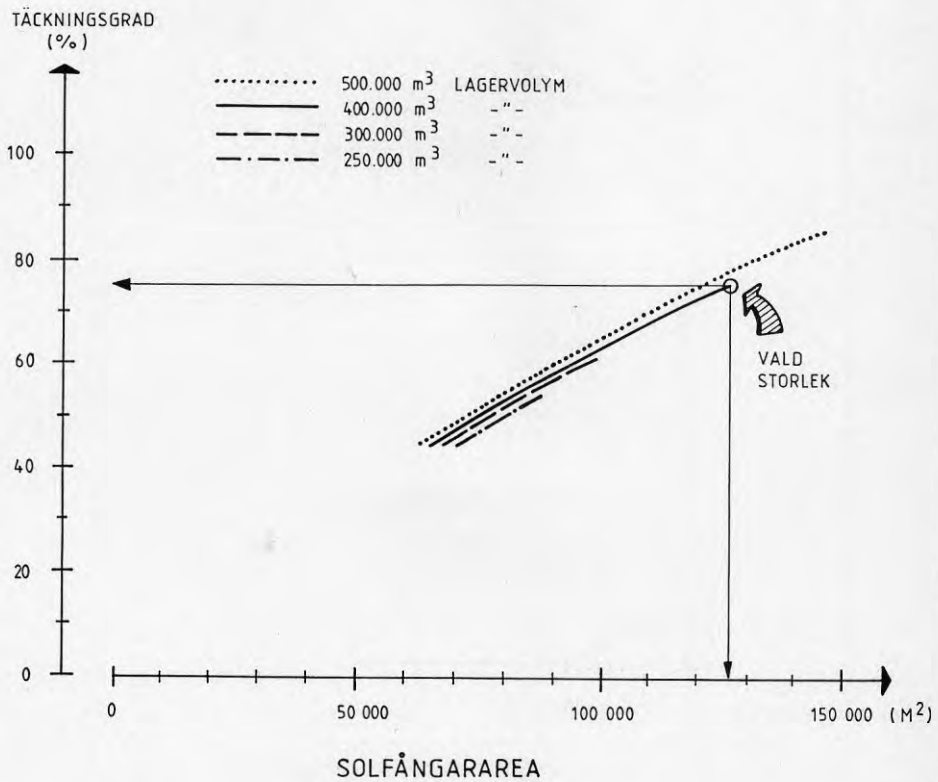
Vid storleksdimensionering av solvärmeanläggningar med säsongslagring är en grundläggande fråga vilken värmetäckningsgrad, d v s solvärmens andel av det totala årsvärmebehovet, som bör väljas. Typiskt för dessa anläggningar är att kostnaden för nyttiggjord solvärme ligger relativt konstant för värmetäckningsgrader mellan ca 50% och 80% (avsnitt 5.4). Täckningsgrader ett stycke under 50% klaras med system som endast behöver små korttidsvärmelager medan täckningsgrader över 80% kräver mycket stora värmelager för lagring av solvärmeöverskott från bra till dåliga solår.

Känt är att både solinstrålningen och värmebehovet avvikar som mest med ca + 15% från normalårsvärdet. Väljer man att dimensionera en solvärmeanläggning för 75% täckningsgrad under ett normalår blir därför täckningsgraden ca 100% under ett år med maximal solinstrålning och minimalt värmebehov ( $1,15 \times 75\% / 0,85 \approx 100\%$ ). Vidare blir täckningsgraden ca 55% under ett år med minimal solinstrålning och maximalt värmebehov ( $0,85 \times 75\% / 1,15 \approx 55\%$ ). Resterande del av värmebehovet som alltså blir ca 25% i genomsnitt måste täckas genom någon form av tillsatsvärmeanläggning, t ex en bränsleeldad pannanläggning.

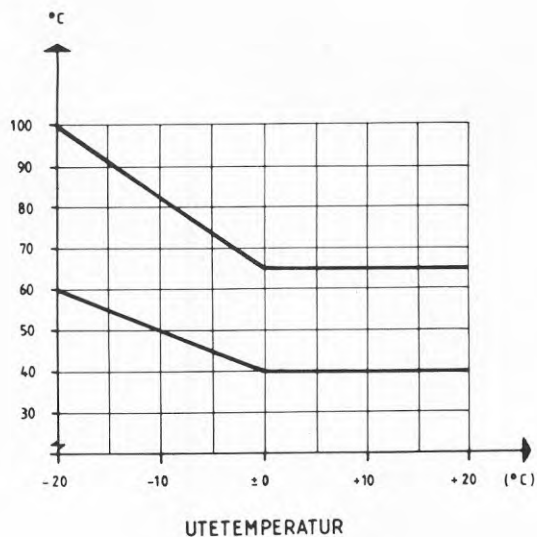
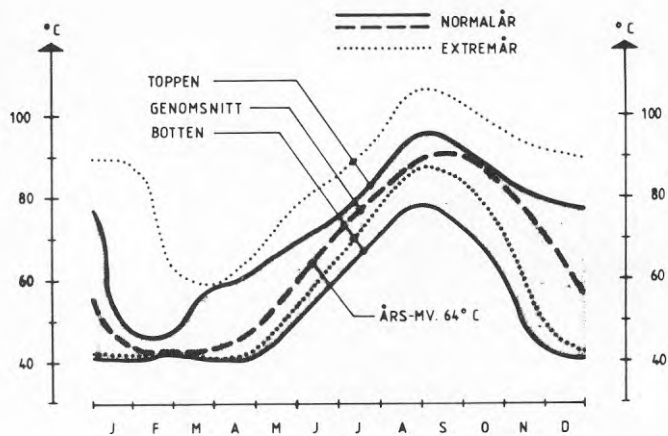
Vid användning av oisolerade bergrum för säsongsvärmelagring såsom i Kungälvfallet måste omgivningen runt värmelagret värmas upp under de första åren. Värmeförlusterna är därför stora i början och avtar successivt. Med tiden blir förlusterna lika stora år från år och först då blir täckningsgraden vad anläggningen är dimensionerad för. Uppvärmningsförlusterna måste täckas genom värmeförlust från tillsatsvärmeanläggningen. Tillsatsvärme är således nödvändig från flera synpunkter.

Huvudalternativet i Kungälvfallet är som nämnts en anläggning dimensionerad för 75% solvärme och 25% tillsatsvärme från en naturgaseldad pannanläggning. Den erforderliga solfångararean är 125.800 m<sup>2</sup> och lagervolymer är 396.400 m<sup>3</sup>. Samma täckningsgrad kan fås även med mindre solfångararea och större lagervolym enligt figur 5.5. De valda dimensionerna ger dock den bästa totalekonomin och innebär från värmeteknisk synpunkt att ett temperatursving på omkring 50°C i värmelagret utnyttjas för säsongslagringen. Detta gäller under normalåret då lagrets genomsnittstemperatur ligger på omkring 90°C som högst i slutet av september. Värmelagrets temperaturvariation under ett sådant år visas i figur 5.6. Det framgår att lagrets genomsnittstemperatur är drygt 40°C då det är som mest urlagrat i februari och att temperaturerna i dess toppskikt under större delen av året är så höga att fjärrvärmesystemets temperaturkrav som även visas i figuren helt kan tillgodoses. Temperaturkurvorna i figur 5.6 är framräknade med hjälp av detaljerade datorsimuleringar på timbasis för helår (avsnitt 5.2.2).

Det finns alltså möjligheter att utnyttja högre maximal temperatur än 90°C som råder under normalåret. Lagervolymer är vald så att lagrets absolut högsta genomsnittstemperatur blir omkring 100°C vid extremfallet ett solrikt år med lågt värmebehov. Värmelagrets temperaturvariation även i det fallet visas i figur 5.6. Som synes är hela temperaturbilden förskjutet uppåt ca 10°C relativt bilden för normalfallet samtidigt som temperatursvinget är ungefär lika stort i de båda fallen. Extremfallet innebär jämfört med normalfallet att värmelagrets urlagring blir mindre fullständig samt att solvärmen täcker en större del av värmebehovet under uppladdningsfasens första månader. I slutet av uppladdningsfasen är temperaturen i värmelagrets toppskikt något över 100°C. I det beräkningsfallet är ingen hänsyn tagen till den praktiska



**Figur 5.5** Solvärmens täckningsgrad normalåret som funktion av solfångararea och lagervolym i Kungälvfallet med totala årsvärmebehovet 56,3 GWh.



Figur 5.6 Överst: Värmelagrets temperaturvariation under normal - respektive extremår. Solvärmens täckningsgrad 75% normalår med 125.800 m<sup>2</sup> solfångare och 396.400 m<sup>3</sup> vattenvolym i bergum.

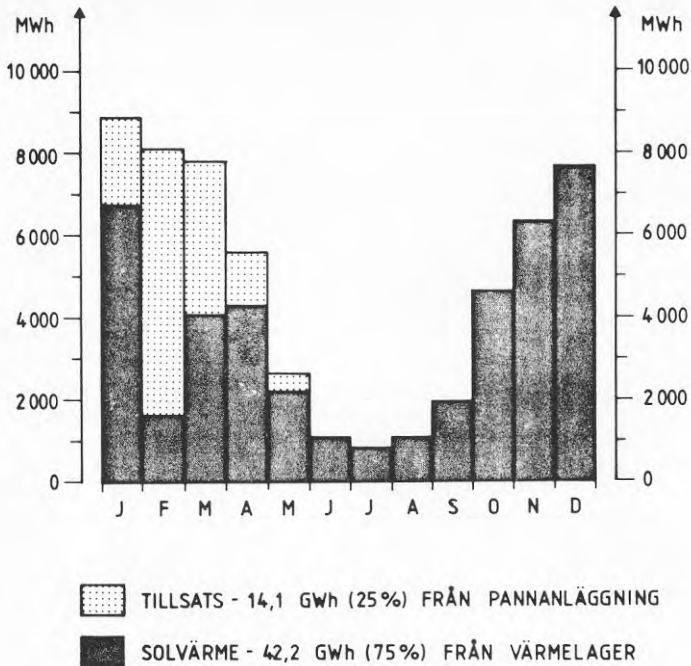
Underst: Fjärrvärmemetemperaturer som funktion av utetemperatur.

möjlighet som finns att använda en lågt placerad inlagringsnivå vid tillfällena med mycket höga temperaturer från solfångarsystemet. Med den lösningen beräknas kokning kunna undvikas i extremfallet.

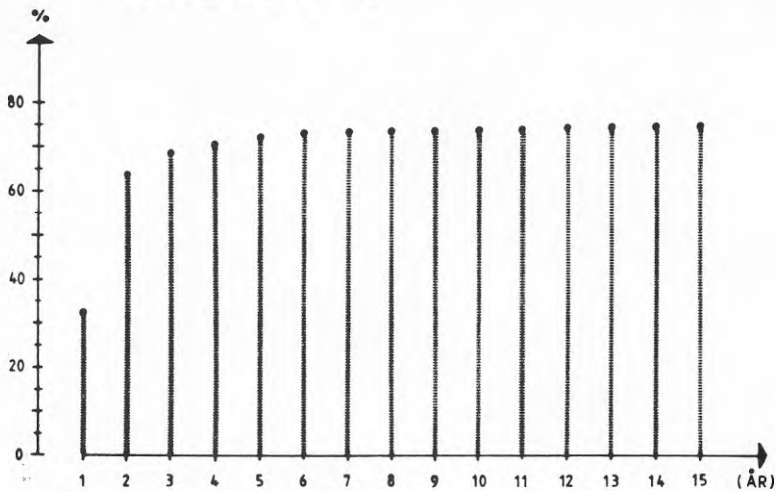
Det är alltså nämnda extremfall som bestämmer maximalt möjlig solfångararea vid given lagervolym. Kurvorna för olika lagervolymer enligt figur 5.5 har alla en övre begränsningspunkt där solfångararean är så stor att lagertemperaturen i toppskiktet når drygt  $100^{\circ}\text{C}$  under extremåret. Därmed är dimensionerna bestämda för varje önskad täckningsgrad.

Fördelningen mellan sol- och tillsatsvärme i fjärrvärmeproduktionen under olika tider på året i normalfallet visas i figur 5.7. Solvärmeförseln är 42,2 GWh/år och solvärmens täcker hela värmebehovet från och med juni månad och året ut. Tillsatsvärmebehovet är 14,1 GWh/år och tillsatsvärmens svarar som mest för ca 80% av fjärrvärmeproduktionen vilket sker i februari månad. I det ovan beskrivna extremfallet svarar tillsatsvärmens för endast 3% av årets fjärrvärmeproduktion. Tillsatsvärmeandelen ökar till ca 45% vid det motsatta extremfallet, ett solfattigt år med högt värmebehov. Det absolut högsta tillsatsvärmebehovet fås dock under anläggningens första driftår då ca 70% tillsatsvärme krävs för att även täcka lagrets uppvärmningsförluster. Enligt figur 5.8 tar det mellan 10 och 15 år från start innan solvärmens täckningsgrad ligger på nivån 75%.

Dimensionerande värmeeffekt är 22 MW för tillsatsvärmeanläggningen om den ansluts direkt till fjärrvärmesystemet såsom i huvudalternativet. Den dimensionerande värmeeffekten sänks i kraftvärmealternativen där enkla anslutningsmöjligheter till värmelagret finns (avsnitt 5.3).



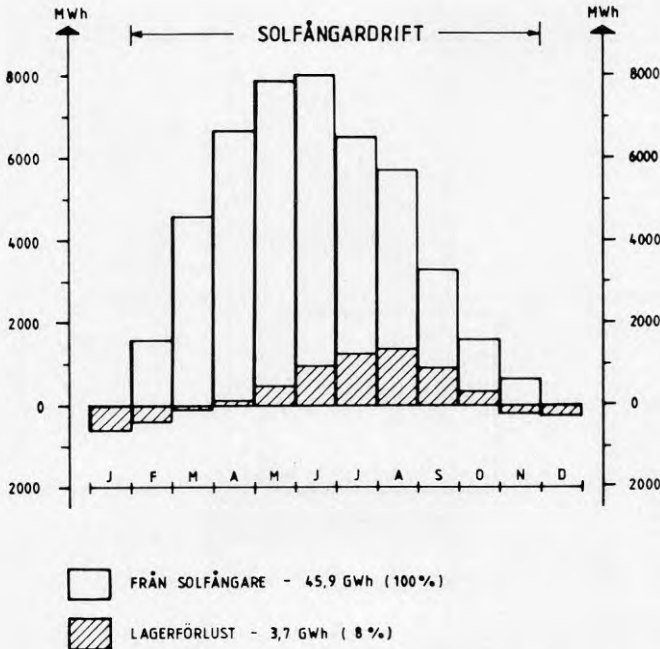
Figur 5.7 Fördelning mellan sol- och tillsatsvärme i fjärrvärmeproduktionen under normalår vid 125.800 m<sup>2</sup> solfångare och 396.400 m<sup>3</sup> vattenvolym i bergrum.



Figur 5.8 Solvärmens täckningsgrad under de första 15 åren från driftstart av Kungälvanläggningen. Beräkning gjord för normalår med 125.800 m<sup>2</sup> och 396.400 m<sup>3</sup> vattenvolym i bergrum.

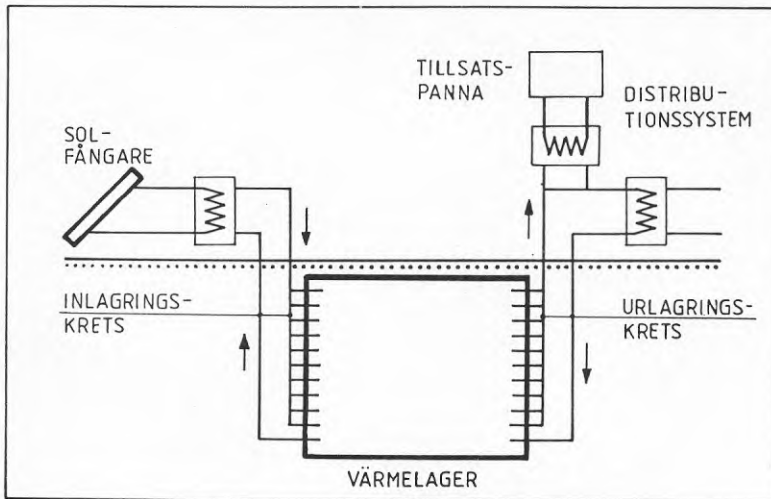
För att solvärmeförseln under normalåret ska uppgå till 42,2 GWh/år erfordras en total solvärmeproduktion på 45,9 GWh/år. Mellanskillnaden 3,7 GWh/år utgörs av lagervärmeförluster. Variationen hos solvärmeproduktionen respektive lagerförlusten under året visas i figur 5.9. Det framgår att lagret upptar värme från omgivningen i början och slutet av året och i övrigt avger värme till omgivningen. Till viss mån deltar således de omgivande bergpartierna i säsongsvärmelagringen. Nettoförlusten i relation till solvärmeproduktionen är ca 8%. Värmeförlusten brukar vanligen relateras till total lagringskapacitet istället. Lagringskapaciteten uppgår till ca 23 GWh vid temperatursvinget 50°C vilket ger en relativ lagringsförlust på ca 16%. Detta är typiskt för stora, oisolerade berggrum.

Nämnda lagervärmeförluster som beräknas vara lika stora år från år täcks genom värmeförsel från solfångarsystemet. Detta är alltså storleksdimensionerat med hänsyn till den s.k. stationära lagerförlusten. Värmeförlustberäkningarna redovisas mer detaljerat i avsnitt 5.2.5.



**Figur 5.9** Solvärmeproduktion och lagervärmeförlust under ett normalår 10-15 år efter driftstart av Kungälvanläggningen. 125.800 m<sup>2</sup> solfångare och 396.400 m<sup>3</sup> vattenvolym i berggrum.

Aspekter som rör utformning av in- och urlagringsanordningar i värmelagret samt drift och styrning av solfångarsystemet är redan tidigare behandlat i avsnitt 5.1. I Kungälvsvfallet är hänsyn tagen till dessa faktorer i syfte att maximera solfångarsystemets värmeutbyte och därmed att minimera solfångararean som krävs för 75% täckningsgrad från solvärmen. Ett bättre alternativ från denna synpunkt än inlagring på två höjdnivåer i lagret såsom i den föreslagna utformningen på solfångarsidan visas dock i figur 5.10. In- och urlagring sker här på ett 10-tal höjdnivåer i lagret. Enligt Dalenbäck (1987) blir solfångarnas värmeutbyte i det senare fallet 2% högre än i det förra fallet. Åtföljande minskning av solfångararean är ca 2500 m<sup>2</sup> i Kungälvsvfallet. Emellertid uppvägs kostnadsminskningen på solfångarsidan till stor del av kostnadsökningar på rör- och styrsidan. Detta tillsammans med alltför stor risk för praktiska problem vid byggnation och drift av den komplicerade systemkretsen utesluter lösningen i Kungälvsvfallet.

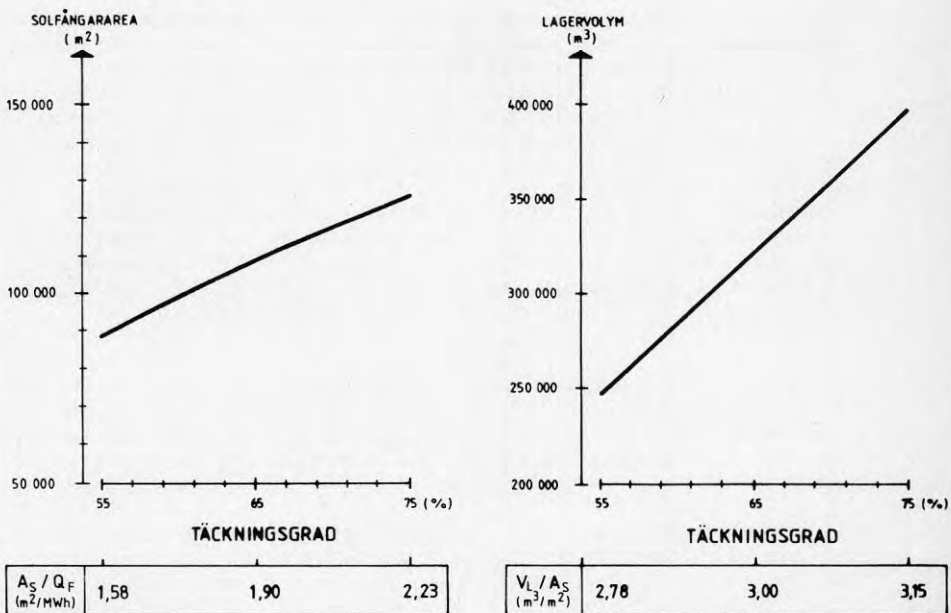


Figur 5.10 Systemutformning med in- och urlagringsanslutningar på ett 10-tal höjdnivåer i värmelagret. Litet, konstanthållt vätskeflöde används i solfångar- och inlagringskretsen (Enligt Dalenbäck, 1987).



Beträffande val av solvärmens täckningsgrad finns det förutom de inledningsvis nämnda förhållandena ytterligare ett par förhållanden som bör beaktas. Först och främst syns det väl motiverat att välja en hög täckningsgrad med hänsyn till miljöskäl. Det är naturligt att spegla tekniska och ekonomiska konsekvenser av ett solvärmealternativ med 75% täckningsgrad där endast 25% av värmeförsörjningen sker genom förbränning. Detta med tanke på att solvärmealternativet bl a står emot ett värmepumpalternativ där omkring 35% täcks av förbränning. Att välja en större förbränningsandel i solvärmealternativet vore att ta bort solvärmens främsta fördel gentemot övriga försörjningsalternativ.

Vidare finns det mer renodlade värmetekniska skäl som talar för val av hög framför låg täckningsgrad. I figur 5.11 visas hur erforderlig solfångararea respektive lagervolym beror av vald täckningsgrad. Sambanden visar de storlekskombinationer som ger bäst totalekonomi för respektive täckningsgrad enligt resonemanget ovan för 75%-fallet.



**Figur 5.11** Erforderlig solfångararea ( $A_S$ ) respektive lagervolym ( $V_L$ ) som funktion av solvärmens täckningsgrad. Totalt årsvärmebehov 56,3 GWh ( $Q_F$ ) i Kungälvfallet. Kvoterna  $V_L/A_S$  ( $m^3/m^2$ ) och  $A_S/Q_F$  ( $m^2/MWh$ ) anges under diagrammen.

Antag nu att en anläggning byggs för 75% täckningsgrad och en annan för 55% täckningsgrad. Efter ett par decennier antas fjärrvärmesystemet ha expanderat så att värmebehovet är 30% högre än från början medan den anslutna solvärmeanläggningens storlek är densamma som från början. Därvid sjunker täckningsgraden till omkring 55% för den större anläggningen och till omkring 40% för den mindre anläggningen. I båda fallen är värmelagret då för stort vilket resulterar i att det utnyttjas mindre än från början. I 40%-fallet kan större delen av solvärmeproduktionen användas direkt under sommarhalvåret varför lagret blir mycket marginellt utnyttjat medan det är väsentligt mer utnyttjat i 55%-fallet. Man riskerar i 40%-fallet att helt eller delvis förlora den anvärmning som gjorts av värmelagrets omkringliggande bergpartier vilket knappast gäller i 55%-fallet.

Det är givet att risken undviks om solfångarsystemet byggs ut så att täckningsgraden åter höjs. Man kan emellertid ej höja täckningsgraden till ursprungsnivån igen enbart genom utbyggnad av solfångarsystemet. För detta krävs samtidig utbyggnad av värmelagret. I exemplet resulterar 30% utbyggnad av både solfångarsystem och värmelager i att täckningsgraden höjs till ursprungsnivån samt att anläggningen som helhet fungerar med samma effektivitet som från början. Enligt figur 5.11 behöver lagervolymer byggas ut med ca 120.000 m<sup>3</sup> för den större anläggningen respektive med ca 75.000 m<sup>3</sup> för den mindre anläggningen. Sistnämnda volym ligger under 100.000 m<sup>3</sup> vilken brukar betraktas som nedre storleksgräns för ekonomiskt bergrumsbyggande. Här krävs alltså större utbyggnad än 30% på lagersidan vilket följt av lika stor utbyggnad på solfångarsidan resulterar i att täckningsgraden höjs över ursprungsnivån. Ett alternativ är etapputbyggnad på solfångarsidan och senare utbyggnad på lagersidan.

Vad åskådningsexemplet egentligen visar är att flexibiliteten vad gäller utbyggnadstakt sedd i ett långt tidsperspektiv är större för en anläggning som från början har hög täckningsgrad än för en som har låg täckningsgrad.

Slutligen sammanfattas förutsättningar och resultat när det gäller dimensionering och värmeteknisk funktion för Kungälvanläggningen med 75% solvärme i tabell 5.5.

Tabell 5.5 Sammanfattning av förutsättningar och dimensioneringsresultat för Kungälvanläggningen med 75% solvärme. Normalår om ej annat anges. Systemutformning enligt figur 5.1. Procenttalen refererar till storheten i respektive huvudpunkt. 1 GWh/år = 1000 MWh/år.

---

FÖRUTSÄTTNINGAR

o Solvärmens täckningsgrad	75%
o Solinstrålning mot solfångarna	1115 kWh/m <sup>2</sup>
o Solfångarnas lutning	45 <sup>o</sup>
o Vätskeflöde i solfångar- och inlagringskrets	0,005 l/s, m <sup>2</sup> solfångare
o Maximal temp.diff. i VVX solfångar-inlagringskrets	5 <sup>o</sup> C
o Maximal temp.diff. i VVX urlagrings-fjärrvärmekrets	5 <sup>o</sup> C
o Maximal lagertemperatur	100 <sup>o</sup> C
o Maximal solfångartemperatur	140 <sup>o</sup> C
o Fjärrvärmebehov	56,3 GWh/år (100%)
- varav byggnadsuppvärmning	44,1 GWh/år (78%)
- "- tappvattenvärmning	9,5 GWh/år (17%)
- "- kulvertförlust	2,7 GWh/år (5%)
o Maximalt värmeeffektbehov i fjärrvärmesystem	22 MW

(fortsättning följande sida)

Tabell 5.5 (fortsättning)

RESULTAT

o	Nyttig värme från solfångarna	365 kWh/m <sup>2</sup>
o	Solfångarnas årsverkningsgrad	33%
o	Solfångarnas årsmedeltemp.	65°C
o	Solfångarnas ungefärliga drifttid	1500 h/år
o	Solvärmeproduktion brutto	45,9 GWh/år (100%)
	- Lagervärmeförlust	3,7 GWh/år (8%)
	- Nettoproduktion	42,2 GWh/år (92%)
o	Säsongsvärmelagring	21,2 GWh/år
	- Relativt nettoprod.solvärme	50%
o	Lägsta lagertemperatur	42°C
o	Högsta lagertemperatur	88°C
o	Högsta lagertemperatur extremår	100°C
o	Erforderlig solfångararea	125.800 m <sup>2</sup>
o	Erforderlig vattenvolym i bergrum	396.400 m <sup>3</sup>
o	Solfångararea/fjärrvärmebehov	2,2 m <sup>2</sup> /MWh
o	Lagervolym/solfångararea	3,2 m <sup>3</sup> /m <sup>2</sup>
o	Erforderlig kapacitet hos tillsatspannor	22 MW
o	Erforderlig tillsatsvärme	14,1 GWh/år
	- Relativt fjärrvärmebehov	25%
o	Erforderlig tillsatsvärme extremår	25,3 GWh/år
	- Relativ fjärrvärmebehov	45%
o	Erforderlig tillsatsvärme första driftåret	38,3 GWh/år
	- Relativt fjärrvärmebehov	68%

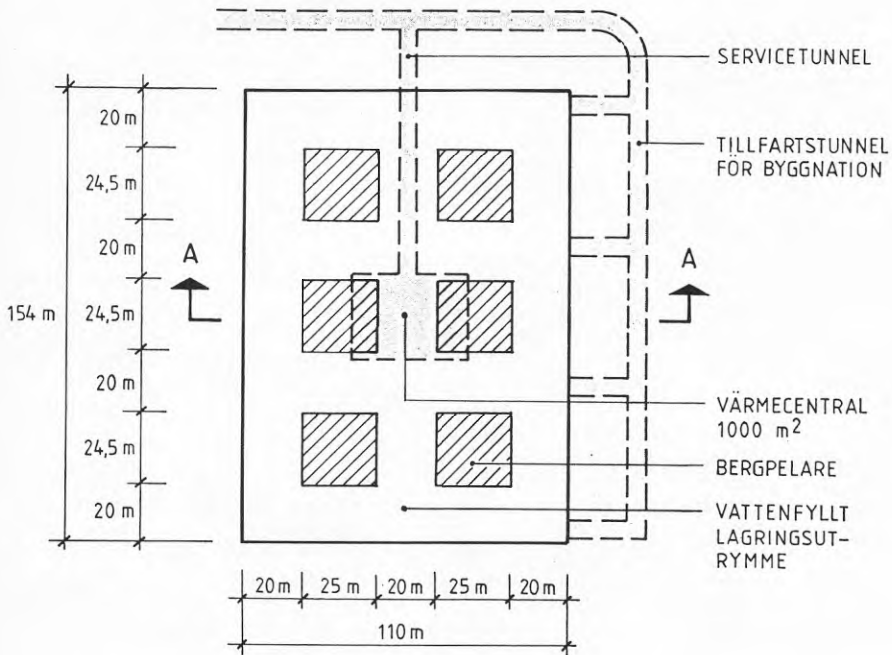
## 5.2.5 Lagerutformning och värmeförluster

Som ovan nämnts sammansätts bergrumslagrets värmeförluster av dels uppvärmningsförlusten de första åren och dels den stationära förlusten som alltid finns. När det gäller geometrisk lagerutformning är huvudproblemet från rent värmeteknisk synpunkt att minimera värmeförlusterna vid givet krav på lagringsvolym. På det sättet minimeras erforderlig solfångararea samt tillsatsvärme. Dock kan en lagerutformning som minimerar värmeförlusterna ha högre anläggningskostnad än andra utformningar. Det betyder att

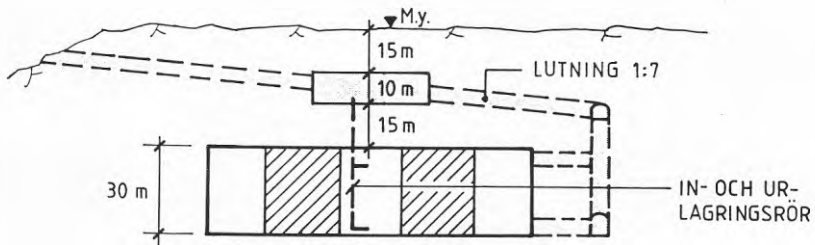
problemet sett som helhet är att minimera den sammanlagda anläggningskostnaden för solfångare och värmelager samt kostnaden för tillsatsvärme under uppvärmningsfasen. Ekonomiska frågor av det slaget behandlas därför redan i detta kapitel medan ekonomibehandlingen i övrigt finns i det efterföljande kapitlet.

Storleksdimensioneringen av värmelagret i Kungälvvanläggningen är gjord med hjälp av datorprogrammet SIMSYS utrustat med SST-modellen för lagerberäkning (avsnitt 5.2.2). I modellen betraktas värmelagret som en stående cylinder vilket ej stämmer med den verkliga lagerutformningen (figur 5.12). Av den anledningen är de verkliga värmeförlusterna beräknade enligt nedan. Detta förändrar dock inget i övrigt när det gäller anläggningens dimensionering och helhetsfunktion.

Föreslagen praktisk utformning visas i figur 5.12 av vilken det framgår att värmelagret har en fyrkantig basyta. Lagret består av en enda, sammanhängande berg-rumsvolym som bildas av 3 längsskepp och 4 tvärskepp. Med hänsyn till byggnadstekniska krav för bergrum är skeppen 20 m breda och 30 m höga och avståndet mellan dem är 25 m. Med denna utformning fås den mest kompakta lagervolymen innehållande 396.400 m<sup>3</sup> i ett plan. Den totala omslutningsytan är i detta fall 70% av omslutningsytan i det mer traditionella fallet med fyra separat liggande, parallella bergrumsskepp som också studerats. Värmeförlusternas storlek står i proportion till omslutningsytans storlek som alltså bör minimeras. Ytterligare ett steg i den riktningen är utformningen med bergrumsskepp förlagda i två plan som visas i figur 5.13. Detta lageralternativ har den mest kompakta formen av alla alternativ med plana omslutningsytor och har även på grund av sitt stora djup under markytan de minsta värmeförlusterna.

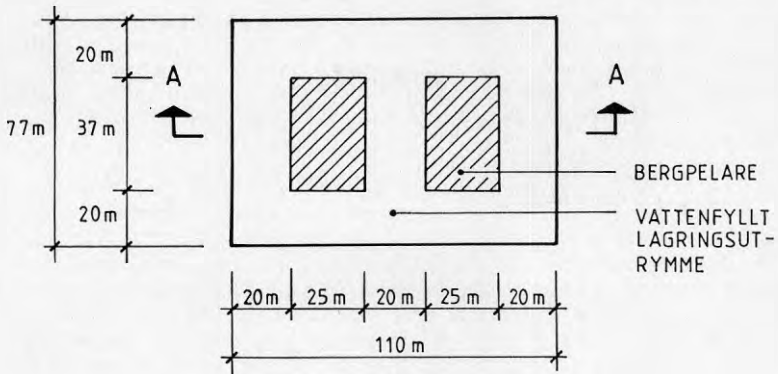


PLAN - SKALA 1:2000

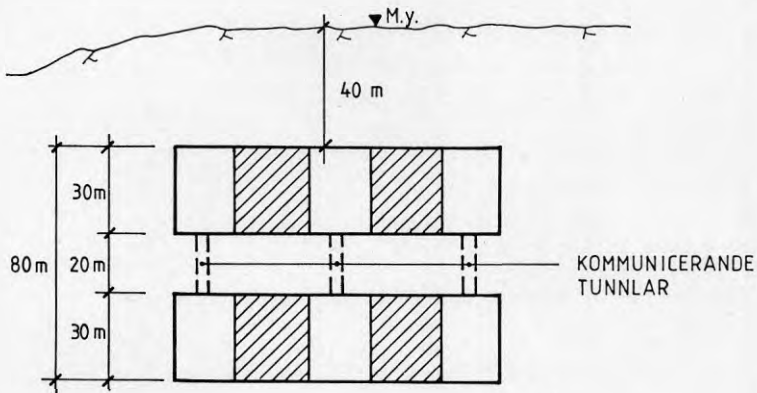


SEKTION A-A - SKALA 1:2000

Figur 5.12 Föreslagen utformning av värmelager med berggrum i ett plan. Totalvolymen är 396.400 m<sup>3</sup>.



PLAN - SKALA 1:2000



SEKTION A-A SKALA 1:2000

Figur 5.13 Alternativ utformning av värmelager med bergtrum i två plan. Totalvolymen är 396.400 m<sup>3</sup>.

I det följande redovisas beräkningsgången vid bestämning av dels den stationära värmeförlusten och dels uppvärmningsförlusterna, de sk transienta värmeförlusterna. Här behandlas endast det valda lageralternativet medan behandlingen för övriga alternativ är helt identisk. Slutresultatet redovisas däremot för alla de tre nämnda lageralternativen.

### Stationär värmeförlust

Enligt Claesson m fl (1985) beräknas den stationära värmeförlusten för ett lager med plana begränsningsytor, sk parallelepiped, genom att förlusten för ett cylinderformat lager beräknas och korrigeras med en geometriberoende faktor. Om höjd och volym väljs lika i de båda fallen fås följande samband:

$$Q_{st} = \lambda \cdot (t_m - t_o) \cdot D \cdot h \cdot f \quad (5:1)$$

Där är:

- $Q_{st}$  = Stationär värmeförlust (W)  
 $\lambda$  = Bergmaterialets värmeledningstal (W/m, °C)  
 $t_m$  = Värmelagrets årsmedeltemperatur (°C)  
 $t_o$  = Omgivningens årsmedeltemperatur (°C)  
 $D$  = Djup under markytan för värmelagrets överyta (m)  
 $h$  = Värmeförlustfaktor som funktion av kvoterna R/D och H/D  
 $R$  = Cylinderns radie (beräknas enligt  $R = \sqrt{\frac{L \cdot B}{\pi}}$ ) (m)  
 $L$  = Parallelepipedens längd (m)  
 $B$  = Parallelepipedens bredd (m)  
 $H$  = Cylinderns höjd (m)  
 $f$  = Korrektionsfaktor som funktion av kvoterna B/H och L/H

Värden för faktorerna h och f ges i tabellerna 5.6 och 5.7

Följande ingångsvärden gäller:

$$\begin{array}{l}
 \lambda = 3,5 \text{ W/m, } ^\circ\text{C} \\
 t_m = 65 \text{ } ^\circ\text{C} \\
 t_o = 7,9 \text{ } ^\circ\text{C} \\
 D = 30 \text{ m} \\
 L = 153,6 \text{ m} \\
 B = 110,0 \text{ m} \\
 H = 30 \text{ m} \\
 h = 95,9 \\
 f = 1,1
 \end{array}
 \left. \vphantom{\begin{array}{l} L \\ B \\ H \end{array}} \right\} \rightarrow R = 73,3 \text{ m}$$



Samband (5:1) ger värmeförlusten:

$$Q_{st} = 422 \text{ kW}$$

Årsvärmeförlusten är därmed 3700 MWh vilket kan jämföras med 4680 MWh för alternativet med fyra separata berg-rumsskepp. I det förra fallet behövs en solfångararea som är omkring 2700 m<sup>2</sup>, d v s ca 2% mindre än i det senare fallet. För alternativet med berg-rum i två plan är värmeförlusten 2640 MWh. I det fallet behövs en solfångararea som är omkring 5500 m<sup>2</sup>, d v s ca 4% mindre än i fallet med separata berg-rum.

Tabell 5.6 Värmeförlustfaktor h för cylinderformat lager under mark enligt samband 5:1.

H D	20	63			230	569	1064	1716
	15	54			213	547	1038	1686
	10	43			194	521	1006	1649
	5	31	57	89	171			
	4	28	53	84	165			
	2	21	44	73	150	456	923	1549
	1	17	32	66	140			
		1	2	3	5	10	15	20
		R/D						

Tabell 5.7 Förhållandet f mellan värmeförlusten för parallelepiped och cylinder med samma volym och höjd enligt samband 5:1.

B/H	10						1.08	
	5					1.06	1.12	
	2				1.05	1.14	1.36	
	1			1.05	1.10	1.33	1.68	
	1/2		1.05	1.08	1.24	1.64	2.18	
	1/5	1.02	1.09	1.25	1.53	2.22	3.08	
		1/5	1/2	1	2	5	10	
		L/H						

Transienta värmeförluster

Här behandlas ett tänkt fall med en lagervolym vars temperatur i startögonblicket momentant höjs ett visst antal grader över omgivningstemperaturen. Värmeförlusterna blir då stora den första tiden och avtar successivt ner emot den stationära värmeförlustens storlek.

Enligt Claesson m fl (1985) beräknas de transienta värmeförlusterna för ett parallelepipedformat lager med hjälp av följande samband:

$$Q_{tr} = \lambda \cdot (t_m - t_o) \cdot \left[ \frac{A}{\sqrt{\pi \cdot a \cdot t}} + 0,6 \cdot L_e \right] \quad (5:2)$$

Där är:

$Q_{tr}$	= Transient värmeförlust	(W)
A	= Total omslutningsyta	(m <sup>2</sup> )
$L_e$	= $4 \cdot (L+B+H)$ = Sammanlagd kantlinjelängd	(m)
a	= $\lambda/C$ = Bergmaterialets temperaturledningstal	(m <sup>2</sup> /s)
C	= Bergmaterialets volymetriska värmekapacitet	(J/m <sup>3</sup> , °C)
t	= Tid från start	(s)

Övriga beteckningar enligt samband 5:1

Samband (5:2) gäller vid tider som uppfyller villkoret:

$$\frac{\sqrt{a \cdot t}}{L_1} < \frac{1}{2} \quad L_1 = \frac{1}{2} \cdot \text{Min}(L, B, H) \quad (5:3)$$

Följande ingångsvärden gäller:

$$\left. \begin{array}{l} \lambda = 3,5 \text{ W/m, } ^\circ\text{C} \\ C = 3,5 \cdot 10^6 \text{ J/m}^3, ^\circ\text{C} \\ t_m = 65 ^\circ\text{C} \\ t_o = 7,9 ^\circ\text{C} \end{array} \right\} \rightarrow a = 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$$

$$\left. \begin{array}{l} L = 153,6 \text{ m} \\ B = 110,0 \text{ m} \\ H = 30,0 \text{ m} \end{array} \right\} \rightarrow \begin{array}{l} A = 49.610 \text{ m}^2 \\ L_e = 1174 \text{ m} \end{array}$$

$$L_1 = 15 \text{ m}$$

Enligt samband (5:3) kan samband (5:2) användas för tider på upp till omkring 7 år. Den framräknade värmeförlusten är efter 7 år ca 20% större än den stationära värmeförlusten. Om lagervolymen istället betraktas som en stående cylinder kan beräkningssamband liknande samband (5:2) användas för tider längre än 7 år. Detta är gjort i en jämförelse mellan datorberäkning med SST-

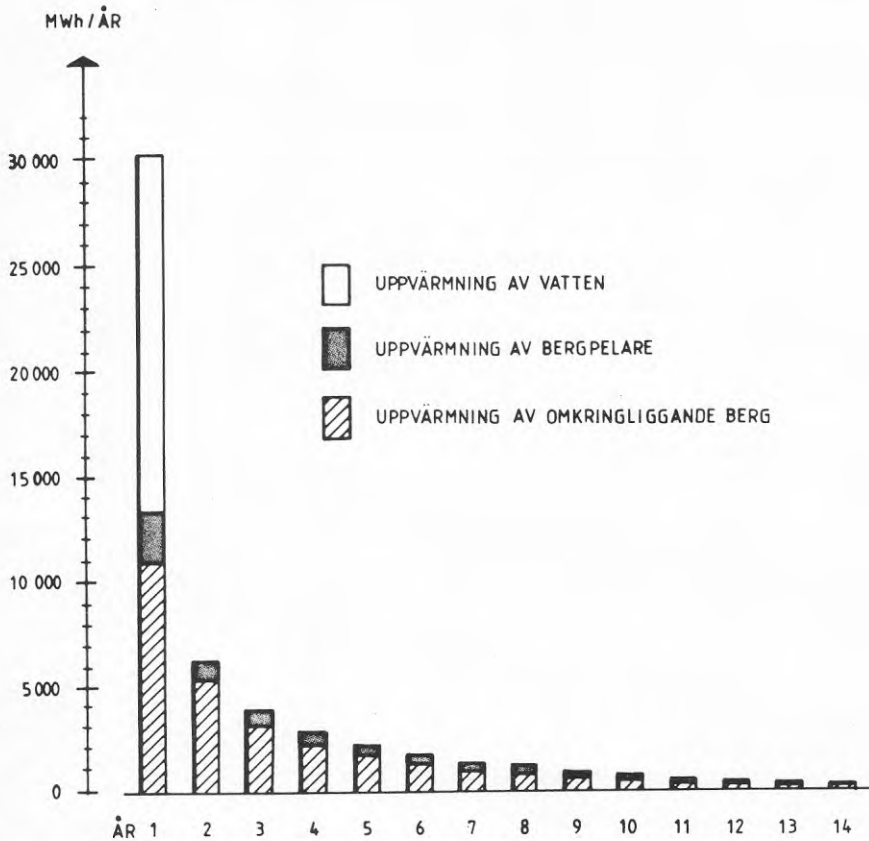
modellen och analytisk beräkning. En mycket god överensstämmelse har därvid fått mellan beräkningsresultaten. Stationär värmeförlust fås enligt dessa beräkningar efter 15 år. Med ledning av detta antas värmeförlusten minska rätlinjigt från det transienta värdet efter 7 år till det stationära värdet efter 15 år.

Enligt samband (5:2) är den genomsnittliga förlusteffekten 1960 kW under det första året vilket är mellan 4 och 5 gånger högre än det stationära värdet. Vid datorberäkning med SST-modellen efterliknas dock verkligheten under det första driftåret på ett bättre sätt. Efter fyllning med älvvatten som är lämpligt i Kungälvfallet uppvärms detta med solvärme. Värmelagrets årsmedeltemperatur är därför endast ca 50°C varför samband (5:2) ger för hög värmeförlust för startåret. Med ledning av datorberäkningen är startårets värmeförlust reducerad med 15 %.

De transienta värmeförlusternas storlek under de 15 första åren visas i figur 5.14. Sammanlagt uppgår värmeförlusterna till 84.150 MWh av vilka 55.500 MWh är stationära förluster. De egentliga uppvärmningsförlusterna uppgår alltså sammanlagt till 28.650 MWh. Till dessa uppvärmningsförluster för bergpartierna omkring värmelagret ska läggas uppvärmningsförluster för dels bergpartierna mellan bergrumsskeppen och dels vattenvolymer i lagret. Den senare förlusten sker under startåret och uppgår till 17.000 MWh vid uppvärmning från 8°C till 45°C som är den lägst utnyttjningsbara temperaturen med hänsyn till fjärrvärmetemperaturerna. Den förra förlusten är 6290 MWh vilket åtgår för att under några år värma upp bergpartierna från 8°C till 65°C som är värmelagrets slutliga årsmedeltemperatur. Förlusten antas vara fördelad över de 15 första åren på samma sätt som uppvärmningsförlusten för omkringliggande bergpartier enligt figur 5:14.

Den sammanlagda uppvärmningsförlusten är därmed omkring 52 GWh vilken kan jämföras med 85 GWh för alternativet med fyra separata bergrumsskepp respektive 67 GWh för alternativet med bergrum i två plan. Värmeförlusten både för omkring- och mellanliggande bergpartier är större för alternativet fyra bergrum än för det valda alternativet medan det för alternativet bergrum i två plan huvudsakligen är förlusten för mellanliggande bergpartier som är större.

Vid slutlig bestämning av tillsatsvärmebehov för att täcka uppvärmningsförlusterna kan hänsyn tas till att solfångarsystemets effektivitet är större det första driftåret med lägre lagertemperatur än övriga år. Solfångarnas värmeutbyte ligger enligt datorberäkningarna ca 50 kWh/m<sup>2</sup> högre det första driftåret än övriga år vilket med 125.800 m<sup>2</sup> solfångare ger ca 6 GWh större solvärmeproduktion. Det totala tillsatsvärmebehovet uppgår således till omkring 46, 79 respektive 61 GWh för de tre bergrumsalternativen.



Figur 5.14 Fördelning av uppvärmningsförlusterna för föreslagen lagerutformning (Fig. 5.12)

#### Ekonomisk jämförelse mellan bergrumsalternativen

Av de tre bergrumsalternativen har det valda alternativet lägst sammanlagd anläggningskostnad för solfångare och värmelager samt kostnad för tillsatsvärme under uppvärmningsfasen vilket framgår av tabell 5.8.

Förutom nämnda kostnadsposter är även installationskostnaden för värmelagrets in- och urlagringskretsar medtagen i jämförelsen. Det valda alternativet har lägre installationskostnad än alternativet 4 bergtrum genom att kretsarna kan nå hela vattenvolymen i en enda, centralt placerad sektion rakt under servicecentralen (fig. 5.12). Vid 4 bergtrum måste 4 sektioner med vertikala rör sammanbundna med horisontella rör i små bergtunnlar

ovanför bergrummen användas. De högre installationskostnaden för alternativet bergrum i två plan beror på längre vertikala rör än för det valda alternativet.

Lagerkostnaderna skiljer sig åt beträffande dels anläggningens kostnad för nerfartstunnlar, dels bergförstärkningskostnader och dels kostnader för kommunicerande bergtunnlar mellan skeppen. För alternativet bergrum i två plan behövs bergförstärkning med sprutbetong till en kostnad av ca 60 kr/m<sup>2</sup> över uppskattningsvis 50% av mittpelarnas väggytor. Sammalunda behövs för det valda alternativet. Alternativet i två plan beräknas kräva 6 tunnlar med 20 m<sup>2</sup> tvärsektion mellan de två planen till en kostnad av 8000 kr/m. Samma specifika kostnad gäller för nedfartstunneln som för det alternativet är 350 m längre än för övriga två alternativ.

Alternativet 4 bergrum är grundalternativet i tabell 5.8 gentemot vilket kostnadsskillnader anges för övriga två alternativ. Den ekonomiska jämförelsen är uppbyggd på **nuvärden** för anläggnings- och tillsatsvärmekostnaderna. För solfångarsystemet bildas nuvärdet av summan av kostnaden för det ursprungliga systemet och nuvärdet av kostnaden för ett nytt system anlagt 20 år senare. För installationerna är nuvärdet baserat på återanskaffningar efter 15 samt 30 år. Tillsatsvärmekostnaden är summa nuvärde av naturgasbaserad värmealstring under 15 års tid enligt det föregående. Värmekostnaden är satt till 150 kr/MWh<sub>v</sub> med realprisökning på 2% per år.

Som framgår av tabell 5.8 är det totala nuvärdet av kostnadssumman omkring 2 Mkr lägre för det valda alternativet än för alternativet bergrum i två plan. Det senare alternativets byggtid bedöms vara längre än det valda alternativets vilket också bör tas med i bilden vid en fullständig kostnadsjämförelse. Den enda nämnvärda fördelen med alternativet bergrum i två plan är att det ger minst solfångararea vilket allmänt sett kan ha betydelse med tanke på marktillgång. I Kungälvfallet är detta dock inget problem (kapitel 6).

Tabell 5.8 Ekonomisk jämförelse mellan olika bergrumsalternativ vid lagervolymer 396.400 m<sup>3</sup>. Nuvärden för grund- och återanskaffning av solfångarsystem och installationer samt summa nuvärde för naturgasbaserad tillsatsvärme under uppvärmningsfasen. Kostnadsskillnader (+högre kostnad/-lägre kostnad) gentemot grundalternativet med 4 separata bergrum.

	Kostnad 4 separata bergrum (kkr)	Kostnadsskillnad Sammanhängande/separata bergrum i 1 plan 2 plan (kkr)	
<u>Värmelager</u>			
o Bergrum inkl. förstärkning	38 300	+ 500	+1 000
o Nerfartstunnel	3 300	0	+2 800
<u>Solfångarsystem</u>	209 200	- 4 400	-9 000
<u>Installationer</u> <sup>1)</sup>	3 700	- 2 100	- 900
<u>Uppvärmning 15 år</u>	11 100	- 4 700	-2 500
Summa nuvärde	265 600	- 10 700	-8 600

1) In- och urlagringskretsar

### 5.3 Kraftvärme kombinerad med solvärme

#### 5.3.1 Dimensionering och värmeteknisk funktion

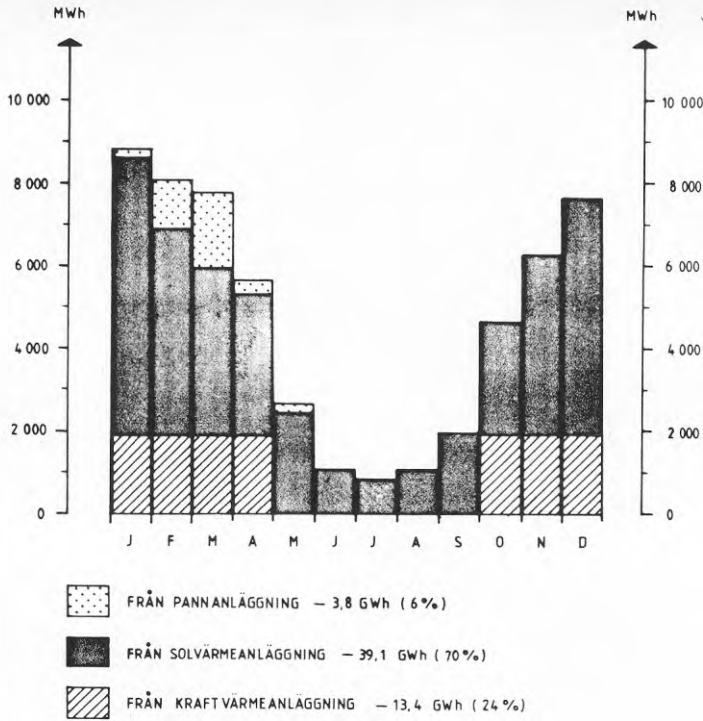
I huvudalternativet utan kraftvärme krävs 25% tillsatsvärme. Detta motsvarar 14,1 GWh/år och tillförs huvudsakligen under årets tre första månader (Figur 5.7). Pannanläggningen för tillsatsvärme måste dimensioneras för 22 MW värmeeffekt vid direkt anslutning till fjärrvärmesystemet såsom i det alternativet.

Tillsatsvärmealstringen kan istället ske med hjälp av en kraftvärmeanläggning där el och värme samtidigt produceras. Ur elproduktionssynpunkt är det främst intressant med kraftvärmedrift under sju månader från oktober till april. Detta eftersom elpriserna, d v s priserna för skräkraft från högspänningsnätet, under den tiden är högst på året. All tillsatsvärme bör emellertid ej komma från kraftvärmeanläggningen. Den skulle i så fall behöva

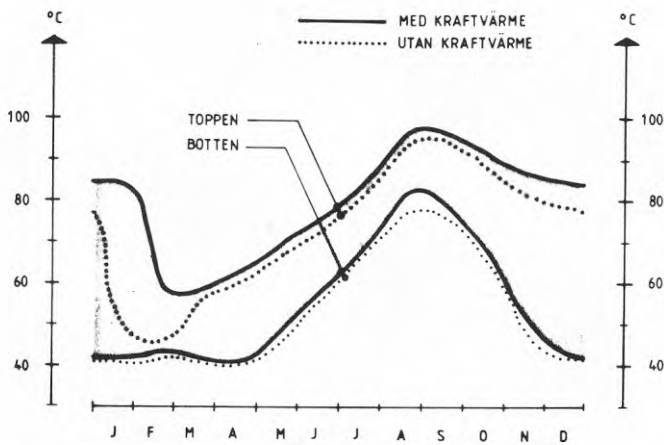
storleksdimensioneras för att klara hela tillsatsvärmebehovet under ett år med minimal solinstrålning och maximalt värmebehov vilket är ekonomiskt ogynnsamt. I ett sådant fall vore det dessutom svårt att år från år variera kraftvärmedriften så att risken för alltför stora effektivitetsminskningar hos solvärmeanläggningen kunde undvikas. Storleksdimensioneringen görs istället lämpligen så att kraftvärmeanläggningen står för all tillsatsvärmealstring under ett år med maximal solinstrålning och minimalt värmebehov (15 % avvikelse från normalårsvärden). Med den utgångspunkten kan en kraftvärmeanläggning i kombination med huvudalternativets solvärmeanläggning svara för ca 80% av all tillsatsvärme. Resterande tillsatsvärme måste komma från en pannanläggning. Med den senare klaras variationerna år från år samt även det större tillsatsvärmebehovet under värmelagrets uppvärmningsfas.

För det fall att kraftvärmeanläggningen är direkt ansluten till värmelagret visas fördelningen mellan sol-, kraft- och tillsatsvärme i fjärrvärmeproduktionen under olika tider på året i figur 5.15. Kraftvärmeförsölet är 1,9 GWh/månad och sammantaget 13,4 GWh/år. Den svarar därmed för ca 24% av fjärrvärmeproduktionen och motsvarande är ca 70% för solvärmeanläggningen. Den senares nettoproduktion av solvärme ligger således lägre med än utan kraftvärme där solvärmens svarar för 75% av fjärrvärmeproduktionen. Orsaken är att värmelagrets temperaturer i genomsnitt ligger ca 5°C högre i fallet med än i fallet utan kraftvärme (Figur 5.16). Detta medför dels att solfångarnas värmeutbyte minskar och dels att lagervärmeförlusten ökar något vid kombinationen sol-kraftvärme. Ett sätt att motverka detta är att öka lagervolymer vilket dock innebär att totalekonomin blir sämre.

Kraftvärmeanläggningen lämnar om den drivs kontinuerligt i sju månader värmeeffekten 2,6 MW vilket genomgående är lägre än fjärrvärmesystemets värmeeffektbehov. Det behövs en ungefär dubbelt så stor kraftvärmeproduktion alstrad av en anläggning som drivs enbart dagtid för att värmeeffekten ska bli så stor att värmelagret används för dygnsutjämning i början och i slutet av sju månadersperioden. Ur den synvinkeln är alltså behovet av direkt lageranslutning litet för aktuella storlekar på kraftvärmeanläggningar. Ett motiv för direkt anslutning är dock att det är lättare att få effektiv samdrift mellan kraft- och solvärme än om kraftvärmens ansluts direkt till fjärrvärmesystemet (Avsnitt 5.1.3). För pannanläggningen kan samma anslutningsledningar användas vilket ger en enkel systemformning (Figur 5.2). Erforderlig värmeeffekt för pannanläggningen beräknas till ca 20 MW eftersom kraftvärmeanläggningen täcker resterande effektbehov upp till 22 MW. Detta kräver samdrift av kraft- och tillsatsvärme så att lagrets toppskikt hela tiden hålls på temperaturer kring 100°C. För att säkerställa detta kan det nedersta utloppet i urlagringskretsen placeras högt (Figur 5.2).



**Figur 5.15** Fördelning mellan sol-, kraft- och tillsatsvärme i fjärrvärmeproduktionen under normalår vid 125.800 m<sup>2</sup> solfångare och 396.400 m<sup>3</sup> vattenvolym i bergrum.



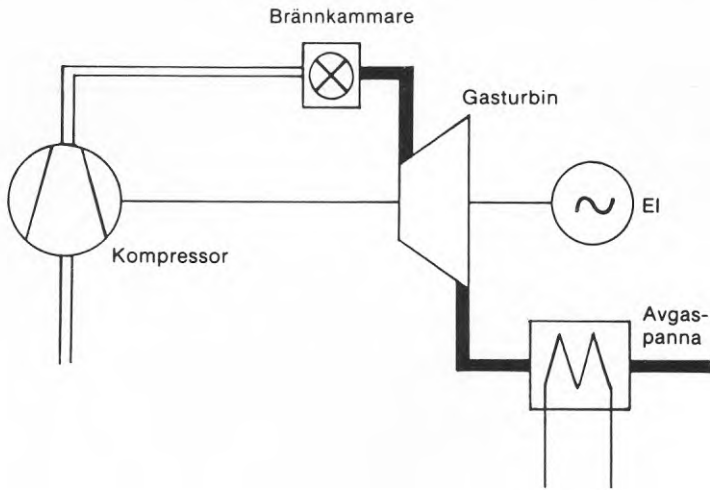
**Figur 5.16** Värmelagrets temperaturvariation under normalår för solvärmeanläggningen med och utan kraftvärme. 125.800 m<sup>2</sup> solfångare och 396.400 m<sup>3</sup> vattenvolym i bergrum.



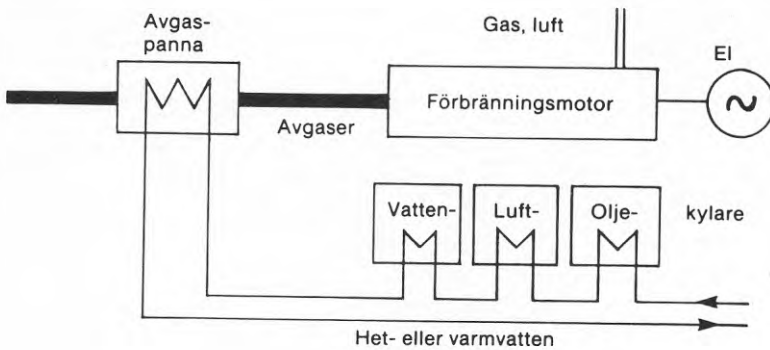
Utgående från kraftvärmeunderlaget på 13,4 GWh/år är den möjliga elproduktionen beräknad för två olika typer av kraftvärmeanläggningar. Dessa är gasturbin respektive förbränningsmotor med naturgas som bränsle. Principen för en kraftvärmeanläggning med gasturbin visas i figur 5.17. Anläggningen är uppbyggd av huvudkomponenterna kompressor, brännkammare, gasturbin och avgaspanna. I avgaspannan kyls turbinens avgaser genom att de avger värme till värmesystemet. Avgaspannan kan vara konstruerad för tillsatseldning. Alternativt sker tillsatseldningen i en helt separat pannenhet. I figur 5.18 visas principen för en kraftvärmeanläggning med förbränningsmotor. Större motorer arbetar efter dieselprincipen och utförs för olje/gasbränsleblandningar där 5-8% av den med bränslet tillförda energimängden utgörs av dieselolja som används för tändningsändamål. Värme tas till vara i motorns smörjoljekylare, mantelkylare, luftkylare samt ur motorns avgaser i anläggningens avgaspanna.

En avgörande skillnad mellan anläggningstyperna är storleken på förhållandet mellan el- och värmeproduktion, den sk elutbytesfaktorn. I det här sammanhanget är elutbytesfaktorerna 0,49 respektive 1,10 använda för gasturbin respektive förbränningsmotor. För att få möjlig nettoproduktion av el måste hänsyn tas till nedsatt tillgänglighet genom driftstopp av olika slag samt till att en viss egenförbrukning av el alltid sker under drift. Viktigare antagna prestandauppgifter för de båda anläggningstyperna anges i tabell 5.9.

Möjlig nettoproduktion av el är med dessa uppgifter ca 5,3 GWh/år respektive 12,8 GWh/år för gasturbin- respektive motoranläggningen. För kombinationen solkraftvärme sammanfattas dimensioneringsresultatet i tabell 5.10. I tabellen anges även uppgifter för huvudalternativet utan kraftvärme (tabell 5.1). Som kraftvärmeproduktion anges kraftvärmeunderlaget i tabellen. Enligt ovan är dock den verkliga kraftvärmeproduktionen mindre varför tillsatsvärmeproduktionen i verkligheten är större än angivet i tabellen. Den verkliga kraftvärmeproduktionen fås genom att multiplicera värmeunderlaget med tillgängligheten för respektive anläggningstyp enligt tabell 5.9.



Figur 5.17 Principen för en kraftvärmeanläggning med gasturbin och avgaspanna ansluten till fjärrvärmesystem (enligt Statens Energiverk, 1986).



Figur 5.18 Principen för en kraftvärmeanläggning med förbränningsmotor och avgaspanna ansluten till fjärrvärmesystem (enligt Statens Energiverk, 1986).

Tabell 5.9 Prestandauppgifter för moderna, naturgaseldade kraftvärmelanläggningar med gasturbin respektive förbränningsmotor samt avgaspanna. Elutbytesfaktorn ger förhållandet mellan el- och värmeproduktion. Delverkningsgraden är förhållandet mellan el- respektive värmeproduktion och bränslets energiinnehåll före energiomvandling. Tillgängligheten anger den del av all planerad drifttid som anläggningen fungerar utan driftstopp.

	Gasturbin* + Avgaspanna	Förbränningsmotor** + Avgaspanna
o Elutbytesfaktor	0,49	1,10
o Delverkningsgrad el/ värme (%)	83/86	77/79
o Tillgänglighet (%)	95	93
o Egenförbrukning (MW <sub>e</sub> )	0,2	0,2

\* Anläggningar större än ca 1,5 MW<sub>e</sub> brutto

\*\* Anläggningar större än ca 3 MW<sub>e</sub> brutto

Tabell 5.10 Dimensioneringsresultat för alternativet med kraftvärme och solvärme samt jämförelse med huvudalternativet utan kraftvärme. I båda fallen är solfångararean 125.800 m<sup>2</sup> och lagervolymen 396.400 m<sup>3</sup>. Kraftvärmeanläggningens grundprestanda anges i tabell 5.9. Procenttalen refererar till värmemängden i respektive huvudrubrik. 1 GWh/år = 1000 MWh/år, GWh<sub>e</sub> är elproduktion

	Solvärmeanläggning	
	Med kraftvärme <sup>1)</sup>	Utan kraftvärme
<u>Fjärrvärmeproduktion</u>	56,3 GWh/år (100%)	56,3 GWh/år (100%)
Solvärme	39,1 GWh/år ( 70%) <sup>2)</sup>	42,2 GWh/år ( 75%)
Kraftvärme	13,4 GWh/år ( 24%)	-
Tillsatsvärme	3,8 GWh/år ( 6%)	14,1 GWh/år ( 25%)
<u>Solvärmeproduktion brutto</u>	43,4 GWh/år (100%)	45,9 GWh/år (100%)
Lagerförlust	4,3 GWh/år ( 10%)	3,7 GWh/år ( 8%)
Solvärmeproduktion netto	39,1 GWh/år ( 90%)	42,2 GWh/år ( 92%)
<u>Solinstrålning mot solfångarna</u>	140,3 GWh/år (100%)	140,3 GWh/år (100%)
Nyttig värme från solfångarna	43,4 GWh/år ( 31%)	45,9 GWh/år ( 33%)
<u>Erforderlig kapacitet hos tillsatspannor</u>	20 MW	22 MW
<u>Elproduktion netto<sup>3)</sup></u>		
Gasturbin + Avgaspanna	5,3 GWh <sub>e</sub> /år	-
Förbränningsmotor + avgaspanna	12,8 GWh <sub>e</sub> /år	-

1) Kraftvärmedrift oktober-april

2) Kraftvärmeunderlag, d v s värmeproduktion vid 100% tillgänglighet

3) Med hänsyn till verklig tillgänglighet

### 5.3.2 Olika proportioner mellan kraft- och solvärme

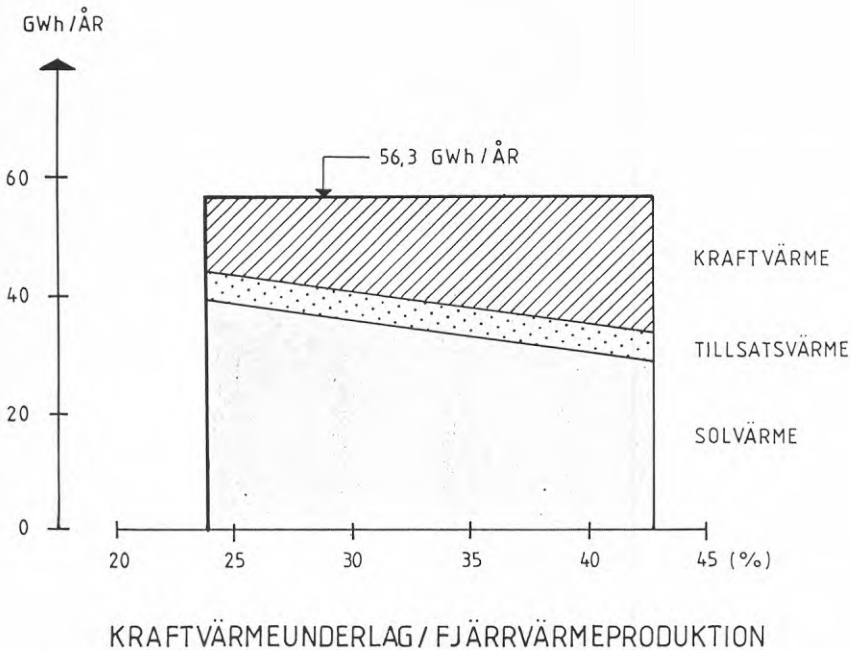
Kraftvärmeunderlaget representerar 24% av all fjärrvärmeproduktion för det ovan redovisade fallet med kraft- och solvärme. Nettoproduktionen av el är 5,3 GWh<sub>e</sub>/år respektive 12,8 GWh<sub>e</sub>/år för kraftvärmeanläggningen utrustad med gasturbin respektive förbränningsmotor. Detta motsvarar eleffekterna 1,1 respektive 2,7 MW<sub>e</sub> netto vid kontinuerlig kraftvärmedrift under sju månader. Från elenergisympunkt ligger därmed den möjliga elproduktionen i de två kraftvärmefallen på ca 2% respektive 5% av Kungälv elverks sammanlagda råkraftinköp som idag uppgår till ca 275 GWh<sub>e</sub>/år. Från eleffektsympunkt är motsvarande andelar ca 1,5% respektive 3,6% av en maximal effekt på ca 75 MW<sub>e</sub>.

Som mer i detalj framgår av kapitel 10 om försörjningsfrågor krävs eleffekter på mellan 5 och 10 MW<sub>e</sub> i Kungälv kommun för att klara de viktigaste samhällsfunktionernas elbehov. En relativt begränsad effekttillgång räcker alltså för att bemästra situationer med störningar i kraftleveranserna från högspänningsnätet. Anledning är att elverket förfogar över en mycket modern anläggning för sk rundstyrning och fjärrkontroll av den lokala eldistributionen. Det betyder att en knapp effekttillgång rationellt kan fördelas mellan olika abonnentkategorier. På så sätt kan kommunala verk, livsmedelsbutiker, lantbruk med mjölkkor etc samt även enskilda hushåll få el på i olika tider efter ett automatiskt styrt mönster.

Således behövs en kraftvärmeanläggning med större eleffekt än vad som gäller i det beskrivna dimensioneringsfallet för att få en elförsörjningsberedskap som är strategiskt intressant ur lokal synvinkel. Ett sätt är öka kraftvärmeunderlaget vilket medför att solvärmeanläggningens storlek måste minskas. I det följande belyses det alternativet med utgångspunkt från tidigare redogörelser för dimensionering och värmeteknisk funktion vars principer gäller även här (avsnitt 5.2.4, 5.3.1).

En solvärmeanläggning utan kraftvärme dimensionerad för 55% solvärme och 45% tillsatsvärme kräver solfångararean 88.800 m<sup>2</sup> och lagervolymen 246.700 m<sup>3</sup> i form av öppna, vattenfyllda bergrum (figur 5.11). Här är förhållandet mellan lagervolym och solfångararea ca 2,8 vilket är något lägre än i huvudalternativet (Figur 5.11). Liksom i huvudalternativet är den bästa lagerutformningen en sammanhängande bergrumsvolym (Figur 5.12) som här bildas av tre längsskepp och två tvärskepp i ett plan.

