
Rapport SGC 101

**DISTRIBUTION AV BIOGAS
I NATURGASNÄTET**

©Svenskt Gastekniskt Center - Juli 1999

Kaj Wågdaahl, Chalmers Tekniska Högskola

Rapport SGC 101 ISSN 1102-7371 ISRN SGC-R--101--SE

SGC:s FÖRORD

FUD-projekt inom Svenskt Gastekniskt Center AB avrapporteras normalt i rapporter som är fritt tillgängliga för envar intresserad.

SGC svarar för utgivningen av rapporterna medan uppdragstagarna för respektive projekt eller rapportförfattarna svarar för rapporternas innehåll. Den som utnyttjar eventuella beskrivningar, resultat e dyl i rapporterna gör detta helt på eget ansvar. Delar av rapport får återges med angivande av källan.


En förteckning över hittills utgivna SGC-rapporter finns på SGC´s hemsida www.sgc.se.

Svenskt Gastekniskt Center AB (SGC) är ett samarbetsorgan för företag verksamma inom energigasområdet. Dess främsta uppgift är att samordna och effektivisera intressenternas insatser inom områdena forskning, utveckling och demonstration (FUD). SGC har följande delägare: Svenska Gasföreningen, Sydgas AB, Sydkraft AB, Göteborg Energi AB, Lunds Energi AB och Öresundskraft AB.

Följande parter har gjort det möjligt att genomföra detta utvecklingsprojekt:

Sydgas AB
Helsingborg Energi AB
Lunds Energi AB
Göteborg Energi AB
Vattenfall Naturgas AB
SE Gas AB

SVENSKT GASTEKNISKT CENTER AB



Johan Rietz
VD

SAMMANFATTNING

Vid flertalet biogasanläggningar görs förluster av biogas. Anledningen är avsättningssvårigheter, vanligen till följd av att energibehovet i anslutning till anläggningarna uppvisar stora variationer över tiden medan biogasproduktionen oftast ligger på en relativt jämn nivå. Vid exempelvis Ellinge avloppsreningsverk i Eslöv uppgick biogasförlusterna under 1998 till ca 25% av den producerade gasen (Gunnarsson, 1999). Ett sätt att minska förlusterna av biogas är att utnyttja befintliga naturgasnät för samtidig distribution av biogas och naturgas (fossilgas). Syftet med denna studie är att för svenska förhållanden utreda denna möjlighet, samt att för fyra kommuner visa hur distribution av biogas i naturgasnät kan göras i praktiken. De fyra kommunerna är Göteborg, Lund, Eslöv och Helsingborg.

Två aspekter av inmatning av biogas på naturgasnät beaktas särskilt. För det första kan variationer i kvalitet hos den från nätet levererade gasen medföra ökade emissioner av skadliga ämnen och i värsta fall även försämrad funktion hos ansluten gasutrustning. Den gasutrustning som är känsligast för varierande gaskvalitet identifierades. Då fordon med s k lean-burnmotorer (de flesta tunga gasfordon) tankas från aktuellt nät måste variationerna i gaskvalitet hållas mycket små. I annat fall är det vanligen enklare utrustning som t ex villapannor som begränsar hur mycket gaskvaliteten kan tillåtas variera.

För det andra kan inmatning av biogas på naturgasnät medföra problem med debitering av försåld gas. Detta problem beror i hög grad av naturgasnätets konfiguration. Om biogasen efter inmatningen möter ytterligare en ström av naturgas så att gaser med olika värmevärde möts i nätet, blir det mycket svårt att debitera kunderna korrekt. En framkomlig väg är då att tillsätta propan till biogasen så att denna erhåller samma värmevärde som naturgasen. Om däremot mötande gaser med olika energivärde kan undvikas, så bör debitering kunna göras på liknande sätt som idag, d v s efter ett genomsnittligt energivärde för den gas som matats in i nätet kombinerat med mätning av erhållen gasmängd hos kunden.

Biogas som skall distribueras i naturgasnät behöver uppgraderas genom att avskilja koldioxid, så att dess sammansättning mer liknar naturgasens. Uppgradering till erforderlig kvalitet kan göras med ett flertal tekniker, främst tryckvattenabsorption, absorption i selexol, kolmolekylsiktning eller membranseparation vilka beskrivs i rapporten.

De kvalitetskrav som ställs på biogasen beror av den mängd naturgas som biogasen blandas ut i. Genom att biogasen vid inmatningen späds ut med naturgas är det inte säkert att biogasen behöver uppgraderas till en kvalitet som helt kan ersätta naturgasen. Fallstudierna antyder dock att denna möjlighet till utspädning ofta inte är så stor som man kan tro vid en första anblick av ett naturgassystem. Orsaken är stora variationer i gasuttag ur nätet eller att debiteringsproblem uppstår.

ABSTRACT

Most biogas plants lose biogas. This is caused by problems with finding a market for the biogas, usually as a consequence of variations in the energy demand close to the plants in combination with a relatively stable biogas production. For example, about 25% of the biogas produced at Ellinge wastewater treatment plant in Eslöv were lost in 1998 (Gunnarsson 1999). One way to reduce the losses of biogas is to use existing natural gas grids for simultaneous distribution of biogas and natural (fossil) gas. The aim of this study is to analyze this possibility for Swedish conditions. Four biogas plants are used to show how distribution of biogas in natural gas grids can be implemented. The four biogas plants are situated in Göteborg, Lund, Eslöv and Helsingborg.

Especially, two aspects of feeding biogas into natural gas grids are considered. Firstly, variations in the quality of delivered gas can cause increased emissions of noxious substances and in the worst case also malfunctioning of connected equipment. The equipment that is most sensitive to varying gas quality was identified. When vehicles with so-called lean-burn engines (most heavy vehicles) are re-fuelled from gas grid, the variations in gas quality need to be kept very small. In other cases, equipment of simple construction like house furnaces restrict the allowable gas quality variations.

Secondly, feeding biogas into natural gas grids can cause problems with debiting of delivered gas. This problem depends to a large extent on the configuration of the gas grid. If the biogas after the feeding into the grid meets another stream of natural gas, difficulties with correct debiting will occur. In this case, one feasible solution is to add propane to the biogas in order to obtain the same heating values as the natural gas. If, on the other hand, one can avoid that gases with different heating values meet in the grid, debiting can be carried out in a similar way as today. Today, debiting is made according to the average heating value of the gas in combination with measurements of the gas flow at the customer.

To distribute biogas in a natural gas grid, the biogas must be upgraded to obtain a composition close to the composition of natural gas. This can be done by separating carbon dioxide from the biogas. Upgrading to the required quality can be done by using a number of techniques, the most interesting ones being water absorption, absorption in selexol, carbon molecular sieves and membrane separation. These are all described in this report.

The quality requirements on the biogas depend on the amount of natural gas with which the biogas is mixed. By diluting the biogas with a larger amount of natural gas in the gas grid, the biogas does not necessarily have to be upgraded to a quality that can entirely replace the natural gas. However, the case studies indicate that the possibility to dilute the biogas with natural gas is not so large as one would believe at first sight. The reasons are large variations in energy demand or that problems with debiting could occur.

FÖRORD

Denna rapport är ett resultat av ett examensarbete utfört vid institutionen för Energiteknik, avdelningen för Energisystemteknik, Chalmers tekniska högskola. Examensarbetet ingår som ett obligatoriskt moment i civilingenjörsutbildningen vid Chalmers tekniska högskola och omfattar 20 högskolepoäng. Initiativtagare till studien är SGC, Svenskt Gastekniskt Center AB.

Jag vill tacka alla de personer som på ett eller annat sätt har bidragit till detta arbetes genomförande. Främst vill jag tacka mina handledare Maria Ljunggren och Ingrid Nyström för all hjälp jag fått under mitt examensarbete. Ett stort tack också till Owe Jönsson på SGC för stort engagemang, och till Nils Widing på Sydgas för assistans med beräkningar.

Ola Lloyd på BioMil och Jacob Himmelstrup på Hahnemann Teknik ges de varmaste tack för ovärderlig information om gasrening. Tack också till Ulf Petersson på Göteborg Energi och alla andra personer på företag runt om i landet som genom att bidra med information och nya uppslag har hjälpt mig att genomföra detta arbete.

Göteborg i juni 1999

Kaj Wågdaahl

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

1	INLEDNING	3
1.1	BAKGRUND	3
1.2	SYFTE	3
1.3	AVGRÄNSNINGAR	3
1.4	INNEHÅLL	4
2	BIOGAS.....	5
2.1	FYSIKALISKA FAKTA	5
2.1.1	Ursprung.....	5
2.1.2	Sammansättning	6
2.1.3	Förbränningstekniska egenskaper	7
2.1.4	Miljöaspekter.....	8
2.2	ANVÄNDNING	9
2.2.1	Möjliga användningsområden	9
2.2.2	Dagens användning	11
2.2.3	Omfattning	11
2.3	PROBLEMBESKRIVNING.....	12
3	TEKNIK FÖR GASBEHANDLING	14
3.1	KOLDIOXIDAVSKILJNING	14
3.2	SVAVELVÄTEAVSKILJNING	17
3.3	VATTENAVSKILJNING (TORKNING).....	19
3.4	ÖVRIG GASBEHANDLING	20
3.5	FÖRBRÄNNING AV RESTGAS	21
4	BIOGAS TILL NATURGASNÄT	23
4.1	TEKNISKA FÖRUTSÄTTNINGAR.....	23
4.1.1	Kvalitetskrav	23
4.1.2	Maximal andel biogas i naturgasen.....	26
4.1.3	Kontroll av gaskvalitet	27
4.1.4	Debitering av försåld gas.....	28
4.2	UTVÄRDERING AV ANSLUTNING TILL NATURGASNÄT	32
4.2.1	Val av system	33
4.2.2	Val av reningsteknik och processutformning.....	34
5	FALLSTUDIER.....	38
5.1	GÖTEBORG.....	38
5.1.1	Systembeskrivning	38
5.1.2	Distribution i naturgas/luft-nätet	39
5.1.3	Distribution i naturgasnätet	41

5.2	LUND	43
5.2.1	Systembeskrivning	43
5.2.2	Distribution i naturgasnätet	45
5.3	ESLÖV	47
5.3.1	Systembeskrivning	47
5.3.2	Distribution i naturgasnätet	48
5.4	HELSINGBORG.....	49
5.4.1	Systembeskrivning	49
5.4.2	Distribution i naturgasnätet	50
6	DISKUSSION OCH SLUTSATSER	52
7	REFERENSER	53

1 Inledning

1.1 Bakgrund

Biogas utvinns i Sverige vid drygt 200 anläggningar, varav flertalet är antingen röt-kammare vid reningsverk eller avfallsupplag med deponigasutvinning. Gemensamt för dessa anläggningar är att deras huvudsyfte är att ta hand om avfall eller minska avfallsmängderna, *inte* att producera biogas. Ofta saknas därför ett tillräckligt energibehov i närheten av anläggningarna, med följd att biogasens energiinnehåll inte kan utnyttjas till fullo. Även då ett energibehov som på årsbasis överstiger biogasproduktionen finns, kan biogas behöva facklas bort. Anledningen är att biogasproduktionen oftast ligger på en relativt jämn nivå, medan energibehovet varierar över året. Lagring av gasformiga bränslen är mycket utrymmeskrävande och säsongslagring är därför varken tekniskt eller ekonomiskt möjlig.

Av ekonomiska och miljömässiga skäl är det naturligtvis önskvärt att minska förlusterna av biogas, särskilt som förbränning av biogas medför betydligt mindre emissioner av miljöstörande ämnen än de flesta andra bränslen. Ett sätt att öka avsättningsmöjligheterna för biogasen är att införa denna på ett naturgasnät. Denna möjlighet utnyttjas på ett flertal platser i världen, huvudsakligen i Nederländerna och i USA. Förutsättningarna vid dessa platser är något annorlunda än i Sverige, främst beroende på naturgasens annorlunda sammansättning. Erfarenheterna från befintliga anläggningar kan därför inte direkt överföras till svenska förhållanden, vilket är anledningen till detta arbetes uppkomst.

1.2 Syfte

Syftet med detta examensarbete har varit att för svenska förhållanden utreda hur biogas kan införas på naturgasnät och att definiera de faktorer som gör detta tekniskt och ekonomiskt möjligt. Fyra typfall har använts för att illustrera hur en inblandning av biogas i naturgasnät kan göras i praktiken. De studerade fallen är Göteborg, Lund, Eslöv och Helsingborg.

1.3 Avgränsningar

Studien har inriktats på distribution av biogas i naturgasnät. Någon ekonomisk eller miljömässig optimering av vad biogasen bör användas till generellt sett har således inte gjorts och alternativa sätt att använda biogasen har endast behandlats som bakgrundsförutsättningar.

1.4 Innehåll

I kapitel 2 ges en bakgrund till biogasen med de problem och möjligheter som finns vid utnyttjande av biogas som energikälla. Kapitel 3 innehåller beskrivningar av de tekniker som kan användas för att uppgradera biogas till den kvalitet som krävs för införsel på naturgasnät.

Arbetets huvudsakliga analys och fastställande av de allmänna kriterier som krävs för att en införsel av biogas på naturgasnät skall vara intressant återfinns i kapitel 4. Med bakgrund av dessa kriterier ges en vägledning till hur en anslutning till naturgasnät kan utvärderas. Fallstudierna, vilka kan ses som en tillämpning av kapitel 4, redovisas i kapitel 5. Slutligen återfinns diskussion och slutsatser i kapitel 6.

2 Biogas

2.1 Fysikaliska fakta

2.1.1 Ursprung

Biogas bildas vid anaerob (syrefri) nedbrytning av organiskt material. Detta sker spontant i myrmarker, i avfallsupplag och vid reaktorrötning i avseende att stabilisera organiskt avfall från t ex reningsverk. Den gas som erhålls vid reaktorrötning kallas även "rötgas" och den gas som utvinns ur avfallsupplag benämns ofta "deponigas". Nedbrytningen utförs av en rad specialiserade bakteriegrupper. Mycket lite värme avges under nedbrytningsprocessen. Energin binds istället i den metangas som produceras och som gör biogasen intressant för energiändamål. Vid reaktorrötning måste därför ingående material värmas för att öka nedbrytningshastigheten.

Biogasprocessen kan utformas efter ett antal olika principer och för olika temperaturnivåer. Den vanligast förekommande röttningsprincipen är kontinuerlig enstegsrötning. Materialet tillförs då en totalomblandad slutna tank, samtidigt som motsvarande mängd rötat material bortförs. De temperaturnivåer som är mest intressanta för reaktorrötning är 30 - 40°C (mesofil rötning) och 50 - 60°C (termofil rötning). Andra röttningsprinciper är två- eller flerstegsrötning där varje processteg optimerats för en specifik art av mikroorganismer, samt filterreaktor vilken används för substrat med låg torrsubstanshalt, under ca 3% (Ström, 1991).



Figur 2.1 Rötkammare vid Ellinge reningsverk i Eslöv.

I rötningsprocessen stabiliseras och hygieniseras det organiska avfallet. Detta innebär att avfallsmängden minskas och lukt reduceras samtidigt som näringsämnen stannar i rötresten. En stor del av det organiskt bundna kvävet överförs också till en form som är lättare för växterna att ta upp. På detta sätt erhålls, under förutsättning att föroreningshalterna inte är för höga, ett material som är lämpligt att använda som jordförbättringsmedel.

2.1.2 Sammansättning

Biogasens huvudkomponenter är metan och koldioxid. Beroende på vilket avfall som rötas kan gasen också innehålla mindre mängder svavelväte och ammoniak. Eftersom biogasprocessen är våt är biogasen mättad med vattenånga då den lämnar processen. I tabell 2.1 visas haltområdena för de viktigaste komponenterna .

Tabell 2.1 Biogasens sammansättning (Lindberg, 1999).

<i>Komponent</i>	<i>Koncentration</i>	
	Biogas från enstegs reaktor-rötning av avloppsslam	Biogas från avfallsupplag
Metan, CH ₄ [vol%]	60 – 65	45 – 55
Koldioxid, CO ₂ [vol%]	35 – 40	35 – 45
Svavelväte H ₂ S [ppm]	<1000	<300
Ammoniak, NH ₃ [ppm]	10 – 50	50 – 100
Kväve, N ₂ [vol%]	-	0 – 15
Syre, O ₂ [vol%]	-	0 – 2

För en enskild anläggning varierar inte halterna av de olika komponenterna inom så vida intervall som angivits, utan varje anläggning ger en gas med relativt stabil sammansättning. Metanhaltens årsvariation är i regel ca $\pm 2\%$ för en enskild slamrötkammare vid reningsverk och ca $\pm 5\%$ för en deponigas anläggning (Maltesson, 1997).

Deponigasens innehåll av kväve och syre härrör från luft som läckt in i deponin. Syrehalterna är vanligtvis låga eftersom syret förbrukas i aeroba nedbrytningsprocesser. Deponigas kan även innehålla små mängder av ett flertal substanser som förångats från avfallet i deponin, t ex aromatiska och halogenerade kolväten (Linné, 1994).

Halterna av svavelväte i biogas från reningsverk är oftast mycket låga (0 - 200 ppm), dels beroende på avfallets sammansättning, dels beroende på kemikalietillsats (järnsulfat) i den föregående vattenreningsprocessen. Höga svavelvätehalter, upp till flera tusen ppm, kan erhållas i biogas från rötning av slaktavfall (Lindberg, 1999; Sahlberg, 1999).

2.1.3 Förbränningstekniska egenskaper

De viktigaste förbränningstekniska egenskaperna är:

- värmevärde
- densitet
- wobbeindex
- metantal

Värmevärdet (H) anger den energi som frigörs vid fullständig förbränning av en normalkubikmeter (1 Nm^3) av gasen. Man skiljer på *övre* och *undre* värmevärde (H_o resp. H_u), där det övre värmevärdet beräknas utifrån att det vatten som bildas vid förbränningen är i vätskeform. Det undre eller effektiva värmevärdet beräknas utifrån att det bildade vattnet är i gasform.

Densiteten (ρ) anger gasens vikt per volymsenhet (kg/Nm^3). Gasens densitet i förhållande till luftens kallas **relativ densitet** (d), där $d = \rho/1,29$.

Wobbeindex (W), anger det kemiska energiflödet som fås då ett gasbränsle passerar ett brännarmunstycke med ett givet tryckfall. Wobbeindex är den viktigaste parametern för att uttrycka utbytbarheten mellan gasformiga bränslen. Gaser med i övrigt olika egenskaper men med samma wobbeindex, ger samma energitillförsel för samma munstycke och munstyckstryck. De kräver därför också samma mängd syre (luft) för förbränningen. Wobbeindex definieras enligt:

$$W = \frac{H}{\sqrt{d}}$$

Wobbeindex anges och indexeras på samma sätt som värmevärdet med övre eller undre wobbeindex (W_o eller W_u).

Metantalet är motsvarigheten till bensinens oktantal och anger gasformiga bränslens knockningsegenskaper (tendens till självantändning), vid användning i förbränningsmotorer. Ett högt metantal innebär att knockningsrisken är liten. Ren metan ges metantalet 100 och väte metantalet 0. Koldioxid höjer metantalet och biogas har, om inga andra brännbara gaser tillsatts, ett metantal av 100 eller däröver. Detta kan jämföras med naturgasens metantal på ca 85.

Både biogas och naturgas har goda knockningsegenskaper. Omräknat till oktantal har naturgasen ett oktantal runt 130 MON och biogas som uppgraderats till 97% metanhalt (med resterande andel koldioxid) har oktantal runt 140 MON. Biogas och naturgas kan därför utan knockningsrisk användas i motorer som konstruerats för bensindrif (Maltesson, 1997).

I tabell 2.2 visas värden för biogas med olika metanhalter och som jämförelse även för naturgas och gasol (>95% propan). Biogas med 97% metanhalt (CH_4) avser en biogas som uppgraderats, dvs behandlats för att avskilja koldioxid. 100% metan är i praktiken svårt att uppnå, men har tagits med för att visa vilka energi- och

wobbeindexvärden som maximalt kan erhållas i uppgraderad biogas, utan tillsats av andra brännbara gaser.

Tabell 2.2 Fysikaliska data för biogas, naturgas (dansk, $H_{\bar{o}}$ och $W_{\bar{o}}$ avser genomsnitt för första kvartalet -99 enligt DGC, 1999) och gasol (typvärden).

