



Metanutsläpp från restgas vid uppgradering

(Methane emissions from off gas during biogas upgrading)

Anders Hjort, Jonas Bigelius

*"Catalyzing energygas development
for sustainable solutions"*

METANUTSLÄPP FRÅN RESTGAS VID UPPGRADERING
(METHANE EMISSIONS FROM OFF GAS DURING BIOGAS UPGRADING)

ANDERS HJORT, JOHAN BIGELIUS

Denna studie har finansierats av:
VÄSTRA GÖTALANDSREGIONEN
REGION SKÅNE
LÄNSSTYRELSEN I STOCKHOLM
AVFALL SVERIGE

Rapporten finns också publicerad av:
Avfall Sverige Utveckling – Rapport U766

© Svenskt Gastekniskt Center AB

Postadress och Besöksadress
Nordenskiöldsgatan 6 4tr
211 19 MALMÖ

Telefonväxel
040-680 07 60

Telefax
0735-279104

E-post
info@sgc.se

Hemsida
www.sgc.se



Svenskt Gastekniskt Center AB, SGC

SGC är ett spjutspetsföretag inom hållbar utveckling med ett nationellt uppdrag. Vi arbetar under devisen "*Catalyzing energygas development for sustainable solutions*". Vi samordnar branschgemensam utveckling kring framställning, distribution och användning av energigas och sprider kunskap om energigas. Fokus ligger på förnybara gaser från rötning och förgasning. Tillsammans med företag och med Energimyndigheten och dess *Samverkansprogram Energiteknik* utvecklar vi nya möjligheter för energigaserna att bidra till ett hållbart samhälle. Tillsammans med våra två fokusgrupper *Storskalig gasförsörjning för drivmedels- och kraftproduktion* och *Avfalls- och jordbruksbaserad biogasproduktion* identifierar vi frågeställningar av branschgemensamt intresse att genomföra forsknings-, utvecklings och/eller demonstrationsprojekt kring. Som medlem i den europeiska gasforskningsorganisationen GERG fångar SGC också upp internationella perspektiv på utvecklingen inom energigasområdet.

Resultaten från projekt drivna av SGC publiceras i en särskild rapportserie – *SGC Rapport*. Rapporterna kan laddas ned från hemsidan – www.sgc.se. Det är också möjligt att prenumerera på de tryckta rapporterna. SGC svarar för utgivningen av rapporterna medan rapportförfattarna svarar för rapporternas innehåll.

SGC ger också ut faktabroschyrer kring olika aspekter av energigasens framställning, distribution och användning. Broschyrer kan köpas via SGC:s kansli.

SGC har sedan starten 1990 sitt säte i Malmö. Vi ägs av E.ON Gas Sverige AB, Energigas Sverige, Swedegas AB, Göteborg Energi AB, Krafringen AB och Öresundskraft AB.

Malmö 2014

Martin Ragnar
Verkställande direktör



Swedish Gas Technology Centre, SGC

SGC is a leading-edge company within the field of sustainable development having a national Swedish assignment. We work under the vision of “*Catalyzing energygas development for sustainable solutions*”. We co-ordinate industry-wide technical development on the production, distribution and utilization of energygases and disseminate knowledge on energygases. Focus is on renewable gases from anaerobic digestion and gasification. Together with private companies and with the Swedish Energy Agency and its frame program *Co-operational program in Energygas technology* we develop new solutions where energygases could provide benefits for a sustainable society. Together with our two focus groups *Large-scale gas supply for fuel and power production* and *Biogas production from waste and agriculture* we identify issues of common interest in the industry to conduct joint research, development and/or demonstrations projects on. As a member of the European gas research organization GERG, SGC provides an international perspective to the development within the Swedish energygas sector.

Results from the SGC projects are published in a report series – *SGC Rapport*. The reports can be downloaded free of charge from our website – www.sgc.se. It is also possible to subscribe to the printed reports. SGC is responsible for the publishing of the reports, whereas the authors of the report are responsible for the content of the reports.

SGC also publishes fact brochures and the results from our research projects in the report series *SGC Rapport*. Brochures can be purchased via the website.

SGC is since the start in 1990 located in Malmö. We are owned by E.ON Gas Sverige AB, Energigas Sverige, Swedegas AB, Göteborg Energi AB, Krafringen AB and Öresundskraft AB.

Malmö, Sweden 2014

Martin Ragnar
Chief Executive Officer



Författarens förord

För att åstadkomma ett hållbart samhälle är det av stor vikt att satsa på förnyelsebar energi och lokala kretslopp. Ökad produktion och användning av biogas utgör med sina många fördelar en viktig del i framtidens omställning till ett hållbart samhälle.

Biogas Öst drev under 2012-2013 projektet *Tillståndprocess Biogas*. Projektet resulterade i en vägledande rapport med information om hur tillståndprocessen går till, vad som bör finnas med i ansökningshandlingarna samt goda tips och råd kring vad man bör tänka på i hela processen. Däremot har branschen och myndigheterna ständigt efterfrågat fakta och fördjupad dialog kring emissioner: dels metanutsläpp kopplat till uppgradering och dels utsläpp som ger upphov till dålig lukt. Därför har Biogas Öst i samarbete med BioMil drivit projektet *Utsläpp till luft vid biogasproduktion* under 2014, som syftat till att angripa frågorna kring metanutsläpp vid uppgradering samt luktproblematik kopplat till biogasproduktion.

Denna rapport (rapportnummer 2014:299) är en av totalt två rapporter som projektet föranlett. Rapporten fokuserar på att utifrån ett systemanalytiskt perspektiv visa hur villkor på metanutsläpp från restgas påverkar växthusgasbalansen vid uppgradering av biogas. Den utgör en del i att utveckla dialogen mellan bransch och tillståndsgivande aktörer. Den andra rapporten som projektet tagit fram heter *Tillståndsvillkor och luktförekomster vid biogasanläggningar i Sverige* (rapportnummer 2014:298) och innefattar en granskning av biogasanläggningarnas tillståndsvillkor gällande lukt och hur dessa påverkar det verkliga utfallet av luktförekomster. Rapporten ska kunna användas som ett underlag vid samråd med allmänheten inför nya biogasanläggningar.

Satsningen har genomförts med Västra Götalandsregionen, Region Skåne, Länsstyrelsen Stockholm och Avfall Sverige som huvudfinansiärer och i samverkan med BioMil, Swedish Biogas International, Sysav Utveckling, Trollhättan Energi, Göteborg Energi, Borås Energi och Miljö, Energigas Sverige, Käppalaförbundet samt Scandinavian Biogas som samtliga även medfinansierat arbetet.



SGC Rapport 2014:299

Till projektet har en referensgrupp funnits knuten bestående av följande personer;

Suzette Westling, Biogas Öst (projektledare)

Emelie Severinsen, BioMil (utredande konsult)

Anders Hjort, BioMil

Marita Linné, BioMil

Hanna Jönsson, Västra Götalandsregionen

Emma Bengtsson, Region Skåne

Jeanette Flodqvist, Region Skåne

Pia Sandell, Region Skåne

Angelika Blom, Avfall Sverige

Emma Abrahamsson, Swedish Biogas International

Eric Zinn, Göteborg Energi

Gustav Rogstrand, JTI

Helena Gyrulf, Energigas Sverige

Katarina Örning, Trollhättan Energi

Kjerstin Ekvall, SYSAV

Lars-Evert Karlsson, Purac Puregas

Matthias Jacobsson, Scandinavian Biogas

Sari Vienola, Käppalaförbundet

Stefan Fahlstedt, Länsstyrelsen Skåne

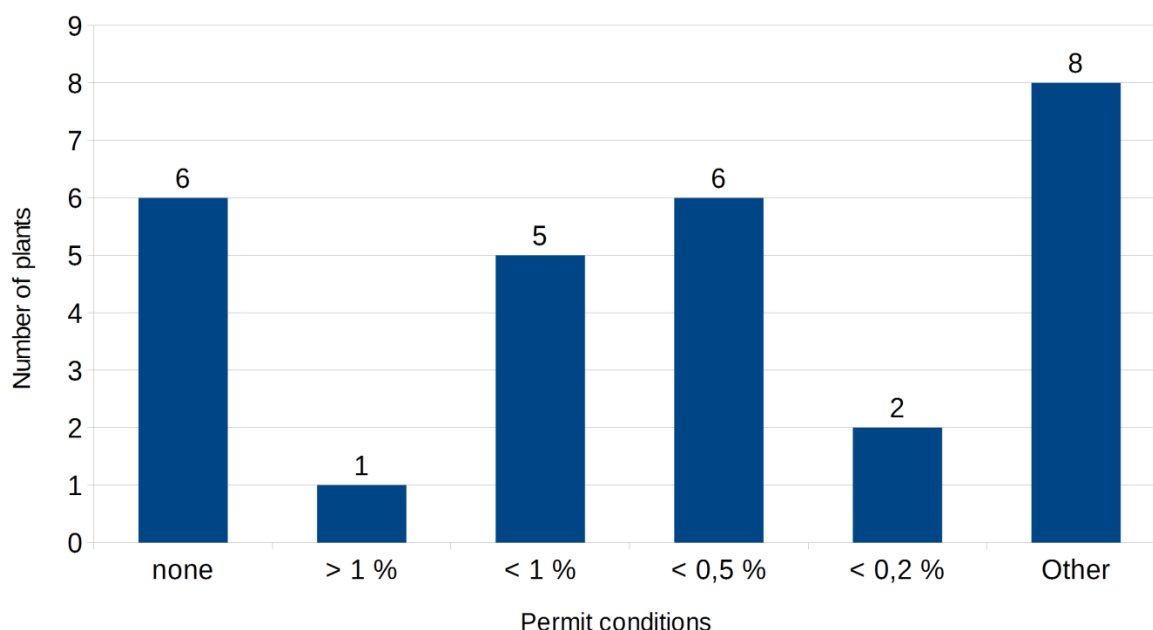
Tobias Persson, SGC



Summary

There is a great need for an increased biogas production in Sweden in order to meet the established environmental and climate targets. Environmental permit is required for building and operating a biogas plant in Sweden. The permit processes have recently been dominated by issues concerning the emissions from biogas production. One big issue is the methane emissions from vehicle fuel production.

In order to give the reader an impression on the differences of the conditions linked to the permits, the permit conditions related to the methane emissions of 28 biogas upgrading plants have been evaluated as shown in the figure below. 14 of these plants have a condition specified as a percentage of methane production which may be emitted during upgrading, often expressed either as a guideline value or a specific value. Amongst them, one plant has a methane emission limit of 2 %, five plants have a limit of 1 %, six plants have a limit of 0.5 %, and two plants have a limit of 0.2 % of emissions from gas upgrading. Moreover, six plants have no conditions in the permit. The remaining eight plants' conditions are expressed in a different manner rather than a percentage.



Based on a system analysis perspective, the current project has focused on the assessment of how these conditions on methane emissions affect the greenhouse balance of biogas upgrading. In the study, four different gas upgrading technologies have been compared, namely water scrubbers, Pressure Swing Adsorption (PSA), amine scrubbers, and membrane technology. The results are meant to serve as a starting point when questions arise concerning methane emissions from purge gas which tend to be the consequence when imposing conditions on upgrading plant.

The system limits for the system analysis have been set to the plant gate between fermentation and gas upgrading. All CAPEX, OPEX, service and maintenance costs have been excluded from the analysis. In the case of water scrubbers and PSA systems, the system has been expanded to include an RTO unit (regenerative thermal oxidation) for the after treatment of the purge gas. In the macroeconomic



analysis, investment costs are also included in order to give an indication of the overall economic performance.

The calculations show that there only is a small difference between the different gas upgrading methods if the methane emissions from purge gas are below 1 %. Depending on the assumptions made for electricity mix, heat recovery and fuel for heat production, the greenhouse gas reduction varies between 260 and 290 grams of CO₂ equivalents per kWh biogas. This shows the importance of considering the local conditions for each establishment of biogas upgrading plants in order to achieve a maximal environmental benefit while staying within economical reasonable limits.

In a macroeconomic perspective, the plant size and the magnitude of methane emissions affect the benefit of an RTO installation. Generally speaking, plants with emissions of less than 1 % as well as small scale plants up to 100 Nm³/h with emissions under 2 % should be allowed to not install an RTO treatment. However, large scale plants over 2000 Nm³/h with emissions under 1 % and medium scale plants over 100 Nm³/h with emissions under 2 % can achieve a macroeconomic benefit by installing an RTO after treatment.

In order to set fair conditions, a number of questions should be answered before a decision is taken:

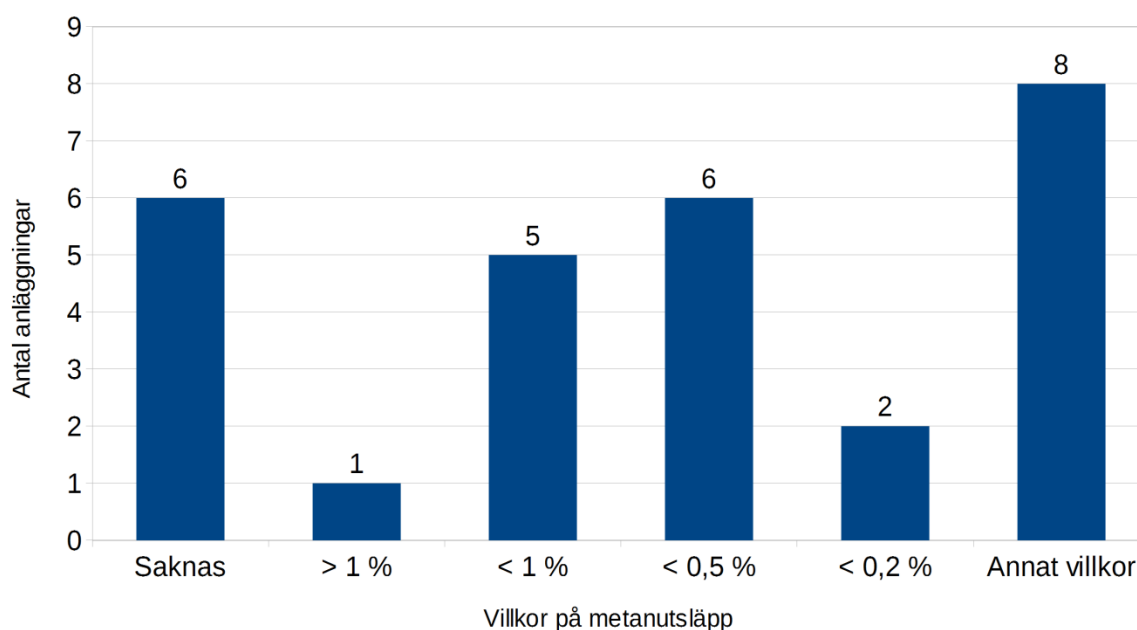
- How much heat may be recovered from the gas upgrading plant?
- Is this a small scale gas upgrading plant (<100 Nm³/h)?
- Is this a large scale gas upgrading plant (>2000 Nm³/h)?
- Is it possible to use district heating?
- Is there enough space available to install a bio-fuel boiler as a heat source for the biogas plant?
- Is there a district heating or cogeneration plant near the gas upgrading plant?



Sammanfattning på svenska

Behovet av ökad biogasproduktion är stort för att Sverige och landets regioner ska kunna nå uppsatta miljö- och klimatmål. För att uppföra och driva en biogasanläggning i Sverige krävs miljötillstånd. Processerna kring miljötillstånden har under senare år ofta dominerats av frågor kring de emissioner som uppstår vid biogasproduktion. En av de stora frågorna berör metanutsläpp vid fordonsgasproduktion.

I projektet har 28 anläggningars villkor gällande metanutsläpp från restgas vid uppgradering av biogas sammanställts för att läsaren ska få ett perspektiv till spridningen av villkoren vilket visas i figuren nedan. Av de 28 anläggningarna så har 14 anläggningar ett villkor satt som en procentsats, oftast i form av ett riktvärde eller begränsningsvärde för metanutsläpp vid uppgradering. Av dessa har en anläggning ett villkor på mindre än 2 % metanutsläpp, fem anläggningar ett villkor på mindre än 1 % metanutsläpp, sex anläggningar ett villkor på mindre än 0,5 % metanutsläpp och två anläggningar ett villkor på mindre än 0,2 % metanutsläpp vid uppgradering. Det saknas även villkor för 6 av anläggningarna i beslutet. För resterande 8 anläggningar har det angetts ett annat villkor än en procentsats.



