



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.



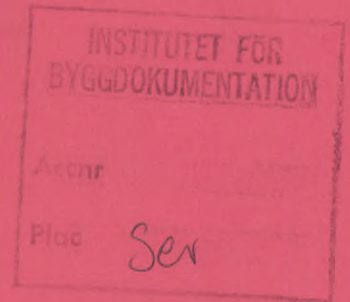
Rapport

R94:1989

**Nytt energisystem för
uppvärmning med naturgas**

Bostadsområde i Rösbo

Peter Margen



$\frac{12}{84}$

Byggeforskningsrådet

R94:1989

NYTT ENERGISYSTEM FÖR UPPVÄRMNING
MED NATURGAS

Bostadsområde i Rösbo

Peter Margen

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 880489-7
från Statens råd för byggnadsforskning till Margen-
Consult AB, Nyköping.

REFERAT

Rapporten redovisar en ekonomisk jämförelse av följande fyra sätt att försörja ett planerat bostadsområde vid Rösbo med värme och varmvatten:

- o Individuella oljepannor,
- o Fjärrvärme med "Grudissystem" och
 - a) gemensamma pannor eldade med gasol eller naturgas,
 - b) gemensamt minikraftvärmeverk och topplastpannor eldade med gasol eller naturgas,
- o Elvärmda hus.

Området är planerat för blandbebyggelse (friliggande småhus, radhus och lamellhus) med initialt 500, senare 900 lägenheter.

För varje försörjningsalternativ optimeras de energibesparande åtgärderna och isoleringsnivå, dels för privatekonomi, dels nationalekonomi. Olika inomhussystem med vattenburen värme, luftvärme och direktel jämförs. För privatekonomin har beräkningar utförts med den förväntade reduktionen i marginalskatten till i genomsnitt 30%.

Slutsatsen är att alternativen med fjärrvärme är mera ekonomiska än de övriga alternativen särskilt för det nationalekonomiska synsättet, men även ur privatekonomisk synpunkt. Betydligt hårdare energibesparingsåtgärder är motiverade för elvärme än för fjärrvärmealternativen.

Fjärrvärmealternativen a) och b) ger i stort sett jämförbar ekonomi med dagens energiskattesystem, däremot att b) gynnas om energiskatten modifieras i en riktning som inte diskriminerar kraftvärme i lika hög grad som dagens skattesystem. Fjärrvärmealternativet b) med minikraftvärmeverk ger största erfarenhetsutbyte, dvs erfarenheter både betr ett stort grudisfjärrvärmesystem och mini-KVV med modern teknik.

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.

R94:1989

ISBN 91-540-5104-5

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Svenskt Tryck Stockholm 1989

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

	Sid
Sammanfattning	i
1. Bakgrund	1
2. Bostadsområdet i Rösbo	2
3. Optimeringsförutsättningar för privatekonomi resp nationalekonomi	3
3.1 Kapitalkostnader	3
3.2 Marginalkostnader för energi.....	4
3.2.1 Vilka kostnader påverkas av energiför- brukningen?	4
3.2.2 Numeriska värden för olika försörjnings- system.....	6
3.2.3 Slutsats.....	7
4. Husens interna optimering	7
4.1 Val av värmebärare	7
4.2 Optimal isolering, fönster, värmeåtervinning.....	9
4.3 Ackumulering	10
5. Kostnaden för ett fjärrvärmedistributionssystem av Grudis-typ	12
6. Produktionsutrustning i fjärrvärmesystemet.....	14
6.1 System utan minikraftvärmeverk.....	14
6.2 System med minikraftvärmeverk.....	14
6.2.1 Otto- eller dieselmotor?	14
6.2.2 Lämplig effekt och utnyttjningstid	15
6.2.3 Värdet av elproduktion	16
6.2.4 Större Ottomotorer	17
6.2.5 Anpassade bilmotorer	17
6.2.6 Resultat.....	18
7. Elvärmdda hus	20
8. Miljöeffekter.....	21
8.1 Svavel (SO ₂).....	21
8.2 Kväveoxider (NO _x)	22
8.3 Koldioxid och metan	23
8.4 Stoft och tungmetaller	23
8.5 Brandsäkerhet.....	23
8.6 Sammantagen bedömning	24

	Sid
9. Resultat och känslighetsanalys.....	24
9.1 Investeringar	24
9.2 Årskostnader	25
9.3 Känslighetsanalys	25
9.4 Slutsatser.....	27
Referenser	29

Tabell 1 - 10

Figur 1 - 9

Bilaga 1. Elkostnadsprognos 1991 t o m 2015

Bilaga 2. Inverkan av energibesparande åtgärder på husens investeringskostnader och energiförbrukning

Förord

Denna rapport redovisar framför allt en ekonomisk jämförelse mellan elvärme och småskalig fjärrvärme med eller utan mini-kraftvärmeverk för ett planerat bostadsområde, Rösbo, på norra Hisingen. Sedan rapporten färdigställdes tog Göteborgs kommun beslutet att inte bygga ut detta bostadsområde under de närmaste åren. Jämförelsen har ändå intresse för liknande bostadsområden, eftersom den behandlar problematiken principiellt, med en omfattande känslighetsanalys.

Bland annat optimeras husens isolering och interna värmesystem för de olika alternativen, dvs elvärme resp fjärrvärme.

Värdefull information och synpunkter har erhållits från bl a Sven Göran Ohlsson och Jan Lindmark (Energisparcentrum Göteborg), Björn Karlsson (Linköpings Tekniska högskola), Sven Arne Frykheden och Åke Andersson (Energiverken i Göteborg), Tord Isaksson (Vattenfall) och Sören Persson, Studsvik.

Peter Margen
april 1989

Sammanfattning

Rapporten analyserar ekonomin av olika sätt att försörja ett planerat bostadsområde med blandbebyggelse för initialt 500, senare 900 lägenheter i Rösbo, Norra Hisingen. Därvid väljs följande fyra mest intressanta försörjningsalternativen av de åtta alternativ som behandlats i en tidigare förstudie (Ref 1):

- Alt 1 Individuella oljepannor
- Alt 3 Fjärrvärme med "Grudis"-system utan minikraftvärmeverk med gasol eller naturgaseldning
- Alt 4 Fjärrvärme med "Grudis"-system med minikraftvärmeverk med eller utan naturgaseldning
- Alt 6 Elvärme

För vart och ett av de fyra försörjningssystemen optimeras energibesparingsåtgärderna i husen.

Kraftigare energibesparande åtgärder är motiverade för elvärmda hus än för hus försörjda med fjärrvärme.

De ekonomiska beräkningarna är utförda dels för privatekonomiskt, dels nationalekonomiskt synsätt.

Såsom framgår av efterföljande sammanställning lovar de fjärrvärmda systemen bättre ekonomi än övriga system för båda synsätten. Med gasol som bränsle och dagens skatt är kostnaden för dessa system nästan lika. Däremot förbättras ekonomin för varianten med mini-KVV ytterligare något med naturgas som bränsle,* och kraftigare om energiskatten ändras i framtiden så att den inte lägre missgynnar kraftvärme.

* Denna slutsats var baserad på en 3 km grenledning för Rösbo. Enligt den senaste informationen ang sträckning av huvudledningen blir längden för grenledningen väsentligt mera, vilket gör naturgas mindre lönsam än gasol.

Årskostnad: ökning (+) resp reduktion (-) relativt Alt 3		Alt 1 indivi- duella olja- pannor	Alt 3 fjärrvärme utan mini- KVV	Alt 4 med gasol med mini- KVV (minsta variant)	Alt 6 elvärme
a) privatekonomi	kkkr/år	+ 110	0	+ 20	+ 450
b) nationalekonomi	kkkr/år	+ 230	0	- 10	+ 1 360

Elvärme är dyrast enligt beräkningarna.

Jämförelsen utgår ifrån att samma värmebärare inomhus används för alla försörjningssystem, t ex vattenburna system för samtliga alternativ, eller luftburna system för samtliga alternativ.

Om man inte ställer krav på att elvärmda hus i framtiden skall kunna konverteras till exempelvis fjärrvärme, så kan dock direktel i princip tillåtas för elvärmda hus. Därför undersöks i rapporten hurvida direktel skulle ge ekonomiska fördelar jämfört med elvärmda vattenburna eller luftvärmda system, eftersom direktel i så fall kunde minska eller eliminera fjärrvärmesystemens fördel beräknat med antagandet att samma typ av värmebärare används i alla alternativ.

Informationen som redovisas tyder dock på att man med vattenburna system av modernt slag, t ex sockelelement, kommer till kostnader som ligger så nära dem för direktel, att införandet av direktel ej i väsentlig grad skulle minska fjärrvärmesystemens ekonomiska fördelar. Luftvärme bedöms t o m kunna bli ännu billigare än direktel, i varje fall på sikt, så att val av värme för husen med fjärrvärme och direktel för de elvärmda husen snarare skulle öka än minska de ovan redovisade kostnadsfördelarna för fjärrvärme, förutsatt att husen görs tillräckligt täta och de boende anpassar sina vädringsvanor till vad som fordras för luftburna system. Rapporten behöver därför inte ta ställning till valet av värmebärare för husen, där ju olika byggföretag föredrar olika lösningar.

Även ur miljösynpunkt ger fjärrvärmealternativen med lämplig utrustning minsta totala utsläpp. Lokalt däremot ger givetvis elvärme minsta miljöpåverkan.

Både fjärrvärmealternativ ger värdefull information för ett större fjärrvärmesystem med ny (Grudis)-teknik, och Alt 4 därutöver värdefull information för mini-KVV och inverkan av ett lågtemperatursystem på dess funktion.

Slutsatserna pekar mot att alternativ med mini-KVV kombinerar **god ekonomi med mest information.**

Vissa problem med utbyggnaden av Rösboområdet finns med hänsyn till kommunikationerna till Göteborg. Skulle dessa problem ej kunna övervinnas kan Säve bli en alternativ förläggning för ett nytt och i så fall något större bostadsområde på ca 1 100 lägenheter och med en grenledning av i stort sett samma längd. Många av slutsatserna från Rösbo-undersökningen bör i så fall kunna överföras till Säve.

1. Bakgrund

Rösbo på norra delen av Hisingen är ett område som under flera år undersökts som en möjlig förläggning för en nybyggnation av 500, senare 900 lägenheter, i en blandbebyggelse av fristående villor, kedjehus och lamellhus. Området ligger ca 3 km från den planerade stora gasledningen från Göteborg norrut mot Kungälv, och ca 2 km från själva Kungälv.

Under 1988 genomfördes en förstudie (Ref 1) som belyste olika sätt att klara energibehovet för en ev utbyggnad av Rösbo. Följande försörjningsalternativ jämfördes:

1. Individuella oljepannor
2. Individuella naturgaspannor
3. Gemensamma naturgaspannor
4. Ett minikraftvärmeverk plus topplastpannor
5. Värmepumpar med eller utan säsongslager plus topplastpannor
6. Elvärme
- 7,8. Ett par solvärmealternativ

För alternativ 3, 4, 5, 7 och 8 förutsattes att ett fjärrvärmesystem som bygger på Grudis-systemet med flexibla plastkulvertar skulle byggas.

Slutsatsen av denna analys med dels ett företagsekonomiskt (dvs för energileverantören), dels ett nationalekonomiskt betraktelsesätt, blev att alternativen 3, 4 och 6 var det mest intressanta och borde vidarebearbetas. Sedan dess har BFR och Göteborgs kommun uttryckt önskemål att alternativet med elvärme skulle bearbetas mera utförligt för att belysa olika möjligheter att påverka energiförbrukningen och ackumulering i husen och därigenom ekonomin. Därvid skulle såväl privatekonomiska som nationalekonomiska betraktelser tillämpas.

Eftersom sträckningen av naturgasledningen kan komma att ändras sedan förstudien genomförts kan även ekonomin av de naturgasba-

serade alternativen påverkas. Därför önskades även en diskussion av inverkan av användning av gasol istället för naturgas i system 3 och 4, eller som ett initialbränsle för dessa system i avvaktan på ett beslut om dragning av en grenledning till området.

Slutligen skulle inverkan av en eventuell utbyggnad av Rösbo i etapper mot slutmålet 900 lägenheter belysas.

Nuvarande rapport bearbetar dessa frågeställningar. Rapporten koncentrerar sig sålunda på alternativ 3, 4 och 6, men belyser även alternativ 1 som konventionellt jämförelsealternativ. Rapporten bör ha relevans även för andra planerade bostadsområden av liknande typ, t ex Säve på ca 5 km avstånd från Rösbo.

2. Bostadsområdet i Rösbo

Figur 1 visar en planeringskarta för detta område med bebyggelse bestående av ca 900 lägenheter, därav

- a) 166 i fristående enfamiljshus och parhus som jag i denna rapport behandlat som 166 enfamiljshus med 140 m² bostadsyta per hus.
- b) 342 i kedjehus i 2 plan och 1.5 plan med i genomsnitt 125 m² bostadsyta per kedjehus.
- c) 392 i lamellhus (= flerbostadshus) i två plan med uppskattningsvis 960 m² bostadsyta och 16 lägenheter var.

Tabell 2 sammanfattar denna information. Antalet lägenheter per 1 000 m² delområdesyta för de tre typerna av bebyggelse har beräknats från kartan samt från uppgifter i andra sammanhang över bebyggelse av dessa slag. Vissa justeringar har införts i detta avseende jämfört med uppgiften i Ref 1 för att beakta kommentarer erhållna från Fastighetskontoret och Energiverken i Göteborg (EiG).

De fristående småhusen har givetvis en låg täthet, dvs litet antal hus per 1 000 m², och kedjehusen en hög täthet, se punkt 4, Tabell 1. Detta påverkar distributionskostnaderna per hus.

Området består delvis av skogsmark på berg och friktionsjord på berg, dvs av åker och ängsmark av lera (Ref 2 och Figur 2). Det bör finnas möjlighet att lägga merparten av distributionsledningarna i lera eller friktionsjord, om denna synpunkt beaktas vid en slutgiltig detaljplanering av området för ett alternativ med distributionssystem.

3. Optimeringsförutsättningar för privat-ekonomi resp nationalekonomi

Är kostnaden för kapital (netto räntekostnad + amortering) låg och **marginalkostnaden** för energi hög, lönar det sig att investera relativt stora belopp i åtgärder som minskar husens energibehov. Är förutsättningarna de motsatta, finns inga ekonomiska incitament för dylika energibesparande åtgärder. Eftersom val av försörjningssystem är helt avgörande för marginalkostnaden för energi och såväl kostnaden för kapital som kostnaden för el påverkas av hurvida ekonomin granskas ur privatekonomisk eller nationalekonomisk synpunkt, behöver dessa förutsättningar diskuteras innan de olika försörjningssystemen kan optimeras.

3.1 Kapitalkostnader

Vid ett nationalekonomiskt betraktelsesätt används vanligtvis en realränta och lämplig annuitetsperiod (livslängd) för beräkningen av kapitalkostnaden. Jag har valt 6 % realränta och 25 år för alla här aktuella investeringar, dvs produktionsanläggningar, distributionsanläggningar, utrustning i husen och isolering, även om man ur vissa synpunkter kunnat motivera en mera differentierad annuitetsperiod.

Med ovannämnda värden erhålls en kapitalkostnad av 7.82 % per år.

För de energiberoende investeringarna i huset har underhållskostnaden satts till 1 %, vilket ger totalt 8.82 % fasta investeringsberoende årskostnader. För produktionsanläggningar tillämpas högre underhållskostnader.

För privatekonomin behöver den verkliga kapitalkostnaden och inverkan av marginals-katten på nettoräntekostnaderna beaktas. Merparten av investeringen finansieras vanligtvis genom annuitetslån med 30 års avskrivning och marknadsränta. Enligt realräntepincipen medför de då en bruttokostnad motsvarande en annuitet med 6 % realränta och 30 år, dvs 7.26 %/år. För fjärrvärmesystemen medför även anslutningsavgiften denna bruttokapitalkostnad.

Privatpersonen kan dock tillgodoräkna sig en reduktion av marginals-katten. Enligt förslaget till reducerad marginals-katt som bedöms träda i kraft år 1991 torde marginals-katten för de flesta där-efter vara ca 30 %. Räntebidraget minskar då kostnaden för marginalinvesteringar för energiåtgärder med realräntan $\times 30 \% = 1.8 \%/\text{år}$, vilket leder till en reducerad nettokapitalkostnad av $7.26 - 1.8 = 5.46 \%/\text{år}$. Med 1 % tillägg för underhåll blir då den sammanlagda fasta kostnaden för energibesparande åtgärder i husen ur privatekonomisk synpunkt **6.46 %/år**.

För en viss del av investeringen i energibesparande åtgärder kan vanligtvis bostadslån med ännu gynnsammare villkor erhållas. Detta minskar i så fall ytterligare den fasta medelkostnaden för energibesparande åtgärder. Eftersom reduktionen dock varierar från fall till fall och är begränsad, har jag i denna rapport bortsett från denna ytterligare reduktion.