Den sammanlagda kraftvärmeförseln är 24,1 GWh/år vilket utgör 43% av fjärrvärmeproduktionen. Solvärmens svarar för ca 50% av fjärrvärmeproduktionen vilket alltså är 5% lägre än i grundfallet utan kraftvärme. Fördelningen mellan sol-, kraft- och tillsatsvärme för solvärmeanläggningar med storlekar motsvarande kraftvärmeunderlaget 25-45% visas i figur 5.19. Det framgår att tillsatsvärmebehovets storlek är oberoende av anläggningens storlek.



**Figur 5.19** Fördelningen mellan sol-, kraft- och tillsatsvärme i fjärrvärmeproduktionen under normalår som funktion av kraftvärmeunderlaget. Kraftvärmeproduktionen är 95% av kraftvärmeunderlaget vilket motsvarar en gasturbinanläggning.

Dimensioneringsresultat avseende fjärrvärme- och elproduktion i fallet med det större respektive det mindre kraftvärmeunderlaget sammanfattas i tabell 5.11. Med det större kraftvärmeunderlaget kan en eleffekt på 5,0 MW netto alstras genom kontinuerlig drift av en förbränningsmotor under sju månader. Denna eleffekt räcker dagtid endast till för att täcka krisbehovet i Kungälv

tätort medan den nattetid räcker för begränsad gatubelysning i kommunens alla tätorter. Från elenergisympunkt ligger den möjliga elproduktionen i nämnda fall på ca 9% av Kungälv's elverks årliga råkraftinköp idag.

Tabell 5.11 Dimensioneringsresultat för fall med olika proportioner mellan kraft- och solvärme. Kontinuerlig kraftvärmedrift oktober-april. Kraftvärmeanläggningarnas grundprestanda anges i tabell 5.9. Procenttalen refererar till värmemängden i respektive huvudrubrik. 1 GWh/år = 1000 MWh/år, GWh<sub>e</sub> är elproduktion.

	Stort kraftvärmeunderlag	Litet kraftvärmeunderlag
<u>Fjärrvärmeproduktion</u>	56,3 GWh/år (100%)	56,3 GWh/år (100%)
Solvärme	28,4 GWh/år ( 50%)	39,1 GWh/år ( 70%) <sup>1)</sup>
Kraftvärme	24,1 GWh/år ( 43%) <sup>1)</sup>	13,4 GWh/år ( 24%) <sup>1)</sup>
Tillsatsvärme	3,9 GWh/år ( 7%)	3,8 GWh/år ( 6%)
<u>Erforderlig kapacitet hos tillsatspannor</u>	18 MW	20 MW
<u>Elproduktion netto<sup>2)</sup></u>		
Gasturbin + Avgaspanna	10,2 GWh <sub>e</sub> /år	5,3 GWh <sub>e</sub> /år
Förbränningsmotor + avgaspanna	23,7 GWh <sub>e</sub> /år	12,8 GWh <sub>e</sub> /år

1) Kraftvärmeunderlag, d v s värmeproduktion vid 100% tillgänglighet

2) Med hänsyn till verklig tillgänglighet

En ytterligare minskning av solvärmeanläggningens storlek i syfte att öka kraftvärmeunderlaget skulle göra solvärmeställningen tämligen ointressant av skäl som tidigare berörts (avsnitt 5.2.4). För att nå en högre lokal elförsörjningsberedskap kvarstår här antingen möjligheten med en konventionellt utformad kraftvärmeanläggning för hela fjärrvärmeförsörjningen (avsnitt 5.3.3) eller möjligheten att kombinera solvärmeanläggningen med en kraftvärmeanläggning som drivs kortare tid än sju månader.

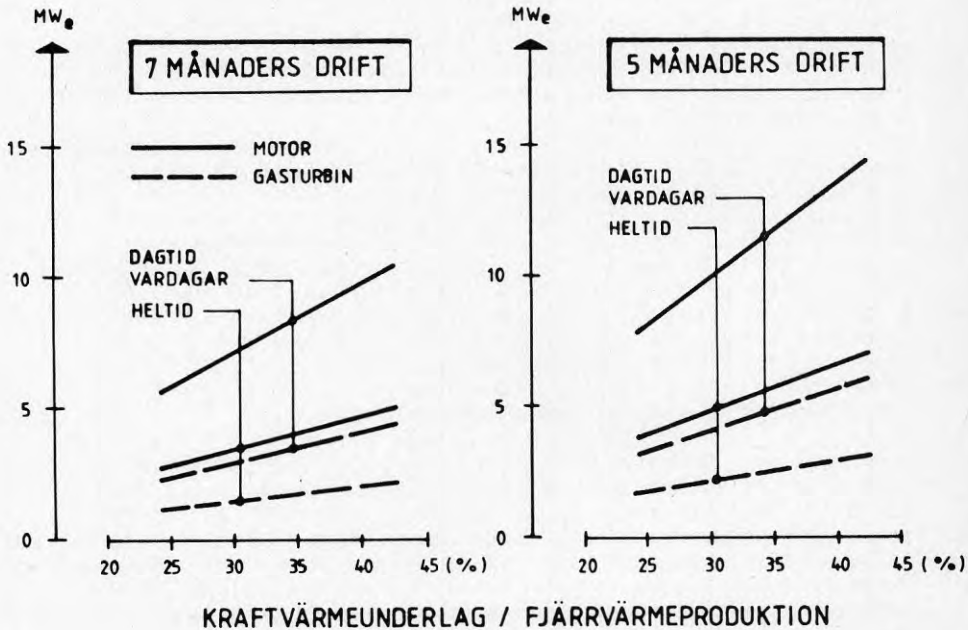
I det senare fallet är det en ekonomisk fråga som behandlas i avsnitt 5.4 om en större kraftvärmeanläggning med kort drifttid kan väljas jämfört med en mindre anläggning med lång drifttid. Ett förhållande som är gynnsamt för drift endast dagtid på vardagar under perioden oktober-april är att råkraftpriserna då är speciellt höga. För femmånadersperioden november-mars gäller de allra höga råkraftspriserna (avsnitt 5.4). I det följande belyses möjligheterna från ren värme- och elproduktionssynpunkt.

Som diskussionsexempel tas här anläggningstypen med förbränningsmotor eftersom denna ger högst eleffekt vid givet kraftvärmeunderlag. Dagtid på vardagar utgör 48% av all tid vilket innebär att effektalstringen behöver vara 2,08 gånger större vid dagdrift än vid heltidsdrift för att samma elenergiproduktion ska fås. Det betyder att en eleffekt på 5,6 MW respektive 10,4 MW netto kan alstras genom sju månaders dagdrift av kraftvärmeanläggningen för de två respektive kraftvärmeunderlagen enligt tabell 5.11. Vid fem månaders dagdrift är motsvarande eleffekter 7,9 MW respektive 14,6 MW netto. Vidare ger fem månaders heltidsdrift eleffekterna 3,8 MW respektive 7,0 MW netto. Motsvarande uppgifter för anläggningstypen med gasturbin kan avläsas i figur 5.20. Det största kraftvärmeunderlaget ger här eleffekten 6,1 MW<sub>e</sub> vid fem månaders dagdrift.

Från solvärmesynpunkt spelar det ingen nämnvärd roll vilken av driftuppläggningsarna som gäller för kraftvärmeanläggningen. Simuleringsberäkningar visar att solvärmeproduktionen blir nära nog lika stor (Tabell 5.11) i alla fall med samma kraftvärmeunderlag.

Eleffekter av storleksordningen 10-15 MW räcker som nämnts för att täcka krisbehovet i kommunens alla tätorter samt inom lantbruket. Alla hushåll kan få el i begränsad omfattning för matlagning under förutsättning att all elvärme bortkopplas. Det behövs således ett kraftvärmeunderlag av storleksordningen 45% av fjärrvärmeproduktionen och dagdrift av kraftvärmeanläggningen för att skapa en tillräckligt hög, lokal elförsörjningsberedskap. Ett mervärde i form att en hög sådan beredskap behövs för att motivera en tillämpning av solkraftvärmekombinationen i Kungälv. Möjligen kan motivet förstärkas om ett intresse för hög, lokal beredskap sammanfaller med ett intresse på nationell nivå för lokal elproduktion med kraftvärme. Det senare intresset ökar sannolikt under det kommande årtiondet om det blir nödvändigt att bygga nya centrala elproduktionsanläggningar till höga kostnader.





Figur 5.20 Alstrad eleffekt som funktion av kraftvärmeunderlaget vid varierande driftuppläggning för förbränningsmotor - respektive gasturbinanläggning. Dagtid vardagar utgör 48% av all tid.

### 5.3.3 Jämförelse med konventionell kraftvärme

Med konventionell kraftvärme till skillnad från kombinationen sol-kraftvärme menas här att kraftvärmeanläggningen lämnar värme direkt till fjärrvärmesystemet. Även vid konventionell kraftvärme behövs komplettering med tillsatsvärme för att klara speciellt höga värmeeffektbehov. En skillnad gentemot kombinationen sol-kraftvärme är att tillsatsvärmen även svarar för värmeförsörjningen under hela vår-sommar-höstperioden. Vidare finns det inget större motiv för bergrumsförläggning av värmecentralen som istället på vanligt sätt inryms i en konventionell hallbyggnad.

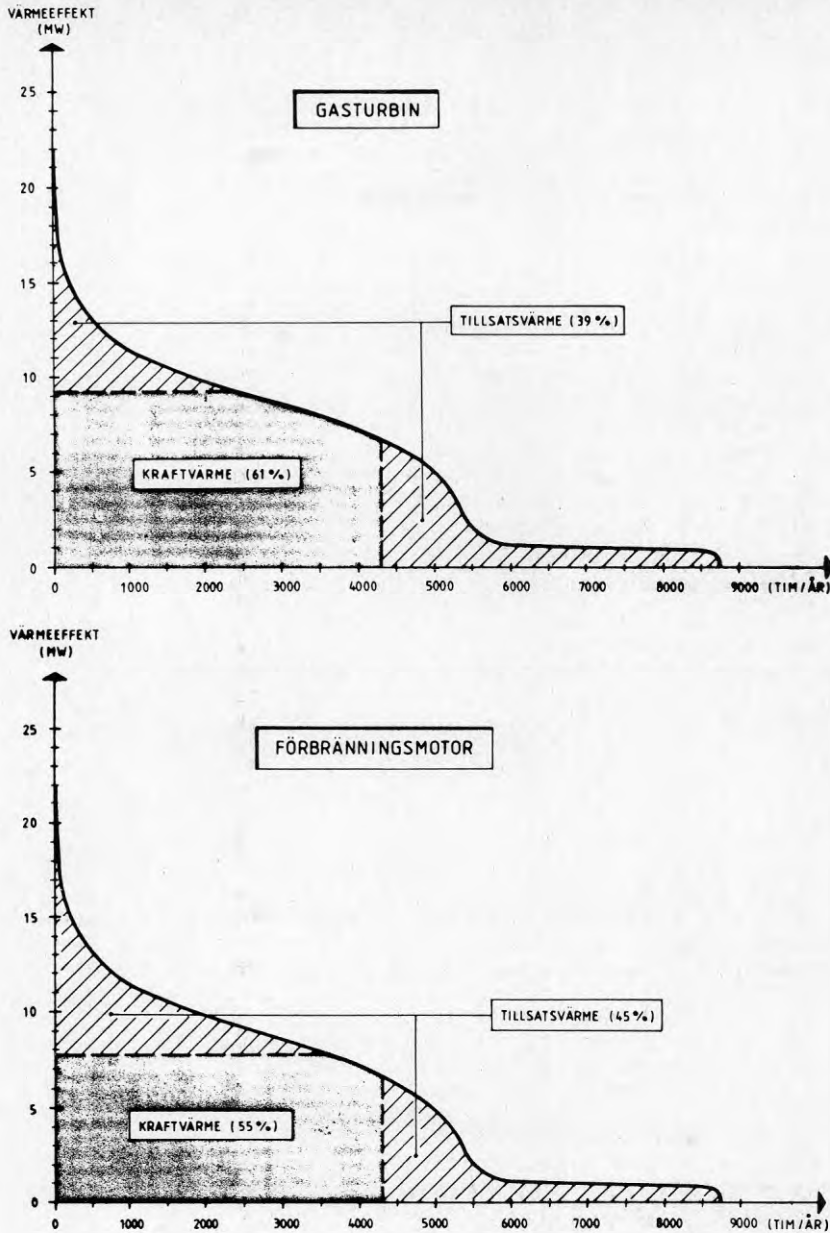
I det följande behandlas två olika typer av kraftvärmeanläggningar. Dessa är liksom i tidigare kapitel gasturbin respektive förbränningsmotor, båda med avgaspanna och naturgas som bränsle. Tillsatseldning med naturgas sker i en helt separat pannenhet. Principerna för de båda anläggningstyperna visas i figur 5.17 och 5.18.

Fördelningen mellan kraft- och tillsatsvärme i fjärrvärmeproduktionen framgår av varaktighetsdiagrammen i figur 5.21. Storleksdimensioneringen av kraftvärmeanläggningarna bygger på ett ekonomiskt optimeringsförfarande. Principen är att kraftvärmeeffekten bestäms så att en marginell förändring av dess storlek leder till att marginalintäkten från el- och värmeproduktionen blir lika stor som marginalkostnaden för den tillkommande värmeeffekten. Värmeintäkten baseras på kostnaden för alternativ värmeproduktion i en naturgaseldad pannanläggning. Kostnadsförutsättningar vad gäller elpriser (råkraft) och bränslepriser framgår av kapitel 8. För uppgifter om anläggningskostnader hänvisas till detaljkalkylen i avsnitt 5.4. Prestandauppgifter använda vid storleksoptimeringen anges i tabell 5.9.

Kraftvärmeanläggningarna är dimensionerade för kontinuerlig drift under sex månader. Nettoproduktionen av el är 16,1 GWh/år respektive 33,6 GWh/år för gasturbin - respektive förbränningsmotoranläggningen. De alstrade eleffekterna uppgår i de två fallen till 4,3 MW<sub>e</sub> respektive 8,4 MW<sub>e</sub> netto. Från elenergisympunkt ligger därmed den möjliga elproduktionen i de två kraftvärmefallen på ca 6% respektive 12% av Kungälv's Elverks årliga råkraftinköp idag. Från eleffektskympunkt fås en relativt begränsad täckning av krisbehovet i kommunen. Som redan nämnts behövs eleffekter av storleksordningen 10-15 MW<sub>e</sub> för att nöjaktigt tillgodose krisbehovet.

I det här sammanhanget har man jämfört med om kraftvärme kombineras med säsongslagrad solvärme mer begränsade möjligheter att öka eleffekten genom att välja en större kraftvärmeanläggning med kort drifttid. Större anläggningar än de valda måste förses med speciella dygnsvarmelager för att all alstrad värme ska kunna nyttiggöras i fjärrvärmesystemet.

Dimensioneringsresultat avseende fjärrvärme- och elproduktion för de två kraftvärmeanläggningarna sammanfattas i tabell 5.12. Dessa kan jämföras med motsvarande uppgifter för kombinationen sol-kraftvärme i tabell 5.11.



Figur 5.21 Fördelning mellan kraft- och tillsatsvärme i fjärrvärmeproduktionen för en konventionell kraftvärmeanläggning med gasturbin (överst) respektive förbränningsmotor (underst). Procenttalen refererar till fjärrvärmeproduktionen 56,3 GWh/år.

Tabell 5.12 Dimensioneringsresultat för konventionella kraftvärmeanläggningar. Kontinuerlig kraftvärmedrift oktober-mars. Kraftvärmeanläggningarnas grundprestanda anges i tabell 5.9. Procenttalen refererar till värmemängden i huvudrubriken. 1 GWh/år = 1000 MWh/år, GWh<sub>e</sub> är elproduktion.

Kraftvärmeanläggning med		
	Gasturbin + avgaspanna	Förbränningsmotor+ avgaspanna
<u>Fjärrvärmeproduktion</u>		
Kraftvärme <sup>1)</sup>	56,3 GWh/år (100%)	56,3 GWh/år (100%)
Tillsatsvärme	34,5 GWh/år ( 61%)	31,2 GWh/år ( 55%)
	21,8 GWh/år ( 39%)	25,1 GWh/år ( 45%)
<u>Erforderlig kapacitet hos tillsatspannor</u>	13 MW	14 MW
<u>Elproduktion netto<sup>1)</sup></u>	16,1 GWh <sub>e</sub> /år	33,6 GWh <sub>e</sub> /år

1) Med hänsyn till verklig tillgänglighet

#### 5.4 Ekonomi

Föreliggande avsnitt behandlar anläggningskostnader samt kostnader för värmeproduktion och distribution hos olika sol- och kraftvärmealternativ. Gemensamt för alla alternativ är distribution via fjärrvärmesystem i vars inmatningspunkt den sammanlagda årsvärmeleveransen är 56,3 GWh.

Anläggningskostnader för fjärrvärmesystem, solfångarsystem och värmelager är hämtade från kapitel 3, 6 och 7 medan anläggningskostnader för kraftvärmeanläggningar är hämtade från en speciell utredning inom området vilken gjorts som underlag till Kungälvutredningen (AB Rolmo Värmeteknik, 1987). För övriga anläggningskostnader lämnas hänvisningar vid respektive uppgift som presenteras i det följande.

Årliga kostnader sammansätts av kapitalkostnader för fjärrvärmesystem och värmeproducerande anläggningar, drift- och underhållskostnader samt bränslekostnader. När det gäller kapitalkostnader är annuitetsmetoden med 4% realränta använd som kalkylmetod. Ekonomiresultatens känslighet för ansatt realränta redovisas i avsnitt 5.4.4. Underhållskostnaderna beräknas enligt vanlig schablonmetod i procent av anläggningskostnaderna. Bränslekostnaderna är medelvärden för en 20-årsperiod beräknade med hänsyn till 2% real årlig höjning.

För ytterligare uppgifter om ekonomiska kalkylförutsättningar hänvisas till den detaljerade redovisningen i kapitel 8.

Den ekonomiska redovisningen i följande kapitel är baserad på detaljerade kalkylexempel för alternativ med solvärme, kraftvärme samt kombination av de båda värme-  
slagen. Värmekostnader och kostnadsuppdelningar m m för de redovisade alternativen jämförs med andra alternativ i tabeller och diagram.

#### 5.4.1 Huvudalternativet med 75% solvärme

Solvärmeanläggningen omfattar 125.800 m<sup>2</sup> plana solfångare, 396.400 m<sup>3</sup> vattenfyllda bergrum samt 8000 m<sup>3</sup> bergrum för värmecentral. Värmecentralen har golvytan 1000 m<sup>2</sup> och inrymmer en pannanläggning för tillsatsvärme, installations- och elteknisk utrustning för drift och kontroll samt personalutrymmen. Fjärrvärmesystemet ansluter till värmecentralen via en bergtunnel.

I fjärrvärmeproduktionen på 56,3 GWh/år svarar solvärmerna för 42,2 GWh/år (75%) och tillsatsvärmerna för 14,1 GWh/år. Pannanläggningen är naturgaseldad med gasförsörjning från det naturgasnät som antas finnas i Kungälv i början av 1990-talet.

I det följande redovisas kostnadskalkylen för värmeproducerande anläggning och fjärrvärmesystem. Här redovisas ett fall med direkt utbyggnad av hela solfångarfältet medan ett fall med etappvis utbyggnad redovisas i avsnitt 12.2.

### A. Anläggningskostnader

#### A1. Pannanläggning

För gaspannor inklusive el och övrig teknisk försörjning används specifika kostnaden 250 kr/kW<sub>v</sub> grundad på liknande utförda objekt. Anslutningsavgiften för naturgas är satt till 110 kr/kW<sub>p</sub> med ledning av erfarenheter från sydgasnätet.

Det erfordras tre pannenheter, vardera med kapaciteten 9 MW<sub>v</sub>, för att nöjaktigt klara tillsatsvärmningen. Det innebär att ca 80% av det maximala värmeeffektbehovet täcks vid bortfall av en pannenhet genom tekniskt fel. En bristrisk av den storleksordningen är acceptabel eftersom ett pannhaveri bör ta kort tid att åtgärda. Risken för pannbortfall genom tekniskt fel eller avbrott i naturgasdistributionen kan minskas om pannorna förses med brännare för både olja och gas. Merkostnaden uppgår till ca 1 Mkr vilken dock ej är medtagen i följande kostnadsuppställning.

Totalverkningsgraden vid naturgaseldning är satt till 0,95 (förutsätter avgaspanna). Följande kostnader fås:

o Gaspannor inkl teknisk försörjning	6 750 kkr
o Anslutningsavgift för naturgas	2 550 kkr
SUMMA	9 300 kkr

#### A2 Installationer i värmecentral och bergrum

Installationerna omfattar rör, pumpar och ventiler i värmelagrets in- och urlagringskretsar, värmeväxlare samt utrustning för luft-, vatten- och avloppsförsörjning, vattenbehandling, styrning och kontroll av anläggningen.

Specifika längdkostnaden för rören i in- och urlagringskretsarna är med ledning av kataloguppgifter från rörgrossister satt till 4000 kr/m (Ø 600 mm) respektive 2000 kr/m (Ø 300 mm). Vardera kretsen består av ca 140 m rör som till hälften löper i vatten där de är oisolerade och till hälften i bergtunnlar där de är värmeisolerade. I vardera kretsen ingår motordrivna trevägsventiler samt dubbla vätskepumpar (Ø 600 resp Ø 300 mm) vars kostnader även de är hämtade från rörgrossister. Värmväxlare för 69 MW respektive 20 MW vid temperaturdifferensen 5°C mellan primär- och sekundärsida är kostnadssatta med hjälp erfarenhetsvärdet 75 kr/kW för sk plattvärmväxlare. Specifika ytkostnaden för ventilations- respektive vatten- och avloppsinstallationer är satt till 200 kr/m<sup>2</sup> golvyta i värmecentralen vilket är vanligen använda schabloner för respektive typ av installation bland fackmän på området. Kostnaderna för vattenbehandling samt styrning och kontroll är uppskattade och bygger på erfarenheter från större, svenska solvärmearläggningar.

Följande kostnader fås:

o Rör i in- och urlagringskretsar	810 kkr
o Motorventiler och vätskepumpar	1 450 kkr
o Värmeväxlare solfångar-inlagringskrets respektive urlagrings-fjärrvärmekrets	7 100 kkr
o Ventilations- och VA-installationer	400 kkr
o Vattenbehandlingsutrustning	500 kkr
o Styr- och kontrollutrustning	1 000 kkr
o Installationsarbete - 2 månår	400 kkr
<b>SUMMA</b>	<b>11 700 kkr</b>

### A3 Solfångarsystem

Med specifika kostnader per m<sup>2</sup> solfångare enligt kapitel 6 gäller följande kostnader:

o Solfångarmoduler och stativ	86 800 kkr
o Fundament och markberedning	24 530 kkr
o Samlingsledningar	16 360 kkr
o Försäkringar och byggräntor	12 580 kkr
<b>SUMMA</b>	<b>140 270 kkr</b>

Specifika kostnaden för det helt kompletta solfångarsystemet är 1115 kr/m<sup>2</sup> varav 690 kr/m<sup>2</sup> är kostnaden för solfångarmoduler och stativ. I angivna kostnader ingår projekterings- och byggherrekostnader. Byggtiden beräknas till ca 2 år.

#### A4 Bergrum för värmelager och värmecentral

Enligt kapitel 7 ligger den specifika volymkostnaden för utsprängning av bergrummen med anslutande tillfartstunnlar på 105 kr/m<sup>3</sup>. I värmecentralen krävs efterarbeten för golv-, vägg- och takytor för vilka kostnaden 500 kr/m<sup>2</sup> golvyta är ansatt med ledning av vad som är vanligt i liknande byggsammanhang. I värmelagret krävs enligt entreprenörer på området bergförstärkning med sprutbetong till kostnaden 60 kr/m<sup>2</sup> över uppskattningsvis 50% av mittpelarnas väggytor. Kostnaden för vattenfyllning av lagret är satt till 2 kr/m<sup>3</sup> vilket beräknas gälla för att pumpa vatten från Nordre älv genom en provisorisk vattenledning.

Även kostnaden för anvärmning av vatten och omgivande bergpartier hänförs till bergrummets anläggningskostnad. Summa nuvärde för naturgasbaserad anvärmning uppgår till 6 360 kkr (tabell 5.8). Följande kostnader fås:

o Utsprängning av värmelager	41 620 kkr
o Utsprängning av värmecentral	840 kkr
o Efter- och förstärkningsarbeten	1 000 kkr
o Vattenfyllning	790 kkr
o Anvärmning	6 360 kkr
<b>SUMMA</b>	<b>50 610 kkr</b>

En kostnadsuppdelning visar att specifika byggkostnaden för värmelager respektive värmecentral uppgår till 124 kr/m<sup>3</sup> respektive 1340 kr/m<sup>2</sup> golvyta. Addering av kostnader för ventilations- och VA-installationer till sistnämnda kostnad ger 1740 kr/m<sup>2</sup> vilken ligger på ca 40% av kostnaden för en konventionell hallbyggnad (avsnitt 5.4.3).

I angivna kostnader ingår byggherre- och byggfinansieringskostnader. Byggtiden beräknas till ca 2 år.



A5 Fjärrvärmesystem

Kostnaderna för fjärrvärmesystemet är enligt kapitel 3 följande:

o Fjärrvärmekulvert	29 950 kkr
o Abonentcentraler	11 700 kkr
o Installationer i apparatrum och värmecentral	5 350 kkr
<b>SUMMA</b>	<b>47 000 kkr</b>

Specifika anläggningskostnaden för endast kulvertsystemet vars längd är 9800 m är 3 060 kr/m medan kostnaden ökar till 4800 kr/m om alla delkostnader tas med. I angivna kostnader ingår projekterings-, byggherre-, byggfinansierings- och markkostnader. Byggtiden beräknas till ca 2 år.

A6 Diverse och osäkerhet

Ett kostnadspåslag om 5% är medtaget för sådana anläggningskostnader som ej är baserade på detaljerade kalkyler

o 5% påslag på A1 och A2	1 070 kkr
--------------------------	-----------

B. Projektkostnader

Med projektkostnader menas projekteringskostnader, kostnader för upphandling, byggledning och kontroll (byggherrekostnader) samt kostnader för Byggfinansiering. Projekteringskostnaden för pannanläggning samt installationer är satt till 5% av anläggningskostnaden medan 2% gäller för bergrum. Byggherrekostnaden är beräknad efter en arbetsinsats på 3 manår. Kostnaden för byggfinansiering är baserad på byggränta 10%. Räntekostnaden för respektive anläggningsdel är beräknad genom att ta 10% på anläggningskostnaden för hela byggtiden och sedan multiplicera beloppet med faktorn 0,3. På så vis tas hänsyn till att upplåningen av kapital successivt ökar under byggtiden. Byggräntor är beräknade för pannanläggning och installationer medan räntor i övrigt ingår i angivna anläggningskostnader.

Följande kostnader fås:

o Projekteringskostnad	1 990 kkr
o Byggherrekostnad	600 kkr
o Byggfinansieringskostnad	1 340 kkr
<b>SUMMA</b>	<b>3 930 kkr</b>

C. Total anläggningskostnad

Total anläggningskostnad är summan av alla anläggningskostnader samt projektkostnader och anges här med uppdelningen:

o Värmeproducerande anläggning	212 950 kkr
o Fjärrvärmesystem	47 000 kkr
o Projektkostnader	3 930 kkr
<b>SUMMA</b>	<b>ca 263 900 kkr</b>

Fjärrvärmesystemets kostnad utgör ca 18 % av totalkostnaden medan solfångarsystemet svarar för hela 53 % av totalkostnaden.

D. Årskostnader

D1. Kapitalkostnader

Annuiteter är beräknade med utgångspunkt från avskrivningstider enligt kapitel 8. I följande kostnadsuppställning anges annuitetsvärden inom parentes och angivna årskostnader är framtagna genom multiplicering av anläggningskostnaderna med dessa värden.

Kostnadsposten "Diverse" enligt punkt A6 ovan är här fördelad på punkterna 1 och 2.

1.	Pannanläggning	(0.09)	879 kkr/år
2.	Installationer	(0.09)	1 134 kkr/år
3.	Solfångarsystem	(0.074)	10 380 kkr/år
4.	Bergrum	(0.051)	2 581 kkr/år
5.	Fjärrvärmesystem	(0.058/0.09) *	3 264 kkr/år
6.	Projektkostnader	(0.074)	290 kkr/år
SUMMA			18 528 kkr/år

\* Värdet 0.058 gäller kulverten och värdet 0.09 det övriga.

#### D2. Drift- och underhållskostnader

Underhållskostnaderna är beräknade i procent av anläggningskostnaderna. I följande kostnadsuppställning anges procenttalen inom parentes. Driftpersonalen utgörs av 2 man.

1.	Pannanläggning	(2%)	142 kkr/år
2.	Installationer	(1%)	126 kkr/år
3.	Solfångarsystem	(1%) *	1 233 kkr/år
4.	Bergrum	(0,5%) **	217 kkr/år
5.	Fjärrvärmesystem	(1%)	470 kkr/år
6.	Driftpersonal		400 kkr/år
SUMMA			2 588 kkr/år

\* Beräknat på allt utom markberedning

\*\* Beräknat på allt utom vattenfyllning och anvärning.

D3. Bränslekostnad

Pannanläggningen svarar för värmeproduktionen 14.075 MWh/år genom naturgaseldning med totalverkningsgraden 0,95. Naturgaspriset är satt till 0,143 kr/kWh, med uppräkningsfaktorn 1,19 för antagna prishöjningar kommande 20-årsperiod. Detta ger:

$$\text{Bränslekostnad } \frac{14\ 075}{0,95} \times 0,143 \times 1,19 = \underline{2\ 521 \text{ kkr/år}}$$

Elkostnaden för anläggningens vätskepumpar är ej medtagen i kostnadskalkylen av följande anledning. Omkring 50% av elenergin beräknas bli omvandlad till nyttig värme vilken kan betraktas som tillsatsvärme som alltså ersätter naturgasbaserad tillsatsvärme. Elenergens merkostnad är så ringa att värmekostnaden totalt sett påverkas mycket marginellt om merkostnaden tas med i kalkylen.

D4. Totalkostnad för värmeproduktion och distribution

Sammanlagt fås följande kostnad och kostnadsfördelning:

o Anläggningskostnad	18 528 kkr/år ( 78,4%)
o Drift- och underhållskostnad	2 588 kkr/år ( 11,0%)
o Bränslekostnad	2 521 kkr/år ( 10,6%)
<b>TOTALT</b>	<b>ca 23 640 kkr/år (100,0%)</b>

E. Specifika värmekostnader

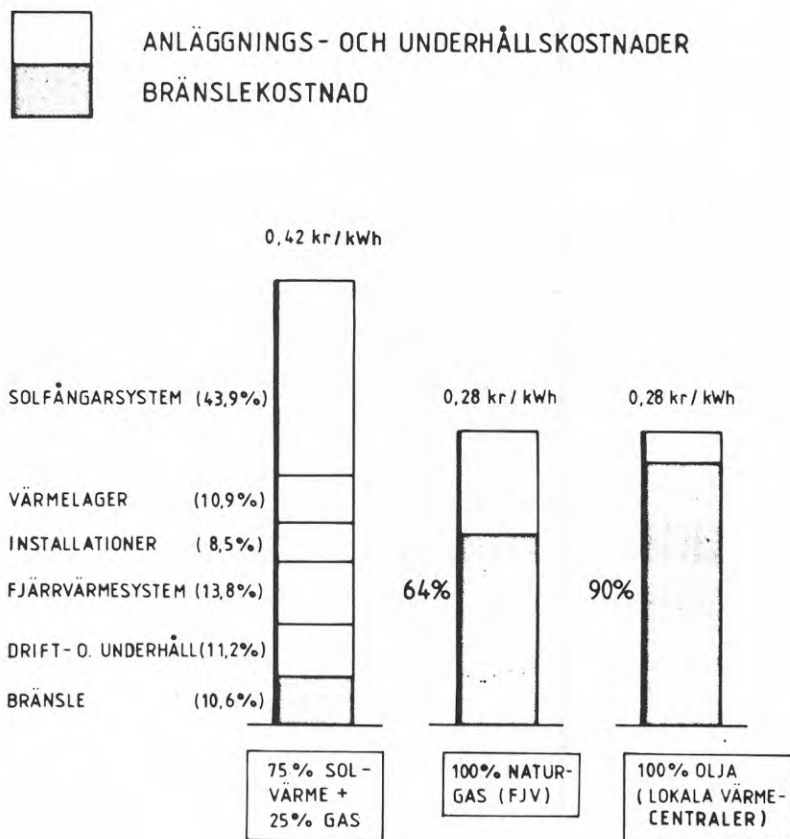
Specifika värmekostnader relaterade till årsvärmeproduktionen (56.300 MWh) är följande:

o Anläggningskostnader	0,329 kr/kWh ( 78,4%)
o Drift- och underhållskostnader	0,046 kr/kWh ( 11,0%)
o Bränslekostnad	0,045 kr/kWh ( 10,6%)
<b>TOTALT</b>	<b>ca 0,42 kr/kWh (100,0%)</b>

I figur 5.22 visas den specifika värmekostnaden med ytterligare uppdelning på anläggningens olika delar. Inräknat anläggnings- och underhållskostnad svarar solfångar- respektive fjärrvärmesystemet med ca 49% respektive 16% av specifika värmekostnaden för de två största kostnadsandelarna. Om fjärrvärmekostnaden borttas fås en ren värmeproduktionskostnad uppgående till ca 0,35 kr/kWh. Häri ingår 75% solvärmeproduktion med kostnaden 0,39 kr/kWh och 25% tillsatsvärmeproduktion med kostnaden 0,26 kr/kWh.

I figur 5.22 visas specifika värmekostnader även för två andra värmeförsörjningsalternativ som ingår i Kungälvutredningen (Kapitel 9). Dessa är helt naturgaseldad fjärrvärmecentral respektive dagens försörjningsalternativ med lokala oljepannor. Specifika värmekostnaden är 0,28 kr/kWh för båda alternativen. Alternativen skiljer sig väsentligt från solvärmealternativet när det gäller bränslekostnadens andel av värmekostnaden. I solvärmealternativet ligger andelen på ca 11% och i de andra alternativen är den 64% och 90%. Dessa förhållanden har betydelse när det gäller känslighet för oförutsedda bränsleprisökningar. Känsligheten ökar helt naturligt med ökande bränslekostnadsandel i värmekostnaden.

Känslighetsanalyser avseende bränsleprisets storlek redovisas i avsnitt 5.4.4.



Figur 5.22 Specifik värmekostnad för solvärmealternativet samt två andra värmeförsörjningsalternativ för Kungälv

#### 5.4.2 Kraftvärme kombinerad med solvärme

Den värmetekniska behandlingen enligt avsnitt 5.3.2 pekar på att kombinationen sol-kraftvärme fungerar relativt bra från solvärmesynpunkt. Från elproduktions-synpunkt krävs dock ett kraftvärmeunderlag av storleksordningen 45% av fjärrvärmeproduktionen för att få en tillräckligt hög, lokal elförsörjningsberedskap i Kungälv. Av den anledningen behandlas en mindre solvärmeanläggning än huvudalternativets i följande kalkylexempel.

Fallet med kraftvärme i kombination med huvudalternativets solvärmeanläggning redovisas i efterföljande diagram.

Den mindre solvärmeanläggningen omfattar 88.800 m<sup>2</sup> plana solfångare, 246.700 m<sup>3</sup> vattenfyllda bergrum samt 8000 m<sup>3</sup> bergrum för värmecentral. Värmecentralen har golvytan 1000 m<sup>2</sup> och inrymmer en pannanläggning för tillsatsvärme, installations- och elteknisk utrustning för drift och kontroll samt personalutrymmen. Fjärrvärmesystemet ansluter till värmecentralen via en bergtunnel.

Kraftvärmeanläggningen består av en naturgasdriven förbränningsmotor försedd med avgaspanna. Anläggningen är placerad i ett 18.000 m<sup>3</sup> stort bergrum i direkt anslutning till värmecentralen. Kraftvärmecentralen har golvytan 1500 m<sup>2</sup> och inrymmer dessutom en elanläggning för transformering och distribution av elproduktionen till kraftnätet. Här finns även verkstads- och förrådsutrymmen för serviceändamål. Anläggningen lämnar värme direkt till värmelagret och drivs kontinuerligt i sju månader från oktober till april. Den alstrar eleffekten 5,0 MW netto samt värmeeffekten 4,7 MW. Ett fall med gasturbinanläggning redovisas i efterföljande tabell och diagram. Även pannanläggningen är naturgaseldad. Gasförsörjning sker från det naturgasnät som antas finnas i Kungälv i början av 1990-talet.

Fördelningen i fjärrvärmeproduktionen mellan sol-, kraft- och tillsatsvärme liksom elproduktionen framgår av tabell 5.11 i avsnitt 5.3.2. Grundprestanda för kraftvärmeanläggningen anges i tabell 5.9.

Eftersom huvudintresset gäller värmekostnad tillgodoräknas värdet av elproduktionen genom att elintäkten beräknas med hjälp av råkrafttariffen enligt kapitel 8. I andra sammanhang brukar i stället huvudintresset gälla elkostnad. I det fallet tillgodoräknas värdet av värmeproduktionen från kraftvärmeanläggningen genom sk värmekreditering.

I det följande redovisas kostnadskalkylen för värmeproducerande anläggning och fjärrvärmesystem.

## A. Anläggningskostnader

### A1. Pannanläggning

För gaspannor inklusive el och övrig teknisk försörjning används specifika kostnaden 250 kr/kW<sub>v</sub> grundad på liknande utförda objekt. Anslutningsavgiften för naturgas är satt till 110 kr/kWh<sub>b</sub> med ledning av erfarenheter från sydgasnätet.

Det erfordras tre pannheter, vardera med kapaciteten 7 MW<sub>v</sub>, för att nöjaktigt klara tillsatsvärmningen. Det innebär att ca 80% av det maximala värmeeffektbehovet täcks vid bortfall av en pannhet genom tekniskt fel. En bristrisk av den storleksordningen är acceptabel, eftersom ett pannhaveri bör ta kort tid att åtgärda. Totalverkningsgraden vid naturgaseldning är satt till 0,95 (förutsätter avgaspanna). Följande kostnader fås:

o Gaspannor inkl teknisk försörjning	5 250 kkr
o Anslutningsavgift för naturgas	2 080 kkr
<b>Summa</b>	<b>7 330 kkr</b>

### A2. Kraftvärmeanläggning

Enligt kraftvärmeutredningen (AB Rolmo Värmeteknik, 1987) är den specifika anläggningskostnaden ca 6400 kr/kW<sub>e</sub> för en naturgsdriven kombianläggning med eleffekten 5,0 MW<sub>e</sub> netto. Häri ingår kostnaden för förbränningsmotor, elgenerator, avgaspanna, mantel-, smörjolje- och luftkylare samt all teknisk försörjning. Kostnaden för tillhörande elanläggning är framtagen av Kungälvsv Elverk. Erforderlig kapacitet hos gasanslutningen är beräknad med hänsyn till alstrad el- respektive värmeeffekt samt delverkningsgrader på 0,77 respektive 0,79 för dessa. Anslutningsavgiften är 110 kr/kW<sub>b</sub>, liksom för pannanläggningen. Följande kostnader fås:

o Förbränningsmotor inkl teknisk försörjning	31 800 kkr
o Tillhörande elanläggning	7 000 kkr
o Anslutningsavgift för naturgas	1 400 kkr
<b>Summa</b>	<b>40 200 kkr</b>

Totalt sett är därmed den specifika anläggningskostnaden ca 8000 kr/kW<sub>e</sub>.



A3. Installationer i värmecentral och bergtrum

Installationerna omfattar rör, pumpar och ventiler i värmelagrets in- och urlagringskretsar, värmeväxlare samt utrustning för luft-, vatten- och avloppsförsörjning, vattenbehandling, styrning och kontroll av anläggningen.

Jämfört med huvudalternativet utan kraftvärme tillkommer här kostnader för rörkretsen från kraftvärmearläggningen som ansluter till värmelagret. Specifika kostnaden för rören är satt till 1000 kr/m (ø 150 mm). Kretsen består av 80 m rör som till hälften löper i vatten där de är oisolerade och till hälften i bergtunnlar där de är värmeisolerade. I kretsen ingår en motordriven trevägsventil samt dubbla vätskepumpar. Värmeväxlaren mellan solfångar- och inlagringskrets har värmeöverföringskapaciteten 53 MW, vilken är lägre än i huvudalternativet på grund av mindre solfångarsystem. I övrigt överensstämmer utformningen helt med huvudalternativet och följande kostnader fås:

o Rör i in- och urlagringskretsar	890 kkr
o Motorventiler och vätskepumpar	1 580 kkr
o Värmeväxlare solfångar-inlagringskrets resp urlagrings-fjärrvärmekrets	5 500 kkr
o Ventilations- och VA-installationer	400 kkr
o Vattenbehandlingsutrustning	500 kkr
o Styr- och kontrollutrustning	1 000 kkr
o Installationsarbete - 2 manår	400 kkr
<b>Summa</b>	<b>10 300 kkr</b>

A4. Solfångarsystem

Med specifika kostnader per m<sup>2</sup> solfångare enligt kapitel 6 gäller följande kostnader:

o Solfångarmoduler och stativ	61 300 kkr
o Fundament och markberedning	17 300 kkr
o Samlingsledning	11 500 kkr
o Försäkringar och byggräntor	8 900 kkr
<b>Summa</b>	<b>99 000 kkr</b>

Specifika kostnaden för det helt kompletta solfångarsystemet är 1115 kr/m<sup>2</sup> varav 690 kr/m<sup>2</sup> är kostnaden för solfångarmoduler och stativ. I angivna kostnader ingår projekterings- och byggherrekostnader. Byggtiden beräknas till ca 1,5 år.

A5. Bergrum för värmelager, värme- och kraftvärmecentral

Enligt kapitel 7 ligger den specifika kostnaden för utsprängning av bergrummen med anslutande tillfartstunnlar på 105 kr/m<sup>3</sup>. I värme- och kraftvärmecentralen krävs efterarbeten för golv-, vägg- och takytorna för vilka kostnaden 500 kr/m<sup>2</sup> golvyta är ansatt med ledning av vad som är vanligt i liknande byggsammanhang. I värmelagret krävs, enligt entreprenörer på området, bergförstärkning med sprutbetong till kostnaden 60 kr/m<sup>2</sup> över uppskattningsvis 50% av mittpelarnas väggytor. Kostnaden för vattenfyllning av lagret är satt till 2 kr/m<sup>3</sup>, vilket beräknas gälla för att pumpa vatten från Nordre älv genom en provisorisk vattenledning.

Även kostnaden för anvärmning av vatten och omgivande bergpartier hänförs till bergrummets anläggningskostnad. Summa nuvärde för naturgsbaserad anvärmning uppgår till 4470 kkr. Följande kostnader fås:

o Utsprängning av värmelager	25 900 kkr
o Utsprängning av värme- och kraftvärmecentral	2 730 kkr
o Efter- och förstärkningsarbeten	1 750 kkr
o Vattenfyllning	490 kkr
o Anvärmning	4 470 kkr
<b>Summa</b>	<b>35 340 kkr</b>

En kostnadsuppdelning visar att specifika byggkostnaden för värmelager respektive värme- och kraftvärmecentral uppgår till 127 kr/m<sup>3</sup> respektive 1590 kr/m<sup>2</sup> golvyta. Addering av kostnader för ventilations- och VA-installationer till sistnämnda kostnad ger 2090 kr/m<sup>2</sup>, vilken ligger på ca 50% av kostnaden för en konventionell hallbyggnad (avsnitt 5.4.3).

I angivna kostnader ingår byggherre- och byggfinansieringskostnader. Byggtiden beräknas till ca 2 år.

A6. Fjärrvärmesystem

Kostnaderna för fjärrvärmesystemet är samma som i huvudalternativet utan kraftvärme (avsnitt 5.4.1-A5.).

---

o Fjärrvärmesystem	47 000 kr
--------------------	-----------

---

I kostnaden ingår projekterings-, byggherre-, byggfinansierings- och markkostnader. Byggtiden beräknas till ca 2 år.

A7. Diverse och osäkerhet

Ett kostnadspåslag om 5 % är medtaget för sådana anläggningskostnader som ej är baserade på detaljerade kalkyler

---

o 5 % påslag på A1, A2 och A3	2 890 kkr
-------------------------------	-----------

---

B. Projektkostnader

Med projektkostnader menas projekteringskostnader, kostnader för upphandling, byggledning och kontroll (byggherrekostnader) samt kostnader för byggfinansiering. Projekteringskostnaden för pannanläggning, installationer samt kraftvärmeanläggning är satt till 5% av anläggningskostnaden medan 2% gäller för bergrum. Byggherrekostnaden är beräknad efter en arbetsinsats på 3 manår. Kostnaden för byggfinansiering är baserad på byggränta 10%. Kostnadsberäkningen är gjord enligt samma princip som i huvudalternativet utan kraftvärme (avsnitt 5.4.1-B.). Byggräntor är beräknade för pannanläggning, installationer och kraftvärmeanläggning medan räntor i övrigt ingår i angivna anläggningskostnader. Följande kostnader fås:

---

o Projekteringskostnad	3 640 kkr
o Byggherrekostnad	600 kkr
o Byggfinansieringskostnad	3 640 kkr
Summa	7 880 kkr

---

C. Total anläggningskostnad

Total anläggningskostnad är summan av alla anläggningskostnader samt projektkostnader och anges här med uppdelningen:

o Värme- och elproducerande anläggning	195 060 kkr
o Fjärrvärmesystem	47 000 kkr
o Projektkostnader	7 880 kkr
<b>TOTALT</b>	<b>ca 249 900 kkr</b>

Fjärrvärmesystemets kostnad utgör ca 19% av totalkostnaden medan solvärmeanläggningen svarar för ca 57% och kraftvärmeanläggningen för 18% av totalkostnaden.

D. ÅrskostnaderD1. Kapitalkostnader

Annuiteter är beräknade med utgångspunkt från avskrivningstider enligt kapitel 8. I följande kostnadsuppställning anges annuitetsvärden inom parentes och angivna årskostnader är framtagna genom multiplicering av anläggningskostnaderna med dessa värden. Kostnadsposten "Diverse" enligt punkt A7 ovan är här fördelad på punkterna 1, 2 och 3.

1. Pannanläggning (0,09)	693 kkr/år
2. Kraftvärmeanläggning (0,074)	3 124 kkr/år
3. Installationer (0,09)	973 kkr/år
4. Solfångarsystem (0,074)	7 326 kkr/år
5. Bergrum (0,051)	1 802 kkr/år
6. Fjärrvärmesystem (0,058/0,09)*	3 264 kkr/år
7. Projektkostnader (0,074)	583 kkr/år
<b>Summa</b>	<b>17 765 kkr/år</b>

\* Värdet 0,058 gäller kulverten och värdet 0,09 det övriga

D2. Drift- och underhållskostnader

Underhållskostnaderna är beräknade i procent av anläggningskostnaderna. I följande kostnadsuppställning anges procentalen inom parentes. Driftpersonalen utgörs av 2,5 man.

1. Pannanläggning	(2%)	110 kkr/år
2. Kraftvärmeanläggning	(3%/1%)*	1 075 kkr/år
3. Installationer	(1%)	108 kkr/år
4. Solfångarsystem	(1%)**	870 kkr/år
5. Bergrum	(0,5%***)	152 kkr/år
6. Fjärrvärmesystem	(1 %)	470 kkr/år
7. Driftpersonal		500 kkr/år
Summa		3 285 kkr/år

\* 3 % för förbränningsmotor och 1 % för elanläggning

\*\* Beräknat på allt utom markberedning

\*\*\* Beräknat på allt utom vattenfyllning och anvärmning

D3. Bränslekostnad och elintäkt

Pannanläggningen svarar för värmeproduktionen 5550 MWh/år genom naturgaseldning med totalverkningsgraden 0,95. Kraftvärmeanläggningen svarar för värmeproduktionen 22.390 MWh/år samt elproduktionen 24.665 MWh/år brutto. Delverkningsgraden är 0,79 för värmealstring<sup>e</sup> och 0,77 för elalstring. Efter egenförbrukning av el fås elproduktionen 23.720 MWh<sup>e</sup>/år netto. Alstrad eleffekt är 5,0 MW<sup>e</sup> netto.

Naturgaspriset är satt till 0,143 kr/kWh<sub>p</sub> med uppräkningsfaktorn 1,19 för antagna prishöjningar kommande 20-årsperiod. För naturgas som åtgår vid elproduktion gäller enligt bestämmelserna på området att bränsleskatten får borträknas, varför naturgaspriset i det fallet är 0,114 kr/kWh<sub>p</sub>. Elintäkten krediteras bränslekostnaden och beräknas efter priset 0,158 kr/kWh<sub>e</sub> för elenergi och 204 kr/kW<sub>e</sub> för eleffekt. Även för elpriser tillämpas uppräkningsfaktorn 1,19.

Detta ger:

---

Bränslekostnad

$$\left[ \left( \frac{22\,390}{0,79} + \frac{5\,550}{0,95} \right) \times 0,143 + \frac{24\,665}{0,77} \times 0,114 \right] \times 1,19 =$$

=10 160 kkr/år

Kreditering elenergi 23 720 x 0,158 x 1,19 = 4 460 kkr/år

Kreditering eleffekt 5 000 x 0,204 x 1,19 = 1 215 kkr/år

---

Bränslekostnad netto 10160-(4460+1215) = 4 485 kkr/år

D4. Totalkostnad för värmeproduktion och distribution

Sammantaget fås följande kostnad och kostnadsfördelning:

---

o Anläggningskostnader	17 765 kkr/år (69,6%)
o Drift- och underhålls- kostnader	3 285 kkr/år (12,9%)
o Bränslekostnad netto	4 485 kkr/år (17,5%)
<u>Totalt</u>	<u>ca 25 540 kkr/år (100,0%)</u>

E. Specifika värmekostnader

Specifika värmekostnader relaterade till årsvärme-  
produktionen (56.300 MWh) är följande:

---

o Anläggningskostnader	0,316 kr/kWh (69,6%)
o Drift- och underhålls- kostnader	0,058 kr/kWh (12,9%)
o Bränslekostnad netto	0,080 kr/kWh (17,5%)
<u>Totalt</u>	<u>ca 0,454 kr/kWh (100,0 %)</u>

I stället kan en kostnadsfördelning göras så att den specifika värmekostnaden för varje värmeslag i fjärrvärmeproduktionen fås. Inräknat anläggnings- och underhållskostnad är fjärrvärmesystemets specifika kostnad 0,066 kr/kWh, vilket betyder att den rena värmeproduktionskostnaden uppgår till ca 0,39 kr/kWh. Häri ingår ca 50% solvärmeproduktion med kostnaden 0,41 kr/kWh, ca 10% tillsatsvärmeproduktion med kostnaden 0,38 kr/kWh och ca 40% kraftvärmeproduktion med kostnaden 0,37 kr/kWh. I tabell 5.13 anges motsvarande uppgifter även för fallet med gasturbinanläggning och samma kraftvärmeunderlag (43%) samt för huvudalternativet utan kraftvärme och med större solvärmeanläggning. I tabellen anges total anläggningskostnad med uppdelning på solvärmeanläggning, kraft- och tillsatsvärmeanläggning samt fjärrvärmesystem för de tre alternativen.

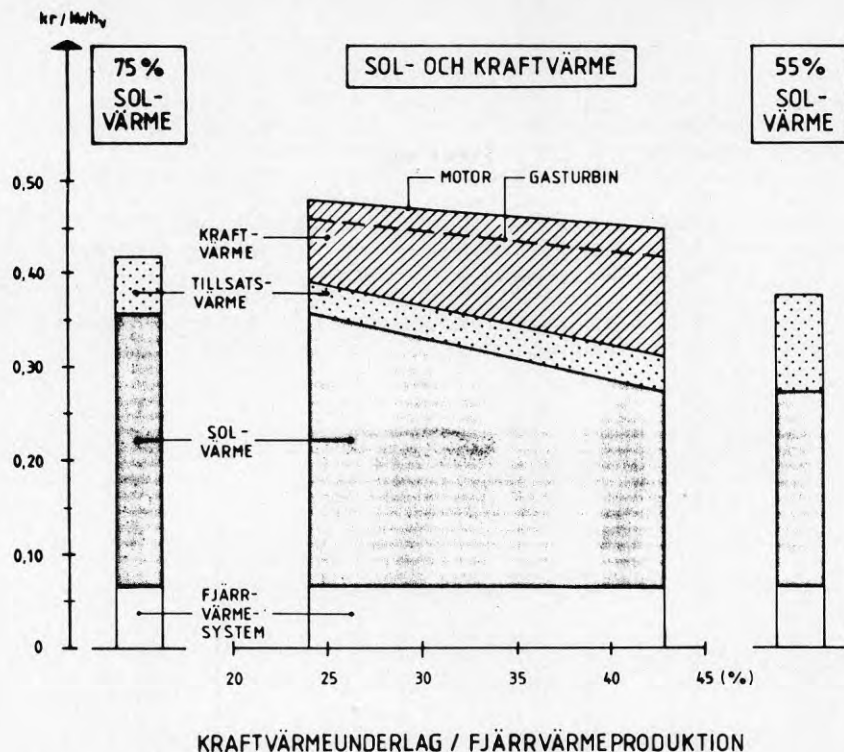
Som framgår av tabell 5.13 är skillnaden i total värmeproduktionskostnad mellan de tre alternativen ej speciellt stor. I fallet med gasturbinanläggning är kostnaden densamma som för huvudalternativet utan kraftvärme medan kostnaden i fallet med förbränningsmotoranläggning ligger ca 10% högre. I det senare fallet är kraftvärmeproduktionens kostnad ca 30 % högre än i fallet med gasturbinanläggning.

Specifika värmekostnader för kombinationen sol-kraftvärme vid mindre kraftvärmeunderlag än vad som behandlats i exemplen ovan visas i figur 5.23. Vid ett underlag på 24% som gäller om huvudalternativets solvärmeanläggning kombineras med kraftvärme framgår det att totala värmekostnaden för förbränningsmotoralternativet uppgår till 0,48 kr/kWh. Kostnaden ligger därmed ca 15% över kostnaden för huvudalternativet utan kraftvärme. Motsvarande kostnadsökning är ca 20% vid jämförelse med och utan kraftvärme vid värmeunderlaget 43% såsom i exemplet ovan.

Tabell 5.13. Specifika värmekostnader samt anläggningskostnader för kombinationen sol-kraftvärme vid 50% solvärme respektive 75 % solvärme utan kraftvärme (huvudalternativet). Total värmekostnad exkl. fjärrvärme är ren produktionskostnad sammanvägd av värmekostnaden för varje värmeslag i proportion till dess andel i fjärrvärmeproduktionen.

	50 % solvärme + kraftvärme		75 % solvärme
	Gasturbin	Motor	
<u>Värmekostnad (kr/kWh)</u>			
Solvärme	0,41	0,41	0,39
Kraftvärme	0,28	0,37	-
Tillsatsvärme	0,40	0,38	0,26
Tot exkl fjärrvärme	0,35	0,39	0,35
Tot inkl fjärrvärme	0,42	0,45	0,42
<u>Anläggningskostnad (Mkr)</u>			
Solvärmeanläggning	145	145	206
Kraft + tillsatsvärme- anläggning	35	58	11
Fjärrvärmesystem	47	47	47
<b>Totalt</b>	<b>227</b>	<b>250</b>	<b>264</b>

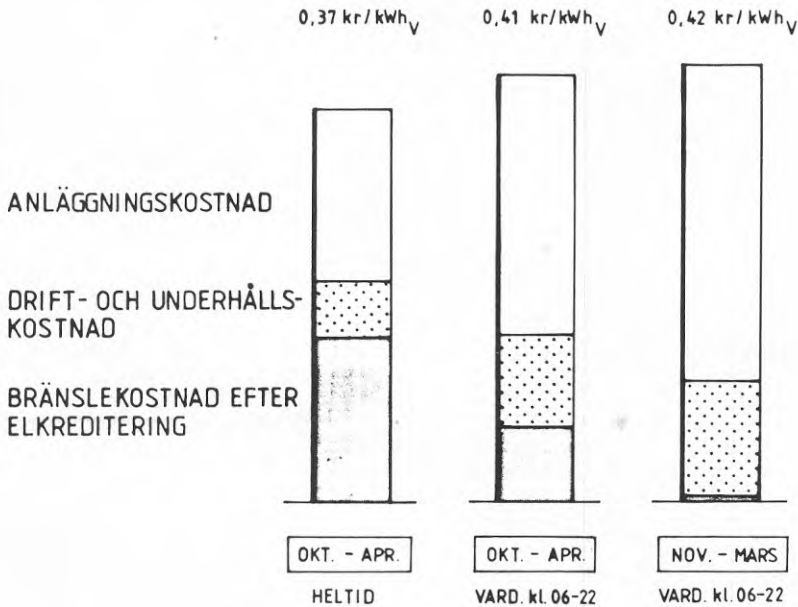




Figur 5.23. Specifik värmekostnad för kombinationen sol-kraftvärme som funktion av kraftvärmeunderlaget. Till vänster och till höger visas fall utan kraftvärme. Tillsats- och kraftvärmeproduktion sker med naturgasförbränning.

Sammantaget kan konstateras att kombinationen sol-kraftvärme är något sämre än solvärme utan kraftvärme från ekonomisk synpunkt. Vad som ändå möjligen kan motivera kombinationen är att den kan vara intressant när det gäller den lokala elförsörjningsberedskapen i Kungälv (avsnitt 5.3.2). Det krävs dock en kraftvärmeanläggning som kan alstra effekter av storleksordningen 10-15 MW. Detta innebär att större och mer kostbara anläggningar än den i kalkylexemplet ovan måste väljas.

I figur 5.24 visas kraftvärmeproduktionens specifika värmekostnad med uppdelning enligt kalkylexemplet för två alternativ. Båda alternativen är naturgasdrivna förbränningsmotoranläggningar med kortare drifttid än sju månaders heltidsdrift som gäller i kalkylexemplet. För den ena gäller sju månaders dagdrift och för den andra fem månaders dagdrift under vardagar kl 06-22. Vinsten ligger i ökade elintäkter, vilka delvis kompenserar de ökade anläggnings- och underhållskostnaderna som framgår av figur 5.24. I tabell 5.14 redovisas tillämpade elpriser, beräknade värme- och anläggningskostnader samt sammanlagd drifttid och eleffekt för alternativen.



Figur 5.24. Kraftvärmeproduktionens specifika värmekostnad samt kostnadsuppdelning för alternativ med varierande storlek på förbränningsmotor och varierande total drifttid per år. Elenergiproduktionen per år är lika stor i alternativen. Elpriser, anläggningskostnader och eleffekter enligt tabell 5.14.

I grundalternativet (kalkylexemplet) fås eleffekten 5,0 MW och i övriga alternativ 10,4 MW respektive 14,6 MW<sub>e</sub> netto. I alla alternativen är elenergiproduktionen ca 23,7 GWh<sub>e</sub>/år netto.

Den totala värmekostnaden för de båda alternativen uppgår till 0,47 respektive 0,48 kr/kWh, vilket är ca 15% över kostnaden för huvudalternativet utan kraftvärme. Den försämringen är alltså priset som får betalas för denna form av elförsörjningsberedskap. Som jämförelse gäller att den totala värmekostnaden uppgår till 0,37 kr/kWh för alternativet med en fristående, konventionell förbränningsmotoranläggning kombinerad med en pannanläggning för naturgaseldning (avsnitt 5.4.3). Anläggningen ger eleffekten 16,8 MW<sub>e</sub> netto vid dagdrift och för att nyttiggöra all värmeåstring krävs ett dygnsvarmelager.

**Tabell 5.14.** Kraftvärmeproduktionens specifika värme-kostnad samt kostnadsuppdelning och anläggningskostnad för alternativ med varierande storlek på naturgasdriven förbränningsmotor och varierande total drifttid per år. För alla alternativ är elenergiproduktionen ca 23,7 GWh<sub>e</sub>/år netto. Total värme- och anläggningskostnad är kostnad inklusive sol- och tillsatsvärme samt fjärrvärmesystem. Värmeproduktionen består av ca 40% kraftvärme, 50% solvärme och 10% tillsatsvärme.

	KRAFTVÄRMEDRIFT		
	Okt-apr heltid	okt-apr vardag kl 06-22	nov-mars vardag kl 06-22
<u>Kraftvärmekostnad (kr/kWh)</u>			
Anläggningskostnad	0,163	0,248	0,303
Drift- och underhållskostn	0,053	0,086	0,107
Bränslekostnad	0,156	0,071	0,005
Totalt	0,372	0,405	0,416
<u>Total värmekostnad (kr/kWh)</u>	0,454	0,466	0,475
<u>Anläggningskostnad (Mkr)</u>			
Kraftvärmearanläggning	50	76	92
Totalt	250	276	292
<u>Eleffekt netto (Mw<sub>e</sub>)</u>	5,0	10,4	14,6
<u>Drifttid (timmar/år)</u>	5 040	2 420	1 730
<u>Elenergipris* (kr/kWh<sub>e</sub>)</u>	0,188	0,217	0,238
<u>Eleffektpris* (kr/kW<sub>e</sub>)</u>	243	243	243

\* Inkl uppräkningsfaktor 1,19 för prishöjning under 20 år

### 5.4.3 Konventionell kraftvärme

Med konventionell kraftvärme menas här att kraftvärmeanläggningen lämnar värme direkt till fjärrvärmesystemet samt är placerad i en hallbyggnad. I det följande redovisas ett alternativ med naturgasdriven förbränningsmotor försedd med avgaspanna. Ett alternativ med gasturbinanläggning redovisas i efterföljande tabell.

Hallbyggnaden har golvytan 2000 m<sup>2</sup> och inrymmer förutom värme- och elproduktionsanläggningen även en elanläggning för transformering och distribution av elproduktionen till kraftnätet. Här finns även verkstads- och förrådsutrymmen för serviceändamål.

Kraftvärmeanläggningen drivs kontinuerligt i sex månader från oktober till mars och svarar för 55% av fjärrvärmeproduktionen. Den alstrar eleffekten 8,4 MW<sub>netto</sub> samt värmeeffekten 7,8 MW. För tillsatsvärme svarar en naturgaseldad pannanläggning med kapaciteten 14 MW<sub>v</sub>. Gasförsörjning sker från det naturgasnät som antas finnas i Kungälv i början av 1990-talet. Övriga tekniska detaljuppgifter framgår av avsnitt 5.3.3.

Eftersom huvudintresset gäller värmekostnad tillgodoräknas värdet av elproduktionen genom att elintäkten beräknas med hjälp av råkrafttariffen enligt kapitel 8. I andra sammanhang brukar i stället huvudintresset gälla elkostnad. I det fallet tillgodoräknas värdet av värmeproduktionen från kraftvärmeanläggningen genom s k värmekreditering.

I det följande redovisas kostnadskalkylen för värmeproducerande anläggning och fjärrvärmesystem.

#### A. Anläggningskostnader

##### Al. Pannanläggning

För gaspannor inklusive el och övrig teknisk försörjning används specifika kostnaden 250 kr/kW<sub>v</sub>, grundad på liknande utförda objekt. Anslutningsavgiften för naturgas är satt till 110 kr/kW<sub>p</sub> med ledning av erfarenheter från sydgasnätet.

Det erfordras 2 pannenheter, vardera med kapaciteten 11 MW<sub>v</sub>, för att nöjaktigt klara tillsatsvärmningen. Det innebär att ca 80 % av det maximala värmeeffektbehovet täcks vid bortfall av en panna genom tekniskt fel. En bristrisk av den storleksordningen är acceptabel, eftersom ett pannhaveri bör ta kort tid att åtgärda. Totalverkningsgraden vid naturgaseldning är satt till 0,95 (förutsätter avgaspanna).

Följande kostnader fås:

o Gaspannor inkl teknisk försörjning	5 500 kkr
o Anslutningsavgift för naturgas	1 560 kkr
Summa	7 060 kkr

#### A2. Kraftvärmeanläggning

Enligt kraftvärmeutredningen (AB Rolmo Värmeteknik, 1987) är den specifika anläggningskostnaden ca 5700 kr/kW<sub>e</sub> för en naturgasdriven kombianläggning med eleffekten 8,4 MW netto. Häri ingår kostnaden för förbränningsmotor, elgenerator, avgaspanna, mantel-, smörjolje- och luftkylare samt all teknisk försörjning. Kostnaden för tillhörande elanläggning är framtagna av Kungälv's Elverk. Erforderlig kapacitet hos gasanslutningen är beräknad med hänsyn till alstrad el- respektive värmeeffekt samt delverkningsgrader på 0,77 respektive 0,79 för dessa. Anslutningsavgiften är 110 kr/kW<sub>b</sub>, liksom för pannanläggningen.

Följande kostnader fås:

o Förbränningsmotor inkl teknisk försörjning	47 600 kkr
o Tillhörande elanläggning	7 000 kkr
o Anslutningsavgift för naturgas	2 300 kkr
Summa	56 900 kkr

Totalt sett är därmed den specifika anläggningskostnaden ca 6800 kr/kW<sub>e</sub>.

A3. Värmecentralbyggnad och mark

Den specifika anläggningskostnaden för byggnad inklusive teknisk försörjning beräknas vara 4000 kr/m<sup>2</sup> golvyta. Markbehovet är ca 3000 m<sup>2</sup> och kostnaden för markarbete, tomt samt anslutningsavgifter för vatten och avlopp beräknas vara 250 kr/m<sup>2</sup> markyta. Kostnaderna är grundade på erfarenheter från entreprenörshåll av utförda, friliggande värmecentraler i samma storleksklass.

Följande kostnader fås:

---

o Byggnad inkl teknisk försörjning	8 000 kkr
o Tomtköp, markarbeten och anslutningsavgifter	750 kkr

---

Summa	8 750 kkr
-------	-----------

---

Kostnaden är exklusive projekterings- byggherre- och byggfinansieringskostnader.

A4. Fjärrvärmesystem

Kostnaderna för fjärrvärmesystemet är samma som i huvudalternativet utan kraftvärme (avsnitt 5.4.1-A5).

---

o Fjärrvärmesystem	47 000 kkr
--------------------	------------

---

I kostnaden ingår projekterings-, byggherre-, byggfinansierings- och markkostnader. Byggtiden beräknas till ca 2 år.

A5. Diverse och osäkerhet

Ett kostnadspåslag om 5% är medtaget för sådana anläggningskostnader som ej är baserade på detaljerade kalkyler

---

o 5 % påslag på A1, A2 och A3	3 700 kkr
-------------------------------	-----------

---

B. Projektkostnader

Med projektkostnader menas projekteringskostnader, kostnader för upphandling, byggledning och kontroll (byggherrekostnader) samt kostnader för byggfinansiering. Projekteringskostnaden för pannanläggning, kraftvärmeanläggning och markanläggning är satt till 5% av anläggningskostnaden medan 10% gäller för värmecentralbyggnad.

Byggherrekostnaden är beräknad efter en arbetsinsats på 2 manår. Kostnaden för byggfinansiering är baserad på byggränta 10%. Kostnadsberäkningen är gjord enligt samma princip som i huvudalternativet utan kraftvärme (avsnitt 5.4.1-B). Byggtiden för värmecentralen är satt till 1 år. Byggräntor är beräknade för allt utom fjärrvärmesystemet där räntor ingår i den angivna anläggningskostnaden. Följande kostnader fås:

o Projekteringskostnad	4 080 kkr
o Byggherrekostnad	400 kkr
o Byggfinansieringskostnad	2 190 kkr
Summa	6 670 kkr

C. Total anläggningskostnad

Total anläggningskostnad är summan av alla anläggningskostnader samt projektkostnader och anges här med uppdelningen:

o Värme- och elproducerande anläggning	76 410 kkr
o Fjärrvärmesystem	47 000 kkr
o Projektkostnader	6 670 kkr
TOTALT	ca 130 100 kkr

Fjärrvärmesystemets kostnad utgör ca 36% av totalkostnaden medan kraftvärmeanläggningen svarar för ca 55% av totalkostnaden. Till kraftvärmeanläggningen är 75% av kostnaden för byggnad och mark hänförd eftersom en enkel värmecentral utan kraftvärme enbart kräver 25% av golvytan i det aktuella fallet.



D. ÅrskostnaderD1. Kapitalkostnader

Annuiteter är beräknade med utgångspunkt från avskrivningstider enligt kapitel 8. I följande kostnadsuppställning anges annuitetsvärden inom parentes och angivna årskostnader är framtagna genom multiplicering av anläggningskostnaderna med dessa värden. Kostnadsposten diverse enligt punkt A5 ovan är här fördelad på posterna 1, 2 och 3.

1. Pannanläggning	(0,09)	667 kkr/år
2. Kraftvärmeanläggning	(0,074)	4 214 kkr/år
3. Byggnad och mark	(0,051)	446 kkr/år
4. Fjärrvärmesystem	(0,058/0,09)*	3 264 kkr/år
5. Projektkostnader	(0,074)	494 kkr/år
Summa		9 085 kkr/år

\* Värdet 0,058 gäller kulverten och värdet 0,09 det övriga.

D2. Drift- och underhållskostnader

Underhållskostnaderna är beräknade i procent av anläggningskostnaderna. I följande kostnadsuppställning anges procenttalen inom parentes. Driftpersonalen utgörs av 1,5 man.

1. Pannanläggning	(2%)	116 kkr/år
2. Kraftvärmeanläggning	(3%/1%)*	1 573 kkr/år
3. Byggnad	(0,5%)	42 kkr/år
4. Fjärrvärmesystem	(1%)	470 kkr/år
5. Driftpersonal		300 kkr/år
Summa		2 500 kkr/år

\*3 % för förbränningsmotor och 1 % för elanläggning

D3. Bränslekostnad och elintäkt

Pannanläggningen svarar för värmeproduktionen 25.110 MWh/år genom naturgaseldning med totalverkningsgraden 0,95. Kraftvärmeanläggningen svarar för värmeproduktionen 31.190 MWh/år samt elproduktionen 34.390 MWh/år brutto. Delverkningsgraden är 0,79 för värmealstring<sup>e</sup> och 0,77 för elalstring. Efter egenförbrukning av el fås elproduktionen 33.590 MWh<sup>e</sup>/år netto. Alstrad eleffekt är 8,4 MW<sub>e</sub> netto.