Gastyp	$H_{\bar{o}}$ (MJ/Nm ³)	$W_{\bar{o}}$ (MJ/Nm ³)	Metantal
65% CH ₄ + 35% CO ₂	25,9	27,4	>100
97% CH ₄ + 3% CO ₂	38,6	50,5	>100
100% CH ₄	39,8	53,5	100
Naturgas (kvartal 1 -99)	44,0	54,8	ca 85
Gasol (Propan 95)	101,6	81,3	ca 32

I tabellen ses att ren metan har ett något lägre energivärde än vad naturgasen har. Det går alltså inte att uppnå samma energivärde i biogasen som i naturgasen enbart genom att avlägsna biogasens koldioxidinnehåll. Samma energivärde (eller wobbeindex) kan erhållas genom att tillsätta en gas med högre energivärde än metan, t ex propan. Biogas som uppgraderats till hög metanhalt är dock tillräckligt lik naturgasen för att kunna ersätta denna i de flesta tillämpningar. Utbytbarhet mellan naturgas och biogas behandlas under 4.1.1.

2.1.4 Miljöaspekter

Förbränning av biogas bidrar inte till växthuseffekten, genom att den är ett förnybart bränsle. Dess kolinnehåll härrör alltså ifrån växternas upptag av koldioxid genom fotosyntesen. Metan däremot, har ca 22 gånger större GWP (Global Warming Potential) än koldioxid, beräknat på volymbasis och med 20 års tidshorisont (IPCC, 1995). Redan att samla upp biogasen och förbränna den (t ex i en fackla) är således en vinst gentemot att släppa ut den oförbränd. Om vi dessutom använder biogasen som ersättning för fossila bränslen, så får vi en dubbel effekt genom att nettotillskottet av koldioxid till atmosfären minskar.

Biogasen uppvisar även för andra ämnen än växthusgaser låga emissionsvärden, och föreslogs av alternativbränsleutredningen (SOU 1996:184), att som enda drivmedel hamna i den bästa miljöklassen.

Biogastekniken bör ställas i relation till de alternativa behandlings- och energiproduktionsmetoder som står till buds. Ett entydigt svar på vilken metod som är bäst finns inte, det beror på typen av avfall eller bränsle. Förbränning som behandlingsmetod för organiskt avfall kan vara billigare och ge större energiutbyte än rötning, medan rötning har den stora fördelen att den möjliggör återförande av avfallets innehåll av näringsämnen till jordbruksmarkerna. En förutsättning för detta är naturligtvis att föroreningshalterna i rötresten är tillräckligt låga. Det är därför av stor vikt att förhindra ”inläckage” av t ex tungmetaller i systemet, så att denna fördel inte går förlorad. Fördelen med rötning jämfört med kompostering är att energiinnehållet i avfallet/råvaran tas bättre tillvara i och med biogasproduktionen.

Biogas är ett bränsle av hög kvalitet, d v s den har hög exergi, vilket gör den användbar för många olika tillämpningar. Dess enhetliga kolvätesammansättning gör det möjligt att nå låga emissionsnivåer, använda enkel processutformning eller producera elektricitet med hög elverkningsgrad, för att ta några exempel. Att använda biogas för enbart värmeproduktion innebär, även om det sker med hög ”energiverkningsgrad”, stora exergiförluster. Denna uppgift klarar bränslen av lägre kvalitet, t ex trädränsle, lika bra. Ofta finns även spillvärme av olika slag. Biogasen bör ur miljöhänseende användas i de tillämpningar där emissionsnivåerna minskas mycket jämfört med alternativa bränslen eller där alternativa förnybara bränslen saknas. I praktiken innebär detta (åtminstone i dagens läge) att biogasen gör bäst nytta som fordonsbränsle, i synnerhet då den ersätter diesel (Lindberg, 1999).

2.2 Användning

2.2.1 Möjliga användningsområden

Biogasens metaninnehåll gör att den kan användas för:

- Värmeproduktion
- Kraft- eller kraftvärmeproduktion
- Fordonsbränsle

Värmeproduktion

Biogas kan eldas i konventionell gaspanna som ställts in efter den aktuella gasens wobbeindex. De modifieringar som måste göras av brännare konstruerade för andra bränningsgas (naturgas, stadsgas, gasol) består av ändring i brännarmunstyckets diameter och av brännarens arbetstryck. Värmeproduktionen kan ske i en panncentral för vidare leverans av värmen i ett fjärrvärmenät, eller lokalt hos förbrukarna dit gasen distribueras i ett gasnät (Ström, 1991).

Då gasen skall distribueras i ett gasnät måste den torkas för att undvika kondensation i nätet. Vattnet kan annars orsaka korrosion tillsammans med koldioxiden och svavelväte i biogasen. Svavelväte kan behöva avskiljas ifall halterna är höga, eftersom det annars bildas försurande svaveldioxid vid förbränningen. Biogasens koldioxidinnehåll är inget problem utan kan snarast ses som en tillgång då den bidrar till att hålla förbränningstemperaturen och därmed kväveoxidbildningen nere. Alltför låga metanhalter kan dock medföra problem med antändning av gasen. Då man vill använda en gas med låg metanhalt för värmeproduktion är troligen fläktbrännare det bästa alternativet (Alm, 1998). Metanhalten måste dock vara över 45 – 50%, även med denna typ av brännare (Carlson, 1998).

Kraft- eller kraftvärmeproduktion

Det vanligaste sättet att producera el med biogas är i en gasmotor. I större effektstorlekar, över ca 1 MW_{el}, används vanligen dieselmotorer som försetts med någon form av tändhjälp, t ex tändstift eller insprutning av en liten mängd dieselolja. Även ottomotorer kan användas. Elverkningsgraden för dessa är lägre än för dieselmotorerna och ottomotorer används därför i mindre effektstorlekar. I intervallet 1 – 2 MW_{el} kan båda typerna komma ifråga.

Biogas som skall förbrännas i en gasmotor bör renas från stoft och korrosiva komponenter ifall halterna är höga. Viss avskiljning av vatten kan också behövas.

Dessa anläggningar utnyttjas normalt som kraftvärme där spillvärmets utnyttjas internt eller i fjärrvärmennät. I biogassammanhang kan situationen dock vara sådan att annan avsättning för gasen saknas och att denna därför måste facklas bort om den inte används för elgenerering. Det kan då vara fördelaktigt att köra anläggningen även om värmen inte kan avsättas. Gasmotorn kräver dock kontinuerlig kylning av smörjolja och motormantel. Om inga andra möjligheter till kylning finns, kan därför motoreffekten behöva dras ned och gas facklas av då värmebehovet minskar (Ström, 1991).

Fordonsbränsle

Biogas kan, efter att ha anrikats på metan, användas som drivmedel för fordon. Teoretiskt kan även fordonsmotorer anpassas till drift med ”rå” biogas, men höga utvecklingskostnader gör att man använder sig av motorer som ursprungligen konstruerats för bensin- eller dieseldrift. Genom anrikning av biogasen kan denna användas som fordonsbränsle på samma sätt som naturgas. Flera andra skäl talar också för att anrika biogasen. I fordonsammanhang är det önskvärt att ha ett så energirikt bränsle som möjligt för att öka räckvidden och minska arbetet för komprimering av bränslet. Dessutom är det nödvändigt med en enhetlig kvalitet, så att fordonen fungerar optimalt oavsett var de tankas.

De flesta gasdrivna personbilar har bensinmotorer som kompletterats med en gastank och ett separat bränslesystem för gas. Vanligen utförs konverteringen så att möjligheten till bensindrift kvarstår. Detta innebär att kompressionsförhållandet bibehållits trots att biogas har ett betydligt högre oktantal än bensin. Verkningsgraden vid gasdrift är därför lägre än vad som är möjligt vid en fullständig anpassning av motorn till gasdrift. Tunga gasdrivna fordon (bussar och lastbilar) har vanligen konverterade dieselmotorer där bränslesystemet helt har anpassats för gas. Konverteringen är svårare att utföra eftersom ingrepp i motorn måste göras med bl a sänkning av kompressionsförhållandet. Möjligheten till dieseldrift försvinner i och med konverteringen.

Biogas som skall användas som fordonsbränsle måste torkas till en låg daggpunkt så att kondensation och efterföljande korrosion inte inträffar vid de höga tryck som råder i gastankar och gaslager. Korrosiva komponenter måste också begränsas (Brolin et al., 1995).

2.2.2 Dagens användning

Den vanligaste användningen av biogas idag är för värmeproduktion. De flesta anläggningarna utnyttjar gasen för eget värmebehov och på en del håll tillförs värmen ett fjärrvärmenät. Värmeproduktion sker även lokalt hos industrier, växthus eller andra större förbrukare efter leverans i ett lokalt biogasnät. El produceras till övervägande del i s k Totemaggregat, vilka utgörs av en gasmotor kopplad till en generator med värmeutvinningsutrustning. Varje aggregat producerar ca 15 kW el och 39 kW värme. Vid ett fåtal reningsverk finns större gasmotorer för biogas installerade. Totalt installerad effekt uppskattas till knappt 20 MW_{el} (Lindberg, 1996).

På senare år har biogasen alltmer börjat användas som fordonsbränsle. Sett till den sammanlagda biogasproduktionen i Sverige är emellertid denna del ännu förhållandevis liten. Större anläggningar för rening av biogas till fordonskvalitet finns bl a i Linköping, Trollhättan, Uppsala och Stockholm. Framför allt är det kommunernas egna fordon och bussflottor som använder gasen. Motiven är framför allt goda miljöprestanda för de gasdrivna fordonen, men även fördelen av att den egenproducerade biogasen ersätter diesel som annars behöver köpas in.

2.2.3 Omfattning

Nuvarande biogasproduktion

Enligt en inventering av Sveriges biogasanläggningar som gjordes 1996 uppskattades den totala biogasproduktionen till ca 1,35 TWh per år. Den största delen, 0,81 TWh, utvinns vid rötning av avloppsslam. Resterande utvinns i deponier och bioceller (0,43 TWh), industriella anläggningar (0,10 TWh), samrötning av avfall (0,02 TWh) samt en mycket liten del från lantbruksanläggningar (0,003 TWh) (Lindberg, 1997).

Biogasproduktionen kan jämföras med den totala svenska energianvändningen vilken uppgår till ca 400 TWh/år, och användningen av naturgas vilken uppgår till ca 10 TWh/år (Energimyndigheten, 1998). Biogasens andel av den totala energiproduktionen är således liten. Detta betyder dock inte att biogasen saknar betydelse – biogasen från t ex ett reningsverk kan förse en stor andel av stadsbussarna i en stad eller region med bränsle och kan således starkt bidra till att förbättra stadsmiljön.

Framtida potential

Den totala potentialen för utvinning av biogas i Sverige uppskattas till ca 17 TWh/år på 10 års sikt. Framför allt är det lantbruksrelaterade biomassor som beräknas kunna rötas i ökad omfattning. Dess potential utgör ca 14 TWh/år, varav ca 3 TWh/år utgörs av vallgröda (Nordberg et al., 1998).

2.3 Problembeskrivning

Dagens biogasanvändning innebär ofta dåligt energiutnyttjande. Två huvudsakliga skäl finns till detta:

Användningssätt

Den stora andelen av biogasen som används för värme- och elproduktion medför ofta att avsättningsproblem uppstår. Värme- och elbehovet uppvisar stora säsongsvariationer, medan biogasproduktionen normalt är relativt konstant över året. Biogas kan då speciellt sommartid behöva facklas av. Möjligheterna att styra över biogasproduktionen från perioder med låg förbrukning till perioder med hög förbrukning är små, med tanke på att substratet är avfall som måste tas om hand på något sätt. Lagring av den färdiga biogasen är dyrt och skrymmande. På många håll finns dessutom troligen utrymme för energieffektiviseringar vid biogasanläggningarna, särskilt där biogasen helt eller delvis saknar annan avsättning än intern. Incitamenten att energieffektivisera är då låga.

Dagens användning av biogas är, även bortsett från energiförlusterna, inte optimal ur miljösynpunkt. Uppvärmning av t ex rötkammare och fjärrvärmevatten kan ske med andra bränslen, även förnybara, med emissionsnivåer som inte skiljer sig så mycket från biogasens. Man tar därmed inte vara på möjligheten att använda biogasen i tillämpningar där miljöfördelarna är större.

Lokalisering

I dagsläget finns inga biogasanläggningar vars huvuduppgift är att producera biogas. Biogasproduktionen sker istället där det finns behov av att behandla organiskt avfall, dvs till största delen vid reningsverk och avfallsupplag. Då dessa av förklarliga skäl placeras utanför stadskärnor och samhällen, sker biogasproduktionen inte där energibehovet är som störst.

Möjliga förbättringar

Effektivare utnyttjande av biogasen kan erhållas genom:

- Införsel på naturgasnät eller stadsgasnät (naturgas/luft-nät)
- Användning som fordonsbränsle

Genom att föra in biogasen på ett (lokalt) naturgasnät eller stadsgasnät kan kundunderlaget ökas. Tanken är, att skapa ett så stort kundunderlag att uttaget i nätet alltid överstiger biogasproduktionen, även om uttaget i nätet varierar. Biogasen läggs då som baslast, och naturgasen täcker upp för resterande förbrukning. På detta sätt kan all biogas avsättas, samtidigt som kunderna har gasleveranserna säkrade.

Distribution av biogas i naturgasnät ger även ökade möjligheter till att använda biogasen som fordonsbränsle, eftersom man då får tillgång till eventuella tankningsstationer inkopplade till nätet. Fordonsbränsleanvändning har fördelen av att förbruk-

ningen inte varierar så mycket som då biogasen används för värme- och elproduktion. Dessutom erhålls, som tidigare nämnts, de största miljöfördelarna då biogasen används till detta ändamål, speciellt då den ersätter diesel. Införsel av biogas på naturgasnät är dock inte helt problemfritt. De främsta anledningarna är:

- Biogasen innehåller fukt och i vissa fall korrosiva komponenter vilket kan orsaka korrosion i nätet och hos användarna.
- Biogasens förbränningstekniska egenskaper skiljer sig från naturgasens vilket kan ge försämrad funktion hos ansluten gasutrustning och ökade emissioner av miljöstörande ämnen.
- Biogasens energivärde skiljer sig från naturgasens vilket kan ge problem med debitering av försåld gas.
- Flödet i naturgasnätet varierar vilket påverkar/begränsar avsättningsmöjligheterna.

Hur dessa problem kan hanteras i olika system beskrivs i resterande del av denna rapport. I de flesta fall innebär lösningen att biogasen innan den införs på nätet måste behandlas. Under vissa förutsättningar, vilka diskuteras i kapitel 4, kan det också bli nödvändigt att komplettera biogasbehandlingen med tillsats av propan (gasol) för att undvika problem med debitering av kunderna.

3 Teknik för gasbehandling

Det finns ett flertal tekniker för rening av biogas. Då biogasen skall distribueras i naturgasnät eller användas som fordonsbränsle krävs rening från korrosiva komponenter (främst svavelväte), partiklar och vatten, samt höjning av energivärdet genom borttagande av koldioxid. De vanligaste metoderna för att avlägsna koldioxid klarar även att rena från de övriga skadliga komponenter som normalt kan förekomma i biogas från röt-kammare. Svavelväte och partiklar kan emellertid orsaka korrosion eller mekaniskt slitage i kompressorer eller på annat sätt störa processen för koldioxidavskiljning, varför en föravskiljning av dessa komponenter rekommenderas då halterna är höga. Svavelväte kan också behöva avskiljas separat för att undvika luktproblem eller utsläpp av svaveldioxid vid förbränning av de avskilda gaserna.

Kväve är mycket svårt att avskilja och det finns idag ingen kommersiell teknik för kväverening. Vanligen försöker man istället uppnå låga kvävehalter genom att minska inläckaget av luft till systemet, t ex genom att en delström tas ifrån de djupare delarna av avfallsupplag eller genom minskat suggastryck. Nackdelen med minskat suggastryck är risk för ökat metanläckage från deponin. Kväveavskiljning och rening från övriga komponenter speciella för deponigas, behandlas inte i denna rapport. Erfarenheterna från t ex Tours i Frankrike och Puente Hill i Los Angeles, USA, visar dock att det är fullt möjligt att producera biogas med hög metanhalt utifrån deponigas (Brolin, 1997).

De tekniker för gasbehandling som redovisas nedan skall inte ses som en heltäckande redovisning av metoder som kan användas för biogasrening. Ett urval har gjorts baserat på de gasflöden som är normalt förekommande för biogasanläggningar och kommersiell tillgänglighet.

3.1 Koldioxidavskiljning

Nedan redovisas de metoder för koldioxidavskiljning som finns kommersiellt tillgängliga och där referensanläggningar finns. Dessa metoder renar också från svavelväte och ammoniak ner till låga nivåer. Vatten återfinns i gasen efter metoden med tryckvattenabsorption. De övriga metoderna ger en gas med låg daggpunkt och kräver därför ingen ytterligare torkning.

En ännu inte färdigutvecklad uppgraderingsmetod är processintern metananrikning. Den bygger på att röt-slammet förs ut ur röt-kammaren varvid koldioxiden drivs av med luft innan slammet förs tillbaka till röt-kammaren. De försök och beräkningar som gjorts tyder på att det går att få mycket god ekonomi med denna metod (Lindberg, 1999).

Tryckvattenabsorption

Absorption i vatten är den mest använda tekniken för avskiljning av koldioxid från biogas. Tekniken, som ofta kallas för vattenskrubber, bygger på att koldioxid, men

även svavelväte och ammoniak, har högre löslighet i vatten än vad metan har. Även partiklar avskiljs. Separationen påverkas av en rad faktorer, bl a arbetstryck, vattenflöde, vattentemperatur, tornhöjd, rågasflöde och metanhalt i rågasen.

Absorptionen utförs i en trycksatt kolonn där vattnet och gasen möts i motström varvid rågasen tillsätts i botten och den behandlade gasen tas ut i toppen. Kolonnen fylls med ett packningsmaterial för att öka kontaktytan mellan gas och vätska. Vanligtvis är arbetstrycket 6 – 25 bar och kolonnhöjden 5 – 10 m. Den behandlade gasen är mättad med vatten och behöver därför torkas efter vattenskrubbern.

Processen kan utformas med enkel genomgång av vattnet eller med regenerering av vattnet. Enkel genomgång förutsätter mycket god vattentillgång, men även då vattnet regenereras behöver en mindre del bytas ut kontinuerligt. Regenerering av vattnet sker i en desorptionskolonn, antingen genom trycksänkning med vacuum eller genom trycksänkning kombinerat med avdrivning med luft. Regenerering minskar naturligtvis vattenåtgången, men det sker till bekostnad av högre energiförbrukning. Då svavelvätehalterna är höga kan regenerering genom avdrivning med luft leda till att syret i luften reagerar med svavelvätet så att elementärt svavel fälls ut (Lloyd, 1999; Maltesson, 1997).

Metanförlusterna från en vattenskrubber är vid de enklaste typerna av processutformning 5 – 10 %. De kan dock sänkas till mycket låga nivåer genom att trycket sänks i två eller flera steg, där gasen från mellantrycket återförs till gasklockan eller rågasflödet. De moderna anläggningar som byggts i Trollhättan, Linköping och Uppsala under 1996 beräknas ha metanförlost betydligt under 2% (Maltesson, 1997). Då endast en mindre del av gasproduktionen tas ut för uppgradering, ges möjligheten att återföra all restgas till gasproduktionssidan så att metanförlost i det närmaste elimineras (Rahm et al., 1997).

Metanhalt i produktgasen på över 97% med metanförlost runt 1% utlovas av en leverantör. Normalt dimensioneras anläggningarna för att garantera en högsta koldioxidhalt vid sämsta tänkbara driftsfall. Vid gynnsammare förhållanden erhålls då en gas med lägre koldioxidhalt (Lloyd, 1999).

Absorption i selexol

En selexolanläggning är till princip och uppbyggnad mycket lik en regenerativ tryckvattenabsorptionsanläggning. Selexol består av en dimetyleterblandning som likt vatten löser koldioxid, ammoniak och svavelväte. Lösligheten för dessa komponenter är dock betydligt högre i selexol, varför anläggningen kan göras mindre. Selexol löser dessutom vatten samt längre och klorerade kolväten, är lågflyktig, har låg fryspunkt och är icke korrosiv.