3.2 Marginalkostnader för energi

3.2.1 Vilka kostnader påverkas av energiförbrukningen?

Rent allmänt kan sägas att kostnaderna för bränsle och elproduktion är direkt proportionella till energiförbrukningen och bidrar så-lunda direkt till marginalkostnaden för energi. Investeringskostnader för pannor och abonnentcentraler har däremot en av effekten oberoende "initialkostnad", varför inte hela kapital- och under-

hållskostnaden är proportionell till energiförbrukningen. Minst påverkad av energiförbrukningen är kostnaden av olika ledningar nära konsumenten, t ex en naturgasgrenledning mellan stamnätet och Rösbo och hela distributionsnätet för fjärrvärme, eftersom huvuddelen av dessa ledningars kostnad består av markarbeten som inte påverkas av överförd effekt.

Därför är särskilt för de med naturgaspannor eller minikraftvärmeverk och pannor försedda fjärrvärmealternativen en relativt stor del av kostnaden oberoende av energiförbrukningen, och sålunda för ungefär samma totala kostnadsnivå, marginalkostnaden för energi mindre än för de övriga alternativen.

I själva bränslekostnaden har jag även inkluderat energiskatten på bränsle eftersom den direkt drabbar hushållen i en privatekonomisk kalkyl och är i varje fall ett grovt uttryck för statsmakternas värdering av indirekta kostnader av energiförbrukningen (miljö-kostnader, importberoende, sysselsättningseffekter) i en national-ekonomisk kalkyl, även om dagens system är förhållandevis onyanserat, t ex beskattar konsumenter av en viss typ bränsle lika hårt oavsett de renar avgaserna eller ej.

Troligtvis kommer skattesystemet att ändras inom kort, men enligt förhandsrapporterna torde ändringen i ett första steg till ett system med moms plus punktskatter ej innebära någon radikal förändring i det totala skatteuttaget på olika typer av bränsle när det gäller hushållsförbrukningen.

En inkonsekvens i dagens beskattning är att elskatten tas ut bara i producentledet och att själva bränsleförbrukningen för elproduktion är befriad från skatt, vilket innebär att man för just denna del av bränsleförbrukningen ej beaktar de indirekta kostnaderna. Enligt de flesta bedömare innebär detta att el inte bär alla sina kostnader, dvs är för billigt. Mycket tyder på att skattesystemet kommer att ändras. Jag har dock i min huvudanalys bortsett från dessa invändningar och ej inberäknat någon skatt på bränsle för elproduktion. Elskatten inkluderas i kostnaden för elvärme, däremot ej i krediteringen av värdet av el producerad av minikraftvärmeverk.

3.2.2 Numeriska värden för olika försörjningssystem

a) Alternativ 1, 3 och 4

Tabell 2 visar marginakostnaderna för energi som jag räknat med för försörjningsalternativ 1 (individuella oljepannor) och 3 (fjärrvärme utan minikraftvärmeverk, med naturgas eller gasol som bränsle). Bränslekostnaden 1989 exklusive skatt har räknats upp med 1.2 %/år för att beakta skattade realprisökningar och får ett diskonterat medelvärde för perioden 1991 t o m 2015, varvid kostnaderna av naturgas på stamnätet baserats på uppgifter från EiG. Kostnaden för gasol 1989 har baserats på ett riktpreis från Statoil som har ett gasollager i Stenungssund och därför korta lastbilstransporter och kostnaden för lågsvavlig olja på riktpreiser från flera leverantörer. För jämförelsens skull visas inom parentes även priser publicerade i Ref 3 för december 1988.

Kostnaden för grenledningen till Rösbo är baserad på en sträckning som medför en ledningslängd av ca 3 km och kan komma att ökas om denna sträckning ändras.* Bara en liten del av ledningskostnaden beräknad av EiG påverkas dock av effekten. När det gäller kostnaden för fjärrvärmedistributionsnätet, diskuteras den mera ingående i avsnitt 5. Bara en mycket liten del påverkas av den dimensionerande effekten och sålunda husens energiförbrukning.

Slutresultatet är att marginalkostnaden för alt 1 är relativt hög, dvs 31 à 33 ö/kWh, däremot att den för alt 3 är förhållandevis låg, ca 17 à 19 öre/kWh.

När det gäller fjärrvärmealternativet med minikraftvärmeverk, kommer kalkylerna att diskuteras i avsnitt 6, när minikraftvärmeverken beskrivs mera ingående. Vad dock kan konstateras här är att marginalkostnaden för energi (när elkrediteringen beaktats) blir ännu något öre/kWh lägre än för fjärrvärmealternativet utan minikraftvärmeverk.

* Den senaste informationen är att en väsentligt längre ledning torde bli nödvändig.

b) *Alternativ 6: elvärme*

När det gäller el för elvärmade hus diskuteras marginalkostnaden för energi i Bilaga 1. För **privatekonomin** blir EiGs nya hushållstaxa 1989 och dess skattade uppräknings för perioden 1991-2015 avgörande, vilket ger värden i Tabell 3, dvs ca 38 öre/kWh inklusive elskatt i hus utan ackumulering, 30 öre/kWh i hus med fullständig ackumulering så att billigare nattel kan användas vintertid (dagens kostnad för elskatt inräknad). Husens fasta avgift påverkar ej elvärmekostnaden alls eftersom denna avgift utgår redan för hus med enbart hushållselbehov.

Analysen av elkostnaden ur **nationalekonomisk** synpunkt är mera komplicerad. I Bilaga 1 kommer jag fram till att denna kostnad är ca 10 öre/kWh högre än kostnaden enligt den privatekonomiska kalkylen, för perioden 1991-2015, dvs 48 öre/kWh inklusive elskatt. Dock finns betydande osäkerhetsmoment angående t ex ackumuleringens betydelse för nationalekonomin, se diskussionen i Bilaga 1. Såsom påpekas redan i avsnitt 3.2.1 har värdena baserats på dagens skattesystem.

3.2.3 *Slutsats*

Diskussionen visar att marginalkostnaden för energi varierar kraftigt för de olika jämförda försörjningssystem. Den är lägst för fjärrvärmesystem och störst (2 à 2.5 gånger så högt) för elvärme. Även individuell oljeeldning medför en relativt hög marginalkostnad.

4. Husens interna optimering

4.1 Val av värmebärare

För samtliga försörjningssystem som undersöks i denna rapport, dvs individuella oljepannor, fjärrvärme med resp utan minikraftvärmeverk samt elvärme kan vatten eller luft användas som värmebärare innanför husen. För elvärmade hus finns dessutom valmöjligheten direktel, förutsatt att man **inte** ställer kravet att elvärmade hus måste byggas på ett sätt som underlättar ev senare anslutning till fjärrvärme. Tillåts direktel (dvs ställer man ej kravet att husen skall lätt kunna konverteras), då har en ekonomisk jäm-

förelse mellan direktel och vattenburen eller luftburen el relevans för den ekonomiska jämförelsen av fjärrvärme och elvärme.

I jämförelsen mellan vatten och luft som värmebärare dominerar idag vatten i Sverige, även om luft fått ökad marknadsandel under senare år. I Nordamerika däremot är förhållandet det omvända, i varje fall i småhus, dvs luftvärmade hus dominerar.

Prof Björn Karlsson, Linköpings Tekniska högskola, som studerat elsnåla hus under längre tid, hävdar bestämt att luft som bärare ger lägre kostnader än vatten (Ref 4). I de flesta fall är värmeåtervinning från ventilationsluften motiverad i båda fallen, och då finns redan ett luftfördelnings- och uppsamlingsystem. Sätter man en värmeväxlare (för fjärrvärmesystem) eller elpatron (för elvärmade hus) i den centrala tilluftskanalen, och kompletterar med luftventiler i varje rum och en varmvattenberedare med elpatron, har man redan ett adekvat luftvärmesystem. Man slipper vattenbärandes dyra vattenradiatorer och vattendistributionsrör.

Björn Karlsson hävdar t o m att det luftburna systemet är billigare än direktel, eftersom den centrala elpatronen plus reglerbara luftventiler kostar mindre än ett större antal elradiatorer. Båda ger, enligt Karlsson, lika god reglering, eftersom båda systemen saknar vattensystemens större tröghet.

Tidigare var det svårt att klara adekvat värmefördelning till olika rum i luftsystem på grund av otillräcklig täthet av skalet och vindens inverkan på luftfördelningen, men idag finns byggföretag som bygger tillräckligt täta skal.

Björn Karlssons argumentering förefaller logisk men hans slutsatser är inte oomstridda. Flera husfabrikanter föredrar att i dagsläget satsa på vattenbärare och inom Vattenfalls projekt "uppdrag 2000" har ett nytt system att dra varmvattenledningar i socklar som tjänstgör som värmeelement demonstrerats. Tord Isaksson som ansvarar för arbeten med elsnålare hus hos Vattenfall anser att dessa system medför 33 % lägre kostnad än konventionella vattenradiatorer och rörsystem inomhus, och föredrar i varje fall idag detta system till luftsystem som han menar fortfarande har vissa prob-

lem, t ex att få de boende att anpassa sina vädringsvanor till kraven för luftburna system. Även Isaksson anser dock att luftsystemen kan få nettofordelar på sikt (Ref 15).

I det läget har jag som **referensfall valt luft** som värmebärare för samtliga försörjningssystem, men i känslighetsanalysen även belyst inverkan av annat val, dvs vattenbärare med sockelelement för samtliga försörjningssystem, och direktel som ytterligare en valmöjlighet med förhållandevis låg investeringskostnad för elvärmda hus.

Bilaga 2 analyserar kostnaderna för samtliga dessa tre försörjningssystem.

4.2 Optimal isolering, fönster, värmeåtervinning

Energicentrum i Göteborg har för denna rapport studerat konsekvensen av isoleringsstandard, fönsterstandard och värmeåtervinning från frånluften utan eller med värmepump på investeringskostnader och husens energibehov, se Bilaga 2 och Ref 5. Investeringskostnaderna har bedömts från priser lämnade av tre husleverantörer. Värmeförbrukningen har beräknats med Energisparcentrums dataprogram. Värdena har tagits fram för hus med vatten som värmebärare, resp direktel, med bör i princip kunna användas även för hus med luft som värmebärare.

Tabell 4, kol 1, visar i Bilaga 2 framräknade specifika investeringskostnader för att minska energiförbrukningen med 1 kWh/år genom olika åtgärder. Som synes är enligt dessa data denna specifika investeringskostnad lägst för värmeåtervinning från ventilationsluften utan värmepump, och högst för att öka isoleringsstandarderna från SBN-80 till ELAK.

Kol 2 och 3 visar, med hänsyn till kostnaden av kapital för privat ekonomi resp nationalekonomi, hur hög marginalkostnaden för energi måste **minst** vara för att motivera investeringen. Samma tabell visar även vad marginalkostnaden för de olika systemen bedöms vara enligt diskussionen i avsnitt 3.

En jämförelse mellan dessa två rader av siffror visar följande:

- a) Värmeåtervinning från ventilationsluften är motiverad för alla system enligt privatekonomi och alla system utom fjärrvärme enligt nationalekonomi.
- b) Lågemissionsfönster är motiverade för de elvärmda husen (men ej för övriga försörjningssystem)
- c) *ELAK*-isolering är inte rent ekonomiskt motiverad för något system annat än marginellt för elvärme med privatekonomi. Dock hade motiven i detta fall blivit starkare om man utfört analysen över en längre tid eller antagit att husen byggs senare, så att de höga elkostnaderna efter kärnkraftavvecklingen slagit igenom hårdare. Även en högre marginskatt än av mig antagna 30 % skulle ha ökat incitamenten vid en privatekonomisk analys.

Eftersom *ELAK*-isolering fordras av dagens bestämmelser för elvärmda hus, har jag antagit att den införs för elvärmda hus trots att åtgärden enligt analysen i Tabell 4 inte nödvändigtvis är ekonomiskt befogad. Däremot införs den inte för övriga försörjningssystem.

4.3 Ackumulering

För försörjningssystem utan större skillnad i marginalkostnaden av baslastenergi och topplastenergi – t ex vid individuell oljeeldning eller gemensamma gaseldade pannor, system 1 resp 3, ger energiackumulering inga nämnvärda driftfördelar. För elvärme däremot ger den stora fördelar privatekonomiskt genom de differentierade taxorna, och även nationalekonomiskt, i varje fall idag.*

I genomsnitt ger total ackumulering enligt bedömningen redovisad i Tabell 2 en reduktion i genomsnittselpriset med ca 8 öre/kWh, vilket kan motivera en maximal investering av 12 resp 8 kkr/villa vid privat- resp nationalekonomi.

* Se diskussionen i Bilaga 1.

I de fåtal fall där full ackumulering verkligen tillämpats hittills har detta skett genom att förse hus med vattenburna elsystem med varmvattentankar. Kostnaden för denna åtgärd är dock så hög att lönsamheten är tveksam.

Linköpings Tekniska högskola har i samarbete med Vattenfall demonstrerat ett annat sätt att åstadkomma ackumulering för ett luftburet elsystem i ett hus i Motala (Ref 6).

De tunga byggnadselementen inom klimatskärmen kan bidra till värmelagringen om man t ex höjer inomhustemperaturen nattetid och sänker den under dagtid. Husets förseddes dessutom med ännu tjockare isolering än för *ELAK*-normerna och en större värmeväxlare i ventilationsvärmeåtervinningssystem. Sammantaget medför dessa åtgärder att husens tidskonstant ökas väsentligt. Därigenom klarade man värmebehovet och varmvattenbehovet helt med nattvärme hittills i år – visserligen en relativt varm vinter. Björn Karlsson menar att principen inte medfört olägenheter i driften (Ref 4).

Osäkerhet råder betr hur mycket av ackumuleringsbehovet man hade klarat av under en mera normal (dvs kallare) vinter och i ett hus med normal *ELAK*-isolering. Björn Karlsson är förhoppningsfull, däremot att Tord Isaksson menar att vissa försök och beräkningar tyder på att andelen blir begränsad. I det läget har jag gjort antagandet för referensfallet att hälften av lokalvärmebehovet kan klaras genom denna form av ackumulering, och dessutom hela varmvattenbehovet genom en något förstorad vattenberedare, totalt sålunda ca 60 à 65 % av husets ackumuleringsbehov. På grund av detta har jag tillgodoräknat denna lösning 5 öre/kWh sänkning i elpriset på grund av partiell ackumulering istället för 8 öre/kWh för maximal ackumulering. I känslighetsanalysen redovisas även konsekvensen av att man avstår från ackumulering, vilket försämrar ekonomin för elvärme.

d) *Sammanfattning*

Tabell 5 visar en sammanfattning över åtgärderna, investeringskostnaderna och energiförbrukning för referensfallen för husen

som valts för de olika försörjningsalternativen. Som synes leder skillnaden i åtgärderna till att husen med elvärme har ca 40 % lägre energiförbrukning än husen med fjärrvärme. Ser man däremot till den verkliga bränsleförbrukningen systemen ger upphov till, ger fjärrvärme med minikraftvärmeverk betydligt mindre nettobränsleförbrukning än de elvärmda husen, eftersom man delvis utnyttjar en "restprodukt" från kraftproduktionen; däremot att elenergin för elvärmda hus produceras med låg verkningsgrad.

Genom att grovt optimera isoleringsstandarden och övriga energibesparande åtgärder för husen för de olika försörjningssystemen, erhålls en mera rättvisande ekonomisk jämförelse än om samma standard valts för alla försörjningssystem.

5. Kostnaden för ett fjärrvärmedistributionssystem av Grudis-typ

I Grudis-systemet består en kulvert av ett korrugerat plaströr av polyeten och innanför denna en isolering av skumplast (Figur 3), hittills av polyuretan, dock senare av en plast utan freongas. Två tomrum lämnas genom vilka mediarör av temperaturbeständig plast (förnätad polyeten eller polybuten) kan dras sedan kulverten installerats och marken igenfyllts. Hela kulverten är flexibel, varför den kan installeras mycket snabbt från en rulle, i smala diken, se Figur 4.

Erfarenheten från byggda Grudis-nät tyder på att läggningstiden per kulvert är bara ca 1/6 av tiden för konventionella kulvertar.

Systemet transporterar tappvarmvatten. Uppvärmningssystemet kan när det gäller konventionella radiatorsystem skiljas genom en värmeväxlare från radiatorkretsen (Figur 5), eller när det gäller ett luftburet system genom en värmeväxlare från luftkretsen. Den låga temperaturen av påspädningsvattnet som ersätter förbrukat tappvarmvatten kan bidra till att kyla avgaserna i naturgaspannor eller naturgasmotorer till så låga temperaturer att kondensering äger rum. När varmluftsystem används (såsom antaget för referensfallet i denna rapport) kan ännu lägre avgastemperaturer erhållas och därigenom full kondensation.

Från den preliminära områdesplanen bedömer jag att avstånden mellan husen längs gatorna är i genomsnitt ca 25 m. Eftersom en rörgrav i de flesta fall betjänar hus på båda sidor av en gata medför detta ca 15 m rörgrav längs gatorna per hus.