Naturgaspriset är satt till 0,143 kr/kWh<sub>b</sub> med uppräkningsfaktorn 1,19 för antagna prishöjningar kommande 20-årsperiod. För naturgas som åtgår vid elproduktion gäller enligt bestämmelserna på området att bränsleskatten får borträknas, varför naturgaspriset i det fallet är 0,114 kr/kWh<sub>b</sub>. Elintäkten krediteras bränslekostnaden och beräknas efter priset 0,163 kr/kWh<sup>e</sup> för elenergi (genomsnitt vid heltidsdrift okt-mars)<sup>e</sup> och 204 kr/kW<sub>e</sub> för eleffekt. Även för elpriser tillämpas uppräkningsfaktorn 1,19. Detta ger:

---

Bränslekostnad

$$\left[ \left( \frac{31\,190}{0,79} + \frac{25\,110}{0,95} \right) \times 0,143 + \frac{34\,390}{0,77} \times 0,114 \right] \times 1,19 =$$

= 17 275 kkr/år

Kreditering elenergi 33 590 x 0,163 x 1,19 = 6 515 kkr/år

Kreditering eleffekt 8 400 x 0,204 x 1,19 = 2 039 kkr/år

---

Bränslekostnad netto 17275 - (6515 + 2039) = 8 721 kkr/år

---

D4. Totalkostnad för värmeproduktion och distribution

Sammantaget fås följande kostnad och kostnadsfördelning:

---

o Anläggningskostnader	9 085 kkr/år (44,7%)
o Drift- och underhållskostnader	2 500 kkr/år (12,3%)
o Bränslekostnad netto	8 721 kkr/år (43,0%)
<u>Totalt</u>	<u>ca 20 300 kkr/år (100,0%)</u>

### E. Specifika värmekostnader

Specifika värmekostnader relaterade till årsvärmeproduktionen (56.300 MWh) är följande:

o Anläggningskostnader	0,161 kr/kWh (44,7%)
o Drift- och underhållskostnader	0,044 kr/kWh (12,3%)
o Bränslekostnad netto	0,155 kr/kWh (43,0%)
<b>Totalt</b>	<b>ca 0,36 kr/kWh (100,0 %)</b>

I stället kan en kostnadsfördelning göras så att den specifika värmekostnaden för varje värmeslag i fjärrvärmeproduktionen fås. Inräknat anläggnings- och underhållskostnad är fjärrvärmesystemets specifika kostnad 0,066 kr/kWh, vilket betyder att den rena värmeproduktionskostnaden uppgår till ca 0,29 kr/kWh. Häri ingår ca 55% kraftvärmeproduktion med kostnaden 0,35 kr/kWh och 45% tillsatsvärmeproduktion med kostnaden 0,22 kr/kWh. I tabell 5.15 anges motsvarande uppgifter även för fallet med gasturbinanläggning där kraftvärmen täcker ca 60% av värmeproduktionen. I tabellen anges anläggningskostnader samt eleffekt och elenergiproduktion för de två alternativen. Alternativet med gasturbinanläggning ger lägst värmekostnad samt även lägst eleffekt och elenergiproduktion. Om stor vikt fästs vid möjligheten att alstra hög eleffekt återstår alternativet med förbränningsmotoranläggning.

För förbränningsmotoranläggningen är den alstrade eleffekten 8,4 MW netto. Som nämnts tidigare krävs eleffekter av storleksordningen 10-15 MW när det gäller den lokala elförsörjningsberedskapen i Kungälv. Detta innebär att större och mer kostbara anläggningar än den i kalkylexemplet ovan måste väljas.

I tabell 5.15 anges värme- och anläggningskostnader samt elproduktion för ett sådant alternativ. Anläggningen alstrar dubbelt så stor eleffekt och ger lika stor elenergiproduktion som anläggningen i kalkylexemplet. Den drivs endast på vardagar kl 06-22 under sexmånadersperioden oktober-mars.

Det behövs i det fallet en värmeisolerad ståltank med volymen 2500 m<sup>3</sup> för lagring av kraftvärmeanläggningens värmeöverskott från dag- till nattperioder. Tankkostnaden uppgår till ca 2,5 Mkr vilket har mycket marginell inverkan på värme- och anläggningskostnaden totalt sett. De ökade anläggnings- och underhållskostnaderna för den större anläggningen kompenseras delvis av ökade elintäkter vilket gör att värmekostnaden ökar obetydligt jämfört med alternativet heltidsdrift av en mindre anläggning. Den totala värmekostnaden inklusive fjärrvärmesystem uppgår till ca 0,37 kr/kWh. Motsvarande värmekostnad är ca 0,48 kr/kWh för kombinationen sol-kraftvärme vid dagdrift av kraftvärmeanläggningen (40% kraftvärme + 50% solvärme - Tabell 5.14). Alstrad eleffekt är i båda fallen tillräckligt stor för att klara elförsörjningsberedskapen.

Tabell 5.15. Specifika värmekostnader samt anläggningskostnader för konventionella, naturgasdrivna kraftvärmeanläggningar. Total värmekostnad exkl fjärrvärme är ren produktionskostnad sammanvägd av värmekostnaden för kraft- och tillsatsvärme i proportion till andel i fjärrvärmeproduktionen (Tabell 5.12). Total anläggningskostnad är kostnad inklusive fjärrvärmesystem.

	KRAFTVÄRMEDRIFT		
	Heltid okt-mars Gasturbin	Motor	Dagtid okt-mars Motor
<u>Värmekostnad (kr/kWh)</u>			
Kraftvärme	0,26	0,35	0,37
Tillsatsvärme	0,23	0,22	0,22
<hr/>			
Tot. exkl. fjärrvärme	0,25	0,29	0,30
Tot. inkl. fjärrvärme	0,32	0,36	0,37
<hr/>			
<u>Anläggningskostnad (Mkr)</u>			
Kraftvärmeanläggning	39	72	110
Totalt	96	130	168
<hr/>			
<u>Eleffekt netto (MW<sub>e</sub>)</u>	4,3	8,4	16,8
<u>Elenergi netto (GWh<sub>e</sub>/år)</u>	16,1	33,6	33,6
<hr/>			

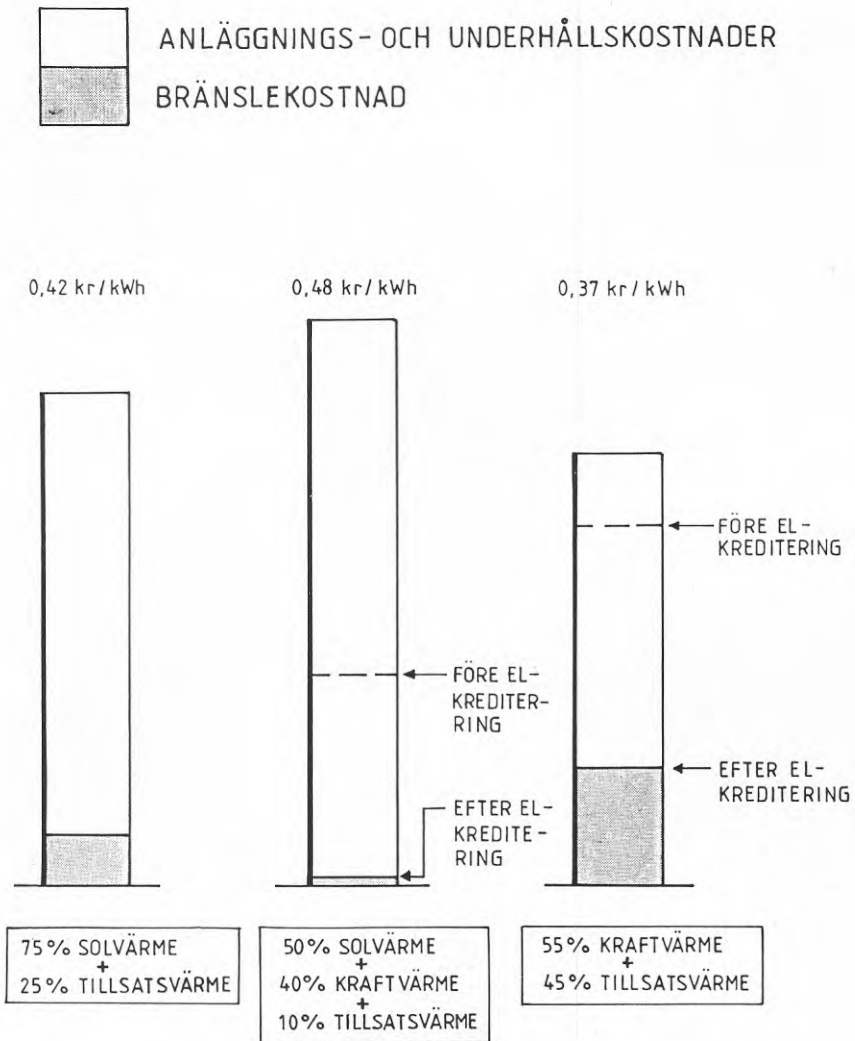
För nämnda kraftvärmealternativ samt för huvudalternativet utan kraftvärme (75% solvärme) visas i figur 5.25 den totala värmekostnaden med speciell markering av bränslekostnadsandelen. För kraftvärmealternativen är bränslekostnaden både före och efter elkreditering markerad. Bränslekostnaden före elkreditering bestämmer känsligheten för oförutsedda bränsleprisökningar. Andelen är ca 40% för kombinationsalternativet sol-kraftvärme och ca 85% för det konventionella kraftvärmealternativet. För huvudalternativet utan kraftvärme är bränslekostnadsandelen ca 11%.

Alternativen skiljer sig även åt beträffande emissioner till omgivningsluften av olika slags föroreningar vilket närmare behandlas i kapitel 10. Här kan kort konstateras att utsläppet av kväveoxider jämfört med huvudalternativet utan kraftvärme är omkring 7 gånger större för kombinationsalternativet sol-kraftvärme och 11 gånger större för det konventionella kraftvärmealternativet.

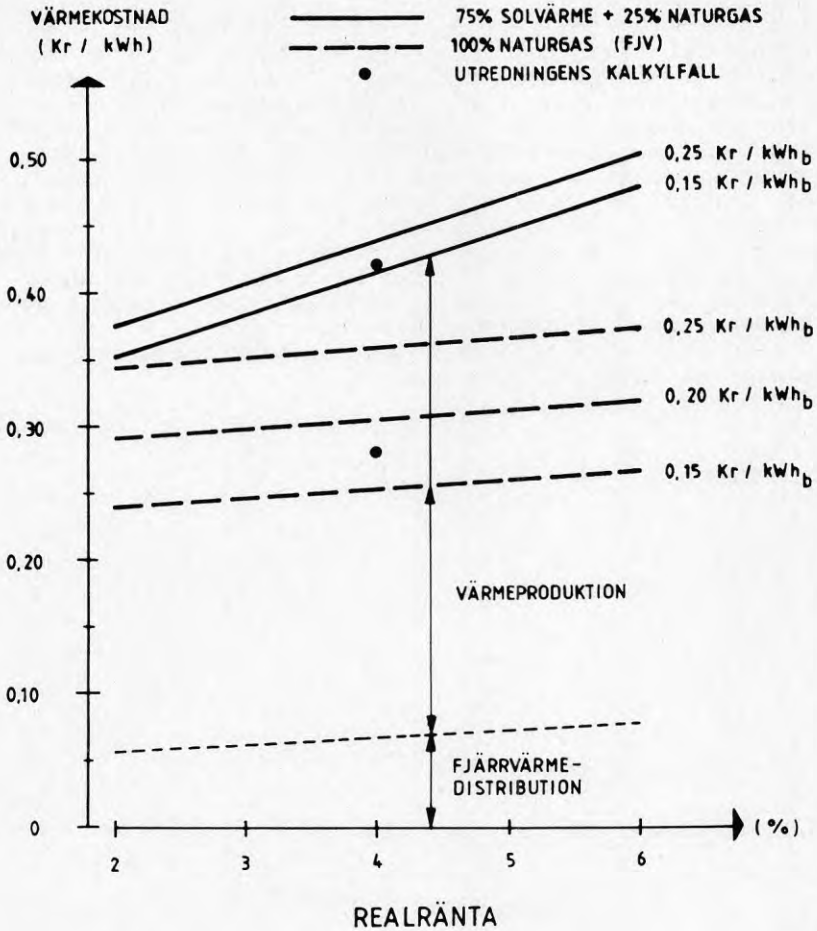
Sammantaget kan fastslås att värmeförsörjningsalternativ med konventionell kraftvärme ger lägre total värmekostnad än kombinationsalternativet sol-kraftvärme. Alternativen är relativt likvärdiga med avseende på möjligheten att få erforderlig elförsörjningsberedskap i Kungälv. Med avseende på bränslekostnadsberoende samt föroreningsutsläpp är kombinationsalternativet sol-kraftvärme gynnsammare än alternativet med konventionell kraftvärme.

#### 5.4.4 Känslighetsanalys för huvudalternativet

Ekonomiredovisningen ovan i avsnitt 5.4.1 för huvudalternativet med 75% solvärme är baserad på realräntan 4% samt på att naturgaspriset är 0,143 kr/kWh, startåret och därefter ökar med 2% per år realt sett under en 20-årsperiod. I figur 5.26 visas hur värmekostnaden varierar med varierande realränta och naturgaspris. Som jämförelse till solvärmealternativet är även värmekostnaden för alternativet med en helt naturgaseldad fjärrvärmecentral (avsnitt 9.2.3) inlagd i figuren. Observeras bör att naturgaspriserna i figur 5.26 avser genomsnittspriser över betraktad tidsperiod. Utredningens kalkylfall baserade på realräntan 4% och naturgaspriset 0,17 kr/kWh, ger värmekostnaden 0,42 kr/kWh för solvärmealternativet respektive 0,28 kr/kWh för alternativet med helt naturgaseldad fjärrvärmecentral. Vid realräntan 6% blir motsvarande värmekostnader 0,48 kr/kWh respektive 0,29 kr/kWh. En ökning av naturgaspriset till 0,20 kr/kWh, dessutom ger värmekostnaderna 0,49 kr/kWh respektive 0,32 kr/kWh.



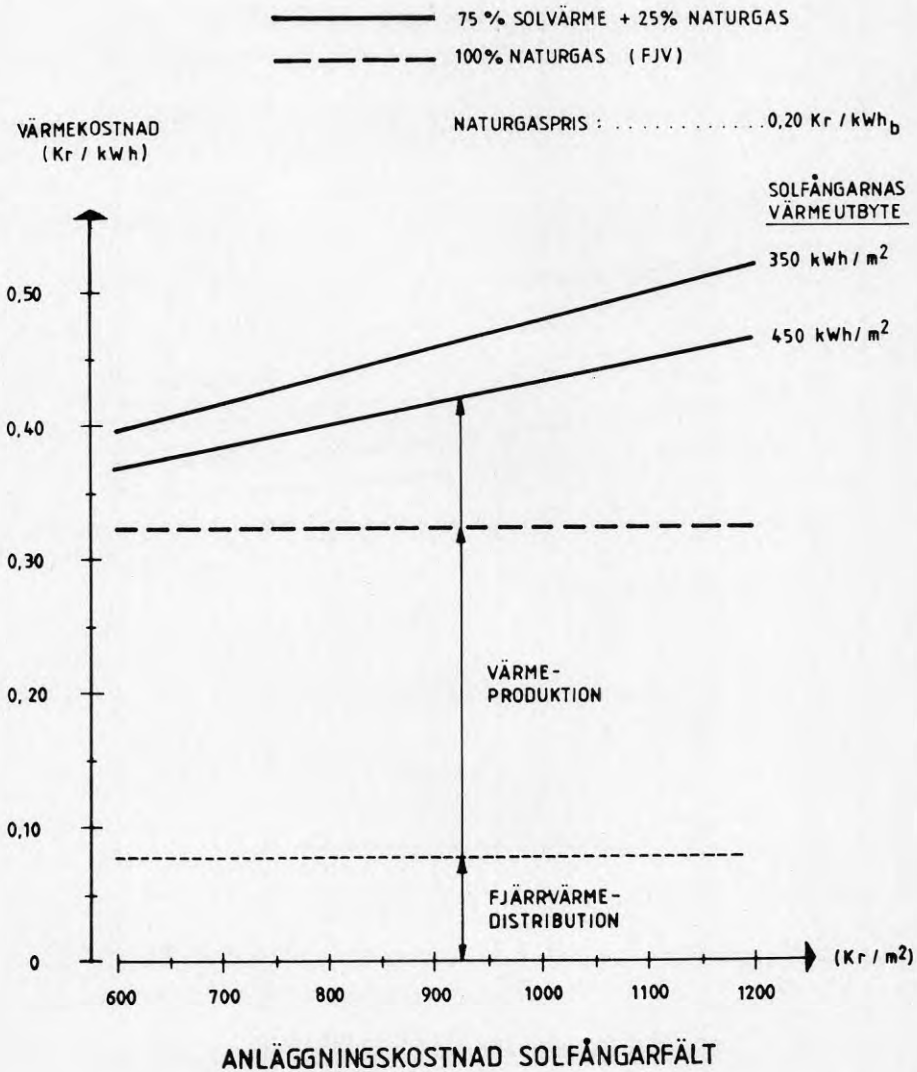
Figur 5.25. Specifik värmekostnad samt dess bränslekostnadsandel för kombinationen sol-kraftvärme, konventionell kraftvärme (naturgasdrivna förbränningsmotoranläggningar enl Tabell 5.14 och 5.15) samt huvudalternativet utan kraftvärme (75% solvärme).



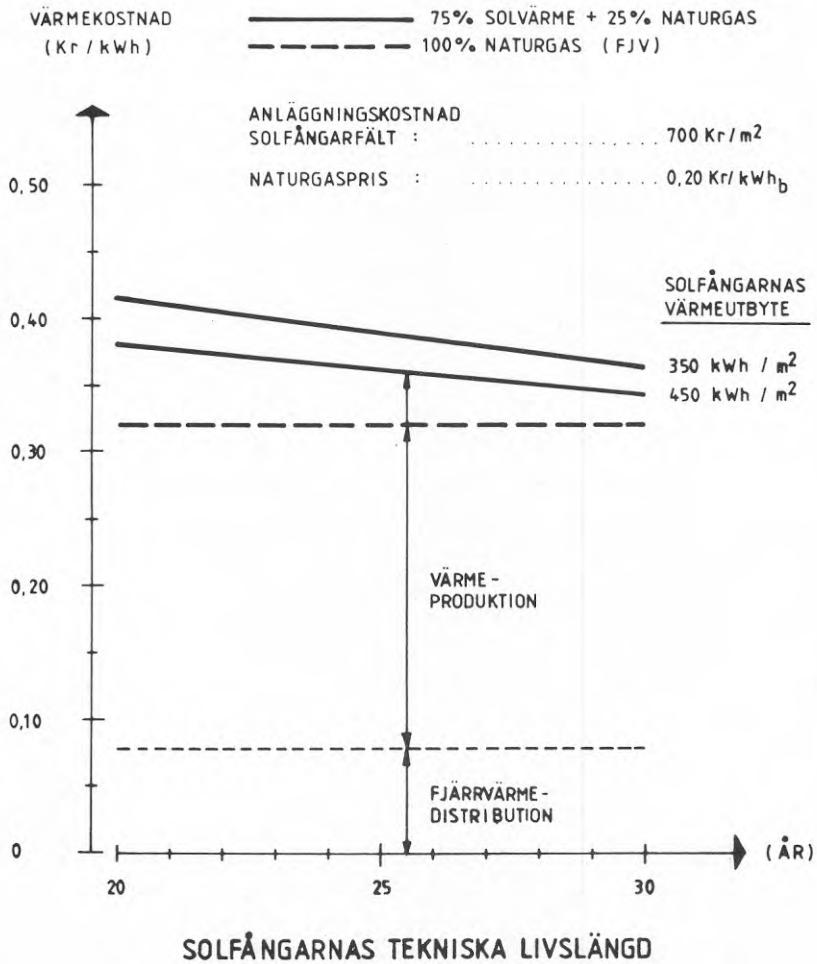
Figur 5.26 Värme kostnad som funktion av realräntan för solvärmealternativet med 75% solvärme respektive alternativet med helt naturgaseldad fjärrvärmecentral. Värme kostnaden inkluderar värme produktion och fjärrvärme distribution.

Med nämnda förutsättningar är således skillnaden i värmekostnad mellan de båda anläggningsalternativen relativt stor. För solvärmealternativets del beror den höga värmekostnaden till stor del på den kapitalkrävande solfångaranläggningen. Enligt kapitel 11 är det möjligt att genom rationaliserad solfångartillverkning sänka anläggningskostnaden för stora solfångarfält från dagens nivå på omkring 1200 kr/m<sup>2</sup> ner till omkring 700 kr/m<sup>2</sup>. Solfångarkostnadens inverkan på värmekostnaden för stora anläggningar av Kungälvstypen illustreras i figur 5.27. Solfångarnas årliga värmeutbyte samt tekniska livslängd inverkar också på värmekostnaden vilket illustreras i figur 5.28. Rationellt tillverkade plana solfångare i stora moduler bedöms kunna få ett årligt värmeutbyte på minst 400 kWh/m<sup>2</sup> och en teknisk livslängd på minst 25 år vilket gör att värmekostnader på nivån 0,35 kr/kWh är möjliga för anläggningar av Kungälvstypen (figur 5.28). Härav utgör 0,08 kr/kWh fjärrvärmesystemets kostnad vilket innebär att den rena värmeproduktionskostnaden ligger på nivån 0,27 kr/kWh.





Figur 5.27 Värmekostnad som funktion av solfångarfältets anläggningskostnad för solvärmealternativet med 75% solvärme respektive alternativet med helt naturgaseldad fjärrvärmecentral. Värmekostnaden är baserad på 6% realränta och inkluderar värmeproduktion samt fjärrvärmedistribution.



Figur 5.28 Värmekostnad som funktion av solfångarnas tekniska livslängd för solvärmealternativet med 75% solvärme respektive alternativet med helt naturgaseldad fjärrvärmecentral. Värmekostnaden är baserad på 6% realränta och inkluderar värmeproduktion samt fjärrvärmedistribution.

6. SOLFÅNGARSYSTEM I KUNGÄLV

INNEHÅLL	SID
SAMMANFATTNING	
6.1	<u>Landskapsanalys</u> 6:1
6.1.1	Inledning 6:1
6.1.2	Allmänna krav på solfångarfält 6:1
6.1.3	Planförhållanden 6:4
6.1.4	Landskapsinventering 6:8
6.1.5	Landskapsanalys 6:10
6.1.6	Förslag till solfångarfält 6:13
6.2	<u>Solfångarsystemets uppbyggnad</u> 6:15
6.2.1	Beskrivning av högttemperatursolfångaren samt en solfångarrad 6:15
6.2.2	Val av gruppstorlek samt sammankoppling av grupper till solfångarfält 6:17
6.2.3	Placering av solfångargrupper samt huvudledningar 6:23
6.2.4	Inkoppling i värmecentral 6:23
6.2.5	Dimensioneringsdata 6:26
6.2.6	Sammanställning 6:27
6.3	<u>Markarbeten och kostnader</u> 6:28
6.4	<u>Anläggningskostnader för hela solfångarfältet</u> 6:30

- Bilaga 6.1 Kungälv's översiktsplan - tätortsstudier, dispositionsskiss (april 1987).
- Bilaga 6.2 Förslag till kommundelsplan: Munkegärde-Olseröd-Löstorps (mars 1976).
- Bilaga 6.3 Tänkbara solfångarytor ur teknisk synpunkt.
- Bilaga 6.4 Vegetation, landskap och fornminnen ur "Förslag till kommundelsplan: Munkegärde- Olseröd-Löstorps" (mars 1976).
- Bilaga 6.5 Landskapsinventering gjord av Scandiaconsult Väst AB (augusti 1987).
- Bilaga 6.6 Förslag till solfångarytor, alt I - gjort av Scandiaconsult Väst AB (augusti 1987).
- Bilaga 6.7 Förslag till solfångarytor, alt II - gjort av Scandiaconsult Väst AB (augusti 1987).

## SAMMANFATTNING (KAPITEL 6)

Av möjliga markområden för uppställning av solfångare i anslutning till de planerade fjärrvärmeområdena har ett område i norra delen av Kungälv valts. Till grund för valet ligger en ingående landskapsstudie som belyser estetiska och planmässiga frågor.

Inom området finns flera delfält som ligger i anslutning till varandra. Genom utfyllnad med schaktmassor och avplaning samt terrassering av området skapas plats för 126.000 m<sup>2</sup> solfångare fördelade över en ca 28 ha stor markyta.

Solfångarfältet är fördelat på två huvudgrupper omfattande 75.000 respektive 51.000 m<sup>2</sup> solfångaryta. De ingående solfångarna av typen plan högtemperatursolfångare har vardera modulytan 12,5 m<sup>2</sup>.

I den berggrumsförlagda värmecentralen överförs värmen från solfångarkretsen till lagerkretsen via 8 plattvärmväxlare. Vid maximal solinstrålning beräknas värmeeffekten från solfångarfältet vara 69 MW.

Kostnaden för solfångarsystemet per kvadratmeter solfångare fördelar sig enligt följande:

---

Solfångare inklusive stativ	690 kr/m <sup>2</sup>
Fundament	60 kr/m <sup>2</sup>
Markberedning	135 kr/m <sup>2</sup>
Rör i solfångarfält	130 kr/m <sup>2</sup>
Försäkringar, byggräntor	100 kr/m <sup>2</sup>
<hr/>	
TOTALT	1 115 kr/m <sup>2</sup>

Anläggningskostnaden för det 126.000 m<sup>2</sup> stora solfångarfältet blir således drygt 140 Mkr.



## 6. SOLFÅNGARSYSTEM I KUNGÄLV

### 6.1 Landskapsanalys

#### 6.1.1 Inledning

Inom projektet "Säsongslagrad solvärme i Kungälv" studeras möjligheterna att tillvarata och i bergtrum lagra solvärme motsvarande en medelstor stads värmebehov. En central fråga är möjligheterna till att lokalisera de omfattande solfångarytor som krävs i anslutning till ett centralt värmelager.

I fallet Kungälv är Ängegärdeberget beläget ca 1,5 km från Kungälvs centrum valt till att hysa de erforderliga bergtrummen om ca 400.000 m<sup>3</sup>. För att värma denna avsevärda volym krävs markytor för solfångare om ca 280.000 m<sup>2</sup>.

Att inplacera denna stora yta i landskapet är en svår uppgift som nedan skall belysas ur några synvinklar.

#### 6.1.2 Allmänna krav på solfångarfält

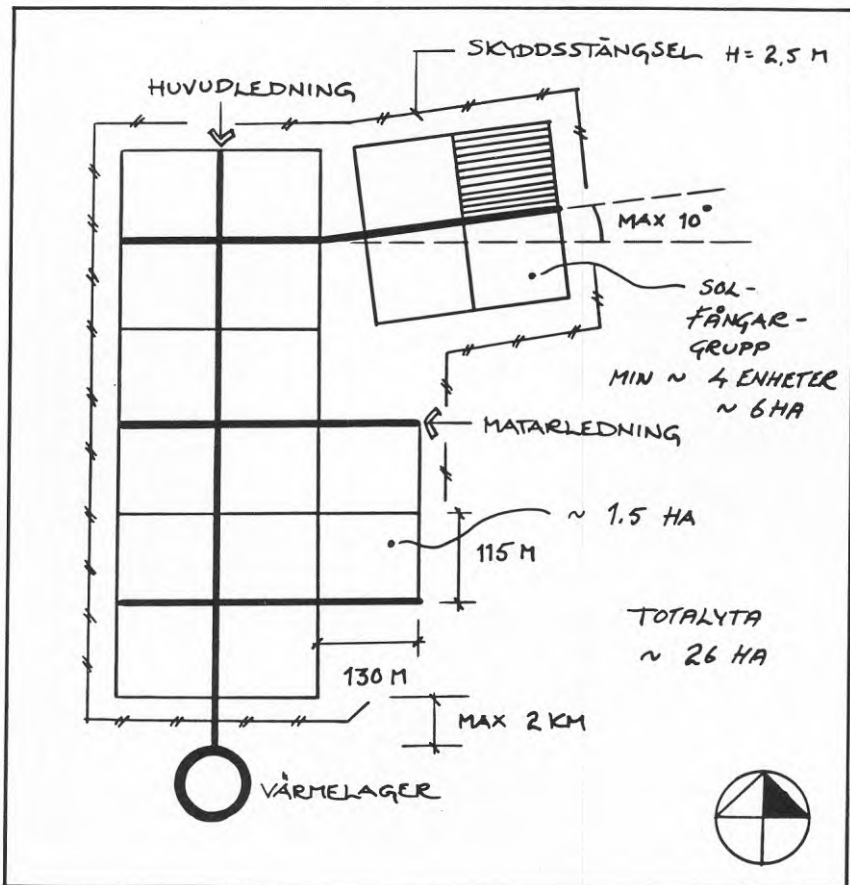
Nedan uppräknas de allmänna krav som ställs på ytor för solfångare som skall säsongslagra värme i Kungälvsfallet.

Yta:	28 hektar (ha) bruttoyta
Ytstorlek på solfångargrupp:	ca 0,3 ha. Dessutom måste minst 15 st sådana gränsa till varandra för att bilda en rationell yta.
Lutningsförhållanden:	Maximalt 10-15 <sup>o</sup> lutning inom hela ytan.
Ytbeskaffenhet:	Körbara ytor för underhåll om 1,9 m bredd mellan rader av solfångare
Orientering:	Solfångarrader måste kunna ställas ut med max + 10 <sup>o</sup> avvikelse från öst-västlig riktning
Rymdfrihet (dvs frihet från skuggande föremål runt området):	Ca 28 <sup>o</sup> (=vinkel vid underkant solfångare mellan solinfall och markplan).
Solfångarnas lutning:	Omkring 40 <sup>o</sup>

Övervakning: Området bör övervakas via TV-kameror på pelare.

Maximalt avstånd till värmelager: Ca 2 km.

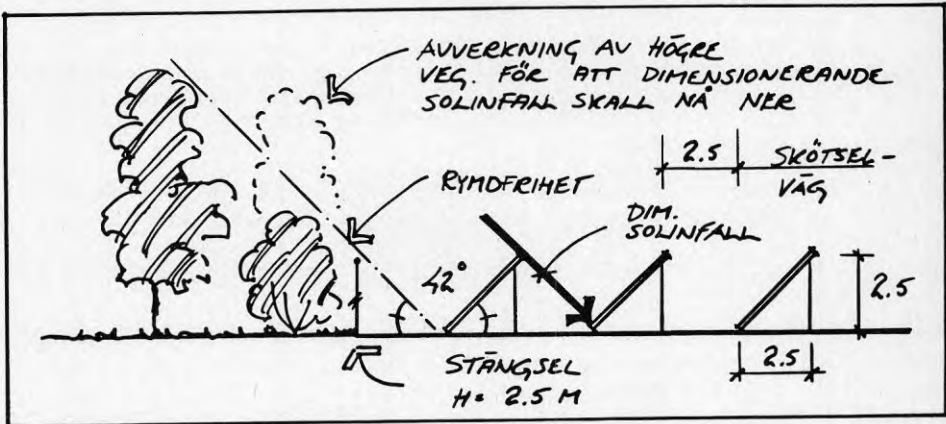
Principiellt kan solfångarfältet utformas enligt figur 6.1.



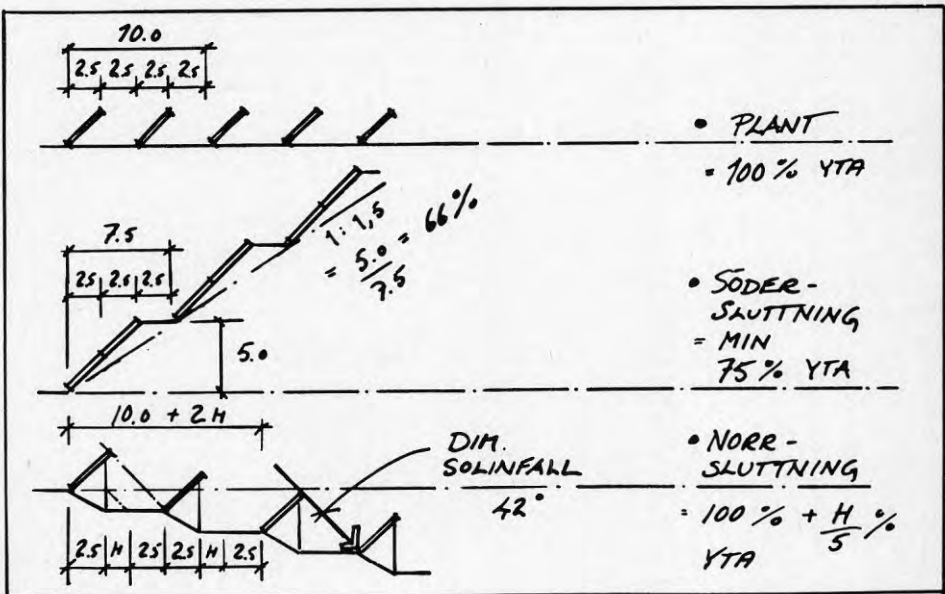
Figur 6.1 Principiell utformning av solfångarfält.



En principsektion för solfångare uppställda på plan mark visas i figur 6.2. Vid lutande mark framgår förhållandena av figur 6.3.



Figur 6.2 Principsektion för solfångare uppställda på plan mark.



Figur 6.3 Ytjämförelse vid uppställning av solfångare på plan respektive lutande mark.

Vid södersluttningar är kravet på planhet hos ytorna enligt ovan inte så stort om smala terrasser kan sprängas ut i fast berg. Maximalt skulle ytorna kunna ha en medellutning av 61 % (= 1:1,72). Detta skulle också innebära en fördel i och med att utsträckning i plan minskar med maximalt 39 %. Detta är framförallt en effekt av att underhållsvägen kan dubbelutnyttjas. En annan effekt är att exponeringen mot omgivande landskap ökar markant. Vid norrsluttningar ökar på motsvarande sätt utsträckningen i N-S riktning kraftigt, beroende på kravet på rymdfrihet (figur 6.3).

Från landskapssynpunkt är de två största problemen med inplacering av ett stort solfångarfält att det blir:

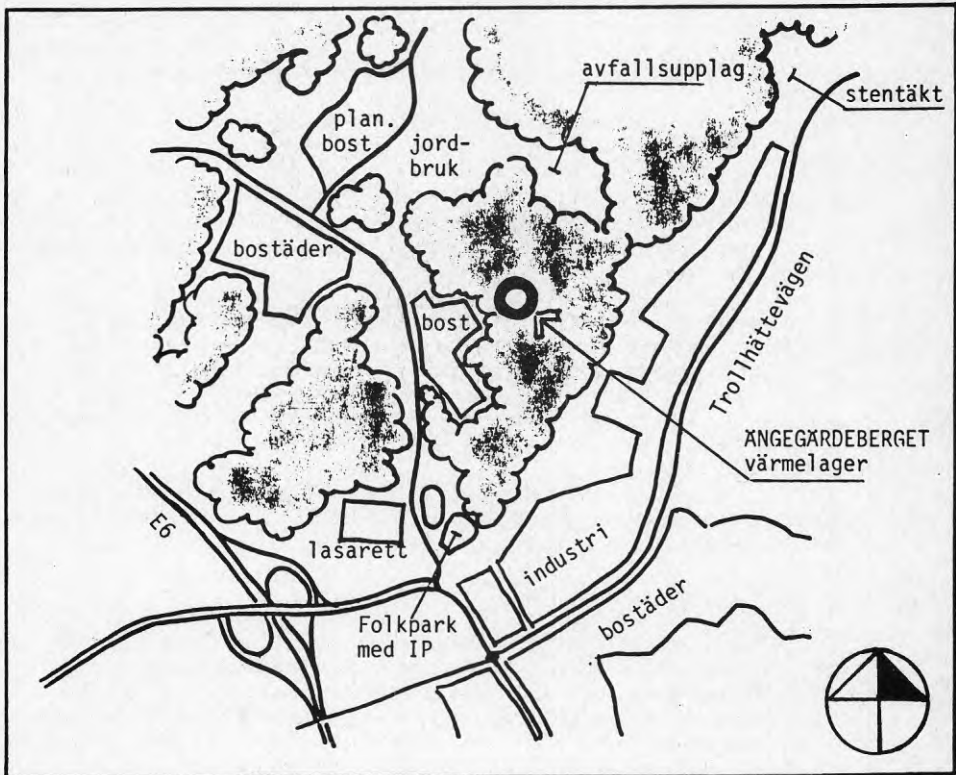
- ett stort avvikande inslag i landskapet var det än ligger
- en barriär som hindrar rekreation och rörlighet i landskapet genom att området ej lämpar sig för allmän passage eller vistelse.

Utgångspunkten för det följande har varit att minimera ovanstående problem.

#### 6.1.3 Planförhållanden

Den valda platsen för värmelagret, Ängegärdeberget, är ett 1 km långt och 300-700 meter brett bergsparti i en kil mellan gamla riksvägen och Trollhättevägen, som från norr sträcker sig in mot Kungälv's centrum (figur 6.4). Avståndet till centrumunkten, Torget är ca 600 m från dess södra spets.

Idag är berget grönområde men många olika verksamheter pågår runt berget.



Figur 6.4 Verksamheter kring Ångegårdeberget, skala 1:20000.

De kommunala planer som är intressanta för Ångegårdeberget med omgivningar är:

1. Kungälv's översiktsplan - tätortsstudier.  
Dispositionsskiss från april 1987.  
Redovisas i bilaga 6.1.

Mycket viktigt att notera på denna är att det nuvarande avfallsupplaget norr om Ångegårdeberget ej är redovisat, medan stentäkten i Tvibotten är med som industriområde. Diskussioner pågår huruvida ett avfallsupplag kan läggas i en eventuellt nedlagd stentäkt. Detta är också en regional fråga.

2. Förslag till kommundelsplan: Munkegårde-Olseröd-Löstorp, från mars 1976.  
Redovisas i bilaga 6.2.

Viktigt att notera på denna är att områdena närmast Ängegårdeberget är klassade som "reservområde för bostadsbyggnation" då markförhållandena är besvärliga och bedöms som olämpliga för bebyggelse.

3. Kungälv kommunplan 1979.

Denna ger allmänna beskrivningar och intentioner för alla viktiga kommunala frågor, bl a fritid och rekreation, bostäder och teknisk försörjning. Den ger även direktiv för hur olika delområden i kommunen skall användas.

En inventering av tänkbara områden för solfångarytor utifrån framförallt teknisk synpunkt, d v s avstånd, orientering och lutning, ger nio delområden inom en radie på ca 2 km från värmelagret i Ängegårdeberget, se bilaga 6.3. Områdena är här inlagda på Kungälvs översiktsplan.

En bedömning av dessa utifrån även andra aspekter gör att man direkt kan sortera bort några av områdena (bostavs-beteckningar enligt bilaga 6.3).

I. Ullstorp

Området ligger i småkuperad skogsterräng mitt i Kungälvs stora, framtida utbyggnadsområde för bostäder. Ett solfångarområde här skulle direkt spolierna de intentioner som finns i Kungälvs kommunplan från 1979: "Närströvområden om 1-2 km<sup>2</sup> bör finnas inom ca 500 m från bostaden".

H. Rollsbo

Området ligger högt ovan staden på en delvis utfylld bergsplatå mellan Komarkens bostadsområde och Rollsbo industriområde. Genom sin litenhet (ca 8 ha) bedöms avståndet till värmelagret (ca 2 km) vara för stort för att området ska vara ett ekonomiskt intressant alternativ.

F. och G. Trankärr 1 och 2

Områdena utgöres av en bred dalgång med jordbruksmark nordost om staden. I kommunplanen från 1979 säger man: "Jordbrukslandskapet kring Trankärr bör bestå som en grön fri zon."

E. Tvibotten

Om stenbrytning i området skall fortsätta eller detta ska bli regionalt avfallsupplag är utnyttjande omöjligt. Annars skulle placering av solfångarytor kunna vara ett lämpligt alternativ för användande av området då detta redan är sargat och söndersprängt.

Områdena A-D ligger samtliga norr om Ängegärdeberget. Någon direkt konflikt med andra exploateringsintressen finns inte, varför dessa har studerats noggrannare. I korthet kan de beskrivas enligt det följande:

A. Avfallsupplaget

Detta område skall eventuellt upphöra som mottagare av avfall. Då området är mycket stort idag skulle ett solfångarområde ej åstadkomma någon större förändring av terrängen.

B. Munkegärdekärret

Området är, som nämnts, reservområde för bostadsbebyggelse. Idag utnyttjas det delvis som jordbruksmark. Denna är dock troligen av mindre god klass då området är sankt. Resterande delar utgöres av sankängar och sumpig björkskog.

C. Olserödsberget - väst

Området utgöres av en sänka och en platå på "Olserödsbergets" västra sida. En del av området är idag kalhugget. Något större rekreationsutnyttjande verkar området ej ha idag. Betydelsen som rekreationsområde kommer dock att öka avsevärt vid utbyggnad av Munkegärde-Olseröd.

D. Olserödsberget - ost

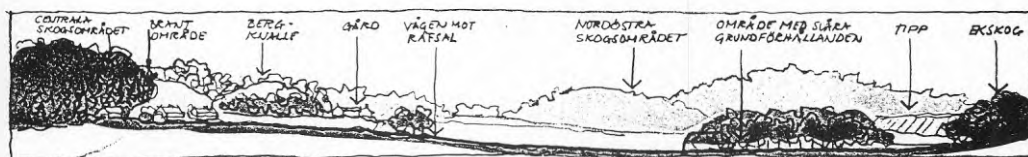
Området utgöres av några platåer på östra sluttningen av "Olserödsberget". Dessa är skogbevuxna. Rekreationsutnyttjandet är ej så intensivt, då området delvis är stort av bergakten i Tvibotten.

I det följande avsnittet har landskapet kring områdena A-D, och i viss mån område E, specialstuderats för att kunna bedöma vilka konsekvenser ett utnyttjande för placering av solfångare skulle kunna få.

#### 6.1.4 Landskapsinventering

Landskapsinventeringen har, som tidigare nämnts, koncentrerats på Ängegärdeberget och det norr därom liggande området, här bl a omnämnt som "Olserödsberget". I denna studie ingår redovisning av vegetationstyper, fornminnen samt exponeringsförhållanden.

Till att börja med har befintliga utredningar inventerats. I förslag till kommunaldelsplan för Munkegärde-Olseröd-Löstorp från 1976 finns en redovisning av vegetation, landskap och fornminnen. Denna är utförd av arkitekt Lars Barnö, se bilaga 6.5. Förutom planbilden redovisas också en perspektivbild över hur "Olserödsberget" ter sig från bostadsområdena i söder.



Figur 6.5 Olserödsområdet sett från Munkegärde (enligt Förslag till kommunaldelsplan, mars 1976).

Som komplettering till denna redovisning har fältinventering av vegetation och exponeringsförhållanden i landskapet gjorts. Denna redovisas i bilaga 6.5.

En kort beskrivning av olika delområden följer nedan.

##### Ängegärdeberget

Berget höjer sig ca 60 m till ca 80 m över staden. Dess syd- och östsidan utgör därför blickfång från många delar i Kungälv, bl a från

- motorvägsbron över Nordre älv
- centrala staden och Komarken
- Fontinberget
- Tveten

Vegetationen består uppe på berget av typisk "bohusnatur", d v s delvis ris- och ljungklädda berghällar med låg björk- och tallskog med inslag av ek, rönn och oxel.

Nedanföör den branta ostsidan växer betydligt frodigare ädellövsog med bland annat alm, ask, bok och ek samt granskog här och var. Utanföör denna breder nedlagda åkermarker ut sig mot de växande industriområdena. Åkermarken utgör här ett vägreservat för en eventuellt ändrad sträckning av Trollhättevägen.

På västsidan tränger bebyggelsen på med bl a nya villaområden och brandstation. Norr därom ligger en mycket vacker högstamig ek- och bokskog med högt rekreativvärde.

Nordsidan av berget har också kraftigare skogspartier med tall, gran, björk och ek.

#### Munkegärdekärret

Detta område gränsar till den ovan nämnda bok- och ekskogen. Det utgöres av åkermark, sankängar och sumpig björkskog. Viss värdefull vegetation (rönn, björk m m) finns utefter gärdesgränserna.

Området är i stort sett plant (nivå ca 35 möh).

#### Olserödsbergets västra sida

Berget höjer sig från Munkegärdekärrets nivå 35 möh upp mot toppen med nivåer omkring 100 möh. Därmed är området väl exponerat från befintlig och kommande bebyggelse i Munkegårde. Vegetationen består i randzonen mot åkermarken av hagmarker med fina bryn av rönn, nypon, ek, ask och björk. De betade hagmarkerna är mycket värdefulla från rekreationssynpunkt. Ovanföör denna zon vidtar "bohusnaturen". I en sänka med nord-sydlig riktning finns dock kraftigare gran- och tallskog som delvis avverkats.

#### Olserödsbergets östra sida

Även denna sida av berget är väl exponerad från bebyggelse, t ex från Tveten och Fontinberget. Man ser t o m stentäkten vid Tvibotten, som ligger i norra delen av slutningen med överkanten ca 100 möh, från motorvägsbron över Nordre älv.

Vegetationen är, liksom på Ängegärdeberget, rik nedanföör slutningen mot åkermarkerna med stort inslag av ädel-lövträd. Här finns också mycket värdefulla betade ängs- och hagmarker med en vacker landskapsbild.

Ovanföör denna finns ganska kraftig skog av gran, björk och tall. Mot toppen av berget övergår denna i mera öppen "bohusnatur". Här och var ligger dock tätbevuxna sankmarker med bl a bergtall, tall och gran.

### Tvibotten

Stentäkten vid sjön Tvibotten ligger i en mycket brant sluttning med nivåer från 45 till 100 möh. Vid foten ligger stenkrossen med stora, öppna grusytor och ett rikt vägnät. Beteshagar och tallskog inramar området. Uppe i tälkten finns höga utsprängda bergväggar på upp till 30 m höjd. Kanterna omgärdas av viss insynsskyddande tall- och granskog samt på toppen "bohusnatur". Stentäktens övre delar är emellertid synliga vida omkring åt öster och söder.

### Avfallsupplaget med omgivningar

Detta ligger i en svacka mellan Ängegärdeberget och Olserödsberget, på en nivå av ca 50 möh, d v s ca 15 m över Munkegärdekärret. Denna höjdskillnad utgöres av en mycket ful och i landskapet väl exponerad ogräsbevuxen lerslänt.

I östra delen gränsar upplaget mot gamla ängs- och sankmarker samt några bergklackar med "bohusnatur". I norr finns en tätare björkskog nedanför det brant uppstigande Olserödsberget.

Själva upplaget syns åt öster förvånansvärt lite, tack vare dess höga läge och en insynsskyddande skogbevuxen höjdrygg.

## 6.1.5 Landskapsanalys

En värdering av de, enligt avsnitt 6.1.3, fem återstående tänkta solfångarytorna A-E ger nedanstående resultat:

### A. Avfallsupplaget

- Yta ca 14 ha.
- Liten förändring av nuvarande utseende vid utnyttjande.
- Viss sprängning erfordras i norr och öster för att erhålla rationella ytor.
- Liten exponering åt norr, öster och söder. Åt väster erfordras plantering av befintlig lerslänt för att minska insyn.



B. Munkegärdekärret

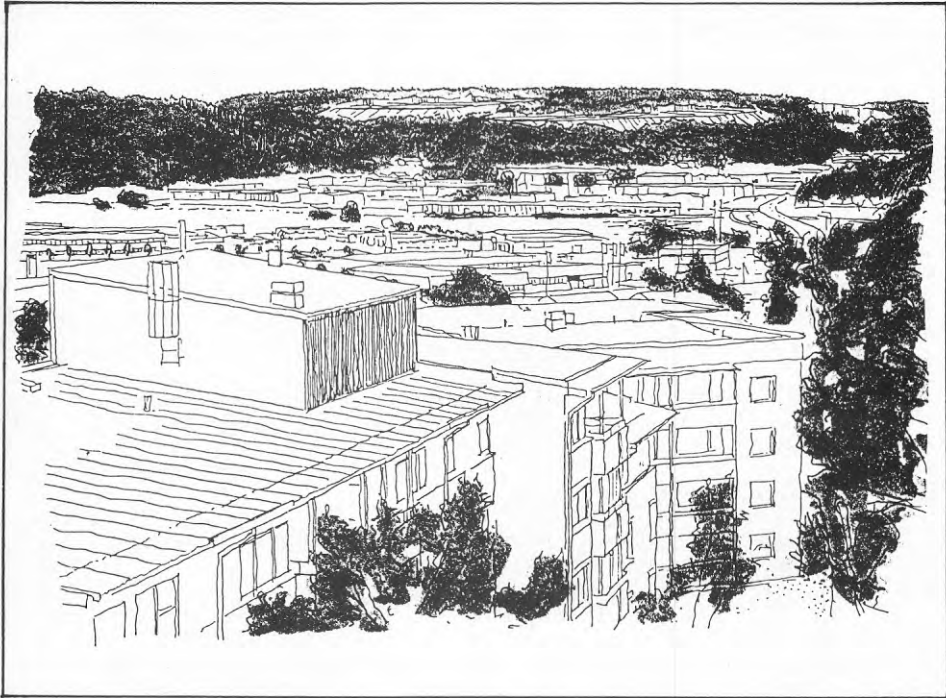
- Yta ca 20 ha.
- Ingen värdefull skog varken ur rekreations- eller skogsbrukssynvinkel finns i området.
- Jordbruksmark och faunarika våtmarker tas i anspråk vid utnyttjande.
- Dåliga markförhållanden kräver utfyllnad för att ge körbara ytor.
- Insynsskyddande vegetationsridåer krävs för att minska insynen från gamla riksvägen och de befintliga och planerade bostadsområdena i Munkegårde.
- Barriäreffekt mot den värdefulla bok- och ekskogen blir en konsekvens vid fullt utnyttjande av området.

C. Olserödsberget - väst

- Yta 4-12 ha, beroende på exploateringsgrad.
- Delvis värdefull skogsmark tas i anspråk.
- Exponeringen kan bli stor åt Munkegärdeshållet varvid terrassering av området krävs för att få rationella ytor. Bergsskärningar och stenslänter blir då synliga från flera håll.
- Barriäreffekt skapas mellan boende i nya Olseröd och framtida rekreationsområde på Olserödsberget, genom ytans långsträckta form.

D. Olserödsberget - ost

- Yta 6-8 ha, beroende på exploateringsgrad.
- Delvis värdefull skogsmark tas i anspråk.
- Exponeringen kan bli mycket stor in mot Kungälvs centrala delar. Detta på grund av terrasseringar eller uppställning av solfångare i brant sluttning (figur 6.6).



**Figur 6.6**      Möjlig perspektivblick från Kungälv's centrala delar över terrass för solfångarytor på "Olserödsbergets" östra sluttning.

E.    Tvibotten

- Yta ca 9 ha.
- Ingen större förändring av nuvarande utseende.
- Vissa skuggeffekter från höga bergskärningar kan minska utnyttjningsbar yta i området.
- Långt avstånd från värmelager (förutsätter utnyttjande av område D för att erhålla tillräcklig yta runt en huvudvärmeledning).

Änggårdeberget har som synes ej behandlats här då kupering och exponering har bedömts vara för stor för att ett rimligt utnyttjande av området ska kunna ske.

#### 6.1.6 Förslag till solfångarfält

Då inget av de föreslagna områdena är tillräckligt stort för att ensamt rymma 28 hektar solfångarytor måste kombinationer av områden utnyttjas. En utvärdering av landskapsanalysen ger två möjliga huvudalternativ:

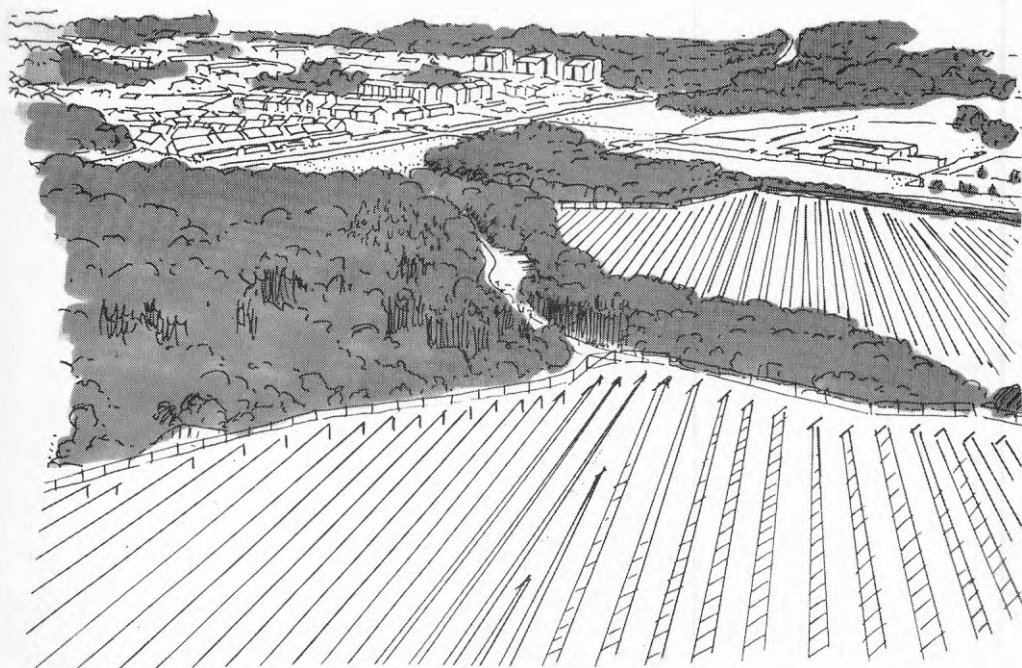
##### Alternativ I, område A + B, dvs Avfallsupplaget + Munkegärdekärret (bilaga 6.6)

Område A + B ger  $14 + 20 = 34$  ha vid maximalt utnyttjande. Av dessa 34 ha bör emellertid vissa ytor undantas ur landskapssynpunkt. Den sumpiga björkskogen utmed Olserödsgatan bör bevaras som insynsskydd mot bebyggelsen i område B. Man bör ej heller utnyttja åkern utmed gamla riksvägen, vilket minskar "barriäreffekten" för boende i Munkegårde.

Även i område A bör vissa ytor sparas i de norra och östra kanterna så att insynsskyddade skogsridåer ej behöver naggas i kanterna.

Därmed räcker ej området A+B fullt ut utan man behöver ta i anspråk även vissa delar av område C (Olserödsberget - väst).

För att även mot norr och väster erhålla ett gott utseende kan kompletteringsplanteringar göras mellan dikesvegetation på åkrarna vid Munkegårde och i slänten mellan område A och B.



Figur 6.7 Möjlig perspektivblick från Olserödsberget västerut vid anläggande av solfångarytor enligt Alternativ I.

Alternativ II, A + C, dvs Avfallsupplaget + Olserödsberget - väst (bilaga 6.7)

Område A + C ger  $14 + 6-12 = 20-26$  ha.

För att detta alternativ skall vara intressant krävs alltså ett maximalt utnyttjande av dessa områden. Dock bör lämpliga uppdelningar av område C göras med hänsyn till höjdförhållanden och befintlig vegetation samt för att minska "barriäreffekten" för boende i Olseröd. Den yta som därvid saknas får tas från område B.

Liksom i alternativ I krävs också viss plantering av gamla och nya slänter runt terrasserade ytor. Insynen mot område C kommer dock alltid att finnas för boende i Munkegårde.

#### Sammanfattning

Alternativ I bedöms vara det klart bästa från både landskapssynpunkt och från ekonomisk synpunkt. Sprängnings- och terrasseringsarbeten är förhållandevis ringa. De förstärkningsarbeten som krävs för sankområden kan göras med massor som sprängs ut från bergrum. Endast en mindre del av dessa massor kan behövas.

Alternativ II bedöms vara ett från båda ovan nämnda synpunkter sämre alternativ. Ur teknisk synvinkel bör det dock vara klart möjligt.

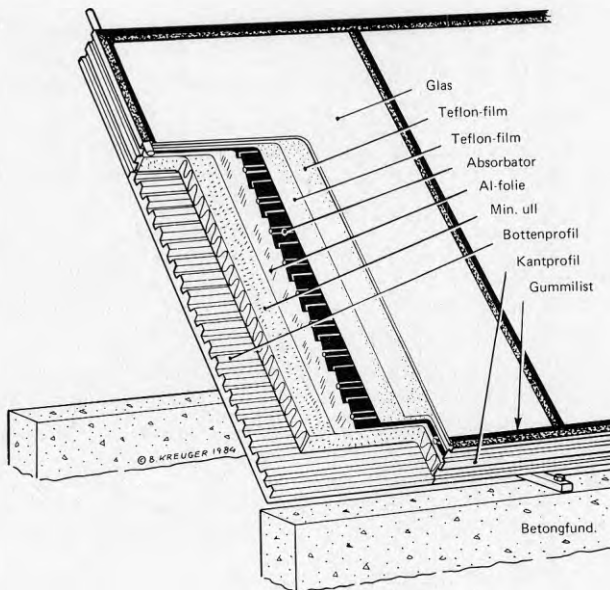
Att kombinationen A + D = Avfallsupplaget + Olserödsberget - ost ej behandlats här beror på att terrasserings- och sprängningsarbetena bedömts bli för stora för att bli ett verkligt alternativ ur landskapssynpunkt.

## 6.2 Solfångarsystemets uppbyggnad

### 6.2.1 Beskrivning av högtemperatursolfångaren samt en solfångarrad

Solfångaren är av typ "plan högtemperatursolfångare" vilken utvecklats i en serie fullskaleprojekt med drifttemperaturer upp till 100°C, (t.ex vid Torvalla-1790 m<sup>2</sup>, Lyckebo-4320 m<sup>2</sup>, Nykvarn-4000 m<sup>2</sup>).

Solfångaren är tillverkad av materialen aluminium, härdat glas, mineralull, teflon samt EPDM-gummi. Solfångarens uppbyggnad framgår av figur 6.8.



Figur 6.8 Sektion av modern högtemperatursolfångare

En strängsprutad aluminiumram med tvärgående balkar utgör den bärande delen.

I denna ram är solfångaren uppbyggd skikt för skikt med omslutningsmåtten 6,0 m längd, 2,3 m höjd och 0,15 m djup.

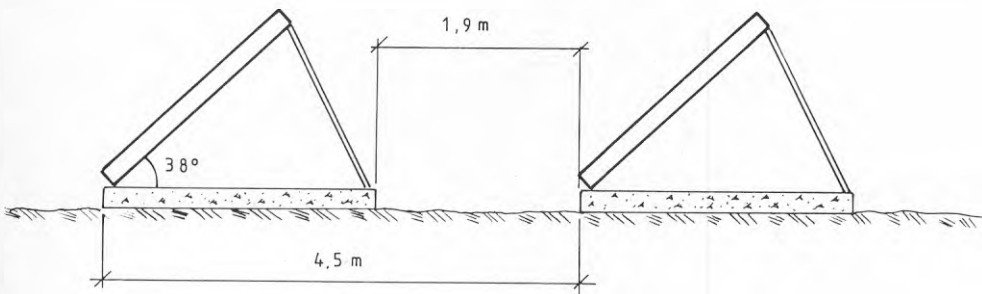
Baksidan består av fint korrugerad aluminiumplåt som täcks med mineralullsisolering samt en diffusionsspärr av aluminiumfolie.

Ovanpå denna placeras absorbatoren bestående av ett antal kopparrör med aluminiumflänsar, så kallade strips, som försetts med selektiv yta. Samtliga strips ligger horisontellt i solfångaren och i vardera absorbatörande finns ett grövre kopparrör som fördelar respektive samlar värmebärarvätskan till och från de fjorton stripen.

Ovan absorbatoren är en tunn teflonfilm monterad som konvektionshinder, dvs den motverkar luftvärmerörelser mellan absorbatör och täckglas. Täckglaset är fäst som klimatskärm över teflonfolien med gummilister. Det härdade täckglaset är utfört med antireflexbehandling vilket är en nyhet som höjer utbytet med ca 10% i förhållande till tidigare konstruktioner. Antireflexbehandlingen fås genom en etsprocess som mattar glasytan. Detta ökar solinstrålningens transmission framför allt vid sneda infallsvinklar.

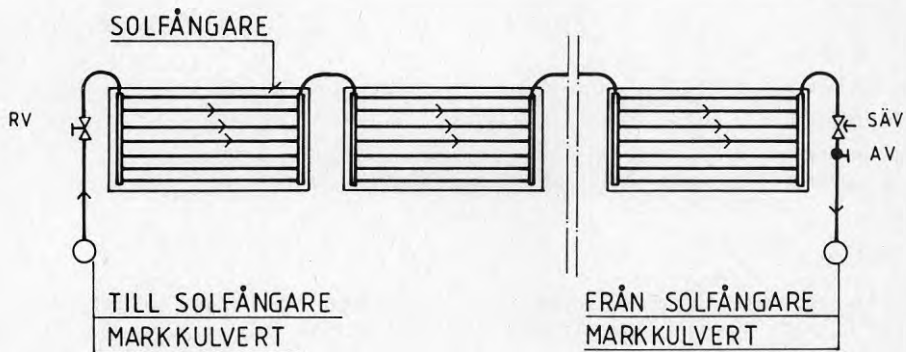
Solfångaren med modulytan 12,5 m<sup>2</sup>, placeras på två betongplintar som utgör fundament i kortändarna.

Solfångaren placeras i lutningsvinkel 38°. Centrumavståndet mellan raderna är 4,5 m och fria avståndet mellan raderna är 1,9 m mitt för betongfundamenten (figur 6.9).



Figur 6.9 Sektion genom solfångarrader med huvudmått.

Tio solfångare i bredd utgör en solfångarrad där solfångarna är ihopkopplade i serie. Den första solfångaren i raden matas med värmebärarvätska från en markförlagd fördelningskylvertledning varpå värmebäraren leds vidare genom solfångare nr 2, därefter nr 3 osv tills värmebäraren passerat den sista solfångaren (nr 10) för att uppvärmd återgå till en samlingskylvert i mark (figur 6.10). Anslutande ledningsdimension är DN 32 (35 mm innerdiameter). Varje solfångarrad förses med avstängnings-, regler- samt säkerhetsventil.



Figur 6.10 Fördelning av värmebärarflöde i en solfångarrad.

#### 6.2.2 Val av gruppstorlek samt sammankoppling av grupper till solfångarfält

I föregående avsnitt beskrevs en solfångarrad. Ett antal solfångarrader förbundna till markförlagda fördelnings- och samlingsledningar utgör en solfångargrupp. Varje solfångarrad ligger här parallellkopplad.

För att utröna hur många solfångarrader ( 10 st solfångare) varje grupp bör innehålla samt hur dessa grupper bör vara inbördes hopkopplade till en huvudledning har en generell studie av ett 54.000 m<sup>2</sup> stort kvadratisk solfångarfält med två olika gruppstorlekar samt två olika inkopplingsprinciper utförts.

Denna storlek motsvarar storleken på vardera av de två mest lämpliga tillgängliga markytorna enligt de tidigare redovisade landskapsanalyserna för solfångarytor (avsnitt 6.1).

Grupp\_I.

Den mindre gruppstorleken innehåller tolv rader (å 10 st solfångare, dvs totalt 120 st solfångare) med totala solfångarytan 1500 m<sup>2</sup>.

---

Rad nummer	Markledningsdimension
1	DN32
2	DN40
3-4	DN50
5-8	DN65
9-12	DN80

---

Gruppstorleken (med radavståndet 4,5 m samt centrumavståndet mellan solfångarna i sidled 6,2 m) ger längden 54 m och bredden 62 m.

Grupp\_II:

Den större gruppen innehåller 24 rader (å 10 st solfångare, dvs totalt 240 st solfångare) med totala solfångarytan 3000 m<sup>2</sup>.

Markledningsdimensionen är här samma för de tolv första raderna i grupp I och i grupp II.

---

Rad nummer	Markledningsdimension
1	DN32
2	DN40
3-4	DN50
5-8	DN65
9-12	DN80
13-24	DN100

---

Med radavstånd samt centrumavstånd enligt ovan blir gruppens längd 108 m och dess bredd 62 m.

Inkopplingsprincip\_I:

Fördelnings- och samlingsledningar som förbinder grupperna med huvudkulverten förläggs söder om raderna med grupper. För grupper enligt grupp I innebär detta sex ledningsstråk i väst-östlig riktning och för grupper enligt grupp II tre ledningsstråk (figur 6.11).



Inkopplingsprincip II:

Här läggs fördelnings- och samlingsledningar mellan två rader av grupper där både grupperna belägna norr samt söder om ledningsstråket parvis förbinds till samma fördelnings- och samlingsledning. För grupperna enligt grupp I innebär detta ett ledningsstråk i väst-östlig riktning (samt ett enkelt ledningsstråk enligt princip I) och för grupper enligt grupp II tre ledningsstråk (figur 6.11).

Med denna princip nedbringas längden kulvert samt kulvertschakt medan antal förgreningar, ("T-rör"), är detsamma för båda principerna.

ALT. 1ALT. 2ALT. 3ALT. 4

**Figur 6.11** Fyra alternativa lösningar för ihopkoppling av ett 54.000 m<sup>2</sup> stort solfångarfält. Varje ruta symboliserar en solfångargrupp med 1500 m<sup>2</sup> (alt. 1 och 2) resp 3000 m<sup>2</sup> (alt. 3 och 4) solfångaryta.

### Alternativ\_1

Genom att använda gruppstorlek I med 120 st solfångare samt inkopplingsprincip I fås 36 grupper som är inkopplade till sex ledningsstråk.

Ledningsdimensioner per gruppanslutning är DN80 och fördelnings- och samlingsledningsdimension vid inkoppling till huvudkulvert är för samtliga delledningar DN125.

Huvudkulverten är i norr DN150 och i söder efter att alla grupper inkopplas DN300.

Total lednings- och schaktlängd (delvis dubbelkulvert) är 5040 m.

### Alternativ\_2

Även här används gruppstorlek I men i kombination med inkopplingsprincip II, dvs parvis inkoppling av grupperna.

36 grupper är således anslutna till tre ledningsstråk.

Ledningsdimension för fördelnings- och samlingsledningar vid inkoppling till huvudkulverten är för samtliga delledningar DN150.

Huvudkulverten är då i norr DN200 och i söder, efter att samtliga delkulvertledningarna inkopplats, DN300.

Total lednings- och schaktlängd (delvis dubbelkulvert) inklusive gruppleddningar är 3920 m.

### Alternativ\_3

Gruppstorlek II med 240 st solfångare inkopplade enligt princip I med enkel inkoppling av grupperna till ledningsstråken.

18 grupper är inkopplade till tre ledningsstråk. Dimension på ledningsstråken vid inkoppling till huvudkulverten är DN150 och huvudkulverten är i norr DN200 och i söder i huvudändan DN300.

Ledningsstråk och ledningsdimensioner är identiska med alternativ 2 medan antal avstick är hälften då antalet grupper är halverat pga dubbel gruppstorlek.

Total lednings- och schaktlängd inklusive gruppleddningar (delvis dubbelkulvert) är 3920 m.

Alternativ 4

Även här används gruppstorlek II med 240 solfångare totalyta parvis inkopplade till fördelnings- och samlingsledningarna enligt princip II.

Totalt ansluts 18 grupper till ett ledningsstråk med parvis inkoppling samt ett ledningsstråk med enkel inkoppling, totalt två ledningsstråk.

Ledningsdimension vid inkoppling till huvudledningen för ledningsstråket med parvis inkoppling är DN200 och huvudkylverten startar med DN250 i norr och avslutas med DN300 i söder.

Total lednings- och schaktlängd inklusive gruppleddningar (delvis dubbelkylvert) är 3550 m.

Tabell 6.1 Kostnadssammanställning av alternativ 1-4, ledningssystem för 54.000 m<sup>2</sup> solfångarfält

Alter- nativ	Grupptyp inkoppl.typ	Kylvert- längd (m)	Rör- kostnad (kkr)	Schakt- kostnad (kkr)	Totalt (kkr)
1	I, 120 solf/grupp I, enkel inkoppling	5 040	3 260	1 300	4 560
2	I, 120 solf/grupp II, parvis inkoppling	3 920	2 830	1 010	3 840
3	II, 240 solf/grupp I, enkel inkoppling	3 920	3 260	1 000	4 260
4	II, 240 solf/grupp II, parvis inkoppling	3 550	3 480	900	4 380

Sammanställningen ovan visar att alternativ 2 med 120 solfångare per grupp samt parvis inkoppling av grupperna till ledningsstråken ger den lägsta kostnaden.

Kostnaden 3840 kkr fördelad på 54.000 m<sup>2</sup> solfångaryta ger kostnaden 71 kr/m<sup>2</sup> solfångaryta. Det dyraste förslaget (alternativ 1) ger en fördyring på 13 kr/m<sup>2</sup>.

I följande avsnitt har därför typlösningen enligt alternativ 2 applicerats så långt som möjligt vid planeringen av solfångarfältet på de aktuella markområdena invid Änggårdeberget i Kungälv.

### 6.2.3 Placering av solfångargrupper samt huvudledningar

Erforderlig total solfångaryta är enligt dimensioneringskapitlet ca 126.000 m<sup>2</sup> effektiv solfångaryta.

Enligt tidigare krävs för varje solfångargrupp med effektiva ytan 1500 m<sup>2</sup> en markyta på 54 m x 62 m inklusive 3,8 m breda servicevägar mellan solfångargrupperna i väst-östlig riktning samt utrymme för kulvertgator.

Erforderlig total markyta är således en faktor 2,232 större än total solfångaryta, dvs 281.200 m<sup>2</sup> markyta (28,12 ha) behövs.

Enligt tidigare redovisad landskapsanalys finns vid Änggårdeberget två större markytor om 14 resp 12-13 ha samt två mindre ytor om 4 ha vardera i nära anslutning till varandra. För att hålla ner kostnaderna för installationsarbetena bör solfångargrupperna behållas intakta så långt som möjligt och dessutom läggas parvis på nord- resp sydsidan av fördelnings- och samlingsledningsstråken.