Den höga lösligheten för koldioxid och svavelväte gör selexol mer svårregenererad än vatten. Förutom trycksänkning används normalt även temperaturhöjning för regenereringen. Då svavelvätehalterna är låga kan avdrivning med luft vara ett alternativ.

I en selexolanläggning kan koldioxiden avskiljas ned till tiondelar av procent. Om rågasen är luftfri och regenereringen utförs utan luftgenomblåsning kan således metanhalt nära 100% erhållas. Vid ett luftinnehåll i rågasen av maximalt 0,5% och med regenerering med luftgenomblåsning ska produktgasen kunna hålla minst 97% metanhalt (Lloyd, 1999; Lindberg, 1998; Maltesson, 1997).

Kolmolekylsikt (PSA)

Kolmolekylsiktar bygger på fysikalisk adsorption, där gaser separeras genom att de binds till ytan av ett kolbaserat packningsmaterial med stor specifik yta och enhetlig porstorlek. De har fått sitt namn av att adsorptionsmaterialet även separerar gaserna beroende på deras molekylstorlek. Metoden kan användas för att separera koldioxid, svavelväte, ammoniak och vatten från biogas. Vatten och svavelväte minskar dock kapaciteten för koldioxidavskiljningen och kan ge korrosionsproblem. En föravskiljning av dessa är därför lämplig.

Adsorptionen sker under ett tryck av 5 – 10 bar i en kolonn fylld med adsorptionsmaterial. Den orenade gasen tillförs i botten och renad gas tas ut i toppen. Adsorptionsmaterialet mätts efter hand med koldioxid och behöver då regenereras.

En kolmolekylsikt består normalt av fyra torn som växelvis används för gasrening och regenerering. Regenerering sker genom trycksänkning, först till atmosfärstryck och sen till ett sluttryck av 50 – 100 mbar m h a en vacuumpump. Förfaringssättet med regenerering genom trycksänkning kallas allmänt för PSA (Pressure Swing Adsorption). Efter gasreningen sätts vanligen en utjämningstank, eftersom metanhalten inte är konstant ifrån processen.

Metanhalt på >98% och metanförluster under 2% utlovas av en leverantör (Himmelstrup, 1999; Maltesson, 1997).

Membranseparation

Vid membranseparation separeras gaser genom att deras molekyler har olika transporthastighet genom ett membran. Den drivande kraften är skillnaden i partialtryck över membranet. För att få en bra separation och liten anläggning sker processen under relativt högt tryck, normalt 20 – 30 bar. Koldioxid, vatten, svavelväte och vätgas är alla mer permeabla än metan och kan därför skiljas från biogasen med denna metod. För att skydda anläggningen mot korrosion kan svavelväte behöva föravskiljas. Kondensation minskar membranens effektivitet, varför även torkning eller uppvärmning av gasen innan membranen kan behövas.

Anläggningen utformas för att få så stor yta i förhållande till volymen som möjligt, vanligen enligt endera av följande system:

- **Hålfiber.** En hålfibermodul består av tunnväggiga rör av membranmaterial som packas i knippen i ett tryckkärl.
- **Spiralmodul.** Denna består av membranark som tillsammans med ett nät rullas kring en perforerad stav.

Efter hand som separationen fortskrider minskar partialtrycken för de gaser som separeras ut och därmed den drivande kraften för separationen. Samtidigt ökar metanets partialtryck så att en större mängd metan passerar membranet. För att få ner metanförlusterna på en acceptabel nivå måste separationen ske i en tvåstegsprocess med hög grad av recirkulation. På detta sätt kan metanhalter på 97 – 98% uppnås, med metanförluster i storleksordningen några procent.

Det höga trycket i kombination med stor recirkulation gör att elförbrukningen blir högre än för de tidigare beskrivna metoderna (Brolin et al., 1995; Maltesson, 1997; Ström, 1991).

3.2 Svavelväteavskiljning

Eftersom de ovan angivna metoderna för koldioxidavskiljning även avskiljer svavelväte till låga nivåer, redovisas här endast lämpliga metoder för grov avskiljning av svavelväte.

Grov avskiljning av svavelväte kan behövas av följande skäl:

- Föravskiljning behövs för att inte störa processen för koldioxidavskiljning. Det blir då också enklare att erhålla tillräckligt låg svavelvätehalt i produktgasen.
- Undvika lukt- och miljöproblem från utsläpp av svavelväte.
- Undvika utsläpp av svaveldioxid i de fall då restgasen från koldioxidavskiljningen förbränns.

Fällning med järnklorid

Detta är en mycket enkel metod som kräver mycket små investeringar. Genom att tillsätta järnklorid direkt till röt-kammaren kommer svavelvätet att reagera till svårösliga järnsalter som sedan följer med rötslammet. På detta sätt kan svavelvätehalterna sänkas från i storleksordningen 2000 till 100 ppm.

Nackdelen med denna metod är att det kan vara svårt att beräkna hur mycket järnklorid som ska tillsättas, eftersom svavelvätehalterna beror av typen av avfall som rötas. För att vara säker på att få tillräckligt låga svavelvätehalter i biogasen måste man därför överdosera (Lindberg, 1998; DGC, 1994).

Reaktion med järnoxider

Svavelväte avskiljs här genom att gasen får passera genom en bädd av järnoxidhaltigt material i en reaktor. Processen är selektiv mot svavelväte och kan ske under atmosfärstryck. En rad olika järnoxidhaltiga material kan användas, t ex myrsmalm eller järnsvamp, såväl som för ändamålet framställda pellets, t ex SulfaTreat. Fördelen med myrsmalm och järnsvamp är att de är billigare än industriellt framställda pellets. Pellets har dock betydligt högre kapacitet och behöver därför inte bytas ut lika ofta.

De flesta av järnoxidmaterialen, dock ej SulfaTreat, kan regenereras, men för småskaliga anläggningar är det vanligare att materialet ses som förbrukningsmaterial som byts ut och deponeras då det blivit mättat (Ström, 1991; Braga, 1999).

Biologisk rening

Biogas kan renas från svavelväte i en reaktor fylld med en bädd av fyllnadsmaterial och en H₂S-oxiderande bakterie. Bakterierna behöver fukt och näringsämnen vilket tillförs genom vatten som sprayas över bädden. Oxidationen förutsätter tillgång till syre vilket tillgodoses antingen genom tillförsel av luft eller, då man vill förhindra inblandning av luftkväve, tillförsel av syrgas. Syrgasen förbrukas i processen och tillförseln regleras på ingående H₂S-halt. För större anläggningar kan det löna sig att investera i en syregenerator, annars köps syrgas in på tub.

Biologisk avsvavling har fördelen av att vara mycket billig i drift. Slutprodukten från processen är elementärt svavel eller svavelsyra. Metoden kan också användas för att avskilja svavelväte ur restgasen från koldioxidavskiljningen (Himmelstrup, 1999; Lindberg, 1999).

NaOH-absorption (luttvätt)

Natriumhydroxidlösningar kan användas för att avskilja svavelväte ur biogas. Även andra alkaliska lösningar kan användas, t ex kaliumhydroxid eller kalciumhydroxid. Processen är icke regenerativ genom att svavelvätet reagerar med natriumhydroxiden till ett svårslösligt salt. En del natriumhydroxid kommer också att åtgå för reaktion med koldioxid, eftersom processen inte är selektiv m a p svavelväte.

Utrustningen består av ett absorptionstorn och en enhet för avskiljning av utfällt salt. Det utfällda saltet måste sedan deponeras eller tas om hand på annat sätt. Metoden lämpar sig förmodligen bäst för mindre anläggningar och för en mycket grov svavelavskiljning, eftersom stora gasflöden ger hög kemikalieförbrukning och stor mängd restprodukt att ta hand om (Ström, 1991; Lindberg, 1999).

Apollo biogasskrubber

Detta är en nyutvecklad metod som bygger på katalytisk oxidation kombinerat med en speciell omrörningsanordning i en reaktor för hög massöverföringshastighet. Fördelar är låg kemikalieförbrukning, slutprodukt i form av elementärt svavel, låg känslighet för varierande flöde och svavelvätehalter i ingående gas (Walton, 1999).

Metoden är jämförbar med biologisk avsvavling och kan liksom denna även användas för avskiljning av svavelväte ur restgasen från koldioxidavskiljningen. Den är dock dyrare i investering och lämpar sig förmodligen bäst för stora gasflöden med höga och varierande svavelvätehalter.

3.3 Vattenavskiljning (torkning)

Vatten kan behöva avskiljas från biogasen för att undvika vatten- och isproppar i gassystemet. Torkning minskar också korrosionsrisken, speciellt då andra potentiellt korrosiva komponenter (t ex svavelväte och koldioxid) finns närvarande, eftersom deras korrosiva inverkan är mycket liten i frånvaro av vatten (ISO).

Vissa av metoderna för koldioxidavskiljning avlägsnar även vatten till låga nivåer. I de fall då en separat vattenavskiljning behövs, kan någon av följande metoder användas.

Kondensationsprocesser

Gasers vattenhållande förmåga minskar med ökande tryck och med minskande temperatur. Genom att kyla och/eller komprimera en fuktmättad gas kommer därför vatten att kondenseras ut och daggpunkten att sänkas.

Kondensavtappning

Den enklaste formen av vattenavskiljning är att låta vatten kondensera ut i ett gassystem som är utrustat med kärl i lågpunkterna där kondensatet samlas upp. Dessa kärl tappas av automatiskt eller manuellt då behov föreligger. Kondensavtappning är oftast tillräckligt då gasen skall användas för värmeproduktion i lågtryckssystem (Brolin et al., 1995).

Kompression och kylning

Genom att kyla en gas kan daggpunkten sänkas till några få plusgrader vid aktuellt tryck. Kylningen kan eventuellt föregås av kompression för att ytterligare sänka daggpunkten.

Kompression och kylning är en lämplig metod för de flesta lågtryckstillämpningar eller för att sänka vattenhalten före en PSA-anläggning för koldioxidavskiljning (Himmelstrup, 1999; Brolin et al., 1995).

Adsorption

För att nå de låga daggpunkter som krävs för t ex fordonsdrift kan man låta gasen passera en reaktor fylld med regenererbart torkmedel, vanligen aluminiumbaserade zeoliter eller kiselgel. Anläggningen utgörs av två parallella reaktorer som omväxlande används för adsorption eller regenerering. Regenereringen kan ske genom uppvärmning eller med genomblåsning av en delström av den renade gasen. Då den senare metoden används, återförs ca 5% av den renade gasen till rågasen (Carlson, 1999; Ström, 1991).

Med adsorptionstorkning kan mycket låga daggpunkter erhållas, under -40°C vid 250 bar (Rahm et al., 1997).

3.4 Övrig gasbehandling

Partiklar avskiljs i mekaniska filter av textil eller papper före kompressorer i gassystemet, t ex före gasreningsanläggningen eller vid tankningsstationer. Filtrets porstorlek anpassas efter största tillåtna partikelstorlek hos den reade gasen. För tankstationer krävs en avskiljning ner till 5 µm vilket kan uppnås med en kombination av grovfilter och finfilter med utbytbara filterpatroner. Filter används även för att avskilja oljerester som kan tillföras gasen vid komprimering (Brolin et al., 1995).

Ammoniak förekommer normalt endast i låga halter och någon separat ammoniakavskiljning behövs vanligen inte. Den ammoniak som kan förekomma avlägsnas i stället i samband med koldioxidreningen eller genom att den löses i kondensvatten då gasen torkas (Lindberg, 1999).

Halogenerade kolväten kan finnas i deponigas. Dessa kan orsaka korrosion och behöver därför avlägsnas då deponigas skall påföras ett naturgasnät. Den vanligaste metoden för rening från halogenerade kolväten är adsorption på aktivt kol i en process som regenereras genom trycksänkning och genomblåsning av varm gas (Lindberg, 1999).

Odorisering av biogasen krävs då denna skall distribueras i nät eller användas som fordonsbränsle. Detta för att gasen som annars är luktlös skall kunna upptäckas vid ett eventuellt läckage. En gasblandning med luft som uppgår till högst 20% av undre brännbarhetsgränsen skall kunna uppfattas av en person med normalt luktsinne. Som odoriseringsmedel används vanligen THT (tetrahydrotiofen, C₄H₈S). De halter som används för odorisering av naturgas är 10 – 20 mg/Nm³. THT är svavelinnehållande, varför gränsvärden för svavel måste beaktas (Jacobsen, 1996; DGC, 1999).

3.5 Förbränning av restgas

Uppgradering av biogas medför vanligtvis förluster av metan. Svårigheter med att förbränna förlustgasen p g a dess låga energiinnehåll gör att denna oftast släpps ut oförbränd. Detta minskar naturligtvis miljövinsten av att uppgradera biogas, och man strävar därför efter att hålla metanförlusterna så låga som möjligt. Låga metanförluster ställer dock höga krav på reningsanläggningen vilket ger höga investeringskostnader. Driftkostnaderna ökar också genom att en större andel av den renade gasen måste recirkuleras. Förbränning av restgasen har följande fördelar:

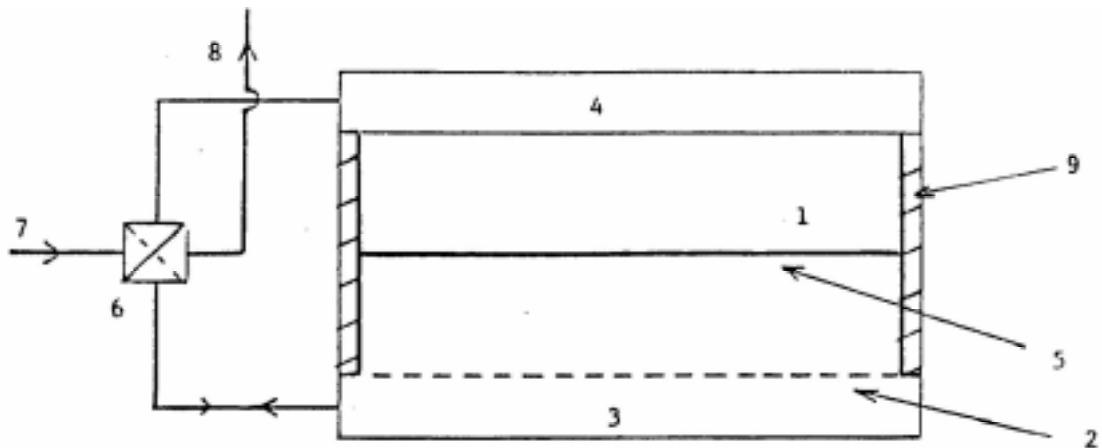
- Reducerade metanutsläpp till atmosfären.
- Anläggningen för koldioxidavskiljning kan göras billigare genom att den inte behöver optimeras för låga metanförluster.
- Driftkostnaderna för gasreningen kan minskas genom minskad recirkulation.
- Högre metanhalt i produktgasen kan enklare erhållas, då metanhalten i restgasen kan tillåtas öka.
- Minskade luktproblem.

Vid förbränningen överförs gasens eventuella innehåll av svavelväte till svaveldioxid. Förbränning kan därför inte, åtminstone då svavelvätehalterna är höga, ersätta andra metoder för att behandla förlustgasen där syftet främst är att avskilja gasens svavelväteinnehåll, t ex biologiskt filter.

Restgasens låga energiinnehåll medför att konventionell förbränning kräver stor insats av externt tillförd energi. En teknik för förbränning av gaser med lågt energiinnehåll är förbränningsväxlare. Det vanligaste användningsområdet för denna är behandling av ventilationsluft från tryckerier, lackeringsanläggningar och liknande, men den bör även kunna användas för förbränning av restgas från biogasrening. Tekniken är dock oprövad i denna tillämpning.

Förbränningsväxlare

Principen för förbränningsväxlaren är att gasen som skall behandlas leds genom en bädd av sand där den förbränns och avger sitt värme. Sanden kyls av den inkommande gasen genom att omväxlande ändra gasens flödesriktning. Principen för förbränningsväxlaren ses i figur 3.1. Förbränningen sker utan låga vid en temperatur av 850 – 950°C vilket ger låga emissionsvärden. Den behandlade gasen lämnar bädden vid en temperatur av endast ca 20 grader över gasens inloppstemperatur, vilket ger mycket låga energiförluster.



Schematisk bild av reningsanläggning: 1 bädd av grus, som vilar på en perforerad plåt 2 och är omgiven av luftfördelningslådor 3 och 4. I mitten av bädden ligger elvärmeslingor 5, jämnt utbredda i ett plan. Luften fås medelst spjällanordningen 6 att passera bädden ömsevis uppåt och ömsevis nedåt. 7 inlopp för orenad luft. 8 utlopp för renad luft. 9 värmeisolering.

Figur 3.1 Ur "Förbränningsväxlare för destruktion av organiska föroreningar", av Björn Heed.

I en förbränningsväxlare kan gaser med en metanhalt av endast ca 1000 ppm förbrännas utan tillsats av extra energi. Denna halt överstigs med god marginal i den förlustgas som lämnar biogasreningsanläggningar, även sedan förbränningsluft tillsatts. Processen kan utrustas med värmewäxlare för att tillvarata överskottsenergi. Därvid kan ca 70% av energiinnehållet i gasen återvinnas. Den återvunna värmen kan sedan användas för uppvärmning av t ex rötkammare (Heed, 1999; Sjögren, 1999).

Förbränningsväxlare är en patenterad process som saluförs av Megtec Systems AB.

4 Biogas till naturgasnät

4.1 Tekniska förutsättningar

Införelse av biogas på naturgasnät medför vissa tekniska svårigheter vilka först måste övervinnas. Som framgick av problembeskrivningen i avsnitt 2.3 ställs krav på gasens kvalitet och på att det måste gå att debitera kunderna korrekt. Nedan beskrivs hur dessa krav kan uppfyllas under varierande tekniska förutsättningar.

4.1.1 Kvalitetskrav

Biogas och naturgas har olika förbränningstekniska egenskaper och kan inte utan vidare bytas mot varandra. För att kunna använda biogas i apparatur anpassad för naturgas krävs att man höjer biogasens energivärde genom att avskilja koldioxid, samt avlägsnar korrosiva komponenter, främst svavelväte. Tekniker för uppgradering av biogas beskrivs i kapitel 3.

De krav som ställs på tillåten gaskvalitet anförs normalt till gasens wobbeindex. Om wobbeindex ligger inom tillåtet intervall, så skall säkerheten vid gasanvändningen garanteras. Detta gäller vid ersättning mellan olika gaser inom samma "gasfamilj", vilket är fallet med de huvudsakligen metaninnehållande gaserna (uppgraderad) biogas och naturgas. Dessutom ställs krav på att begränsa korrosiva komponenter, främst för att skador eller slitage inte skall uppstå i naturgasnätet och hos användarna (DGC, 1994).

Vid fordonsdrift är bränslets knackningsegenskaper viktiga. Biogas har goda knackningsegenskaper och några problem i detta avseende bör därför inte uppstå.

Tillåten variation i wobbeindex

Det högsta wobbeindex som kan erhållas i uppgraderad biogas (om ingen annan brännbar gas tillsätts), är det för ren metan. Wobbeindex för metan ($53,5 \text{ MJ/Nm}^3$) är lägre än wobbeindex för naturgas (ca $54,8 \text{ MJ/Nm}^3$). Inblandning av biogas medför därför att wobbeindex hos gasblandningen blir lägre än hos den naturgas som annars levereras.

Wobbeindex (övre) för naturgas bör enligt leveransbestämmelserna ligga inom intervallet $52,34 - 56,52 \text{ MJ/Nm}^3$ och variationen hos den aktuellt levererade gasen bör hållas inom $\pm 5\%$ (Jönsson, 1999; DGC, 1994). De svenska kraven överensstämmer med leveransbestämmelserna i de flesta andra europeiska länderna och man har i praktiken ganska stor frihet att leverera gas med olika kvaliteter. Utgångspunkten i denna studie har emellertid varit att en biogasinmatning inte skall försämra emissionsvärden eller funktion hos den utrustning som är kopplad till nätet. Vid en planerad inblandning av biogas i ett naturgasnät bör en översyn göras över de inkopplade abonnenterna, för att identifiera de som är mest känsliga för varierande gaskvalitet. I de flesta fall är det förmodligen pannor med fast inställd brännare som är

känsligast, dvs enklare utrustning som t ex villapannor. Industriell utrustning klarar normalt större variationer i wobbeindex, genom att ingående förbränningsluft regleras på avgassammansättningen. I de fall tunga fordon med lean-burnteknik tankas med gas från det aktuella nätet, måste hänsyn tas till även till dessa.

