
Rapport SGC 142

Utvärdering av uppgraderingstekniker för biogas

©Svenskt Gastekniskt Center – November 2003



Margareta Persson
Lunds Tekniska Högskola

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.

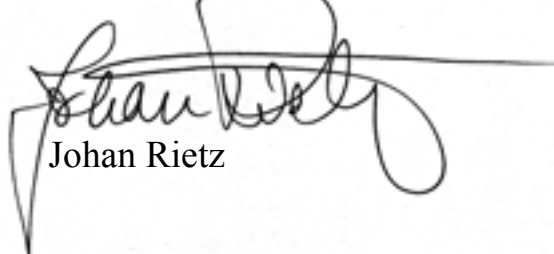
En förteckning över hittills utgivna SGC-rapporter finns på SGC:s hemsida www.sgc.se.

Svenskt Gastekniskt Center AB (SGC) är ett samarbetsorgan för företag verk-samma 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, Sydkraft Gas AB, Sydkraft AB, Göteborg Energi AB, Lunds Energi AB och Öresundskraft AB.

Nedanstående har gjort det möjligt att genomföra detta utvecklingsprojekt:

Sydkraft Gas AB

SVENSKT GASTEKNISKT CENTER AB



Johan Rietz

Sammanfattning

Biogas kan användas som fordonsbränsle, efter rening och uppgradering av gasen. Reningen består i huvudsak av avskiljning av vatten och svavelväte och uppgraderingen av avskiljning av koldioxid för att höja gasens värmevärde. Det finns idag fyra tekniker för uppgradering av biogas på anläggningar runt om i Sverige. Majoriteten av anläggningar använder sig av vattenskrubber. Den näst vanligaste tekniken är Pressure Swing Adsorption (PSA), följt av två enskilda anläggningar med Selexol respektive kemisorption. Ökat intresse bland kommuner och företag för uppgradering av biogas tillsammans med allt fler tekniker att tillgå för avskiljning av koldioxid medför att det finns ett behov av att utvärdera och jämföra de olika teknikerna för att lyfta fram deras för- och nackdelar. Hur uppgradering av biogas kan förbättras och genomföras till en lägre kostnad är en annan viktig aspekt.

Metoden för utvärderingen är dels litteraturstudier av befintligt material inom området, dels enkäter utsända till uppgraderingsanläggningar. Även besök och intervjuer har gjorts på anläggningar. Utöver detta genomfördes mätning av metanför-luster på en anläggning med PSA. För att få fler infallsvinklar har även uppgifter från fyra olika leverantörer av uppgraderingsanläggningar samlats in.

Utvärderingen visar på en rad olika för- och nackdelar för de olika uppgraderingsteknikerna. För PSA kan det nämnas att tekniken har god säkerhet mot svavel- och vatteninnehåll i den renade gasen. Vidare medför tekniken ingen hantering av kemikalier och den kräver ingen tillgång till vatten. Det finns även erfarenheter av flertalet anläggningar i Sverige.

Fördelen med recirkulerande eller enkelt genomströmmande vattenskrubber är att den inte kräver hantering av kemikalier och att det finns stor erfarenhet av tekniken i Sverige. Framförallt enkelt genomströmmande vattenskrubber kräver stor tillgång till vatten varmed tekniken används vid reningsverk där renat avloppsvatten kan användas. Även för recirkulerande vattenskrubber åtgår vatten då en del av vattnet byts ut.

Selexol och kemisorption medför hantering av kemikalier och erfarenheten av teknikerna är låg i Sverige. En fördel med kemisorption är att elanvändningen för att uppgradera biogas är lägre än för de övriga teknikerna, då gasen som avskiljs inte komprimeras. Dock är värmebehovet för regenerering av kemikalien vid kemisorption högt. Vidare medför kemisorption låga metanför-luster då kemikalien selektivt reagerar med koldioxid.

Data från anläggningar visar på att elanvändningen för att uppgradera biogas motsvarar 3-6 % av energiinnehållet i den renade gasen. Vidare har samtliga tekniker hög tillgänglighet på cirka 95 %. Data från anläggningar, leverantörer och litteratur visar på att kostnaden för att uppgradera biogas ligger på 0,10-0,40 kr per kWh renad gas.

Genom att i större utsträckning bygga uppgraderingsanläggningar som standardiserade, prefabricerade moduler med ett begränsat antal olika kapaciteter, bör det vara möjligt att nå en rad fördelar. Några är lägre investeringskostnad, reducering av driftstörningar, kortare tid från beställning till driftsättning av anläggning, samt att det blir lättare för beställare att välja teknik.

Abstract

Biogas can be used as vehicle fuel after cleaning and upgrading of the gas. The cleaning consists of separation of water and hydrogen sulphide, whilst upgrading consists of separation of carbon dioxide. There are today four techniques for upgrading of biogas to vehicle fuel quality in plants in Sweden. The majority of these plants use absorption by water wash, the next most common technique is PSA, followed by two other techniques, Selexol and chemical reaction which are represented by one plant each. There has been an increased interest among municipalities and companies for upgrading of biogas to vehicle fuel. This together with the fact that there are more techniques to choose among creates a need to evaluate the techniques and bring forward there advantages and disadvantages. How upgrading of biogas can be improved and made more cost efficient is another important aspect.

The method of the evaluation is literature studies, questionnaires sent to plant owners, visits and interviews. Furthermore was measurement of methane losses performed at one plant with PSA. To get more angels of approach was information from four different suppliers also assembled.

The evaluation shows a number of advantages and disadvantages for the different techniques. For PSA it can be mentioned that it has a good guarantee against sulphide and water content in the upgraded gas. PSA does not imply any use of chemicals and it does not demand any access to water. There is also a lot of experience of PSA in Sweden.

The advantage with water wash with or without regeneration is that it does not imply any use of chemicals and there is great experience of the techniques in Sweden. For especially water wash without regeneration large amounts of water is used and therefore the technique is most common nearby sewage treatment plants. Also water wash with regeneration uses some water since some of the water in the process is continually changed.

Selexol and chemical reaction imply use of chemicals and the experience of the techniques is so far low in Sweden. The need for electricity to upgrade biogas with chemical reaction is less than for the other techniques because gas that is separated is not compressed. Thus is the need for heat to regenerate the chemical with chemical reaction high. An advantage with chemical reaction is that it implies small losses of methane since the chemical selectively reacts with carbon dioxide.

Information from plants indicates that the electricity demand to upgrade biogas is 3-6 % of the energy content in the cleaned gas. Furthermore have all techniques an access at about 95 %. Information from plants, suppliers and literature show that the cost to upgrade biogas is 0,10-0,40 SEK per kWh upgraded gas.

By building upgrading plants as standardized prefabricated modules in a more limited edition of capacities it may be possible to reach a number of advantages. Some of these are lower investment costs, reduced number of operation problems and that it will become easier for buyers to choose technique.

Förord

Föreliggande rapport är resultatet av ett examensarbete utfört för Svenskt Gastekniskt Center under sommaren och hösten 2003. Examensarbetet är avslutningen på en civilingenjörsutbildning i Ekosystemteknik vid Lunds Tekniska Högskola och omfattar 20 poäng.

Jag vill tacka alla de personer som på ett eller annat sätt bidragit till detta arbetes genomförande. Framförallt vill jag tacka mina handledare, Owe Jönsson på Svenskt Gastekniskt Center AB, Staffan Ivarsson på Sydkraft Gas AB och Mikael Näslund på institutionen för värme- och kraftteknik, avdelningen för energihushållning vid Lunds Tekniska Högskola.

Vidare vill jag tacka Anders Dahl på BioMil AB för hjälp vid mätningar och Katarina Starberg och Bernt Karlsson på Sweco Viak AB för att de gav mig möjlighet att samordna enkätfrågor och anläggningsbesök med deras utvärdering.

Sist, men inte minst vill jag tacka personal på uppgraderingsanläggningarna runt om i landet och leverantörer. Utan den information ni bistod med hade det inte varit möjligt att genomföra arbetet.

Lund i november 2003



Margareta Persson

Innehållsförteckning

1	INLEDNING	1
1.1	BAKGRUND	1
1.2	SYFTE	1
1.3	METOD	2
1.4	AVGRÄNSNINGAR	2
1.5	INNEHÅLL	2
2	BIOGAS.....	3
2.1	PRODUKTION.....	3
2.2	FYSIKALISKA EGENSKAPER	4
2.3	ANVÄNDNINGSSOMRÅDEN.....	5
2.4	MILJÖASPEKTER.....	6
2.5	TEKNISKA KRAV PÅ UPPGRADERAD GAS	6
3	RENING OCH UPPGRADERING.....	7
3.1	RENING	8
3.1.1	<i>Svavelväte</i>	<i>8</i>
3.1.2	<i>Vatten.....</i>	<i>9</i>
3.1.3	<i>Andra komponenter.....</i>	<i>10</i>
3.2	UPPGRADERING.....	11
3.2.1	<i>PSA (Pressure Swing Adsorption)</i>	<i>11</i>
3.2.2	<i>Absorption med vatten</i>	<i>13</i>
3.2.3	<i>Absorption med Selexol®</i>	<i>16</i>
3.2.4	<i>Absorption med kemisk reaktion.....</i>	<i>17</i>
3.2.5	<i>Membranseparation.....</i>	<i>18</i>
3.2.6	<i>Kryoprocesser.....</i>	<i>20</i>
3.3	ODÖRISERING.....	20
4	TEKNISK UTVÄRDERING	21
4.1	TEKNIKVAL FÖR UPPGRADERING.....	21
4.2	DRIFTERFARENHETER	24
4.2.1	<i>PSA</i>	<i>24</i>
4.2.2	<i>Absorption med vatten</i>	<i>26</i>
4.2.3	<i>Absorption med Selexol®</i>	<i>30</i>
4.2.4	<i>Absorption med kemisk reaktion.....</i>	<i>30</i>
4.2.5	<i>Sammanfattning av drifterfarenheter.....</i>	<i>31</i>
4.3	TILLGÄNGLIGHET.....	32
4.4	RESURSBEHOV	34
4.4.1	<i>Personal.....</i>	<i>34</i>
4.4.2	<i>Elektricitet.....</i>	<i>36</i>
4.4.3	<i>Vatten.....</i>	<i>39</i>
4.4.4	<i>Övrigt.....</i>	<i>40</i>
5	EKONOMI OCH UPPHANDLING.....	42
5.1	PLANERING OCH UPPHANDLING	43
5.2	INVESTERINGSKOSTNAD	45
5.3	DRIFT- OCH UNDERHÅLLSKOSTNAD	48
5.4	KOSTNAD FÖR UPPGRADERING AV GAS	51
6	GASKVALITET	57
7	MILJÖ	58
7.1	METANFÖRLUSTER.....	58
7.1.1	<i>PSA</i>	<i>59</i>
7.1.2	<i>Absorption med vatten</i>	<i>60</i>
7.1.3	<i>Absorption med Selexol®</i>	<i>61</i>
7.1.4	<i>Absorption med kemisk reaktion.....</i>	<i>61</i>
7.2	LUKT.....	62
8	SLUTSATSER	63
9	REFERENSER.....	67

BILAGA *Enkät till uppgraderingsanläggningar*

1 Inledning

1.1 Bakgrund

Biogas kan användas som fordonsbränsle, efter rening och uppgradering av gasen. Reningen består i huvudsak av avskiljning av vatten och svavelväte och uppgraderingen av avskiljning av koldioxid för att höja gasens värmevärde. De första pilotanläggningarna för uppgradering av biogas byggdes år 1992 i Sverige och dessa använde Pressure Swing Adsorption (PSA) som teknik för avskiljning av koldioxid. År 1996 påbörjades byggnaden av ett antal uppgraderingsanläggningar med tryckvattenabsorption (vattenskrubber) för avskiljning av koldioxid. Utbyggnaden har fortsatt och idag finns uppgraderingsanläggningar på inte mindre än sexton orter i Sverige och på flertalet platser pågår planering och utredning av nya anläggningar. Såväl antalet anläggningar har ökat som antalet tekniker för avskiljning av koldioxid. Det finns idag fyra tekniker på anläggningarna runt om i landet. Majoriteten av anläggningar använder sig av vattenskrubber, den näst vanligaste tekniken är PSA, sedan finns det även två anläggningar som använder sig av helt annan teknik, fysikalisk absorption av kemikalie (Selexol efter produktnamnet på kemikalien) respektive kemisk absorption (kemisorption).

Den uppgraderade gasen används i huvudsak till fordonsbränsle, men det finns även en anläggning som tillför den uppgraderade gasen till naturgasnätet. Detta är ett inslag som kommer att bli mer vanligt, då det underlättar avsättningen av gasen.

Under årens lopp har det varit en rad olika aspekter i fokus gällande uppgradering av biogas. Tidigare var det framförallt gaskvalitet som diskuterades. Nu är det istället kvalitetssäkring av den uppgraderade gasen, metanförluster och besiktning av fordonstankar som är på tapeten.

Ökat intresse bland kommuner och företag för uppgradering av biogas tillsammans med allt fler tekniker att tillgå för avskiljning av koldioxid medför att det finns ett behov att utvärdera och jämföra de olika teknikerna, för att lyfta fram deras för- och nackdelar.

1.2 Syfte

Syftet med examensarbetet är att utvärdera olika uppgraderingstekniker för biogas med avseende på teknik, ekonomi, gaskvalitet och miljö. Utvärderingen skall i huvudsak baseras på data från befintliga anläggningar i Sverige. Målet med jämförelsen är att skapa en så mångsidig bild som möjligt av de olika teknikernas för- och nackdelar, eftersom detta saknats tidigare.

Ett bisyfte med examensarbetet är även att identifiera olika aspekter gällande uppgradering av biogas som kan utvecklas för att förbättra anläggningarnas funktion och sänka investeringskostnader.

1.3 Metod

Metoden för examensarbetet är dels litteraturstudier av befintligt material inom området. Vidare baseras utvärderingen på enkäter, se bilaga, utsända till uppgraderingsanläggningar, samt på besök och intervjuer på anläggningar. Totalt har nio besök utförts under juni till augusti månad. Information har även erhållits för ytterligare tre anläggningar via telefonsamtal. Ambitionen var att täcka in så stor del som möjligt av de befintliga anläggningarna i Sverige. Utöver detta genomfördes mätning av metanförluster på en anläggning med PSA. För att få fler infallsvinklar har även uppgifter från fyra olika leverantörer av uppgraderingsanläggningar samlats in.

Målet med studien är utvärdering av uppgraderingsteknikerna, inte utvärdering och jämförelse av de olika *anläggningarna*. Dock baseras utvärderingen på data från anläggningarna. För att uppgifterna skall behålla sin relevans, samtidigt som anläggningarna i största möjliga mån förblir anonyma, har anläggningarna i rapporten angivits i form av teknik, dimensionerad kapacitet och år för driftsättning.

I de fall underlaget av data är bristfälligt inom något område, utvärderas uppgradering generellt istället för specifikt för varje teknik.

1.4 Avgränsningar

Utvärderingen fokuseras på de fyra förekommande uppgraderingsteknikerna för biogas i Sverige, vattenskrubber, PSA, Selexol och kemisorption. Dock beskrivs andra, inte i Sverige förekommande uppgraderingstekniker i det inledande faktskycket, kapitel 3.2 *Uppgradering*.

Systemgränsen för utvärderingen av uppgraderingstekniker sätts från det att obehandlad, ej komprimerad rågas anländer till uppgraderingsanläggningen fram till att renad gas lämnar anläggningen före eventuell högtryckskomprimering (komprimering av gasen till 200 bar). Exempelvis investeringskostnad och energianvändning för högtryckskomprimering ingår således inte i utvärderingen.

Fokus på utvärderingen är samtliga relevanta faktorer vid jämförelsen av olika tekniker. Därmed är studien bred utan större fördjupningar.

1.5 Innehåll

I kapitel 2 ges en beskrivning av hur biogas bildas, används och vad den har för egenskaper. Kapitel 3 beskriver hur biogas förädlas till fordonsbränsle genom rening, uppgradering och odörisering av biogasen.

I kapitel 4, 5, 6 och 7 jämförs de olika uppgraderingsteknikerna med avseende på en rad olika faktorer. En teknisk utvärdering görs i kapitel 4, kapitel 5 beskriver ekonomi och upphandling, kapitel 6 gaskvalitet och kapitel 7 miljö.

Efter de flesta delkapitel följer en diskussion i form av ett avslutande avsnitt med sammanfattande kommentarer. I kapitel 8 redovisas slutsatserna av utvärderingen.

2 Biogas

2.1 Produktion

Biogas bildas vid anaerob nedbrytning av organiskt material. Detta sker naturligt i översvämmande marker, i havsbottnars sediment, i risodlingar, samt i idisslares magar (Norin, 1998). I den av människor kontrollerade biogasproduktionen rötas organiskt material i form av växter, gödsel, avfall från livsmedelsindustrin, slam från reningsverk eller hushållsavfall.

I Sverige finns över 200 anläggningar för biogasproduktion som årligen ger cirka 1,4 TWh biogas. Majoriteten av produktionsanläggningarna för biogas är lokaliserade vid kommunala reningsverk och använder slammet från reningsverket som råvara. Härnäst vanligast produktion är insamlandet av gas från deponier eller bioceller, en gas som ibland benämns som deponigas. Gällande förekomst följer därefter anläggningar för samrötning av exempelvis industriavfall och gödsel, lantbruksanläggningar samt försöksanläggningar (SGC, 2002).

Rötningen av det organiska materialet sker, förutom vid deponier, i en rötkammare, figur 1. Kammaren ger en god möjlighet att kontrollera förhållanden som temperatur och fukthalt för att på så sätt optimera produktionen av gas. Gasen från rötkammare benämns ibland som rötgas. Vid den anaeroba nedbrytningen av det organiska materialet omvandlas en stor del av energiinnehållet i materialet till metangas. Detta gör att det bildas mindre värme och rötrest vid anaerob nedbrytning än vid aerob nedbrytning i form av kompostering. För att den anaeroba processen skall fungera väl krävs det tillförsel av värme (Norin, 1998).



*Figur 1: Rötkammare, produktion cirka 300 m³ rågas per timme
(Foto: Margareta Persson)*

Biogas består i huvudsak av metan, CH₄, och koldioxid, CO₂. Därutöver förekommer en del andra gaser och biprodukter, bland annat svavelväte, H₂S som bildas vid anaerob omvandling av svavelhaltigt material, samt ammoniak, NH₃, som bildas vid omvandling av kvävehaltiga komponenter (Hagen et al, 2001).

Vilken sammansättning gasen har beror på sammansättningen av det rötade materialet, processteknik och hur gasen samlas in.

Den gas som bildas i rötkammare har generellt högre energiinnehåll än gas från deponier, vilket beror på den mer kontrollerade processen och att det i deponigas vanligtvis förekommer en del luft då gasen sugas ur deponin med fläktar, tabell 1 (Norin, 1998).

Tabell 1: Biogassammansättning (Hagen et al, 2001)

Komponent	Enhet	Samrötning	Reningsverk	Deponi
Metan, CH ₄	vol-%	60-70	55-65	45-55
Koldioxid, CO ₂	vol-%	30-40	35-45	30-40
Kväve, N ₂	vol-%	< 1	< 1	5-15
Svavelväte, H ₂ S	ppm	10-2000	10-40	50-300

Då gasen från rötkammaren har högre energiinnehåll än gas från deponi är det rötgas som uppgraderas till fordons- och naturgaskvalitet i Sverige. I exempelvis Holland finns det anläggningar som uppgraderar deponigas till naturgaskvalitet. Det skall dock noteras att den holländska naturgasen har lägre värmevärde än naturgasen i Sverige och innehåller cirka 86 % metan och 14 % kväve (CADDET renewable energy, 1996).

2.2 Fysikaliska egenskaper

Vid angivande av volymer av biogas används precis som för naturgas enheten normalkubikmeter (m_n³). Detta syftar till volymen vid 0 °C och 1,0325 bar. Mängden gas kan även anges uttryckt som energi med enheten joule (J) eller wattimmar (Wh). För att räkna om gasvolymen uttryckt i normalkubikmeter till energi krävs gasens metanhalt och metans värmevärde (Näslund, 2002).

Värmevärde (H) anger den energi som frigörs vid fullständig förbränning av en normalkubikmeter av gasen. Värmevärdet kan uttryckas som ett övre, även kallat kalorimetriskt värmevärde (H_o), eller undre, även kallat effektivt värmevärde (H_u). Det övre värmevärdet avser energin när vattenångan i avgaserna kondenserat, medan det undre värmevärdet avser energin när vattenångan är i gasfas (Näslund, 2002). Vanligtvis används det undre värmevärdet. I tabell 2 är värmevärdet för gas med olika halter metan beräknat, förutsatt att metan är den enda brännbara komponenten i gasen.

Tabell 2: Värmevärde för gas med olika halter metan

Halt metan, CH ₄ , (vol-%)	H _o (kWh/m _n ³)	H _u (kWh/m _n ³)
100 *	11,06	9,97
97	10,73	9,67
60	6,64	5,98

* (Näslund, 2002)

För att jämföra olika gasers utbytbarhet används begreppet Wobbeindex (W), vilket uttrycks av värmevärde och relativ densitet (d). Den relativa densiteten är gasens densitet i förhållande till luftens ($\text{densitet}_{\text{gas}}/\text{densitet}_{\text{luft}}$). Wobbeindex kan precis som värmevärdet uttryckas med ett övre eller undre värde.

Definition av Wobbeindex: $W = \frac{H}{\sqrt{d}}$

När det gäller säkerhetsaspekter så är biogas en explosiv gas vid koncentrationer på mellan 5 och 20 % i luft beroende på metanhalten i gasen (Norin, 1998).

2.3 Användningsområden

Förbränning av biogas för värmeproduktion är det enklaste och vanligaste användningsområdet. Det krävs normalt ingen annan behandling av gasen före förbränningen än den vattenavskiljning som sker genom dränering av gassystemet. Det kan dock vara lämpligt att torka gasen. Genom att avskilja svavelväte från gasen minskas utsläppen av svaveldioxid vid förbränningen, vilket är fördelaktigt ur miljösynpunkt men inte nödvändigt för förbränningens skull (Norin, 1998).

Kraft- eller kraftvärmeproduktion är ett vanligt alternativ till enbart värmeproduktion. På omkring 60 stycken biogasanläggningar produceras elektricitet. Det är främst ottomotorer som används till elproduktionen, då de passar väl för de effektstorlekar som är aktuella i Sverige (Norin, 1998). Dieselmotorer används även, men för lite större effekter på över en till två MW_{el} (Vågdahl, 1999). För att biogasen skall fungera väl till kraftvärmeproduktion krävs att den först dräneras eller torkas på vatten. Dessutom krävs avskiljning av stoft och korrosiva komponenter som svavelväte och klorerade kolväten (Norin, 1998). I Helsingborg finns sedan år 2002 även kraftvärmeproduktion med en gaskombicycle på 0,8 MW_{el} (SGC, 2002).

Biogas kan efter uppgradering användas precis som naturgas i fordon anpassade för gasdrift. Vid uppgraderingen avskiljs koldioxid för att höja gasens energiinnehåll och därmed förlänga körsträckan för en viss volym gas. Avskiljningen av koldioxid medför även en jämn gaskvalitet med avseende på värmevärde.

Detta är enligt biltillverkarna en förutsättning för låga kväveoxidemissioner (IEA Bioenergy). Vidare torkas gasen för att förhindra kondensation och den därav följande risken för korrosion vid högtryckskomprimeringen i gaslager och gastankar. Miljö- och hälsofarliga komponenter som svavelväte avskiljs även, samt partiklar för att undvika mekanisk störning. Under år 2002 användes cirka 100 GWh biogas som fordonsbränsle.

Ytterligare en avsättningsmöjlighet för biogas är naturgasnätet. Genom att uppgradera gasen på samma sätt som för fordon, samt genom att tillsätta högre kolväte i form av exempelvis gasol, har gasen likvärdiga egenskaper med naturgas. Gasen kan då tillföras till naturgasnätet utan risk för problem i användningskedjan (Vågdahl, 1999).

2.4 Miljöaspekter

Biogas är en förnybar energikälla, som produceras av organiskt material. Då gasens kolinnehåll kommer från växternas fotosyntes och inte är fossilt ger förbränning av biogas inget nettotillskott av växthusgaser (Vågdahl, 1999).

Metan är, sett ur ett hundraårsperspektiv, cirka 20 gånger starkare växthusgas än koldioxid. Detta gör det oerhört viktigt att minimera utsläppen av metan från produktion, distribution, uppgradering eller användningen av biogasen, då detta annars minskar biogasens positiva klimatpåverkan. Samtidigt skall det lyftas fram att insamling och rötning av organiskt material, framförallt gödsel minskar de spontana metanläckage som annars sker i konventionella system (Börjesson & Berglund, 2003).

Som fordonsbränsle har biogas en rad positiva egenskaper gällande emissioner. Biogasens enkla sammansättning medför betydligt enklare emissioner i jämförelse med bensin och diesel. Exempelvis innehåller avgaserna från bensin och diesel, bensen och toluen, något som inte förekommer i avgaser från biogas. Vidare har biogas lägre emissioner av kolmonoxid, kolväten, kväveoxider och svavelföreningar jämfört med bensin och diesel för både lätta och tunga fordon. Enbart för metan har biogas högre emissioner jämfört med bensin och diesel, men dessa utsläpp är små, varmed bensin och diesel fortfarande har större växthuspåverkan (Cornander et al, 2002).

2.5 Tekniska krav på uppgraderad gas

Det finns en svensk standard för biogas som fordonsbränsle, SS 15 54 38. Standarden är uppdelad i två delar, standard A, tabell 3, avser drift av motorer utan lambda-reglering (lastbilar), medan standard B, tabell 4, avser drift av lambda-reglerade motorer (personbilar) (SGC, 2001). Förutom standarden för biogas som fordonsbränsle skall gaskvaliteten följa tankstationsföreskriften, tabell 5 (Dahl, 2003).

Biogas som förs ut på naturgasnätet uppgraderas först till fordonsbränslekvalitet. Härefter tillsätts gasol för att höja gasens värmevärde och Wobbeindex, så att gasen efterliknar den naturgas som finns i nätet (Jönsson, 2003). Kraven på vatteninnehåll i gas som förs ut på naturgasnätet, kan dock vara lägre än vad som anges av standard och tankstationsföreskrift, då gasen inte högtryckskomprimeras till minst 200 bar.

Tabell 3: Biogasspecifikation enligt svensk standard A (Dahl, 2003)

Parameter	Krav
Metaninnehåll, vol-%	96-98
Vatteninnehåll, mg/m ³	< 32
Daggpunkt, °C	5 °C under tryckvattendaggpunkten vid högsta lagringstryck under lägsta månadsvisa dygnsmedeltemperatur för aktuell ort
CO ₂ + O ₂ + N ₂ , vol-%	< 4
O ₂ , vol-%	< 1
Totalsvavel, mg/m ³	< 23 (motsvarande ungefär 16 ppm _v H ₂ S)
Kväveföreningar, mg/m ³	< 20 (exkl. N ₂) räknat som NH ₃
Partiklar	< 1 µm

Tabell 4: Biogasspecifikation enligt svensk standard B (Dahl, 2003)

Parameter	Krav
Metaninnehåll, vol-%	95-99
Vatteninnehåll, mg/m ³	< 32
Daggpunkt, °C	5 °C under tryckvattendaggpunkten vid högsta lagringstryck under lägsta månadsvisa dygnsmedeltemperatur för aktuell ort
CO ₂ + O ₂ + N ₂ , vol-%	< 5
O ₂ , vol-%	< 1
Totalsvavel, mg/m ³	< 23 (motsvarande ungefär 16 ppm _v H ₂ S)
Kväveföreningar, mg/m ³	< 20 (exkl. N ₂) räknat som NH ₃
Partiklar	< 1 µm

Tabell 5: Krav på biogas enligt tankstationsföreskriften (Dahl, 2003)

Parameter	Krav
Vatteninnehåll, mg/m ³	< 32, motsvarande daggpunkten -9 °C eller lägre vid 200 bar.
Svavelhalt och andra lösliga sulfider, mg/m ³	< 23
O ₂ , vol-%	< 1

3 Rening och uppgradering

För att använda biogas till fordonsdrift eller för tillförsel till naturgasnätet krävs som tidigare nämnts behandling av gasen. Det finns en rad olika tekniker för att rena och uppgradera biogasen till fordons- eller naturgaskvalitet. Gasreningen består av avskiljning av korrosiva produkter, i huvudsak svavelväte, samt avskiljning av vatten och partiklar. Uppgraderingen består av avskiljning av koldioxid för att höja energiinnehållet i gasen.

Biogasen kan innehålla viss halt av syre eller kväve. Då kväve precis som koldioxid är en inert gas är det inte önskvärt att den finns i gasblandningen. Kväve är svårt och dyrt att avskilja varför avskiljning av detta vanligtvis inte ingår som ett steg i uppgraderingsprocessen. Istället undviks hög kvävehalt i största möjliga mån genom att undvika inläckage av luft, något som i huvudsak är ett problem vid deponier (Hagen et al, 2001).

