



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

R31:1988

**Naturgasdrivna
minikraftvärmeverk för
byggnader och blockcentraler**

Planeringsunderlag

Peter Margren

INSTITUTET FÖR
BYGGDOKUMENTATION

Accnr

Plac

Ser

Byggforskningsrådet

R31:1988

NATURGASDRIVNA MINIKRAFTVÄRMEVERK
FÖR BYGGNADER OCH BLOCKCENTRALER

Planeringsunderlag

Peter Margen

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 870547-9
från Statens råd för byggnadsforskning till Margen-
Consult AB, Nyköping.

REFERAT

Rapporten undersöker möjligheterna för olika typer av naturgaseldade minikraftvärmeverk att bli lönsamma i Sverige i ett skede då kärnkraften avvecklas och naturgas introduceras i större skala.

Prestanda och kostnader av minikraftvärmeverk av 30 kW_e till några MW_e undersöks från data för anläggningar i drift eller under byggnad i flera länder och priser offererade av olika tillverkare. Enhetsstorleken visar sig ha liten inverkan på den specifika anläggningskostnaden om man beaktar att de minsta enheterna ofta kan rymmas i befintliga byggnader, större anläggningar sällan. Även underhållskostnaden per kWh är relativt okänslig för enhetsstorleken. Ekonomin undersöks dels på basis av elkostnadens skattade framtida marginalkostnad, dels medelkostnad, och på basis av gasprisnivåer som diskuterats från olika håll.

För "rimliga" prognoser betr el- och gaspriser skulle vissa minikraftvärmeverk bli lönsamma över hela det studerade storleksområdet.

Ett stort genomslag på marknaden fordrar dock att,

- a) bränsleskatteprincipen modifieras så att den inte lägre missgynnar kraftvärmeverk gentemot kondenskraftverk,
- b) naturgas görs tillgänglig till minikraftvärmeverken till priser som skulle göra gasen lönsam för stora kraftvärme- och kraftverk, plus den för minikraftvärmeverken tillkommande lokaldistributionskostnaden.
- c) lagstiftningen som nu förbereds betr försäljningspriser av el från minikraftvärmeverk så småningom justeras så att priset på sikt motsvarar (eller är nära till) marginalkostnaden för elproduktion och distribution, och ej som idag medelkostnaden.

Rapporten diskuterar i korthet utvecklingstrender för minikraftvärmeverk och ger indikationer betr lämplig FoU-satsning i Sverige.

En kortare engelsk version av rapporten har tagits fram, D7:1988.

I Byggnadsforskningsrådets 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.

R31:1988

ISBN 91-540-4878-8

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Svenskt Tryck Stockholm 1988

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

	<i>Sid</i>
Sammanfattning	
1. Bakgrund	1
2. Fem nyckelfrågor	2
3. Vad är elkraft från kraftvärme värd?	4
3.1 Kostnader som ersätts i produktionsledet	4
3.2 Kostnader som ersätts i distributionsledet	6
3.3 Summan av kostnader som ersätts	6
3.4 Medelkostnad för elproduktion och distribution	7
3.5 Institutionella hinder och eventuella sätt att avlägsna dem	8
4. Vad blir gaspriset för minikraftvärmeverk?	10
4.1 Allmänt om gasprissättningen	10
4.2 Gaspriset vid stamnätet	12
4.3 Tillägg för distribution	13
4.4 Gaskostnad för värmekrediteringen	14
5. Kostnader och prestanda för små gasdrivna kraftvärmeverk	17
5.1 Allmänt	17
5.2 Mikrokraftvärmeverk för individuella fastigheter	18
5.3 Minikraftvärmeverk i mellanstorleksklassen	20
5.4 Större enheter för blockcentraler	24
5.5 Förslag till riktvärden för ekonomisk bedömning	26
6. Ekonomisk analys	29
6.1 Beräkningsresultat	29
6.2 Diskussion	30

	<i>Sid</i>
7. Inverkan av modifierad bränsleskatt/elskatt	32
7.1 Problemet med dagens regler	32
7.2 Värmeverksföreningens förslag betr skattebonus	32
7.3 Bränsleneutral skattebonus	33
7.4 Bränsleskatt även på elproduktion eller moms plus punktskatt	33
7.5 Sammanfattning	34
8. Eventuell kompletteringsdrift sommartid med återkylare eller säsongslager	35
9. Känslighetsanalys	36
9.1 Inverkan av lägre elintäkter	36
9.2 Inverkan av högre kostnader för minikraftvärmeverk	36
9.3 Förändring i energiskatten	36
9.4 Vilka förändringar är rimliga?	37
10. Miljöfrågor	38
11. Utvecklingsfrågor	39
11.1 Etablerade typer av minikraftvärmeverk	39
11.2 Nya typer av minikraftvärmeverk	40
12. Slutord	42
13. Referenser	43

Tabell 1 - 8

Figurer 1 - 10

Bilaga 1: Utdrag ur Harwells förklaring av det ökade intresset i England för mikro kraftvärmeverk

Bilaga 2: Anteckningar från samtal med R Grey, projektledare för utvärdering av mikrokrftvärmeverk i England

Bilaga 3: Kostnader för lokalgasnät enligt Ref 7 och 8

FÖRORD

Denna snabbutredning, beställd i augusti 1987 för planeringsändamål, syftar till att belysa möjligheter för naturgaskylda minikraftvärmeverk att bli lönsamma vid en kärnkraftavveckling och utbredd naturgasintroduktion.

Många har lämnat värdefull information för utredningen, eller synpunkter på tidigare utkast. De flesta är omnämnda i referenslistan. Jag vill dock även tacka Ynge Larsson, Sydkraft; Sven-Erik Groop, Vattenfall; Bengt Wallenberg och Bengt Adelstam, Swedegas; Ulf Norhammar, Svenska Gasföreningen; Torbjörn Boström, BFR; Bo Ohlsson, STEV; Anders Höök, Stockholms Energi; Per Cleverdal, Svenska Elverksföreningen och Lennart Backman, Studsvik för kommentarer och synpunkter, samt även tacka representanter för i texten angivna leverantörer för information.

Ingen av dessa är givetvis ansvariga för den avvägning av synpunkter som görs i utredningen.

Peter Margen
den 26 november 1987

Sammanfattning

Detta projekt syftar till att belysa vilka möjligheter som finns att få lönsamhet på naturgasdrivna minikraftvärmeverk installerade hos blockcentraler och större fastigheter, som ett sätt att minska nettoelbehovet i bebyggelsen. De resultat som redovisas har kommit fram efter diskussioner med representanter för några av de viktigaste aktörerna på området (Statens Energiverk (= STEV), Swedegas, Gasföreningen, vissa utländska gasleverantörer, Byggnadsforskningsrådet, vissa kraftföretag och kommunala energiverk, minikraftvärmeverktillverkare) och beräkningar baserade på antaganden som förefaller rimliga.

Referensfallet för de här redovisade beräkningarna är baserade på följande fyra huvudhypoteser:

- 1) Genom lämpliga avtal och modifierad lagstiftning uppnås en betalningsprincip för producerad el som motsvarar de verkliga besparingarna som åstadkoms hos råkraftleverantörerna, inklusive reducerade distributionsförluster m m, dvs den långsiktiga **marginalkostnaden**. I Sverige finns accepterade kraftbalansberäkningsmetoder för att beräkna denna inbesparade kostnad, och vi har använt resultat som framräknats för STEV med sådana modeller. Minikraftvärmeverken börjar introduceras i ett skede då redan flera kärnkraftverk tagits ur drift så att denna kostnad stigit till ett relativt högt belopp, nära kostnaden för ny kondenskraft plus reducerade distributionskostnader.
- 2) Minikraftvärmeverken introduceras i ett skede då naturgasnätet byggs ut för att fånga in de stora potentiella gasförbrukarna med hög lastfaktor, dvs ett antal kondenskraftverk och kraftvärmeverk. För att attrahera dessa kunder fordras gasimportavtal som leder till ett pris på stamnätet vid kusten som gör naturgasen konkurrenskraftig med kol för dessa tillämpningar, dvs ett naturgaspris ca 4 öre/kWh högre än kolpriset enligt STEVs och våra bedömningar. Även minikraftvärmeverken kan få en hög lastfaktor om de tilldelas baslastdelen av värmelasten (ca 30 % av effekten). Dessa kan betraktas som

ytterligare en avnämare i denna grupp, förutsatt att de utöver gaspriset på stamnätet kan betala sin **andel** av transport och distributionskostnader. När det gäller lokalnäten betalas dock bara **merkostnaden** jämfört med ledningar som förbrukaren ändå behöver för att täcka baslasten av värmebehovet – förutsatt att det är lönsamt för honom att ersätta nuvarande oljeförbrukning med naturgas. Med dessa principer beräknas gaskostnaden med förenklade formler betr distributionskostnadsandelen. Har minikraftvärmeverken råd att betala mera än detta pris kan dock i praktiken gaspriset för dem bli högre.

- 3) Kostnaden för minikraftvärmeverken baseras på rapporterade erfarenheter och kostnader av ett stort antal minikraftvärmeverk i England och Tyskland som varit i drift några år, samt preliminära riktpriiser för nyckelfärdiga anläggningar vi har fått från inhemska och vissa utländska tillverkare eller representanter för olika typer av förbränningsmotorer och gasturbiner plus tillägg för kundens kostnader, i många fall inklusive katalytisk avgasrening. För de minsta enheterna, 40 à 300 kW_e antas att de uppförs i befintliga pannrum så att man slipper kostnaden för nya byggnader. Eftersom variationer förekommer i kostnadsuppgifterna från olika källor arbetar vi med "rimliga medelvärden".
- 4) Vi har räknat dels med nuvarande bränsleskatt, dels mera konsekventa bränsleskattekonstruktioner som numera diskuteras på olika håll. Bakgrunden är att naturgasdrivna förbränningsmotorer producerar exakt lika mycket el oavsett om värmen tas tillvara för uppvärmning eller ej. Tas den inte tillvara befrias de helt från bränsleskatt enligt dagens skatteprincip. Tas däremot värmen tillvara betalas bränsleskatt fullt ut för denna återvunna värme. Man "belönar" på detta sätt energislöseri och "bestraffar" värmeåtervinning. Det kan inte vara rimligt att fortsätta med denna praxis, varför vi även undersökt konsekvensen av några av de rimligare skattekonstruktionerna som föreslagits.

Resultaten av de beräkningar vi utfört med de ovan angivna principerna för minikraftvärmeverk i storleksområdet 40 kW el till 2 MW el visar att man **får lönsamhet** (med 6 % realränta och 25 års annuitet) över hela effektområdet redan med dagens ogynnsamma bränsleskattesystem, och kraftigt förbättrad lönsamhet med en mera konsekvent bränsleskatteutformning.

En av anledningarna för detta gynnsamma resultat är att förbränningsmotorernas specifika kostnad bara i mycket ringa grad påverkas av deras storlek och att nackdelen av ökade drift- och underhållskostnader per kW för små enheter i viss mån kan begränsas genom att använda gemensamma drift- och serviceorganisationer för fler aggregat. Dessutom bidrar avlastningen av eldistributionsförluster för särskilt de små enheterna nära konsumenterna till det gynnsamma beräkningsresultatet.

De preliminära resultaten måste betraktas med försiktighet. Erhållna kostnadsuppgifter har en betydande spridning och krav på återbäring på satsat kapital kan vara högre än antaget 6 % realränta. Därför ingår även en känslighetsanalys i vår redovisning.

Den visar att en ändring i bränsleskatteprincipen är nödvändig för att bibehålla lönsamhet om det inträffar påtagliga försämringar i några av huvudantagandena, dvs principen för avsättningspriset för el, gaspriset, avkastningskravet resp kostnaderna för minikraftvärmeverken. Störst försämring uppstår om den antagna principen "betalning för råkraftleverantörens marginalkostnad" ersätts genom "betalning för elproduktionens medelkostnad", dvs nuvarande EKOVISAM-86 praxis och förberedd lagstiftning. Denna praxis är värdefull så tillvida att den säkerställer en elprisnivå utan behov av förhandling, men fastställer en kostnadsnivå som kommer att bli för låg vid en kärnkraftavveckling. Därför kommer den, om den fortsätter, att leda till att **kondenskraftverk ofta byggs även när de är mindre ekonomiska ur nationell synpunkt än minikraftvärmeverk** eller att **bara kraftföretag** (som kan tillgodoräkna sig det verkliga värdet av elproduktionen) **har råd att äga mindre kraftvärmeverk, vilket skulle begränsa konkurrensmöjligheterna.**

Vi drar slutsatsen att minikraftvärmeverks genomslag är beroende av **statsmakternas villighet att agera** för att på sikt **modifiera reglerna för betalning för elproduktion från dessa verk** (i varje fall för verk som inte ägs av råkraftleverantörerna själva), av att få minikraftvärmeverk betraktade som en **likvärdig komponent av gaspaketet för 2000-talet** med kondenskraftverk och fjärrvärmens kraftvärmeverk, samt att **modifiera bränsleskatten** på ett sätt som inte längre belönar energislöseri.

Lyckas man med att genomdriva dessa principer förefaller enligt preliminära beräkningar minikraftverken att bli lönsamma inom ett brett storleksområde och lämna ett bränslesnålt och miljövänligt bidrag till ersättningen av elproduktionsbortfallet från avstängda kärnkraftaggregat.

Dessutom representerar minikraftvärmeverk en gaslast med hög lastfaktor som bör vara av värde för gasnätet när en utbyggnad för andra kraftverkstyper är aktuell.

När det gäller utveckling och demonstration rekommenderas mera detaljerad uppföljning av utländska erfarenheter, demonstration av minikraftvärmeverk av etablerad typ i Sverige för att skapa förtroende för tekniken, vidareutveckling av avgasreningsutrustning för de minsta enheterna, samt insatser för demonstration av en avancerad motor, nämligen Stirlingmotorn, som genom bl a frihet att använda olika bränslen, tysthet och potentiellt låga underhållskostnader, eventuellt ytterligare kan förbättra möjligheten till genomslag av tekniken. Vid lämplig tidpunkt kan teknikupphandling av en större serie bli aktuell.

Data för små kraftvärmeverk

Typ av kraftvärmeverk och uppgiftslämnare	1 MIKRO KKV 15 à 100 kW _e England ca 270 verk [9] [10] 10 à 40 kW _e	2 40 à 100 kW _e	3 Sve- rige ¹⁾ TOTEM ca 120 st [13] + agent	4 USA [11] Micro- Cogen	5 Teco- gen	6 MINI KVV 150 à 800 kW _e Jen bacher 4-takt Otto Öster- rike	7 Västysk- land VDI ~ 300 st [14]	8 Öster- rike/ Schweiz [15]	9 Liba 4-takt diesel	10 MINI KVV FÖR BLOCKCENTRALER, LÄGVARV DIESEL, SVERIGE Wärt- sile Con- tainer	11 Wärt- sile	12 Liba	13 OTTO 2-takt Jen- bacher	14 Gasturbiner ⁴⁾ , Asea-Stals sam- arbetspartner (i utomhuscontainer) Saturn	15 CEN- TAUR T-4500	16 Asea-Stals sam- arbetspartner CEN- TAUR H
Data																
1. Eleffekt kW _e	15 à 40	40 à 100	15	21	30	170	~ 500 ²⁾	~ 500	500	2 400	8100	3 000	4 x 1 800	1 150	3 310	4 150
2. Värmeeffekt kW _v	30 à 100	90 à 225	38	-	-	280	-	-	-	2 800	7 900	3 600	-	2 930	7 050	8 360
3. Elutbytesfaktor	0.39 à 0.45	0.4 à 0.5	0.39	-	-	0.61	0.7 à 1.1	0.7 à 1.1	-	0.86	1.025	0.84	0.65	-	-	-
4. Totalverkningsgrad	0.75 à 0.87	0.75 à 0.87	0.90	-	-	0.90	0.8 à 0.85	0.85	-	0.87	0.85	0.84	0.88	0.79	0.80	0.83
5. Elverkningsgrad	ca 0.26	0.26 à 0.3	0.26	-	-	0.34	0.33 à 0.43	-	-	0.40	0.43	0.38	0.35	0.23	0.26	0.28
Kostnader⁵⁾																
6. Ingående påslag från oss %	-	-	10	15	15	10	-	-	-	10	13	10	10	25 ⁷⁾	25	25
7. Kostnad i befintlig byggnad (kr/kW _e)																
a) utan DENOX-tillsats	5 000 à 9 000	4 500 à 6 000	5 000	7 500	6 320	-	-	-	ca 2 000	-	-	3 850	-	-	-	-
b) med DENOX-tillsats	-	-	5 700	-	-	6 700 ³⁾	-	-	-	-	-	4 350	4 950	-	-	-
8. Kostnad i ny byggnad eller utomhuscontainer:		Byggnad finns		Byggnad finns						Con- tainer	Bygg- nad		Bygg- nad	Container		
a) utan DENOX-tillsats					6 500	4 450	6 000 à 8 000	5 700 à 6 500	ca 3 000	6 000	-	4 450		6 580	5 520	4 790
b) med DENOX-tillsats										6 500	6 150	4 950		Ånginsprutning ger acceptabel NO _x		
9. Kostnad för underhåll och smörjolja ö/kWh _e	6 à 13	5 à 7	12			4	} 10 à 14 ³⁾		6	3	2.5	3à3.5	4	2	2	2
10. Kostnad för DENOX-kemikalier och katalysatorbyten											1	1	?	2	-	-
a) enligt tillverkare	-	-	-	-	-	-			?	1.5	1.5	1.5	1.5	-	-	-
b) vår skattning	-	-	-	-	-	-								-	-	-
11. Sammanlagt = (9) + (10b)	6 à 13	5 à 7	12	-	-	4	10-14	6/9.3 ⁶⁾		4.5	4	4.5à5	6	2	2	2

1) De i Sverige använda enheterna är för biogas. Här ges data för naturgasmodellen. Kostnaden gäller för beställning av 3 enheter.

2) Effekten är vanligtvis uppdelad på ca 4 enheter sammanlagt 200 à 800 kW. I post 11 ingår även personalkostnaden.

3) Speciell "Lenox" för luftreglage ger låga NO_x-värden utan katalysator

4) 2 % reduktion i totalverkningsgrad på grund av ånginsprutning beaktad.

5) Kostnad uppjusterad till 1987 nivå i fall där uppgifterna gäller tidigareår.

6) 6 öre/kWh för 2-takts motorerna, ca 9.3 öre/kWh för 4-takt-motorerna.

7) Påslag täcker även installation.

1. Bakgrund

BFR har fått i uppdrag från Energidepartementet att belysa möjligheterna att reducera användning av el i bebyggelsen. Ett sätt att åstadkomma en reduktion av nettoelanvändningen är att placera mindre kraftvärmeaggregat vid blockcentraler och större fastigheter i områden som saknar fjärrvärme och låta dem producera el.

Redan idag finns flera hundra minikraftvärmeverk i flera länder, särskilt England, Tyskland och USA. Även i Sverige har ett hundratal små enheter installerats för en speciell tillämpning, nämligen utnyttjning av rötgas vid reningsverk. Mot denna bakgrund får konstateras att tekniken finns, även om vissa aspekter, t ex avgasrening för de minsta enheterna, fortfarande kan förbättras.

Bland möjliga ägare eller driftansvariga för sådana framtida minikraftvärmeverk i Sverige är kraftföretag (flera har redan etablerat sig som värmeleverantörer), kommunala energiverk, bostadsföretag som äger större sammanhängande bostadsbestånd av lämplig typ eller sammanslutningar av flera bostadshusägare (i de senare två fallen eventuellt genom avtal med kompetent serviceföretag).

De förbättrade utsikterna på senare tid att göra naturgas tillgänglig över delar av södra och mellersta Sverige, i varje fall på sikt, samt stigande marginalkostnader för elproduktion vid en kärnkraftavveckling, kan leda till att sådana små "minikraftvärmeverk" blir lönsamma.