I figur 6.12 redovisas planförslaget där hela solfångarytan fördelas på fyra delytor samt inkoppling sker i två huvudgrupper med 75.000 m<sup>2</sup> resp 51.000 m<sup>2</sup> solfångaryta.

Som framgår av förslaget används parvis inkoppling av grupperna i stort sett över hela området. I sydkanten av vardera delytan används enkel inkoppling av några grupper.

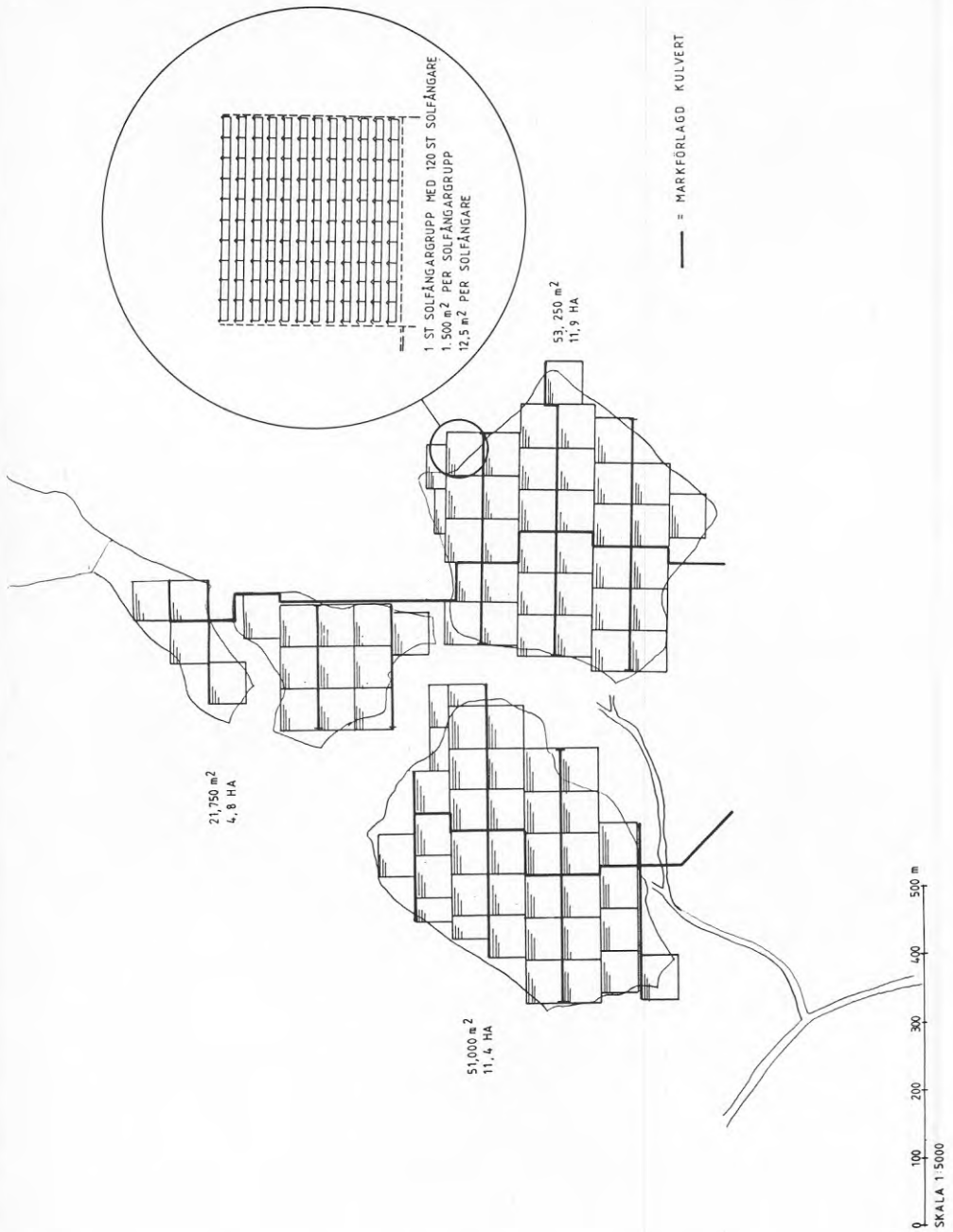
Planförslaget enligt landskapsanalysen får modifieras något för att inbegripa de delar av solfångarfälten som befinner sig utanför det ursprungliga förslaget.

I kostnadssammanställningen beräknas kostnader för det här redovisade solfångarfältsförslaget.

### 6.2.4 Inkoppling i värmecentral

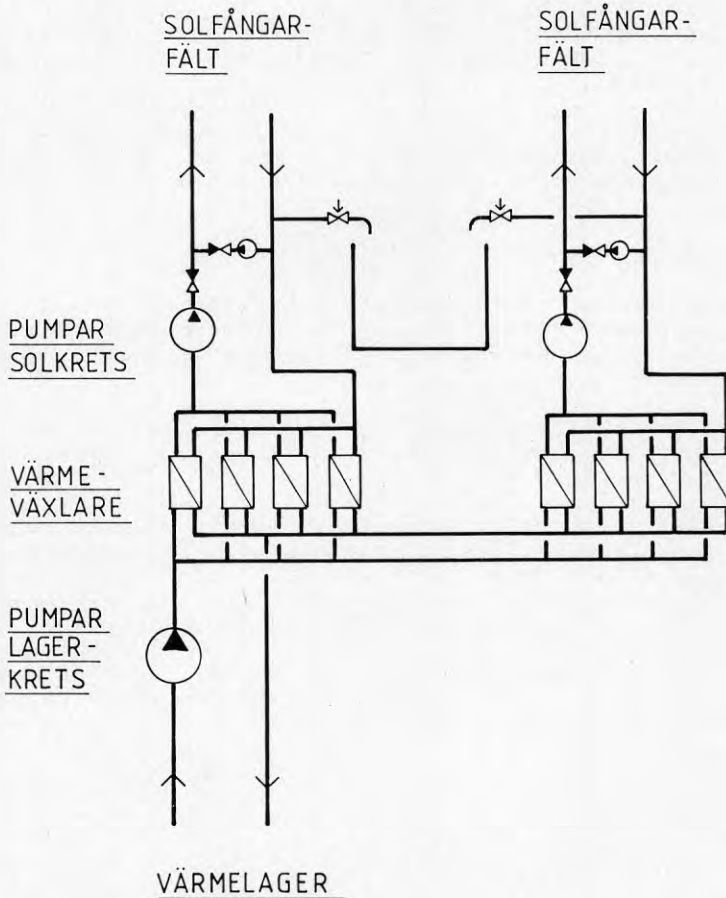
De två solfångarfälten med 75.000 m<sup>2</sup> resp 51.000 m<sup>2</sup> solfångaryta ansluts till värmecentralen invid värmelagret via en markförlagd DN 350 respektive DN 300 dubbelledning.

I värmecentralen ansluts de båda huvudledningarna till två värmeväxlargrupper (figur 6.13).



**Figur 6.12** Markdisposition samt ihopkoppling av solfångare och solfångargrupper för hela det planerade solfångarfältet i Kungälv omfattande 126.000 m<sup>2</sup> solfångare och 281.000 m<sup>2</sup> mark.

För vardera av de två huvudfälten installeras fyra plattvärmeväxlare inbördes parallellkopplade (figur 6.13). Fördelen med detta är att service kan utföras under drift då en värmeväxlare kan kopplas bort medan de övriga tre fortfarande är i drift.



Figur 6.13 Principkoppling av solkretsen i värmecentralen.

För vardera fältet väljs en huvudpump som ger 100% av erforderligt flöde.

Pumparnas drivsida, dvs motor med pumphjul utförs lika så att en och samma reservdrivsida passar för båda. Detta underlättar service och minimerar driftsstörning till någon timme vid pumphaveri.

Varje huvudfält förses med en delflödespump som används vid förvärmning av solfångarsystemet till driftstemperatur.

I anslutning till värmecentralen installeras uppsamlingskärl för uppsamling av värmebäraren (propylen-glykol/vattenblandning). Långvariga elavbrott under driftperioden kan ge övertemperaturer i solfångarna med efterföljande ångbildning och bräddning av värmebäraren via säkerhetsventilerna i värmecentralen till uppsamlingskärlen.

På lagersidan av värmeväxlarna installeras en pump för det gemensamma vätskeflödet till de båda huvudfältens värmeväxlargrupper som parallellkopplas.

#### 6.2.5 Dimensioneringsdata

Vätskeflödet i solfångarkretsen är konstant under drift. Detta innebär uttemperaturen ur solfångarna i förhållande till intemperaturen varierar med solinstrålningens storlek.

Detta driftssätt är enkelt och kräver ej avancerad styrutrustning såsom frekvensomriktare för varvtalsstyrning av pumpar.

Vid klar väderlek och vinkelrätt infall av solstrålning mot den 126.000 m<sup>2</sup> stora solfångarytan är uteffekten vid 90°C drifttemperatur ca 69 MW. Solfångarkretsens temperaturhöjning är då 30°C (t.ex 75°C ut till solfångarna och 105°C in) och totala flödet är 0,63 m<sup>3</sup>/s.

Solfångarkretsens arbetstryck är normalt 200 kPa. Maximalt tillåtet tryck är 300 kPa vilket betyder att maximal temperatur är ca 140°C.



## 6.2.6 Sammanställning

I tabell 6.2 sammanställs dimensioneringsdata för solfångaranläggningen.

Tabell 6.2 Dimensioneringsdata för solfångaranläggningen.

Parameter	Delfält 1	Delfält 2	Totalt
Solfångaryta	75 000 m <sup>2</sup>	51 000 m <sup>2</sup>	120 000 m <sup>2</sup>
Antal solfångare	6 000	4 080	10 080
Maximal värmeeffekt	41 MW	28 MW	69 MW
Dim. temperaturhöjning	30°C	30°C	30°C
Vätskeflöde	375 l/s	255 l/s	630 l/s
Ledningsdim.	DN350	DN300	-
Vattenvolym	175 m <sup>3</sup>	125 m <sup>3</sup>	300 m <sup>3</sup>
<u>Värmeväxlare</u> antal, effekt	4 st à 10,2 MW	4 st à 7 MW	8 st
<u>Huvudpumpar</u> antal, flöde tryckökning	1 st à 375 l/s vid 6,5 MPa	1 st à 255 l/s vid 6,5 Mpa	2 st
Arbetstryck	200 kPa	200 kPa	200 kPa
Max arbetstryck	300 kPa	300 kPa	300 kPa
Max arbetstemp.	140°C	140°C	140°C
Värmebärare	50% propylenglykol, 50% vatten inkl. inhibitorer		

6.3 Markarbeten och kostnader

Tre områden, betecknade A, B och C (bilaga 6.6 och 6.7), med olika marktyper kommer att utnyttjas för solfångaruppställning.

Område A. Soptippen har använts till och används fortfarande för tippning av byggavfall. För att kunna använda området för solfångaruppställning krävs avjämning och viss terrassering. Förutsatt att tippen ej använts för tippning av mjukmassor, exempelvis lera, krävs inga förstärkningsarbeten.

Kostnader	kkkr
o Avtäckning och plansprängning av vissa terrasytor längs tippens randområden	
Ca 3 ha $\times$ 1 m = 30.000 m <sup>3</sup> à 100 kr/m <sup>3</sup>	3000 kkr
o Fyllning och terrassering med sprängstensfyllning från berg- rummen inklusive uttransport och packning	
Ca 110.000 m <sup>3</sup> à 20 kr/m <sup>3</sup>	2200 kkr
o Tätning av sprängbotten och sprängstensfyllning	
Ca 12 ha à 20 kr/m <sup>2</sup>	2400 kkr
Summa	7600 kkr

Den totala ytan av område A som behöver tas i anspråk är ca 12 ha. Detta innebär en kostnad för markarbetena av 63 kr/m<sup>2</sup>. Omräknad och relaterat till solfångarna utgör dessa kostnader 153 kr/m<sup>2</sup> solfångaryta.

Område B. Åkermarken har använts för och används fortfarande för odling samt som betesmark. Denna mark torde kunna användas för solfångaruppställning med endast mindre stabiliseringsåtgärder. Belastningen på marken från solfångarna är 1 kPa (ca 100 kg/m<sup>2</sup>). Man bör vara medveten om att snedsättningar kan uppstå på åkermarken.

Kostnader	kkkr
o Matjordsavtagning, ca 30 cm. Arbetskostnaden kan kvittas mot vinsten vid försäljning.	0
o Utfyllnad med bärlager 20 cm.  11 ha x 0,2 m à 170 kr/m <sup>3</sup>	3700 kkr
Summa	3700 kkr

Åkermark är billig att iordningställa för uppställning av solfångare. Kostnaden för dessa 11 ha åkermark är 34 kr/m<sup>2</sup>, d.v.s 82 kr/m<sup>2</sup> solfångaryta.

Område C. Utgörs av skogsmark och på grund av topografin delas området in i en övre, nordlig terrass om 2 ha samt en nedre sydlig terrass om 4 ha. För att nå fram till området behövs en nyanläggning av väg ca 1,2 km. Eftersom området till övervägande delen utgörs av hållmark behövs inga förstärkningsarbeten.

Kostnader	kkkr
o Trädavverkning ca 4 ha. Detta ger vid försäljning en viss vinst 4 ha à 50.000 kr	-200 kkr
o Avtäckning av jord samt plansprängning  Ca 2 ha x 1 m à 100 kr/m <sup>3</sup>	2000 kkr
o Fyllning och terrassering med sprängstensmassor från berg- rummen samt uttransport och packning  6 ha x 0,5 m à 20 kr/m <sup>3</sup>	600 kkr

o	Tätning av sprängbotten och sprängstensfyllning	
	6 ha à 20 kr/m <sup>2</sup>	1200 kkr
o	Transportväg	
	1,2 km (5 m bred) à 500 kr/m	600 kkr
<hr/>		
	Summa	4200 kkr

Kostnaden för markarbeten inom område C uppgår alltså till 70 kr/m<sup>2</sup>, d.v.s. 170 kr/m<sup>2</sup> solfångaryta.

Vägs samtliga områden samman blir kostnaden för markarbeten inom hela solfångarfältet 15,1 Mkr d.v.s. 52 kr/m<sup>2</sup> och omräknat 135 kr/m<sup>2</sup> solfångaryta.

#### 6.4 Anläggningskostnader för hela solfångarfältet

Kostnaderna för solfångarfältet fördelar sig på följande poster och redovisas som kostnad per m<sup>2</sup> solfångaryta.

Solfångare inkl. stativ	690 kr/m <sup>2</sup>
Fundament	60 kr/m <sup>2</sup>
Markberedning	135 kr/m <sup>2</sup>
Rör i solfångarfält	130 kr/m <sup>2</sup>
Försäkringar, byggräntor	<u>100 kr/m<sup>2</sup></u>

Totalt	1 115 kr/m <sup>2</sup>
--------	-------------------------

Anläggningskostnaden för det 126.000 m<sup>2</sup> stora solfångarfältet blir således drygt 140 Mkr.

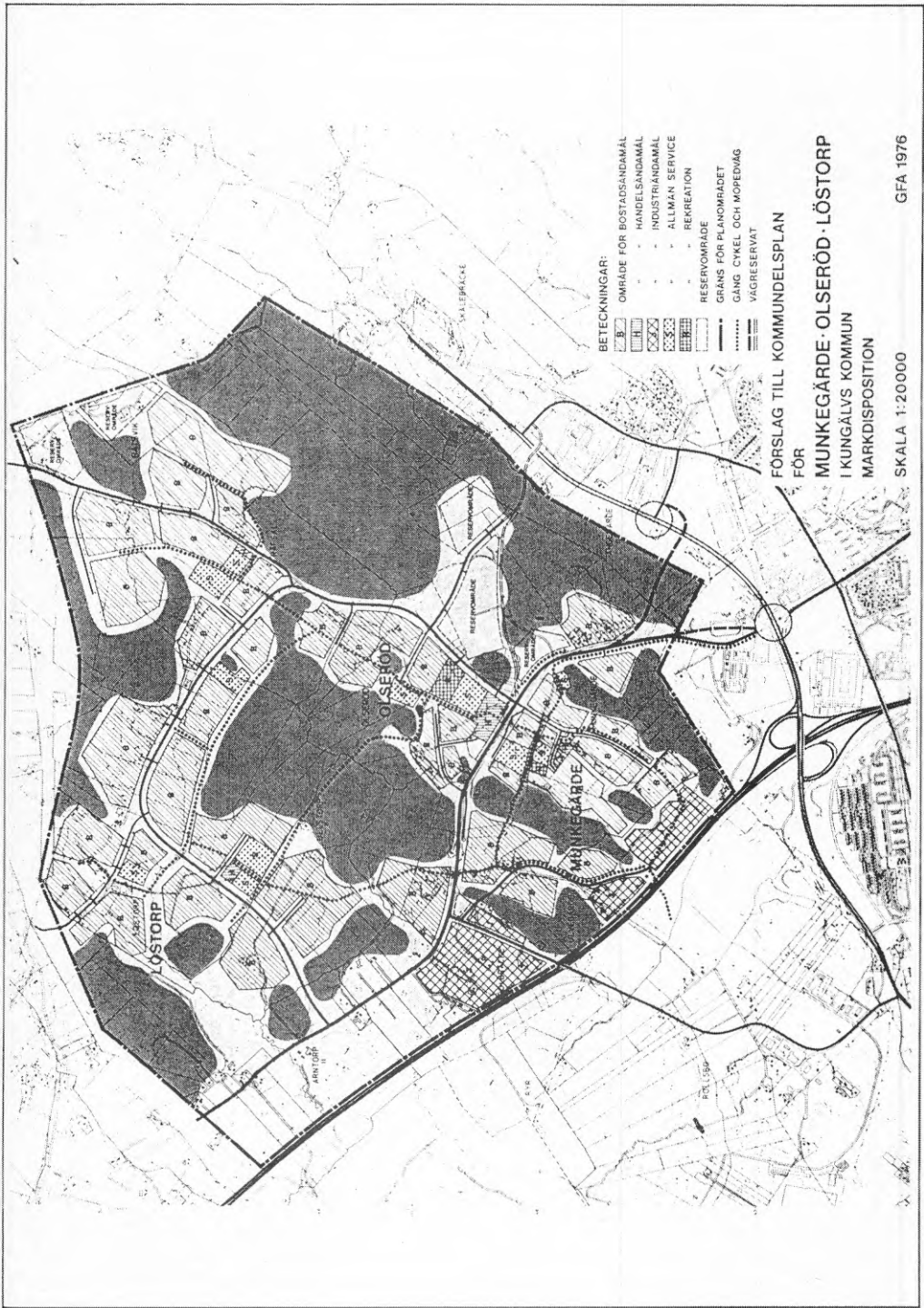


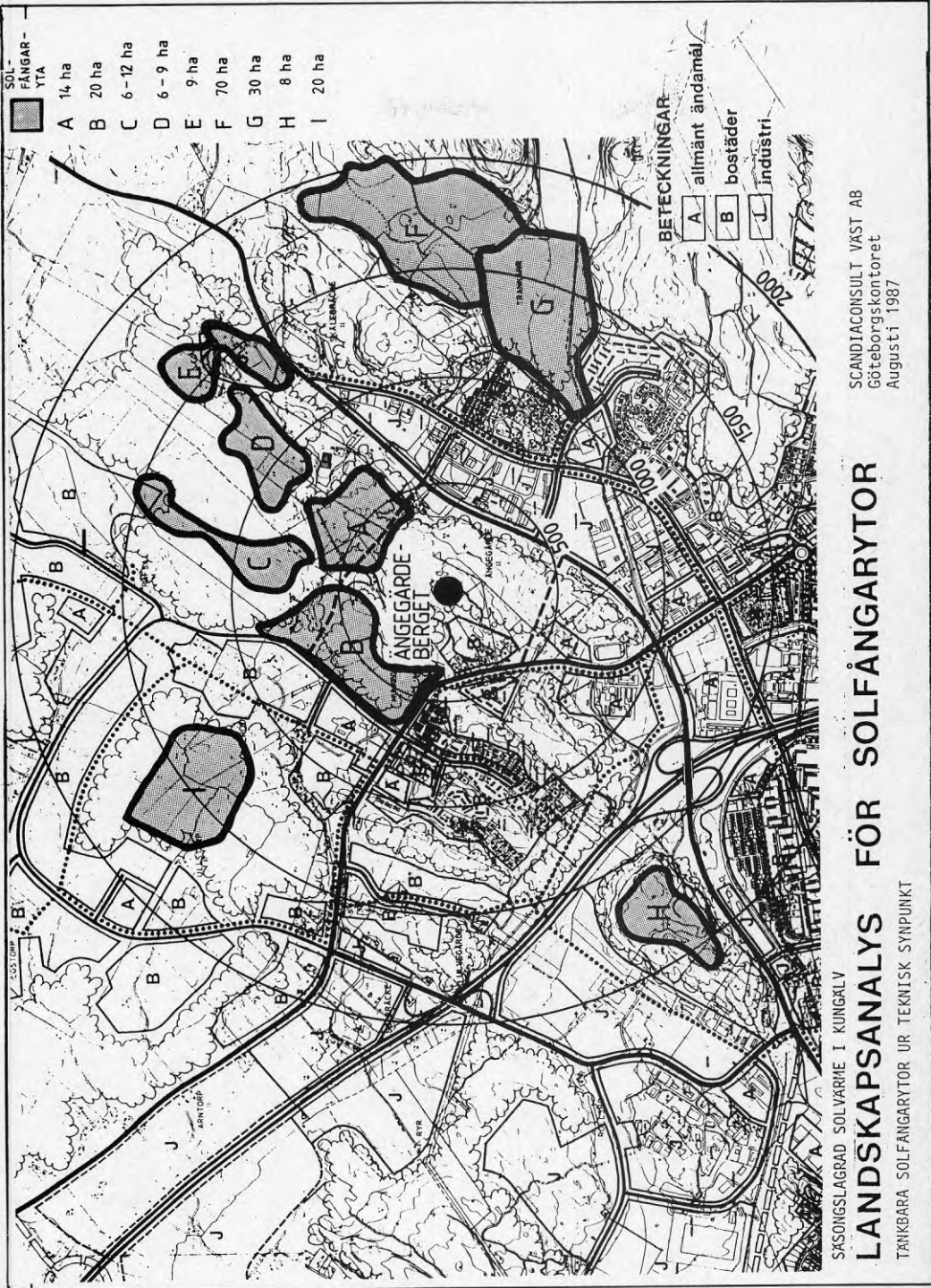
# KUNGÄLVS ÖVERSIKTSPLAN · tätortsstudier

Dispositionsskiss för Kungälv – Ytterby – Rollsbo – Munkegårde

SBK / GFA

april 1987

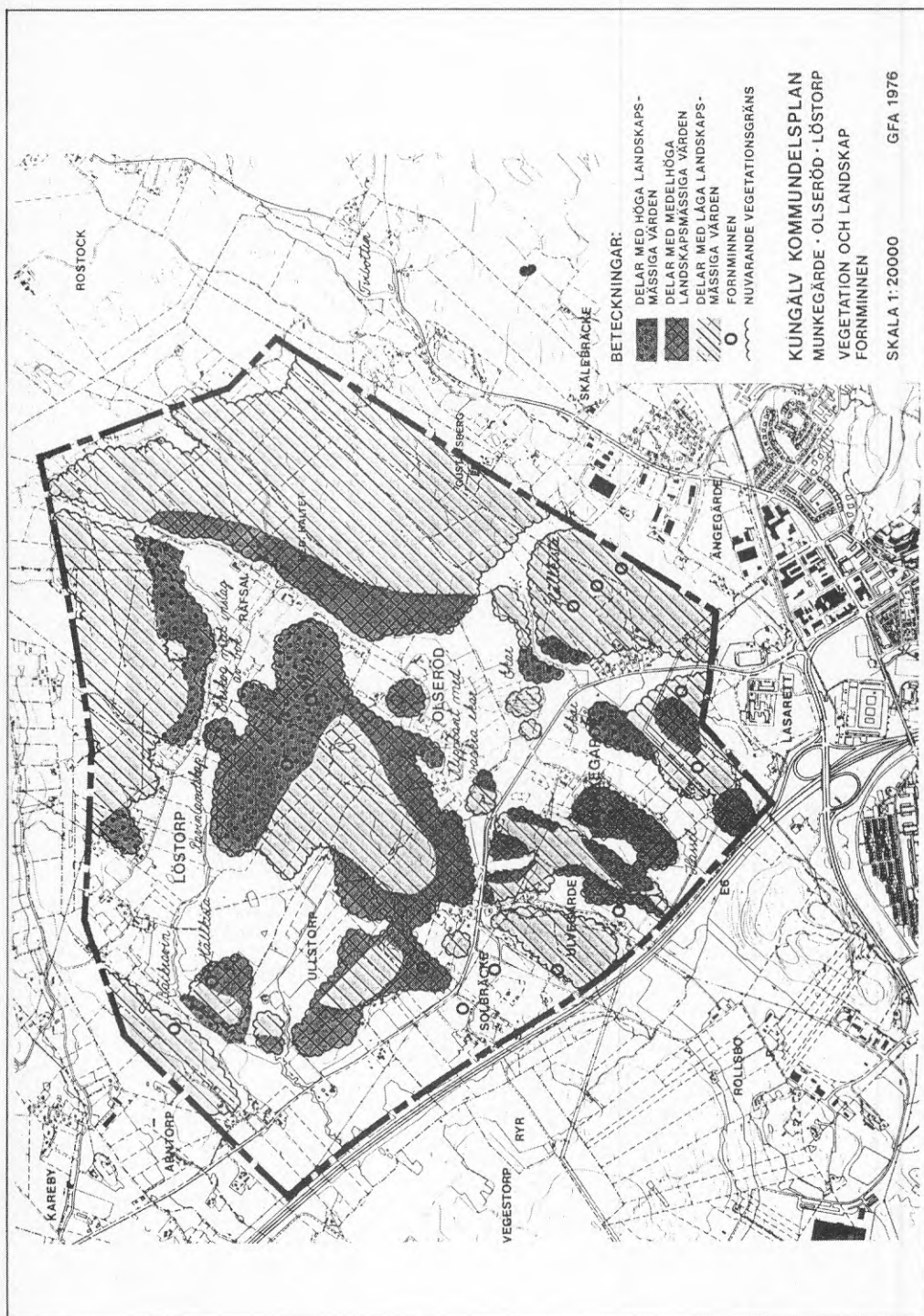




SCANDIACONSULT VAST AB  
Göteborgskontoret  
Augusti 1987

SÄSÖNGLAGRAD SOLVARN I KUNGÄLV  
**LANDSKAPSANALYS FÖR SOLFÅNGARYTOR**

TÄNKBARA SOLFÅNGARYTOR UR TEKNISK SYNPUNKT





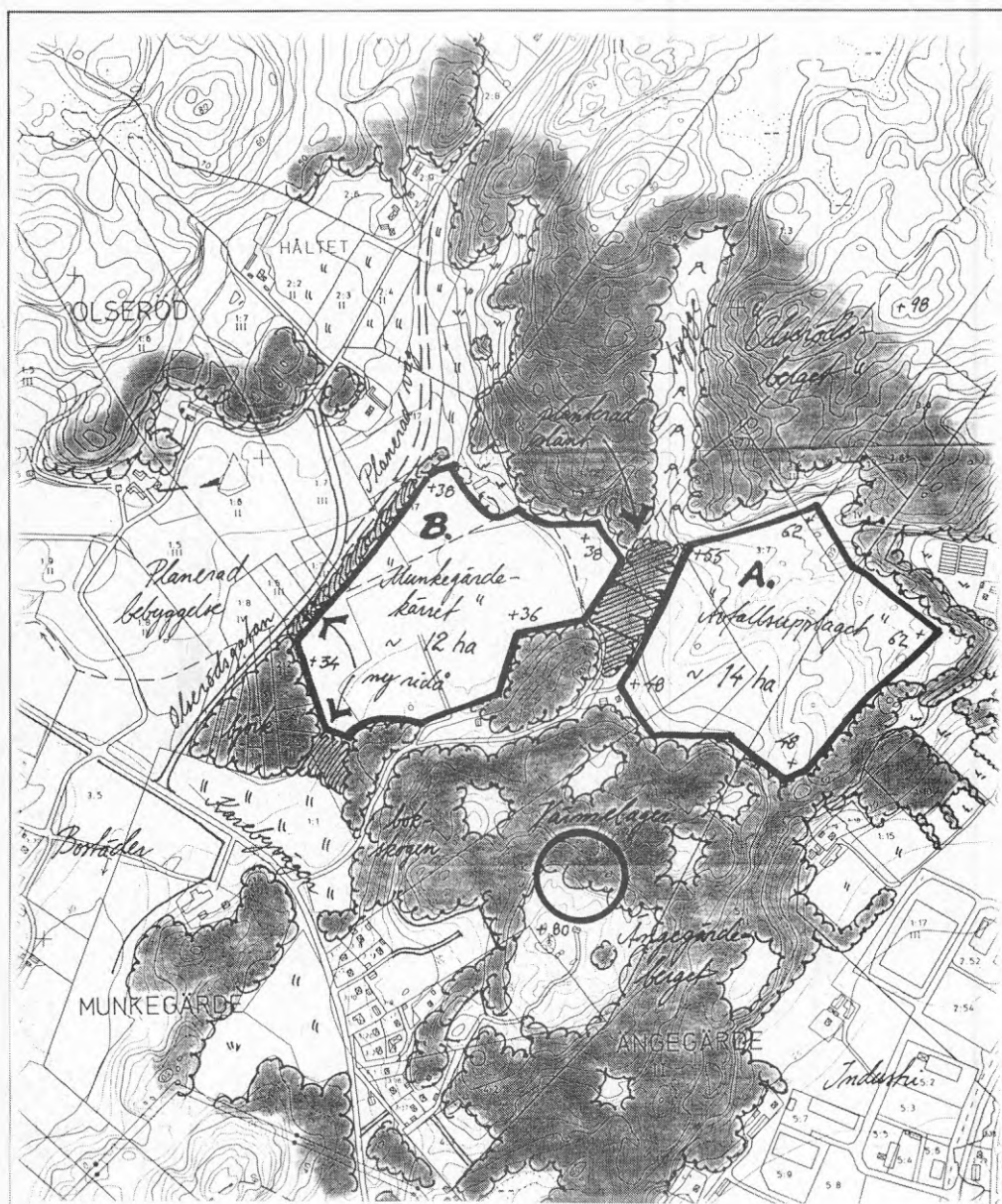


SKSONGSLAGRAD SOLVÄRME I KUNGÄLV

# LANDSKAPSANALYS FÖR SOLFÅNGARYTOR

LANDSKAPSIKONTOR

SCANDIACONSULT VÄST AB  
Göteborgskontoret  
Augusti 1987



SÄSONSLAGRAD SOLVÄRME I KUNGÄLV

# LANDSKAPSANALYS FÖR SOLFÅNGARYTOR

FÖRSLAG TILL SOLFANGARYTOR, ALT I

SCANDIACONSULT VÄST AB  
Göteborgskontoret  
Augusti 1987





7. VÄRMELAGER I KUNGÄLV

INNEHÅLL

SID

SAMMANFATTNING

7.1	<u>Geologi - Hydrogeologi</u>	7:1
7.2	<u>Byggnadsteknik</u>	7:1
7.3	<u>Anläggningskostnader</u>	7:3

## SAMMANFATTNING (KAPITEL 7)

De geologiska förutsättningarna bedöms vara goda för byggande av en bergrumsanläggning i Änggårdeberget under de markytor som är planerade för solfångarfält. Några bergundersökningar på platsen har dock ej gjorts ännu.

Det avsedda värmelagret består av en 30 m hög, 153 m lång och 110 m bred vattenfylld bergrumsvolym med 6 invändiga bergpelare. Värmelagrets botten måste ligga minst 70 m under markytan. Emellan bergrumstaket och markytan förläggs en 10 m hög bergöppning avsedd som värmecentral. Tillfartstunneln läggs vid sidan om bergrumskomplexet med infarter för galleriuttag samt pallbrytning. En tunnel från övre delen av tillfartstunneln ansluter till värmecentralen.

Vattenfyllning kan ske med hjälp av en tillfällig vattenledning från Nordre Älv i närheten och tar en dryg månad i anspråk.

Kostnaden för utsprängning samt borttransport av bergmassorna är beräknad till 132 kr/m<sup>3</sup> fast berg. Massorna kan säljas för krossändamål varför nettokostnaden är 105 kr/m<sup>3</sup> fast berg. Vissa mindre kostnader tillkommer för förstärkningsarbeten.

## 7. VÄRMELAGER I KUNGÄLV

### 7.1 Geologi - Hydrogeologi

Ängegärdeberget utgör en väl markerad höjdrygg begränsad i sydost av en bred lerfylld dalgång parallell med den mer bekanta Götaälvdalen. Den lokalt studerade tektoniska bilden visar att höjdryggen i sin tur kan delas in i ett antal romboederformade bergspartier.

Bergets överyta består mestadels av hållmark med mycket måttliga jordavlagringar, vilka återfinns i sänkorna. Vegetationen utgörs i huvudsak av buskar med mindre inslag av låga träd.

Bergarten, en granit av s.k Åmåltyp, innehåller inga större brottstycken och genomslås inte heller av några stora hållfasthetsnedsättande krosszoner.

Någon kärnbörning eller hydrogeologisk undersökning har inte utförts. Genom okulär fältbesiktning bedöms ändå förutsättningarna som goda att hitta relativt homogena bergspartier i vilka en bergrumsanläggning kan byggas.

### 7.2 Byggnadsteknik

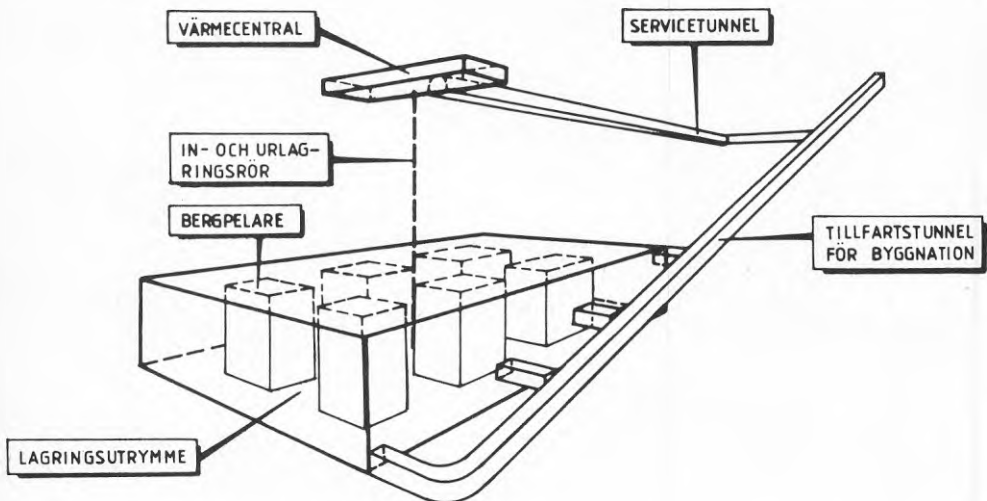
För att komma till den nivå där bergrummen skall anläggas måste först en tillfartstunnel sprängas ut. Denna används senare under byggtiden för uttransport av bergmassor. Längden på tunneln bestäms av den maximala stigning som fullastade transportfordon klarar av. Då tunnelutsprängningen är dyr i förhållande till bergrumsutsprängningen (dvs kostnad per m<sup>3</sup>) är det viktigt att inte göra tunneln längre än vad som är tekniskt nödvändigt. Att välja plats för tunnelpåslaget är viktigt för att markgenombrytningen inte skall bli komplicerad att utföra. Väl i nivå med takhöjden för berglagret, börjar utsprängningen av takvalvet, det så kallade galleriet. Arbetet fortsätter med en etappvis utsprängning av bergrummet, där pallhöjden kan variera t.ex mellan 8-14 m, tills bottennivån, sulan, har nåtts.

Normalt byggs bergrumsanläggningar i form av ett antal parallella "skepp" med bredden 20 m, höjden 30 m och önskad längd. Avståndet mellan "skeppen" brukar vara 25 m. Detta gäller när bergrum används för t.ex råolja-lagring men är olämpligt i värmelagringssammanhang.

Av värmetekniska och systemtekniska skäl bör man här istället för parallella skepp välja att "förtäta" bergrummet och slå stora öppningar tvärs de parallella bergrummen. Detta innebär att lagringsutrymmet blir en stor sammanhängande volym, i Kungälvsvället med planytan 153x110 m och 25x25 meters pelare som stöd (figur 7.1). Pelarbrytningen är för övrigt en känd teknik som används inom gruvnäringen.

Tillfartstunnel förläggs vid sidan om bergrumskomplexet med flera infarter för galleriuttag samt pallbrytning. För att undvika problem liknande de i Lyckebo med värmeförluster från tillfartstunneln som där används för volymexpansion hos vattnet, gjuts alla öppningar mellan tillfartstunnel och bergrum igen efter byggnationen. Volymexpansionen beräknas istället kunna tas upp i bergrummets överdel.

Från övre delen av tillfartstunneln drivs en servicetunnel ut till mitten över bergrummen där plats görs för en värmecentral inrymmande tillsatspanna, in- och urlagringstrustning, värmeväxlare etc. Öppningens planmått är beräknad till 25x35 m med en höjd av ca 10 m och den är belägen 15 m över bergrumstaket. För att erhålla fullgod bergövertäckning skall värmelagrets botten befinna sig minst 70 m under markytan.



Figur 7.1 Föreslagen utformning av bergrumsanläggningen med placering av värmecentral för installationsteknisk utrustning.



Vattenuppfyllning av bergrummen kan ske med hjälp av en tillfällig vattenledning från Nordre älv. Vattenkemiska analyser som gjorts visar att detta vatten håller mycket låg halt av kalcium, vilket är gynnsamt med tanke på kommande upphettning och härvid befarad kalkutfällning. Även vattnets benägenhet att reagera med berg har studerats och resultaten visar att älvvattnet mycket väl lämpar sig som värmelagringsmedium.

### 7.3 Anläggningskostnader

Hela den sammanhängande bergrumsvolymen måste tas ut vid ett och samma byggnadstillfälle. En utbyggnad av anläggningen kan naturligtvis ske, men då som ett fristående bergum.

Om arbetet med utsprängningen drivs i två skift fås en byggtid om 1,5 till 2 år. Detta medför i praktiken att 4-6 truckar per timma med en kapacitet om ca 20 m<sup>3</sup> kommer att transportera upp sprängsten till markytan.

Kostnaden för sprängning, lastning, uttagning samt transport av sprängstenen ca 5 km från påslaget är beräknad till 132 kr/m<sup>3</sup> fast berg. I priset, som är kalkylerat för volymen 400.000 m<sup>3</sup>, är inkluderat utsprängning av en 20 m<sup>2</sup> transporttunnel om 1000 meters längd. Sprängstenen betingar utsprängd och upptransporterad ett värde av 27 kr/m<sup>3</sup> fast berg. Detta motsvarar en losstagningskostnad av 10 kr/ton för berg i en bergtäkt. Med en kreditering av sprängstenen av 27 kr/m<sup>3</sup> blir den återstående bergrumskostnaden 105 kr/m<sup>3</sup> fast berg. De ca 400.000 m<sup>3</sup> bergmassor som behöver uttas utgör mindre än en tusendel av den årliga sprängstensproduktionen i Sverige och kan med fördel krossas i olika makadamfraktioner som används vid t.ex vägbyggnation. Enligt tillfrågade entreprenörer på området finns avsättning för volymer av nämnd storlek inom regionen.

Ovanstående kostnader är inhämtade för ett traditionellt byggt bergum bestående av tillfartstunnel och 4 parallella "skepp". Uttagskostnaderna för pelarsalen bedöms dock som likvärdiga de för traditionellt bergum medan man måste räkna med viss fördyring för förstärkningsarbeten.



8. EKONOMISKA KALKYLFÖRUTSÄTTNINGAR

INNEHÅLL SID

SAMMANFATTNING

8.1	<u>Energipriser</u>	8:1
8.1.1	Elpriser	8:1
8.1.2	Träflispris	8:3
8.1.3	Gasolpris	8:3
8.1.4	Oljepris	8:4
8.1.5	Naturgaspris	8:4
8.2	<u>Avskrivningstider och underhålls- kostnader</u>	8:4
8.3	<u>Kalkylmetod</u>	8:5

## SAMMANFATTNING (KAPITEL 8)

Vissa gemensamma kalkylförutsättningar ligger till grund för ekonomisk värdering av de olika värmeförsörjningsalternativen.

Följande bränslepriser inklusive skatter är förutsatta (1988 års prisnivå):

o	Tunnolja (Eo1)	1800 kr/m <sup>3</sup>	- 0,18 kr/kWh <sub>b</sub>
	Tjockolja (Eo4LS)	1650 kr/m <sup>3</sup>	- 0,15 kr/kWh <sub>b</sub>
o	Naturgas	1545 kr/1000m <sup>3</sup>	- 0,143 kr/kWh <sub>b</sub>
o	Gasol	1900 kr/ton	- 0,152 kr/kWh <sub>b</sub>
o	Träflis	87 kr/m <sup>3</sup> s	- 0,11 kr/kWh <sub>b</sub>

Förutom naturgaspriset är angivna priser marknadspriser i Göteborgsregionen. Exakta naturgaspriser för Kungälv som beräknas få naturgas i början av 1990-talet är ännu svårangivna. Angivelsen ovan motsvarar ett naturgaspris som är 95% av tjockoljepriset.

Elpriserna är satta med ledning av de senaste förslagen för justering av Vattenfalls råkrafttariff som tillämpas av Kungälv Elverk.

Bränsle- och elpriserna antas få realprisökningar på 2% per år under en 20-årsperiod. Undantaget är träflispriset där inga prisökningar väntas beroende på god regional flistillgång.

När det gäller kapitalkostnader är annuitetsmetoden med 4% realränta använd som kalkylmetod. Inverkan av andra räntor är redovisad i känslighetsanalyser. Avskrivningstiderna för anläggningar och dess delar är valda enligt gängse praxis. Underhållskostnaderna är schablonberäknade i procent av anläggningskostnaderna. Valda procentsatser är erfarenhetsgrundade och väl vedertagna.

## 8. EKONOMISKA KALKYLFÖRUTSÄTTNINGAR

I det följande redovisas gemensamma kalkylförutsättningar som ligger till grund för ekonomisk värdering av de olika värmeförsörjningsalternativen. Denna del av utredningsarbetet är koncentrerad på redovisning av jämförbara uppgifter omfattande investeringsbehov samt årlig kapital-, drift- och underhållskostnad för värmeförsörjning av samma tätortsområde i de olika försörjningsalternativen. Alla uppgifter är angivna i 1988 års prisnivå.

### 8.1 Energipriser

Bränslepriserna nedan anges alla dels relaterade till vikt- eller volymenheter och dels till bränslets energiinnehåll före energiomvandling, dvs motvarande 100% förbränningsverkningsgrad vid omvandling till värme (bränslets energiinnehåll betecknas kWh<sub>b</sub>). Elpriserna anges i form av fasta avgifter, effektaavgifter samt energiavgifter vilka enligt gällande tariffer i Kungälv med diverse index- och skattetillägg inkluderade betalas av konsumenten.

#### 8.1.1 Elpriser

Nedan angivna elpriser är priser enligt Vattenfalls råkrafttariff samt Kungälv Elverks tariffer för hög- respektive lågspänning. Priserna innehåller följande korrigeringar och tillägg:

- o Tillägg på samtliga avgifter för både hög- och lågspänningstariffen = 0,48 (K - 133)%. K är det med en decimal beräknade medelvärde för kalenderåret före leveransåret av konsumentprisindex med år 1980 som basår. K är 160,3 för år 1987 vilket ger tillägget 13,104%.
- o Tillägg respektive avdrag för energi uttagen under följande perioder:

Högspänning	Lågspänning
Hela året 0,51 (U- 5) öre/kWh	0,53 (U- 5) öre/kWh
Jan-apr, okt-dec 0,09 (C-12) öre/kWh	0,10 (C-12) öre/kWh

U är den av Statistiska Centralbyrån med två decimaler redovisade medelkostnaden i öre/kWh för kärnbränsle under kalenderåret före leveransåret.

C är det av Statistiska Centralbyrån med två decimaler redovisade medelpriset i öre/kWh under kalenderåret före levereransåret för ett urval större oljekonsumenters inköp av eldningsolja nr 5 med högst 1% svavelhalt.

U är 4,44 och C är 5,25 för 1987 vilket ger följande tillägg respektive avdrag på energiavgifterna:

	----- Högspänning -----	----- Lågspänning -----
Hela året	-0,29 öre/kWh	-0,29 öre/kWh
Jan-apr, okt-dec	-0,61 öre/kWh	-0,68 öre/kWh

Fullständiga eltariffer som bestämmer privatkonsumentens årliga elkostnad blir följande:

o Högspänning 6-10 kV - tariff A1

Elskatt på 7,2 öre/kWh ingår i alla energiavgifter.

- Fast avgift	5 655 kr/år
- Effektagift	317 kr/kW (1h), år
- Energiavgifter	
maj, juni, aug, sept	19,92 öre/kWh
juli	16,41 öre/kWh
övrig tid	23,83 öre/kWh

o Lågspänning - tariff B1

Elskatt på 7,2 öre/kWh ingår i alla energiavgifter.

- Fast avgift	4 863 kr/år
- Effektagift	339 kr/kW (1h), år
- Energiavgifter	
maj, juni, aug, sept	22,90 öre/kWh
juli	19,50 öre/kWh
övrig tid	27,98 öre/kWh

Den fullständiga eltariffen som bestämmer Kungälv  
Elverks årliga elkostnad blir följande:

- o Högspänning 70-130 kV - Vattenfalls råkrafttariff (N1)  
justerad enligt senaste förslag.

Ingen elskatt ingår i energiavgifterna. Skatt tas ut på  
konsumenttarifferna A1, B1 m fl.

- Fast avgift	566 kkr/år
- Abonnemangsavgift	23 kr/kW (1h), år
- Högbelastningsavgift	181 kr/kW (1h), år
- Energiavgifter	
nov-mars, vard kl 06-22	20,0 öre/kWh
nov-mars, övr.tid	13,8 öre/kWh
apr, sept, okt, vard kl 06-22	13,8 öre/kWh
apr, sept, okt, övr.tid	12,1 öre/kWh
maj-aug, vard kl 06-22	11,0 öre/kWh
maj-aug, övr.tid	9,9 öre/kWh

Effektavgifterna erläggs för medelvärdet av de fyra  
högsta månadsvärdena under året för uttagen medel-  
effekt per timma, kW (1h), dock för lägst 80% av  
abonnerad effekt.

### 8.1.2 Träflispris

Inom tio mils radie från Kungälv förekommer en betydande  
förbrukning av inhemska, fasta bränslen. Ett tiotal  
större användare förbrukar årligen närmare 800 GWh  
trädbränslen och torv. Aktörerna på bränslemarknaden  
uppgger sig ej ha några problem med att utöka nuvarande  
åtaganden med ytterligare leveranser.

Den regionala marknaden för trädbränsle är väl etablerad  
och följande träflispris gäller i dagsläget:

Bränslepris = 87 kr/m<sup>3</sup>s = 0,11 kr/kWh<sub>D</sub> (m<sup>3</sup>s = volym  
stjälpt mått vid fukthalt 40%). Ingen bränsleskatt finns  
idag på träflis.

### 8.1.3 Gasolpris

Det finns idag ett växande intresse för användning av  
gasol inom uppvärmningssektorn. Inom ett lokalt natur-  
gasnät kan blandningar av gasol och luft användas som  
substitut för naturgas. Detta kan göra gasolen aktuell  
vid så kallad förtida inkoppling till naturgasnätet.

Konsumentpriset i Sverige på gasol levererad till tryck-tankar låg hösten 1986 på följande nivå:

Bränslepris = 1200-1600 kr/ton = 0,09-0,13 kr/kWh<sub>b</sub> för storköpare i mellansverige.

Bränslepris = 2000-2500 kr/ton = 0,16-0,20 kr/kWh<sub>b</sub> för småförbrukare.

Gasolens bränsleskatt är idag 192 kr/ton = 0,015 kr/kWh<sub>b</sub>.

#### 8.1.4 Oljepris

Följande priser antas gälla för brännolja:

Bränslepris tunnolja (Eo1) = 1 800 kr/m<sup>3</sup> = 0,18 kr/kWh<sub>b</sub>  
 Bränslepris tjockolja (Eo4LS) = 1 650 kr/m<sup>3</sup> = 0,15 kr/kWh<sub>b</sub>

Priserna gäller fritt kundens tank och inkluderar bränsleskatt på 730 kr/m<sup>3</sup> = 0,07 kr/kWh<sub>b</sub>.

#### 8.1.5 Naturgaspris

Naturgasanvändningen i Västsverige befinner sig i ett introduktionsskede och utbyggnad av västgasnätet pågår med ledningsläggning i Göteborgstrakten. Några exakta inköpspriser på naturgas efter mottagningsstation i Kungälv är svåra att få idag men priset bör av konkurrensskäl komma att ligga strax under tjockoljepriset. Följande pris, vilket är 95% av tjockoljepriset antas gälla för naturgas:

Bränslepris = 1545 kr/1000 m<sup>3</sup> = 0,143 kr/kWh<sub>b</sub>

Priset inkluderar naturgasens bränsleskatt som idag är 310 kr/1000 m<sup>3</sup> = 0,03 kr/kWh<sub>b</sub>.

#### 8.2 Avskrivningstider och underhållskostnader

Avskrivningstiderna för anläggningar och dess delar är valda enligt praxis för värmeutredningar av aktuellt slag. Hänsyn är tagen till Svenska Kommunförbundets förslag från år 1985 på området. Underhållskostnaderna för anläggningar och dess delar är framtagna enligt den vanliga schablonmetod som innebär att den årliga underhållskostnaden beräknas i procent av respektive dels anläggningskostnad.



Valda procentsatser är erfarenhetsgrundade och ofta använda i liknande sammanhang varför dessa kan sägas vara väl vedertagna.

Anläggningsdel	Avskrivningstid	Årlig underhållskostnad (% av anl.kostn.)
El- och VVS-utrustning	15 år	1%
Olje- och gaspannor	15 år	2%
Flispannor	15 år	2%
Värmepumpar	15 år	3%
Abonmentcentraler	15 år	1%
Kraftvärmeanläggningar	20 år	3%
Solfångarsystem	20 år	1%
Värmelager i berggrum	40 år	0,5%
Fjärrvärme- och gasnät	30 år	1%
Byggnader	40 år	0,5%

### 8.3 Kalkylmetod

Alla kapitalkostnader är beräknade med hjälp av annuitetsmetoden där realräntan 4% är använd.

Anläggningskostnaden för respektive värmeförsörjningsalternativ inkluderar projekterings- och byggherrekostnader samt övriga tilläggskostnader som preciseras från fall till fall i respektive kapitel.

Underhållskostnaderna framtagna enligt avsnitt 8.2 antas realt sett vara konstanta under avskrivningstiden.

Beträffande energipriser tas hänsyn till i tiden ökande realpriser på följande sätt:

$$\bar{P} = \frac{N1}{N2} \cdot P_0$$

där är:

$\bar{P}$  = diskonterat medelvärde för energipriset under ett antal år (kr/kWh)

$P_0$  = dagens energipris (kr/kWh)

$$N1 = \frac{1 - \left(\frac{1+q}{1+r}\right)^n}{\frac{r-q}{1+r}} \quad (\text{Nusummeffaktor för ett belopp som ökar med } q\% \text{ per år})$$

$$N2 = \frac{1 - \left(\frac{1}{1+r}\right)^n}{\frac{r}{1+r}} \quad (\text{Vanlig nusummeffaktor för ett konstant belopp})$$

$r$  = Real kalkylränta (%/100)

$q$  = Real årlig ökning av energipriset (%/100)

$n$  = Antal år

Realräntan är satt till 4% och energipriserna är beräknade för en 20-årsperiod. 20 år gäller alltså här trots att vissa av de valda avskrivningstiderna är längre och vissa är kortare. Skälet är att längre prognoser är alltför osäkra och att en mer differentierad energiprisberäkning, där hänsyn tas till olika avskrivningstider skulle göra ekonomibehandlingen oöverskådlig och slutresultatet som helhet i form av värmekostnader svårtolkat.

Utredningen är baserad på förutsättningen att bränsle- och elpriserna kommer att få en realprisökning på 2% per år. För träflis väntas dock inga realprisökningar på flera år utan snarare en viss sänkning. Skälet är den goda tillgången och stora leveranskapaciteten på träflis i Kungälvregionen. Dessa förutsättningar ger följande energipriser:

Träflis:  $\bar{P} = P_0$

Övriga bränslen och el:  $\bar{P} = 1,19 \times P_0$

Ihågkommas bör dock att det finns många olika bedömningar om prisutvecklingen för el och bränslen på 20 års sikt. Enligt vissa bedömningar kommer inga prisökningar att ske för t.ex olja och större prisökningar än 2% per år att ske för t.ex el.

9. VÄRMEFÖRSÖRJNINGSSALTERNATIV I KUNGÄLV

INNEHÅLL

SID

SAMMANFATTNING

9.1	<u>Spillvärme från EKA AB</u>	9:2
9.1.1	Systemutformning	9:3
9.1.2	Värmeproduktionens sammansättning	9:5
9.1.3	Ekonomi för vald värmepumpstorlek	9:7
9.1.4	Ekonomi för olika värmepumpstorlekar	9:13
9.2	<u>Naturgas</u>	9:16
9.2.1	Systemutformning	9:19
9.2.2	Ekonomi vid lokala gaspannor	9:25
9.2.3	Ekonomi vid fjärrvärmecentral	9:30
9.3	<u>Fastbränsle</u>	9:35
9.3.1	Systemutformning	9:35
9.3.2	Regional tillgång på fasta bränslen	9:42
9.3.3	Ekonomi	9:43
9.4	<u>Lokala värmecentraler</u>	9:49
9.4.1	Inledning	9:49
9.4.2	Beskrivning av värmecentralerna	9:50
9.4.3	Åtgärder i värmecentralerna	9:52
9.4.4	Tillgänglighet och leveranssäkerhet	9:56
9.4.5	Ekonomi	9:57

Bilaga 9.1 Värmecentraler inom fjärrvärmeområdet, beräknat årligt värmebehov samt olje- och elförbrukning år 1990.

Bilaga 9.2 Installationer vid oljeeldning i lokala värmecentraler.

Installationer vid gasoeldning i lokala värmecentraler.

## SAMMANFATTNING (KAPITEL 9)

Gemensamt för alla alternativ är att de omfattar ett och samma tätortsområde vars sammanlagda årsvärmebehov uppgår till 53,6 GWh netto. I fjärrvärmealternativ tillkommer kulvertförluster varför den erforderliga årsvärmeproduktionen är 56,3 GWh. Följande alternativ ingår:

### 1. Spillvärme från EKA AB

EKA AB är en processkemisk industri vid Göta älv, ca 4 km från Kungälv.

Kylvatten från processerna kan utnyttjas som värmekälla i en värmepumpanläggning som lämpligen placeras vid Nordre älv i södra Kungälv. Eldrivna värmepumpar med kondensoreffekten 6,5 MW beräknas täcka värmebehovet ned till omkring +5°C utomhus varunder tillsatsvärme fås från naturgaseldade pannor. Värmeproduktionen utgörs av ca 47% spillvärme, 19% el och 34% tillsatsvärme.

Den totala anläggningskostnaden inklusive fjärrvärme-system beräknas uppgå till ca 81 Mkr. Värmecentralens kostnad relaterad till maximal effekt (22 MW) är ca 1500 kr/kW. Sammanlagd värmekostnad för produktion och distribution är ca 0,28 kr/kWh.

### 2. Naturgas

Naturgasförsörjning av Kungälv beräknas kunna ske i början av 1990-talet. Två helt naturgasbaserade alternativ finns:

1. Naturgasdistribution via gasnät direkt till lokala gaspannor insatta istället för dagens oljepannor.
2. Fjärrvärmecentral med naturgaseldade pannor, fjärrvärmenät och undercentraler hos enskilda förbrukare.

I alternativet med gasnät beräknas lågtrycksnätets sammanlagda ledningslängd i Kungälv till 11.000 m. Trycket ligger huvudsakligen mellan 1 och 4 bar. I fjärrvärmealternativet placeras värmecentralen i Nordvästra kanten av Ångegårdsområdet dit en gasledning dras.

Pannor för naturgas utformas ungefär som oljepannor. Speciella gasbrännare används vilka enkelt kan kombineras med oljebrännare. Verkningsgraden för gaspannor är hög och möjligheterna till effektivisering genom rökgaskondensering i avgaspannor är goda.

För alternativet med lokala gaspannor beräknas den totala anläggningskostnaden inklusive lokalt naturgassystem uppgå till 32 Mkr. Sammanlagd värmekostnad för gasdistribution och värmeproduktion är ca 0,25 kr/kWh. För fjärrvärmealternativet är anläggningskostnaden inklusive fjärrvärmesystem ca 61 Mkr och värmekostnaden ca 0,28 kr/kWh.

### 3. Fastbränsle

Fastbränsle i form av träflis är utrett i Kungälvfallet.

En lämplig placering av fjärrvärmecentralen är i södra kanten av Ångegårdsområdet. Detta med tanke på utrymmeskrävande bränslehantering och bränsletransport.

Flispannan dimensioneras för 50% täckning av maximal värmeeffekt medan resten täcks av tungoljeeldade pannor. Flispannan står för 85% av värmeproduktionen och oljepannorna för 15% vari sommarvärmebehovet ingår. Som mest behövs vintertid 5 stora fordonstransporter med träflis per dygn.

Avsedd fastbränslepanna är av typen cirkulerande fluidbäddpanna med verkningsgrad på ca 85%. Även andra typer av fastbränsle kan användas i panntypen.

Redan idag används betydande fastbränslemängder inom regionen och nödvändiga mängder till en anläggning i Kungälv kan framtas utan problem.

Den totala anläggningskostnaden inklusive fjärrvärmesystem uppgår till ca 100 Mkr. Värmecentralens kostnad relaterad till maximal effekt (22 MW) är ca 2400 kr/kW. Sammanlagd kostnad för produktion och distribution är ca 0,32 kr/kWh.

#### 4. Lokala värmecentraler

Dagens struktur med lokala gruppcentraler och enskilda fastighetspannor representerar omräknat till 1990 års nivå (10% ytterligare besparing under perioden 1986-1990) ett värmebehov på totalt 53,6 GWh/år. 89% av behovet täcks av oljepannedrift motsvarande 5400 m<sup>3</sup> olja per år och resterande 11% av elpannedrift.

En variant av dagens struktur är komplettering med gasoleldning för värmecentraler där förutsättningarna är lämpliga.

Genom att konvertera tre gruppcentraler till gasoleldning blir andelen olja reducerad till 68% motsvarande 4150 m<sup>3</sup> per år medan andelen gasol utgör 21% motsvarande 971 ton per år. El utgör som tidigare 11% av totala värmeproduktionen.

För att kostnaderna för dessa alternativ skall vara jämförbara med fjärrvärmealternativen antas att motsvarande installationer i värmecentraler och apparatrum ersätts med ny utrustning. Enda skillnaden är att primärvärmeväxlarna här utbyts mot panninstallationer.

Den totala anläggningskostnaden för oljealternativet är 16,3 Mkr vilket motsvarar värmekostnaden 0,28 kr/kWh. Praktiskt taget samma värmekostnad fås i olja/gasolalternativet vars totala anläggningskostnad är ca 17,9 Mkr.





9. VÄRMEFÖRSÖRJNINGSSALTERNATIV I KUNGÄLV

På centralorten inom Kungälv kommun sker idag huvuddelen av byggnadsuppvärmningen med hjälp av oljeeldade pannor, mestadels lättoljeeldade. Det enda betydande undantaget är en större värmepumpanläggning på uteluft i stadsdelen Komarken. Anläggningen försörjer omkring 2000 lägenheter med 60% av årsvärmebehovet.

Utöver Komarken finns ca 3500 lägenheter i fler- och enbostadshus. Av dessa ligger omkring 2200 lägenheter inom områden som är lämpliga för utbyggnad av fjärrvärmesystem. Inklusivt tillkommande bostäder i nordvästra ytterdelen av orten kan ca 2500 lägenheter komma att vara fjärrvärmeanslutna i början av 1990-talet om fjärrvärmens byggs ut tills dess.

Omkring 350.000 m<sup>2</sup> uppvärmd byggnadsyta omfattas av den centraliserade värmeförsörjningen där 42 abonnentcentraler ingår enligt fjärrvärmeutredningen (kapitel 3). Det föreslagna fjärrvärmesystemet omfattar 9800 m kulvert och anläggningskostnaden inklusive abonnentinstallationer uppgår till totalt 47 Mkr. Nätets sträckning mot nybyggnadsområdena i nordväst gör att även dessa kan anslutas i ett senare skede om kulvertledningarna redan i första skedet dimensioneras för detta vilket kan göras till en marginell merkostnad.

I en fjärrvärmeutredning gjord 1982 jämfördes olika alternativ för fjärrvärme dels från teknisk och dels från ekonomisk synpunkt. Även miljö- och genomförande-frågor behandlades. Utredningens huvudslutsats var att en fjärrvärmeutbyggnad med fyra mindre, separata fjärrvärmenät borde väljas framför ett stort, gemensamt fjärrvärmenät för hela orten.

För värmeproduktion föreslogs bl a anläggningar utrustade med luft- respektive avloppsvärmepumpar samt elpannor. Det föreslogs även att man på 1990-talet skulle utreda ett alternativ med en stor fastbränseeldad värmecentral samt sammankoppling av de mindre näten till ett stort gemensamt fjärrvärmenät.

En genomgående linje i fjärrvärmeförslaget var att näten skulle utformas för väsentligt lägre temperaturer än i konventionella fjärrvärmesystem. Detta främst med tanke på föreslagna värmepumpanläggningar med höga investeringskostnader och temperaturkänsliga drifttegenskaper. Som framgår av den nu presenterade fjärrvärmeutredningen gäller dessa tankegångar i högsta grad även vid utnyttjande av solvärme i fjärrvärmesystemet.

I 1982 års fjärrvärmeutredning behandlades inget solvärmealternativ eftersom bedömningen grundad på den tidens kunskap var att solvärmeteknik i stor skala ej skulle få något genombrott på 10-15 år. Dock är svensk solvärmeteknik för fjärrvärmeförsörjning i dagsläget så väl utvecklad både tekniskt och ekonomiskt att solvärmealternativet är ett av de värmeförsörjningsalternativ som behandlas i föreliggande fjärrvärmeutredning. Övriga alternativ som bygger på att värme distribueras via ett stort, gemensamt fjärrvärmenät är värmeproduktion aningen med hjälp av spillvärme från EKA och värmepump i kombination med naturgaspannor, med naturgaspannor enbart eller med fastbränslepanna i kombination med oljepannor.

Ett rent naturgasalternativ bygger på naturgasdistribution via gasnät direkt ut till abonnenterna där lokala gaspannor används istället för de oljepannor som finns idag. Ytterligare ett alternativ är det som idag finns, dvs lokala oljepannor, huvudsakligen för lättolja, eventuellt eldade med gasol istället för olja.

I det följande redovisas respektive alternativ i nämnd turordning. Gemensamt för alla alternativ är att ett och samma tätortsområde vars sammanlagda årsvärmebehov netto uppgår till 53,6 GWh behandlas.

#### 9.1 Spillvärme från EKA AB

EKA AB är en processkemisk industri belägen vid Göta Älv på ca 4 km avstånd från Kungälv. Man sysselsätter idag ca 700 personer och företaget är framgångsrikt inom sitt marknadsområde. Genom elektrolys tillverkas klor, väteperoxid och tvättmedelsråvaror. Tillverkningsprocessen är mycket elintensiv vilket gör att den årliga elförbrukningen ligger på omkring 150.000 MWh vilket exempelvis motsvarar årsförbrukningen för omkring 40.000 hushåll.

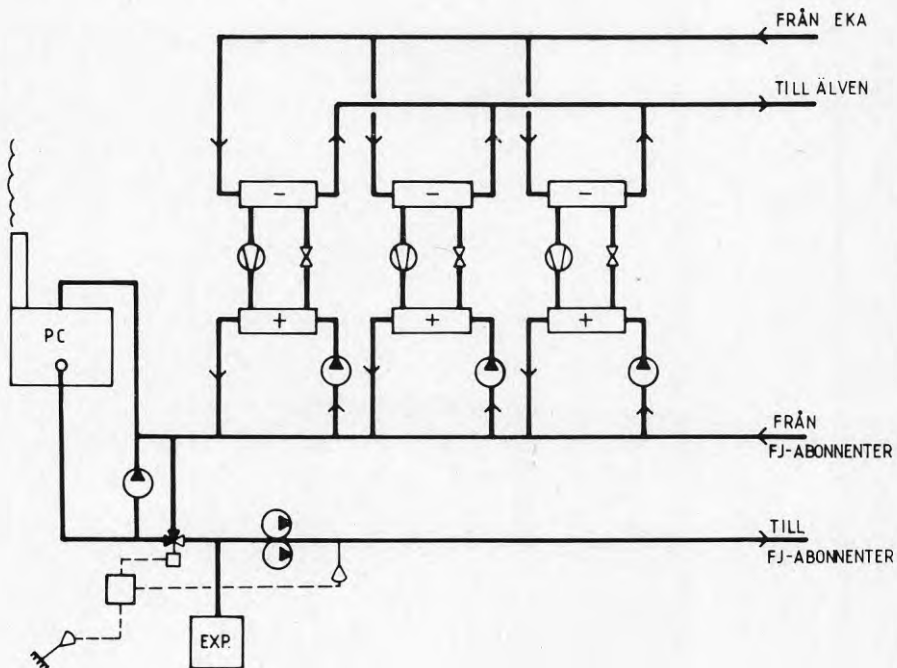
En del av den mer högvärdiga spillvärmens från EKA AB utnyttjas redan idag för fjärrvärmeförsörjning av intilliggande områden i Surte och Bohus.

Alternativet med utnyttjande av spillvärme från EKA AB för Kungälvs värmeförsörjning aktualiserades 1986 genom att kommunen offererades en fjärrvärmelösning av Riksborgen i samarbete med en byggentreprenör. Affärsidén innebar att entreprenadföretaget skulle bygga fjärrvärmenätet och värmeproduktionsanläggningen samt att allt detta skulle ägas, förvaltas och drivas av Riksborgen Energi. Den senare parten skulle sälja värme till kommunen som därigenom skulle slippa investeringar och uppbyggnad av en egen fjärrvärmeorganisation. I offerten ingår klausuler om en värmeskatte med kostnadsgarantier avstämde mot Svenska Värmeverksföreningens riktspriser för kommunala värmeverk samt avtalsförslag som tillförsäkrar kommunen insyn i och kontroll över fjärrvärmeverksamheten samt en framtida möjlighet att lösa ut anläggningen och ta över driften.

### 9.1.1 Systemutformning

Idag utnyttjas älvvatten för kylning av processer inom EKA. Vatten hämtas ur Göta Älv och värms upp vid passagen genom processerna för att därefter släppas tillbaka till älven. Det uppvärmda kylvattnet kan istället pumpas till förångaren i en eller flera värmepumpar. Med tillsats av mekaniskt arbete i värmepumpens kompressor transformeras det lågtempererade spillvärmets till värme med högre temperatur som via kondensorn värmer fjärrvärmekretsens returledning. Det idag tillgängliga spillvärmets beräknas ha temperaturer omkring 20°C.

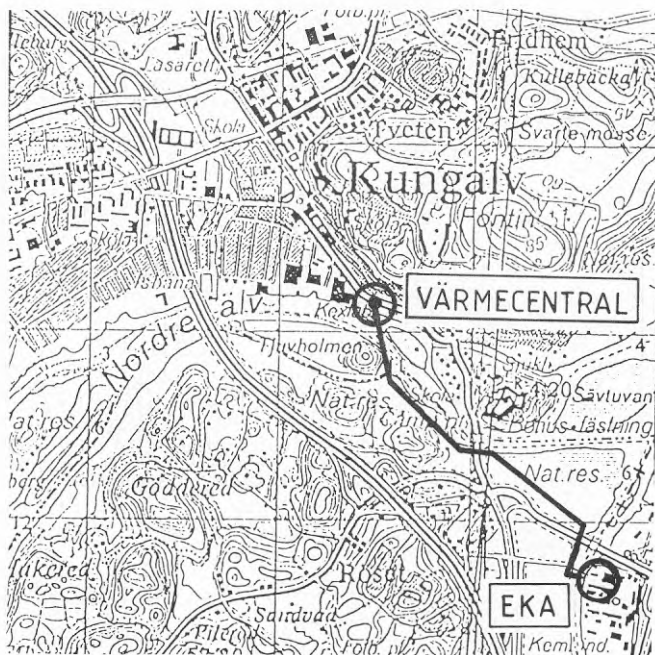
Beroende på val av värmepumptyp och värmepumpstorlek kommer systemlösningen att variera något. I det följande studeras ett alternativ med tre värmepumpar som är seriekopplade på fjärrvärmekretsens returledning (figur 9.1). På förångarsidan är värmepumparna parallellkopplade i spillvärmekretsens. Arrangemanget med tre värmepumpar är fördelaktigt dels med tanke på spridning av haveririsker och dels genom att man på effektivt sätt kan anpassa köldmedievalet i respektive värmepumpenhet till de olika temperaturerna på kondensorsidan (varma sidan) som krävs i seriekopplingen.



Figur 9.1 Principkoppling av värmepumpar mellan spillvärme- och fjärrvärmekrets.

Vätskepumpar för pumpning av kylvatten från EKA till värmepumparna placeras på EKA:s område. Värmepumparna placeras i en värmecentralbyggnad belägen på norra strandsidan av Nordre Älv öster om kexfabriken (figur 9.2).