Jag har i Tabell 6 uppdelat dessa ledningar i grova stamledningar, ca 2 m/hus i genomsnitt och mindre distributionsledningar ca 13 m/hus. Till detta kommer gatukorsningarna för att nå husen på motsatta sidan av gatan. I enlighet med den praxis som Studsvik (som utvecklat Grudis-systemet) rekommenderar, antas att man utnyttjar en standardfördelningsdosa för ca 4 hus för att minska antalet avgreningspunkter, eftersom dessa är förhållandevis dyra. Två rörpar läggs i varje rörgrav under en gata. Detta leder i genomsnitt till 2 m rörgrav för gatukorsningar per hus. Serviceledningarna från avgreningspunkterna till husen har bedömts vara i genomsnitt 13 m långa.

Dessa värden, samt kostnadsdata för byggda projekt för ledningar av olika ledningsstorlekar lämnade av Studsvik, ger kalkylen i Tabell 6, med en total kostnad för distributionssystemet av 12.85 Mkr. Bara en liten del av kostnaden påverkas av husens dimensionerande effekt. Mera allmänt skattas investeringkostnaden till (22 kkr + 500 kr/kW) per hus vid den aktuella sammansättningen av småhus och lamellhus.

Kostnaden är bara ca 2/3 av kostnaden för ett konventionellt fjärrvärmesystem för samma område.

Byggs bara 500 lägenheter med en lämplig placering istället för 900, reduceras kostnaderna i direkt proportion.

För enfamiljshus har Studsvik utvecklat en abonnentcentral som kostar ca 10 500 kr per hus + 3 500 kr installation. Dessa belopp är inkluderade i husens kostnader, Tabell 5.

6. Produktionsutrustning i fjärrvärme-systemet

6.1 System utan minikraftvärmeverk

För detta system kan det vara rimligt att installera två pannor för den första etappen och en tredje för den andra etappen. En lämplig effekt kan vara ca 2 MW var, så att det finns en panna i reserv i varje skede. En av pannorna bör dimensioneras som kondenserande panna eftersom den låga temperaturen av luften som skall värmas i husen och tappvarmvattnets kalla påspädningsvatten leder till låga vattentemperaturer i produktionscentralen som gör kondensering av vattenångan i avgaserna möjlig. De övriga pannorna kan vara billigare icke kondenserande enheter. Jag skattar från leverantörers uppgifter att kostnaderna av baslastenheten resp topplastenheterna är ca 500 resp 300 kr/kW inklusive andel av pannhusets kostnad.

Samma investeringskostnad råder för gasol- och naturgaspannor. Dock tillkommer ca 0.15 Mkr för cistern och förångare med gasol som bränsle.

Tabell 7 visar de beräknade kostnaderna för systemet i dels etapp 1 med 500 lägenheter, dels etapp 2. För etapp 1 visas inte alternativet med naturgas eftersom gasgrenledningen blir för dyr för bara 500 lägenheter. Samma tabell visar även kostnaderna för alt 1, dvs individuell oljeuppvärmning. I det färdigutbyggda systemet ger enligt beräkningen fjärrvärme med gasol något lägre kostnader än fjärrvärme med naturgas och en mera påtaglig kostnadsfördel jämfört med individuella oljepannor. Givetvis måste en reservation göras betr osäkerhetsmarginalen i bränsleprisprognoser.

6.2 System med minikraftvärmeverk

6.2.1 *Otto- eller dieselmotor?*

I princip finns följande tre typer av motorer för ett minikraftvärmeverket (Ref 7):

- 1) Större Ottomotorer på några 100 kW var, som är speciellt utvecklad för minikraftvärmeverk,

- 2) Små Ottomotorer som består av anpassade bilmotorer, så kallade mikrokraftvärmeenheter, som i så fall behöver byggas i ett större antal,
- 3) Dieselmotorer

Eftersom Rösbo ligger på Hisingen där miljökraven förväntas bli hårda kan bara lösningar som ger låga NO_x -utsläpp accepteras. För motortyp 1 kan man välja mellan enheter med datorstyrd bränsleblandning för relativt högt luftöverskott ($\lambda \sim 1.6$) som klarar det troliga kravet 100 mg/MJ bränsle vid lämplig utformning, eller alternativet s k trepunktskatalysator som baseras på principen vald för bilkatalysatorer ($\lambda = 1.0$) och klarar ännu lägre NO_x -utsläpp vid behov (Ref 8). Elutbytesfaktorn är omkring 0.64.

För motortyp 2 kan man välja trepunktskatalysator utvecklad för bilar och för motortyp 3 (dieselmotorer) SCR-katalysatorer med ammoniak. Dieselmotorer ger den högsta elutbytesfaktorn, ca 0.8 à 1.0 i aktuell storlek.

Figur 6 visar publicerade kostnader för de ovannämnda tre metoderna att få fram låga NO_x -halter (Ref 9). $\lambda = 1.6$ -systemet är det billigaste, $\lambda = 1.0$ -systemet det bästa prestandamässigt och SCR-systemet det dyraste, men nödvändigt för dieselmotorn. Troligtvis innebär den höga kostnaden av SCR-katalysatorn för dieselmotorer i den aktuella storleksklassen, dvs 0.5 à 1 MW_e , att dieselmotorn trots dess höga elutbytesfaktor (0.8 à 1.0) inte bli konkurrenskraftigt i denna storleksklass, varför jag bara redovisar kostnader för de övriga två alternativen. Givetvis bör man ändå när upphandling blir aktuell ta i priser för samtliga alternativ för att kontrollera denna preliminära bedömning.

6.2.2 *Lämplig effekt och utnyttjningstid*

Vanligtvis är det lönsamt att dimensionera minikraftvärmeverk för omkring 30 % av det maximala effektbehovet av systemet, för att kunna erhålla en relativt hög utnyttjningstid för kraftvärmeverket, dvs omkring 5 600 h/år. För Rösbo skulle detta motsvara en KVV-värmeeffekt på ca 600 kW i ett första skede med 500 lägen-

heter och 1 100 kW i slutskedet. Har minikraftvärmeverket gynnsamma ekonomiska egenskaper (bl a en låg marginalkostnad för investeringen) så kan man dock ofta motivera en något högre effektandel än 30 %, däremot att om de ekonomiska egenskaperna är mindre goda tvingas man att falla tillbaka på en lägre effektandel för att kompensera t ex höga kapitalkostnader genom ännu högre utnyttjningstid.

30 % är givetvis inget heligt tal. I praktiken får man styras även av utbudet av standardenheter på marknaden.

Vid beräkning av minikraftvärmeverkets utnyttjningstid har jag baserat den teoretiska utnyttjningstiden på varaktighetskurvan, Figur 7, och sedan dragit av produktionsbortfall för en sommaravställning av en månad samt 5 % avställningar i övrigt. När verket består av fler än ett aggregat har dock sommaravställningen ingen inverkan på utnyttjningstiden eftersom resterande enhet eller enheter klarar den låga sommarlasten.

6.2.3 *Värdet av elproduktion*

Värdet av elproduktionen har beräknats enligt diskussionen i Bilaga 1 för två alternativ, dvs

- a) prissättning enligt en extrapolation av dagens taxor, baserad på en medelkostnadsberäkning, vilket följer dagens *EKO-VISAM*-regler, dvs de regler som tillämpas av kraftindustrin för betalning av elenergi från minikraftverk, se Bilaga 1 och Ref 10. Enligt dessa kan ägaren av ett minikraftvärmeverk sälja elproduktionen till eldistributören för samma belopp per kWh som eldistributören betalar till råkraftleverantören, plus vissa tillägg för uteblivna distributionskostnader.
- b) prissättning enligt en bedömning av marginalkostnaderna för elproduktion, plus tillägg för inbesparade distributionskostnader. Det är möjligt att *EKOVISAM*-reglerna på sikt justeras så att denna marginalkostnad blir vägledande.

Enligt diskussionen i Bilaga 1 ligger priset för el under perioden 1991-2015 vid en utnyttjningstid av ca 5 600 h/år i genomsnitt på ca 28 öre/kWh_e enligt basis a) och ca 30 öre/kWh enligt basis b).

Givetvis finns viss osäkerhet i denna bedömning. För övriga utnyttjningstider antas att kostnaden består av en fast del 280 kr/kW-år och en rörlig del, 23 resp 25 öre/kWh.

6.2.4 *Större Ottomotorer*

Flera tillverkare av större Ottomotorer utvecklade speciellt för minikraftvärmeverk finns – bland dessa Jenbacher Österrike, Deutz och MAN, Tyskland. Samtliga erbjuder $\lambda = 1.6$ och $\lambda = 1.0$ -alternativ för att begränsa NO_x-halten. Jag har i Tabell 8 redovisat riktpriiser som erhållits från Jenbachers svenska representant, IF Energigas AB, för en enhet för 460 kW_e och 720 kW värme (se Figur 8) som t ex kunde installeras i en enhet för en utbyggnad av 500 lägenheter och en eller två enheter vid 900 lägenheter för gasol eller naturgas. Kostnadstillägg för en enkel byggnad med ljudskärm m m har skattats. Ekonomin redovisas i Tabell 8, kol 1 och 3 t o m 6 för samtliga dessa fall. Jenbacher har även mindre enheter, men dessa kostar mera per kW_e, varför jag bara behandlat denna enhetsstorlek.

6.2.5 *Anpassade bilmotorer*

Det finns idag även ett utbud av betydligt mindre motorer som består av standard-bilmotorer anpassade till mikrokraftvärmeverk kompletterade med övrig erforderlig utrustning och levererad i en ljudskyddad container. Såväl i England som Tyskland har på senare tid ett stort antal sådana enheter byggts.

En enhet som jag bedömer vara särskilt intressant har framtagits i England och försetts med en individuell minidator som kan övervaka temperaturer, ev vibrationer m m och därför förutse ev behov betr underhållsåtgärder (se Figur 9). Den första serien av sex 40 kW_e enheter av denna typ med Fortmotor som utprovats av det statliga utvecklingsorganet Harwell, har gett synnerligen hög drifttillgänglighet. Harwells projektledare bedömer denna enhet som den bästa som tagits fram i England (Ref 11). Även större en-

heter på 75, 85 och 165 kW_e erbjuds med samma minidator, de senare två med motor från MAN.

För 40 kW_e-enheten erbjuder leverantören, Combined Power Systems Ltd antingen ett pris (i England) på ca 6 000 kr/kW för enheten installerad i befintlig byggnad, inklusive tre års underhåll, eller ca 5 000 kr/kW, utan underhåll. Underhållet bedöms i genomsnitt kosta ca 4 öre/kWh_e under en lång tid inklusive motorbyten efter viss tid. För en katalysator torde en kostnad på ca 700 kr/kW_e och 0.5 öre/kWh_e tillkomma och för en förstoring av pannhuset utan ljudskärm (varje enhet har egen container med skärm) anpassad för t ex 5 enheter ytterligare, ca 500 kr/kW_e. Läger man till ytterligare 300 kr/kW_e för oförutsett och anpassning till svenska förhållanden blir kostnaden 6 500 kr/kW_e + 4.5 ö/kWh, inklusive katalysator och byggnad.

Ännu lägre kostnad per kW_e erbjuds av samma företag för de större enheterna, t ex 4 800 kr/kW_e inklusive tre års underhåll för 165 kW_e-enheten med $\lambda = 1.6$ reglersystem för låg NO_x. De större enheterna har dock inte varit föremål för en lika omfattande driftperiod med minidator och utvärdering, och jag har därför tills vidare baserat kalkylen på den minsta enheten.

6.2.6 *Resultat*

Följande uppställning visar dels ökningen i investeringskostnaden för alternativ med minikraftvärmeverk relativt alternativ utan minikraftvärmeverk, dels ökningen (+) eller minskningen i årskostnaden enligt Tabell 7 och 8. De två alternativ utan minikraftvärmeverk som ger bästa ekonomi (de gasoleldade alternativet) har använts vid denna jämförelse.

Mini-KVV-alternativ	Ettap 1		Slututbyggnad		
	500 lägenheter 1x460kW _e	5x40kW _e	1x460kW _e	2x460kW _e	900 lägenheter 5x40kW _e
1. Merinvestering för mini-KVV (vid gasol som bränsle), Mkr	2.1	0.7	2.3	4.7	0.9
2. Ökning (+) eller reduktion (-) i årskostnad, kkr/år					
2.1 Gasoleldad mini-KVV					
a) privatfinansiering	+80	+60	+90	+160	+20 bäst
b) nationalfinansiering	+30	+30	+40	+50	+10
2.2 Naturgaseldad mini-KVV					
a) privatfinansiering	ej intressant		-0	-10 bäst	ej
b) nationalfinansiering			-50	-120	undersökt
3. Reduktion i mini-KVVs årskostnad om dess elproduktion får lika högt skatteavdrag som el från kolkondensverk					
a) med gasol för mini-KVV	-310	-160	-370	-600 bäst	-190
b) med naturgas för mini-KVV	ej intressant		-320	-500	ej undersökt

Jämförelsen visar att merinvesteringen för mini-KVV är begränsad, dvs 4 à 3 % av den totala investeringen för energi, och att skillnaden i årskostnaden mellan fjärrvärmealternativ med och utan minikraftvärme ligger mellan ca ± 160 och -120 kkr/år. Det investeringsmässigt billigaste mini-KVV-alternativet (fem små motorer) får tack vare högre utnyttjningstid nästan lika låg årskostnad som det investeringsmässigt dyraste alternativet. Naturgas förbättrar dock (vid den antagna längden av grenledningen) ekonomin för de större mini-KVV-alternativen något jämfört med gasol på grund av att den högre gasförbrukningen underlättar finansieringen av grenledningen.

Försöker man att likställa all elproduktion med annan energiproduktion när det gäller bränslebeskattning (dvs beaktar de indirekta kostnaderna för bränsleförbrukning även när det gäller elproduktion genom att dra av "bonusen", punkt 3), då blir samtliga alternativ med minikraftvärmeverk mera gynnsamma än alternativen utan mini-KVV, och vinsten blir störst för alternativen med den största elproduktionen, dvs den med två stora Ottomotorer.

7. Elvärmda hus

Tabell 9 sammanfattar kostnaderna för elvärmda hus. Investeringskostnaden, pkt 1, och energibehovet, pkt 2, är tagna från informationen för elvärmda hus med varmluftsystem i Tabell 5. Enligt redovisningen i avsnitt 4 har hus med värmeåtervinning från ventilationsluften och lågemissionsfönster valts därför att dessa åtgärder är optimala enligt analysen i Tabell 4, och därutöver *ELAK*-isolering på grund av normerna. Givetvis medför detta att själva husen blir dyrare än de för andra försörjningssystem (särskilt fjärrvärme, men även individuella oljepannor), däremot att energiförbrukningen blir lägre.

Till kapitalkostnaderna och underhållskostnaderna för dessa investeringar har lagts elkostnaden enligt värdena tidigare redovisade i Tabell 3, punkt 1c plus 2. Därvid har antagits att husen byggs så att de bärande husstommarna är innanför klimatskärmen och bidrar till värmeackumulering och att detta utnyttjas så att en del av energin kan baseras på nattel med dess lägre kostnad. För 900 lägenheter blir då de totala kostnaderna 4.3 resp 5.7 Mkr/år vid privatekonomiskt resp nationalekonomiskt betraktelsesätt, vilket exempelvis är 0.45 resp 1.36 Mkr/år mera än för fjärrvärmealternativet utan minikraftvärmeverk, och även dyrare än samtliga andra försörjningssystem.

Hade man valt ett direktverkande elsystem istället för ett varmluftsystem, hade enligt tidigare diskussion investeringskostnaden blivit ca 8 % större, men energiförbrukningen möjligtvis ca 8 % lägre (motsvarande 12 % skattad reduktion i elförbrukning för uppvärmning) på grund av bättre reglering, enligt uppgifter från Ref 5 (se Bilaga 2). Detta leder enligt pkt 9 till att merkostnaden jämfört med Alt 3 ökas något. Isaksson (Ref 15) menar visserligen att moderna vattenburna system innehåller så lite vatten att deras tidskonstant blir så kort att de ger nästan lika god reglering som direktel eller luftvärme.

Till sist belyser punkt 10 och 11 hur val av ett vattenburet system för Alt 3 med fjärrvärme skulle påverka jämförelsen med direktelvärmda hus. Anledningen till en sådan jämförelse kan vara att det

finns personer som inte instämmer i bedömningen att luftvärmade hus är billigare än vattenvärmda hus, eller anser att det finns något köpmotstånd mot luftvärmade hus trots lägre kostnader. Med detta betraktelsesätt måste vatten väljas som värmebärare för Alt 1, 3, 4 och direktel för Alt 6. Årskostnaden för Alt 1, 2 och 3 ökar då med 0.15 resp 0.7 kkr/år, varför elvärmens merkostnad i förhållandet till dessa alternativ minskar med motsvarande belopp, se pkt 11 i tabellen.

Då blir elvärmda hus med direktel likvärdigt med fjärrvärme vid privatfinansiering, men något dyrare vid ett nationalekonomiskt synsätt. Dessutom försämras ekonomin för det elvärmda alternativet efter den undersökta 25-årsperioden, med stigande elpriser. Möjlighet att på ett billigt sätt konvertera de direktelvärmade husen till fjärrvärme saknas.

8. Miljöeffekter

Även om bränsleskatterna i viss utsträckning beaktar de olikheter som kan uppkomma på grund av miljöeffekterna, finns anledning att jämföra försörjningsalternativens konsekvenser för miljö.