Denna rapport syftar till att belysa dessa möjligheter som ett underlag för Byggforskningsrådets planeringsåtgärder. En kortare rapportering av huvudslutsatserna skedde nyligen genom Ref 20.

2. Fem nyckelfrågor

Ekonomin för naturgasdrivna minikraftvärmeverk bestäms av följande fem nyckelfrågor:

2.1 Hur värderas producera el?

Vi diskuterar såväl **dagens praxis** och lagstiftning, som leder till att eldistributören måste ta emot kraft från minikraftvärmeverk och betala lika mycket som för andra kraftinköp, (EKOVISAM-reglerna, Ref 0), dvs i stort sett medelkostnad för kraftproduktion plus distributionsförluster, samt den alternativa principen att minikraftvärmeverkets ägare får betalt lika mycket som **kraftföretagen sparar in** genom elleveransen från minikraftvärmeverket, dvs principen betalning för marginalkostnaden. Vi visar att den senare principen ger väsentligt mera betalt än den förra för minikraftvärmeverk som introduceras omkring år 2 000 när kärnkraft-avvecklingen antagits kommit en god bit på väg, varför principvalet har stor betydelse för minikraftvärmeverkets ekonomi och introduktion.

2.2 Vad blir naturgaspriset?

Den gängse uppfattningen idag hos Swedegas, Gasföreningen och Statens Energiverk är att en **differentierad naturgasprissättning** kommer att tillämpas. Gasens pris för olika tillämpningar kommer därvid att i huvudsak bestämmas av

- 1) Vad olika typer av konsumenter **kan betala**, dvs deras **alternativa kostnader** för att lösa samma uppgift.
- 2) **Marginalkostnaden** för leveransen.
- 3) Nödvändigheten att "lastkorgen" i sin helhet skapar **tillräckligt stor last och intäkter** för att finansiera gasnätet.

Med andra ord, förhandlingar avgör var priset hamnar mellan 1) och 2) förutsatt att 3) kan tillgodoses totalt.

Vi diskuterar i avsnitt 4 vad dessa principer torde innebära för naturgaspriset för minikraftvärmeverk, inklusive inverkan av enhetsstorlek.

2.3 Vad kostar gasdrivna minikraftvärmeverk och vad blir deras prestanda och underhållskostnad?

Vi granskar utländsk litteratur betr erfarenheter av byggda eller beställda verk och tillfrågar olika tillverkare, konsulter och andra experter, sammanställer materialet och gör en bedömning betr specifik kostnad och prestanda som funktion av enhetsstorlek. Flera typer av aggregat beaktas.

2.4 Hur stor bli värmekrediteringen?

Minikraftvärmeverkets värmeproduktion har ett värde som motsvarar kostnaden för det alternativa sättet att producera värmen. I de flesta fall blir detta alternativ naturgasdrivna värme pannor eller oljepannor. Vi beräknar kostnaden för båda alternativen och använder den lägre kostnaden som basis för krediteringen.

2.5 Hur påverkar modifierade bränsle- och elskatteprinciper utfallet?

Nuvarande skatteprinciper "bestraffar" kraftvärme för bränslekonserveringen i förhållande till kondenskraft och ger ingen kreditering för val av miljövänligt bränsle. Flera "rättvisare" principer har föreslagits. Inverkan av fyra av dessa diskuteras, nämligen

- a) Bränsleskatten slopas på sådan restvärme som återvinns utan att detta påverkar elproduktionen (dvs ren spillvärme),
- b) Den av VVF föreslagna "skattebonusen" för kraftvärme (Ref 3), och
- c) En modifierad "bränsleneutral" skattebonus för kraftvärme (Ref 4), samt
- d) Tillämpning av bränsleskatt eller mervärdeskatt plus punkt-skatt (t ex på utsläpp) även för elproduktion.

Mot bakgrund av vår behandling av dessa nyckelfrågor beräknas hurvida naturgasdrivna kraftvärmeverk blir lönande.

3. Vad är elkraft från kraftvärme värd?

3.1 Kostnader som ersätts i produktionsledet

a) Beräkningsunderlag

I ett PM (Ref 2, juli 87) har P E Springfeldt, STEV, redovisat resultaten av beräkningar våren och sommaren 1987 med kraftbalansprogrammet KR70 betr marginalkostnaden för elproduktionen år 1987, 1997 resp 2010 inklusive kostnaden för "effektbristen" under vissa tider. Tabell 1 visar ett utdrag av resultaten av särskilt intresse för vårt fall. Den visar den beräknade viktade marginalkostnaden för kondenskraftverk med utnyttjningstiden 5 600 h/år. Antaget kolpris visas i punkt 2, samt i Figur 1, kurva 3.

Enligt muntliga uppgifter av Springfeldt får man balans mellan den viktade marginalkostnaden (= "ersatt produktionskostnad inklusive kostnaden för energibrist") och produktionskostnaden för nya kondenskraftverk redan när ett begränsat antal kärnkraftverk tagits ur drift. Enligt de planer som nu diskuteras med t ex två kärnkraftaggregat tagna ur drift 1993-97 (Energipropositionen) och ytterligare enheter kort därefter*, torde detta inträffa redan omkring år 2000. Då skulle marginalkostnaden uppskattningsvis följa kurva 1 i Figur 1, med kostnadsförändringar mellan år 2000 och år 2010 som beror i huvudsak på den långsamt stigande bränslekostnaden.

För ett kraftverk med 5 600 h/år utnyttjningstid som tas i drift år 2000 blir då medelvärdet av marginalkostnaden den ersätter under en livstid på 25 år ungefär marginalkostnaden för år 2010, dvs **32.5 öre/kWh**.

Vid beräkningarna för Ref 2 antogs att kärnkraftavvecklingen börjar först efter år 1997. Ökningen i marginalkostnaden från 10.2 öre/kWh 1987 till 17.9 öre/kWh 1997 beror sålunda i

* Det bör dock påpekas att kraftindustrin förordat en avvecklingsvariant där kärnkraftverken tas ur drift så sent som möjligt innan år 2010, trots problemen som en koncentrerad utbyggnad under ett fåtal år kan innebära.

huvudsak på tillväxten i elbehovet som tvingar dyrare krafttaggaget att svara för marginalelproduktionen under vissa perioder. Dessutom bidrar de långsamt ökande bränslepriserna till kostnadsökningen. Efter 1997 påskyndar kärnkraftavvecklingen den ökande användningen av produktionsenheter med högre marginalkostnader och så småningom tillkommer även en kostnad för viss risk för effektbrist under kalla vinterdagar. När kraftföretagen finner det lönsamt att begränsa dessa kostnadsökningar genom att installera nya kondenskraftverk, och fortsätta med att installera dessa i optimal takt, blir den viktade marginalkostnaden lika med den totala produktionskostnaden för nya kondenskraftverk. Vi har kontrollerat detta i Tabell 2 med data från STEVs Ref 1 (kol 1) som ger 32 öre/kWh för kostnaden av kolkondenskraftverk. Vi har därför justerat marginalkostnaden för medelåret av verk installerade år 2000 från 32.5 till **32.0 öre/kWh**.

b) Tillämpning till minikraftvärmeverk

Vi bedömer preliminärt att blockcentraler och större fastigheter har en utnyttjningstid för värme på ca 2 500 h/år och att minikraftvärmeverken dimensioneras för ca 30 % av systemets effektbehov. De producerar då ca 67 % av värmeenergin, när topplastbidraget och inverkan av driftstopp beaktats. Kraftvärmeenhetsens utnyttjningstid (för mottrycksproduktion) blir då $2\,500\text{ h/år} \times 0.67 / 0.3 = 5\,600\text{ h/år}$, dvs samma som för kondenskraft.

Anledningen till att vi valt en så låg effektbråkdelen som 30 % är att gaslastens lastfaktor har stor betydelse för gaskostnaden per kWh eftersom kostnaden av alla ledningar från gasplattformen till kunden är "effektberoende" och denna kostnad svarar för en stor del av den totala gaskostnaden. Dessutom visar vår analys i avsnitt 5 av denna rapport att minikraftvärmeverkens kostnad per kW påverkas i mycket ringa grad av storleken. Sammantaget gör dessa faktorer det ekonomiskt att begränsa den installerade effekten till en lägre bråkdelen av värmelastens maximala effekt än brukligt i konventionella kraftvärmeverk.

Att på detta sätt minikraftvärmeverket får ungefär samma utnyttjningstid som kondenskraftverket innebär även att vi i vårt refe-

rensfall slipper att korrigera värdet av den elenergi de producerar för en avvikande utnyttningstid, och gaspriset för en annan lastfaktor än den för de stora nya kondenskraftverken.

Vi kommer att fortsättningsvis utgå från marginalkostnaden härledd i avsnitt 3.1a), dvs 32 öre/kWh, och betecknar den som "ersatt el produktionskostnad" för minikraftvärmeverk med utnyttningstid 5 600 h/år som tas i drift år 2000. Därmed avses medelvärden under verkens livslängd. I praktiken kan takten i kärnkraftavvecklingen påverka tidpunkten då marginalkostnaden uppnår dessa värden.

3.2 Kostnader som ersätts i distributionsledet

Elproduktion från minikraftvärmeverk sker mycket nära punkten där elenergi utnyttjas och reducerar sålunda även kostnaden för elöverföring och distribution även om vissa förluster tillkommer på grund av utnyttjning genom ledningar nära verken. Själva energiförlusten för överföring och distribution uppgår enligt STEV, Ref 1, till i medeltal ca 8 %.

Vi har räknat med att nettoreduktionen blir ca 7 % för minikraftvärmeverk av storleken 40 à 300 kW kopplad till lågspänningsnätet, resp 5 % för verk för några MW som kopplas till nät med högre spänning.

3.3 Summan av kostnader som ersätts

Tabell 1, del B, summerar delposterna av de kostnader som minikraftvärmeverkets elproduktion ersätter för råkraftleverantören och distributören. För enheter som tas i drift år 2 000 uppgår medelvärdet av den totala ersatta kostnaden under verkets livstid enligt denna redovisning till 33.7 öre/kWh för de större enheterna, typ "blockcentral", och 34.2 öre/kWh för de mindre enheterna för större individuella fastigheter. Figur 1 kurva 1 visar värdet för blockcentraler som funktion av tiden.

3.4 Medelkostnad för elproduktion och distribution

Såsom vi redan nämnt i avsnitt 2.1 föreligger sedan 1986 starka rekommendationer som i praktiken tvingar eldistributören att köpa el från minikraftverk på upp till 1 500 kW. Reglerna betr pris bestäms av EKOVISAM (Ref 0), och motsvarar priset som eldistributören betalar för övriga elinköp från råkraftleverantören. Vissa skillnader föreligger betr spänningsnivån, dvs högre pris vid lägre spänning. Enligt ett förslag till lagrådet föreligger möjlighet till överklaganden av eldistributörens beslut om prissättning.

Eftersom råkraftleverantören säljer el till ett pris som i medeltal ger kostnadstäckning, dvs svarar mot medelproduktions- och distributionskostnaden, blir enligt gällande regler denna medelkostnad avgörande för vad minikraftverksägaren kan få betalt för producerad el. Om Vattenfalls högspänningstaxa N3 för 6 à 10 KV korrekt återspeglar denna medelkostnad vid spänningsnivå av intresse för större minikraftvärmeverk, blir denna kostnad vid 5 600 h/år utnyttjningstid ca 17 öre/kWh år 1987, se kurva 2. Detta är väsentligt högre än dagens marginalkostnad, kurva 1, vilket tyder på att kärnkraftutbyggnaden varit större än vad som kan motiveras av en rent ekonomisk analys (eller tillväxten mindre än förväntat vid utbyggnadsbeslutet). Efter 1987 stiger kurva 2 bara långsamt på grund av långsamt stigande bränslepriser samt ökad elefterfrågan som tvingar verk med högre rörliga kostnader att ta en större andel av produktionen, tills dess kärnkraftavvecklingen börjar ca 1993. Därefter stiger kostnaderna snabbare på grund av minskad kärnkraftandel och ökad andel värmekraftverk med högre rörliga kostnader. Dock når kurvan inte inom överskådlig tid kurvan för marginalkostnaden för kraftproduktion och distribution, kurva 1, eftersom ju bidraget från billig existerande vattenkraft kvarstår under mycket lång tid.

Enligt vissa representanter för kraftindustrin bör denna kostnad ev något reduceras för att beakta minikraftvärmeverkens mindre reglerbarhet jämfört med stora kondenskraftverk.

Denna diskussion leder till den av oss skisserade kurva 2, som innan ca 1995 ligger högre än kurva 1, men efter 1995 lägre än

kurva 1. Trenden bekräftas bl a av uppgifterna i STOSEB-85, Ref 5.

Skillnaden blir särskilt stor omkring år 2000 då kurva 1 antas nå upp till kostnadsnivån för kondenkraft plus marginalkostnaden för distribution. Därefter avtar skillnaden långsamt.

I medeltal under livstiden av ett minikraftvärmeverk som tas i drift år 2000 torde skillnaden vara betydande, dvs i storleksordningen 20 %, men kan variera för olika råkraftföretag beroende på andelen vattenkraft de äger m m. Håller man fast vid dagens lagstiftning och tillämpning blir sålunda producerad el värd betydligt mindre än vi räknat med i referensfallet enligt marginalkostnaden.

Nivån av båda kurvorna i Figur 1 kan höjas om Vattenfall får ett höjt avkastningskrav på sitt kapital från Statsmakterna eftersom Vattenfall agerar som "prisledare" på kraftmarknaden. Däremot ändrar ett dylik höjt avkastningskrav inte i sig relationen mellan kurvorna.

3.5 Institutionella hinder och eventuella sätt att avlägsna dem

Dagens praxis, EKOVISAM och förberedd lagstiftning är värdefull för minikraftvärmeverken så tillvida att den säkerställer ett bestämt avsättningspris för deras elproduktion utan tidsödande förhandlingar, till skillnad från de besvärliga förhållanden som råder idag för större kommunägda kraftvärmeverken.

Det faktum att priset dock blir lägre vid en kärnkraftavveckling än de ersatta kostnaderna hos råkraftleverantören kan bli ett institutionellt hinder för genomslaget av minikraftvärmen, om inte någon ändring vidtas.

Ett annat hinder är det faktum att eldistributionsföretaget vanligtvis är ett självständigt bolag, även när det ingår i samma koncern som råkraftleverantören. Detta innebär att distributionsföretaget inte enligt sunda affärsprinciper har möjlighet att prissätta el producerad av minikraftverksägare till ett pris högre än vad de betalar

till råkraftleverantören (trots att detta pris ger en förlust jämfört med hans marginella produktionskostnad).

Vad som erfordras är någon mekanism som låter vinsten som råkraftleverantören gör genom att reducera den erforderliga utbyggnaden i dyra kondenskraftverk kommer ägaren av minikraftvärmeverket tillgodo. Äger själva råkraftleverantören även minikraftvärmeverket direkt, är detta inget problem. Det räcker med en bokföringstransaktion. Ägs minikraftvärmeverket av ett annat dotterbolag av kraftverkskoncernen kan man komma överens om betalningar mellan företagen i samma koncern. Är ägaren en helt annan organisation, t ex ett kommunalt energiverk eller ett bostadsföretag, torde det **fordras en modifierad lagstiftning** för att tvinga fram en kompletteringsbetalning från råkraftleverantören till minikraftvärmeverkets ägare utöver den betalning som enligt dagens regler utgår ifrån eldistributören till minikraftvärmeverkets ägare.

Detta är även **nödvärdigt** för att tillåta minikraftvärmeverksägare som inte tillhör råkraftleverantörernas koncern att **konkurrera på lika villkor** med ägare som tillhör denna koncern. Utan denna åtgärd skulle det finnas en **konkurrensbegränsning** som vore **olycklig**.

Lagstiftning som underlättar introduktionen av små kraftvärmeverk föreligger i flera länder. Bilaga 1 visar ett utdrag ur Ref 11 betr sådana bestämmelser i England. I USA har PURPA lagstiftning fastslagit principen "betalning för avoided costs" minus viss vinstprocent för råkraftleverantören, men exakta anvisningar hur principen skall tillämpas saknas, vilket i vissa fall har vållat problem. Dessutom ger PURPA-lagstiftningen minikraftvärmeverkens ägare vissa möjligheter för skattelättnader som lett till orimliga resultat och gett lagstiftningen dåligt rykte, bl a i den svenska debatten. I Sverige innebär den allmänt accepterade tekniken att beräkningar av marginalkostnaden med kraftbalansprogram att beloppen **kan fastställas på ett väsentligt enklare och mera entydigt sätt** än i USA, och inte behöver kopplas till ovidkommande skatterabatter, vilket underlättar införandet, om vilja härtill finns hos statsmakterna.

4. Vad blir gaspriset för minikraftvärmeverk?

4.1 Allmänt om gasprissättningen

Vi har diskuterat prissättningsprincipen för naturgas med representanter för bl a Swedegas, Gasföreningen och Statens Energiverk. Huvudslutsatsen som redan omnämnts i avsnitt 2 är att en **differentierad prissättning** baserad på betalningsförmåga (dvs alternativ kostnad) kommer att eftersträvas av leverantören, och ett gaspris nära gasleverantörens "marginalkostnad" av konsumenten. Dock kan inte någon allmän gasdistribution förverkligas om inte summan av intäkterna kan finansiera nätet, vilket kräver bl a viss **minimivolym** för verksamheten.

Troligen kommer expansionen att ske i följande tre steg:

Steg 1

Man bygger ut stamledningar och grenledningar för Mellansverige och ansluter större kunder med relativt god betalningsförmåga där gasen ersätter olja — dvs industrier med hög utnyttjningstid, vissa fjärrvärmenät som t ex inte redan har goda baslastresurser m m. Målsättningen är ca 15 TWh/år inklusive redan utbyggda nät för södra och västra Sverige.

Steg 2

Man ansluter ytterligare fjärrvärmenät, blockcentraler m m samt vissa kraftvärmeverk med ytterligare 15 TWh/år last. Stamledningarnas transportförmåga ökas genom att höja gastrycket i vissa delar av ledningarna, dvs man investerar i ytterligare kompressoraggregat.

Steg 3

Gaslasten expanderas radikalt genom att infånga kondenskraftverk och ytterligare kraftvärmeverk.

Nya stamledningar fordras (ev till andra importpunkter) för att klara detta steg som kan omfatta ytterligare 20 à 40 TWh.

Anslutning av kondenskraftverken kan bli aktuell först när flera kärnkraftaggregat tagits ur drift så att marginalkostnaden för elproduktionen blivit så hög att nya kondenskraftverk är motiverad, dvs omkring år 2000. Skall gas kunna accepteras som bränsle för dessa verk måste den kunna **konkurrera med kol**. Enligt såväl Ref 1 som 6 inträffar detta när **gaspriset ligger ca 4 öre/kWh över kolpriset** vid kondenskraftverkens förläggningsplatser. Eftersom den större gasförbrukningen av kondenskraftverken med sin höga utnyttjningstid representerar en mycket värdefull finansieringskälla för gasnätet, torde detta **bestämma gaspriset på stamnätet**.

Vi utgår fortsättningsvis från denna hypotes i vårt referensfall. Minikraftverken torde först i denna fas ha en chans att bli lönsamma — även om enstaka verk kan motiveras tidigare. Distributören torde då kräva ett naturgaspris som **åtminstone** täcker följande kostnader:

- 1) En proportionell andel av gaspriset på stamnätet, dvs importen till landet plus stamledningarna till förläggningssjukpunkten av kondenskraftvärmeverken, se schemat, Figur 2.
- 2) En proportionell andel av övriga stamledningar, grenledningar och fördelning av ledningar till olika lokalnät.
- 3) Marginalkostnaden för lokalnät och serviceledningar.