Kylvattenledningen som är en plastledning behöver på grund av de låga kylvattentemperaturerna ej förses med värmeisolering. Från intaget vid EKA dras ledningen tvärs Göta Älv på dess botten för att därefter läggas på ett ungefärligt djup av 1,0 m i mark längs en ca 4 km lång sträckning som från EKA räknat först följer älvens västra strand omkring 500 m och därefter praktiskt taget går fågelvägen i nordvästlig riktning mot värmecentralen där den sist dras tvärs Nordre Älv på dess botten. När vattnet kylts av värmepumparna släpps det direkt ut i Nordre Älv vilket innebär att det ej behövs någon returledning tillbaka till EKA. De båda älvgrenarna står i direkt förbindelse med varandra varför kylvattnet tas ur och släpps till ett sammanhängande vattensystem där det således ej finns någon risk för rubbning av vattenbalansen.



Figur 9.2 EKA:s läge vid Göta Älv och värmecentralens läge i södra Kungälv vid Nordre Älv samt den enkelriktade kylvattenledningens planerade sträckning.

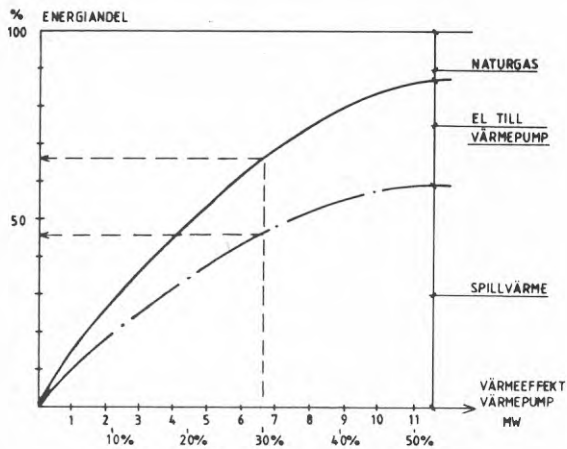
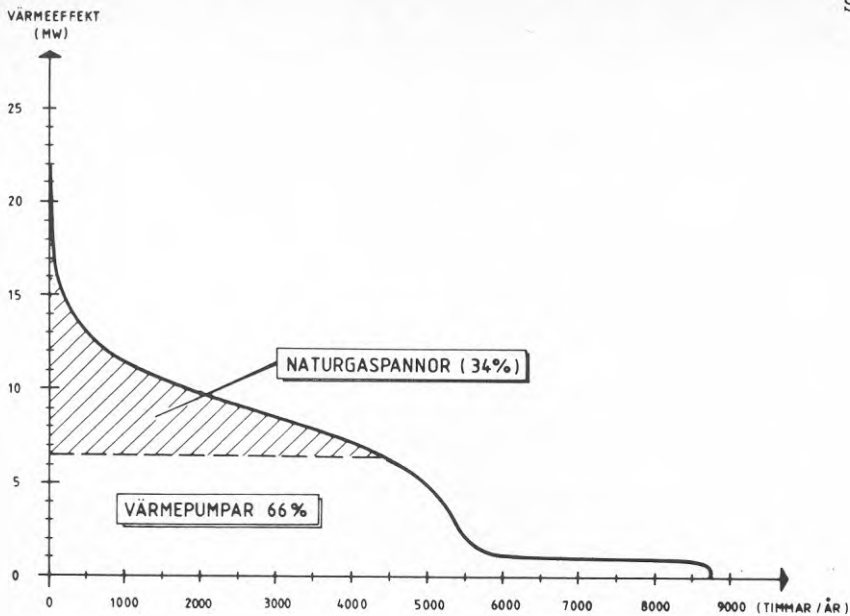
Från ekonomisk synpunkt dimensioneras värmepumparna för att tillsammans täcka hela värmeeffektbehovet ned till omkring +5°C utomhus varunder tillsatsvärme erfordras. Detta klaras med hjälp av två olje-, gasol- eller naturgaseldade pannor vilka tillsammans dimensioneras för maximalt erforderlig värmeeffekt den kallaste dagen, dvs 22,0 MW. På så sätt fås full säkerhet i värmeförsörjningen vid bortfall av hela värmepumpdelen genom t ex elavbrott eller driftavbrott av annat slag i EKA:s processer.

Vid bortfall av en panna (11 MW) klarar den kvarvarande pannan och värmepumpen att försörja drygt 75%, dvs 17 MW, av den maximala värmeeffekten.

Värmepumparnas kompressorer drivs av elmotorer. Anläggningen bör förberedas för en senare övergång till förbränningsmotorer för t ex naturgas. I dagsläget finns det inga värmepumpsystem med förbränningsmotorer som är tillräckligt effektiva för att vara konkurrenskraftiga gentemot de med elmotorer. Elleveranser till värmepumparna sker i form av 10 kV högspänning till ett ställverk i värmecentralen. I värmecentralen placeras fjärrvärmepumpens huvudpumpar, utrustning för tryck- och temperaturhållning i nätet samt utrustning för teknisk försörjning och övervakning av värmeproducerande enheter.

#### 9.1.2 Värmeproduktionens sammansättning

Enligt fjärrvärmeutredningen (kapitel 3) är värmebehovet år 1990 för de anslutna byggnaderna inklusive kulvertförluster (total värmelast) beräknat till 56,3 GWh/år och det maximala effektbehovet till 22,0 MW. Olika stora värmepumpanläggningar täcker värmelasten på det sätt som framgår av figur 9.3. Det erfordras t.ex endast 30% effekttäckning från värmepumpanläggningen för att denna skall täcka 65% av värmelasten vilket motsvarar ca 37 GWh/år. Anläggningens årsvärmefaktor, dvs förhållandet mellan värmeproduktionen och kompressorernas elförbrukning är ca 3,4 i exemplet. Värmefaktorn minskar för en större värmepumpsanläggning i jämförelse med en mindre anläggning beroende på att högre temperatur måste produceras till fjärrvärmepumpen för att täcka värmelasten i erforderlig grad.



Figur 9.3 Varaktighetsdiagram över total värmelast med inlagt värmepumpexempel (30% effekt-täckning och 65% värmeförbrukning) respektive diagram över värmeproduktionens sammansättning som funktion av värmepumpans storlek.

För olika stora värmepumpanslagningar specificeras värmeproduktionen samt dess fördelning på värmepump- respektive pannanslagning i tabell 9.1. Förutom angivna elförbrukningar tillkommer elförbrukning för vätskepumpning i spillvärmeledningen som beräknas uppgå till 200 MWh/år i samtliga redovisade fall.

Tabell 9.1 Värmepumpanläggningens årliga värmeproduktion och elförbrukning (kompressorer) samt den totala värmeproduktionens fördelning för fall med olika storlek på värmepumpanläggning

VP:s värme- effekt  (MW)	VP:s värme- prod.  (MWh)	VP:s elför- brukn.  (MWh)	VP:s årsvär- mefaktor  (-)	ANDEL AV TOTAL VÄRMELAST			
				El	Spill- värme	El+spill- värme	Pann- eldning
					(%)		
1	8 400	2 400	3,5	4,3	10,6	14,9	85,1
2	14 300	4 085	3,5	7,3	18,1	25,4	74,6
3	19 930	5 695	3,5	10,1	25,3	35,4	64,6
4	25 260	7 220	3,5	12,8	32,1	44,9	55,1
5	30 320	8 760	3,46	15,6	38,2	53,8	46,2
6	35 100	10 325	3,40	18,3	44,0	62,3	37,7
7	39 400	11 800	3,34	21,0	49,0	70,0	30,0
8	43 050	13 130	3,28	23,3	53,2	76,5	23,5
9	45 900	14 260	3,22	25,3	56,2	81,5	18,5
10	48 120	15 325	3,14	27,2	58,3	85,5	14,5
11	49 770	16 045	3,1	28,5	59,9	88,4	11,6
12	49 940	16 110	3,1	28,6	60,1	88,7	11,3

### 9.1.3 Ekonomi för vald värmepumpstorlek

Den årliga kostnaden sammansätts av kapitalkostnader för fjärrvärmenät och värmeproducerande anläggningar, drift- och underhållskostnader bränsle- och elkostnader samt spillvärmekostnad. Summan av dessa varierar med värmepumpanläggningens storlek och lägsta kostnaden är sökt inom storleksintervallet 1-10 MW värmeeffekt från värmepumpanläggningen. Storleken 6,5 MW redovisas i följande kostnadsuppställning medan övriga storlekar redovisas i avsnitt 9.1.4.

A. AnläggningskostnaderA1. Fjärrvärmesystem

Enligt fjärrvärmeutredningen uppgår totalkostnaden för fjärrvärmesystemet i spillvärmealternativet till 48,4 Mkr vari följande ingår:

o Fjärrvärmekulvert	31 350 kkr
o Abonmentcentraler	11 700 kkr
o Installationer i apparatrum och värmecentral	5 350 kkr
<b>SUMMA</b>	<b>48 400 kkr</b>

I kostnaden ingår projekterings-, byggherre-, byggfinansierings- och markkostnader. Byggtiden beräknas till ca 2 år.

A2. Värmecentral och mark

Byggnaden beräknas ha golvytan 500 m<sup>2</sup> där maskinhall, förråds- och personalutrymmen ingår. Markbehovet är 1500 m<sup>2</sup> exklusive tillfartsväg. Kostnaderna grundade på utförda friliggande värmecentraler i samma storleksklass är följande:

o Byggnad	2 000 kkr
o Tomtköp, markarbeten samt anslutningsavgifter för VA	400 kkr
<b>SUMMA</b>	<b>2 400 kkr</b>

Kostnaden är exklusive projekterings-, byggherre- och byggfinansieringskostnader.

A3. Värmeproducerande enheter och teknisk försörjning

För gaspannor inklusive el och övrig teknisk försörjning används specifika kostnaden 250 kr/kW grundad på liknande utförda objekt. Anslutningsavgiften för naturgas är satt till 110 kr/kW med ledning av erfarenheter från sydgasnätet.



Specifika kostnaden för värmepumpenheterna är beräknad till 2200 kr/kW, vilket är grundat på erfarenheter från anläggningar med avloppsvatten som värmekälla. Egentligen bör en specifik kostnad som varierar med anläggningsstorleken användas vid bestämning av optimal storlek. Inverkan på totalekonomin är dock högst måttlig varför den enklare kostnadsansatsen är använd här. Kostnaden för spillvärmeledningen från EKA specificeras för sig vilket ger följande kostnader:

o Gaspannor inkl teknisk försörjning	5 500 kkr
o Anslutningsavgift för naturgas	2 400 kkr
o Värmepumpenheter	14 300 kkr
o Anslutningsavgift för el	500 kkr
o Spillvärmeledning	3 800 kkr
<b>SUMMA</b>	<b>26 500 kkr</b>

Alla angivna kostnader är exklusive projekterings-, byggherre- och byggfinansieringskostnader.

#### B. Projektkostnader

Med projektkostnader menas projekteringskostnader, kostnader för upphandling, byggledning och kontroll (byggherrekostnader) samt kostnader för byggfinansiering. Projekteringskostnaden för värmecentralbyggnad och mark samt värmeproducerande enheter och teknisk försörjning är satt till 5% av angivna anläggningskostnader.

Byggherrekostnaden är beräknad efter en arbetsinsats på 2 manår.

Kostnaden för byggfinansiering är baserad på byggränta 10%. Räntekostnaden för respektive anläggningsdel är beräknad genom att ta 10% på anläggningskostnaden för hela byggtiden och sedan multiplicera hela beloppet med faktorn 0,3. Med faktorn 0,3 tas hänsyn till att upplåningen av kapital successivt ökar under byggtiden. Byggtiden för värmecentralen är satt till 1 år.

I kostnaden för fjärrvärmesystem ingår projektkostnader varför dessa ej finns inkluderade i följande kostnadsuppställning.

o Projekteringskostnad	1 280 kkr
o Byggherrekostnad	400 kkr
o Byggfinansieringskostnader	770 kkr
<b>SUMMA</b>	<b>2 450 kkr</b>

C. Total anläggningskostnad

Ett påslag kallat "Diverse" är medtaget för kostnader som ej är baserade på detaljerade kalkyler, här allt utom fjärrvärmesystem. Påslaget uppgår till 5%.

o Fjärrvärmesystem	48 400 kkr
o Värmecentralbyggnad och mark	2 400 kkr
o Värmeproducerande enheter och teknisk försörjning	26 500 kkr
o Projektkostnader	2 450 kkr
o Diverse	1 515 kkr
<b>SUMMA</b>	<b>81 265 kkr</b>

D. ÅrskostnaderD1. Kapitalkostnader

De årliga anläggningskostnaderna beräknade med annuiter-  
terna enligt kapitel 8 är:

o Fjärrvärmesystem	3 341 kkr/år
o Värmecentralbyggnad och mark	121 kkr/år
o Värmeproducerande enheter och teknisk försörjning	2 385 kkr/år
o Projektkostnader	181 kkr/år
o Diverse	130 kkr/år
<u>SUMMA</u>	<u>6 158 kkr/år</u>

D2. Drift- och underhållskostnader

Den årliga arbetsinsatsen för löpande drift av anlägg-  
ningen är bedömd till 1,5 manår. Årliga underhållskost-  
nader är beräknade i procent av anläggningskostnaderna  
med procenttal enligt kapitel 8.

o Driftskostnad	300 kkr/år
o Underhållskostnad	1 138 kkr/år
<u>SUMMA</u>	<u>1 438 kkr/år</u>

D3. Bränsle-, el- och spillvärmekostnad

Naturgas- och elkostnaderna är medelvärden för en 20-  
årsperiod vilka beräknats med hänsyn till 2% real årlig  
höjning. Årsverkningsgraden vid naturgasförbränning är  
satt till 0,95. Spillvärmekostnaden är satt till 20  
kr/MWh utan real höjning under perioden. Kostnadssätt-  
ningen för spillvärmerna är baserad på en ofta använd  
princip som betyder att spillvärmeleverantören och  
köparen sinsemellan delar lika på ett överskott.

Överskottet definieras här som kostnadsskillnaden mellan värmepumpalternativets totalkostnad för producerad värme och motsvarande för en tungoljeeldad hetvattenanläggning.

o	Naturgaskostnad	3 372 kkr/år
o	Elkostnad	3 959 kkr/år
o	Spillvärmekostnad	526 kkr/år
SUMMA		7 857 kkr/år

#### D4 Totalkostnad för värmeproduktion och distribution

Följande kostnadsfördelning fås för den totala uppvärmningskostnaden:

o	Anläggningskostnad	6 158 kkr/år (39,9%)
o	Drift- och underhållskostnad	1 438 kkr/år (9,3%)
o	Naturgaskostnad	3 372 kkr/år (21,8%)
o	Elkostnad	3 959 kkr/år (25,6%)
o	Spillvärmekostnad	526 kkr/år (3,4%)
SUMMA		15 453 kkr/år (100,0%)

Den totala uppvärmningskostnaden relaterad till det sammanlagda värmebehovet på 56,3 GWh/år ger en specifik värmekostnad på 0,275 kr/kWh. Vid en konsumtionsprissättning på värme tillkommer administrativa kostnader för fjärrvärmerörelsen.

### E. Andra tillsatsbränslen än naturgas

Tung eldningsolja eller gasol kan tänkas som tillsatsbränsle istället för naturgas som i det redovisade fallet. Anslutningsavgiften för naturgas bortfaller då och anläggningskostnaderna i övrigt förblir praktiskt taget oförändrade. Årsverkningsgraden vid olje- resp gasolförbränning är satt till 0,85 resp 0,95. Med bränslepriser enligt kapitel 8 fås följande årskostnader och specifika värmekostnader:

Gasoleldning	14 885 kkr/år - 0,264 kr/kWh
Tungoljeeldning	15 774 kkr/år - 0,280 kr/kWh

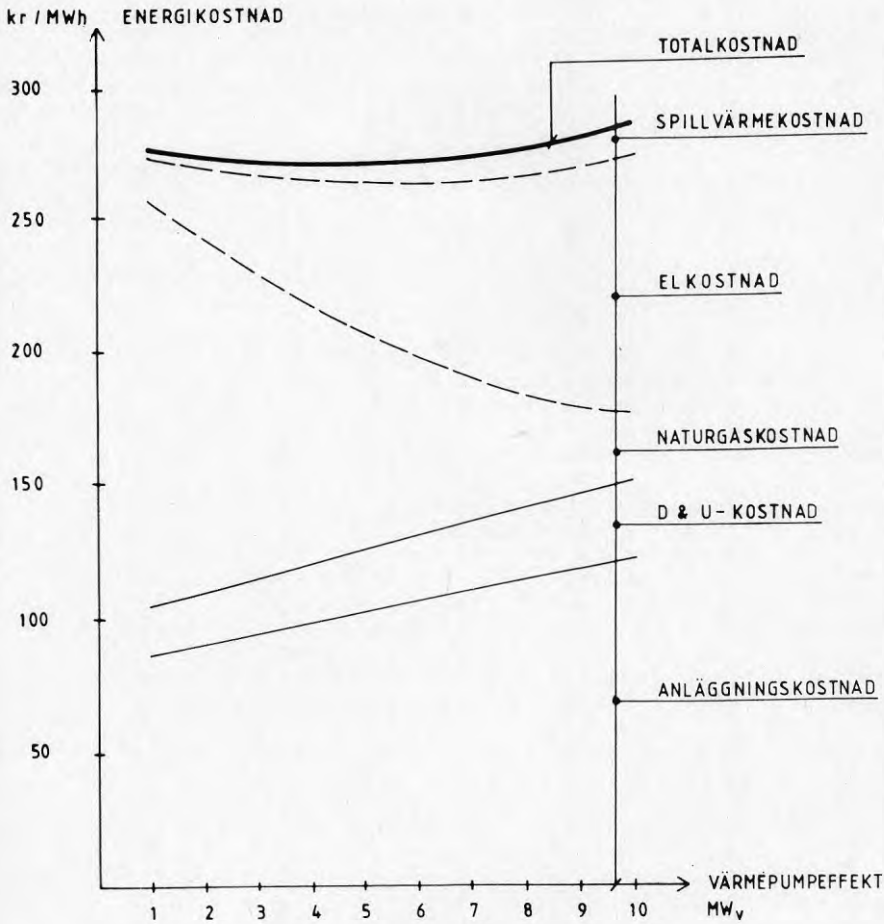
De tre tillsatsbränslena ger relativt lika kostnad för värmeleveransen varför bränslevallet bör grundas på säkerhets-, miljö- och tillförlitlighetsaspekter. Faktorer redovisade i avsnitt 10.2 talar för ett val av naturgas som tillsatsbränsle.

#### 9.1.4 Ekonomi för olika värmepumpstorlekar

För värmecentraler utrustade med värmepumpanläggningar inom storleksintervallet 1-10 MW värmeeffekt från värmepumpanläggningen specificeras den totala uppvärmningskostnaden samt dess fördelning på anläggningskostnader, drift- och underhållskostnader samt bränsle-, el- och spillvärmekostnader i tabell 9.2. I figur 9.4 visas hur den specifika värmekostnaden uttryckt i kr/kWh varierar med värmepumpanläggningens storlek. Det framgår att vald storlek på 6,5 MW ej ger absolut lägsta kostnad men att skillnaden gentemot denna är mycket liten. Valet motiveras av att den förbränningsbaserade uppvärmningen kan nedbringas till ca 33% utan att kostnaden för den skall höjas speciellt märkbart. Ytterligare en motivering till storleksvalet är att den totala uppvärmningskostnaden blir mer okänslig för bränsleprishöjningar ju större del av värmeförseln som kommer från värmepumpanläggningen.

Tabell 9.2 Den årliga uppvärmningskostnaden samt dess fördelning på olika kostnadsposter för fall med olika storlek på värmepumpenläggningen.

VP:s värme- effekt (MW)	Total upp- värmnings- kostnad (kkr/år)	ANDEL AV TOTAL UPPVÄRMINGSKOSTNAD				
		Anlägg- kostnad (%)	Drift- o underhålls- kostnad (%)	Natur- gas (%)	El (%)	Spill- värme (%)
1	15 515	31,6	6,7	55,0	5,9	0,8
2	15 429	33,2	7,2	48,5	9,7	1,3
3	15 362	34,8	7,7	42,2	13,4	1,9
4	15 311	36,4	8,2	36,1	16,9	2,4
5	15 319	37,8	8,7	30,3	20,4	2,8
6	15 371	39,2	9,1	24,6	23,9	3,2
7	15 464	40,3	9,5	19,5	27,1	3,6
8	15 616	41,4	9,9	15,1	29,8	3,8
9	15 837	42,2	10,2	11,7	31,9	4,0
10	16 124	42,8	10,5	9,0	33,6	4,1



Figur 9.4 Specifik total värmekostnad samt dess fördelning för fall med olika storlek på värmepumpanläggningen.

## 9.2 Naturgas

Naturgasen är en väl etablerad energiform i stora delar av världen. Idag svarar naturgasen för ca 15% av primär-energianvändningen i Västeuropa där ledningsnätet är mycket omfattande. Naturgasen används både för uppvärmning av byggnader och för tillverkningsprocesser inom industrin. I Sverige räknar man med att naturgasen omkring år 2000 ska kunna svara för ca 5% av primär-energianvändningen.

Det är Swedegas AB som svarar för samordning och planering när naturgasen nu införs i Sverige. Swedegas AB ägs huvudsakligen av Statens Vattenfallsverk. Övriga delägare är Shell, Statoil och Dangas. Västgas är ett helägt dotterbolag till Swedegas för naturgasförsäljning i den Västsvenska regionen.

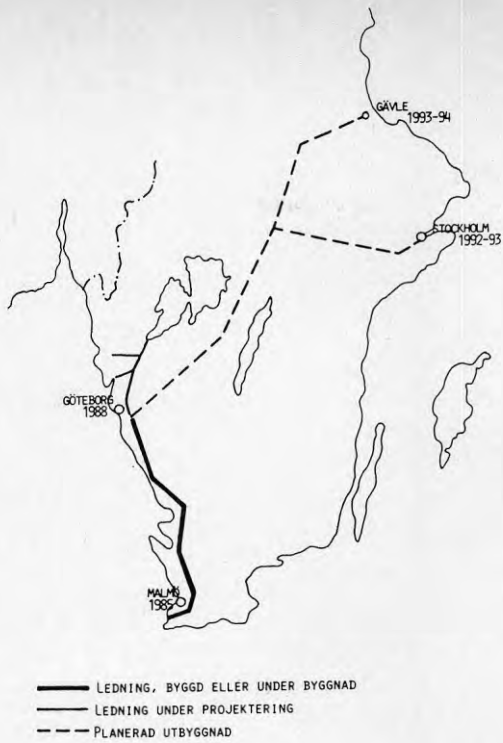
Swedegas AB sluter avtal med och importerar naturgas från utländska gasleverantörer. Import sker för närvarande enbart från Danmark av naturgas från de danska Nordsjöfälten. I framtiden kan alternativa tillförselvägar komma att byggas från Norge och Finland.

Swedegas AB arbetar med uppbyggnaden av ett svenskt naturgassystem i tre steg (figur 9.5). Sydgasprojektet, som förser västra Skåne med naturgas, är det första steget med leveransstart 1985. Det andra steget förverkligas under andra halvan av 1980-talet genom en vidare utbyggnad av stamledningen från söder upp till Göteborg. Det tredje steget i stamledningsutbyggnaden norrut planeras till 1990-talet. Stamledningen dras då mellan Vänern och Vättern upp mot Stockholm och Gävle.

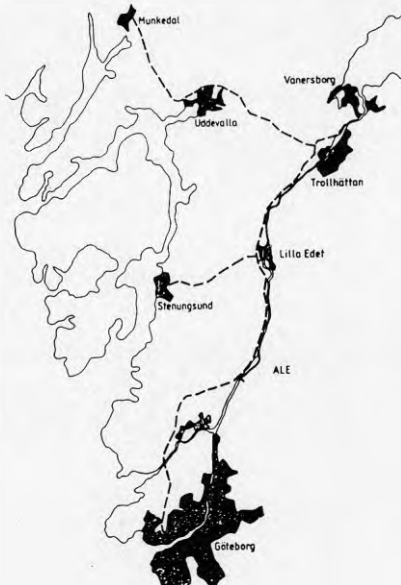
Naturgasförsörjning av Kungälv beräknas kunna ske i början av 1990-talet. En naturgasledning ska dras från Göteborg till Vänersborg, Uddevalla och Munkedal (figur 9.6). Ledningssträckningen i Kungälvområdet går enligt ett förslag väster om orten. Enligt ett annat förslag går sträckningen öster om orten på den sida av Göta älv där Ale-Surte ligger. Följaktligen kan grenledningens och mottagningsstationens exakta läge i Kungälvområdet ännu ej anges. Detta rubbar dock ej något i grundförutsättningarna för naturgasförsörjning av Kungälv. Organisationsfrågor beträffande huvudmannskapet för den lokala naturgasdistributionen diskuteras f n inom kommunen.

Jämfört med stamledningssystemet upp till Göteborg har ledningen vidare upp till Vänersborg mindre storlek och lägre tryck. Vilket tryck som ska användas är ännu ej bestämt men troligen blir det 16 bar mot stamledningens 80 bar. Trycket måste reduceras till ca 4 bar i mottagningsstationen innan naturgasen överförs till lågtrycksnätet och fördelas till förbrukarna.





Figur 9.5 Utbyggnaden av det svenska stamledningsnätet till mitten av 1990-talet.



Figur 9.6 Planerad naturgasledning från Göteborg till Vänersborg med grenledningar

Naturgas består av en blandning av olika gaser med metan som huvudbeståndsdel. Jämfört med andra bränslen innehåller naturgas mycket små mängder föroreningar. Svavel- och metallhalterna är mycket låga. Endast utsläppen av kväveoxider är av sådan omfattning att det finns anledning att närmare undersöka möjligheterna att begränsa utsläppen. Mijöfrågorna för naturgasalternativ i Kungälv behandlas i kapitel 10.

Ren naturgas är luktfri. För att eventuella läckage hos enskilda förbrukare lättare och snabbare ska kunna upptäckas tillsätts därför lukttämen. Lukttillsatsen avpassas så att personer med normalt luktsinne kan upptäcka gasen långt innan brandfarliga eller kvävande gaskoncentrationer uppstår. Ren, oblandad naturgas kan inte brinna eller explodera. I en markförlagd, oskadad gasledning finns därför ingen explosionsrisk under normala driftförhållanden. Naturgas är betydligt lättare än luft, vilket betyder att eventuella utsläpp eller läckage späds ut till ofarliga koncentrationer i fria luften.

I det följande behandlas följande två naturgasbaserade värmeförsörjningsalternativ i Kungälv:

1. Naturgasdistribution via gasnät direkt ut till enskilda förbrukare där gaspannor används istället för dagens oljepannor.
2. Värmecentral med naturgaseldade pannor ansluten till ett fjärrvärmesystem med undercentraler hos enskilda förbrukare.

Gemensamt för alternativen är ett tätortsområde vars sammanlagda årsvärmebehov uppgår till 53,6 GWh.

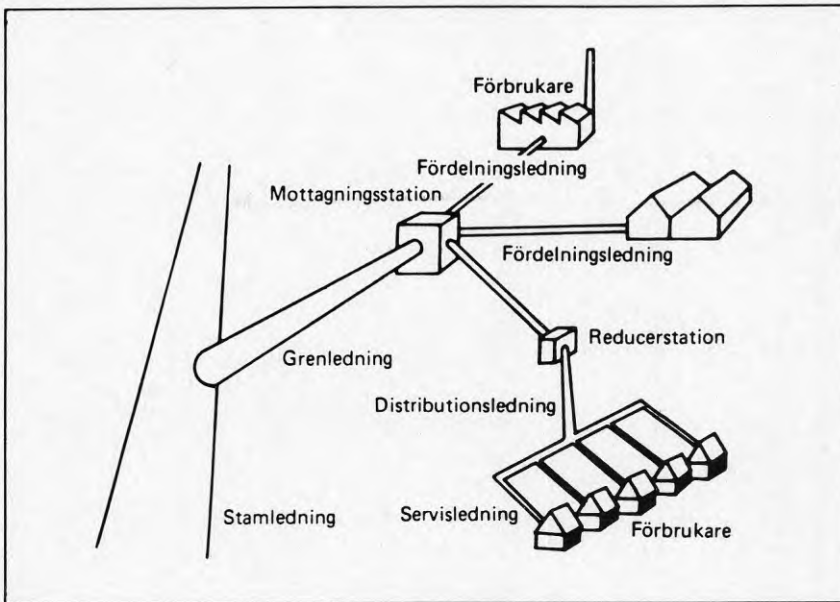
Andra försörjningsalternativ där naturgasanvändning ingår redovisas i kapitel 5.

Fjärrvärmecentraler med naturgaseldade pannanläggningar på mellan 20 och 100 MW finns idag i Halmstad, Landskrona och Malmö. Inom sydgasnätet finns det mellan 5000 och 10.000 individuella, naturgaseldade pannanläggningar.

### 9.2.1 Systemutformning

Distribution och förbränning av naturgas beskrivs här med utgångspunkt från alternativet med lokala gaspannor. Alternativet med naturgaseldad fjärrvärmecentral är mycket likartat på gasanvändningssidan. Fjärrvärmecentralen kan tänkas vara en av många gasanvändare anslutna till ett större lågtrycksnät på orten.

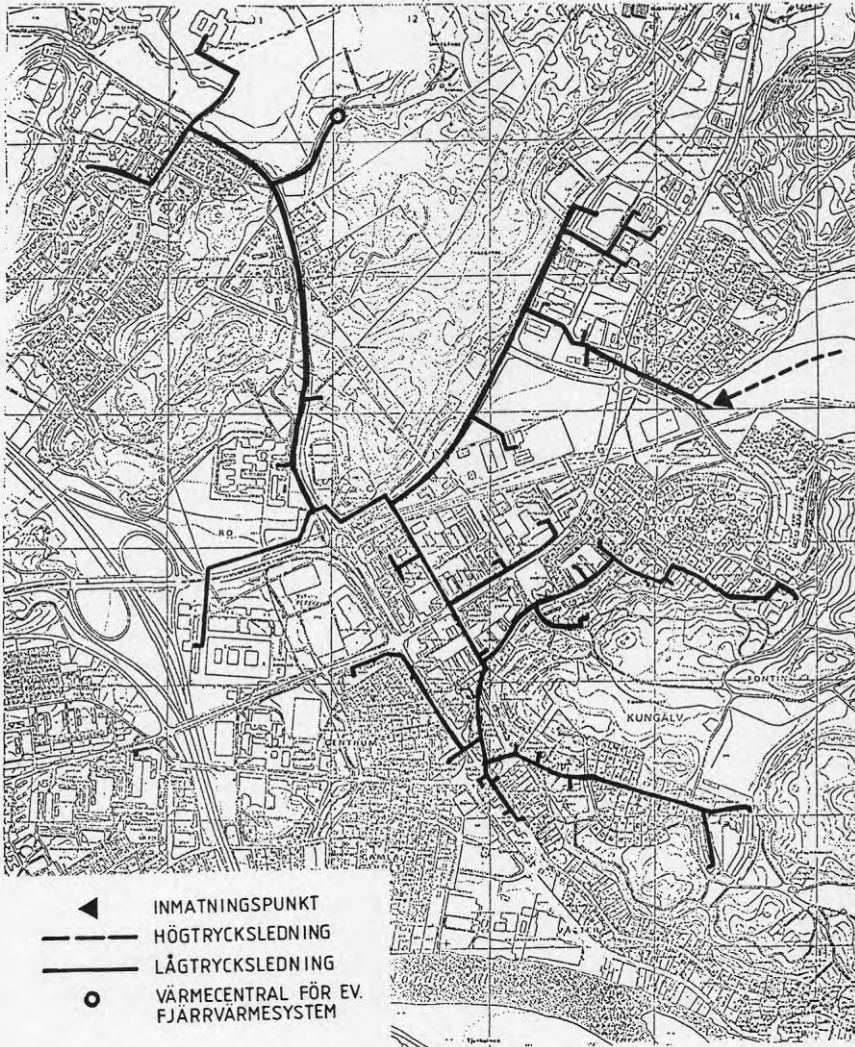
Principutformningen hos lågtrycksnätet visas i figur 9.7. Mottagningsstationens uppgift är att mäta gasmängden och reducera trycket till en för lågtrycksnätet lämplig nivå, vanligen 4 bars övertryck. Vid mottagningsstationen kan ett gasollager placeras vilket används vid förbrukningstoppar vintertid. I fördelningsnäten distribueras gasen till reducerstationer eller enskilda förbrukare med 1-4 bars övertryck. I vissa fall reduceras trycket till 0,1 bars övertryck innan gasen går ut till abonnenten i distributions- och servisledningar. Ledningarna i fördelnings- och distributionsnäten består normalt av polyetenrör med 30-200 mm diameter.



Figur 9.7 Principutformning hos lågtrycksnät för naturgas.

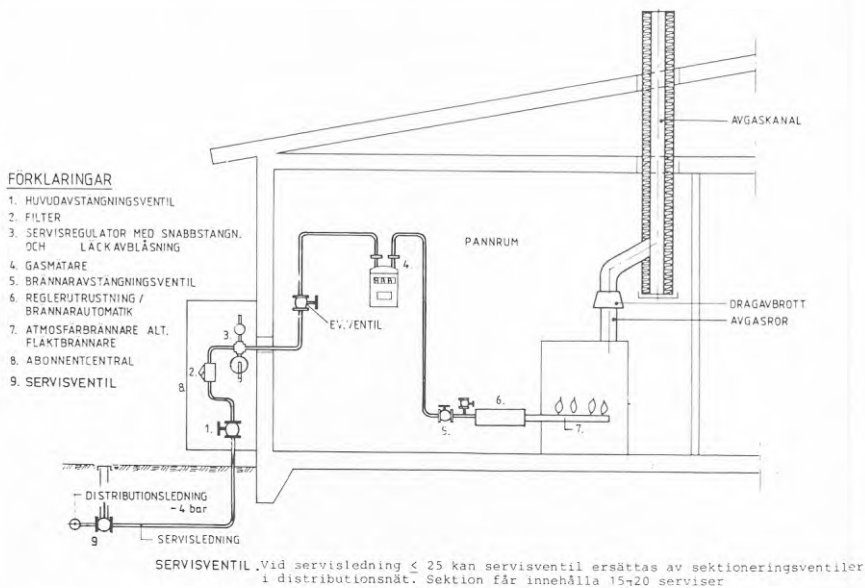
I Kungälvfallet beräknas lågtrycksnätets sammanlagda ledningslängd uppgå till ca 11.000 m. Ledningsdimensionerna ligger på ca 20-260 mm diameter. Omkring 75% av ledningarna har mindre diameter än 100 mm. Lågtrycksnätets utsträckning sammanfaller i stort sett med kulvertnätets utsträckning i fjärrvärmealternativet (Figur 9.8). I fjärrvärmealternativet uppgår den sammanlagda kulvertlängden till ca 9800 m och den största ledningsdimensionen ligger på 400 mm diameter (kapitel 3). Gasnätets betydligt mindre ledningsdimensioner och dess enklare utförande med endast en framgående ledning ger anläggningskostnader som ligger väsentligt lägre än för fjärrvärmenätet.

I fjärrvärmealternativet placeras värmecentralen vid vägen till soptippen i nordvästra kanten av Ångegärdeberget. En fördelningsledning med 4 bars övertryck dras till värmecentralen från mottagningsstationen. Den senare placeras troligen i Rollsboområdet om grenledningen dras väster om orten respektive i Trankärrområdet om ledningen i stället dras öster om orten.



**Figur 9.8** Föreslagen utsträckning av lågtrycksnät för naturgas i Kungälv. Lämplig placering av en naturgaseldad fjärrvärmecentral markeras liksom ett av placeringsalternativen för naturgasens mottagningsstation.

Ett exempel på utformning av en abonnentcentral för naturgas visas i figur 9.9. I abonnentcentralen reduceras ingående tryck till den av abonnenten önskade nivån, vilket för små installationer normalt är 20 mbar. I större installationer är gstrycket vanligen högre. Ett gstryck på ca 1 bar behövs vid effekter omkring 10 MW. En s k serviceregulator försedd med snabbavstängningsventil svarar för tryckreduceringen i centralen samt för avstängning av gastillförseln om utgående tryck stiger över högsta tillåtna nivå. Efter en automatisk avstängning kan ventilen endast öppnas manuellt. I det visade exemplet är abonnentcentralen placerad i ett utvändigt väggskåp men även invändig placering förekommer. Det senare torde vara normalfallet i en gaseldad fjärrvärmecentral.



**Figur 9.9** Exempel på abonnentcentral för naturgas. (Enligt Svenska Gasföreningens naturgasmanual, 1982).

Pannor för naturgas utformas som oljepannor men med den skillnaden att värmeöverföringen delvis flyttas från eldstaden till konvektionsdelen.

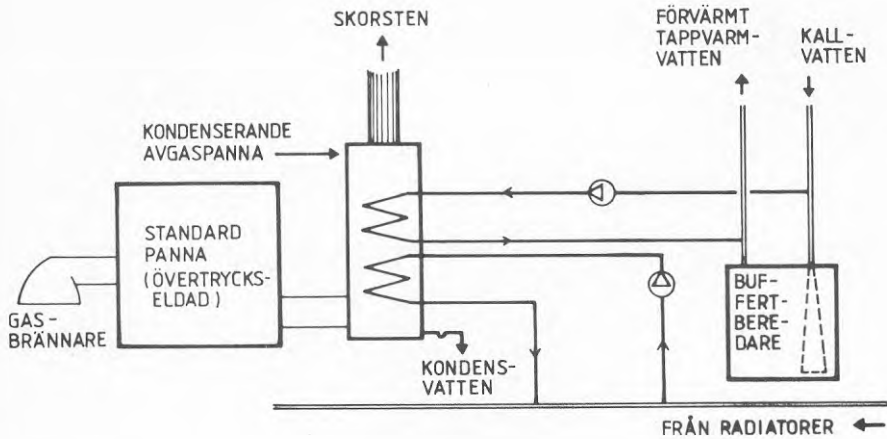
Förbränning av naturgas är en relativ enkel teknik i jämförelse med förbränning av fasta och flytande bränslen. Eftersom naturgas är i gasform kan förbränningen starta utan föregående förgasning. Naturgas förbränns med hjälp av speciellt utformade gasbrännare, vars uppgift är att blanda gas och luft i lämpliga proportioner och att ge flammen önskad form och karaktär samt att hålla den stabil. Gasbrännare kan relativt enkelt kombineras med oljebrännare.

Vanligen används s k fläktbrännare där lufttillförseln till flamzonen ombesörjs av en fläkt. Större brännare av högtryckstyp har anslutningstryck på 1-2 bar medan mindre brännare arbetar med lägre tryck. Fördelar med högt framför lågt gastryck är bl a minskad känslighet för tryckfluktationer i eldstaden samt förbättrade reglergenskaper.

Gasbrännare är försedda med automatisk tryck-, styr- och regler- samt tändutrustning. Dessutom ingår säkerhetsutrustning med vars hjälp last- och blandningsreglering sker under riskfria förhållanden.

Verkningsgraden för en gaseldad panna är några procentenheter högre än för en oljeeldad. Orsaken härtill är främst mindre sotbildning och därmed renare värmeöverföringsytor samt att rökgastemperaturen kan hållas lägre utan risk för syrautfällning.

Genom att kondensera rökgaserna kan effektiviteten förbättras. Detta är mer intressant vid naturgaseldning än vid oljeeldning dels beroende på möjligheterna att klara korrosionsproblemen i kondenseringsdelen till rimlig kostnad och dels beroende på att rökgaserna innehåller betydligt mer vattenånga vars ångbildningsvärme kan återvinnas. I figur 9.10 visas principutformningen för en individuell pannanläggning försedd med kondenseringssteg eller s k avgaspanna. I det visade fallet sänks rökgastemperaturen vid passage av avgaspannan både med hjälp av radiatorsystemets returflöde och kallvattenflödet för tappvattenberedning. Utgående rökgastemperatur kan här ligga på omkring 50 °C. I fallet med fjärrvärmecentral kan kylning av rökgaserna endast ske med hjälp av fjärrvärmekretsens returflöde. Det planerade fjärrvärmesystemet i Kungälvfallet har låga distributionstemperaturer (Kapitel 3) varför utgående rökgastemperatur vid användning av avgaspanna här bör kunna ligga på omkring 60 à 70 °C.



Figur 9.10 Principutförning för en individuell, naturgaseldad pannanläggning försedd med avgaspanna.

Eventuellt kan det vara intressant att i samma anläggning kunna elda både olja och naturgas. Olja och gas kan tänkas användas växelvis eller samtidigt. Ett motiv för kombinationseldning kan vara att risken för avbrott i värmeförsörjningen minskar. Ett annat motiv kan vara eventuella möjligheter till avbrytbara gasleveranser med därtill hörande lägre gaspriser samt abonnemangavgifter. Vidare finns vid kombinationseldning alltid möjligheter till utnyttjande av tillfälliga variationer i bränslepriserna för att sänka driftkostnaden.

Om man vill göra det möjligt att fritt välja mellan samtidig och växelvis förbränning av gas och olja bör anläggningen förses med så kallade kombinationsbrännare. Förutom speciella brännare måste det även finnas kompletta bränsleförsörjningssystem för de båda bränslena. Endast i undantagsfall torde kombinationseldning komma till användning i de individuella pannanläggningar som studerats i Kungälvfallet. Däremot kan det vara aktuellt i fallet med fjärrvärmecentral där kraven på beredskap ställs högt och där ett primärt intresse är god driftekonomi genom så förmånliga naturgasinköp som möjligt.



### 9.2.2 Ekonomi vid lokala gaspannor

Nedanstående avsnitt behandlar anläggningskostnader samt kostnader för värmeproduktion och naturgasdistribution för värmeförsörjningsalternativet med naturgaseldade, lokala gaspannor. Här omfattas 43 anläggningar med ett sammanlagt årsvärmebehov av 53,6 GWh netto samt en sammanlagd installerad värmeeffekt av 54,6 MW (avsnitt 9.4). Det maximala, verkliga värmeeffektbehovet beräknas uppgå till ca 30 MW.

Anläggningskostnader för naturgasnät samt abonnentcentraler är hämtade från en speciell utredning på området vilken gjorts som underlag till Kungälvutredningen (AB Rolmo Värmeteknik, 1987). För övriga anläggningskostnader lämnas hänvisningar vid respektive uppgift som presenteras.

Årliga kostnader sammansätts av kapitalkostnader för naturgassystem och värmeproducerande anläggningar, underhållskostnader samt bränslekostnader. Här liksom tidigare har annuitetsmetoden med 4% realränta använts som kalkylmetod för kapitalkostnader. Bränslekostnaderna är medelvärden för en 20-årsperiod beräknade med hänsyn till 2% real årlig höjning.

För ytterligare uppgifter om ekonomiska kalkylförutsättningar hänvisas till den detaljerade redovisningen i kapitel 8.

#### A. Anläggningskostnader

##### Al. Pannanläggningar

Det förutsätts att alla de nuvarande oljepannorna ersätts med naturgaspannor. Anläggningskostnaderna omfattar naturgaspannor med tillhörande avgaspannor samt rör-, el- och reglerteknisk utrustning och varmvattenberedare. Dessutom ingår inklädnad av rökgaskanaler eftersom låga rökgastemperaturer fås med naturgas. Den totala anläggningskostnaden är satt till samma som för värmeförsörjningsalternativet med individuella oljepannor (avsnitt 9.4). Motivet härför är att gas- och oljepannor kostar ungefär lika mycket medan ökade kostnader på rökgassidan i gasalternativet uppvägs av minskade kostnader på bränslehanteringssidan jämfört med oljealternativet.

Följande totalkostnad gäller enligt avsnitt 9.4:

---

o Bränslepannor och varmvattenberedare inkl teknisk försörjning	16 330 kkr
--	------------

---

Den specifika anläggningskostnaden relaterad till installerad värmeeffekt är ca 300 kr/kW. I angivna kostnad ingår projekterings- och byggherrekostnader.

#### A2. Abonmentcentraler och naturgasnät

Kostnaden för abonmentcentraler är satt till 120 kr/kW effektuttag med ledning av erfarenheter från sydgasnätet. Kostnaden för naturgasnätet är baserad på detaljdimensionering av ingående ledningar samt erfarenheter av specifika längdkostnader för sydgasnätet. Följande kostnader fås:

---

o Abonmentcentraler	3 600 kkr
o Naturgasnät	6 200 kkr
SUMMA	9 800 kkr

---

Kostnaderna exkluderar projekterings- och byggherrekostnader. Med dessa inkluderade är specifika anläggningskostnaden för det 10.800 m långa naturgasnätet ca 1000 kr/m om abonmentcentralerna tas med och utan dessa ca 650 kr/m.

#### A3. Mottagningsstation för naturgas

Anläggningskostnaden för en mottagningsstation med tryckreducering från 16 till 4 bar är enligt erfarenheter från sydgasnätet följande:

---

o Mottagningsstation (3000 N m <sup>3</sup> /h)	3 600 kkr
---	-----------

---

A4. Diverse och osäkerhet

Ett kostnadspåslag om 5% är medtaget för sådana anläggningskostnader som ej är baserade på detaljerade kalkyler.

---

o 5% påslag på A2 och A3	670 kkr
--------------------------	---------

---

B. Projektkostnader

Med projektkostnader menas projekteringskostnader, kostnader för upphandling, byggledning och kontroll (byggherrekostnader) samt kostnader för byggfinansiering. Projekteringskostnaden för abonnentcentraler och naturgasnät är satt till 7% av anläggningskostnaden medan 10% gäller för mottagningsstation. Byggherrekostnaden är beräknad efter en arbetsinsats på 2 månår. Kostnaden för byggfinansiering är baserad på byggränta 10%. Räntekostnaden för respektive anläggningsdel är beräknad genom att ta 10% på anläggningskostnaden för hela byggtiden och sedan multiplicera beloppet med faktorn 0,3. På så vis tas hänsyn till att upplåningen av kapital successivt ökar under byggtiden. Byggräntor är beräknade för naturgasnät och mottagningsstation vars byggtid är satt till 2 år. Följande kostnader fås:

---

o Projekteringskostnad	1 050 kkr
o Byggherrekostnad	400 kkr
o Byggfinansieringskostnad	590 kkr
<u>SUMMA</u>	<u>2 040 kkr</u>

C. Total anläggningskostnad

Total anläggningskostnad är summan av alla anläggningskostnader samt projektkostnader och anges här med uppdelningen:

---

o Värmeproducerande anläggningar	16 330 kkr
o Naturgassystem	14 070 kkr
o Projektkostnader	2 040 kkr
<u>TOTALT</u>	<u>ca 32 400 kkr</u>

Naturgassystemets kostnad utgör ca 43% av totalkostnaden. Häri ingår kostnaden för abonnentcentraler, naturgasnät och mottagningsstation. Naturgasnätet separat svarar för ca 20% av totalkostnaden.

#### D. Årskostnader

##### D1. Kapitalkostnader

Annuiteter är beräknad med utgångspunkt från avskrivningstider enligt kapitel 8. I följande kostnadsuppställning anges annuitetsvärden inom parentes och angivna årskostnader är framtagna genom multiplicering av anläggningskostnaderna med dessa värden. Kostnadsposten diverse enligt punkt A4 ovan är här fördelad på punkterna 2, 3 och 4.

1. Pannanläggningar	(0,09)	1 470 kkr/år
2. Abonnentcentraler	(0,09)	340 kkr/år
3. Natugasnät	(0,058)	377 kkr/år
4. Mottagningsstation	(0,09)	340 kkr/år
5. Projektkostnader	(0,074)	151 kkr/år
SUMMA		2 678 kkr/år

##### D2. Drift- och underhållskostnader

Underhållskostnaderna är beräknade i procent av anläggningskostnaderna. I följande kostnadsuppställning anges procentalen inom parentes. Personalinsatsen beräknas till 1 manår/år för alla anläggningar sammantagna.

1. Pannanläggningar	(2%)	268 kkr/år
2. Abonnentcentraler	(1%)	38 kkr/år
3. Naturgasnät	(1%)	65 kkr/år
4. Mottagningsstation	(2%)	76 kkr/år
5. Driftpersonal		200 kkr/år
SUMMA		647 kkr/år

D3. Bränslekostnad

Pannanläggningarna svarar sammanlagt för värmeproduktionen 53.640 MWh/år genom naturgaseldning med förbränningsverkningsgraden 0,90. Naturgaspriset är satt till 0,143 kr/kWh, med uppräkningsfaktorn 1,19 för antagna prishöjningar kommande 20-årsperiod. Detta ger:

$$\text{Bränslekostnad } \frac{53640}{0,90} \times 0,143 \times 1,19 = \underline{10\ 142 \text{ kkr/år}}$$

D4. Totalkostnad för naturgasdistribution och värme-  
produktion

Sammantaget fås följande kostnad och kostnadsfördelning:

o Anläggningskostnader	2 678 kkr/år (19,9%)
o Drift-och underhålls- kostnader	647 kkr/år (4,8%)
o Bränslekostnad	10 142 kkr/år (75,3%)
<b>TOTALT</b>	<b>ca 13 470 kkr/år (100,0%)</b>

E. Specifika värmekostnader

Specifika värmekostnader relaterade till årsvärmeproduktionen (53.640 MWh) är följande:

o Anläggningskostnader	0,050 kr/kwh (19,9 %)
o Drift-och underhålls- kostnader	0,012 kr/kWh ( 4,8 %)
o Bränslekostnad	0,189 kr/kWh (75,3 %)
<b>TOTALT</b>	<b>ca 0,25 kr/KWh (100,0%)</b>

Detta kan jämföras 0,42 kr/kWh som är motsvarande totalvärmekostnad för huvudalternativet med 75% solvärme. I solvärmealternativet utgör bränslekostnadens andel av värmekostnaden ca 11%.

### 9.2.3 Ekonomi vid fjärrvärmecentral

Nedanstående avsnitt behandlar anläggningskostnader samt kostnader för värmeproduktion och distribution för värmeförsörjningsalternativet med naturgaseldad fjärrvärmecentral. I fjärrvärmesystemets inmatningspunkt är den sammanlagda årsvärmeleveransen 56,3 GWh och det maximala värmeeffektbehovet 22 MW. Värmecentralen är inrymd i en hallbyggnad med golvytan 500 m<sup>2</sup>.

Anläggningskostnader för fjärrvärmesystemet är hämtade från kapitel 3 medan anläggningskostnader för naturgaseldade pannor är hämtade från en speciell utredning på området vilken gjorts som underlag till Kungälvutredningen (AB Rolmo Värmeteknik, 1987). För övriga anläggningskostnader lämnas hänvisningar vid respektive uppgift som presenteras.

Årliga kostnader sammansätts av kapitalkostnader för fjärrvärmesystem och värmeproducerande anläggning, drift- och underhållskostnader samt bränslekostnader. När det gäller kapitalkostnader är annuitetsmetoden med 4% realränta använd som kalkylmetod. Bränslekostnaderna är medelvärden för en 20-årsperiod beräknade med hänsyn till 2% real årlig höjning.

För ytterligare uppgifter om ekonomiska kalkylförutsättningar hänvisas till den detaljerade redovisningen i kapitel 8.

#### A. Anläggningskostnader

##### A1. Pannanläggning

För gaspannor inklusive el och övrig teknisk försörjning används specifika kostnaden 250 kr/kW<sub>p</sub> grundad på liknande utförda objekt. Anslutningsavgiften för naturgas är satt till 110 kr/kW<sub>p</sub> med ledning av erfarenheter från sydgasnätet. I detta fall medräknas ej särskilda kostnader för naturgassystemet eftersom detta antas vara etablerat på orten med naturgasförsörjning till flera abonnenter. Anslutningsavgiften täcker kostnader för abonnentcentral samt fjärrvärmecentralens del av kostnaden i övrigt för naturgassystemet.

Det erfordras tre pannenheter, vardera med kapaciteten 9 MW, för att nöjaktigt klara värmeförsörjningen. Det innebär att ca 80% av det maximala värmeeffektbehovet täcks vid bortfall av en pannenheter genom tekniskt fel. En bristrisk av den storleksordningen är acceptabel eftersom ett pannhaveri bör ta kort tid att åtgärda. Om extra säkerhet utöver detta önskas kan även oljebrännare installeras. Kostnaden för att förse alla tre pannorna med oljebrännare beräknas till ca 1 Mkr. Häri ingår kostnaden för oljehanteringssystem och en mindre oljetank. Dessa kostnader medtas dock ej i kostnadskalkylen. Förbränningsverkningsgraden vid naturgaseldning är satt till 0,95 (förutsätter avgaspanna). Följande kostnader fås:

o Gaspannor inkl teknisk försörjning	6 750 kkr
o Anslutningsavgift för naturgas	2 550 kkr
SUMMA	9 300 kkr

#### A2. Värmecentralbyggnad och mark

Den specifika anläggningskostnaden för byggnad inklusive teknisk försörjning beräknas vara 4000 kr/m<sup>2</sup> golvyta. Markbehovet är ca 1500 m<sup>2</sup> och kostnaden för markarbete, tomt samt anslutningsavgifter för vatten och avlopp beräknas vara 250 kr/m<sup>2</sup> markyta. Kostnaderna är grundade på erfarenheter från entreprenörshåll av utförda, friliggande värmecentraler i samma storleksklass.

Följande kostnader fås:

o Byggnad inkl. teknisk försörjning	2 000 kkr
o Tomtköp, markarbeten och anslutningsavgifter	375 kkr
SUMMA	2 375 kkr

#### A3. Fjärrvärmesystem

Kostnaderna för fjärrvärmesystemet är enligt kapitel 3:

o Fjärrvärmesystem	47 000 kkr
--------------------	------------

I kostnaden ingår projekterings-, byggherre-, byggfinansierings- och markkostnader. Byggtiden beräknas till ca 2 år.

A4. Diverse och osäkerhet

Ett kostnadspåslag om 5% är medtaget för sådana anläggningskostnader som ej är baserade på detaljerade kalkyler

---

o 5 % påslag på A1 och A2	585 kkr
---------------------------	---------

---

B. Projektkostnader

Med projektkostnader menas projekteringskostnader, kostnader för upphandling, byggledning och kontroll (byggherrekostnader) samt kostnader för byggfinansiering. Projekteringskostnaden för pannanläggning och markanläggning är satt till 5% av anläggningskostnaden medan 10% gäller för värmecentralbyggnad.

Byggherrekostnaden är beräknad efter en arbetsinsats på 2 manår. Kostnaden för byggfinansiering är baserad på byggränta 10%. Kostnadsberäkningen är gjord enligt samma princip som i alternativet med individuella pannor (avsnitt 9.2.2). Byggtiden för värmecentralen är satt till 1 år. Byggräntor är beräknade för allt utom fjärrvärmesystemet där räntor ingår i den angivna anläggningskostnaden. Följande kostnader fås:

---

o Projekteringskostnad	690 kkr
o Byggherrekostnad	400 kkr
o Byggfinansieringskostnad	350 kkr
SUMMA	1 440 kkr

---

C. Total anläggningskostnad

Total anläggningskostnad är summan av alla anläggningskostnader samt projektkostnader och anges här med uppdelningen:

---

o Värmeproducerande anläggning	12 260 kkr
o Fjärrvärmesystem	47 000 kkr
o Projektkostnader	1 440 kkr
TOTALT	ca 60 700 kkr

---



Fjärrvärmesystemets kostnad utgör ca 77% av totalkostnaden. Här ingår kostnaden för abonnentcentraler samt vissa installationer i värmecentralen. Fjärrvärmenätet separat svarar för ca 49 % av totalkostnaden.

#### D. Årskostnader

##### D1. Kapitalkostnader

Annuiteter är beräknade med utgångspunkt från avskrivningstider enligt kapitel 8. I följande kostnadsuppställning anges annuitetsvärden inom parentes och angivna årskostnader är framtagna genom multiplicering av anläggningskostnaderna med dessa värden. Kostnadsposten "Diverse" enligt punkt A4 ovan är här fördelad på punkterna 1 och 2.

1. Pannanläggning (0,09)	879 kkr/år
2. Byggnad och mark (0,051)	127 kkr/år
3. Fjärrvärmesystem (0,058/0,09)*	3 264 kkr/år
4. Projektkostnader (0,074)	107 kkr/år
<u>SUMMA</u>	<u>4 377 kkr/år</u>

\* Värdet 0,058 gäller kulverten och värdet 0,09 det övriga.

##### D2. Drift- och underhållskostnader

Underhållskostnaderna är beräknade i procent av anläggningskostnaderna. I följande kostnadsuppställning anges procenttalen inom parentes. Personalinsatsen beräknas till 1,5 manår/år.

1. Pannanläggning (2%)	195 kkr/år
2. Byggnad (0,5%)	11 kkr/år
3. Fjärrvärmesystem (1%)	470 kkr/år
4. Driftpersonal	330 kkr/år
<u>SUMMA</u>	<u>976 kkr/år</u>

D3. Bränslekostnad

Pannanläggningen svarar för värmeproduktionen 56.300 MWh/år genom naturgaseldning med förbränningsverkningsgraden 0,95. Naturgaspriset är satt till 0,143 kr/kWh<sub>b</sub> med uppräkningsfaktorn 1,19 för antagna prishöjningar kommande 20-årsperiod. Detta ger:

$$\text{Bränslekostnad} \frac{56300}{0,95} \times 0,143 \times 1,19 = \underline{10\ 085 \text{ kkr/år}}$$

D4. Totalkostnad för värmeproduktion och distribution

Sammantaget fås följande kostnad och kostnadsfördelning:

o Anläggningskostnader	4 377 kkr/år (28,4%)
o Drift- och underhållskostnader	976 kkr/år (6,3%)
o Bränslekostnad	10 085 kkr/år (65,3%)
<b>TOTALT</b>	<b>ca 15 440 kkr/år (100,0%)</b>

E. Specifika värmekostnader

Specifika värmekostnader relaterade till årsvärmeproduktionen (56.300 MWh) är följande:

o Anläggningskostnader	0,078 kr/kWh (28,4%)
o Drift- och underhållskostnader	0,017 kr/kWh (6,3%)
o Bränslekostnad	0,179 kr/kWh (65,3%)
<b>TOTALT</b>	<b>ca 0,28 kr/kWh (100,0%)</b>

Detta kan jämföras med 0,25 kr/kWh som är motsvarande totalvärmekostnad för alternativet med naturgaseldade, individuella pannor. För det senare alternativet är bränslekostnadens andel av värmekostnaden 10 procentenheter högre än för alternativet med naturgaseldad fjärrvärmecentral.

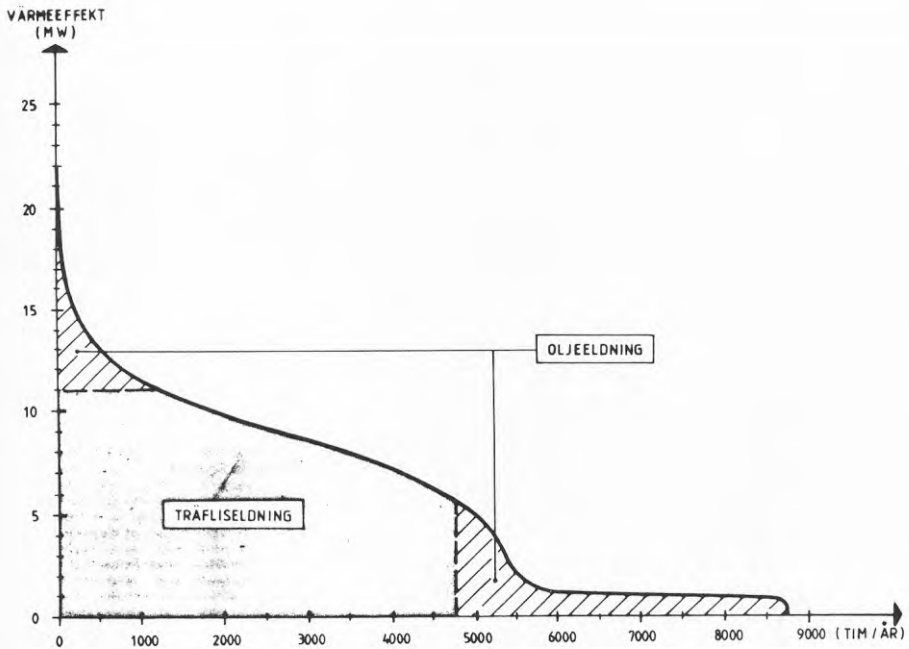
### 9.3 Fastbränsle

Tankar på användning av inhemskt fastbränsle för fjärrvärmeändamål i Kungälv förekom redan i 1982 års fjärrvärmeutredning. Allmänt sett svarar inhemska bränslen idag för ca 20 % av värmeförsörjningen i de svenska fjärrvärmenäten. Användningen vid mitten av 1970-talet var obetydlig och växte sedan stadigt under en 10-årsperiod för att under de senare åren åter dämpas något till följd av de sänkta oljepriserna. Tillgången på fastbränsle för uppvärmningsändamål är idag god och det finns stora leveranskapaciteter uppbyggda. Inhemskt fastbränsle i form av träflis är det värmeförsörjningsalternativ som behandlas i detta avsnitt. Redovisningen omfattar teknik, ekonomi samt regional tillgång på bränsle.

#### 9.3.1 Systemutformning

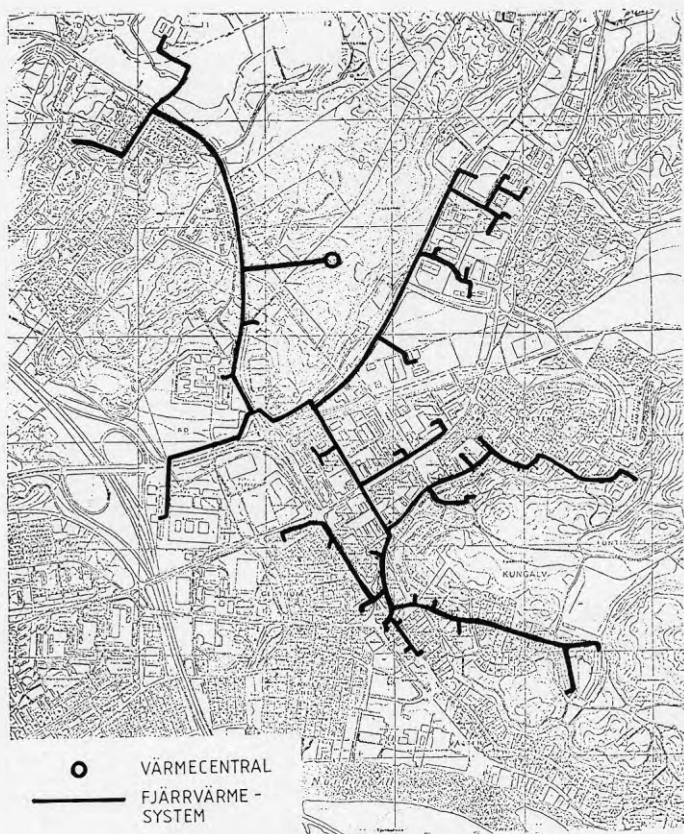
Fastbränslepannor med tillhörande bränslehanteringssystem är relativt kapitaltunga anläggningar vars höga anläggningskostnader uppvägs av låga bränslekostnader vilket sammantaget ger måttliga totala kostnader för värmeproduktionen. Fastbränslepannan i det här studerade anläggningsalternativet är dimensionerad för att täcka 50% av det maximala värmeeffektbehovet medan resten täcks av tungoljeeldade pannor. Detta leder till att flispannan står för 85% av värmeproduktionen, d v s ca 48 GWh/år, och oljepannorna står för 15%, d v s 8 GWh/år. Flispannan svarar för baslasten och när denna ligger på nivån 20-30% av pannans maximala värmeeffekt avbryts driften och oljepannan tar över värmeförsörjningen vilket innebär att oljepannan ensam täcker sommarvärmebehovet (Figur 9.11). Anledningen är att flispannan arbetar alltför ineffektivt och är svårreglerad vid delbelastningar som ligger under nivån 20-30% av möjlig kapacitet.

Ytterligare kapacitet i oljepannor för reservändamål kan enkelt fås om någon av de befintliga, större panncentralerna på orten utnyttjas. Så finns t.ex på lasarettet oljepannor med en sammanlagd kapacitet av drygt 6 MW vilka enkelt kan anslutas till ett fjärrvärmenät med planerad sträckning. Styrtekniskt är det normalt inga problem att få samdriften mellan pannor anslutna i olika punkter av ett fjärrvärmenät att fungera bra.



Figur 9.11 Varaktighetsdiagram över total värmelast med inlagd fördelning av värmeproduktionen mellan fastbränsle- och oljepannor. Den sammanlagda värmeproduktionen är 56,3 GWh/år.

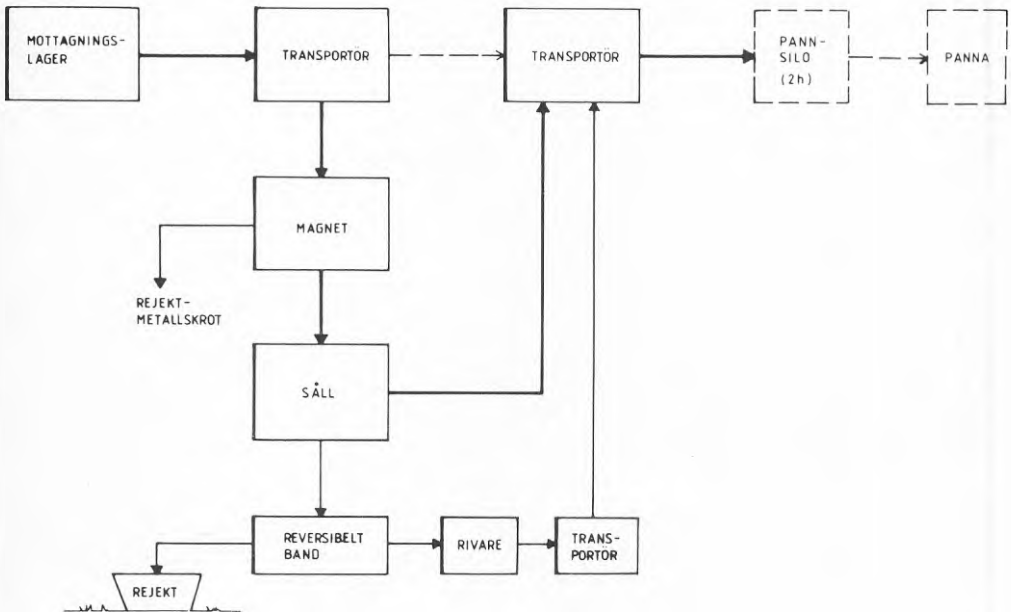
En lämplig placering av fjärrvärmecentralen framgår av figur 9.12. På den föreslagna platsen är utrymmet tillräckligt för värmecentralen vars bränslehantering är mycket utrymmeskrävande samtidigt som möjligheterna är goda för intransport av bränsle utan alltför stora trafikstörningar. Det beräknas att en utsprängd och planerad markyta på 75x100 m behövs. Anslutningsvägen kan dras från Änggårdegatan alternativt Karebyvägen. Vägdragningen och anslutningen till områdets vägnät görs med tanke på att stora släpförsedda lastbilsfordon med bränsleflis ska kunna passera. Som mest vintertid kommer ca 5 fordonstransporter per dygn att behövas.



Figur 9.12 Lämplig placering av en fastbränsleeldad fjärrvärmecentral i Kungälv.

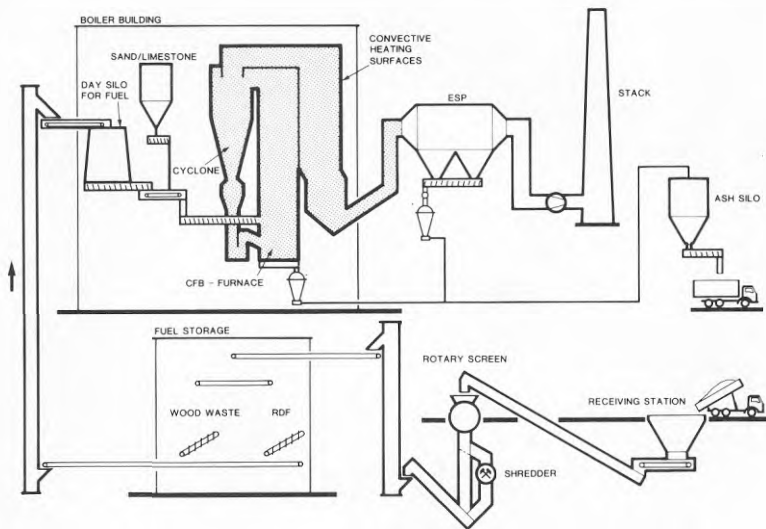
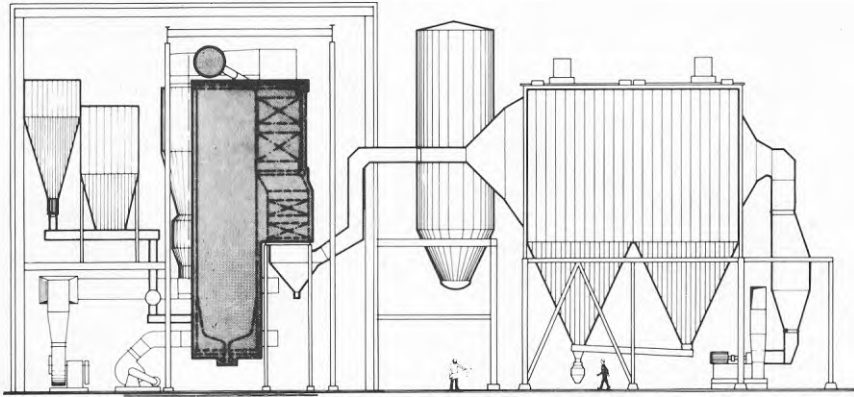
Beräknad byggnadsvolym är 18.000 m<sup>3</sup> och byggnadsyta 1400 m<sup>2</sup> för värmecentralen. Byggnaden uppförs t ex med betongstomme och fasader i lättbetong. Den inrymmer förutom maskinhall även bränslelager, förråd för servicematerial samt personalutrymmen. Liknande värmecentraler är nyligen uppförda i Kramfors, Härnösand och Sollefteå.