8.1 Svavel (SO₂)

När det gäller svavelutsläpp är Alt 1 med individuella oljepannor det klart mest ogynnsamma alternativet, eftersom praktiskt taget all svavel i oljan når atmosfären. Dessutom sker utsläppen på låg nivå och påverkar därför även luftkvalitén inom bostadsområdet. Visserligen förskrivs numera en låg svavelhalt i oljan (0.6 %), men även denna halt ger påtagliga utsläpp.

Även elvärmealternativet torde dock leda till vissa svavelutsläpp på nationell nivå, eftersom en del av elproduktionen troligtvis kommer att ske i koleldade kondenskraftverk. Visserligen förses moderna kolkraftverk med högeffektiv svavelrening, men helt kan utsläpp ej undvikas. Den berörda bränslemängden blir stor tack vare kondenskraftverkens låga verkningsgrad (ca 40 % för kol-kondens och ca 90 % för distributionen till småhus, totalt sålunda ca 36 %).

Såväl Alt 3 som Alt 4 har gasol (eller naturgas) som bränsle vilket helt eliminerar svavelutsläppen.

8.2 Kväveoxider (NO_x)

Följande värden visar skattade belopp betr NO_x-utsläpp för olika försörjningsalternativ. Värdena för pannor är baserade på bl a mätningar i Studsvik (Ref 12). Värdena för mini-KVV på data från litteraturen (Ref 9) och direkt från ett tyskt mätinstitut (Ref 8) för enheter försedda med 3 pkts katalysator (= Alt 4 b) eller högpresterande automatisk luftöverskottsstyrning (t ex Leanox) (= Alt 4a). När det gäller bidrag från kondensel representerar det antagna värdet 50 mg/MJ kravet som mera allmänt ställs på nya verk. För nya verk i vissa regioner kommer troligtvis ännu lägre värden att krävas, men under de första åren kommer elproduktionen att ske i äldre verk som har högre utsläpp än de antagna värdena.

	Antaget mg NO _x /MJ _b	Totala utsläpp kg/år
Alt 1 Individuella oljepannor	50	1 900
Alt 3 Fjärrvärme utan mini-KVV	10	360
Alt 4 Fjärrvärme med mini-KVV		
a) 1 x 460 kW _e	KVV 100	Panna 10 3 330 - 1 350* = 1 980
b) 4 x 40 KW KVV	100	10 2 180 - 680* = 1 500
Alt 6 Elvärme	50 mg/MJ och 37 % verkningsgrad	2 830

* Reduktion för NO_x från kondenselkraftverk vid 40 % verkningsgrad inklusive distribution (medelvärde kolkondens, gaskombi).

Med ovan angivna antaganden ger elvärme de högsta NO_x utsläppen och fjärrvärme utan mini-KVV de lägsta. Utsläppen för indi-

viduella oljepannor och fjärrvärme med mini-KVV ligger mellan dessa värden.

8.3 Koldioxid och metan

Koldioxidutsläpp har betydelse för den s k växthuseffekten.

Vid förbränning av olja och kol bildas nästan dubbelt så mycket koldioxid som vid förbränning av naturgas eller gasol. Det sämsta alternativet när det gäller koldioxidutsläpp är elvärme, eftersom elproduktion i kondenskraft förbrukar betydligt mera bränsle än de övriga alternativen. Det bästa alternativet är fjärrvärme med mini-KVV eftersom bränsle utnyttjas effektivast, dvs såväl för värmeproduktion som för ett elproduktionsbidrag som ersätter kondensel producerad med väsentligt lägre verkningsgrad och delvis med kol som bränsle.

På senare tid har man visserligen funnit att metan (naturgasens huvudbeståndsdel) kan bidra ännu mera till växthuseffekten än koldioxid, räknat per kg gas. Eftersom man dock bör kunna hålla andelen oförbränd metan mycket låg i avgaserna, bör detta inte ändra värderingen att förbränning av kol och olja är betydligt ogynnsammare för växthuseffekten än förbränning av naturgas, särskilt i kraftvärmeverk.

8.4 Stoff och tungmetaller

När det gäller övriga miljöeffekter, t ex stoft, tungmetaller m m är naturgas- och gasolalternativen fria från dessa, däremot att elvärme svarar för vissa bidrag eftersom viss del av produktionen sker i koleldade verk där inte allt stoft och alla tungmetaller kan avskiljas – även om utsläppen är låga.

8.5 Brandsäkerhet

Användning av gasol gör givetvis skyddsåtgärder nödvändiga. Deras kostnader har dock beaktats. Inom tätbebyggt område kan det finnas vissa restriktioner betr användning av gasol ur brandsynpunkt. För ett bostadsområde på landsbygden, såsom Rösbo, torde dock dessa synpunkter ha mindre betydelse.

8.6 Sammantagen bedömning

Vid en bedömning av utsläppen för landet i sin helhet är de fjärrvärmebaserade alternativen gynnsammare än övriga alternativ när det gäller svavel, koldioxidstoft och tungmetaller (även om alla alternativ har låga utsläpp), och fjärrvärmealternativet utan mini-KVV har de lägsta NO_x-utsläppen. Även alternativet med mini-KVV har dock mycket låga NO_x-utsläpp.

Dessa två alternativ får sålunda betraktas som de miljövänligaste ur nationellt perspektiv. När det gäller den lokala miljön däremot är elvärme ännu gynnsammare eftersom dess utsläpp sker på annan ort.

9. Resultat och känslighetsanalys

Tabell 10 sammanfattar resultaten från beräkningarna och ekonomin av de skilda försörjningsalternativen.

Totalinvesteringarna redovisas samt årskostnaderna. Dessutom redovisas kostnadsskillnaderna i dessa avseenden mellan de olika försörjningsalternativen och Alt 3 (fjärrvärme utan mini-KVV) som betraktats som ett referensfall. Del A av tabellen gäller hus utförda med luftvärmesystem (vilket anses vara det billigaste alternativet). I känslighetsanalysen, Del B, behandlas även andra alternativ. För fjärrvärmealternativen antas gasol som bränsle i del A.

9.1 Investeringar

Tabellen visar att Alt 1 (individuella oljepannor) reducerar investeringskostnaden med nära 4 Mkr jämfört med Alt 3, däremot att de två mini-KVV-alternativen ökar investeringskostnaden med ca 2.1 resp 0.9 Mkr, dvs mycket beskedliga belopp. För mini-KVV har minskningen i utbyggnaden av kondenskraft ej beaktats. Beaktas den, så leder mini-KVV ej till merinvestering jämfört med Alt 3.

Elvärme fordrar ca 2.9 Mkr större investering än Alt 3, på grund av högre isolerstandard m m, vilket väger tyngre än det eliminerade fjärrvärmedistributionssystemet. Även i detta fall har investe-

ringsbehovet i kondenskraftverk för elvärme ej medräknats. Även om viss del av eleffektbehovet under max belastningstid ej kan elimineras genom den antagna värmeackumuleringen, blir det kvar visst eleffektbehov varför det ger upphov till ytterligare investeringar i kondenskraftverk för elvärmda hus.

9.2 Årskostnader

Den totala årskostnaden för Alt 3 underskrider kostnaden för elvärme med ca 0.45 Mkr/år vid privatekonomiskt resp 1.36 Mkr/vid nationalekonomiskt synsätt. Den större skillnaden vid nationalekonomiskt synsätt beror dels på avsaknad av skatterabatt för de extra investeringarna för ELAK-isolering och låg-emissionsfönster i elvärmealternativet, dels på det faktum att marginalkostnaden för elproduktion är större än uttaget enligt extrapolerade eltaxor.

Alt 3 är även gynnsammare än individuell oljeuppvärmning med en kostnadsfördel på ca 0.11 resp 0.23 Mkr/år för privatfinansiering resp nationalekonomiskt synsätt. Dessutom är ju individuell oljeuppvärmning betydligt ogynnsammare ur miljösynpunkt.

Alternativen med kraftvärme har enligt beräkningarna något högre kostnader än alternativet utan kraftvärme vid privat finansiering, men skillnaderna 0.09 resp 0.02 Mkr/år ligger inom felgränserna av kalkylen. Vid nationalekonomisk finansiering är skillnaderna försumbara, dvs +0.04 resp -0.01 Mkr/år.

Sammanfattningsvis kan konstateras att Alt 3 och 4 ger de lägsta totala årskostnaderna.

9.3 Känslighetsanalys

a) Naturgas

Väljer man naturgas istället för gasol för slututbyggnaden med fjärrvärme och antar en 3 km grenledning, ökas årskostnaden för Alt 3 något (+0.07 Mkr/år), däremot att årskostnaden för Alt 4 (som ger bättre utnyttjning av grenledningen) minskar något (med 0.09 Mkr/år). Sålunda förbättras ekonomin för mini-KVV.

b) *Direktel*

För elvärmda hus bedöms direktel enligt viss expertis fordra något större investering än luftburen värme, men ger i gengäld något lägre energiförbrukning. Nettoresultatet är dock enligt beräkningarna en liten kostnadsökning, dvs 0.04 resp 0.06 Mkr/år för privat resp nationalekonomiskt synsätt.

c) *Vattenburen elvärme*

Utesluts varmluftsystemen av någon anledning, ökar enligt beräkningarna årskostnaderna för Alt 1, 3 och 4 med ca 0.7 resp 1.0 Mkr/år. Om man då tillämpar direktel för Alt 6, blir alternativet ca 0.2 Mkr/billigare resp 0.4 Mkr/år dyrare än Alt 3 vid privatekonomiskt resp nationalekonomiskt synsätt.

d) *Gynnsammare beskattning av kraftvärme*

Mycket tyder på att kraftvärme kommer att beskattas på ett mera gynnsamt sätt i framtiden än idag. Punkt 5d i tabellen visar att om ändringen skulle ta sig formen av samma bränsleskatteavdrag som den som tillämpas för kolkondenskraftverk, skulle ekonomin för Alt 6 förbättras med nära 0.4 Mkr/år för den större utbyggnaden och 0.2 Mkr/år för den mindre. Detta skulle räcka för att göra mini-KVV till de mest lönsamma alternativen. Med en dylik förändring av beskattningen skulle det största undersökta mini-KVV (2 x 460 kW_e) ge den bästa lönsamheten.

Troligtvis utgör ändringen i beskattningen illustrerad av punkt 5d ett extremt fall. Den verkliga förändringen som kan förväntas torde bli mindre omfattande, men kan i varje fall klart förbättra mini-KVV-alternativens ekonomi.

e) *Ökade bränslepriser*

En ökning i bränslepriset med 1 öre/kWh ökar kostnaderna för Alt 1 och 3 med ca 0.11 resp 0.10 öre/kWh och Alt 4 med 0.14 resp 0.12 öre/kWh för en större resp mindre KVV-utbyggnad. Dessa ändringar är inte tillräckligt stora för att påverka övriga slutsatser. En ökning i naturgaspriset skulle dessutom troligtvis även påverka kostnaderna för elproduktionen mera allmänt, vilket i

så fall förbättrar konkurrenssituationen jämfört med elvärme, och minskar kostnadsökningen för Alt 4.

f) *Större investerings- och underhållskostnader för mini-KVV*

Punkt 5f visar att en ökning i dessa kostnader med 10 % bara skulle öka kostnaderna för mini-KVV-alternativen med 0.04 resp 0.02 öre/kWh, vilket knappast påverkar övriga slutsatser.

g) *Ackumulering*

Avstår man från utnyttjningen från värmeackumulering i byggnadsstommen (t ex på grund av de boendes motstånd till dygns-cykling av inomhustemperaturerna), tvingas man investera i varmvattenackumulatörer för elvärmda hus eller få acceptera dyrare el. I båda fallen försämras ekonomin för elvärme med ca 0.3 Mkr/år.

h) *Lägre elkostnad*

Kostar det 5 öre/kWh mindre att producera el för elvärme än skattat i rapporten minskar kostnaden för elvärme med 0.29 Mkr/år, som dock fortfarande blir väsentlig dyrare än fjärrvärme.

i) *500-lägenhetsetappen*

500-lägenhetsetappen ger något större kostnader per hus än 900-lägenhetsetappen när det gäller Alt 3 och 4 därför att reservpannan blir en större andel av totaleffekten. Inverkan på ekonomin är dock liten. Däremot utesluter 500 lägenhetsetappen någon anslutning till naturgasnätet eftersom grenledningen blir för dyr för en så liten värmelast. Även praktiska skäl kan göra detta alternativ omöjligt eftersom ingen huvudledning för naturgas torde finnas nära Rösbo i skedet då den första etappen kan komma att verkställas.

9.4 Slutsatser

Jämförelsen tyder på att **alternativen med fjärrvärme ger de lägsta totalkostnaderna**. Ingen signifikativ kostnadsskillnad föreligger mellan dessa alternativ vid dagens bränsleskattesystem,

men mini-KVV kan få viss fördel om kraftvärme allmänt gynnas av en skatteomläggning. Skillnaden blir dock även i detta fall liten.

Eftersom fjärrvärmealternativ även är miljövänligast sett ur nationellt perspektiv ligger det nära till hands att välja något av dessa alternativ.

Båda alternativen med fjärrvärme har ett demonstrationsvärde eftersom de kan belysa kostnaderna för ett större system med fjärrvärmedistribution av ny teknik (Grudis) och prestandaförbättringen som uppnås genom luftvärmade hus och kallvattenpåspädning i Grudis-systemet som medger att ångan i pannornas eller motorernas avgaser kondenseras. Givetvis är **demonstrationsvärdet större** när det gäller **mini-KVV** utförda på ett miljövänligt sätt. Investeringen för mini-KVV kan hållas mycket låg, särskilt om den minsta undersökta utbyggnaden väljs.

Detta talar för ett av varianterna med mini-KVV. Mini-KVV kan i så fall redan införas under etapp 1, vilket ger tidigare tillgång till erfarenheterna.

När det gäller val av motorvariant för mini-KVV, har flera intressanta alternativ belysts. Det slutliga valet mellan dessa och andra alternativ bör dock träffas sedan offerter infordrats – om Alt 4 väljs för den fortsatta bearbetningen.

Slutsatserna från denna rapport bör med ev justeringar för bostadsområdets storlek, längd på grenledningen m m, även kunna tillämpas för andra nya bostadsområden, t ex Säve som nu planeras för ca 1 100 lägenheter.

Referenser

1. Småskaliga system för utbyggnadsområden utanför fjärrvärmenätet. Margen-Consult AB för Energiverken i Göteborg, februari 1988.
2. Inventering av exploateringsområden, bostäder. Förvaltningssynpunkter. Stadsbyggnadskontoret Göteborg, juni 1987.
3. "Europa Miljö" nummer 1, februari 1989.
4. Prof Björn G Karlsson, Linköpings Tekniska Högskola
Personligt meddelande.
5. Effekt/energibehov i planerad bebyggelse i Rösbo.
Sven Göran Ohlsson 1988-11-24, och Rösboutredning, beräkningsresultat, Jan Lindmark 1988-12-07.
Två PM från Energisparcentrum, Göteborgs kommun.
6. Om energisnåla hus och det nya tariffsystemet.
Broschyr från Linköpings Tekniska Högskola, Vattenfall Östverige och Boro AB.
7. Peter Margen
Naturgasdrivna minikraftvärmeverk för byggnader och blockcentraler:
Planeringsunderlag. BFR rapport R31:1988.
8. K Schmillen, FFV-Motortechnik, Aachen
Personligt meddelande.
9. Der Verbrennungsmotor als Energiewandlere.
VDI Informationsschrift, Teil 1, 8/1988.
10. EKOVISAM 86: Ekonomiska villkor för samkörning med mindre produktionsanläggningar upp till 1 500 kW.
Utgiven av Marknadsrådet jan 1986 och Svensk Elverksförening. (Har sedan dess blivit lag.)
11. Richard Grey
(f d projektledare, mikrokraftvärmeverk, ETS, Harwell)
Personal communication, december 1988.
12. Lennart Backman, Studsvik
Anförande angående miljöeffekter av olika försörjningsalternativ vid mötet av referensgruppen BFR/Göteborgs kommun för energiexperiment i Göteborg.
13. Energibalanser vid förtida kärnkraftavveckling.
Krängedgruppen Samkörnings AB för Statens Energiverk, hösten 1986.
14. Peter Margen
Naturgaskraftvärmeverkens konkurrenskraft vid val av bästa typ och optimal effekt för olika förhållanden: En parameterstudie för VAST-utredningen "Gaskraft idag och imorgon".
Margen-Consult AB, oktober 1988 (tryckt upplaga ges ut av VAST våren 1989).
15. Tord Isaksson
Personligt meddelande
(Se även: Elvärme i småhus:
Utredning från Vattenfalls projekt "Uppdrag 2000" 1988-02-15).

Tabell 1. Planerade bostäder för Rösbo (slutskedet).

Typ av hus	Fristående enfamiljs- hus*	Kedje- hus	Lamell- hus	Totalt
Antal lägenheter	166	342	392	900
Bostadsyta per lägenhet m ²	140	125	60	
Antal hus	166	342	25	533
Antal lägenheter per 1 000 m ²	0.65	1.3	3.9	1.62
Områdesyta m ²	255	260	100	615**
Antal hus per 1 000 m ² områdesyta	0.65	1.3	0.25	0.87

* I planeringen ingår några parhus. I denna rapport har jag dock behandlat alla fristående hus som enfamiljshus.