Aktuellt projekt har fokuserat på att utifrån ett systemanalytiskt perspektiv visa hur villkor på metanutsläpp från restgas påverkar växthusgasbalansen vid uppgradering av biogas. I studien har fyra uppgraderingstekniker jämförts vilket är vattenskrubber, Pressure Swing Adsorption (PSA), aminoskrubber och membran. Resultatet ska kunna användas som underlag när frågor kring metanutsläpp från restgas uppstår vilket brukar bli en konsekvens när villkor sätts på uppgradering av biogas.

Systemgränserna för systemanalysen sätts vid fabriksgrunden där biogasen uppgraderas till fordonsgas. Investeringskostnader, driftkostnader och service- och underhållskostnader ingår inte i analysen. En systemutvidgning utförs där restgas vid uppgradering med vattenskrubber och PSA efterbehandlas med en Regenerativ Termisk Oxidation (RTO) enhet. I den samhällsekonomiska analysen berörs också



investeringskostnaden för att ge läsaren ett perspektiv till det samhällsekonomiska värdet.

Beräkningarna visar att vid ett metanutsläpp från restgasen på <1 % är skillnaden mellan de olika uppgraderingsmetoderna liten. Reduktionen av koldioxidekvivalenter varierar mellan 260-290 g CO₂-ekvivalenter/kWh biogas beroende på vilka ingångsvärden som antas på elmix, värmeåtervinning och bränsle för uppvärmningsbehov. Detta resultat visar därmed att för varje etablering av en uppgraderingsanläggning måste hänsyn tas till de lokala förutsättningarna för att bästa miljönytta sammanvägt med ekonomisk rimlighet ska uppnås.

Ur ett samhällsekonomiskt perspektiv påverkar anläggningens och metanutsläppets storlek nyttan av att installera en RTO. Generellt innebär detta att anläggningar med ett metanutsläpp på < 1 % och anläggningar med ett metanutsläpp på < 2 % som är mindre än 100 Nm³/h skulle kunna installeras utan en RTO. Däremot kan riktigt stora anläggningar över 2000 Nm³/h med ett metanutsläpp på < 1 % och anläggningar med ett flöde över 100 Nm³/h och ett metanutsläpp på < 2 % ge en samhällsekonomisk nytta genom att installera en RTO.

För att rättvisa villkor ska kunna ställas bör flertalet frågor utredas innan beslut tas vilket visas nedan.

- Hur mycket värme skulle kunna återvinnas vid uppgradering?
- Är det en småskalig anläggning (< 100 Nm³/h) där biogas ska uppgraderas?
- Är det en storskalig anläggning (> 2000 Nm³/h) där biogas ska uppgraderas?
- Finns det tillgång till fjärrvärme?
- Finns det plats på området för att uppföra en biobränslepanna för att värma upp biogasprocessen?
- Finns det inom området för uppgraderingsanläggning en fjärrvärme- eller kraftvärmeanläggning?



Ordlista

Bar(a)	Absoluttrycket uttryckt i tryckenheten bar
BAT	Best Available Techniques – bästa tillgängliga teknik
BAT-slutsatser	Kapitel i BREF – branschvisa slutsatser om vad som är bästa tillgängliga teknik.
Biogas	Ett gasformigt bränsle som framställts av biomassa och vars energiinnehåll till övervägande del härrör från metan.
Begränsningsvärde	Kvantitativa krav på till exempel minskade utsläpp
BREF	BAT Reference Document – branschvis sammanställning av miljöskyddsteknik
CO ₂ -ekvivalenter	Koldioxidekvivalenter. Växthusgaserna ökar växthuseffekten olika mycket därför har dessa översatts till hur mycket koldioxid som skulle orsaka samma växthuseffekt.
Fordonsgas	Gasblandning (huvudsakligen metan av fossilt och/eller förnybart ursprung) som används som drivmedel till metangasdrivna fordon.
Framledningstemperatur	Temperatur på ingående media från fjärrvärmenät.
IED	Industriutsläppsdirektivet från engelskans Industrial Emissions Directive
Koldioxid	En vanlig gas som finns i atmosfären. Kemisk formel är CO ₂ . Koldioxid är en växthusgas och har en växthuseffekt på 1 g CO ₂ -ekv.
Metan	En vanlig gas som används som energibärare. Kemisk formel är CH ₄ . Metan är en växthusgas och har en växthuseffekt på minst 25 g CO ₂ -ekv.
Nm ³	En standardenhet som anges för 1 m ³ gas vid något val av standardtryck och temperatur.
RCO	Regenerativ katalytisk oxidation
Restgas	Den gas förutom fordonsgas som återstår vid uppgradering av biogas efter att koldioxid och andra icke önskvärda ämnen har separerats från biogas.
RTO	Regenerativ termisk oxidation
Riktvärde	Brukar anges vara ett värde som, om det överskrids, innebär en skyldighet för tillståndshavare att vidta åtgärder så att värdet kan hållas.
Rågas	Biogas som inte har uppgraderats till fordonsgas.
Svavelväte	En gas som består av svavel och väte och återfinns som en mindre beståndsdel i biogasen. Kemisk formel är H ₂ S. Svavelväte är inte en växthusgas.
Årsmedelvärde	Ett medelvärde baserat på ett års mätvärden.





Innehåll

1.	Bakgrund.....	14
1.1	Syfte och mål	15
2.	Metodbeskrivning	16
3.	Villkor för metanutsläpp från restgas	18
4.	Teknisk beskrivning.....	20
4.1	Uppgradering	20
4.1.1	Vattenskrubber	20
4.1.2	Pressure Swing Adsorption	21
4.1.3	Aminskrubber	23
4.1.4	Membran	24
4.2	Jämförelse mellan uppgraderingsteknikerna	25
4.3	Efterbehandling av restgas	26
4.3.1	Förbränning av restgas.....	27
4.3.2	Termisk och katalytisk förbränning av restgas.....	28
5	Systembeskrivning	30
5.1	Produktion av fordonsgas	30
5.1.1	Uppgradering.....	30
5.2	Systemutvidgning	32
5.2.1	Efterbehandling av restgas.....	32
6	Resultat.....	34
6.1	Reduktion av koldioxidekvivalenter.....	34
6.1.1	Reduktion av koldioxidekvivalenter med RTO	38
6.2	Samhällsekonomisk analys	40
7	Känslighetsanalys	43
7.1	Variation i elmix	43
7.2	Variation i emissionsfaktor	43
7.3	Biogas som värmekälla.....	44
8	Slutsatser	46
9	Referenser	47
	Publikationer.....	47
	Övriga källor.....	47
10	Bilaga 1 - Generell bakrundsdata	49
11	Bilaga 2 – Förändrad gödselhantering.....	50
12	Bilaga 3 – Villkor metanutsläpp.....	52



1. Bakgrund

Behovet av ökad biogasproduktion är stort för att Sverige och landets regioner ska kunna nå uppsatta miljö- och klimatmål. För att uppföra och driva en biogasanläggning i Sverige krävs miljötillstånd. Processerna kring miljötillstånden har under senare år ofta dominerats av frågor kring de emissioner som uppstår vid biogasproduktion. En av de stora frågorna berör metanutsläpp vid fordonsgasproduktion.

Det ligger i producentens intresse att så liten andel som möjligt av producerad biogas förloras eftersom det är mängden såld metan som genererar intäkt. Därmed kommer biogasproducenten att optimera fordonsgasproduktionen så att metanförlusterna blir så låga som möjligt samt genom noggranna drift- och underhållsrutiner, säkerställa att metanutsläpp från anläggningen minimeras. Detta innebär att både producent och beslutande myndighet har ett intresse i att påverka metanutsläpp vid produktion av fordonsgas.

Vid beslut om tillstånd enligt miljöbalken sätts oftast ett av villkoren på metanutsläpp från restgas vid uppgradering, eftersom det är det flöde av gas vid verksamheten som har ett metanutsläpp som kan kvantifieras. Exempelvis har avfall Sverige infört ett "frivilligt åtagande" för att stödja anläggningarna i att kartlägga och minska sina metanutsläpp i alla steg vid produktion av biogas och fordonsgas. I rapporten som sammanställer mätningar inom det frivilliga åtagandet anges det att värdena från restgas vid uppgradering oftast kan mätas på ett kontrollerat sätt medan mätosäkerheten vid ventilationsförluster är väldigt stor. Ventilationsförluster går däremot att täta, vilket innebär att om läcksökning utförs regelbundet så bör metanutsläppet vara lågt från dessa diffusa källor [Holmgren P 2012].

Vissa anläggningar har utifrån beslut om tillstånd enligt miljöbalken ett krav som säger att metanutsläpp från restgas ska minimeras medan resterande anläggningar har fått ett riktvärde eller årsmedelvärde på metanutsläpp från restgas vid uppgradering. Riktvärdet varierar från 0,2 till 2 % medan årsmedelvärdet varierar från 0,5 till 1 %¹.

Utredningen om fossilfri fordonsflotta anger att eftersom metan är en stark växthusgas är det viktigt att minska metanutsläppet i varje steg vid produktion av fordonsgas. Det konstateras också att det finns tekniska möjligheter att hålla metanutsläpp på en acceptabel nivå, men att det är viktigt att uppmärksamma och arbeta med detta [SOU 2013:84].

I Sverige har en utredning som anger bästa tillgängliga teknik (BAT) för metanutsläpp i den svenska fordonsgaskedjan tagits fram². Utredningen utgår från svenska förutsättningar. Här anges att ett metanutsläpp på 0,5 g CO₂/kWh biogas kan åstadkommas om uppgradering sker med en aminskrubber eller om efterbehandling med termisk oxidation tillämpas på restgasen från uppgradering [Göthe L 2013]. Hänsyn har dock inte tagits till projektspecifika förhållanden som avgör vilken typ av uppgraderingsteknik som är lämplig ur miljösynpunkt ur ett systemanalytiskt perspektiv.

¹ Se bilaga 3 för en sammanställning av villkor gällande metanutsläpp.

² Denna utredning berör inte framtagandet av BREF-dokument och dess BAT- slutsatser som pågår nu i och med införandet av industriutsläppsdirektivet (IED).



1.1 Syfte och mål

Syftet med projektet är att utifrån ett systemanalytiskt perspektiv visa hur villkor på metanutsläpp från restgas påverkar växthusgasbalansen vid uppgradering av biogas. Därmed kan kunskapen om frågorna kring metanutsläpp från restgas vid uppgradering öka hos såväl bransch som länsstyrelser, miljöprövningsdelegationer och tillsynsmyndigheter.

Resultatet ska kunna användas som underlag när frågor kring metanutsläpp från restgas uppstår. Så att med hjälp av mer fullständiga och likvärdiga underlag inför miljöprövning av biogasanläggningar kan samråds- och tillståndprocessen göras smidigare och villkoren för biogasanläggningar kan bli mer likvärdiga.



2. Metodbeskrivning

Denna studie bygger på systemanalys där miljöpåverkan i form av reduktion av koldioxidekvivalenter vid uppgradering av biogas, efterbehandling av restgas från uppgradering och referenssystem studeras. Systemanalysen utgår från ett energiperspektiv där variation i metanutsläpp, elbehov och värmebehov studeras vid uppgradering av biogas. Ersättningsbränslet i referenssystemen utgörs av bensin och diesel som drivmedel. Det antas att hälften av fordonsgasen ersätter fossila bränslen för lätta fordon och hälften av fordonsgasen ersätter fossila bränslen för tunga fordon. Resultatet redovisas som g CO₂-ekvivalenter/kWh biogas. Utifrån resultat från systemanalysen utförs även en samhällsekonomisk analys

Emissionsfaktorer för Nordisk elmix, bioenergi och svensk fjärrvärmemedel används vid beräkning av miljöpåverkan vid uppgradering av biogas³. Se bilaga 1 för generell bakgrundsdata. Tre känslighetsanalyser utförs där svensk elmix används istället för nordisk elmix, emissionsfaktorn från biobränsle och fjärrvärme varierar vid uppgradering med aminskrubber och att biogas används som värmekälla istället för biobränsle eller fjärrvärme.

Läsare bör vara medveten om att miljöpåverkan från svenskt fjärrvärmemedel är användbar generellt utan koppling till något enskilt fjärrvärmenät. Miljöpåverkan från svenskt fjärrvärmemedel är dock inte speciellt relevant som ett mått på miljöpåverkan från ett specifikt fjärrvärmenät eftersom en mix av fjärrvärme från olika nät inte existerar så som det gör för el. En annan viktig aspekt är att kalla år kräver mer fossila spetsbränslen. Det är alltså inte relevant att använda ett extremt kallt år som referensår. Referensåret för svensk fjärrvärmemedel för denna studie är 2008.

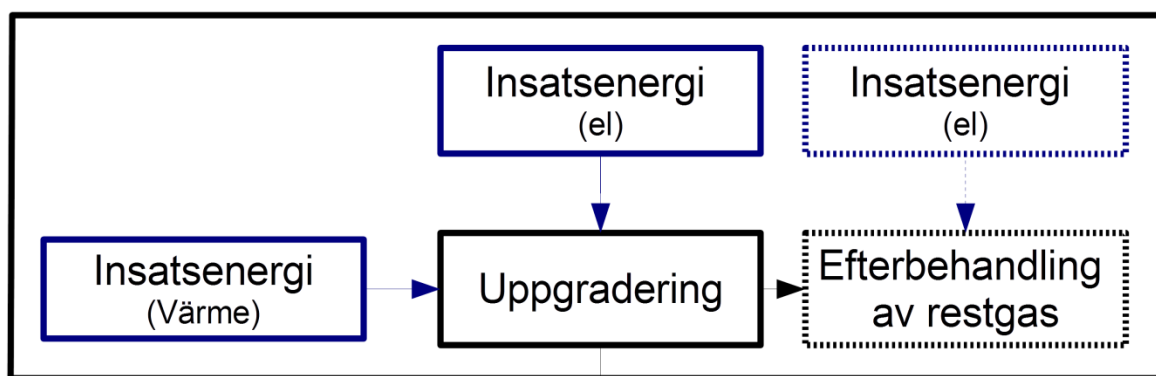
Den tekniska beskrivningen går igenom de konventionella tekniker som finns för uppgradering av biogas i gasform samt efterbehandling av restgas.

Den samhällsekonomiska analysen baseras på underlag framtaget i tidigare studier som visar biogasens samhällsekonomiska värde när fordonsgas ersätter fossila bränslen. Det samhällsekonomiska värdet beräknas som samhällsnyttan av minskade utsläpp vid efterbehandling av restgas. Här ingår positiva effekter på klimat, hälsa och miljö som erhålls till följd av utsläppsreduktioner då biogas ersätter fossila bränslen inom transportsektorn. Denna studie utgår från erfarenheten från tidigare studier gällande priset på koldioxid vilket antas vara 0,2 kr/kg till 3,50 kr/kg CO₂-ekvivalenter [Tufvesson mfl, 2013]. Det samhällsekonomiska värdet redovisas som kr/kWh.

³ El och värme används som processenergi vid uppgradering av biogas. Värme kan användas för att regenerera absorptionsmedel vid uppgradering med aminskrubber. Se avsnitt 4.1.3.



Systemgränserna för systemanalysen som visas i figur 1 sätts vid fabriksgrinden där biogasen uppgraderas till fordonsgas. Investeringskostnader, driftkostnader och service och underhållskostnader ingår inte i analysen. En systemutvidgning utförs där restgas vid uppgradering med vattenskrubber och Pressure Swing Adsorption (PSA) efterbehandlas med en Regenerativ Termisk Oxidation (RTO) enhet⁴. I den samhällsekonomiska analysen berörs också investeringskostnaden för att ge läsaren ett perspektiv till det samhällsekonomiska värdet.



Figur 1. Systemgränser för systemanalysen. Heldragen linje innebär att dessa delar ingår i systemanalysen. Streckade linjer innebär systemutvidgning. Blå färg visar på att det är insatsenergi i form av el eller värme som behövs för att utföra en handling vilket i detta fall är uppgradering av biogas eller efterbehandling av restgas. Handlingen visas i svart färg.