Pannor med fast inställd brännare

Pannor med fast inställd brännare har vid installationen ställts in så att mängden förbränningsluft anpassats för den aktuella brännigasens wobbeindex. Då wobbeindex avviker från inställt värde försämras först emissionsvärdena och vid större variationer även verkningsgrad och funktion. Den variation i wobbeindex på $\pm 5\%$ som normalt tillåts för naturgasen, bedömdes som en "rimlig" nivå av en pannleverantör (Carlson, 1998). Dessa gränser har dock ännu inte testats i praktiken, eftersom den danska naturgas vi använder i Sverige hittills haft en relativt stabil kvalitet.

Förbränning i panna sker idealt vid stökiometriskt förhållande mellan bränsle och luft. En ökning av brännigasens wobbeindex ger därför ofullständig förbränning med ökade utsläpp av kolväten och koloxid. Större ökning kan medföra att pannan överhettas. En minskning i wobbeindex, vilket är fallet då biogas blandas in i naturgas, har troligtvis inte lika stora negativa effekter på emissionsvärden och funktion. För att fastställa hur lågt wobbeindex som kan tillåtas måste emellertid ytterligare försök göras.

Fordonsmotorer med lean-burnteknik

Lean-burnteknik är den vanligaste principen för tunga fordon. Bl a Volvo och Scania använder sig av denna teknik. I korthet innebär lean-burn att motorn arbetar vid stort luftöverskott för att nå låga emissionsnivåer och öka verkningsgraden. Vid lean-burndrift strävar man efter att arbeta så nära magergränsen som möjligt för att minska utsläppen av kväveoxider, dvs bränsleblandningen är så mager som är möjligt utan att motorn misständer.

En relativt liten minskning av bränslets wobbeindex medför att bränsleblandningen blir så mager att körbarheten försämras. En ökning av wobbeindex ger inga omedelbara driftsstörningar, men leder till ökade kväveoxidutsläpp. Det finns i dagsläget ingen teknik för att styra ingående bränsleblandning på avgassammansättningen vid drift med luftöverskott, varför variationen i wobbeindex bör begränsas till $\pm 2\%$ (Jalnäs, 1999).

Lean-burnmotorers känslighet för varierande gaskvalitet är ett problem inte bara då man vill växla mellan biogas och naturgas, utan även vid ren naturgasdrift. Fordonstillverkare arbetar därför på att hitta en lösning på detta problem, och förhoppningsvis leder teknikutvecklingen till att även fordon med lean-burnteknik inom en snar framtid klarar att kompensera för betydligt större variationer i bränslekvalitet än idag (Jonsson, 1999).

Kravet på maximalt 2% variation i wobbeindex gör att fordonsmotorer med lean-burnteknik inte kan skifta mellan naturgasdrift och biogasdrift utan förändring i bränsleinsprutningens elektronik. För att erhålla ett tillräckligt högt wobbeindex, kan

därför propan (gasol) behöva tillsättas den uppgraderade biogasen. Propantillsats diskuteras under 4.1.4.

Begränsning av korrosiva komponenter

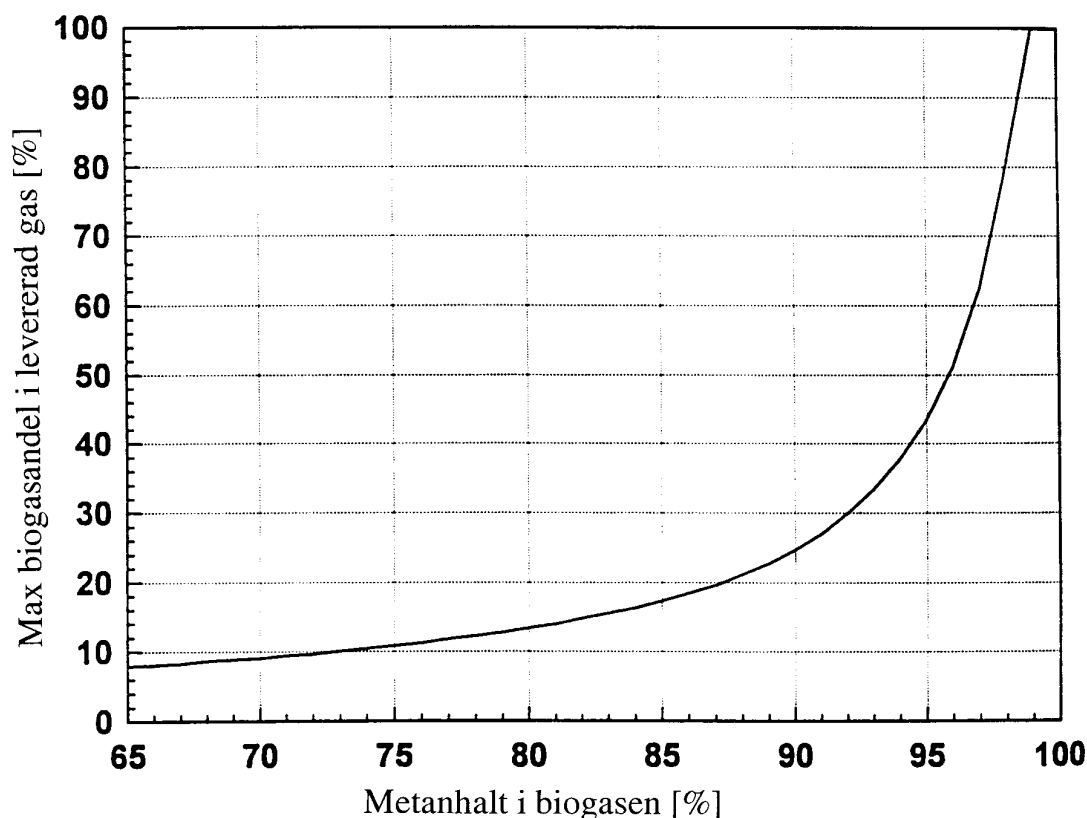
Biogas innehåller vanligtvis svavelväte och i vissa fall även ammoniak. Dessa kan, tillsammans med vatten, orsaka korrosion och halterna av dessa ämnen måste därför begränsas då biogas skall distribueras i naturgasnät. Ammoniak avskiljs normalt till tillräckligt låga nivåer i den övriga gasreningssprocessen, medan svavelvätehalterna bör regleras noggrannare.

Svavelväte och ammoniak har ingen eller mycket liten korrosiv inverkan i frånvaro av vatten. Då gasen är torr, kan man ur korrosionssynpunkt tillåta högre halter av korrosiva komponenter än då vatten finns närvarande (Maltesson, 1997). Det är därför av största vikt att torka gasen, så att ingen kondensutfällning uppstår. Hur mycket gasen behöver torkas beror av det tryck vid vilket gasen skall användas eller distribueras. Högst krav på tryckvattendaggpunkt ställs om tankningsstationer för fordon är kopplade till nätet, eftersom gasen då komprimeras till ca 260 bar.

Vid bedömning av vilka halter av korrosiva komponenter som kan tillåtas, kan en jämförelse av standarder, leveransbestämmelser etc göras. I ett förslag till standard för biogas som fordonsbränsle som utarbetats av SGC, anges t ex total svavelhalt till maximalt 23 mg/Nm³. Alternativt kan en jämförelse göras med naturgasens innehåll av korrosiva komponenter. Ställs kravet att biogasens halter av dessa ämnen inte får överstiga naturgasens, så kommer halterna i nätet heller inte att öka. Detta krav är dock väsentligt högre, eftersom naturgasens halt av t ex svavelväte endast är ca 2 mg/Nm³, exklusive odoriseringsmedlets svavelinnehåll (DGC, 1999).

4.1.2 Maximal andel biogas i naturgasen

Den mängd biogas som kan distribueras i ett naturgasnät, beror dels av det krav på wobbeindex som diskuterats ovan, men även på den mängd naturgas som biogasen kan blandas ut i. Detta betyder, att lägre krav på biogasens metanhalt kan ställas, om den blandas ut i en stor mängd naturgas, eftersom kravet på wobbeindex gäller levererad gas. Figur 4.1 visar den maximala andel biogas som kan distribueras i naturgasnät i förhållande till biogasens metanhalt (med resterande andel koldioxid), vid ett wobbeindex hos levererad gas av 5% under naturgasens.



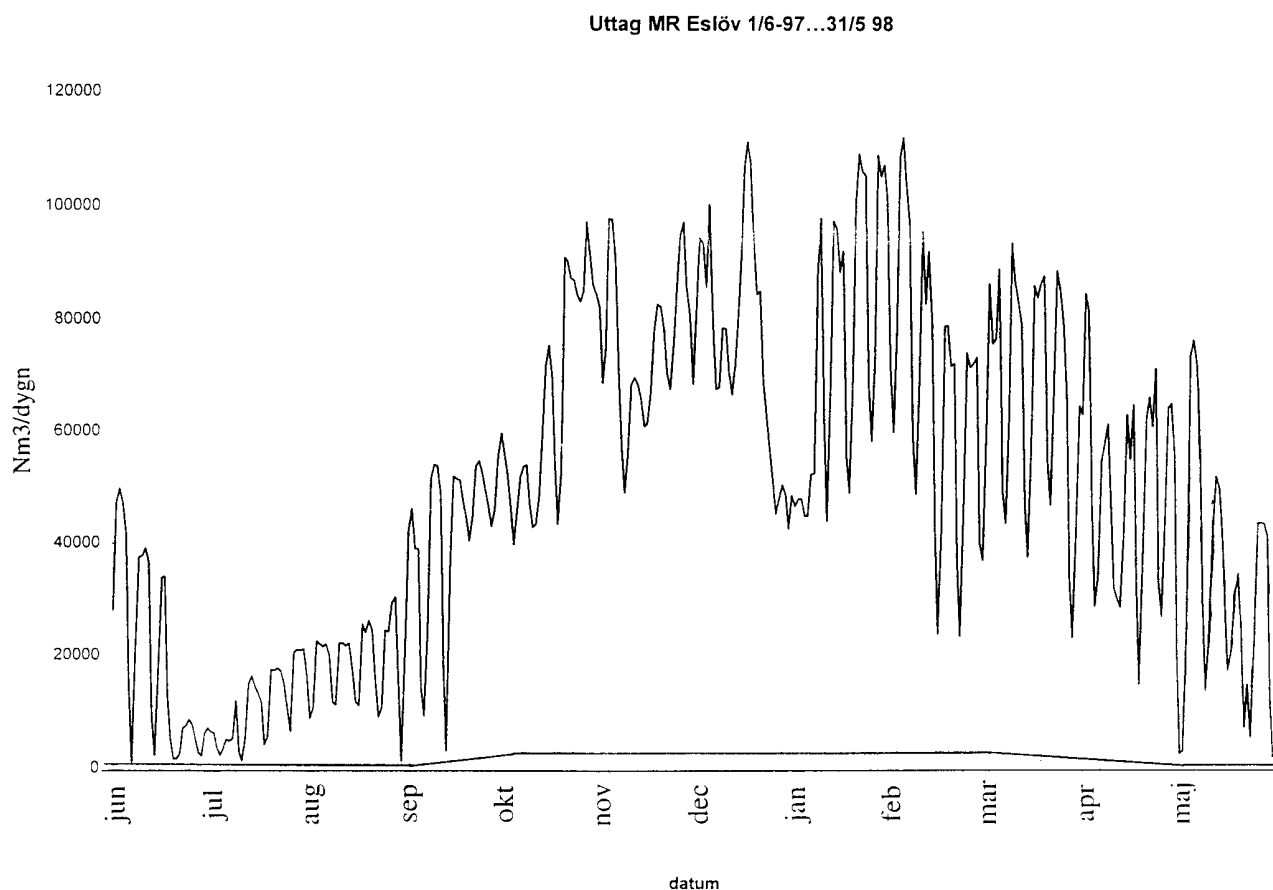
Figur 4.1 Max biogasandel mot metanhalt i biogasen, då max 5% variation i wobbeindex tillåts.

Då biogasen helt skall ersätta naturgasen krävs en metanhalt av ca 98,5% (motsvarande 95% av naturgasens wobbeindex av 54,8 MJ/Nm³), vilket ställer stora krav på den reningsutrustning som måste användas. Då biogasen utgör en fjärdedel av hela gasmängden räcker det emellertid att biogasen renas till ca 90% metanhalt, vilket kan klaras med enklare processutformning.

Vid ett utnyttjande av denna ”utspädningseffekt”, måste man ta hänsyn till de stora variationer i uttag i nätet som normalt förekommer. Även om det totala årsuttaget i nätet vida överstiger biogasproduktionen, kan variationerna vara så stora, att biogasen kommer att stå för en hög andel av gasen under låglastperioder. Antingen måste då biogasen renas till en metanhalt som klarar alla driftssituationer, eller så måste

biogasinmatningen kunna regleras på flödet i nätet. Vid kortare perioder av begränsad biogasinmatning kan ett gaslager komma till nytta. På grund av gasers krav på utrymme är denna möjlighet normalt begränsad till i storleksordningen några timmars produktion.

Exempel på lastdiagram ses nedan, där biogasproduktionen vid Ellinge reningsverk är inlagd i lastdiagrammet för den naturgasledning som passerar reningsverket.



Figur 4.2 Lastdiagram för Eslövs naturgasnät (Widing, 1998). Biogasproduktionen vid Ellinge avloppsreningsverk (omräknat till naturgasekvivalenter) ses i nedre delen av diagrammet. Den levererade naturgasmängden är totalt nära 30 gånger större än biogasproduktionen, ändå utgör biogasen en stor andel under vissa sommardagar.

4.1.3 Kontroll av gaskvalitet

Gaskvaliteten behöver kontrolleras av följande skäl:

- Reglering av reningsprocessen
- Säkerställa låga halter av korrosiva komponenter
- Säkerställa gasens förbränningstekniska egenskaper
- Beräkning av levererad energimängd

Kontrollen kan utföras på i princip två olika sätt:

1. Kontinuerlig mätning
2. Manuell provtagning och analys

I praktiken är en kombination av de båda metoderna oftast lämplig. Manuell provtagning bör vara tillräckligt för mätning av spårämnen, om processen i övrigt är stabil och väldokumenterad (Jacobsen, 1996). Exempel på de komponenter som kan behöva mätas samt metod ses i tabell 4.1.

Tabell 4.1 Gasmätning

Komponent	Metod
Koldioxid	kontinuerlig
Vatten/daggpunkt	kontinuerlig
Svavelväte	kontinuerlig/manuell
Syre	kontinuerlig/manuell
Kväve	manuell
Ammoniak	manuell
Väte	manuell
Övrigt	manuell

Koldioxidhalten behöver mätas för att reglera reningsprocessen, men kan också användas för att säkerställa förbränningstekniska egenskaper hos gasen och för att beräkna levererad energimängd. Genom att mäta koldioxidhalt och daggpunkt kan gasens sammansättning bestämmas och energivärde och wobbeindex räknas fram. Detta förutsätter att syre- och kvävehalterna är låga och kontrollerade. Som alternativ till att mäta koldioxidhalten kan metanhalten mätas vilket ger en direktare beräkning av energivärdet, men med lägre noggrannhet.

Mättnoggrannheten för enklare typer av utrustning för kontinuerlig mätning av t ex koldioxid är $\pm 3 - 5\%$ (av avläst värde eller av full skala) vilket gäller för ”sämsta tänkbara driftsfall”. Vid andra driftsfall och om utrustningen sköts väl, fås betydligt bättre noggrannhet (Ström, 1998; Simrad Optronics, 1998).

Wobbeindex och energivärde kan också mätas direkt med en wobbeindexmätare, med en sämsta mättnoggrannhet av $\pm 1 - 1,5\%$ (av avläst värde). En sådan mätare kan kopplas samman med flödesmätare (turbinmätare) och dator för beräkning av levererad energimängd (Carlsson, 1998).

4.1.4 Debitering av försåld gas

Den naturgas vi har i Sverige kommer från Danmark och har hittills haft små variationer i kvalitet och energivärde. Energivärdet i levererad gas mäts vanligen inte hos kunderna. Endast gasflödet mäts och debitering sker efter ett genomsnittligt energivärde för den gas som matats in i nätet. Med detta sätt att debitera kunderna kan

problem uppstå då biogas skall matas in på ett naturgasnät, eftersom biogasen, även om den uppgraderas till 100% metan, har ett lägre energivärde än naturgasen. Variationerna hos energivärdet kommer därför att öka. I vissa fall, vilka beror av naturgasnätets konfiguration, kan olika kunder få gas med olika energivärde beroende på var i nätet de är inkopplade. Följande möjligheter till att lösa problemet med varierande energivärde finns:

- Energimätning hos kunden
- Debitering efter genomsnittsvärde
- Justering (uppåt) av biogasens energivärde genom tillsats av propan (gasol)
- Justering (nedåt) av naturgasens energivärde genom luftinblandning

Energimätning hos kunden

I dagsläget används för de flesta kunder enkel gasflödesmätning, med avläsning av mätarna vid liknande intervall som för avläsning av elmätare. De större kunderna har flödesmätare som kompenserar för varierande tryck och temperatur. Energiinnehållet i gasen mäts alltså inte hos kunden. Debitering sker efter det värmevärde som tillhandahålls av gasleverantören, kombinerat med den gasmängd som avläses hos kunderna. Mätning av värmevärdet hos kunderna är mycket ovanligt (Nilsson, 1998).

Kostnaden för gasmätning måste vägas mot vinsten av att kunna mäta helt korrekt. Att utrusta alla kunder med värmevärdesmätare är i praktiken otänkbart av kostnadsskäl – värmevärdesmätare kostar från ca 100 000 kr och uppåt och kräver dessutom ett visst underhåll. Mätning av värmevärdet kan därför inte ensamt användas som metod för debitering, men kan användas i kombination med någon av de andra metoderna genom att värmevärdet mäts hos de större kunderna.

Debitering efter genomsnittsvärde

Möjligheterna till debitering efter ett genomsnitt av energivärdet för inmatad gas beror av gasnätets konfiguration. Två huvudsakliga fall kan urskiljas:

1. Inga inmatningsställen finns ”nedströms” biogasens inmatningsställe.
2. Naturgas matas in även nedströms biogasen.

Det första fallet liknar till stor del dagens situation. Gasen som matas in når alla förbrukare som befinner sig nedströms inmatningsstället. Enda skillnaden är att energivärdet varierar mer än då enbart naturgas matas in. Dock skulle, om alla debiteras efter ett genomsnittsvärde, storförbrukare gynnas ifall de när de är i drift ökar uttaget i nätet så mycket att naturgasens andel väsentligt ökar. En lösning är att mäta energivärdet hos storförbrukarna och debitera övriga efter ett genomsnitt av övrig gas som matas in.

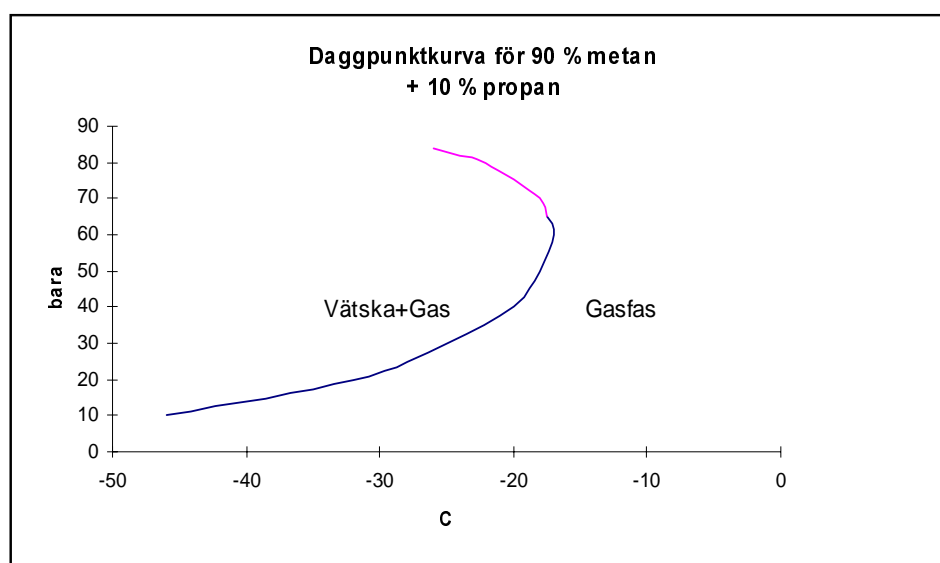
Det andra fallet är mer komplicerat och innebär att gaser med olika energivärde ”möts” i nätet. Förbrukare som befinner sig nära naturgasens inmatningsställe kommer då att få en energirikare gas än de som befinner sig nära biogasens inmatningsställe. Debitering av alla kunder efter samma energivärde gör då att vissa kunder gynnas på andras bekostnad. Skillnaderna i energivärde kan bli upp till ca 12%

i de fall vissa kunder erhåller enbart biogas (97% metanhalt) medan andra erhåller enbart naturgas. Möjligheterna till en rättvis debitering är i detta fall små, om man inte på annat sätt lyckas ringa in vart naturgasen respektive biogasen tar vägen.