** Exklusive grönområden mellan bebyggelseområden; totalt ca 750 000 m² inklusive grönområden.

Tabell 2. Marginalkostnader för energi för försörjningsalternativ 1 och 3 (individuella oljepannor resp fjärrvärme utan minikraftvärmeverk), ö/kWh

	Alt 1 Individuella oljepannor		Alt 3 Fjärrvärme utan minikraftvärmeverk		Naturgas-pannor	Gasol-pannor
	Villor & radhus	Lamellhus				
1. Bränslekostnaden exkl skatt:						
a) 1989		9 (9.3) ¹⁾			8.75±1.25	12.6 (11.7) ¹⁾
b) 1991-2016 (medel)		10.4			10.1 ±1.4	14.4
2. Bränsleskatt (dagens värde)		10 (9.9) ¹⁾			2.9	1.4
3. Bränsle totalt		20.4			13.0 ±1.4	15.9
4. Grengasledningens marginalkostnad*		-			0.55	-
5. Bränsle totalt/kWh bränsleenergi		20.4			13.55±1.4	15.9
6. Pannverkningsgrad %	72		82		95.5**	95.5**
7. Bränslekostnad per kWh producerad energi	28.3		24.9		14.2	16.7
	P	N	P	N		
8. Marginalkostnad för pannor**	3.2	4.4	1.4	1.9	1.5	1.5
9. Marginalkostnad för distributionen	-	-	-	-	0.2	0.2
10. Total marginalkostnad per kWh producerad energi	31.5	32.7	26.3	26.8	15.9 ±1.4	18.4
11. Distributionsverkningsgrad %	-	-	-	-	95	95
12. Marginalkostnad per kWh förbrukad vid husen	31.5	32.7	26.3	26.8	16.7 ±1.5	19.4

* Grenledning å 3 km och avgreningsstation bedöms kosta 3.6 Mkr + 150 kr/kW. Vid 2 400 h/år och 8.82 % för kapital och underhåll blir kostnaden 0.55 öre/kWh.

** 80 % av energin från kondenserande baslastpannor, $\eta_p = 97$ % relativt det låga bränslevärdet, 20 % från icke kondenserande topplastpannor, $\eta_p = 90$ %.

*** Marginalinvesteringskostnaden för pannor antas till 1 000, 500 resp 400 kr/kW för småhus, lamellhus resp fjärrvärme, och utnyttjningstider till 2 200, 2 300 resp 2 400 h/år. Kapital och underhåll totalt 6.46 %/år för privat finansiering alt 1, 8.82 % i övriga fall.

**** Distributionssystemet bedöms kosta 1.15 Mkr + 50 Mkr/kW max effekt, se Tabell 5.

1) Uppgift i Ref 3 för priser december 1988 - Uppgiften för E01 gäller "storanvändare"

Tabell 3. Marginalkostnaden för el i elvärmda hus
(Diskonterat medelvärde, 1991 t o m 2015
inklusive elskatt)

	Privat- ekonomi	National- ekonomi
1. Marginalkostnad för el		
a. Hus utan ackumulering	38 ö/kWh _e	48 ö/kWh _e
b. Hus med fullständig ackumulering	30 ö/kWh _e	40 ö/kWh _e *
c. Hus som utnyttjar ackumu- lering i byggnadsstommen + stor varmvattenberedare	33 ö/kWh _e	43 ö/kWh _e *
2. Tillägg för marginalkost- nader av elpanna/elpatron/ elradiatorer	~1 ö/kWh _e	~1 ö/kWh _e

* Inverkan av eventuellt erforderliga förstärkningar av eldistributionsnätet nära husen vid för kraftig ackumulering av nattel har här försumrats.

Tabell 4. Ekonomisk bedömning av olika åtgärder i villor för energibesparing

Åtgärd	1 Inv kr per kWh	2 Min marginalkost- nad för energi för år för motivera åtgärden, ö/kWh	3 Min marginalkost- nad för energi för år för motivera åtgärden, ö/kWh	4 Fjärrvärme			5 Förso r j n i n g s s y s t e m: Ind olj e p a n n o r			8 Elvärme med parti- ell ackumulering	9
				P	N	15-19*	P	N	31*		
Vent-värme- återvinning	2.22	14.3	19.5	Jä	Nej	Jä	Jä	Jä	Jä	Ja	Ja
Lågemissions- glas (LGS)	3.90	25.2	34.4	Nej	Nej	Jä	Jä	~jämt	~jämt	Ja	Ja
ELAK-isoler- standard	6.25	40.3	55.1	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej
Frånluft VP för a) värme o vatten b) varmvatten en- bart	3.16*	20.4	27.9	} ej aktuellt			} ej aktuellt			Ja**	Ja**
	5.26*	34.0	46.4	} ej aktuellt			} ej aktuellt			Jämt	~ Jämt

*) Medelvärde av marginalkostnaden för energi, 1991 t o m 2015.

***) Även i de fall ELAK-isolerstandard inte är befogad enligt denna analys fordras den av bestämmelserna för elvärmade hus, varför jag antar i denna rapport att den används för elvärmade hus.

****) Frånluftvärmepump används bara i elvärmade hus. I hus med direktel kan dessa dock bara användas för varmvatten. Åtgärden konkurreras dock ut av vent-värmeåtervinning utan värmepump.

När den privatekonomiska och nationalekonomiska analysen ger olika resultat, måste ett av dessa kriterier väljas. Jag valde i dessa fall den understrukna lösningen.

Tabell 5. Investeringar i husen och energibehov vid referensfallet luftvärmesystem

	Eenskilda villor			Kedjehus			Lamellhus		
	Alt 1	Alt 3 och 4 Fjärr- värme	Alt 6 El- värme	Alt 1	Alt 3 och 4 Fjärr- värme	Alt 6 El- värme	Alt 1	Alt 3 och 4 Fjärr- värme	Alt 6 El- värme
A. Investeringar i energisystem & för extra isolering utöver SEN-80 kkr									
1. Panna & skorsten, eller abonentcentral, eller elpatroner, plus varmvattenberedare och reglering	30	14	10	23	13	10	45	26	20
2. Reglerventiler i tilluftssystemet	3	3	3	3	3	3	20	20	20
3. Ventilationsvärmeåtervinning	8	8	8	8	8	8	50	50	50
4. Lågemissionsfönster	8	-	8	7	-	7	89	-	39
5. ELAK-isolerstandard	-	-	30	-	-	24	-	-	79
6. Förstorad varmvattenberedare för dygns-lagring av varmvatten	-	-	4	-	-	3	-	-	18
7. Totalt	49	25	63	41	24	55	154	96	226
8. Antal hus	166			342				25	
9. Total investering = (7) x (8) Mkr	8.13	4.15	10.46	14.02	8.21	18.81	9.85	2.40	5.65
B. Energiförbrukning									
10. Hus utan extra åtgärder 3, 4, 5 MWh/år									
11. Avgår för extra åtgärder: MWh/år									
a) för värme och ventilationsvärmeåtervinning	-3.6	-3.6	-3.4*	-3.6	-3.6	-3.4*	-28.5	-28.5	-27.0
b) för lågemissionsfönster	-2.05	-	-2.05	-1.8	-	-1.8	-10.0	-	-10.0
c) för ELAK-isolering	-	-	-4.8	-	-	-3.7	-	-	-6.0
d) Summan av avdrag	-5.65	-3.6	-10.25	-5.4	-3.6	-8.9	-38.5	-28.5	-43.0
12. Tillägg för ökad temperatur nattetid för dygnslagring i byggnadsstommen MWh/år	-	-	+0.4	-	-	+0.3	-	-	+1.6
13. Total energiförbrukning per hus för värme och varmvatten = (10) + (11d) + (12) MWh/år	14.95	16.7	9.7	10.4	12.2	7.2	72.5	82.5	69.6
14. Totala energibehov, exklusive pannförluster och ev distributionsförluster = (8) x (13) GWh/år	2.40	2.77	1.61	3.56	9.17	2.46	1.81	2.06	1.74
15. Totalt alla hus									
a) Investering Mkr				Totalt alla hus					
b) Energiförbrukning GWh/år				26.00	14.76	34.92			
				7.77	9.00	5.81			

* Något lägre besparing i hus med ELAK-isolering

Tabell 6. Ledningskostnader för Grudisfjärrvärmesystem för 900 lägenheter 3.75 MW effekt, 9 GWh/år.

1. Syfte	Servis	Under gatan	Längs gatan	Grov stam
2. Ledningsdiameter, mm	25	25	40	75
3. Antal ledningspar per rörgrav	1	2	1	1
<i>Kostnader per m rörgrav kr/m (1988)</i>				
4. Markarbeten	375	410	400	455
5. Material	125	250	225	450
6. Laggning	50	65	50	65
7. Total lättgrävd mark	550	715	675	970
8. Total inkl påslag för administration och oförutsett (25 %)	688	894	843	1 212
9. Antal rörgrav, m/hus	13	2	13	2
10. Total kostnad per hus, kkr/hus	8.00	1.79	10.96	2.42
		24.11*		
11. Antal hus		533		
12. Total kostnad, Mkr		12.85		

* ca 22 kkr/hus + 500 kr/kW sammanlagrad effekt per hus.

Tabell 7. Energikostnader för alt 1 (individuella oljepannor) och alt 3 (fjärrvärme utan minnikraftvärmeverk)

	GWh/år %	Etapp 1: 500 lgh		Slututbyggnad: 900 lgh	
		Ind olje- pannor	Fjärr- värme gasol	Ind olje- pannor	Fjärr- värme Gasol Natur- gas
1. Energibehov i husen (Tabell 5)		4.31	5.00	7.77	8.00
2. Distributionsverkningsgrad		100	95	100	95
3. Energiproduktion = (1)/(2)	GWh/år	4.31	5.26	7.77	9.47
4. Max producerad effekt ¹⁾	MW	ej re- levant	2.19	ej re- levant	3.95
Investeringskostnader					
5. Centrala pannor & tillbehör ²⁾	Mkr	-	1.75	-	2.20
6. Grengasledning å 3.6 Mkr + 150 kr/kW max gaseffekt	Mkr	-	-	-	4.22
7. Distributionsnät (Tabell 6)	Mkr	-	7.14	-	12.85
8. Husens energisystem och extra isolering (Tabell 5)	Mkr	14.44	8.20	26.00	14.76
9. Total investering för energi	Mkr	14.44	17.09	26.00	34.03
Bränslebehov och årskostnader					
10. Medelpannverkningsgrad ³⁾	%	74	97	74	95.5
11. Bränslebehov	GWh/år	5.82	5.42	10.50	9.92
12. Bränslepris (Tabell 2)	ö/kWh	20.4	15.4	20.4	13.0
13. Bränslekostnad = (11) x (12)	Mkr/år	1.19	0.86	2.14	1.29
14. Kapitalkostnader och underhåll:		P	N	P	N
a) centrala pannor å 9.82 %/år	Mkr/år	-	0.17	-	0.22
b) grengasledning, 8.82 %/år	Mkr/år	-	-	-	0.37
c) distribution, 7.64/8.82 %/år ⁴⁾	Mkr/år	-	0.45	0.63	0.98
d) husens energisystem & extra isolering:					
i: Kapitalkostnad privat/nationalekonomiskt ⁵⁾		0.79	1.13	1.42	2.03
ii: Underhåll ⁶⁾		0.22	0.12	0.40	0.21
15. Övrig driftpersonalkostnad	Mkr/år	-	0.03	-	0.04
16. Total årskostnad	Mkr/år	2.20	2.54	3.96	4.57
17. Billigaste alternativ:			x	x	x

- 1) Utnyttjningstid för individuella hus = 2 200 h/år småhus och 2 300 h/år lamellhus, och för fjärrvärme 2 400 h/år (sammenlagringsverkan)
- 2) En kondenserande baslastpanna å 2 MW & 500 kr/kW + en (500 lgh) resp två (900 lgh) topplast- & reservpannor utan kondensering å 300 kr/kW. För gasol tillkommer cistern & förångare å 0.15 Mkr.
- 3) Vägt medelvärde mellan 72 % för småhus & 82 % för lamellhus för individuella oljepannor, och mellan kondenserande baslastpanna (97 %) & icke kondenserande övriga pannor (90 %) för fjärrvärme.
- 4) För privat finansiering antas att 50 % av investeringen täcks genom anslutningsavgift för samma villkor som bostadsinvesteringar med privatfinansiering.
- 5) 5.46 % privatekonomiskt, 7.82 % nationalekonomiskt.
- 6) Underhåll = 2 %/år för pannor & abonnentcentraler 1 %/år för övrigt.

Tabell 8. Energifkostnader för alt 4: fjärrvärme med minikraftvärmeverk

	1		2		3		4				5			6			7	
	Etapp 1: 500 lgh Gasol		Flera små Ottomotorer		En större Gasol		En större Ottomotor		Naturgas		Gasol		Naturgas		Gasol		Flera små Ottomotorer	
	P	N	P	N	P	N	P	N	P	N	P	N	P	N	P	N	P	N
1. Energifproduktionsbehov (Tabell 7) GWh/år	5.26	2 190	5.26	2 190	9.47	3 950	9.47	3 950	9.47	3 950	9.47	3 950	9.47	3 950	9.47	3 950	9.47	3 950
2. Max effektbehov (Tabell 7) kW	720	460	720	460	720	460	720	460	720	460	720	460	720	460	720	460	720	460
3. Minikraftvärmeverkets																		
a) värmeeffekt	kW	5x85=425	kW	5x85=425	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
b) eleffekt (netto)	kWe	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64
c) elutbytesfaktor, α=b)/a)	-	0.329	0.329	0.329	0.329	0.329	0.329	0.329	0.329	0.329	0.329	0.329	0.329	0.329	0.329	0.329	0.329	0.329
d) värmeeffekt/max effektbehov	-	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88
e) totalverkningsgrad, η	-	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343	0.343
f) elproduktionsverkningsgrad	α _η /(1+α)	5 590	6 550	5 590	6 550	5 590	6 550	5 590	6 550	5 590	6 550	5 590	6 550	5 590	6 550	5 590	6 550	5 590
g) utnyttjningstid	h/år	4.02	2.28	4.02	2.28	4.02	2.28	4.02	2.28	4.02	2.28	4.02	2.28	4.02	2.28	4.02	2.28	4.02
h) producerad värmeenergi	GWWh/år	2.57	1.31	2.57	1.31	2.57	1.31	2.57	1.31	2.57	1.31	2.57	1.31	2.57	1.31	2.57	1.31	2.57
i) producerad elenergi = b) x g)	GWWh/år	7.49	4.66	7.49	4.66	7.49	4.66	7.49	4.66	7.49	4.66	7.49	4.66	7.49	4.66	7.49	4.66	7.49
j) bränslekonsumtion	GWWh/år	1 340	710	1 340	710	1 340	710	1 340	710	1 340	710	1 340	710	1 340	710	1 340	710	1 340
k) gaseffekt = j)/g)	GWWh/år	2 x 1250	2 x 1600	2 x 1250	2 x 1600	2 x 1250	2 x 1600	2 x 1250	2 x 1600	2 x 1250	2 x 1600	2 x 1250	2 x 1600	2 x 1250	2 x 1600	2 x 1250	2 x 1600	2 x 1600
4. Topplastpannornas																		
a) installerade effekt (inkl reserv)	kW	1.24	2.48	1.24	2.48	1.24	2.48	1.24	2.48	1.24	2.48	1.24	2.48	1.24	2.48	1.24	2.48	1.24
b) energiproduktion = (1)-(3h)	GWWh/år	1.38	2.76	1.38	2.76	1.38	2.76	1.38	2.76	1.38	2.76	1.38	2.76	1.38	2.76	1.38	2.76	1.38
c) bränsleförbrukning vid η _p = 90 %	GWWh/år	1 630	1 960	1 630	1 960	1 630	1 960	1 630	1 960	1 630	1 960	1 630	1 960	1 630	1 960	1 630	1 960	1 630
d) gaseffekt [(2)-(3a)]/0.9	kW	8.87	7.42	8.87	7.42	8.87	7.42	8.87	7.42	8.87	7.42	8.87	7.42	8.87	7.42	8.87	7.42	8.87
5. Total bränsleförbrukning = (3)+(4c)	GWWh/år	2 970	2 670	2 970	2 670	2 970	2 670	2 970	2 670	2 970	2 670	2 970	2 670	2 970	2 670	2 970	2 670	2 970
6. Total bränsleeffekt = (3h)+(4d)	GWWh/år	2.90	1.30	2.90	1.30	2.90	1.30	2.90	1.30	2.90	1.30	2.90	1.30	2.90	1.30	2.90	1.30	2.90
6. Investeringskostnader	Mkr	6 500 kr/kWe***	6 500 kr/kWe***	6 500 kr/kWe***	6 500 kr/kWe***	6 500 kr/kWe***	6 500 kr/kWe***	6 500 kr/kWe***	6 500 kr/kWe***	6 500 kr/kWe***	6 500 kr/kWe***	6 500 kr/kWe***	6 500 kr/kWe***	6 500 kr/kWe***	6 500 kr/kWe***	6 500 kr/kWe***	6 500 kr/kWe***	6 500 kr/kWe***
7. Mini-KVV å 6 300 resp	Mkr	300 kr/kW + 0.15 Mkr	300 kr/kW + 0.15 Mkr	300 kr/kW + 0.15 Mkr	300 kr/kW + 0.15 Mkr	300 kr/kW + 0.15 Mkr	300 kr/kW + 0.15 Mkr	300 kr/kW + 0.15 Mkr	300 kr/kW + 0.15 Mkr	300 kr/kW + 0.15 Mkr	300 kr/kW + 0.15 Mkr	300 kr/kW + 0.15 Mkr	300 kr/kW + 0.15 Mkr	300 kr/kW + 0.15 Mkr	300 kr/kW + 0.15 Mkr	300 kr/kW + 0.15 Mkr	300 kr/kW + 0.15 Mkr	300 kr/kW + 0.15 Mkr
8. Pannor å 300 kr/kW + 0.15 Mkr	Mkr	0.90	1.11	0.90	1.11	0.90	1.11	0.90	1.11	0.90	1.11	0.90	1.11	0.90	1.11	0.90	1.11	0.90
9. Grenledning å 3.6 Mkr + 150 kr/kW	Mkr	7.14	7.14	7.14	7.14	7.14	7.14	7.14	7.14	7.14	7.14	7.14	7.14	7.14	7.14	7.14	7.14	7.14
10. Distribution (Tabell 5)	Mkr	8.20	8.20	8.20	8.20	8.20	8.20	8.20	8.20	8.20	8.20	8.20	8.20	8.20	8.20	8.20	8.20	8.20
11. Energisystem + extra isolering i husen (Tabell 5)	Mkr	19.14	17.75	19.14	17.75	19.14	17.75	19.14	17.75	19.14	17.75	19.14	17.75	19.14	17.75	19.14	17.75	19.14
12. Total investeringskostnad för energi	Mkr	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9
13. Bränslepriset inkl skatt	ö/kWh	28.0	30.0	28.0	30.0	28.0	30.0	28.0	30.0	28.0	30.0	28.0	30.0	28.0	30.0	28.0	30.0	28.0
14. Värdet av elproduktion som funktion av utnyttjningstiden**	ö/kWh	27.5	29.5	27.5	29.5	27.5	29.5	27.5	29.5	27.5	29.5	27.5	29.5	27.5	29.5	27.5	29.5	27.5