För punkt 3) har vi använt uttrycket "marginalkostnaden" eftersom vi menar att i många fall blockcentralen eller byggnaden ifråga kan motivera en gasanslutning för baslasten även utan minikraftverk (vilket vi bevisar i avsnitt 4.4). Minimikraftverket behöver sålunda bara täcka **merkostnaden** som uppstår därför att gas-effekten ca fördubblas genom minikraftverkets tillkomst. Denna merkostnad är beskedlig.

Ger minikraftverket en **vinst** för ägaren med denna prissättningsprincip, finns utrymme för gasleverantören att höja priset så att vinsten delas mellan kraftverksägaren och gasleverantören. Vår uppgift är dock att ta reda på hurvida denna princip kan ge kost-

nadstäckning (eller vinst) för olika enhetsstorlekar och typer. Inträffar detta för ett intressant enhetsstorleksområde, blir mini-kraftverken ett intressat inslag för såväl ägaren som gasdistributören samt för staten, som får ett bränslesnålt och miljövänligt bidrag till ersättning av produktionsbortfallet från kärnkraften.

4.2 Gaspriset vid stamnätet

Enligt hypotesen i avsnitt 4.1 bestäms gaspriset på stamnätet av priset som leder till samma produktionskostnad för större kondenskraftverk eldade med kol resp naturgas vid ca 5 600 h/år.

STEV uppger i sammanfattningen och texten av Ref 1 att kondenskraftverk eldade med kol resp gas ger samma produktionskostnad vid 5 600 h/år utnyttjningstid när gas är 4 öre/kWh dyrare än kol. I en tabell i samma referens däremot citeras kostnader som tyder på att en bränslekostnadsskillnad av 5 öre/kWh erfordras för att uppnå denna brytpunkt. Vid en direkt kontakt har författarna till Ref 1 uppgett att diskrepansen är avsiktlig och representerar en osäkerhet betr bl a investeringskostnader av alternativa verk. I Ref 6 har vi och Södertörns fjärrvärme AB kommit till slutsatsen att brytpunkten inträffar vid ca 3.7 öre/kWh bränslekostnadsskillnad.* Uppgifterna ligger sålunda relativt nära varandra. För detta PM utgår vi ifrån att brytpunkten inträffar vid 4 öre/kWh skillnad i bränslekostnaden. Läggs denna merkostnad för naturgas till kostnaden för kol enligt Ref 2, uppnås ett gaspris på stamnätet av 8.3 resp 9.4 öre/kWh 1997 resp år 2010. Detta kan jämföras med det bredare prisområdet 8 à 12 öre/kWh skattat av STEV i Ref 1 för perioden efter år 2000. Medelvärdena av dessa två uppgifter stämmer väl överens. Vi utgår från värden enligt kurva 3 + 4 öre/kWh, Figur 1 i "referensfallet" för detta PM, men redovisar konsekvensen av avvikelser från dessa värden i känslighetsanalysen.

* Därvid har vi dock antagit att kolalternativet består av PCB som har något högre verkningsgrad än konventionella koleldade anläggningar.

4.3 Tillägg för distribution

Minimikostnaden för gas enligt hypotesen i avsnitt 4.1 består av gaspriset på stamnätet, och ett tillägg för kostnaden av transporten och distributionen från stamnätet till konsumenten.

I Ref 1 skattas den totala årskostnaden för stamledningar, grenledningar och distributionsledningar för ett gasnät för 12 TWh från Göteborg till Gävle till ca 4.1 öre/kWh. Om ledningar för ca 0.7 öre/kWh hade behövts även för kondenskraftverken återstår 3.4 öre/kWh att betala genom övriga konsumenter. Inget anges betr antagen lastfaktor. Vi kommer att anta att 3.4 öre/kWh gäller vid 5 600 h/år för ev förbrukare av "medelstorlek" = gaseffekt, $P_g = 1\ 000\ \text{kW}$.

Kalkylen gäller det första utbyggnadssteget och ett nät av begränsad storlek (12 TWh). De andra och tredje utbyggnadsstegen torde bli betydligt större enligt diskussionen i avsnitt 4.1 och dessutom kunna utnyttja vissa investeringar från tidigare steg. Därför bör kostnaden per kWh bli lägre — kanske bara ca hälften. Å andra sidan kommer även transiteringsföretag och distributionsföretag (t ex kommuner) att ha vissa påslag för administration och vinst som inte förefaller ha beaktats i kalkylen i Ref 1. Vi har därför inklusive sådana påslag räknat med en kostnad av 2.5 öre/kWh i medeltal om medelförbrukaren har gaseffekten 1 000 kW.

En kalkyl från Swedegas över steg 2 leder till samma slutsats. Tilläggsinvesteringen för ledningar bedöms vara ca 3 Miljarder kr för 14 TWh, alltså vid 10 % kostnader för kapital, underhåll, administration och vinst ca 2.2 öre/kWh. Med vissa påslag för oförutsett förefaller 2.5 öre/kWh vara rimligt.

Vi antar vidare att andelen 2,2 öre/kWh beror på stamledningar efter kondenskraftverkens lokalisering, grenledningar och distributionsledningar till olika lokalnät, och debiteras med detta belopp. Resterande i medeltal 0.3 öre/kWh är för lokalnät och serviceledningar enligt analysen av vissa lokalnätskostnader, Ref 7 och 8 i Bilaga 3. Kostnaden av dessa lokalnät och serviceledningar antas variera som $P_g^{0.333}$ där P_g = förbrukarens anslutna gaseffekt och

debiteras i proportion till kostnaden. Detta leder till kostnadsekvationen för distribution och berörd del av stamledningar (dvs stamledning 2 i Figur 2)

$$c_d = [2.2 + 0.3 (1\ 000/P_g)^{0.667}] \text{ öre/kWh} \quad (1)$$

Gaseffekten för kraftvärmeverk beräknas vara

$$P_g = P_e / \eta_e = P_v / \eta_e \alpha \quad (1a)$$

där

P_e = eleffekt

η_e = elproduktionsverkningsgrad

P_v = mottrycksvärmeeffekt för uppvärmning

α = elutbytesfaktor = P_e/P_v

För konsumenter som utnyttjar gas enbart för uppvärmning blir $P_v = P_g \eta_p$ = gaspannans maximala levererade effekt, där η_p = pannverkningsgrad

Givetvis är ansatsen ekv (1) en approximation. Den bör dock kunna accepteras för en preliminär analys.

Vi har i Tabell 3 beräknat distributionskostnader för tre minikraftvärmeverkseffekter 40 kW_e, 300 kW_e resp 2 000 kW_e från ekv 1 med numeriska värden för η_e och α angivna i Tabell 6.

Distributionskostnaden blir 2.3 à 3.3 öre/kWh. Totalt varierar gaskostnaden mellan 11.7 och 12.7 öre/kWh.

4.4 Gaskostnad för värmekrediteringen

Motsvarande kostnader för konsumenten för enbart värme, dvs utan kraftproduktion beräknas i Tabell 3, punkt 2. På grund av den lägre gaseffekten, P_g , ökar den specifika distributionskostnaden, så att den totala kostnaden inklusive distribution men exklusive bränsleskatt varierar mellan 11.7 och 13.1 öre/kWh. I dessa beräkningar antas pannverkningsgraden $\eta_p = 0.86$.

För att kontrollera att anslutning till gasnätet är motiverad för en blockcentral eller större fastighet även utan minikraftverk, måste vi kontrollera att gaspriset enligt ovan härlett ekv (1) för minimi-

kostnader är lägre än förbrukarens vanliga alternativ, nämligen olja.

I STEVs PM Ref 2 antas att priset för tung olja (EO5) för kraftverken är 9.2 resp 12.4 öre/kWh år 1997 resp 2010, vilket motsvarar ca 12.4 öre/kWh för vägda medelvärden över livstiden av anläggningen som tas i drift år 2000. De största blockcentralerna kan använda EO5, men har något lägre kostnader än de stora kraftleverantörerna. Mindre blockcentraler använder det något dyrare EO4 och små blockcentraler eller individuella större fastigheter ibland EO1. Vi antar tillägg av 1, 2 resp 4 öre/kWh (se Tabell 4, punkt 1) för dessa tillämpningar varvid vi även beaktat att oljepriset stigit på senare tid, vilket påverkar prognoserna. Då uppnås bränslekostnaderna i Tabell 4, punkt 1.

Vid tillämpning för uppvärmning tillkommer bränsleskatt — idag 7.2 à 7.8 öre/kWh. Den totala oljekostnaden för pannor tagna i drift år 2000 blir då 20.6, 21.8 resp 24.2 öre/kWh.

Föreligger befintliga pannor, fordras att en speciell gaspanna installeras för baslasten, ca 5 600 h/år vilket bedöms kosta ca 0.8 öre/kWh värme i gasen för kapitalkostnader och underhåll. Drar man av 1 öre/kWh för att ge fastighetsägaren incitament att gå över till gas bör gasen kosta ca 18.8, 20.0, 22.4 öre/kWh efter skatt, resp 15.7, 16.9, 19.3 öre/kWh före skatt. Dessa värden (Tabell 4, punkt 9) representerar sålunda priset som gasleverantören torde kunna få betald i medeltal under livstiden av gaspannor inkopplade år 2000 i byggnader med relativt nya oljepannor.

För nya byggnader eller fall där pannan ändå måste förnyas, sparar man dock in motsvarande effekt i en oljepanna som är något dyrare i underhåll — säg ca 1 öre/kWh, så att man har råd att betala ytterligare 1 öre/kWh, se punkt 11. Samtliga dessa belopp är större än de som räknats fram enligt ekvation 1 i avsnitt 4.2 se Tabell 3, punkt 2.2. Detta innebär att **det blir lönande att ansluta blockcentraler och större byggnader till gas i områden där gas distribueras.**

Vid bedömning av **kreditering av värmen** kan vi sålunda vanligtvis utgå ifrån att denna **baseras på priset för gas**. Vissa undantag finns, t ex för större enheter för vilka vedeldning ibland kan ge ännu lägre kostnad.

5. Kostnader och prestanda av små gasdrivna kraftvärmeverk

5.1 Allmänt

För större delen av det aktuella storleksområdet 30 kW_e till 4 MW_e torde gasdrivna förbränningsmotorer vara den lämpligaste typen av kraftvärmeverk. Värmen återvinns i en avgaspanna, oljekylare och kylvattenkylare som seriekopplas (Figur 3) för att låta kylvatten- och oljekylarna förvärma uppvärmningssystemets vatten.

För vissa motorer måste oljekretsen kylas med relativt kallt vatten för att få acceptabla topplockstemperaturer m m, vilket innebär att värmen från oljekretsen ej kan utnyttjas om returledningstemperaturen överstiger 45 à 50°C. För de flesta fastigheter och blockcentraler som ju oftast har direkta system, kan man normalt hålla temperaturerna under dessa nivåer så att oljevärmen kan utnyttjas.

För de största effekterna kan även gasturbiner komma ifråga. Då används endast värme från avgaserna.

De minsta enheterna installeras oftast i befintliga byggnader, t ex pannrum, de största oftast i nya byggnader eller utomhuscontainers. Enheterna regleras automatiskt så att de bara periodvis behöver tillsyn av personal som kan ha andra huvuduppgifter, t ex pannskötare. Huvuddelen av servicen klaras ofta genom ett servicekontrakt med leverantören.

Våra uppgifter betr kostnader, som redovisas i Tabell 5 och kommenteras i efterföljande avsnitt, härstammar dels från publicerade uppgifter betr kostnader av verk som har byggts eller byggs, och där vi ofta inhämtat kompletterande information genom personlig kontakt med författaren, dels från leverantören som lämnat budgetpriser för nyckelfärdiga anläggningar. I de senare fall uppges i tabellen leverantörens uppgift samt vår skattning till tillägg som måste göras för delar som inte ingår i budgetpriset.

Vi diskuterar lämpliga typer, kostnader och prestanda i följande tre storleksområden i efterföljande avsnitt:

- a) 15 à 100 kW_e (= minikraftvärmeverk för individuella fastigheter)
- b) 100 à 1 000 kW_e (= mellanstorlek)
- c) 1 à 4 MW_e (= minikraftvärmeverk för blockcentraler).

5.2 Mikrokraftvärmeverk (15 à 100 kW_e) för individuella fastigheter

Inom detta storleksområde används främst bilmotorer konverterade till naturgas, i de flesta fall baserat på Ottocykeln, dvs tändstiftsantändning, i vissa fall dock dieselmotorer (tryckantändning).

De flesta länder har inte så stränga utsläppskrav för motorer inom detta storleksområde som för större motorer, varför man ofta nöjt sig med enkla metoder att bringa ned NO_x till rimliga värden, t ex måttlig belastning och visst luftöverskott som tillsammans med motorernas höga varvtal gett acceptabla resultat. Det finns dock även katalysatorer utvecklade för bilmotorer som ger mycket låga NO_x-halter till begränsad merkostnad. Dieselmotorer används sällan och ger större NO_x-utsläpp.

a) Erfarenheter från England

I England har till dags datum nära 300 enheter byggts eller beställts, i nästan samtliga fall installerade i befintliga byggnader. Figur 4a visar ett foto över en typisk installation av en enhet i ljudisolerad inomhuscontainer och Figur 4b en enhet utan container. Denna utbyggnad bevakas av Energy Efficiency Enhet i Harwell som utger dels "Project Profiles" för varje projekt när det beställts så att kontrakterade kostnader och prestanda är kända, dels en utvärderingsrapport efter något års drifterfarenhet. År 1985 sammanfattades slutsatserna från de första 120 "Project Profiles" [9]. Figur 5 visar de specifika anläggningskostnader från denna studie som med uppdatering till 1987 pekar på kostnader av 4 500 à 6 000 kr/kW_e i storleksområdet 40 till 100 kW_e, resp 5 000 à 9 000 kr/kW_e för de minsta enheterna, 15 à 40 kW_e.

Underhållskostnaderna uppges till 5 à 7 öre/kWh_e för den första gruppen, resp 7 till 15 öre/kWh_e för de mindre enheterna, se Figur 6. Här ingår inga kostnader för driftpersonal, eftersom Harwell menar att det behövs bara ca 0.5 timme tillsyn per vecka genom personal med andra uppgifter, t ex pannskötare, vilket medför försumbar kostnad. Kostnadsuppgifterna redovisas även i Tabell 5, kol 1 resp 2 samt i samlingsfigurerna 8 och 9.

Vi har från de senaste "Project files" för nyligen beställda anläggningar kontrollerat investeringskostnaderna, se Bilaga 2 och Figur 8, och finner att dessa stämmer överens med värdena i Ref 9. Vi har även från de första rapporterna angående uppföljning av drifterfarenheter kontrollerat kostnaden för underhåll och finner att de stämmer ungefär överens med uppgifterna i Ref 9, om man undantar det första halvåret av driften, då flera anläggningar haft inkörningsproblem.

NO_x-utsläpp har ej betraktats som en särskilt viktig faktor eftersom det saknas normer inom detta storleksområde i England och inte ens rapporterades i Ref 9 eller 10. Dock har vissa tillverkare strävat att begränsa NO_x-utsläpp genom användning av magra bränsleblandningar, dvs luftöverskott, dock utan raffinerade sofistikerade reglersystem.

I England har olika mindre företag köpt motorer från de stora motortillverkarna och sedan satt ihop kraftvärmepaketet som offererats till diverse kunder tillsammans med serviceavtalsoptioner.

b) Läget i USA

Även i USA har flera hundra minikraftvärmeverk byggts [11]. På senare tid har flera tillverkare kommit ut med små enheter på 20 à 80 kW_e sammanbyggda som "paket", och vi ger prestanda och kostnader för två av dessa i kol 4 och 5 av Tabell 5. Kostnaderna stämmer väl överens med värdena från England. I de södra regionerna av USA har många av minikraftvärmeverken använts för kyla genom att utnyttja värmen från avgaserna och från vattenkretsen för att driva en absorptionskylmaskin. Även system med värme och kyla har byggts. En snabbt växande marknad rap-

porterades och National Laboratories (bl a Oak Ridge, [12]) engagerar sig i vidareutveckling och demonstration.

c) TOTEM-enheten i Sverige

I Sverige har 120 modifierade Fiat 127 personbilmotorer sålts under varumärket TOTEM för elproduktion med rötgas från reningsverk, se Tabell 5, kol 3, genom agenten, IFG Energigas AB. Den levererar 12 kW_e per enhet. Vid användning av naturgas utvecklar enheten 15 kW el och 38 kW värme, och uppnår elproduktionsverkningsgrad av 26 % och totalverkningsgrad 92 % om relativt kallt returledningsvatten föreligger. Tillgängligheten för de rötgasdrivna svenska enheterna var, enligt undersökningar utförda i ett examensarbete vid LTH, 80 %, Ref 13. Verkningsgraden vid drift med rötgas var enligt samma undersökning 24 % för elproduktion, 88 % totalt.

Kostnaden för en leverans och installation av en 15 kW_e nyckelfärdig enhet eldad med naturgas uppges vara 5 000 kr per kW el för nyckelfärdig anläggning installerad i befintlig panncentralbyggnad, inklusive påslag för kundens kostnader. Detta är t o m lägre än kostnaden som rapporteras från England för små enheter.

Ett komplett byte av motorn förutsätts efter 20 000 drifttimmar även om detta inte visat sig vara nödvändigt för de första enheterna. Kostnaden härför ingår i underhållskostnaden. Erfaren service- och driftorganisation erfordras. Underhåll plus driftpersonal uppges kosta ca 12 öre/kWh_e vid 8 000 h/år. Denna kostnad är sålunda väsentligt högre än för de något större engelska aggregaten, men stämmer överens med uppgifterna för de minsta engelska enheterna. Vid användning av naturgas kan motorerna även levereras med en katalysator tillsats av bilmotortyp, för att reducera NO_x-halten till ca 20 mg/MJ b, vilket ökar investeringskostnaden med ca 670kr/kW_e.

5.2 Minikraftvärmeverk i mellanstorleksklassen

a) Tyska erfarenheter

I Västtyskland har flera hundra minikraftvärmeverk byggts i detta storleksområde, ofta uppdelade på flera enheter i samma kraft-

värmeverk. Erfarenheter beskrevs på ett VDI-symposium i våras och har sammanfattats i Ref 14 och 15. Ett hundratal av verken drivs med naturgas och i många fall föreligger flera års drifterfarenhet. De flesta använder Ottomotorer.

Enligt Ref 14 kostar typiska minikraftvärmeverk av dessa slag 1 800 à 2 400 DM/kW_e, dvs ca 6 300 à 8 300 kr/kW_e totalt, inklusive byggnader, skorsten m m och topplastpanna för värmebehovet (se Tabell 5, kol 7 och Figur 7) eller ca 6 000 à 8 000 kr/kW_e exklusive topplastpanna. Kostnadsuppgiften gäller minikraftvärmeverk av ca 200 à 800 kW total effekt uppdelade på ca 4 enheter var. Underhållskostnaderna uppges till ca 10 à 14 öre/kWh inklusive smörjmedel, motorrenoveringar och katalysatormaterial. I medeltal sker motorrenoveringar eller byten varje 40 000 à 60 000 drifttimmar. För personal och administrationskostnader rekommenderas 2 % av investeringskostnaden, för försäkringar 1.5 %.

Dieselmotorvarianten uppges ha elverkningsgrader på drygt 40 %, Otto-motorerna omkring 33 %. Några distinktioner betr specifika kostnader görs ej.

Ref 16 uppger väsentligt lägre investeringskostnader för "typiska verk" i Västtyskland och Österrike, nämligen 5 600 à 6 400 kr/kW_e inklusive byggnad men exklusive topplastpanna i det aktuella storleksområdet (Tabell 5, kol 8). 2-taktsmotorn uppges ha väsentligt lägre underhållskostnader än 4-taktsmotorn, (dvs omkring 6 öre/kWh_e jämfört med ca 9 öre/kWh_e för 4-taktsenheten, i båda fallen inklusive smörjolja) på grund av färre antal rörliga delar.