Justering (uppåt) av biogasens energivärde genom tillsats av propan

Propan kan tillsättas den reade biogasen för att få ett enhetligt energivärde hos den gas som matas in i nätet. På så sätt kan man fortsätta att debitera efter naturgasens energivärde. För att erhålla samma energivärde som hos den danska naturgas vi använder idag måste ca 10% (vol) propan tillsättas biogas av 97% metanhalt (ca 9% propan erhålls då i gasblandningen). Denna inblandning ger också ett wobbeindex som ligger mycket nära naturgasens, vilket ger stabilare driftsbetingelser hos förbrukarna.

Det har ibland uttryckts oro för att propan skall kondensera ut vid kompression till de tryck som behövs för t ex fordonstankning. Blandningar av propan och metan ger emellertid sk retrograd kondensation (ett fenomen som uppträder för blandningar av lättflyktiga kolväten), vilket gör att kondensation inte kommer att uppstå vid de tryck och temperaturer som normalt förekommer i nätet eller vid fordonstankning, möjligen undantaget expansionskyllning (Madsen, 1999; Widing, 1999).



Figur 4.3 Daggpunktskurva för metan/propan. Av Nils Widing, Sydgas.

Vid fordonsdrift är bränslets knockningsegenskaper en viktig parameter. Biogas har, då den innehåller endast metan och koldioxid, mycket goda knockningsegenskaper. Dessa försämras något då propan tillsätts, så att biogasen i detta avseende blir mer lik naturgasen. Propantillsats av ca 10% bör dock inte utgöra något problem, varken vid drift av motorer med lean-burnteknik eller motorer anpassade för kombinerad bensin- och naturgasdrift. Propantillsats har istället fördelen av att bränslet kan användas för drift av lean-burnmotorer utan att körbarheten försämras. Däremot kan inte emissions-

värdena garanteras, p g a andra egenskaper hos bränslet som t ex brinnhastighet. Emissionsmätningar kan därför behöva göras innan propan tillsatt biogas tillförs ett naturgasnät, åtminstone då biogasen utgör en stor andel av levererad gas. I viss mån reduceras effekten av tillfälliga variationer i gaskvalitet genom att gasen som tankas fordon blandas ut med den gasmängd som finns kvar i fordonets gastankar. Gasfordon har oftast närmare 20% av gasmängden kvar innan de tankas, eftersom motorns arbetstryck är 12 – 13 bar (Jalnäs, 1999).

Propan kan köpas levererad till användaren till ett pris som ligger något över naturgasens. Tillkommer gör blandnings- och reglerutrustning. Kostnaderna är dock inte avskräckande, varför detta kan vara en bra lösning om det annars är svårt att debitera kunderna rätt. Ur miljösynpunkt innebär propan tillsatt ingen större försämring, eftersom propanet ersätter naturgas och inte biogas i nätet.

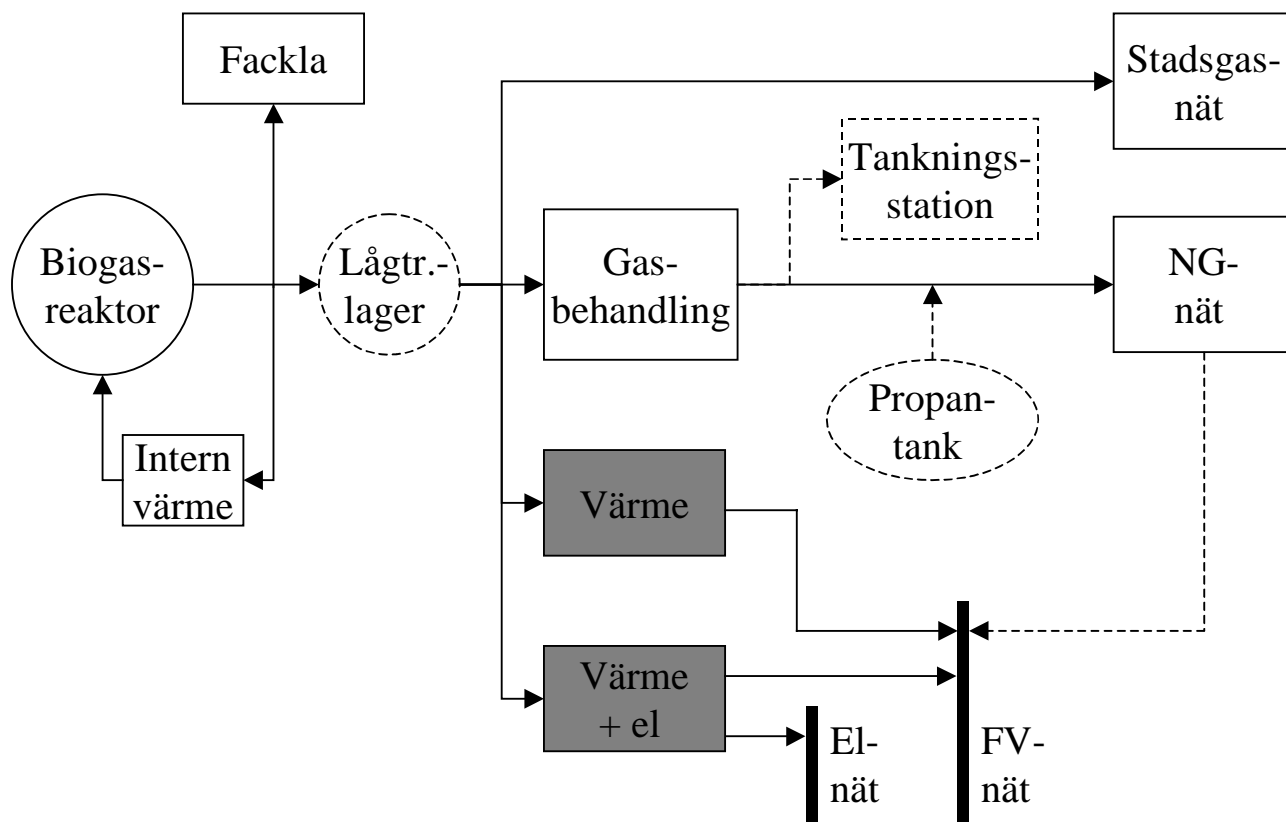
Justering (nedåt) av naturgasens energivärde genom luftinblandning

Det andra sättet att erhålla konstant energiinnehåll hos den inmatade gasen, är att tillsätta luft till naturgasen. Vid ca 10% luftinblandning i naturgasen fås ett värmevärde i nivå med den uppgraderade biogasens. En begränsning är att luftinblandning ökar den gasmängd som måste transporteras för ge samma mängd energi. Ledig kapacitet i nätet måste därför finnas, och kompressorarbetet ökar i motsvarande grad. Vid en sådan permanent ändring av gasens wobbeindex som luftinblandning innebär, bör en översyn också göras av kundernas brännarinställningar. Kunder med fast inställd brännare kan då behöva byta brännarmunstycke.

Slutsatsen är att luftinblandning lämpar sig bäst för nyanlagda nät, så att man redan från början kan ställa in kundernas brännare efter rätt wobbeindex och dimensionera nätet efter förväntat gasflöde. En fördel med detta system är att man genom luftinblandningen även kan kompensera för de kvalitetsvariationer som naturgasen har.

4.2 Utvärdering av anslutning till naturgasnät

En utvärdering av hur biogas kan införas på ett naturgasnät baseras i första hand på naturgasnätets utseende, gasflöden och kundernas känslighet för varierande gaskvalitet. Dessa faktorer är avgörande för vilka biogasmängder som kan levereras och vilken gasbehandling som krävs.



Figur 4.4 Biogassystemet.

Möjligheterna till att använda biogasen för ”traditionella” ändamål, fr a värme- och kraftvärmeproduktion, påverkar naturligtvis i vilken utsträckning det är önskvärt att distribuera biogasen i naturgasnät. Här antas emellertid att ett behov av alternativ avsättning för biogasen redan konstaterats. Värmeproduktion, kraftvärmeproduktion och användning som fordonsbränsle beskrivs i avsnitt 2.2.1.

En möjlighet till distribution av biogas är i de stadsgasnät som finns på några ställen i landet. Av de fall som studerats närmare i detta arbete är det endast Ryaverket i Göteborg som har ett sådant nät närliggande. Problematiken gällande distribution i stadsgasnät liknar till stor del den för naturgasnät. Den stora skillnaden är att den gas som används, numera en blandning av naturgas och luft (detta nät kallas därför naturgas/luft-nät), håller ett lägre värmevärde och wobbeindex än naturgasen. Biogasen behöver därför inte anrikas på metan innan införseln på nätet. För en mer detaljerad beskrivning hänvisas till fallstudie Göteborg i avsnitt 5.1.

4.2.1 Val av system

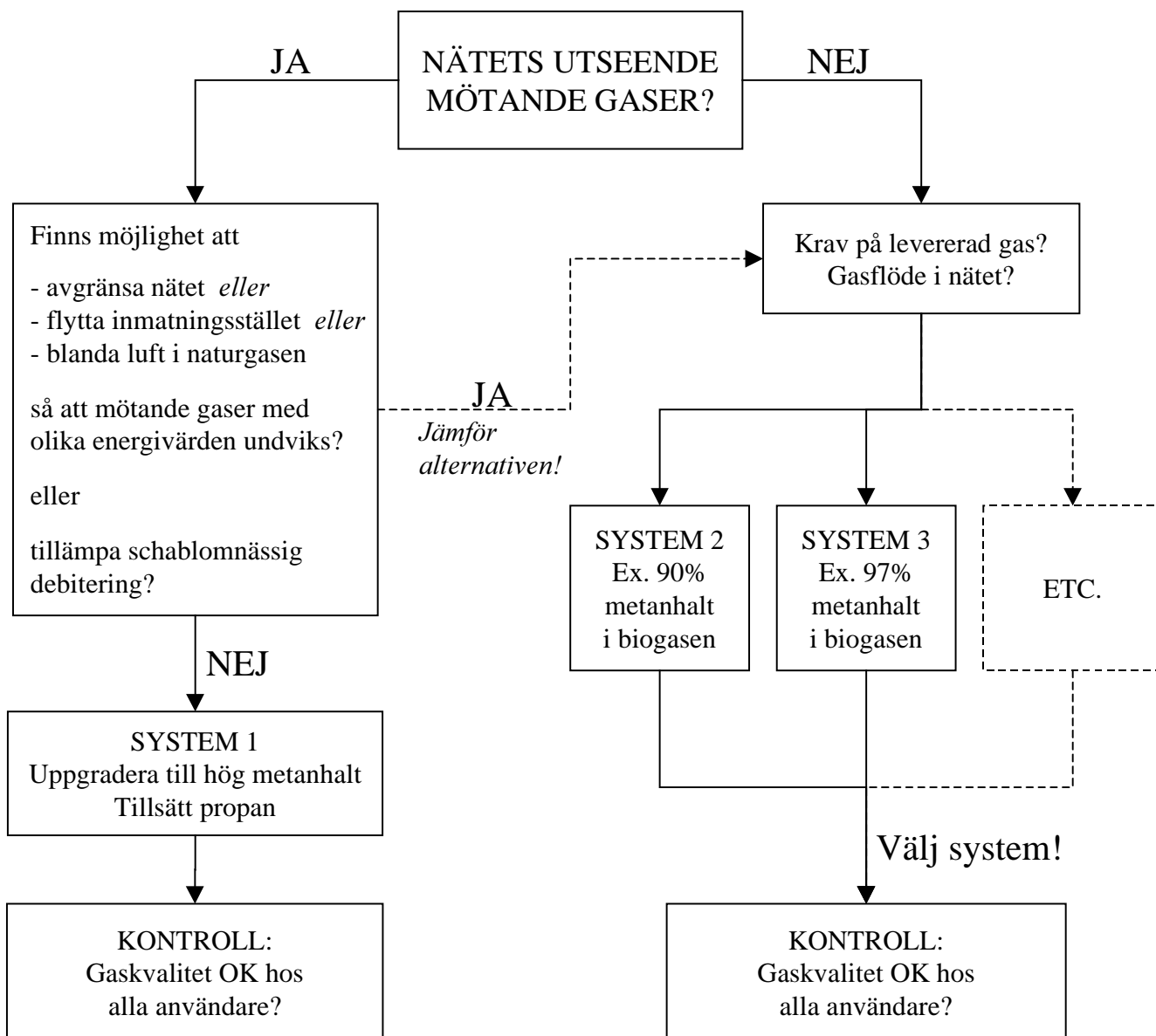
Första steget i en utvärdering av en anslutning till ett naturgasnät är att se över nätets utseende. Syftet är att konstatera om man kommer att få mötande gaser med olika energivärden då biogas matas in vid ett tilltänkt inmatningsställe. Så är fallet om biogasen efter inmatningen på naturgasnätet vid något tillfälle möter ytterligare en ström av naturgas. Enligt vad som beskrivits i avsnitt 4.1.4 kan det då av debiteringsskäl bli nödvändigt att tillsätta propan till den uppgraderade biogasen, så att denna erhåller samma energivärde som naturgasen. Det spelar då ingen roll om man ur teknisk synvinkel skulle kunna tillåta en lägre metanhalt i biogasen. I vissa fall kan det finnas möjlighet att undvika ”mötande gaser”, t ex genom att flytta inmatningsstället så att biogasen begränsas till en viss del av nätet. Kostnaden för propantillsats måste då vägas mot alternativen, t ex att en längre ledning måste byggas eller att den biogasmängd som kan avsättas begränsas.

Den mängd propan som behöver tillsättas biogas för att denna skall erhålla samma energivärde som naturgasen beror av biogasens metanhalt före propantillsatsen. En ekonomisk avvägning mellan kostnaden för koldioxidavskiljning och kostnaden för propan behöver då göras. För att inte gasblandningens wobbeindex skall bli för lågt måste emellertid biogasen uppgraderas till minst ca 94% metanhalt, om gasblandningen skall kunna ersätta naturgasen.

Om en inmatning av biogas kan göras utan att mötande gaser erhålls, finns det anledning att närmare se över systemet, både avseende krav på levererad gas och flöden i nätet. Först bör en analys av de anslutna kunderna göras för att kunna definiera de krav, främst avseende wobbeindex, som måste ställas på levererad gas. När detta krav är definierat kan man räkna fram, beroende på hur mycket biogasen späds ut, vilken lägsta metanhalt som biogasen måste hålla. Eller omvänt: beroende på vilken metanhalt biogasen håller, så kan man räkna fram hur mycket biogas som kommer att kunna avsättas till nätet. Se figur 4.1 i avsnitt 4.1.2.

I praktiken är det förmodligen enklast att först beräkna vilken högsta andel biogas som kommer att fås, för att sedan basera kravet på metanhalt på denna andel. Utifrån detta krav, tillsammans med övriga faktorer som beskrivs i nästa avsnitt (4.2.2), kan sedan gasbehandlingsanläggningen utformas. Om naturgasflödet endast har tillfälliga nedgångar kan det vara intressant att jämföra med hur mycket biogas som kan avsättas vid en lägre metanhalt i biogasen. Detta förutsätter att biogasinmatningen kan begränsas då naturgasflödet går ner under ”tillåten” nivå. Ett sådant system har fördelen av en enklare och billigare gasbehandling, men på bekostnad av att den mängd biogas som kan levereras begränsas.

En översikt över analysgången ses i figuren på nästa sida. Denna tillämpas i fallstudierna som beskrivs i kapitel 5.



Figur 4.5 Utvärdering av anslutning till naturgasnät.

4.2.2 Val av reningsteknik och processutformning

De i kapitel 3 beskrivna metoderna för koldioxidavskiljning kan alla, eventuellt i kombination med separat svavelväte- och vattenavskiljning, användas för uppgradering av biogas till den kvalitet som krävs för införsel på naturgasnät. Skillnaderna i investeringskostnad beror i mindre grad av vilken metod som väljs än av de lokala förutsättningarna och de krav som ställs på produktgaskvalitet och metanförluster. Driftskostnaderna kan variera avsevärt mellan olika anläggningstyper, varför en anläggning med låg investeringskostnad inte säkert har låg totalkostnad.

Biogasrening bygger på ett komplicerat samband av ett flertal parametrar som t ex tryck, temperatur och flöden. Design av varje enskild anläggning kräver därför en ingående analys för att kunna konstruera en funktionell anläggning som är optimerad

ekonomiskt och miljömässigt. Detta kapitel är tänkt att klargöra vilka aspekter som bör beaktas vid val och upphandling av reningsanläggningar, samt visa på några för- och nackdelar med de olika metoderna.

Följande parametrar bör beaktas vid val och utformning av en reningsanläggning:

- Erforderlig produktgaskvalitet och variation
- Maximalt tillåtna metanförluster
- Rågasens sammansättning, dvs halterna av metan, koldioxid, svavelväte, kväve och andra föroreningar
- Trycknivå efter rening
- Gasflöde
- Vattentillgång

Produktgaskvalitet och metanförluster

Det är viktigt att i ett tidigt skede fastställa vilka krav som ska ställas på renad gas och vilka metanförluster som kan accepteras. Att producera en gas med hög metanhalt är förhållandevis enkelt, om man kan tillåta stora metanförluster. Det är kombinationen av hög metanhalt i produktgasen och låga metanförluster som ger en mer komplicerad processutformning och högre driftskostnad. Av miljöskäl är det dock angeläget att hålla metanutsläppen på en låg nivå. Vid utformning av en reningsanläggning bör man därför antingen minimera metanhalten i restgasen eller satsa på att ta hand om restgasen, d v s förbränna den. Förbränning av restgasen bör, som tidigare visats, kunna göras i t ex en förbränningsväxlare. Helst bör man då också nyttogöra energiinnehållet för uppvärmningsändamål.

När endast en mindre del av den totala gasmängden skall uppgraderas, kan metanförlusterna minskas genom att restgasen kan återföras till resterande rågasmängd. Även i detta fall kan reningsanläggningen ha en enklare utformning, eftersom den inte behöver optimeras för låga metanförluster.

Rågasens sammansättning

I biogas från rötchammare är det vanligtvis endast svavelväte som kan föranleda extra reningssteg eller annan behandling utöver koldioxidavskiljningen. Deponigas kan innehålla halogenerade kolväten som behöver avskiljas, samt kväve som normalt inte avskiljs.

Svavelväte rekommenderas alltid att avskilja så tidigt som möjligt, för att undvika problem i efterföljande reningssteg. Vissa skillnader i känslighet för svavelväte eller effektivitet för svavelväterening finns dock mellan de olika typerna av anläggningar för koldioxidavskiljning.

En tryckvattenabsorptionsanläggning med enkel genomströmning av vattnet är mer lämpad för samtidig avskiljning av svavelväte och koldioxid än en regenerativ anläggning, p g a att absorberat svavelväte bortförs med utgående vatten. Någon risk för anrikning av svavelväte föreligger därför inte. Det går också att nå lägre svavelvätehalter i renad gas genom att helt svavelfritt vatten tillförs absorptions-

processen. Andra fördelar med enkel genomströmning är att processen är enklare att beräkna, är billigare i investering och har lägre energiförbrukning. Nackdelen med en genomströmningsanläggning är den höga vattenförbrukningen och att den osäkrare vattenkvaliteten kan medföra bakterietillväxt i skrubbern (DGC, 1994).

Skillnader i känslighet för svavelväte finns också mellan de regenerativa vätskeabsorptionsanläggningarna (tryckvatten eller selexol), beroende på hur regenereringen utförs. Regenerering med luftgenomblåsning är känsligare än regenerering genom trycksänkning med vacuum, eftersom luftsytet gör att svavelvätet kan överföras till elementärt svavel som anrikas i anläggningen.

Regenerativa anläggningar släpper ut det avskilda svavelvätet till luften. Svavelväte är giftigt och starkt illaluktande. Dessutom bildas försurande svaveldioxid genom oxidation av luftsytet. Föravskiljning av svavelväte kan därför behövas för undvika negativa effekter på miljön, främst lokalt i form av luktproblem. En annan möjlighet är att restgasen behandlas i t ex ett biologiskt filter för att avskilja svavelvätet innan restgasen släpps ut.

Kolmolekylsiktar och membranläggningar klarar mindre mängder svavelväte, men höga halter bör föravskiljas (Himmelstrup, 1999; Lindberg, 1992).

Trycknivå efter rening

Alla de nämnda metoderna för koldioxidavskiljning arbetar under förhöjt tryck. Trycket som behövs för reningen går till stor del alltid förlorat, dels genom den koldioxid som avgår och dels genom den gas som recirkuleras. Detta talar för de metoder som arbetar under ett jämförelsevis lågt tryck, fr a kolmolekylsikt, men även tryckvatten- och selexolanläggningar som kan utformas för arbetstryck i samma storleksordning (5 – 10 bar). Membranmetoden, som i övrigt medger en kompakt och förhållandevis enkel processutformning, har nackdelen av ett högt arbetstryck. Skillnaderna i detta avseende minskar dock om gasen efter rening skall användas vid ett högt tryck och/eller då andelen recirkulerad gas kan hållas låg. Kompressionskostnaderna skall dock inte överskattas – de utgör endast en mindre del av de totala kostnaderna för gasrening.

Gasflöde (anläggningsstorlek)

En jämförelse mellan absorption i selexol och absorption i vatten talar för selexol då stora gasflöden skall renas, p g a dess mindre mängd vätska som behöver pumpas runt. Anledningen är att kompressorers effektivitet ökar med storleken. Vid större gasflöden kommer då pumparbetet att stå för en allt större del av energiförbrukningen. Selexolprocessen har också fördelen av att den ger en torr gas och att den (i förekommande fall) avlägsnar längre och klorerade kolväten. För alla anläggnings typer finns skalfördelar, vilket medför att kostnaden per installerad effekt minskar med anläggningsstorleken (Lloyd, 1999; Lindberg, 1998; Simonsson, 1998).

Vattentillgång

Vattentillgången har främst betydelse då man överväger att använda absorption i vatten som reningsmetod. Vattenabsorptionsanläggningar med enkel genomgång är normalt endast möjlig då man har mycket god tillgång på vatten, men även regenerativa anläggningar kräver att en del av vattnet kontinuerligt byts ut (Kättström, 1998).

5 Fallstudier

Baserat på de problemställningar och möjliga lösningar som visas i föregående kapitel analyseras här fyra olika biogasanläggningar och deras möjligheter till införsel av biogas på närliggande naturgasnät.

5.1 Göteborg

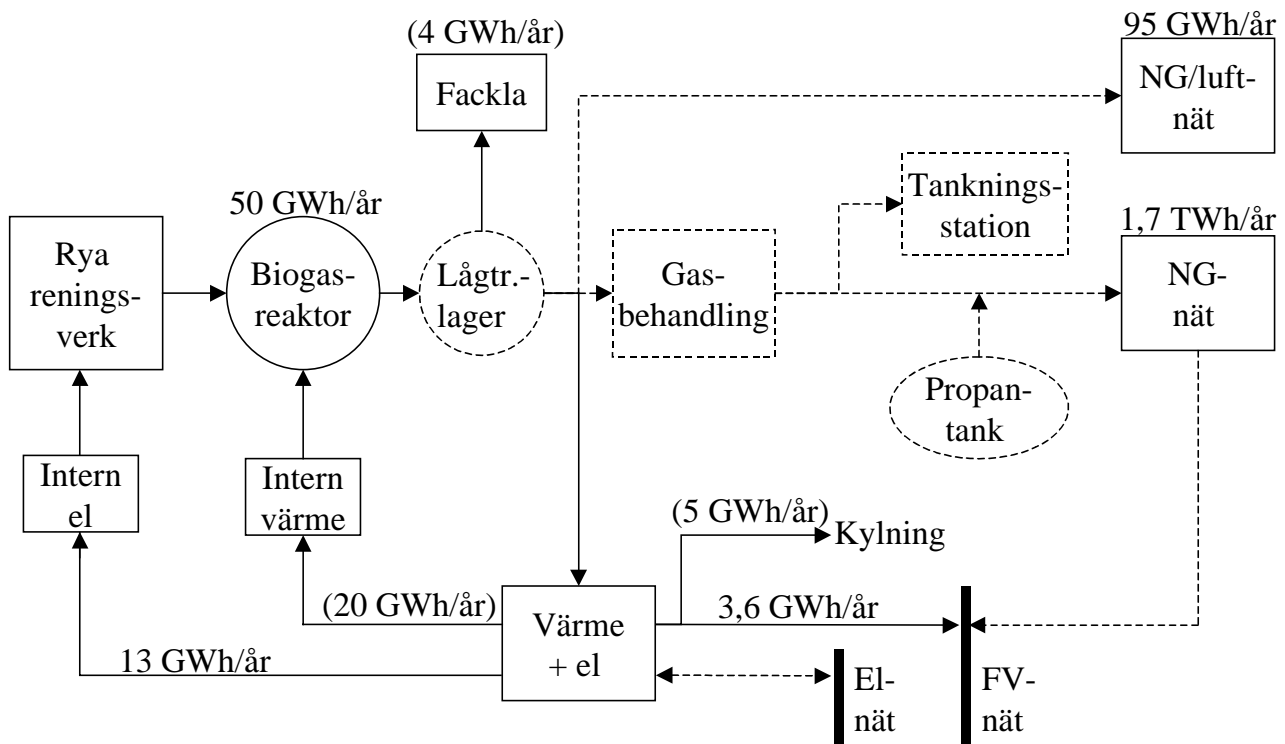
5.1.1 Systembeskrivning

Biogas produceras i Göteborg vid Rya reningsverk. Den årliga biogasproduktionen uppgår till ca 50 GWh eller ca 800 m³ rågas per timme. Gasflödet varierar beroende på slammängder mellan ca 600 – 1200 m³/h, men är någorlunda jämnt fördelat över året med en liten minskning över sommaren. Metanhalten i biogasen är 60 – 63%. Halterna av svavelväte är mycket låga, troligtvis på grund av tillsats av järnsulfat i vattenreningsprocessen.

I dagsläget används gasen nästan uteslutande till kraftvärmeproduktion i tre gasmotorer med en sammanlagd effekt av 2,3 MW_{el} och 3,4 MW_{värme} (medeleffekt ca 1,5 MW_{el}). Reningsverket har ett stort elbehov och den producerade elektriciteten åtgår därför internt. Förutom en liten utjämnings tank finns inget lager för biogasen, utan varierande gasflöde kompenseras genom att ändra motorernas effekt. Värmen används främst för uppvärmning av rötchammare och egna lokaler och resterande kan levereras till Göteborgs fjärrvärmenät. Under juni till augusti får man emellertid så lite betalt för värmen att denna istället kyls bort. Även under resten av året är betalningen för värmen förhållandevis låg, ca 6 öre/kWh. Anledningen är den stora andelen spillvärme i Göteborgs fjärrvärmenät. Under 1998 levererades 3,6 GWh till fjärrvärmenätet. En liten del av biogasen, mindre än 1%, uppgraderas i en PSA-anläggning för drift av verkets egna fordon.

Den nuvarande användningen av biogasen innebär att energiförluster görs, dels genom att gasen måste facklas av då biogasproduktionen överstiger gasmotorernas effekt eller vid driftsstörningar hos gasmotorerna, dels genom den värme som kyls bort sommartid. Förmodligen kan även den egna anläggningens värmebehov minskas.

Intill Rya passerar en naturgasledning dit biogasen skulle kunna avsättas. I anslutning till denna finns också en av de två blandningsstationer för naturgas och luft som förser Göteborgs naturgas/luft-nät (gamla stadsgasnätet) med gas. Värmevärdet i naturgasluftblandningen är något lägre än i Ryas biogas, och biogasen skulle alltså kunna avsättas denna väg utan att renas från koldioxid. Det totala uttaget i Göteborgs naturgasnät är ca 1,7 TWh/år och i naturgas/luft-nätet ca 95 GWh/år. Dessa två avsättningsalternativ diskuteras i avsnitt 5.1.2 och 5.1.3. Biogassystemet vid Rya i Göteborg visas i figur 5.1. Uppgifter om Ryaverkets produktion och användning av biogas är från Sahlberg (1999).



Figur 5.1 Biogasset vid Rya i Göteborg. Streckade linjer anger alternativa avsättningsvägar för biogasen. Siffror inom parentes anger uppskattade värden.

5.1.2 Distribution i naturgas/luft-nätet

Distribution av biogas i naturgas/luft-nät (stadsgasnät) uppvisar till viss del samma problematik som distribution i naturgasnät. Tekniskt är det dock betydligt enklare att föra in biogasen på ett naturgas/luft-nät, eftersom biogasens förbränningstekniska egenskaper liknar den gas som redan distribueras i nätet. Biogasen behöver därför inte renas med avseende på koldioxid. I likhet med distribution i naturgasnät måste korrosionsrisken beaktas, och det måste gå att debitera kunderna rätt. En fördel ur skattehänseende är att gas motsvarande den mängd biogas som matas in på naturgas/luft-nätet kan säljas som s k "grön" (skattebefriad) gas, även om denna tas från naturgasnätet.

Gaskvalitet

Den naturgasluftblandning som distribueras i Göteborg innehåller ca 47% luft. Dess wobbeindex (undre) är $23,6 \text{ MJ/Nm}^3$ (Eriksson, 1999), vilket ligger mycket nära biogasens. Det bör därför ur förbränningsteknisk synpunkt gå att ersätta naturgasluftblandningen med Ryas biogas. Biogasens energivärde, ca $22,3 \text{ MJ/Nm}^3$, är dock något högre än naturgasluftblandningens ($21,3 \text{ MJ/Nm}^3$). För att underlätta debitering kan luft tillsättas biogasen för att få ett enhetligt energivärde i levererad gas. Därvid sänks wobbeindex så att det, beroende på biogasens ursprungliga sammansättning, hamnar ca 5 – 6% under naturgasens wobbeindex. Detta bör inte

utgöra något problem, men emissionsmätningar hos kunderna kan behöva göras för att vara på den säkra sidan.

Biogasen från Rya har mycket låga halter av korrosiva komponenter och den enda gasbehandling som behövs är därför torkning. Med tanke på det låga trycket i naturgas/luft-nätet, 0,3 bar_g i en mellantrycksledning och 120 mmvp i lågtrycksdelen, är kompression till några bars tryck tillräcklig, vilket kan göras i samband med transiteringen av biogasen till inmatningsstället.

Gasförbrukning i naturgas/luft-nätet

Uttaget i naturgas/luft-nätet varierar över året, från ca 3,5 GWh i juli, till som mest drygt 12 GWh i januari (Eriksson, 1999). Detta kan jämföras med Ryas biogasproduktion vilken är ca 4 GWh/månad. På årsbasis går det alltså att avsätta hela biogasmängden, men avsättningsproblem uppstår under långa perioder sommartid. En stor andel av de anslutna abonnenterna är privatkunder, vars konsumtionsmönster uppvisar stora dygnsvariationer. På dygnsbasis uppstår avsättningsproblem därför redan i maj månad. Om inga möjligheter till gaslagring finns, uppskattas den totala överproduktionen sommartid till ca 4,5 GWh (Petersson, 1998).

Gaslagring

Med ett gaslager för utjämning av dygnsvisa variationer i gasuttaget skulle en stor del av överproduktionen kunna undvikas. Detta skulle dock behöva vara av ansevärd storlek – 10 000 m³ för lagring av ett halvt dygns produktion.

En möjlighet till lagring av gas, är de bergum som finns i Syrhåla, väster om Rya. Dessa användes tidigare för lagring av råolja, men hyrs numera av Ryaverket (Gryaab) för lagring av rötat slam. Bergrummens totala volym är 1,2 Mm³. Av denna upptas ca 50 000 m³ av det slam som pumpats in sedan anläggningen togs i drift för ca åtta år sedan. Rya producerar ca 55 000 m³ slam per år och den största delen har således inte pumpats till bergrummen. Slammet har istället använts för utfyllnad och som jordförbättringsmedel vid golfbanor, parker mm.

Bergrummen är nu avsäkrade till ett övertryck av max 0,1 bar, men då de användes för råoljelagring var max tillåtet övertryck 0,5 bar. Vid en uppklassning av bergrummen till 0,5 bar skulle lagringskapaciteten bli ca 600 kNm³ eller ungefär en månads produktion vid Rya (Petersson, 1998). Vid ett utnyttjande av bergrummen i Syrhåla skulle överskottet på biogas troligen helt elimineras.

Nuvarande situation

I skrivande stund har avtal slutits om leverans av Ryas biogas till naturgas/luft-nätet. Leveranserna har ännu ej påbörjats, men 40 – 50% av biogasen beräknas kunna avsättas denna väg, delvis på grund av att kapaciteten begränsas av att man vill använda en befintlig kompressor. Biogasen kommer att matas in vid den blandningsstation som finns vid Arendal, inte långt ifrån Rya. Luft kommer att tillsättas biogasen för att undvika de problem med debitering som annars skulle uppstå, eftersom nätet har två

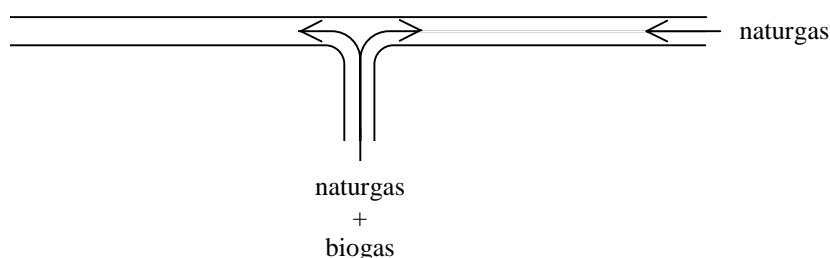
inmatningsställen. Man kommer då att utnyttja en befintlig blandningsstation som finns som reservkapacitet för blandning av butan och luft.

5.1.3 Distribution i naturgasnätet

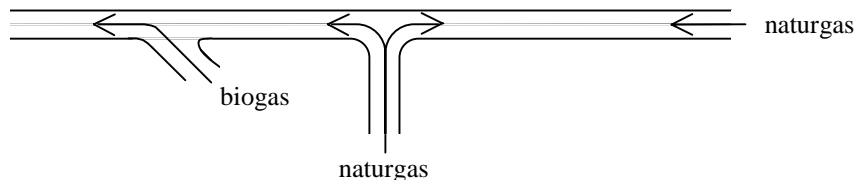
Naturgasnätet i Göteborg består av ett 4 bars ledningsnät och en 16-bars ledning som förser 4-barsnätet med gas via två reducerstationer, MR Rya (Mät- och Reglerstation), vilken ligger nära reningsverket, och MR Högsbo. Gasen från MR Rya går dels västerut mot t ex Volvo Torslandaverken och dels österut mot centrum. Centrala staden förses av gas även från MR Högsbo. Gasen från de båda inmatningsställena ”möts” således någonstans på vägen.

Två alternativa inmatningspunkter för biogasen finns. Antingen kan den matas in tillsammans med naturgasen vid MR Rya, eller på ledningen som går västerut från Rya, vilket visas i figur 5.2.

ALT. 1



ALT. 2



Figur 5.2 Två alternativa inmatningspunkter på naturgasnätet vid Rya.

Alternativ 1. Inmatning tillsammans med naturgasen vid MR Rya.

Den mängd naturgas som matas in vid MR Rya är knappt 1000 GWh/år (1998). Under låglastperioder sommartid är lägsta dygnsuttaget av naturgas runt 500 MWh/dygn (Jacobsson, 1999), dvs ungefär fyra gånger Ryas biogasproduktion. Uttaget uppvisar heller inte några större variationer över dygnet (Johansen, 1999). Några avsättningsproblem bör därför inte uppstå vid detta alternativ. Nackdelen är att biogasen går även i riktning mot centrum där den möter naturgasen som matas in i Högsbo, varvid debiteringsproblem uppstår. Det går därför inte att utnyttja någon utspädningseffekt, utan biogasen måste anpassas till naturgasens energivärde genom propantillsats. Undantaget är låglastperioder, då naturgasnätet kan förses med gas enbart från MR

Rya. Under 1998 matades ingen gas in från MR Högsbo under ca 6 veckor i juli och augusti.

Ett alternativ som bör undersökas är att avdela nätet så att det två reducerstationerna förser var sin del av nätet med gas. På detta sätt skulle man undvika att få mötande gaser i nätet, men till priset av minskad leveranssäkerhet. Att anpassa naturgasens energivärde genom luftinblandning bedöms inte vara ett realistiskt alternativ, med tanke på biogasens lilla andel av totala gasmängden.

Alternativ 2. Biogasen begränsas till nätet väster om Rya.

Då biogasen begränsas till nätet väster om Rya kan debitering ske efter ett genomsnitt av energivärdet för den gas som matats in. Propanntillsats krävs därför inte av denna anledning. Nackdelen är att tillgängligt gasbehov minskar. Det sammanlagda årsuttaget för kunderna i denna del av nätet är drygt 200 GWh, dvs ca 4 ggr biogasproduktionen. Det totala gasflödet in i denna del av nätet mäts inte, utan gasflöden måste uppskattas utifrån kundernas förbrukningsmönster. Troligtvis går uttaget ner så mycket under t ex sommarnätter att överskott på biogas uppstår. Detta grundas främst på att den största kunden Volvo har ett starkt varierande förbrukningsmönster utan kontinuerligt uttag (Laks, 1999). Situationen kan komma att underlättas av utökade naturgasleveranser som planeras till Preem raffinaderi. Dessa kommer i så fall utgöras av en kontinuerlig leverans sommartid, vilket helt skulle eliminera överskottet på biogas under denna period.

Oavsett om leveranserna till Preem genomförs eller ej, kommer troligen biogasen under delar av året utgöra en stor andel av levererad gas. Biogasen måste då uppgraderas till en kvalitet där den helt kan ersätta naturgasen.

Vid Volvo finns en tankningsstation för naturgasfordon, vilken främst utnyttjas för drift av egna fordon. Volvo har inga egna tunga gasfordon, utan endast personbilar vilka klarar större variationer i gaskvalitet. Det kan dock inte uteslutas att andra tunga gasfordon vid något enstaka tillfälle tankas vid tankningsstationen vid Volvo. Strikt skulle då gasens wobbeindex behöva hållas inom $\pm 2\%$, vilket innebär att propan måste tillsättas biogasen innan den matas in, åtminstone vid tillfällena då lasten i nätet är låg. Alternativet är att begränsa tankningen av tunga gasfordon (med leanburnmotorer) vid denna station.

Kombination av de båda alternativen

En möjlighet till att kombinera de båda alternativen är att ha en inmatningspunkt på ledningen väster om Rya som i alternativ 2, men att biogasen tillåts strömma även österut under en begränsad period då lasten är låg. På detta sätt kan man undvika avsättningsproblem, samtidigt som propanntillsatsen begränsas till den period som nätet är öppet även österut.

Gaskvalitet hos levererad gas

Då biogasen begränsas till nätet väster om Rya enligt alternativ 2 kommer sannolikt biogasen periodvis att utgöra 100% av levererad gas. Vid fullt uttag blir biogasens

andel några få procent – installerad effekt hos t ex Volvo är 100 MW. Wobbeindex (övre) hos levererad gas kommer då ungefärligen att ligga mellan 50,5 – 54,6 MJ/Nm³, räknat på en metanhalt av 97% hos biogasen.

Vid en inmatning tillsammans med naturgasen vid MR Rya enligt alternativ 1 kommer biogasen under höglastperioder att utgöra en närmast försumbar del av levererad gas, mindre än 1%. Som mest kommer biogasen att utgöra ungefär hälften av levererad gas, beräknat på 1998 års lägsta timuttag (Johansen, 1999). Om debitering kan lösas på annat sätt än att anpassa biogasens energivärde genom propantillsats, kommer wobbeindex hos levererad gas att ligga mellan ca 52,6 - 54,8 MJ/Nm³, räknat på en metanhalt av 97% hos biogasen. Som tidigare nämnts blir dock propantillsats förmodligen nödvändig av debiteringsskäl. Variationen i wobbeindex kommer då att hållas inom ca 1%, under förutsättning att naturgasens kvalitet är stabil.

Uppgradering av biogasen

Med ett så stort gasflöde som vid Ryaverket bör gasen kunna renas till en förhållandevis låg kostnad per energienhet. Separat svavelväteavskiljning behövs inte, eftersom halten redan är låg. Vid införsel på naturgasnätet kommer den renade gasen att användas vid 4 bar. Det tryck som krävs för uppgraderingen kommer alltså till största delen gå förlorat. Man bör således använda en teknik som arbetar vid så lågt tryck som möjligt, vilket talar emot att använda membranmetoden.

Vattentillgången är mycket god, med ett flöde av renat avloppsvatten av ca 4 m³/s. En tryckvattenabsorptionsanläggning med enkel genomgång av skrubbevattnet är således ett tänkbart alternativ. Först bör dock vattenkvaliteten undersökas närmare. Visar det sig då att en regenerativ anläggning är att föredra, är troligen absorption i Selexol ett bättre alternativ, med dess lägre energiförbrukning i form av pumparbete. Vid denna anläggningsstorlek och det förhållandevis låga trycket efter reningen bör även en PSA-anläggning vara konkurrenskraftig.

Utan tillgång till gaslager kan de variationer i gasflöde som förekommer utgöra ett problem vid gasreningen. En utjämning av gasflödet, t ex genom att använda berggrummen i Syrhåla för gaslagring, skulle därför vara fördelaktigt även om det inte krävs med tanke på avsättningen av biogasen.

5.2 Lund

5.2.1 Systembeskrivning

Den biogasanläggning som studerats i Lund är en anläggning som planeras att uppföras av SYSAV (Sydvästra Skånes avfallsaktiebolag). Det material som skall rötas består till en del av biologiskt lättnedbrytbart avfall som idag deponeras eller förbränns inom SYSAVs avfallshantering. Resterande material kommer huvudsakligen utgöras av gödsel från närliggande lantbruk. Anläggningen beräknas producera 22 GWh biogas per år vid fullt kapacitetsutnyttjande och ca 13 GWh/år i ett inledningskede. Detta motsvarar en effekt av ca 2,5 MW respektive 1,5 MW.

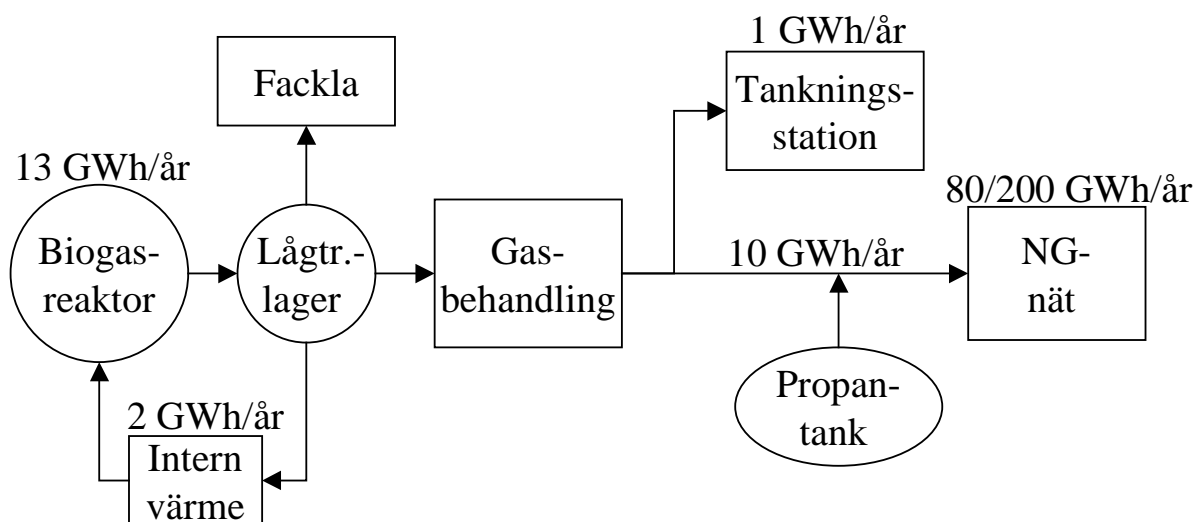
Den planerade lokaliseringen är öster om Lund, ca 2 km från Dalby. Mellan Lund och Dalby ligger en 16-bars naturgasledning dit biogasen skulle kunna avsättas. Detta är också det planerade användningssättet, kombinerat med en lokal tankningsstation för fordon. För att undvika störande buller och transporter placeras anläggningen på avstånd från tät bebyggelse, vilket gör att biogasen inte kan användas för uppvärmning av fjärrvärmenät eller liknande i anslutning till anläggningen.

Biogasanläggningen beräknas ha ett värmebehov av ca 2 GWh/år vid fullt kapacitetsutnyttjande. Elförbrukningen beräknas till ca 1,1 GWh/år, vilket inkluderar uppgradering av gasen och drift av en lokal tankningsstation. Värmebehovet planeras att tillgodoses genom förbränning av den egna biogasen i en gaspanna. Ett lågtryckslager om ca 4000 m³ kommer att byggas, vilket motsvarar ca 10 timmars produktion. Biogasset vid den planerade biogasanläggningen i Lund visas i figur 5.3.

De alternativa avsättningsmöjligheterna för biogasen är således:

- Eget behov (gaspanna eller gasmotor)
- Införsel på naturgasnät
- Användning som fordonsbränsle

Införsel på naturgasnätet diskuteras i avsnitt 5.2.2. De övriga alternativen behandlas ej eftersom de ligger utanför rapportens avgränsningar. Uppgifter om biogasanläggningen är från Ekwall och Lloyd (1997) och uppgifter om naturgasnätet från Brozén (1997).



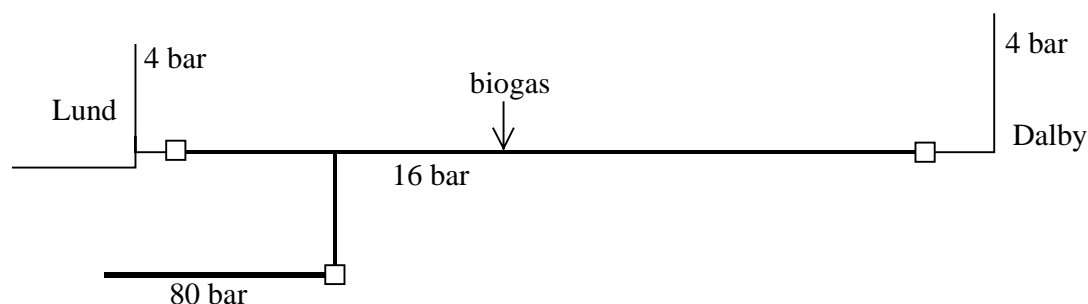
Figur 5.3 Biogasset vid den planerade lokaliseringen mellan Lund och Dalby. Värdena avser beräknade flöden i ett inledningsskede. Biogasanläggningens kapacitet är ca 22 GWh/år.

5.2.2 Distribution i naturgasnätet

Nära den tilltänkta placeringen av biogasanläggningen ligger en 16-bars naturgasledning, vilken österut förser ett 4-bars nät som finns i Dalby och västerut ett 4-bars nät som finns i Lund. Lundanätet har ytterligare ett inmatningsställe i västra delen av nätet. Inmatningspunkten till 16-barsledningen ligger väster om den planerade biogasanläggningen och strömningsriktningen i 16-barsledningen vid biogasanläggningen är således från väst mot öst. Biogasen kommer därför att gå till Dalbynätet, så länge uttaget i detta är större än den biogasmängd som matas in på nätet. Det finns då två alternativ till inmatning vid det aktuella stället:

1. Ledningen spärras mot Lund så att biogasen begränsas till Dalbynätet
2. Biogasen tillåts gå även i riktning mot Lund

I båda alternativen kommer biogasen huvudsakligen att gå till Dalbynätet. Skillnaden är, att då ledningen är öppen mot Lund tillåts biogas "strömma över" mot Lund, då uttaget i Dalbynätet är mindre än biogasproduktionen. Att mata in biogasen på 16-barsledningen och låta biogasen gå både mot Dalby och Lund, är det alternativ inom Lunds kommun som erbjuder bäst avsättningsmöjligheter för biogasen. För de övriga lokaliseringalternativ av biogasanläggningen som diskuterats, är det förmodligen endast aktuellt med inmatning direkt på Lunds 4-barsnät. Naturgasnätet vid den tilltänkta lokaliseringen visas i figur 5.4.



Figur 5.4 Delar av naturgasnätet i östra Lund.

Alternativ 1. Biogasen begränsas till Dalbynätet

Det totala årsuttaget i Dalbynätet är ca 80 GWh, varav drygt 30 GWh levereras till processkunder och nära 50 GWh används för uppvärmning. Både värmekunderna och processkunderna uppvisar stora variationer i gasuttaget. Värmekundernas uttag är främst säsongsberoende, medan processkundernas uttag varierar stort över veckan och över dygnet, beroende på om processen är igång eller inte.

Under juni till augusti är risken stor att gasuttaget under helgerna understiger biogasproduktionen och under semesterperioden även veckodagar. Lägsta registrerade medeleffekt under ett dygn var 1997 1,5 MW. Variationerna över dygnet är mycket stora och överskott på biogas kan därför uppstå främst nattetid under stora delar av året. Vid en begränsning av biogasen till Dalbynätet, kommer mängden biogas som behöver facklas att vara starkt beroende av om lagringskapacitet för den renade gasen finns. Med ett lager för utjämning av dygnsvisa variationer kan troligen överskottet

begränsas till en mindre del av den gas som produceras under helger sommartid och under semesterperioden. Ett gaslager kan med fördel kombineras med den tankningsstation som planeras. Gaslagret kan då utformas som en del av tankningsstationens högtryckslager, där gasen som fyller upp tankarna nattetid sedan används för fordonstankning. Tryckförlusterna minskar då jämfört med om gasen förs tillbaka till naturgasnätet.

Alternativ 2. Distribution till både Dalby och Lund

Inkluderas även Lundanätet blir totala årsuttaget drygt 200 GWh. Variationerna i uttag är stora även här, men en förbrukare med kontinuerligt uttag finns. Dess lägsta last är 1 – 2 MW. Naturgasnätet i Lund förser även Lunds gasdrivna stadsbussar med bränsle. Bussarnas uttag uppgår till drygt 30 MWh/dygn vardagar och till ungefär hälften under helgen.

Då biogasen tillåts gå även mot Lund, minskar perioderna med avsättningsproblem högst väsentligt. Det kan dock inte uteslutas att biogas kan behöva facklas under tillfälliga nedgångar i uttaget.

Gaskvalitet hos levererad gas

Biogasen kommer, även om den tillåts strömma mot Lund, att utgöra en stor del av gasmängden i Dalbynätet. Biogasen måste därför uppgraderas till en kvalitet som helt kan ersätta naturgasen. Debitering av kunderna i Dalby kan ske efter ett genomsnittsvärde av inmatad gas. Gasnätet i Lund har ytterligare ett inmatningsställe, och propantillsats kan därför bli nödvändig om gasledningen öppnas även mot Lund. Variationerna i gaskvalitet i Lundanätet måste också begränsas med tanke på de bussar som tankas där. En propantank finns också med i planerna för biogasanläggningen. Det skulle också vara möjligt att kombinera de båda alternativen, genom att biogasen begränsas till Dalbynätet under perioder med hög last och att nätet öppnas mot Lund under perioder då uttaget i Dalbynätet inte räcker till. Propantillsatsen skulle då kunna begränsas till de perioder då nätet öppnas mot Lund.

Wobbeindex hos levererad gas kommer som lägst att vara ca 50,5 MJ/Nm³, motsvarande den uppgraderade biogasen (97% metanhalt) då propan inte tillsätts. Som lägst kommer biogasen att utgöra några få procent av levererad gas, vilket ger ett högsta wobbeindex av ca 54,6 MJ/Nm³ i nätet.

Uppgradering av biogasen

I planerna för biogasanläggningen i Lund ingår även rening av biogasen. Reningen kommer troligen att göras i en vattenskrubber så att metanhalten i produktgasen överstiger 97%. Vattentillgången vid den tilltänkta lokaliseringen är emellertid låg och en vattenskrubber måste därför utformas med regenerering av skrubbevattnet. De avlägsnade gaserna kommer att passera ett biofilter för att undvika utsläpp av svavelväte. Om svavelvätehalterna blir höga, kommer en avskiljning före vattenskrubbern att göras genom tillsats av järnklorid eller järnoxid till rötningsprocessen. Man planerar också för att kunna tillsätta propan till den uppgraderade biogasen.

5.3 Eslöv

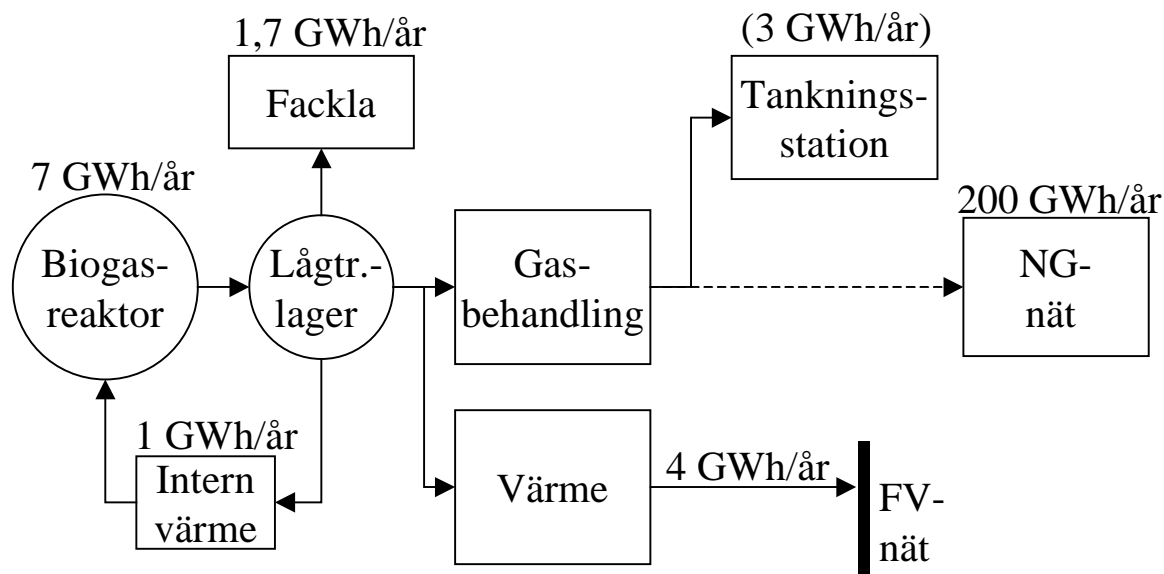
5.3.1 Systembeskrivning

Den i Eslöv studerade biogasanläggningen är Ellinge reningsverk. Årsproduktionen av biogas vid reningsverket är ca 1,2 miljoner m³ eller ca 7 GWh. Det avfall som rötas består till 80 – 90% av livsmedelsavfall från Procordia Food i närheten av reningsverket. Biogasproduktionen är inte konstant över året p g a att avfallsmängderna från Procordia varierar. Under hösten och vintern är gasproduktionen som störst med upp till ca 350 Nm³/h eller ca 2 MW. Sommartid kan produktionen gå ner mot 40 Nm³/h. Metanhalten i biogasen varierar också en del, mellan 55 – 65%. Biogasen innehåller inga mätbara halter av svavelväte.

Till största delen används biogasen för uppvärmning. Tidigare användes gasen i första hand för uppvärmning av ett mindre fjärrvärmenät i ett närliggande bostadsområde. En del fackling förekom när värmebehovet gick ner. Efter en ombyggnad av fjärrvärmeinkopplingen som gjordes 1998, har man nu även möjlighet att värma det stora fjärrvärmenätet i Eslöv. Ombyggnaden gjorde det också möjligt att värma det lokala fjärrvärmenätet med det stora nätet från staden. Man har nu alltså betydligt större möjligheter att välja vad man skall använda gasen till, samtidigt som avsättningsmöjligheterna markant har förbättrats. Även 1998 facklades en stor del av producerad gas, nära en fjärdedel, vilket kan förklaras med just ombyggnadsarbetet vid fjärrvärmenätet. I fortsättningen räknar man med att värmebehovet är så stort, att fackling helt kan undvikas. Det egna värmebehovet uppgår till ca 15% av biogasproduktionen.

Reningsverket har även en vattenskrubber för uppgradering av en delström av biogasen. Denna var från början byggd i pilotskala, men har nu byggts ut för att kunna försörja ca 50 personbilar samt två bussar och två lastbilar. En tankningsstation som även är öppen för allmänheten har också anlagts i anknytning till biogasanläggningen. I skrivande stund har den utbyggda reningsanläggningen ännu ej tagits i drift, men man beräknar att ca 65 Nm³ rågas per timma kommer att uppgraderas till fordonsbränsle. Med nuvarande biogasproduktion kan man således sommartid få problem med att förse tankningsstationen med tillräckligt med gas. Man undersöker därför möjligheten till att ta emot mer avfall eller att lagra avfall för att utjämna biogasproduktionen över året. Biogassystemet vid Ellinge reningsverk i Eslöv visas i figur 5.5.

I planerna för reningsanläggningen finns ytterligare en utbyggnad. Kapaciteten kommer då, beroende på intresset för biogas som fordonsbränsle, att utökas så att ca 200 personbilar kan förse med gas. Vid en sådan utbyggnad kan det bli aktuellt att föra in den uppgraderade gasen på naturgasnätet, så att mer lättillgängliga tankningsstationer kan anläggas. Samtidigt elimineras risken för att inte kunna förse tankningsstationen med tillräckligt med gas, eftersom naturgasen täcker upp för resterande förbrukning (Johnsson, 1999; Gunnarsson, 1999). I avsnitt 5.3.2 analyseras möjligheterna att införa biogasen på naturgasnätet.



Figur 5.5 Biogassetmet vid Ellinge reningsverk i Eslöv. Värdena avser 1998. Den nuvarande gasbehandlingsanläggningen har kapacitet för att uppgradera ca 3 GWh biogas per år till fordonsbränsle.

5.3.2 Distribution i naturgasnätet

Den reducerstation som förser Eslövs 4-barsnät med naturgas ligger hundratalet meter från Ellinge reningsverk. Flödet in i 4-barsnätet varierar stort, från ca 10 MWh/dygn till över 1000 MWh/dygn. Med nuvarande biogasproduktion av ca 6 – 45 MWh/dygn bör naturgasnätet kunna erbjuda goda avsättningsmöjligheter för biogasen, speciellt med tanke på att biogasen även kan användas för uppvärmning av fjärrvärmenät eller som fordonsbränsle lokalt.

Inga andra inmatningsställen till naturgasnätet finns. Vid en inmatning av biogas vid Ellinge bör därför debitering kunna ske efter ett genomsnitt av energivärdet för inmatad gas. Så länge de krav som ur teknisk synvinkel ställs på levererad gas uppfylls, bör det vara möjligt att utnyttja den utspädningseffekt som fås då biogasen blandas med naturgasen. Under ett fåtal helger under perioden juni – augusti (se figur 4.2) är emellertid naturgasuttaget så lågt att biogasen, om all gas matas in, kommer att utgöra en stor andel av levererad gas, upp till 100%. En möjlighet är därför att begränsa biogasinmatningen under t ex helger sommartid eller under hela sommaren för att kunna leverera biogas av lägre metanhalt under resterande del av året.

Gaskvalitet hos levererad gas

En analys av perioden från mitten av september 1997 till mitten av april 1998 visar att gasförbrukningen i nätet hela tiden överstiger 250 MWh/dygn. Baserat på dygnsmedelvärden och en högsta biogasproduktion av ca 45 MWh/dygn, kommer alltså biogasan delen under denna period att utgöra mindre än 20% av levererad gas. Enligt figur 4.1 är då 87% metanhalt i biogasen tillräcklig vid en tillåten variation i

wobbleindex av $\pm 5\%$. Till Eslövs naturgasnät har dock nyligen anslutits en tankningsstation, vilket kan medföra att högre krav på levererad gas behöver ställas.