Tabell 8. Energikostnader för alt 4: fjärrvärme med minikraftvärmeverk, forts

	1		2		3		4			5			6			7			
	Etapp 1: 500 lgh		Etapp 1: 500 lgh		En större Ottomotor		En större Ottomotor		Slututbyggnad: 900 lägenheter			Slututbyggnad: 900 lägenheter			Flera små Ottomotorer				
	P	N	P	N	P	N	P	N	Natargas	Gasol	P	N	Natargas	Gasol	P	N	Gasol	P	N
Årskostnader																			
15. Bränslekostnad = (5) x (6)	Mkr/år	1.41	1.18	2.23	1.83	2.61	2.14							1.88					
16. Kapitalkostnad mini KVV = (7) x 7.82 %	Mkr/år	0.23	0.10	0.23		0.45								0.10					
17. Underhållskostnad mini KVV à 5 resp 4.5 ö/kWhe***	Mkr/år	0.13	0.06	0.15		0.27								0.07					
18. Kapitalkostnad + underhåll för pannor à 9.82 %/år	Mkr/år	0.09	0.11	0.16	0.14	0.11	0.10							0.19					
19. Dito, grenledning, 8.82 %/år	Mkr/år	-	-	-	0.38	-	0.39							-					
20. Dito distribution à 8.82 %/år	Mkr/år	0.55	0.63	0.98	1.13	0.98	1.13							0.19					
21. Kapitalkostnad för energiinvesteringar i husen (se Tabell 7)	Mkr/år	0.53	0.64	0.83	1.15	0.81	1.15			1.79	2.28	1.79	2.28	-1.79	2.28				
22. Underhåll för investering i husen (se Tabell 7)	Mkr/år	0.12	0.12	0.21	0.21	0.21	0.21			0.21		0.21		0.21					
23. Övriga personalkostnader	Mkr/år	0.05	0.05	0.06	0.06	0.06	0.06			0.07		0.07		0.07					
24. Totalt årskostnad	Mkr/år	3.11	3.30	4.83	5.32	4.79	5.28			5.51	6.00	5.42	5.91	4.31	4.80				
25. Elkrediteringen = (3i) x (14)	Mkr/år	0.72	-0.77	-0.83	-0.89	-0.83	-0.89			-1.41	-1.52	-1.41	-1.52	-0.41	-0.44				
26. Bränsleskatterabatt för elproduktion = [1.5 resp 2.9] ö/kWh (gasol/natargas) x (3i)/0.85 = 12.2 resp 10.6 ö/kWhe	Mkr/år	-0.05	-0.02	-0.05	-0.10	-0.05	-0.10			-0.09		-0.17		-0.03					
27. Totala avdrag	Mkr/år	0.77	-0.82	-0.89	-0.94	-0.93	-0.94			-1.50	-1.61	-1.58	-1.69	-0.44	-0.47				
28. Nettokostnad	Mkr/år	2.34	2.48	3.94	4.38	3.85	4.29			4.01	4.39	3.85	4.22	3.87	4.33				
29. Kostnadsändring på grund av minikraftvärme	Mkr/år																		
a) jämfört med motsvarande alternativ i Tabell 7)																			
b) jämfört med billigaste fjärrvärmealternativ i Tabell 7																			
30. Kostnadsreduktion om mini-KVV får lika stor bränsleskattbefrielse som kol-KVV per kWh _{el} dvs 5.6/0.4 ö/kWh [1.4 resp 2.9]/0.85 ö/kWh = 12.3 resp 10.6 ö/kWhe	Mkr/år	0.08	0.03	0.06	0.03	0.04	0.04			0.16	0.05	0.07	0.19	0.02	-0.01				
31. Kostnadsförändring jämfört med billigaste alt i Tabell 7 inkl (30) = (29b) - (30)	Mkr/år	-0.31	-0.16	-0.37	-0.32	-0.37	-0.32			-0.60		-0.52		-0.19					
	Mkr/år	-0.23	-0.28	-0.10	-0.13	-0.28	-0.33	-0.32	-0.37	-0.44	-0.55	-0.52	-0.64	-0.17	-0.20				

*) Förutsätter att inget mini-KVV installerats under etapp 1, bara 3 x 1 600 kW pannor.

**) En panna som kondenserande panna för kompletterande baslastproduktion. $\eta_p = 97\%$ kostnad 500 kr/kW.

***) Kostnad för större Ottomotor resp flera mindre motorer.

Tabell 9. Energikostnader för Alternativ 6: Elvärmda hus

		Etapp 1 500 lgh		Slututbyggnad 900 lgh	
		P	N	P	N
A. Elvärmda hus med varmluftssystem					
1. Investering för energisystem i husen och extra isolering (från Tabell 5)	Mkr	19.40		34.92	
2. Energiebehov	GWh/år	3.23		5.81	
3. Marginalkostnad för energi (värme o varmvatten)	öre/kWh	34	44	34	44
a) öre/kWh enligt Tabell 3	Mkr/år	1.10	1.42	1.98	2.56
b) Mkr/år	Mkr/år	1.06	1.52	1.91	2.73
4. Kapitalkostnader (5.46 resp 7.82 %/år)	Mkr/år	0.23	0.23	0.41	0.41
5. Underhåll (1 %/år men 2 % för post 1, Tabell 5)	Mkr/år	2.39	3.17	4.30	5.70
6. Totalkostnad (3) + (4) + (5)	Mkr/år	0.23	0.72	0.45	1.36
7. Merkostnad jämförd med Alt 3 (fjärrvärme utan mini-KVV; med gasol)	Mkr/år				
B. Hus med direktel resp. varmvattensystem					
8. Kostnadsändring vid direktel på grund av					
a) 8 % lägre beräknad energiförbrukning (bättre reglering)	Mkr/år	-0.09	-0.11	-0.15	-0.20
b) 8 % större energiinvestering	Mkr/år	+1.03	+0.14	+0.19	+0.26
9. Justerad merkostnad jämförd med Alt 3 = (7) + (8a) + (8b)	Mkr/år	0.27	0.75	0.49	1.42
10. Kostnadsökning för Alt 1, 3, 4 om man utelämnar varmluftssystemet och väljer varmvatten istället för dessa system, men kvarhåller direktel för Alt 6	Mkr/år	0.30	0.39	0.50	0.70
11. Merkostnad för elvärme jämförd med Alt 3 vid förutsättning enligt pkt 10 = (7) - (10)	Mkr/år	-0.03	+0.36	-0.01	+0.72

Tabell 10. Ekonomisk jämförelse

	Alt 1 Individuella oljepannor		Alt 3 Fjärrvärme utan mini- KVV (gasol)		Alt 4 Fjärrvärme med mini-KVV (gasol)		Alt 6 Elvärmda hus		
	P	N	P	N	P	N	P	N	
A. Referensalternativ									
1. Investering för värme & varmvatten-försörjning, inklusive energisystem i husen och extra isolering*									
	26.0		29.96		32.10		30.82.		34.92
2. Skillnad jämfört med alt 3 (fjärrvärme utan mini-KVV; gasol)	+3.96		0		+2.14		+0.86		+2.86
3. Årskostnad för värme och varmvatten	3.96	4.57	3.85	4.34	3.94	4.38	3.87	4.33	4.24
4. Skillnad jämfört med Alt 3 (fjärrvärme utan mini-KVV)	+0.11	+0.23	0	0	+0.09	+0.04	+0.02	-0.01	+0.45
B. Känslighetsanalys									
5. Inverkan på årskostnaden av:									
a) Naturgas med 3 km ledning ersätter gasol	-	-	+0.07		-0.09		ej beräknad		-
b) Husen för Alt 6 utförs för direkt-el	-		-		-		-		+0.06
c) Husen för Alt 1, 3, 4 utförs för vattenbärande, ny teknik (värme-socklar)	+0.50	+0.70	+0.50	+0.70	+0.50	+0.70	+0.50	+0.70	-
d) Kraftvärme gynnas genom skattebefrielse med samma belopp som för kondenskraft	-		-		-0.37		-0.19		-
e) Olje, gasol- och naturgaspriset ökar med 1 ö/kWh	+0.11		+0.10		+0.14		+0.12		-
f) Mini-KVVs investerings- & underhållskostnader ökar med 10 %	-		-		+0.04		+0.02		-
g) Partiell ackumulering med varmvattenackumulator istället för ackumulering i byggnadsstommen (gäller Alt 6)	-		-		-		-		+0.3
									~+0.3





* Exklusive investering i elproduktionsseffekt för Alt 6 resp minskning i investering för kondensel, Alt 3.



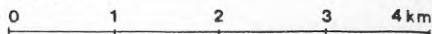
Figur 1. Planeringsexempel för bostadsområdet Rösbo:
Villor, radhus, lamellhus, 900 lägenheter, 75 ha markareal,
50 re/ha (Ref 2).

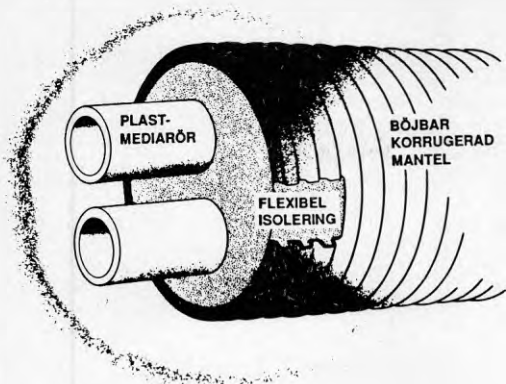


Figur 2. Rösbo, lerdjup

- Lerdjup. Rekommendation**
-  < 5m -
 -  5-10 Utan pålar 1 vån. ingen uppfyllnad
 -  10-15 Pålar 2 vån. eller fler
 -  > 15 Små ytor, kan ev. undvikas

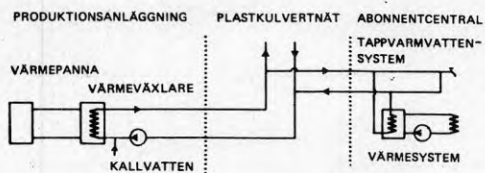
SKALA





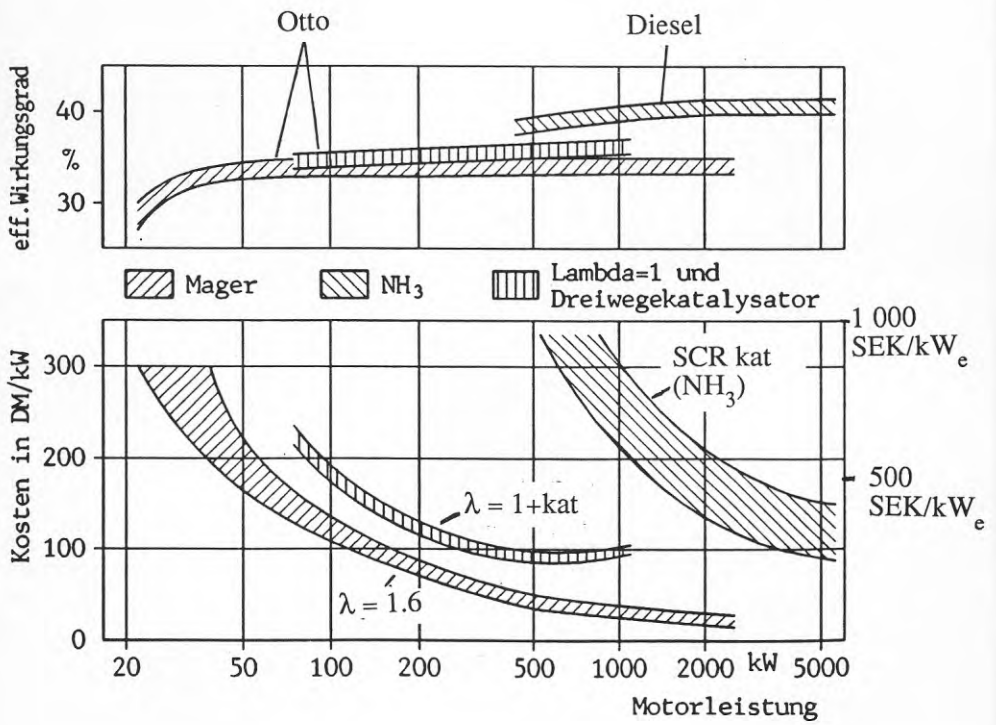
Figur 3. Den flexibla kulvertens konstruktion

Figur 4. Läggnig av den flexibla kulverten i ett smalt dike

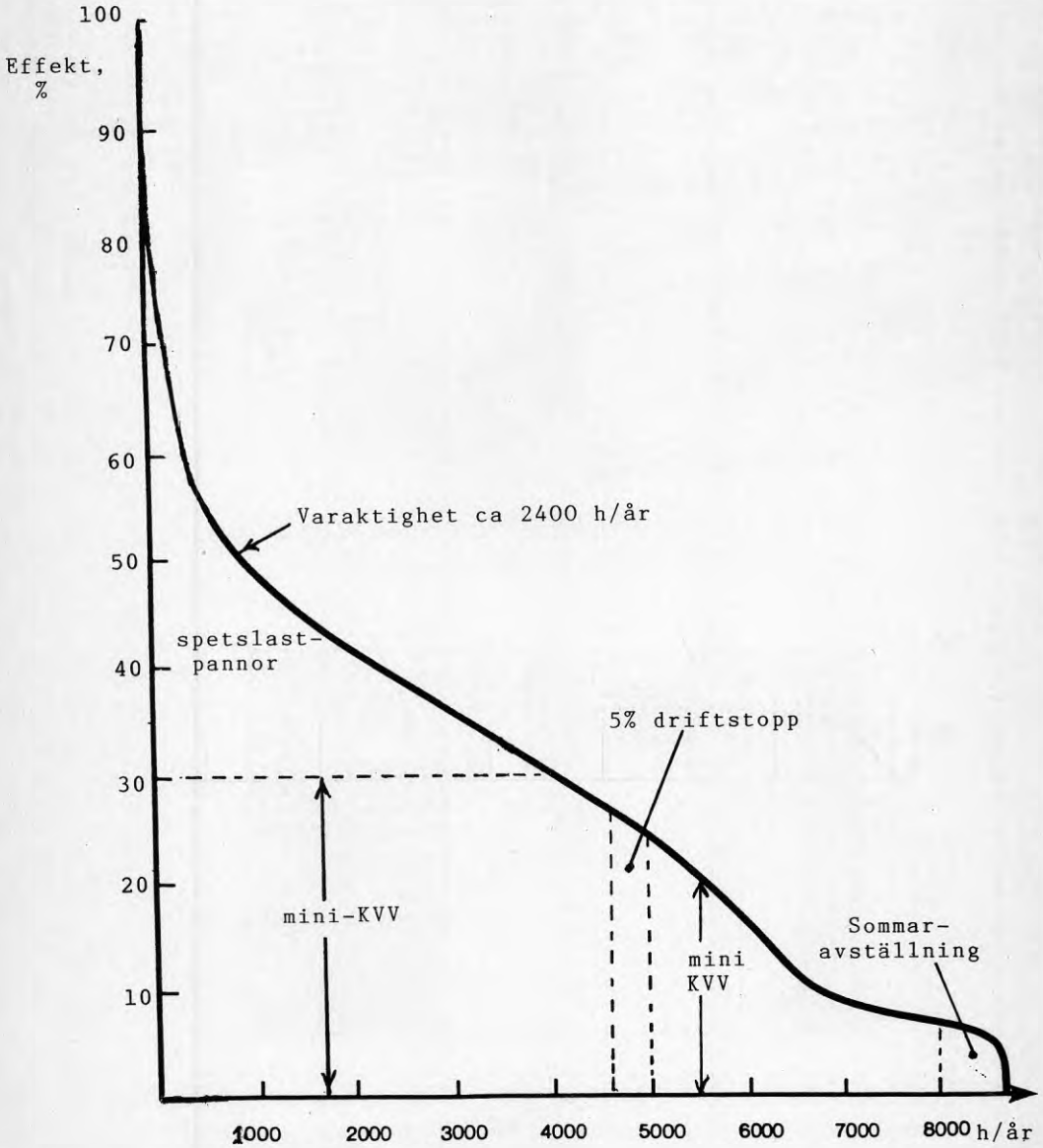


Figur 5. Principschema för GRUDIS-system med direktkoppling till tappvarmvattensystemet