I värmecentralen placeras ett mindre mottagningslager för 900 m<sup>3</sup> träflis som räcker för omkring tre dygns förbrukning vintertid. Bränslehanteringssystemet visas i figur 9.13. Från mottagningslagret hämtas flisen med hjälp av en stångmatare med utmatningsskruv. Bandtransportörer för sedan flisen till magnetavskiljare och såll där obrännbart material bortsorteras varefter grövre fraktioner sönderdelas i en rivare. Slutligen för en bandtransportör den färdigbehandlade flisen till en pannsilos med ca två timmars lagringskapacitet. Från pannsilon förs flisen till pannans förbränningsrum med hjälp av en inmatningsskruv vars kapacitet är ca 15 m<sup>3</sup>/timme.



Figur 9.13 Blockschemat över flishanteringssystemet

Den föreslagna pannan är av typen cirkulerade fluidbäddpanna (CFB). I figur 9.14 visas pannans principupbyggnad samt tillhörande kanalsystem för förbränningsluft och rökgasbehandling. I pannan sker flisförbränningen i en cirkulerande sandbädd varigenom förbränningsverkningsgraden blir ca 85%, vilket är högt jämfört med konventionella fastbränslepannor. Den aktuella typen av fluidbäddpanna är mycket kompakt och kan från helt kallt tillstånd startas upp på bara två timmar. Vid normal drift är förbränningstemperaturen relativt låg, ca 850°C, vilket är gynnsamt med tanke på kväveoxidbildning. Svavelutsläppet kan begränsas genom kalktillförsel i bädden. Vidare begränsas stoftutsläppet genom användning av elektrofilter i rökgasset. Förutom träflis kan även kol, torv, bark, halm samt industriellt och kommunalt avfall brännas i panntypen som är okänslig för växlingar i bränslets kvalitet. Genom den höga verkningsgraden begränsas askmängden. Omkring 430 ton aska per år behöver deponeras vilket vintertid motsvarar ca två containers per vecka.



Figur 9.14 Modern, kompakt cirkulerande fluidbäddpanna (CFB) för fastbränsleledning samt tillhörande kanalsystem för förbränningsluft och rökgasbehandling.



Ingående komponenter i pann- och bränslehanteringssystemet anges i tabell 9.3. Anläggningen är dessutom utrustad med system för teknisk försörjning av olika slag (tryckhållning, vattenbehandling, oljeförvärmning, brandskydd, elmatning, VVS m m) samt ett datoriserat övervakningssystem för alla maskinenheter.

Tabell 9.3 Ingående komponenter i pann- och bränslehanteringssystem.

Pannsystem	Bränslehanteringssystem
o 11 MW CFB-panna + 2x8 MW oljepannor	o Fordonsvåg för 24 m fordon
o Pannsilo med inmatningsdon	o Mottagningslager med stångmatare och utmatningsskrub
o Processluftsystem	
o Rökssystem med elfilter	o Bandtransportörer
o Sandsilo	o Magnetavskiljare
o Askhanteringssystem	o Säll
o Pannkretsar med värmväxlare, pumpar och utblåsningskärl	o Rivare
o Centraldammsugningssystem	
o Oljebrännare för full effekt samt starteffekt	
o Oljesystem för tung resp. lätt eldningsolja	
o Instrumentpanel och apparat-skåp för resp. pannkrets	
o Ställverk	
o Gångplaner och trappor	

## 9.3.2 Regional tillgång på fasta bränslen

Inom tio mils avstånd från Kungälv förekommer en betydande förbrukning av inhemska, fasta bränslen. Ett tiotal större användare förbrukar årligen närmare 800 GWh trädbränslen och torv (Tabell 9.4). Trots den stora förbrukningen i området uppger leverantörerna att det under de senaste åren ej varit några problem att få fram nödvändiga volymer bränsle.

Tabell 9.4 Förbrukning av fastbränslen inom 10 mils avstånd från Kungälv.

	Trädbränsle	Torv	GWh <sub>b</sub> /år
<u>Värmeverk</u>			
Borås	X		400
Uddevalla		X	90
Lidköping	50 %	50 %	100
Vargöns Bruk	X		50
Kungsbacka	X		25
Falkenberg	X		30
<u>Förädlings-</u> <u>industrier</u>			
(pellets, briketter, pulver)			
Vårgårda	X		30
Sexdrega	X		25
Ulricehamn	X		25
TOTALT		ca	780

Som framgår av tabellen utgörs bränslet huvudsakligen av trädbränsle. De olika sortiment som förekommer är skogsbränsle (hyggesrester, små klana träd samt viss lövved), sågverksprodukter (bark, sågspån, kutterspån) samt torrflis i form av sönderdelat material från emballage och pallvirke.

Av tabellen framgår att en fastbränslecentral i Kungälv med en bedömd årsförbrukning av cirka 50 GWh endast marginellt ökar nuvarande förbrukning inom regionen.

En väl etablerad prisnivå för träd- och torvbränsle är ca 0,11 kr/kWh<sub>p</sub>. (Relaterat till bränslets energiinnehåll före förbränning). Detta pris har varit stabilt under senaste åren.

Tillgången på skogsbränsle inom regionen överstiger brutto 1000 GWh/år. I denna volym ingår ej några industrisortiment. Denna volym skall dock minskas med de tekniska, biologiska och ekonomiska restriktioner som tillkommer. Inom denna översiktliga studie är det ej möjligt att precisera tillgängliga nettovolymer efter dessa restriktioner. Siffran speglar dock potentialen väl.

Det förekommer idag ingen omfattande torvbrytning i Kungälvs närhet. Det begränsade volymer torv som förbrukas inom regionen bryts i Gislaved.

Om det i framtiden skulle uppstå en brist på biobränslen i området, kommer sannolikt tendenser till prishöjningar att motverkas av att en del av de betydande torvtillgångar som finns i området kommer att tas i anspråk för produktion av bränsletorv. Bruttotillgången på torv anges i en tidigare studie från 1982 att motsvara möjligt bruttouttag på ca 2000 GWh/år under femtio år inom regionen. I denna siffra har enbart skyddsvärda myrar undantagits. Inga restriktioner har gjorts för torvens varierande kvalitet.

Det bör även nämnas att det för närvarande pågår ett större försök med brytning året runt av torv. Försöken genomförs i Västergötland av ett konsortium med Vattenfall i spetsen. Om dessa försök lyckas innebär det att tillgången på bränsletorv väsentligt ökar. Resultaten från denna verksamhet är dock alltför preliminära för att man redan nu ska kunna inteckna dessa volymer.

### 9.3.3 Ekonomi

Föreliggande avsnitt behandlar anläggningskostnader samt kostnader för värmeproduktion och distribution vid en sammanlagd årsvärmeleverans av 56,3 GWh.

Anläggningskostnader för fjärrvärmesystemet är hämtade från kapitel 3 medan anläggningskostnader för fjärrvärmecentralen är hämtade från en speciell utredning på området vilken gjorts som underlag till Kungälvutredningen (AB Scandiaconsult Mitt, 1987).

Årliga kostnader sammansätts av kapitalkostnader för fjärrvärmesystem och värmeproducerande anläggning, drift- och underhållskostnader samt bränslekostnader. När det gäller kapitalkostnader är annuitetsmetoden med 4% realränta använd som kalkylmetod. Oljekostnaden är medelvärdet för en 20-årsperiod beräknat med hänsyn till 2% real årlig höjning. På grund av mycket god tillgång på träflis antas fliskostnaden förbli oförändrad reallt sett under den 20-åriga kalkylperioden.

För ytterligare uppgifter om ekonomiska kalkylförutsättningar hänvisas till den detaljerade redovisningen i kapitel 8.

## A. Anläggningskostnader

### Al. Pannanläggning

För flispanna och skorsten uppgår specifika anläggningskostnaden till 1300 kr/kW vilket är grundat på liknande, nyss utförda objekt i Sollefteå och Kramfors. Härtill kommer kostnader för bränslehantering, teknisk försörjning och övervakning som specificeras nedan. För oljepannor används specifika kostnaden 250 kr/kW grundad på liknande utförda objekt enligt entreprenörer på området.

Förutom flispannan med kapaciteten 11 MW erfordras två pannheter för olja, vardera med kapaciteten 8 MW, för att nöjaktigt klara värmeförsörjningen. Det innebär att ca 75-85% av det maximala värmeeffektbehovet täcks vid bortfall av den ena oljepannan eller flispannan genom tekniskt fel. En bristrisk av den storleksordningen är acceptabel eftersom ett pannhaveri bör ta kort tid att åtgärda. Om extra säkerhet utöver detta önskas kan även oljepannor på någon av de befintliga, större panncentralerna på orten behållas som reserv. Följande kostnader fås:

o Flispanna med skorsten	14 300 kkr
o Oljepannor	4 000 kkr
SUMMA	18 300 kkr

A2. Bränslehantering, teknisk försörjning och övervakning

I nedan angivna kostnader ingår komponenter enligt tabell 9.3.

o Bränslehantering	5 000 kkr
o Teknisk försörjning	9 800 kkr
o Datoriserad övervakning	1 200 kkr
SUMMA	16 000 kkr

A3. Värmecentralbyggnad och mark

Specifika anläggningskostnaden för byggnaden beräknas vara 7000 kr/m<sup>2</sup> golvyta. Den relativt höga kostnaden beror på att byggnaden är hög för att kunna inrymma flispannan samt att den är konstruerad för att bära vissa anordningar i flisshaningssystemet. Markbehovet är 7500 m<sup>2</sup> och kostnaden för markarbete, tomt samt anslutningsavgifter för vatten och avlopp beräknas vara 250 kr/m<sup>2</sup> markyta. Följande kostnader fås:

o Byggnad	9 800 kkr
o Tomtköp, markarbeten och anslutningsavgifter	1 880 kkr
SUMMA	11 680 kkr

A4. Fjärrvärmesystem

Kostnaderna för fjärrvärmesystemet är enligt kapitel 3:

o Fjärrvärmesystem	47 000 kkr
--------------------	------------

I kostnaden ingår projekterings-, byggherre-, byggfinansierings- och markkostnader. Byggtiden beräknas till ca 2 år.

A5. Diverse och osäkerhet

Ett kostnadspåslag om 5% är medtaget för sådana anläggningskostnader som ej är baserade på detaljerade kalkyler.

---

o 5% påslag på A3	600 kkr
-------------------	---------

---

B. Projektkostnader

Med projektkostnader menas projekteringskostnader, kostnader för upphandling, byggledning och kontroll (byggherrekostnader) samt kostnader för byggfinansiering. Projekteringskostnaden för pannanläggning och markanläggning är satt till 5% av anläggningskostnaden medan 10% gäller för värmecentralbyggnad, bränslehantering, teknisk försörjning samt övervakning.

Byggherrekostnaden är beräknad efter en arbetsinsats på 2 månår. Kostnaden för byggfinansiering är baserad på byggränta 10%. Räntekostnaden för respektive anläggningsdel är beräknad genom att ta 10% på anläggningskostnaden för hela byggtiden och sedan multiplicera beloppet med faktorn 0,3. På så vis tas hänsyn till att upplåningen av kapital successivt ökar under byggtiden. Byggtiden för värmecentralen är satt till 1,5 år. Byggräntor är beräknade för allt utom fjärrvärmesystemet där räntor ingår i den angivna anläggningskostnaden. Följande kostnader fås:

---

o Projekteringskostnad	3 640 kkr
o Byggherrekostnad	400 kkr
o Byggfinansieringskostnad	2 100 kkr
SUMMA	6 140 kkr

---

C. Total anläggningskostnad

Total anläggningskostnad är summan av alla anläggningskostnader samt projektkostnader och anges här med uppdelningen:

o Värmeproducerande anläggning	46 580 kkr
o Fjärrvärmesystem	47 000 kkr
o Projektkostnader	6 140 kkr
<b>TOTALT</b>	<b>ca 99 700 kkr</b>

Fjärrvärmecentralens kostnad utgör ca 53% av totalkostnaden. Dess specifika anläggningskostnad relaterad till maximal värmeeffekt, d v s 22 MW, är ca 2400 kr/kW. Frånräknat byggnad och mark är motsvarande kostnad ca 1800 kr/kW.

D. ÅrskostnadD1. Kapitalkostnader

Annuiteter är beräknade med utgångspunkt från avskrivningstider enligt kapitel 8. I följande kostnadsuppställning anges annuitetsvärden inom parentes och angivna årskostnader är framtagna genom multiplicering av anläggningskostnaderna med dessa värden.

1. Pannanläggning (0,09)	1 647 kkr/år
2. Bränslehantering, tekn. försörjning och övervakning (0,09)	1 440 kkr/år
3. Byggnad och mark (0,051)	626 kkr/år
4. Fjärrvärmesystem (0,058/0,09)*	3 265 kkr/år
5. Projektkostnader (0,074)	454 kkr/år
<b>SUMMA</b>	<b>7 431 kkr/år</b>

\* Värdet 0,058 gäller kulverten och värdet 0,09 det övriga.

D2. Drift- och underhållskostnader

Underhållskostnaderna är beräknade i procent av anläggningskostnaderna. I följande kostnadsuppställning anges procenttalen inom parentes. Personalinsatsen beräknas till 3 manår/år.

1. Pannanläggning (2%)	366 kkr/år
2. Bränslehantering (3%), tekn. försörjning och övervakning (1%)	260 kkr/år
3. Byggnad (0,5%)	51 kkr/år
4. Fjärrvärmesystem (1%)	470 kkr/år
5. Driftpersonal	600 kkr/år
<b>SUMMA</b>	<b>1 747 kkr/år</b>

D3. Bränslekostnad

Pannanläggningens värmeproduktion är 56.300 MWh/år. Härav svarar fliseldningen för 47.680 MWh/år och oljeeldningen för 8440 MWh/år. Förbränningsverkningsgraden är 0,85 i båda fallen. Oljepriset är satt till 0,15 kr/kWh, med uppräkningsfaktorn 1,19 för antagna prishöjningar kommande 20-årsperiod. Träflispriset är satt till 0,11 kr/kWh, för hela 20-årsperioden. Elförbrukningen för drift av anläggningens maskinerheter, fläktar, pumpar m m beräknas uppgå till 2600 MWh/år. Elkostnaden är satt till 0,26 kr/kWh vilket inkluderar fast avgift samt energi- och effektivavgifter. Samma uppräkningsfaktor för el- som för oljepriset är använd.

Fliskostnad	$\frac{47\ 860}{0,85}$	x 0,11	= 6 170 kkr/år
Oljekostnad	$\frac{8\ 440}{0,85}$	x 0,15 x 1,19	= 1 772 kkr/år
Elkostnad	2 640	x 0,26 x 1,19	= 817 kkr/år
<b>SUMMA</b>			<b>8 759 kkr/år</b>



D4. Totalkostnad för värmeproduktion och distribution

Sammantaget fås följande kostnad och kostnadsfördelning:

o Anläggningskostnader	7 431 kkr/år (41,4%)
o Drift-och underhålls-kostnader	1 747 kkr/år ( 9,7%)
o Bränslekostnader	8 759 kkr/år (48,9%)
<b>TOTALT</b>	<b>17 937 kkr/år(100,0%)</b>

E. Specifika värmekostnader

Specifika värmekostnader relaterade till årsvärmeproduktionen (56.300 MWh) är följande:

o Anläggningskostnader	0,132 kr/kWh (41,4%)
o Drift-och underhålls-kostnader	0,031 kr/kWh ( 9,7%)
o Bränslekostnader	0,156 kr/kWh (48,9%)
<b>TOTALT</b>	<b>ca 0,32 kr/kWh (100,0%)</b>

Detta kan jämföras med 0,28 kr/kWh som är totalvärmekostnad för alternativet med helt naturgaseldad fjärrvärmecentral.

Bränslekostnadens andel av värmekostnaden kan jämföras med 11% som är motsvarande för huvudalternativet med 75% solvärme.

9.4 Lokala värmecentraler

## 9.4.1 Inledning

Ett alternativ till värmeförsörjning av Kungälv tätort med en central värmeproduktionsanläggning samt fjärrvärmenät är att behålla dagen struktur med lokala värmecentraler. Detta avsnitt beskriver dagens struktur samt kostnader för att behålla och gradvis förnya de i strukturen ingående värmeproduktionsanläggningarna. Dessutom belyses bränslekostnader, leveranssäkerhet samt miljöpåverkan för denna lösning.

#### 9.4.2 Beskrivning av värmecentralerna

##### Underlag för bestämning av energi- och effektbehov samt bränsleförbrukning

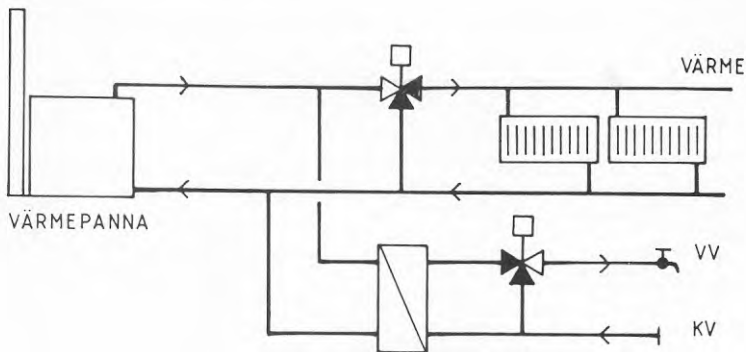
Värmeförbrukningen för de aktuella byggnaderna har erhållits utifrån oljeförbrukningsstatistik eller energiförbrukning vid elvärme från år 1986 som normalårskorrigerats med avseende på klimatavvikelser med faktorn 1,03.

Ytterligare besparing förväntas reducera värmeförbrukningen i befintliga byggnader med 10% under perioden 1986-1990.

Tillkommande områdets storlek och byggstart har uppskattats i samråd med Stadsbyggnadskontoret.

Principkopplingen i de befintliga värmecentralerna följer oftast principen med konstant flöde i primärkretsen, för att säkerställa höga temperaturer i primärkretsen, och en trevägsventil som blandar in hetvatten i sekundärkretsen (figur 9.15).

Varmvatten bereds med konstant primärflöde genom värmväxlaren för varmvattenberedning.



Figur 9.15 Principkoppling i befintliga värmecentraler.

Oljetankarna är oftast placerade inomhus i anslutning till värmecentralerna. Vid användande av eldningsolja 4 är de varmhållna för att möjliggöra distribution till brännarna.

#### Värmecentraler inom fjärrvärmeområdet.

I denna grupp ingår de värmecentraler som föreslås anslutas till ett fjärrvärmenät i övriga försörjningsalternativ. Värmecentralerna är beskrivna i detalj i avsnitt 3.2.

Bland de 40 st värmecentralerna finns 6 st större panncentraler som eldas med tjock eldningsolja typ WRD eller Eo4LS.

Två värmecentraler abonnerar på högspänd el för ackumulering av el nattetid.

Övriga värmecentraler värms med oljepannor för Eol som i vissa fall är kompletterade med elkasset för tappvarmvattenberedning under sommarhalvåret.

Medelinstallationsåret för de 62 st installerade pannorna är 1968. År 1990 utgör antalet oljepanninstallationer äldre än 15 år 71% av totala pannbeståndet inom fjärrvärmeområdet.

I tabell 9.5 redovisas en sammanställning av dessa värmecentraler samt beräknad olje- resp elförbrukning år 1990.

Tabell 9.5 Sammanställning av installerad effekt, värmebehov samt el- resp bränsleförbrukning år 1990 för oljealternativet.

Installerad effekt: oljepannor	49,0 MW
elpannor	5,6 MW
Värmebehov:	
oljecentraler	47,5 GWh
elvärmecentraler	6,1 GWh
Bränsleförbrukning: Eol	3 007 m <sup>3</sup>
WRD	624 m <sup>3</sup>
Eo4LS	1 793 m <sup>3</sup>
El, lågspänning	425 MWh
högspänning	5 785 MWh

### 9.4.3 Åtgärder i värmecentralerna

#### Oljealternativet

Ombyggnaden av värmecentralerna med byte av pannor, varmvattenberedare, pumpar samt shuntgrupper inklusive styr- och reglerutrustning antas ske efter 15 års drift för varje enskild värmecentral.

I denna genomgång av värmecentraler beskrivs en totalrenovering, dvs man byter ej enbart enskilda komponenter, t.ex panna, och låter varmvattenberedning och shuntgrupper vara intakt utan allt material byts. I enskilda fall kan troligen partiell renovering förekomma då värmecentralens utrustning i flera fall har olika installationsår.

För att dock kunna göra en mer generell beskrivning av ombyggnadsarbeternas omfattning tas ej hänsyn till de enskilda värmecentralernas ålder och standard. Renoveringsarbetet antas istället utföras vid ett tillfälle för att kostnaderna skall vara jämförbara med kostnaderna i fjärrvärmealternativen.

Ombyggnadsarbetena består av momenten:

- demontering av befintliga värmepannor och shuntgrupper samt ev asbetsanering
- installation av ny oljepanna med brännare, varmvattenberedning, huvudpumpar, shuntgrupper samt styr- och reglerutrustning.

Varmvattenberedningen föreslås i de flesta fall, där utrymme finns, att utföras med laddvärmeväxlare samt förrådsberedare då detta underlättar en eventuell framtida fjärrvärmeanslutning. Merkostnaden för ackumulering är marginell jämfört med direktväxling.

Vid ombyggnad antas oljecistern samt skorsten intakt och åtgärdas ej.

För elpannor, av typ eletrodpanna, är livslängden 25 år medan elektroder och rörliga delar bör bytas var 5:e år.

Föreslagna åtgärder redovisas i Bilaga 9.2.

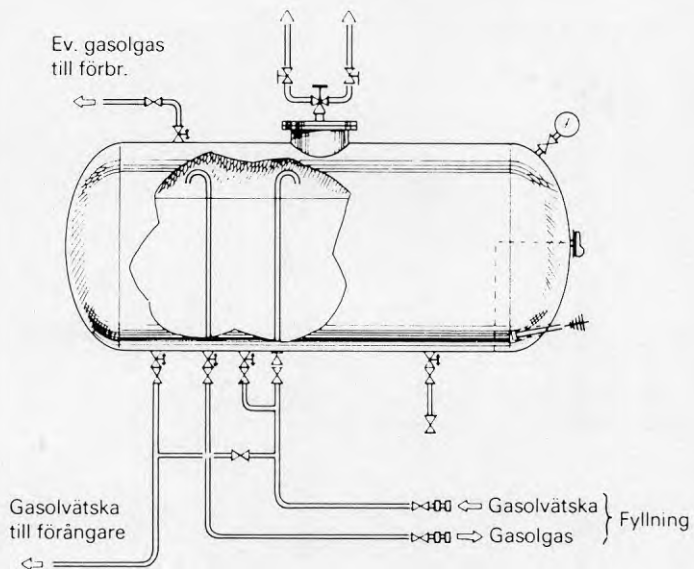
### Olja/Gasolalternativet

Gasol består av en blandning av huvudsakligen kolvätena propan och butan och utvinns direkt i samband med olje- och naturgasproduktion samt vid raffinering av råolja. I dag motsvarar gasol knappt 2% av totala förbrukningen av oljeprodukter i Sverige.

Gasol går att elda i befintliga pannor efter brännarbyte och ordentlig rengöring av pannans eldstadsytor.

Avgaserna från förbränningen innehåller praktiskt taget ingen koloxid och är dessutom fria från svavel och tungmetaller.

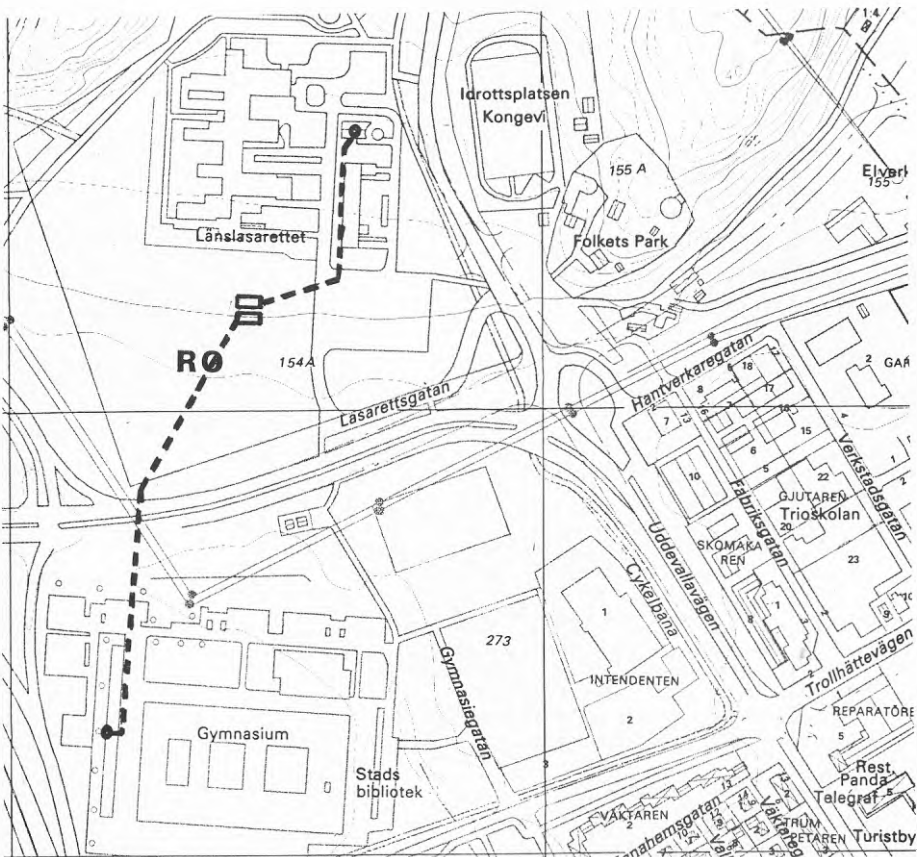
Gasolens effektiva värmeinnehåll är 12,9 MWh/ton och normalt fås totalverkningsgraden 0,90 vid eldning i värme pannor.



**Figur 9.16 Gasolcistern**

Till en befintlig pannanläggning krävs en gasolcistern (figur 9.16) som skall placeras på betryggande avstånd från övrig verksamhet. Mellan cistern och panna förläggs en markledning och i anslutning till panncentralen uppförs en förångare. Mellan förångare och brännare placeras en reducerventil samt tryckvakter och säkerhetsventiler mm. I större installationer krävs även läckindikator.

Då gasol är en tung gas som vid läckage lägger sig utmed marken och vid en viss blandning med luft är oerhört explosiv krävs förutom en säker cisternplacering även en säker transportväg fram till cisternen, dvs väg för tankfordon bör ej gå genom bostadsområde eller uppför branta backar där problem vintertid kan uppträda. För de aktuella panncentralerna visas föreslagna cisternplaceringar i figur 9.17.



Figur 9.17 Förslag på gasolcisternplacering för de aktuella panncentralerna.

Efter en genomgång av möjliga panncentraler för gasoleldning i samråd med brandmyndigheter kvarstår tre panncentraler vars storlekar och gasolbehov redovisas i tabell 9.6.

Tabell 9.6 Storleksuppgifter för värmecentraler som föreslås gasoleldas.

Värmecentral	Uppv. yta (m <sup>2</sup> )	Pann-effekt (kW)	Värme-behov (Mwh/år)	Gasol förbrukn. (ton/år)
Teknikern 1 (GDG)	8 800	4 640	3 100	267
Kongahälla-skolan	23 730	4 180	3 990	344
Kungälvs sjukhus	19 470	6 220	4 180	360

Det årliga värmebehovet för dessa centraler är 11.270 MWh vilket motsvarar en årlig gasolförbrukning på 971 ton.

Gasolförbrukningen skulle således täcka 21% av totala värmebehovet för de studerade värmecentralerna.

Övriga centraler som diskuterats men bedömts som tveksamma pga läge och transportvägar till centralerna är Fontinhemmet, Ingenjören 4 (Volvo), Munkegårde samt kv Eken. Med gasoleldning även i dessa centraler skulle andelen gasolvärme stiga till 46%.

I tabell 9.7 redovisas en sammanställning av storleks- och förbrukningsuppgifter för värmecentralerna i olja/gasolalternativet.

Tabell 9.7 Sammanställning av installerad effekt, värmebehov samt el- resp bränsleförbrukning år 1990 för olja/gasolalternativet.

Installerad effekt:	oljepannor	34,0 MW
	gasolpannor	15,0 MW
	elpannor	5,6 MW
Värmebehov:	oljecentraler	36,2 GWh
	gasolcentraler	11,3 GWh
	elvärmecentraler	6,1 GWh
Bränsleförbrukning:	Eol	3 007 m <sup>3</sup>
	Eo4LS	1 145 m <sup>3</sup>
	Gasol	971 ton
	El, lågspänning	425 MWh
	högspänning	5 785 MWh

Åtgärderna i panncentralerna för gasoleldning är indentiska med åtgärderna vid oljeeldning med tillägget att gasolcistern, ledningar samt förångare och annan typ av brännare tillkommer, se bilaga 9.2.

#### 9.4.4 Tillgänglighet och leveranssäkerhet

##### Olja

På kort sikt är leverans av eldningsolja och tillgängligheten hos anläggningarna god. Problem som uppstår är av typen brännarhaveri och eventuellt pannläckage. Vattenläckage i en panna brukar vara successivt ökande och behöver oftast ej åtgärdas under samma dag läckagen uppstår.

På längre sikt kan vid krissituation beredskapslager behöva utnyttjas. Myndigheterna styr användandet av beredskapslagren men för uppvärmning finns eldningsolja för ca ett halvår lagrat.

Dessutom krävs möjlighet att elda fastbränsle i pannorna med 60% effektuttag relativt effekten vid oljedrift. Genom att komplettera pannornas eldstad med en fast rooster (typ av gallerbotten) samt en draglucka kan pannorna eldas med ved. Denna komplettering är enkel att utföra och görs först vid behov.



Gasol

De stora exportörerna av gasol är Kanada, Storbritannien och Saudiarabien. Gasolutbudet i Västeuropa från raffinering av olja väntas öka och västeuropa väntas bli självförsörjande på gasol.

Leverantören av gasol är skyldig att hålla beredskapslager men då pannor bör väljas som även kan eldas med olja samt krisbränsle gäller här som i oljefallet att fastbränsle används som bränsle vid långvariga leveransstörningar.

Vid konvertering till gasol bör befintlig oljeutrustning, dvs brännare och oljetank behållas eller vid nyinstallation införskaffas.

El

Den stora delen av elförbrukning för uppvärmning i Kungälv (kv Sadelmakaren, Munkegärdeskolan) är nattel som distribueras då effektuttaget på nätet är lågt, dvs eluttaget belastar troligen ej en kommande kärnkraftsavveckling med krav på dyr spetslastel.

Leveranssäkerheten i övrigt bedöms av Kungälvs Elverk öka något med åren.

För de mindre elpannorna i värmecentralerna är förbrukningen marginell jämfört med Kungälvs behov av el för belysning etc varför leveranssäkerheten här är lika god som för belysning m m.

I Kungälv finns även ett unikt system för rundstyrning av el till stora och små elpannor där elleveransen kan avbrytas från elverket.

## 9.4.5 Ekonomi

Investeringskostnader samt årskostnader för oljealternativet

Kostnaderna för detta alternativ består av dels kapitalkostnader för gjorda investeringar, dels rörliga kostnader för bränsle samt drift och underhåll.

Investeringskostnaderna består av installationer i värmecentral avseende oljepannor med tillhörande varmvattenberedning, shuntgrupper, el- och styrutrustning, samt apparatrum med shuntgrupper och i vissa fall varmvattenberedning. Asbestsanering har bedömts nödvändig vid de flesta installations- och demonteringsarbetena.

Dessutom tillkommer kostnad för projektering, slutbesiktning samt byggherrekostnad för samordning av projektet.

---

Investeringskostnad oljecentraler med tillhörande apparatur:

---

Installationer	12 227 kkr
Asbestsanering	180 kkr
Projektering och besiktning	1 280 kkr
Byggherrekostnad	<u>1 223 kkr</u>
<b>Totalt</b>	<b>14 910 kkr</b>

---



---

Investeringskostnader elvärmecentraler med tillhörande apparatur:

---

Installationer	1 181 kkr
Projektering och besiktning	123 kkr
Byggherrekostnad	<u>118 kkr</u>
<b>Totalt</b>	<b>1 422 kkr</b>

---



---

Årlig kostnad oljecentraler:

---

Kapitalkostnad (15 års avskrivning, 4% realränta)	1 341 kkr
Drift och underhåll (1,5% av investeringskostnad)	224 kkr
Bränslekostnad (2% real årlig prisökning)	
Eo1 1800 kr/m <sup>3</sup>	6 408 kkr
Eo4LS 1650 kr/m <sup>3</sup>	4 722 kkr
<b>Årskostnad, oljecentraler</b>	<b>12 668 kkr</b>

---

---

 Årlig kostnad elvärmecentraler:
 

---

Elenergipriset nedan utgörs av ett medelenergipris över året inkluderande effektaggift, energiavgift samt elenergiskatt.

Kapitalkostnad (15 års avskrivning, 4% realränta)	128 kkr
Drift och underhåll (1,5% av investeringskostnad)	21 kkr
Elenergipris (2% real årlig prisökning)	
31 öre/kWh	2 239 kkr
Årskostnad, elvärmecentraler	2 388 kkr

---

Totala investeringskostnaden är således 16.332 kkr och totala årskostnaden 15.056 kkr vilket med totala värmebehovet 53,6 GWh ger värmekostnaden 0,281 kr/kWh

Värmekostnaden är för oljedelen 0,267 kr/kWh och för elvärmedelen 0,391 kr/kWh.

Investeringskostnader samt årskostnader för olja/gasol-  
alternativet

Kostnaderna här är identiska med de i föregående avsnitt förutom kostnaderna för de gasoleldade centralerna där kostnad tillkommer för gasolcistern, ledningar, förångare m m.

---

Investeringskostnad oljecentraler med tillhörande apparatur:

---

Installationer	9 377 kkr
Asbestsanering	166 kkr
Projektering och besiktning	990 kkr
Byggherrekostnad	<u>938 kkr</u>
Totalt	11 471 kkr

---



---

Investeringskostnad gasolcentraler med tillhörande apparatur:

---

Installationer	4 153 kkr
Asbestsanering	14 kkr
Projektering och besiktning	420 kkr
Byggherrekostnad	<u>415 kkr</u>
Totalt	5 002 kkr

---

---

 Investeringskostnad elvärmecentraler med tillhörande apparatrum:
 

---

Enligt tidigare delavsnitt	1 422 kkr
----------------------------	-----------

---

 Årlig kostnad oljecentraler:
 

---

Kapitalkostnad (15 års avskrivning, 4% realränta)	1 032 kkr
--	-----------

Drift och underhåll (1,5% av investeringskostnad)	172 kkr
--	---------

Bränslekostnad (2% real årlig prisökning)	
--	--

Eo1 1800 kr/m <sup>3</sup>	6 408 kkr
-------------------------------	-----------

Eo4LS 1650 kr/m <sup>3</sup>	2 237 kkr
---------------------------------	-----------

---

Totalt	9 849 kkr
--------	-----------

---

 Årlig kostnad gasolcentraler:
 

---

Kapitalkostnad (15 års avskrivning, 4% realränta)	450 kkr
--	---------

Drift och underhåll (1,5% av investeringskostnader)	75 kkr
--	--------

Bränslekostnad (2% real årlig prisökning)	
--	--

gasol 1900 kr/ton	2 184 kkr
----------------------	-----------

---

Totalt	2 709 kkr
--------	-----------

---

---

Årlig kostnad elvärmecentraler:

---

Enligt föregående avsnitt	2 388 kkr
---------------------------	-----------

---

Den totala investeringskostnaden för olja/gasolalternativet är 17.895 kkr och totala årskostnaden 14.946 kkr. Med årsvärmebehovet 53,6 GWh blir värmekostnaden därmed 0,279 kr/kWh.

Värmekostnaden är för oljedelen 0,272 kr/kWh, för elvärmedelen som tidigare 0,391 kr/kWh och för gasoldelen 0,240 kr/kWh.

Värmecentraler inom fjärrvärmeområdet, beräknat årligt värmebehov samt olje- och elförbrukning år 1990.

Värmecentral	Byggn.yta (m <sup>2</sup> )	Panneffekt (kW)	Värmebehov (MWh)	Oljeförbrukn. (m <sup>3</sup> )	Elförbrukn. (MWh)
<u>Sydöstra delen:</u>					
Kv Eken	4 972	1 100	880	110 Eo1	-
Kv Lärken	8 663	2 400	1 230	154 Eo1	-
Tillk Kv Lärken	ca 4 000	ca 240	360	48 Eo1	-
Övre Fontinskolan	3 200	260	270	7 Eo1	220
Nedre Fontinskolan	1 600	ca 100	140	20 Eo1	-
Kv Sadelmakaren 1	24 800	4 000	2 880	-	2 880
<u>Södra delen:</u>					
Kv Krabbetornet 24	1 400	ca 150	230	33 Eo1	-
Kv Klocktornet 35	4 815	1 560	1 150	144 Eo1	-
Kv Krabbetornet 1	2 070	90	310	-	205
Kv Klocktornet 33	3 590	820	600	80 Eo1	-
<u>Västra delen:</u>					
Kv Vätaren 2	2 710	440	505	67 Eo1	-
Kv Trumpetaren	2 910	540	630	84 Eo1	-
Kv Frölich 18-20	13 310	2 100	2 270	265 Eo4LS	-
<u>Centrum:</u>					
Kv Blåsippan	22 930	2 000	4 980	581 Eo1	-
Centrumhuset					
Tillk Kv Centrum	ca 2 000	85	180	26 Eo1	-
<u>Östra delen:</u>					
Fontinhemmet	37 150	5 000	5 430	594 Eo4LS	450
Kv Violen 6	5 260	410	405	58 Eo1	-
Kv Violen 2,3,4	12 480	1 720	1 370	171 Eo1	-
Kv Hästhoven	ca 4 000	610	415	55 Eo1	-
Kv Vårlöken	5 775	660	890	112 Eo1	-
Kv Violen 7	4 790	1 200	620	83 Eo1	-

Värmecentral	Byggn.yta (m <sup>2</sup> )	Panneffekt (kW)	Värmebehov (MWh)	Oljeförbrukn. (m <sup>3</sup> )	Elförbrukn. (MWh)
<u>Industriområde centrum:</u>					
Trioskolan	8 000	1 400	1 000	125 Eo1	-
Kv Gjutaren 6	600	150	115	16 Eo1	-
Kv Färgaren 3	6 000	1 080	650	81 Eo1	-
Kv Chauffören 6	3 131	860	595	79 Eo1	-
Kv Chauffören 7	2 520	ca 350	125	18 Eo1	-
<u>Industriområde Änggårde:</u>					
Testaren 2	425	210	150	22 Eo1	-
Testaren 1	2 020	1 040	310	41 Eo1	-
Testaren 3	822	350	460	61 Eo1	-
Mekanikern 1	1 635	ca 300	300	40 Eo1	-
Ingenjören 4	6 076	2 200	2 410	283 WRD	-
Försäljaren 6	2 530	290	340	45 Eo1	-
Mekanikern 3	462	87	125	18 Eo1	-
Försäljaren 3-4	3 000	580	235	32 Eo1	-
Teknikern 1	8 800	4 640	3 100	341 WRD	-
Kongahällaskolan	23 730	4 180	3 990	439 Eo4LS	-
Länslasarettet	19 470	6 220	4 180	492 Eo4LS	-
Nya brandstation	3 000	220	405	54 Eo1L1	-
<u>Norra delen:</u>					
Munkegårde norra	43 650	2 380	4 160	542 Eo1	-
Munkegårdeskolan	6 300	860	495	-	495
Olseröd	ca 11 500	ca 990	2 090	-	2 090
Ulvegårde	ca 25 000	ca 1 070	2 250	-	-
<b>TOTALT</b>	<b>351 100</b>	<b>54 600</b>	<b>53 600</b>		



BILAGA 9.2

Installationer vid oljeeldning i lokala värmecentraler

---

VÄRMECENTRAL

INSTALLATION

---

Södra delen:

Kv Eken

520 kW oljepanna inkl 2-stegsbrännare

110 kW laddvärmväxlare för VV samt  
2x500 l ackumulatorvolym

Schuntgrupp DN 65

Kv Lärken

1000 kW oljepanna inkl 3-stegsbrännare

170 kW laddvärmväxlare för VV samt  
5x500 l ackumulatorvolym

Schuntgrupp DN 65

I apparatrum i Hasseln:

Shuntgrupp DN 40

40 kW laddvärmväxlare för VV samt 500 l  
ackumulatorvolym

Tillkommande  
kv Lärken

240 kW oljepanna inkl 2-stegsbrännare

Shuntgrupp DN 50

85 kW laddvärmväxlare för VV samt 2x500 l  
ackumulatorvolym

Övre Fontinskolan

240 kW oljepanna med 2-stegsbrännare

3 st shuntgrupper DN 32

40 kW laddvärmväxlare för VV samt 500 l  
ackumulatorvolym

---

VÄRMECENTRAL

INSTALLATION

---

Nedre Fontinskolan	130 kW oljepanna med 2-stegsbrännare Shuntventil DN 32 80 kW värmväxlare för VV
Kv Sadelmakaren 1	4 MW elektrod-panna 4 MW plattvärmväxlare
Kv Krabbetornet 24	170 kW oljepanna med 2-stegsbrännare Shuntventil DN 40 40 kW laddvärmväxlare samt 500 l ackumulatorvolym
Kv Klocktornet 35	700 kW oljepanna inkl 2-stegsbrännare Shuntgrupp DN 65 85 kW laddvärmväxlare för VV samt 2x500 l ackumulatorvolym
Kv Klocktornet 33	340 kW oljepanna inkl 2-stegsbrännare Shuntgrupp DN 65 85 kW laddvärmväxlare för VV samt 2x500 l ackumulatorvolym
Kv Krabbetornet 1	90 kW elpanna 2 st shuntgrupper DN 32 20 kW uteluftsvärmepump samt 500 l ackumulatorvolym
<u>Västra delen:</u>	
Kv Väktaren 2	340 kW oljepanna inkl 2-stegsbrännare Shuntgrupp DN 50 85 kW laddvärmväxlare för VV samt 2x500 l ackumulatorvolym

---

VÄRMECENTRAL

INSTALLATION

---

Kv Trumpetaren

340 kW oljepanna inkl 2-stegbrännare

Shuntgrupp DN 50

85 kW laddvärmväxlare för VV samt 2x500 l  
ackumulatorvolym

Kv Frölich 18-20

1400 kW resp 500 kW oljepannor inkl 3-  
stegsbrännare

2 st shuntgrupper DN 80

225 kW värmväxlare för VV

Apparatrum:

9 st shuntgrupper DN 40

I bostadshusen:

3 st apparatrum med vardera shuntgrupp  
DN 40

40 kW laddvärmväxlare för VV samt 500 l  
ackumulatorvolym

I Domushuset:

2 st shuntgrupper DN 100

Shuntgrupp DN 65

Shuntgrupp DN 20

40 kW laddvärmväxlare för VV samt 500 l  
ackumulatorvolym

Centrum:

Kv Blåsippan

2 st 1400 kW oljepannor inkl 3-stegs-  
brännare

Shuntgrupp DN 80

800 kW värmväxlare för VV

Vitsippan:

Shuntgrupp DN 65

110 kW laddvärmväxlare för VV samt  
2x500 l ackumulatorvolym

---

VÄRMECENTRAL

INSTALLATION

---

Köpmannen:

Shuntgrupp DN 65

110 kW laddvärmväxlare för VV samt  
2x500 l ackumulatorvolym

Centrumhuset:

230 kW värmväxlare för värme

Shuntgrupp DN 50

85 kW laddvärmväxlare samt 2x500 l  
ackumulatorvolym

Tillkommande  
Kv Centrum

130 kW oljepanna inkl 2-stegsbrännare

Shuntgrupp DN 40

40 kW laddvärmväxlare samt 500 l ackumu-  
latorvolym

Östra delen:

Fontinhemmets  
central

2 st 1400 kW oljepannor inkl 3-stegs-  
brännare

I HSB stiftelse:

1 st shuntgrupp DN 100

110 kW laddvärmväxlare för VV samt  
2x500 l ackumulatorvolym

Tvetgatan:

2 st schuntgrupper DN 100

2 st 85 kW laddvärmväxlare samt 2x500 l  
ackumulatorvolym

---

VÄRMECENTRAL

INSTALLATION

---

Fontinhemmet:

4 st shuntgrupper DN 50

110 kW laddvärmväxlare samt 2x500 l  
ackumulatorvolym

Ranrikegården:

7 st shuntgrupper DN 50

110 kW laddvärmväxlare samt 2x500 l  
ackumulatorvolym

Kv Violen 6

400 kW oljepanna inkl 2-stesbrännare

4 st shuntgrupper DN 40

110 kW laddvärmväxlare för VV samt  
2x500 l ackumulatorvolym

Kv Violen 2,3,4

1000 kW oljepanna inkl 3-stegsbrännare

Shuntgrupp DN 80

170 kW laddvärmväxlare för VV samt  
5x500 l ackumulatorvolym

Kv Hästhoven

220 kW oljepanna med 2-stegsbrännare

Shuntgrupp DN 50

38 st villavärmeberedare för värme och  
tappvarmvatten

Kv Vårlöken

500 kW oljepanna inkl 2-stegsbrännare

Shuntgrupp DN 65

110 kW laddvärmväxlare för VV samt 2x500  
l ackumulatorvolym

Kv Violen 7

340 kW oljepanna inkl 2-stegsbrännare

Shuntventil DN 65

110 kW laddvärmväxlare för VV samt 2x500  
l ackumulatorvolym

---

VÄRMECENTRAL                      INSTALLATION

---

Industriområde centrum:

Trioskolan                      700 kW oljepanna inkl 2-stegsbrännare  
Shuntgrupp DN 80  
85 kW laddvärmväxlare för VV samt 2x500 l  
ackumulatorvolym

Huvudskolbyggnad:  
3 st shuntgrupper DN 50  
85 kW laddvärmväxlare för VV samt 2x500 l  
ackumulatorvolym

Hus A-B:  
Shuntgrupp DN 50  
40 kW laddvärmväxlare för VV samt 500 l  
ackumulatorvolym

Matsalen:  
Shuntgrupp DN 50  
85 kW laddvärmväxlare för VV samt 2x500 l  
ackumulatorvolym

Parkförvaltningen:  
Shuntgrupp DN 50  
40 kW laddvärmväxlare för VV samt 500 l  
ackumulatorvolym

Omsorgsstyrelsen:  
Shuntgrupp DN 50  
40 kW laddvärmväxlare för VV samt 500 l  
ackumulatorvolym

Kv Gjutaren 6                      130 kW oljepanna inkl 2-stegbrännare  
Shuntgrupp DN 32  
60 kW laddvärmväxlare för VV samt 2x500 l  
ackumulatorvolym

---

VÄRMECENTRAL	INSTALLATION
Färgaren 3	700 kW oljepanna inkl 2-stegbrännare 2 st shuntgrupper DN 50 150 kW värmväxlare för VV
Chauffören 6	700 kW oljepanna inkl 2-stegbrännare 2 st shuntgrupper DN 50 110 kW värmväxlare för VV
Chauffören 7	220 kW oljepanna inkl 2-stegbrännare Shuntgrupper DN 40 110 kW värmväxlare för VV

Industriområde Änggårde:

Testaren 2	175 kW oljepanna inkl 2-stegbrännare 2 st shuntgrupper DN 32 95 kW värmväxlare för VV
Testaren 1	220 kW oljepanna inkl 2-stegsbrännare 2 st shuntgrupper DN 40 95 kW värmväxlare för VV
Testaren 3	340 kW oljepanna inkl 2-stegsbrännare 2 st shuntgrupper DN 40 95 kW värmväxlare för VV
Mekanikern 1	340 kW oljepanna inkl 2-stegbrännare 2 st shuntgrupper DN 40 95 kW värmväxlare för VV

---

VÄRMECENTRAL	INSTALLATION
Ingenjören 4	1400 kW oljepanna inkl 3-stegsbrännare <u>Apparatrum:</u> 3 st shuntgrupper DN 80 3 st shuntgrupper DN 40 40 kW laddvärmväxlare för VV samt 500 l ackumulatorvolym
Försäljaren 6	340 kW oljepanna inkl 2-stegsbrännare Shuntgrupp DN 50 95 kW värmväxlare för VV
Mekanikern 3	115 kW oljepanna inkl 2-stegsbrännare Shuntgrupp DN 40 95 kW värmväxlare för VV
Försäljaren 3-4	220 kW oljepanna inkl 2-stegsbrännare 2 st shuntgrupper DN 40 40 kW laddvärmväxlare för VV samt 500 l ackumulatorvolym
Teknikern 1	1000 kW resp 700 kW oljepannor inkl 3-stegsbrännare <u>Apparatrum:</u> Ca 10 st shuntgrupper DN 65 110 kW laddvärmväxlare för VV samt 2x500 l ackumulatorvolym 2 st 40 kW laddvärmväxlare för VV samt 500 l ackumulatorvolym



---

VÄRMECENTRAL

INSTALLATION

---

Kongahällskolan:

Värmecentral

2 st 1400 kW oljepannor inkl 3-stegs-brännare

Apparatrum:

5 st shuntgrupper DN 65

Ca 10 st shuntgrupper DN 32

Ingång\_C:

400 kW värmeväxlare för VV

Kongahällshallen:

Shuntgrupp DN 65

85 kW laddvärmväxlare för VV samt 2x500 l ackumulatorvolym

Thorildskolan:

2 st shuntgrupper DN 65

550 kW värmväxlare för VV

Idrottshallen:

Shuntgrupp DN 65

110 kW laddvärmväxlare för VV samt 3x500 l ackumulatorvolym

Kvarnkullen:

2 st shuntgrupper DN 40

40 kW laddvärmväxlare för VV samt 500 l ackumulatorvolym



---

VÄRMECENTRAL                      INSTALLATION

---

Norra delen:

Munkegärde norra      1400 kW resp 1000 kW oljepannor inkl  
3-stegsbrännare

I varje apparatrum, 8 st totalt:

Shuntgrupp DN 40

Shuntgrupp DN 25

85 kW laddvärmväxlare för VV samt 2x500 l  
ackumulatorvolym

Munkegärdeskolan      2 st 700 kW elektropannor

1 400 kW värmväxlare för primärvärme

2 st shuntventil DN 50

400 kW värmväxlare för VV

Installationer vid gasoleldning i lokala värmecentraler

---

VÄRMECENTRAL	INSTALLATION
--------------	--------------

---

Änggårde industriområde:

Teknikern 1            1000 kW resp 700 kW olje/gaspannor inkl  
gasbrännare med erforderlig  
tryckreducering m m.

Gasolförångare 110 kg/h.

120 m markledning.

25 tons gasolcistern (placerad 100 m öster  
om panncentral)

Apparatrum:

Enlig oljealternativet.

Kongahällaskolan:

2 st 1400 kW olje/gaspannor inkl  
gasbrännare med erforderlig  
tryckreducering m m.

Gasolförångare 200 kg/h.

300 m markledning.

25 tons gasolcistern (placeras norr om  
Marstrandsvägen).

Apparatrum:

Enlig oljealternativet.

---

VÄRMECENTRAL

INSTALLATION

---

Kungälv's sjukhus:

2 st 1400 olje/gaspannor inkl gasbrännare  
med erforderlig tryckreducering m m.

Gasolförångare 200 kg/h

250 m markledning

25 tons gasolcistern (placerad söder om  
sjukhusområdet invid cistern för  
Kongahällaskolan).

Apparatrum:

Enligt oljealternativet.

10. MILJÖ- OCH FÖRSÖRJNINGSPRÅGOR

INNEHÅLL

SID

SAMMANFATTNING

10.1	<u>Utsläpp av föroreningar i Kungälv luft</u>	10:1
10.1.1	Miljö- och Hälsoeffekter	10:3
10.1.2	Föroreningsutsläpp för olika värme- försörjningsalternativ	10:7
10.2	<u>Värmeförsörjningsfrågor</u>	10:22
10.2.1	Kort tidsperspektiv	10:22
10.2.2	Långt tidsperspektiv	10:23
10.3	<u>Elförsörjning i Kungälv</u>	10:25
10.3.1	Användning av och fördelar med rund- styrning och fjärrkontroll	10:26
10.3.2	Rundstyrningens ekonomiska värde för Kungälv	10:33
10.3.3	Försörjningsberedskap vid stora elavbrott	10:35

## SAMMANFATTNING (KAPITEL 10)

### 1. Utsläpp av föroreningar i Kungälvs luft

Bakom den ökande försurningen av mark och vatten ligger utsläpp av främst svavel- och kväveoxider.

Svavel emitteras vid förbränning av t.ex olja och kol. Svavelutsläppen gör att stora skogsområden riskerar att drabbas av tillväxtminskning. Härtill bidrar enligt många experter även kväveutsläppen som kommer från all slags förbränning. Idag uppvisar allt fler marker en begynnande kvävemättnad vilket ger ekologiska förändringar. Man har uppmärksammat att det kan bildas stora mängder dikväveoxid (lustgas) vid förbränning som liksom CFC (freon) förstör ozonskiktet i stratosfären. Även metan som är huvudkomponenten i naturgas tros ha samma globala effekt.

Vid förbränning av fossila bränslen bildas stora mängder koldioxid, ett annat globalt problem som bidrar till att jordens temperatur stiger (växthus-effekten) med bl.a. åtföljande översvämningsrisker. Härtill bidrar även metan och andra luftföroreningar. Undantagna är träbränslen som förbrukar koldioxid vid uppväxningen och ej ger någon nettoökning. Under 1900-talet har atmosfärshalten av koldioxid ökat med 20% medan halten av metangas har ökat med 10% det senaste decenniet. Fortsätter förbränningen i samma takt som nu kommer koldioxidhalten att fördubblas till år 2030. Även cancerogena kolväten samt tungmetaller som ger genetiska skador emitteras vid förbränning.

De nämnvärda utsläppen vid naturgaseldning utgörs av kväve- och koldioxid. För solvärmealternativet med naturgasbaserad tillsatsvärme är dessa utsläpp 15 à 20% av dagens utsläpp med oljeeldning i Kungälv. De helt naturgasbaserade alternativen minskar även utsläppen men har ca 4 gånger högre utsläpp än solvärmealternativet. Utsläppen är vid kombination mellan sol- och kraftvärme (förbränningsmotor) ungefär lika stora som dagens och 60 à 80% större vid konventionell kraftvärme utan solvärme.

### 2. Värmeförsörjningsfrågor

Här åsyftas tillförlitligheten och beredskapen i värmeförsörjningen av Kungälv.

Kortsiktigt gäller det risken för avbrott i försörjningen orsakade av tekniska fel. Avbrottsrisken förebyggs normalt genom reservkapacitet hos värmeproducerande enheter. Vid naturgaseldning höjs tillförlitligheten genom möjligheter till användning av fler bränslen, t.ex olja eller gasol. I solvärmealternativet gäller det mer att till

försäkra fullgoda prestanda hos solfångaranläggningen under flera år. Dagens solfångare har hög kvalitet och livslängden beräknas vara minst 20 år. Försmutsning är enligt erfarenheterna från hittills byggda anläggningar på andra platser i landet inget problem. Nederbörden håller normalt solfångarna tillräckligt rena.

Långsiktigt gäller det beredskapsfrågor med avvägningar mellan importbränslen och inhemska tillgångar som fastbränsle och solvärme. Alla naturgasbaserade alternativ är beroende av svensk naturgasimport som idag endast sker från Danmark. Ökad försörjningssäkerhet genom fler importvägar är mycket önskvärd men ännu finns inga beslut om detta. Större naturgasförbrukare, t.ex. fjärrvärmecentraler, är skyldiga att ha beredskapslager. Idag används oftast olja för ändamålet varvid oljeeldningsutrustning måste finnas i reserv men även gasol är tänkbart. För mindre förbrukare, t.ex. lokala pannor i gasnät, finns ej sådana krav. Enligt fastbränslelagen krävs dock för alla nya värmepannor möjligheten att elda inhemskt fastbränsle. Sammantaget är möjligheterna till hög bränsleflexibilitet större i fjärrvärmealternativet än i alternativet med lokala gaspannor.

Genom lågt bränsleimportberoende är fastbränsle- och solvärmealternativet de bästa alternativen från långsiktig försörjningssäkerhetssynpunkt. Spillvärmealternativet har även det lågt importberoende men här måste dock risken för produktionsneddragning hos spillvärmeleverantören beaktas.

### 3. Elförsörjningen i Kungälv

I Kungälv utnyttjar man sedan många år s.k. rundstyrning och fjärrkontroll inom eldistributionssystemet vilket ger stora möjligheter till rationell elanvändning. Vid tillfällena med stora driftsstörningar kan man ransonera och fördela kraftleveransen så att viktiga samhällsfunktioner kan elförsörjas. Även under mer normala förhållanden har man stor nytta av systemet. Detta t.ex genom inköp av råkraft på tider med förmånliga elpriser.

En kraftvärmeanläggning förlagd till Kungälv skulle tillsammans med de beskrivna distributionsmöjligheterna kunna få stort värde för kommunens elförsörjningsberedskap. Om ett naturgassystem införs i kommunen kan styrsystemet även utnyttjas för att få en rationell gasanvändning.

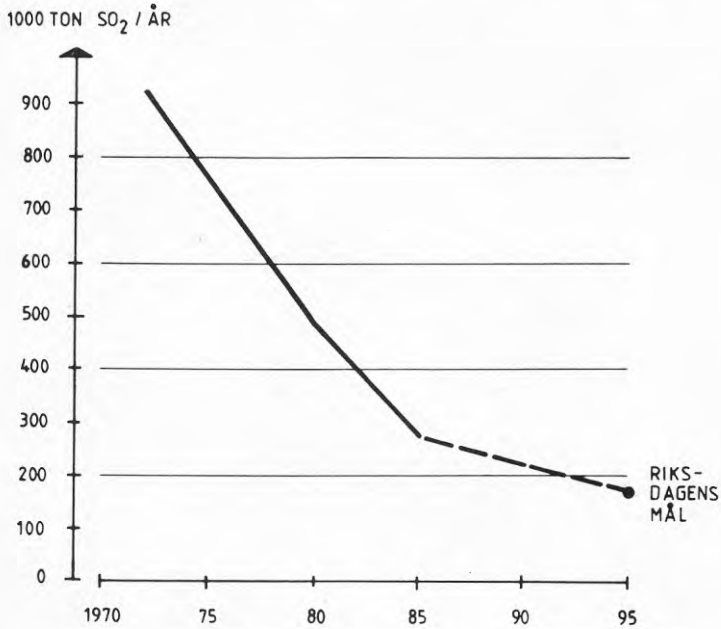
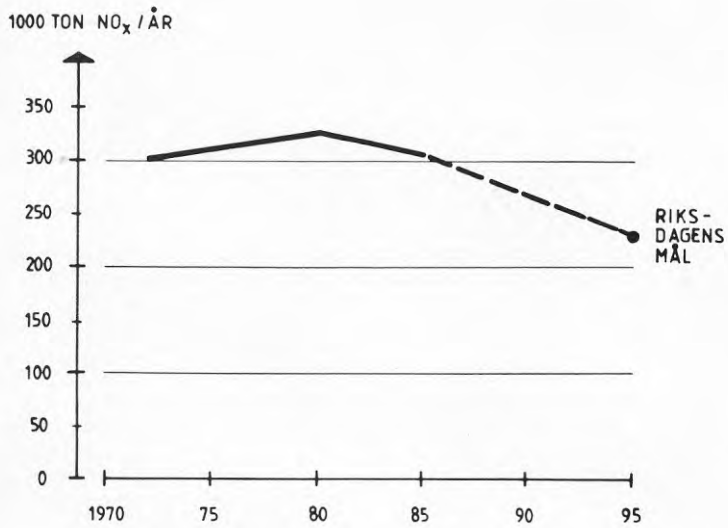


## 10. MILJÖ- OCH FÖRSÖRJNINGSPRÅGOR

### 10.1 Utsläpp av föroreningar i Kungälv's luft

Energianvändningens konsekvenser för hälsa och miljö uppmärksammas idag allt mer. En effekt som är speciellt påtaglig är den ökade försurningen av mark och vatten som skett under senare år. De utsläpp som främst ligger bakom försurningen är svavel- och kväveoxider. Riksdagen beslutade 1985 om en aktionsplan mot luftföroreningar och försurning. Planen innebär att utsläppen av svaveldioxid ska minskas med 65% från 1980 till 1995. Utsläppen av kväveoxider ska minskas med 30% under samma period.

I Figur 10.1 visas utsläppens storlek och utvecklingen sedan 1970-talet. För svavelutsläppen som domineras av utsläpp från olika slags förbränning ser aktionsplanens mål ut att kunna förverkligas och till och med kanske överträffas. För kväveutsläppen däremot som domineras av utsläpp från trafik ser bilden inte lika ljus ut. Sannolikt kommer bilden att förbättras då de skärpta avgaskraven för bensindrivna bilar slår igenom med full effekt på 1990-talet. Även övergång från olja till andra bränslen inom uppvärmningssektorn väntas ge positiva effekter.



Figur 10.1. Utsläpp av kväveoxider ( $\text{NO}_x$ ) och svavel-dioxid ( $\text{SO}_2$ ) samt riksdagens mål enligt 1985 års aktionsplan.

Under de senaste åren har en rad större utredningar genomförts i Sverige där konsekvenser för hälsa och miljö vid olika typer av energianvändning behandlats. 1983 presenterade Vattenfall utredningen "Kolets Hälsa- och Miljöeffekter" (KHM) och samma år presenterade Naturvårdsverket utredningen "Miljöeffekter av ved- och torvförbränning". Som en fortsättning på dessa utredningar presenterade Vattenfall 1984 utredningen "Naturgas-Hälsa-Miljö" (GHM).

I föreliggande kapitel behandlas föroreningsutsläpp för olika värmeförsörjningsalternativ i Kungälv. Inledningsvis redovisas de medtagna typerna av utsläpp (avsnitt 10.1.1) och därefter redovisas utsläppsmängder för respektive försörjningsalternativ (avsnitt 10.1.2). Inga utsläppshalter i Kungälvs luft behandlas eftersom detta kräver omfattande spridningsanalyser som ligger utom ramen för Kungälvutredningen. En sammanställning av utsläppen för alla försörjningsalternativ finns sist i diagramform (avsnitt 10.1.2.).

#### 10.1.1 Miljö- och hälsoeffekter

##### Svavel

Vid förbränning av svavelhaltiga bränslen, t ex olja, emitteras svavel. Svavelutsläppen uppträder dels i gasform som svaveldioxid ( $\text{SO}_2$ ) och dels i omvandlad form som svavelsyra eller sufa sulfater som deponeras i naturen.

Depositionen av svavel är den idag helt dominerande faktorn när det gäller försurning av mark och vatten. En stor del av svavelnedfallet över Sverige härrör från utländska källor.

Man vet genom noggranna uppföljningar omfattande mätningar och observationer att den nuvarande storleken av depositionen leder till en allt ökad försurning av naturmiljön. Även om de uppsatta utsläppsmålen nationellt och internationellt följs kommer ändå de känsligare markerna att fortsätta försuras efter 1995 om inte ytterligare utsläpps begränsande åtgärder vidtas. Drygt 16.000 svenska sjöar är enligt Naturvårdsverket allvarligt försurade idag. En konsekvens av sjöförsurningen är att halten av lösta tungmetaller ökar varför fisk från dessa sjöar blir allt mer otjänlig som föda. En annan konsekvens är att dricksvattnets metallhalter ökar.

Luftföroreningarnas skadeverkningar på kulturminnen har uppmärksamrats allt mer under senare år. Man har nyligen upptäckt att svavel- och kväveutsläppen tillsammans har större nedbrytande effekt på t.ex kyrkoinredningar än man förut trott.

Växternas fotosyntes nedsätts av ozon, särskilt i kombination med svaveldioxid. Till de mest känsliga växtslagen hör barrträden och då speciellt gran där barravfällningen blir allt mer omfattande i skogsbeståndet. Man vet ännu mycket lite om orsakssammanhagen i stort men det finns indikationer på att samtidig påverkan från förhöjda halter av metallföroreningar, ozon och kväveoxider även har betydelse. Detta tillsammans med markförsurning och åtföljande metallanrikning (bly, aluminium) i rotzonen gör att stora skogsområden riskerar att drabbas av tillväxtminskning.

Besvärliga hälsoeffekter av svaveldioxid i kombination med stoft kan befaras i tätorter med decentraliserad uppvärmning där föroreningshalterna i luften lokalt kan vara höga. Detta bidrar till luftvägsbesvär hos känsliga personer.

I Sverige liksom i flera andra industriländer har man satt upp gränsvärden för hur höga lufthalter av svaveldioxid som kan tillåtas i områden där människor vistas. Liknande gränsvärden med hänsyn till problemet omkring tillväxtminskning på skog diskuterades redan vid den internationella miljökonferensen 1982 i Stockholm.

#### Kväve

Vid all förbränning emitteras kväve i form av olika slags kväveoxider. Kväveutsläppen uppträder dels i gasform (NOx) och dels i omvandlad form som salpetersyra. Depositionen av kväve bidrar tillsammans med svavel till försurningen av marken.

Idag uppvisar allt fler marker i södra Sverige en begynnande kvävemättnad vilket leder till kvalitativa och kvantitativa förändringar av naturens artinnehåll. Kunskapen om depositionen av kväve är ännu ofullständig men antas ha stor betydelse för uppkomsten av skogsskador, särskilt i samspel med torra. Depositionen av kväve bedöms av Naturvårdsverket få en allt ökande betydelse ur miljösynpunkt. Riksdagsbeslutet 1985 om reduktion av kväveutsläppen kan ses som ett tecken på detta.

De olika kväveoxidernas inverkan på växter är väsentligt mindre utredd än för exempelvis svaveldioxid. Uppmärksammat är att ozonbildning har koppling till kväveoxidproblematiken. Ozon bildas i samspel mellan kväveoxider, flyktiga kolväten och solljus. Under de senaste åren har flera forskningsinstitutioner med stöd av fältobservationer hävdade att de rapporterade skogsskadorna till viss del beror på höga ozonhalter. Ozonets roll skulle i detta sammanhang vara att barrens och lövens cellmembraner och kloroplaster bryts ner. Vid en samtidig påverkan av surt regn eller sura gaser leder detta till ett ökat läckage av växtnäringsämnen, bl a magnesium, som är en viktig beståndsdel i klorofyll.

På senare tid har man uppmärksammat att det bildas mycket stora mängder dikväveoxid ( $N_2O$  - sk lustgas) vid förbränning av bland annat naturgas. Dikväveoxid förstör liksom CFC (freon) ozonskiktet i de övre luftlagren, stratosfären. Även metan som är huvudkomponenten i naturgas tros ha samma effekt enligt nya rön. Ozonskiktet skyddar jorden från alltför hög ultraviolett strålning. Dikväveoxid är en mycket stabil förening mellan kväve och syre vars livslängd i stratosfären är beräknad till 120 år. Metanets roll i sammanhanget är att det stimulerar bildandet av ismoln i antarktisosrådet där ozonproblemet studerats mest. Molnen tros utlösa den kemiska reaktion som gör att klor från freoner bryter ner ozonet. I de lägre luftlagren, troposfären, absorberar bl a dikväveoxid och koldioxid infraröd strålning från jordytan vilket leder till den s k växthuseffekten (se nedan).

I Europa har flera länder, mycket till följd av alla rapporter om skogsdöd, beslutat att minska utsläppen av kväveoxider. Trafiken bidrar med en stor del av kväveutsläppen varför bestämmelser om katalysatorrening införts i bland annat Västtyskland och Sverige.

### Stoft

Vid förbränning av olja, kol och träbränslen emitteras finfördelat stoft. Vid naturgasförbränning är stoftemissionen däremot praktiskt taget obefintlig. Stoftutsläppen bidrar till att vissa tungmetaller och svårflyktiga toxiska, organiska ämnen sprids över stora markområden samt till försmutsning av den byggda miljön. Trafiken lämnar ett mycket stort bidrag till det totala stoftutsläppet.

Miljö- och hälsoriskerna kan vara mycket olika för stoft från olika källor varför jämförelser av utsläppsmängder för olika källor oftast är svårtolkade.

Koldioxid

Vid förbränning av fossila bränslen tillförs atmosfären stora mängder koldioxid ( $\text{CO}_2$ ), vilken har stor betydelse för strålningsbalansen och därmed klimatet på jorden. För närvarande är den globala emissionen ungefär dubbelt så stor som den mängd vilken absorberas av oceanerna och växtvärlden. I de lägre luftlagren absorberar koldioxid infraröd strålning från jordytan vilket leder till den s.k. växthuseffekten. Om utsläppsökningen fortsätter med oförminskad takt har det beräknats att jordens medeltemperatur kommer att stiga med mellan 1,5 och 3,5°C till år 2030. I polartrakterna beräknas temperaturhöjningen bli ca 5°C. Effekten blir dels att haven stiger med åtföljande översvämningar av låglänta områden och dels att odlingsbetingelserna globalt påverkas med åtföljande försämringar i många u-landsområden som resultat.

Man har även funnit att växthuseffekten påtagligt kan förstärkas av andra gaser som bildas till följd av mänskliga aktiviteter. Hit räknas CFC (freon), dikväveoxid och metan. De senare två bildas främst vid nedbrytning av organiska ämnen och gödselmedel. Dikväveoxid kommer som nämnts även från förbränning medan metan även kommer från naturgasutvinning (naturgas är till stor del metan). Träbränslen förbrukar koldioxid vid uppväxningen och ger därefter ej någon nettoökning.

Polycykliska, aromatiska kolväten (PAH)

Polycykliska, aromatiska kolväten är en grupp av ämnen vars emissioner vid förbränning samt cancerrisker är väl kända. Beträffande cancerframkallande ämnen tror man att det inte finns något kritiskt tröskelvärde som för andra hälsofarliga ämnen, varför även låga doser medför en viss risk för uppkomst av mutationer och därmed sammanhängande risk för cancer och genetiska effekter. De organiska ämnena från förbränning utgörs av en mängd olika substanser vars egenskaper i miljön kan variera i hög grad och vars hälsoeffekter på senare år allt mer börjat uppmärksammas. Vid sidan av egentliga PAH-grupper har särskilt den starkt gentoxiska gruppen av s.k. nitrosubstituerade PAH uppmärksamrats.