Tre flöden studeras vilket visas i tabell 1. Flödena är valda för att få ett stort spann i analysen där det lägsta flödet antas representera lantbruksanläggningar och de resterande flödena representerar samrötningsanläggningar i olika storlekar.

Tabell 1. Flöden som studeras i systemanalysen. Tre stycken flöden är valda för att få ett stort spann i analysen. Valda flöden är 100, 1000 och 2000 Nm³ biogas/h.

Nm ³ biogas/h	100	1000	2000

...Biogas antas i denna studie bestå av 60 % CH₄ och 40 % CO₂ vilket ger ett undre värmevärde på cirka 6 kWh/Nm³ biogas.

⁴ Metan oxideras och omvandlas till koldioxid. Se avsnitt 4.3.2.

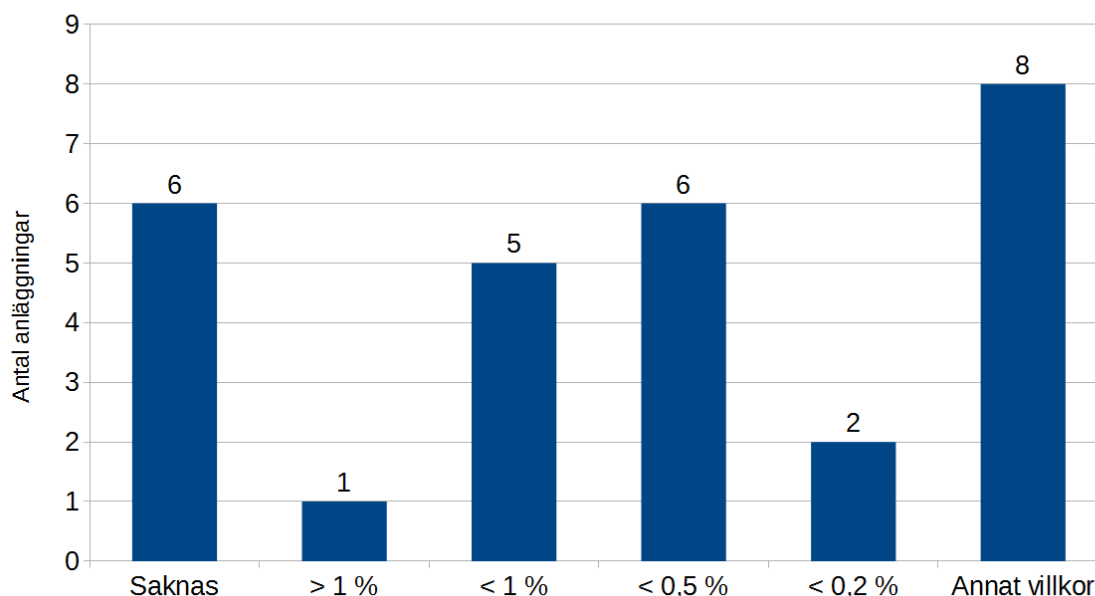


3. Villkor för metanutsläpp från restgas

I projektet har totalt 28 anläggningars villkor gällande metanutsläpp från restgas vid uppgradering av biogas sammanställts. Av anläggningarna har en anläggning inte erhållit tillstånd, det vill säga tillstånd har överklagats och slutlig dom har ännu inte getts.

Anläggningarna som omfattats i sammanställningen är uppgraderingsanläggningar uppförda vid eller i anslutning till tjugotvå samrötningsanläggningar, tre lantbruksanläggningar samt tre reningsverk. Se Bilaga 3 med anläggningarnas namn, verksamhetsutövare, vilken kommun anläggningen ligger i och villkorsformulering.

Av de 28 anläggningarna så har 14 anläggningar ett villkor oftast satt som en procentsats i form av ett riktvärde eller begränsningsvärde för metanutsläpp vid uppgradering beroende på när i tiden tillståndet beviljades. Observera att villkoret oftast formuleras så att procentsatsen gäller för ingående mängd metan från biogasproduktion men mäts via restgasen från uppgradering.



Figur 2. Fördelningen av villkor för metanutsläpp vid uppgradering. Av de 28 sammanställda anläggningarna så saknar 6 stycken ett villkor i beslutet, 1 anläggning har ett villkor på ett metanutsläpp som är högre än 1 % som i detta fall är högst 2 %, 5 anläggningar har ett villkor på ett metanutsläpp på högst 1 %, 6 anläggningar har ett villkor på högst 0,5 %, 2 anläggningar har ett villkor på högst 0,2 % och 8 anläggningar har ett annat villkor.

Av dessa har en anläggning ett villkor på 2 % metanutsläpp, fem anläggningar ett villkor på mindre än 1 % metanutsläpp, sex anläggningar ett villkor på mindre än 0,5 % metanutsläpp och två anläggningar ett villkor på mindre än 0,2 % metanutsläpp vid uppgradering. Det saknas även villkor för 6 av anläggningarna. För resterande 8 anläggningar har det angetts ett annat villkor. För sex av dessa syftar villkoret till att anläggningensägaren ska begränsa metanutsläpp vid uppgradering men det är inte angett hur verksamhetsutövaren ska utföra detta. I ett av fallen anges det att "restgasen från uppgraderingsanläggningen ska ledas till avfallskraftvärmeverket". Kraftvärmeverket är i detta fall en anläggning med kapacitet för att förbränna

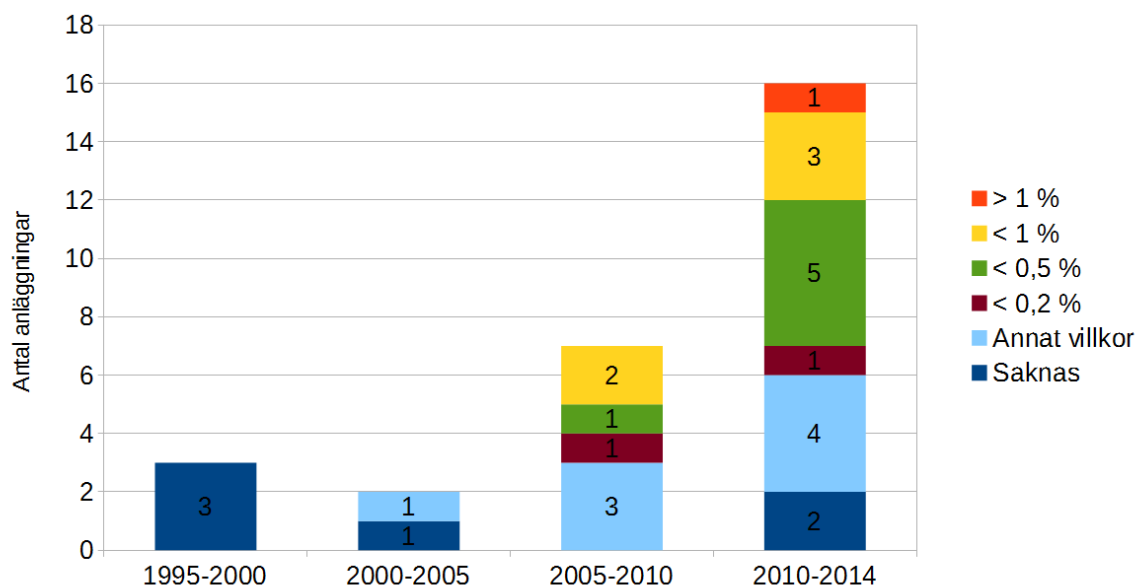


630 000 ton avfall per år och som är uppförd i anslutning till biogasanläggningen [SYSAV, Mål nr M 1251-13 2014-03-26]. I ett av fallen så får verksamhetsutövaren inte släppa ut biogas. Figur 2 visar en sammanställning av fördelningen av villkoren.

Tillstånd enligt miljöbalken har utfärdats under skilda tidsperioder beroende på när i tiden anläggningen uppfördes. Detta innebär att från att några få tillstånd har utfärdats under slutet på 1990 så har det utfärdats betydligt fler tillstånd under 2000 talet. Detta återspeglar även utvecklingen som har skett i Sverige där mer och mer biogas har uppgraderats till fordonsgas. Exempelvis så uppgraderades det cirka 900 GWh biogas 2013 medan det i slutet på 1990 talet enbart uppgraderades cirka 40 GWh biogas [gasbilen.nu 2014-09-24].

Som figur 3 visar så har det i denna studie inte identifierats något riktvärde eller begränsningsvärde på metanutsläpp från restgas vid uppgradering fram till år 2005. Utan villkor har istället saknats i beslutet för fyra av fem av dessa. Där villkor finns formulerat så anges det att "anläggningen ska utformas och verksamheten ska bedrivas så att metanutsläppen blir så små som möjligt". Från år 2005 till 2014 har 14 av 23 anläggningar fått ett riktvärde eller begränsningsvärde på metanutsläpp från restgasen. Av resterande anläggningar saknas det villkor för två anläggningar och resterande har fått ett annat villkor.

Förutom ett villkor på metanutsläppet så har även 3 av anläggningarna fått krav på sig att samla in restgasen från uppgraderingen tillsammans med andra luftströmmar för att behandlas så att risken för lukt minimeras⁵.



Figur 3. Årsvis fördelning av villkor uppdelat i femårs intervall. Mörkblå färg innebär att villkor saknas i beslut, ljusblå färg innebär att ett annat villkor har beslutats, brun färg innebär ett villkor på ett metanutsläpp på högst 0,2 %, grön färg innebär ett villkor på ett metanutsläpp på högst 0,5 %, gul färg innebär ett villkor på ett metanutsläpp på högst 1 % och röd färg innebär ett villkor som är högre än 1 % vilket i detta fall är högst 2 %.

⁵ Vissa behandlingsmetoder för lukt kan även hantera metan.



4. Teknisk beskrivning

I detta kapitel ges en kort beskrivning av respektive teknik. I beskrivningen ingår hur respektive teknik fungerar, hur mycket energi som behövs och metanutsläpp vid uppgradering och efterbehandling av restgas. Den tekniska beskrivningen av uppgraderingsanläggningar och underlag till beräkningarna är till största delen baserad på en publikation [Bauer mfl, 2013]. Den tekniska beskrivningen av efterbehandling av restgas är till största del baserad på PM framtaget inom EU projekt som Biogas sydöst medverkat i [energikontorsydost.se 2014-06-20].

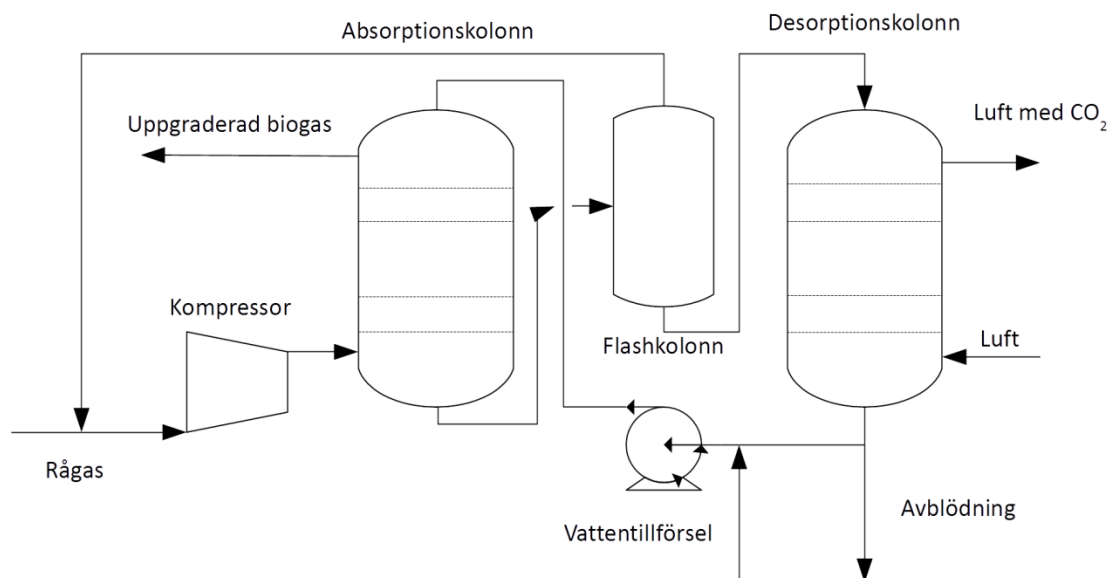
Underlag till beräkningarna har kompletterats vid kontakt med leverantörer inom området.

4.1 Uppgradering

För att öka energiinnehållet genom att höja koncentrationen av metan och därmed göra den lämplig att använda som fordonsbränsle behöver rågasen uppgraderas. I denna process separerar man koldioxid och metan vilket resulterar i att man får ett betydligt lägre innehåll av koldioxid i fordonsgasen. För detta ändamål används flera olika tekniker. Nedan följer en beskrivning av några av de vanligast förekommande teknikerna i Sverige samt en jämförelse mellan dessa.

4.1.1 Vattenskrubber

Vattenskrubber är en typ av fysisk skrubber och som namnet antyder används vatten för att separera koldioxid och metan. Generellt bygger tekniken på att koldioxid absorberas mycket bättre i vatten än vad metan gör. Se figur 4 för en schematisk bild över tekniken och beskrivning nedan för mer information.



Figur 4. Schematisk bild av vattenskrubber: Bearbetad från SGC rapport 2013:270.

Rågasen trycksätts före absorptionen, till ca 6-10 bar(a), och tillförs botten på ett absorptionstorn som är fyllt med fyllkroppar för att ge maximal massöverföring. Vatten pumpas in i toppen på absorptionskolonnen och möter rågasen motströms för att uppnå en hög effektivitet, vilket är ekvivalent med minimal energiförbrukning



och låg metanförlust. Metanet avgår i toppen av absorptionskolonnen och koldioxidhalten i den producerade gasen kan hållas under 0,5 volymprocent. Då en mindre mängd metan också absorberas i vattnet, leds vattnet efter absorptionskolonnen normalt till en flashkolonn där trycket sänks och en del gas avgår.

Metan avgår lättare än koldioxid från vattnet, varför gasen från flashkolonnen innehåller relativt hög halt metan som recirkuleras till absorptionen för återvinning av metan. Koldioxiden frigörs senare från vattnet i en desorptionskolonn genom att sänka trycket till atmosfärstryck och tillsättning av luft. Kvarvarande metan, knappt 1 % av ingående mängd, desorberar också från vattnet i detta steg.

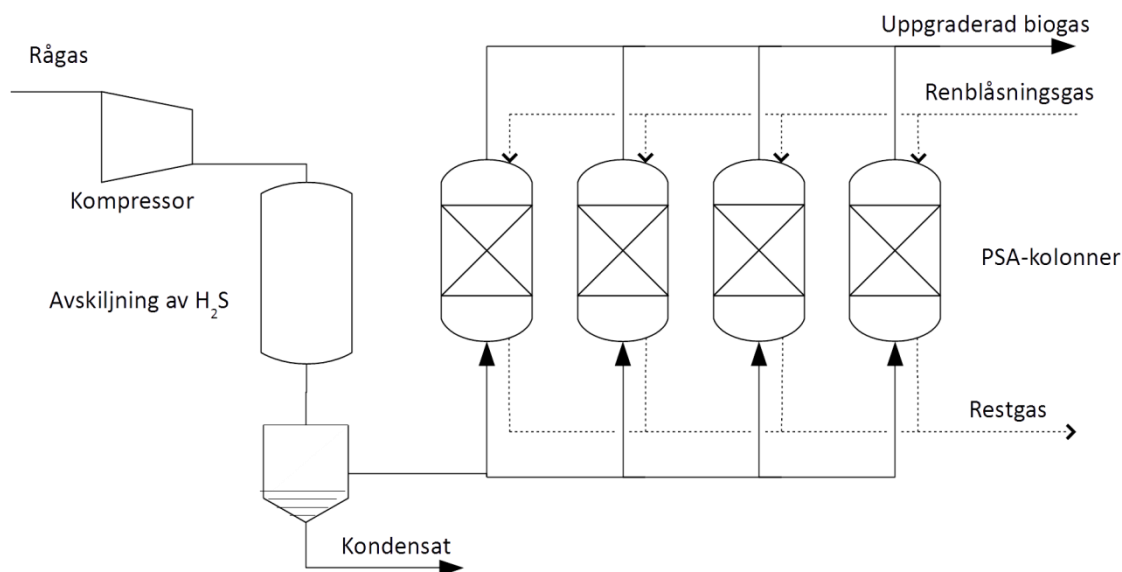
Förutom att metan absorberas till viss del i absorptionstornet behövs det stora mängder luft under regenerering av vattnet. Gasflödet ut från desorptionskolonnen är ca 2.5-4 gånger större än rågasflödet in till anläggningen beroende på leverantör av uppgraderingsanläggning. Detta resulterar i att metan återfinns i en relativt låg koncentration i restgasen.

4.1.2 Pressure Swing Adsorption

Pressure Swing Adsorption (PSA) är en torr metod i vilken fysikaliska egenskaper för de gaser som önskas separeras utnyttjas, vilket innebär att metan och koldioxid separeras baserat på dess interaktioner med en adsorbent. Adsorbenterna karakteriseras av ämnen som är porösa, fasta och har en hög specifik yta för att uppnå maximal kontakt mellan gas och adsorbent, zeoliter och aktivt kol är exempel på sådana ämnen.



Figur 5 visar ett förenklat flödesschema för en uppgraderingsanläggning baserat på PSA-teknik.



Figur 5. Schematisk bild av PSA: Bearbetad från SGC rapport 2013:270.

Varje kolonn i en PSA-anläggning genomgår i huvudsak av fyra moment vid separation av koldioxid från biogasen: trycksättning, drift, tryckreduktion och regenerering. Under driften flödar rågas som är trycksatt till ca 4-10 bar(a) genom kolonnen. Majoriteten av metanet kommer att passera genom kolonnen medan koldioxid adsorberas på bädden. Matningen pågår tills all adsorbent är mättad med koldioxid efter vilket inloppet stängs och trycket sänks. För att desorbera koldioxiden från bädden sänks trycket till atmosfärstryck eller strax under. Vanligtvis lämnar den koldioxidrika gasen anläggningen i denna fas.

Efter tryckreduktionen påbörjas regenerering av kolonnen. För att regenerera kolonnen fylls denna med uppgraderad gas och kvarvarande koldioxid kommer då avlägsnas. Därefter trycksätts kolonnen igen och en ny cykel kan påbörjas. För att säkerställa att en kolonn alltid finns i driftsfasen används flera parallella kolonner i PSA-anläggningar, anläggningar med fyra respektive sex kolonner är vanligast med det finns också varianter i drift. Med hjälp av ett ventilsystem växlas funktionen för de olika kolonnerna under ett visst tidsförlopp så att ett semi-kontinuerligt system erhålls.

Vid användning av flera kolonner finns det många sätt att modifiera processcykeln för att öka utbytet av metan från rågasen till uppgraderad gas samt minska metanförlusten och energiförbrukningen. Ökat antal kolonner och processkonfigurationer leder dock till ökade installationskostnader samt mer komplexa system. Detta resulterar i en avvägning mellan kostnad och effektivitet.

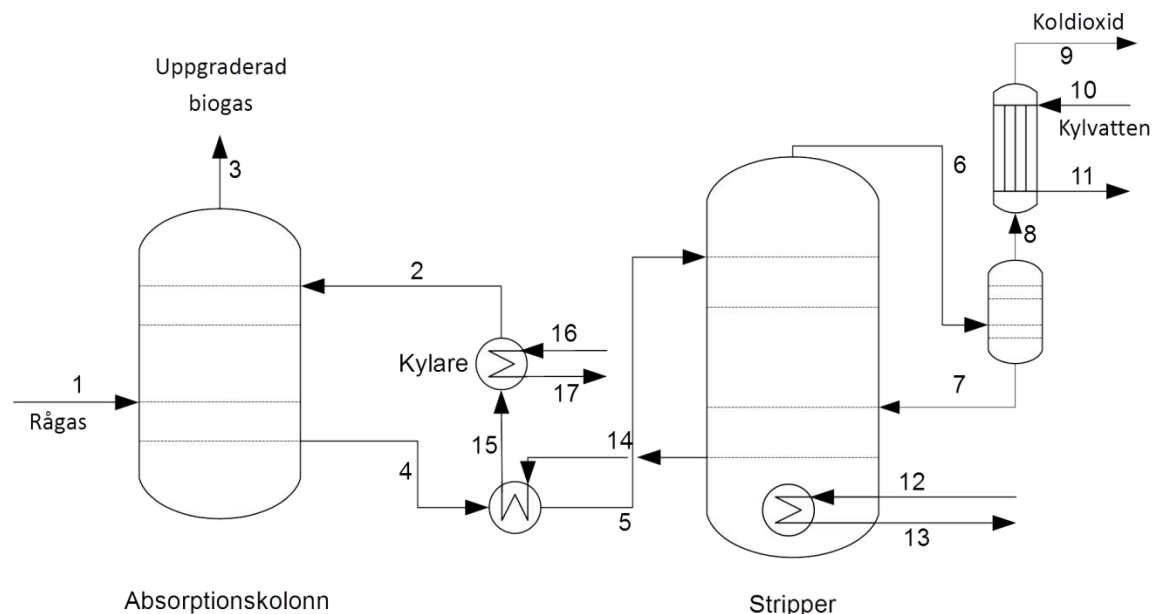
Innan trycksänkningen påbörjas är utrymmet mellan partiklarna i adsorptionskolonnerna fyllt med gas av den kvalitet som ska uppgraderas. För att minska metanförlusten är kolonnerna vanligtvis sammankopplade så att gasen som frigörs vid trycksänkningen används för att trycksätta en annan kolonn, vilket också



minskar energiförbrukningen i processen. Restgas från regenereringen innehåller endast koldioxid och en mindre mängd metan.

4.1.3 Aminskrubber

Aminskrubbern är en kemisk skrubber där aminer används som absorbent, till vilken koldioxid binder kemiskt. En blandning av metyldietanolamin (MDEA) och piperazin (PZ) är en vanligt förekommande aminsammansättning i de anläggningar som i dagsläget är i bruk. Processen är uppbyggd på ett likartat sätt som vattenskrubbern, se figur 6.



Figur 6. Schematisk bild av aminskrubber: Bearbetad från SGC rapport 2013:270.

Rågasen matas in i botten av absorptionskolonnen och aminlösningen i toppen. I kolonnen bildar koldioxiden ett kemiskt komplex med absorbenten, denna reaktion är exoterm vilket resulterar i lösningen värms upp från 20-40°C, den initiala temperaturen, till 45-65°C. Då aminen knappt reagerar med metan avgår denna i toppen av kolonnen. Ur ett termodynamiskt perspektiv gynnas absorption av koldioxid av en låg temperatur då detta resulterar i att mer koldioxid kan adsorberas. En högre temperatur främjar dock ett hastigare absorptionsförlopp och är därför gynnsamt från en kinematisk synvinkel.

Vid drift är trycket i absorptionskolonnen vanligtvis 1-2 bar(a). Regenerering av absorptionsvätskan från koldioxid sker med hjälp av ånga eller hetvatten vid 120°C och aminskrubbern har därför en förhållandevis hög energiförbrukning. Aminlösningen injiceras i toppen av strippern och i botten tillförs tillräckligt med värme för att aminlösningen ska börja koka. Bildad vattenånga resulterar i att partialtrycket för koldioxiden sänks och tillförd värme bryter det kemiska komplexet mellan koldioxid och aminen. Trycket i strippern är ca 1,5-3 bar(a).

Det finns också en möjlighet att sänka kokpunkten i aminlösningen från 120 °C till 90 °C genom att använda vakuumpumpar vilket ökar elbehovet men möjliggör för användning av andra värmekällor än biogas exempelvis fjärrvärme.



Eftersom metoden bygger på kemisk reaktion mellan absorbenten och koldioxid, absorberas mycket små mängder metan. Detta innebär att förlusterna av metan blir nästintill obefintliga. Vid regenereringen erhålls koldioxid med hög renhet, typiskt mer än 99,5 volymprocent. Processen kräver inget förhöjt tryck, vilket innebär att inget onödigt kompressionsarbete krävs. Komprimering av gasen kan ske efter uppgradering.

Vid kemisk absorption är energiåtgången för regenerering stor men om det finns avsättning för spillvärmen kan dock energibalansen väsentligt förbättras genom energiåtervinning.

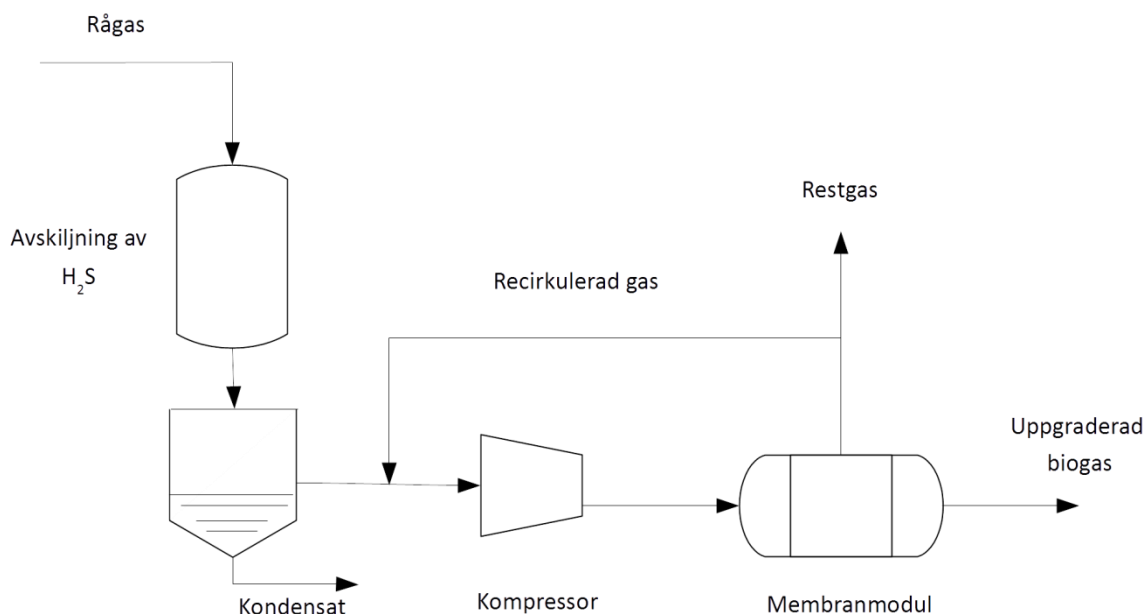
4.1.4 Membran

Ett membran är ett filter som kan separera komponenter både baserat på dess kemiska och fysikaliska egenskaper. Storlek på de komponenter som önskas separeras är den vanligast förekommande egenskapen att utnyttja. I ett sådant fall kommer komponenter med en mindre storlek att passera genom membranet, permeat, medan de komponenter som är större hålls kvar av membranet, retentat.

I uppgraderingsanläggningar är membranet designat så att metan stannar i retentatströmmen medan koldioxid passerar membranet och återfinns i permeatet. Vattenånga och väte är lite mindre än koldioxid vilket innebär att även dessa komponenter kan avskiljas från biogasen med membran.

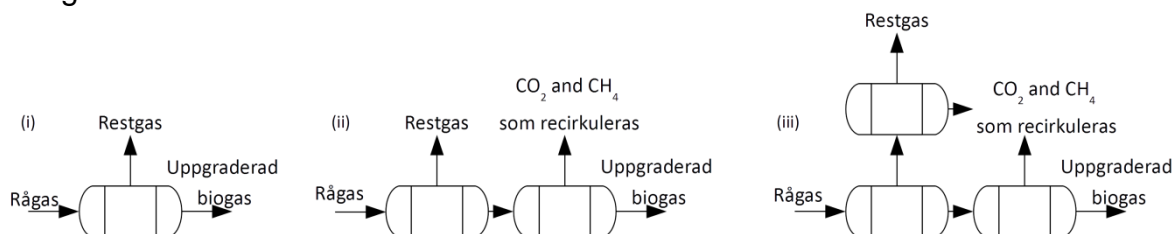


I figur 7 nedan illustreras hur en uppgraderingsanläggning med membrantechnik ser ut.



Figur 7. Schematisk bild över en uppgraderingsanläggning baserat på membrantechnik: Bearbetad från SGC rapport 2013:270.

Initialt renas rågasen från ej önskvärda föreningar, bland annat svavelväte samt vatten och innan gasen matas in membranenheten komprimeras gasen till 5-20 bar(a). Membranenheten kan konstrueras på olika sätt. I enheten kan en, två, tre och fyra membranmoduler ingå, se figur 8 som visar de vanligaste konfigurationerna.



Figur 8. Olika konfigurationer på membranenheten: Bearbetad från SGC rapport 2013:270.

Den enklaste designen består av endast en membranmodul vilket vanligtvis medför låg energiförbrukning men relativt hög metanförlost, 8-10% eftersom ingen gas recirkuleras.

Användning av fler moduler möjliggör recirkulation av metanrik gas vilket resulterar i ett minskat metanutsläpp och ju fler moduler som ingår i membranenheten desto högre metanutbyte går att uppnå. Vid användning av två membranmoduler återfinns ca 2-4 % av metanet i restgasen och med tre moduler minskar metanutsläppet till 0,5 %.

4.2 Jämförelse mellan uppgraderingsteknikerna

Syftet med uppgraderingsanläggningen är främst att separera koldioxid från rågasen för att producera fordonsgas som uppfyller den svenska



fordonsgasstandarden eller att uppfylla kraven som finns för att injicera uppgraderad biogas på naturgasnätet.

Restgasen från membran och PSA-anläggningar samt aminskrubbern innehåller nästintill enbart koldioxid och en mindre del metan. Till skillnad från övriga tekniker innehåller restgasen från vattenskrubbern även stora mängder luft då detta krävs för desorption av koldioxid.

Tabell 2 visar metanutsläpp, elbehov och värmebehov för konventionella uppgraderingsanläggningar. Läsaren bör vara medveten om att dessa värden avser en vältrimmad anläggning eftersom erfarenhet från svenska anläggningar visar att metanutsläppet kan variera beroende på driftförhållanden.

Av beskrivna uppgraderingsmetoder är metanutsläppet i en aminskrubber lägst. Membrananläggningar med tre moduler har också ett lågt metanutsläpp, dock är förlusten högre om färre moduler används där metanutsläppet oftast begränsas av ekonomiska och fysikaliska skäl. Vattenskrubber och PSA kan ha ett högre metanutsläpp än membrananläggningar med minst tre moduler. Alla tekniker har ett elbehov vilket varierar något. Reningskrav, kapacitet, design och leverantör är de faktorer som påverkar elbehovet mest. Elbehovet för vattenskrubber, PSA och membran är ungefär likvärdigt där skillnaden internt beror på storleken på enheten. Det innebär att mindre anläggningar relativt sett har ett högre elbehov än större anläggningar. Elbehovet för en aminskrubber är lägre än övriga tekniker men istället så finns det också ett värmebehov. Elbehovet för aminskrubbern är beroende av om vakuum används vid regenerering av absorptionsvätskan.

Värmebehovet under regenerering av aminlösningen beror till viss del av koldioxidkoncentrationen i rågasen. Av tillförd värmeenergi kan en viss mängd återanvändas, beroende på årstid, för bland annat uppvärmning av rötchammaren.

Tabell 2. Visar vanliga värden som anges i litteraturen för metanutsläpp, elbehov och värmebehov för de valda uppgraderingsteknikerna. Dessa är vattenskrubber och PSA med ett metanutsläpp på 1-2 %, aminskrubber med ett metanutsläpp på 0,1 % och membran med ett metanutsläpp på 0,5-4 %.

Teknik	Vattenskrubber	PSA	Aminskrubber	Membran
Metanutsläpp (% av ingående metan)	1-2	1-2	0,1	0,5-4 ⁶
Elbehov (kWh/Nm ³ rågas)	0,23-0,3	0,2-0,3	0,11-0,18	0,2-0,3
Värmebehov (kWh/Nm ³ rågas)	-	-	0,6	-

4.3 Efterbehandling av restgas

Det finns flertalet tekniker för efterbehandling av restgas. Valet av teknik styrs av de lokala förutsättningarna. Restgasten skulle exempelvis kunna förbrännas i befintlig biogaspanna, biobränslepanna eller närliggande kraftvärmeanläggning. Förutom ovan nämnda alternativ så finns även andra metoder för att oxidera metanet såsom regenerativ termisk oxidation (RTO) eller regenerativ katalytisk förbränning (RCO).

I Sverige finns det ett projekt som använder restgas från vattenskrubber som förbränningsluft i biobränslepanna [Swedish Biogas International, 2014]. Det finns

⁶ Avser en membrananläggning med två eller tre moduler medan det i Sverige enbart har installerats anläggningar med tre moduler.



projekt som har sökt tillstånd för att leda bland annat restgas till kraftvärmeverk [SYSAV, Mål nr M 1251-13 2014-03-26]. Det finns projekt där restgas från uppgradering planeras att blandas med deponigas för samförbränning [hemab.se 2014-06-20]. Det finns också flertalet RTO anläggningar installerade i Sverige som behandlar restgas från uppgraderingsanläggning. Nedan redovisas de lösningar som anses vara aktuella i Sverige.

Valet av teknik styrs till stor del av metan- och svavelhalten i restgasen, gasflödet och mängden insatsenergi som behövs. Vid uppgradering av biogas kan gasflödet vara både lågt och högt beroende på uppgraderingsteknik och om andra flöden inkluderas, metanhaltens är låg och det kan finnas svavelväte i restgasen. Detta innebär att tekniker som kan hantera låga halter av metan och inte kräver stora mängder insatsenergi är att föredra.

Läsaren bör vara medveten om att restgasen från uppgradering av biogas kan samlas upp tillsammans med ventilationsluften och därmed hanteras tillsammans med luktreducerande åtgärder. I detta sammanhang är oftast restgasflödet ett mindre flöde beroende på ventilationsluftens storlek. För en genomgång av reningstekniker avseende lukt hänvisas till rapporten ” Utvärdering och rekommendationer för reningsteknik avseende på lukt vid anläggningar för återvinning av organiskt avfall och kommunala reningsverk” [Barr mfl, 2013].

4.3.1 Förbränning av restgas

En gaspanna installeras oftast vid biogasproduktion för uppvärmning av biogasprocessen om det inte finns en annan möjlig värmekälla tillgänglig. Oftast anger leverantören av gaspannan en lägsta koncentration av metan i gasen som ska förbrännas. Denna brukar ligga kring 40 vol% metan. Eftersom metanhaltens i restgasen är låg (< 2 %) kan inte en självuppehållande förbränning äga rum i en konventionell gaspanna, med enbart restgasen som bränsle. Om restgasen ska förbrännas i en gaspanna krävs därför stödbränsle, såsom naturgas, biogas eller deponigas.

I moderna vattenskrubberanläggningar är restgasen utspädd i en stor luftvolym. En möjlighet är att använda denna luft som förbränningsluft till en gaspanna. Problematiken här ligger ofta i att restgasen har större flöden än vad som krävs som förbränningsluft till pannan för uppvärmning av biogasanläggning [Holmgren M, 2011]. Om även möjlig uppsamlad ventilationsluft inkluderas så skulle flödet bli ännu större.

Förbränning av restgasen från övriga uppgraderingstekniker i gaspanna innebär andra utmaningar eftersom restgasen från dessa flöden till stor del består av koldioxid som inte kan förbrännas. Restgasen skulle istället kunna blandas med rågas innan förbränning som sänker koncentrationen av metan vilket kan leda till driftproblem för gaspanna. Även här skulle flödet kunna bli för stort om ventilationsluften inkluderas.

En biobränslepanna är ett alternativ till en gaspanna som möjliggör att all biogas kan uppgraderas till fordonsgas istället för att användas som processvärme. I en biobränslepanna förbränns exempelvis flis, GROT, salix eller annat trädbänsle. För en genomgång av miljönyttan när biobränsle ersätter fordonsgas som värmekälla hänvisas till rapporten ”systemoptimerad produktion av biogas” [Lantz mfl, 2009].

På samma sätt som för gaspannan så finns det begränsningar i mängd förbränningsluft som kan tillföras biobränslepannan. I vissa fall kan det dock vara så



att pannan är dimensionerad för ett utökat värmebehov utöver biogasprocessen vilket innebär att förbränningsluften skulle kunna hanteras. Detsamma gäller för kraftvärme- eller fjärrvärmeanläggningar som också kan ha ett större behov av förbränningsluft.

4.3.2 Termisk och katalytisk förbränning av restgas

Idag finns det kommersiella regenerativa enheter baserade på antingen RTO eller RCO. Dessa behandlar vanligtvis flöden över 10 000 Nm³/h. Det finns också leverantörer av utrustning som kan behandla lägre flöden där vissa anger att de kan hantera restgas efter uppgradering av biogas. Flera av dessa leverantörer har containerbaserade produkter som är anpassade efter ett specifikt flödesintervall. Flödet på restgasen från uppgradering måste därför ibland spädas ut för att komma upp till produktens flödesintervall vilket kan öka elbehovet. Om koncentrationen av metan däremot är för låg, kan det istället behövas tillförsel av extern energi vilket också ökar elbehovet. Ett annat sätt är att tillåta ett ökat metanutsläpp vid uppgradering och därmed få tillräckligt hög koncentrationen av metan i restgasen.

Både RTO och RCO är tekniker som också kan användas som reningsteknik för omhändertagande av möjlig luktförekomst från restgas vid uppgradering. I praktiken så är flödet från restgasen ett mindre flöde när ventilationsluften också omhändertas. Det kan dock vara ett intressant alternativ för uppgraderingsanläggningar som inte uppförs i anslutning till produktionsanläggningen. Detta eftersom att möjlig reningsteknik som omhändertar lukt från uppgraderingsanläggning skulle kunna ersättas.

Katalytisk oxidation

Vissa metallers katalytiska verkan (platina, palladium, kobolt) sänker påtagligt aktiveringsenergin för oxidation av metan med luftens syre så att man kan få fullständig förbränning även vid låga metanhalter. Man bör dock undvika alltför höga metanhalter eftersom det finns risk för överhettning av katalysatorn. När systemet kommit igång fungerar metoden utan tillskott av energi.

Observera att beroende på val av katalysator kan metoden vara mycket känslig för förgiftning av katalysatorn med svavelväte. Detta innebär att svavelvätet bör tas bort innan kontakt med katalysator för metan. Här finns det olika typer av lösningar där det finns leverantörer som tillämpar avsvavling med extern teknik eller en ytterligare katalysator som tar bort svavelvätet.

Det har i denna studie varit svårt att få tag på leverantörer som levererar RCO till biogasanläggningar och de leverantörer som har angett att de kan leverera har inte kunnat ange driftsdata som behövs för denna studie.

Termisk oxidation

Regenerativ termisk oxidation arbetar med ett antal mycket välisolerade värmelager som kan absorbera oxidationsvärmens från metanförbränningen. I ett startskede värms oxidationsbädden upp med hjälp av värmeelement tills önskad temperatur är nådd. Därefter släpps gasen in och oxidationen startar.

Värmen används för att värma restgasen från uppgraderingsanläggningen till den temperatur som krävs för reaktionen, som i sin tur avger värme. Värmen som frigörs lagras sedan i värmelagret. Man kan få en tillräckligt hög temperaturnivå för



oxidationen i hela anläggningen genom att växla restgasströmmen mellan värmelagren. Processen är okänslig för svavelväte, i motsats till katalytisk oxidation.

Lämplig koncentration av metan i restgasen vid efterbehandling med RTO är 0,2-0,6 vol%⁷. Vid en koncentration på 0,18 vol% metan är RTO-enheterna självförsörjande ur energisynpunkt. Det går också att modifiera enheten vilket resulterar i att den självförsörjande koncentrationen kan sänkas till 0,1 vol% genom val av annat medium [Megtech, 2014]. I Tabell 3 nedan listas information från leverantör av RTO.

Tabell 3. Visar driftsdata för RTO för anläggningar som kan hantera restgas inom flödesintervallet 300 – 5000 Nm³ restgas [Megtech, 2014].

Alternativ	RTO
Undre gräns metan i restgas för självförsörjning (Vol % CH ₄)	0,18
Övre gräns för metan i restgas (Vol % CH ₄)	0,6
Flöde (Nm ³ restgas/h)	>300
I drift (kW)	0,6-11
Stand by (kW)	5-18
Reningsgrad (%)	>98

⁷ Denna procentsats är inte samma procentsats som anges som metanutsläpp i tillståndet.



5 Systembeskrivning

I följande kapitel ges en översiktlig beskrivning av de antaganden som gjorts gällande energianvändning vid uppgradering och behandling av restgas.

5.1 Produktion av fordonsgas

När biogasen lämnar röt-kammaren består den huvudsakligen av metan och koldioxid. För att uppfylla svensk standard för fordonsgas antas det att koldioxid och andra komponenter avskiljs tills gasen håller en metanhalt på cirka 97 %.

Det antas att samtliga anläggningar har trimmats in vilket innebär att det är de optimala förhållandena som beskrivs nedan.

5.1.1 Uppgradering

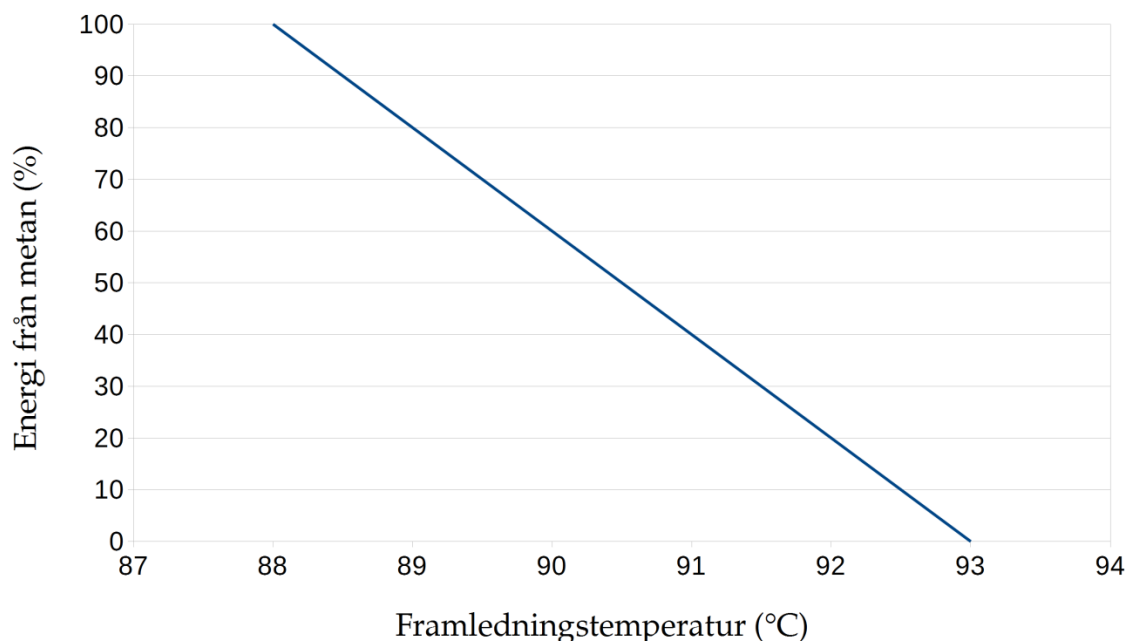
Elbehovet för samtliga anläggningar är baserat på leverans av uppgraderad biogas med ett tryck på 4 bar eller lägre. Metanutsläppet är baserat på konventionella anläggningar som saluförs av leverantörer. Metanutsläppet för membranläggning är baserat på en trestegsmodul eftersom det är denna typ av anläggning som hittills har installerats i Sverige. Val av aminskrubber baseras på den fördelningen som finns i Sverige idag vilket innebär att fjärrvärme antas vara värmekällan. Hänsyn tas dock till användning av bioenergi i känslighetsanalysen för att återspegla svenska förhållanden⁸.

Vid användning av fjärrvärme behöver framledningstemperaturen vara minst 93 °C. Då temperaturen är mindre än 93 °C kan inte tillräckligt med energi överföras med hjälp av fjärrvärme och förbränning av biogas eller annan energibärare är då nödvändig. Om temperaturen är mindre än 88 °C kan fjärrvärmesystemet inte längre bidra med någon energi och all energi måste då genereras genom förbränning av biogas. I figur 9 nedan visas hur behovet av energi från metan varierar med framledningstemperaturen i fjärrvärmenätet.

Fjärrvärmenätets temperatur kan variera under året i takt med värmelasten. Det är vanligt att nätens temperatur sommartid går ner mot 65-60 °C, men det finns undantag. En del större företag som producerar absorptionskyla sommartid kan hålla en framledningstemperatur runt 90 °C året om. Framledningstemperaturen är också beroende av avståndet mellan biogasanläggningen och fjärrvärmeproduktionen [Svensk Fjärrvärme, 2014]. I utförda beräkningar har en framledningstemperatur på 93°C antagits.

⁸ Enligt leverantör för de aminskrubbar som sålts till Sverige använder tre stycken biogas, två stycken naturgas, fyra stycken externt biobränsle i form av flis eller pellets och två stycken använder fjärrvärme. De anläggningar som har biogas eller naturgas som värmekälla levererades 2002-2009 och de med externt biobränsle/fjärrvärme som värmekälla levererades 2010-2014 [Purac Puregas, 2014].





Figur 9. Energibehov från metan i % beroende av framledningstemperatur på ett fjärrvärmenät. Metan antas i detta fall härstamma från biogas. Figuren visar att om temperaturen understiger 93 °C så behövs det tillsättas biogas.

I tabell 4, 5 och 6 anges elbehovet, möjligt värmebehov, metanutsläpp och mängd uppgraderad biogas vid tre olika rågasflöden; 100, 1000 och 2000 Nm³/h.

Läsaren bör vara medveten om att skillnaden mellan tabell 5 och 6 enbart är mängd producerad och uppgraderad biogas vilket innebär att resultatet kommer att vara likvärdigt när detta presenteras som reduktion av CO₂-ekvivalenter/kWh biogas. Skillnaden är istället av intresse för den samhällsekonomiska analysen vilket visas i avsnitt 4.2.

Tabell 4. Visar valda värden i analysen för elbehov, värmebehov, metanutsläpp och mängd uppgraderad biogas beroende på metanutsläppet gällande uppgradering av 100 Nm³ biogas.

100 Nm ³ biogas	Vattenskrubber & PSA	Aminskrubber	Membran
Elbehov (kWh/Nm ³ rågas)	0,30	0,15	0,30
Värmebehov (kWh/Nm ³ rågas)	-	0,60	-
Metanutsläpp (% av ingående flöde)	1,00–2,00	0,10	0,50
Uppgraderad biogas (GWh/år)	5,14–5,19	4,65	5,21

Tabell 5. Visar valda värden i analysen för elbehov, värmebehov, metanutsläpp och mängd uppgraderad biogas beroende på metanutsläppet gällande uppgradering av 1000 Nm³ biogas.

1000 Nm ³ biogas	Vattenskrubber & PSA	Aminskrubber	Membran
Elbehov (kWh/Nm ³ rågas)	0,25	0,14	0,25
Värmebehov (kWh/Nm ³ rågas)	-	0,60	-
Metanutsläpp (% av ingående flöde)	1,00–2,00	0,10	0,50
Uppgraderad biogas (GWh/år)	51,40-51,90	46,65	52,15



Tabell 6. Visar valda värden i analysen för elbehov, värmebehov, metanutsläpp och mängd uppgraderad biogas beroende på metanutsläppet gällande uppgradering av 2000 Nm³ biogas.

2000 Nm ³ biogas	Vattenskrubber & PSA	Aminskrubber	Membran
Elbehov (kWh/Nm ³ rågas)	0,25	0,14	0,25
Värmebehov (kWh/Nm ³ rågas)	-	0,60	-
Metanutsläpp (% av ingående flöde)	1,00–2,00	0,10	0,50
Uppgraderad biogas (GWh/år)	102,70-103,80	93,30	104,30

5.2 Systemutvidgning

Vid systemutvidgning utvidgas systemet och omfattar då, förutom ovanstående delar, den miljöpåverkan som fås då metanutsläppet från restgas efterbehandlas med RTO.

5.2.1 Efterbehandling av restgas

I detta scenario antas det att restgas från vattenskrubber och PSA ska efterbehandlas med en RTO. Observera att målet med att använda en RTO är att oxidera metanet i restgasen och därmed minimera metanutsläppet. Detta innebär att metanutsläppet kan komma att sänkas lägre än angivna villkorsnivåerna i kapitel 2. Observera att det också finns anläggning som vid drift har ett metanutsläpp som är på samma nivåer som uppgraderingsanläggningar utan RTO exempelvis på grund av fel i destruktionsanläggning [Holmgren P 2012].

I tabell 7, 8 och 9 anges restgasflöde, utspätt till lämplig metankoncentration, från en vattenskrubber och PSA-anläggning vid tre olika rågasflöden; 100, 1000 och 2000 Nm³/h. Observera att RTO modeller kan hantera ett flödesintervall vilket innebär att om två olika flöden ges så kan fortfarande likadan modell användas.

Elbehovet har beräknats där det har antagits att uppstart sker två gånger, att enheten står stand by 20 h/år och att enheten är i drift under 8700 h varje år. Det antas också att uppvärmning av en kall RTO-enhet till oxidationstemperatur, ca 980 °C, tar ca 24 h.

Tabell 7. Visar elbehovet och kvarvarande metan från metanutsläpp efter behandling vid en produktion på 100 Nm³ biogas. Metankoncentrationen har späts ut för samtliga alternativ.

100 Nm ³ biogas	Vattenskrubber (1-2 %)	PSA (1-2 %)
Flöde till RTO-enhet (Nm ³ restgas/h)	300	300
Metankoncentration (vol%)	0,2-0,4	0,2-0,4
Elbehov (Wh/Nm ³ restgas)	2,4	2,4
Metanutsläpp (% av ingående metan till RTO-enheten)	2	2

Tabell 8. Visar elbehovet och kvarvarande metan från metanutsläpp efter behandling vid en produktion på 1000 Nm³ biogas. Metankoncentrationen har späts ut för vattenskrubbern.

1000 Nm ³ biogas	Vattenskrubber (1-2 %)	PSA (1-2 %)
Flöde till RTO-enhet (Nm ³ restgas/h)	2500	2000
Metankoncentration (vol%)	0,24–0,48	0,3-0,6
Elbehov (Wh/Nm ³ restgas)	2,1	2,1
Metanutsläpp (% av ingående metan till RTO- enheten)	2	2



SGC Rapport 2014:299

Tabell 9. Visar elbehovet och kvarvarande metan från metanutsläpp efter behandling vid en produktion på 2000 Nm³ biogas. Metankoncentrationen har spätts ut för vattenskrubbern.

2000 Nm ³ biogas	Vattenskrubber (1-2 %)	PSA (1-2 %)
Flöde till RTO-enhet (Nm ³ restgas/h)	5000	4000
Metankoncentration (vol%)	0,24–0,48	0,3-0,6
Elbehov (Wh/Nm ³ restgas)	2,06	2,06
Metanutsläpp (% av ingående metan till RTO-enheten)	2	2



6 Resultat

Detta kapitel visar reduktionen av CO₂-ekvivalenter för en vattenskrubber och PSA med ett metanutsläpp från restgas på 1 respektive 2 %, membranuppgradering med tre moduler vilket ger ett metanutsläpp på 0,5 % och en aminskrubber med fjärrvärme som värmekälla som har ett metanutsläpp på 0,1 %.

En systemutvidgning utförs där restgasen från uppgradering efterbehandlas med RTO för vattenskrubber och PSA för att sänka metanutsläppet till en likvärdig eller lägre nivå jämfört med membran och aminskrubber. Nedan förklaras stegen som ingår i analysen.

- Ersättning fossilt drivmedel: Här ersätts bensin och diesel som är fossila bränslen med fordonsgas.
- Fordonsgas: När fordonsgas används som drivmedel antas det att det förekommer ett mindre metanutsläpp.
- Metanutsläpp: Anger storleken på metanutsläppet från restgas vid uppgradering. Regleras oftast av tillståndet enligt miljöbalken.
- Värmebehov. Insatsenergi i form av värme vid uppgradering med aminskrubber. Insatsenergin är i basfallet fjärrvärme.
- Elbehov: Insatsenergi i form av el vid uppgradering med aminskrubber. Insatsenergin är i basfallet nordisk elmix.

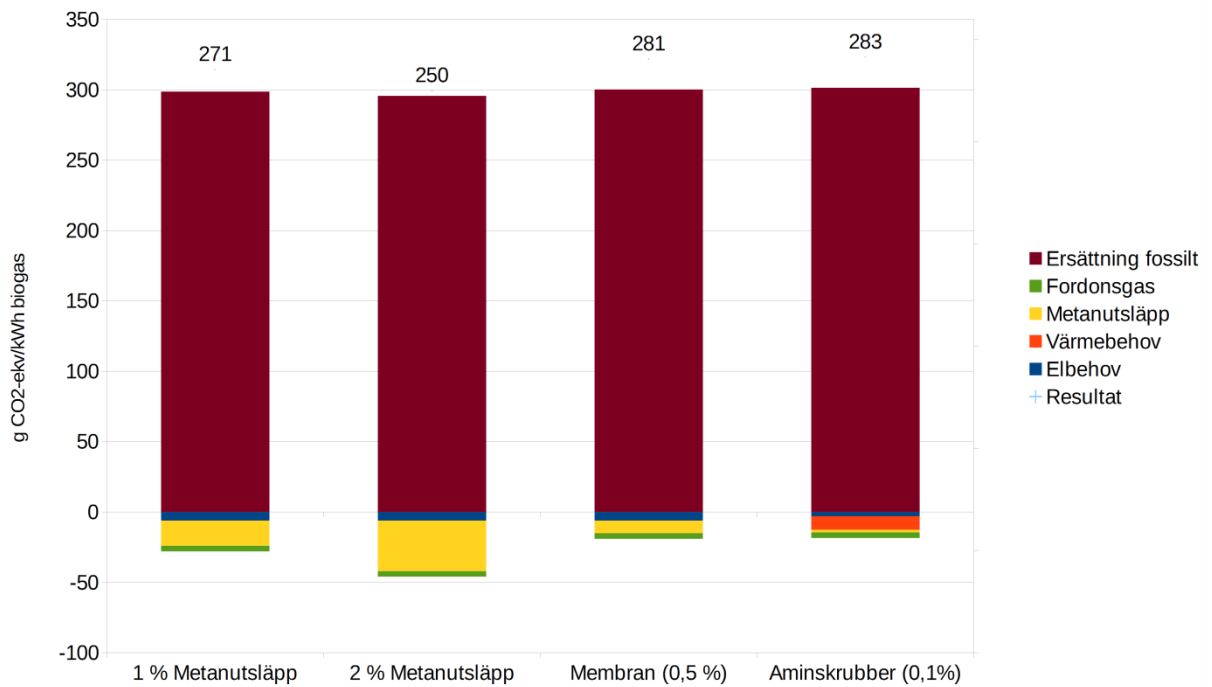
Reduktionen av koldioxidekvivalenter för 100 Nm³ biogas jämfört med 1000-2000 Nm³ biogas skiljer sig åt med 1 g CO₂-ekvivalenter/kWh biogas. Skillnaden beror på att det har antagits att det specifika elbehovet är högre vid ett lägre flöde än vid ett högre flöde medan metanutsläppet inte förändras. Detta anses vara en marginell skillnad och tas inte vidare upp i kapitlet.

6.1 Reduktion av koldioxidekvivalenter

När biogas ersätter bensin eller diesel fås en reduktion på cirka 300 g CO₂-ekvivalenter/kWh biogas utan hänsyn till de steg som inkluderas i systemanalysen. Reduktionen av koldioxidekvivalenter är i storleksordningen 250-280 g CO₂-ekvivalenter/kWh biogas när dessa steg inkluderas. Skillnaden är beroende av storleken på metanutsläppet från restgas vid uppgradering, metanutsläpp vid användning av fordonsgas som drivmedel och mängd samt typ av insatsenergi.

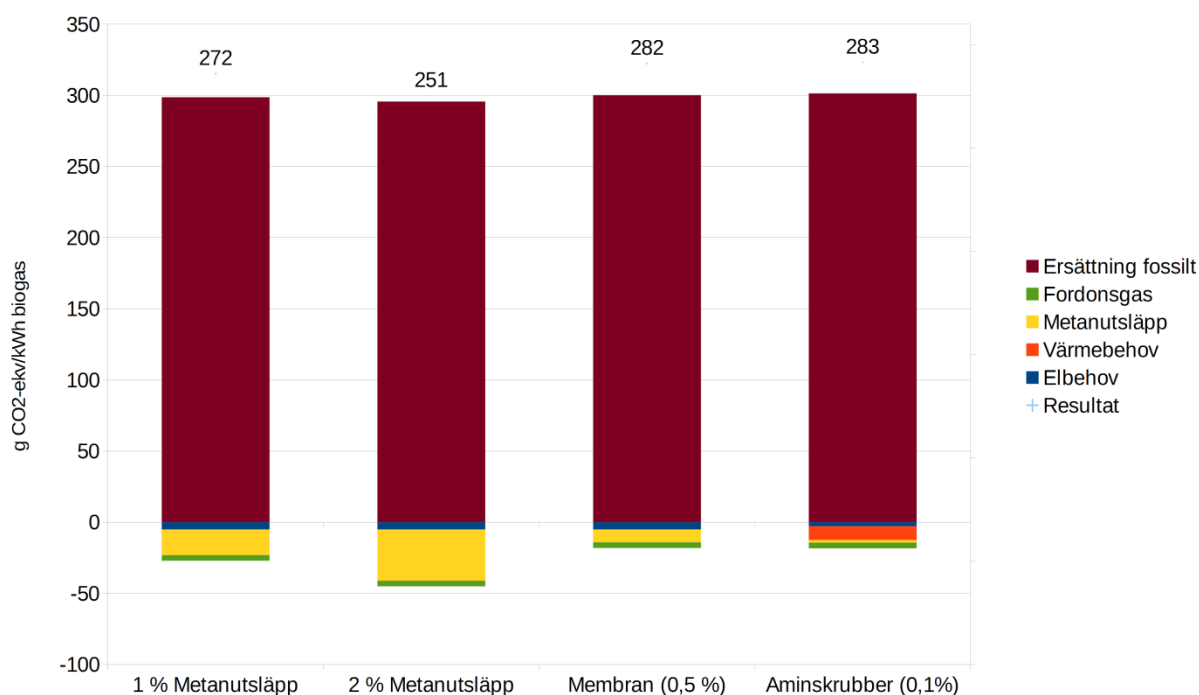
Resultat varierar med cirka 30 g CO₂-ekvivalenter/kWh biogas mellan alternativet som har högst och lägst metanutsläpp. Denna minskar till cirka 10 g CO₂-ekvivalenter/kWh biogas när metanutsläppet sänks till 1 %. Skillnaden mellan membran och aminskrubber är enbart 1 g CO₂-ekvivalenter/kWh biogas. Denna marginella skillnad beror på att metanutsläppet från restgasen och elbehovet för membranalternativet är i samma storleksordning som metanutsläppet från restgasen, värmebehovet och elbehovet för aminskrubbern.





Figur 10. Reduktion av CO₂-ekvivalenter för ett flöde på 100 Nm³/h. Figuren visar skillnaden i reduktion av koldioxidekvivalenter beroende på vilken teknik som används samt vilket metanutsläpp som är antaget. Tekniker som studeras är vattenskrubber och PSA med ett metanutsläpp på 1-2 %, Membran med ett metanutsläpp på 0,5 % och aminoskrubber med ett metanutsläpp på 0,1 %. Resultatet som visas i form av svarta siffror ovan varje stapel är bruttoreduktionen av koldioxidekvivalenter. Röd färg i staplarna visar nettoreduktionen av koldioxidekvivalenter, övriga färger är de kategorier som bidrar till skillnaden mellan netto och bruttoreduktionen.





Figur 11. Reduktion av CO₂-ekvivalenter för ett flöde på 1000-2000 Nm³/h. Figuren visar skillnaden i reduktion av koldioxidekvivalenter beroende på vilken teknik som används samt vilket metanutsläpp som är antaget. Tekniker som studeras är vattenskrubber och PSA med ett metanutsläpp på 1-2 %, Membran med ett metanutsläpp på 0,5 % och aminskrubber med ett metanutsläpp på 0,1 %. Resultatet som visas i form av svarta siffror ovan varje stapel är bruttoreduktionen av koldioxidekvivalenter. Röd färg i staplarna visar nettoreduktionen av koldioxidekvivalenter, övriga färger är de kategorier som bidrar till skillnaden mellan netto och bruttoreduktionen.

Som figur 10 och 11 visar så är metanutsläppet från restgas den faktor som påverkar resultatet i störst utsträckning. Utsläpp av koldioxidekvivalenter från insatsenergi i form av el och värme är lägre eftersom el- och värmeproduktionen, med de antaganden som gjorts, i stor utsträckning sker från icke-fossila källor.

Metanutsläppet vid användning av fordonsgas som drivmedel är marginell i sammanhanget och beror på hur mycket biogas som uppgraderas till fordonsgas. I detta sammanhang ett utsläpp på cirka 4 g CO₂-ekvivalenter/kWh biogas.

En jämförelse kan göras med metanutsläpp från hela delen av fordonsgaskedjan som inkluderar produktion av substrat, biogasproduktion, uppgradering, distribution, tankning och drift utifrån beräkningsmetodik i EUs förnybarhetsdirektiv. Växthusgasreduktionen är cirka 49-92 % beroende på vilket substrat som används [Börjesson mfl, 2013]. Detta kan jämföras med figur 10 och 11 som enbart tar hänsyn till uppgradering och drift vilket ger en reduktion på cirka 85-94 %.



Som tabell 10 nedan visar så är skillnaden i reduktionen av koldioxidekvivalenter cirka 34 g CO₂-ekvivalenter/kWh biogas vid 2 % metanutsläpp jämfört med aminskrubber. Skillnaden minskar till cirka 16 g CO₂-ekvivalenter/kWh biogas ekvivalenter när metanutsläppet är 1 % jämfört med aminskrubber. Skillnaden mellan vattenskrubber och PSA med ett metanutsläpp på 2 och 1 % och membran är cirka 27 respektive 9 g CO₂-ekvivalenter/kWh biogas. Skillnaden mellan membran och aminskrubber är cirka 7 g CO₂ ekvivalenter/kWh biogas.

Tabell 10. Visar metanutsläpp angett som g CO₂-ekvivalenter/kWh biogas för alternativen. Alternativen är vattenskrubber och PSA med 1-2 % metanutsläpp, membran med 0,5 % metanutsläpp och aminskrubber med 0,1 % metanutsläpp.

Alternativ	2 % Metan- utsläpp	1 % Metan- utsläpp	0,5 % Membran	0,1 % Amin- skrubber
Metanutsläpp (g CO ₂ ekvivalenter/ kWh biogas)	36,0	18,0	9,0	1,8

Tabell 10 kan även jämföras med medelutsläppen av metan för svenska uppgraderingsanläggningar från ventilationsförluster och restgas som ligger på ett intervall mellan 5-30 g CO₂-ekvivalenter/kWh biogas. Här anges även att bedömd BAT för uppgradering är 5 g CO₂-ekvivalenter/kWh biogas [Göthe L 2013]. Metanförluster från ventilationen bedöms dock vara väldigt osäkra och svåra att mäta men går att täta om anläggningsägaren läcksöker och åtgärdar läckorna. Metanutsläppet från restgasen går däremot att mäta på ett kontrollerat sätt [Holmgren P 2012]. Läsaren bör därför ta hänsyn till att medelutsläppen är till viss del missvisande vid jämförelse med tabell 10 när hänsyn tas till ventilationsförlusterna vid uppgradering eftersom medelutsläppet från restgasen är lägre än 5-30 g CO₂-ekvivalenter/kWh biogas.

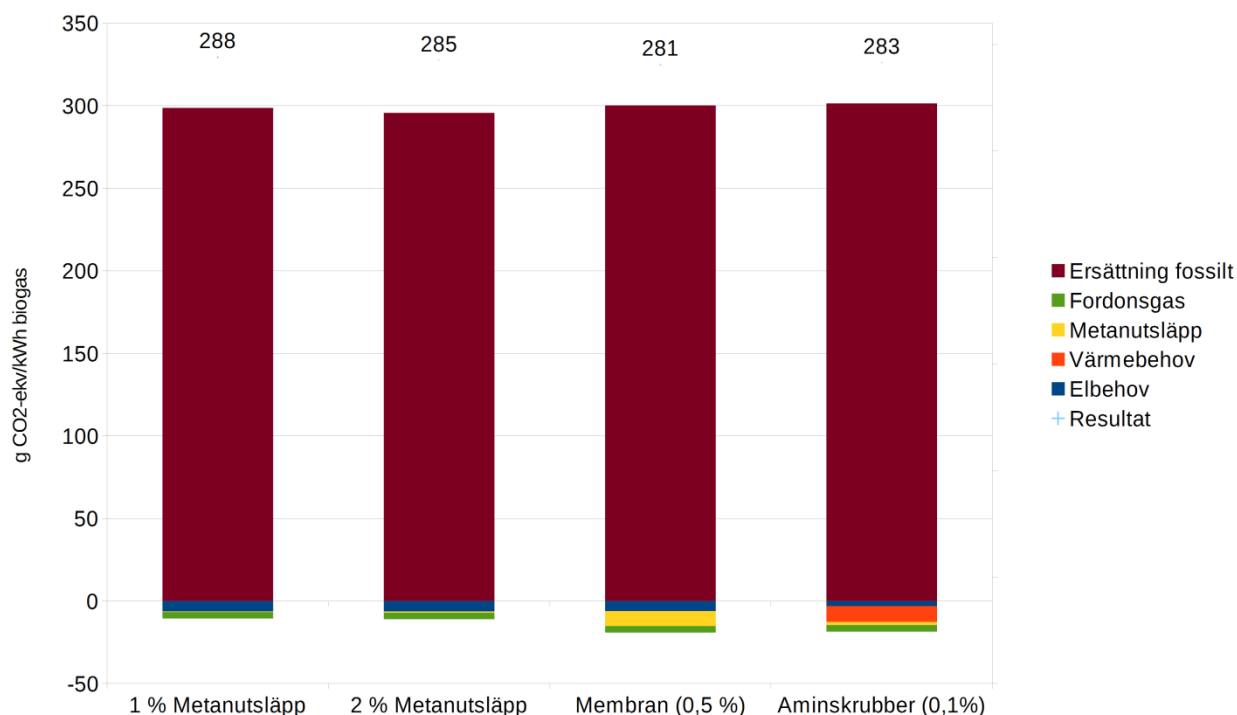
En jämförelse kan även göras med bedömda metanutsläpp från hela delen av fordonsgaskedjan som inkluderar biogasproduktion, uppgradering, distribution, tankning och drift som ligger på 70-80 g CO₂-ekvivalenter/kWh biogas. Här anges även att bedömd BAT för hela delen av fordonsgaskedjan är 10-11 g CO₂-ekvivalenter/kWh biogas [Göthe L 2013].



6.1.1 Reduktion av koldioxidekvivalenter med RTO

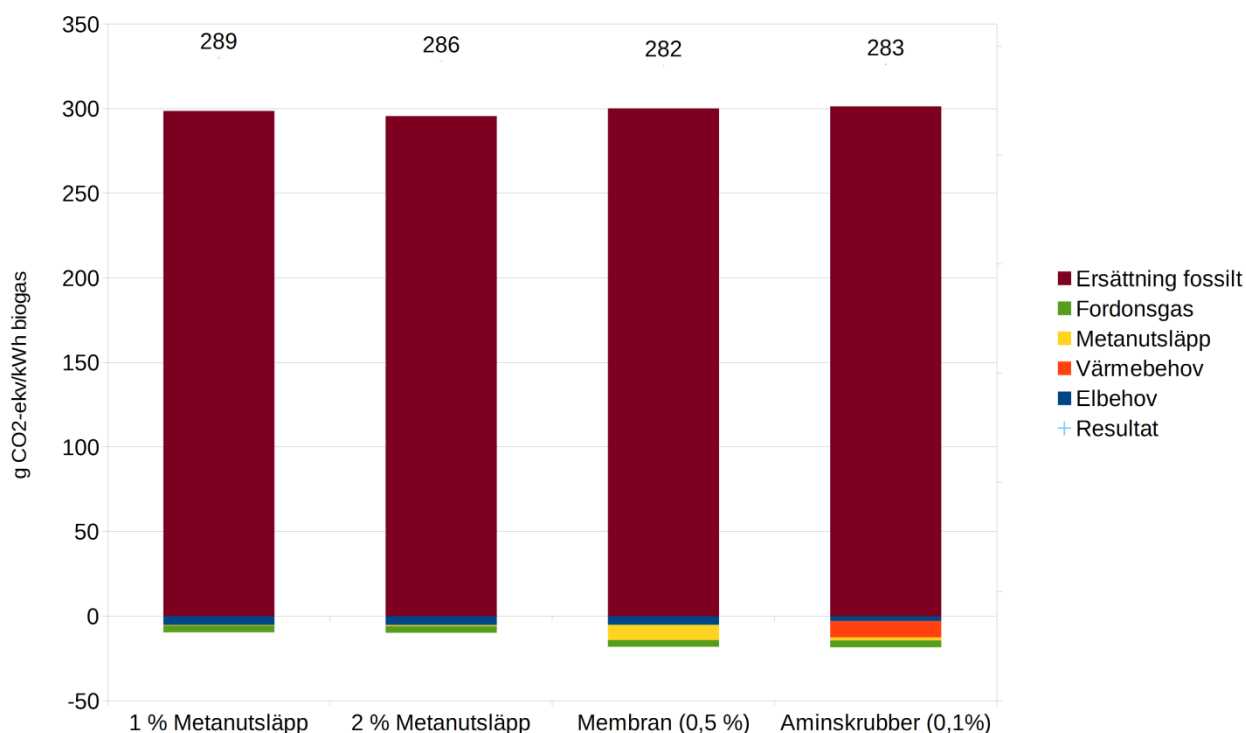
När biogas ersätter bensin eller diesel fås även här en reduktion på cirka 300 g CO₂-ekvivalenter/kWh biogas utan hänsyn till de steg som inkluderas i systemanalysen. Reduktionen av koldioxidekvivalenter är i storleksordningen 280-290 g CO₂-ekvivalenter/kWh biogas. Skillnaden är beroende av storleken på metanutsläppet från restgas vid uppgradering, metanutsläpp vid användning av fordonsgas som drivmedel och mängd samt typ av insatsenergi.

Skillnaden mellan alternativen minskar till cirka 10 g CO₂-ekvivalenter/kWh biogas mellan vattenskrubber och PSA som har högst metanutsläpp ochaminskrubber som har lägst metanutsläpp. Denna minskar till cirka 2-3 g CO₂ ekvivalenter/kWh biogas när metanutsläppet sänks till 1 %. Skillnaden mellan membran ochaminskrubber är i detta alternativ också 1 g CO₂-ekvivalenter/kWh biogas eftersom inget har förändrats för dessa.



Figur 12. Reduktion av CO₂-ekvivalenter för ett flöde på 100 Nm³/h. Figuren visar skillnaden i reduktion av koldioxidekvivalenter beroende på vilken teknik som används samt vilket metanutsläpp som är antaget. Tekniker som studeras är vattenskrubber och PSA med ett metanutsläpp på 1-2 % som efterbehandlas med en RTO, Membran med ett metanutsläpp på 0,5 % ochaminskrubber med ett metanutsläpp på 0,1 %. Resultatet som visas i form av svarta siffror ovan varje stapel är bruttoreduktionen av koldioxidekvivalenter. Röd färg i staplarna visar nettoreduktionen av koldioxidekvivalenter, övriga färger är de kategorier som bidrar till skillnaden mellan netto och bruttoreduktionen.





Figur 13. Reduktion av CO₂-ekvivalenter för ett flöde på 1000-2000 Nm³/h. Figuren visar skillnaden i reduktion av koldioxidekvivalenter beroende på vilken teknik som används samt vilket metanutsläpp som är antaget. Tekniker som studeras är vattenskrubber och PSA med ett metanutsläpp på 1-2 % som efterbehandlas med en RTO, Membran med ett metanutsläpp på 0,5 % och aminoskrubber med ett metanutsläpp på 0,1 %. Resultatet som visas i form av svarta siffror ovan varje stapel är bruttoreduktionen av koldioxidekvivalenter. Röd färg i staplarna visar nettoreduktionen av koldioxidekvivalenter, övriga färger är de kategorier som bidrar till skillnaden mellan netto och bruttoreduktionen.

Som figur 12 och 13 visar så är metanutsläppet från restgas den faktor som påverkar resultatet i störst utsträckning. Utsläpp av koldioxidekvivalenter från el och värme är lägre eftersom el- och värmeproduktionen, med de antaganden som gjorts, i stor utsträckning sker från icke-fossila källor.

Eftersom mängden biogas som har ersatt fossila drivmedel är likvärdigt basfallet är metanutsläppet vid användning av fordonsgas som drivmedel likvärdig basfallen. I detta sammanhang ett utsläpp på cirka 4 g CO₂-ekvivalenter/kWh biogas.

En jämförelse kan göras med metanutsläpp från hela delen av fordonsgaskedjan som inkluderar produktion av substrat, biogasproduktion, uppgradering, distribution, tankning och drift utifrån beräkningsmetodik i EUs förnybarhetsdirektiv. Växthusgasreduktionen är cirka 49-92 % beroende på vilket substrat som används [Börjesson mfl, 2013]. Detta kan jämföras med figur 10 och 11 som enbart tar hänsyn till uppgradering och drift vilket ger en reduktion på cirka 94-97 %.



Som tabell 11 nedan visar så är skillnaden i reduktionen av koldioxidekvivalenter för vattenskrubber och PSA med 2 % metanutsläpp och installerad RTO cirka 1 g CO₂ ekvivalenter/kWh biogas jämfört med aminskrubber. Skillnaden i metanutsläpp ökar till cirka 1,4 g CO₂ ekvivalenter/kWh biogas ekvivalenter när metanutsläppet är 1 %. Skillnaden mellan vattenskrubber och PSA med ett metanutsläpp på 1 % och membran med ett metanutsläpp på 0,5 % är cirka 8,5 g CO₂ ekvivalenter/kWh biogas.

Tabell 11. Visar metanutsläpp angett som g CO₂-ekvivalenter/kWh biogas, för alternativen. Alternativen är vattenskrubber och PSA med 1-2 % metanutsläpp som efterbehandlas med RTO, membran med 0,5 % metanutsläpp och aminskrubber med 0,1 % metanutsläpp.

Alternativ	2 % Install- erad RTO	1 % Install- erad RTO	0,5 % Membran	0,1 % Amin skrubber
Metanutsläpp (g CO ₂ ekvivalenter/ kWh biogas)	0,7	0,4	9,0	1,8

Tabell 11 kan även jämföras med medelutsläppen av metan för svenska uppgraderingsanläggningar från ventilationsförluster och restgas som ligger på ett intervall mellan 5-30 g CO₂-ekvivalenter/kWh biogas där efterbehandling med termisk oxidation har ett metanutsläpp på 10 g CO₂-ekvivalenter/kWh biogas. Här anges även att bedömd BAT för uppgradering är 5 g CO₂-ekvivalenter/kWh biogas [Göthe L 2013]. Metanförluster från ventilationen bedöms dock vara väldigt osäkra och svåra att mäta men går att täta om anläggningsägaren läcksöker och åtgärdar läckorna. Metanutsläppet från restgasen går däremot att mäta på ett kontrollerat sätt [Holmgren P 2012]. Läsaren bör därför ta hänsyn till att medelutsläppen är till viss del missvisande vid jämförelse med tabell 10 när hänsyn tas till ventilationsförlusterna vid uppgradering eftersom medelutsläppet från restgasen är lägre än 5-30 g CO₂-ekvivalenter/kWh biogas.

En jämförelse kan även göras med bedömda metanutsläpp från hela delen av fordonsgaskedjan som inkluderar biogasproduktion, uppgradering, distribution, tankning och drift som ligger på 70-80 g CO₂-ekvivalenter/kWh biogas. Här anges även att bedömd BAT för hela delen av fordonsgaskedjan är 10-11 g CO₂-ekvivalenter/kWh biogas [Göthe L 2013].

6.2 Samhällsekonomisk analys

I detta avsnitt visas det samhällsekonomiska värdet för att efterbehandla restgas från vattenskrubber och PSA med en RTO för att sänka metanutsläppet till en likvärdig eller lägre nivå jämfört med membran och aminskrubber. Metanutsläppet från vattenskrubber och PSA antas vara 1-2 % vardera och anses återspegla uppgifter från leverantörer. Se kapitel 3 för mer information om metanutsläpp från restgas vid uppgradering av biogas och kapitel 4 för förutsättningarna för beräkningarna.

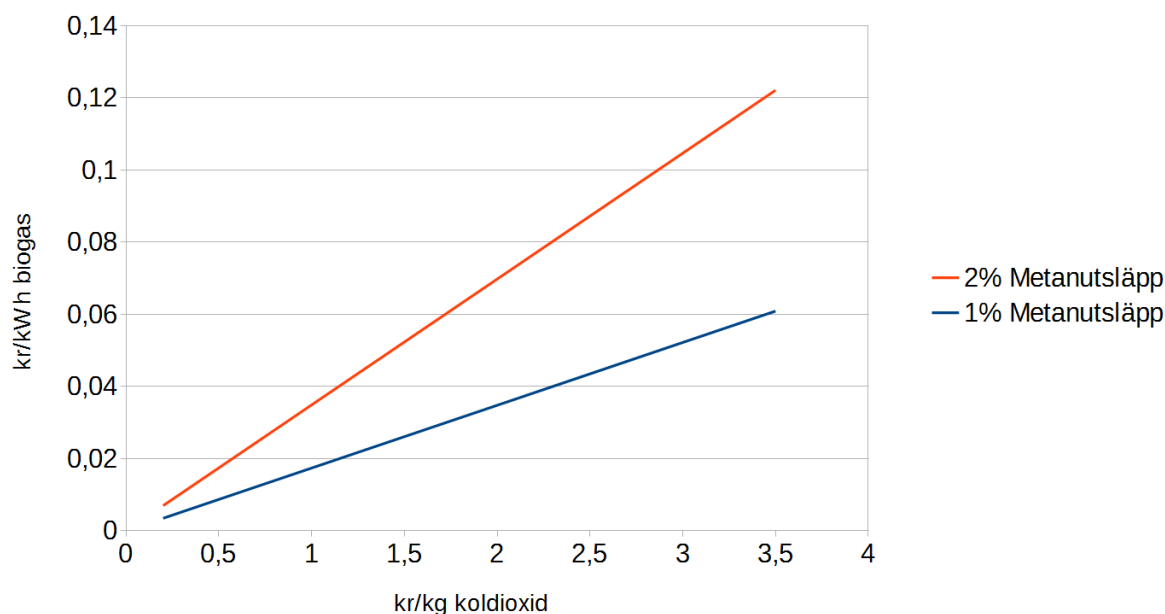
Det har gjorts flertalet studier där det samhällsekonomiska värdet uppskattas. I dessa studier tas hänsyn till hela kedjan från produktion till slutanvändning av fordonsgas samt indirekta effekter såsom förändrad gödselhantering när gödsel rötas⁹. Det samhällsekonomiska värdet har i dessa rapporter beräknats till cirka

⁹ Förändrad gödselhantering tas upp i Bilaga 2



0,30–2,5 kr/kWh biogas beroende på val av metod och värdering av undvikt växthusgasutsläpp [Tufvesson mfl, 2013].

För att uppskatta kostnaden av en utsläppsminskning av växthusgaser finns flera metoder och tillvägagångssätt exempelvis priset på koldioxidskatt och priset på utsläppsrättigheter. Flertalet studier har gjorts där kostnaden av en utsläppsminskning har diskuterats. Dessa har angivit värden kring 0,2 kr/kg till 3,50 kr/kg CO₂-ekvivalenter [Tufvesson mfl, 2013] Denna studie utgår från ovan angivna värdering av utsläppsminskning av koldioxidekvivalenter vilket visas i figur 14 nedan.



Figur 14. Visar det samhällsekonomiska värdet med efterbehandling i en RTO. På x axeln visas prisintervallet på koldioxid och y axeln visar resultatet som är beroende av storleken på metanutsläppet och priset på koldioxid.