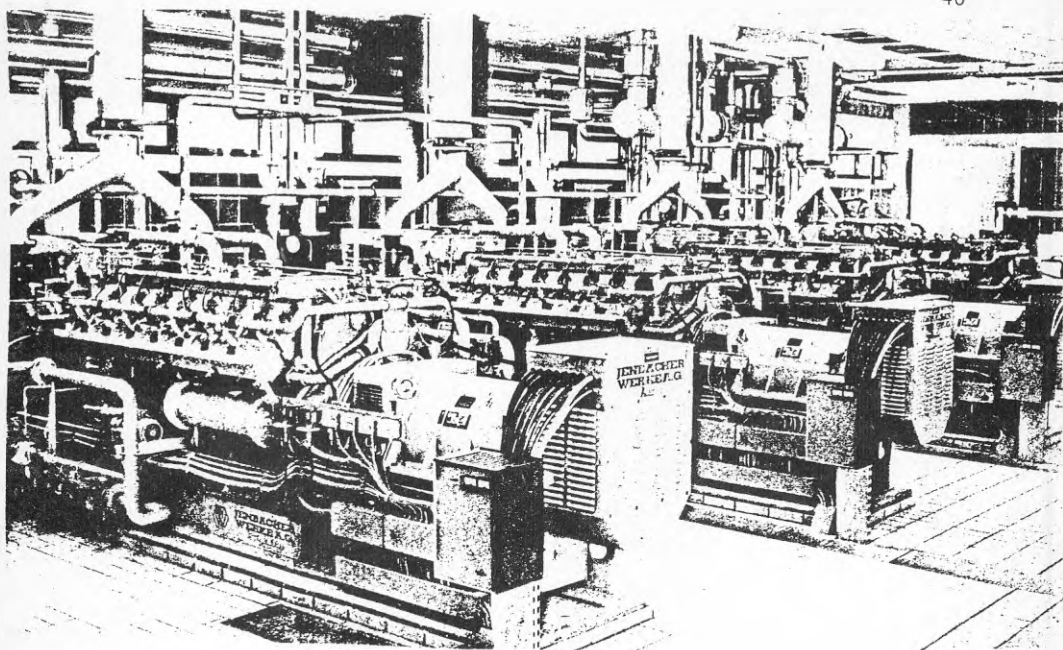
"Grudis"-systemet för värmedistribution



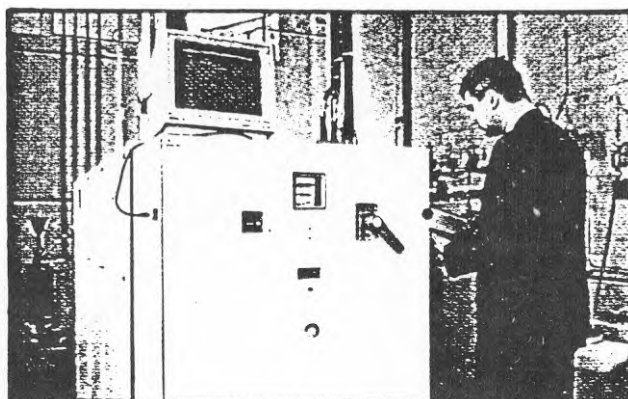
Figur 6. Kostnad för NO_x-reduktion (Ref 9)



Figur 7. Varaktighetskurva för fjärrvärmesystem och typisk lastandel för mini-KVV.

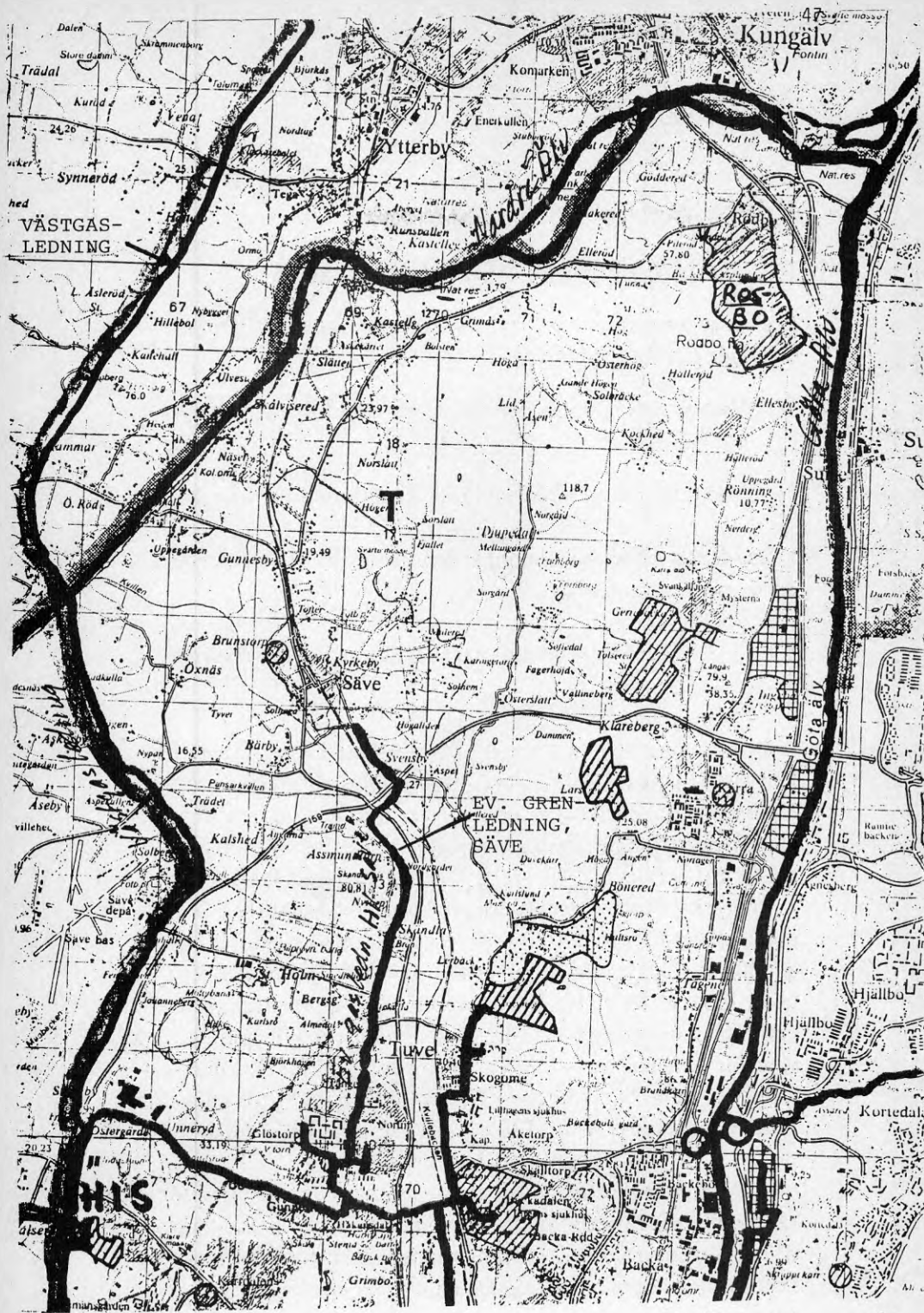


Figur 8. 460 kW_e Ottomotor, "Leanox", med automatiskt reglerat luftöverskott, $\lambda \sim 1.6$ (Jenbacher (IFK Energigas AB)).



Figur 9. 40 kW_e enhet baserad på konverterad bilmotor med inbyggd mini-dator för central övervakning och kontroll av många enheter (Combined Power Systems, England).

Exempel på småskaliga kraftvärmeverk



Figur 10. Planerad sträckning av gasledningar, mars 1989

Bilaga 1:

Elkostnadsprognos 1991 t o m 2015

Elkostnadsprognoser har betydelse för följande två frågor behandlade i denna rapport:

- 1) Vad är el från minikraftvärmeverk värd för försörjningsalternativ 4?
- 2) Vad kostar el för elvärmda hus, försörjningsalternativ 6?

I båda fallen berörs bedömningar ur privatekonomisk och nationalekonomisk synpunkt.

1.1 Vad är elproduktion från baslast mini-KVV värd?

a) *Medelkostnaden och marginalkostnaden*

Eftersom råkraftleverantörerna i Sverige klarat sina avkastningskrav under lång tid, måste deras högspänningstariffer korrekt ha representerat medelkostnaderna för kraftproduktion och högspänningsdistribution. Nyligen genomförde Vattenfall vissa avgiftsökningar för perioden 1989-91, se Tabell 1.1, för att klara högre avkastningskrav som statsmakterna ställt på dem, dvs dels 5 % realränta istället för som hittills 4 % realränta, dels ett extra uttag på gamla vattenkraftverk. Figur 1 visar de nya 130 à 70 kW-tariferna 1981-91 för en typisk last med 5 600 h/år utnyttjningstid – t ex representerade en last som ett kraftvärmeverk kan ta över från råkraftleverantörerna – med ett påslag av 10 % för distributionsförluster, enligt beräkningen i Tabell 1.2. Vid 400 Volt säljs el för ca 27 % högre pris än vid 130 à 70 kV, se Tabell 1.2.

Efter 1991 kommer tillväxten av elkonsumtionen, men framför allt kärnkraftavvecklingen (om den genomförs enligt nuvarande plan) att leda till en successiv ökning i produktionskostnaden eftersom enheter med högre bränslekostnader övertar en större del av produktionen och nya verk med nya kapitalkostnader byggs. Kurva 1 kommer därigenom att successivt närma sig kostnaden för produktion i nya kondenskraftverk plus distributionstillägg, men ändå ej

helt nå denna kurva (kurva 2 för t ex kolkondenskraft baserad på Tabell 1.3), eftersom även efter kärnkraftens totala avveckling befintliga vattenkraftverk kommer att leverera billig kraft som påverkar genomsnittskostnaden. Kurva 1s sträckning visar ett försiktigt uppskattat förlopp baserat på detta resonemang och olika prognoser från kraftindustrin.

När det gäller den genomsnittliga marginalkostnaden för kraftproduktion under året, dvs kostnaden för det sista kWh elkraft producerad på enheten med de högsta rörliga kostnaderna vid varje tidpunkt utslagen över året, så har den under många år varit väsentligt lägre än medelkostnaden, se kurva 3. Anledningen är att tillväxten av elbehovet ej motsvarat förväntningarna när de sista kärnkraftenheterna beställdes, varför ett par kärnkraftenheter i stort sett inte kunnat utnyttjas halva året, så att marginalkostnaden under sommarhalvåret varit mycket låg. Successivt kommer detta att förändras vid tillväxten av elbehovet och kärnkraftavvecklingen, så att kurvan kommer att stiga brant. När kurva 3 möter kurva 2 blir det lönsamt att bygga nya baslastkraftverk, och om denna utbyggnad sker i optimal takt kommer därefter kurva 3 att följa kurva 2. Inträffar en effektbrist på det svenska systemet redan innan dess, blir det motiverat att installera några billigare topplastkraftverk, dvs gasturbiner, men ej baslastkraftverk redan innan denna tidpunkt.

b) *Regler för minikraftverk*

Enligt de regler som idag tillämpas, dvs de så kallade *EKOVISAM*-reglerna (Ref 10), får minikraftvärmeverk sälja sin elproduktion till elleverantören för området till priset som denna elleverantör själv betalar till råkraftleverantören för sina köp, plus vissa tillägg för distributionsförluster som bestäms av spänningen vid vilken minikraftverket levererar sin elproduktion. Detta innebär sålunda att priset bestäms av högspänningstaxan med vissa tillägg för lägre spänning, och bör sålunda i stort sett motsvara kurva 1 i Figur 1.1, om utnyttjningstiden är 5 600 h/år. Vid lägre utnyttjningstid ökas kostnaden per kWh något, eftersom tariffen är uppdelad på rörliga och fasta komponenter för att återspegla kapital, drift och bränslekostnader för en blandning av olika slags kraftverk.

Tillämpas *EKOVISAM*-reglerna även i framtiden, får ägaren av minikraftvärmeverken mindre betalt än den besparing som råkraftleverantören gör genom att han slipper bygga ut nya kondenskraftverk eftersom kurva 1 ligger under kuva 2 och 3 på sikt. Detta är de stora råkraftleverantörerna väl medvetna om, varför t ex Vattenfall redan idag uttalat villighet att förhandla med kommunala verk betr de belopp som Vattenfall är villigt att betala långsiktigt för elproduktionen från nya kraftvärmeverk. När det gäller minikraftvärmeverk finns dock inte möjlighet att förhandla i varje enskilt fall. Enda sättet att se till att minikraftvärmeverkens ägare får betalt vad elproduktionen är värd ur nationell synpunkt och för råkraftleverantören att **ändra *EKOVISAM*-reglerna** på sikt, så att dessa efter en viss tidpunkt baseras på den långsiktiga marginalkostnaden istället för högspänningstaxan plus tillägg, eller i varje fall kommer närmare den långsiktiga marginalkostnaden. En sådan justering av *EKOVISAM*-reglerna rekommenderade jag redan 1987 bl a i Ref 7, och den har sedan dess fått uttalat stöd från många håll, inklusive fler representanter för kraftindustrin.

Ännu kan man dock inte vara säker på att en sådan justering verkligen kommer att genomföras. Därför har jag i denna rapport antagit att intäkterna från minikraftvärmeverkens elproduktion baseras på kurva 1 för det "privatekonomiska" alternativet, men på kurva 3 som övergår i kurva 2 för det "nationalekonomiska" alternativet. Det diskonterade medelvärdet för perioden 1991 t o m 2015 för kurva 1 är ca 28 öre/kWh och för kurva 2 (och dess fortsättning, kurva 3) 30 öre/kWh. Dessa värden har använts i rapporten vid utnyttjningstiden 5 600 h/år.

När det gäller produktion vid annan utnyttjningstid än 5 600 h/år bör kostnaderna justeras eftersom det är billigare att producera vid hög utnyttjningstid än låg utnyttjningstid. För att på ett korrekt sätt representera inverkan av utnyttjningstiden, bör man beräkna den optimala sammansättningen av olika typer av kondenskraftverk (kolkondens, naturgaskombiverk, gasturbiner) för den aktuella produktionskurvan såsom t ex gjorts i Ref 14. För denna rapport har jag dock tillämpat approximationen att representera kostnaden genom uttrycket

280 kr/kW per år plus 23 resp 25 öre/kWh_e för privatekonomi resp nationalekonomi,

som vid 5 600 h/år överensstämmer med de ovan citerade medelkostnaderna. Den fasta komponenten, 280 kr/kW per år motsvarar ungefär de fasta kostnaderna för topplastkraftverk, t ex gasturbiner.

1.2 Vad kostar el för elvärmda hus?

1.2.1 Privatekonomisk värdering

Ur privatekonomisk synpunkt kan kostnaden för elvärmda hus 1989 beräknas från hushållstaxan från Energiverken i Göteborg, se Tabell 1.4. Taxorna tar upp samma fasta avgifter per hus för abonnemang för enbart hushållsel (tariff 532-582) resp hushållsel och värme (tariff 592/3) varför bara den rörliga avgiften påverkar kostnaden för värme och varmvatten.

För hus helt utan resp med fullständig dygnsackumulering kan medelvärden av den rörliga avgiften beräknas på följande sätt:

% av energin, nov.-mars (= 41.7 % av tiden) från varaktighetskurva	58 %
% av energin, mån - fre 07.00 - 22.00 (= 75 h av 168 h = 44.6 % av tiden)	54 %
% av energin vid högre energiavgift = 0.58 x 0.54	31.3 %

Resultat:

År 1989	15.5 + 0.313 (37.5 - 15.5)	23.6 ö/kWh
År 1991	17.0 + 0.313 (46 - 17)	25.1 ö/kWh

Till dessa belopp får adderas bedömningen av taxehöjningen mellan 1989 och genomsnittet för perioden 1991 t o m 2015. Denna ökning har beräknats från kurva 1 Figur 1.1 för utnyttningstiden 5 600 h/år med ett 25 % tillägg för högre kostnader vid 400 Volt-systemet och lägre utnyttningstid.

Kostnad 1991	25.1 ö/kWh	
Tillägg för perioden 1991 t o m 2015	5.7 ö/kWh	
Elskatt	7.2 ö/kWh	
Totalt 1991 t o m 2015	38.0 ö/kWh	(diskonterat medelvärde)

Vid fullständig ackumulering reduceras kostnaden 1991 med $25.1 - 17.0 \sim 8 \text{ kWh}$. Jag bedömer av skäl som anges i Avsnitt 1.2.2 att detta belopp inte kommer att ökas ytterligare i framtiden. Beloppet utan ackumulering (medelvärdet 1991 t o m 2015) blir sålunda $38 - 8 = 30 \text{ öre/kWh}$.

Troligtvis är detta belopp lågt räknat eftersom kostnadsökningen som nattelackumulering ofta framtvingar i distributionsnätet närmast konsumenten är försummad.

1.2.2 *Nationalekonomisk värdering*

a) *utan dygnsackumulering*

En nationalekonomisk värdering av vad det kostar att producera och distribuera ytterligare el för småhus kan baseras på samma värdering som för värdet av el producerad i minikraftvärmeverk, dvs kurva 3 Figur 1.1 för 5 600 h/år, dvs 30 ö/kWh korrigerad för följande faktorer:

- i) de elvärmda husens låga utnyttjningstid, ca 2 000 h/år, som även med viss korrektion för sammanlagring (motsvarande uppskattningsvis ca 2 400 h/år) fordrar extra investeringar i topplastkraftverk,
- ii) ökade distributionsförluster under höglasttiden då elvärme i huvudsak används (uppskattningsvis ca 5 %),
- iii) kostnaden av förstärkningar av nya eldistributionsledningar för det nya bostadsområdet, jämfört med ledningar avsedda enbart för hushållsel, ca 2 ö/kWh.
- iv) elskatt, 7.2 ö/kWh

Sammanlagt ger detta:

$$1.05 [30 \text{ ö/kWh} + 280 \text{ kr/kW} (1 / 2\,400 \text{ h} - 1 / 5\,600 \text{ h})] + \\ + 2 \text{ ö/kWh} + 7.2 \text{ ö/kWh} = 48 \text{ öre/kWh}$$

dvs 10 öre/kWh mera än för den privatekonomiska värderingen

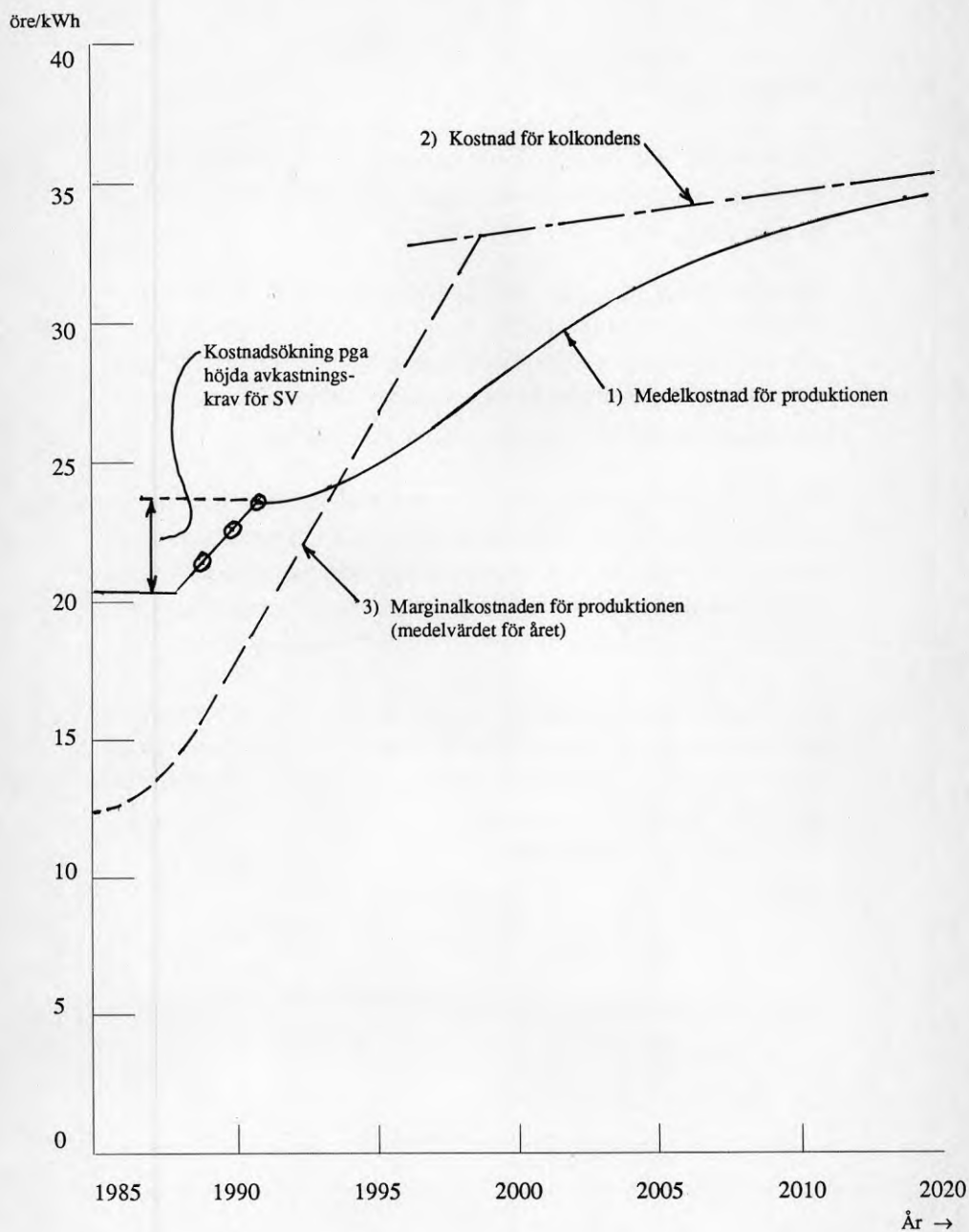
b) *Värdet av dygnsackumulering*

Det nationalekonomiska värdet av ackumulering i husen under perioden 1991 t o m 2015 är något osäkert. De kraftbalansstudier som utförts för Statens Energiverks räkning (Ref 13) visar mycket små dygnsvariationer i produktionskostnaden för el när kärnkraft-avvecklingen helt eller partiellt fullföljts, därför att dygnsvariationerna i huvudsak tas av vattenkraftverk med sina stora vattenreservoarer och på senare tid utbyggd eleffekt. De förstärkningar av högspänningsledningarna mellan vattenkraftverken i landets norra del och konsumtionscentra i dess södra del som för närvarande genomförs bidrar till en bättre utnyttjning av denna utjämningsmöjlighet. Det är möjligt att dagens kraftbalansberäkningsprogram, KR70, som använts härvid är något optimistisk beträffande värderingen av utjämningseffekten, men i huvudsak anser kraftindustrins representanter att slutsatserna är riktiga. Det blir mycket små variationer i de verkliga produktionskostnaderna under dygnet på 2000-talet, däremot att säsongsvariationer fortfarande blir påtagliga. Förhållandena under det fåtal kallaste dagar som bestämmer den nödvändiga installerade effekten utgör ett undantag från denna regel. I den mån dygnsackumulering i husen leder till en minskning av denna installerade effekt leder detta till besparingar som har karaktären av en reducerad fast avgift snarare än en lägre rörlig avgift. Stämmer denna bedömning kommer det inte att finnas kvar skäl på sikt att ha kraftigt differentierade dygnstaxor för energi, men istället en kraftig effektagift för effekt som tas ut dagtid under ett fåtal mycket kalla dagar per år.

Totalt sätt kan dock även detta leda till en kostnadsreduktion på ca 8 öre/kWh. Denna värdering försummar visserligen den kostnadsökning som kraftig nattackumulering av elvärme kan tvinga fram i distributionsnätet närmast konsumenterna.

Bortsett från den sistnämnda synpunkten skiljer sig inte värdet av dygnslagring väsentligt från det som framräknats för den privatekonomiska värderingen i del 1.2.1 av bilagan. För att åstadkomma denna besparing räcker det dock om husägarna tillämpar dygnsackumulering ett fåtal dygn per år.

Jag har mot bakgrund av dessa överväganden baserat den nationalekonomiska värderingen av kostnaden för elvärme på värdena för den privatekonomiska värderingen utan resp med ackumulering höjd med 10 ö/kWh. Dock föreligger viss osäkerhet betr denna ansats, och då särskilt när det gäller ackumuleringens värde.



Figur 1.1 Prognoser över elproduktionskostnad vid 5 600 h/år utnyttningstid + 10 % distributionstillägg

Bilaga 2:

Inverkan av energibesparande åtgärder på husens investeringskostnader och energiförbrukning

Tabell 2.1 visar uppgifter som Energisparcentrum i Göteborg tagit fram för denna utredning (Ref 5). Investeringskostnaderna har sammanställts från budgetpriser lämnade av tre husleverantörer och energiförbrukningen beräknats med Energisparcentrums beräkningsprogram.

I Tabell 2.2 har jag analyserat information i Tabell 2.1 för att genom skillnaden mellan olika alternativ räkna fram inverkan av enskilda åtgärder, dvs värmeåtervinning från ventilationsluften, ökad isoleringstjocklek med mera. Dessa uppgifter har sedan legat till grund för beräkningen i Tabell 4 och 5 av huvudtexten.

Tabell 2.3 visar de uppgifter som jag använt för att beräkna övriga kostnader av energisystemen för elvärmda hus. Kostnaden för elpannan har separat bekräftats av Energisparcentrum. Kostnaden för vattenradiatorsystemet stämmer även väl överens med uppgifter i Ref 15 (Vattenfall).

Tabell 2.1 Energiförbrukning och kostnad för eivärmda hus enligt Energisparcentrum, Göteborg

Alternativ	1	2	3	4	5	6	7
1. Vattenburen + ackumulator (V) eller direktel (DE)	V	V	V	V	V	DE	DE
2. Isolerstandard, SBN-80 (S) eller ELAK (E+ resp E-) med resp utan lågt emissionsfönster	S	S	S	E+	E-	E+	E+
3. Frånluftsvärmepump för varmvatten (FV) eller värme & varmvatten (FVV)	-	FVV	-	FVV	-	-	FV
4. Ventilationsvärmeåtervinning (VÅ)	-	-	VÅ	-	VÅ	-	-
A. Enfamiljshus, 140 m²							
5. Energiförbrukning för värme & varmvatten (därav 3.3 MWh för varmvatten)							
a) totalt	20.1	14.4	16.5	8.0	11.7	12.2	10.3
b) bidrag från värmepump	-	3.9	-	3.5	-	-	1.3
6. Investering							
a) totalt	1 212	1 230	1 220	1 270	1 250	1 210	1 220
b) för energisystem och bättre isolering än SBN-80 = (6a) - 1 159*	53	71	61	111	91	51	61
B. Kedjehus, 125 m²							
7. Energiförbrukning för värme och varmvatten (därav 2.4 MW varmvatten)							
a) totalt	15.8	9.1	12.2	-	8.5	10.0**	-
b) bidrag från värmepump	-	3.6	-	-	-	-	-
C. Lamellhus, 960 m², 16 lgh							
8. Energiinvestering för värme och varmvatten (därav 17.6 MWh för varmvatten)							
a) totalt	111.0	69.3	82.5	52.5	66.3	871**	-
b) bidrag från värmepump	-	(28)	-	(25)	-	-	-

* 1 159 = kostnaden av husalt 1 utan energisystem. Kostnaden av energisystemet för husalt 1, dvs vill med varmvattensystem och totalackumulator, SEV-isolering, ingen värmeåtervinning har bedömts vara: Elpanna, konventionell vattenberedare, kontrollutrustning 15 kkr
Radiatorer och varmvattenör 25 kkr
Ackumulator för heldygslagring, kallaste dag 13 kkr
Totalt (se kol 1) 53 kkr

** E -

Tabell 2.2 Analys av kostnaden och energibesparingen på grund av olika åtgärder från data i Tabell 2.1*

Åtgärd	Beräkning investering o energi. Alt från Tabell 2.1 & ev korrektion	Villor, 140 m ²			Radhus, 125 m ²			Lamellhus, 960 m ² , 16 lgh		
		a Inves- tering kkr	b Energi- bespa- ring MWh/år	c kr per kWh/år bespa- ring = a/b	a Inves- tering kkr	b Energi- bespa- ring MWh/år	c kr per kWh/år bespa- ring = a/b	a Inves- tering kkr	b Energi- bespa- ring MWh/år	c kr per kWh/år bespa- ring = a/b
1. Värmeåtervinning från ventilations- luft (=VA) a) vid SEN-80 b) vid ELAK	Alt (3) - (1) Tabell 2.1 Skattad	8 8	3.6 3.3	2.22 2.42	8 8	3.6 3.3	2.22 2.42	50 50	28.5 25.7	1.75 1.95
2. ELAK-isolering utan lågt emissionsglas i hus med VA	Alt (5) - (3) Tabell 2.1	30	4.8	6.25	23	3.7	6.22	79	13.2	6.0
3. ELAK-isolering med lågt emissions- glas Alt (4) - (2)	Alt (4) - (2) Tabell 2.1	38**	6.85***	5.55	3	5.5	5.45	118	23.2	5.1
4. Lågt emissionsglas	Pkt (3) - (2) denna tabell	8	2.05	3.90	7	1.80	3.9	39	10	3.9
5. Frånluftvärmepump för värme och varmvatten i hus med SEN-80- isolering	Alt (2) - (1) Tabell 2.1	18	5.7 (el)	3.16	16	5.7 (el)	2.80	100	41.7	2.40
6. Frånluftvärmepump för värme enbart i hus med ELAK-isolering	Alt (7) - (6) Tabell 2.1	10	1.9	5.26	8	1.4	5.7	28	10	2.8
7. Vattenburen värme med akkumulator minus direktel utan akkumulator	Alt (1) - (6) Tabell 2.1 denna tabell + (3)	40 (35)**	1.05 (8%)	ej jäm- fört här						

* Kostnaderna i Tabell 2.1 gäller fristående villor. För radhus resp lamellhus har kostnaderna extrapolerats.

** Skillnaden från Tabell 2.1, 40 kkr, har reducerats med 2 kkr för den skattade reduktionen i kostnaden av värmepumpen Alt 4 som har lägre effekt än för Alt 2 på grund av ökad isolering.

*** Energibehoven för Alt 2 och 3 har korrijerats för värmefaktorn 2.5 av värmepumpen. Därigenom får Alt 2 samma energibehov brutto, 20.1 MWh, skillnad = 6.85 MWh.

**** 6.7 MWh besparing enligt Ref 1 men korrijerat för värmefaktor av 2.5.

Tabell 2.3 Övriga kostnader av energisystemen i husen (för villor), kkr/hus

Värmebärare	Vatten	Luft	Direktel
1. Elpanna eller elpatron + konventionell varmvattenberedare	15	10	6
2. Radiatorer + tillhörande värmedistribution och radiatorventiler (eller luftreglerventiler)	25 [17]****	3	12
3. Varmvattenackumulator för dygnslagring a) för varmvatten enbart***** b) för all värme	4 13	4 13	4 13
4. Totalt: a) med ackumulator för varmvatten b) med ackumulator för all värme och varmvatten	44 [32] 53* [45]	17 26	22 32
5. Skillnad vattenburet system, övriga system		-27** [-19]	-22 [-14]
6. Skillnad vattenburet system med ackumulator typ b) och direktel utan någon ackumulator			31 (35)***

* Värdet som används i Tabell 2.1 för beräkning av investeringen i hus utan energisystem, se fotnot i Tabell 2.1.

** Detta värde som representerar 27/63 = 42 % av kostnaden för energisysteminvesteringar för varmlufts-system för Alt 3 har använts för att beräkna kostnadskorrekturen Tabell 9 punkt 10 när varmlufts-system ersätts med vattenburna system.

*** Värdet inom parentes är det som angivits direkt av Energisparcentrum som typiskt från deras förfrågningar hos leverantörer.

**** Värdet inom raka parenteser gäller för vattenburet system med nyare teknik, dvs sockelvärme-element och uppgift i Ref 15 (Tord Isacson) att detta reducerar kostnaden för post 2 för konventionella radiator-system med ca 33 %.

***** Enligt senaste uppgifter är denna kostnad för hög. Detta påverkar dock ej jämförelsen mellan olika försörjningssystem.

**Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 880489-7
från Statens råd för byggnadsforskning till Margen-Consult AB,
Nyköping.**

R94: 1989

ISBN 91-540-5104-5

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Art.nr: 6709094

**Abonnemangsgrupp:
Ingår ej i abonnemang**

**Distribution:
Svensk Byggtjänst
171 88 Solna**

Cirka pris: 43 kr exkl moms