Proportionerna mellan enskilda kolväten varierar för olika slag av förbränning varför jämförelser av utsläppsmängder för olika källor oftast är svårtolkade.

Kvicksilver, kadmium och bly

Närmare 6 ton kvicksilver emitteras idag till luften från svenska källor. Mer än hälften av utsläppen härrör från förbränning av hushållsavfall. Antalet sjöar där kvicksilverhalten i fisk överstiger svartlistningsgränsen är 5000-10.000 enligt Naturvårdsverket. För att halterna av kvicksilver i fisk ska kunna nedbringas till acceptabel nivå måste luftnedfallet av kvicksilver minskas väsentligt.

Beträffande hälsoeffekter är det sedan länge konstaterat att kvicksilver kan ge upphov till genetiska fosterskador. Det finns därför idag kostrestriktioner för gravida kvinnor vad gäller insjöfisk.

I dagsläget bedöms halterna av många metaller vara dramatiskt förhöjda i sura mark- och ytvatten. Hit räknas tungmetallerna kvicksilver, kadmium och bly.

#### 10.1.2 Föroreningsutsläpp för olika värmeförsörjningsalternativ

Följande värmeförsörjningsalternativ ingår i redovisningen. Inom parentes anges de avsnitt där den värmekniska behandlingen av respektive alternativ finns.

1. Solvärme och naturgas i fjärrvärmesystem (5.1, 5.2).
2. Naturgas i fjärrvärmesystem (9.2).
3. Spillvärme och naturgas i fjärrvärmesystem (9.1).
4. Naturgas i lokala värmecentraler (9.2).
5. Flis och olja i fjärrvärmesystem (9.3).
6. Olja i lokala värmecentraler - dagens situation (9.4).
7. Solvärme och naturgasdriven kraftvärme - förbränningsmotor (5.3).
8. Solvärme och naturgasdriven kraftvärme - gasturbin (5.3).
9. Naturgasdriven kraftvärme - förbränningsmotor (5.3).
10. Naturgasdriven kraftvärme - gasturbin (5.3).

1. Solvärme och naturgas i fjärrvärmesystem

Värmeproduktion i solvärme-  
anläggning: 42.225 MWh/år (75%)  
Värmeproduktion i naturgaspannor: 14.075 MWh/år (25%)

Naturgasförbrukning: 1,37 M m<sup>3</sup>/år

Utsläpp av föroreningar:

Ämne	Emissionsfaktor (g/MJ <sub>b</sub> )	Utsläpp (kg/år)
Svavel	0,001	55
Kväveoxid	0,06 <sup>*</sup>	3200
Stoft	0,001	55
Koldioxid	55	2,9 x 10 <sup>6</sup>
PAH	0,01 x 10 <sup>-6</sup>	0,5 x 10 <sup>-3</sup>
Kvicksilver	0,004 x 10 <sup>-6</sup>	0,2 x 10 <sup>-3</sup>
Kadmium	0,04 x 10 <sup>-6</sup>	2 x 10 <sup>-3</sup>
Bly	0,006 x 10 <sup>-6</sup>	0,3 x 10 <sup>-3</sup>

\* Med kondenserade avgaspanna



2. Naturgas i fjärrvärmesystem

Värmeproduktion i naturgaspannor: 56.300 MWh/år (100%)

Naturgasförbrukning: 5,49 M m<sup>3</sup>/år

Utsläpp av föroreningar:

Ämne	Emissionsfaktor (g/MJ <sub>b</sub> )	Utsläpp (kg/år)
Svavel	0,001	220
Kväveoxid	0,06 <sup>*</sup>	12800
Stoft	0,001	220
Koldioxid	55	11,7 x 10 <sup>6</sup>
PAH	0,01 x 10 <sup>-6</sup>	2,1 x 10 <sup>-3</sup>
Kvicksilver	0,004 x 10 <sup>-6</sup>	0,9 x 10 <sup>-3</sup>
Kadmium	0,04 x 10 <sup>-6</sup>	9 x 10 <sup>-3</sup>
Bly	0,006 x 10 <sup>-6</sup>	1 x 10 <sup>-3</sup>

\* Med kondenserande avgaspanna

3. Spillvärme och naturgas i fjärrvärmesystem

Värmeproduktion i värmepumpar: 37.160 MWh/år (66%)  
 Värmeproduktion i naturgaspannor: 19.140 MWh/år (34%)

Naturgasförbrukning: 1,87 M m<sup>3</sup>/år

Utsläpp av föroreningar:

Ämne	Emissionsfaktor (g/MJ <sub>b</sub> )	Utsläpp (kg/år)
Svavel	0,001	75
Kväveoxid	0,06*	4350
Stoft	0,001	75
Koldioxid	55	4,0 x 10 <sup>6</sup>
PAH	0,01 x 10 <sup>-6</sup>	0,7 x 10 <sup>-3</sup>
Kvicksilver	0,004 x 10 <sup>-6</sup>	0,3 x 10 <sup>-3</sup>
Kadmium	0,04 x 10 <sup>-6</sup>	3 x 10 <sup>-3</sup>
Bly	0,006 x 10 <sup>-6</sup>	0,3 x 10 <sup>-3</sup>

\* Med kondenserande avgaspanna

4. Naturgas i lokala värmecentraler

Värmeproduktion i naturgaspannor: 53.600 MWh/år (100%)

Naturgasförbrukning: 5,52 M m<sup>3</sup>/år

Utsläpp av föroreningar:

Ämne	Emissionsfaktor (g/MJ <sub>b</sub> )	Utsläpp (kg/år)
Svavel	0,001	220
Kväveoxid	0,08*	17200
Stoft	0,001	220
Koldioxid	55	11,8 x 10 <sup>6</sup>
PAH	0,25 x 10 <sup>-6</sup>	54 x 10 <sup>-3</sup>
Kvicksilver	0,004 x 10 <sup>-6</sup>	0,9 x 10 <sup>-3</sup>
Kadmium	0,04 x 10 <sup>-6</sup>	9 x 10 <sup>-3</sup>
Bly	0,006 x 10 <sup>-6</sup>	1 x 10 <sup>-3</sup>

\* 50% av pannorna med kondenserande avgaspanna.

### 5. Flis och olja i fjärrvärmesystem

Värmeproduktion i flispannor: 47.860 MWh/år (85%)  
 Värmeproduktion i oljepannor: 8.440 MWh/år (15%)

Flisförbrukning: 71.300 m<sup>3</sup>S/år  
 Oljeförbrukning: 920 m<sup>3</sup>/år (Eo4LS)

Ämne	FLIS		OLJA		TOTALT UTSLÄPP (kg/år)
	Emissions- faktor (g/MJ <sub>p</sub> )	Ut- släpp (kg/år)	Emissions- faktor (g/MJ <sub>p</sub> )	Ut- släpp (kg/år)	
Svavel	0,01	2030	0,24	8580	10600
Kväveoxid	0,03	6080	0,17	6080	12200
Stoft	0,055	11150	0,015	540	11700
Koldioxid	0*	0*	70	2,5x10 <sup>6</sup>	2,5x10 <sup>6</sup>
PAH	10 x 10 <sup>-6</sup>	2,03	0,5 x 10 <sup>-6</sup>	0,02	2,05
Kvicksilver	1 x 10 <sup>-6</sup>	0,203	0,2 x 10 <sup>-6</sup>	0,007	0,21
Kadmium	1 x 10 <sup>-6</sup>	0,203	0,4 x 10 <sup>-6</sup>	0,014	0,22
Bly	20 x 10 <sup>-6</sup>	4,05	15 x 10 <sup>-6</sup>	0,54	4,59

\* Ingen nettoökning - samma mängd som frigörs vid förbränning av träflis är upptagen vid uppvärmningen.

6. Olja i lokala värmecentraler (dagens situation)

Värmeproduktion i oljepannor: 47.500 MWh/år (89%)  
 Värmeproduktion i elpannor: 6.100 MWh/år (11%)

Oljeförbrukning: 3 010 m<sup>3</sup>/år (Eo 1)  
 2 420 m<sup>3</sup>/år (Eo 4 LS)

Utsläpp av föroreningar:

Ämne	Eo 1		Eo 4 LS		TOTALT UTSLÄPP (kg/år)
	Emissions- faktor (g/MJ <sub>b</sub> )	Ut- släpp (kg/år)	Emissions- faktor (g/MJ <sub>b</sub> )	Ut- släpp (kg/år)	
Svavel	0,08	8700	0,24	22300	31000
Kväveoxid	0,06	6500	0,15	14000	20500
Stoft	0,007	760	0,015	1400	2200
Koldioxid	70	7,6x10 <sup>6</sup>	70	6,5x10 <sup>6</sup>	14,1x10 <sup>6</sup>
PAH	10 x 10 <sup>-6</sup>	1,10	0,5 x 10 <sup>-6</sup>	0,05	1,15
Kvicksilver	0,08x 10 <sup>-6</sup>	9 x10 <sup>-3</sup>	0,2 x 10 <sup>-6</sup>	19x10 <sup>-3</sup>	28x10 <sup>-3</sup>
Kadmium	0,2 x 10 <sup>-6</sup>	22x10 <sup>-3</sup>	0,4 x 10 <sup>-6</sup>	37x10 <sup>-3</sup>	59x10 <sup>-3</sup>
Bly	2 x 10 <sup>-6</sup>	0,22	15 x 10 <sup>-6</sup>	1,40	1,62

7. Solvärme och naturgasdriven kraftvärme (förbränningsmotor)  
-----

Värmeproduktion i kraftvärme-  
anläggning: 22.390 MWh/år (40%)  
Värmeproduktion i naturgaspannor: 5.550 MWh/år (10%)  
Värmeproduktion i solvärme-  
anläggning: 28.360 MWh/år (50%)

Elproduktion brutto i kraftvärme-  
anläggning: 24.670 MWh/år

Naturgasförbrukning: 6,13 M m<sup>3</sup>/år

Utsläpp av föroreningar:

Ämne	Pannor		Motor		TOTALT UTSLÄPP (kg/år)
	Emissions- faktor (g/MJ <sub>b</sub> )	Ut- släpp (kg/år)	Emissions- faktor (g/MJ <sub>b</sub> )	Ut- släpp (kg/år)	
Svavel	0,001	20	0,001	220	240
Kväveoxid	0,06*	1260	0,10*	21730	23000
Stoft	0,001	20	0,001	220	240
Koldioxid	55	1,2x10 <sup>6</sup>	55	11,9x10 <sup>6</sup>	13,1x10 <sup>6</sup>
PAH	0,01 x10 <sup>-6</sup>	0,2x10 <sup>-3</sup>	0,01 x10 <sup>-6</sup>	2,2x10 <sup>-3</sup>	2,4x10 <sup>-3</sup>
Kvicksilver	0,004x10 <sup>-6</sup>	0,1x10 <sup>-3</sup>	0,004x10 <sup>-6</sup>	0,9x10 <sup>-3</sup>	1 x10 <sup>-3</sup>
Kadmium	0,04 x10 <sup>-6</sup>	1 x10 <sup>-3</sup>	0,04 x10 <sup>-6</sup>	9 x10 <sup>-3</sup>	10x10 <sup>-3</sup>
Bly	0,006x10 <sup>-6</sup>	0,1x10 <sup>-3</sup>	0,006x10 <sup>-6</sup>	0,9x10 <sup>-3</sup>	1 x10 <sup>-3</sup>

\* Med kondenserande avgaspanna och katalytisk avgasrening.

8. Solvärme och naturgasdriven kraftvärme (gasturbin)

Värmeproduktion i kraftvärme-  
anläggning: 22.870 MWh/år (41%)  
Värmeproduktion i naturgaspannor: 5.070 MWh/år (9%)  
Värmeproduktion i solvärme-  
anläggning: 28.360 MWh/år (50%)

Elproduktion brutto i kraftvärme-  
anläggning: 11.150 MWh/år

Naturgasförbrukning: 4,20 M m<sup>3</sup>/år

Utsläpp av föroreningar:

Ämne	Pannor		Gasturbin		TOTALT UTSLÄPP (kg/år)
	Emissions- faktor (g/MJ <sub>b</sub> )	Ut- släpp (kg/år)	Emissions- faktor (g/MJ <sub>b</sub> )	Ut- släpp (kg/år)	
Svavel	0,001	20	0,001	150	170
Kväveoxid	0,06 <sup>*</sup>	11150	0,10 <sup>*</sup>	14410	15600
Stoft	0,001	20	0,001	170	170
Koldioxid	55	1,1x10 <sup>6</sup>	55	7,9x10 <sup>6</sup>	9,0x10 <sup>6</sup>
PAH	0,01 x10 <sup>-6</sup>	0,2x10 <sup>-3</sup>	0,01x10 <sup>-6</sup>	1,4x10 <sup>-3</sup>	1,6x10 <sup>-3</sup>
Kvicksilver	0,004x10 <sup>-6</sup>	0,1x10 <sup>-3</sup>	0,004x10 <sup>-6</sup>	0,6x10 <sup>-3</sup>	0,7x10 <sup>-3</sup>
Kadmium	0,04 x10 <sup>-6</sup>	1 x10 <sup>-3</sup>	0,04 x10 <sup>-6</sup>	6 x10 <sup>-3</sup>	7 x10 <sup>-3</sup>
Bly	0,006x10 <sup>-6</sup>	0,1x10 <sup>-3</sup>	0,006x10 <sup>-6</sup>	0,9x10 <sup>-3</sup>	1 x10 <sup>-3</sup>

\* Med kondenserande avgaspanna och vatten- eller ånginsprutning i brännkammaren.

9. Naturgasdriven kraftvärme (förbränningsmotor)

Värmeproduktion i kraftvärme-  
anläggning: 31.190 MWh/år (55%)  
Värmeproduktion i naturgaspannor: 25.110 MWh/år (45%)

Elproduktion brutto i kraftvärme-  
anläggning: 34.400 MWh/år

Naturgasförbrukning: 10,24 M m<sup>3</sup>/år

Utsläpp av föroreningar:

Ämne	Pannor		Motor		TOTALT UTSLÄPP (kg/år)
	Emissions- faktor (g/MJ <sub>b</sub> )	Ut- släpp (kg/år)	Emissions- faktor (g/MJ <sub>b</sub> )	Ut- släpp (kg/år)	
Svavel	0,001	100	0,001	300	400
Kväveoxid	0,06*	5710	0,10*	30290	36000
Stoft	0,001	100	0,001	300	400
Koldioxid	55	5,2x10 <sup>6</sup>	55	16,7x10 <sup>6</sup>	21,9x10 <sup>6</sup>
PAH	0,01 x10 <sup>-6</sup>	1 x10 <sup>-3</sup>	0,01 x10 <sup>-6</sup>	3 x10 <sup>-3</sup>	4 x10 <sup>-3</sup>
Kvicksilver	0,004x10 <sup>-6</sup>	0,4x10 <sup>-3</sup>	0,004x10 <sup>-6</sup>	1,2x10 <sup>-3</sup>	1,6x10 <sup>-3</sup>
Kadmium	0,04 x10 <sup>-6</sup>	4 x10 <sup>-3</sup>	0,04 x10 <sup>-6</sup>	12 x10 <sup>-3</sup>	16x10 <sup>-3</sup>
Bly	0,006x10 <sup>-6</sup>	0,6x10 <sup>-3</sup>	0,006x10 <sup>-6</sup>	1,8x10 <sup>-3</sup>	2,4x10 <sup>-3</sup>

\* Med kondenserande avgaspanna och katalytisk avgasrening.



10. Naturgasdriven kraftvärme (gasturbin)

Värmeproduktion i kraftvärme-  
anläggning: 34.480 MWh/år (61%)  
Värmeproduktion i naturgaspannor: 21.820 MWh/år (39%)

Elproduktion brutto i kraftvärme-  
anläggning: 16.900 MWh/år

Naturgasförbrukning: 7,64 M m<sup>3</sup>/år

Utsläpp av föroreningar:

Ämne	Pannor		Gasturbin		TOTALT UTSLÄPP (kg/år)
	Emissions- faktor (g/MJ <sub>b</sub> )	Ut- släpp (kg/år)	Emissions- faktor (g/MJ <sub>b</sub> )	Ut- släpp (kg/år)	
Svavel	0,001	80	0,001	220	300
Kväveoxid	0,06*	4960	0,10*	21440	26400
Stoft	0,001	80	0,001	220	300
Koldioxid	55	4,5x10 <sup>6</sup>	55	11,8x10 <sup>6</sup>	16,3x10 <sup>6</sup>
PAH	0,01 x10 <sup>-6</sup>	0,8x10 <sup>-3</sup>	0,01x10 <sup>-6</sup>	2,2x10 <sup>-3</sup>	3x10 <sup>-3</sup>
Kvicksilver	0,004x10 <sup>-6</sup>	0,3x10 <sup>-3</sup>	0,004x10 <sup>-6</sup>	0,9x10 <sup>-3</sup>	1,2x10 <sup>-3</sup>
Kadmium	0,04 x10 <sup>-6</sup>	3 x10 <sup>-3</sup>	0,04x10 <sup>-6</sup>	9x10 <sup>-3</sup>	12x10 <sup>-3</sup>
Bly	0,006x10 <sup>-6</sup>	0,5x10 <sup>-3</sup>	0,006x10 <sup>-6</sup>	1,3x10 <sup>-3</sup>	1,8x10 <sup>-3</sup>

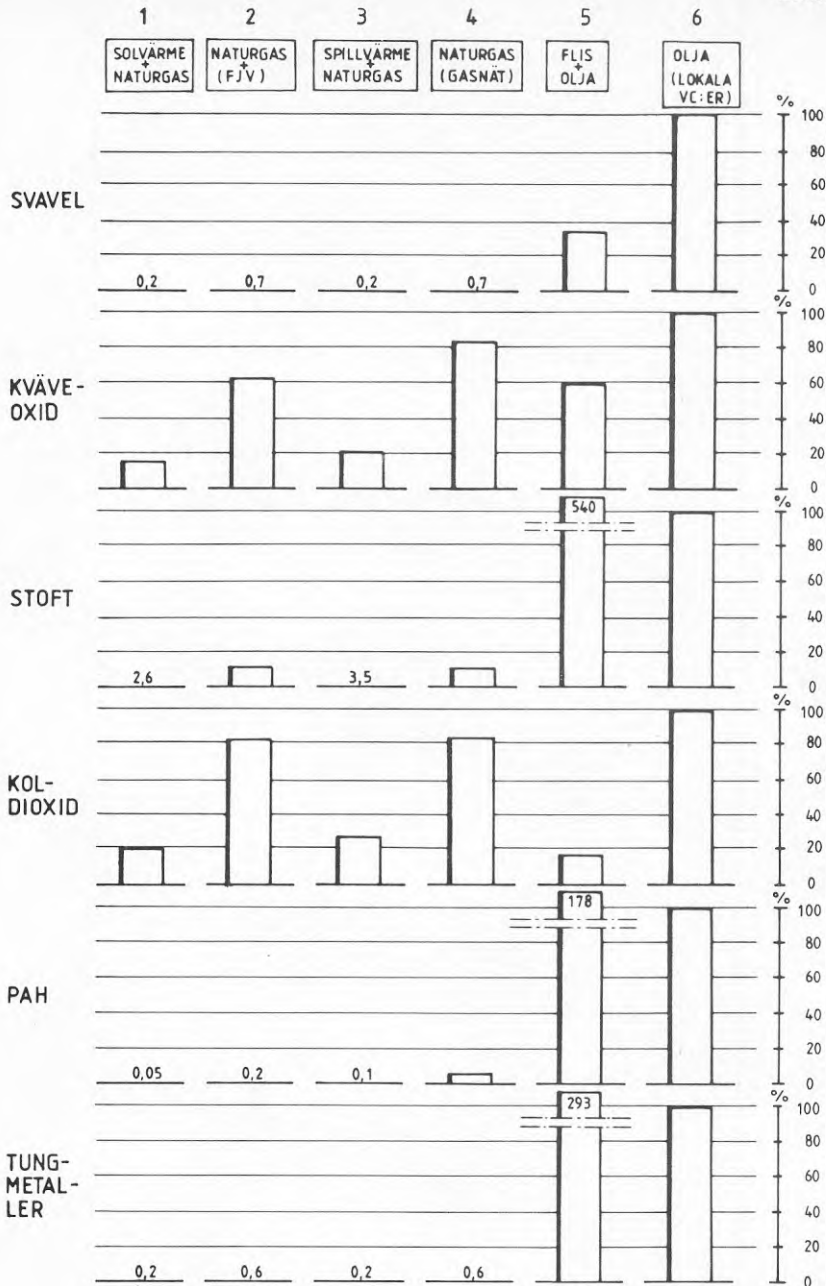
\* Med kondenserande avgaspanna och vatten - eller ånginsprutning i brännkammaren.

I figur 10.2 visas jämförelser mellan värmeförsörjningsalternativen 1-6 för alla utsläppta ämnen. Utsläppen för respektive alternativ är satta i relation till dagens utsläpp vid oljeeldning i lokala värmecentraler. Kvicksilver, kadmium och bly sammanfattas här under benämningen tungmetaller.

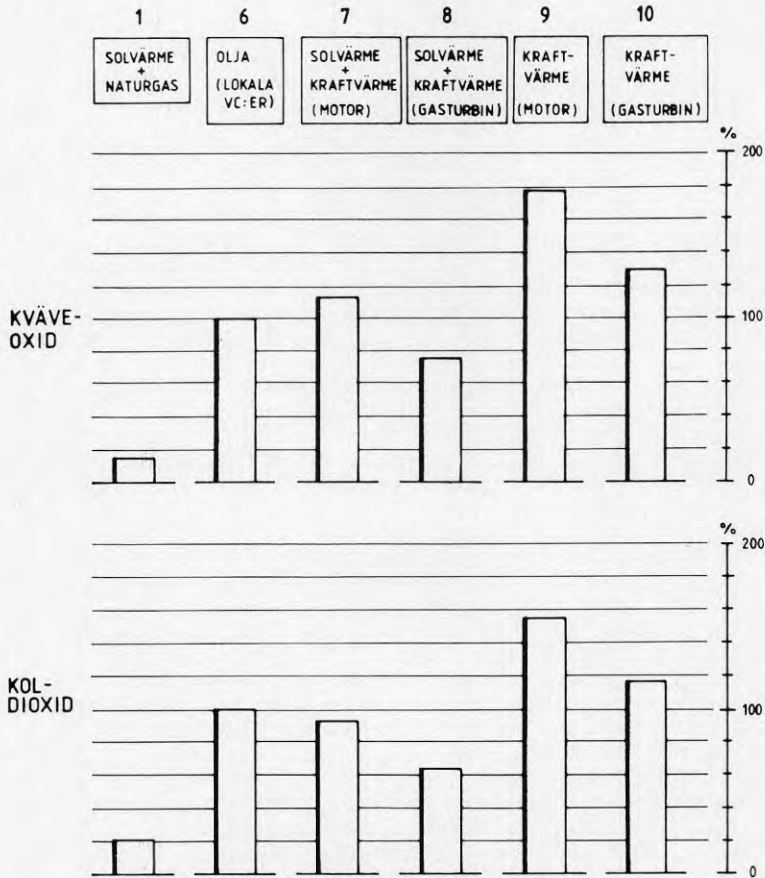
Det framgår att alternativet med flis- och oljeeldning har relativt höga utsläpp av stoft, kolväten och tungmetaller. För dessa ämnen är utsläppet omkring 5,2 respektive 3 gånger högre än dagens utsläpp. Utsläppet av svavel, kväveoxid och koldioxid reduceras dock jämfört med dagens utsläpp. För dessa ämnen är utsläppet omkring 35, 60 respektive 20% av dagens utsläpp. Fastbränslealternativet har alltså främst nackdelar för lokalmiljön i Kungälv.

För övriga alternativ sker värmeförsörjningen i mer eller mindre hög grad med hjälp av naturgaseldning varför utsläppen av svavel, stoft, kolväten och tungmetaller är mycket låga. Här är de enda nämnvärda utsläppen kväveoxid och koldioxid. Utsläppen av dessa ämnen står i ungefärlig proportion till bränsleanvändningen i de olika alternativen. Alternativerna 2 och 4 där hela värmeförsörjningen är naturgasbaserad har därför omkring 4 gånger högre utsläpp av kväveoxid och koldioxid än alternativerna 1 och 3 där endast 25-35% av försörjningen är naturgasbaserad. Sistnämnda två alternativ med solvärme eller spillvärme i kombination med naturgaseldning har utsläpp av kväveoxid och koldioxid som är 15 à 20% respektive 20 à 30% av dagens utsläpp. Dessa utsläpp är dock även för de helt naturgasbaserade alternativen lägre än dagens utsläpp. För exempelvis alternativet med naturgaseldning i fjärrvärmecentral är kväveoxidutsläppet ca 60% och koldioxidutsläppet ca 80% av dagens utsläpp. Det är dock avsaknaden av övriga utsläpp som gör att det helt naturgasbaserade alternativet är bäst för lokalmiljön i Kungälv om man undantar solvärmealternativet. Ur ren miljösynpunkt är dock som nämnts spillvärmealternativet mer likvärdigt med solvärmealternativet men andra faktorer talar emot spillvärmealternativet (avsnitt 10.2).

I figur 10.3 visas jämförelser mellan värmeförsörjningsalternativen 1, 6 och 7-10 med avseende på kväveoxid- och koldioxidutsläpp. Alternativen 7-10 där kraftvärme ingår är helt naturgasbaserade varför utsläppen av svavel, stoft, kolväten och tungmetaller är mycket låga och utelämnade i figurredovisningen. Ur elproduktionssynpunkt är alternativen 7 och 9 där förbränningsmotor ingår mest intressanta (Kapitel 5). För alternativet med sol- och kraftvärme i kombination är kväveoxidutsläppet ca 10% högre och koldioxidutsläppet ca 10% lägre än dagens utsläpp. För det konventionella kraftvärmealternativet utan solvärme är kväveoxidutsläppet ca 75% högre och koldioxidutsläppet ca 55% högre än dagens utsläpp. I jämförelse med det mer renodlade solvärmealternativet är kväveoxidutsläppet för sol- kraftvärmealternativet omkring 7 gånger högre och för det renodlade kraftvärmealternativet omkring 11 gånger högre. Med avseende på koldioxidutsläpp är motsvarande förhållanden omkring 4,5 respektive 7,5. För alternativen 8-10 där gasturbin ingår minskar dessa utsläpp till omkring 70% av utsläppen för förbränningsmotoralternativen. Anledningen är att elproduktionen och därmed även naturgasförbrukningen är lägre för gasturbin - än för förbränningsmotoralternativen.



Figur 10.2 Sammanställning av utsläpp för värmeför-sörjningsalternativen 1-6 (förklaring enl. sid 10.7). Utsläppen visas i relation till dagens utsläpp vid oljeeldning i lokala värmecentraler.



Figur 10.3 Sammanställning av utsläpp för värmeför-  
sörjningsalternativen 1, 6 och 7-10 där  
kraftvärme ingår (förklaring enl. sid  
10.7). Utsläppen visas i relation till  
dagens utsläpp vid oljeeldning i lokala  
värmecentraler.

## 10.2 Värmeförsörjningsfrågor

Några av de mer övergripande värmeförsörjningsfrågorna gäller tillförlitligheten och beredskapen i försörjningen av Kungälv. Dessa frågor diskuteras lämpligen dels i ett kort och dels i ett långt tidsperspektiv. I ett kort tidsperspektiv gäller det risker för tekniska fel medan det i ett långt tidsperspektiv är fråga om tillgänglighet och leveranssäkerhet för olika slags bränslen, spillvärme och solvärme.

### 10.2.1 Kort tidsperspektiv

#### Exempel med spillvärme

Riskerna för tekniska fel i värmeförsörjningsanläggningar innebär att det finns risk för att värmebehovet ej kan tillgodoses under korta perioder. Normalt är att risken förebyggs genom att de värmeproducerande enheterna tillsammans ges en viss reservkapacitet. Principen för bestämning av reservkapaciteten behandlas i det följande med utgångspunkt från värmeförsörjningsalternativet med spillvärmeförsedda värmepumpar i kombination med naturgaseldade pannor (avsnitt 9.1).

På kort sikt finns det två huvudrisker för avbrott i värmeförsörjningen:

1. Bortfall av hela värmepumpdelen genom tekniskt fel på denna, elavbrott eller avbrott i spillvärmeleveransen.
2. Bortfall av förbränningspannorna genom tekniska fel på dessa eller avbrott i naturgasleveransen.

I fall 1 finns full försörjningssäkerhet inbyggd i anläggningen genom att gaspannorna har kapacitet för att klara värmeeffektbehovet den kallaste dagen, det vill säga 22 MW. Det är motiverat att ha en mycket liten bristrisk i det fallet främst beroende på att värmepumpdriften helt beror på spillvärmeleveransen från industriföretaget och på att spillvärmeledningen som delvis är älvförlagd förblir intakt. Avbrott kan ta lång tid att åtgärda. Även risken för längre elavbrott motiverar hög leveranssäkerhet i fall 1. Pannanläggning och vätskepumpar kan vid elavbrott drivas med hjälp av ett bränsle drivet reservkraftaggregat i värmecentralen. Olja eller gasol kan tillfälligt användas om naturgasleveransen avbryts vid elavbrott.

Risken för ett samtidigt bortfall av värmepumparna och pannorna är mycket liten. På värmepumpsidan är haveririsken spridd genom att tre seriekopplade värmepumpaggregat finns. Ett tekniskt fel på ett av dessa innebär bortfall av en värmeeffekt på endast 2 MW av totalt 6 MW.

I fall 2 innebär ett bortfall av en av pannorna att ca 80% av de maximala värmeeffektbehovet kan klaras med kvarvarande panna och värmepumpanläggning. Utan värmepumpanläggning hade tre pannor om vardera 9 MW behövts för att klara 80% av värmeeffektbehovet vid bortfall av en panna. Bristrisker av nämnd storlek kan vara acceptabla eftersom ett pannhaveri bör ta kort tid att åtgärda. Risken för pannbortfall kan minskas genom att pannorna förses med brännare för både olja och gas. Eventuellt kan en sådan lösning på sikt även ge drift-ekonomiska vinster genom att gasens abonnemangsavgift sänks och avbrytbara leveranser till lägre gaspris kan fås om möjlighet till oljeförbränning finns. En sådan möjlighet ger även en viss säkerhet vid kortvariga avbrott i naturgasleveransen. Ytterligare säkerhet kan fås genom placering av ett gasollager vid mottagningsstationen mellan hög- och lågtrycksnet. Vid avbrott i naturgasleveransen används i det fallet en blandning av gasol och luft istället.

#### Säsongslagrad solvärme

Risken för tekniska fel med allvarliga konsekvenser för värmeförsörjningen är mycket liten vid användning av säsongslagrad solvärme. Under större delen av året finns varmvatten tillgängligt i värmelagret. Även om vattnets temperatur inte alltid räcker för att täcka värmebehovet finns åtminstone en reserv vid bortfall av pannanläggningen eller andra utrustningsfel. På solfångarsidan gäller beredskapsfrågan ej tekniska fel i speciellt hög grad utan mer att tillförsäkra solfångaranläggningen fullgod funktion under flera år. Dagens solfångare har hög kvalitet och livslängden beräknas vara minst 20 år. Detta genom att högvärdiga material ingår i konstruktionen som är utprovad för speciellt hårda driftförhållanden. Försmutsning är enligt erfarenheterna inget problem och nederbörden håller normalt solfångarna tillräckligt rena.

#### 10.2.2 Långt tidsperspektiv

På längre sikt domineras värmeförsörjningsfrågorna av problem som rör avvägningen mellan importbränslen och inhemska tillgångar som fastbränsle och solvärme. Som det bästa värmeförsörjningsalternativet näst efter solvärmealternativet förordas en helt naturgaseldad värmecentral ansluten till ett fjärrvärmesystem. De främsta motiven härför att naturgasens miljö fördelar gentemot övriga bränslen (Kapitel 10.1) samt att naturgasalternativet har fördelar gentemot övriga alternativ vad gäller bränslehantering och flexibilitet. Sistnämnda fördel gäller speciellt gentemot alternativet med naturgasdistribution via gasnät direkt ut till enskilda förbrukare. Vid övergång från oljeeldning till naturgaseldning hos enskilda förbrukare är det troligen bara

större förbrukare med levereransansvar för många värmeabonnenter som behåller oljesystemet i reserv.

En naturgaseldad fjärrvärmecentral kan relativt enkelt förses med utrustning för eldning av andra bränslen, t ex olja eller gasol. Enligt den s k fastbränslelagen krävs här möjligheten att även elda inhemskt fastbränsle. Genom att komplettera pannornas eldstad med en fast roster samt draglucka kan vedeldning ske. Denna komplettering görs först vid behov. Samma möjlighet krävs även för nya, lokala pannanläggningar som installeras hos enskilda förbrukare.

Övriga värmeförsörjningsalternativ som i viss mån bygger på naturgasanvändning och där samma kompletteringsmöjligheter finns är solvärme- respektive spillvärmealternativet. Gemensamt för alla nämnda alternativ är beroendet av svensk naturgasimport. Import sker för närvarande enbart från Danmark. En ökad försörjnings-säkerhet i en nära framtid genom alternativa tillförselvägar, t ex från Norge och Finland, är mycket önskvärd men ännu ej beslutad. Vad gäller centrala beredskapslager för mer långvariga krissituationer finns ännu inga färdigutvecklade lösningar för naturgas. Tillsvidare gäller att myndigheternas krav på beredskapslagring måste tillgodoses med hjälp av andra lagringsbränslen. Regeringen fastställer varje år lagringskyldigheten för importbränslen, t ex olja. Även större förbrukare, t ex fjärrvärmecentraler av den storlek som diskuteras i Kungälvfallet, är skyldiga att hålla beredskapslager.

Solvärmealternativets främsta styrka från försörjnings-synpunkt är dess låga beroende av bränsleimport. Från denna synpunkt är spillvärmealternativet likvärdigt men på några års sikt kommer frågor som rör spillvärmens levereranssäkerhet in i bedömningsbilden. Man får här väga in risken för att EKA:s produktion dras ned vid en förändrad marknadssituation för framställda produkter eller vid en omlokalisering av företagets verksamhet. Detta även om det ej syns vara någon direkt överhängande risk eftersom företagets produkter till stor del avsätts till den för Sveriges ekonomi mycket viktiga pappersindustrin. Möjligen kan bilden påverkas om pappersindustrin av miljöskäl tvingas minska sin användning av blekmedel som tillverkas av EKA. Riskbedömningen är den främsta orsaken till att spillvärmealternativet ej förordas som det bästa värmeförsörjningsalternativet näst efter solvärmealternativet.



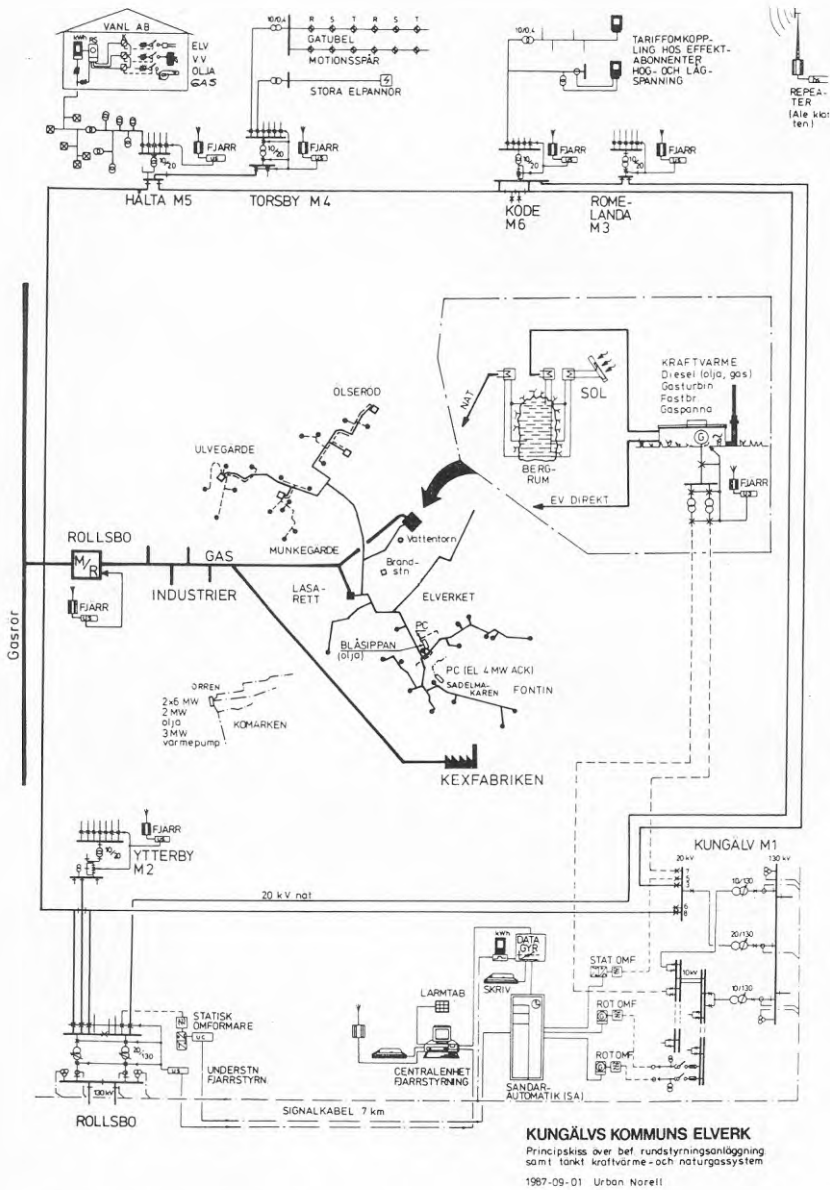
Alternativet bestående av en flis- och oljeeldad fjärrvärmecentral har som främsta fördel ett mycket lågt beroende av importbränslen. Detta begränsar kravet på beredningslagring. Regionalt sett är tillgången på bränsleflis god för överskådlig framtid. Vidare är möjligheterna goda för komplettering med annan fastbränsleledning, t ex torv. Vägande nackdelar är dock den omständliga bränslehanteringen samt det ständiga behovet av bränsletransporter till anläggningen. Det krävs vintertid intransport av flera, större lastbilsfordon per dygn till värmecentralen eftersom utrymmet för bränslelager är begränsat och bränslet är skrymmande.

### 10.3 Elförsörjningen i Kungälv

Elverket i Kungälv har idag omkring 17.000 abonnenter och distributionsområdet omfattar både tätort och landsbygd. Landsbygdsnäten består av ca 110 mil luftledningar för hög- och lågspänning samt över 700 transformatorstationer. Elverkets sammanlagda råkraftinköp uppgår till ca 290 GWh/år och det maximala effektuttaget är ca 75 MW.

I Kungälv utnyttjar man sedan många år s.k. rundstyrning och fjärrkontroll inom eldistributionssystemet vilket ger stora möjligheter till rationell elanvändning. Vid tillfällena med stora driftstörningar kan man ransonera och fördela kraftleveransen så att viktiga samhällsfunktioner kan elförsörjas. Även under mer normala förhållanden har man stor nytta av systemet. Detta genom inköp av råkraft på tider med förmånliga elpriser och genom begränsning av det maximala effektuttaget med åtföljande begränsning av effektkostnaden.

En kraftvärmearläggning förlagd till Kungälv skulle tillsammans med rundstyrnings- och fjärrkontrollsystemet kunna få stort värde för kommunens elförsörjningsberedskap. Om ett naturgassystem införs i kommunen kan styrsystemet även utnyttjas för att få en rationell gasanvändning. Försörjningssituationen i ett sådant perspektiv illustreras av figur 10.4. El- och naturgasförsörjning har stora principiella likheter när det gäller kapacitetsutnyttjande och samspel mellan tillförsel och användning. I båda fallen gäller det att effektivt utnyttja det lokala systemet så att tillförlitligheten blir så hög som möjligt och så att kostnaden för tillförseln blir så låg som möjligt.



**Figur 10.4** Fjärrkontroll och rundstyvnning i en tänkt försörjningssituation med kombinerad sol- och kraftvärmeanläggning samt fjärrvärme- och naturgassystem i Kungälv.

### 10.3.1 Användning av och fördelar med rundstyrning och fjärrkontroll

Rundstyrningen används för att styra eluttaget i enskilda objekt. Med dess hjälp kan exempelvis alla varmvattenberedare bortkopplas under dagtid med hög belastning på elnätet. Med fjärrkontrollens hjälp kan hela områden eller delar av områden bortkopplas. I krissituationer kan exempelvis alla jordbruk inom ett visst område elförsörjas på en fastställd tid varigenom mjölkningen kan klaras.

Vid rundstyrning utnyttjas elnätet för signalkommunikation mellan en centralt placerad sändare och lokalt placerade mottagare. Med systemet kan således alla abonnenter inom distributinsområdet nås. Snabbt och säkert går kommandon fram till mottagarna som verkställer till- eller fränkopplingar.

Sändaren består i huvudsak av en programmerbar styrenhet, frekvensomvandlare, samt ett inmatningsfilter för högspänning. Styrningen sker centralt antingen som tidsstyrning med många variationsmöjligheter, med belastningsvakt, fotocell (ljusrelä) eller manuellt.

Under en sändning som varar cirka en minut utsänds ett telegram. Alla mottagare oavsett hur de är programmerade startar vid sändning. Då någon mottagare nås av ett telegram som överensstämmer med det som är inprogrammerat i mottagaren sker en till- eller fränkoppling beroende på vad man bestämt.

Antalet olika kommandon från sändaren kan man bestämma efter behov. Tusen kommandon är ingen omöjlighet. Det är möjligt att styra flera typer av enskilda objekt som till exempel skilda gatubelysningsområden, större elpannor, specialleveranser, olika dubbeltariffer, tidstariffer m m. Ett enstaka kommando kan också styra en större grupp mottagare till exempel 2000 varmvattenberedare eller 2000 dubbeltariffmätare allt efter önskemål.

Det finns olika typer av mottagare. Vissa kan utrustas för upp till sex kommandon och dess storlek är som ett kopplingsur. Den får alltså plats i ett modernt fasadmätarskåp. Det finns även mottagare som kan placeras direkt under huven på en trefasmätare och dessa gör således inte anspråk på något extra utrymme.

Antalet kommandon har utökats i takt med behovet i Kungälv. Nu finns det ett sjuttiototal olika kommandon, däribland trettio gatubelysningskommandon, ett för varje område. Som förut nämnts kan speciella kommandon styra enskilda objekt såsom större elpannor och abonnenter med särskilda leveransvillkor etc.

Förutom styrning av ett antal större abonnenter utförs i Kungälv:

1. Tariffstyrning

Styrning av tidstariff och dubbeltariffer för både hög- och lågspänning samt leveranser med speciella avtal. Antal abonnenter är cirka 2600.

2. Styrning av varmvattenberedare för enfamiljshus, varje kommando styr sammanlagt max 2 MW. Antal abonnenter är ca 2600.
3. Bortkoppling och tillkoppling samt reducering av elvärme. Antal abonnenter är ca 1700.
4. Tändning och släckning av gatubelysning inom 30 områden, varje område kan särstyras.
5. Reducering av gatubelysning i två steg.
6. Tändning av belysning på motionsspår samt släckning av densamma i två steg.
7. Fasadbelysning, dekorationsbelysning på olika platser inom distributionsområdet.
8. Larmöverföring från kontrollrum till jourcentral. Larmmottagaren kan placeras på valfri plats inom distributionsområdet, exempelvis i bostaden hos vakthavande driftledare.
9. Avbrytbara elleveranser-start av elpanna + stopp av oljepanna eller vice versa.
10. Planerat nytt kommando för inkoppling av säkring med högre märkström under juni och juli mån. Kommandot är avsett för lantbruket och medger att abonnenten får höja den avgiftsbestämmande säkringen under hötorkningsperioden utan kostnad.

Rundstyrningen ger möjlighet till en mångfald andra styrningar såsom

- Tillfällig frångoppling av bastu eller tvättmaskin under höglasttid.
- Styrning av bilvärmare.
- Realtidsstyrning

Direkt styrning där elleverantören bestämmer när och hur mycket som skall styras.

Indirekt styrning där elleverantören meddelar att lasten bör påverkas i annat fall blir priset ett annat. När och hur mycket som skall styras bestäms av abonnenten.

- Styrning av frånskiljare och brytare i distributionsnätet. En förutsättning för denna styrning liksom all annan styrning är att mottagaren har spänning och kan ta emot telegram.
- Tillfällig, begränsad reglering av spänningen på högspänningsnäten under höglasttid.
- Styrning av registreringsperioden för maximalmätare.
- Inkoppling av värme för abonnenter som riskerar frysskador på sina anläggningar vid för låg utetemperatur, exempelvis fritidshus.
- Låsning av dörrar och portar under vissa tider för hyreshus etc.
- Styrning av motorer och ventiler i rörsystem för vatten, fjärrvärme och gas.

I det följande beskrivs några av de främsta möjligheterna och fördelarna med rundstyrning och fjärrkontroll i Kungälv.

#### Tariffstyrning

Rundstyrningen ger en mycket säker och exakt styrning av elmätarens räkneverk. Tiderna styrs centralt och rundstyrningsmottagaren går cirka en minut vid varje sändning. Därigenom blir slitaget ringa och man kan räkna med lång livslängd för mottagaren.

När tidstariffen kommit in i abonnenternas medvetande är det sannolikt att förbrukningen av el ändras genom abonnenternas nya vanor. Man kommer i större utsträckning att använda elen när den är billig. Man diskar, tvättar, badar bastu samt värmer varmvatten på lågtariffetid. Detta är positivt men på sikt kommer det att medföra att elverkens belastning ändrar karaktär. De tider som en gång fastställdes för låg- resp högtariffetid måste kanske ändras i framtiden.

Med rundstyrningsutrustning kan denna ändring göras centralt. Det tar endast några minuter. Man behöver inte besöka abonnenter vilket är nödvändigt om man använder kopplingsur för tariffstyrning. Denna åtgärd är både kostnadskrävande och tar lång tid. Alla ur är kanske inte placerade i fasadmätarskåp utan sitter inne i fastigheter med dålig åtkomlighet.

På liknande enkla sätt kan man ändra tariffetiderna från normaltid till sommartid och tvärtom.

På vissa rundstyrningsmottagare kan man även avläsa om det är högtarifftid eller lågtarifftid. Denna information skulle kunna förbättras genom att låta mottagaren styra signallampor placerade på någon lämplig plats i bostaden.

Det är lätt att programera till nya taxor och specialleveranser.

I Kungälv förekommer det att el säljs till lågtariffpris även under dagtid när risk för toppbelastning ej föreligger. Det händer att man under julhelger gör denna omkoppling vilket är mycket uppskattad bland abonnenterna. Detta visar hur flexibelt ett rundstyrningssystem är till skillnad mot system med vanliga kopplingsur.

Rundstyrningen gör det enklare att styra trippelmätare, det vill säga mätare som registrerar elförbrukning i tre olika prisklasser.

Rundstyrningsmottagaren kostar idag ca 300 kronor mindre än ett kopplingsur. Ett lägre pris gäller alltså för rundstyrningsmottagaren vilken som tidigare nämnts förutom tariffstyrning även kan särstyra varmvattenberedare och elvärme. Nyare typer av elektroniska mottagare kan även erhållas med programmerbara timers. Denna typ av mottagare kan bland annat verkställa en tariffomkoppling vid rätt tidpunkt även om rundstyrningssändaren skulle vara ur funktion.

#### Styrning av varmvattenberedare

Eftersom belastningen från en ostyrd varmvattenberedare i regel lägger sig direkt på hushållsbelastningens topp är det ur råkraftssynpunkt lämpligt att flytta över belastningen till låglasttid. Ett annat skäl till att flytta lasten för varmvattnet är att denna last adderas till övrig last under höglasttid. Om medeleffekten per bortstyrd varmvattenberedare är 1 kW blir summa bortstyrd eleffekt i Kungälv 2600 kW.

Med rundstyrningens hjälp fås bättre utnyttjande av distributionsnät och transformatorstationer i och med att man lätt kan flytta belastningen från höglasttid, en åtgärd som dessutom innebär att nätförlusterna minskar.

För nya elvärmeabonnenter har elverket i Kungälv som leveranskrav att varmvattenberedaren inte får vara inkopplad under höglasstid. Detta gäller de abonnenter som önskar elvärme inom område där nätet ännu inte är dimensionerat för elvärme.

För att abonnenterna inte skall bli utan varmvatten under högtariffid har elverket rekommenderat installation av varmvattenberedare med en volym mellan 300 - 400 liter. Denna storlek har visat sig tillräcklig för ett hushåll bestående av fyra till fem personer vid en inkopplingstid av åtta timmar per dygn.

### Styrning av elvärme

Under den tid då det finns risk för att elverket skall få en hög effekttopp kopplas värmelasten bort för de abonnenter som har sk tidspärrtariff samt för vissa större abonnenter med specialavtal.

Bortkopplingen styrs av en datoriserad belastningsvakt och sker cykliskt för abonnenter med tidspärrtariffen med början i små steg. Som mest kan abonnenterna vara fränkopplade i perioder om 10 minuter och tillkopplade i 10 minuter under en regleringsperiod av 2,5 timmar.

Den elvärmelast som kan kopplas bort per abonnent är beroende av utetemperatur, solinstrålning m m. En försiktig bedömning av belastningsbortkopplingen i Kungälv är 2 kW/tidspärrabonnent. Den totala bortkopplade effekten blir för 1700 abonnenter 3400 kW.

Vissa abonnenter har i början klagat på den sänkta inomhustemperatur som blir fallet, men väljer oftast de ordentligt minskade förbrukningsavgifter vilket det är frågan om vid denna sekunda leverans av elektricitet.

Om abonnentens element står på lägsta effektsteg och det är blåsigt och kallt ute sjunker självklart temperaturen inomhus under regleringsperioden. Även om elementen står på max effekt blir det kallare inomhus om anläggningen ej är ordentligt överdimensionerad. Om anläggningen är mycket överdimensionerad får man ej någon effekt av regleringen. Därför kontrollerar elverket innan abonnenten får övergå till tidsspärrtaxa att anläggningen är rätt dimensionerad. Vid en rätt dimensionerad anläggning och vid en regleringsperiod av två och en halv timma kan temperatursänkningen uppgå till mellan 1,5 och 2,5°C beroende på husets värmetröghet, utetemperatur, solinstrålning m m. Antalet abonnenter med denna taxeform växer för varje år.

Inkoppling efter elavbrott

Efter ett längre elavbrott har temperaturen sjunkit i hus med elvärme. Temperaturen i kyl- och frysskåp har stigit. Det fodras extra mycket ström för att få tillbaka de temperaturer som rådde före avbrottet.

För högspänningsmatningen i en mottagningsstation kan inkopplingsströmmen efter ett avbrott på cirka en halvtimme uppgå till 2 - 4 gånger normalströmmen. Denna last kan trappas av under en trettio minuters period. Till detta kommer den höga inkopplingsströmmen med kort varaktighet. Vid inkoppling av nätet ställs stora krav på reläutrustning och reläinställning för att inte komma i konflikt med utlösningvillkoret.

Tack vare rundstyrningen har elverket i Kungälv kunnat utforma sina abonnentanläggningar så att när spänningen återkommer efter ett avbrott kopplas omedelbart all elvärmelast och varmvattenlast bort. Abonnenten har endast hushållsström. När sedan belastningen sjunker kan elverket koppla in elvärmelasten i åttodelar (till exempel vart åttonde hus efter en gata) sedan fortsätter man manuellt att koppla in övrig last i takt med vad nätet tål.

Reducering av gatubelysning

Elverket införde 1977 ett system för att kunna reducera gatubelysningen med hjälp av rundstyrning. Nedsläckningen fungerar på följande sätt:

Mellan kl 22 - 06 är varannan lampa släckt. Brinntiden för dessa 1320 lampor är 2680 timmar per år.

Mellan kl 01 - 05 släcks ytterligare 630 lampor och endast var fjärde lampa brinner. Brinntiden för dessa ytterligare lampor är 1370 timmar per år.

För de oreglerade lamporna är brinntiden 4070 timmar per år.

Lampor i cityområden, gatukorsningar och vid övergångsställen berörs inte av nedsläckningen.

Enligt polisen i Kungälv har det inte märkts någon ökning av antalet trafikolyckor på grund av nedsläckningen och antalet klagomål från allmänheten har varit relativt få.



Av totala antalet lampor om ca 5000 ingår ca 3500 i reduceringssystemet. Besparingen är något över 500.000 kWh/år för de 1950 reglerade lamporna. Det bör observeras att de reglerade lamporna endast har cirka halva brinntiden jämfört med de oreglerade. Detta innebär att de reglerade lamporna kan sitta uppe dubbelt så lång tid som de oreglerade innan de byts. I Kungälv kommer därför de oreglerade lamporna att bytas vart tredje år och de reglerade vart sjätte år.

Om kostnaden för lampa och lampbyte uppskattas till 80 kr/st blir besparingen under en sexårsperiod

1950 lampor x 80 kr	=	150 kkr
Minskad energikostnad ca 150 000 kr/år		
6 år x 150 000	=	900 kkr
Totalt minskade kostnader under en 6-årsperiod	=	<u>1 050 kkr</u>

### 10.3.2 Rundstyrningens ekonomiska värde för Kungälv

#### Laststyrning och tariffer

Varmvattenberedare 1 kW/abonment		
2600 ab x 1 kW	=	2 600 kW
Värmereglering 2 kW/abonment		
1700 ab x 2 kW	=	3 400 kW
	tariffblock	tariffblock
	1	2
	-----	-----
Abonnemangsavgift		
kr/kW (1h)	20	30
Högbelastningsavgift		
kr/kW (6h) <sup>1)</sup>	130	190
Summa eff. avg inkl index		
13%, kr/kW <sup>2)</sup>	170	249

---

	tariffblock -----1-----	tariffblock -----2-----
<u>Vinster</u>		
Värdet av bortstyrd last 6000 kW	1 000 kkr/år	1 500 kkr/år
Ökade intäkter p g a försäljning till större ab under låglasttid.	400 kkr/år	400 kkr/år
Minskade kostnader p g a att rundstyrningsmottaga- ren är ca 300 kr billigare än ett kopplingsur. 300 kr x 2600 mottagare 780.000 kr (15 år, 8%)	90 kkr/år	90 kkr/år
Minskade distributions- kostnader p g a att varm- vattenlasten flyttas från höglasttid till låglasttid <sup>3)</sup> 2600 kW x 195 kr/kW	500 kkr/år	500 kkr/år
Minskade distributions- kostnader p g a större högspänningsleveranser av nattel <sup>1)</sup> 5000 kW x 140 kr/kW	700 kkr/år	700 kkr/år
<hr/> SAMMANLAGT	2 690 kkr/år	3 190 kkr/år

Anm <sup>1)</sup> 6 h effektens påverkan av värmereglering är bl a beroende av solinstrålning.

Anm <sup>2)</sup> Hänsyn har ej tagits till sammanlagring eller nätförluster.

Anm <sup>3)</sup> Leveransen fordrar ej rundstyrning utan kan även styras med kopplingsur.

Genom att använda rundstyrning blir det även minskade kostnader för styrkablar om dessa enbart används till styrning av gatubelysning samt för underhåll och eventuell omställning av kopplingsur.

Resultatet av en aktiv utnyttning av rundstyrningens möjligheter visar sig i förmånliga taxor för elverkets abonnenter.

### 10.3.3 Försörjningsberedskap vid stora elavbrott

Som nämnts skulle en kraftvärmeanläggning i Kungälv tillsammans med rundstyrnings- och fjärrkontrollsystemet kunna få stort värde för kommunens elförsörjningsberedskap vid stora elavbrott. Detta genom de mycket goda möjligheterna till prioritering av de viktigaste samhällsfunktionernas etilldelning efter bestämda mönster. I det följande redovisas vilka elbehov som kan täckas vintertid om kraftvärmeanläggningens eleffekt uppgår till 5, 10 respektive 15 MW. Uppställningarna bör endast ses som exempel eftersom prioriteringarna kan tänkas bli annorlunda i verkliga fall och beslut härom måste fattas av kommunen.

#### 5 MW eleffekt

Förutsättning: Bortkoppling av elvärme och varmvattenberedning

- o Kungälv tätort omfattande centrum med nämndhus, banker, postkontor, apotek, sjukkasse, arbetsförmedling, vissa livsmedelaffärer och varuhus, fryshus, vissa värmecentraler
  - Försörjning hela dygnet.
- o Romelanda tätort omfattande centrum med motsvarande samhällsfunktioner.
  - Försörjning hela dygnet.
- o Kommunalt vattenverk
  - Försörjning hela dygnet.
- o Begränsad reserv nattid för gatubelysning i centrum av kommunens tätorter.

#### 10 MW eleffekt

Förutsättning: Bortkoppling av elvärme och varmvattenberedning.

- o Kungälv och Romelanda tätort enl. 5 MW.

- o Ytterby och Kode tätort omfattande centrum med motsvarande samhällsfunktioner.
  - Försörjning, kl 09-12.
- o Kärna och Jörlanda tätort omfattande centrum med motsvarande samhällsfunktioner
  - Försörjning, kl 14-17.
- o Begränsad reserv för alla hushåll
  - Försörjning, kl 12-14 och 22-04.
- o Lantbruk för mjölkning och vattendistribution
  - Försörjning, kl 04-09 och 17-22. 2 timmar/dygn med cyklisk fördelning morgon och kväll i Ytterby-, Torsby-, Håлта-, Kode-, Jörlanda- och Romelandaområdet.
- o Gatubelysning och vattenverk enl. 5 MW.

15 MW eleffekt

Förutsättning: Bortkoppling av elvärme och varmvattenberedning.

- o Allt enl. 10 MW.
- o Vissa ålderdomshem och långvård.
- o 5 MW kan fördelas kl 09-17. Exempelvis cyklisk fördelning av elvärme.

11.            FRAMTIDA MÖJLIGHETER FÖR STORA SOLVÄRMESYSTEM

INNEHÅLL

SID

SAMMANFATTNING

11.1	<u>Möjlig kostnadsutveckling samt be- roende av produktionsvolymen solfångare</u>	11:1
11.2	<u>Ekonomisk potential för Kungälvsmodellen i Sverige</u>	11:10
11.3	<u>Energiteknisk potential för Kungälvsmodellen</u>	11:16
11.4	<u>Kungälvskonceptets generalitet</u>	11:20

## SAMMANFATTNING (KAPITEL 11)

Teknologin för stora solvärmesystem har helt och hållet utvecklats i Sverige. Projekten har hittills haft utvecklingskaraktär och för att inte binda upp stora produktionsresurser har dessa i hög grad präglats av entreprenadtänkande. Detta har inneburit att en snabb utveckling kunnat ske då man inte behövt göra stora investeringar för varje produktgeneration. Först vid väsentligt större produktionsvolymerna kommer industritillverkning och därmed sammanhängande rationaliseringar in i bilden. Detta ger betydligt större möjligheter till kostnadsreduktioner än vad som gäller i dagens situation. En positiv effekt av industrisatsningar på området vore skapande av nya arbetstillfällen inom landet.

Tekniskt sett finns det idag väl utvecklade och fungerande solfångarprodukter för stora system tillverkade i mer än 10.000 m<sup>2</sup>. Med en tillräcklig volym kommer priserna att sänkas ifrån dagens nivå på omkring 1200 kr/m<sup>2</sup> ner till 700 kr/m<sup>2</sup> i mitten på 1990-talet. Med det senare priset kommer värmeproduktionskostnaden (exklusive fjärrvärmedistribution) att vara 0,32 kr/kWh att jämföras med 0,40 kr/kWh i det aktuella Kungälvfallet för ett solvärmesystem som täcker 75% av värmebehovet. Detta inkluderar såväl solfångare, tillsatspannor som säsongslager. Kostnadssänkningarna kan utslutande hänföras till rationaliserad tillverkning och optimering av materialinnehållet i solfångare.

Den ekonomiska potentialen för dessa typer av solvärmesystem hänger till mycket stor del samman med tillgång på kapital med realräntekrav. Ovanstående kostnadsangivelser är baserade på 6% realränta.

Säsongslagrad solvärme har en värmekostnad och effektivitet som i stort sett är oberoende av när under uppvärmningssäsongen den utnyttjas och hur stor värmeeffekt den täcker. Från dessa synpunkter krävs en mer utpräglad baslasttäckning för t.ex. fastbränsle- eller värmepumpanläggningar.

Säsongslagrad solvärme för större system har en potential på flera TWh/år i Sverige. De egentliga begränsningar som finns är att lagringstemperaturen maximalt kan vara ca 100°C samt att det erfordras markytor för solfångare och tillräckligt bra berggrund för värmelager. Tekniken kan även med dessa begränsningar användas i det stora flertalet svenska fjärrvärmenät. De verkligt stora möjligheterna gäller dock alla de orter som fortfarande saknar fjärrvärme men liksom Kungälv har goda förutsättningar för införande av sådana på ett för solvärme lämpligt sätt. En översiktlig bedömning visar att 100-150 svenska orter skulle kunna förses med solvärmearläggningar av Kungälvs storlek. Dessa skulle kunna svara för omkring 10% av landets byggnadsuppvärmning något årtionde in på 2000-talet.

## 11. FRAMTIDA MÖJLIGHETER FÖR STORA SOLVÄRMESYSTEM

11.1 Möjlig kostnadsutveckling samt beroendet av produktionsvolymen solfångare

Den teknologi som avses användas i Kungälvprojektet är helt och hållet utvecklad i Sverige och fram till 1987 har anläggningar av detta slag enbart byggts i Sverige. Under 1988 kommer några anläggningar att byggas även i Danmark.

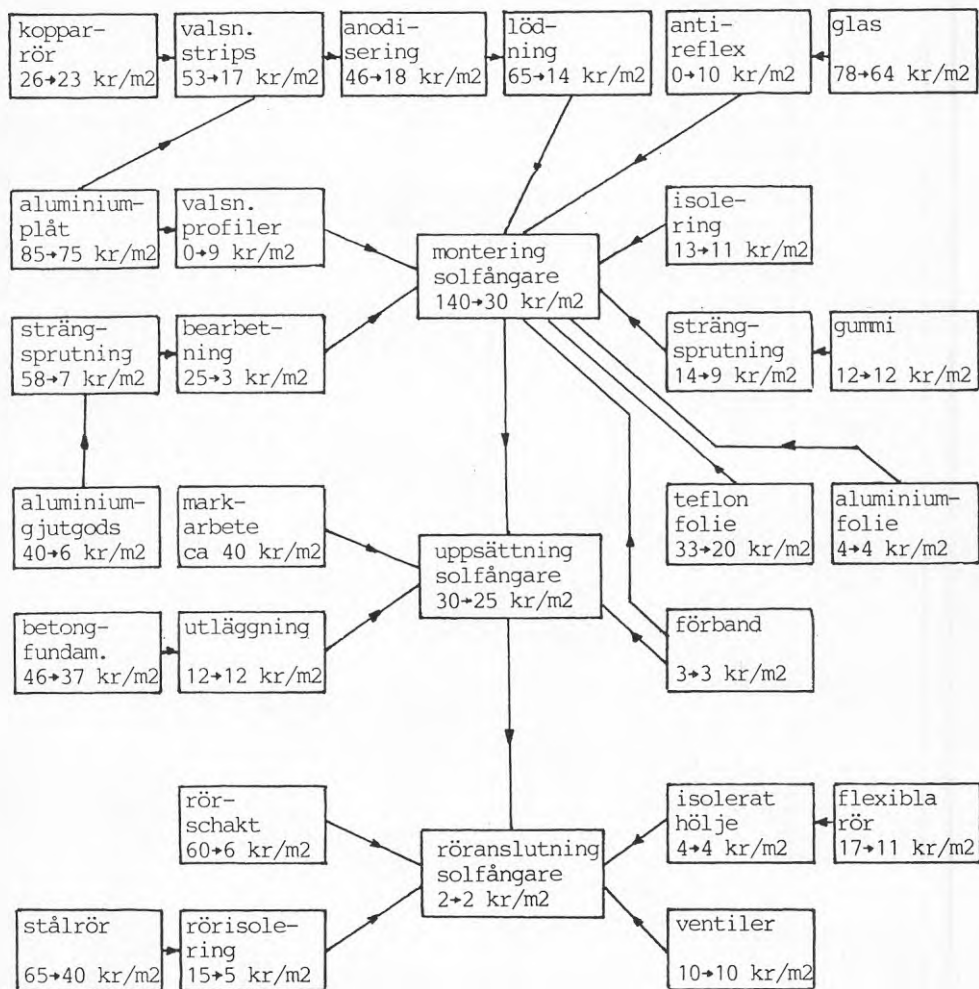
Varje projekt har karaktäriserats av mer entreprenadtänkande än kontinuerlig industriproduktion. Då den storskaliga solvärmetekniken har befunnit sig i ett utvecklingsskede, är det naturligt att varje projekt har organiserats i entreprenadform. Detta har gjorts därför att produkterna kontinuerligt har förändrats och man därför inte har kunnat binda upp resurser i produktionsanläggningar. På detta sätt har även stora projekt kunnat organiseras med hjälp av enteprenadföretag för att inte behöva riskera för stor fast arbetsstyrka. Denna strategi innebär dock något högre kostnader för färdiga anläggningar än om tekniken hade varit färdigutvecklad och inne i en kontinuerlig industriproduktion.

Detta tänkande präglar även Kungälvprojektet där solfångartillverkningen till viss del lämpligen utförs i entreprenadform. För att bedöma senare kostnadsutveckling måste man efter Kungälvprojektet tänka sig en övergång till mer kontinuerlig industriproduktion. Detta kommer att väsentligen reducera kostnaderna för färdiga anläggningar.

Ur teknisk synvinkel kan man konstatera att det idag finns färdigutvecklade väl fungerande produkter som hittills är tillverkade i mer än 10.000 m<sup>2</sup>. Erfarenhet från tekniken finns i annan form redan från 1978 medan den mer utvecklade tekniken för stora markbaserade anläggningar som första referensobjekt har Lyckeboanläggningen klar våren 1983.

I syfte att åskådliggöra möjliga fortsatta kostnads-sänkningar för solfångarfält görs nedan en detaljerad genomgång av hela tillverknings- och entreprenadförfarandet. Efter varje rubrik anges inom parentes först dagens kostnad och sedan kostnaden vid större tillverkningsvolym.

I figur 11.1 visas ett flödesschema över materialanvändning, tillverknings- och arbetsmoment fram till färdigt solfångarfält. Varje delprocess i flödesschemat är kostnadsmissigt analyserat, dels med dagens kostnad (vänster siffra) dels med en kostnad för större volym (höger siffra). Kostnaden som är ansatt för större volym kan uppnås efter 5 år med 50.000 m<sup>2</sup> producerade solfångare/år i Sverige. Angivna kostnader i kr/m<sup>2</sup> refererar till verksam solfångararea.



Figur 11.1 Flödesschema över materialanvändning, tillverknings- och arbetsmoment fram till färdigt solfångarfält.

Vänster siffra = Dagens kostnad i kr/m<sup>2</sup>.  
 Höger siffra = Kostnad vid större volym i kr/m<sup>2</sup>.



KOPPARRÖR (26-23 kr/m<sup>2</sup>)

Inköp av färdigtillverkade, mjukglödgade kopparrör. Rören används både i strips-tillverkningen och till samlingsrör i absorbatorns ändar.

0,7 kg/m<sup>2</sup> åtgår till själva absorbatorn, tillkommer sedan 0,35 kg/m<sup>2</sup> för samlingsrör. Kopparrör kostar idag 24 kr/kg.

Framtida kostnadssänkningar härrör sig till större volym samt minskade transportkostnader.

VALSNING AV STRIPS (53-17 kr/m<sup>2</sup>)

Ett kopparrör valsas under mycket högt tryck tillsammans med två stycken aluminiumband, ett ovanför och ett under kopparröret.

Den färdiga produkten blir ett s.k. strips med koppar i vattenkretsen och aluminium i flänsarna.

Valsverket, som har en kapacitet av 140.000 m<sup>2</sup>/år, producerar i dagsläget ca 30.000 m<sup>2</sup>/år. Dagskostnaden påverkas således av höga kapitalkostnader, höga personalkostnader samt en hög procent spillmaterial eftersom varje uppstart av valsverket ger en viss mängd spill.

ANODISERING (46-18 kr/m<sup>2</sup>)

Stripsen från valsverket kapas och uppblåses, varefter de styckvis anodiserats genom att doppas i 6 olika bad. Framtidens process med större volym blir en kontinuerligt löpande anodiseringsprocess.

Kostnaden för inköp av material till anodiseringsprocessen är ca 6 kr/m<sup>2</sup>.

LÖDNING (65-14 kr/m<sup>2</sup>)

De färdiga stripsen sammanlöds till en absorbator helt manuellt idag. Vid större volym kan detta relativt enkelt utföras av lödrobotar. Lödmaterialet kostar 3 kr/m<sup>2</sup> i inköp.

ALUMINIUMPLÅT (85-75 kr/m<sup>2</sup>)

Aluminiumplåt köps idag dels i form av band till valsprocessen, dels i form av takplåt (TRP 20) till solfångarens baksida. I framtiden kommer takplåten att bytas mot specialkorrugerad plåt. Aluminiumband kommer även att användas för att valsa ramprofiler i solfångaren istället för strängsprutade profiler. Aluminiumplåt och band kostar 21 kr/kg. Korrugerad aluminiumplåt kostar 51 kr/m<sup>2</sup>. Framtida prisreduktion härrör sig från solfångarens baksida som prissänks från 51 kr/m<sup>2</sup> till 27 kr/m<sup>2</sup> då den förutom enklare korrugering även görs tunnare.

Till solfångarens kant och spröjsprofiler tillkommer 14 kr/m<sup>2</sup> i förhållande till dagsläget där aluminiumplåt ej nyttjas.

#### VALSNING PROFILER (0-9 kr/m<sup>2</sup>)

Idag valsas inga profiler utan allt görs i form av strängsprutad aluminium. I framtiden kommer flera profiler att valsas och på automatisk väg kapas och hålstansas.