Vi har diskuterat diskrepansen mellan VDI i referenserna 14 och 15 å ena sidan och de gynnsammare värdena i Ref 16 (Hein och Lotz) å andra sidan med K Schmillen [16a], en av författarna till Ref 14 och 15. Schmillen menar att sanningen ligger mellan de båda uppgifterna. VDI hade önskemålet att vara på den säkra sidan med sina uppgifter och har fått viss kritik för detta.

Schmillen påpekar att man i Västtyskland mest använder Ottogasmotorer. De lägsta utsläppsvärdena man har uppnått (< 50 mg

$\text{NO}_x/\text{MJ b}$, dvs långt under normgränserna i många fall) erhålls med den sk trevägskatalysatorn som även tar bort CO och HC, även kallat NSCR (Non-Selective Catalytic Reduction process) som fungerar med λ -1-principen introducerad för bilmotorn [17].

Lufttillförseln regleras så att O_2 räcker exakt för komplett förbränning. Inget O_2 blir över för NO_x och ingen brist i O_2 leder till CO efter katalysatorn.

På senare tid har Jenbacher och MAN introducerat speciella datorstyrda regulatorer (se avsnitt c och Bilaga 4) av luftöverskottet ($\lambda \sim 1.6$) som funktion av andra parameterar och lyckats uppnå låga utsläppsvärden $< 100 \text{ mg/MJ b}$, utan katalysator och utan λ -mätsond, vilket reducerar de rörliga kostnaderna avsevärt. MANs motorer tillverkas i Sverige av Götaverken Motor AB på licens.

Schmillen menar att SCR-katalysatorn i avgaserna med ammoniakinsprutning (som i Sverige ofta kallas DENOX-tillsats) bara används för dieselmotorer eller i fall där man måste minska utsläpp i befintliga motorer på grund av de 1986 introducerade TA-LUFT-normerna. Detta framgår även av Bilaga 4.

De tyska och österrikiska motorleverantörerna åtar sig att leverera en modul inklusive el- och värmeenheter, men kan även åta sig nyckelfärdiga anläggningar i vissa länder.

b) Österrikisk enhet beställd för Sverige

Jenbacher i Österrike, som har IGF Energigas AB som svensk agent, har utvecklat gasmotorer med Otto-cykel för minikraftvärmeverk inom storleksområdet 170 kW_e à 2.2 MW_e och hittills levererat ca 260 enheter. De mindre enheterna inom detta område (170 à 460 kW_e) använder en 4-taktsvariant och en speciell regulator (Leanox, se avsnitt a). En första enhet för 170 kW_e har beställts i Sverige till ett mycket lågt pris – troligen introduktionsrabatt – för användning av rötgas. Uppgifterna från agenten tyder på att man för kommersiella leveranser kan räkna med $7\,000 \text{ kr/kW}_e$ inklusive Leanoxregulatorn och kundens kostnader.

För underhålls- och personalkostnader erbjuds för de österriska aggregaten servicekontrakt med reovering av motorn efter 32 000 timmar (cylinderfoder, topplock m m) som motsvarar en kostnad av 3 öre/kWh för material och leverantörens personal och ca 1 öre/kWh för kundens personal. Siffrorna gäller vid relativt kontinuerlig drift, varför man bör räkna med något högre belopp vid praktiskt drift inklusive dellastkörning under sommaren. Dessa belopp är mycket låga jämfört med exempelvis uppgifterna från VDI, men uppgiften framförs med stor säkerhet av agenten.

Vi återkommer till den större enheten (som använder 2-takts Otto-motor av lågvarvstyp) i avsnitt 5.3.b.

Data för 170 kW_e-enheten redovisas i Tabell 5 kol 6.

c) Enheter från svenska leverantörer

Liba från Helsingborg konstruerar dieselmotorer och Otto-motorer med tillverkning av centrala delar utomlands. Inom det aktuella storleksområdet tillverkas en motor för 500 kW_e som från början utvecklats som dieselenhet men adapterats till Ottocykeldrift. Mycket låga specifika kostnader uppges – ca 2 000 kr/kW_e inklusive installation i befintlig byggnad, 3 000 kr/kW_e med ny byggnad, i båda fallen exklusive ev DENOX-utrustning och kundens kostnader och kostnader för en DENOX-anläggning. Kostnaden för underhåll och smörjmedel uppges till 6 öre/kWh med användning av syntetiskt smörjmedel som anses nödvändigt för naturgas med den relativt hårda belastningen för det aktuella aggregatet.

Det är möjligt att en relativt hård motorbelastning har bidragit till den låga investeringskostnaden och, i förhållande till exempelvis Jenbachers aggregat, höga underhållskostnader. Någon speciell regulator för att hålla låga NO_x-halter har inte utvecklats och den höga belastningen kan göra en extern DENOX-tillsats nödvändig.

Även Götaverken Motor AB tillverkar en 4-takts dieselmotor för 500 à 1 600 kW_e. Vi har dock inte i tid för denna rapport fått fram budgetpriser för dessa enheter.

5.4 Större enheter för blockcentraler, 1 à 4 MW_e

a) Lågvarvsdieselmotorer

För de större enheterna på några MW eleffekt, är lågvarvsdieselmotorer av den typ som används för fartyg en av de lämpliga lösningarna. I Sverige finns två tillverkare av kraftvärmeenheter som bygger på denna princip, nämligen Wärtsile i Trollhättan och Götaverken i Göteborg och en tredje, Liba i Helsingborg, med utveckling och partiell tillverkning i Sverige. Vi har tillfrågat samtliga med datablad betr önskad information. Samtliga är beredda att leverera nyckelfärdiga anläggningar.

En egenskap som kan göra lågvarvsdieselmotorer särskilt intressanta är att de kan drivas på såväl EO5 som naturgas. Detta innebär att de har ett någorlunda billigt alternativ till naturgas som t ex kan sättas in under höglasttid om man därigenom kan förhandla fram ett förmånligt kontrakt för avbrytbara gasleveranser till ett lägre pris, enligt en vanlig modell använd i Nordamerika.

Wärtsile har levererat bl a Pielstick-motorerna som ingått i dieselkraftvärmeverken i Skultuna och Visby och dieselkraftverket i Slite, i vissa fall som nyckelfärdiga kraftvärmeverk, samtliga dock för större effekter än de som är aktuella för 1 à 4 MW_e blockcentraler. Tabell 6 visar att den specifika anläggningskostnaden för Visbyverket blev ca 5 000 kr/kW_e i dagens penningvärde och att man under 5 driftår verkligen uppnått en genomsnittskostnad för drift och underhåll av 3.25 öre/kWh_e (i dagens penningvärde) trots driften med EO5 och ett vevaxelhaveri. Exklusive kostnaden för detta haveri blir kostnaden 2.35 öre/kWh_e. Uppgifterna tyder på att man för normala förhållanden med naturgas bör kunna acceptera tillverkarens bedömning att underhållskostnaderna inklusive smörjolja blir ca 2.5 öre/kWh.

Lågvarvsdieselmotorer har dock relativt hög NO_x-halt i avgaserna, varför en DENOX-anläggning typ SCR torde bli nödvändig. Wärtsile uppger att kemikalier och underhåll för denna anläggning kostar ca 1 öre/kWh, men vi är tveksamma hurvida detta räcker, med hänsyn till större kostnader skattade av andra leverantörer.

Risken för försmutsning av katalysatorn måste beaktas och ev förebyggas genom filter [14].

För små enheter på 2.4 MW_e och mindre har Wärtsilä utvecklat ett containersystem med flera containers som kan monteras utomhus på pålar i marken. Lösningen anses vara billigare än en konventionell byggnad. För 2.4 MW_e-enheten beräknas kostnaden inklusive DENOX-utrustning, container och kundens kostnader till 6 500 kr/kW_e.

Även Liba (Helsingborg) erbjuder en lågvarvs dieselmotor av två bränsletyper. För en enhet på 3.5 MW_e tyder deras budgetpris på en kostnad av ca 5 000 kr/kW inklusive byggnad och DENOX-tillsats och kundens kostnader.

Götaverken-Motor levererar 2-takts dieselmotorer för effekter av 5 till 45 MW_e. Enheterna har hög elproduktionsverkningsgrad vilket har lett till ett antal beställningar av dieselkraftverk utomlands och en hög elutbytesfaktor. Tyvärr har de även en hög anläggningskostnad per kW_e, varför vi bedömt dem som mindre aktuella för minikraftvärmeverk upp till ca 4 MW_e.

b) Stora Ottomotorer

Den i avsnitt 5.2 citerade österrikiske tillverkaren, Jenbacher, levererar även större Ottomotorer på 0.7 à 2.2 MW_e i en 2-taktsmotorvariant med lågt varvtal, 1 000 varv/min. Någon regulator av typ Leanox har inte ännu utvecklats för dessa motorer, varför en extern DENOX-tillsats kan bli nödvändig. För ett verk med 4 x 1.8 MW_e-enheter, dvs 7.2 MW_e sammanlagt, som installeras i befintlig byggnad, tyder budgetprisuppgifterna på strax under 5 000 kr/kW_e inklusive DENOX-utrustning och kundens kostnader.

Underhålls- och smörjmedelskostnad uppges till 4 öre/kWh_e, vilket är samma värde som för den mindre enheten, men i detta fall tillkommer 2 öre/kWh_e för ammoniak m m för DENOX-anläggningen.

Eftersom 2-taktsenheten har lägre varvtal och färre rörliga delar än 4-taktsmotorn, vilket enligt alla andra bedömare leder till lägre underhållskostnader, har vi svårt att förstå varför tillverkaren uppger samma underhållskostnad (exklusive ammoniak) för båda typer. Frågan bör undersökas närmare.

c) Gasturbiner

Gasturbiner får en specifik kostnad som stiger relativt brant när enhetsstorleken minskar under ca 4 MW_e, varför de bara kan komma ifråga för de största blockcentralerna. De har en lägre elproduktionsverkningsgrad än förbränningsmotorer men klarar acceptabla NO_x-halter utan katalysatorer genom insprutning av ånga. Detta påverkar ej den specifika kostnaden enligt Asea-Stal, men reducerar totalverkningsgraden med ca 2 %. Flera gasturbintillverkare på kontinenten (Brown Boveri, KWU) har dessutom arbetat med utformningen av brännkammaren som reducerar NO_x halten och därigenom erforderlig ånginsprutning.

Det begränsande antal delar som slits och frånvaron av nämnvärda mängder smörjolja och NO_x-kemikalier resulterar i en mycket låg underhållskostnad per kWh_e, troligtvis omkring 2 öre/kWh.

ASEA-STAL har ett samarbete med vissa europeiska och amerikanska företag som tagit fram containermonterade enheter, inklusive container för utomhusbruk. Några prisexempel ges i Tabell 5 kol 14 till kol 16.

5.5 Förslag till riktvärden för ekonomisk bedömning

a) Investeringskostnad

Vi har i Figur 8 resp 9 redovisat de i Tabell 5 redovisade specifika investeringskostnader resp underhållskostnader som funktion av enhetsstorlek, och med anledning av dessa värden kommit fram till förslag till riktlinjer för en preliminär ekonomisk bedömning i Tabell 7. Vi har där exemplifierat värdena för enhetsstorlek ca 2 800 kW_v, 420 kW_v resp 95 kW_v värmeeffekt till nätet – eftersom det trots allt är värmeeffekten som avgör vilken enhet som kan sättas in för minikraftvärmeverk med varierande elutbytesfaktor.

För en lågvarvsdieselmotor med $\alpha = 0.85$ motsvarar t ex 2 800 kW_v en eleffekt på ca 2 400 kW_e, däremot att för en gasturbin med $\alpha = 0.4$ blir eleffekten bara ca 1 100 kW_e. Vår slutsats är att man inom samtliga storleksområden kan räkna med investeringar av 5 000 à 7 000 kr/kW_e (eller 6 000 kr/kW_e i medeltal) men att man får en installation i befintlig byggnad och måttliga NO_x-krav för detta pris för de minsta enheterna, en anläggning i ny byggnad eller utomhuscontainer och skärpta NO_x-krav för detta pris för större anläggningar. För gasturbiner med bara 1 100 kW_e/år är den specifika investeringskostnaden ca 10 % högre, men avtar med ökande storlek.

b) Verkningsgraden

För de större Ottomotorerna har vi tagit elproduktionsverkningsgraden av 36 % som den österrikiska tillverkaren uppger. För den minsta enheten däremot har vi utgått från uppgifterna från England samt den svenska agenten för TOTEM-enheten, dvs 26 %. För dieselmotorer av 2 800 kW_v har vi tagit elproduktionsverkningsgraden 40 % som Wärtsile uppger för denna storlek, och för gasturbinen ASEA-STALs uppgift.

Totalverkningsgraden för alla förbränningsmotorer har satts till 86 %. Detta är lägre än värden som t ex uppmätts av LTH för de i Sverige installerade TOTEM-enheterna, men mera realistiskt i fall där man har något högre returledningstemperatur. För gasturbiner har värdet 79 % som ASEA-STAL uppger för den aktuella storleken med ånginsprutning använts.

c) Drift- och underhållskostnader exklusive bränsle (DoU)

De rörliga DoU-kostnaderna bedöms vara 6 à 8 öre/kWh för de två mindre storleksgrupperna (eller 7 öre/kWh_e i medeltal) – dock återigen med tillgodoseende av skärpta NO_x-krav för mellanstorlekarna – och 5 à 6 öre/kWh för de största förbränningsmotorerna inklusive DENOX-kemikalier och katalysatorbyten. Gasturbinerna däremot har en lägre underhållskostnad som vi bedömer till 2 öre/kWh.

När det gäller kostnaden för administration, försäkringar och personal har vi satt in belopp av 60, 80 resp 100 kr/kW_e/år för de tre huvudstorleksalternativen. Vi har därvid utgått ifrån att övervakning kan skötas genom marginella insatser av personal som ändå behövs för t ex topplastpannorna och att administration är minimalt om all mottrycksel säljs till eldistributören enligt ett kontrakt. Värdena kan jämföras med en kostnad för driftpersonal för det större dieselverket i Visby (2 x 19.4 MW_e) som uppgår till bara 21 kr/kW_e-år.

6. Ekonomisk analys

6.1 Beräkningsresultat

Tabell 7 sammanfattar skattade tekniska och ekonomiska data för enhetsstorlekarna 2 800, 420 och 95 kW_v. För Ottomotorer motsvarar detta typisk eleffekt av ca 2 000, 300 resp 40 kW_e. Skall minikraftvärmeverkstyper med skilda elutbytesfaktorer jämföras, bör jämförelsen ske för samma värmeeffekt snarare än samma eleffekt, eftersom värmeeffekten bestäms av den befintliga värme-sänkan. Därför har vi för den största enhetsgruppen hållit värmeeffekten konstant när även data för 2-bränsledieselmotorer resp gasturbiner redovisas i kol 1 resp 3.

Punkterna 8 till 17 visar beräkningen av bruttokostnaden för elproduktionen vid 5 600 h/år. Energiskatt tillkommer för värmedelen av energiproduktionen.

Eftersom denna skatt sedan skall dras av inom posten "värmekreditering" (dvs betalas även av konsumenten som använder en gaspanna istället för minikraftvärmeverk) har vi dock ej inkluderat skatten vare sig under posten "kostnaden" eller "värmekreditering".

Punkterna 18 och 19 visar beräkningen av krediteringen för värme enligt hypotesen att man annars skulle ha använt en gaspanna för baslasten av värmen (samma 5 600 h/år som för mottrycksdrift) med gaspriset framräknat enligt ekv 1. Kapital- och driftkostnaderna för pannan antas vara 50 kr/kW_v-år, vilket motsvarar $50 / 5\,600 \alpha = 1.2$ resp 2.1 öre per kWh el. Den totala krediteringen för värme varierar mellan ca 16 och 38 öre/kWh_e beroende på enhetsstorlek och elutbytesfaktor, α , exklusive skatt. Ett lågt värde på α ger en hög värmekreditering per kWh el.

Punkt 20 visar nettokostnaden för elproduktion efter avdrag av värmekrediteringen från bruttokostnaden. Den kan jämföras med kraftföretagens marginalkostnad, punkt 21. Som synes ligger nettokostnaden enligt denna beräkning lägre än marginalkostnaden, dvs en beräknad potentiell "vinst" av ca 5 à 7 öre/kWh_e föreligger,

förutsatt att elen kan säljas till råkraftleverantörens marginalkostnad, se punkt 22a, dvs kurva 1 i Figur 1.

Punkt 22b visar den på samma sätt beräknade vinsten per kWh_v.

Analysen visar att man för basförutsättningarna får en beräknad vinst för samtliga enhetsstorlekar. Uttryckt per kWh_e är den inom felgränserna ungefär densamma för Ottomotorer av alla tre storlekar, varvid man dock skall komma ihåg att de minsta verken är byggda i befintlig byggnad och saknar mera sofistikerade åtgärder för NO_x-reduktion.

För blockcentralenheterna, kol 1 till 3, tyder jämförelsen på att den antagna värmeeffekten, 2.8 MW_v, är för liten för att låta gasturbiner komma till sin rätt. Deras specifika kostnader avtar väsentligt vid ökande effekt, varför de utgör ett alternativ värt att undersöka för stora blockcentraler, t ex 5 à 10 MW_v. I deras fall begränsas vinsten per kWh_v även av den låga α -faktorn jämfört med värdena för t ex dieselmotorer.

6.2 Diskussion

De ovan redovisade resultaten tyder på att minikraftvärmeverk i det behandlade storleksområdet kan gå med vinst förutsatt att,

- a) man kan få igenom principen av prissättning av elproduktionen till vad den är värd, dvs råkraftleverantörens marginalkostnad,
- b) de modeller för prissättning av naturgasen som vi beskrivit (och diskuterat med flera av huvudaktörerna på marknaden) slår igenom, och
- c) den preliminära bedömning av kostnader och prestanda av minikraftverken, baserade på uppgifterna från användare eller tillverkare och agenter och våra påslag, i huvudsak är riktig, samt att dessa verk får kompetenta drift- och underhållsorganisationer genom överenskommelse med större erfarna företag.

Betr c) bör göras reservationen att särskilt för de mindre enheterna informationen är preliminär och behöver kontrolleras noggrannare efter längre drifterfarenheter, fasta anbud m m.

7. Inverkan av modifierad bränsleskatt / elskatt

7.1 Problemet med dagens regler

Enligt dagens skatteregler betalas elskatt i konsumentledet och kondenskraftverket slipper helt bränsleskatt. Kraftvärmeverk där-
emot betalar bränsleskatt för mottrycksvärmen och tillhörande
pannförluster. Förbränningsmotor- eller gasturbinmotordrivna
kraftverk producerar lika mycket el vare sig värmen tas till vara
för uppvärmningssystem eller ej. Detta innebär att man för **samma
aggregat** slipper betala bränsleskatt om restvärmen spills, men
tvingas att betala bränsleskatt för spillvärmen plus tillhörande andel
av pannförlusterna om spillvärmen tas till vara. Principen **belönar
sålunda slöseri och bestraffar energiåtervinning**. Tabell 8
visar att dagens bränsleskatt berör betydande belopp varför frågan
är av yttersta vikt. För de minsta verken där α är lågt, svarar
bränsleskatten för ca 8.6 öre/kWh_e (se vänstra delen av Figur 10)
vilket representerar en mycket hård belastning. Ett sätt att komma
tillrätta med detta problem vore att **medge skattebefrielse** för
sådana kraftvärmeverk som **kan återvinna värmen utan att
minska elproduktionen**.

7.2 Värmeverksföreningens förslag betr skattebonus

Som ett annat sätt att undvika den uppenbara inkonsekvensen av
dagens energibeskattnings föreslog VVF (Ref 3) att kraftvärme-
verk skulle befrias från bränsleskatt för ett belopp som motsvarar
kondenskraftverkens bränslekonsumtion istället för som nu bara
beloppet som motsvarar producerad elenergi och tillhörande pann-
förluster. Eftersom kraftvärmeverk betalar skatt med ett belopp
 K_s/η_t per kWh_e där K_s = skatten per kWh bränsle och η_t den nomi-
nella totala verkningsgraden vid mottrycksdrift som vanligtvis sätts
till 0.85, och kondenskraftverk betalar skatt med beloppet K_s/η_e
där η_e = elverkningsgraden, blir reduktionen i kraftvärmeverkets
betalning,

$$\begin{aligned} \Delta K_s &= K_s (1/\eta_e - 1/\eta_t) = K_s (1/0.4 - 1/0.85) \\ &= 1.32 K_s \text{ öre/kWh el} \end{aligned} \quad (2)$$

För gas är K_s 3.1 öre/kWh så att ΔK_s blir **4.1 öre/kWh_e**. Detta ökar den potentiella vinsten med motsvarande belopp.

7.3 Bränsleneutral skattebonus

Även VVFs förslag till modifierad bränsleskatt har en nackdel. Skattebefrielsen för en stor del av produktionen (för förbränningsmotor drivna enheter all produktion) innebär att **bränsleskattens inverkan på bränslevalt utblir**. För all övrig värmeproduktion "bestraffas" vissa ur miljö- eller försörjningssynpunkt ogynnsammare bränslen såsom olja eller kol genom hög bränsleskatt, däremot att andra ur dessa synpunkter gynnsammare bränslen såsom naturgas beläggs med lägre skatt eller helt slipper skatt (inhemska bränslen). För att bevara denna effekt av bränsleskatten även för kraftvärme, föreslog vi i Ref 4 att "skattebefrielsen" för kraftvärmeverkens elproduktion skall baseras på bränsleskattebefrielsen för ett kondenskraftverk med ett **neutralt bränsle**, dvs **kol** oberoende av vilket bränsle kraftvärmeverket använder. Den högra delen av Figur 10 illustrerar reduktionen i energiskatten för kraftvärmeverk enligt denna princip. Denna reduktion uppgår till

$$\Delta K_s = K_{sk} / \eta_{sk} = K_{skv} / \eta_{ekv} \quad (3)$$

$$\begin{aligned} \Delta K_s &= (4.3 / 0.40 - 3.1 / 0.85) \\ &= 0.8 - 3.6 = 7.2 \text{ öre/kWh}_e \end{aligned}$$

jämfört med dagens skatteprincip.

7.4 Bränsleskatt även på elproduktion eller moms plus punktskatt

Ytterligare en lösning som föreslagits för skatteproblemet är att ersätta nuvarande elskatt i konsumentledet med en bestämmelse att kraftverk eldade med fossila bränslen får betala samma bränsleskatt på bränsle som andra konsumenter, samtidigt som kärnkraften och vattenkraften beläggs med andra typer av skatt. Eftersom kondenskraften som i huvudsak bestämmer marginalnivån på kostnaden då får en väsentlig kostnadsökning, särskilt för de koleldade verken, ökar detta marginalkostnaden. Även kraftvärmeverken får enligt

denna princip ökad bränsleskatt, men detta kompenseras delvis av skattekrediteringen för den del av bränslekonsumtionen som svarar för uppvärmningsdelen. Sålunda gynnas de av principen. Nettoeffekten blir en förbättring i lönsamheten som ligger mellan nivåerna redovisade i avsnitt 7.1 och 7.2, om man utgår ifrån att de nya kondenskraftverken kommer att bestå av en blandning av gaseldade och koleldade verk.

En förutsättning för detta resonemang är att gaspriset är detsamma som med dagens skattepraxis. Gasexportörerna i andra länder kommer dock att inse att införandet av en bränsleskatt för elproduktion i Sverige förbättrar lönsamheten för gas gentemot kol, så att gasen blir konkurrenskraftig även med en större prisskillnad än de tidigare nämnda 4 öre/kWh. Slår sådana överväganden igenom i Sveriges importpris för gas, **kan hela gasimporten bli mindre lönsam för Sverige**. Därför torde denna lösning vara **vanskelig** för Sverige som nation.

Det har även diskuterats en mervärdeskatt på energi plus punktskatter på vissa bränslen, dvs olja och kol, och momsbefrielse för inhemska bränslen. Punktskatterna kan i så fall baseras på mijöutsläpp och inverkan på handelsbalansen så att man verkligen får den önskade styrningen. Förutsatt att differentieringen i punktskatterna är ungefär lika hög som differentieringen i dagens bränsleskatt och går i samma riktning, blir dock denna variant likvärdig med den ovan diskuterade bränsleskatten för all produktion, inklusive el, när det gäller minikraftvärmeverkens ekonomi.

7.5 Sammanfattning

Sammanfattningsvis kan sägas att de flesta nu är eniga om att någon bränsleskattereform som gynnar kraftvärmre är motiverad. De tre modeller vi diskuterat i avsnitt 7.1, 7.2, 7.3 ger 8.6, 4.1 resp 7.2 öre/kWh_e förbättring i ekonomin för de minsta minikraftvärmeverken. I känslighetsanalysen visar vi inverkan av två av modellerna på resultatet.

8. Eventuell kompletteringsdrift sommartid med återkylare eller säsongslager

Sommartid räcker ej värmebehovet för att tillåta minikraftvärmeverket att leverera full effekt med mottrycksdrift. Levererad el-effekt kan då ökas om en återkylare installeras (t ex takmonterat kyltorn och mellankrets) och restvärmen kyls bort. Eftersom återkylare är billiga, blir tillkommande fasta kostnader mycket låga. Om gaspriset är tillräckligt lågt sommartid och värdet av elproduktionen per kWh inte minskar alltför mycket jämfört med årsmedelvärdet, kan denna kompletteringsdrift bli lönande, särskilt för enheter med hög elproduktionsverkningsgrad. Eftersom vi redan antagit en relativt hög utnyttjningstid med mottrycksdrift, kan den eventuella förbättringen i ekonomi som då åstadkoms dock bara vara marginell.

Teoretiskt kan ett säsongslager som skapar en kompletterande värmelast under sommaren och energikälla under vintern uppfylla samma funktion, dvs öka elproduktionen sommartid. För så små energimängder blir dock säsongslager sannolikt ej ekonomiska.

9. Känslighetsanalys

Del c) av Tabell 7 visar inverkan av olika ändringar i basantaganden på den beräknade vinsten.

9.1 Inverkan av lägre elintäkter

Om minikraftvärmeverkens elproduktion ej kan avsättas till priset för råkraftleverantörens marginalkostnad, dvs Figur 1, kurva 1, men till dennes medelkostnad, Figur 1, kurva 2 (vilken är ca 20 % lägre), minskar vinsten med ca 6.7 öre/kWh_e, vilket räcker för att förvandla den beräknade vinsten till en förlust mellan 0 och 2 öre/kWh_e för de olika i Tabell 7 redovisade fallen (se punkt 24).

9.2 Inverkan av högre kostnader för minikraftvärmeverkskostnader

Post 25 a) till f) visar inverkan av olika förändringar som ökar minikraftvärmeverkets kostnader, dvs ökade avkastningskrav på kapitalet (8 % realränta istället för 6 %), 20 % större investeringskostnad och underhållskostnad, 2 öre/kWh högre gaspris. Inträffar alla dess ogynnsamma förändringar samtidigt, ökar elproduktionskostnaden med 7 à 7.2 öre/kWh. Då erhålls en förlust med 0 à 2 öre/kWh även om el betalas till råkraftleverantörernas marginalkostnad. Inträffar bara några kan det höga elavsättningspriset fortfarande ge en begränsad vinst.

9.3 Förändring i energiskatten

Punkt 26 visar ökningen i vinsten som ett slopande av dagens energiskatt på återvunnen värme skulle ge. Den uppgår till belopp mellan 4.1 och 8.65 öre/kWh_e, och är störst för verk som har en låg elutbytesfaktor (dvs hög återvunnen värme per kWh_e).

Förändras istället skattepraxis genom att ge miniverken samma skattebefrielse per kWh_e som kolkondenskraft, ökar vinsten med 7.2 öre/kWh_e. Denna ökning **motverkar** sålunda samtliga negativa försämringar illustrerade i punkt 25 a) till f). Beviljas sålunda denna skattebefrielse (eller elimineras skattebefrielsen helt och

hållet för alla kraftverk och kraftvärmeverk), så återställs minikraftvärmeverkens vinst till de 5 à 7 öre/kWh citerade för referensfallet, även när alla försämringar i minikraftvärmeverkets kostnader inträffar men el som i referensfallet kan säljas för råkraftleverantörens marginalkostnad.

9.4 Vilka förändringar är rimliga?

Diskussionen ovan redovisar inverkan av ett antal möjliga förändringar. Enligt vår bedömning måste man räkna med att vissa av de försämringar som tas upp i avsnitt 9.2 inträffar för en del av minikraftvärmeverken, t ex att ägare för minikraftvärmeverk ställer krav på högre avkastning på satsat kapital än 6 % realränta för att engagera sig i denna nya verksamhet, samt att oförutsedda förändringar kan inträffa. För de minsta verken kan även vissa krav på NO_x-åtgärder komma att ställas som ökar kostnaderna med ca 1 öre/kWh_e.

För att skaffa marginal för dessa typer av händelser är det viktigt att en **marginal** skapas.

Inträffar t ex ca 80 % av de negativa förändringarna och dessutom el bara kan säljas till råkraftleverantörens medelkostnad, då blir vinsten i stort sett 0.

För att skapa en marknad fordras att förutsättningarna förbättras genom att verka för att **el kan betalas till ett värde som motsvarar den långsiktiga marginalkostnaden, eller nära intill**, samt att **energiskatten modifieras i en riktning som ger motiv för värmeåtervinning**. Känslighetsanalysen visar att dessa två åtgärder tillsammans skulle ge god vinst även om alla negativa förändringar upptagna i avsnitt 9.2 inträffar samtidigt. Vinst skulle även uppstå om den förändring i energiskatten som man bestämmer sig för ger mindre utdelning än den modell vi här har illustrerat.

10. Miljöfrågor

Naturgas leder till nära noll svavelutsläpp, mycket låga stoftutsläpp och ingen aska, och är ur samtliga dessa synpunkter ett mycket miljövänligt bränsle. Det enda miljöproblemet utgörs av NO_x -bildning vid de aktuella förbränningstemperaturerna.

Naturvårdsverket har fr o m i år förordat gränsvärden för NO_x av 100 à 200 mg/MJ b för kraftvärmeverk i storleksklassen flera tiotals MW_e , dvs väsentligt större än minikraftvärmeverken.

De gaskylda minikraftvärmeverken med Ottomotorer försedda med katalysator av bilmotortyp eller med sofistikerade luftreglage klarar dock väsentligt lägre värden än dessa trots deras ringa storlek, och även dieselmotorer med katalysatorer av SCR-typ uppges klara dessa gränsvärden.

Slutsatsen blir att naturgasdrivna minikraftvärmeverk rätt utformade är mera fördelaktiga än konventionella fastbränslekraftvärmeverk eller kondenskraftverk i samtliga miljöavseenden.

11. Utvecklingsfrågor

11.1 Etablerade typer av minikraftvärmeverk

Som tidigare nämnts pågår en snabb utveckling av metoder för att klara låga NO_x-halter för att möta bl a de stränga tyska normerna till en lägre kostnad än hittills, t ex genom de mera sofistikerade luftöverskottreglagesystemen, som åtminstone *en* motortillverkare redan har introducerat för vissa motorstorlekar, och andra tillverkare arbetar med. För de minsta enheterna kan utveckling av samma princip, eventuellt i något förenklad form, ge ytterligare förbättring av utsläppsvärden till låg tilläggskostnad.

Dessa minsta enheter kan alternativt dra fördel av reduktionen i kostnaden av katalysatorer för bilar som utvecklingen och massproduktion bör leda till.

För dieselmotorerna föreligger ännu viss osäkerhet betr de specifika anläggningskostnader, underhållskostnader och kemikaliekostnader för SCR-katalysatormetoden, och denna osäkerhet behöver skingras.

Paketerade system som begränsar arbetena på platsen finns redan i vissa fall, men kan säkerligen förbättras och utvidgas med hänsyn till den korta tid utvecklingen pågått.

För svensk del bör man satsa på,

- 1) Uppföljning av erfarenheter utomlands betr ljudproblematiken, underhållskostnader, drifttillgänglighet för olika motortyper och uppnådd avgasreningsgrad, samt förväntad utvecklingstrend,
- 2) Demonstrationsenheter i Sverige i olika storlekar,
- 3) Vidareutveckling av avgasreningsmetoder, särskilt för mindre enheter.

11.2 Nya typer av minikraftvärmeverk

I Ref 19 (Studsvik) diskuteras två typer av mera avancerade minikraftvärmeverk, dvs Stirlingmotorn resp bränslecellen. Vi har också diskuterat frågan med författarna. Vi återger några av Studsviks slutsatser.

a) Stirlingmotorn

Stirlingmotorn med indirekt cykel kan använda olika bränslen (vilket gör det möjligt att teckna kontrakt betr avbrytbara gasleveranser), har låg ljudnivå och låga underhållskostnader. Den begränsade förbränningstemperaturen bör leda till lägre NO_x -halt än för OTTO-cykeln och dieselmotorn. En nackdel är relativt låg elproduktionsverkningsgrad, dvs ca 20 %. Några små motorer har redan byggts för kraftproduktion och en variant för kraftvärmeproduktion.

I storleken ca 250 kW_e citerar Ref 19 specifika kostnader av ca 4 000 kr/kW_e enligt tillverkaren resp 5 500 kr/kW_e enligt STEV. Även den högre av dessa kostnader ligger i nivå med kostnaden för konventionella motortyper. Stämmer denna kostnad bör Stirlingmotorns övriga fördelar göra den mycket konkurrenskraftig. Även mindre motorstorlekar har tillverkats.

En lämplig utvecklingsinsats kunde vara en demonstrationsanläggning, och om den bekräftar löften, en teknikupphandling av en mindre produktionsserie.

b) Bränsleceller

Bränsleceller har mycket höga elproduktionsverkningsgrader (40 à 60 % för de mest intressanta typerna) och totalverkningsgrader (60 à 90 %) och elutbytesfaktorer (1.3 à 1.6). De bör även vara tysta och miljövänliga. Däremot är livslängden osäker.

Mycket stora utvecklingsinsatser pågår och fordras för kommersialisering. Ref 18 bedömer att de intressanta varianterna blir kommersialiserade ca år 2000 och citerar en utredning från Sydkraft som uppskattar att den specifika kostnaden vid kommersia-

lisering blir ca 8 000 kr/kW_e för en variant; 12 000 kr/kW_e för en annan variant. I varje fall den lägre av dessa kostnader bör göra bränslecellerna konkurrenskraftiga med konventionella motorer tack vare den höga verkningsgraden och troligtvis lägre underhållskostnad, förutsatt att livslängden ej blir alltför kort. Den höga elproduktionsverkningsgraden gör **kompletteringkondensdrift mycket intressant.**

Med hänsyn till det enorma utvecklingsbehovet skulle Sveriges bidrag enligt Studsvik och Sydkraft främst gälla vissa nischer samt demonstration.

12. Slutord

De preliminära diskussioner som förts med olika aktörer på marknaden och beräkningar som presenterats i detta planeringsunderlag tyder på att minikraftvärmeverk kan bli ett lönsamt, bränslesnålt och miljövänligt inslag i elproduktionen när avvecklingen av kärnkraften väl hunnit en bit på väg. Den bör även kunna bli ett värdefullt lastbidrag med hög utnyttjningstid för utbyggnaden av gasnätet för en större konsumtion.

Vissa förutsättningar måste dock uppfyllas betr avsättningspris för el, inköpspris för naturgas och revidering av bränsleskattekonstruktionen för denna konsumentgrupp. I varje fall när det gäller avsättningspriset för el samt revidering av skatteprincipen kan dessa förutsättningar ej generellt uppfyllas utan åtgärder från statmakterna.

13. Referenser

0. EKOVISAM-86: Ekonomiska villkor för samkörning med mindre produktionsanläggningar upp till 1 500 kW.
Marknadsrådet (och Svenska Elverksföreningen), januari 1986.
1. El och värmeproduktion med naturgas.
Statens Energiverk, 1987:R5.
Esa Hakkarainen, Bo Olsson, Michael Borchers.
2. Marginalkostnader för elkraftproduktion 1987 - 2010 enligt beräkningar med kraftbalansprogrammet KR 70 m m.
Tabellsammanställning av Per Erik Springfeldt, Statens Energi-
verk, juni 1987.
3. Förslag från Svenska Värmeverksföreningen betr modifierad bränsleskatt för kraftvärmeverk, överlämnat till Statens Energi-
verk, januari 1987.
4. Kraftvärmeutbyggnaden och bränsleskatten: Räcker det med
VVF:s nya förslag?
Peter Margen, VVF-Nytt 87/4.
5. STOSEB-85
Energiscenarior för Stockholms län: underlag för regional
samverkan.
6. Kraftvärmeutbyggnad för STOSEB:s sydvästra och sydöstra
fjärrvärmesystem.
Södertörns Fjärrvärmeaktiebolag och Margen-Consult AB, april
1987.
7. Kostnaderna för ett kommunalt naturgasnät: en överslagsberäk-
ning.
Swedegas AB, 1983.
8. Naturgas i Norrbotten: Naturgasstudie i Kalix.
VIAK m fl, 1984.
9. Small Scale Combined Heat and Power
Energy Technology Series 4,
Energy Efficiency Office,
AERE Harwell, August 1985
(samt telefonsamtal med projektledningen i augusti 1987).
10. "Project profiles" 228, 263, 264, 275, 276 and interim reports on
operating experience (87/2631; 87/2670;
87:RPC/PSM/SEB/367F2.2) Energy Technology Support Unit,
Harwell samt samtal med projektledaren Richard Grey.
11. Robert Timerman
(U.S. konsult: underuppdrag för detta projekt.)
12. Michael Karnitz, Oak Ridge National Laboratory, US. Personligt
meddelande.

13. Jan Kristoffersson
Drifterfarenheter av svenska TOTEM-aggregat för kombinerad el-
och värmeproduktion.
Examensarbete vid LTH
LUTMDN/(TMVK-5144)/1-30 (1985).
14. BHKW-Technik
Rationelle Energiversorgung mit Ferbrennungsmotoren-Anlagen,
Teil II.
VDI Informationsschrift, våren 1987.
15. Blockheizkraftwerke
VDI Bericht 630, våren 1987.
16. K Hein och R Lotz
Fernwärme International - FWI ... 13 (1984) Heft 6.
- 16a. K Schmillen
Personligt meddelande, november 1987.
17. "Erdgas in Verbrennungsmotoren"
W Handroch.
ASUE: TA-Luft, eine Chance für Erdgas?
VDF Symposium, våren 1987.
18. Bertil Larsson, Gotlands Energiverks AB
Personligt meddelande, oktober 1987.
19. Effektiva byggnader: System för mikrokraftvärme (Stirlington och
bränsleceller)
Heimo Zinko
Studsvik Arbetsrapport ED-87/27; 1987-08-26.
20. Peter Margen
Kan kraftvärme i miniformat bli löande?
Svenska Gasföreningens Årsmöte, 19 november 1987.

Tabell 1. Marginalkostnader för elproduktion* och distribution

		År			
		1987	1997	2010	
<i>A. Underlag från Ref 2</i>					
1.	Antaget elbehov	TWh	127	138	129
2.	Kolpris	ö/kWh	4.0	4.2	5.4
3.	Energiviktade medelvärden av marginalkostnaden för energiproduktion*, 5 600 h/år	ö/kWh el	10.2	17.9	32.5
<i>B. Medelvärdet under livstiden av marginalkostnad för kraftvärmeverk, år 2010</i>					
	Enhetsstorlek P_e kW		ca 2 000	40 à 300	
4.	Marginalkostnad för produktion, Ref 2	ö/kWh _e	32.5		32.5
5.	Justering till kostnad för kol-kondens, se Tabell 2	ö/kWh _e	32.0		32.0
6.	Distributionsförlust	ö/kWh _e	1.6		2.2
7.	Total marginalkostnad inkl distributionsförlust	ö/kWh _e	33.6		34.2

* Inkluderar värdet av energibrist.