Dygnsvisa variationer i naturgasuttaget har i denna studie inte varit kända. Om inga lagringsmöjligheter för biogasen finns, kan således andelen biogas i levererad gas tillfälligtvis bli högre än vad som angivits ovan. Ytterligare analys av förbrukningsmönstret i nätet måste därför göras när och om en inmatning av biogas blir aktuell.

Uppgradering av biogasen

Såväl den tidigare reningsanläggningen i pilotskala som den nya anläggningen är utformade med enkel genomgång av skrubbevattnet. Denna lösning är möjlig tack vare den goda tillgången på renat avloppsvatten. Även utformningen i övrigt är enkel. Man har t ex ingen gasrecirkulation, vilket ger förhållandevis stora metanförluster, upp till ca 7%. Denna lösning har valts med tanke på att anläggningen endast renar en mindre del av gasen och att anläggningen ändå kommer att byggas ut inom 1 – 2 år. Trycket vid absorptionen är ca 10 bar. Eftersom halterna av svavelväte i rågasen är låga, behövs ingen separat svavelväteavskiljning. Torkning av gasen sker med adsorption på zeoliter av aluminiumoxid i en PSA-process. Den reade gasen skall hålla en lägsta metanhalt av 97% (Lloyd, 1999).

5.4 Helsingborg

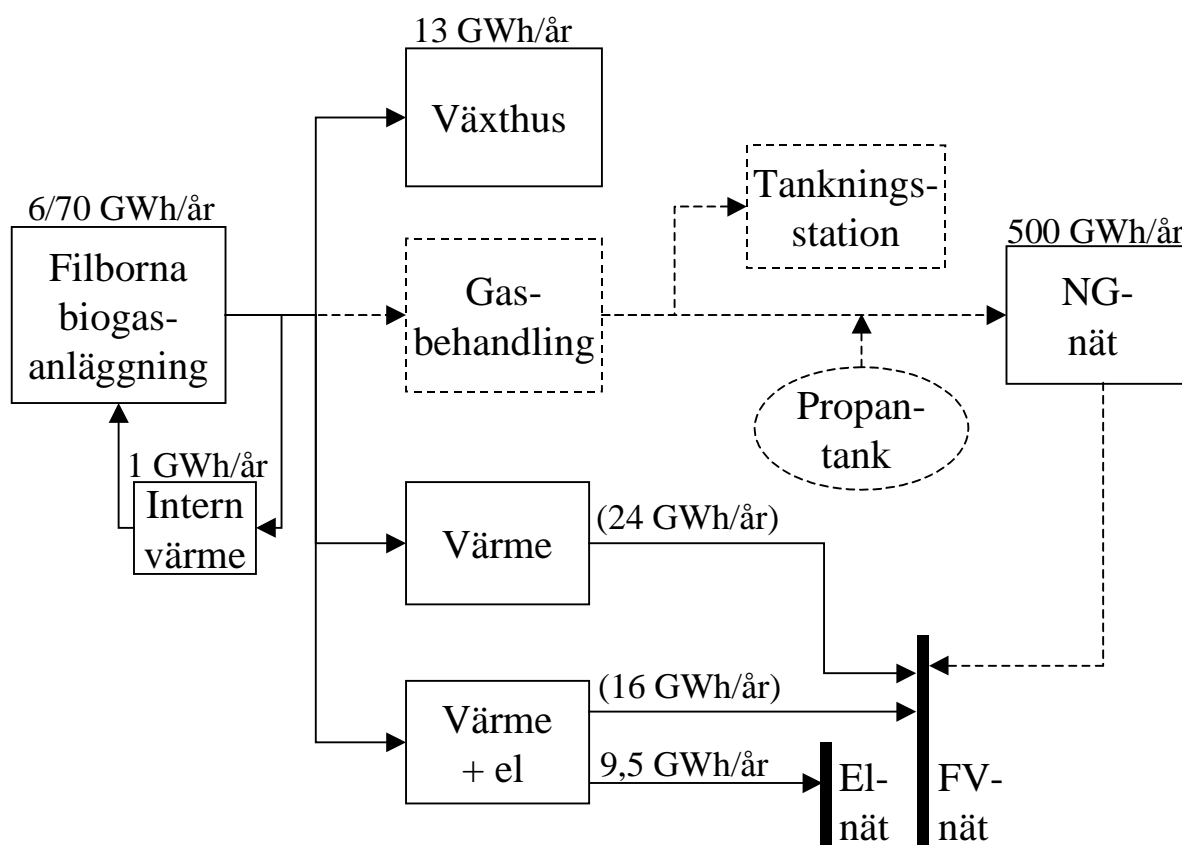
5.4.1 Systembeskrivning

Den i Helsingborg studerade anläggningen är Filborna deponi- och biogasanläggning. Anläggningen som ägs av NSR (Nordvästra Skånes Renhållnings AB), består av en deponi utrustad med bioceller och gasbrunnar, samt en rötningsanläggning. Den sammanlagda gasproduktionen är ca 70 GWh/år, varav biogasen från rötningsanläggningen står för ca 6 GWh/år. Det material som rötas är olika typer av organiskt avfall, såsom slakteriavfall, slam från fettavskiljare, avfall från livsmedelsindustrin mm. Metanhalten i rötgasen är 70%. Rötningsanläggningen har kapacitet för att producera ca 24 GWh biogas per år. Anläggningen utnyttjas alltså inte till fullo, och ytterligare biogasproduktion planeras genom att ta emot mer avfall.

Gasen från de båda anläggningarna förs in på samma system. Ca 80% av gasen levereras till Helsingborg Energi som använder gasen dels för kraftvärmeproduktion i två gasmotorer med en eleffekt av 512 resp 660 kW och dels för värmeproduktion i en gaspanna med 4 MW effekt. Värmen från gasmotorerna och pannan används för att värma Helsingborgs fjärrvärmenät. Ca 18 – 19% av gasen distribueras till tre närliggande handelsträdgårdar, vilka använder gasen för uppvärmning av växthus. Resterande gas, 1 – 2%, förbrukas internt i ett antal gaspannor och i ett Totemaggregat. En liten del av den gas som produceras i rötningsanläggningen uppgraderas för drift av egna fordon i en PSA-anläggning. Ingen fackling förekommer (Eken-Södergård, 1998). Biogassystemet vid Filborna i Helsingborg visas i figur 5.6.

Vid en införsel på naturgasnätet är det i första hand den gas som produceras i rötningsanläggningen som kan komma ifråga. Deponigasen innehåller 5 – 15% kväve

vilket gör den svår att uppgradera till tillräcklig kvalitet. Med nuvarande system utnyttjas energiinnehållet i gasen väl och skälen till att avsätta biogasen till naturgasnätet är därför inte avsättningssvårigheter. En införsel på naturgasnätet skulle dock göra det möjligt att sälja en större andel av biogasen som fordonbränsle. Samtidigt skulle värmeunderlag i fjärrvärmenätet frigöras, vilket gör att man skulle kunna producera mer elektricitet i en befintlig gasturbin som också är inkopplad till fjärrvärmenätet. Enda möjligheten till kylning av denna är med fjärrvärmevatten. I avsnitt 5.4.2 analyseras möjligheten att införa biogasen på naturgasnätet. Uppgifter om naturgasnätet och -flöden är från Schmidt (1998).

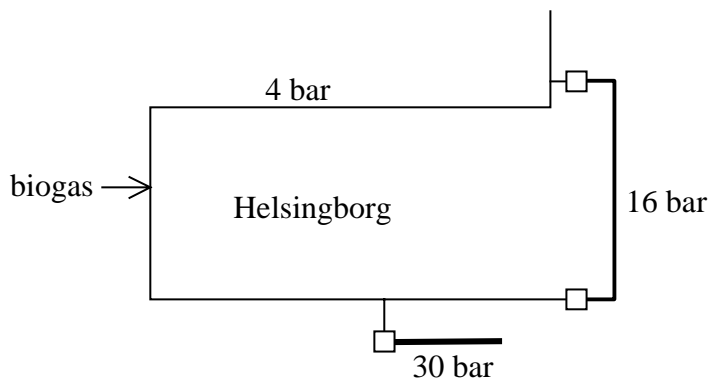


Figur 5.6 Biogassystemet vid Filborna i Helsingborg. Streckade linjer anger alternativa avsättningsvägar för biogasen. Siffror inom parentes anger uppskattade värden.

5.4.2 Distribution i naturgasnätet

I Helsingborgs naturgasnät distribueras nära 500 GWh naturgas per år. Av dessa förbrukar de två största kunderna, Kemira och Van den Bergh Foods, tillsammans ca 375 GWh. De har båda en relativt jämn last, dygnet runt och året om, vilket ger ett förhållandevis jämnt uttag även i nätet som helhet. Lägsta uttag i nätet är ca 45 MW och det högsta ca 180 MW, räknat som timmedelvärden. Detta kan jämföras med biogasproduktionen vid rötningsanläggningen i Filborna vilken i dagsläget är ca 0,7 MW och vid full produktion ca 3 MW. Naturgasnätets utseende gör emellertid att det

blir mycket svårt att späda biogasen med hela den naturgasmängd som matas in i nätet. Tre inmatningspunkter finns, med den närmast Kemira och Van den Bergh Foods på andra sidan centrala Helsingborg sett från Filbornaanläggningen. Ingen av inmatningspunkterna ligger nära Filborna. En förenklad bild av naturgasnätet i Helsingborg visas i figur 5.7.



Figur 5.7 Naturgasnätet i Helsingborg.

Biogasen skulle kunna distribueras i Helsingborgs naturgasnät efter inmatning direkt på en naturgasledning som löper inte långt från Filborna. Energivärdet hos biogasen behöver då troligen anpassas till naturgasens energivärde genom propan tillsats för att undvika problem med debitering. Även ur teknisk synvinkel krävs att biogasens kvalitet inte avviker för mycket från naturgasen, eftersom de kunder som befinner sig närmast biogasens inmatningspunkt kommer att få en stor andel biogas, periodvis upp till 100%. Speciellt två kunder vilka är speciellt känsliga för varierande gaskvalitet bör då nämnas: Mitex, som har torkar där man eldar direkt mot glasfiberväv och Zoegas, som eldar direkt in i sin kafferostningsprocess. Vid tillsats av propan till biogasen blir dock denna mycket lik naturgasen, och gaskvaliteten bör därför inte utgöra något problem.

Uppgradering av biogasen

Trycket i naturgasnätet är högst 4 bar och gasreningen bör således utföras vid så lågt tryck som möjligt. En föravskiljning av svavelväte blir troligtvis nödvändig, eftersom den varierande sammansättningen hos det rötade avfallet ger upphov till en del svavelväte.

Vid en uppgradering av enbart biogasen från rötningsanläggningen bör det vara möjligt att minska metanförlusterna genom att föra tillbaka restgasen till resterande deponigas. Inblandning av restgasen skulle sänka metanhalten i deponigasen med endast ca 1% vid uppgradering av nuvarande biogasproduktion av ca 6 GWh/år, och med ca 4% vid uppgradering av 24 GWh/år.

6 Diskussion och slutsatser

Att distribuera biogas i naturgasnät kan vid ett flertal biogasanläggningar vara ett bra sätt att öka avsättningsmöjligheterna för biogasen och därmed minska energiförlusterna. Att analysera hur biogasen skall användas i allmän bemärkelse kräver en vidare systemgräns än i detta arbete och värdering av alternativa el- och värmeproduktionsmetoder, drivmedel etc. Tidigare studier, exempelvis av Lindberg (1999), har dock visat att miljöskäl talar för att använda biogasen som fordonsbränsle, speciellt som ersättning för diesel. En utveckling i denna riktning kan underlättas av att biogasen distribueras i naturgasnät, eftersom detta ökar biogasens spridningsområde samtidigt som naturgasen säkrar gasleveranserna.

Slutsatserna från detta arbete är sammanfattningsvis:

- Distribution i naturgasnät kan i många fall väsentligt förbättra avsättningsmöjligheterna för biogasen samt underlätta spridningen av biogas som fordonsbränsle.
- Det finns teknik för att uppgradera biogasen till den kvalitet som krävs för distribution i naturgasnät.
- Den gasutrustning som är känsligast för varierande gaskvalitet är i förekommande fall fordon med lean-burnmotorer (de flesta tunga fordon). I annat fall är det, bortsett från specifika tillämpningar, enklare utrustning som t ex villapannor som är begränsande.
- Att utnyttja utspädning av biogas med naturgas för leverans av biogas av en kvalitet som inte helt kan ersätta naturgasen, förutsätter både ett stort naturgasflöde och att mötande gaser med olika energivärde (se avsnitt 4.1.4) kan undvikas. Fallstudierna antyder att denna kombination är ovanlig.
- Ur miljöhänseende är distribution i naturgasnät ofta ett bra alternativ. Den uppgradering av biogasen som krävs medför dock ofta utsläpp av metan till atmosfären, vilket minskar en i övrigt positiv miljöeffekt. Det är därför angeläget att hålla metanförlusterna så låga som möjligt.
- Naturgasnätets konfiguration är avgörande för huruvida problem med debitering av försald gas kommer att uppstå vid införsel av biogas på ett naturgasnät. Dessa problem kan lösas genom exempelvis tillsats av propan till den uppgraderade biogasen, så att denna erhåller samma energivärde som naturgasen. Propantillsats är normalt sett annars inte nödvändig av tekniska skäl.
- Distribution av biogas i stadsgasnät (naturgas/luft-nät) kräver endast enklare behandling av biogasen.

7 Referenser

- Alm, Åke (1998), Muntliga uppgifter. ABAC VVS International AB, Stockholm.
- Braga, Tom (1999), SulfaTreat estimated performance sheet. The SulfaTreat Company, Chesterfield, MO, USA.
- Brolin, L., Hagelberg, M., Norström, A. (1995), Biogas som drivmedel för fordon. KFB-rapport 1995:3. Nutek, Kommunikationsforskningsberedningen, Stockholm.
- Brolin, Lars (1997), Internationella erfarenheter av biogasfordon. KFB-meddelande 1997:28. Kommunikationsforskningsberedningen, Stockholm.
- Brozén, Stig (1997), PM angående gasuttaget vid reducerstationen i Dalby (internt material). Lunds Energi AB, Lund.
- Carlson, Bertil (1999), Muntliga uppgifter. Tekniska Verken i Linköping AB, Linköping.
- Carlson, Jan (1998), Muntliga uppgifter. Weishaupt Svenska AB, Göteborg.
- Carlsson, Curt (1998), Muntliga uppgifter. Euromekanik AB, Göteborg.
- DGC (1999), Gaskvalitet 1. kvartal 1999. <http://www.dgc.dk>. Dansk Gasteknisk Center a/s, Hørsholm, Danmark.
- DGC (1994), Afsætning af rensat og opgraderet biogas via naturgasnettet. Bilagsrapport. Dansk Gasteknisk Center a/s, Hørsholm, Danmark.
- Eken Södergård, Karin (1998), Muntliga uppgifter. Nordvästra Skånes Renhållnings AB, Helsingborg.
- Ekwall, K., Lloyd, O. (1997), Fortsatt utredning av lokalisering, teknik och ekonomi för en biogasanläggning i Lunds kommun. SYSAV Utveckling AB – BioMil AB, Lund.
- Energimyndigheten (1998), Energiläget 1998. Energimyndigheten, Stockholm
- Eriksson, Kjell (1999), Månadsrapport December 1998 (Driftsdata naturgas/luft-nätet). Göteborg Energi AB, Göteborg.
- Gunnarsson, Rolf (1999), Muntliga uppgifter. Eslövs kommun, Eslöv.
- Heed, Björn (1999), Muntliga uppgifter. Institutionen för Energiteknik, Chalmers tekniska högskola, Göteborg.
- Himmelstrup, Jacob (1999), Muntliga uppgifter. Hahnemann Teknik AB, Stockholm.
- IPCC (1995), Climate Change 1994, Radiative Forcing of climate change and an evaluation of the IPCC IS92 Emission Scenarios. IPCC.

ISO (okänt datum), Natural gas quality designation for use as a compressed fuel for vehicles, Preliminary draft. The International Organisation for Standardisation.

Jacobsen, Lis (1996), Anvendelse av blandningsgasser. Projektrapport. Dansk Gasteknisk Center a/s, Hørsholm, Danmark.

Jacobsson, Lars (1999), Uttag Göteborg Energi AB (Driftsdata naturgasnätet). Vattenfall Naturgas AB, Göteborg.

Jalnäs, Bengt (1999), Muntliga uppgifter. Volvo Lastvagnar AB, Göteborg.

Johansen, Geir (1999), Muntliga uppgifter. Vattenfall Naturgas AB, Göteborg.

Johnsson, Göran (1999), Muntliga uppgifter. Ellinge avloppsreningsverk, Eslövs kommun, Eslöv.

Jonsson, Roland (1999), Muntliga uppgifter. Volvo Lastvagnar AB, Göteborg.

Jönsson, Owe (1999), Muntliga uppgifter. Svenskt Gastekniskt Center AB, Malmö.

Kättström, Hans (1998), Muntliga uppgifter. Feab Flotechnology AB, Stockholm.

Laks, Mihkel (1999), Muntliga uppgifter. Volvo Personvagnar AB, Göteborg.

Lindberg, Anna (1998), Muntliga uppgifter. VBB Viak AB, Stockholm.

Lindberg, Anna (1999), Metananrikning. Uppgradering av biogas till drivmedelkvalitet – ekonomi, teknik och miljökonsekvenser. Slutrapport NUTEK-projekt nr P3041-1. Jordbrukstekniska institutet JTI, Stockholm.

Lindberg, Anna (1996), Svenska biogasanläggningar kartlagda, Satsa på bättre utnyttjande av biogasens rötrest! VBB Viak AB, Stockholm.

Lindberg, Anna (1992), Svavel- och koldioxidrening av biogas. Vattenfall Research, Vattenfall AB, Vällingby.

Linné, Marita (1994), Spårämnen i deponigas, En litteraturstudie. EnerChem AB, Lund.

Lloyd, Ola (1999), Muntliga uppgifter. BioMil AB, Lund.

Madsen, Erik (1999), Muntliga uppgifter. EM Process, Danmark.

Maltesson, Hans Åke (red) (1997), Biogas för fordonsdrift – Kvalitetsspecifikation. KFB-Rapport 1997:4. Kommunikationsforskningsberedningen, Stockholm.

Nilsson, Roland (1998), Muntliga uppgifter. Sydgas AB, Malmö.

Nordberg, Å., Lindberg, A., Gruvberger, C., Lilja, T., Edström, M. (1998), Biogaspotential och framtida anläggningar i Sverige. JTI-rapport Kretslopp & avfall Nr 17. Jordbrukstekniska Institutet, Uppsala.

Petersson, Ulf (1998), Rötgas från GRYAAB (internt material). Göteborg Energi AB, Göteborg.

Rahm L., Brolin L., Rudholm H., Lilja T. (1997), Biogas som drivmedel för fordon – Stockholm. KFB-rapport 1997:37. Kommunikationsforskningsberedningen, Stockholm.

Sahlberg, Kent-Åke (1999), Muntliga uppgifter. Göteborgsregionens Ryaverksaktiebolag (GRYAAB), Göteborg.

Schmidt, Stefan (1998), Muntliga uppgifter. Helsingborg Energi AB, Helsingborg.

Simonsson, Rune (1998), Muntliga uppgifter. Malmberg Water AB, Kristianstad.

Simrad Optronics (1998), Simrad GD10 Infrared Gas Detector. Produktbroschyr. Simrad Optronics ASA, Oslo, Norge.

Sjögren, Per-Olof (1999), Muntliga uppgifter. Megtec Systems AB, Göteborg.

Ström, Eva (1991), Biogas för värme, el- och drivmedelsproduktion. Statens vattenfallsverk, Vällingby.

Ström, Lars-Edde (1998), Muntliga uppgifter. AB ppm Mätteknik, Göteborg.

Walton, Peter (1999), Muntliga uppgifter. Apollo Environmental Systems Corp., New York, Ontario, Kanada.

Widing, Nils (1998), Uttag MR Eslöv 1/6-97...31/5-98, (Driftsdata Eslövs naturgasnät). Sydgas AB, Malmö.

Widing, Nils (1999), Muntliga uppgifter. Sydgas AB, Malmö.



SE-205 09 MALMÖ ● TEL 040-24 43 10 ● FAX 040-24 43 14
www.sgc.se ● info@sgc.se