De ekonomiska fördelarna med valsning är att profiltjockleken kan minska från 2,7 mm till 1,0 mm samt att inköpspriset minskar från 25 kr/kg för strängsprutad profil till 20 kr/kg för valsade aluminiumband.

#### ALUMINIUMGJUTGODS (43-6 kr/m<sup>2</sup>)

Till strängsprutningsprocessen inköps aluminiumgjutgods. Inköpskostnad 11 kr/kg.

Inköpt mängd minskar från 4,7 kg/m<sup>2</sup> till 0,5 kg/m<sup>2</sup>.

#### STRÄNGSPRUTNING AV ALUMINIUM (58-7 kg/m<sup>2</sup>)

Större delen av dagens solfångare är tillverkade av strängsprutade aluminiumprofiler. Även i framtiden kommer de mest komplicerade profilerna att vara sprutade.

Profilvikten är idag 4,1 kg/m<sup>2</sup> solfångare vilket kan reduceras till 0,5 kg/m<sup>2</sup> genom övergång till valsning av kantprofiler och spröjsprofiler. Formsprutning kostar 14 kr/kg exklusive material.

#### BEARBETNING AV ALUMINIUMPROFILER (25-3 kr/m<sup>2</sup>)

De strängsprutade aluminiumprofilerna kapas, borras och svetsas till färdiga solfångarkomponenter. Den största delen av detta bearbetningsförfarande kommer i framtiden att ersättas av automatiska förlopp i valsprocessen.

Den genomsnittliga bearbetningskostnaden är idag 6 kr/kg. 4,1 kg aluminium/m<sup>2</sup> solfångare ger en bearbetningskostnad på 25 kr/m<sup>2</sup>. I framtiden blir denna kostnad 3 kr/m<sup>2</sup> för 0,5 kg bearbetad aluminium.

#### GLAS (78-64 kr/m<sup>2</sup>)

Färdiga järnfria glasrutor köpes. I framtiden kan volymökningen medföra sänkta kostnader, dels i direkta inköp, dels i form av samordning av transport.

ANTI-REFLEXBEHANDLING (0-10 kr/m<sup>2</sup>)

Idag görs ingen anti-reflexbehandling av glasrutorna, men detta kommer att vara en lönsam process i framtidens solfångare.

Kostnaden bedöms till 10 kr/m<sup>2</sup> solfångare, vilket ger en höjning av det årliga solvärmeutbytet på omkring 10%.

ISOLERING (13-11 kr/m<sup>2</sup>)

Mineralullisolering i standardskivor används till baksidesisolering av solfångaren. Enbart sänkning av pris i samband med stor volym samt samordning av transport kan påräknas.

GUMMI (12-12 kr/m<sup>2</sup>)

Gummi köps i form av hård EPDM-gummi.

STRÄNGSPRUTNING AV GUMMI (14-9 kr/m<sup>2</sup>)

EPDM-gummi strängsprutas till färdiga profiler som bildar underlag och infästning av glasrutorna. Större volym och speciellt anpassad produktionsutrustning sänker priset något.

ALUMINIUMFOLIE (4-4 kr/m<sup>2</sup>)

På baksidan av absorbatoren finns aluminiumfolie.

TEFLONFOLIE (33-20 kr/m<sup>2</sup>)

Teflonfolie köps i färdig bredd. Då solfångarindustrin redan med dagens volymer är en stor uppköpare av teflonfolier, kan ett reducerat pris påräknas vid ökade volymer, då den stora kostnaden för framställning av teflonfolie är utrustnings- och utvecklingskostnad.

FÖRBAND (3-3 kr/m<sup>2</sup>)

Nästan samtliga förband i en solfångare är popnit. Dessa utgör dock en blygsam del av solfångarkostnaden.

MONTERING AV SOLFÅNGARE (140-30 kr/m<sup>2</sup>)

Solfångarna monteras i dagsläget styckvis helt och hållet manuellt. I framtiden kommer en stor del av monteringsarbetet att vara automatiserat så att materialflödena in mot monteringsplatsen blir automatiska med rätt hjälpmedel för snabbt montage. Även robotar kommer att användas.

MARKARBETE (40-40 kr/m<sup>2</sup>)

Kostnaden för iordningsställande av mark är densamma idag som den kommer att vara i framtiden. Kostnaden är mycket beroende på markens utseende, t.ex. har en vanlig jordbruksmark en kostnad om ca 10 kr/m<sup>2</sup> solfångare, besvärligare bergpartierna kostnad om ca 100 kr/m<sup>2</sup> solfångare.

BETONGFUNDAMENT (46-37 kr/m<sup>2</sup>)

De betongfundament som används idag är betongpålar som används inom byggnadsindustrin. En större volym av betongfundament medför specialanpassade processer och specialanpassade armeringsförhållanden.

UTLÄGGNING AV BETONGFUNDAMENT (12-12 kr/m<sup>2</sup>)

Betongfundament utläggs direkt av leverantören på rätt plats.

UPPSÄTTNING AV SOLFÅNGARE (30-25 kr/m<sup>2</sup>)

Solfångaruppsättningen är redan idag rationellt utvecklad och det som framförallt ändrar prisbilden i framtiden blir en mer etablerad och effektivare organisation.

RÖRSCHAKT (60-6 kr/m<sup>2</sup>)

Hittills har förbindelserören mellan solfångare utförts på konventionellt kulvertdragningsvis. I framtiden kommer specialteknik med mycket grunda schakter att utnyttjas.

Schaktpriset kan då sänkas från ca 500 kr/m schakt till 50 kr/m schakt. Det åtgår ca 0,12 m schakt per kvadratmeter solfångare.

FLEXIBLA RÖR (17-11 kr/m<sup>2</sup>)

Mellan varje solfångare finns flexibla rör avsedda att ta upp expansion i absorberarna. Denna teknik kommer även att finnas i framtidens solfångare.

Inköpspriset är idag 200 kr/rör vilket kan sänkas till 140 kr/rör vid större volym.

ISOLERAT RÖR (4-4 kr/m<sup>2</sup>)

De flexibla rören måste isoleras och ett hölje måste upprättas.

STÅLRÖR (65-40 kr/m<sup>2</sup>)

I dagsläget används stålrörskulvertar som förläggs och anpassas på traditionellt vis. I framtiden kommer prefabricerade stålrörskulvertar med anpassad längd och dimension för solfångarna att göras seriemässigt på fabrik.

RÖRISOLERING (15-5 kr/m<sup>2</sup>)

De stålrör som idag läggs på konventionellt vis isoleras i skarvar och T-kopplingar i fält. I framtiden kommer ett prefabricerat montagesystem att innebära prefabricerade rörisoleringsdelar.

VENTILER (9-9 kr/m<sup>2</sup>)

För att kunna stänga av och strypa in solfångarfält krävs konventionella regler-, avstängnings- och strypventiler samt säkerhetsventiler. Här påräknas ingen större kostnadsänkning i framtiden.

RÖRANSLUTNING SOLFÅNGARE (2-2 kr/m<sup>2</sup>)

Anslutning görs i två punkter per solfångare.

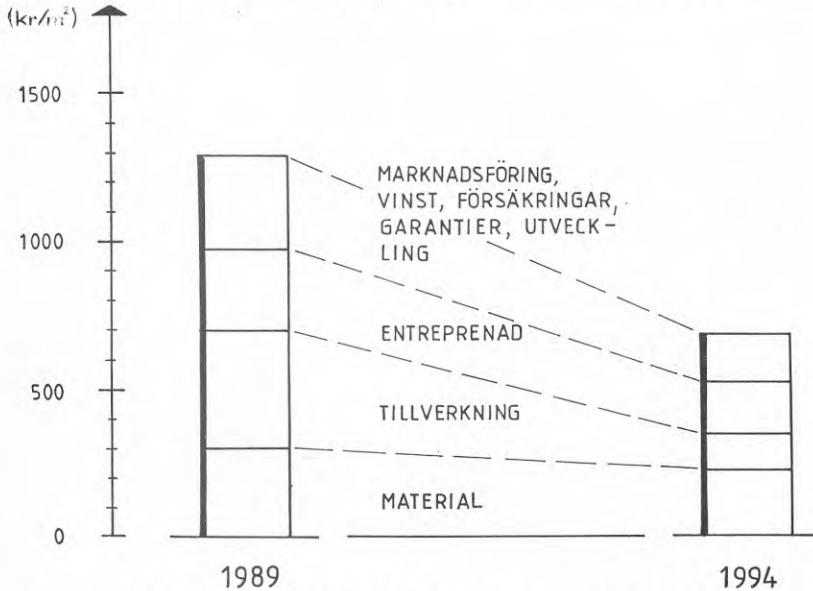
---

För att erhålla en total kostnad för färdig anläggning måste anläggningen belastas med kostnader för försäkringar under byggnadstiden, räntor, garantier, efterkontroller, marknadsföring, utveckling samt vinst. För detta erfordras 30% kostnadspåslag.

Genom att summera ovanstående kostnader och lägga till 30% erhålls följande sammanställning:

	Idag	Större volym
Material till solfångare	385 kr/m <sup>2</sup>	224 kr/m <sup>2</sup>
Tillverkning av solfångare	414 kr/m <sup>2</sup>	111 kr/m <sup>2</sup>
Entreprenad	300 kr/m <sup>2</sup>	191 kr/m <sup>2</sup>
Totalkostnad	998 kr/m <sup>2</sup>	526 kr/m <sup>2</sup>
Totalt inkl. 30% kostnadspåslag	1 297 kr/m <sup>2</sup>	684 kr/m <sup>2</sup>

Kostnadssänkningarna hänför sig således till rationaliserad tillverkning och minimerat materialinnehåll. I figur 11.2 visas kostnaden för en anläggning 1989 och en 1994 uppdelad på olika kostnadsposter.



Figur 11.2 Total anläggningskostnad för stora solfångarfält fördelad på olika delkostnader vid nuvarande produktionsteknik och framtida industritillverkning.

I det följande lämnas kommentarer angående kostnadsposterna som visas i figur 11.2

#### Material

Med materialkostnad avses aluminiumplåt, kopparrör, glasskivor, isolering, råaluminium att formsprutas, rågummi att formsprutas samt färdig teflonfilm. Denna kostnad, som är grundläggande för konstruktionen, kan självfallet minskas genom fortsatt utvecklingsarbete av konstruktionen. I detta exempel har förutsatts samma konstruktion som idag men med minimerat materialinnehåll.

Tillverkning

Med tillverkning menas formning av plåt och kopparrör till absorptor, anodisering, valsning, formsprutning av aluminium och gummi samt montering. Kostnaden för tillverkning kan sänkas genom rationalisering och automatisering av monteringen samtidigt som flera av de processer som idag utförs på olika håll specialanpassas och förs in i den direkta produktionen av solfångare. De idag mest tidskrävande momenten är de som är enklast att automatisera.

Entreprenad

Entreprenadkostnaderna avser utläggning av fundament till solfångarna, montering av solfångare samt installation av rörsystem och utrustning i apparatrum. En ökad volym och specialisering innebär att ett flertal av de delar som idag köps och tillverkas styckvis kan standardiseras och tillverkas i större styckeantal samtidigt som även en rationalisering av framförallt rörmontaget på arbetsplatsen kan genomföras.

Marknadsföring, försäkringar, garantier, utveckling och vinst

Kostnadspåslaget är idag ca 30% och har förutsatts vara 30% även år 1994.

Hittills gjorda bedömningar har alltid underskattat de kostnadssänkningar som i verkligheten kan uppnås. T ex bedömde man 1982 att en anläggning inte skulle kunna byggas för under 1500 kr/m<sup>2</sup> även om man fick solfångarna gratis. Redan år 1988 är denna byggkostnad reducerad från 1500 kr/m<sup>2</sup> till ca 500 kr/m<sup>2</sup>. De ovan angivna kostnadssänkningarna har förutsatts kunna ske med dagens teknik. Troligt är dock att en viss teknikutveckling kommer att ske vilket ytterligare kan sänka kostnaderna. Denna teknikutveckling kan ske på två sätt, antingen genom prestandaförbättringar, eller genom konstruktionsförbättringar. I ovanstående bedömningar har prestandaförbättringar i förhållande till dagens solfångare på 10% genom anti-reflexbehandling av glaset inbakats i kostnaden. Prestanda bör dock kunna förbättras mer än så genom materialförbättringar. T.ex kan anodiseringsprocessen för absorptorn utvecklas så att absorptionen höjs och emissionen sänks. Vidare kan förbättrade konvektionshinder utvecklas.

Med en utveckling enligt ovan mot större tillverkningsvolymer av solfångare kommer materialkostnaden att ligga på nivån 220 kr/m<sup>2</sup> vilket utgör ca 30% av den totala anläggningskostnaden på 700 kr/m<sup>2</sup> för stora solfångarfält. En bedömning grundad på erfarenheterna från andra industriprodukter är att anläggningskostnaden så småningom kan sänkas till nivån 600 kr/m<sup>2</sup> genom att ytterligare rationalisering görs.

Sammantaget kan alltså solfångarutvecklingen som sådan på några få års sikt leda fram till väsentligen bättre konkurrenskraft än idag för stora solvärmeanläggningar av Kungälvstypen.

#### 11.2 Ekonomisk potential för Kungälvsmodellen i Sverige

För att kunna bedöma den ekonomiska potentialen av solvärme måste flera olika faktorer vägas in. De viktigaste faktorerna kan anses vara:

1. Tillgång på kapital med realräntekrav.
2. Värmekostnad per producerad kWh.
3. Besparad kostnad genom opåverkad miljö.
4. Försörjningstrygghet med helt inhemsk energi.
5. Förbättring av handelsbalansen genom minskad import.

Vilken av dessa faktorer som kommer att vara mest avgörande i framtiden är självfallet omöjligt att säga idag. Den ekonomiska potentialen måste därför bli i huvudsak baserad på punkterna 1 och 2, d.v.s kapitaltillgång och värmekostnad.

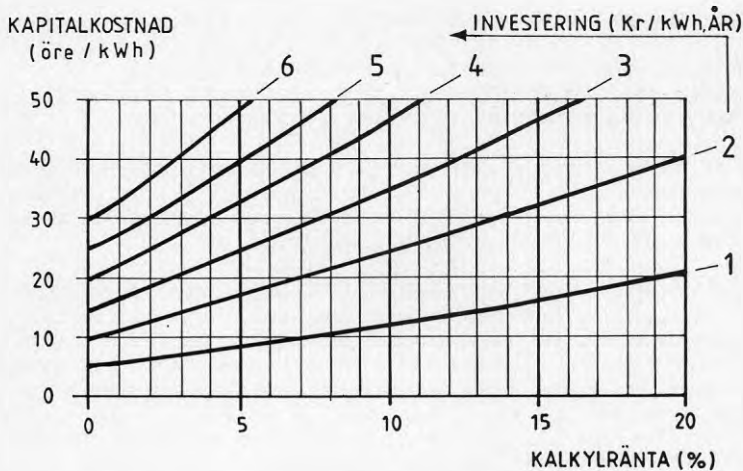
De övriga tre punkterna kan i dagsläget enbart bli föremål för en resongemangsmässig bedömning.

##### 1. Tillgång på kapital

Innebörden av en investering i ett projekt av typ Kungälv blir att man måste betala för 20 års värmeproduktion i förskott. Det är ju detta som i praktiken sker då man tillhandahåller kapitalet. Då t ex Statens Vattenfallsverk gör investeringskalkyler räknar man enligt regeringsbeslut med 4% realränta. Detta har gjorts sedan många år tillbaka av Vattenfall och har gett investeringar som endast långsiktigt har haft god lönsamhet. Detta anses allmänt vara en av anledningarna till att Sverige jämfört med omvärlden har låga elpriser. Det finns dock en grundläggande skillnad mellan investeringar på elkraftsidan och investeringar i solvärmeanläggningar. På kraftsidan finns det inga alternativ till investeringarna om det föreligger elkraftsbehov, på värmesidan finns många alternativ.



I solvärmefallet ligger det också en grundläggande svårighet i att i stort sett hela kostnaden för producerad värme utgörs av kapitalkostnad. Valet av kalkylränta styr därmed starkt den värmekostnad som räknas fram i samband med investeringskalkylen. Detta är i sig självklart. Ändå kan det för resonemangets skull vara försvarbart att något beröra räntans kvantitativa betydelse. I figur 11.3 visas kapitalkostnaden per kWh som funktion av kalkylräntan för olika investeringsnivåer.



Figur 11.3 Kapitalkostnad vid olika investeringsnivåer som funktion av kalkylränta.

Diagrammet gäller brukstiden 20 år. Investeringen räknas i kr per års-kWh. 20 års brukstid representerar således vid 1 års-kWh, en under hela brukstiden totalt alstrad värmemängd på 20 kWh.

För att kapitalkostnaden skall bli rimlig då anläggningen är ny måste lånen vara konstruerade så att den faktiska, inflationsrensade kapitalkostnaden verkligen är densamma under anläggningens hela livstid, annars blir kapitalkostnaderna orimliga då anläggningen är ny. Härför krävs troligen en lånekonstruktion som kombinerar viss räntesubvention med viss indexuppräknig av lånet.

## 2. Värmekostnad per producerad kWh

Om man enligt ovan förutsätter att kapital med bestämd realränta finns tillgängligt för denna typ av solvärmeinvesteringar kan en värmekostnad beräknas.

I Kungälvsvfallet kostar värmen till fjärrvärmenätet 0,35 kr/kWh vid 4% realränta och 0,40 kr/kWh vid 6% realränta. För att solvärmetekniken enligt Kungälvsmodellen skall vara meningsfull krävs att den bidrar till energisystemets effektivitet. Detta innebär bl a att solvärmearläggningarna skall komplettera och inte konkurrera med andra värdefulla systemalternativ. Spillvärme och värme från sopförbränningsanläggningar bör tas tillvara så långt som möjligt. Redan installerade värmepumpar bör utnyttjas om det är ekonomiskt lönsamt i förhållande till elpriset. Befintliga fastbränslepannor representerar ävenledes betydande investeringar som bör utnyttjas.

Detta innebär att solvärmerna i första hand är intressant som ersättare av oljepannor och elpannor. I ett längre perspektiv kan den givetvis även tänkas ersätta utslitna värmepumpar och fastbränsleanläggningar.

Normalt avger en värmearläggning alltid just den värmeeffekt som i varje ögonblick krävs för de anslutna förbrukarnas försörjning. Anläggningskostnaderna för värmearläggningen bestäms då väsentligen av den största värmeeffekt som skall tillgodoses. Anläggningskostnaderna betalas genom en fast del i värmekostnaden, dvs ju mer värme som alstras per dimensionerande kW, desto lägre blir den kapitalkostnad som varje kWh måste belastas med. Det här, i kapitaltunga anläggningar kritiska sambandet, mellan dimensionerande effekt och årlig värmeproduktion, anges normalt med det väl kända begreppet utnyttjningstid.

$$\text{Utnyttjningstid (h/år)} = \frac{\text{Årlig värmeproduktion (kWh/år)}}{\text{Dimensionerande effekt (kW)}}$$

Utnyttjningstiden kan beskrivas som det antal timmar per år anläggningen skulle behöva arbeta med sin dimensionerande effekt för att alstra hela årets värmemängd.

En lång utnyttjningstid, 5000 timmar/år eller mer, är en förutsättning för acceptabel ekonomi i kapitaltunga anläggningar som värmepumpar, fastbränslepannor, spillvärme och värmelevererande sopförbränningsanläggningar. I praktiken innebär detta att dessa anläggningar alltid måste läggas i varaktighetskurvans basområde. Teoretiskt skulle dessa anläggningar kunna göras mindre effektkänsliga genom komplettering med värmelagring i någon form, men i praktiken blir marginalkostnaderna härför nästan alltid helt omöjliga.

Anläggningar för kombinerad värme- och kraftproduktion är givetvis utomordentligt känsliga för den anslutna värmelastens utnyttjningstid. Skulle man ansluta en värmekraftanläggning till ett fjärrvärmenät vars hela värmebehov fick utnyttjas för kylning av kraftprocessen, skulle kraftdelen dimensioneras för högst halva dimensionerande värmeeffekten. Den återstående effekt-hälften representerar därmed en så liten värmemängd att marginalkostnaden för dess utnyttjande blir oacceptabelt hög.

Solvärmeanläggningar med årsvärmelager är mindre känsliga för utnyttjningstid, då anläggningskostnaderna här i huvudsak bestäms av värmemängden som insamlas respektive levereras under året. Det dimensionerande effektuttaget ur värmelagret bestäms i första hand av det anslutande systemets flödeskapacitet, vilket innebär att endast en ringa andel av den totala kapitalkostnaden påverkas av t ex värmeväxlarnas storlek. Givetvis tillkommer sedan begränsningar bestämda av lagrets temperatur och systemets temperaturkrav.

Det här innebär att solvärmesystemet med bibehållen ekonomi kan läggas högre upp i varaktighetskurvan, förutsatt bara att detta inte för med sig minskad möjlighet att använda hela solvärmeanläggningens värmeproduktion. I och med detta är det således en viss skillnad mellan sådana värmelaster som kan tillgodoses med solvärme av typ Kungälv och sådana som kan nyttjas för kombinerad värme- och kraftproduktion. I varje fall är kraftvärmen i en klart påtagligare konkurrenssituation gentemot spillvärme, värme från sopförbränning, stora avloppsvärmepumpar och liknande än gentemot solvärmesystem typ Kungälv.

Ser man speciellt på just den kombinerade värme- och kraftproduktionen kan man knappast se någon direkt framtida konkurrens med solvärmeanläggningar i fråga om lämpliga värmelaster.

Värmekostnaden till fjärrvärmenätet blir om förbränningsalternativ används ca 0,25 kr/kWh beräknat på en nyinvesterad anläggning.

Värmekostnaden för solvärmeanläggningen i Kungälvsfallet är, om långsiktigt kapital finns med 4% realränta, 0,35 kr/kWh, och med 6% realränta 0,40 kr/kWh. Därtill tillkommer 0,07 à 0,08 kr/kWh för fjärrvärmedistribution.

Att bedöma vad kostnaden för förbränningsalternativen kommer att vara om 5-10 år är mycket vanskligt för att inte säga omöjligt. Med tanke på att prisnivån på oljemarknaden idag är under marginalpriset för nya källor i t ex Nordsjön kan man göra bedömningen att priset nu ligger på en låg nivå och att det framledes kommer att höjas.

Enligt avsnitt 11.1 är det möjligt att genom rationaliserad solfångartillverkning komma ner i anläggningskostnader för stora solfångarfält på nivån 700 kr/m<sup>2</sup>.

Man kan genom en effektivisering av de processer som finns vid solfångartillverkningen även räkna med ca 20% högre utbyte i solfångarna än idag.

För själva bergrummet är det svårare att ange någon kostnadssänkning överhuvudtaget. Den enda egentliga möjligheten till kostnadssänkning som kan förväntas är om man kan planera bergrumsbyggandet i direkt anslutning till behov av sprängmassor.

Följande uppställning visar de olika kostnaderna för en solvärmeanläggning av Kungälvstypen som är möjliga att få på 1990-talet. Angiven värmeproduktionskostnad är här kostnaden för den solvärme som kan nyttiggöras efter lagringsförluster.

Kostnad per m <sup>2</sup> solfångare	700 kr
Antal m <sup>3</sup> vatten som behöver lagras per m <sup>2</sup> solfångare	3,2
Kostnad per m <sup>3</sup> vattenlager	120 kr
Kostnad för värmecentral per m <sup>2</sup> solfångare	10 kr
Kostnad för installationer per m <sup>2</sup> solfångare	100 kr
Totalt kommer således en värmeanläggning att kosta	1 200 kr/m <sup>2</sup>
Årsproduktion netto per m <sup>2</sup> solfångare	370 kWh
Med 370 kWh/m <sup>2</sup> värmeproduktion blir anläggningskostnaden	3,25 kr/kWh, år
Med 6% realränta blir kapitalkostnaden	0,26 kr/kWh
Till detta kommer för drift och underhåll	0,04 kr/kWh
Värmeproduktionskostnaden för säsongslagrad solvärme blir alltså	0,30 kr/kWh

### 3. Besparad kostnad med hänsyn till ren miljö

För att jämställa solvärme, vattenkraft och vindkraft med förbränningsalternativen kan man antingen reducera solvärmekostnaden med en viss summa, alternativt kan man belasta nedsmutsande energislag med ett miljöförsmutsningstillägg på en viss summa per kWh. Hur stor denna summa är utreds på flera håll för tillfället och buden varierar alltifrån ett par öre/kWh upp till storleksordningen 50 öre/kWh. Det är självfallet en mycket svår uppgift att bedöma den totala miljöpåverkan då flera komplext samverkande faktorer egentligen inte kan kostnadssättas. Här kan som exempel på globala problem nämnas risken för skador på ozonlagret samt den ökande atmosfärshalten av koldioxid. Dessa faktorer är idag helt kända och de röner allt större uppmärksamhet eftersom de utgör allvarliga hot mot människans allmänna säkerhet och hälsa. Trots detta finns ännu ingen allmän mening om hur dessa faktorerers totala miljöpåverkan ska kostnadssättas. Lättare att kvantifiera och kostnadsstätta är då direkta miljöskador, t.ex genom försurande svavel- och kväveutsläpp. Här kan man direkt se effekterna i form av naturpåverkan, materialpåverkan som t.ex korrosion samt nedbrytningsprocesser i den byggda miljön. Allt detta representerar resurser i samhället som kan kvantifieras i kapitalvärden.

Vid utformningen av framtidens energiförsörjningssystem kommer man med största sannolikhet att behöva ta hänsyn till miljöfaktorerna. Det är då helt naturligt att solvärmens ekonomiska potential måste vara stor i ett framtidsperspektiv.

### 4. Försörjningstrygghet

Frågan om försörjningstrygghet är som det ser ut idag helt och hållet en försvars- och handelspolitisk fråga. I syfte att förebygga allvarliga konsekvenser av en blockadsituation när det gäller bränsleförsörjningen finns det lagar om beredskapslagring. För värmeförsörjningens del finns det i de svenska byggnormerna bestämmelser som säger att inhemska bränslen måste vara användbara i värmeanläggningarna. Solvärmens från en anläggning av Kungälvstypen utgör en inhemsk resurs i samma mening som inhemskt bränsle. Här behövs således inga extra åtgärder ur beredskapssynpunkt vilket rimligen bör ha ett speciellt ekonomiskt värde för solvärmens del gentemot övriga försörjningsalternativ baserade på importerade bränslen.

### 5. Förbättring av handelsbalansen

En satsning på solvärme ger en produktionsökning i Sverige då solfångarens material nästan uteslutande kan produceras i Sverige. Det innebär att man minskar exportkraven för att upprätthålla en acceptabel handelsbalans. En satsning på säsongslagrad solvärme innebär också att man idag med bestämdhet kan förutsäga värmekostnaden för lång tid framöver. Detta eftersom värmekostnaden nästa helt består av kapitalkostnad. I Kungälvsfallet med 75% av värmeförsörjningen baserad på solvärme utgör kapitalkostnaden ca 90% av värmekostnaden. Detta även medräknat de 25% av värmeförsörjningen som baseras på bränsleledning.

Sammanfattningsvis kan man således konstatera att med god kapitaltillgång och lämpliga finansieringsformer kommer solvärmens ekonomiska konkurrenskraft att kunna bli god inom en nära framtid. Den utveckling som på kort sikt behövs är en målmedveten satsning på rationaliseringar i solfångartillverkningen. På längre sikt kommer sannolikt solvärmens fördelar ur miljösynpunkt att påverka dess konkurrenskraft i gynnsam riktning.

### 11.3 Energiteknisk potential för Kungälvsmodellen

En realistisk bedömning av den energitekniska potentialen måste utgå från om systemtypen har en rimlig möjlighet att inom överskådlig framtid förbättra det svenska energisystemet på ett märkbart sätt. Detta innebär bl a att det potentiella energitillskottet måste ha en sådan storleksordning att det har förutsättningar att märkas bland alla de värmekällor och försörjningssystem som ingår i energisystemet.

En värmealstring omkring 1 TWh/år skulle täcka ca 4 promille av det totala värmebehovet, vilket skulle kunna betraktas som en minsta märkbar andel.

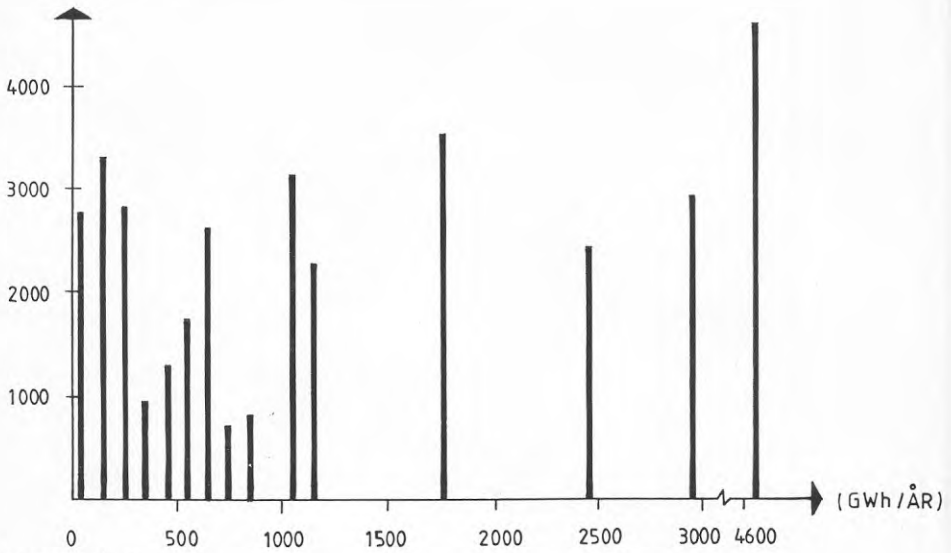
Utöver de ekonomiska förutsättningarna för solvärmeanläggningar med årslager är givetvis de faktiska, fysiska förutsättningarna avgörande för vad som är möjligt. Här måste två förutsättningar uppfyllas för att en anläggning av Kungälvstyp ska kunna bli aktuell. Det måste först och främst finnas ett värmeunderlag av storleksordningen minst ca 15 GWh motsvarande en oljeförbrukning på ca 1900 m<sup>3</sup>/år eller mer. Det innebär en anslutningseffekt på ca 6 MW eller mer. Vidare måste det i närheten av orten finnas berg och mark där man kan förlägga värmelager och solfångarfält.

Den första av dessa förutsättningar kan belysas något med hjälp av tillgänglig statistik. Enligt Olsson (1983) finns det i Sverige ca 250 gruppcentraler med värmeförbrukning mellan 50-100 GWh (20-40 MW anslutningseffekt) och ca 150 fjärrvärmeverk med värmeförbrukning över 100 GWh (> 40 MW anslutningseffekt). Till dessa kommer central byggnation utan befintligt gruppcentralsnät samt existerande gruppcentraler med mindre än 50 GWh förbrukning.

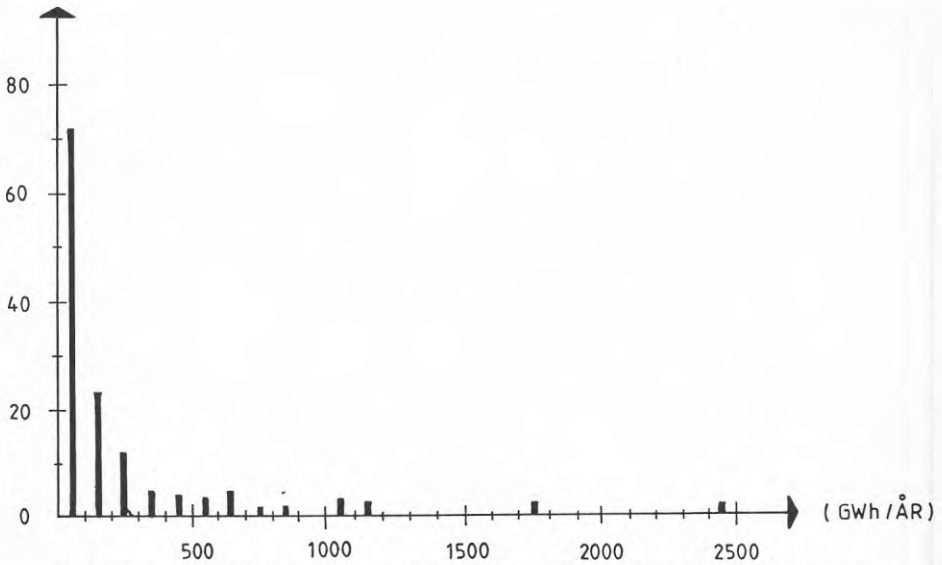
Enligt Svenska Värmeverksföreningens statistik för fjärrvärmenät fördelar sig år 1985 de olika medlemmar-  
nas värmeproduktion på det sätt som visas i figur 11.4.

Figur 11.4 visar att huvuddelen av värmeverken i Sverige är väsentligen större än i Kungälvsfallet. Till ovanstående statistik skall läggas ett hundratal tät-  
orter inom angivet intervall som idag inte har utbyggd fjärrvärme men som i framtiden skulle kunna erhålla detta.

TOTAL VÄRME-  
PRODUKTION  
(GWh)



ANTAL FJÄRR-  
VÄRMEVERK

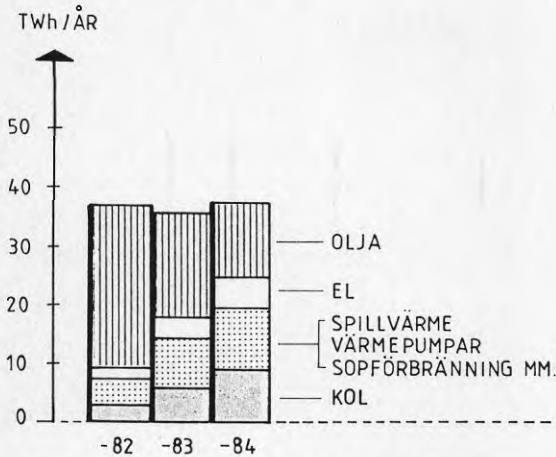


Figur 11.4 Överst: Den totala fjärrvärmeproduktionen i Sverige fördelat på olika värmeunderlagsstorlekar.

Nederst: Antalet fjärrvärmeverk i Sverige fördelat på olika värmeunderlagsstorlekar.



För fjärrvärmeverken fördelar sig värmeförsörjelsen enligt figur 11.5.



Figur 11.5 De svenska fjärrvärmeverkens värmeförsörjning.

Ungefär en tredjedel av fjärrvärmearläggningarnas energitillförsel härrör sig således från olja. Det är genomgående fråga om utpräglad topplast som produceras med oljeeldade pannor. Olja i befintliga pannor är, och torde inom överskådlig framtid förbli, utan konkurrens det billigaste sättet att klara effektoppar.

Av det här framgår att ser man bara på för större solvärmeanläggningar tillräckliga värmelaster, så finns det idag drygt 300 gruppcentraler och drygt 50 fjärrvärmearläggningar som är storleksmässigt tänkbara för solvärmesystem typ Kungälv.

Då det gäller större fjärrvärmecentraler torde minst hälften av oljeanvändningen vara hänförlig till utpräglad effekttäckning. Därmed skulle det vid dessa röra sig om högst ca 5 TWh olja och 5 TWh el som skulle vara teoretiskt intressant att ersättas av solvärme med årslagring.

Andelen olja i de mindre gruppcentralerna och framförallt i de ännu icke utbyggda gruppcentralstorlekarna är högre än i fjärrvärmeverken.

Det här avser endast värmelasternas storlek och energislag. Tar man även med kravet att det måste finnas förutsättningar för att bygga stora värmelager och stora solfångarfält, minskar antalet tänkbara anläggningar. Det syns ändå ganska klart att det finns fysiska förutsättningar för så många anläggningar av Kungälvs typ och storlek att åtminstone ett par TWh per år kunde alstras, dvs vad man skulle kunna betrakta som

ett minimum för att tekniken som sådan skall vara intressant.

#### 11.4 Kungälvskonceptets generalitet

Som tidigare nämnts karaktäriseras Kungälvskonceptet av att värme finns tillgängligt i ett lager med i sig relativt obegränsade effektmöjligheter. Den enda egentliga begränsningen visavi gruppcentral- eller fjärrvärmenät är lagertemperaturen, maximalt ca 100°C.

Betraktar man de större fjärrvärmenäten kräver de flesta ca 120°C på vintern vid dimensionerande utetillstånd. Detta innebär att möjlig energitäckning i dessa nät vid temperaturer på nivån 100°C överstiger 75%. Mer kritiskt för systemet generellt är nätens returtemperatur då returtemperaturen bestämmer såväl lagrets kapacitet som solfångarnas prestanda. Här varierar fjärrvärmenäten högst väsentligt, och i de nät där man har gjort ansträngningar att sänka returtemperaturerna (bl a i samband med motttrycksproduktion av el eller spillvärmeanvändning) har man i samtliga fall kommit ner till de temperaturer som är specificerade i Kungälvskonceptet.

För nybyggda nät är det inga större tekniska problem då nätet kan dimensioneras på samma sätt som är gjort i Kungälvskonceptet.

Man kan sammanfattningsvis konstatera att tekniken dels p g a sina stora effektmöjligheter och dels på grund av sin relativt sett höga temperaturnivå är generellt användbar i det stora flertalet fjärrvärmenät.

12.            ORGANISATION AV SOLVÄRMEPROJEKTET I KUNGÄLV

INNEHÅLL

SID

SAMMANFATTNING

12.1	<u>Byggnation i en etapp</u>	12:1
12.2	<u>Etapptvis utbyggnad</u>	12:3
12.2.1	Systemutformning och drift	12:3
12.2.2	Årsvisa värmekostnader	12:6

## SAMMANFATTNING (KAPITEL 12)

Både solfångarfält, bergrum och fjärrvärmesystem beräknas ta omkring två år att bygga.

Solfångarfältets byggtid bestäms till stor del av tillverkningstiden för solfångarna. Det krävs drygt 10 personer för att tillverka Kungälvanläggningens solfångare inom en tvåårsperiod. Detta kan ske i befintliga industrier som redan idag arbetar med solfångartillverkning. Om ytterligare personalresurser behövs i en forcerad tillverkningsfas kan entreprenörer inom närliggande verksamhetsområden enkelt engageras. Några fasta resurser för solfångartillverkning behöver alltså ej byggas upp speciellt för projektet.

Tillverkningsstart och takt anpassas till mark- och bergrumsarbetenas uppläggning. Solfångarna monteras successivt på färdigställda markytor där ledningsdragningen ligger på en rörentreprenad som samordnas med markentreprenaden. Den senare samordnas i sin tur med bergrumsentreprenaden eftersom sprängmassor används vid markplaneringen. För solfångarmontaget behövs endast ett par personer som troligen engageras inom rörentreprenaden.

Tidplanen för solfångarfältet styrs främst av planen för bergrumsbyggandet eftersom bergmassorna lämpligen används vid markarbetena för solfångarfältet. Bergrumsbyggandet beräknas ske i tvåskift och sysselsätta omkring 25 personer. Den separata, mindre bergrumsdelen inrymmande värmecentral bör färdigställas i tidigt skede så att värmeförsörjning av färdiga fjärrvärmeområden kan ske med centralens bränslepannor. Efter vattenuppfyllning av lagringsvolymen som tar drygt en månad startas omedelbart uppvärmningen med solvärme, en tidpunkt som bör ligga under vårperioden.

Ett år senare har solvärmeanläggningen kapacitet för att täcka hela uppvärmningsbehovet hos omkring 65% av det planerade värmeunderlaget. Mot denna bakgrund syns en lämplig, senaste starttidpunkt för fjärrvärmeutbyggnaden ligga omkring ett år innan solvärmeanläggningens idrifttagning. Förhandlingar med tilltänkta värmekunder gör att man måste räkna med full anslutningsgrad först något eller några år efter fjärrvärmesätets färdigställande. Den skisserade utbyggnadsplanen på fjärrvärmesidan passar därför väl ihop med solvärmeanläggningens funktionssätt under de första åren.

Bergrummet måste byggas i en enda etapp medan solfångarfältet mycket väl kan byggas ut i flera etapper. En successiv utbyggnad av solfångarfältet under en 10-årsperiod kan ge planmässiga och ekonomiska fördelar framför byggnation i en etapp. Kapitalbehovet fördelas över en längre tid och större möjligheter fås till målmedveten rationalisering och kostnadsänkning vid solfångartillverkning.

En etappvis utbyggnad av solfångarfältet kombinerad med elbaserad värmeförsörjning på sommaren gör att anläggningen ur förbrukarsynpunkt fungerar ungefär likadant som om hela solfångarfältet byggs ut från början. Med hjälp av prisbillig sommarel används den delvis fristående värmelagringskapaciteten effektivt under utbyggnadsskedet. Därvid utnyttjas endast ca 25% av elverkets kapacitetsreserver sommartid. Naturgaseldning utnyttjas för tillsatsvärme vintertid.

Under utbyggnadsperioden beräknas solfångarfältets anläggningskostnader kunna sänkas i jämn takt från 1200 kr/m<sup>2</sup> till 700 kr/m<sup>2</sup>. Vid fullständig självfinansiering med räntan 11% beräknas den genomsnittliga värmeproduktionskostnaden över en 30-årsperiod vara 0,31 kr/kWh (exklusive fjärrvärmefördelning). Motsvarande kostnad är 0,23 kr/kWh för värmeproduktionsalternativet med enbart naturgaspannor. Sistnämnda kostnad fås även i solvärmealternativet med ett investeringsbidrag av 75 Mkr första året. Detta bidrag täcker anläggningskostnaden för bergrummet, den första solfångaretappen samt en del av anläggningens installationer.



12. ORGANISATION AV SOLVÄRMEPROJEKTET I KUNGÄLV12.1 Byggnation i en etapp

Tidsplaneringen för det nya värmeförsörjningssystemet i Kungälv består av de fem huvudarbetena: fjärrvärmesystem, bergrum, markarbeten, solfångarfält samt värmecentral. Tidsåtgången för byggnation av fjärrvärmesystemet är cirka ett år. Därtill kommer projektering, legala handlingar samt förhandlingar med värmekunder. Den totala tidsåtgången blir två till tre år från beslut om utbyggnad till färdig fjärrvärmearläggning. Man bör bygga ut kulvertsystemet i etapper där man i första etappen bygger all markkulvert medan endast ett fåtal större förbrukare ansluts. Därefter ansluts mindre förbrukare successivt. För tillkommande och troligen tillkommande abonnenter proppas anslutningar i mark. Genom detta förfaringssätt kommer värmelasten att under de första driftåren vara reducerad vilket även värmeproduktionen från solvärmearläggningen är, beroende på erforderlig initialuppvärmning av lagervatten och omgivande bergmassor. Fjärrvärmesystemet kan även tas i drift något före solvärmearläggningen och då tillfälligt värmas med gaspannorna.

När distributionsnätet är idrifttaget kan entreprenadarbetena för anslutning av undercentraler fortsätta kontinuerligt med några arbeten löpande parallellt under något år tills de planerade undercentralerna är anslutna. Sedan kan ytterligare abonnenter utöver vad som har föreslagits i utredningen anslutas.

Utbyggnadstakten för fjärrvärmesystemet kommer således till stor del att styras av mängden slutna värmeleveransavtal samt kapacitet hos byggorganisationen bestående av kommunens tjänstemän, konsulter samt entreprenörer. Cirka 15 man kommer att vara sysselsatta med uppförandet av fjärrvärmesystemet under en tvåårsperiod.

Bergrummet kan inte byggas i etapper då det efter färdigställandet måste vattenfyllas helt och hållet. Efter det att bergrummet är vattenfyllt kan man inte ansluta ytterligare bergrumsdelar utan att tappa ur de tidigare byggda bergrummet på sitt vatteninnehåll. Bergrummet tar cirka två år att bygga med en arbetsinsats från omkring 25 personer. Parallellt med utsprängning och uttransport av bergmassorna måste markarbetena för solfångarfältet utföras då en del av massorna kommer att utgöra underlag för fältet. Vidare bör utsprängningen samordnas med krossning och försäljning av massorna för byggnation i närliggande områden. Då markarbetena till ungefär halva ytan är beroende av massor från bergrumsbyggnationen måste dessa arbeten utföras under cirka ett och ett halvt års tid. Under denna tid är 8 till 10 man sysselsatta med att färdig-

ställa marken för solfångarna. Monteringen av solfångare på plats kräver en arbetsinsats av i genomsnitt två personer under ett och ett halvt år.

Tillverkning av solfångarna bedöms kunna ske under en tvåårsperiod. Då det är fråga om relativt stora volymer solfångare sätts dessa upp på marken allt eftersom de är färdigtillverkade och lämpliga markområden färdigställda. Nästa halva solfångarytan kommer på detta sätt att stå i stagnation under en säsong då lagret inte är färdigbyggt under tiden dessa monteras. En viss del av den producerade värmen kan försörja det delvis utbyggda fjärrvärm nätet direkt men nätet kan inte svälja hela solvärmeproduktionen. Det är således nödvändigt i så här stora anläggningar att solfångarna är konstruerade för att klara en längre tids stagnation.

Uppförande av ett solfångarfält berör ett stort antal industrier och entreprenörer. En mycket stor del av uppförandet är knutet till inhemsk resursanvändning i form av arbetskraft och material. I Kungälvprojektet kan en övervägande del av tillverkningen ske i befintliga industrier som är knutna till den tillverkning som redan idag utförs.

De extra resurser i form av arbetskraft, lokaler etc. som behövs för speciella delar av tillverkningen kan med fördel klaras av entreprenörer inom näraliggande verksamhetsområden. Hur stor del som sker med hjälp av entreprenörer och hur stor del som sker i solvärmeföretag är helt beroende av hur marknaden för solvärme utvecklas.

Organisastionen av solvärmeprojektet i Kungälv förutsätts dock vara sådan att det ej krävs någon omedelbar fortsättning med likadana eller större projekt. Detta ställningstagande har gjort att alla resurssatsningar som behövs i Kungälvprojektet har fått inkalkyleras i projektets anläggningskostnader.

Byggnationen av den bergrumsförlagda värmecentralen påbörjas lämpligen samtidigt som bergrummet och de egentliga kulvertarbetena påbörjas. Detta dels för att värmecentralens gaspannor ska kunna värmeförsörja tidigt färdigställda fjärrvärmeområden och dels för att solvärmen från tidigt färdigställda delar av solfångarfältet ska kunna nyttiggöras trots att värmelagret ej är idrifttaget. Värmelagret bör vara klart för idrifttagning omkring månadsskiftet mars-april. Lagret har då fyllts med älvvatten vars temperatur endast är omkring 1°C. Vattenuppfyllning sommartid när älvvattnet är som varmest skulle ge en starttemperatur av 15-20°C. Valt alternativ med uppfyllning under vartiden är ändå bättre med hänsyn till att solfångarfältets uppvärmningskapacitet av ekonomiska skäl bör utnyttjas maximalt redan från början.



Omkring 70 man beräknas vara sysselsatta med direkt projektarbete under en tvåårsperiod. Mer än 100 man är sysselsatta om man inräknar materialleveranser till solfångaranläggning, värmecentral och fjärrvärmesystem.

## 12.2 Etappvis utbyggnad

Bergrummet måste som tidigare nämnts byggas i en enda etapp. Solfångarfältet kan däremot mycket väl byggas ut i flera etapper. Det förslag till etappvis utbyggnad som beskrivs i det följande bygger på idén att först bygga bergrummet som helhet och därefter successivt bygga ut solfångarfältet i jämn takt under en 10-årsperiod. I det fallet får alltså anläggningen det utseende och den funktion som beskrivs i denna rapportens övriga avsnitt först 10 år efter driftsstarten. Bakom idén med etappvis utbyggnad ligger främst ekonomiska skäl. Dels fördelas kapitalbehovet över en längre tid och dels fås större möjligheter till målmedveten rationalisering och kostnadssänkning vid solfångartillverkning än vid byggnation i en etapp. Möjligen kan det även finnas fördelar från plansynpunkt i Kungälv med etappvis utbyggnad.

I etapputbyggnadsfallet utnyttjas bergrummets värmelagringskapacitet endast till en mindre del under de första åren om endast solfångarna står för värmetillförseln. Utnyttjande av prisbillig sommarel erbjuder här en intressant möjlighet att använda den fristående värmelagringskapaciteten på ett effektivt sätt. En etappvis utbyggnad av solfångarfältet kombinerad med elbaserad värmetillförsel på sommaren gör att anläggningen ur förbrukarsynpunkt fungerar ungefär likadant som om hela solfångarfältet byggs ut från början. Det med åren minskade behovet av elvärmetillförsel bör passa väl ihop med den svenska utvecklingen på elproduktionsområdet där kärnkraftsavvecklingen finns i sikte inom den närmaste 20-årsperioden. Utvecklingen får sedan visa om det även senare kommer att finnas tillgång av prisbillig sommarel. I det fallet kan elvärmetillförsel sommartid utnyttjas även då solfångarfältet är helt utbyggt. Detta eftersom solvärmetillförseln behäftas med klimatbetingade variationer år från år vilket gör att det finns en fristående värmelagringskapacitet av varierande storlek.

### 12.2.1 Systemutformning och drift

10 års jämn utbyggnad av solfångarfältet innebär att ca 12.600 m<sup>2</sup> solfångare installeras per år. Dessa ansluts direkt till bergrummet till vilket även en elpanna ansluts direkt från början. En naturgaspanna för tillsatsvärme vintertid ansluts direkt till fjärrvärmesystemet. Systemutformningen för den föreslagna anläggningen blir således en kombination av de utformningar som visas i figur 5.1 och 5.2.

Anslutningsprincipen för gaspannan innebär att denna måste dimensioneras för fjärrvärmesystemets maximala värmeeffektsbehov på 22 MW. Elpannans storlek måste dimensioneras med hänsyn till dels fristående värmelagringskapacitet och dels tillgänglig drifttid. Som drifttid har här valts perioden maj-augusti varunder elpriserna, dvs priserna för sk råkraft från högspänningsnätet, är allra lägst på året. Heltidsdrift under denna period ger drifttiden 2950 timmar per år. Med sol- och elvärme i kombination beräknas värmelagrets kunna utnyttjas mellan temperaturerna  $42^{\circ}\text{C}$  och  $95^{\circ}\text{C}$  vilket motsvarar lagringskapaciteten  $24,4$  GWh. Marginalen upp till maximaltemperaturen  $100^{\circ}\text{C}$  kan här väljas låg eftersom variationen i värmeförsel från det delutbyggda solfångarfältet är relativt låg jämfört med det helt utbyggda fältet som kräver drygt  $10^{\circ}\text{C}$  i temperaturmarginal. Om förhållandena är 2 med 20% av solfångarfältet utbyggt väljs för elpannedimensioneringen blir erforderlig värmeeffekt 10 MW och erforderlig eleffekt  $10,5$  MW med totalverkningsgraden satt till 0,95. Denna eleffekt utgör endast ca 25% av de kapacitetsreserver som finns hos Kungälv's Elverk under aktuell tidsperiod. Om istället förhållandena är 1 med mycket stora lagervärmeförluster väljs för dimensioneringen blir elpannan så stor att den utnyttjas alltför oekonomiskt resterande driftår varför år 2 valts för dimensioneringen.

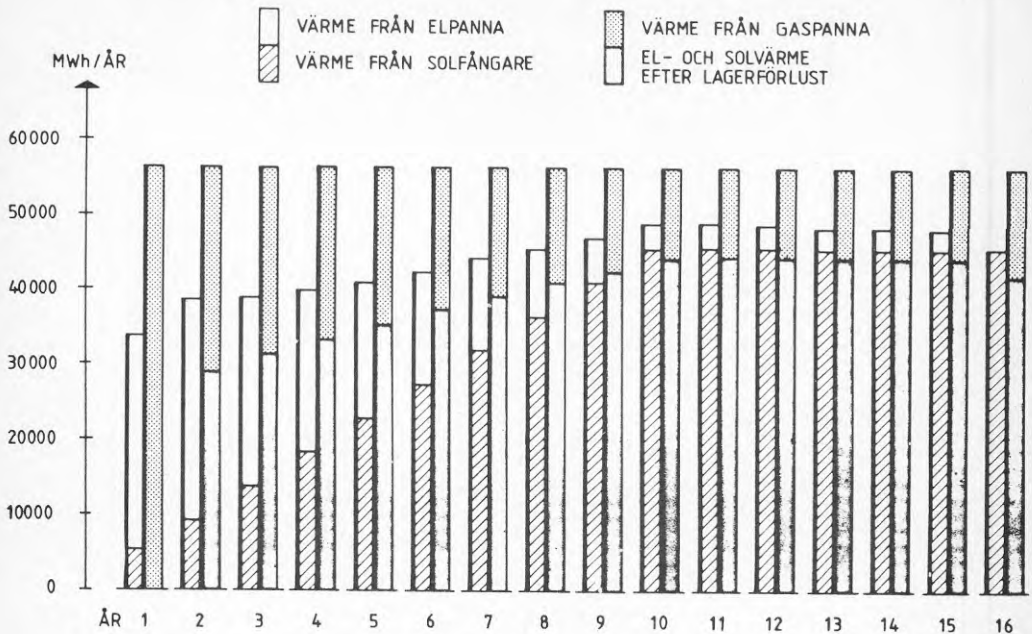
I tabell 12.1 anges värmeproduktionens beräknade sammansättning för några av de 10 första driftåren. Elpannan svarar år 3, 5 respektive 10 för 39, 30 respektive 5% av all värmeproduktion. År 1 är motsvarande andel 32% och alltså lägre än år 3 vilket beror på att lagervärmeförlusterna är mycket stora i startfasen med kall vattenvolym och kalla bergpartier vilket gör att fjärrvärmebehovet helt måste täckas av gasbaserad värmeproduktion. Värmeproduktionens sammansättning för de 16 första driftåren visas i figur 12.1. Möjlighet till elvärmeförsel antas här endast finnas under de 15 första driftåren.

Tabell 12.1 Värmeproduktionens beräknade sammansättning för Kungälvanläggningen vid etappvis utbyggnad av solfångarfältet samt elvärmelagring sommartid. Solfångarfältet byggs ut med ca 12.600 m<sup>2</sup> per år under 10 år.

	År 1	År 3	År 5	År 10
o Solvärmeproduktion brutto (GWh/år)	5,2	13,8	23,0	45,9
o Elvärmeproduktion brutto (GWh/år)	28,8	25,2	18,4	3,0
o Lagervärmeförlust (GWh/år)	34,0	7,6	5,8	4,4
(%) <sup>1)</sup>	100	20	14	9
o Sol- och elvärmeproduktion netto (GWh/år)	0	31,4	35,6	44,5
(%) <sup>2)</sup>	0	56	63	79
o Gasbaserad värmeproduktion (GWh/år)	56,3	24,9	20,7	11,8
(%) <sup>2)</sup>	100	44	37	21

1) Förlust i förhållande till sol- och elvärmeproduktion brutto.

2) Värmeproduktion i förhållande till total fjärrvärmeproduktion.



Figur 12.1 Värmeproduktionens beräknade sammansättning för Kungälvanläggningen vid etappvis utbyggnad av solfångarfältet samt elvärmelagring sommartid. Solfångarfältet byggs ut med ca 12.600 m<sup>2</sup> per år under 10 år.

#### 12.2.2 Årsvisa värmekostnader

Föreliggande avsnitt behandlar värmeproduktionskostnader för solvärmealternativet gentemot alternativet där enbart naturgaspannor placerade i en fjärrvärmecentral står för hela värmeproduktionen. Kostnaden för värmedistributionen via fjärrvärmesystemet är lika stor för de båda alternativen varför den ej är medtagen i redovisningen.

Alla kostnader som redovisas är uttryckta i 1988 års penningvärde. Liksom i rapportens övriga ekonomiredovisningar sammansätts de årliga värmeproduktionskostnaderna av kapitalkostnader, drift- och underhållskostnader samt bränslekostnader för värmeproducerande anläggningar. Redovisningen omfattar årsvisa värmeproduktionskostnader för en 30-årsperiod.

Kapitalkostnaderna är beräknade med 11% nominell ränta och inflationstakten 5% per år, dvs 6% realränta. Drift- och underhållskostnaderna har beräknats vara konstanta under hela tidsperioden för alla anläggningsdelar utom solfångarfältet där dessa kostnader ökar i proportion till utbyggnadsgraden. Avskrivningstider och underhållsschabloner för alla anläggningsdelar finns redovisade i kapitel 8. Utvecklingen av naturgas- och elpris är baserad på prognoser från Statens Energiverk och redovisas i tabell 12.2. Angivna elpriser gäller s.k. råkraft från högspänningsnätet. Utgångspriset år 1989 är satt med ledning av Vattenfalls senaste tarifförslag och är något lägre än vad som redovisas i kapitel 8. Uppgifterna enligt kapitel 8 är använda för kostnadskalkyler i övriga delar av rapporten eftersom det nu gällande tarifförslaget ej var känt vid dessa delars utarbetande. Detta förändrar dock ej några av de resultat som redovisas i rapportens övriga delar i någon nämnvärd grad.

Tabell 12.2 Utvecklingen av naturgas- och elpris baserad på prognoser från Statens Energiverk. Elpriserna gäller s.k. råkraft från högspänningsnätet under perioden maj-augusti. Alla priser anges i 1988 års penningvärde.

År	Naturgaspris	Elpris	År	Naturgaspris
	(kr/kWh <sub>b</sub> )	(kr/kWh <sub>e</sub> )		(kr/kWh <sub>b</sub> )
1989	0,143	0,085	2004	0,192
1990	0,146	0,085	2005	0,196
1991	0,149	0,085	2006	0,200
1992	0,152	0,085	2007	0,204
1993	0,155	0,085	2008	0,208
1994	0,158	0,085	2009	0,222
1995	0,161	0,088	2010	0,216
1996	0,164	0,090	2011	0,221
1997	0,168	0,093	2012	0,225
1998	0,171	0,096	2013	0,230
1999	0,174	0,099	2014	0,234
2000	0,178	0,101	2015	0,239
2001	0,181	0,104	2016	0,244
2002	0,185	0,108	2017	0,249
2003	0,189	0,111	2018	0,254

Undantaget det etapputbyggda solfångarfältet framgår alla anläggnings- och underhållskostnader för de båda anläggningsalternativen i avsnitten 5.4.1 och 9.2.3. För solvärmealternativet med utnyttjande av sommarel tillkommer kostnaderna för en elpanna med tillhörande

utrustning för högspänningsmatning från elverket till den bergrumsförlagda servicecentralen där pannan placeras. Elpannan med värmeeffekten 10 MW beräknas kosta 2,5 Mkr (250 kr/kW) och tillhörande utrustning 1 Mkr. Den årliga underhållskostnaden beräknas vara 1% av dessa anläggningskostnader.

När det gäller solfångarfältets etappvisa anläggningskostnader är den i kapitel 11 redovisade kostnadsutvecklingen tillämplig. Specifika kostnaden för den första etappen är 1200 kr/m<sup>2</sup> och för den tionde etappen 700 kr/m<sup>2</sup>. Med jämn kostnadssänkningstakt kommer anläggningskostnaden för varje etapp om ca 12.600 m<sup>2</sup> solfångare att vara den som anges i tabell 12.3 där även övriga anläggningskostnader anges.

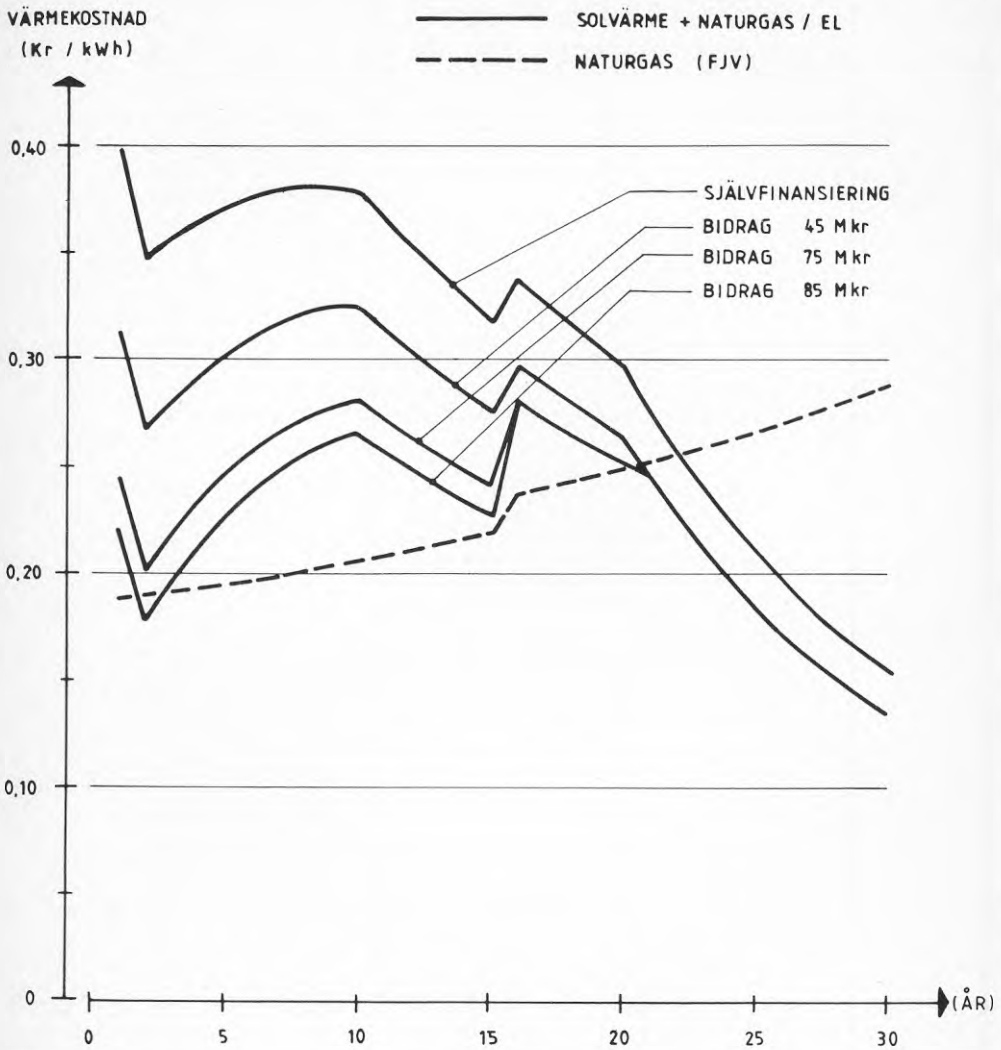
Tabell 12.3 Anläggningskostnader för Kungälvanläggningen vid etappvis utbyggnad av solfångarfältet. Kostnaderna anges i 1988 års penningvärde.

År	Anläggningsdel	Anläggningskostnad (kkr)
1	Gas- och elpanneanläggning.	13 400
	Installationer i värmecentral och bergrum	12 300
	Solfångarfält 12.600 m <sup>2</sup>	15 100
	Bergrum för värmelager och värmecentral	44 300
	Projektkostnader	4 300
2	Solfångarfält 12.600 m <sup>2</sup>	14 400
3	- " - - " -	13 700
4	- " - - " -	13 000
5	- " - - " -	12 300
6	- " - - " -	11 600
7	- " - - " -	10 900
8	- " - - " -	10 200
9	- " - - " -	9 500
10	- " - - " -	8 800
Total anläggningskostnad		ca 194 Mkr

Med nämnda förutsättningar fås årsvisa värmeproduktionskostnader enligt figur 12.2. Den höga kostnaden år 1 jämfört med år 2 förklaras av hög naturgaskostnad under den första uppvärmningsfasen för värmelagret då sol- och elvärme ej lämnar något nettotillskott till fjärrvärmesystemet. Kostnadsökningen mitt i 30-årsperioden har sin förklaring i att återinvesteringar för gaspannor och installationer erfordras. Kostnaderna för solvärmealternativet visas dels för fallet med fullständig självfinansiering och dels för ett par fall där investeringsbidrag täcker en del av första årets investeringar. Exempelvis täcker ett bidrag av 45 Mkr berggrumskostnaden medan 75 Mkr dessutom täcker kostnaden för den första solfångaretappen samt för en del av anläggningens installationer. Ett bidrag av 85 Mkr täcker det första årets investeringar helt undantaget projektkostnaderna.

I tabell 12.4 anges genomsnittliga värmeproduktionskostnader över 15 respektive 30 år från startåret räknat för solvärmealternativet med olika bidrag samt för alternativet med endast naturgaspannor. För båda alternativen ska om kostnaden för fjärrvärmesystemet inkluderas värmekostnaderna ökas med 0,08 kr/kWh. Av tabell 12.4 framgår att ett investeringsbidrag av 75 Mkr, dvs ca 39% av den totala anläggningskostnaden exklusive fjärrvärmesystem, behövs i solvärmealternativet för att värmeproduktionskostnaden sedd över 30-årsperioden ska bli lika med kostnaden för alternativet med enbart naturgaspannor.

Med den redovisade kostnadsutvecklingen för solfångarfält kan ett utbyte av solfångare i befintliga fält beräknas kosta omkring 600 kr/m<sup>2</sup>. Kostnaderna för utbyte av pannor och rörinstallationer framgår av tabell 12.3. Om det förutsätts att berggrumskostnaden är täckt av investeringsbidrag från början samt att naturgaskostnaden uppgår till 0,25 kr/kWh, kommer med dessa uppgifter värmeproduktionskostnaden för solvärmealternativet att ligga på nivån 0,25 kr/kWh under perioden närmast efter den inledande 30-årsperioden. Motsvarande kostnad ligger på nivån 0,30 kr/kWh för alternativet med enbart naturgaspannor.



Figur 12.2 Årsvisa värmeproduktionskostnader för Kungälvanläggningen vid etappvis utbyggnad av solfångarfältet samt för alternativet med naturgaspannor för hela värmeproduktionen i fjärrvärmecentralen. Kostnaden för fjärrvärmesystem ingår ej. Kostnaderna anges i 1988 års penningvärde.



Tabell 12.4 Genomsnittliga värmeproduktionskostnader för Kungälvanläggningen vid etappvis utbyggnad av solfångarfältet samt för alternativet med naturgaspannor för hela värmeproduktionen i fjärrvärmecentralen. Kostnaden för fjärrvärmesystem ingår ej. Kostnaderna anges i 1988 års penningvärde.

Alter- nativ	Investeringsbidrag		Total årskostnad		Värmeproduktionskostnad	
	(Mkr)	(%) <sup>1)</sup>	år 1-15 (kkr/år)	år 1-30 (kkr/år)	år 1-15 (kr/kWh)	år 1-30 (kr/kWh)
Solvärme + naturgas/el	0	0	20 650	17 270	0,367	0,307
- " -	45	23	17 240	14 740	0,306	0,262
- " -	55	28	16 280	14 160	0,289	0,252
- " -	65	34	15 350	13 660	0,273	0,243
- " -	75	39	14 380	13 180	0,255	0,234
- " -	85	44	13 400	12 960	0,238	0,225
Naturgas (FJV)	-	-	11 540	13 180	0,205	0,234

1) Bidrag i förhållande till total anläggningskostnad exklusive fjärrvärmesystem-194 Mkr.



REFERENSER

AB Rolmo Värmeteknik - Underlag till Kungälvutredningen avseende kraftvärmeanläggningar samt naturgaseldade pannanläggningar, 1987.

AB Scandiaconsult Mitt - Underlag till Kungälvutredningen avseende fastbränslealternativet, 1987.

Andersson P-Å, Askling Å, Dalenbäck J-O - SIMSYS, Simuleringsprogram för värmecentraler med ny energiteknik, Chalmers Tekniska Högskola, Avdelningen för installationsteknik, Rapport 1986:2.

Bergqvist P - Provning av solvärmesystem med komponenter, Statens Provningsanstalt, VVS-teknik, SP-Rapp. 1987:32.

Claesson J m.fl. - Markvärme, En handbok om termiska analyser, Byggeforskningsrådet, T16:1985.

Claesson T, Hultmark G, Jilar T - Säsongslagrad solvärme i Kungälv, Sammanfattning av en förundersökning, Byggeforskningsrådet, T9:1986.

Dalenbäck J-O - Storskalig solvärmeteknik i Sverige, Systemuppbyggnad och dimensionering, Byggeforskningsrådet, R24:1988.

Eftring B - Stratified Storage Temperature Model, Manual for Computer Code, Lunds Tekniska Högskola, Avdelningen för matematisk fysik, 1982.

Energiplaneringen i Kungälvs kommun, april 1987.

Jilar T - Solvärmeteknik i stor skala, Ingelstad - En värmecentral utan värmepump, Byggeforskningsrådet, R103:1984.

K-Konsult Göteborg - Kungälvs Kommun, Utredning av fjärrvärme i centralorten, mars 1982.

Olsson S - Potential for Using Alternative Energy Technologies in Group Central Heating Systems in Sweden, Byggnadsforskningssamfundet, D12:1983.

Statens Energiverk - Småskalig kraftvärme, Teknisk utveckling, möjlig elproduktion, Rapport 1986:1.

Statens Vattenfallsverk - Kolets Hälso- och Miljöeffekter, Projekt KHM, Slutrapport april 1983.

Statens Vattenfallsverk - Naturgas, Hälsa, Miljö, "State-of-the-art" - Rapport, september 1984.

Svenska Gasföreningen - Naturgasmanual, 1982.

Svenska Statoil AB, gasolmarknad - Bra att veta om gasol, 1986.

Svenska Värmeverksföreningen - Rapport från effektbestämningskommittén, 1981.

THE UNIVERSITY OF CHICAGO PRESS  
50 EAST LEXINGTON AVENUE  
NEW YORK, N. Y. 10017



Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 851074-5,  
870438-1 och 880367-2 från Statens råd för byggnadsforskning  
till Scandiaconsult AB, Göteborg, Kungälv's kommun/  
kommunalkansliet och Scandiaconsult AB, Stockholm.

**Art.nr: 6708104**

**Abonnemangsgrupp:  
W. Installationer**

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

**Cirka pris: 84 kr exkl moms**

**R104: 1988**

**ISBN 91-540-4974-1**

**Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm**