
Rapport SGC 005
**ANALYS AV TEKNIKSTATUS OCH
MARKNADSLÄGE FÖR
GASBASERAD "MINIKRAFTVÄRME"**

Per-Arne Persson
Svenskt Gastekniskt Center AB

April 1991



Rapport SGC 005

**ANALYS AV TEKNIKSTATUS OCH
MARKNADSLÄGE FÖR
GASBASERAD "MINIKRAFTVÄRME"**

**Per-Arne Persson
Svenskt Gastekniskt Center AB**

April 1991

SAMMANFATTNING

Målsättningen med denna rapport har varit att genomföra en analys av teknikstatus och marknadsläge för småskalig kraftvärme i de nordiska länderna.

Det är framförallt efter introduktionen av naturgas som intresset för denna typ av småskalig decentraliserad elgenerering skjutit fart. Eftersom uppbyggnaden av naturgasnäten i de nordiska länderna, möjligen med undantag för Finland, har skett relativt sent sett ur ett europeiskt perspektiv är våra erfarenheterna av den här tekniken än så länge begränsade. De kommersiella förutsättningarna skiljer också mellan länderna, främst beroende på stora variationer såväl i naturgas- som elpris.

I Sverige har under de senaste fem åren genomförts en lång rad utredningar i avsikt att finna kommersiella tillämpningar för tekniken, speciellt med tanke på den tidigare planerade kärnkraftavvecklingen. Studier har genomförts såväl för industriella installationer, typ gasturbin/avgaspanna inom olika processindustrier, som för mindre motorinstallationer på några hundra kW i mindre fjärrvärmenät eller blockcentraler. I samtliga studerade fall har analysen utfallit så att den producerade elen får svårt att konkurrera med inköpt el från det allmänna nätet.

En jämförelse med andra nordiska länder visar att tekniken idag är kommersiell i Finland och i Danmark. I Finland är det framförallt beroende på ett lågt gaspris. Där har man valt att satsa på, i det här sammanhanget, storskaliga industriella och kommunala anläggningar med gasturbin/avgaspanna, de flesta i storleksintervallet 20 - 100 MW.

Danmark har det högsta elpriset i Norden. Detta, tillsammans med en satsning på naturgas för fastighetsuppvärmning, har gjort att antalet installerade kraftvärmeanläggningar baserade på gasmotorer under 1 MW, ökat kraftigt under senare år. Idag finns ca 55 motorer i drift.

Driftserfarenheter med gasmotorinstallationer från kontinenten och Danmark visar att det idag inte föreligger några tekniska hinder att satsa på småskalig kraftvärme för elproduktion. Vissa områden bör man dock se upp med när det gäller val av utrustning samt drift och underhåll.

När det gäller emissioner av NO_x pågår en intensiv motorutveckling. För Otto-motorer kan emissionen reduceras antingen via trevägs katalysator eller lean-burn principen. Med lean-burn principen kan man idag nå ned till ca 150 mg/MJ medan de mest optimistiska förhoppningarna för framtiden talar om ca 70 mg/MJ. Med katalysator, som dock är en dyrare teknik, kan man nå ned till ännu lägre värden.

På motorkomponentsidan är det framförallt byte av tändstift och smörjolja som medför kostnader. Utgifter för tändstift kan vara stora, på nivå med oljekostnaden. Erfarenheterna när det gäller oljor säger att en mineralolja har en livstid på ca 1000 h, medan en syntetisk olja klarar sig ca 5000 h mellan bytena.

När det gäller framtiden för gasbaserad, småskalig kraftvärme i Sverige kan man konstatera att det finns en potential i mindre fjärrvärmenät och större värmecentraler svarande mot ca 85 milj Nm^3 naturgas/år för den tillkommande elproduktionen. Underlaget för marknadsbedömningen är visserligen bristfälligt, men visar att om de kommersiella förutsättningarna uppfylles, så finns det en marknad för tekniken. I dagsläget med stark kraftbalans är det dock osäkert när den tidpunkten infaller. Tills dess måste eventuella satsningar inriktas mot att demonstrera tekniken och att skaffa sig nödvändiga driftserfarenheter av olika motortyper och framförallt emissionsreducerande tekniker.

Analys av teknikstatus och marknadsläge för gasbaserad "Minikraftvärme".

Innehållsförteckning	Sid
1 Inledning	3
2 Avgränsning	3
3 Använda tekniker	4
3.1 Gasmotorer	4
3.1.1 Ottomotor	4
3.1.2 Dieselmotor	5
3.2 Gasturbiner	5
3.2.1 Öppen gasturbinkrets med avgaspanna	5
3.2.2 Kombiprocess	6
3.3 Övrigt	7
3.3.1 Bränsleceller	7
3.3.2 Stirlingmotor	8
4 Dagsläget för minikraftvärme i Norden	8
4.1 Genomförda utredningar och planerade projekt	8
4.1.1 Gasmotorer	8
4.1.1.1 Utredningar	8
4.1.1.2 Planerade projekt	13
4.1.2 Gasturbiner	13
4.1.2.1 Utredningar	13
4.1.2.2 Planerade projekt	16
4.1.3 Övrigt	17
4.1.3.1 Bränsleceller	17
4.1.3.2 Stirlingmotor	18
4.2 Anläggningar i Norden	18
4.2.1 Danmark	19
4.2.2 Finland	19
4.2.3 Sverige	19

	<u>Sid</u>
5	Tekniska problemområden 19
5.1	Gaskvalitet 20
5.2	Motorkomponenter 20
5.3	Miljö 21
5.4	Myndighetskrav vid gasmotorinstallationer 23
6	Marknadsläge och framtida utveckling 24
6.1	Europa utom Norden 24
6.2	Danmark 24
6.3	Finland 25
6.4	Sverige 27
6.4.1	Konkurrenssituation 27
6.4.2	Potential 28
6.4.3	Miljöhänsyn 30
7	Fortsatta utvecklingsmöjligheter 33
7.1	Elverkningsgrad 33
7.2	Tändningsförlopp, kontrollsystem 34
7.3	Drift- och underhållskostnader 34
7.4	Emissioner 34
7.5	Värmeunderlag 36
7.6	Systemkopplingar 36
8	Referenser 37

Analys av teknikstatus och marknadsläge för gasbaserad "Minikraftvärme"

1 Inledning

Efter att naturgasen introducerats i de nordiska länderna med början i Finland i mitten av 70-talet och därefter i Danmark och Sverige under mitten av 80-talet, har möjligheterna till effektiv kraftvärmeproduktion med naturgas som bränsle rönt ett stort intresse.

I framförallt Danmark, men också i Finland, har ett stort antal projekt förverkligats främst beroende på ett för kraftvärme mer gynnsamt förhållande mellan gas och elpris i dessa länder jämfört med Sverige.

I Sverige har under de senare åren också några anläggningar kommit till stånd, framför allt i demonstrationssyfte. Det gäller någon anläggning baserad på gasturbin men framför allt småskaliga objekt med gasmotorer. I flera fall har det skett med stöd från och på initiativ av de företag som i dag är delägare i Svenskt Gastekniskt Center. Dessutom har många utredningar genomförts kring lönsamheten för kraftvärme med olika tekniska lösningar och i olika applikationer.

För att ha möjlighet att i framtiden bättre samordna sina insatser inom området Minikraftvärme har SGC:s delägare beslutat att en analys av området skall genomföras. Denna rapport, som tagits fram av SGC:s kansli, utgör ett sådant dokument.

Som ett första steg i denna process gjordes en sammanställning av rapporterade nordiska projekt samt nordiska kraftvärmeanläggningar baserade på gasdrivna maskiner, dvs konventionella mottrycksanläggningar med ångturbin har inte tagits med även om gas användes som bränsle.

För att beskriva utvecklingsläge, återstående problemområden samt identifiera lämpliga områden att satsa FUD-resurser på i framtiden, har en ad hoc-grupp bildats med följande sammansättning: Rune Eriksson, Sydkraft, Leif Brandels, Vattenfall, Mikael Forss, NGC samt Jan de Wit, DGC. Denna har, genom sin sakkunskap och entusiasm inför problemen, varit till stor hjälp genom att lämna bidrag och synpunkter på materialet.

2 Avgränsning

Vid insamling och sammanställning av bakgrundsmaterial för analysen har som avgränsning gällt att anläggningar för gemensam generering av el och värme baserad på gasdriven maskin med maximal axeleffekt av 10 MW, samt bränslecellanläggningar med en maximal elgenereringseffekt på 10 MW, har tagits med.

I presentationen av nordiska kraftvärmeanläggningar har dock ett antal verk medtagits som har en större elgenereringseffekt än 10 MW. Detta för att få en rättvisande bild av framför allt satsningen på gasturbin anläggningar i Finland.

I den fortsatta beskrivningen av problemområden, marknadsläge m.m. har framställningen dock koncentrerats till mindre gasmaskiner med axeleffekt på några hundra kW. Detta har valts eftersom SGC redan tidigt lade fast att det är detta område som blir aktuellt för ett ev. framtida engagemang från SGC:s sida i gasbaserad kraftvärme.

3 Använda tekniker

Här följer en mycket kortfattad beskrivning av de aktuella teknikerna sett framförallt från systemsynpunkt. Önskar någon en mer ingående beskrivning av de komponenter som ingår i systemet hänvisas till någon av referenserna, t.ex. ref. 28 eller 30 för bränsleceller, ref. 1 för gasmotorer och ref. 18 eller 19 för gasturbiner.

3.1 Gasmotorer

3.1.1 Ottomotor

Dessa motorer finns i storlekar från 5 kW och upp till 4 MW. Huvudsakligen förekommer de i området under 1 MW och de mindre enheterna är oftast bilmotorderivat.

Ottomotorn är en tändstiftsmotor, där cylindern matas med en bränsle/luft blandning vid lågt tryck som sedan komprimeras i cylindern. Verkningsgraden hos motorn ökar med ökande kompression, men risken för självantändning, s.k. knockning, är en begränsande faktor.

Som exempel kan nämnas att för en motor av fabrikatet MAN, gäller att för effekten 56 kW/cylinder, fås vid full effekt en elverkningsgrad på ca 35 %.

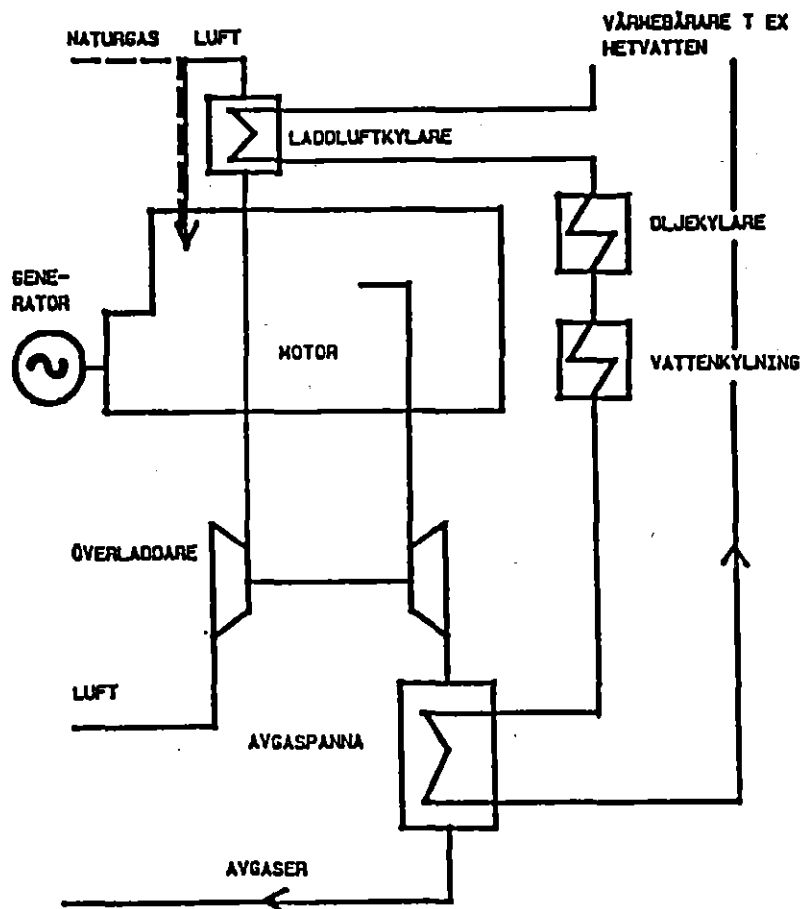


Fig. 3.1 Schematisk utformning av kraftvärmeinstallation med gasmotor. (Ref. 4)

I fig. 3.1 visas i princip hur en gasmotor kopplas i en kraftvärme-installation. För att uppnå en hög totalverkningsgrad måste värmen återvinnas ur såväl smörjolja, kylvatten som avgaser. Är motorn försedd med turbo-kompressor kan också en mellankylning av luften göras mot den yttre värmebäraren.

3.1.2 Dieselmotor

Dessa kan indelas i hög-, medel- och lågvarvsdieslar. Hög- och medelvarvsdieslar är i regel av fyrtaktstyp och i effektområdet från under 100 kW upp till ca 10 MW. Lågvarvsdieslarna är större motorer, upp till 40 - 45 MW mekanisk effekt per motor, och av tvåtaktstyp.

Dieselmotorerna kan arbeta efter två olika principer för bränsleinsprutning, antingen låg- eller högtrycksinsprutning.

De motorer som arbetar med lågtrycksinsprutning, som regel högvarvsdieslar samt vissa typer av medelvarvsdieslar, kan anslutas till gasnät med lågt tryck eftersom de matas med en bränsle/luft blandning som komprimeras i cylindrarna. Tändningen sker genom att en mindre del dieselolja (dual-fuel) sprutas in i cylindern då kompressionen är tillräckligt hög för att oljan skall självantända. Dessa motorer lider av ett antal nackdelar. Eftersom gasen komprimeras i cylindern är motorn känslig för gassammansättningen, knackning kan ske. Vidare reduceras motoreffekten jämfört med ren oljedrift. Problem kan också uppstå genom att gasen kommer i kontakt med smörjolja i cylindern.

Lågvarvsdieseln, samt vissa medelvarvsdieslar av fyrtaktstyp, måste tillföras gas under högt tryck, ca 250 bar, eftersom gasen injiceras i cylindern samtidigt med pilot-bränslet, olja, vid max kompression. Dessa motorer lider inte av knacknings- eller smörjoljeproblem. Effekttuttaget från motorn är heller inte reducerat i jämförelse med ren oljedrift. Investeringskostnaden för en tvåtaktsdiesel är högre än för fyrtaktsdieseln. För en motor i storleken 15 MW ligger den specifika investeringskostnaden i kr/ kW ca 40-45 % högre för tvåtaktsdieseln.

Verkningsgraderna skiljer också mellan de två typerna. Som exempel kan nämnas att för MAN:s motorer har en fyrtaktsdiesel 39 % elverkningsgrad medan en tvåtaktsdiesel har ca 44 %.

3.2 Gasturbiner

3.2.1 Öppen gasturbinkrets med avgspanna

Att processen är öppen innebär att förbränningsluften tas från omgivningen och att avgaserna, som utgör arbetsmedium i processen, åter släpps ut till atmosfären.

Förbränningsluften komprimeras i kompressordelen och trycket efter kompressorn bestäms av det för systemet valda tryckförhållandet. Luften blandas med bränslet, i det här fallet gas, i en eller flera brännkammare, där det sker en förbränning med högt luftöverskott. Det höga luftöverskottet krävs för att sänka temperaturen på förbränningsgaserna så att maximal tillåten inloppstemperatur för turbinen inte överskrids.

Den termiska verkningsgrad som man uppnår med en modern industrigas-turbin ligger på ca 34 %. Inloppstemperaturen är då ca 1 000 °C till turbin-delen och avgastemperaturen ca 400 °C.

I den efterföljande avgaspannan tar man tillvara det mesta av det värme i avgaserna, som annars släpps ut till omgivande atmosfär. I avgaspannan kan produceras antingen ånga eller hetvatten för ett fjärrvärmenät. Om tem-peraturen i avgaserna inte är tillräcklig för den temperaturnivå man efter-strävar i pannan kan man genom tillsatseldning öka dels temperaturen, dels effektuttaget från pannan. Som förbränningsluft vid tillsatseldningen användes avgaserna från gasturbinen. Dessa innehåller ca 15 % O₂. I fig 3.2 visas ett principschema för gasturbin och avgaspanna.

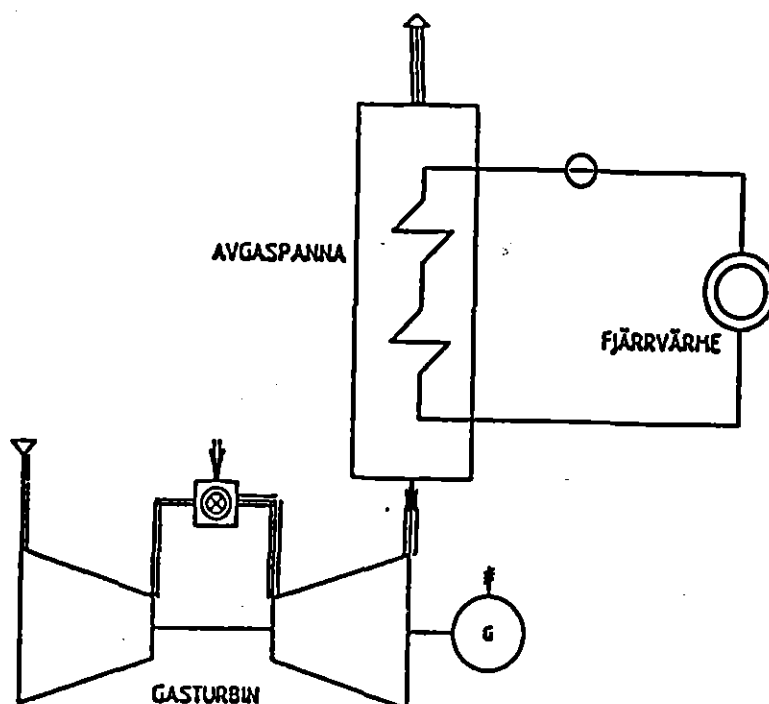


Fig. 3.2 Principschema för gasturbin med avgaspanna. (Ref. 18 (sid 25))

3.2.2 Kombiprocess

Genom att kombinera elproduktion från gasturbin och ångturbin kan avse-värt högre alfa-värden, d.v.s. förhållandet mellan producerad el och pro-ducerat värme, erhållas. Från ett värde på ca 0,5-0,6 med enbart gasturbin kan detta höjas till uppemot 1,0 för en kombiprocess i en fjärrvärme-koppling.

I en kombiprocess, se fig. 3.3, är det den totala verkningsgraden för pro-cessen som är viktig för elutbytet och inte enbart gasturbinens verknings-grad. Detta gör att man, något beroende på ångdata, ofta väljer en gasturbin med högre avgastemperatur, kring 600 °C, än man skulle gjort vid ren gasturbindrift. Ett annat alternativ, om den i övrigt lämpliga gasturbinens avgastemperatur inte räcker till, är att införa tillsatseldning. Denna minskar dock alfa-värdet för hela processen.

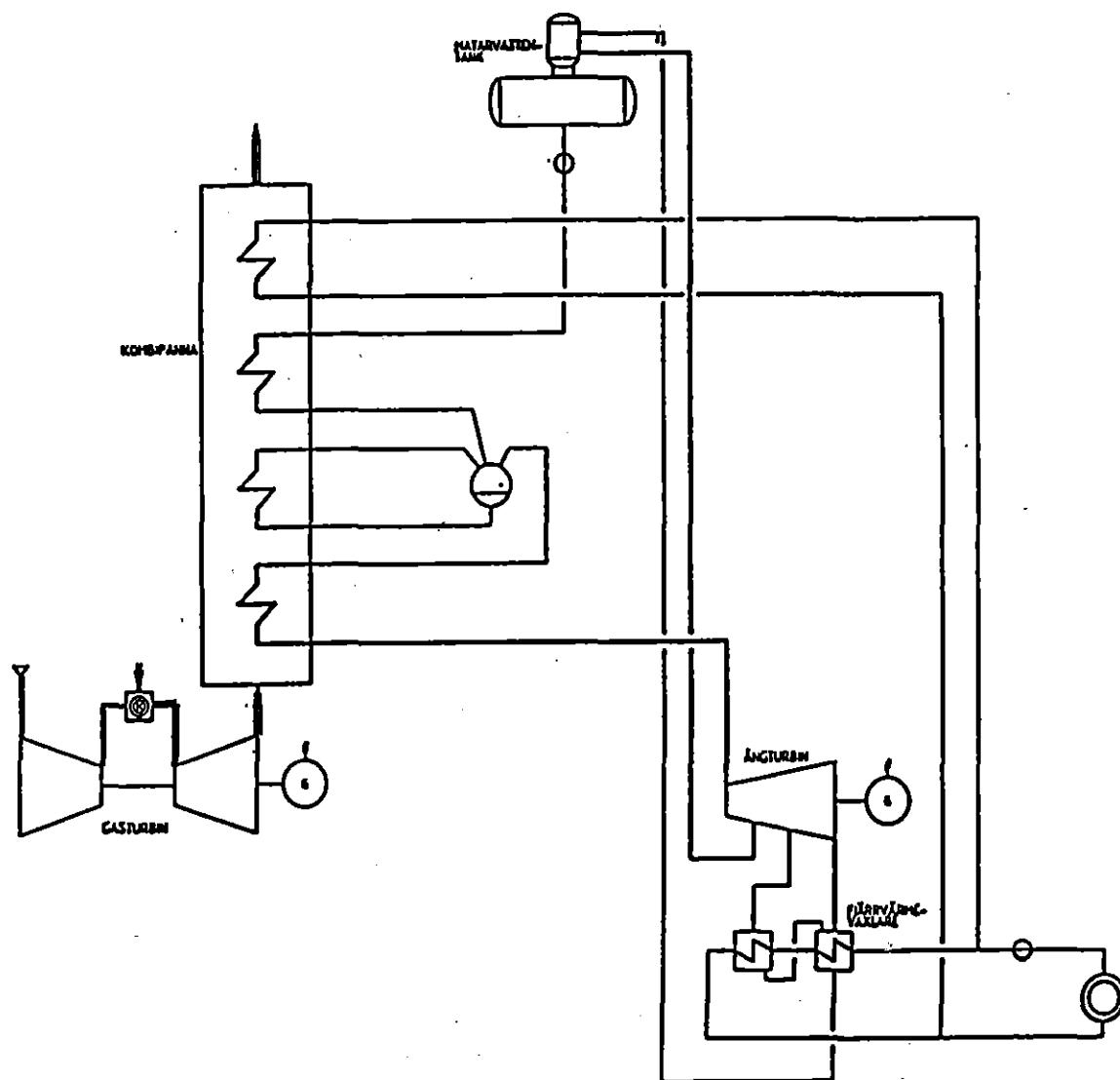


Fig. 3.3 Schematisk uppbyggnad av kombicykel för fjärrvärmeproduktion. (Ref. 18 (sid. 26))

Det kan i vissa fall också vara intressant att använda en gasturbin för att öka elproduktionen i en befintlig anläggning med ångpanna och ångturbin. Man kopplar då en gasturbin före pannan och låter den i princip fungera som pannfläkt.

3.3 Övrigt

3.3.1 Bränsleceller

En bränslecells tre väsentligaste delar är anod, katod och elektrolyt. En komplett bränslecell består av flera celler lagrade ovanpå varandra. Till bränslecellen förs en väterik gas till den ena elektroden och luft till den andra elektroden. Som utprodukter erhålles likström, värme och vatten.

Bränsleceller kan indelas i flera olika typer. De tre typer som i dag främst utvecklas för kommersiell introduktion använder fosforsyra, karbonatsmälta eller fastoxid som elektrolyt. Bränslecellerna har fått sina namn från den använda elektrolyten. Fig. 3.4 visar egenskaper hos några typer av bränsleceller.

Prestanda	Fosfor- syra	Karbonat- smälta	Fast- oxid
"Verkningsgrad", %			
- El	40	55	45
- Värme	40	25	35
Avgiven värme, °C			
- Hetvatten	90	-	-
- Ånga	150	600	1 000

Fig. 3.4 Karaktäristik för bränsleceller. (Källa: STEV 1986:1 Småskalig kraftvärme)

3.3.2 Stirlingmotor

Stirlingmotorn arbetar med ett slutet system där en arbetsgas omväxlande kyls och värms. Förbränningen av bränslet, som kan vara t.ex. gas, sker externt och värmets överföres via en värmeväxlare till arbetsmediet, t.ex. helium. Vid uppvärmning expanderar arbetsmediet och uträttar ett mekaniskt arbete via ett kolvsystem och en vevaxel. Denna kan så driva en elgenerator och värme kan utvinnas ur motorns kylvatten- resp. avgassystem.

4 Dagsläget för Minikraftvärme i Norden

Under denna rubrik redovisas avrapporterade projekt av utredningskaraktär samt befintliga gasbaserade kraftvärmeanläggningar i Norden. I dag kända, planerade projekt, redovisas också.

Syftet med denna projektsammanställning är att den skall utgöra en statusbeskrivning över dagsläget men också tjäna som underlag för de efterföljande delarna i analysen.

För att få underlag till sammanställningen har information inhämtats från

- Databasen NGAS (nordiska gasanvändningsprojekt; biblioteket DGC)
- DGC:s projektförteckning
- NGC:s projektförteckning
- Vattenfalls bibliotek
- Värmeforsks rapportförteckning
- SwedeGas rapportförteckning
- Studsviks bibliotek

4.1 Genomförda utredningar och planerade projekt

4.1.1 Gasmotorer

4.1.1.1 Utredningar

STU har utgivit en rapport som ingående behandlar naturgasens speciella egenskaper som bränsle för kolvmotorer, enligt ottoprocessen eller gasdieselmotorer (Ref 1). Rapportens inriktning är speciellt mot fordonssidan, men ett kapitel behandlar stationära tillämpningar. Vidare finns en grundläggande genomgång av kolvmotorteknik, speciellt med tyngdpunkt på hur bränsleval påverkar emissionsförhållanden.

Systemtekniska aspekter på inkoppling av gasdrivna kolvmotorer i kraftvärmeapplikationer behandlas i en aktuell rapport från Vattenfall (Ref 2). Det finns ett antal viktiga aspekter att ta hänsyn till då man väljer utformningen av sitt system med gasmotor. I rapporten anges att det vid effekten 1 MW finns en grov gräns där ottomotorn bör väljas för det lägre effektintervallet medan gasdieseln är lämpligare för större system. Effektstorleken bestäms bl a utifrån utnyttningstiden, som bör ligga runt 4 000 - 4 500 h/år. Möjligheten att utnyttja de olika kylsystemen hos motorn för värmeåtervinning, val av inkopplingsprincip för pannor, ev användning av ackumulator samt inkopplingsprincip till elnätet är andra viktiga parametrar som behandlas i rapporten.

Vidare beskrivs ett antal anläggningar med gasmotorer i Sverige och Danmark, totalt fyra stycken.

Ett beräkningsexempel där en kraftvärmeanläggning optimeras visas också i en bilaga till rapporten. Optimeringen har utförts med hjälp av ett datorprogram, som tagits fram i ett samarbetsprojekt mellan Vattenfall, Tekniska Verken i Eskilstuna, ABB Stal och Götaverken/Generator (Ref 3). Detta samarbetsprojekt som använder Eskilstuna kommun som tillämpningsfall, är en teknisk och ekonomisk utredning om el- och värmeproduktion i liten och medelstor skala. I detta sammanhang är framför allt de studier man gjort för aggregat i storleken 1 och 5 MW av intresse. Man har i varje storleksklass ställt tolv olika tekniker mot varandra, omfattande olika bränslen och olika teknikval, som t ex ottomotorer, dieselmotor, gasturbin eller bränslecell. Med de använda förutsättningarna och då rådande skattesituation (1988) visade det sig att kraftvärme inte var ekonomiskt i någon av de nämnda storleksklasserna. Bäst klarade sig ottomotorn i klassen 1 MWv och 4-takts-dieselmotorn i klassen 5 MWv. Båda använder naturgas som bränsle.

Ett annat projekt, som också delvis är ägnat åt systemstudier för kraftvärmeapplikationer med naturgas som bränsle, har genomförts av Vattenfall (Ref 4). I denna rapport behandlas alla typer av gasdrivna kraftvärmeanläggningar, bränsleceller, ångturbiner, gasturbiner och kolvmotorer. En kortfattad komponentbeskrivning, miljöaspekter och också lämpliga applikationer inom industri och uppvärmningsmarknad finns med.

I rapporten görs också en ekonomisk jämförelse mellan elproduktionskostnaden för olika koncept; gasdiesel, gasturbin och kombicycle. Jämförelserna spänner dock över intervallet 0 - 200 MWel, vilket gör att området <10 MWel inte studeras särskilt detaljerat.

Tre stycken anläggningar baserade på gasmotorer beskrivs. En av dessa anläggningar är ett energikombinat på stadshuset i Groningen. Den har bl a en gasmotor som direktdriver kompressorn till en värmepump. På samma motoraxel finns en elgenerator vars varvtal konstanthålles via en form av variator. En annan typ av intressanta anläggningar, som finns med i rapporten, är s k Microgeneration, dvs gasmotorbaserade kraftvärmeaggregat på max 100 kWel. Beskrivningen av dessa små aggregat är gjord med utgångspunkt från den amerikanska marknaden. De kan normalt endast leverera varmvatten och inte ånga. De används därför framför allt för värmning av tappvarmvatten eller uppvärmning. Elverkningsgraden ligger runt 25 - 30 %.

De ekonomiska förutsättningarna i Sverige för små kraftvärmeverk i storlekarna 15 kWel och upp till ca 4 MWel diskuteras i en rapport från BFR (Ref 5). I rapporten ställs fem nyckelfrågor som man försöker besvara:

- Hur värderas producerad el?
- Vad blir naturgaspriset?

1991-04-23

- Vad kostar gasdrivna minikraftvärmeverk och vad blir prestanda och underhållskostnader?
- Hur stor blir värmekrediteringen?
- Hur påverkar modifierad bränsle/elskatteprinciper utfallet?

Förutom en diskussion kring dessa frågor med olika antaganden om priser, skatter och val av teknik, redovisas också erfarenheter av små kraftvärmeverk från framför allt England och Tyskland. Data för ett antal otto- och dieselmotorer på 10 kWel till 4 MWel lämnas.

Författaren har också infört följande definition:

Mikrokraftvärme:	Området upp t o m 100 kWel
Minikraftvärme:	100 kWel upp t o m 4 MWel

Vattenfall Västsverige lät ÅF-Energi, inom ramen för "Uppdrag 2000", utreda möjligheterna att uppföra ett gaseldat kraftvärmeverk hos AB Doggy i Vårgårda (Ref 6). Tre alternativ har studerats.

- 1 ABB Stal Solar Saturn MKII gasturbin med 500 kW generatoreffekt och 17,5 % elverkningsgrad
- 2 Wärtsilä dieselmotor 4R32 med 1,6 MW generatoreffekt och 40 % elverkningsgrad.
- 3 IGF/Jenbacher ottomotor 2 x JW320 Sq Go Leanox med generator-effekt 2 x 460 kW och 34 % elverkningsgrad.

Värmeunderlaget var ca 2,5 GWh/år och driftstiden för anläggningen beräknades till ca 2 000 h/år.

Som slutsats konstaterar man att alla alternativen faller ut så att elproduktionskostnaden långt överstiger elenergi-priset. Även med hänsyn till förväntad realprisutveckling på elenergi återbetalar sig inget av alternativen. Utredningen är avrapporterad i augusti 1989.

I en aktuell rapport (1990) från Värmeforsk behandlas gasmotorer som är lämpliga för drift av värmepumpar (Ref 7). Rapporten ger en kort beskrivning av teknikläget för gasmotorer med avseende på såväl prestanda, underhålls- och investeringskostnaden som emissioner och avgasrening. Största delen av rapporten ägnas dock åt anläggningsbeskrivningar samt tänkbara industriella tillämpningar.

System med olika slags drift av värmepumpar studeras: gasmotordrift, elmotordrift eller en gasmotordriven elmotor/generator kopplad till värmepump. Författarna menar att det sista alternativet kan vara ett flexibelt alternativ där man beroende på olika energiprisförhållanden kan välja en optimal drift.

I samband med att man började planera för att införa kraftvärmeanläggningar med naturgas som bränsle i Sverige, diskuterades också det erforderliga gastrycket för i första hand gasturbiner, men också ottomotorer och högtrycksdieslar. Dessa frågor utreds i en rapport från SwedeGas (Ref 8). För ottomotorer gäller att de alltid klarar sig med ett gastryck på 4 bar. En dieselmotor, med bränsleinjektion vid max. kompression, behöver alltid ett matningstryck på bränslet av ca 250 bar, vilket gör att denna måste förses med kompressor.

1991-04-23

I rapporten anges den beräknade erforderliga kompressoreffekten, i kW/MW_{el}, för att komprimera den inkommande gasen till det erforderliga trycket, 250 bar. Siffrorna gäller för en högtrycksdiesel med elverkningsgraden 43,5 %. Kompressoreffekten anges till:

Inkommande gastryck (bar övertryck)	Kompressoreffekt (kW/MW _{el})
4	52
16	33
24	28

I Danmark har kraftvärme en mycket hög prioritet i energipolitiken. Den framtida utbyggnaden av elproduktion kommer huvudsakligen att ske i form av kraftvärmeinstallationer. Ett stort antal fjärrvärmeverk kommer genom ett politiskt beslut att byggas om till naturgaseldade kraftvärmeanläggningar. I dag finns ca 55 gasmotorer i drift och detta tal förväntas stiga kraftigt under de kommande åren (Ref 9). De första installationerna gjordes redan 1983, men det är först under de senaste åren som antalet stigit. I tabellen nedan visas antal anläggningar fördelade på axeleffekt samt typer av motorer.