Tabell 2. Kostnad för kolkondenskraft

		Kostnad enligt Ref 1	Justering för kolkostnad år 2010, denna rapport och Ref 2
1.	Storlek	MW el	1 200
2.	Utnyttjningstid	h/år	5 600
3.	Verkningsgrad	%	40
4.	Investeringskostnad	kr/kW _e	7 000
5.	Kapitalkostnad, 6 % real- ränta, 25 år	ö/kW _{h_e}	10
6.	Övriga fasta kostnader	ö/kW _{h_e}	2.0
7.	Rörlig underhållskostnad	ö/kW _{h_e}	6.5
8.	Antaget bränslepris	ö/kW _{h_v}	3 à 7
9.	Bränslekostnad per kWh el, = (8)/(9)	ö/kW _{h_e}	<u>7.5 à 17.5</u>
10.	Total rörlig kostnad = (7) + (9)	ö/kW _{h_e}	14 à 24
11.	Total kostnad = (5) + (6) + (10)	ö/kW _{h_e}	26 à 36
12.	Marginalkostnad för produktion och energibrist enligt Ref 2		32.5

Slutsats:

Överensstämmelsen mellan post 11 = "kostnad för ny kondenskraft" och post 12 "marginalkostnad för produktion och energibrist" är god, men vi har valt det lägre beloppet, 32.0 öre/kW_{h_e} för den fortsatta analysen.

Tabell 3. Medelpris för naturgas exklusive skatt för mini-kraftvärmeverk enligt avsnitt 4.
(Medelvärdet under livstiden av verk som tas i drift år 2000).

Eleffekt, P_e kW _e	2 000	300	40
<i>Medelpris, öre/kWh</i>			
1. Mottrycksdrift enbart, 5 600 h/år			
1.1 Gaskostnad på stamnät	9.40	9.40	9.40
1.2 Distributionskostnad, ekv 1, mottrycksdrift, 5 600 h/år	2.30	2.53	3.25
1.3 Sammanlagt	11.70	11.93	12.65
2. Värmeleverans enbart, 5 600 h/år			
2.1 Distribution, ekv 1	2.34	2.67	3.70
2.2 Totalt = (1.1) + (2.1)	11.74	12.07	13.10

Tabell 4. Maximalt pris för naturgas för värme enbart enligt hypotes 2

(Köparens alternativkostnad, om alternativet är olja. Medelvärdet under livstiden av verk som tas i drift år 2000).

	Stor block- central EO5	Mellan- stor användare EO4	Vissa mindre användare EO1
<i>Medelpris, öre/kWh</i>			
1. Skattad medelkostnad för olja under livstid av anläggning som tas i drift år 2000*	13.4	14.4	16.4
2. Dagens bränsleskatt för olja (se Tabell 7)	7.2	7.4	7.8
3. Total oljekostnad inkl skatt	20.6	21.8	24.2
4. Kapital- och driftkostnad för ny gaspanna för baslast, 5 600 h/år	0.8	0.8	0.8
5. Önskvärd vinst vid övergång till gas	1.0	1.0	1.0
7. Max försäljningspris av gas + gasskatt, = (3) - (4) - (5)	18.8	20.0	22.4
8. Gasskatt (värdet idag; se Tabell 7)	3.1	3.1	3.1
9. Max försäljningspris av gas exkl skatt, hypotes 2, (7) - (8)	15.7	16.9	19.3
10. Besparing för byggnader som annars hade behövt ny oljepanna	1.0	1.0	1.0
11. Max försäljningspris för gas, för dessa byggnader = (9) + (10)	16.7	17.9	20.3

* Pris för olja för stora kraftverk år 2010 enligt Ref 1 plus 1, 2 resp 4 öre/kWh, tillägg för mindre förbrukare.

Tabell 6. Data för Visby dieselmotorkraftvärmeverk, VK76 (Ref 18).

A. Data för anläggningen							
1.	Motortyp		Dieselmotor, Pielstick PC4, 18 CYL, 428 varv/min				
2.	Eleffekt, brutto		2 x 19.8 MW _e				
3.	Egen elförbrukning		2 x 0.4 MW _e				
4.	Värmeeffekt		2 x 15.3 MW _v				
5.	Total kostnad 1980		117.8 Mkr = 3 015 kr/kW _e				
6.	Indexjusterad kostnad 1987		5 005 kr/kW _e				
B. Driftdata							
			1981	1982	1983	1985	Genomsnitt per år
7.	Levererad elenergi	GW _{h_e}	174	231	188	45	159.5
8.	Levererad värmeenergi	GW _{h_v}	1.5	38.6	64.1	26	32.6
9.	Bränsleförbrukning (EO5)	m ³	40 000	55 000	45 000	10 500	37 600
10.	Underhåll	kk	1 000	1 550	6 140 ¹⁾	720	2 335
11.	Smörjmedel m m	kk	1 900	2 400	3 000	900	1 725
12.	Driftpersonal						
	a) totalt ²⁾	st	(10)	(11)	(12)	(12)	(11.3)
	b) för dieslar						5 à 6
13.	Driftpersonalkostnad totalt ²⁾	kk	(1 150)	(1 540)	(1 450)	(950)	(1 273)
14.	Tillgänglighet	%	67	92	95	96	94.3 ⁴⁾
C. Beräknade värden för perioden							
			Genomsnitt		Indexjusterat (+ 26.7 %)		
15.	Unyttjningstid, el	h	4 110				
16.	Kostnader per kW _{h_e} :	ö/kW _e					
	a) Underhåll		1.48 (0.85) ³⁾		1.88 (1.08) ³⁾		
	b) Smörjmedel		1.08		1.37		
	c) a) + b)		2.56 (1.93) ³⁾		3.25 (2.45) ³⁾		
17.	Driftpersonal ⁵⁾	kr/kW _e -år	16.4		20.7		
18.	Elproduktionsverkningsgrad%		40.0		40.0		

1) Inklusive 4 000 kkr för ny vevaxel efter haveri.

2) Den totala angiven inom parentes.

3) Exklusive vevaxelhaveri.

4) Genomsnitt 1982 till 1985, dvs exklusive inkörsåret 1981.

5) Halva det i punkt 13 redovisade beloppet med hänsyn till not 2).

Tabell 7. Analys av ekonomin av små gasdrivna kraftvärmeverk

1.	Enhetstyp		1	2	3	4	5
2.	Enhetsstorlek	P_e kW _e	2 400	2 000	1 100	300	40
		P_v kW _v	~ 2 800			~ 420	~ 95
A.	<i>Antagna prestanda</i>						
3.	Elutbytesfaktor	α	0.86	0.72	0.39	0.72	0.42
4.	Elverkningsgrad	η_e	0.40	0.36	0.22	0.36	0.26
5.	Totalverkningsgrad	η_t	0.86	0.86	0.79	0.86	0.86
6.	Utrustning för att säkerställa låg NO _x -halt		SCR katalysator	SCR katalysator (2-taktsmotor)	Ånginsprutning	t ex sofistikerade luftreglage	ingår ej
7.	Byggnad eller utomhuscontainer		kostnaden ingår			befintlig (ingår ej i kostnaden)	befintlig (ingår ej i kostnaden)
B.	<i>Kostnader för basfall</i>						
8.	Investering	kr/kW _e l	6 000	6 000	6 600	6 000	6 000
9.	Kapitalkostnad ¹⁾	kr/kW _e -år	409	469	516	469	469
10.	Försäkring, adm, personal	kr/kW _e -år	60	60	60	80	100
11.	Totala fasta kostnader	kr/kW _e -år	529	529	576	549	569
12.	Medelgaspris under livslängd av anläggning som tas i drift år 2000 (Tabell 3 punkt 1.3)	ö/kWh	11.70	11.70	11.70	11.93	12.65
13.	Bränslekostnad = (12)/(4)	ö/kWh _e	29.3	32.5	53.2	33.1	48.7
14.	Underhållskostnad	ö/kWh _e	5.5	5.0	2.0	7.0	7.0
15.	Total rörlig kostnad, exklusive bränsleskatt = (13) + (14)	ö/kWh _e	34.8	37.5	55.2	40.1	55.7
16.	Fasta kostnader = (10)/5600h	ö/kWh _e	9.4	9.4	10.3	9.8	10.2
17.	Total kostnad exklusive skatt ²⁾ = (15) + (16)	ö/kWh _e	44.2	46.9	65.5	49.9	65.9
18.	Gaspris för enbart värmeproduktion, exklusive skatt (Tabell 3, punkt 2.2)	ö/kWh _e	11.74	11.74	11.74	12.07	13.10
19.	Värmekreditering exkl skatt ²⁾	ö/kWh _e					
	a) bränsledele = (18) / $\alpha \eta_p$ ³⁾		15.5	18.6	34.2	19.5	36.3
	b) ersatt gaspanna		1.0	1.2	2.3	1.2	1.2
	c) totalt		16.5	19.8	36.5	20.7	38.4
20.	Netto elproduktionskostnad = (17) - (19c)	ö/kWh _e	27.7	27.1	29.0	29.2	27.5
21.	Marginalkostnad för el, Tabell 1, punkt 7	ö/kWh _e	33.6	33.6	33.6	34.2	34.2
22.	Vinst om el kan sättas till pris (21)						
	a) per kWh _e = (21) - (20)	ö/kWh _e	5.9	6.5	4.6	5.0	6.7
	b) per kWh _v (22a) α	ö/kWh _v	5.1	4.7	1.8	3.6	2.8

1) Baserad på 6 % realränta; ger 7.82 % vid 25 år.

2) Enligt dagens skattepraxis betalar kraftvärmeverket bränsleskatt för den delen av bränsleförbrukningen som hänförs till ren värmeproduktion. Eftersom samma skattebelopp dock skulle ingå i "värmekrediteringen" har vi bortsett från skatten i såväl kostnaden som krediteringen, eftersom dessa belopp tar ungefär ut varandra.

3) $\eta_p = 0.88$ för kol 1 - 3, 0.86 för kol 3 och 4.

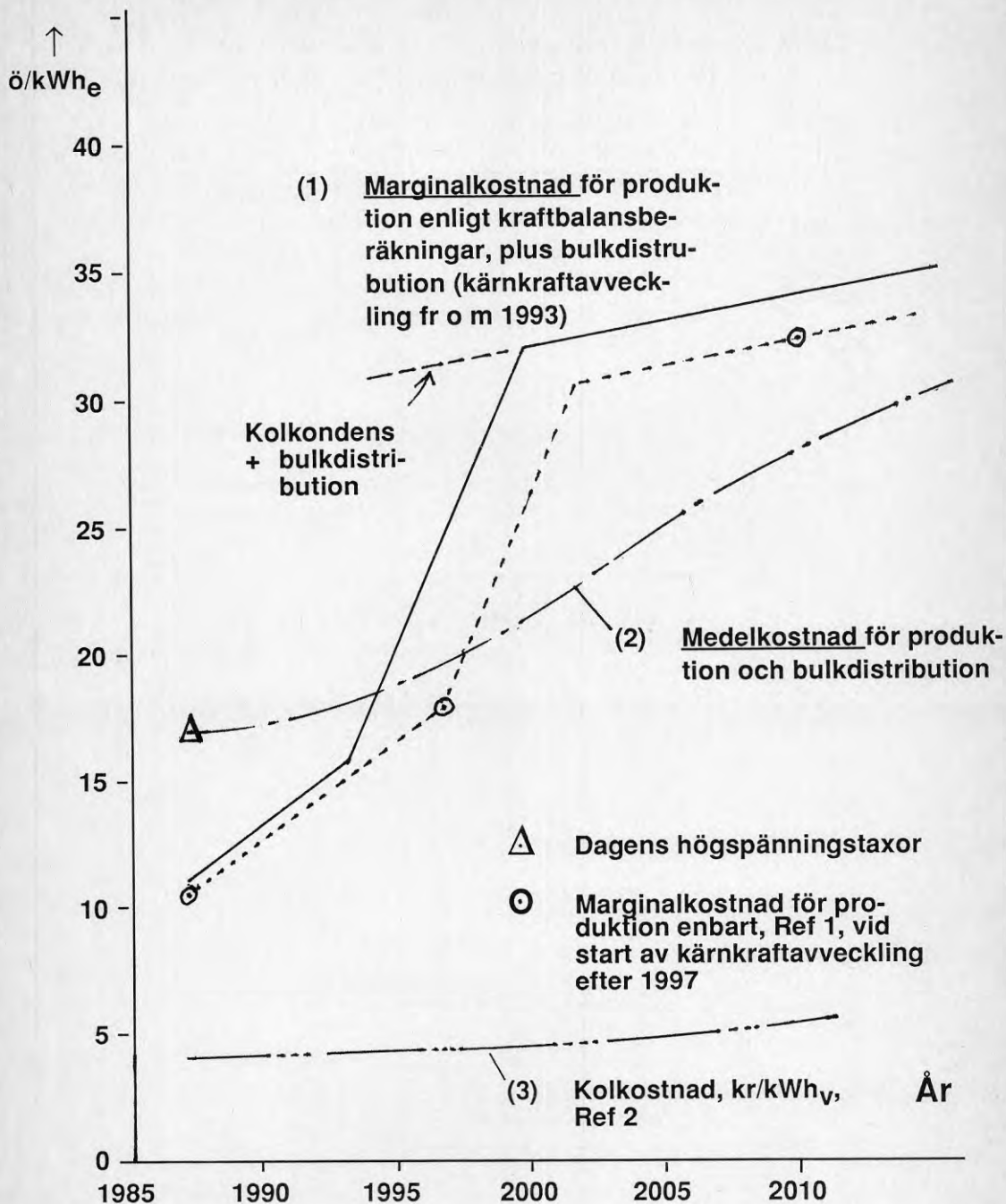
Tabell 7. forts

Enhetstyp	1 Diesel- motor	2 Otto- motor	3 Gas- turbin	4 Otto- motor	5 Otto- motor
<i>C. Känslighetsanalys</i>					
23. Medelkostnad för elproduktion ~ 0.8 (21) ö/kWh _e	26.9	26.9	26.9	27.4	27.4
24. Vinst om el säljs till pris (23) = (23) - (20) ö/kWh _e	-0.8	-0.2	-2.1	-1.8	-0.1
25. Minskning i vinst vid följande försämringar ö/kWh _e					
a) 25 % höjt avkastningskrav (dvs 8 % istället för 6 % realränta)	1.7	1.7	1.8	1.7	1.7
b) 20 % högre investering	1.7	1.7	1.8	1.7	1.7
c) a) och b) (ej adderbar)	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
d) 20 % högre underhållskostnader	1.1	1.2	0.4	1.4	1.4
e) 2 öre/kWh högre naturgaspris	2.4	2.4	3.3	2.2	2.2
f) summa av minskningen = c) + d) + e)	7.0	7.1	7.2	7.1	7.1
26. Höjning i vinst vid följande för- bättringar ö/kWh _e					
a) Ingen bränsleskatt på sådan värme som tillvaratas utan att reducera elproduktionen	4.1	4.9	9.0	5.0	8.6
b) Bränsleskattebefrielsen ökas till värdet för kolkondenskraftverk	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2
c) Användning för EO5 under topp- lasttid för tunga dieselmotorer minskar bränslekostnaden med 1 öre/kWh för mini-KVV pga av- brytbar leverans (men antas ej påverka värmekrediteringen)	2.5	-	-	-	-

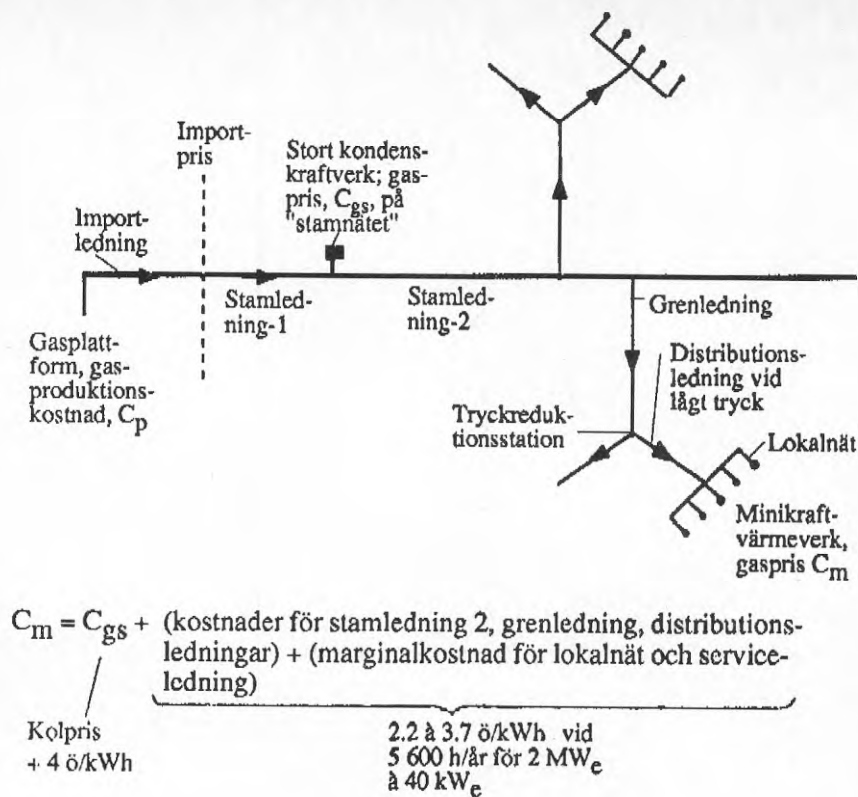
Tabell 8. Bränsle- och elskatter från och med 1 juli 1987
(sammanställt av Lennart Skymbäck, Gasföreningen)

	Energi- skatt	Särskild skatt	Summa skatter	Öre/kWh (cirka)
Eldningsolja 1	660	118	778 kr/m ³	7.8
Eldningsolja 5	660	118	778 kr/m ³	7.2
Kol	305	10	315 kr/ton	4.3
Naturgas	308	-	308 kr/1 000 m ³	3.1
El hushåll m m				
- södra och mellersta Sverige	7.2	-	7.2 öre/kWh	7.2
- främst i norra Sverige	6.2	-	6.2 öre/kWh	6.2
- industri ^{1,2}	5.0 ⁴	3.4	5.0 öre/kWh	5.0

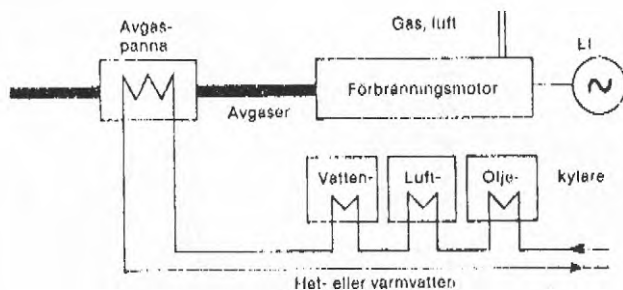
- 1) Nedsättning av energiskatten beviljas för energikrävande industrier.
- 2) Befrielse från energiskatt kan i vissa fall erhållas för t ex avkopplingsbara leveranser till elpannor.
- 3) För högspänningsabonnenter tillkommer 0.1 - 0.4 öre/kWh som täcker den avgift på 0.2 öre/kWh som utgår för el producerad i kärnkraftverk.
- 4) I eltariffen inräknas en särskild skatt på 1 - 2 öre/kWh för gammal vattenkraft.