Vanliga tekniker för avskiljning av koldioxid avlägsnar även övriga skadliga komponenter som finns i gas från röt-kammare. Trots detta är det ofta intressant att föravskilja vissa komponenter som exempelvis partiklar och svavelväte vid höga halter, då dessa annars kan orsaka problem med korrosion eller mekaniskt slitage i uppgraderingsanläggningen (Vågdahl, 1999).

Här följer en beskrivning av olika tekniker för att avskilja svavelväte, vatten och några övriga komponenter som partiklar och ammoniak, samt tekniker för avskiljning av koldioxid. Stor vikt läggs vid de olika uppgraderingsteknikerna för koldioxid, då avskiljningstekniken för koldioxid till stor del påverkar avskiljning av övriga komponenter som svavelväte och vatten.

3.1 Rening

3.1.1 Svavelväte

Vid anaerob nedbrytning av organiskt material innehållande svavelföreningar bildas svavelväte. Som tidigare nämnts kan svavelvätehalten reduceras i samband med koldioxidavskiljning, men det finns ett flertal olika separata metoder för avskiljning av svavelväte. Svavelväte kan avskiljas i rötreaktorn, i rågasen eller från restgasen (gasen som avskiljs när metanhalten i gasen höjs) från uppgraderingsanläggningen (Hagen et al, 2001). Svavelväte avskiljs för att det verkar korrosivt på de flesta metaller. Reaktiviteten ökar med ökad koncentration, ökat tryck, ökad temperatur samt förekomst av vatten (IEA Bioenergy). Dessutom kan svavelväte orsaka problem vid avskiljningen av koldioxid och orsaka luktproblem. Vid förbränning av gasen bildar svavelväte svaveldioxid.

Reduktion i röt-kammaren med järnjoner

Med denna metod reduceras halten svavelväte direkt i röt-kammaren, genom att järnjoner i form av järnklorid, FeCl_2 , tillsätts. Järnjonerna, Fe^{2+} , reagerar med sulfidjonerna, S^{2-} , och det svårslösliga saltet järnsulfid, FeS , bildas (Hagen et al, 2001). Järnsulfiden följer med rötslammet från anläggningen. Med denna metod kan svavelvätehalter från 2000 ppm reduceras till omkring 100 ppm. En nackdel med metoden är att det är svårt att avgöra hur stor mängd järnklorid som skall tillsättas, då halten svavelväte beror av det organiska materialet som rötas. Detta gör att garanterad överdosering krävs för att vara säker på en låg halt av svavelväte (Vågdahl, 1999). Metoden gynnar rötningsprocessen då halten svavelväte i röt-kammaren sänks. Svavelväte fungerar nämligen hämmande på biogasproduktionen (Dahl, 2003).

Adsorption på aktivt kol



Figur 2: Avskiljning av svavelväte med aktivt kol (Cirmac)

Svavelväte kan även oxideras till elementärt svavel i en katalytisk reaktion på aktivt kol, figur 2. Kolet fungerar som katalysator och kan när det innehåller svavel bytas ut eller regenereras med kvävgas eller ånga. Reaktionen som sker är omvandling av svavelväte och syre till svavel och vatten. Svavlet förblir bundet till det aktiva kolet medan vattnet övergår i gasfas. Syret till reaktionen kommer från tillsatts av luft, vilket resulterar i ökad halt kväve i biogasen. Kolet kan vara impregnerat med kaliumjodid, KI, eller svavelsyra, H_2SO_4 , för att öka reaktionshastigheten (Hagen et al, 2001). Reaktionen fungerar bäst vid ett tryck på 7-8 bar och en temperatur på 50-70 °C. Adsorption på aktivt kol är en vanligt förekommande avskiljningsmetod av svavelväte när PSA används för avskiljning av koldioxid (IEA Bioenergy).

Metalloxider



Figur 3: Avskiljning av svavelväte med Sulfa Treat filter®
(Foto: Margareta Persson)

Svavelväte kan avskiljas från rågasen genom kemisk absorption i ett fast material med metalloxider. Vanligtvis används metallföreningar av järnoxider. Ett exempel på en kommersiell produkt med detta är Sulfa Treat®, ett industriellt framställt pellets, figur 3. (Dahl, 2003) Reaktionen kan ske vid atmosfärstryck. En del material med järnoxid kan regenereras, dock inte Sulfa Treat® som byts när det blir mättat (Vågdahl, 1999). Med nytt material av Sulfa Treat®, samt medelmåttiga halter av svavelväte, kan allt svavelväte i rågasen samlas in. Med tiden mättas materialet allt mer och högre halter av svavelväte släpps igenom. Mätning av halten svavelväte krävs för att uppmärksamma när materialet behöver bytas (Hagen et al, 2001).

Oxidation med luft i biologiskt filter

Svavelväte kan avskiljas från rågasen med hjälp av oxidation med luft i ett biologiskt filter med svavelväteoxiderande bakterier. I en oxidationsreaktor med plastbärare tillsätts 5-10 % luft, varmed svavelvätet biologiskt omvandlas till svavel. I reaktorn cirkulerar en vätska med kondensatet från gasen och avskilt svavel, eller svavelsyra. Temperaturen skall ligga på omkring 35 °C för att reaktionen skall fungera väl. Halten svavelväte kan reduceras från cirka 2000-3000 ppm till 50-100 ppm. Även ammoniak kan avskiljas från gasen med denna metod, vilket är en fördel. Tillsatsen av luft är en nackdel när gasen skall användas till fordonsdrift eller för tillförsel till naturgasnätet. Luft är något som man strävar efter att i största mån undvika i gasen. Även om luften tillsätts i stökiometrisk mängd, varmed allt syre används till oxidationen av, återstår kvävet i gasen (Hagen et al, 2001). Fördelen med denna reningsmetod är att den är billig i drift. Tekniken kan även användas till att avskilja svavelväte från restgasen som erhålls vid reningen av koldioxid (Vågdahl, 1999).

3.1.2 Vatten

Rågasen är mättad med vatten. Vatteninnehållet kan variera beroende på temperaturen, men vid 35 °C handlar det ungefär om 5 % vatteninnehåll i gasen (Hagen et al, 2001). Små mängder vatten i biogas är vanligtvis inget problem. Vid högre halter kan det dock uppstå korrosionsskador av syror bildade av vatten och svavelväte respektive koldioxid. Av denna anledning avskiljs vatten från biogasen innan den används till fordonsbränsle eller tillförs till naturgasnätet. Det finns olika metoder för avskiljning av vatten, där adsorptionstorkar är vanligast. Vissa avskiljningstekniker för koldioxid avlägsnar även vatten i låga nivåer (Dahl, 2003). Beroende på vilken reningsteknik för koldioxid som används kan avskiljningen av vatten ske vid olika steg i uppgraderingen. Kondenserat vatten avskiljs från rågasen innan någon komprimering sker (Hagen et al, 2001).

Kondensation

Mängden vatten en gas kan hålla beror på tryck och temperatur. Vid sjunkande temperatur och ökande tryck kondenserar vatten ut från en mättad gas och därmed sänks daggpunkten. Detta kan utnyttjas för att torka biogas (Vågdahl, 1999).

Gasen kyls via värmeväxlare och det vatten som kondenserar avskiljs. Önskas en ytterligare sänkning av daggpunkten kan gasen komprimeras innan den kyls (Hagen et al, 2001).

Adsorption



Det finns olika typer av medel för att adsorbera vatten, exempelvis zeoliter, kiselgel, aluminiumoxid eller magnesiumoxid. Vattnet adsorberas på ytan av torkmedlet. Medlet är packat i två reaktorer som omväxlande adsorberar vatten och regenereras, figur 4. Om torkningen sker vid förhöjt tryck kan en del av den renade torkade biogasen recirkuleras och användas för regenerering.

Gasen förs efter regenereringen tillbaka till lågtryckskompressorn och passerar samtliga reningssteg igen, något som sänker kompressorns kapacitet. Sker torkningen vid atmosfärstryck används istället luft och en vakuumpump till regenereringen (Hagen et al, 2001).

Figur 4: Adsorptionstorkar (Foto: Margareta Persson)

Absorption

Biogasen kan även torkas genom absorption av vattnet i olika typer av glykol eller hydroskopiskt salt. Torkutrustningen kan exempelvis utgöras av en reaktor fylld med saltgranuler. Den mättade biogasen tillförs den nedre delen av reaktorn. När saltet absorberar vattnet övergår det i vätskefas och avskiljs via en ventil i botten av reaktorn. Saltet regenereras inte utan ersätts istället efterhand som det förbrukas (Hagen et al, 2001).

3.1.3 Andra komponenter

Partiklar

Biogas innehåller partiklar som avskiljs i mekaniska filter av papper eller tyg. Oljerester som kan tillföras gasen vid komprimeringen kan även avskiljas med filter. Avskiljning av partiklar kan ske före uppgraderingsanläggningen eller före tankstationer. Filtrens porstorlek kan väljas beroende på maximalt tillåten partikelstorlek i gasen (Vågdahl, 1999).

Ammoniak

Ammoniak bildas vid anaerob nedbrytning av protein och förekommer normalt i låga halter i biogas, vilket gör att någon separat avskiljning oftast inte krävs. Ammoniak avskiljs indirekt vid kondensavskiljning, men även i koldioxidavskiljning med tryckvattenabsorption (Vågdahl, 1999).

Halogenerade kolväten

Halogenerade kolväten kan orsaka korrosion och förekommer i huvudsak i deponigas. Avskiljning kan ske genom adsorption på impregnerat aktivt kol, där stora molekyler som de halogenerade kolvätena adsorberas medan mindre molekyler som metan och koldioxid passerar. Det aktiva kolet kan regenereras genom upphettning till 200 °C (Hagen et al, 2001).

Syre

Syre kan avskiljas i vissa reningsprocesser för koldioxid, som exempelvis membranseparation och PSA. Syre förekommer i huvudsak i deponigas, medan det i princip inte skall vara förekommande i rötgas. Förekomst av syre kan då vara en indikation på inläckage av luft (Hagen et al, 2001).

Organiska kiselföreningar

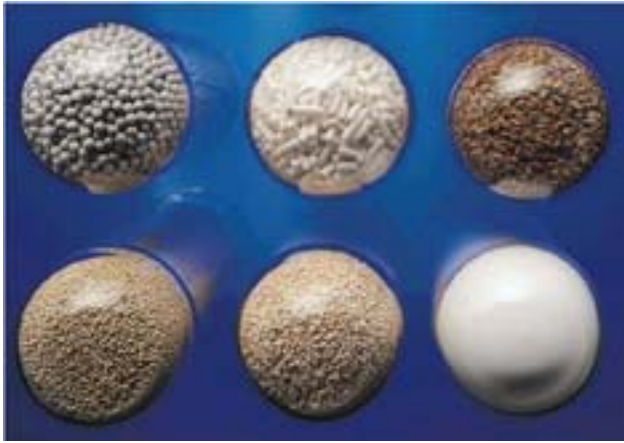
Organiska kiselföreningar förekommer endast ibland i biogas. Föreningarna kan avlägsnas i en vätska med en blandning av kolväten, med speciell förmåga att absorbera kiselföreningarna. De organiska kiselföreningarna kan, om de inte avskiljs, orsaka svår skada på gasmotorer (IEA Bioenergy).

3.2 Uppgradering

3.2.1 PSA (Pressure Swing Adsorption)

Denna teknik separerar olika ämnen utifrån fysikaliska krafter, samt utifrån deras molekylstorlek, vilken avgör deras genomträngningsförmåga i ett material. Detta är anledningen till att tekniken även benämns som molekylsikt. Uppgraderingen utförs vid förhöjt tryck och adsorptionsmaterialet regenereras vid tryckreduktion, därav namnet PSA, Pressure Swing Adsorption (Lindberg, 1998). PSA är den näst vanligaste uppgraderingstekniken i Sverige.

Med PSA separeras koldioxid, syre och kväve genom adsorption på zeoliter eller aktivt kol vid olika trycknivåer. Det fasta adsorptionsmaterialet adsorberar även svavelväte, men till skillnad mot adsorptionen av koldioxid sker detta irreversibelt. Detta medför att tekniken har hög säkerhet mot svavelväte i den renade gasen. För att inte förstöra det fasta adsorptionsmaterialet avskiljs svavelväte i ett separat reningssteg. Även vatten föravskiljs för att inte skada adsorptionsprocessen (Hagen et al, 2001).



Figur 5: Olika former på zeoliter (Uop, 2003)

Zeoliter är mineral i form av kristallina polymerer, exempelvis aluminiumsilikat som finns naturligt eller kan framställas syntetiskt. Deras speciella svampliknande struktur med hålrum, gör att de kan fungera som molekylsikt för koldioxid, vatten, svavelväte, ammoniak, med mera. Zeoliter kan produceras i olika former, varav några är illustrerade i figur 5 (Uop, 2003).

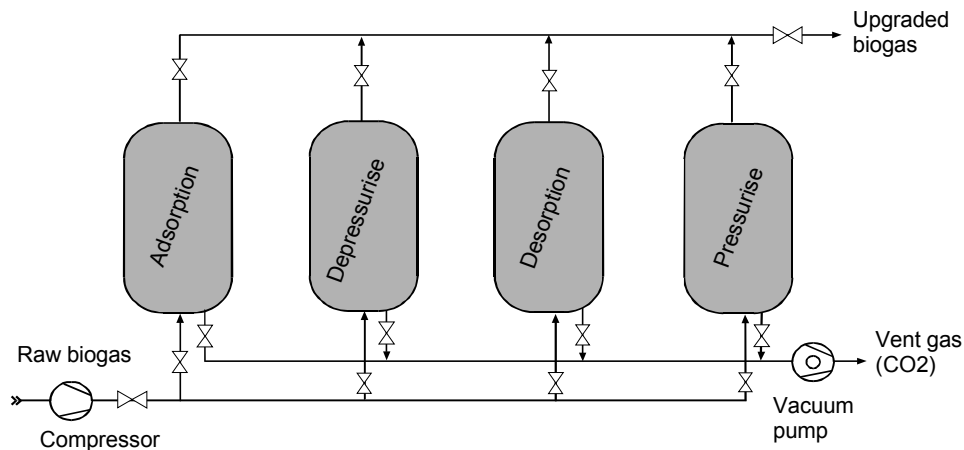


Figur 6: Pilotanläggning med PSA, Helsingborg
(Foto: Margareta Persson)

En anläggning med PSA för avskiljning av koldioxid kan vara uppbyggd på följande sätt. Rågasen från gasklockan passerar genom en kondensfälla där fritt vatten avskiljs. Därefter passerar gasen genom ett partikelfilter innan den komprimeras i en lågtryckskompressor till cirka 5 bar. Svavelväte avskiljs från gasen i en kolonn med aktivt kol, där syre tillsätts i form av komprimerad luft. Efter svavelväteavskiljning kyls gasen i kyltork, varmed vattenånga kondenserar och avskiljs. Gasen kan därefter föras in i PSA-kolonnerna för anrikning av metan (Stockholm Vatten).

PSA-anläggningen består av fyra kärl med adsorptionsmaterial, figur 6. Kärlna är länkade för att minska energianvändningen vid komprimering av gasen. Varje kärl arbetar i fyra olika faser, adsorption, sänkning av tryck, regenerering och uppbyggande av tryck, figur 7. Vid adsorptionsfasen förs den komprimerade rågasen in i kärlets nedre del. När gasen passerar genom kärlet adsorberas koldioxid, syre och kväve på adsorptionsmaterialets yta. Gasen som kommer ut ur toppen av kärlet är anrikat på metan och innehåller cirka 97 % metan. Innan materialet helt mättas i kärlet leds gasen om till ett nytt trycksatt kärl. För kärlet som har en nästan mättad adsorptionsbädd börjar nu regenereringen. Trycket i kärlet sänks i flera steg till nästan vakuum nås. Först sänks trycket genom att kärlet sätts i balans med ett redan regenererat kärl, häfter sänks trycket till atmosfärstryck. Den gas som nu

lämnat kärlet innehåller stora mängder metan och recirkuleras till inflödet av rågas. I det sista steget i regenereringen skapas nästan vakuum i kärlet. Detta gör att ytterligare gas avskiljs som leds från anläggningen. I denna restgas kan en del metan förekomma, vilket medför att det blir en metanförlust från anläggningen. Innan kärlet åter kan användas till adsorption ökas trycket stegvis, vilket är det sista steget i cykeln. Kärlet trycksätts först genom att sättas i balans med ett kärl som varit i adsorptionsfasen, därefter sker den slutliga trycksättningen med rågasen (Hagen et al, 2001).



Figur 7: Adsorption med PSA (Hagen et al, 2001)

I PSA processen adsorberas även vatten, vilket medför att gasen har låg daggpunkt när den lämnar kolonnerna. Detta medför god säkerhet mot vatten i den reade gasen. Ibland torkas gasen ytterligare efter PSA-kolonnerna innan gasen odöriseras och högtryckskomprimeras.

3.2.2 Absorption med vatten

Vid tryckvattenabsorption renas gasen från koldioxid, svavelväte och ammoniak, då dessa ämnen fysikaliskt löser sig i vatten under tryck. Även metan löser sig i vatten men dess löslighet är lägre än för de andra ämnena. Lösligheten av koldioxid i vatten ökar med ökande tryck och sjunkande temperatur. Absorption med vatten kan vara utformad antingen med recirkulerande vatten eller med enkelt genomströmmande vatten. Regenereringen av vatten minskar användningen av vatten till en kostnad av högre energianvändning (Vågdahl, 1999). Absorption med vatten är den vanligaste tekniken för att avskilja koldioxid från biogas i Sverige. Avskiljning kan regleras med tryck och förhållandet mellan gas- och vätskeflöde (Dahl, 2003).



Figur 8: Absorptionskolonn för tryckvattenabsorption
(Foto: Margareta Persson)

I figur 10 visas ett processschema för absorption med recirkulerande vatten. Först avskiljs vatten i vätskefas från gasen. Därefter komprimeras rågasen och förs in i botten av en absorptionskolonn där gasen motströms möter vatten som förs in från toppen, figur 8. Absorptionskolonnen är försedd med fyllkroppar för att ge maximal massöverföring, figur 9. I kolonnen absorberas koldioxiden av vattnet och biogasen som lämnar tornet är anrikat på metan. Den uppgraderade gasen är mättad på vatten och behöver därför torkas, exempelvis i en adsorptionstork innan den kan odöriseras och högttryckskomprimeras (Dahl, 2003).

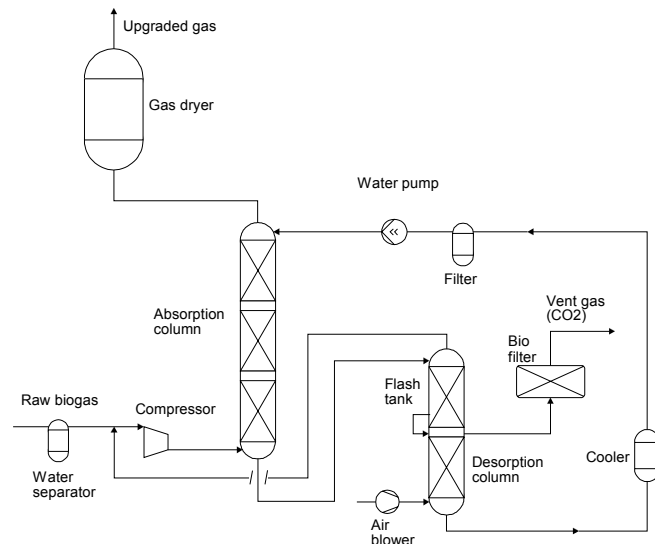
Då metan delvis är lösligt i vatten förs vattnet från absorptionskolonnen till en flashtank, för att minska metanförlusterna. Trycket sänks i flashtanken, varmed en del av den lösta gasen avgår. Eftersom metan lättare desorberas från vatten än koldioxid, är gasen från flashtanken rik på metan och återförs därför till rågasen före kompressorn (Dahl, 2003).



Figur 9: Fyllkroppar (Appelkvist & Johansson, 2002)

Vattnet går efter flashtanken till en desorptionskolonn där den lösta koldioxiden avdrivs av ett motströms luftflöde. Desorptionskolonnen är utformad precis som absorptionskolonnen med fyllkroppar för att skapa en stor massöverföring. Vätskan som lämnar desorptionskolonnen kyls innan den återförs till absorptionskolonnen (Hagen et al, 2001).

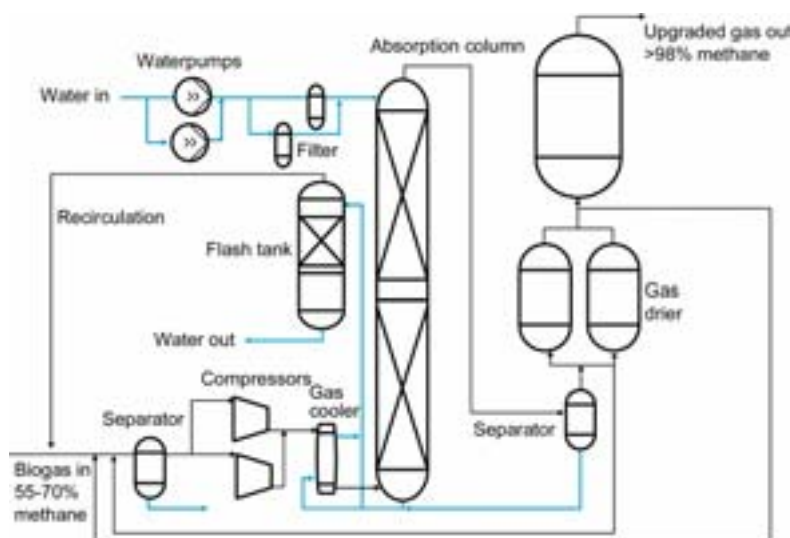
Restgasen från desorptionskolonnen innehåller luft, den avskilda koldioxiden, samt metan som avlägsnats från vattnet. Då metanläckaget finns i stora mängder luft, är det svårt att omhänderta. För att förhindra lukt och samla in svavelväte kan restgasen passera ett filter, exempelvis biofilter, innan det lämnar anläggningen (Hagen et al, 2001).



Figur 10: Absorption med recirkulerande vatten (Hagen et al, 2001)

Som tidigare nämnts absorberas förutom koldioxid även svavelväte av vatten. Svavelväte desorberas delvis tillsammans med koldioxiden i desorptionskolonnen, men en viss mängd kvarstår i ett system med recirkulerande vatten. Svavelvätet kan oxideras med luft till elementärt svavel i desorptionskolonnen, vilket vid höga halter av svavelväte kan orsaka problem med igensättning av utrustningen (Hagen et al, 2001). Därför rekommenderas inte desorption med luft när biogasen innehåller höga halter av svavelväte (IEA Bioenergy).

I den andra typen av absorption med vatten regenereras inte vattnet i en desorptionskolonn utan det leds ifrån anläggningen efter flashtanken, figur 11. Detta är kostnadseffektivare än att regenerera vattnet om billigt vatten som renat avloppsvatten kan användas (IEA Bioenergy). Då vattnet inte regenereras uppstår inga problem med utfällning av elementärt svavel (Hagen et al, 2001). Den metan som löst sig i vattnet och inte avskiljs i flashtanken följer med avloppsvattnet från uppgraderingsanläggningen. Detta gör att metanläckaget inte kan omhändertas och är svårt att mäta (Dahl, 2003).



Figur 11: Absorption med enkelt genomströmmande vatten (Hagen et al, 2001)

3.2.3 Absorption med Selexol[®]

Absorption med en lösning av dimetyleterderivat av polyetylenglykol påminner i hög grad om absorption med recirkulerande vatten. Selexol och Genosorb är två varumärken på lösningen, varav Selexol är det mest kända namnet internationellt.

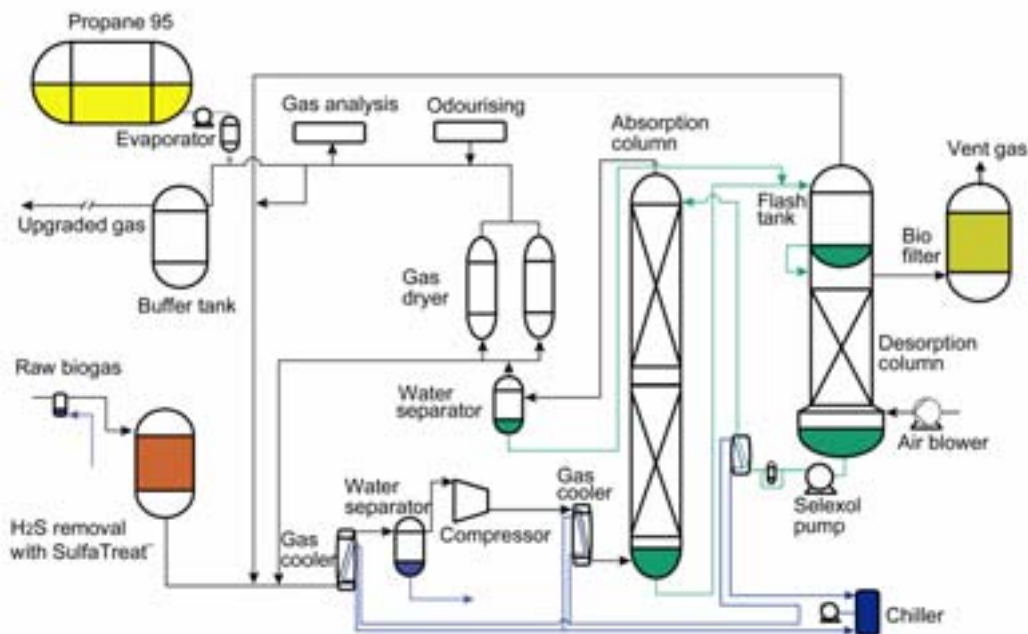
Selexol har låg fryspunkt och är icke korrosiv. Lösligheten för koldioxid, svavelväte och ammoniak är högre i Selexol än i vatten. Föreningen löser även vatten och klorerade kolväten. Även metan är till viss del lösligt i Selexol (Kohl & Riesenfeld, 1979). Selexol kan absorbera tre gånger så mycket koldioxid som vatten. Detta medför att en Selexolanläggning kan göras mindre än motsvarande absorptionsanläggning med vatten (Appelkvist & Johansson, 2002). Nackdelen med högre löslighet är att Selexol är svårare att regenerera från koldioxid än vatten (Vågdahl, 1999).

Lösligheten av svavelväte i Selexol är högre än lösligheten av koldioxid. För att regenerera Selexol från svavelväte och vatten krävs kraftig temperaturhöjning och därför bör dessa komponenter avskiljas i separata steg före absorptionen med Selexol. Detta medför god säkerhet mot svavelväte och vatten i den renade gasen (Dahl, 2003).

Det finns idag en anläggning med Selexol i Sverige. I figur 12 visas ett processschema för en Selexolanläggning. Först avskiljs svavelväte från biogasen. Därefter kyls gasen och det vatten som kondenserar avskiljs. Rågasen komprimeras och kyls innan den förs in i botten av absorptionskolonnen. Selexol tillförs i toppen av kolonnen för att skapa ett motströms flöde. Kolonnen är packad med fyllkroppar, vilket skapar en stor yta mellan vätska och gas. Gasen som lämnar överdelen av kolonnen är anrikad på metan. Gasen torkas innan den odöriseras och förs ut till naturgasnätet eller komprimeras till fordonsbränsle (Hagen et al, 2001).

Då metan delvis är löslig i Selexol precis som i vatten avskiljs en del metan i absorptionskolonnen. För att minska förlusterna av metan förs Selexolen efter absorptionskolonnen till en flashtank där trycket sänks. Den metanrika gasen som då lämnar Selexolen återförs till inloppet till kompressorn. För att regenerera Selexolen från koldioxid leds den efter flashtanken till en desorptionskolonn som är utformad som absorptionskolonnen. Här möter Selexolen luft, varmed koldioxiden desorberas. Selexolen som nu är regenererad kyls innan den åter kan användas för att avlägsna koldioxid från biogasen (Hagen et al, 2001). Om inte svavelväte föravskiljs rekommenderas inte luft i desorptionskolonnen, då detta kan leda till utfällning av elementärt svavel. Istället kan inert gas som renad biogas användas till regenereringen av Selexolen (IEA Bioenergy).

Restgasen som lämnar desorptionskolonnen behandlas ibland i ett biofilter innan den släpps ut. Filtret minskar lukten från anläggningen. Precis som i en anläggning med recirkulerande trycksatt vatten och PSA förekommer en del metan i den avskilda restgasen (Hagen et al, 2001).



Figur 12: Avskiljning av koldioxid genom absorption med Selexol® (Hagen et al, 2001)

3.2.4 Absorption med kemisk reaktion



Denna teknik fungerar i princip på samma sätt som recirkulerande fysikalisk absorption av koldioxid, med absorptionskolonn och regenerering, figur 13. Den stora skillnaden är att absorptionsmedlet är en kemikalie till vilken koldioxiden binds kemiskt. Absorptionsmedlet regenereras i en omvänd kemisk reaktion med ånga, där koldioxid återgår i gasfas. Regenereringen innebär hög energianvändning. Det finns ett flertal olika kemikalier kommersiellt tillgängliga för denna typ av absorption, varav den vanligaste typen är etylamin i form av monoetanolamin (MEA) (Dahl, 2003).

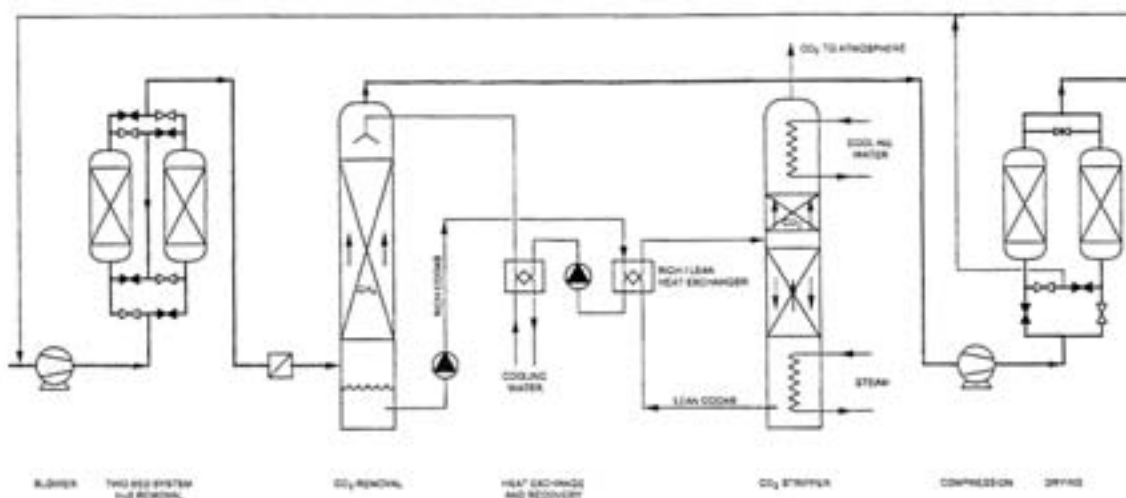
Figur 13: Absorptionskolonn vid absorption med kemisk reaktion (Foto: Margareta Persson)

Några av fördelarna med absorption med kemisk reaktion är att absorbenten är selektiv för koldioxid och i förekommande fall även svavelväte, varmed i princip ingen metan avskiljs. Detta gör att den uppgraderade gasen har hög metanhalt, i princip 99 %. Då energiåtgången för att regenerera absorbenten från svavelväte är hög, är det lämpligt att avskilja svavelväte innan koldioxidavskiljningen. En an-

nan fördel med tekniken är att den kan ske vid atmosfärstryck, extra kompressionsarbete undviks därmed. Nackdelar med tekniken är att kemikalier hanteras, samt att det finns risk för läckage av kemikalier. Ytterligare en nackdel är att energianvändningen till regenereringen är stor. För att göra tekniken energimässigt intressant krävs avsättning av spillvärmen. Det finns en anläggning i Sverige som använder absorption med kemisk reaktion (Dahl, 2003).

Beroende på vilken kemikalie som används vid kemisorptionen kan säkerheten mot svavelinnehåll och vatten i den renade gasen variera. Exempelvis absorberas svavelväte av MEA medan MEA inte absorberar vatten, vilket flertalet andra aminer som kan användas till kemisorption gör (Hagen et al, 2001).

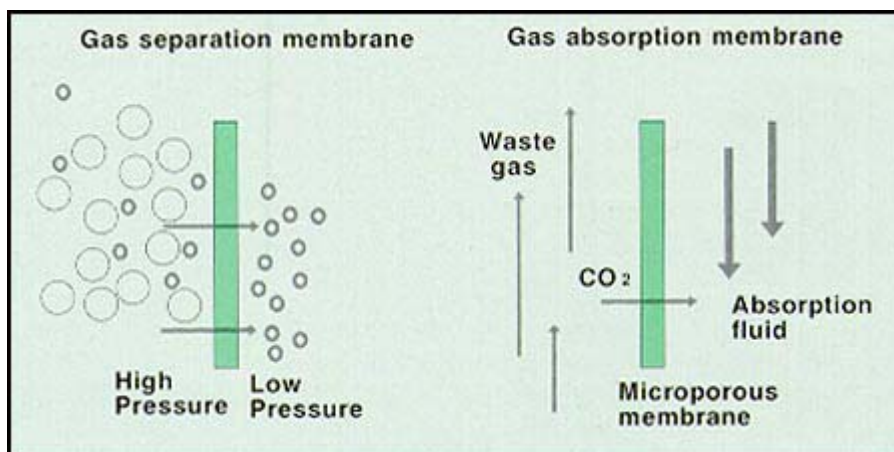
I figur 14 visas en principskiss över hur uppgradering med kemisk absorption kan utformas. Svavelväte avskiljs innan biogasen förs in i botten av absorptionskolonnen. Kolonnen är utformad för att skapa stor massöverföring mellan biogas och kemikalien som strömmar motströms gasen i kolonnen. Koldioxid absorberas kemiskt av kemikalien. Gasen som lämnar toppen av kolonnen är anrikad på metan. Gasen komprimeras och torkas innan den odöriseras och högtryckskomprimeras till önskat tryck. Kemikalien som lämnar botten av absorptionskolonnen regenereras i desorptionskolonnen genom att kemikalien upphettas med ånga till kokpunkten. Efter att kemikalien är regenererad kyls den innan den åter förs till absorptionskolonnen. Restgasen som avgår från kemikalien vid regenerering består nästan enbart av koldioxid och släpps ut i atmosfären (Cirmac).



Figur 14: Principskiss över kemisorption (Cirmac)

3.2.5 Membranseparation

Det finns torr och våt teknik för avskiljning av koldioxid med membran, figur 15. Den torra tekniken med membranseparation bygger på att vissa ämnen passerar genom tunna membran lättare än andra ämnen. Transporthastigheten för varje ämne beror av skillnaden i partialtrycket av ämnet över membranet. Partialtrycket i sin tur är beroende av permeabiliteten, som i sin tur är en direkt funktion av den kemiska lösligheten av ämnet i membranet. För att erhålla en god separation av koldioxid skall membranet vara selektivt och skillnaden mellan permeabilitet för koldioxid respektive metan vara stor (Hagen et al, 2001).



Figur 15: Torrt (vänster) respektive vått (höger) membran för avskiljning av koldioxid.
(IEA Greenhouse Gas R&D Programme)

Hålfiber är ett exempel på ett fast membranmaterial, som är utformat för att skapa så stor yta som möjligt (Vågdahl, 1999). Fibrerna kan utgöras av olika polymerer, vilka kan ha en 20 respektive 60 gånger högre permeabilitet för koldioxid respektive svavelväte än för metan (Hagen et al, 2001). För att förhindra korrosion avskiljs svavelväte innan membranseparationen (Lindberg, 1998). Även vatten kan behöva föravskiljas, då det minskar membranets effektivitet (Vågdahl, 1999).

Separationen sker vid högt tryck, vanligtvis mellan 25 och 40 bar. Den metanrika gasen stannar kvar på högtryckssidan. Detta minskar kompressionsbehovet av gasen för utförsel till naturgasnätet eller till fordonsdrift (Hagen et al, 2001). De avskiljda gaserna, koldioxid och svavelväte kallas permeat, medan den återstående metangasen kallas retenat (Dahl, 2003).

Utformningen av membranseparationen medför att hög metanhalt står i konflikt med låga metanförluster. Genom att öka storleken eller antalet membranmoduler kan metanhalten höjas, samtidigt som förlusterna blir större. För att erhålla hög metanhalt utan allt för stora förluster recirkuleras en del av permeatet (Hagen et al, 2001).

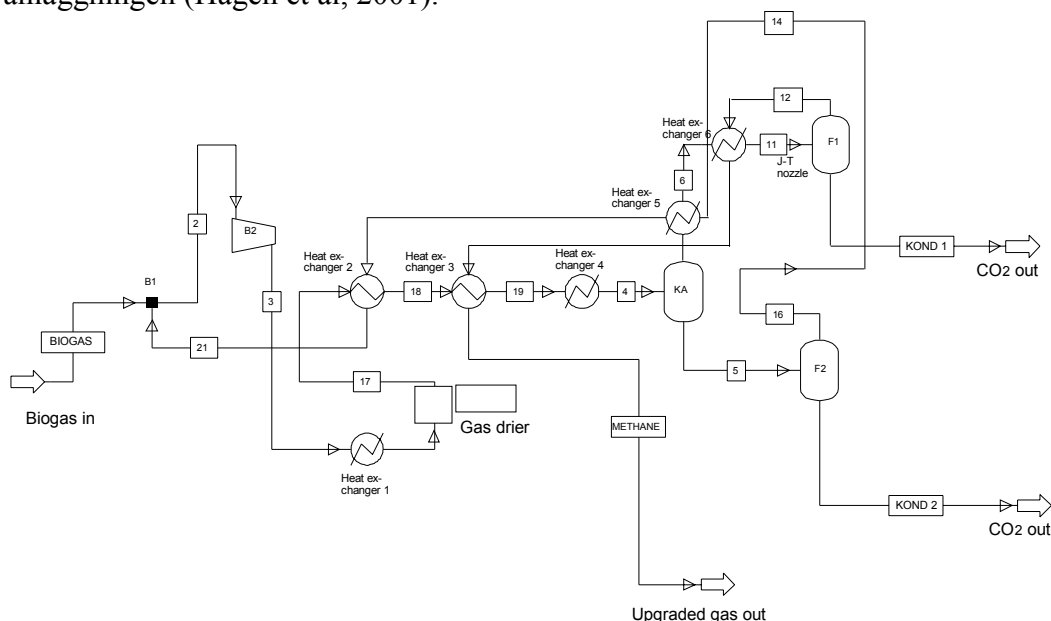
Det finns ingen uppgraderingsanläggning med torr membranseparation i Sverige och endast ett fåtal i Europa (Dahl, 2003). Det höga trycket i kombination med recirkulation medför hög elanvändning.

Till skillnad mot torra membran är våta membran inte selektivt för vissa gaser. Separationen sker istället genom förekomsten av en vätska på ena sidan av membranet, vilken selektivt absorberar vissa föreningar (IEA Greenhouse Gas R&D Programme). Gas och vätska flödar motströms och det hydrofobiska membranet med mikroporer fungerar som en kontaktyta mellan dem. Koldioxidmolekyler diffunderar genom membranet och absorberas av en aminlösning. Lösningen regenereras genom upphettning. Membranen arbetar vid atmosfärstryck, vilket medför låga kostnader (IEA Bioenergy). Ingen uppgraderingsanläggning av denna typ finns i Sverige.

3.2.6 Kryoprocesser

I en kryoprocess komprimeras och kyles biogasen. Detta gör att koldioxiden kondenserar och därmed kan avskiljas i flytande form. Tekniken bygger på att koldioxid kondenserar vid lägre tryck och högre temperatur än metan. För att undvika frysning avskiljs vatten före kryoprocessen. Även svavelväte avskiljs separat (Dahl, 2003).

I figur 16 visas ett processschema för processen, som inleds med att rågasen komprimeras till cirka 80 bar i olika steg. Härefter torkas gasen för att undvika frysning i efterföljande kylningssteg, där gasen kyles med värmeväxlare och kylmaskiner till $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$. När gasen kyles kondenserar koldioxid och den flytande koldioxiden avskiljs i en separator. För att minska metanförlusterna återvinns metan ur kondensatet. Den återvunna metangasen leds tillbaka till tidigare reningssteg. Efter att den kondenserade koldioxiden avskiljts kyles gasen ytterligare till $-55\text{ }^{\circ}\text{C}$. Gasen expanderas därefter via ett munstycke till ett expansionskärl. Trycket i kärlet är 8-10 bar och temperaturen $-110\text{ }^{\circ}\text{C}$, vilket gör att den resterande koldioxiden fryser. Det uppstår en jämvikt mellan den fasta koldioxiden och gasen, bestående av cirka 97 % metan. Gasen som nu är uppgraderad värms innan den lämnar anläggningen (Hagen et al, 2001).



Figur 16: Kryoprocess för avskiljning av koldioxid (Hagen et al, 2001)

Tekniken med kryogen avskiljning av koldioxid är under utveckling på bland annat Lunds Tekniska Högskola, men tekniken finns ännu inte i kommersiell form (Hagen et al, 2001).

3.3 Odörisering

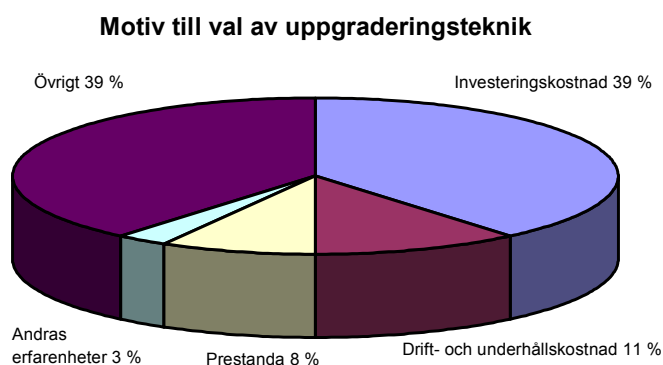
Uppgraderad biogas som används som fordonsbränsle, eller för tillförsel till naturgasnätet odöriseras av säkerhetsskäl. Detta görs för att den annars luktlösa gasen skall vara detekterbar vid ett gasläckage. Odörmedlet är tetrahydrotiofen (THT) eller merkaptaner (Vågdahl, 1999). Mängden som tillsätts är mellan 5 och 30 mg/m_n^3 (Hagen et al, 2001). Då odörämnen innehåller svavel måste gränsvärdet för svavel i standard och tankföreskrift beaktas.

4 Teknisk utvärdering

4.1 Teknikval för uppgradering

För att identifiera de bakomliggande faktorerna som avgör valet av uppgraderingsteknik tillfrågades personal på uppgraderingsanläggningarna om varför en specifik teknik valts. Frågan ställdes som en flervalsfråga, där de möjliga svaren var investeringskostnad, drift- och underhållskostnad, prestanda, tillgänglighet, garantier, andras erfarenheter, samt övrigt. Enkäten finns i bilaga.

Tolv svar erhöles om teknikval. På sex av dessa anläggningar uppgraderas gasen i en vattenskrubber, av vilka hälften arbetar med recirkulerande vatten och hälften med enkelt genomströmmande vatten. Vidare använder fyra av anläggningarna PSA, en anläggning Selexol och en anläggning kemisorption. Ibland angavs mer än ett svar, varmed svaren viktades. Angav exempelvis en anläggning tre svar på frågan tilldelades varje svar en vikt på 33 % av det totala svaret från anläggningen. Resultatet av svaren från samtliga anläggningar är sammanfattade i figur 17.

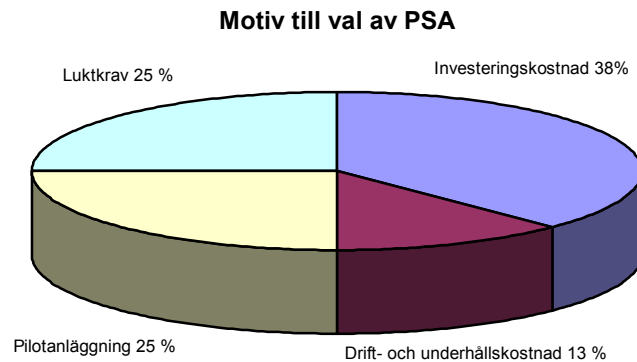


Figur 17: Motiv till val av uppgraderingsteknik för samtliga tillfrågade anläggningar

Hela 40 % av de totala svaren innehöll investeringskostnad som motiv till att en specifik teknik valts. Övriga svar utgjorde även 40 %. Som övriga svar uppgavs erfarenheter från pilotanläggningar, förekomst eller ingen förekomst av renat avloppsvatten, vilja att prova ny teknik, luktkrav, inga metanförluster, samt goda erfarenheter av entreprenören. De totala svaren anger vad som generellt är avgörande vid val av uppgraderingsteknik, men det är intressantare att redovisa svaren separat för varje enskild teknik.

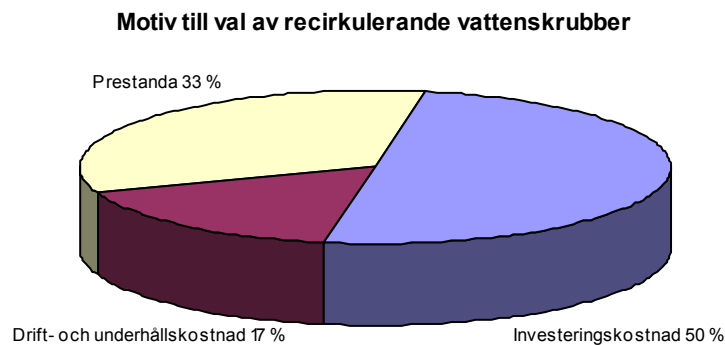
Av de fyra anläggningarna med PSA var motivet till att denna teknik valdes i ett fall enbart investeringskostnad och i ett annat fall investeringskostnad tillsammans med drift- och underhållskostnad. Personal på de två återstående anläggningarna angav övriga skäl till att de investerat i en PSA-anläggning.

De avgörande faktorerna var här erfarenheter från tidigare pilotanläggning respektive luktkrav, figur 18.



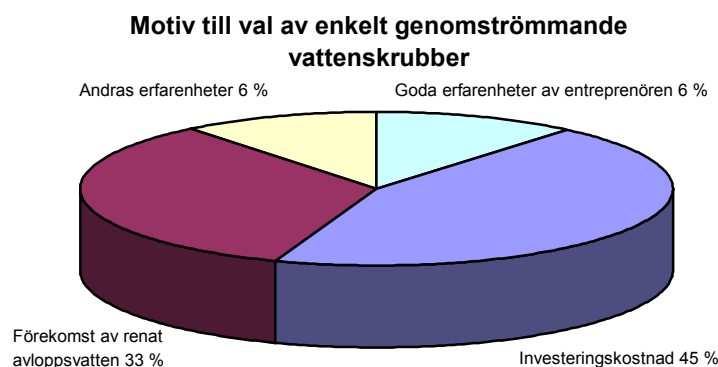
Figur 18: Motiv till val av PSA för uppgradering

För recirkulerande vattenskrubber uppgav personal på en anläggning investeringskostnad som det enda skälet till att tekniken valdes och för en annan anläggning uppgavs prestanda. För den tredje anläggningen uppgavs investeringskostnad tillsammans med drift- och underhållskostnad som de faktorer som fällde avgörandet för recirkulerande vattenskrubber, figur 19.



Figur 19: Motiv till val av recirkulerande vattenskrubber för uppgradering

Personal på en av anläggningarna med enkelt genomströmmande vattenskrubber uppgav investeringskostnad som det enda skälet till att tekniken valdes. För en annan av dessa anläggningar uppgavs förekomsten av renat avloppsvatten som motiv. För den tredje anläggningen med enkelt genomströmmande vattenskrubber valdes istället tekniken på grund av investeringskostnad, andras erfarenheter, samt goda erfarenheter av entreprenören, figur 20.



Figur 20: Motiv till val av enkelt genomströmmande vattenskrubber för uppgradering

För de två anläggningarna med Selexol respektive kemisorption uppgavs lite andra skäl till att tekniken valts. Motivet till att det investerades i en Selexol-anläggning uppgavs vara bristen på vatten i lokalen, exempelvis i form av renat avloppsvatten, samt viljan att prova ny teknik för avskiljning av koldioxid i biogas. Valet att investera i en anläggning med absorption med kemisk reaktion var investeringskostnad, drift- och underhållskostnad, samt att tekniken inte medför några metanförluster.

Även leverantörer av uppgraderingsanläggningar tillfrågades om vad de anser är den avgörande faktorn eller faktorerna till att en specifik teknik väljs. Enligt en leverantör av PSA är de avgörande faktorerna till varför PSA väljs låg investeringskostnad, en tillgänglighet på mer än 97 %, samt högst 2 % metanförluster. En annan leverantör av PSA uppgav att motiven till att PSA väljs kan vara att anläggningen kräver liten yta, eller att det inte krävs någon tillgång på vatten.

För recirkulerande vatten angav en leverantör att avgörande motiv till att denna teknik väljs är låg drift- och underhållskostnad, samt det faktum att det är en enkel, känd process. En annan leverantör av såväl recirkulerande som enkelt genomströmmande vattenskrubber uppgav att det är en blandning av samtliga möjliga svar, som avgör valet av teknik. Leverantören poängterade vidare att uppgradering är en svår process, så erfarenheten spelar en stor roll. Leverantören har varit med om att priset varit helt avgörande, men även att en beställare betalt mer för att få en viss uppgraderingsteknik eller leverantör. En annan leverantör angav generellt om teknikval att det tidigare varit investeringskostnad och tillgänglighet som varit avgörande, men att en ökad teknikförståelse hos beställaren medför att drift- och underhållskostnad nu vägs in mer. Leverantören framförde vidare att när det gäller drift- och underhållskostnad så kan dessa kostnader felaktigt divergera mellan olika tekniker då uppgifterna lämnas av leverantörer och beställaren har svårt att bedöma uppgifternas relevans.

Sammanfattande kommentar om teknikval

Av svaren från anläggningar såväl som från leverantörer kan det konstateras att investeringskostnaden överlag är den viktigaste faktorn bakom varför en specifik uppgraderingsteknik väljs. Detta svar finns med bland tre av de representerade teknikerna. Trots att teknikerna i olika fall valts på grund av investeringskostnad innebär inte detta att teknikerna är lika i investering. Beroende på förutsättningarna på den aktuella platsen och de anbud som lämnas in kan vilken teknik som ger lägst investeringskostnad variera från fall till fall.

Enbart för tre anläggningar uppgavs investeringskostnad tillsammans med drift- och underhållskostnad som de avgörande faktorerna till att en teknik valts. Det är lite förvånande att inte drift- och underhållskostnad ingått i avgörandet på fler anläggningar när kostnader varit den avgörande faktorn. Anläggningens totala kostnader, med såväl investering som drift- och underhållskostnad ger en mer rättvisande bild av anläggningens ekonomi än enbart investeringskostnaden.

Det finns vissa faktorer som är specifika för en teknik. En sådan faktor är förutsättningarna för att använda vatten på den aktuella platsen. Detta poängteras ex-

empelvis av en anläggning med enkelt genomströmmande vattenskrubber och anläggningen med Selexol, samt av en leverantör. Enkelt genomströmmande vattenskrubber är begränsat till platser där det finns tillgång till stora mängder billigt vatten, som vid reningsverk. Men även för recirkulerande system, där dricksvatten används krävs en naturlig recipient för vattnet som till viss del byts ut. När det gäller PSA, Selexol och kemisorption styrs inte dessa av förekomsten av vatten.

Andra intressanta svar som angivits specifikt för olika tekniker är luktkrav för PSA och inga metanförluster för kemisorption. När det gäller lukt säkerställer PSA-tekniken liten lukt från anläggningen då framförallt svavelväte i gasen fastnar antingen i förfilter för avskiljning av svavelväte eller i själva adsorptionskolonnerna. Absorption med kemisk reaktion innebär en selektiv reaktion av koldioxid med kemikalien, varvid i princip ingen metan går förlorad.

Förutom de uppgifter som angavs i enkäterna framkom några andra faktorer som kan påverka valet av teknik och leverantör vid besöken på anläggningarna. En sådan faktor är stark ekonomi hos leverantören. En annan är att leverantören, om den är utländsk, har en svensk samarbetspartner. Annars framhölls möjliga problem med exempelvis bristfällig kunskap om svenska regelverk. Dessa faktorer berör inte teknikerna direkt, men kan ändå bli avgörande vid val av uppgraderingsteknik då olika leverantörer lämnar anbud på olika tekniker.

4.2 Drifterfarenheter

4.2.1 PSA

Ett driftproblem med PSA kan vara att damm eller stoft från materialet i adsorptionskolonnerna följer med gasen och sätter sig i ventiler, varvid ventilernas funktion försämras. Detta problem förekommer i en anläggning dimensionerad för 350 m³ rågas per timme, driftsatt år 2002. Anläggningen använder aktivt kol som adsorptionsmaterial och har problem med kolstoft i ventiler. För att undvika detta problem rekommenderar därför driftpersonalen på anläggningen, nybyggnationer att välja det lite dyrare zeolitmaterialet istället för aktivt kol. Zeolitmaterialet är enligt personalen inte lika benäget att följa med gasströmmen. Det har dock även förekommit problem med damm från zeolitmaterial i ventiler. Detta var i en pilotanläggning, dimensionerad för 20 m³ rågas per timme driftsatt 1997. Problemet berodde dock till stor del på att kolonnerna var felkonstruerade. Med hjälp av en slags strumpa som filter åtgärdades problemet, men trots detta hamnade en del damm i ventilerna.

En anläggning dimensionerad för två gånger 300 m³ rågas per timme (benämns i fortsättningen som 600 m³ rågas per timme), driftsatt mellan 2000 och 2002 har även den haft problem med de pneumatiska (tryckluft) ventilerna vid adsorptionskolonnerna. Ventilerna stängde inte ordentligt, vilket medförde svårigheter att nå hög metanhalt i gasen. Felet berodde här inte på kolstoft i ventilerna utan på fel antal ”returfjädrar” i ställdonen till de pneumatiska ventilerna. Detta var ett rent konstruktionsfel av leverantören av utrustningen. Personal på anläggningen anger vidare att de inte haft problem med kolstoft i ventilerna, utan endast funnit ytterst lite stoft i ventiler och i filter till vakuumpump. Att det hamnar kolstoft i ventilerna kan enligt personalen bero på något felaktiga tider i cykeln mellan adsorptions-

kolonnerna. Detta kan medföra att trycket tappas för snabbt och att därmed stoft från adsorptionsmaterialet rycks med gasströmmen.

Läckage i ventiler och därmed inläckage av luft, är ett annat driftproblem, som förekommit på pilotanläggningen dimensionerad för 20 m_n³ rågas. Ventilerna öppnar eller stänger två gånger per minut i anläggningen, varmed de slits kraftigt. Även en leverantör av PSA-anläggningar poängterar problematiken med utmattning och förslitning som sker vid varierande tryck i kolonner och frekvent öppning eller stängning av ventiler. Detta är något som enligt leverantören beaktas vid dimensionering av anläggningar, exempelvis genom utmattningsberäkningar.



När det gäller kompressorer i PSA-anläggningar har det förekommit en del problem, figur 21. Exempelvis uppges elmotorerna till högtrycks-kompressorerna på PSA-anläggning på 600 m_n³ vara något underdimensionerade. Vidare anges bristfällig plats runt dessa kompressorer, något som försvårar underhåll.

Figur 21: Högtryckskompressor (Kompressorn på bilden har ingen koppling till texten.)
(Foto: Margareta Persson)

På PSA-anläggningen på 600 m_n³ har det även förekommit problem med lågtryckskompressorn, där vibrationer från kompressorn har brutit av bultar i betongen. Vibrationerna berodde på att det saknades en förstyvning i balkkonstruktionen i vilken kompressorn var monterad. Problemet kan betecknas som ett konstruktionsfel av leverantören. Från litteraturstudier går det även att finna att lågtryckskompressorn vid en pilotanläggning på 20 m_n³ rågas per timme var feldimensionerad och därför fick bytas ut (Dahl, 1999).

När det gäller analysutrustningen uppger driftpersonal på anläggningarna, på såväl 350 m_n³ som 600 m_n³ rågas per timme, problem med utrustning för mätning av metan- och syrehalt i renad gas. Utrustningen fungerade initialt på anläggningarna, men började efter ett tag bete sig instabilt och visa helt felaktiga värden.

I båda fallen har analysutrustningen fått åtgärdas av leverantören.

På PSA-anläggningen med en kapacitet på 600 m_n³ rågas per timme har en rad andra driftstörningar förekommit. Exempelvis var det vattenburna värme/kylsystem som bland annat används för att kyla kompressorer, felaktigt konstruerat i anläggningen. Värmeväxlare, pump, ledningar med mera var felaktigt placerade. Systemet är idag ombyggt. Det har vidare funnits problem med kommunikationsavbrott mellan dator och anläggning, där signaler har tappats. Detta berodde på ett konstruktionsfel på kommunikationskortet, i form av buggar i hårdvaran. Andra

problem som driftpersonalen angivit är att det saknades delar i pumpen till odöri-seringsutrustningen, att temperaturgivare var inställd på fel mätområde, samt att för lite glykol var tillsatt i kylsystemet.

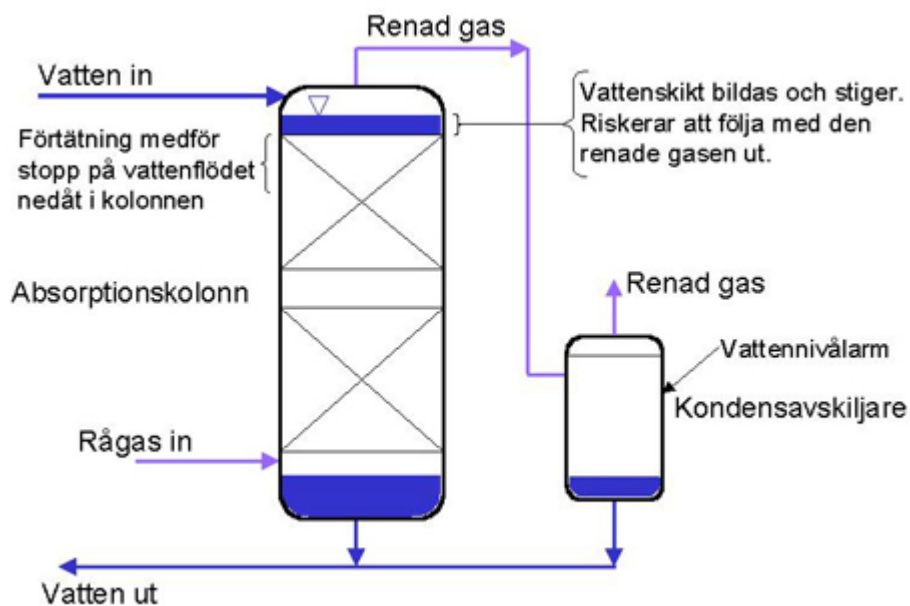
Enligt en leverantör av PSA-anläggningar för uppgradering av biogas är det huvudsakliga problemet med PSA att svavelväte måste förhindras att nå adsorptionskolonnen, då svavelväte annars permanent förstör adsorptionsmaterialet. Leverantören har löst detta problem genom att de installerar ett biologiskt filter som föravskiljer svavelväte. Filtret reducerar 95 % av svavelvätehalten. Som en extra säkerhetsåtgärd installeras även ett förfilter med aktivt kol före varje adsorptionskolonn, som eliminerar det svavelväte som kan finnas kvar.

4.2.2 Absorption med vatten

Enkelt genomströmmande vattenskrubber

Igensättning eller tillväxt på fyllkropparna i absorptionskolonnen är ett förekommande problem i anläggningar med enkel genomgång av vatten. Problemet förekommer även på anläggningar med recirkulerande vatten, dock i mindre omfattning. I system med enkel genomgång används renat avloppsvatten, i vilket det finns en del biologiskt material som fastnar i fyllkropparna eller orsakar tillväxt. I recirkulerande system används dricksvatten. Detta vatten är mindre näringsrikt än det renade avloppsvattnet. Trots detta förekommer det tillväxt på fyllkropparna. Detta beror på att bakterier och annat biologiskt material kommer in i anläggningen via luften som tillsätts desorptionskolonnen för att driva av koldioxiden från vattnet (Appelkvist & Johansson, 2002).

När fyllkropparna sätts igen finfördelar de inte vattnet, vilket medför svårigheter att nå tillräckligt hög metanhalt. Igensättning av fyllkropparna medför även att vattenflödet nedåt i kolonnen försvåras, varvid vatten följer med gasen ur kolonnen och fyller kondensavskiljaren, figur 22. När detta problem uppstår måste fyllkropparna rengöras. Detta görs antingen manuellt genom att fyllkropparna plockas ur kolonnen eller genom tillsättning av basiskt medel i kolonnen (Appelkvist & Johansson, 2002). För enkelt genomströmmande vattenskrubber kan kolonnen tvättas under drift, då vattnet byts ut, vilket är en fördel för denna teknik gentemot recirkulerande vattenskrubber.



Figur 22: Igensättning av fyllkroppar (Appelkvist & Johansson, 2002)

Igensättning av fyllkroppar i absorptionskolonnen förekommer i samtliga tre anläggningar med enkelt genomströmmande vattenskrubber som har lämnat uppgifter om drifterfarenheter. På en anläggning dimensionerad för 150 m_n^3 rågas per timme driftsatt år 2000 plockas fyllkropparna antingen ur kolonnen och tvättas i en cementblandare, så kallad tombola, eller så får fyllkropparna vara kvar i kolonnen och tvättas där genom tillsatts av tvättmedel. Personal på anläggningen på 150 m_n^3 uppger vidare att de har två uppsättningar fyllkroppar, varav en kan tvättas och en kan användas i drift, något som kortar ned driftstoppen. Personal på en anläggning på 80 m_n^3 rågas per timme, driftsatt 1999 anger även de att de plockar ur fyllkropparna ur kolonnen och tvättar dem, när de märker att det är svårt att nå hög metanhalt. På denna anläggning behöver fyllkropparna tvättas två till tre gånger per år. Både på anläggningen på 150 m_n^3 och på den på 80 m_n^3 används renat avloppsvatten för avskiljning av koldioxid.

På annan anläggning med utökad kapacitet till 300 m_n^3 rågas per timme, driftsatt 2002, som använt såväl renat avloppsvatten som dricksvatten förekommer problem med igensättning av fyllkroppar. En halvautomatisk tvättanordning har installerats, med vilken fyllkropparna kan tvättas utan att de behöver plockas ur kolonnen. Absorptionskolonnen tvättas med ungefär en och en halv månads mellanrum, nu när de använder dricksvatten. Att dricksvatten används beror på att renat avloppsvatten medför svårigheter att nå tillräcklig gaskvalitet. Större mängder vatten krävs för att uppnå tillräcklig metanhalt än vad pumparna i anläggningen klarar av.

Även en leverantör av såväl enkelt genomströmmande som recirkulerande vattenskrubber påpekar att påväxt eller igensättning av absorptionskolonnen kan ske i båda dessa processer. Leverantören anger vidare att tillväxten förefaller blir värre när organiskt avfall i form av exempelvis slakteri- eller livsmedelsavfall rötas.

Det renade avloppsvattnet kan även medföra skumning i absorptionskolonnen. Detta är ett problem som uppges av personal på en anläggningen dimensionerad för 80 m_n^3 rågas per timme. Problemet kan enligt personalen åtgärdas genom tillsatts av skumdämpande olja.

Problem med hög vattendaggpunkt är en annan driftstörning som framhålls på anläggningar med enkelt genomströmmande vattenskrubber. För anläggning på 80 m_n^3 rågas i timmen uppges att daggpunkten i något fall varit för hög. Den höga daggpunkten beror enligt driftpersonalen, på att torkmedlet i form av aluminiumoxid börjar blir gammalt eller att materialet regenereras under en för kort tid. För anläggningen på 150 m_n^3 rågas per timme uppges även problem med att fukthalten i gasen ibland gått upp. Torkmaterialet i anläggningen har då bytts ut, eller så har torkmaterial plockats ur kolonnen och torkats. Enligt driftpersonalen uppstår detta problem i huvudsak i samband med att fyllkropparna sätts igen och vatten följer med gasen. Detta gör att tiden mellan gångerna torkmaterialet behöver åtgärdas kan variera med allt från två veckor till tre till fyra månader. Personal på anläggningen som år 2002 utökades till 300 m_n^3 rågas per timme anger att de initialt hade problem med inställningen av torkarna. Det var tid för torkning respektive regenerering av torkarna som behövde justeras in, något som nu är åtgärdat.



När det gäller lågtryckskompressorer anger personal på anläggningen dimensionerad för 300 m_n^3 rågas per timme problem med dåligt monterade lågtryckskompressorer. Detta orsakar vibrationer i hela anläggningen och har till och med medfört brott på rör.

*Figur 23: Lågtryckskompressor (Kompressorn på bilden har ingen koppling till texten.)
(Foto: Margareta Persson)*

Recirkulerande vattenskrubber

Igensättning av fyllkroppar kan som tidigare nämnts även förekomma i recirkulerande vattenskrubber. Detta problem uppges av personal på en anläggning dimensionerad för 660 m_n^3 rågas per timme, driftsatt 1997. Det sker igensättning av såväl absorptions- som desorptionskolonnerna i anläggningen, vilket medför att fyllkropparna får plockas ut och rengöras manuellt en gång per år. Driftpersonal anger att igensättningen av fyllkropparna dels är biologisk, men att den även beror på läckage av olja från lågtryckskompressorerna. För en annan anläggning dimensionerad för två gånger 700 m_n^3 rågas per timme (benämns i fortsättningen som 1400 m_n^3 rågas per timme), driftsatt år 2002 uppger driftspersonal att de efter ett års drift kontrollerat vattenskrubbern, men att det inte fanns några tecken på igen-

sättning eller tillväxt. En leverantör av recirkulerande vattenskrubber poängterar att igensättning av fyllkropparna sker trots att dricksvatten används. Leverantören har samarbetat med en tvättmedelsproducent för att ta fram ett ekologiskt lågskummande tvättmedel som är tänkt att användas under drift.

När det gäller torkutrustning har det förekommit en rad olika driftproblem, framförallt på äldre anläggningar driftsatta innan år 2000, men även på nya anläggningar. Personal på en ny anläggning dimensionerad för 600 m_n^3 rågas per dygn, driftsatt 2003, uppger exempelvis att det tar lång tid att få rätt daggpunkt vid uppstart av anläggningen, vilket uppges bero på att torkutrustningen är underdimensionerad.

För de lite äldre anläggningarna kan en rad uppgifter hämtas från litteratur av Dahl (1999). Exempelvis har en anläggning dimensionerad för 75 m_n^3 rågas per dygn, driftsatt 1998, tidigare haft problem med att nå tillräckligt låg daggpunkt. Detta berodde troligtvis på feldimensionering av anläggningen. Samma anläggning har även haft problem med att torkmaterial följt med gasen. En annan anläggning dimensionerad för 200 m_n^3 rågas, driftsatt 1997, har även den haft problem med otillfredsställande funktion på gastorkningen, samt att damm från torkmedlet följt med gasen. I litteraturen framkommer det vidare att en anläggning, driftsatt 1997, men med en kapacitet på 660 m_n^3 rågas per timme har fått byta ut torkarna till dubbel storlek, då det tidigare fanns stora problem med att hålla ned daggpunkten. Även denna anläggning har haft problem med att damm från torkarna följt med gasströmmen. Det har också förekommit krångel med igensättning av dräneringsventiler på anläggningen.

När det gäller lågtryckskompressorer har det precis som med torkutrustningen förekommit en rad problem med lite äldre anläggningar, samtidigt som det fortfarande förekommer problem med nyare anläggningar. Personal på anläggningen på 1400 m_n^3 rågas per timme uppger att de fått byta ut komponenter i motorn till kompressorn, ett fel som orsakats av konstruktionsfel av tillverkaren.

För de lite äldre anläggningarna driftsatta 1996-1998 har det förekommit en rad olika problem med lågtryckskompressorer. En anläggning driftsatt 1997, kapacitet 200 m_n^3 har haft problem med snabb förslitning av kolvringar till kompressorer, samt rörbrott på grund av bristfällig rördragning i kombination med vibrationer från kompressorer. En reglerventil av dålig kvalitet har orsakat att vatten kommit in i lågtryckskompressorn i en anläggning driftsatt 1996, med en ursprunglig kapacitet på 150 m_n^3 rågas per timme. Initiala fel med en annan anläggning driftsatt 1998, kapacitet 75 m_n^3 var felaktig dimensionering av kompressorn, samt haveri av membran i kompressorns andra steg (Dahl, 1999). Anläggningen på 75 m_n^3 , samt den på 660 m_n^3 , driftsatt 1997 anger idag att de har problem med stort slitage av kompressorn, vilket orsakar höga underhållskostnader. Reservdelarna är dyra, samt svåra att få tag i. Personal på en av anläggningarna anger vidare att kompressorerna som läcker olja är de komponenter som nu fungerar sämst i anläggningen.

Ett annat driftproblem som uppstått i anläggningen på 1400 m_n^3 är att gaskylaren som sitter efter kompressorn innan vattenskrubbern gått sönder. Detta beror på att kylaren var lödd med koppar, på vilket svavelväte från biogasen orsakade korrosion. Detta är ett exempel på felaktigt materialval.

En leverantör av recirkulerande vattenskrubber uppger lite olika driftproblem med processen. Leverantören framhåller att utomhustemperaturen påverkar processen. Med ökande temperatur i vattnet minskar koldioxidens löslighet. Enligt leverantören dimensioneras anläggningar vanligtvis för en utomhustemperatur på 25 °C. När det som de senaste åren varit över 25 °C under lång tid, vållar detta problem med lägre uppgradering. Andra störningar som leverantören framhåller är problem med kompressorer, filter och givare. Leverantören poängterar vidare att ett annat stort problem med anläggningarna är gasanalys. Det är svårt att erhålla exakta mätningar av svavelväte och metan. Instrumenten är idag dyra. Vidare ställer beställare högre krav på exempelvis antalet komponenter som skall analyseras än vad som är nödvändigt för att reglera drift och garantera fordonskvalitet.

En annan leverantör av såväl enkelt genomströmmande som recirkulerande vattenskrubber poängterar att uppgradering av biogas är en svår process. Enligt leverantören kan såväl variationer i rågasens kvalitet som den stora mängden givare och mätningar i anläggningen ge upphov till driftstörningar. Några konkreta exempel på störningar är enligt leverantören störning av ingående utrustning i form av att exempelvis givare går sönder, eller rena processproblem. Det senare inträffar dock sällan efter att anläggningen är överlämnad.

4.2.3 Absorption med Selexol[®]

Hög vattenhalt i Selexolen uppges vara den huvudsakliga driftstörningen på den enda anläggningen med Selexol i Sverige. Anläggningen driftsattes ursprungligen 2000 och hade då en dimensionerad rågaskapacitet på 250 m_n³ per timme. Den höga vattenhalten beror enligt anläggningsägaren på att Selexolen tar upp vatten från luften i desorptionskolonnen. Hög vattenhalt medför problem att nå tillräckligt hög metanhalt i den renade gasen. Problemet har åtgärdats på anläggningen genom att en delström av Selexolen förs genom en värmeväxlare. I växlaren flödar motströms komprimerad rågas, vilket upphettar Selexolen till 105 °C, varvid vattnet kokar bort.

Anläggningens kapacitet har under år 2002 utökats till 450 m_n³ rågas per timme. Driftpersonalen uppger att ett driftproblem efter utökning av kapaciteten är nivåfel av Selexol i absorptions-, flash-, eller desorptionskolonnerna vid exempelvis ett kort elavbrott. Detta kan resultera i att kemikalien rinner ut i gasledningar i anläggningen. Ett annat driftproblem efter utbyggnaden har varit stundtals hög vattenhalt i Selexolen, på grund av att värmeväxlaren blivit igensatt. Anläggningen modifieras nu något för att få ett säkrare system för bortkokning av vatten från Selexolen. Vidare uppger driftpersonalen att anläggningen efter tillbyggnad fungerar trögt på förändringar i rågasflödet. Anläggningen cirkulerar då gasen för att nå rätt metanhalt. Det poängteras vidare av driftpersonalen att tekniken till skillnad mot vid tryckvattenabsorption inte har några problem med tillväxt på fyllkropparna i kolonnerna.

4.2.4 Absorption med kemisk reaktion

Den enda förekommande anläggningen med absorption med kemisk reaktion i Sverige driftsattes 2002. Anläggningen går enligt driftpersonal enbart intermittent då rötningsdel och fordonstrafik inte är färdigutbyggd. Då anläggningen som är dimensionerad för 300 m_n³ rågas per timme nyligen driftsatts, samt inte går för

full kapacitet, finns det ännu ingen stor erfarenhet av driften. Driftpersonalen anger att det inte funnits några problem med anläggningens funktion. Dock har det förekommit problem med inkörningen av anläggningen gällande exempelvis reglerutrustning. Ett annat problem vid driftsättningen, som skedde under vintern, var att vattenången i den koldioxidrika gasen som lämnar anläggningen frös och täppte till utgången varvid anläggningen stannade. Problemet åtgärdades enligt driftpersonal med värmeväxlare.

Leverantören av tekniken framhåller precis som personal på anläggningen att tekniken fungerat som planerat. Leverantören anger vidare att det har förekommit viss skumbildning i absorptions- och desorptionskolonn, vilket har åtgärdats genom en engångstillsatts av skumdämpande medel.

4.2.5 Sammanfattning av drifterfarenheter

Tabell 6: Sammanfattning av processspecifika problem

Komponent	Problem	Orsak	Förekomst	Typ av fel
PSA				
Ventiler	Stänger/öppnar dåligt ger låg metanhalt i renad gas	Damm/stoft från adsorptionsmaterial	350 m ³ , driftsatt 2002 20 m ³ driftsatt 1997	Dimensionering
		Fel antal "returfjädrar" i ställdon	600 m ³ , driftsatt 2000-2002	Konstruktion
	Läckage	Förslitning	20 m ³ driftsatt 1997	
Enkelt genomströmmande vattenskrubber				
Fyllkroppar i absorptionskolonn	Hög koldioxidhalt, vatten med gasen	Igensättning/tillväxt på fyllkroppar	80 m ³ driftsatt 1999 150 m ³ driftsatt 2000 300 m ³ driftsatt 2002	
Absorptionskolonn	Skumning	Renat avloppsvatten används	80 m ³ driftsatt 1999	
Torkar	Hög daggpunkt i gas	Gammalt material/ för kort regenereringstid /igensatta fyllkroppar	80 m ³ driftsatt 1999 150 m ³ driftsatt 2000 300 m ³ driftsatt 2002	
Recirkulerande vattenskrubber				
Fyllkroppar i absorptions- och desorptionskolonn	Hög koldioxidhalt	Igensättning/tillväxt på fyllkroppar	660 m ³ driftsatt 1997	
Torkar	Hög daggpunkt i gas Torkdamm med i gas	Feldimensionerade	200 m ³ driftsatt 1997 75 m ³ driftsatt 1998 660 m ³ driftsatt 1997 600 m ³ driftsatt 2003	Dimensionering
Selexol				
Absorptionsmaterial	Låg metanhalt i renad gas	Hög vattenhalt, då materialet absorberar vatten ur luft	200 m ³ , driftsatt 2000	
Kemisorption				
Absorptions- och desorptionskolonn	Skumning		300 m ³ , driftsatt 2002	

Tabell 7: Sammanfattning av allmänna problem för anläggningar

Komponent	Problem	Orsak	Förekomst	Typ av fel
Lågtryckskompressor	Vibrationer	Undermåligt monterad	600 m _n ³ , driftsatt 2000-2002, 300 m _n ³ driftsatt 2002, 200 m _n ³ driftsatt 1997	Konstruktion
	Feldimensionerad		20 m _n ³ driftsatt 1997 75 m _n ³ , driftsatt 1998	Dimensionering
	Stort slitage		200 m _n ³ driftsatt 1997 75 m _n ³ driftsatt 1998 660 m _n ³ driftsatt 1997	
Högtryckskompressor	Underdimensionerad elmotor		600 m _n ³ , driftsatt 2000-2002	Dimensionering
Analysutrustning renad gas	Instabil, felaktiga värden		350 m _n ³ , driftsatt 2002 och 600 m _n ³ , driftsatt 2000-2002	
Värme/Kylsystem		Vvx, pump m.m. felaktigt placerat	600 m _n ³ , driftsatt 2000-2002	Konstruktion
	Dålig funktion på vintern	För lite glykol	600 m _n ³ , driftsatt 2000-2002	
Kommunikationskort	Kommunikationsavbrott mellan dator och anläggning.	Buggar i hårdvaran till kommunikationskortet	600 m _n ³ , driftsatt 2000-2002	Konstruktion
Odöriseringspump	Fungerade inte	Saknades delar till pump	600 m _n ³ , driftsatt 2000-2002	
Temperaturgivare		Inställd på fel mätområde	600 m _n ³ , driftsatt 2000-2002	
Gaskylare		Korrosion, då kylaren var lödd med koppar	1400 m _n ³ driftsatt 2002	Felaktigt materialval

4.3 Tillgänglighet

Med tillgänglighet menas den tid uppgraderingsanläggningen är i drift av totalt möjlig drifttid. Tillgängligheten skall således inte påverkas av förekomst av rågas eller av att gaslagret är fullt. Driftstopp kan bero på driftstörningar, men även på underhåll och service. En hög tillgänglighet är väsentligt för att uppgraderingsanläggningen skall få god ekonomi, samt för att säkra försörjning av fordonsbränsle. Det finns en rad olika faktorer som påverkar tillgängligheten. Några sådana faktorer är anläggningens ålder, lasten uppgraderingsanläggningen körs vid, samt hur stor del av dygnet den är i drift. Dessa faktorer bör tas i beaktande när olika tekniker jämförs för att få en rättvis jämförelse. Hur mycket reservdelar anläggningen håller i lager är en annan aspekt som påverkar tillgängligheten, men som är svårare att ta i beaktande vid en jämförelse.

Endast från fyra anläggningar gavs användbara uppgifter om tillgänglighet. Att det är få uppgifter om tillgängligheten beror på flera skäl. Dels saknar flera anläggningar uppgifter om tillgängligheten då anläggningarna är nya, dels uppges från flertalet anläggningar att tillgängligheten är maximal då anläggningen för närvarande har överkapacitet jämfört med tankbehovet. Detta är något som dock inte skall påverka tillgängligheten enligt den givna definitionen.

En av anläggningarna som gav upplysande data om tillgänglighet, var en recirkulerande vattenskrubber dimensionerad för 75 m_n^3 rågas per timme, driftsatt 1998. Anläggningen körs 12-13 timmar per dygn, vilket täcker behovet av gas. Personal på anläggning uppgav en tillgänglighet på 75 %. Under övrig tid kräver anläggningen underhåll och reparationer. Det är i huvudsak kompressorn som används till att såväl lågtrycks- som högtryckskomprimera gasen som slits kraftigt och därmed kräver stor arbetsinsats.

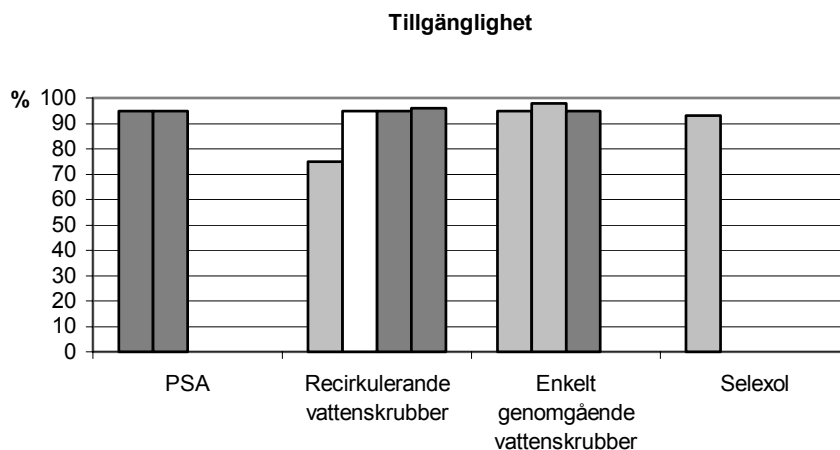
När det gäller enkelt genomströmmande vattenskrubber uppger personal på en anläggning dimensionerad för 150 m_n^3 rågas per timme driftsatt 2000, en tillgänglighet på 98 %. Detta baserar personalen på antalet timmar underhåll per månad. Anläggningen körs enbart fyra till fem timmar per dygn på grund av lågt tankbehov. För en annan anläggning av samma teknik, dimensionerad för en rågaskapacitet på 80 m_n^3 rågas per timme driftsatt 1999, anger driftspersonalen en tillgänglighet på 95 %. Denna anläggning är i drift 7-16 timmar per dygn.

För Selexolanläggningen dimensionerad för 250 m_n^3 rågas per timme, driftsatt 2000 uppges en tillgänglighet på mellan 90 och 95 % av driftspersonal och anläggningsägare. Uppgifterna från Selexolanläggningen har vidare bekräftats från driftstatistik. Från ett och ett halvt års data om drifttimmar har ett snittvärde på 93 % för tillgängligheten beräknats. Tillgängligheten kan beräknas utifrån antalet drifttimmar då anläggningen levererar gas till naturgasnätet och därmed kan vara i ständig drift.

Även leverantörer tillfrågades om dimensionerad tillgängligheten för olika uppgraderingstekniker. Enligt två leverantörer av PSA är tillgängligheten 95 %. En leverantör av recirkulerande vattenskrubber uppger en tillgänglighet på 98 % för en planerad anläggning, men anger vidare att de normalt räknar med en tillgänglighet på 95-96 %. En annan leverantör av såväl recirkulerande som enkelt genomströmmande vattenskrubber uppger även de en tillgänglighet på över 95 %, till vilket det tillkommer service en till tre dagar per år. Leverantör av kemisorption anger att den enda förekommande anläggningen i Sverige med denna teknik har haft en hög tillgänglighet. Enligt leverantören har anläggningen sedan driftstarten i maj 2002 endast stått stilla cirka 16 timmar på grund av processproblem.

I holländska Tilburg finns en uppgraderingsanläggning med recirkulerande vattenskrubber som har en tillgänglighet på 95 %. Anläggningen driftsattes 1988 och renoverades 1994. Ursprungligen uppgraderade anläggningen deponigas, men används nu även för uppgradering av gas från samrötning av frukt, grönsaker och trädgårdsavfall, samt till uppgradering av gas från rötning av avloppsslam. Den uppgraderade gasen förs ut på naturgasnätet (Solagro, 2001).

I figur 24 sammanfattas data från anläggningar, leverantörer och litteratur.



*Figur24: Tillgänglighet för olika uppgraderingstekniker
Data från: grå- leverantörer, ljusgrå- svenska anläggningar, vit- litteratur*

Sammanfattande kommentar om tillgänglighet

Från uppgifterna om tillgänglighet kan det konstateras att samtliga representerade tekniker har en tillgänglighet på cirka 95 %. Detta är något som anges av såväl anläggningar och leverantörer, som i litteratur. Den enda uppgiften som markant skiljer sig från de andra är tillgängligheten för anläggningen med recirkulerande vattenskrubber. Denna anläggning har låg tillgänglighet då kompressorn är av dåligt kvalitet och slits kraftigt. Detta medför stort behov av underhåll, men kan inte tillskrivas den aktuella tekniken.

4.4 Resursbehov

4.4.1 Personal

En uppgraderingsanläggning skall när den är i kontinuerlig drift skötas per automatik med avancerad styr- och reglerutrustning. Anläggningen kräver dock manuell insats för daglig tillsyn, underhåll och jourbemanning. Personalen som arbetar med anläggningen har vanligtvis även andra arbetsuppgifter, exempelvis skötsel av mottagning och rötning av organiskt avfall, eller drift av reningsverk. Personal på uppgraderingsanläggningar, samt leverantörer tillfrågades om hur mycket tid som läggs ned på daglig tillsyn, underhåll och åtgärder under jourtid. Då driftpersonalen har fler uppgifter än att bara sköta uppgraderingsanläggningen är svaren en uppskattning av tidsfördelningen på uppgraderingsanläggning och övrig verksamhet.

I tabell 8 sammanfattas anläggningarnas svar angående tidsåtgång för daglig tillsyn under arbetsveckan. Som framgår av tabellen uppger personalen på sex anläggningar den dagliga tillsynen till en halvtimme. Den dimensionerande kapaciteten för dessa anläggningar varierar mellan allt från 75 till 600 m³ rågas per timme.

Tabell 8: Tidsåtgång för daglig tillsyn på olika uppgraderingsanläggningar

Teknik	Tillsyn (h/dag)	Dim. kapacitet (m_n^3/h)	Driftsatt (år)
PSA	1,5	350	2002
	0,5	600	2000-2002
Vattenskrubber, recirkulerande	0,5	600	2003
	0,5	75	1998
Vattenskrubber, enkel	0,5	300	2002
	0,25	150	2000
	0,5	80	1999
Selexol	1,5	250	2000
Kemisorption	0,5	300	2002

Uppgifterna från anläggningen med recirkulerande vattenskrubber driftsatt 2003 är något osäker då anläggningen enbart har varit i drift en kort tid.

Antalet timmar som läggs ned på underhåll beror på en rad faktorer, varav några är anläggningens ålder, samt vilken last den körs vid och hur mycket den är i drift. Underhåll kan dels skötas av egen personal, dels köpas in som underhåll eller service. Hur mycket av underhållet som sköts själv och hur mycket som köps in varierar mellan olika anläggningar. I tabell 9 sammanfattas tiden anläggningarna har uppgett den egna personalen lägger ned på underhåll.

Tabell 9: Tidsåtgång för underhåll på olika uppgraderingsanläggningar

Teknik	Underhåll (h/år)	Dim. kapacitet (m_n^3/h)	Driftsatt (år)
PSA	96	600	2000-2002
Vattenskrubber, recirkulerande	96	600	2003
	120	75	1998
Vattenskrubber, enkel	144	150	2000
	96	80	1999
Selexol	24	250	2000

Det arbete som i huvudsak köps in, och således inte framgår av ovanstående tabell är underhåll eller service av kompressorer. Detta arbete köps exempelvis in på anläggningen med enkelt genomströmmande vattenskrubber, dimensionerad för $80 m_n^3$ rågas per timme och i Selexolanläggningen.

Samtliga tillfrågade anläggningar i studien har jour på uppgraderingsanläggningen. Personalen som sköter juren har även jour på annan verksamhet. Personalen på anläggningarna tillfrågades om hur mycket tid som läggs ned på åtgärder under jourtid under ett år. Resultatet av dessa svar är sammanfattat i tabell 10.

Tabell 10: Tidsåtgång för åtgärder under jourtid på olika uppgraderingsanläggningar

Teknik	Åtgärder under jourtid (h/år)	Dim. kapacitet (m_n^3/h)	Driftsatt (år)
PSA	60	600	2000-2002
Vattenskrubber, recirkulerande	24	75	1998
Vattenskrubber, enkel	60	300	2002
	12	150	2000
	0	80	1999
Selexol	24	250	2000

Vid anläggningen dimensionerad för 80 m_n^3 rågas per timme genomförs inga åtgärder under jourtid. Istället stängs anläggningen och felen åtgärdas under normal arbetstid. Detta är möjligt tack vare backup med naturgas.

Vid förfrågan om personalbehov i uppgraderingsanläggningar till leverantörer uppgav en leverantör av PSA att en anläggning dimensionerad för 300 m_n^3 rågas per timme kräver cirka en timmes daglig tillsyn under arbetsveckan. En leverantör av vattenskrubber uppgav att anläggningarna är helautomatiska och normalt enbart kräver tillsyn en gång per dag. En annan leverantör av vattenskrubber uppgav en timme för daglig tillsyn och ungefär 150 timmar under ett år för underhåll av en recirkulerande vattenskrubber dimensionerad för cirka 600 m_n^3 rågas per timme.

Leverantör av kemisorption angav en halvtimme per dag för daglig tillsyn under arbetsveckan för en anläggning dimensionerad för 300 m_n^3 rågas per timme. Vidare angav leverantören att det åtgår sex timmar per år för underhåll i form av filterbyten, sex byten å en timme. Filterna används till att filtrera bort eventuella orenheter i kemikalien som förts dit med biogasen.

Sammanfattande kommentar om personal- och tillsynsbehov

När det gäller tillsynen under dagtid kan det konstateras att en halvtimme per dag är den vanligaste tiden för tillsyn oberoende av kapacitet eller teknik. Underhållet på anläggningarna av den egna personalen varierar mellan 25 och 150 timmar per år. För åtgärder under jourtid kan antalet timmar variera mellan allt från noll till 60 timmar per år. Från uppgifterna om arbetsinsats kan man konstatera att insatsen inte direkt är proportionell mot anläggningens storlek. Detta medför högre kostnader per kubikmeter renad gas för mindre anläggningar gentemot större anläggningar.

4.4.2 Elektricitet

I en PSA-anläggning åtgår i huvudsak elenergi till lågtryckskompressor och vakuumpump. Det största behovet av elenergi i en anläggning med vattenskrubber finns istället hos lågtryckskompressor tillsammans med cirkulationspump för processvattnet. I en recirkulerande vattenskrubber används även en del elenergi till att driva kylmaskinen som kyler processvattnet, i de fall en sådan finns, samt till att driva luftfläkten till desorptionskolonnen, något som inte krävs i enkelt genomströmmande system. Detta medför att recirkulerande vattenskrubber har något högre energibehov än motsvarande system för enkel genomgång av vatten.

Anläggningen med Selexol fungerar i princip på samma sätt som en recirkulerande vattenskrubber och därmed åtgår elenergi i huvudsak till lågtryckskompressor, cirkulationspump av Selexol, kylmaskin, samt till luftfläkt. Då koldioxid har högre löslighet i Selexol än i vatten krävs mindre mängd Selexol än vatten i en anläggning med lika stor rågaskapacitet. Detta medför ett mindre pumpbehov och därmed ett något lägre energibehov för en anläggning med Selexol. Detta motverkas något av att det kan krävas en del energi i en Selexolanläggning för att avskilja vatten från Selexolen (Dahl, 2003).

Uppgradering med kemisorption sker vid atmosfärstryck. Detta medför att gasen kan komprimeras efter uppgradering och således undviks arbetet att komprimera gasen som skall avskiljas. Den största energianvändningen vid kemisorption är istället produktionen av ånga för att koka kemikalien vid regenerering, men till detta kan andra energiformer än elektricitet användas (Dahl, 2003).

Det som har nämnts här är de maskiner som använder den största delen elektricitet vid olika uppgraderingstekniker. Förutom detta tillkommer en rad olika komponenter i anläggningarna, som även de kräver elektricitet, dock inte i alls samma omfattning som de utpekade. Andra komponenter till vilka elektricitet används är exempelvis fläktar, pumpar för cirkulation av kylvatten, värmare till torkning av gas, ventilation, datorer, lampor med mera.

Kostnaden för elektricitet utgör en väsentlig del av driftkostnaderna vid uppgradering av biogas. I tabellen nedan presenteras uppgifter om elbehov per producerad normal kubikmeter renad gas som erhållits från anläggningar. I några fall har uppgifterna från anläggningarna justerats, då exempelvis energianvändningen till högttryckskomprimering ingått.

Tabell 11: Elbehovet för att uppgradera gas med olika tekniker, data från anläggningar

Teknik	Energi (kWh/m ³ renad gas)	Metanhalt (vol-%)	Dim. kapacitet (m ³ /h)	Driftsatt (år)
PSA	0,6 (0,88)*	75-80	350	2002
	0,5 (0,8)	65	600	2000-2002
Vattenskrubber, recirkulerande	0,3 (0,6)	68	75	1998
Vattenskrubber, enkel	0,36	66-68	300	2002
	0,6 (1,0)	65	150	2000
	0,36	60	80	1999
Selexol	0,41	70	250	2000

*Siffror i parentes är inklusive högttryckskomprimering.

Utöver de ovan redovisade uppgifterna angav personal på en uppgraderingsanläggning att elbehovet för att uppgradera gas i en vattenskrubber, såväl som i en PSA-anläggning ligger mellan 0,3 och 0,35 kWh per m³ renad gas.

Enligt en leverantör av PSA kan energibehovet för att uppgradera gasen variera mellan 0,3 och 1,0 kWh/m³ renad gas. Energianvändningen beror enligt leverantören på storleken på uppgraderingsanläggningen. En annan leverantör av PSA anger att det åtgår 0,45 kWh/m³ renad gas i en anläggning dimensionerad för 300 m³ rågas per timme. För recirkulerande vattenskrubber uppger en leverantör en energiåtgång på 0,45 kWh/m³ renad gas. En annan leverantör av såväl enkelt genomströmmande som recirkulerande vattenskrubber uppger istället att energianvändningen kan variera mellan 0,45 och 0,90 kWh/m³ för dessa båda tekniker. Leverantören anger vidare att enkelt genomströmmande vattenskrubber medför lägre energianvändning än recirkulerande system, samt att den specifika energianvändningen blir lägre desto större anläggningen är. Leverantör av uppgradering med kemisorption uppger att det åtgår 0,15 kWh/m³ renad gas i en anläggning dimensionerad för 300 m³ rågas per timme.

När det gäller skillnader mellan åtgången av elektricitet för att uppgradera gas med vattenskrubber respektive PSA uppger en leverantör av båda dessa tekniker att det enligt deras beräkningar krävs 0,05 kWh mer elektricitet att uppgradera en normal kubikmeter rågas med PSA än med vattenskrubber.

I Nilsson (2001) anges istället att energiåtgången för PSA är något lägre än för vattenskrubber och högre än för Selexol. Energiåtgången för uppgradering av gas i vattenskrubber uppges vara cirka 0,3 kWh per m_n^3 renad gas. Vidare anges att energiåtgången med Selexol är cirka 15 % lägre än energiåtgången vid vattenskrubber.

I Berglund (2003) uppges att energiåtgången vid uppgradering och högtrycks-komprimering antas uppgå till 5 % av energiinnehållet i rågasen. Vidare anges att 60 % av detta åtgår för uppgradering och 40 % för högtryckskomprimering från 7 till 250 bar.

I litteratur uppges även att energibehovet för att uppgradera deponigas till nederländsk naturgaskvalitet är 0,46 kWh per normalkubikmeter renad gas i en PSA-anläggning på 1000 m_n^3/h i Wijster (CADDET renewable energy, 2002c).

Sammanfattande kommentar om elanvändning för uppgradering

Ur informationen från anläggningar kan det konstateras att energibehovet för att uppgradera gas med samtliga tekniker ligger mellan 0,3 och 0,6 kWh per normalkubikmeter renad gas. En normalkubikmeter uppgraderad gas med 97 % metan har ett energiinnehåll på 9,67 kWh. Det åtgår således energi i storleken 3 till 6 % av energiinnehållet i den renade gasen för att uppgradera denna. Leverantörerna uppger ett något större spann på mellan 0,3 till 1 kWh för att producera en normalkubikmeter renad gas. Enligt leverantörer åtgår det mindre elenergi att uppgradera gasen i en större anläggning, något som inte direkt bekräftas av uppgifterna från anläggningarna. När det gäller skillnaden i elbehov mellan olika tekniker kan det inte dras någon generell slutsats. Exempelvis går uppgifterna om huruvida PSA eller vattenskrubber är mest energikrävande stick i stäv. Dock kan det konstateras att elanvändningen för att uppgradera biogas med kemisorption är betydligt lägre än för de andra teknikerna, enligt leverantör är elanvändningen 0,15 kWh per normalkubikmeter renad gas.

En faktor som naturligtvis påverkar energiåtgången är metanhalten i rågasen. En hög metanhalt medför att mindre mängd koldioxid behöver avskiljas från biogasen, vilket naturligtvis sänker elanvändningen. För att få mer jämförbara uppgifter borde således värdena justeras efter detta. En annan faktor som påverkar energiåtgången är vid vilken last anläggningen körs, där låg last medför lägre verkningsgrad för exempelvis kompressorer. Andra faktorer som även det påverkar energiåtgången är absorptionstrycket i kolonnerna, samt hur väl regleringen i anläggningen fungerar, vilket exempelvis påverkar hur mycket gas som recirkuleras. Några av dessa faktorer kan vara förklaringen till att energianvändningen för anläggningen med enkelt genomströmmande vattenskrubber dimensionerad för 150 m_n^3 rågas per timme är betydligt högre än för de andra två anläggningarna med samma teknik.

4.4.3 Vatten

Vid absorption av koldioxid i vattenskrubber används stora mängder vatten i processen. För de övriga teknikerna PSA, absorption med Selexol, eller kemisorption krävs i princip ingen tillgång till vatten. Där små mängder vatten kan behövas är exempelvis i kylsystem för kompressorer och gas. Vidare kan det finnas utsläpp av vatten i form av möjligt kondensvatten från rågasen (Dahl, 2003).

Som exempel anger en leverantör en åtgång på 300 m³ renat avloppsvatten per år, för en PSA-anläggning dimensionerad för en rågaskapacitet på 300 m³/h. Det renade avloppsvattnet används som kylvatten till kompressorerna. Leverantören av kemisorption uppger en åtgång av 70 m³ vatten per år för en lika stor anläggning, som även den använder det renade avloppsvattnet som kylvatten till kompressorerna.

I recirkulerande vattenskrubber regenereras vattnet efter att det absorberat koldioxid. Detta sker genom att trycket sänks i en flashtank, samt genom att vattnet möter luft i en desorptionskolonn, där koldioxiden avdrivs från vattnet. Fast systemet är recirkulerande byts en del av vattnet kontinuerligt. I recirkulerande vattenskrubber används dricksvatten till processen. Vattnet utgör därmed en del av driftkostnaden.

En leverantör av recirkulerande vattenskrubber uppger att de räknar med att 10 % av det recirkulerande processvattnet byts varje timme. Att vattnet behöver bytas beror enligt leverantören på att pH-värdet annars sjunker. Som exempel på mängden vatten som byts i anläggningar med recirkulerande vattenskrubber uppges en siffra på 2-3 m³ vatten i timmen för en anläggning på 75 m³/h rågas, driftsatt 1998, som arbetar vid ett tryck på 20 bar i absorptionskolonnen.

Denna anläggning byter en stor del av processvattnet varje timme och fungerar därmed som ett mellanting mellan recirkulerande och enkelt genomströmmande vattenskrubber. En annan anläggning dimensionerad för en rågaskapacitet på 1400 m³/h, driftsatt 2002 och som arbetar med ett absorptionsstryck på 8 bar, uppger att de byter 1-2 m³ vatten i timmen.

Om vattenskrubbern är av typen enkelt genomströmmande regenereras inte vattnet. Trycket sänks enbart i en flashtank och gasen som då lämnar vattnet leds tillbaka till processen. Efter detta lämnar vattnet anläggningen. Eftersom stora mängder vatten används finns enkelt genomströmmande vattenskrubber vid avloppsreningsverk där renat avloppsvatten kan användas till processen.

I tabell 12 anges uppgifter från anläggningar om vilka mängder vatten som åtgår vid enkelt genomströmmande vattenskrubber. På en av de studerade anläggningarna förekommer ingen flashtank.

Tabell 12: Användning av renat avloppsvatten på olika anläggningar

Dim. kapacitet (m ³ /h)	Driftsatt (år)	Arbetsstryck (bar)	Vatten (m ³ /h)
300	2002	10-13	30
150	2000	8-12	30-35
80	1999	7,5	11-14

En leverantör av enkelt genomströmmande vattenskrubber poängterar att vattenflödet beror på trycket i processen. Som exempel uppger leverantören att det åtgår 80 m³ vatten per timme för en anläggning dimensionerad för 400 m³/h, med ett arbetsstryck på 12 bar. När det gäller dricksvattenförbrukning i enkelt genomströmmande vattenskrubber, uppger en anläggning, som använder dricksvatten till att kyla gasen efter kompressorn, att det åtgår fem liter per minut. Vilket med anläggningens drifttider medför 360 m³ per år.

Efter att det renade avloppsvattnet använts i processen leds det tillbaka till reningsverket. Då enbart koldioxid och en del svavelväte löst sig i vattnet kan det ledas med utgående vatten från reningsverket. Från en anläggning anges att vattnet leds tillbaka till inkommande vatten i reningsverket, då det av anläggningens placering var enklast att leda vattnet dit.

För en anläggning med recirkulerande vattenskrubber som använder dricksvatten uppger driftpersonalen att vattnet från anläggningen leds till reningsverket anläggningen är placerad vid. En annan anläggning med recirkulerande vattenskrubber uppger att de för vattnet till ett minireningsverk där lukten i vattnet avlägsnas innan vattnet leds ut i ett dike.

Sammanfattande kommentar om vattenbehov vid uppgradering

För uppgradering av biogas med PSA, Selexol och kemisorption åtgår i princip inget vatten. En del vatten kan användas i kylsystem till gas eller kompressor.

Vid uppgradering med vattenskrubber är användningen av vatten betydligt större än för de övriga teknikerna. Mängden vatten som åtgår vid vattenskrubber beror på anläggningens storlek, och absorptionsstryck i kolonnen. Uppgifter från anläggningar och leverantörer visar på att det vid recirkulerande vattenskrubber åtgår ett par kubikmeter vatten i timmen. För enkelt genomströmmande vattenskrubber krävs allt från ett tiotal kubikmeter vatten i timmen till närmare hundra kubikmeter i timmen.

4.4.4 Övrigt

Förutom elektricitet och vatten förbrukas en rad olika material i uppgraderingsanläggningarna, vilket beskrivs nedan.

Vid absorption med vattenskrubber och PSA används i princip inga kemikalier. Däremot är kemikalieanvändningen relevant på anläggningar med Selexol eller kemisorption. Trots att båda dessa tekniker arbetar med slutna system där kemikalien regenereras sker vissa förluster och tillsättning av nya kemikalier är en nödvändighet. Kemikalien kan även förgiftas av svavelväte och behöva bytas av denna anledning. Leverantören av kemisorption anger att en anläggning dimensionerad för 300 m³ rågas per timme behöver byta all kemikalievätska, som är på cirka 600 liter vart femte år.

Använder man fastbädd för svavelväteavskiljning måste denna bytas då den är förbrukad. Detta gäller exempelvis för system med aktivt kol eller metalloxider. Föravskiljning av svavelväte sker i anläggningar med PSA, Selexol eller kemisorption. En leverantör uppger att det åtgår 4 m³ aktivt kol per år, när rågasen håller en svavelvätehalt på 200 ppm och anläggningen är dimensionerad för 300 m³ rågas per dygn.

Förutom föravskiljning av svavelväte finns i PSA-anläggningar ett förfilter före adsorptionskolonnerna. Det är tänkt att dessa skall ta de sista föroreningarna, exempelvis i form av svavelväte eller tyngre kolväten, för att vara säkra på att de stora adsorptionskolonnerna inte förgiftas. Personal på en anläggning uppger att förfiltren enligt leverantören behöver bytas efter 5000 timmars drift. Förfiltren består i detta fall, precis som adsorptionskolonnerna av aktivt kol.

På de besökta anläggningarna förekom i huvudsak adsorptionstorkar för torkning av gas. Torkmedlet bestod av exempelvis aluminiumoxid eller zeoliter. Anläggningarna har två kolonner med torkmedel, varmed en är i drift och en regenereras. Trots att torkmedlet regenereras behöver det bytas ut med jämna mellanrum. Personal på en anläggning med enkel genomströmmande vattenskrubber, dimensionerad för 150 m³ uppger att de byter 50 kg torkmedel varje år, vilket är halva mängden i torkarna. Att anläggningen behöver byta torkmaterial beror till stor del på att fyllkropparna i absorptionskolonnen ibland blir igensatta, varmed vatten följer med gasen, vilket försämrar torkarnas funktion.

En leverantör av vattenskrubber uppger att torkmedlet, i form av granulat, måste bytas vart tredje till femte år. En annan leverantör anger att torkmedlet de använder skall ha obegränsad livslängd, men att det är troligt att det behöver bytas efter fem år. Som exempel anger leverantören att det krävs 300 kg torkmedel vart femte år, för en vattenskrubber dimensionerad för 360 m³ per timme.

Då det tenderar att ske tillväxt på fyllkropparna i absorptionskolonnen vid vattenskrubber krävs tvätt av kolonnen. Hur ofta fyllkropparna behöver tvättas varierar mellan olika anläggningar. Mer tillväxt sker när avloppsvatten används. Till tvätten av fyllkropparna används någon form av rengöringsmedel exempelvis grönsåpa.

I vattenskrubber av typen enkel genomströmmande, där avloppsvatten används, kan skumning ske i absorptionskolonnen. Om detta sker kan skumdämpande medel tillsättas av den typ som används på reningsverk. En anläggning med enkel genomströmmande vattenskrubber, dimensionerad för 150 m³ rågas per timme uppger att de använder cirka fem liter skumdämpande medel i veckan.

När det gäller material som förbrukas på samtliga anläggningar kan exempelvis olja för smörjning av kompressorer, kalibreringsgaser och odöriseringsmedel anges. Glykol är även det en komponent som vanligtvis tillsätts i vattenkretsen i anläggningarna för kylning av kompressorer eller gas.

Sammanfattande kommentar om förbrukningsmaterial

Anläggningar med Selexol eller kemisorption behöver med jämna mellanrum byta ut kemikalier på grund av förluster, eller på grund av att kemikalierna förgiftas av exempelvis svavelväte. En leverantör anger ett tidsintervall för byten på fem år.

Fastbädd för svavelväteavskiljning behöver bytas då den förbrukas med tiden. Det är vanligt att använda fastbädd för avskiljning av svavelväte vid uppgradering med PSA, Selexol och kemisorption.

Torkmedlet i adsorptionstorkar behöver bytas med jämna mellanrum. Behovet till detta är större vid vattenskrubber än för de andra teknikerna då vatten kan följa med gasen om fyllkropparna sätts igen. Medel för tvätt av fyllkroppar är ett annat material som används i uppgraderingsanläggningar med vattenskrubber.

Det finns vissa material som förbrukas för samtliga tekniker. Det är exempelvis olja till smörjning av kompressorer, kalibreringsgaser och odörmedel. Dessutom används glykol i kylkretsar för de flesta teknikerna.

5 Ekonomi och upphandling

Biogas bildas vid behandling av organiskt avfall. När materialet rötas minskar mängden material, samtidigt som näringsämnen blir mer lättillgängliga i rötresten. Om det organiska materialet inte rötats är en annan form av behandling nödvändig, som kompostering eller deponering. Produktion av biogas är normalt inte huvudsyftet med rötningen, det är avfallsbehandlingen. Uppgraderingen av biogasen är i sin tur ett sätt att skapa ett alternativt användningsområde för biogasen.

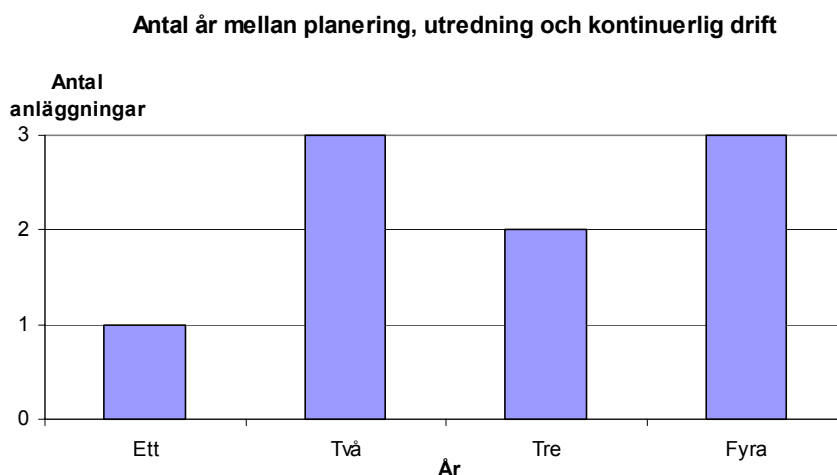
Kostnaden för biogas som fordonsbränsle beror på en rad olika faktorer, av vilka kostnaden att uppgradera gasen är en. Andra faktorer som påverkar totalkostnaden är kostnaden för råvaror och produktion, avsättning för rötrest, anläggningsstorlek och distributions- och tankningssystem (Cornander et al, 2002).

Produktionskostnaden för biogas beror på vilka kostnader som allokeras till biogasen. Samtidigt som biogas bildas behandlas organiskt avfall och biogödsel (rötrest) produceras. Hur kostnaderna fördelas mellan dessa påverkar helt biogasens lönsamhet. I en anläggning där råvaran köps in och ingen avkastning ges på biogödseln blir kostnaden för biogas hög till skillnad mot vid en anläggning där det tas ut höga avgifter för avfallsbehandling och rötrest (Cornander et al, 2002).

I detta kapitel tas inte hänsyn till alla de faktorer som påverkar kostnaden för biogas. Istället görs i kapitlet ett försök att ange den faktiska kostnaden för att uppgradera biogas. Kostnader för administration och marknadsföring av biogasen ingår inte. Samtliga kostnadsuppgifter anges exklusive moms. På grund av knapphändig information om vissa tekniker har det i kapitel 5.2-5.4 inte gjorts någon särskiljning mellan olika tekniker, förutom gällande vissa data från leverantörer, utan kostnaderna redovisas generellt för uppgradering.

5.1 Planering och upphandling

Personal på uppgraderingsanläggningarna tillfrågades om när planering och utredning av anläggningen påbörjades, samt när anläggningen togs i kontinuerlig drift. Av differensen mellan dessa två tidpunkter kan en indikation fås om hur väl planering, byggnad och driftsättningen av anläggningen fungerat. Av nio anläggningar som besvarade frågan var kortast tid ett år. Den längsta tiden som uppgavs var fyra år och medelvärdet för de nio anläggningarna hamnade på 2,8 år. Resultatet för samtliga anläggningar är sammanfattat i figur 25.



Figur 25: Antal år från påbörjande av planering, utredning till kontinuerlig drift för olika anläggningar

Att det tog fyra år mellan påbörjande av planering, utredning och kontinuerlig drift för en anläggning med PSA berodde på att entreprenören av utrustning gick i konkurs medan anläggningen byggdes. För anläggningen med kemisorption tog det tre år från påbörjande av planering och utredning till kontinuerlig drift. En anledning till detta var att uppgraderingstekniken först bestod av våta membran, men då detta inte fungerade i full skala byttes membranen ut mot en absorptionskolonn.

När det gäller uppgifter från leverantörer, menar en leverantör att det tar cirka en månad för dem att lämna anbud. Leverantören anger vidare att det tar mellan tio månader och ett år från det att de fått en beställning till att anläggningen är klar och driftsatt. Två andra leverantörer uppger även de att det tar cirka ett år från det att de lämnar anbud till att anläggningen är driftsatt.

För att bygga en uppgraderingsanläggning krävs en rad olika tillstånd i form av bygglov, hanteringstillstånd av brandfarligt gods, samt miljötillstånd. Tiden det tar att få tillstånden kan variera kraftigt från fall till fall beroende på lokala förutsättningar, men en uppskattning av tiden är ett och ett halvt år, förutsatt att det inte sker några överklaganden (Rosengren, 2003).

Vad som ingår vid en upphandling förutom uppgraderingsanläggning kan variera. För sju av elva uppgraderingsanläggningar ingick tankstation, inklusive kompressor, lager och dispenser vid upphandlingen. Inte på någon av de tillfrågade anläggningarna ingick rötningsanläggningen vid upphandling. Enligt en leverantör brukar tankstationer ingå i ungefär hälften av upphandlingarna. Vidare anger leverantören att det även kan ingå exempelvis transportsystem för rågas. En annan leverantör anger att det varierar från fall till fall vad som ingår vid upphandlingen, då det är beställaren som styr detta. Enligt en tredje leverantör brukar tankstation ingå vid upphandlingen om inte detta finns sedan tidigare.

Det finns en rad olika varianter av upphandlingsformer, men uppgraderingsanläggningarna tillfrågades enbart om de använt sig av totalentreprenad, även kallad turn-key, eller delad entreprenad. Med totalentreprenad menas att en leverantör är ansvarig för hela anläggningen och beställaren köper en viss funktion medan vid delad entreprenad sluter beställaren avtal med flera delentreprenörer. Svaren från anläggningarna visar att upphandlingsformen för uppgraderingsanläggningar varierar. Av tio anläggningar var upphandlingsformen i fem fall totalentreprenad eller så kallad turn-key. En av dessa arbetade dessutom efter löpande räkning. I fyra fall var upphandlingsformen delad entreprenad och i ett fall byggdes anläggningen i huvudsak i egen regi, varmed delkomponenter beställdes.

Samtliga tre leverantörer som besvarade frågan om upphandling anger att de föredrar att upphandla efter totalentreprenad. Två av dem poängterar att de syftar på ABT 94, *Allmänna bestämmelser för totalentreprenad avseende byggnads-, anläggnings- och installationsentreprenader*. En av leverantörerna anger att de som totalentreprenör handlar upp utrustning av underleverantörer. Leverantören anger vidare att de låter priset styra valet av underleverantörer. Detta medför att olika underleverantörer används från fall till fall. Då underleverantörerna i vissa fall inte utfört ett liknande arbete tidigare är det viktigt med noggranna planer och därför detaljritar leverantören allt.

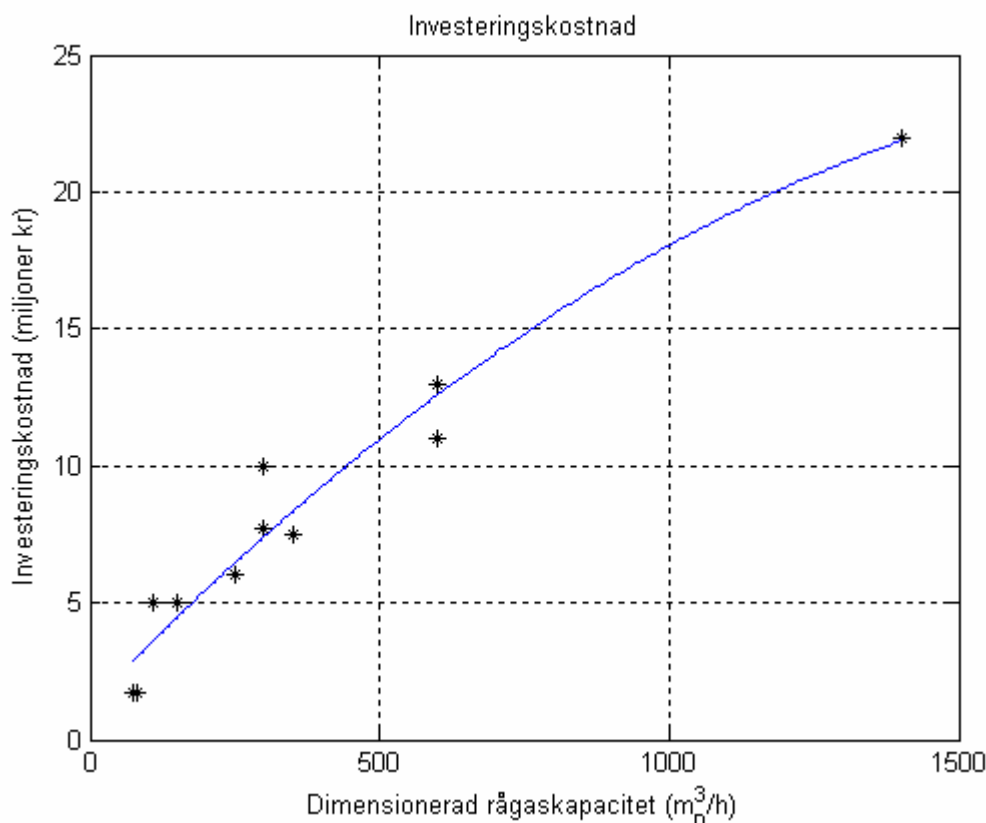
Sammanfattande kommentar om upphandlingsprocessen

Uppgifterna från anläggningarna visar på att det tar allt från ett till fyra år från att planering och utredning av en uppgraderingsanläggning påbörjas till att anläggningen driftsatts. En rekommendation till dem som precis börjat planeringen av en uppgraderingsanläggning är att de bör räkna med minst två år innan uppgraderingsanläggningen är byggd och driftsatt. Detta beror dels på att det tar cirka ett och ett halvt år att få tillstånd till anläggningen, dels på att leverantörerna uppger cirka ett år från de att de fått en beställning till anläggningen är byggd och driftsatt.

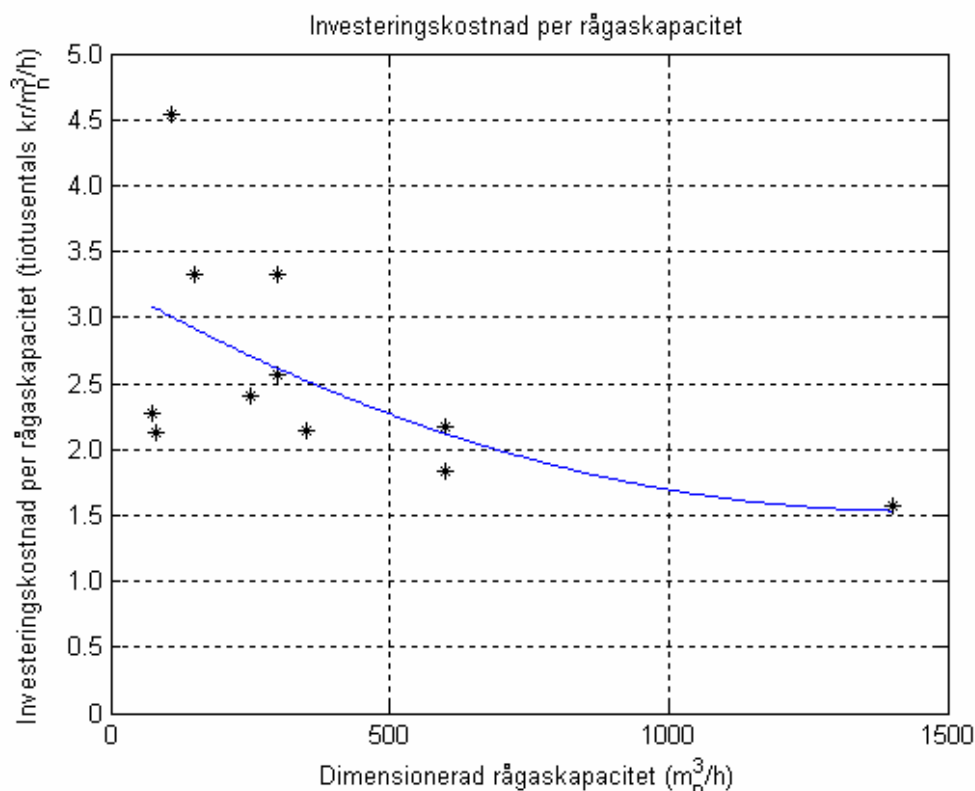
Av de tio uppgraderingsanläggningar som besvarade frågan om upphandlingsform hade ungefär 50 % upphandlat efter totalentreprenad och 50 % efter delad entreprenad. Uppgifterna från leverantörerna visar tydligt på att de föredrar totalentreprenad. Efter besöken på anläggningarna konstateras att totalentreprenad är att föredra även för beställaren av en anläggning. Detta beror på att enbart en part svarar mot beställaren. Det finns därmed någon som tar ett totalt ansvar för anläggningen, vilket exempelvis underlättar när olika fel skall åtgärdas.

5.2 Investeringskostnad

Uppgraderingsanläggningarna tillfrågades om investeringskostnaden för anläggningarna, exklusive eventuell högtryckskomprimering, lager och tankstation. I tre svar ingick högtryckskompressor, varmed kostnaden för denna dragits av efter diskussion med leverantör och anläggningspersonal. En viss felkälla ligger i att investeringskostnaden ibland angavs inklusive och ibland exklusive byggnad i vilken maskinutrustningen för uppgradering av biogasen är placerad i. Av det totala antalet svar ingick byggnaden i tre fall, medan det i två fall har utnyttjats en befintlig byggnad som byggts om något. I de resterande sex fallen ingick inte kostnaden för byggnad i den angivna investeringskostnaden. En annan felkälla ligger i det faktum att anläggningarna är driftsatta mellan 1998 och 2003. Ingen hänsyn har tagits till att investeringen skett vid olika tidpunkter. I figur 26 sammanfattas investeringskostnad för uppgraderingsanläggningar med PSA, vattenskrubber, Selexol och kemisorption. Till data har ett andragradspolynom anpassats och ritats in i figuren. Figur 26 visar att investeringskostanden ökar med ökande kapacitet. Kostnaden ökar inte linjärt, vilket visas av figur 27 där investeringskostnaden för en normalkubikmeter rågaskapacitet har beräknats ur de givna investeringskostnaderna.



Figur 26: Investeringskostnad för uppgraderingsanläggningar, data från anläggningar



Figur 27: Investeringskostnad per dimensionerad rågaskapacitet, data från anläggningar

Även leverantörerna tillfrågades om investeringskostnaderna. En leverantör av vattenskrubber uppger en kostnad på 8-10 miljoner kronor för en anläggning med enkel genomgång av vattnet, dimensionerad för 250 m_n^3 rågas per timme. Enligt leverantören tillkommer det 20 % på dessa siffror för ett cirkulerande system, då det krävs något mer utrustning i en anläggning med cirkulation av vattnet, exempelvis desorptionskolonn. En annan leverantör anger att PSA och vattenskrubber är ungefär lika i investeringskostnad. Leverantören ger även ett exempel på att en anläggning dimensionerad för 150 m_n^3 rågas per timme med recirkulerande vattenskrubber kostar 4,9 miljoner kronor och en anläggning dimensionerad för 100 m_n^3 rågas per timme med PSA kostar 4,3 miljoner kronor. Leverantören poängterar vidare att en större anläggning medför en lägre kostnad per normal-kubikmeter renad gas. En annan leverantör av PSA anger att en anläggning dimensionerad för 300 m_n^3/h rågas kostar 7-8 miljoner kronor. För kemisorption uppger en leverantör en kostnad på 9-10 miljoner för en kapacitet på 300 m_n^3/h rågas.

I litteraturen finns det även en del data om investeringskostnader för uppgraderingsanläggningar. Exempelvis anges i Lindberg (1998) uppgifter om investeringskostnad. Dessa data har dock anpassats med avseende på kapaciteten till att gälla för en anläggning med en dimensionerad kapacitet på 200 m_n^3 rågas per timme. För en anläggning med vattenskrubber i Lille i Frankrike driftsatt 1994, uppges en investeringskostnad på 6,7 miljoner kronor och för PSA-anläggningen i Linköping, driftsatt 1992, uppges en kostnad på 3,5 miljoner kronor.

I Tilburg, Nuenen och Wijster uppgraderas biogas från deponi till holländsk naturgaskvalitet. Naturgasen är av typen L med en sammansättning av cirka 86 %

metan och 14 % kväve, ett undre värmevärde på 31,65 MJ/m³ och ett Wobbe-index på 43,9 MJ/m³. Gasen från deponierna består av ungefär 57 % metan, 37 % koldioxid och 6 % kväve. Då anläggningarna uppgraderar deponigas avskiljs även halogenerade kolväten (CADDET renewable energy, 1996 & CADDET renewable energy, 2002b). Kostnaden för att investera i utrustning för detta ingår i de redovisade kostnader för investering för de holländska anläggningarna, tabell 13, men inte i kostnader för anläggningar i Sverige, då man i Sverige inte uppgraderar deponigas. Samtidigt har de holländska anläggningarna inte lika högt krav på metanhalten i den uppgraderade gasen, vilket medför att det krävs något mindre utrustning för samma rågaskapacitet som i Sverige, vilket kan ge utslag vid jämförelse av investeringskostnaden.

Tabell 13: Investeringskostnad för holländska anläggningar

Ort	Anläggningstyp	Kapacitet, deponigas	Investeringskostnad
Tillburg 1988	Cirkulerande vatten	2000 m ³ /h ¹	5 650 000 NLG ¹ 24 000 000 kr
Wijster 1988	PSA	1000 m ³ /h ²	3 826 200 NLG ² 16 000 000 kr
Nuenen 1991	PSA	1200 m ³ /h ³	4 600 000 NLG ³ 19 000 000 kr

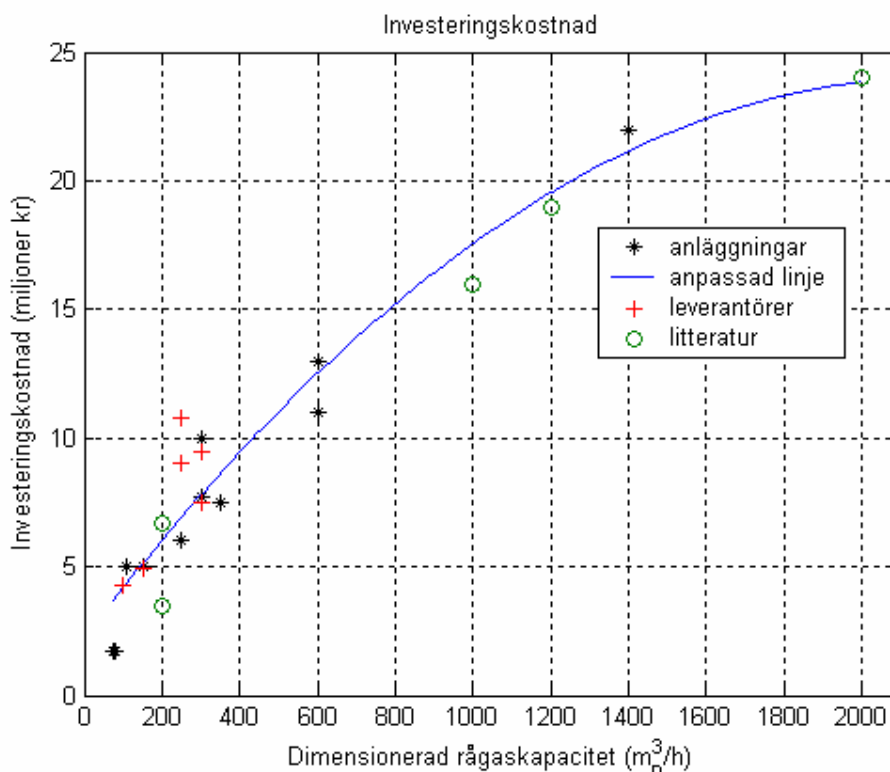
¹CADDET renewable energy, 2002a

²CADDET renewable energy, 2002c

³CADDET renewable energy, 2002b

(Använder att 1 NLG = 4,19 kr, Källa: Euro Information 2002, Dagens Industri 2003)

I figur 28 har samtliga data från anläggningar, leverantörer och litteratur sammanfattats. För uppgifter som givits i ett intervall har ett medelvärde använts.



Figur 28: Investeringskostnad för uppgraderingsanläggningar, data från anläggningar, leverantörer och litteratur

Sammanfattande kommentar om investeringskostnad

Investeringskostnaden per normalkubikmeter rågaskapacitet minskar för uppgraderingsanläggningar med ökande storlek på anläggningen. Enligt uppgifter från anläggningar är investeringskostnaden per m_n^3 rågas per timme mellan 20 000 och 45 000 kr för anläggningar i storleken 100 till 350 m_n^3/h . För anläggningen på 1400 m_n^3/h är kostnaden istället 15 000 kr per m_n^3 rågas per timme.

En recirkulerande vattenskrubber har något högre investeringskostnad än en enkelt genomströmmande vattenskrubber. Detta beror på att det krävs fler komponenter i anläggningen med recirkulerande vattenskrubber, exempelvis desorptionskolonn. En leverantör anger 20 % högre investeringskostnad för recirkulerande vattenskrubber jämfört med enkelt genomströmmande.

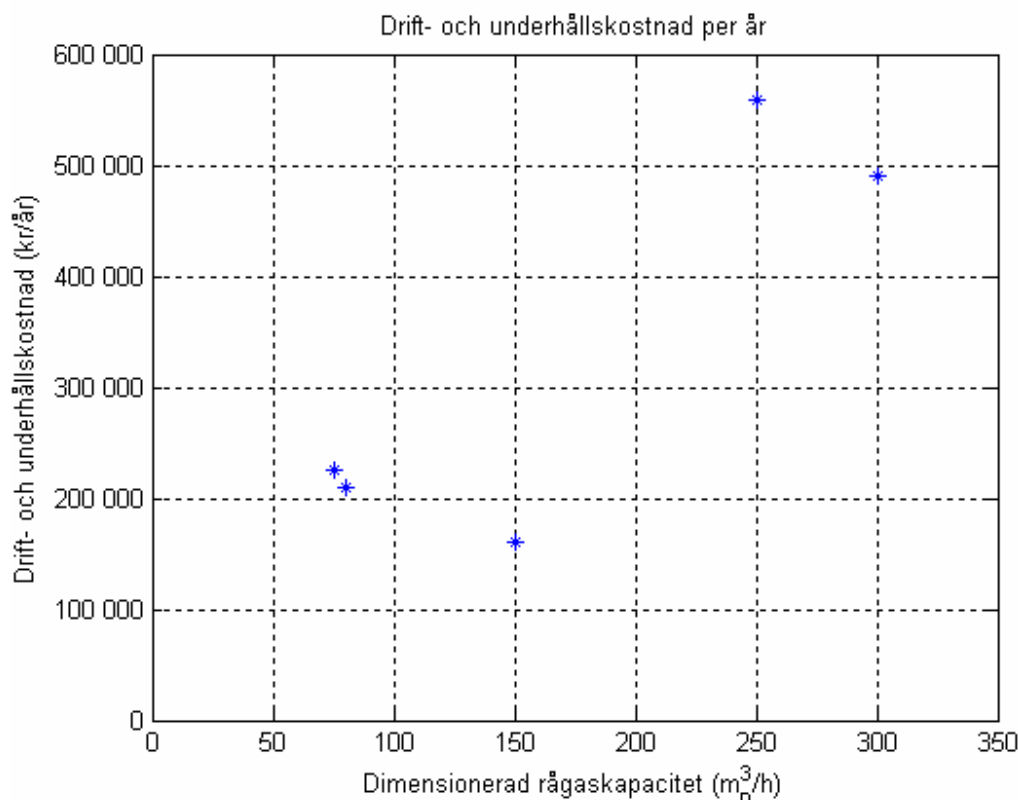
Uppgifterna om investeringskostnader från leverantörer ligger över lag något över data från anläggningar och litteratur. En förklaring till detta kan vara att uppgifter från anläggningar och litteratur beskriver investeringar som gjorts för ett antal år sedan, medan uppgifterna från leverantörer anger vad en uppgraderingsanläggning kostar i nuläget.

5.3 Drift- och underhållskostnad

Drift- och underhållskostnaden för olika uppgraderingsanläggningar har beräknats utifrån anläggningarnas uppgifter om kostnader för underhåll och större reparationer, samt uppgifter om personalbehov och användning av elektricitet, kemikalier och vatten.

När det gäller personal, elektricitet och vatten antogs vissa kostnadsuppgifter baserats på data från anläggningar och leverantör. Exempelvis antogs personalkostnaden för tillsyn och underhåll till 300 kr per timme, medan kostnader för åtgärder under jourtid antogs till 500 kr per timme. Kostnaden för elektricitet sattes till 50 öre per kilowattimme och kostnaden för dricksvatten till 5 kr per kubikmeter.

Kostnaderna för jourtiden utan åtgärd har försummats då jourpersonalen bevakar flera anläggningar, exempelvis reningsverk och rötningsanläggningar, varmed det är svårt att särskilja kostnaderna. I figurerna 29 redovisas drift- och underhållskostnaden per år som beräknats med data från anläggningar.



Figur 29: Drift- och underhållskostnad per år för uppgraderingsanläggningar, data från anläggningar

Drift- och underhållskostnaden beror på en rad faktorer. En sådan är självfallet hur mycket anläggningen är i drift. Anläggningen dimensionerad för $150 m_n^3$ rågas per timme är enbart i drift fyra till fem timmar per dag, vilket till stor del förklarar den låga kostnaden gentemot de andra anläggningarna. För att få en mer rättvisande bild av kostnaderna är det därför mer korrekt att ange drift- och underhållskostnad utslagen på mängden renad gas, vilket görs i kapitel 5.4.

Enligt en leverantör av PSA-anläggningar är den årliga kostnaden för drift- och underhåll mindre än 5 % av investeringskostnaden. En annan leverantör framhåller att drift- och underhållskostnaderna för en PSA och en vattenskrubber är ungefär lika. Detta förklarar leverantören med att en rad delar är lika i anläggningarna, exempelvis kompressorer och torkutrustning. Däremot pekar leverantören på att en liten PSA-anläggning är billigare i drift än en vattenskrubber.

En leverantör av vattenskrubber uppger en underhållskostnad på 150 000 till 200 000 kr per år för en anläggning dimensionerad för $250 m_n^3$ rågas per timme. Vidare anger leverantören att driftkostnaden beror på elanvändningen. För kemisorption uppger en leverantör en årlig kostnad på 750 000 kr för drift- och underhåll för en anläggning dimensionerad för en rågaskapacitet på $300 m_n^3$ rågas per timme.

Genom litteraturstudien har det funnits att driftkostnaden för en anläggning i Lille i Frankrike, med vattenskrubber med ingående rågasmängd på $200 m_n^3$ i timmen är 450 000 kronor. Driftkostnaden för en PSA-anläggning i Linköping på samma storlek är 300 000 kronor (Lindberg, 1998).

Det går även att finna en del uppgifter från litteratur om drift- och underhållskostnader för holländska anläggningar, vilket är beskrivet i tabell 14.

Tabell 14: Ekonomi för holländska anläggningar

Ort	Anläggningstyp	Kapacitet, deponigas	Underhåll per år	Drift per år
Tilburg 1988	Cirkulerande vatten	2000 m ³ /h ¹	712 400 NLG ^{2,3} 3 000 000 kr	128 400 NLG ^{2,3} 540 000 kr
Wijster 1988	PSA	1000 m ³ /h ⁴	170 000 NLG ⁴ 720 000 kr	325 000 NLG ⁴ 1 400 000 kr
Nuenen 1991	PSA	1200 m ³ /h ⁵	830 000 NLG ^{3,5} 3 500 000 kr	

¹CADDET renewable energy, 2002a

²CADDET renewable energy, 1996

³Troligt att detta inkluderar kostnad för deponigas

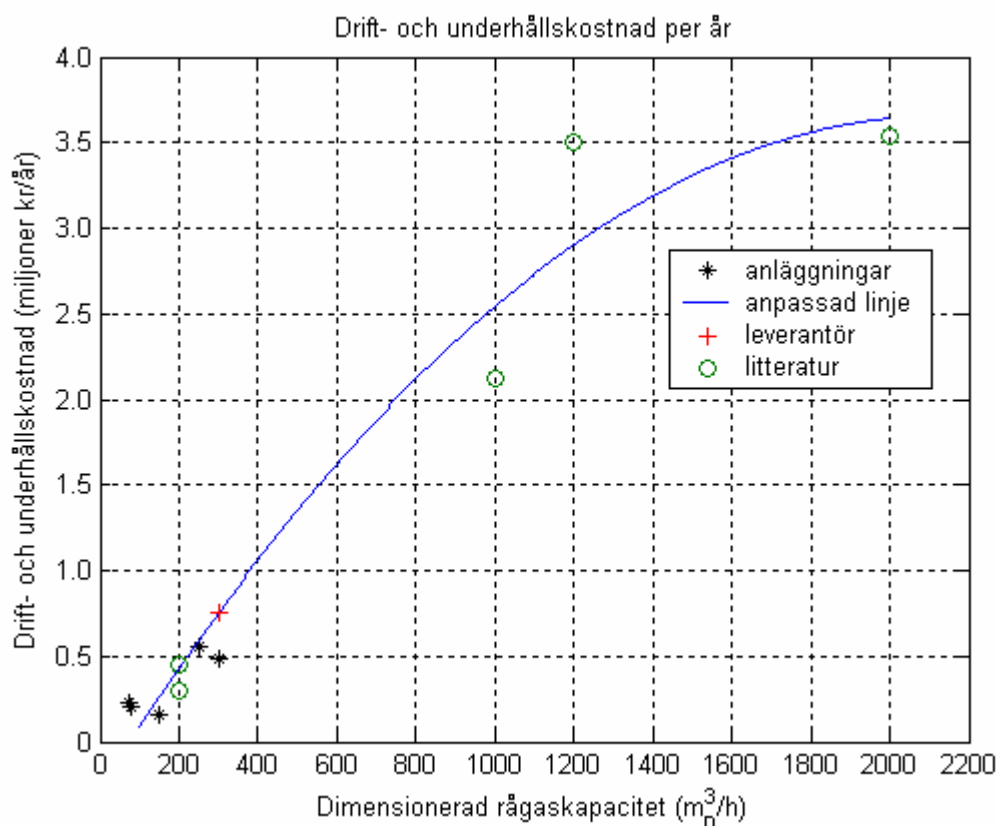
⁴CADDET renewable energy, 2002c

⁵CADDET renewable energy, 2002b

(Använder att 1 NLG = 4,19 kr, Källa: Euro Information 2002, Dagens Industri 2003)

Då naturgasen som distribueras i holländska naturgasnät håller lägre metanhalt blir driftkostnaderna lägre än för svenska anläggningar. Detta motverkas av att kostnad för drift- och underhåll av avskiljning av halogenerade kolväten, ingår i de holländska anläggningarna.

I figur 30 sammanfattas uppgifterna om kostnader för drift- och underhåll av uppgraderingsanläggningar från svenska anläggningar, leverantörer och litteratur.



Figur 30: Drift- och underhållskostnad per år för uppgraderingsanläggningar data från anläggningar, leverantörer och litteratur

Sammanfattande kommentar om drift- och underhållskostnad

Drift- och underhållskostnaderna beror på en rad faktorer. Några är anläggningens ålder och hur mycket anläggningen är i drift. För att få en korrekt jämförelse av drift- och underhållskostnader bör därmed kostnaden uttryckas som en kostnad per normalkubikmeter uppgraderad biogas.

En leverantör framhåller att för små anläggningar har PSA lägre driftkostnader än vattenskrubber. I övrigt anger leverantören att PSA och vattenskrubber har lika drift- och underhållskostnad. Detta förklarar leverantören med att flera komponenter i anläggningarna är samma, exempelvis kompressor och torkutrustning.

5.4 Kostnad för uppgradering av gas

För att erhålla investeringskostnaden per producerad kubikmeter gas räknas investeringskostnaden för anläggningarna om till en kapitalkostnad per år. Detta görs med hjälp av den reala annuitetsmetoden (Lindberg, 1998). Ingen hänsyn tas till inflation eller att investeringarna skett vid olika tidpunkter. Inte heller beaktas det faktum att anläggningarna har ett möjligt restvärde.

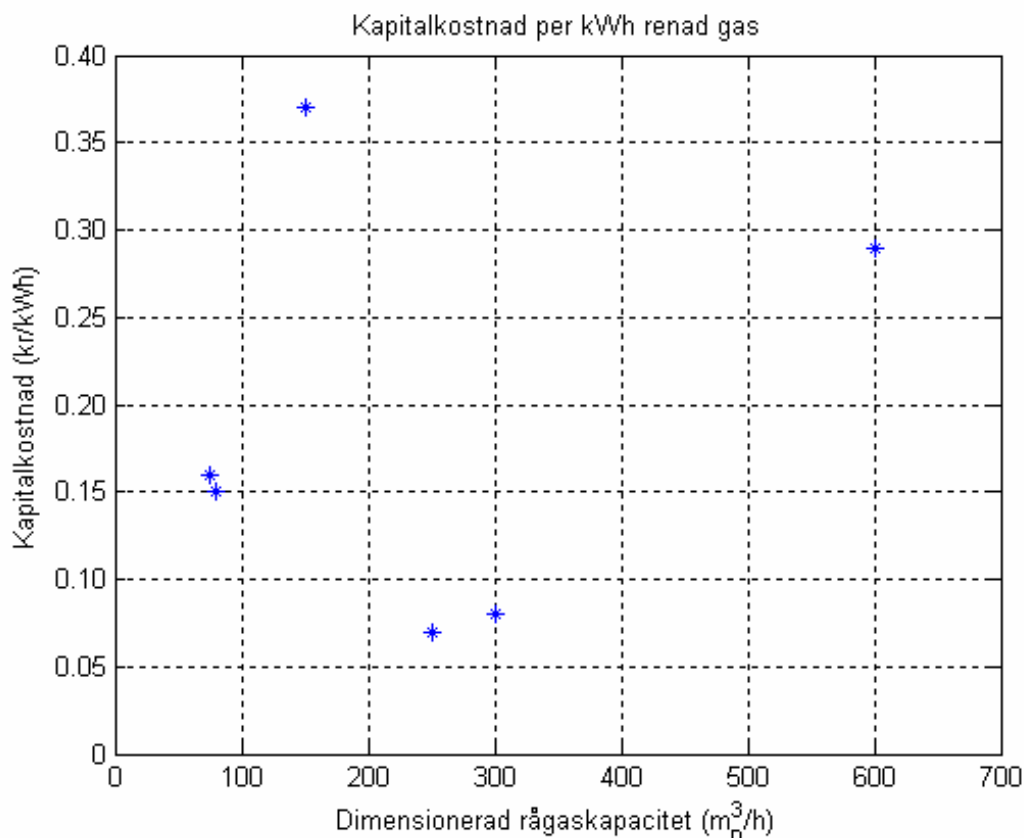
$$\text{Kapitalkostnad} = \frac{I \cdot r}{1 - (1 + r)^{-t}}$$

I = investering

r = realränta

t = avskrivningstid

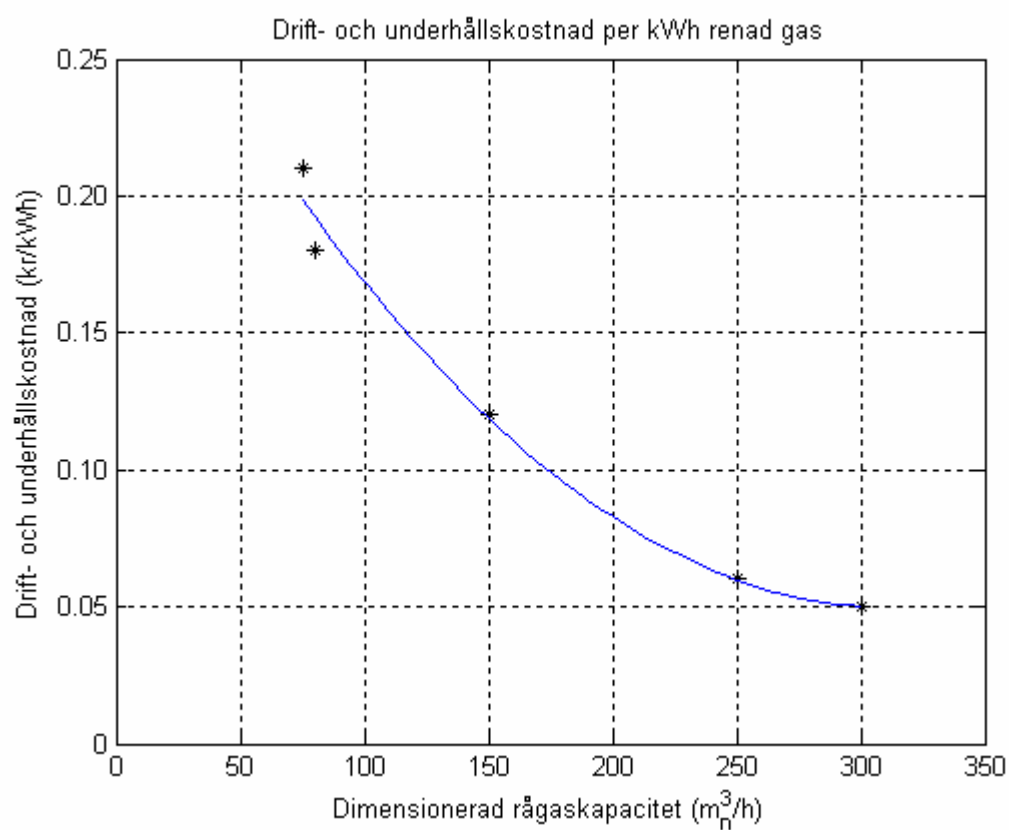
Realräntan antas till 6 % och avskrivningstiden sätts till 15 år (Lindberg, 1998). När investeringen beräknats om till en kapitalkostnad per år kan den användas som en del i att beräkna kostnaden för att producera en normalkubikmeter eller kilowattimme renad biogas. I figur 31 är investeringskostnaden, i form av kapitalkostnad beräknad per kilowattimme uppgraderad gas, för de anläggningar detta var möjligt för. Mängden uppgraderas gas är verklig och inte den för anläggningens dimensionerade och planerade mängden.



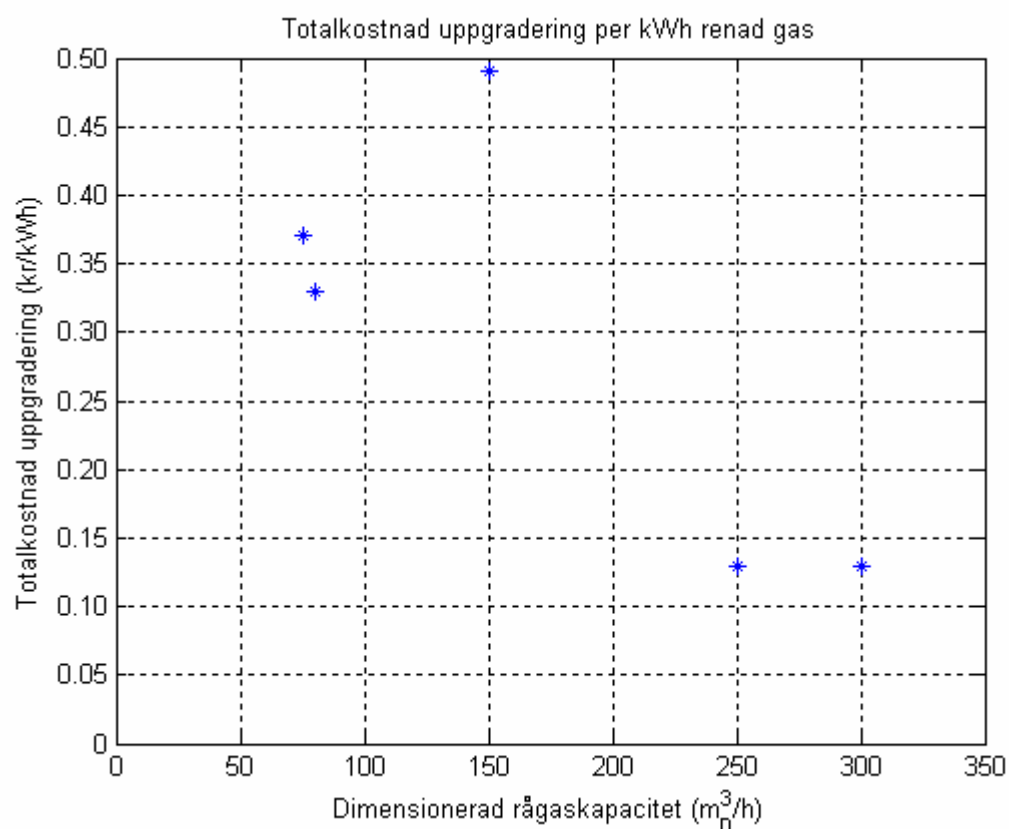
Figur 31: Kapitalkostnad per kilowattimme renad gas för att uppgradera biogas, data från anläggningar

Anläggningarna på 150 och 600 m_n^3 rågaskapacitet per timme, körs idag på cirka 30 % av den beräknade kapaciteten på grund av dåligt utbyggd fordonspark. Om investeringskostnaden istället slås ut på planerad producerad mängd gas erhålls 0,11 kr/kWh för anläggningen på 150 m_n^3/h och 0,08 kr/kWh för anläggningen på 600 m_n^3/h . Även anläggningarna på 75 respektive 80 m_n^3 rågas per timme körs mindre än vad som är möjligt på grund av dålig avsättning av gasen i kombination med ibland bristande förekomst av rågas och behov av reparationer i uppgraderingsanläggningen. Dessa anläggningar körs 50 % respektive på 30-70 % av dygnet.

Drift- och underhållskostnaden kan även beräknas per producerad kilowattimme renad gas, figur 32. Detta görs genom att dividera drift- och underhållskostnaderna angivna av anläggningarna med producerad mängd renad gas. I figur 33 summeras totalkostnaderna för att uppgradera gas på de olika anläggningarna. Uppgifterna som redovisas är den totala kostnaden för att uppgradera gasen per verklig producerad mängd gas.



Figur 32: Drift- och underhållskostnad per kilowattimme renad gas, data från anläggningar



Figur 33: Kostnad för att uppgradera en kilowattimme gas, data från anläggningar

Anläggningen på $150 \text{ m}_n^3/\text{h}$ körs som tidigare nämnts enbart på 30 % av dess kapacitet. Om en totalkostnad för uppgradering beräknas för anläggningen med planerad kapacitet, genom utslag av kapitalkostnaden på större mängd gas och tillägg på drift- och underhållskostnad med högre elanvändning blir kostnaden istället 0,17 kr/kWh.

En leverantör uppger att det kostar 0,16 kr att uppgradera en kilowattimme renad gas till 4 bar, för en anläggning dimensionerad för en rågaskapacitet på $300 \text{ m}_n^3/\text{h}$.

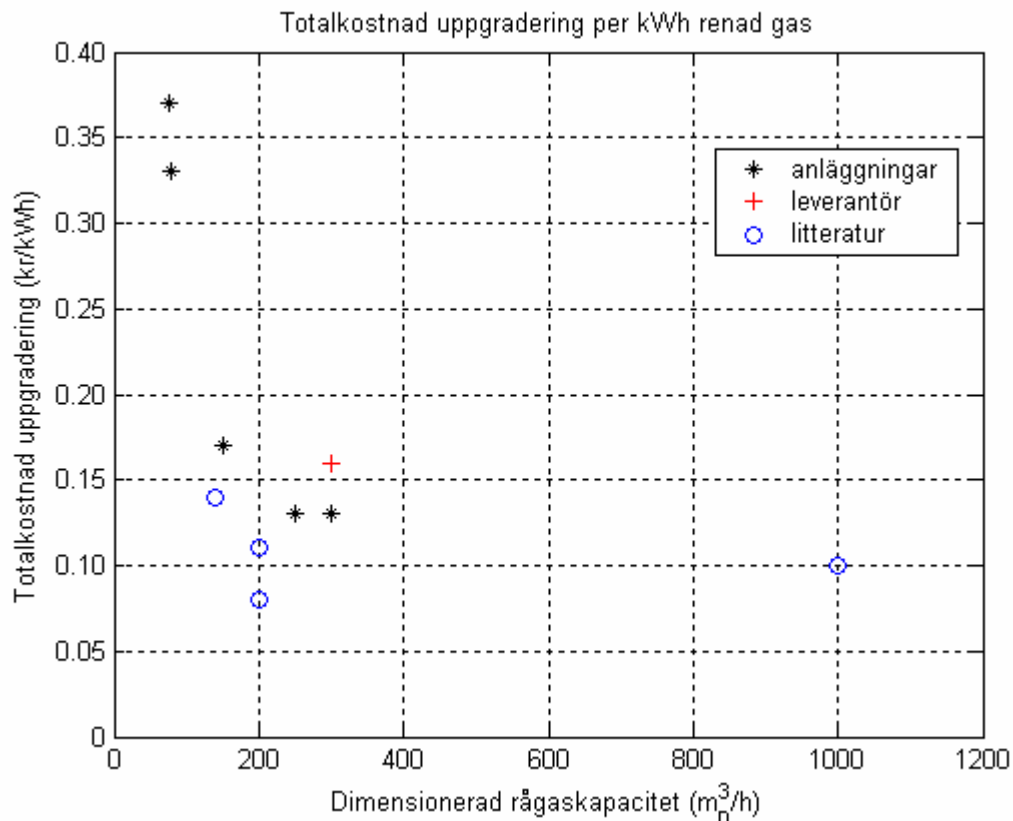
I litteraturen går det även att finna en rad information om kostnaden att uppgradera biogas.

Enligt Cornander et al (2002) uppgår kostnaden för att uppgradera gas till minst 0,10 kr per kWh även om bästa teknik används. Vidare anges av Traffic and Public Transport Authority (2000) att uppgifter om vad det kostar att uppgradera biogas varierar markant. Det finns uppgifter på allt från 0,10 till 0,50 kronor per kilowattimme. Som exempel anger de kostnaden att uppgradera biogas med recirkulerande vattenskrubber i Trollhättan. Den årliga kostnaden för anläggningen inkluderat investeringskostnaden uppgår till 2,7 miljoner kronor. Anläggningen producerar årligen 1,9 miljoner normalkubikmeter gas, vilket ger en kostnad på 1,4 kronor per normalkubikmeter, det vill säga 0,14 kr per kWh. Anläggningen är dimensionerad för 140 m_n^3 rågas per timme (Dahl, 1999).

Enligt uppgifter från en uppgraderingsanläggning med tryckvattenabsorption i Lille i Frankrike är kostnaden per mängd uppgraderad biogas 0,11 kronor per kilowattimme. Detta är något högre än data från Linköping, där kostnaden per mängd uppgraderad biogas är 0,08 kronor per kilowattimme i en anläggning med PSA (Lindberg, 1998).

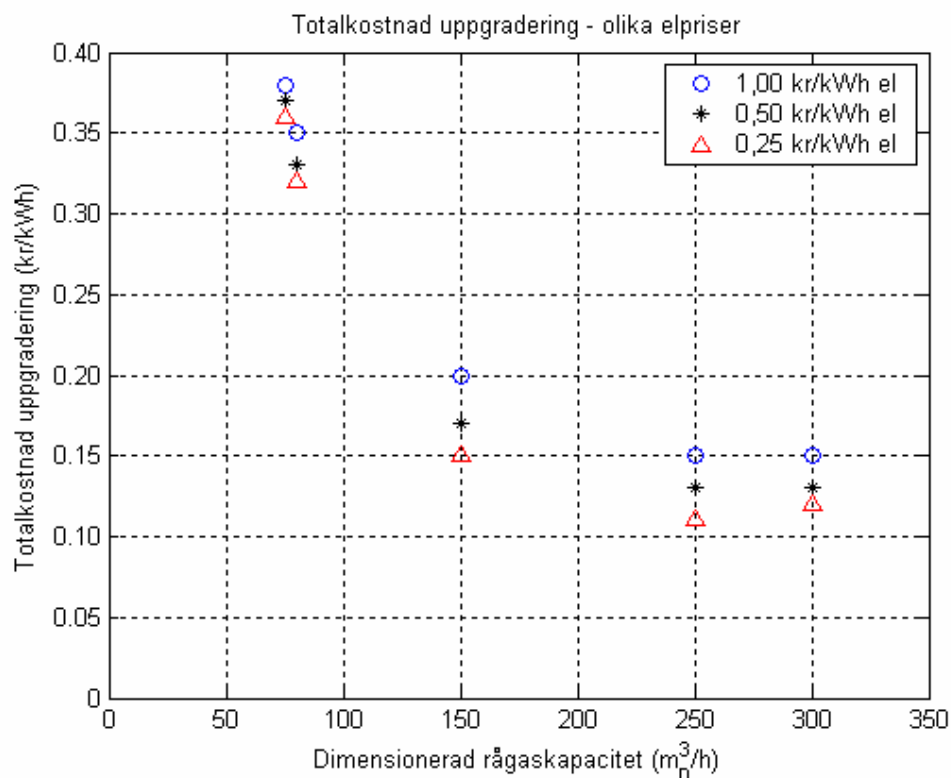
Det kostar 0,93 kronor att uppgradera en normalkubikmeter gas till holländsk naturgaskvalitet med PSA dimensionerad för 1000 m_n^3 deponigas per timme i Wijster, Holland, om samma kapitalkostnad som tidigare redovisats används (CADDET Renewable energy, 2002c). Den gasen som tillförs till det holländska naturgasnätet skall hålla ett Wobbeindex på mellan 43,22 och 44,66 MJ/ m_n^3 . Detta är något som uppfylls av en gas bestående av cirka 90 % metan, 7 % koldioxid och 3 % kvävgas (Solagro, 2001). Kostnaden per kilowattimme blir således 0,10 kr.

I figur 34 plottas data från anläggningar (använder justerat värde för anläggning på $150 \text{ m}_n^3/\text{h}$) leverantörer och litteratur över totalkostnader för att uppgradera biogas.

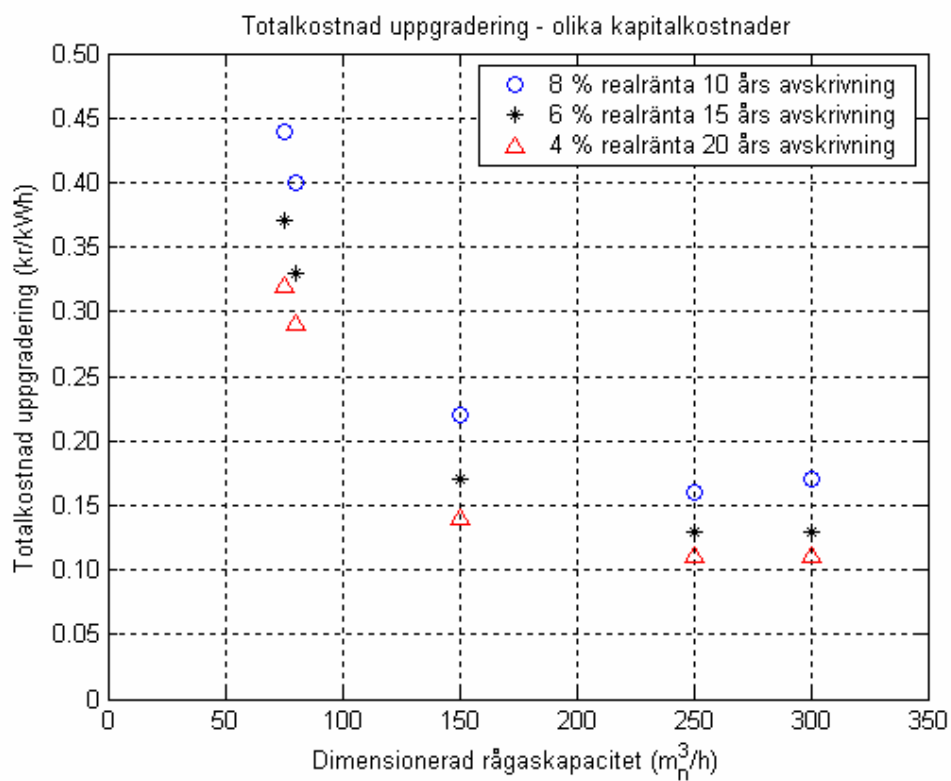


Figur 34: Totalkostnad uppgradering, data från anläggningar, leverantörer och litteratur

För att studera vad som påverkar totalkostnaden för att uppgradera gas förändras el- och kapitalkostnaderna för data som givits för anläggningarna. Ursprungsdata är de som anges i figuren över totalkostnad för anläggningarna, figur 33, samt det justerade värdet på anläggningen dimensionerad för $150 m_n^3/h$ rågas. I figur 35 är kostnaden för el halverad och fördubblad. I figur 36 är kapitalkostnaden förändrad genom att realräntan är sänkt till 4 % och avskrivningstiden förlängd till 20 år, respektive realräntan höjd till 8 % och avskrivningstiden förkortad till 10 år.



Figur 35: Kostnad för att uppgradera en kilowattimme gas, data från anläggningar, olika elpriser



Figur 36: Kostnad för att uppgradera en kilowattimme gas, data från anläggningar, olika kapitalkostnader

Sammanfattande kommentar om total uppgraderingskostnad

Data från anläggningar, leverantörer och litteratur visar på att kostnaden för att uppgradera biogas ligger på mellan 0,10 och 0,40 kr per kWh. Kostnaden är högre för mindre anläggningar och lägre för större anläggningar. För anläggningar på mindre än 100 m³ rågas per timme är kostnaden 0,30-0,40 kr per kWh renad gas. För anläggningar i storleken 200-300 m³ rågas per timme är kostnaden istället omkring 0,10-0,15 kr per kWh renad gas.

Fördubblas eller halveras kostnaden för elektricitet, med utgångspunkten 50 öre per kWh ger detta utslag med ett par ören på totalkostnaden för uppgradering. Totalkostnaden för uppgradering påverkas mer när kapitalkostnaden förändras med ändrad realränta och avskrivningstid. Detta ger utslag på i vissa fall mer än fem öre på totalkostnaden.

Den faktor som i störst utsträckning påverkar totalkostnaden för uppgradering är kapitalkostnaden. Detta märks tydligt för anläggningar som körs betydligt mindre än de är dimensionerade för, se figur 31, vilket är fallet för flertalet uppgraderingsanläggningar i Sverige.

6 Gaskvalitet

Den uppgraderade gasen skall följa Svensk Standard, SS 15 54 38 och tankstationsföreskriften, SÄIFS 1998:5, se kapitel 2.5 Tekniska krav på uppgraderad gas. Från uppgraderingsanläggningarna lämnades följande data om gaskvaliteten, tabell 15.

Tabell 15: Gaskvalitet uppgraderad gas, uppgifter från anläggningar

Anläggning	CH ₄ (vol-%)	O ₂ (vol-%)	H ₂ S (ppm)	Dagdpunkt (°C)
PSA				
600 m ³ /h, driftsatt 2000-2002	98		< 5	-80 lågtryck -30 högtryck
350 m ³ /h, driftsatt 2002	96-99	0		-75 till -80 lågtryck
Enkelt genomströmmande vattenskrubber				
300 m ³ /h, driftsatt 2002	96-98	~ 0		-50 till -90 lågtryck
150 m ³ /h, driftsatt 2000	96-98			-70 lågtryck
80 m ³ /h, driftsatt 1999	97	0,7		
Recirkulerande vattenskrubber				
1400 m ³ /h, driftsatt 2002	97		3	-80 lågtryck
75 m ³ /h, driftsatt 1998	97			-75 lågtryck
Selexol				
250 m ³ /h, driftsatt 2000	~ 97		< 10	-25 lågtryck*
Kemisorption				
300 m ³ /h, driftsatt 2002	98		< 10	-68 lågtryck

I de fall dagdpunkten har uppgivits som ett positivt värde, eller att det förekommer en uppenbar missförståelse av om värdet gäller lågtrycks- eller högtrycksgas har värdet korrigerats med avseende på detta.

*Lägre krav på gasens fukthalt då gasen tillförs naturgasnätet och inte högtryckskomprimeras.

Enligt standarden för biogas som fordonsbränsle skall metanhalten i gasen vara 96-98 vol-% för standard A och 95-99 vol-% för standard B, något som samtliga anläggningar uppfyller. Endast tre anläggningar uppgav data om syrehalt i den renade gasen och samtliga av dessa ligger under gränsvärdet enligt såväl standard

som tankföreskrift på mindre än 1 vol-%. När det gäller svavelinnehåll i gasen finns det enligt standard och tankföreskrift krav på mindre än 23 mg/m³, vilket ungefär motsvaras av 16 ppm_v svavelväte. Samtliga anläggningar som lämnat uppgift uppfyller detta krav. För vatteninnehållet i gasen gäller krav på mindre än 32 mg/m³ enligt såväl standard som tankföreskrift. Vatteninnehållet kan uttryckas som daggpunkt och mindre än 32 mg/m³ motsvarar ungefär daggpunkten -10 °C eller lägre vid 200 bar (högtryck) och -40 °C eller lägre vid 4 bar (lågtryck) (Widing, 1995). Samtliga anläggningar har lämnat uppgift om daggpunkt och samtliga har lägre daggpunkt än gränsvärdena förutom Selexolanläggningen. Dock uppfyller även Selexolanläggningen kraven på daggpunkt trots att daggpunkten är högre än -40 °C. Detta beror på att gasen tillförs naturgasnätet och därmed inte högtryckskomprimeras, varmed högre vatteninnehåll i gasen tolereras.

Leverantörer gav följande information om gaskvaliteten från de olika teknikerna.

Tabell 16: Gaskvalitet uppgraderad gas, uppgifter från leverantörer

Anläggning	CH ₄ (vol-%)	H ₂ S (ppm)	Daggpunkt (°C)
<i>PSA</i>	> 97		
<i>Vattenskrubber</i>	97-99	< 10	- 60 lågtryck
<i>Kemisorption</i>	98-99		

En av leverantörerna av vattenskrubber poängterade att gaskvaliteten från anläggningarna kan regleras och anläggningen ger den gaskvalitet som efterfrågas.

Det har genomförts några undersökningar gällande gaskvaliteten från svenska uppgraderingsanläggningar. I Dahl (2003) görs en generell sammanfattning av statusen på svenska anläggningar. Här anges att samtliga svenska anläggningarna har ambitionen att följa svensk standard avseende gaskvalitet. Vidare anges att anläggningarnas gaskvalitet i stort sett följer de tekniska krav som föreligger. Några undantag gällande låg metanhalt eller för hög fukthalt har stundtals förekommit.

7 Miljö

7.1 Metanförluster

Avskiljning av koldioxid från biogas medför förluster av metan. Detta beror på att en viss mängd metan absorberas av vattnet eller kemikalien vid skrubberteknik, samt adsorberas på det aktiva kolet vid PSA (Dahl, 2003). Hög metanhalt i den renade gasen står i kontrast till låga metanförluster och anläggningarna är byggda för att optimera båda dessa värden. Metanförlusterna anges som procent av mängden metan i rågasen. Metanförluster är inte önskvärt, då metan är en cirka 20 gånger starkare växthusgas än koldioxid. Förlusterna är även negativa ur ekonomisk synvinkel. Vid upphandling av uppgraderingsanläggningar fordras normalt maximalt 2 % metanförluster av beställaren (Nilsson, 2001). Gasen som avskiljs ifrån biogasen och i huvudsak innehåller koldioxid nämns här som restgas.

När metanförluster diskuteras kan det vara intressant att ta upp hur stora metanförlusterna kan bli från ett biogassystem innan växthuspåverkan blir lika stor som vid

användning av fossila bränslen. Enligt Börjesson & Berglund (2003) kan metanförlusterna uppgå till 22-26 % för ett biogassystem med gödsel och 12-17 % för ett biogassystem med rötning av organiskt avfall eller storskalig kompostering innan bidraget av växthusgaser blir lika stor som för referenssystemet med fossila bränslen. För rötning av vall, halm eller betblast går gränsen vid 8-16 %. Med biogassystem menas här hela cykeln från tillförsel av substrat, rötning, uppgradering till återföring av rötrest. De höga siffrorna för gödsel beror framförallt på stora indirekta miljövinster i form av minskad mängd spontana metanemissioner när gödseln röts, jämfört med alternativt lagrings- och hanteringssystem.

Genom att samla in restgasen från uppgraderingen kan metanförlusterna helt elimineras. Detta är inte möjligt för enkelt genomströmmande vattenskrubber då metanet här är löst i vatten. Efter besök på anläggningar har det konstaterats att restgasen från PSA och kemisorption leds direkt ut till atmosfären. Restgasen från recirkulerande vattenskrubber samt Selexol leds genom någon form av filter, exempelvis barkfilter för att eliminera dålig lukt och bryta ned vissa komponenter innan gasen leds ut i atmosfären. Restgasen från PSA och kemisorption innehåller i huvudsak koldioxid och små halter metan. Denna gas kan förbrännas i en panna eller facklas med hjälp av stödbränsle (Dahl, 2003). Restgasen från recirkulerande vattenskrubber och Selexol är utspädd i stora mängder luft, det är möjligt att använda denna gas som förbränningsluft i exempelvis en gaspanna. Nackdelen är att biogasanläggningens uppvärmningsbehov vanligtvis inte är tillräckligt för att använda all restgas som förbränningsluft.

7.1.1 PSA

En PSA-anläggning dimensionerad för 600 m³ rågas per timme, driftsatt mellan år 2000 och 2002, uppger att anläggningen maximalt har 2 % metanförluster. Uppgiften är angiven av leverantören, men även kontrollerad på anläggningen genom beräkningar. Beräkningarna är baserade på volym i adsorptionskolonn och förfilter, antal utsugningar med vakuumpump per timme, samt antagande om metanhalt i gasen i adsorptionskolonnen och yta för hålrum i kolonnerna. Detta har sedan relateras till inkommande metanmängd, varmed det bekräftas att förlusterna blir mindre än 2 %.

På en PSA-anläggning dimensionerad för 350 m³ rågas per timme, driftsatt 2002 utfördes under två dagar i september månad mätningar av metanförluster för denna studie. Restgasen samlades in i en gassäck och prov på gasen analyserades i en gaskromatograf. Anläggningen är precis som andra uppgraderingsanläggningar köpt för maximalt 2 % metanförlust. Mätningarna visade på metanförluster på cirka 10 %. Enligt leverantören av utrustningen beror de höga metanförlusterna troligtvis på läckage i ventiler mellan adsorptionskolonnerna. Efter att detta åtgärdats kommer, enligt leverantör, metanförlusterna från anläggningen åter understiga 2 %.

Två leverantörer av PSA anger att metanförlusterna är cirka 2 % av mängden metan i rågasen. En av leverantörerna poängterar svårigheten med att beräkna metanförlusterna på grund av bristande noggrannhet i flödesmätare. Den andre leverantören uppger att uppgiften har beräknats genom att mäta metanhalt i restgasen med en kontinuerlig IR-spektrometer och flödet i restgasen med en summerande flödesmätare och sedan relatera detta till metanhalt och flöde i inflödet av rågas.

En tredje leverantör anger att metanförlusterna sannolikt är något högre än 2 %, troligtvis 3-4 %, vilket leverantören baserar på uppgifter från personer i USA som arbetat länge med PSA.

I litteratur finns en del uppgifter om metanförluster från PSA-anläggningar. Förlusterna på PSA-anläggningen i Linköping uppges till 12 % (Lindberg, 1998). PSA-anläggningen i Linköping är nu ombyggd. Större del av den gas som släpps ifrån adsorptionsmaterialet vid trycksänkning recirkuleras till steget innan kompressorn, varmed metanförlusterna idag är lägre. Det framgår även ifrån litteratur att metanutbytet är cirka 98 % på en uppgraderingsanläggning av deponigas med PSA i Nuenen, Nederländerna, driftsatt 1991 (CADDET renewable energy, 2003).

7.1.2 Absorption med vatten

För recirkulerande vattenskrubber uppges personal på en anläggning dimensionerad för 75 m³ rågas per timme driftsatt 1998, metanförluster på 18 %. Förlusterna är grovt uppskattade genom mätning av metanhalt i rågas och renad gas, samt flöde i rågas och renad gas. Anläggningen arbetar med ett absorptionstryck på 20 bar. I det angivna värdet finns en stor felmarginal, vilket i huvudsak beror på svårigheterna att göra korrekta flödesmätningar på rågasen, då gasens densitet varierar med fukthalt och temperatur.

För enkelt genomströmmande vattenskrubber uppges en anläggning dimensionerad för 300 m³ rågas per timme driftsatt 2002 mindre än 2 % metanförlust, något som baseras på data från leverantören.

Till skillnad mot vid de andra uppgraderingsteknikerna hamnar all metanförlust med genomströmmande vattenskrubber i det utgående vattnet. För att på ett säkert sätt bestämma metanförlusterna från denna typ av anläggningar krävs därmed mätning av metanhalten i vattnet.

I ett examensarbete utfört av två kemister på högskolan i Jönköping konstaterades det efter litteraturstudier att en METS-sensor är det bästa alternativet för att mäta halten metan i vatten. Med sensorn som baseras på halvledarteknologi kan metanhalten mätas kontinuerligt i utgående vatten efter flashtanken. Metanmolekylerna diffunderar genom ett membran med silikon. Detektorn, som värms, är en halvledare av tennoxid. Metanet reagerar med syret på detektorns yta, vilket ökar konduktiviteten, förändringen i konduktivitet mäts och omvandlas till en spänning (Anderson & Montagnier, 2002).

I examensarbetet utfördes teoretiska beräkningar av metanförlusterna för att få en grov uppfattning om koncentrationen av metan i vattnet. Resultatet av dessa enkla beräkningar baserade på Henrys lag visar att metanförlusten från uppgraderingsanläggningen i Jönköping är 3 % vid 5 eller 10 °C i vattnet (Anderson & Montagnier, 2002).

Försök med en METS-sensor har utförts på anläggningen i Jönköping, vilket är en enkelt genomströmmande vattenskrubber dimensionerad för 150 m³ rågas per timme, driftsatt år 2000. Mätningarna har ännu inte givit något resultat, då mätaren ger ett mätvärde som är helt orimligt. Vad som orsakar felet har ännu inte identifierats. Några förklaringar kan vara fel mätintervall för mätaren, eller att den

störs av turbulent strömning i vattnet (Eskilsson, 2003). Då mätningen av metan i det utgående vattnet inte fungerat kan anläggningen inte uppge något värde på metanförlusten. De anser att beräkningen av förlusterna med hjälp av flöde och metanhalt i rågas respektive renad gas är en allt för grov metod då flödesmätarna har stora felkällor.

Två leverantörer av vattenskrubber uppger förluster på maximalt 2 % av inkommande metanmängd. En av leverantörerna uppger att de beräknar förlusterna teoretiskt med massbalanser och en annan att de studerar metans löslighet vid olika tryck. Båda leverantörerna uppger att de kontrollerar förlusterna genom att mäta flöde och metanhalt i rågas respektive renad gas, men att det är svårt att få noggranna resultat då det kan finnas stor onoggrannhet i mätvärdena.

I Nilsson (2001) redovisas teoretiska beräkningar av metanförlust vid olika metanhalter i rågas, respektive olika krav på metanhalt i renad gas för en vattenskrubber utan flashtank. Det påvisas här att metanförlusterna blir större än 2 % för samtliga sammansättningar av rågasen när gasen renas till minst 95 % metan utan flashning. Vidare redovisas metanförlusterna när olika stor mängd gas släpps i flashtank och recirkuleras. Dessa beräkningar visar att metanförlusterna lätt sjunker under 2 % vid recirkulation av gasen släppt i flashtanken, samtidigt som effektförbrukningen inte påverkas nämnvärt. Vidare står det att läsa i litteratur att metanförlusterna på en anläggning med tryckvattenabsorption i Lille i Frankrike uppges vara 5 % (Lindberg, 1998).

7.1.3 Absorption med Selexol[®]

På anläggningen med Selexol dimensionerad för 250 m³ rågas per timme driftsatt 2000 uppmärksammades höga metanförluster genom grova beräkningar av metanförlust ur värden på metanhalt i rågas respektive renad gas, samt flöde på rågas och renad gas, från fast analysutrustning. Ur driftdata går det att utläsa att metanförlusterna med dessa beräkningar i snitt är 13 % baserat på data från ett och ett halvt år. För att kontrollera de höga förlusterna har det på anläggningen genomförts mätningar av metanhalten i desorptionsluften med en gaskromatograf. Metanförlusterna har beräknats genom att relatera mängden metan i utgående desorptionsluft till inkommande mängd metan i rågas. Enligt enstaka mätningar under första, andra och tredje kvartalet 2002 med gaskromatograf förekom det metanförluster på 8-10 %. Under samma tid genomfördes även test för en framtida utbyggnad där trycket i flashtanken sänktes. När detta genomfördes uppmättes metanförluster på runt 2 %. Anläggningen byggdes om i slutet av 2002 och kapaciteten fördubblades. På grund av avsaknad av mätuttag har det inte genomförts någon ordentlig mätning på metanförlusten efter utbyggnaden.

7.1.4 Absorption med kemisk reaktion

Med kemisk absorption med kemikalie skall det enligt tillverkaren i princip inte förekomma några metanförluster, då kemikalien selektivt reagerar med koldioxid. Från en anläggning dimensionerad för 300 m³ rågas per timme, driftsatt 2002 och från leverantör uppges förluster på 0,1-0,2 %, vilket beräknats utifrån metanhalt i gasprov från utloppet av desorptionskolonnen som skickats för analys.

Sammanfattande kommentar om metanförluster

När det gäller metanförluster är det normalt för anläggningar och leverantörer att uppge maximalt 2 % förluster för vattenskrubber och PSA. Förlusterna kontrolleras dock inte på anläggningarna förutom i något enstaka fall. Då har endast grova beräkningar gjorts som bygger på mätningar av flöde och metanhalt i rågas respektive renad gas. Mätningarna av metanhalten i restgasen från en PSA-anläggning och Selexolanläggning visar att förlusterna kan överstiga 2 % och i dessa enskilda fall vara 8-10 %.

För anläggningen med recirkulerande vattenskrubber som uppger metanförluster på 18 % ligger det en stor osäkerhet i mätvärdena på grund av flödesmätningarna. En förklaring till höga metanförluster kan dock vara att anläggningen arbetar vid 20 bars tryck, vilket är nästan dubbelt så högt tryck som flertalet andra anläggningar. Högt tryck medför att större mängd metan kan lösas i vattnet.

De höga förlusterna på anläggningen med PSA och Selexol innan ombyggnad indikerar att det krävs en aktiv kontroll av anläggningarna. Som ett första steg kan detta göras genom beräkning av förlusten med uppmätt flöde och metanhalt i renad respektive rågas. Detta kan ge en indikation av förlusterna, vilket sedan kan kontrolleras genom analys av metanhalten i restgasen. För samtliga tekniker PSA, recirkulerande vattenskrubber, Selexol eller kemisorption är det möjligt att ta ut ett analysprov på restgasen och sända iväg detta för analys. För PSA varierar metanhalten i restgasen, varmed det för denna teknik krävs flera gasprov. Är anläggningen medveten om vilka förluster den har kan åtgärder vidtas som justering av anläggning eller förbränning av restgas.

När det gäller metanförluster har kemisorption en klar fördel gentemot de övriga teknikerna då kemikalien selektivt reagerar med koldioxid. Men även här är det av stor vikt att med jämna mellanrum kontrollera förlusterna genom mätning av metanhalt i restgasen och inte enbart förlita sig på att anläggningen ger vad den är köpt för.

Incitamenten för anläggningarna att hålla låga metanförluster bör vara stora, då det påverkar såväl miljön som anläggningens ekonomi.

För att fastställa pålitligheten av beräkningar av metanförlusten med flöde och metanhalt i renad gas respektive rågas hade det varit intressant kontrollera mät-noggrannheten för olika mätutrustning av flöde.

7.2 Lukt

Personal på uppgraderingsläggningarna tillfrågades om huruvida det förekommit klagomål från närboende på lukt. Inte någon av de elva anläggningar som besvarade frågan uppgav att det förekommit några klagomål. Samtliga fyra tekniker fanns representerade bland de elva anläggningarna.

Uppgraderingsanläggningarna är i huvudsak placerade intill rötkammare. Hanteringen av det organiska materialet innebär en betydligt större risk för lukt än upp-

graderingen av gasen. Är det dessutom så att uppgraderingsanläggningen är placerad intill ett reningsverk finns det även där en större risk för lukt.

En leverantör av vattenskrubber uppger att det normalt inte förekommer någon lukt från dessa processer. Leverantören medger dock att om det är höga halter svavelväte i rågasen kan det i ett enkelt genomströmmande system finnas en del lukt i vattnet, som vanligtvis leds tillbaka till reningsverket. I ett recirkulerande system kan det enligt leverantören i samma situation förekomma lukt från biofiltret, genom vilket luften från desorptionskolonnen leds. Enligt leverantören av kemisorption är den lukt som förekommer från anläggningen en svag doft från utloppet av desorptionskolonnen på taket av anläggningen.



Desorptionsluften från recirkulerande vattenskrubber och anläggning med Selexol leds genom ett biofilter, exempelvis ett barkfilter för att minimera lukt och bryta ned oönskade komponenter. Detta är en av flera möjligheter som finns att tillgå för att minimera lukten från uppgraderingsanläggningen. Svavelväte är en av de komponenter som kan medföra dålig lukt från en uppgraderingsanläggning. Vad det mer kan förekomma för lukttämnar hade varit intressant att utreda.

Figur 37: Biofilter (Foto: Margareta Persson)

8 Slutsatser

Uppgraderingsanläggningar i Sverige har byggts sedan år 1992. De dimensionerade kapaciteterna har med åren ökat. På anläggningarna som finns i drift i Sverige idag (2003) varierar kapaciteterna från ett tiotal normalkubikmeter rågas per timme till 1400 normalkubikmeter rågas per timme. På anläggningarna finns fyra olika tekniker, recirkulerande respektive enkelt genomströmmande vattenskrubber, PSA, Selexol och kemisorption. Majoriteten av anläggningar använder sig av vattenskrubber eller PSA.

Under de tio år uppgradering av biogas har förekommit i Sverige har det skett en utveckling av uppgraderingsteknikerna. Detta medför att varje anläggning i Sverige har sin unika utformning beroende på vilka kunskaper som fanns vid tidpunkten för bygget av anläggningen. Denna skillnad mellan anläggningar av samma teknik tillsammans med fåtal anläggningar av vissa tekniker, har i vissa aspekter gjort det svårt att utvärdera de olika uppgraderingsteknikerna och skilja dem åt i absoluta termer. Det finns dock en rad olika skillnader mellan teknikerna som konstaterats i utvärderingen och sammanfattats i tabell 17.

Tabell 17: Sammanfattning av olika uppgraderingsteknikers tekniska egenskaper

Egenskap	PSA	Vattenskrubber recirkulerande	Vattenskrubber enkel	Selexol	Kemisorption
Huvudsaklig driftstörning	Ventiler	Igensättning av fyllkroppar	Igensättning av fyllkroppar	Vatten i Selexolen	Inga erfarenheter än
Energibehov el/ m_n^3 renad gas enl. anl.	0,5-0,6 kWh	0,3 kWh	0,4-0,6 kWh	0,4 kWh	i.u.*
Energibehov el/ m_n^3 renad gas enl. lev.	0,3-1,0 kWh	0,45-0,9 kWh	0,45-0,9 kWh	i.u.*	0,15 kWh
Energibehov värme	Inget	Inget	Inget	Inget	Högt (regenere-ring)
Användning av vatten	Låg	Medel (dricks-vatten)	Hög (renat av-loppsvatten)	Låg	Låg
Användning av kemikalier	Låg	Låg	Låg	Hög	Hög
Gaskvalitet, metan	Hög	Hög	Hög	Medel (låg metanhalt vid vatten i S.)	Hög
Gaskvalitet, säkerhet mot svavelväte i gas	Hög	Låg	Låg	Medel	Medel - Hög (beror på kemi-kalie)
Gaskvalitet, säkerhet mot fuktig gas	Medel	Låg	Låg	Medel	Låg - Hög (beror på kemi-kalie)
Metanförlost	Medel - Hög	Medel - Hög	Medel - Hög	Medel - Hög	Låg
Möjlighet att mäta metanför-luster	Ja	Delvis	Nej	Ja	Ja
Erfarenheter av tekniken i Sve-rige	Hög	Hög	Hög	Låg	Låg

* ingen uppgift

Förutom de egenskaper som anges i tabell 17 har det konstaterats en rad andra faktorer gällande uppgradering. För dessa går det dock inte att göra någon direkt särskiljning mellan teknikerna. En sådan faktor är tillgängligheten. Utvärderingen visar på att samtliga tekniker har en god tillgänglighet på cirka 95 %. Från uppgifterna om arbetsinsats gällande daglig tillsyn, underhåll och åtgärder under jourtid kan man konstatera att insatsen inte direkt är proportionell mot anläggningens storlek. Detta medför högre kostnader per kubikmeter renad gas för mindre anläggningar. Som exempel kan det anges att för anläggningar med kapacitet från 80 till 600 normalkubikmeter rågas per timme anger enkätsvaren en halvtimmes daglig tillsyn.

Precis som personalbehovet minskar investeringskostnaden per normalkubikmeter rågaskapacitet med ökande storlek på uppgraderingsanläggningen. Enligt uppgifter från anläggningar är investeringskostnaden per normalkubikmeter rågas per timme mellan 20 000 och 45 000 kr för anläggningar i storleken 100 till 350 m_n^3/h . För anläggningen på 1400 m_n^3/h är kostnaden istället 15 000 kr per normalkubikmeter rågas per timme. Det kan även konstateras att en recirkuleran-

de vattenskrubber har något högre investeringskostnad än en enkelt genomströmmande vattenskrubber. Detta beror på att den recirkulerande vattenskrubbern kräver fler antal komponenter i anläggningen, exempelvis desorptionskolonn.

Uppgifter från en leverantör visar på att investeringskostnaden för PSA respektive vattenskrubber är jämförbara. Leverantören anger vidare att PSA och vattenskrubber har ungefär lika drift- och underhållskostnad. Detta förklarar leverantören med att flera komponenter i anläggningarna är samma, exempelvis kompressor och torkutrustning. Dock menar leverantören att för små anläggningar har PSA lägre driftkostnader än vattenskrubber.

Data från anläggningar, leverantörer och litteratur visar på att kostnaden för att uppgradera biogas ligger på 0,10-0,40 kr per kWh renad gas. Kostnaderna kan delas upp på anläggningar med olika storlek. För anläggningar mindre än 100 m³ rågas per timme är kostnaden 0,30-0,40 kr per kWh renad gas. För anläggningar i storleken 200-300 m³ rågas per timme är kostnaden istället omkring 0,10-0,15 kr per kWh renad gas. Den faktor som i störst utsträckning påverkar totalkostnaden för uppgradering är kapitalkostnaden. Detta märks tydligt för anläggningar som körs betydligt mindre än de är dimensionerade för vilket är fallet för flertalet uppgraderingsanläggningar i Sverige.

De höga metanförlusterna på anläggningen med PSA och Selexol innan ombyggnad indikerar att det krävs en aktiv kontroll på anläggningarna av metanförluster. Som ett första steg kan detta göras genom beräkning av förlusten med flöde och metanhalt i renad respektive rågas. Detta kan ge en indikation av förlusterna, vilket sedan kan kontrolleras genom analys av metanhalten i restgasen. För samtliga tekniker som PSA, recirkulerande vattenskrubber, Selexol eller kemisorption är det möjligt att ta ut ett analysprov på restgasen och sända iväg detta för analys. För recirkulerande vattenskrubber finns dock en viss mängd metan löst i vattnet som lämnar anläggningen. Är personal på anläggningen medveten om vilka förluster uppgraderingsanläggningen har kan åtgärder vidtas som justering av anläggning och förbränning av restgas. Låga metanförluster har betydelse för såväl miljö som ekonomi.

Sverige är det land i Europa som har störst erfarenhet av uppgradering av biogas till fordonsbränsle. Detta ger Sverige en unik möjlighet att exportera kunskap och teknik till andra länder. Möjligheten till export bör vara ett gott incitament för svensk industri att utveckla bättre och billigare koncept för uppgradering av biogas. Ett sätt att nå dit bör vara genom att skapa mer standardiserade koncept för bygge av uppgraderingsanläggningar och därefter arbeta mot prefabricerade moduler. Detta är något som två leverantörer idag arbetar med att utveckla.

Som det är idag är anläggningarna till stor del platsbyggen. Anläggningarna byggs även i obegränsad variation av kapaciteter. Istället bör man begränsa sig till ett antal möjliga kapaciteter. Erfarenheter kan därmed tas tillvara och varje anläggning blir därmed inte den första av sitt slag. Detta är fallet för flertalet nya anläggningar idag, även för de med den vanligaste tekniken vattenskrubber.

Det blir även lättare för beställaren när det finns färdiga koncept att utgå ifrån. En broschyr med beskrivning av teknik, möjliga kapaciteter och kostnader förenklar betydligt för beställare av uppgraderingsanläggningar.

Fördelen med prefabricerade anläggningar av ett antal olika kapaciteter är även att tiden för att bygga anläggningarna bör kunna minska. Anläggningarna bör även ha enkla anslutningar för en snabb inkoppling. Som det är idag tar det cirka ett år från att en anläggning beställs till den är klar och driftsatt. En annan fördel med prefabricerade anläggningar är att anläggningarnas egenskaper bättre bör kunna garanteras genom tester i anslutning till tillverkningen.

Vidare kan ett mer standardiserat prefabricerat byggande eliminera en rad av de driftstörningar som finns på uppgraderingsanläggningar idag. Uppgradering är en relativt komplicerad process och det finns en rad olika faktorer som kan orsaka driftstörningar som exempelvis givare. Dock finns det driftstörningar som upplevs som onödiga. Detta kan vara allt från dimensioneringsfel till rent slarv, något man inte bör acceptera när det finns tio års erfarenheter av uppgradering av biogas i landet. Att det fortfarande finns dimensioneringsfel kan bero på att anläggningarna byggs i ständigt nya kapaciteter och att skalningen medför svårigheter.

Det finns mycket att vinna på god kommunikation mellan personal på anläggningar och leverantörer. Genom att leverantören tar del av drifterfarenheter från anläggningens hela livslängd och inte bara under garantitiden kan en rad viktiga erfarenheter identifieras och användas vid bygget av nya anläggningar. De misslag som begåtts en gång skall inte behöva upprepas.

Ett annat möjligt sätt att bygga billigare uppgraderingsanläggningar är genom att minimera antalet möjliga driftsituationer. Exempelvis genom att bygga anläggningar som inte går på dellast utan enbart går på full kapacitet kan reglerutrustning förenklas. Anläggningen kan även trimmas in bättre och därmed minimera energianvändning, bättre garantera gas av god kvalitet och minimera metanförluster.

Som avslutning nämns några möjliga förslag på fortsatt arbete inom området. Ett sådant är fler mätningar av metanförluster på uppgraderingsanläggningar och utveckling av bättre metodik för detta. Vidare bör en metod utvecklas för att mäta metanförluster från anläggningar med enkelt genomströmmande vattenskrubber. Det är även relevant att utreda storleken på felkällan vid flödesmätning med olika flödesmätare, för att identifiera noggrannheten vid beräkning av metanförluster. Det finns även behov av en mer konkret analys av hur uppgraderingsanläggningar kan förbättras med exempelvis en jämförande analys av investeringskostnader för prefabricerade anläggningar gentemot platsbyggen.

9 Referenser

Anderson, Björn & Angélique Montagnier (2002) *Analysis of methane losses in a biogas production plant*, Ingenjörshögskolan i Jönköping.

Appelkvist, Markus & Per Olof Johansson (2002) *Tillförlitlighet och backup i biogassystem*, Biogas – fokus på tillämpningar, Uppsatser: energihushållning - projekt, avdelningen för Energihushållning, Institutionen för Värme- och Kraftteknik, Lunds Tekniska Högskola.

Berglund, Maria & Pål Börjesson (2003) *Energianalys av biogassystem*, avdelningen för Miljö- och Energisystem, Institutionen för Teknik och Samhälle, Lunds Tekniska Högskola.

Börjesson, Pål & Maria Berglund (2003) *Miljöanalys av biogassystem*, avdelningen för Miljö- och Energisystem, Institutionen för Teknik och Samhälle, Lunds Tekniska Högskola.

CADDET renewable energy (1996) *Upgrading Landfill Gas to Natural Gas Quality in the Netherlands*, Technical brochure No. 32, CADDET, Harwell, UK.

CADDET renewable energy (2002a) *Automated Upgrading of Landfill Gas Using Water Absorption for Carbon Dioxide Removal*. Hämtad från Internet www.caddet-re.org/infostore/details.php?id=2905 1 augusti 2003.

CADDET renewable energy (2002b) *Landfill upgrading Unit, Nuenen*. Hämtad från Internet www.caddet-re.org/infostore/details.php?id=3085 1 augusti 2003.

CADDET renewable energy (2002c) *Upgrading Plant for Producing Grid Quality Gas from Landfill Gas Using Pressure Swing Adsorption*. Hämtad från Internet www.caddet-re.org/infostore/details.php?id=2909 1 augusti 2003.

Cirmac, *Biogas Upgrading*, brochure, Apeldoorn, Netherlands.

Cornander, Anna, Emanuelsson, Nilla & Anna Evander (2002) *Biogas i fordonsdrift*, Biogas – fokus på tillämpningar, Uppsatser: energihushållning - projekt, avdelningen för Energihushållning, Institutionen för Värme- och Kraftteknik, Lunds Tekniska Högskola.

Dagens Industri (2003) *Valutor*. Hämtad från Internet på <http://di.se/NoFlash.asp?Page=45> 1 augusti 2003.

Dahl, Anders (1999) *Uppföljning av kvalitetsspecifikation för uppgraderad biogas som fordonsbränsle*, Svenskt Gastekniskt Center AB, rapport SGC 103, Malmö.

Dahl, Anders (2003) *Kvalitetssäkring av biogas som fordonsbränsle*, Svenskt Gastekniskt Center AB, rapport SGC 138, Malmö.

Eskilsson, Fridolf (2003) sektionschef avfall, Jönköping kommun, anläggningsbesök 20 augusti 2003.

Euro information (2002) *Euron och hushållen*. Hämtad från Internet <http://finans.regeringen.se/euro/pdf/euronhushallen0209.pdf> 1 augusti 2003.

Hagen, Martin, Polman, Erik, Jensen, K., Jan, Myken, Asger, Jönsson, Owe, & Anders Dahl (2001), *Adding gas from biomass to the gasgrid*, Swedish Gas Center, rapport SGC 118, Malmö.

IEA Bioenergy, *Biogas upgrading and utilisation*, Task 24: Energy from biological conversion of organic waste.

IEA Greenhouse Gas R&D Programme, *Carbon Dioxide Capture from Power Stations*. Hämtad från Internet: www.ieagreen.org.uk/sr2p.htm 27 juni 2003.

Jönsson, Owe (2003) Svenskt Gastekniskt Center AB, samtal, 26 september 2003.

Kohl, Arthur & Fred Riesenfeld (1979) *Gas Purification, Third edition*, Gulf Publishing Company, Texas.

Lindberg, Anna (1998) *Uppgradering av biogas till drivmedelskvalitet - ekonomi, teknik och miljökonsekvenser*, ALTD-98/1, Statens Energimyndighet, Eskilstuna.

Nilsson, Mikael, Linné, Marita & Anders Dahl (2001) *Livscykelinventering för biogas som fordonbränsle*, Svenskt Gastekniskt Center AB, rapport SGC 117, Malmö.

Norin, Erik (1998) *BIOGAS – eller vad man kan göra av ruttna äpplen*, Svenska biogasföreningen, Stockholm.

Näslund, Mikael (2002) *Energigasteknik*, Värme- och Kraftteknik, Lunds Tekniska Högskola.

Rosengren, Bertil (2003) säkerhetsansvarig Sydkraft Gas, samtal 15 september 2003.

SGC, Svenskt Gastekniskt Center AB (2002) *Energigaser och miljö, faktabok*, Malmö.

SGC, Svenskt Gastekniskt Center AB (2001) *Kvalitetskrav på biogas som fordonbränsle*, Sammanfattning av SGC rapporterna 033, A12 och A14, Malmö.

Solagro (2001), *From biogas to energy – a european overview*, Solagro, France.

Stockholm Vatten, *Teknisk beskrivning Bromma biogasanläggning*.

Traffic and Public Transport Authority, city of Gothenburg (2000) *Biogas technology and biogas use in Sweden – an overview*. Hämtad från http://www.eu-target.net/target1/docs/pollution_a.pdf 13 juni 2003.

Uop (2003) *What are Molecular Sieves?* Hämtad från Internet
www.uop.com/adsorbents/what_are_mol_sieves.html den 1 augusti 2003.

Vågdahl, Kaj (1999) *Distribution av biogas i naturgasnätet*, Svenskt Gastekniskt Center AB, rapport SGC 101, Malmö.

Widing, Nils (1995) *Vatteninnehåll i mättad "svensk" naturgas*, Sydgas, Malmö.

Anläggningar

Borås	Lennart Wennberg Jöran Eriksson	Borås kommun	Besök 3 juli Samtal 11 juli
Bromma, Henriksdal	Lars Rahm	Stockholm Vatten	Besök 7 augusti
Eslöv	Kaj Embrandt	Eslövs kommun	Besök 9 juli
Helsingborg	Karin Eken Södergård Nils Gunnar Ericsson	Nordvästra Skånes Renhållnings AB	Besök 26 juni
Jönköping	Fridolf Eskilsson Wilford Strandsäter	Jönköping kommun	Besök 20 augusti
Kalmar	Linda Pettersson Thomas Ottosson	Kalmar Vatten och Renhållnings AB	Besök 24 juni
Kristianstad	Magnus Persson Jan Jibre	C4 Teknik - Kristianstad kommun	Besök 2 juli Besök 25 juni
Laholm	Åke Aronsson Ronny Johansson Rolf Mårtensson Staffan Ivarsson	Laholms Biogas AB Sydkraft Gas	Besök 26 juni Samtal 9 juli Samtal 5 augusti
Linköping	Bertil Carlsson Per Rylander Madelene Bjernersjö	Tekniska verken i Linköping	Samtal 4 juli Besök 23 juni
Skövde	Jan Furengren	Skövde kommun	Samtal 30 juli
Ulriceham	Ingemar Pettersson	Ulricehamns kommun	Samtal 7 juli

Leverantörer

Farmatic Biotech Energy AG	Sven Reher	E-post 31 juli
Läckeby Water AB	Lars Evert Karlsson	E-post 15 september
Malmbergs Water AB	Rune Simonsson	E-post 29 augusti
YIT Vatten och Miljöteknik AB	Håkan Ericsson	Besök 14 augusti

ENKÄT – UPPGRADERING AV BIOGAS

1 ALLMÄNNA UPPGIFTER

- a. Kommun _____
- b. Biogas från (ange rötningsanläggning)
- _____
- _____
- c. Uppgiftslämnare _____
- d. Funktion/titel _____
- e. Adress _____
- f. Telefon _____
- g. E-post _____
- h. Ägare till
gasreningsanläggningen _____
- i. Ansvarig nämnd _____
- j. Driftansvarig _____

- k. Ansvarig för
distribution_____
- l. Hur ser gasreningsanläggningens organisation ut? (*Bifoga gärna separat
organisationsschema*).

2 ANLÄGGNINGEN

- a. Planering och utredning av anläggningen påbörjades år _____
- b. Ingick något ytterligare i samband med upphandling av gasreningsanläggningen?
- ☐ Nej
- ☐ Röttningsanläggning
- ☐ Tankstation (inkl. kompressor, lager och dispenser)
- ☐ Övrigt _____
- c. Upphandlingsform
- ☐ Turn-key
- ☐ Delad entreprenad
- ☐ Övrigt _____
- d. Gasreningsanläggningen levererades av _____
- e. Anläggningen togs i kontinuerlig drift år _____

3 BEHANDLING

a. Vilket system/metod används?

- ☐ Scrubber, genomströmmande
☐ Scrubber, recirkulerande
☐ PSA
☐ Annan _____

b. Varför valdes just detta system/metod?

- ☐ Investeringskostnad
☐ Drift- och underhållskostnad
☐ Prestanda
☐ Tillgänglighet
☐ Garantier
☐ Andras erfarenheter
☐ Övrigt _____

Kommentar _____

c. Avskiljning av svavelväte, H₂S?

- ☐ Nej
☐ Ja, metod _____

d. Gastryck

Före gasreningsanläggningen _____ bar

Vid gasreningen (i processen) _____ bar

Efter gasreningsanläggningen (före högtryckskompression) _____ bar

Efter kompression (högtryckslager, maxtryck) _____ bar

e. Dimensionerande kapacitet _____ Nm³ rågas/dygn

f. Drivmedlets avsättning

☐ Kommunal verksamhet☐ Privat verksamhet☐ Annat _____☐ Bussar, ca _____ st☐ Bilar, ca _____ stg. Hur ser anläggningens processschema ut? (*Bifoga gärna separat processschema*).

4 DRIFT

a. Gasreningsanläggningens personalbehov

Tillsyn dagtid _____ tim/dag

Tillsyn dagtid, högtryckskompressor _____ tim/dag

Underhållsinsatser (ex. filterbyte, renovering av pump eller kompressor)

_____ tim/mån

Underhållsinsatser högtryckskompressor

_____ tim/mån

Åtgärder under jourtid _____ tim/mån

Åtgärder under jourtid, högtryckskompressor _____ tim/mån

b. Vilka huvudsakliga (återkommande eller långvariga) driftstörningar av gasreningssystemet har erfarits?

Anläggningsdel _____

Sammanfattande beskrivning av problem _____

Anläggningsdel _____

Sammanfattande beskrivning av problem _____

För följande, ange ett medelvärde för föregående år:

c. Energiförbrukning, el (**exkl** högtryckskompression) _____ kWh/månad

d. Energiförbrukning, el (**inkl** högtryckskompression) _____ kWh/månad

- e. Energiförbrukning, värme _____ kWh/månad
typ av bränsle _____
- f. Kemikalieförbrukning _____ kg/månad
typ av kemikalie _____
- g. Färskvattenförbrukning _____ m³/månad
- h. Användning av avloppsvatten _____ m³/månad
- i. Underhållskostnader _____ kr/månad
- j. Underhållskostnader, högtryckskompression _____ kr/månad
- k. Kostnader för större reparationer _____ kr/månad
(försök omvandla de kostnader som har funnits för större reparationer till
en genomsnittlig månadskostnad)
- l. Kostnader för större reparationer, högtryckskompression _____ kr/mån
- m. Anläggningens tillgänglighet _____ % av möjlig drifttid
- n. Tillgänglighet, högtryckskompression _____ % av möjlig drifttid
- o. Mängd renad gas _____ Nm³/månad
- p. Mängd redan gas, komprimerad till högt tryck _____ Nm³/månad

5 MILJÖ

- a. Har det förekommit klagomål från omgivningen på lukt från gasreningsanläggningen?

☐ Ja
☐ Nej

- b. Vad görs med den från biogasen avskilda gasen, så kallad restgas?

☐ Släpps ut från anläggningen efter rening i _____
☐ Släpps ut från anläggningen orenad
☐ Avskiljs inte utan leds ut med vattnet från anläggningen
☐ Återförs till rågasen då inte alla rågas uppgraderas
☐ Annan metod _____

För följande, ange **ett medelvärde för föregående år**:

- c. Mängd restgas _____ m³/månad

Mätmetod _____

- d. Halt svavelväte i restgas från anläggningen _____ ppm

Analysmetod _____

- e. Metanförluster _____ % av tillförd metan, månadsmedelvärde

Metoder att erhålla metanförluster:

☐ Beräkning

$$\frac{\text{Flöde rågas in} * \text{Metanhalt i rågas} - \text{Flöde renad gas ut} * \text{Metanhalt i renad gas}}{\text{Flöde rågas in} * \text{Metanhalt i rågas}}$$

☐ Annan metod _____

6 GASKVALITET

För följande, ange ett medelvärde för föregående år:

a. Halt metan i rågas _____ vol-%

Analysmetod _____

b. Halt svavelväte i rågas _____ ppm

Analysmetod _____

c. Halt metan i renad gas _____ vol-%

Analysmetod _____

d. Halt svavelväte i renad gas _____ ppm

Analysmetod _____

e. Daggpunkt, ange för renad lågtrycksgas eller renad högtrycksgas

Renad lågtrycksgas _____ °C

Renad högtrycksgas _____ °C

f. Övriga komponenter som mäts i anläggningen

Rågas/Renad gas	Ämne	Halt av ämnet och enhet	Analysmetod



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