Axeleffekt kW	Antal	Typer	Antal
< 150	12	Duel Fuel	3
150-400	8	Gnisttändn $\lambda=1-1,4$	17
400-1000	15	lean-burn	14
>1 000	1	två-gasdrift	2

En detaljerad förteckning över existerande och planlagda kraftvärmeanläggningar i Danmark (sept 1989) finns i en rapport från Dansk Gasteknisk Center (Ref 10). Denna rapport tar också upp en del information kring de ekonomiska förutsättningarna för kraftvärme i Danmark, t ex anläggningskostnader, DoU kostnader m m.

Under 1990 gjordes i Danmark en uppföljning av driftserfarenheter på totalt 21 motorer placerade på 16 anläggningar (Ref 11). Varje anläggning har kortfattat beskrivits i rapporten. I sammanfattningen konstaterar man bl a att det inte tycks var något problem att uppnå en tillgänglighet på 90 - 95 %. Man har undersökt hur ofta tändstift, smörjolja och olika slitdelar behöver bytas. Mätningar av rökgasemissioner, som utförts på fem av motorerna, visar att endast en motor klarar de kommande kraven i Danmark, som förväntas bli 650 mg/Nm³ rökgas för såväl CO som NO_x vid 5 % O₂ (motsvarar ca 200 mg/MJ). Den motor som klarade gränsen var en lean-burn motor. En av de övriga motorerna var utrustad med en katalysator, och man hade förväntat sig att den skulle klara gränsvärdet vilket den inte gjorde. Detta beror antingen på att katalysatorn blivit kontaminerad eller att den s.k. λ -sonden drivit i inställning. Detta understryker vikten av att man har en god kontroll av katalysatorns tillstånd och av att λ -sondens kontrollutrustning fungerar som den ska.

El- resp totalverkningsgraderna för de 21 undersökta motorerna fördelar sig i genomsnitt som redovisas i tabellen nedan.

Effektområde kW	Elverkn.grad %	Totalverkn.grad %
<150	26	81
150-500	32	82
>500	34	88

Ett av de kraftvärmeverk drivet med naturgas, som varit i drift längst i Danmark, är Ullerslev Kraftvärmeverk på Fyn som startade redan 1983. Det uppfördes som ett pilotprojekt inom ramen för de danska energiplanerna. Verket innehåller 2 SACM-motorer och en KOSAN FRICHS motor på sammanlagt 1,5 MW eleffekt och 2,5 MW värmeeffekt. Speciellt under värmesäsongerna 85/86 gjordes uppföljningar av utrustningen (Ref 12).

Huvudproblemen har varit följande:

- Korrosion i avgassystemet från motorerna
- Placeringen av avgasfläkten efter den kondenserande värmeväxlaren
- Materialproblem med toppstycke och ventiler
- Uppbyggnaden av gasramperna till motorerna

DGC och NGC har också i samarbete genomfört en jämförande studie mellan de drifterfarenheter man erhållit i Danmark, Tyskland, Holland och England av olika slags gasmotorer (Ref 13). I t ex Holland fins ca 2 500 motorer i drift. England har ca 350 motorer som dock genomsnittligt är mindre i storlek än de danska. Jämförelse görs av t ex elverkningsgrad, investerings- och underhållskostnader, miljökrav och olika motorkonstruktioners möjlighet att uppfylla dessa samt vilken forskning och utveckling som pågår.

En viktig egenskap hos ett gasbränsle till kolvmotorer är bränslets metantal som motsvarar oktantalet hos t ex bensin. Det påverkar bl a knackningsegenskaper och emissionsförhållanden. Definitionen är sådan att ren metan får metantalet 100 medan ren vätgas har metantalet 0. Vid sjunkande metantal ökar risken för knackning. Dansk naturgas har typiskt metantalet 75 (Ref 14), vilket innebär att den kan betraktas som ett bra motorbränsle.

I rapporten anges också metantalet för ett flertal europeiska naturgaskvaliteter och också för en hel del andra gastyper. Vidare behandlas hur de driftstekniska förhållandena och emissionerna påverkas vid varierande metantal. Det finns flera driftstekniska parametrar som kan förändras för att garantera problemfri drift vid olika gaskvaliteter. Några exempel:

- luft/bränsleförhållandet
- tändningstidpunkt
- belastning
- varvtal
- eventuellt laddningstryck
- insugningstemperatur
- kylvattentemperatur.

Imatran Voima har tillsammans med Wärtsilä lanserat ett moduluppbyggt kraftvärmekoncept som man kallar Modigen (Ref 15). Konceptet är uppbyggt kring en dual-fuel högtrycks-gasdieselmotor, som levererar 7 MW_{el} och 7,5 MW_{th} energi. Den är försedd med katalytisk NO_x-rening med NH₃-insprutning. Varje sådan enhet utgör en modul, som kan sammankopplas med andra likadana moduler till valfri storlek. En första sådan referensanläggning med toppeffekten 7 MW_{el} har byggts i Träskända i Finland och stod klar sommaren 1990.

Neste Oy har 1989 genomfört en utredning som omfattar små gasmotor- och turbinkraftverk i intervallet 0,5 till 10 MW_e (Ref 16). Framför allt har man beräknat motorens och turbinernas konkurrenskraft dels inbördes, dels mot annan elproduktion. När det gäller emissionerna från en gasmotor konstaterar man att för motorer med gnisttändning är lean-burn tekniken ett alternativ för emissionsreduktion. Svårigheten med tekniken är regleringen av motorn eftersom en mager gasblandning kan varra svår att antända. En annan

möjlighet är trevägskatalysatorn, som är effektivare än lean-burn tekniken då det gäller att reducera NO_x -utsläppet. Med trevägskatalysatorn kan man komma ned till ca 20 mg NO_x /MJ. Katalysatorns pris är ca en tredjedel av motorns pris, och problem kan uppstå med för tidig tändning av bränsle/luftblandningen, d.v.s. knockning.

För en gasdiesel kan det behövas med SCR-katalysator för att reducera NO_x -emissionen. Till en sådan katalysator krävs lagring av ammoniak samt doserings-, styrnings- och övervakningssystem. Investeringskostnaden för SCR-katalysatorer varierar från 1,8 - 2,2 MFIM (Wärtsiläs motorer 3,2 - 7 MW) till 3 MFIM (MWM 2 st 1,2 MW:s motorer). Ammoniaken höjer driftkostnaden med 8 - 10 FIM/MWh.

4.1.1.2 Planerade projekt

Under punkten 4.2, Anläggningar i Norden, finns ett antal anläggningsprojekt redovisade som är beslutade men ännu ej driftsatta. De flesta av dessa kommer att tas i drift under 1991, i något fall först under 1992.

4.1.2 Gasturbiner

4.1.2.1 Utredningar

I en Värmeforskrappport från 1986 redogörs för tekniska och ekonomiska aspekter på naturgasbaserade kraftvärmeverk för fjärrvärmeproduktion (Ref 17). I rapporten ges data för 153 gasturbiner med generatoreffekten 220 kWe upp till 25 MWe samt för 72 motorer från 15 kWe upp till 2,1 MWe. Data är dock från 1984/85 och kan alltså i vissa fall vara föråldrade.

I rapporten presenteras en ekonomisk modell för att beräkna en cash flow kalkyl och en resultat- och finansieringskalkyl för ett anläggningsprojekt. Som tillämpningsexempel har man valt ett tänkt kraftvärmeverk kopplat till Lunds fjärrvärmeverk. Dessutom redovisar man beräkningar för ett tänkt fall med en Jenbacher gasmotor och en gasturbinanläggning i ett land med annan relation mellan el och värmepris än den som råder i Sverige.

Med de relationer som då rådde mellan el/värme/naturgaspris konstateras att

- det finns i Sverige inte incitament för en maskin med hög elverkningsgrad. En teknisk utveckling kan inte förändra den slutsatsen, hur revolutionerande den än må vara.
- i andra länder med andra relationer mellan el/värmepriser är en maskin med hög elverkningsgrad att föredra. God lönsamhet bör uppnås i främst USA men även i Danmark.

Genom besök hos och diskussioner med ett antal av de större gasturbintillverkarna t ex ABB, Siemens, General Electric, Solar, Allison m fl har Ekono på uppdrag av NGC kartlagt tekniknivå och utvecklingstrender för gasturbiner (Ref 18). Om utvecklingstrender säger man att det område som de största insatserna traditionellt satsats på är där man kunnat höja verkningsgraden. Denna utveckling pågår fortfarande men numera satsas de största resurserna på emissionsbegränsande utveckling.

I den tidigare citerade rapporten Kraftvärme (Ref 3) jämförs i beräkningsfallet 5 MWv också en gasturbin med gasmotorerna. Resultatet blir att gasturbiner ger mindre el än en dieselmotor, knappt hälften. Det totala ekonomiska resultatet, med antagen relation mellan gas/elpris, blir dock marginellt sämre än för dieselmotorn.

Olika systembeskrivningar för anläggningar med gasturbin finns i (Ref 4). Här beskrivs olika kopplingar som kombicykel, Chengcykel och hur man kompletterar en befintlig anläggning med en gasturbin. Ett antal typanläggningar beskrivs. Av intresse i det här sammanhanget är bl a en anläggning med Chengcykel på Stanford Research Institute med en elgenereringseffekt på 3,5 MWe upp till 5,4 MWe med ånginjektering. I USA fanns 1987 fem st Chengcykelanläggningar i drift.

En annan anläggning som beskrivs finns i San Diego, Kalifornien. Det är en Solar Turbine Centaur på ca 2,5 MWe med ångproduktion. El- resp totalverkningsgrad är 25 och 75 %. Ångan används framför allt för kylmaskiner.

Från Holland finns också ett anläggningsexempel på Heinekens bryggeri som är Europas största. Anläggningen består av tre st Allison 501 gasturbiner, vardera på 3,6 MWe. Total ångproduktion i efterföljande pannor är 85 t/h. NO_x -utsläppen ligger under 200 mg/MJ tillfört bränsle.

Ekono i Finland har på uppdrag av NGC genomfört en studie som haft som mål att studera små gasturbiner ned till ca 500 kW från synpunkten att åstadkomma en el- och värmeproduktion med gasturbin/avgaspanna för mindre anläggningar (Ref 19). Det kan då vara aktuellt att på mindre industrier, kommuner, större sjukhus och hotell installera kraftvärmeproduktion. Man har studerat ett tiotal mindre gasturbintillverkare och beskrivit deras produkter.

När man väljer en gasturbin för en kraftvärmeapplikation är det viktigt att ta hänsyn till vilket gastryck som turbinen kräver. I den ovan nämnda rapporten (Ref 8) som behandlar erforderliga naturgastryck för bl a gasturbiner, finns en sammanställning av erforderliga gastryck för ett stort antal gasturbiner, ca 25 st, med axeleffekt under 10 MW.

Samtliga dessa turbiner klarar sig med ett gastryck under 24 barö, ca hälften ligger under 16 barö. Det erforderliga gastrycket bestäms i princip av turbinens tryckförhållande och ligger som regel ca 50 % över detta. Generellt kan man säga att ett högt tryckförhållande ger en hög verkningsgrad, men samtidigt skall man hålla i minnet att det kostar energi att komprimera gasen. Detta måste man ta med i bedömningen om gasen levereras vid t ex 4 barö.

När gas används som bränsle i gasturbiner eller gasmotorer är det framför allt NO_x som utgör ett emissionsproblem. Mycket arbete utförs hos tillverkarna för att minska dessa utsläpp. I en rapport från Värmeforsk (Ref 20) har man gjort en genomgång av ett antal av de största tillverkarnas turbiner resp motorer. Emissionsnivåer med dagens teknik redovisas. Vidare innehåller rapporten en genomgång av olika tekniker för NO_x -reducering samt vilken utveckling som pågår inom området. Förväntade NO_x -emissioner i framtiden med olika reduktionstekniker redovisas.

Som en slutsats avseende gasturbiner sägs i rapporten att utvecklingen inom de närmaste fem åren tycks vara att vatten- eller ånginsprutning blir standard på mindre eller medelstora turbiner samt att låg- NO_x brännkammare utvecklas för allt mindre effekter.

I en SwedeGas rapport (Ref 21) analyseras kostnaden för en ny elproduktion utgående från olika teknikval, bränsleval m m. Endast en av de valda teknikerna faller inom det intressanta området <10 MW och det är en fastbränsleeldad CFB-panna.

I ett antal förprojekteringar/utredningar har man behandlat möjligheterna att kunna införa gasturbiner i konkreta anläggningar.

En förprojektering av en sådan anläggning, som verkligen kommit till stånd (Ref 22), är gaskombi för AB Papyrus i Mölndal. Den är utförd av Asea Stal med stöd från STEV. Man har utrett fyra olika alternativ:

- 1 Gaseldad ångpanna. Ger 7-8 MWe i två mottrycksturbiner
- 2 Gaskombi med liten gasturbin plus ångpanna. Ger totalt 11-12 MWe, med 4 MWe i gasturbinen och resten som under 1.
- 3 En gasturbin GT35C med tillsatseldad avgaspanna. Ger totalt 24-29 MWe varav 17-21 MWe i gasturbin och resten som under 1.
- 4 Två gasturbiner GT35C med avgaspanna. Ger totalt 35-44 MWe varav 32-40 MWe i gasturbiner och resten 3-4 MWe i befintlig ångturbin.

Det alternativ som i princip förverkligats är alternativ 2.

Kombination gasturbin eller gasmotor/torkprocess är något som diskuterats vid många tillfällen. ÅF Energi gjorde 1988 en utredning (Ref 23) för två industrier inom Sydgasområdet nämligen Boliden Kemi (Kemira) i Helsingborg och Sockerbolagets fabrik i Köpingbro.

På Boliden Kemi valdes en torkanläggning för kalciumklorid där torkningen normalt utfördes med direkt gaseldning i en trumtork. Fyra olika alternativ studerades, två med gasmotorer och två med gasturbiner. Det ekonomiskt bästa alternativet visade sig vara en Wärtsilä gasdiesel med eleffekten 1,9 MWe där motorstorleken anpassats till torkens värmebehov. Elproduktionskostnaden beräknades till 35-40 öre/KWhe beroende på avkastningskrav (15 resp 25 % kalkylränta).

En torkanläggning som användes för betfor under höstens betkampanj, studerades i Köpingebro. Den kräver normalt en torkeffekt på 17 MWv och har en drifttid av 1 800 h/år. Fyra alternativ med gasturbiner analyserades. Den största gasturbinen, som också var den mest lönsamma var en Solar Centaur med 3,9 MWe effekt. Med en kalkylränta på 15 % blev elproduktionspriset ca 70 öre/kWh. Även om driftstiden antogs till den dubbla, dvs 3 600 h/år blev elpriset så högt som 53 öre/kWh. Anläggningen skulle således bli klart olönsam.

Vattenfall och Värmeforsk har genomfört ett antal utredningsprojekt som studerat möjligheterna att öka elproduktionen i ett antal industrier och kraftvärmeverk genom att utnyttja befintliga pannor och koppla gasturbiner före dessa. Det innebär att gasturbinen kommer att arbeta som primär- eller sekundärluftfläkt.

Skoghallsverket har en barkeldad panna på 50-60 ton ånga/h (Ref 24). Om denna kombineras med en Allison turbin på nominellt 5,7 MWe beräknades investeringen till ca 32,5 MSEK. Med utnyttjningstiden 4 400 h/år och ett naturgaspris på 13 öre/kWh blir elproduktionskostnaden exklusive skatt ca 36 öre/kWhe.

Ett annat massabruk som studerats är Wargöns bruk (Ref 25). Där har man sett på möjligheterna att koppla en 4 MW gasturbin före befintlig barkpanna. Dessutom finns möjligheten att koppla ytterligare en 4 MW gasturbin före befintliga spraytorkar för sulfittignin. Totalt skulle man då kunna öka elproduktionen på bruket från 7 till 15 MWe för en total investering på 40 MSEK.

Med ett gaspris på 13 öre/kWh och en annuitet på 0,2 blir elpriset ca 30 öre/kWh.