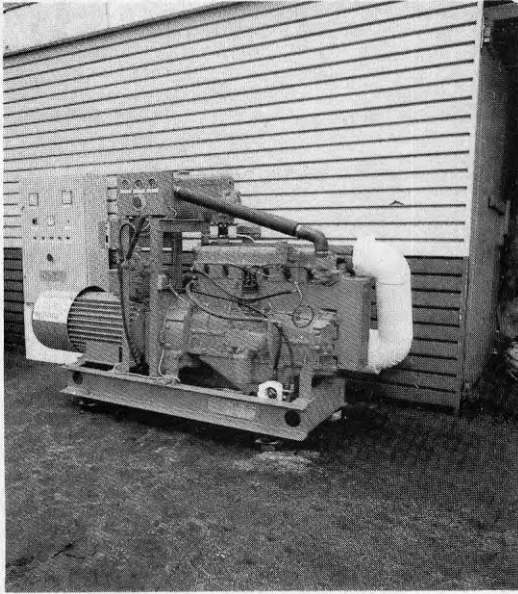
Figur 1. Värdet av elproduktion och antagna bränslekostnader



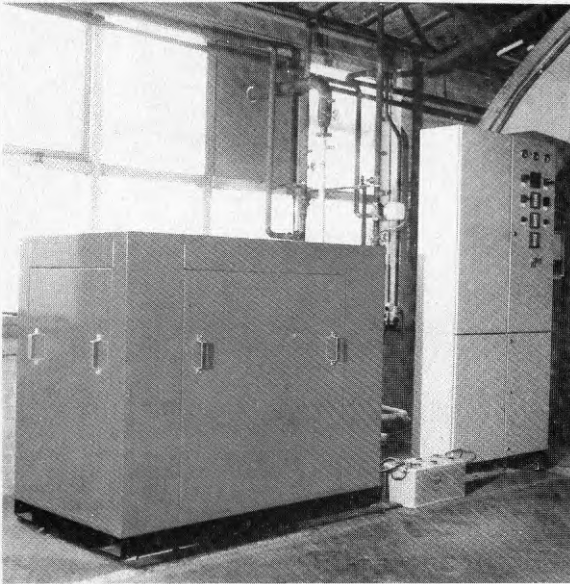
Figur 2. Princip för gastransport och distribution och antagen prissättning.



Figur 3. Förbränningsmotor med avgaspanna i kraftvärmeverk

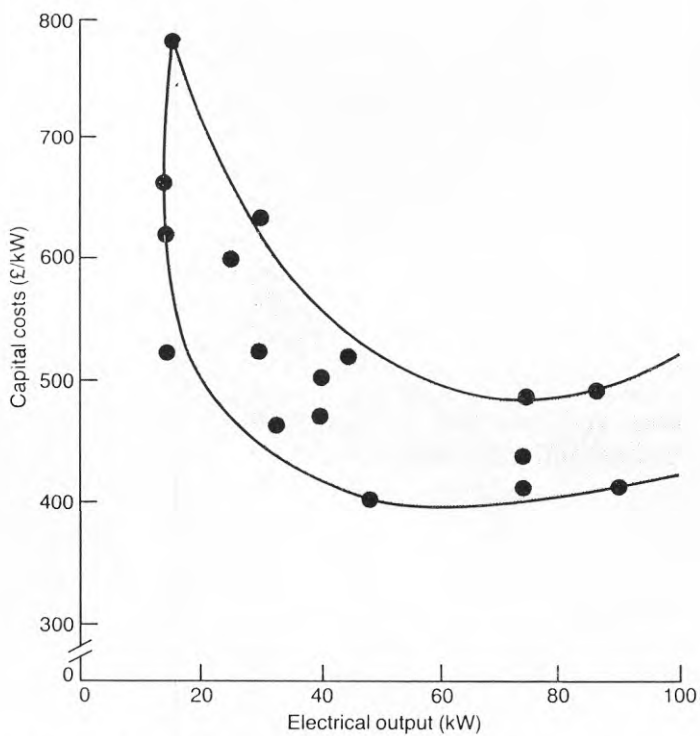


a) 40 kW_e-enhet utan container.

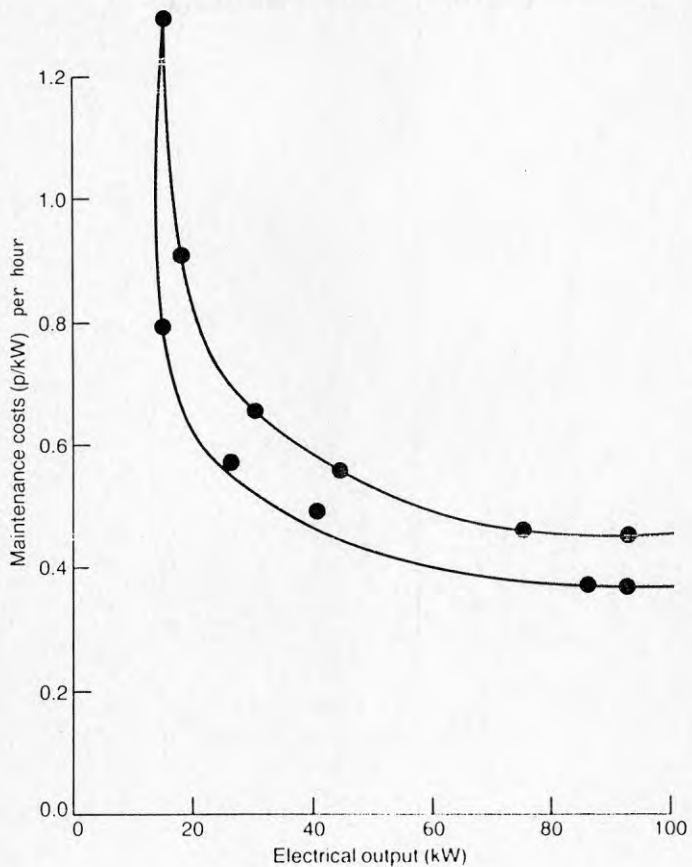


b) 18 kW_e-enhet med ljudisolerad container.

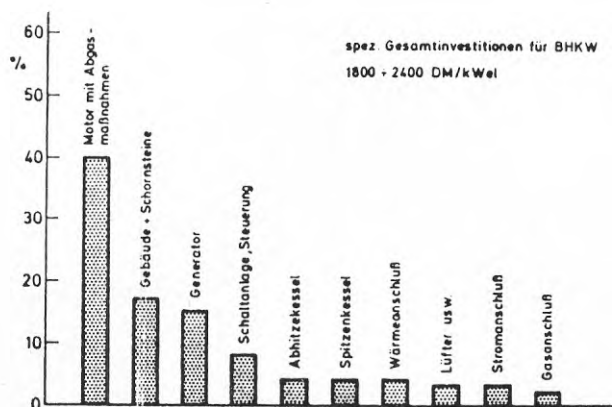
Figur 4. Exempel "mikrokraftvärmeverk",
England, Ref 9.



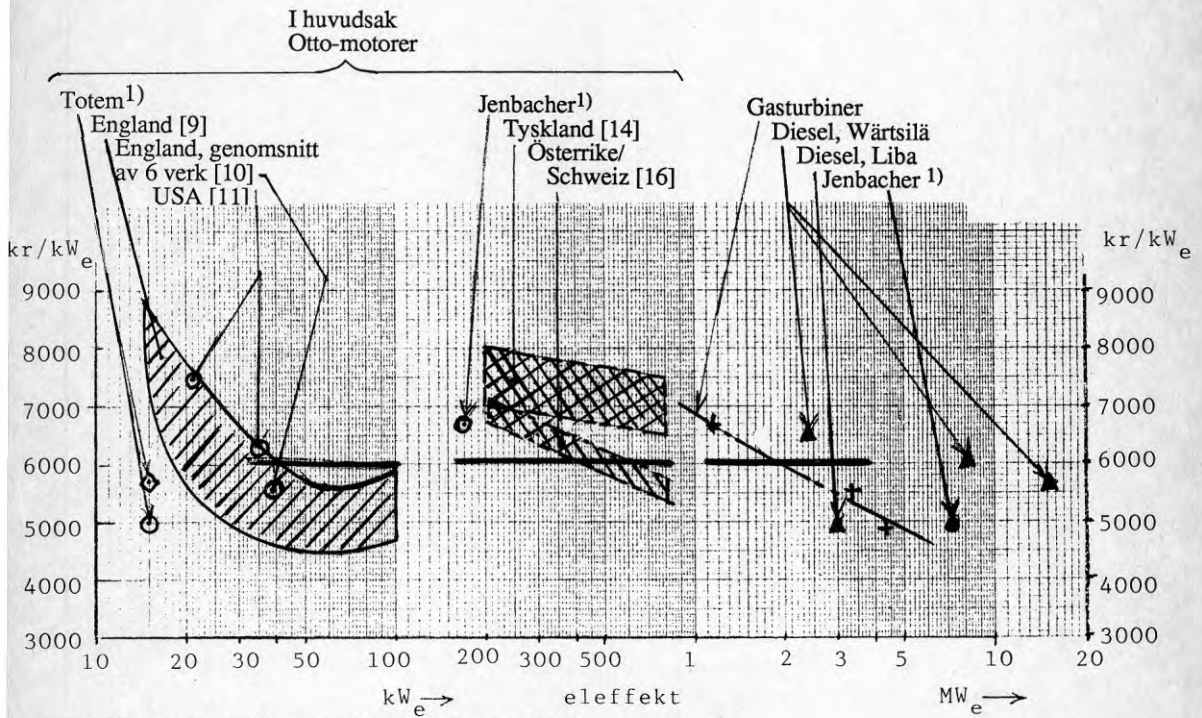
Figur 5. Investeringskostnader för engelska "mikro-kraftvärmeverk", Ref 9 (exklusive byggnadskostnader; kostnadsnivå 1985). (se även Bilaga 3, Tabell 3.1 för mikro-kraftvärmeverk beställda 1986/87)



Figur 6. Underhållskostnader för engelska "mikro-kraftvärmeverk", Ref 9 (kostnadsnivå 1985).



Figur 7. Kostnadsfördelning för tyska minikraftvärmeverk enligt VDI (Ref 14).

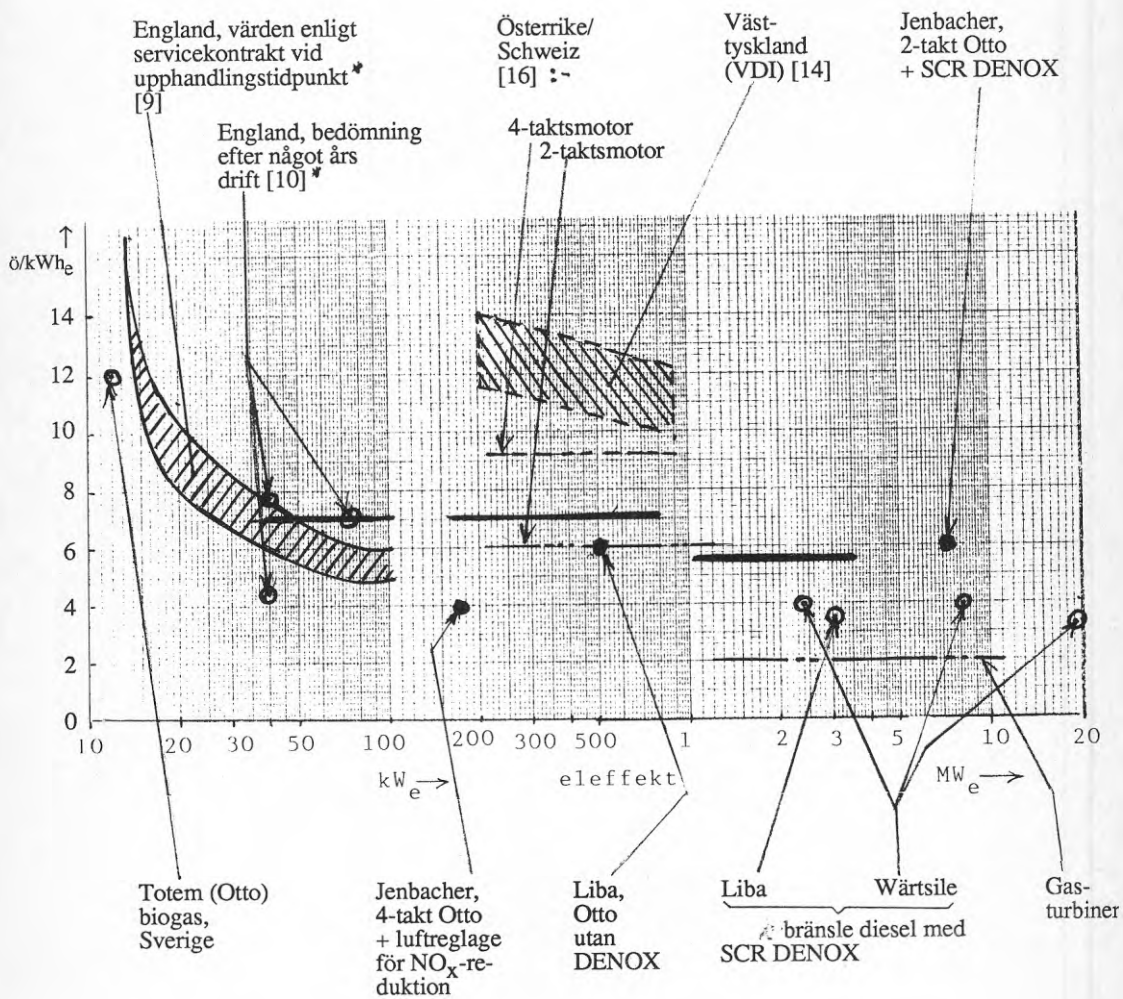


Figur 8. Specifik anläggningskostnad

- i befintlig byggnad, utan sofistikerad DENOX-åtgärd
- i befintlig byggnad med sofistikerad DENOX-åtgärd
- i ny byggnad eller utomhuscontainer, med sofistikerad DENOX-åtgärd
- gasturbiner i utomhuscontainer, ånginsprutning

1) vid installation i Sverige enligt svensk agent

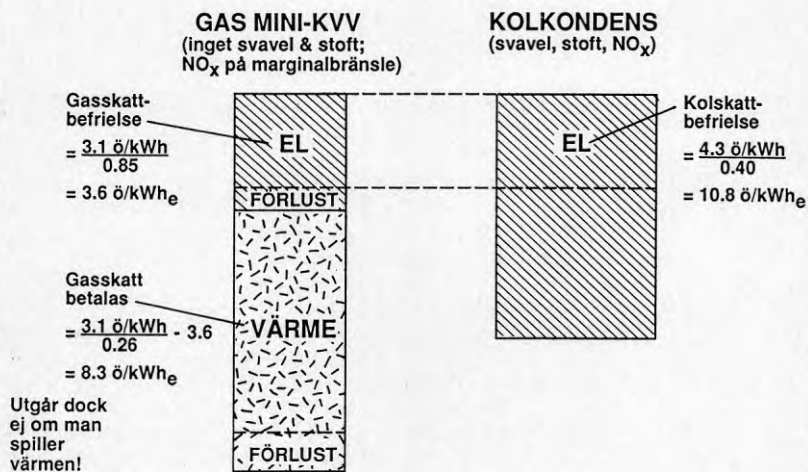
ekonomiska beräkningar för förbränningsmotordrivna minikraftvärmeverk, denna rapport



Figur 9. Kostnad för underhåll och smörjmedel.

* Angiven kostnad per kW_e och driftimme konverterad till kostnader per kWh_e genom division med antagen genomsnittsbelastning, 0,9.

— Riktlinje denna rapport för förbränning motordrivna minikraftvärmeverk.



Skillnaden i skattebefrielsen = $(10.8 - 3.6) = 7.2 \text{ ö/kWh}_e$

Figur 10. Hur energiskatten fungerar idag.

Bilaga 1: Utdrag ur Harwells förklaring av det ökade intresset i England för mikrokraftvärmeverk (Ref 9) (våra understrykningar)

There are several reasons for the increasing interest in small-scale CHP systems:

- the development of 'packaged' units (Fig 1). These small-scale units have electrical outputs of up to 160 kW (all CHP units are generally sized by reference to their electrical output), with a thermal (heat) output which is typically two to three times that figure;
- rising energy costs have made both suppliers and potential users aware of the financial benefits that these systems can provide, whether by reducing a building's energy costs or by opening up a new market for internal combustion engine technology;
- government has recognised the overall increase in energy efficiency that CHP systems of all sizes can provide, and has encouraged their wider use by passing the 1983 Energy Act. This, amongst other things, requires the electricity boards to offer to purchase electricity produced by private generators with their own CHP systems unless, on technical grounds, it would not be reasonably practicable to do so. Appropriate tariffs have since been published, both for the purchase of power from a private generator and for the use of the grid to supply a third party with power.

The Act has also placed on electricity boards the duty to 'adopt and support schemes' for CHP. Each board has responsibility within its own area for CHP systems, and responds directly to requests to operate units in parallel with the grid. Technical regulations governing installation of the systems (Appendix 2) have been published by the Electricity Council, and their CHP Bureau is recording details of micro-CHP installations.

The relatively low cost of micro-CHP units and their heat and electrical output makes them suitable for use in a range of different building types, from hotels and hospitals to universities, residential homes and swimming pools. Furthermore, some units can also provide standby power generation capacity; they operate linked to the grid for most of the time, but can also operate independently to meet essential electrical loads in the event of mains failure. However, the expected output from micro-CHP installations over the next few years is unlikely to exceed about 0.2% (0.5 TWh) of total UK generation capacity.

Micro-CHP systems have not yet been installed on a large scale in this country. The main reason is that potential users are not yet sufficiently aware of the benefits that can accrue, or indeed confident that these benefits can actually be realised and that the installation of a micro-CHP system will not create other problems. The remainder of this document is therefore intended to provide an introduction to the use of micro-CHP systems as a cost-effective method of saving energy in a variety of building types.

BILAGA 2

Anteckningar från samtal med Richard Grey, projektledare för utvärdering av mikrokraftvärmeverk i England (Energy Efficiency Office, Harwell)

3.1 Programmetts omfattning

Grey berättade att antalet anläggningar som kommit i drift eller håller på att uppföras stigit från ca 120, rapporterat i rapporten från augusti 1985 (Ref 9), till ca 300 idag. Ca 50 % är av typ anpassad bilmotor med Otto-cykel, 25 % av typ industriell gasmotor och 25 % anpassad gasdriven dieselmotor. Det är för tidigt att bedöma vilken av dessa typer som kommer att ha största framgången på sikt.

3.2 Specifika kostnader

De specifika anläggningskostnader och underhållskostnader som rapporterats i Ref 9 gäller fortfarande, med korrektion för inflation sedan 1985 (ca 8 %). Även storleksberoendet stämmer — dvs ingen märkbar inverkan av aggregatstorlek på investeringskostnaden per kW mellan ca 40 och 100 kW_e, stigande kostnader per kW för minskning i enhetsstorleken från 40 kW_e till 10 kW_e.

Underhållskostnader i Ref 11 var baserade på serviceavtal med tillverkare som stipulerar t ex renovering efter visst antal timmar. Utfallet har ibland varit något sämre, ibland något bättre än angivet i Ref 9, som fortfarande representerar ungefärliga medelvärden av kostnaden idag.

Ägarens personalkostnader inkluderas ej i denna post, men denna personalinsats uppgår oftast till bara ca 1 h per vecka, varför den kan försummas.

3.3 Rapportering

Någon uppdaterad skriftlig rapportering av typ Ref 9 finns ej idag, däremot vissa skriftliga rapporterade "case studies", som vi fått

kopior av. Tabell 3.1 visar ett utdrag som bekräftar att kostnaden för enheter på ca 40 kW_e är ca 5 600 kr/kW_e.

3.4 Gasprisavtal

Enligt Grey erbjuder British Gas gasariffer som beror på förbrukningsnivån, dvs

- 1) mindre än 25 000 therm/år
- 2) 25 000 à 250 000 therm/år
- 3) mer än 250 000 therm/år.

Inom klass 2 förhandlas fram priser som beror bl a på kundens "alternativkostnad" och inom klass 3) erbjuds lägre priser för avtal av typ "avbrytbar leverans" för kunder som kan använda andra bränslen under höglasttid. Däremot finns inte någon effektagift eller annan premiering av hög lastfaktor.