Även ett kommunalt kraftvärmeverk har studerats, Ryaverket i Borås (Ref 26). Verket har två pannor ombyggda till fliseldning med spreaderstoker 1984. Vardera pannan kan leverera 60 ton ånga/h kont last vid fliseldning. En möjlighet är att förse vardera pannan med en gasturbin som får fungera som sekundär- och tertiärluftfläkt till pannorna. Detta ökar eleffekten med 8,0 MWe vid full effekt samtidigt som elproduktionen sjunker i befintliga ångturbiner med ca 1,1 MWe varför nettoproduktionsökningen blir 6,9 MWe. Med en drifttid på 5 000 h/år, investeringskostnad 54 MSEK och ett naturgaspris på 13 öre/kWh beräknas elproduktionskostnaden till ca 40 öre/kWh.

NGC har låtit CTS-Engineering i Finland samla in erfarenheter från finska gasturbinanläggningar (Ref 27). Drifterfarenheterna i Finland spänner i vissa fall över hela 15 år. De flesta anläggningarna är dock större än de som denna studie skall koncentrera sig kring. Av totalt 15 undersökta anläggningar har endast tre en eleffekt under 10 MW. De flesta ligger i intervallet 40-60 MWe och i något fall betydligt över 100 MWe. Den gemensamma eleffekten omfattar 850 MW för de 15 anläggningarna. Ett intressant kopplingsalternativ, som man använt i några fall i Finland, är att man kompletterar en befintlig anläggning med en gasturbin där man låter avgasvärmen från turbinen värma matarvattnet till den stora befintliga pannanläggningen.

I rapporten har man har bl a sett på anskaffningskostnader, tillgänglighet, verkningsgrad samt drift- och underhållskostnader. Generellt konstateras dock att det varit svårt att få fram bra data eftersom uppföljning och rapportering ofta är bristfällig.

I den tidigare omtalade rapporten (ref. 16) har man också undersökt kostnader och tekniska data för ett antal gasturbiner och gasmotorer. Offerter begärdes in från totalt 11 gasmotorleverantör och 23 gasturbinleverantörer. Totalt svarade 8 gasturbinleverantörer och ännu färre gasmotortillverkare. I sammanställningen av data från de olika leverantörerna är det intressant att se vilken inverkan kylningen av turbinskovlarna i gasturbinerna har på verkningsgraden. Denna höjs ca 5- 10 % från strax över 20 % till ca 30 %. Det är dock först då man kommer upp till 4 MW effekt som kylningen införts.

Kväveoxidutsläppen varierar ganska mycket mellan olika gasturbiner från 100 till 350 mg/MJ. De små aggregaten har i allmänhet de lägsta utsläppen.

Prisuppgifterna för gasturbinerna visar att priskurvan är mycket brant för turbiner mindre än 4 MW. Turbiner med 4 MW:s effekt har den lägsta specifika investeringskostnaden, p.g.a. en stor konkurrens i den här storleken.

4.1.2.2 Planerade projekt

Turbomeca, som är en fransk gasturbintillverkare, tillverkar små gasturbiner i området 50 kW till 2 MW. I samarbete med Volvo Flygmotor samt Ulstein i Norge utvecklar man en ny gasturbin med effekten 2 - 3 MW. Den kallas Eurodyn, och ingår i det europeiska Eureka programmet. Avsikten är att turbinen skall vara mycket kompakt och med låg vikt, avsedd bland annat för elproduktion, drift av pumpar, kompressorer m.m. I samarbetet svarar Turbomeca för 50 %, Ulstein 30 % och Volvo Flygmotor 20 %.

Liksom för gasmotorer finns under punkt 4.2 något fall med planerade, ej drifttagna gasturbinanläggningar.

4.1.3 Övrigt

4.1.3.1 Bränsleceller

Inom området bränsleceller satsas stora resurser internationellt på FUD-verksamhet. Som ett exempel på detta kan nämnas att bara i de nordiska länderna planeras demonstrationsanläggningar för totalt ca 150 miljoner. kr.

Sydskraft har med stöd från STEV genomfört en utvärdering av möjligheterna att införa bränsleceller i det svenska energisystemet (Ref 28). Rapporten utgår från en 200 kWe bränslecell av fosforsyretyp från det amerikanska företaget IFC (International Fuel Cells) och visar hur cellen tekniskt fungerar, var den kan placeras och vilken ekonomi anläggningen väntas få. Vidare redovisas vilka FoU-behov som kan identifieras.

Anläggningen beräknas generera 200 kWe vid full effekt med ett elutbyte på 40 %. Värme upp till 220 kW kan nyttiggöras från anläggningen. En stor del av värmen är tillgänglig vid relativt låg temperatur, ca 40 - 60 °C. Därför krävs en lågtemperaturanvändning för att nå högt totalutbyte.

I prisnivå nov 1987 beräknades den totala investeringskostnaden med alla kringarbeten till ca 4-4,5 MSEK. Med ett pris av 15 öre/kWh för naturgasen och en kreditering med 20 öre/kWh för värmen beräknades elpriset till ca 50 öre/kWh. Detta under förutsättning att man kan nyttiggöra 200 kW värmeeffekt och drifttiden uppgår till 8 300 h/år.

En fördel med bränslecellen är dess låga emissionsnivå. NO_x-emissionen uppskattas till 10 mg/MJ och CO till ca 100 mg/MJ. En annan fördel är att man erhåller en hög elverkningsgrad även vid små effekter.

En tidigare utredning kring småskaliga, naturgasdrivna bränsleceller i anslutning till Sydgasnätet har utförts av Mikael Näslund, Institutionen för Värme och Kraft, LTH (Ref 29). I utredningen studerades sex olika tillämpningar. Slutsatsen av systemstudien var att det tekniskt sett inte tycks finnas några svårigheter att koppla in bränsleceller i uppvärmnings- och elsystem för fastigheter. Problemen ligger i svårigheten att få ett bra utnyttjande av spillvärmen från bränslecellen samt i prisrelationen mellan el och gas. Den bästa etableringsstrategin tycks vara att elproducenter, som kan garantera avsättningen av överskottsel från bränslecellerna, är ägare och att bränslecellerna dimensioneras efter systemets värmebehov.

Vid Institutionen för Kemisk Teknologi, KTH arbetar man med alkaliska bränsleceller och fastoxidceller.. Man har där utfört en systemstudie omfattande två naturgasbaserade alkaliska bränslecellkraftverk (Ref 30). Storleken på dessa var 600 MW resp 11 MW och faller därmed utanför gränsen för denna studie. Därför skall här endast konstateras att den beräknade elkostnaden för 600 MW kraftverket blev 33 öre/kW vid elutbytet 56 % och 75 öre/kWh för 11 MW också vid elutbytet 56 %.

I de övriga nordiska länderna är det framförallt på Senter for Industrieforskning i Oslo samt på Risøs metallurgiska avd. som man arbetar med bränslecellteknik.(Ref 31).

Statens Energiverk har i Sverige en referensgrupp för frågor som rör bränsleceller. Nordisk Gasteknisk Center har också agerat för att koordinera de nordiska insatserna på bränslecellområdet, bl a genom att 1989 arrangera en workshop för nordiska bränslecellforskare m fl (Ref 31).

Vid denna workshop deltog representanter från såväl företag som högskole- och universitetsinstitutioner i fyra nordiska länder och redogjorde för den FUD-verksamhet som pågår där.

NGC planerar att arrangera en ny workshop under 1991.

4.1.3.2 Stirlingmotorer

United Stirling AB producerade vid början av 1980-talet ett antal prototyper av en motor med beteckningen V160. Den var framför allt avsedd för en kombinerad produktion av el och värme. Motorn var tvåcylindrig av V-typ med ca 10 kW effekt. Totalvikt ca 140 kg.

Två motorer av denna typ installerades vid två trädgårdsmästerier, en vid Brags Handelsträdgård i Arrie, Vellinge och en i Kisa. Projekten drevs med stöd från STEV (Ref 32). Aggregatet i Arrie använde gasol som bränsle medan det i Kisa drevs med biogas. Biogasanläggningen fungerade aldrig tillfredsställande, varför endast aggregatet i Arrie kunde utvärderas. Detta skedde under perioden oktober 1984 till maj 1987. Driftstiden var ca 2000 h/värmningssäsong, med ett elutbyte på knappt 20 % och totalverkningsgraden över 99 %. Den höga totalverkningsgraden beror på att kylvattnet och avgaserna utnyttjades direkt för värmning i växthusen. Därigenom fick man också en CO₂-gödsling från avgaserna.

I rapporten konstateras att CO₂-gödsling med avgaser från Stirlingmotorn inte kan köras i kontinuerlig drift eftersom NO_x-halten är för hög. Detta konstateras utan att några mätvärden redovisas. För att nå acceptabla värden på NO_x-halterna måste reningsteknik införas. Som slutomdöme sägs att för att få konceptet ekonomiskt intressant måste koldioxiden i avgaserna utnyttjas så att man därigenom uppnår en produktionshöjning i växthusodlingen.

United Stirling AB, som levererade två demonstrationsanläggningar med stöd från STEV, har nu lagt ned sin verksamhet. I stället har TEM i Lund, i samarbete med tidigare medarbetare i United Stirling, tagit fram en encylindrig prototyp, SPC 75, som man vill pröva för kraftvärmetillämpningar i t.ex. enfamiljshus.

I Danmark sker utveckling av Stirlingmotorer vid Danmarks Tekniska Högskola. Man har främst utvecklat en Stirlingmotor för drift av värmepumpar, och ett antal prototyper skall nu installeras.

4.2 Anläggningar i Norden

Totalt sett finns det ca 75 kraftvärme-anläggningar med gasmotorer eller gasturbiner på naturgas eller gasol i drift eller beslutade i Norden. Flera av dessa kan också redovisa en lång driftstid. I ett antal projekt, som finansierats framförallt av NGC och DGC, har man under senare år försökt att på ett systematiskt sätt kartlägga de vunna driftserfarenheterna i Danmark, Finland och i mindre omfattning i Holland, England och Tyskland. (Ref. 11, 13, 27). Från dessa referenser, samt från Ref. 7 och en sammanställning från Statens Energiverk över sådana projekt som erhållit förprojekteringsbidrag, har uppgifter om de olika anläggningarna hämtats.

Vidare finns ett antal motorer som drives med rötgas/deponigas från vattenreningsanläggningar eller soptippar. Denna gas är dock speciell till sin natur och problemen som är förknippade med dess användning som motorbränsle är inte nödvändigtvis relevanta för naturgas eller gasol.

4.2.1 Danmark

De danske kraftvärmeanläggningarna utgöres framförallt av gasmotorer. I bilaga 1 finns 32 anläggningar med gasmotorer redovisade. I dag finns totalt 55 st i drift. Driftserfarenheterna går i vissa fall ända tillbaka till början av 80-talet, men de flesta installationerna har gjorts under 1988-1990.

Antalet installerade gasturbiner uppgår till tio st, varav tre har en eleffekt på 1 MW eller mindre.

4.2.2 Finland

I Finland är det framförallt stora gasturbiner, i storleksordningen 20 till 60 MWel, som kommit till användning i såväl kommunala fjärrvärmeanläggningar som industriell kraftvärme. Dock finns 4 st mindre i drift, som framgår av bilaga 2.

De äldsta anläggningarna är från mitten av 70-talet, men det är framförallt i samband med den vidare utbyggnaden av naturgasnätet under slutet av 80-talet, som de flesta anläggningarna byggts.

4.2.3 Sverige

Som framgår av bilaga 3, redovisning av svenska kraftvärmeanläggningar med gasbränsle, finns det inte mycket driftserfarenhet av gasdrivna maskiner i Sverige. De enda som har varit i drift en längre tid är en naturgaseldad motor i Lund samt gaskombin på Papyrus i Mölndal. De två gasmotorerna på polishögskolan i Solna har till dags dato varit i drift ca 2000 tim.

5 Tekniska problemområden

I fortsättningen kommer framställningen att huvudsakligen koncentreras kring gasmotorer av två skäl, för det första är gasmotorerna mest aktuella i det effektintervall som SGC:s intresse är koncentrerat kring, några hundra kW, för det andra arbetas det intensivt med gasturbinfrågor på annat håll där intresset främst koncentreras kring större anläggningar.

Inledningsvis kan det vara lämpligt att konstatera att när det gäller dagens gasmotorteknik, föreligger det inte några så avgörande tekniska problem att dessa hindrar en introduktion av kraftvärme baserat på kolvmotorer med gasbränsle. Snarare är det så att hindren är av ekonomisk art, vilket diskuteras mer i detalj längre fram.

Samma slutsats drages i Ref 13, ur vilken följande citeras:

"Det må konkluderes, at gasmotorbaserede kraftvarmeanlæg har nået et stade, hvor der ikke er tekniske hindringer for yderligere udbredelse. Ud fra et miljømæssigt synspunkt er det tilfredsstillende at konstatere, at røggasemissionen i forhold til traditionelle motorer er bragt væsentligt ned. Miljømæssigt er anlæggene blandt de bedste indenfor elproduktionsteknologierne. El, gas og varmepriser vil i høj grad blive bestemmende for den videre udbredelse. Der ligger et stort potentielt marked for disse anlæg, især indenfor blokvarmeområdet samt mindre fjernvarmeværker."

Det finns dock ett antal egenskaper hos gasmotorer som kan inordnas under rubriken problemområden, och som därför är värda att nämna. I en hel del fall pågår en vidareutveckling som syftar till att förbättra dessa egenskaper.

5.1 Gaskvalitet

Metantalet påverkar, som nämndes under p.4.1.1.1, knockningsegenskaper och emissionsförhållande för en motor. Gaskvaliteten i leveranserna från Danmark har varit tämligen stabil under åren. Om man väljer en motor, som är optimal för denna gaskvalitet, med hög kompression, effektiv turboladdning och optimal tändvinkel, kan man få både hög effekt och hög axelverkningsgrad. Skulle vi få leveranser från andra håll i framtiden kan det innebära att gaskvaliteten varierar. Detta kan i sin tur innebära problem med knockning, som kan ge allvarliga mekaniska påfrestningar på motorn. För att då minska knockningen kan det vara nödvändigt att sänka belastningen på motorn. Vill man att en motor skall arbeta med varierande gaskvaliteter måste dess kompressionsförhållande väljas utifrån gasen med det lägsta metantalet.

I Holland genomför man ett stort arbete kring "Interchangeability of gases", som en förberedelse för framtida variationer i gaskvalitet.

När det gäller bränslekvalitet är också frågan om reservbränslen intressant. Vill vi t.ex. ha gasol som reservbränsle måste vi ta hänsyn till detta vid val av motorprestanda, eller vara beredda att vidtaga åtgärder då vi ställer om till reservbränslet. Oljemängden till dual-fuel motorer är också av betydelse och det vore angeläget att finna vägar att minska denna. Speciellt vid låglastdrift utgör den en stor andel av totala bränslemängden.

5.2 Motorkomponenter

I Ref. 13 finns en redogörelse för danska, tyska och holländska erfarenheter av livslängder för olika komponenter samt tidsintervall mellan service och oljebyten. Man konstaterar att skillnaderna i erfarenheter mellan de olika länderna är små. Den komponent som man bör vara observant på är tändstiften. Utgifterna för dessa kan vara stora, större än för smörjoljan.

I figur 5.1 visas livslängder för olika komponenter.

Tändstift, (platina) kontroll, efterjustering utbyte	ca 3000 h ca 6000 h
Ventil, kontroll, efterjustering utbyte / renovering	800 - 2000 h 6000 - 10000 h
Rengöring av rökgasvärmväxlare *)	en gång per år
Topplock, kontroll, evt. reparation	12000 - 20000 h
Allmän motoröversyn, (tändstiftsmot.)	efter 20000 - 25000 h
Tre vägs katalysator	15000 - 20000 h

*) Gäller för tändstiftsmotor. För dual-fuel betydligt oftare.

Fig. 5.1 Genomsnittlig livslängd för komponenter i en gasmotoranläggning. (Ref. 13)

I Danmark har det förekommit en intensiv diskussion om vilka intervall man bör ha mellan byten av smörjolja i gasmotorer, och om de uppnådda intervallen var tillfredsställande. Erfarenheterna säger att en mineral olja klarar

sig ca 1000 h, vilket visar sig stämma bra med erfarenheter från Tyskland och Holland. Däremot är spridningen mycket stor, vilket framgår av fig.5.2. Skillnaden mellan olika motorfabrikat är också stor.

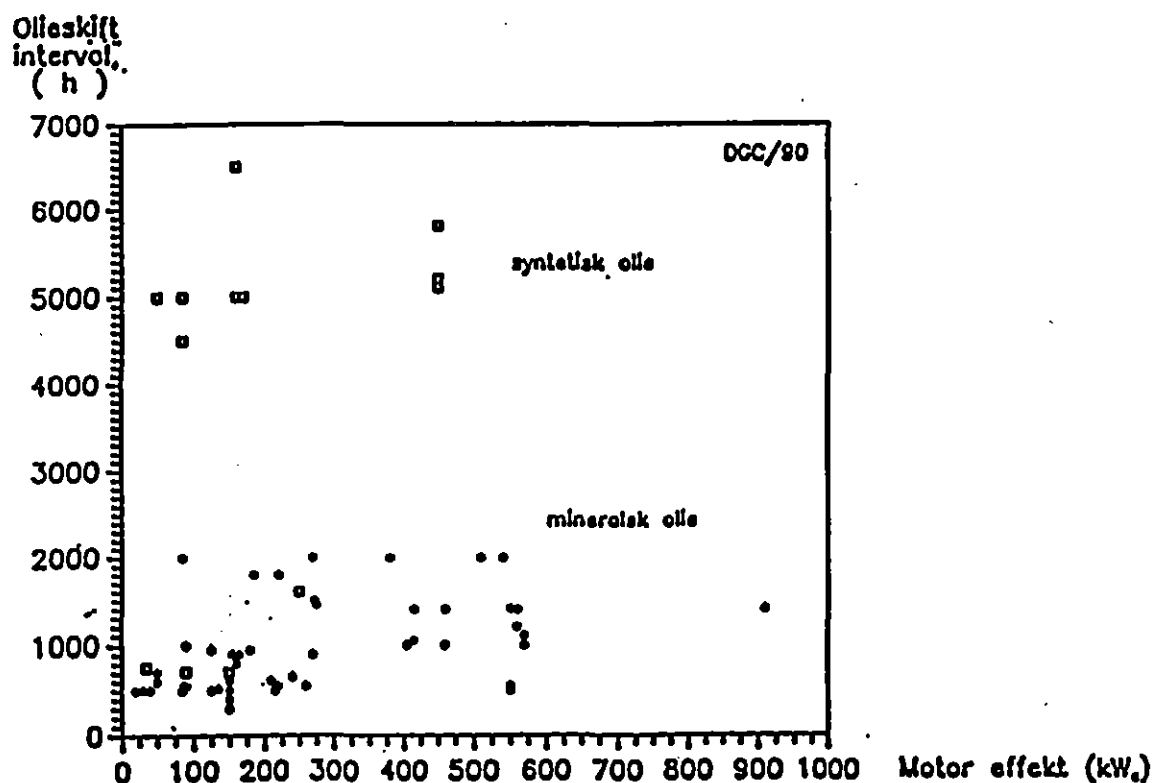


Fig 5.2 Exempel på intervall mellan oljebyten för naturgasmotorer i Holland. (Ref. 13).

I dual-fuel motorerna kan igensättningar av insprutningsmunstyckena medföra problem. Dysorna är gjorda för full oljedrift och detta medför att de kan bli överhettade eftersom oljeflödet är lågt och ger dålig kylning.

5.3

Miljö

Emission av framförallt NO_x och oförbrända kolväten, är bland det som diskuteras mest när det gäller gasmotorer. Om inga åtgärder vidtagits för att begränsa emissionen av NO_x ligger den typiskt vid de värden som framgår av tabellen i fig. 5.3.

Ottomotor	1000 - 2000 mg/MJ
Medelvarvsdiesel, fyrtakts, dual fuel	1000 - 1700 mg/MJ
Lågvarvsdiesel, tvåtakts, högtrycksinsprutning av naturgas	1300 - 3000 mg/MJ

Fig. 5.3. NO_x emissioner från gasmotorer utan emissionbegränsning.

Under förbränningen av bränslet i cylinderrummet i en gasmotor är temperaturen hög och bildningen av termisk NO_x kraftig. För att bringa ner NO_x -emissionen i en Ottomotor finns det två vägar att gå:

1. Rena rökgaserna genom installation av katalytisk rening.
2. Nedbringa bildandet av NO_x till acceptabla nivåer genom t.ex. lean-burn processen.

Genom att anbringa en trevägs katalysator efter Ottomotorn kan en mycket hög reningsgrad uppnås. Detta förutsätter dock att blandningsförhållandet är optimalt och att katalysatorn har en hög effektivitet. Av fig. 5.4 framgår inom hur smalt område av luft/bränsleförhållandet som katalysatorn arbetar effektivt för alla komponenterna CO, HC samt NO_x . Problem uppstår vid varierande last, främst eftersom blandningsförhållandet då kan vara svårt att kontrollera.

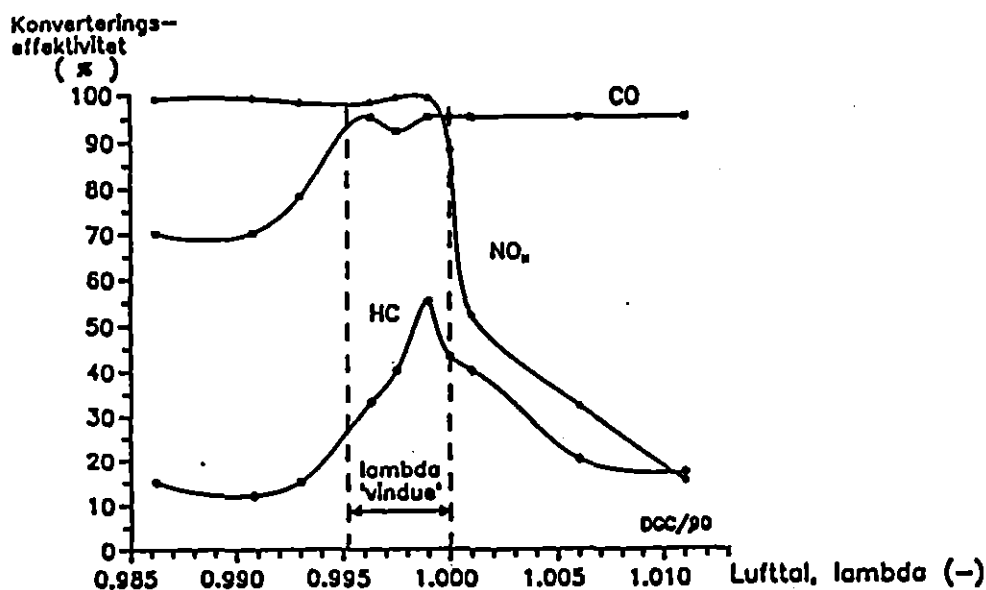


Fig. 5.4 Effektivitet hos trevägskatalysator som funktion av lufttalet vid förbränningen. (Ref. 13)

Kostnaden för en trevägskatalysator till en motor på ca 350 kW ligger runt 250 000 kr. Livslängden varierar, men på en välskött anläggning anges den i vissa referenser till 15 - 20 000 h. Det finns dock fall i praktiken där en katalysator havererat redan efter ca 100 timmars drift. Orsakerna till detta är dåligt kända, men visar att katalysatorn är en känslig komponent.

Om man till en Ottomotor tillför en en magrare bränsleblandning kan man på detta sätt reducera maxtemperaturen i förbränningsrummet och kraftigt minska produktionen av NO_x . Detta framgår av fig 5.5.

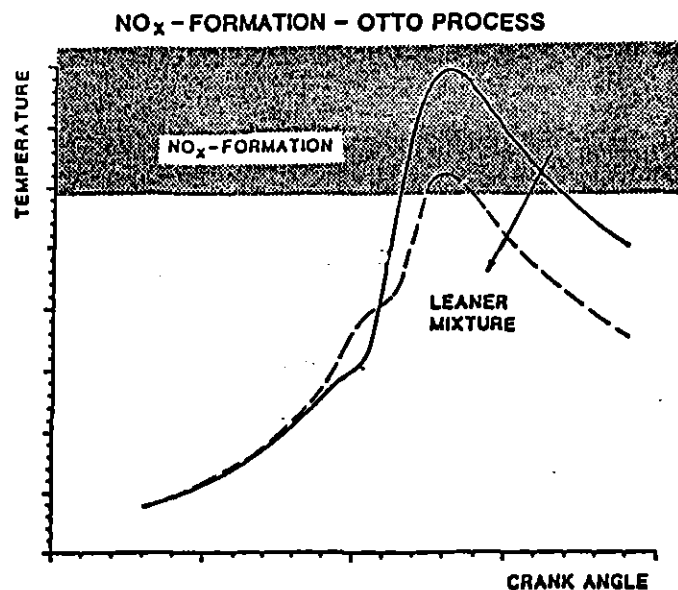


Fig. 5.5 NO_x bildning i Ottomotorn.

En lean-burn motor kräver dock en högre tändningsenergi än en konventionell motor för att säkerställa tändning av luft/bränsle blandningen. Detta utföres t.ex. genom en förkammare där en fetare blandning antändes av ett normalt tändstift. Flammorna från denna förkammare slår sedan ut i cylinderrummet och antänder den magrare blandningen. Även för lean-burn motoren är det väsentligt att styrningen av luft/bränsle förhållandet kan göras med god noggrannhet. Ett sjunkande lufttal för snabbt till ökande NO_x-halter och omvänt kan ett stigande luftöverskott medföra tändningsproblem. Från en lean-burn motor förekommer en del oförbrända kolväten, som skulle behöva brytas ned i en katalysator. Denna är dock av en enklare typ än den tidigare nämnda trevägskatalysatorn. Å andra sidan måste den kunna arbeta vid ett högt luftöverskott.

Dieselmotorn, speciellt vid högtrycksinsprutning av gasen, har en mycket hög förbränningstemperatur som ger höga NO_x-emissioner. Dessutom är förbränningen mer inhomogen i dieselmotorn vilket innebär att det alltid finns små fickor i cylinderutrymmet där det lokala luftöverskottet avviker från det genomsnittliga. Detta innebär att man fortfarande kan få hög NO_x-bildning även vid höga genomsnittliga luftöverskott. Dieselmotorn måste därför som regel utrustas med katalytisk rening med SCR. Denna metod bygger på en tillsats av NH₃ till avgaserna före en katalysator. Processen sker vid en temperatur av 300-400 °C. Kostnaden för SCR-rening anges till ca 3 öre/kWh. Som problem kan nämnas att man alltid får en viss slip av ammoniak, som man försöker begränsa till max 10 ppm NH₃. Vidare är processen känslig för temperaturen. Effektiviteten sjunker vid stigande temperatur. Katalysatorn kan också förorenas av ämnen i smörjoljan och pilotbränslet.

5.4 Myndighetskrav vid gasmotorinstallationer

I Danmark har myndigheterna, d.v.s. Dansk Gasmateriel Prøvning, utformat utkast till reglemente avseende såväl gasturbin- som gasmotorinstallation (B-40 resp. B-41). I Sverige har vi i dag inte något motsvarande. I vissa fall har de svenska myndigheterna använt de danska utkasterna som ett

stöd vid sina beslut. Detta är en fråga som handlägges av Tekniskommitten inom Svenska Gasföreningen.

6. Marknadsläge och framtida utveckling

6.1 Europa utom Norden

I Europa är det framförallt tre länder med lång tradition för naturgasanvändning, England, Holland och Tyskland som vi i Norden ägnat intresse när det gäller kraftvärmetillämpningar.

I Holland startade expansionen av gasbaserade kraftvärme-anläggningar inom industrin framförallt med oljekriserna under 1970-talet. Från 1977 fram till 1987 ökade antalet gasturbiner för samtidig el/värmeproduktion från 17 till 90 st. Elgenereringskapaciteten ökade från 280 till 950 MW. Samtidigt ökade antalet små gasmotorinstallationer i industrin från 80 st till över 1 200 med en total kapacitet på ca 140 MWel. Totalt finns installerat gasmotorer med en gemensam elgenereringskapacitet på ca 400 MW i Holland i dag.

Gasmotoranläggningarna finns över hela landet, från mejerier till sjukhus. En snabbt expanderande marknad för småskalig kraftvärme är växthusnäringsen. Många distributionsföretag eller privata företag installerar små containerbaserade anläggningar som ibland leasas ut. Värmen går till växthuset och den genererade elen till nätet eller till artificiell belysning i växthuset, vilket är en snabbt ökande användning i Holland.

Man förväntar sig att marknaden för gasbaserad kraftvärme skall fortsätta att expandera i Holland så att minst 25% av den totala elproduktionen kommer att ske i kraftvärmeanläggningar år 2000. För att marknadsföra gasbaserad kraftvärme anordnar Gasunie konferenser och utställningar och koordinerar möten med användargrupper.

I dag gäller utsläppsnivåerna 135 mg NO_x/MJ för gasturbiner och 270 mg/MJ för gasmotorer. Dessa nivåer kommer att sänkas för gasturbiner 1992 till 65 mg/MJ och 1993 för gasmotorer till 190 mg/MJ. Eftersom reningstekniken för små gasturbiner inte är helt utprövad kommer man att starta upp ett antal demonstrationsprojekt under de närmaste åren innan man inför de strängare kraven för små turbiner.

I England finns ett stort antal mindre gasmotoranläggningar installerade, totalt ca 350 st. Den sammanlagda effekten från dessa motorer är dock inte mycket större än den installerade effekten i de 40 danska motorerna. När det gäller utsläppsnivåer har man i England inga gränsvärden till skillnad från Holland, Tyskland och Danmark, som i dagsläget har ungefär likartade krav.

6.2 Danmark

I Danmark har man traditionellt byggt ut kraftvärmeproduktion i större städer genom lokalisering av koleldade kraftverk nära städerna. Detta har gjort att man kunnat använda en del av spillvärmefrån kraftverken till de kommunala fjärrvärmenäten.

1986 beslutade den dåvarande danska regeringen att man skulle satsa på en utbyggnad av decentral kraftvärme baserad på inhemska bränslen som

halm, flis, avfall och naturgas. Total eleffekt i demonstrationsprogrammet skulle uppgå till 450 MW. Första delen av programmet skulle omfatta 80-100 MW_{el} och vara klart till 1991. Eftersom de större städerna redan var anslutna till kraftvärme förväntades många av de nybyggda anläggningarna att vara i en storleksordning där gasmotorer dominerar. Förhållandet mellan el och gaspris är också sådant i Danmark att en stor andel elproduktion är av intresse, vilket också i många fall gör motorerna intressantare än gasturbiner. I dag finns 55 gasmotorer för decentral kraftvärme installerade i Danmark.

Som ett led i strävan att öka naturgasanvändningen, och samtidigt åstadkomma en miljöförbättring, tog den danska regeringen under våren 1990 ytterligare ett beslut om utvidgad satsning på naturgasbaserad kraftvärme. Man beslöt att uppemot ett femtiotal fjärrvärmeverk under de kommande åren skall byggas om till kraftvärmeproduktion. Vidare skall ca 4000 fastigheter, institutioner m.m. som i dag har ojeeldade värmesystem anslutas till naturgasnätet eller till fjärrvärmenäten, och därmed ingå i underlaget för kraftvärme. Genom detta beslut räknar man med att man före 1996 har en samlad eleffekt på minst 800 MW i gaseldade kraftvärmeverk i Danmark.

De kommersiella villkor, som gäller för en ägare av en kraftvärmeanläggning, om han vill sälja sin el eller värme till det allmänna nätet är (Ref 10):

- Naturgasen, som åtgår för värmeproduktion, köpes till den tariff som gäller för den aktuella kunden (erhvervstarif, fjernvarmetarif, naturgas-tarif). Den övriga delen av naturgasleveransen avräknas efter en särskild "eltarif".
- Elen, som levereras ut på nätet, säljes efter en speciell tidsindeldad tariff, som t.ex. kan se ut som i fig. 6.1 För att kunna producera så mycket el som möjligt i spetslastperioderna, installeras ofta en värmeackumulator i fjärrvärmesystemet.

Värmen måste säljas i konkurrens med värme från andra värmekällor. Under 1989 beräknade DGC att värmen från ett gasmotorbaserat kraftvärmeverk borde kunna säljas för ca 65-75 kr/GJ, (ca 25 öre/kWh). På miljösidan har man före 1990 inte haft några krav på emissionsnivåerna från naturgaseldade, stationära gasmotorer. Genom en ny förordning gäller numera gränsvärdet 650 mg/Nm³ vid 5 % O₂ (ca 200 mg/MJ). Detta gäller för såväl NO_x som CO och för motorer med bränsleeffekt > 120 kW och drifttid över 500 tim/år. Alla nya motorer skall uppfylla detta från start, medan äldre anläggningar får tiden fram till 1998 på sig för att klara gränsvärdet.

6.3

Finland

När naturgasnätet byggdes ut i Finland med början 1974, valde man att i första hand distribuera gasen till ett antal större kunder som pappersindustrier, kemisk industri och större kommunala värmeverk. Man erbjöd dessa attraktiva gaspriser så att de byggde upp sin el och värmeproduktion baserat på gasturbin/avgaspanna eller kombianläggning.

Efterhand som gasnätet utvidgats under senare delen av 80-talet fram till Helsingfors och Tammerfors, har man fortsatt i stort sett samma strategi. Under åren 1986 till 1990 har det byggts elva stora kraftvärmeanläggningar med en total eleffekt på ca 550 MW_{el}. Av dessa är fem kombianläggningar som innehåller både gas- och ångturbin. Se fig. 6.2.

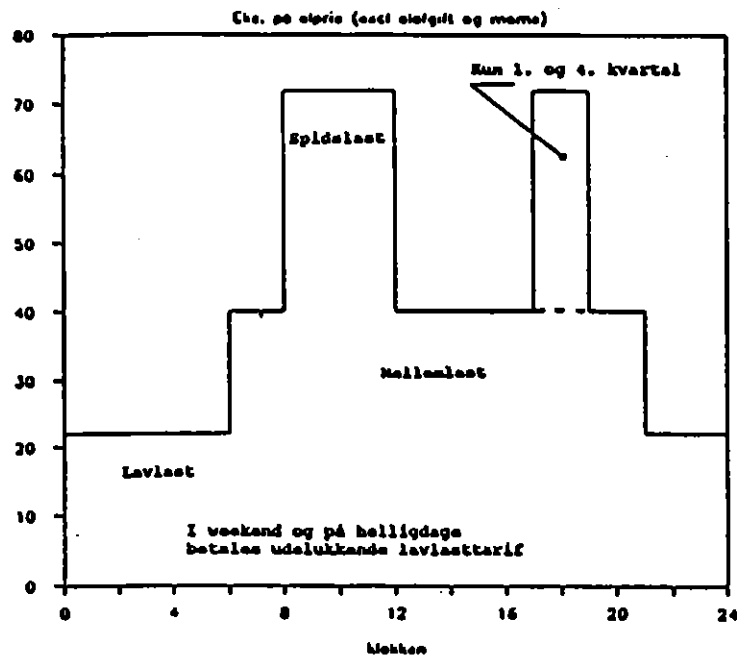


Fig 6.1 Exempel på avräkningspris för elektricitet (Ref. 11).

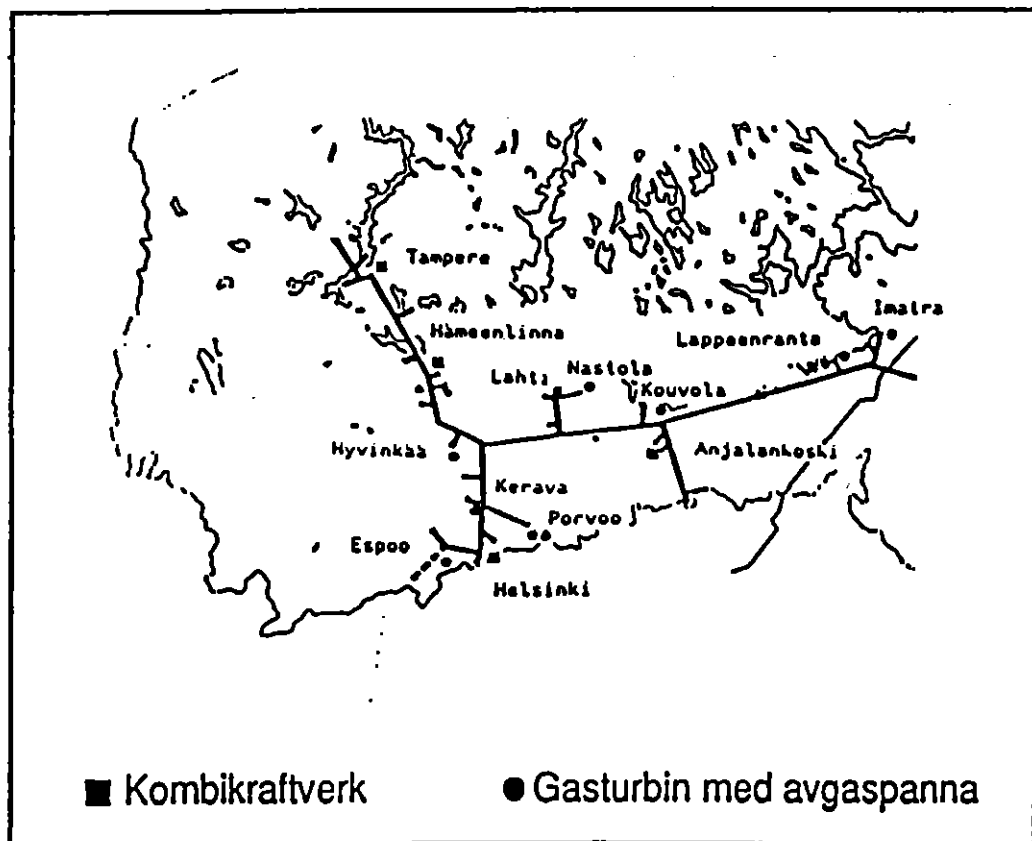


Fig.6.2 Naturgaseldade gasturbinanläggningar i Finland 1990. (Ref. 27)

Den totala eleffekten i naturgasdrivna kraftvärmeanläggningar i Finland uppgick 1990 till 850 MW_{el} och värmeeffekten till 1200 MW_{el}.

Den utbyggnad av gasbaserad kraftvärme, som skett längs med den existerande gasledningen, innebär att största delen av fjärrvärmepotentialen redan utnyttjats. En ytterligare expansion på det området innebär att ledningen bygges ut västerut.

Inom industrisektorn finns ännu outnyttjad potential, framförallt genom ersättning av andra bränslen som olja och kol, och en samtidig utnyttjning av möjligheten till ytterligare elproduktion med t.ex. gasturbiner. Elutbytesfaktorn inom industrin ligger på ca 0,2 för tillfället, men den skulle kunna höjas en hel del genom sådana åtgärder.

6.4 Sverige

6.4.1 Konkurrenssituation

De två viktigaste parametrarna att ta hänsyn till när man bedömer konkurrenssituationen för decentral, småskalig kraftvärmeproduktion är det pris till vilket man kan köpa resp. sälja el från/till det allmänna elnätet samt relationen mellan detta elpris och bränslepriset. Det svenska elpriset har varit stigande de senare åren, och framförallt har diskussionerna om den förväntade framtida produktionskostnaden samt priset mot kunderna varit intensiv. Allt naturligtvis i skenet av en kommande kärnkraftavveckling som skulle ta sin start under 1990-talet. Detta har också varit ett av de främsta skälen till det stora intresset för kraftvärmeproduktion.

Hösten 1990 pågick förhandlingar mellan socialdemokraterna, folkpartiet samt centern om energipolitiken. Detta ledde fram till den s.k. trepartiöverenskommelsen, som bl.a. innebär att kärnkraftavvecklingen inte startar under 1990-talet, vilket naturligtvis medför att förutsättningarna förändras. Det kommer inte att uppstå en förväntad elbrist och inte heller någon stor nybyggnad av elproduktion med därmed följande kraftigt ökande marginalpriser. I kalkyler för decentral kraftvärme kan vi inte räkna med snabba elprisökningar under senare delen av 1990-talet.

En annan viktig parameter är, som nämnts, bränslepriset. Detta beror dels av världsmarknadspriset för olja och gasol, men också på de skatter och avgifter som våra inhemska politiker beslutar om. Under slutet av 80-talet hade vi mycket låga världsmarknadspriser, som till följd av oroligheterna i Mellanöstern under slutet av 1990 och början av 1991 åter stigit. Vad som kommer att hända mer långsiktigt med oljepriset är svårt att sia om, experternas uppfattningar går starkt isär.

När det gäller skatter och avgifter är ju den svenska energiskatten numera indelad i energiskatt (punktskatt), svavelskatt och CO₂-skatt. CO₂-skatten skall inte utgå på elproduktion, d.v.s. på den del av bränslet som kan hänföras till produktion av el i en kraftvärmeanläggning. Dessutom innebär trepartiöverenskommelsen att man avser att ta bort energiskatten (punktskatten) på allt bränsle till kraftvärmeproduktion. Detta förbättrar naturligtvis konkurrenskraften för all elproduktion i kraftvärmeanläggningar, men ger en klar konkurrensfördel till de bränslen som har en hög energiskatt, d.v.s. olja. Naturgasens och gasolens konkurrenskraft gentemot oljan sjunker, och det är i dagsläget oklart om gasbolagen kan sälja gas till kraftvärmeproduktion till ett pris som kan konkurrera med olja.

I fig 6.3 visas i ett beräkningsexempel för en gasmotor med effekten 500 kW_{el}, vilka elproduktionspriser vi kan förvänta oss vid några olika olje/gaspriser. I beräkningsexemplet har förutsatts att naturgasen säljes till oljeparitet med Eo 1 som bas. Med de storlekar som här är aktuella bör detta vara ett rimligt antagande. Som jämförelse har antagits att olja skulle kunna användas som alternativt bränsle. Eftersom olja inte kan användas i en Ottomotor har jämförelsen gjorts för en dieselmotor, där underlaget hämtats från en förprojektering gjord för Älvängens tätort. Förprojekteringen är redovisad i en STEV-rapport 1990-11-12.

Som framgår av beräkningsexemplet skulle elproduktionskostnaden från gasmotorn vid det lägsta bränslepriset, 20 öre/kWh, bli 46,5 öre/kWh_{el} om ingen hänsyn tas till reduktion av skatter. Motsvarande för dieselmotorn med oljedrift 43,5 öre/kWh, d.v.s. 3 öre lägre, vilket naturligtvis främst beror på att motorn har bättre verkningsgrad och lägre spec. DoUh-kostnad. Om man nu tar hänsyn till reduktionen av CO₂-skatten för elproduktion och också att energiskatten slopas för kraftvärme, blir elproduktionspriset istället 35,5 öre/kWh för gasmotorn och 21 öre/kWh för dieselmotorn. Nu är differensen 14,5 öre/kWh och gasmotorn har tappat 11,5 öre/kWh i konkurrenskraft. Skulle man korrigera detta genom en justering nedåt av gaspriset för den del av gasen som går till elproduktion i gasmotorn innebär det en sänkning med ca 94 kr/MWh bränsle.

Från gasföretagens sida kan man tycka att ett sådant politiskt beslut motverkar syftet att införa mera miljövänliga bränslen. Detta visar också hur oförutsebara de politiska besluten är, och det finns en uppenbar risk att långsiktiga kalkyler som sträcker sig över en tidsperiod på 10 - 15 år inte utgör ett tillförlitligt beslutsunderlag eftersom förutsättningarna kan drastiskt förändras flera gånger under projektets livstid just genom t.ex. politiska beslut. Kanske beslut om satsningar inom t.ex. det här området mer skall baseras på allmänt omdöme, intuition och förväntningar inför framtiden. På längre sikt brukar dock verkligheten korrigera även de mer halsbrytande politiska övningarna.

6.4.2 Potential

I det här sammanhanget är vi intresserade av marknadspotentialen för små kraftvärmeanläggningar i storleksordningen några hundra kW:s eleffekt, företrädesvis gasmotorer. Marknadsunderlaget i det här storleksområdet utgöres främst av mindre fjärrvärme- och gruppcentraler. Det är dock svårt att finna tillgänglig statistik, som visar hur stort det verkliga underlaget är.

I en rapport från STEV 1986:1 "Småskalig kraftvärme", utgår man från underlag som finns i utredningar genomförda av VAST och Svenska Värmeverksföreningen. (VAST 85:87 och 85:63).

Man bedömer i STEV-rapporten att de tre viktigaste tillämpningsområdena är:

- Gemensam värmeproduktion för bostadsområden eller stora, icke industriella byggnadskomplex.
- Värmeproduktion för kommunalt ägda, små fjärrvärmesystem, vilka i dag försörjs genom hetvattenpannor.
- Värmeproduktion för industriella torkprocesser, baserade på varmvatten eller hetvatten.

1991-04-23

Förutsättningar för kalkylexempel:

Data	Naturgasdrift	Oljedrift
Eleffekt kW	500	1860
Elverkningsgrad %	32,0	39,0
Totalverkningsgrad %	82,0	85,0
Värmeverkningsgrad %	50,0	45,6
α -värde	0,64	0,87
Värmeeffekt kW	781	2 150
Drifttid tim/år	6 000	6 000
Elproduktion MWh/år	3 000	11 160
Värmeproduktion MWh/år	4 686	12 900
Bränsleförbrukn. MWh/år	9 373	28 305
Spec. invest. kr/kW _{el}	6 000	7 300
Investering kkr	3 000	13 578
Kapitalkostn. kkr/år (15 år; 7% realränta)	330	1 494
Spec. DoUh kostn. öre/kW _{he} l	7	4,3
DoUh kostn. kkr/år	210	480

Värmekreditering:

Data	Naturgasdrift			Oljedrift		
Värmeproduktion MWh/år	4 686			12 900		
Verkningsgrad %	95,0			95,0		
Bränsleförbrukn. MWh/år	4 933			13 579		
DoUh-kostnad kkr/år	31			86		
Bränslepris kr/MWh	200	250	300	200	250	300
Bränslekostnad kkr/år	987	1 233	1 480	2 716	3 395	4 074
Värmeprod.kostn. kkr/år	1 018	1 264	1 511	2 802	3 481	4 160

Elproduktionskostnad:

Kostnadsposter kkr/år	Naturgasdrift			Oljedrift		
Bränslepris kr/MWh	200	250	300	200	250	300
Kapitalkostnad	330	330	330	1 494	1 494	1 494
DoUh kostnad	210	210	210	480	480	480
Bränslekostnad (inkl. skatt)	1 875	2 343	2 812	5 661	7 076	8 492
Totala kostnader	2 415	2 883	3 352	7 635	9 050	10 466
Värmekreditering	- 1 018	- 1 264	- 1 511	- 2 802	- 3 481	- 4 160
Återstående tot. kostnader	1 397	1 619	1 841	4 833	5 569	6 306
Produktionskost. el kr/MWh	465	540	614	433	499	565
Kreditering CO ₂ -skatt för elproduktion	- 181	-181	-181	-957	-957	-957
Återstående totala kostn.	1 216	1 438	1 660	3 876	4 612	5 349
Produktionskostn. el kr/MWh	405	479	553	347	413	479
Kreditering energiskatt för kvv-produktion.	- 152	- 152	- 152	- 1 547	- 1 547	- 1 547
Återstående total kostn.	1 064	1 286	1 508	2 329	3 065	3 802
Produktionskostn. el kr/MWh	355	429	503	208	275	341

Fig. 6.3 Beräkningsexempel. Elproduktionskostnad för gasmotor och oljedriven dieselmotor.

Industrins återbetalningskrav är ofta sådana, att man med de elpriser som råder, svårligen kan tänka sig en mer allmän satsning på kraftvärme i industriella processer i det effektintervall som vi primärt är intresserade av. Dessutom gör man i STEV-rapporten bedömningen att den dominerande andelen av de aktuella industriella torkprocesserna finns inom sågverksindustrin. Denna har som regel tillgång till eget bränsle i form av träavfall.

Det som återstår är då framförallt fjärrvärme- och gruppcentraler för fastighetsuppvärmning. Det material som finns i den nämnda STEV-rapporten har här bearbetats och resultatet framgår av tabellerna i fig. 6.4. Förutsättningarna som använts är att gasmotorn skall ha en årlig drifttid av 6000 timmar, och att varaktighetsdiagrammet har ett utseende enligt fig 6.5, d.v.s. med en fullasttid av 2 400 timmar/år. Vidare antages att motorn har en elverkningsgrad på 32 % och totalverkningsgrad på 82 %.

Av tabellerna i fig. 6.4 framgår att VAST, när det gäller värmecentraler, inte tagit med anläggningar med mindre installerad värmeeffekt än ca 3 MW. Det finns naturligtvis ett flertal mindre centraler som tekniskt skulle kunna vara lämpliga för kraftvärmeinstallationer med effekter under ca 300 KW, eller eventuellt högre effekt om man accepterar kortare drifttid.

Sydskraft har gjort en uppskattning av underlaget inom sitt eget distributionsområde. Det gäller då anläggningar med något mindre förbrukning, ca 200 till 500 m³ olja/år, och antalet uppskattas till ca 200. Detta motsvarar det tekniska underlaget där det alltså bortsett från alla organisatoriska och ekonomiska hinder är möjligt att installera kraftvärme. Man har samtidigt bedömt att den ekonomiska potentialen under 90-talet, förutsatt att gas/elpris får ett sådant förhållande att lönsamhet kan visas, snarare ligger i storleksordningen 10-15 anläggningar.

Med VAST:s utredning som grundmaterial kan man beräkna potentialen till ca 200 motorer (se fig 6.4), i intervallet 300 till 600 kWel, i mindre fjärrvärme- och gruppcentraler. Den totala potentialen för gasförsäljning till dessa blir då ca 159 milj Nm³/år. Om värmeförsäljningen från gasmotorerna ersätter redan gasbaserad hetvattenproduktion utgör dock merförsäljningen av gas endast den del som går till elproduktion, med justering för den skillnad i verkningsgrad som finns mellan gasmotorn och en pannanläggning, vilket svarar mot knappt 85 milj Nm³/år. Slutsatsen blir dock att det finns en potential som skulle kunna motivera FUD-insatser inom området.

Generellt om kraftvärme kan sägas att den är en viktig komponent för ett framtida beslut om vidare utbyggnad av naturgasnätet i Sverige. I Mellansverige har kraftvärmemarknaden större betydelse än t.ex. industrimarknaden.

6.4.3 Miljöhänsyn

De skadliga emissioner som kan förekomma från en gasmotor är, som ju tidigare behandlats, kolmonoxid (CO), oförbrända kolväten (HC) samt kväveoxider (NO_x). I dag har vi endast myndighetskrav på NO_x nivån vid emission till luft. Det som gäller för anmälnings- resp. tillståndsplikt för olika anläggningar är följande:

Tabell 1. Potential i mindre fjärrvärmenät (utnyttjningstid 6000 tim/år).

Klass GWh _v	Antal i klass	Underlag totalt GWh _v /år	Värme och el från individuell kraftvärmeanläggning			Potential el, värme och gas.		
			a	MW _v	MW _e	GWh _{el} /år	GWh _{NG} /år	10 ⁶ NM ³ NG/år
- 5	6	15	0,64	0,18	0,11	3,9	12,7	1,2
5 - 7	1	6	0,64	0,42	0,27	1,6	5,0	0,5
7 - 10	6	51	0,64	0,60	0,38	13,9	43,0	4,0
10 - 15	7	87,5	0,64	0,88	0,57	23,8	74,3	6,9
Totalt	20					43,2	135	12,6

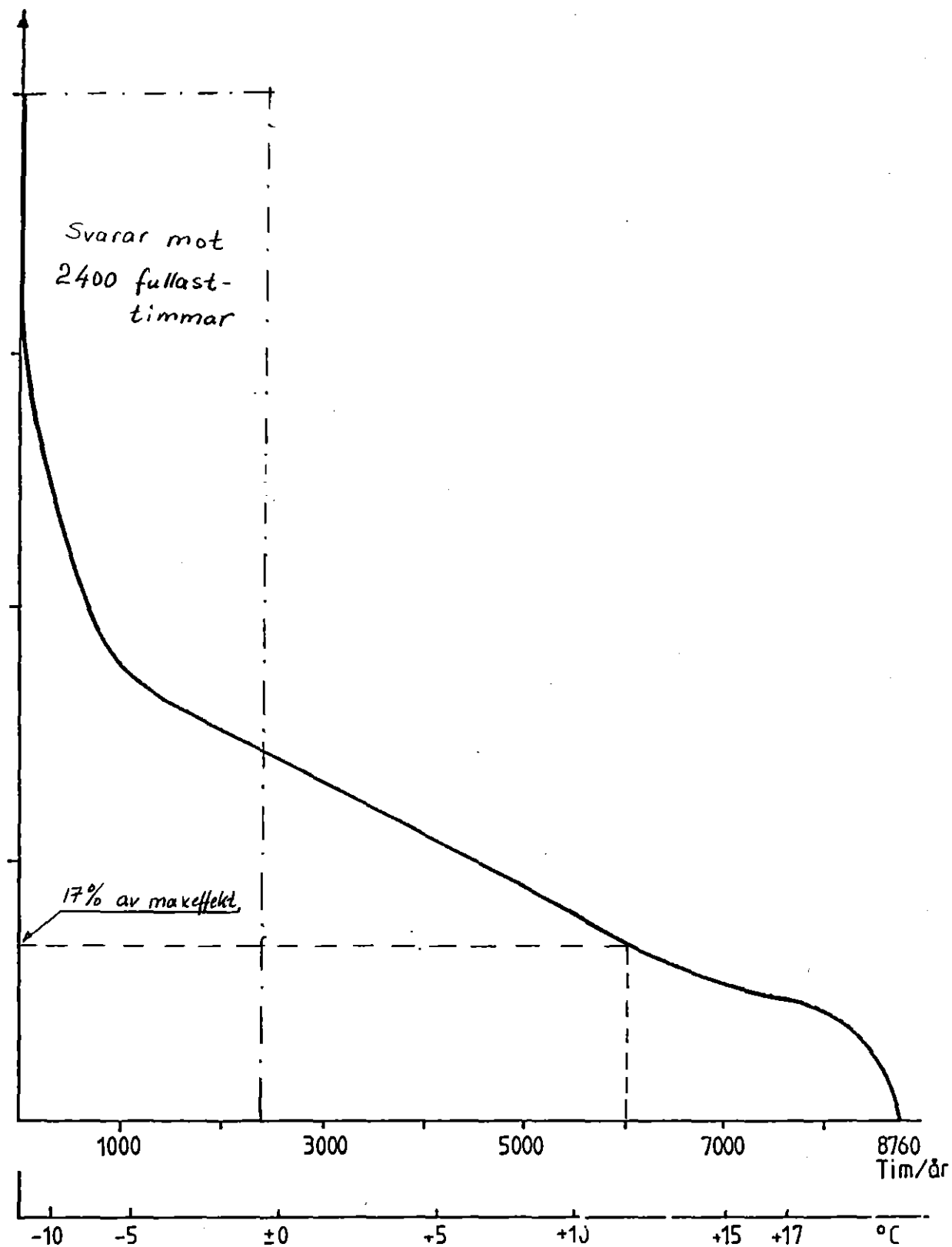
Tabell 2. Potential i större värmecentraler (utnyttjningstid 6000 tim/år).

Oljeklass 1000 m ³ /år	Antal i klass	Underlag totalt GWh _v /år	Värme och el från individuell kraftvärmeanläggning			Potential el, värme och gas.		
			a	MW _v	MW _e	GWh _{el} /år	GWh _{NG} /år	10 ⁶ NM ³ NG/år
0,8 - 1,0	50	360	0,64	0,51	0,33	99	309	28,6
1,0 - 1,5	92	920	0,64	0,71	0,45	248	775	71,8
1,5 - 2,0	42	588	0,64	0,99	0,63	159	497	46,0
Totalt	184					506	1581	146,4

Fig. 6.4 Bearbetning av material ur STEV 1986:1. Potential för naturgas till små gasmotorer.

VARAKTIGHETSDIAGRAM (Schematiskt)

Värme



Figur 6.5 Varaktighetsdiagram

Tillförd bränsleeffekt <0,5 MW	Anmälan till byggnadsnämnd.
"- " >0,5 men <10 MW	Anmälan och tillstånd hos
"- " >10 MW	lokala Miljö o Hälso-sk. nämnd.
	Tillstånd hos Länsstyrelsen

Emissionsgränsen som gäller för NO_x är 100 - 200 mg/MJ som årsmedelvärde. I något fall har den lokala myndigheten beslutat om 120 mg/MJ för en gasdiesel.

CO₂ är ju ett ämne som numera tilldrar sig stor uppmärksamhet i miljösammanhang. Det finns inga utsläppsbegränsningar för CO₂, men anläggningsägaren drabbas istället via den CO₂-avgift som man får betala för bränslet. För tillfället utgör denna 25 öre/kg CO₂, men för bränsle som användes för elproduktion medges avdrag för denna avgift.

Förutom emissionen till luften av skadliga ämnen gäller det att tänka på det buller som förorsakas av en kraftvärmeinstallation. Speciellt om anläggningen finns i ett bostadsområde, t.ex. i en värmecentral. För buller gäller att i bostadsutrymmen som är i direkt byggnadsmässig förbindelse med kraftvärmeenheten får ljudnivån inte överstiga 30 dBA i sov- och vardagsrum nattetid och 35 dBA dagtid. För anläggningar som finns utanför byggnaden gäller vid nyplanering också 30 dBA inomhus och 55 dBA utomhus.

7. Fortsatta utvecklingsmöjligheter

Som redan nämnades under punkt 5, är det i dag inte tekniska hinder som gör att småskalig kraftvärme inte har nått ett kommersiellt genombrott i Sverige. Konkurrenskraften på marknaden bestäms av förhållandet mellan el-, gas- och värmepris.

Eftersom marknadsförutsättningarna är annorlunda i ett flertal andra länder pågår hos motortillverkare och vid fristående institutioner utvecklingsarbete när det gäller att förbättra t.ex. elverkningsgraden hos gasmotorer, bränsleförbrukning och emissionsbegränsning.

Nedan kommenteras kort några områden, som i olika rapporter behandlas som viktiga att satsa utvecklingsresurser på i framtiden.

7.1 Elverkningsgrad

Eftersom det hos en kraftvärmeprocess är Carnotverkningsgraden *) som teoretiskt begränsar hur mycket mekaniskt arbete, och därmed el, som kan utvinnas ur processen, strävar man efter att höja den temperatur vid vilken värmes tillföres. Det innebär att man t.ex. i en gasmotor höjer kompresstrycket och förbättrar överladdningssystemen. Detta har man arbetat intensivt med under lång tid och lyckats höja den termiska verkningsgraden hos de effektivaste dieslarna till uppemot 50 %.

När det gäller gasturbiner är det framförallt inloppsdelarna i turbinen som ställer till problem när temperaturen höjes. Därför arbetar gasturbintillverkarna med förbättrad luftkylning av skovlarna samt med keramiska material i inloppsdelarna. För att nå mycket längre på det här området krävs troligen att det kommer en snabb utveckling av just keramiska material.

*) Carnotverkningsgraden definieras som: $\eta = 1 - (T_2/T_1)$
där T_1 = den temperatur vid vilken värme tillförs processen
och T_2 = den temperatur vid vilken värme bortförs från processen.

Även om man genom olika utvecklingsinsatser ökar verkningsgraden i motorer genom högre förbränningstemperaturer återstår ännu mycket att göra genom processutveckling för att nå upp i närheten av den teoretiska Carnotverkningsgraden, se fig 7.1. Detta måste betraktas som ett viktigt område för utvecklingsinsatser hos framförallt motortillverkarna.

7.2 Tändningsförlopp, kontrollsystem

För en lean-burn motor är tändningsförloppet en kritisk punkt. Även när det gäller en gasmotors förmåga att undvika knackningsproblem vid varierande gaskvalitet är tändningsförloppet viktigt, framförallt styrningen av detta.

Det är därför viktigt att motortillverkarna utvecklar tändsystem så att bl.a. emissionskontrollen och effektoptimeringen fungerar bra.

Ett annat viktigt område är kontrollsystemen för motorerna. Genom att noggrant styra bränsle/luft förhållande, insprutning samt tändningsförlopp är det möjligt att reducera både bränsleförbrukning och avgasemissioner och också att använda olika gaskvaliteter. T.ex. vid avgasrening med trevägskatalysator är bränsledoseringen över lastområdet en viktig parameter. Detta gäller även för en lean-burn motor eftersom ett varierande lufttal kraftigt påverkar reningseffekt och tändningsförlopp.

7.3 Drift och underhållskostnader

Med tanke på att utvecklingen när det gäller motorprestanda har drivits långt redan, blir drift och underhållskostnader en viktig parameter att försöka påverka för att förbättra den totala driftekonomin. I Ref. 18 anges nivån för drift och underhållskostnader i Danmark, Holland och England till ca 60 - 180 kr/MWhel.

Vid försäljning av el enligt EKOVISAM tariffen till elnätet i Sverige, får man i dag i genomsnitt får 28,5 öre/kWhel. Vi ser då att drift och underhållskostnaden i bästa fall utgör ca 20 % av elintäkten och i sämsta fall nära 60 %. Detta visar att det är viktigt att försöka påverka dessa kostnader i nedåtgående riktning, t.ex. genom ökad fjärrstyrning och övervakning.

7.4 Emissioner

Ur utvecklingssynpunkt är det angeläget att vinna erfarenheter från NO_x-begränsning vid förbränning i motorer. I det effektområde som prioriteras för SGC är det framförallt Otto motorer som är aktuella. För dessa är lean-burn principen och trevägskatalysatorer av störst intresse att studera och demonstrera när det gäller NO_x-reduktion.

Andra miljöaspekter som är värda en noggrannare studie är utsläpp av kolväten och metoder att begränsa bullernivåer vid placering av motorer i framförallt bostadsområden.

Med katalytisk förbränning i en vanlig kontinuerlig förbränningsprocess kan man nå mycket låga emissionsnivåer, men det kommer att dröja länge innan denna metod utvecklats så att den får praktisk tillämpning för förbränningsmotorer.

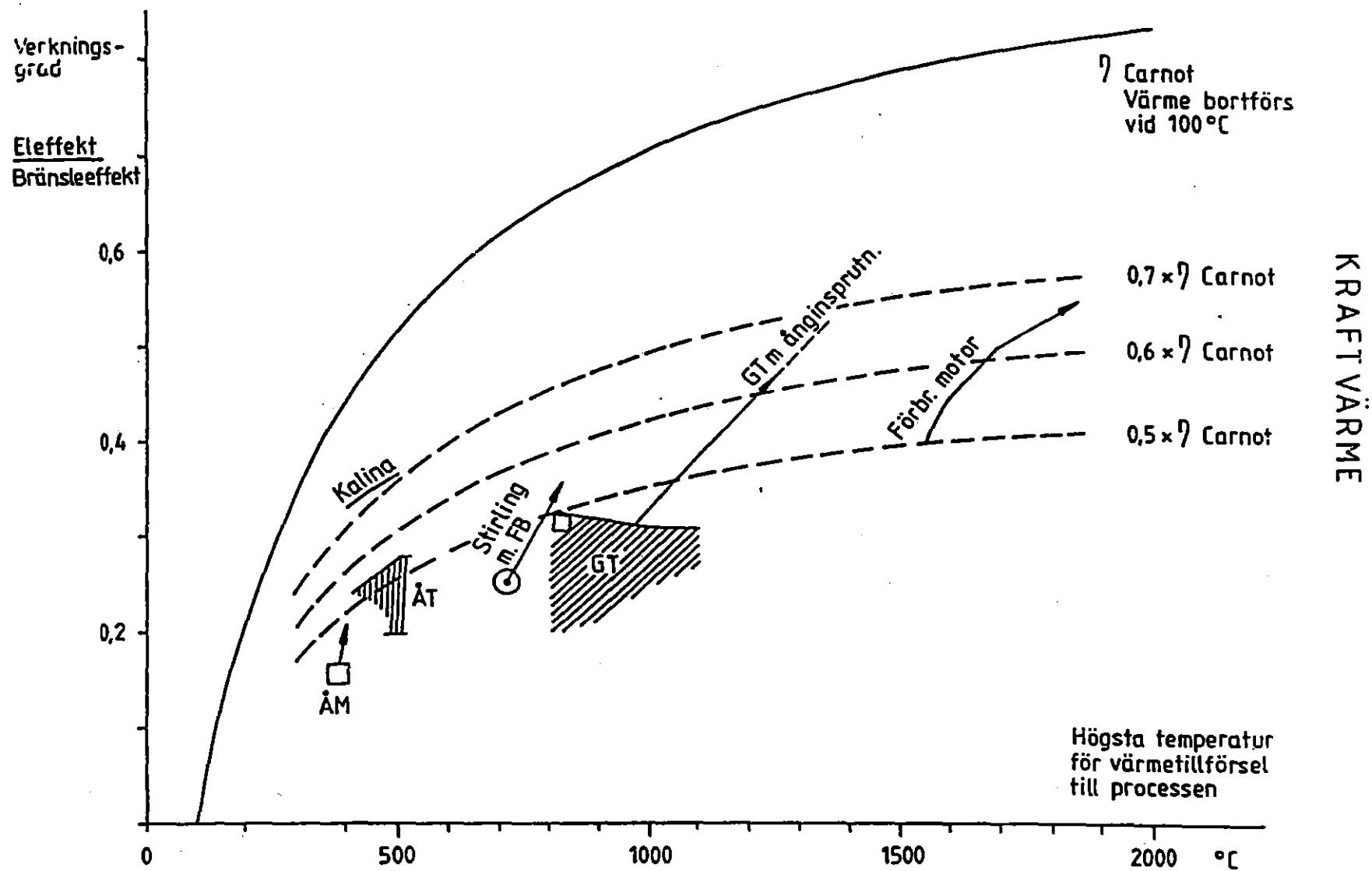


Fig. 7.1 Andel av Carnot-verkningsgraden som uppnås vid olika processcykler för kraftvärmeproduktion. (Ref. 3)

Dagens utsläppsnivå, 100 - 200 mg/MJ, klarar man med dagens reningsteknik utan oöverstigliga kostnader. Om en skärpning av i dag gällande gränsvärden skulle ske är det naturligtvis av stort intresse att känna till vilken potential som olika reningstekniker har. Lean-burn tekniken klarar i dag ca 150 mg/MJ. Med efterföljande katalysator kan man klara lägre värden. Jenbacher har enligt uppgift levererat ett mindre antal sådana anläggningar i dag. De mest optimistiska förhoppningarna säger att man på sikt kan klara 70 mg/MJ med lean-burn tekniken.