3.5 Fuel cells

På min fråga hurvida fuel cells ansågs lovande för framtiden menade Grey att så inte var fallet de närmaste 5 åren. Hans grupp sysslade ej med långsiktiga projekt varför han inte kunde uttala sig betr utsikter i ett lägre tidsperspektiv.

Tabell 2.1 Utdrag från projektrapporter för engelska minikraftvärmeverk publicerade 1986/87. ("Project files" skrivna vid beställning.)

Ref-nr (projekt- profil nr)	Installa- tionsplats	Eleffekt P_e kW	Värme- effekt P_v kW	Kostnad per kW _e £/kW	År för an- givet pris	Kostnad år 1987 i kr/kW _e à 10.4 kr/£ och vid 4 % per år inflation
228	Universitet	40	95	643	1985	7 230
263	Sjukhus	45	88	562	1985	6 320
264	Lasarett	40	95	426	1986	4 610
265	Hotell	48	90	379	1986	4 100
275	Hotell	18	41	528	1986	5 710
276	Skola	40	95	500	1986	<u>5 410</u>
Medelvärde		38.5	84			5 560

BILAGA 3

Kostnader för lokalgasnet enligt Ref 7 och 8

3.1 Kostnad för lokalnät för "Mellanstad"

Referens 7 beskriver en studie genomförd 1983 av kostnaderna av ett gasnät i en typisk svensk stad med 25 000 invånare (Mellanstad). Beräkningen av kostnaderna av lokalnäten i olika typer av områden med flerbostadshus och centrumhus framgår av Tabell 3a . I medeltal uppgår kostnaden till ca 2 520 kr/m² våningsyta vid ca 250 kW effekt /hus (exklusive kostnaden för ett samlingsnät mellan områdena), vilket bedöms motsvara ca 252 kr/kW total effekt korrigerad till 1987 års kostnadsnivå (se punkt 9c i Tabellen).

Det uppges att kostnaden i huvudsak beror på antalet m rör per hus, ej effektförbrukningen per hus. Detta kan dock inte vara helt korrekt, eftersom stora rör, ventiler m m givetvis kostar något mera än mindre rör och ventiler. I huvudtexten antog vi att kostnaden varierar med (effekt)^{1/3}. Är detta korrekt, blir den specifika kostnaden för den i rapporten antagna "medelkonsumenten" med 1 000 kW effektbehov ca 100 kr/kW. Vid 5 600 h/år utnyttningstid för ett minikraftvärmeverk, och 10 % /år för kapital, underhåll och kompressionsarbete motsvarar detta 0.18 öre/kWh. I huvudtexten antog vi 0.3 öre/kWh för de individuella ledningarna.

Ref 8 uppger vidare att samlingsnätet mellan olika områden kostar ca 87 kr/MWh extra = 8.7 öre/kWh. Avses med detta investeringskostnaden, innebär denna post ca 0.87 ö/kWh energi vid den för mellanstaden aktuella utnyttningstiden (antagligen ca 2 500 h/år).

3.2 Kostnad för lokalnät, Kalix

Ref 8 redogör för kostnadsberäkningar för olika lokalnät inom Kalix Kommun. Vi redovisar i Tabell 3.2 några data för distributionsområdet III som består i huvudsak av flerbostadshus. Kostnaden för distributionsnät och serviceledningar uppgår sammanlagt till 272 kr/kW, eller korrigerat till 1987 års nivå ca 343 kr/kW, dvs ca 30 % mera än för "Mellanstad". Baserar vi medeleffekten endast på huvudkonsumenten, dvs flerfamiljshus och andra större hus, blir

medeleffekten per abonnent ca 150 kW, dvs 40 % lägre än för Mellanstad. Däremot blir medeleffekttätheten 215 kW/ha ca 3 gånger så hög som för "Mellanstad", vilket kan bero på lägre andel fristående flerfamiljshus.

$343 \text{ kr/kW} \times (150 / 1\,000)^{0.667} = 97 \text{ kr/kW}$ för en "medelkonsument" med 1 000 kW effektbehov. Värdet är sålunda ungefärdetsamma som för "Mellanstad".

3.3 Antagen kostnad denna rapport

Vi har i denna rapport antagit en kostnad som ligger ca 50 % över värdet för Mellanstad och Kalix. Värdena får sålunda anses vara konservativa, även om man inkluderar viss marginal för distributörens vinst och administration.

Tabell 3.1 Gasdistributionskostnad för lokalnät enligt Ref 7 (1983).

Typområde		Frliggande flerbostadshus		Flerbostadshus i slutna kvarter	Centrum inkl flerbostadshus	Centrum	Arbetsområdet	Genomsnitt*	
		Mellanstad	Viksången	Morkullan mm	Mellanstad	Tumba	Viksberg		
1.	Områdesarea	1 000 m ²	36	42	60	174	74	560	
2.	Antal abonnenter	st	20	12	44	67	16	31	
3.	Våningsyta	1 000 m ²	16.0	16.9	115.3	167.0	53.0	188.0	
4.	Våningsyta per abonnent	m ²	800	1 408	2 620	2 492	3 312	6 065	
5.	Skattad max värmebehov å 0.1 kW/m ² * = (4)/(10)	kW/abbonent	80	141	262	249	331	607	250
6.	Effektbehov per ha,	kW/ha	4.4	4.0	19.2	9.6	7.2	3.4	7.2
7.	Kostnad för distributionsnät, service-nät och regleranordningar	kkr/abbonent							
	a) befintlig bebyggelse		22.8	31.3	36.2	42.2	61.9	116.7	
	b) nybyggnation		12.8	16.8	26.4	29.0	46.5	79.1	
8.	Kostnad per kW	kr/kW							
	a) befintlig bebyggelse (7a)/(5)		285	222	198	169	187	192	209
	b) nybyggnation (7b)/(5)		160	119	112	117	140	130	130
9.	Medelvärdet justerat till 1987 års kostnadsnivå (8) x 1.26	kr/kW							
	a) befintlig bebyggelse								263
	b) nybyggnation								156
	c) 90 % bef + 10 % nytt								252
11.	Kostnad korrigerad till 1 000 kW/abbonent	kr/kW							
	a) befintlig bebyggelse (263 x 4 ^{-0.667})								104
	b) nybyggnation (156 x 4 ^{-0.667})								62
	c) viktat medelvärde vid 90 % bef bebyggelse								100
12.	Ekvivalent kostnad per kWh vid 10 % kapital, underhålls- och konversionskostnader och 5 600 h/år	öre/kWh							0.18

* Medelvärdet mellan det algebraiska och geometriska medelvärdet för punkt 6 och 7 på grund av stora variationer i de individuella värdena. I övrigt redovisas algebraiska medelvärden.

Tabell 3.2 Kostnader för lokalnät och serviceledningar,
Kalix typområde (Ref 8)

	Antal	Effekt kW	Effekt/hus kW/hus
<i>Uppgifter om området</i>			
1. Villor	32	430	13.4
2. Hyreshus	17	3 008	177
3. Övriga	25	3 317	133
4. De större husen (2) + (3) (= 94 % av effekten)	42	6 325	150
5. Samtliga hus	74	6 755	91
6. Energitäthet			2.05 TJ/ha
7. Effekttäthet			215 kW/ha
<i>Kostnader</i>			kr/kW
8. Kostnad för lokalnät (exklusive ringledning)			150
9. Serviceledningar och mätare			122
Sammanlagt			272

TRE SÄTT ATT REDUCERA NO_x-HALTEN I AVGASERNA FRÅN FÖRBRÄNNINGS-MOTORER (katalogutdrag M.A.N.; svensk licenstagare Götaverken Motor AB)

METHOD I:

COMPUTER CONTROLLED
GAS/AIR RATIO OF
OTTO CYCLE ENGINES

(similar method
used by Jenbacher)

a Lambda probe via the gas/air mixer

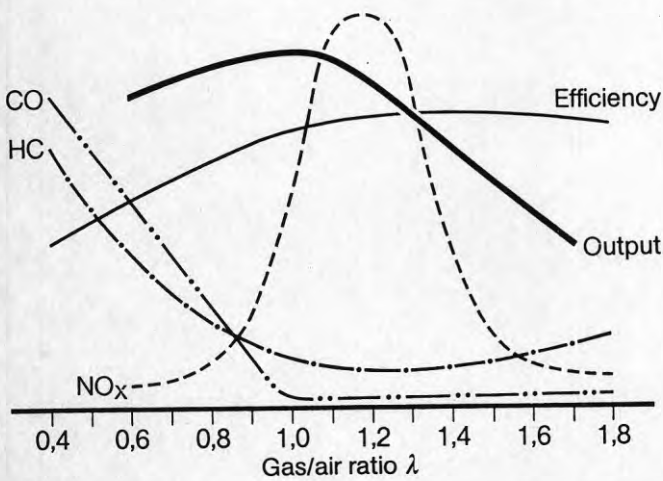
Result: low NO_x values achieved over the entire load range with no need for a three-way catalytic converter. To meet even more stringent regulations, a three-way catalytic converter can be placed downstream. This requires a lower air ratio ($\lambda = 1$).

Exhaust gas emissions

- Reduction of nitrogen oxides (NO_x) by
 - operating with a high air surplus
 - exhaust gases recirculated to the gas/air mixer
 - up to 70% less NO_x
 - Low NO_x values even at part loads thanks to
 - control of air surplus by means of

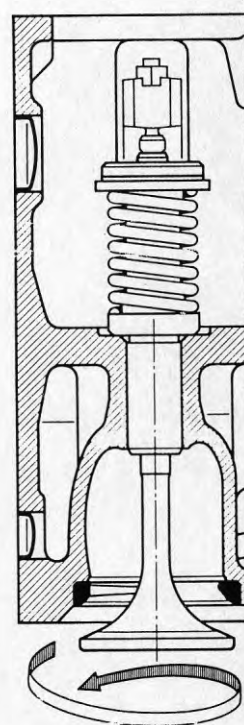
Advantages for the operator:

- High engine availability
- Long service lives for engine components
- Long TBOs (Times Between Overhauls)
- Low wear rates



Heat balance for the 20/31NG gas engine

	%	50	75	100
Output		28	42	56
Output	kW/cyl.	3.45	5.2	6.9
Mean effective pressure	bar	12000	10590	9730
Specific gas consumption	kJ/kWh	30	34	37
Efficiency	%	0.379	0.335	0.307
Gas quantity	m ³ /kWh	2710	2470	2350
Specific exhaust gas heat (120°C)	kJ/kWh	22	23	24
Exhaust gas temperature	%	500	510	520
Exhaust gas quantity	°C	6.3	5.6	5.1
Specific lube oil heat	kg/kWh	1080	740	580
Lube oil outlet temperature	kJ/kWh	9	7	6
Lube oil outlet temperature	%	80	80	80
Specific cooling water heat	°C	3120	2540	2140
Cooling water outlet temperature	kJ/kWh	26	24	22
Cooling water outlet temperature	%	88	88	88
Heat radiation	°C	7	6	5
Heat remaining in exhaust gas	%	6	6	6



Low-Emission Gas Engines

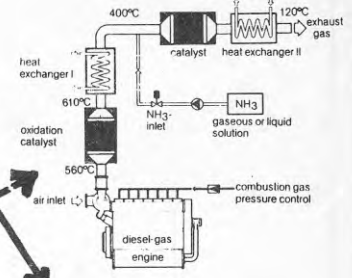
METHOD II:

- Three-way catalyst
Three-way catalyst with lambda control offer the cleanest and, at the same time, the most economical solution for Otto cycle engines operating on natural or liquified gas.

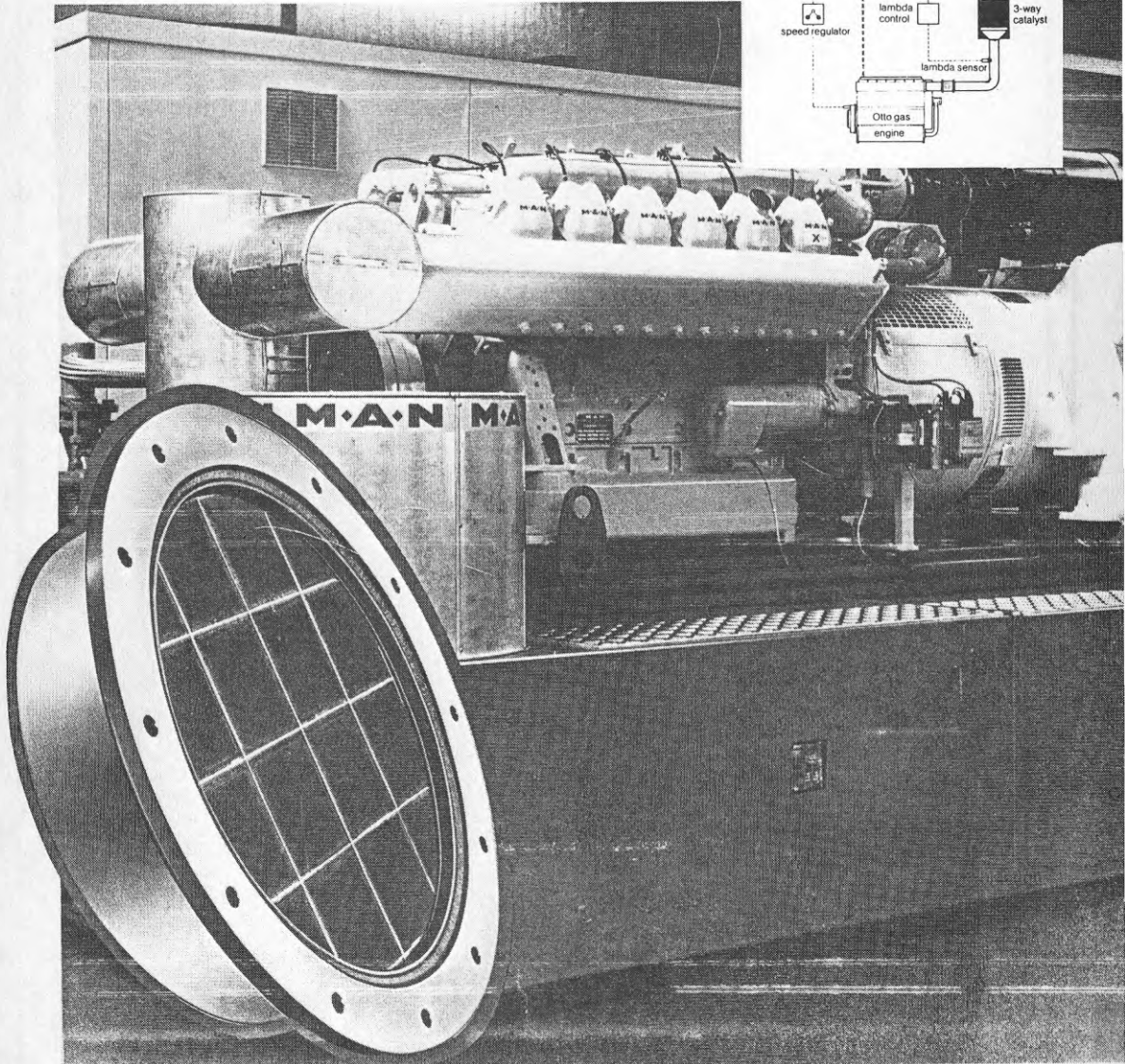
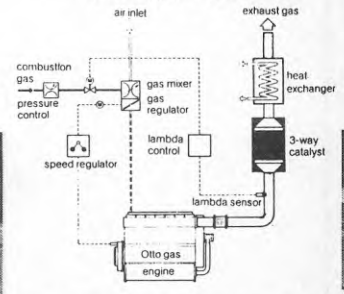
METHOD III:

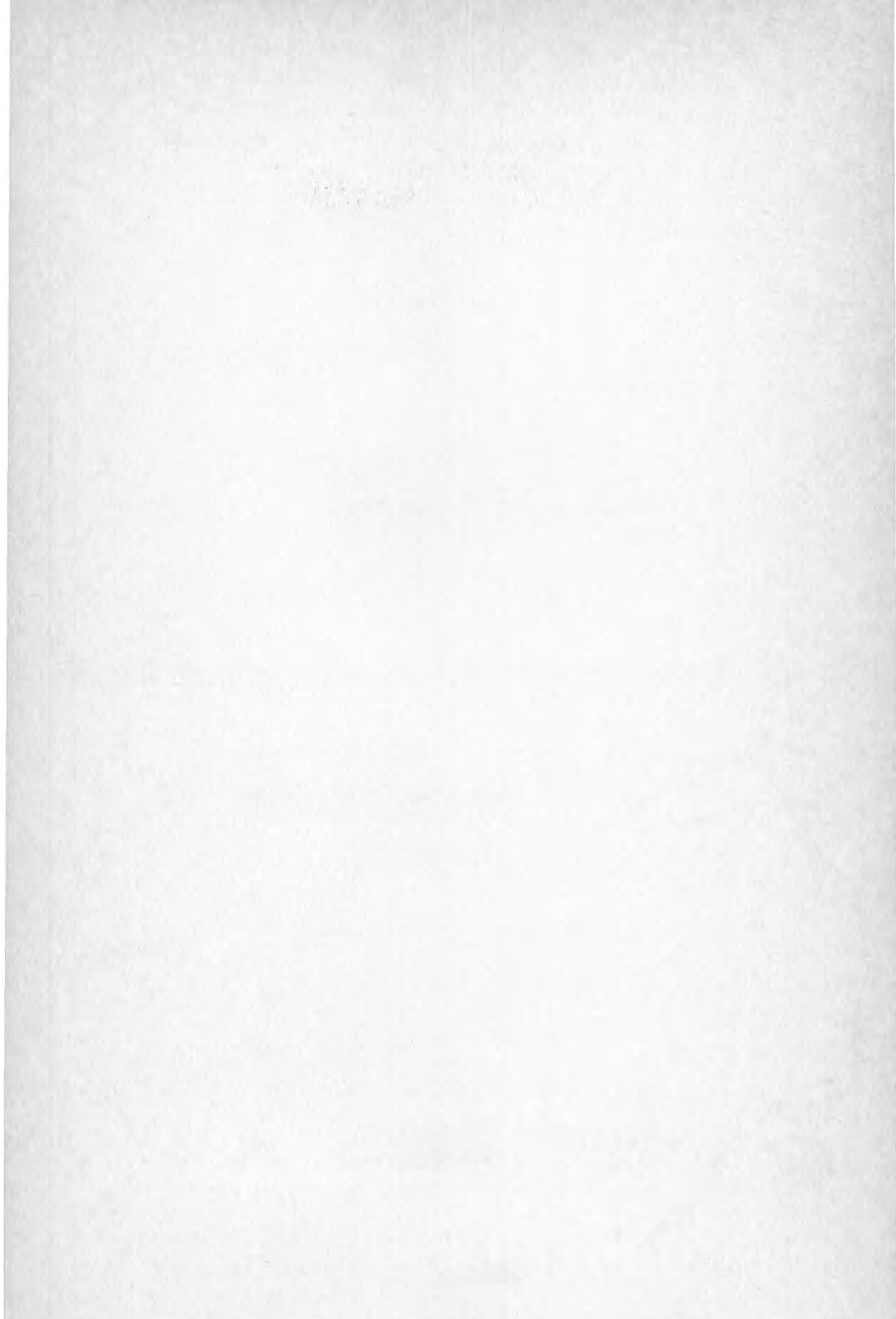
- Selective catalyst
SCR catalysts systems are primarily used for diesel-gas engines.

Selective-Catalyst with NH₃-Injection for Diesel-Gas Engines



3-way catalyst with lambda control for Otto gas engines





**Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 870547-9
från Statens råd för byggnadsforskning till Margen-Consult AB,
Nyköping.**

R31: 1988

ISBN 91-540-4878-8

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Art.nr: 6708031

**Abonnemangsgrupp:
W. Installationer**

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

Cirkapris: 42 kr exkl moms