Ett intressant område att närmare undersöka är hur utvecklingen på katalysatorområdet sker i dag. Det förefaller troligt att tyngdpunkten ligger på utveckling av katalysatortekniken för mobilt bruk. Det är inte självklart att denna utveckling är den riktiga och mest gynnsamma för stationära anläggningar.

7.5 Värmeunderlag

I en del genomförda utredningsprojekt, t.ex. i Ref. 3, har det visat sig att det finns bristande kunskaper om värmeunderlag, typ industrier och enskilda objekt som servicecentra, blockcentraler m.m. Det finns anledning att skaffa bättre kunskaper om varaktighetskurvor, variation över olika tidsperioder, sammanlagring, inverkan av ackumulering etc. med andra ord en tekniskt orienterad och framtidsinriktad analys. I anslutning till detta bör också analyseras under vilka förutsättningar lokala kraftvärmesystem är att föredra framför hopkoppling till större system.

I det här sammanhanget är också frågan om möjligheterna att bättre ta tillvara spillvärmets från motorena intressant. En väg kan vara den, som tidigare nämnts, nämligen att höja kylvattentemperaturen från motorerna.

7.6 Systemkopplingar

Vid drift av en kraftvärmeanläggning kommer alltid frågan om den optimala driftstrategien upp. Eftersom det finns ett stort antal parametrar att ta hänsyn till vid optimeringen, t.ex. eltariffer, bränslepriser, fasta avgifter, variationer i värmelast m.m. blir systemet ofta komplicerat. En metod som ofta användes för att i viss mån frikoppla el- och värmeproduktion från varandra, är att införa en värmeackumulator i systemet. Detta är en metod som användes i Danmark även för små anläggningar. En annan väg är att införa ett sofistikerat styrsystem. Dimensioneringsfilosofin är viktig för att t.ex. i olika fall välja hur mycket av värmelasten som skall täckas av kraftvärme, och därmed dess årliga drifttid.

8 Referenslista

Gasmotorer

- 1 Naturgas som kolvmotorbränsle, M Ekelund, R Egnell, R Gabrielsson, STU nr 751 1989
- 2 Inkopplingsprinciper för gasdrivna kolvmotorer i kraftvärmeapplikationer, Tove Ekeborg, John Danelius, Vattenfall (U (G) 1990/7
- 3 Kraftvärme, Vattenfall U (S) 1989/33
- 4 Kraftvärmeproduktion med naturgas, Björn Svensson, Vattenfall U (G) 1988/10
- 5 Naturgasdrivna minikraftvärmeverk för byggnader och blockcentraler. Planeringsunderlag. Peter Margen BFR R31:1988
- 6 Förstudie av gaseldat kraftvärmeverk vid AB Doggy i Vårgårda, Uppdrag 2000 Vattenfall, MT 036 13 63:2, 1989
- 7 Teknisk Status för gasmotorer lämpliga för exempelvis värmepumpdrift, L Eriksson. U Hagström, L Wrangsten. Värmeforsk 1990, projekt E6-811
- 8 Erforderliga naturgastryck för gasturbin- och gasmotorbaserade kraft- och kraftvärmeverk, Olof Stenbäck, Inge Pierre, SwedeGas AB 1988.
- 9 Erfarenheter från danska gasmotoranläggningar, Jan de Wit DGC A/S, NGC-konferens om "Naturgasanvändning inom kraftvärmesektorn", NGC Helsingfors 2-3 maj 1990.
- 10 Gasbaserat decentral kraftvärmeproduktion, Dansk Gasteknisk Center A/S, Teknisk note nr 4/1989.
- 11 Driftserfaringer med naturgasmotorer i Danmark, I. Krüger AS Dansk Gasteknisk Center AS, juni 1990
- 12 Ullerslev kraft/varmeværk. Statusrapport for forsøgsdrift august 1983 – marts 1987, Larsen, Eriksen, Rasmussen.
- 13 Erfaringer med danske og andre Europæiske naturgasdrevne gasmotoranlæg, Jan de Wit Dansk Gasteknisk Center, Nordisk Gasteknisk Center 1990.
- 14 Gaskvalitet/Gasmotordrift, Dansk Gasteknisk Center A/S, Teknisk note nr 1/1990.
- 15 Modulkraftverk med högtrycksgasdieselmotor, Jorma Saarinen, IVO International Oy, NGC konferens 2-3 maj 1990
- 16 Utredning av små gasturbin- och motorkraftverksanläggningar, J. Hiltunen, O Holopainen, J. Nikkonen, H Stoor, Neste Oy. Nordisk Gasteknisk Center.

Gasturbiner

- 17 Naturgasbaserade kraftvärmeverk för fjärrvärmeproduktion – tekniska och ekonomiska aspekter. Bjarne Norén. Tord Torisson, LTH, Värmeforsk 236 1986

- 18 Gasturbinernas tekniska nivå och utvecklingsriktningar. Ekono Oy. Nordisk Gasteknisk Center 1989.
- 19 Små gasturbiners tekniska nivå och utvecklingsriktningar, Ekono Oy. Nordisk Gasteknisk Center 1990.
- 20 Studie av emissioner till luft och elverkningsgrad hos gasturbiner och dieslar för naturgas, gasol och olja (1-50 MWe), Axel Engshagen, Håkan Stigander, Värmeforsk 331, 1989.
- 21 Analys av ny elproduktionskapacitet, PPS Project Promotion Services AB, SwedeGas AB.
- 22 Förprojektering av gaskombi för AB Papyrus. B Degerman, STEV NYEL-88/4.
- 23 Naturgasdriven torkning med samtidig elgenerering, S Andersson, R Christensen, ÅF Energikonsult AB 1988.
- 24 Utökad elproduktion med naturgasbaserad kraftvärme i Skoghallsverket, Björn Svensson, Vattenfall U (G) 1989/4.
- 25 Installation av naturgaseldade gasturbiner före befintliga pannor och torkar i Wargöns Bruk, Lennart Odin, ÅF-Energi, Värmeforsk 327, 1988
- 26 Ökad elproduktion genom installation av naturgaseldade gasturbiner före befintliga ångpannor i Ryaverket, Borås. Engshagen, ÅF-Energikonsult AB, Värmeforsk 326, 1988.
- 27 Erfarenheter från finska gasturbinanläggningar. Slutrapport, april 1990. Vesa Juntilla CTS-Engineering Oy, Nordisk Gasteknisk Center.

Bränsleceller

- 28 Bränslecellanläggning 200 kWe, Lars Sjunnesson, STEV NYEL-88/3
- 29 Småskaliga, naturgasdrivna och decentraliserade bränslecellsystem i anslutning till Sydgasnätet – kalkylexempel, Mikael Näslund, LUT MDN (THVK-3127) / /1-132/(1985)
- 30 Systemstudie av naturgasbaserade alkaliska bränslecellkraftverk, S Thyberg, STEV NYEL -89/2
- 31 Fuel Cell Workshop, Hørsholm 28-29 november 1989, Danmark, Nordiskt Gastekniskt Center

Stirlingmotorer

- 32 Slutrapport – Projekt 616002 - 1 KVV U Stirling, Bo Torstensson m fl, STEV NYEL-87/5

ANLÄGGNINGSBESKRIVNINGAR DANMARK

Infokälla	Projekt	Teknik/Tillverkare	Effekt MWe/MWv	Drift start år	Anmärkning
DGC/ Krüger A/S	<u>Gasmotorer</u> Slagelse mejeri	FRICHS 6.185 ACUG	0,38/	85	
..	Ejby fjärrvärmeverk	Gasmotor, naturgas	2*0,21/		
..	Ullerslev fjärrvärmeverk	Ottomotorer KOSAN FRICHS och 2 SACM, naturgas, ingen rening.	0,48+2*0,51 0,74+2*0,83	83	
..	Jyske Idraetshöjskole	MWM G234, naturgas, katalysator	0,12/0,211	89	
..	Tönder Landbrugsskole	Ford SI6, 6 cyl biogas/naturgas	0,045/0,08	88	
..	Augustenborg fjärrvärmev	Caterpillar G399	0,565/0,9	85	
..	Arrild Svømmehall	Flotop 20, naturgas	0,02/0,048	89	
..	Naturgas Syd	Waukesha 26, naturgas	0,026/0,06	89	
..	Naturgas Syd	Waukesha 40, naturgas, katalysator	0,04/0,09	89	
..	Askov Höjskole	Gasmotor, naturgas	0,025/	84	
..	Brandbjerg Höjskole	Flotop 20	0,02/0,048	88	1:a motorn bytt efter 9652 drifttim
DGC/ Krüger A/S	Horsens Ctr Renseanlaeg	Gasmotor, slam/naturgas	0,35+0,16/ 0,76	87	
..	Tarm fjärrvärmeverk	FRICHS 8.185 ACUD, dual-fuel	0,6/0,8	89	
..	Them Svømmehall	MAN E 2866E, naturgas	0,08/0,14	89	
..	Viborg Idraetshöjskole	MWM G 234, naturgas, 3-vägs-katalysator	0,118/0,21	87	
VF E6-811	Nyköbing Mors	4-takts dieselmotor, Pielstick 6PC2,5DF-C, naturgas, ingen rening	2,55/3,7	89	Driver en absorp- tionsvärmepump
DGC/ Krüger A/S	Skive	Gasmotor	0,04/	86	Driver värmepump
..	Snedsted	Caterpillar 12 cyl., naturgas, lean-burn	0,6/0,8	89	
..	Dronninglund fjärrvärmev	Gasmotor	4*0,9/5,6	89	
..	Hobro	Flotop 60, naturgas	0,06/0,14	89	
..	Nörager	Gasmotor	0,28/	88	
..	Haverslev	MAN 2842 LE 12 cyl, naturgas, lean-burn	0,285/0,4	89	Värmeack

ANLÄGGNINGSBESKRIVNINGAR DANMARK

Infokälla	Projekt	Teknik/Tillverkare	Effekt MWe/MWv	Drift start år	Anmärkning
DGC/ Krüger A/S	Kongerslev	Gasmotor	2*0,72/2,5	89	Värmeackum. 50 m ³
-"	Gartner Englyst Hinnerup	3 stk MAN E 2842 LE, naturgas lean-burn	3*0,3/ 3*0,55	89	
DGC 4/89	Vejen	Gasmotor, naturgas, katalysator	0,07/	89	
-"	Hundested	Gasmotor, dual-fuel, högtrycksgas- insprutning	2,5/3,5	91	
-"	Hanstholm	Gasmotor, naturgas	1,4/2,7	90	
-"	Nibe	Gasmotor, naturgas	2,3/3,0	89	
-"	Nordborg (Danfoss)	Gasmotor	15/16	80	
-"	Slangerup	Gasmotor, katalysator	0,4/	89	
-"	Slagelse	Gasmotor	0,43/0,7	85	
-"	Løgumkloster	Gasmotor (högtrycks-gasinblandning)	7,1/7,4	90	
<u>Gasturbiner</u>					
DGC 4/89	Saebj	Gasturbin	4,2/8,9	88	Tillsatseldning Vp till rökgas- kylning
-"	Fredrikshavn	Gasturbin ABB GT 35	17/28	87	
-"	Hirtshals	Gasturbin	9,5/17	89	
-"	Ringköbing	Gasturbin	6/12	89	
-"	Braedstrup	Gaturbin	1/2,5	87	
-"	Vrå	Gasturbin	3,6/8,5	89	
-"	Give	Gasturbin	0,8/2,5	87	
-"	Vejen	Gasturbin	0,6/2,4	85	
-"	Skjern	Combined Cycle	8,5/11,8	89	
NGC	Nybro, Dangas	Gasturbin m avgaspanna Solar Centaur H	3,8/Ånga 18 t/h	89	
<u>Bränsleceller</u>					
NGC	Elkraft	Karbonatbränslecell	8/	90	
NGC	Elkraft	Karbonatbränslecell	100/	91	

ANLÄGGNINGSBESKRIVNINGAR FINLAND

Infokälla	Projekt	Teknik/Tillverkare	Effekt MWe/MWv	Anmärkning
	<u>Gasmotorer</u>			
VF E6-811	Ruusutaraat	4-takts dieselmotor, Wärtsilä 4R32CO, naturgas, ingen rening	1,44/1,55	Drift -90
VF E6-811	Järvenpää	4-takts diesel, Wärtsilä Vasa 18V32CD, naturgas, SCR 25% NH3	7,08/7,70	Drift -91, projekterad av IVO
NGC	Fredrikshamn	MAN	3*0,25/ 3*0,4	Drift -89
	<u>Gasturbiner</u>			
NGC 2-3/5 1990	Kymmene Oy Lappeenranta	Gasturbin, avgaspanna	25/40	Drift -75
-"	Mertaniemi I	Gasturbin, avgaspanna	33/48	Drift -75
-"	Mertaniemi II Lappenranta	Kombianläggning	GT 37+40+ ÅT 73/150	Drift -76
-"	Neste Oy, Sköldvik	Gasturbin, avgaspanna	33/49	Drift -76
-"	Oy Tampella AB Anajlankoski	Gasturbin, avgaspanna	40/60	Drift -83
-"	Lahden Lämpövoima Lahtis	Kombianläggning	GT 44+ ÅT 11/54	Drift -86
-"	Tampereen kaupungin sähkölaitos, Tampere	Kombianläggning	GT 2*41+ ÅT 32/114	Drift -88
-"	Imatran Voima Oy Kouvola	Gasturbin, avgaspanna	41/68	Drift -88
-"	Imatran Energia Oy Imatra	Gasturbin, avgaspanna 2 st Solar Centaur H	2*3,8/ 2*8	Drift -88

ANLÄGGNINGSBESKRIVNINGAR FINLAND

Infokälla	Projekt	Teknik/Tillverkare	Effekt MWe/MWv	Anmärkning
-"	Nastolan Energia Nastola	Gasturbin, avgaspanna Solar Centaur H	4/8	Drift -88
-"	Neste Oy, Sköldvik	Gasturbin, avgaspanna	42/67	Drift -89
-"	Imatran Voima Oy Tavastehus	Kombianläggning	GT 41+ ÅT 11/60	Drift -89
-"	Espoon Sähkö Oy Esbo	Kombianläggning	GT 41+ ÅT 5/70	Drift -89
-"	Kervan energialaitos Kervo	Gasturbin, avgaspanna Solaar Centaur H	4/8	Drift -90
-"	Imatran Voima Oy Hyvinge	Gasturbin, avgaspanna	40/70	Drift -90
-"	Helsingin Kaupungin Energiailaitos	Kombianläggning	GT 2*58+ ÅT 40/150	Drift -90
-"	Lahtis	Gasturbin, avgaspanna Solar Centaur	3,8/8	Drift -90
-"	Borgå	Gasturbin, avgaspanna		Planerad

ANLÄGGNINGSBESKRIVNINGAR SVERIGE

Infokälla	Projekt	Teknik/Tillverkare	Effekt MWe/MWv	Anmärkning
	<u>Gasmotorer</u>			
STEV 21/9 1990	Stenungsund	Caterpillar Ottomotor, gasol katalysator	0,6/1,1	I drift
"-	Oskarshamn	Gasdiesel gasol	6,9/8,1	Drift -92
"-	Malmö Energi	Gasmotor naturgas Jenbach	0,5/0,7	Drift -91
"-	Malmö Energi	Gasmotor naturgas Jenbach	0,5/0,7	Drift -91
Sydkraft 26/9 -90	Cementa, Degerhamn	Gasdieselmotor gasol	0,2/0,15	Drift dec -91
VF E6-811	Linköping Tekniska Verken	4-takts medelvarvsdiesel, Wärtsilä, dieselolja, senare naturgas	2*7/2*7,4	Drift -91
"-	Lund	LIBA-CKD 65 150NG, Lindholmen naturgas, ingen rening	0,15/0,54	Drift -85
Vattenfall	Polishögskolan, Solna	2 st 4-takts Jenbacher LEANOX + O2 katalysator resp. 3-vägs NSCR	0,23+0,29/ 0,42+0,46	Drift -90
	<u>Gasturbiner</u>			
STEV 21/9 1990	Papyrus, Mölndal	Gaskombi naturgas	9/58	I drift
"-	Ängelholm	Gaskombi naturgas	29/32	Drift -91
"-	Sandviken	Gaskombi gasol	10/30	Ombyggnad av befintlig HVP, drift -91
"-	Lund	Gasturbin naturgas	21/36	Drift -91
"-	Eskilstuna	Gasturbin gasol	4/10	Turbin före befintlig CFB.
	<u>Bränsleceller</u>			
"-	Bara, totalvärmeanläggning	Bränslecell, naturgas	0,2/0,2	Drift -92
"-	Sydvästra Skåne	Bränslecell, naturgas	0,05/0,05	Drift -91



Svenskt Gastekniskt Center AB

Box 50525, 202 50 MALMÖ

Telefon: 040-700 40

Telefax: 040-30 50 82