När restgasen efter uppgradering efterbehandlas med en RTO ger det en reduktion på cirka 17-35 g CO₂-ekvivalenter/kWh biogas beroende på metankoncentration i restgasen. Detta är likvärdigt med en samhällsekonomisk nytta på cirka 0,004-0,06 kr/kWh biogas för 1 % metanutsläpp och cirka 0,007-0,12 kr/kWh biogas för 2 % metanutsläpp vilket kan jämföras med värdena ovan.

Det samhällsekonomiska värdet påverkas också av den tekniska livslängden på RTO anläggningen. Detta eftersom investeringskostnaden inte bör överstiga det samhällsekonomiska värdet under enhetens livslängd med tanke på de insatser som behövs för att införskaffa ytterligare en enhet. Investeringskostnaden varierar beroende på val av teknik, leverantör, gasflöde, gaskomposition och reningsgrad. Uppskattningsvis så ligger kostnaden på cirka 2 - 4 Mkr beroende på storlek av anläggning.

I tabell 12 och 13 visar det beräknade årliga samhällsekonomiska besparingen när en RTO används under en 10 års period. Som det framgår av tabellerna så kan 1 % metanutsläpp ge en högre investeringskostnad än besparingen. Ett metanutsläpp på 2 % och ett lågt flöde kan också ge en högre investeringskostnad



än besparing dock innebär ett flöde högre än 2000 Nm³/h eller ett metanutsläpp på högre än 2 % att en RTO skulle kunna vara en godtagbar investering.

En skillnad mellan flödena som läsaren bör vara medveten om är att kapitalkostnaden många gånger dominerar för små anläggningar som är fallet med en anläggning som uppgraderar 100 Nm³/h och att driftkostnaderna dominerar för de större anläggningarna.

Tabell 12. 1 % metanutsläpp. Visar den samhällsekonomiska besparingen i miljoner kronor (Mkr) och i ton koldioxidekvivalenter under en 10 års period för tre flöden. Dessa flöden är 100, 1000 och 2000 Nm³/h.

1 % Metanutsläpp och efterbehandling med RTO	Besparing (Mkr/10 år)	Besparing (ton CO ₂ -ekv/10 år)
100 Nm ³ /h	0,18–3,15	900
1000 Nm ³ /h	1,84–31,21	9 200
2000 Nm ³ /h	3,66–64,05	18 300

Tabell 13. 2 % metanutsläpp. Visar den samhällsekonomiska besparingen i miljoner kronor (Mkr) och i ton koldioxidekvivalenter under en 10 års period för tre flöden. Dessa flöden är 100, 1000 och 2000 Nm³/h.

2 % Metanutsläpp och efterbehandling med RTO	Besparing (Mkr/10 år)	Besparing (ton CO ₂ -ekv/10 år)
100 Nm ³ /h	0,36–6,3	1 800
1000 Nm ³ /h	3,68–64,4	18 400
2000 Nm ³ /h	7,38–129,15	36 900



7 Känslighetsanalys

I detta kapitel görs känslighetsanalys vid förändring av tre olika parametrar:

- Svensk elmix istället för nordisk elmix.
- Emissionsfaktorn när biobränsle eller fjärrvärme används som värmekälla.
- Mängd återvunnen värme när biogas används som värmekälla vid uppgradering medaminskrubber.

7.1 Variation i elmix

När svensk elmix istället för nordisk elmix används så ökar reduktionen av CO₂-ekvivalenter med 2-5 g CO₂-ekvivalenter/kWh biogas. Skillnaden beror på elbehovet hos vald teknik. Detta innebär att tekniker som vattenskrubber, PSA och membran får en reduktion på cirka 4-5 g CO₂-ekvivalenter/kWh biogas beroende på om RTO används eller inte och attaminskrubbern får en reduktion på cirka 2-3 g CO₂-ekvivalenter/kWh biogas.

Tabell 14. Visar reduktionen av CO₂-ekvivalenter/kWh biogas när svensk elmix använd för valda alternativ. Alternativen är vattenskrubber och PSA med ett metanutsläpp på 1-2 %, vattenskrubber och PSA med ett metanutsläpp på 1-2 % och efterbehandling med RTO, membran med ett metanutsläpp på 0,5 % ochaminskrubber med ett metanutsläpp på 0,1 %.

Alternativ -	Resultat (g CO ₂ -ekvivalenter/kWh biogas)
1 %	4
2 %	4
1 % - RTO	4
2 % - RTO	5
Membran	3-4
Aaminskrubber	2-3

7.2 Variation i emissionsfaktor

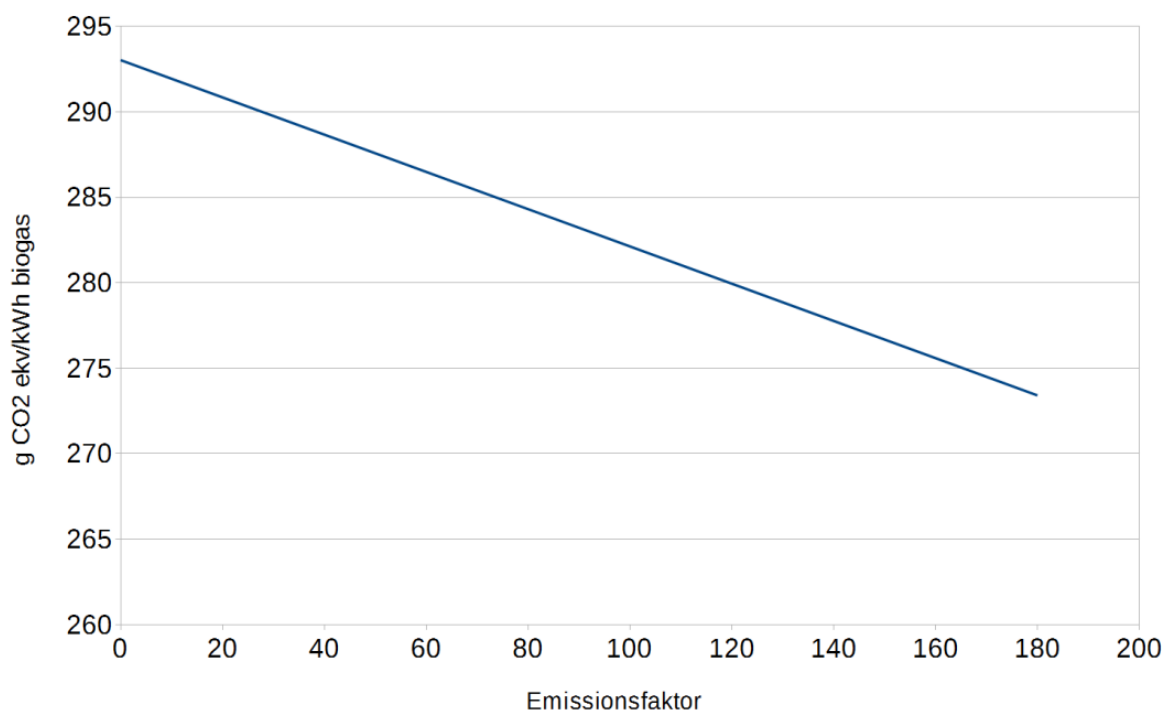
Att variera emissionsfaktorn från fjärrvärmeproduktion återspeglar förhållandena i Sverige genom att de flesta fjärrvärmeverk har en unik bränslemix och därför en unik emissionsfaktor där emissionsfaktorn kan variera från cirka 20-180 g CO₂-ekv/kWh [svenskfjarrvarme.se, 2014].

Detsamma gäller för biobränsle eftersom olika typer av biobränsle har varierande emissionsfaktorer vilket visas i tabell 15 nedan. Utifrån dessa värden kan sedan reduktionen av CO₂ ekvivalenter härledas från figur 15.

Tabell 15. Exempel på emissionsfaktorer från biobränsle [Gode mfl, 2012]. De emissionsfaktorer som visas och som sedan kan jämföras med figur 15 är GROT, Skogsflis, Pellets och Salix.

Biobränsle	GROT	Skogsflis	Pellets	Salix
Emissionsfaktor (g CO ₂ -ekv/kWh)	7,9	9,4	18,7	28,1





Figur 15. Visar reduktionen av CO₂-ekvivalenter med varierande emissionsfaktor. På x axeln visas emissionsfaktorn som är beroende av bränslemixen och på y axeln visas resultatet som g CO₂ ekvivalenter/kWh biogas.

Reduktionen av CO₂-ekvivalenter varierar mellan cirka 290 till 275 g CO₂/kWh biogas. Vilket innebär att aminskrubbern är likvärdig vattenskrubber eller PSA när restgasen efterbehandlas när emissionsfaktorn är låg och att aminskrubbern är likvärdig vattenskrubber eller PSA med ett metanutsläpp på 1 % när emissionsfaktorn är hög.

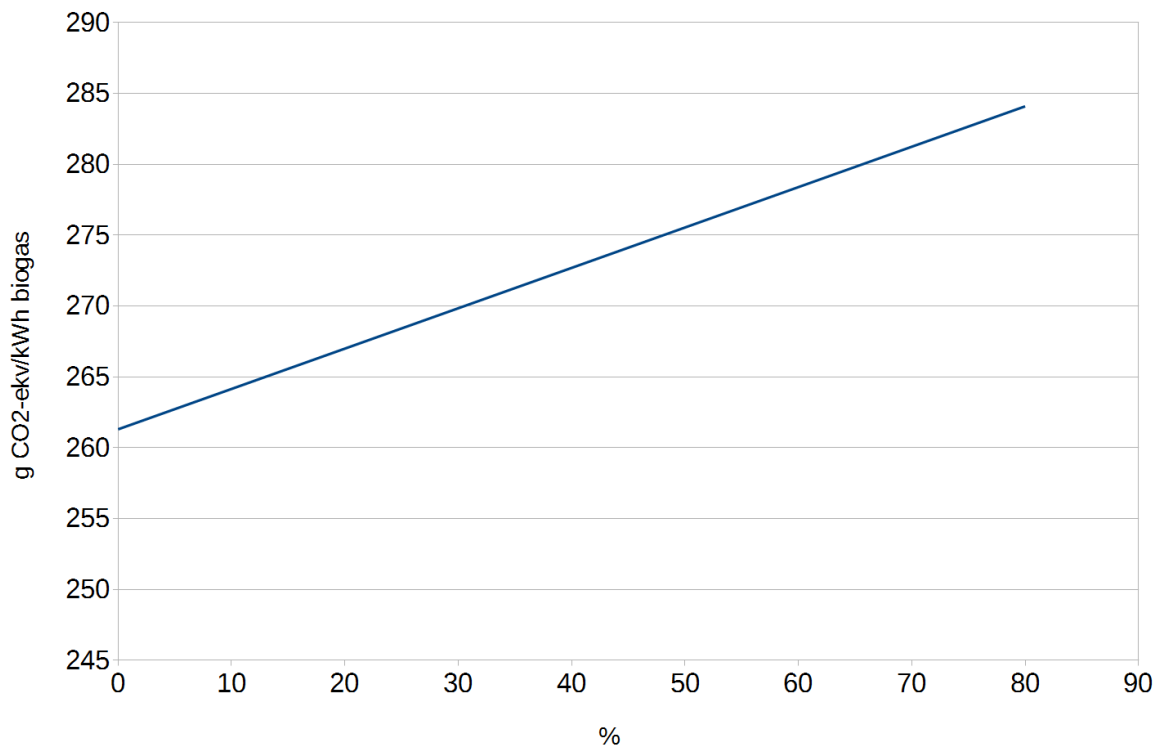
7.3 Biogas som värmekälla

De flesta leverantörer anger att det går att återvinna värme efter uppgradering av biogas. Temperaturen på värmen och mängden värme som går att återvinna varierar beroende på val av uppgraderingsteknik. I detta avsnitt behandlas enbart värmeåtervinning från en aminskrubber eftersom det anses att möjlig temperatur och temperaturskillnad är tillräckligt hög för att vara av nytta i en biogasprocess¹⁰. Läsaren bör dock vara medveten att det går att återvinna värme vid uppgradering med andra tekniker.

Det antas att för varje 1 kWh värme som återvinns så kan ytterligare 1 kWh biogas uppgraderas. Det vill säga att det antas att uppvärmning av biogasanläggning annars sker med biogas som skulle kunna uppgraderas till fordonsgas vilket återspeglas i figur 16 nedan.

¹⁰ Cirka 60_{in}/35_{ut} °C och 50_{in}/35_{ut} °C beroende på ingående temperatur till aminskrubber [Purac Puregas, 2014].





Figur 16. Visar reduktionen av CO₂-ekvivalenter med varierande återvinningsgrad av värme när biogas används som värmekälla. På x axeln visas mängd värme som kan återvinnas i procent och på y axeln visas resultatet som g CO₂ ekvivalenter/kWh biogas.

Reduktionen av CO₂-ekvivalenter varierar från cirka 285-260 g CO₂/kWh biogas. Vilket innebär att aminoskrubbern när återvinningsgraden är hög är likvärdig aminoskrubber från basfallet där fjärrvärme är värmekälla, membranalternativet och vattenskrubber eller PSA när restgasen efterbehandlas. När återvinningsgraden är lägre är aminoskrubbern likvärdig vattenskrubber eller PSA med ett metanutsläpp på 1 % från restgasen. När ingen värme återvinns vilket ger en reduktion på 260 g CO₂/kWh biogas vilket är cirka 10 g CO₂/kWh biogas högre än ett metanutsläpp på 2 % från restgasen.



8 Slutsatser

Beräkningarna visar att vid ett metanutsläpp från restgasen på <1 % är skillnaden mellan de olika uppgraderingsmetoderna liten. Reduktionen av koldioxidekvivalenter varierar mellan 260-290 g CO₂-ekvivalenter/kWh biogas beroende på vilka ingångsvärden som antas på elmix, värmeåtervinning och bränsle för uppvärmningsbehov. Detta resultat visar därmed att för varje etablering av en uppgraderingsanläggning måste hänsyn tas de lokala förutsättningarna för att bästa miljönytta sammanvägt med ekonomisk rimlighet ska uppnås.

Ur ett samhällsekonomiskt perspektiv påverkar anläggningens och metanutsläppets storlek nyttan av att installera en RTO. Generellt innebär detta att anläggningar med ett metanutsläpp på <1 % och anläggningar med ett metanutsläpp på <2 % som är mindre än 100 Nm³ skulle kunna installeras utan en RTO. Däremot kan riktigt stora anläggningar med ett metanutsläpp på <1 % och anläggningar med ett flöde över 100 Nm³/h och ett metanutsläpp på <2 % ge en samhällsekonomisk nytta genom att installera en RTO.

För att rättvisa villkor ska kunna ställas bör flertalet frågor utredas innan beslut tas vilket visas nedan:

- Finns det tillgång till fjärrvärme med framledningstemperatur över 93 °C året runt? Om det finns så bör emissionsfaktor tas fram vilket kan tillhandahållas från Svensk fjärrvärme eller vid kontakt med fjärrvärmeleverantör. När emissionsfaktor har tagits fram kan aktör genom avsnitt 6.2 härleda reduktionen av koldioxidekvivalenter för aminoskrubber och jämföra med andra alternativ.

Finns det plats på området för att uppföra en biobränslepanna för att värma upp biogasprocessen? Om det finns så bör det utredas om restgas från vattenskrubber skulle kunna användas som förbränningsluft alternativt om värme kan produceras för att tillgodose värmebehovet hos en aminoskrubber. Finns det inom området för uppgraderingsanläggning en fjärrvärme- eller kraftvärmeanläggning? Om det finns så bör det utredas om restgas från vattenskrubber skulle kunna användas som förbränningsluft alternativt om värme kan produceras för att tillgodose behovet hos en aminoskrubber. Här kan det också vara möjligt att restgas från PSA, membran eller amin kan förbrännas i fjärrvärme eller kraftvärmeanläggning.

- Hur mycket värme skulle kunna återvinnas vid uppgradering med aminoskrubber där det inte finns tillgång till fjärrvärme eller biobränslepanna? Aktör kan sedan härleda reduktionen från avsnitt 6.3 och jämföras med andra alternativ.
- Är det en småskalig anläggning (< 100 Nm³/h) där biogas ska uppgraderas? Här bör hänsyn tas till den samhällsekonomiska analysen om aktör vill använda sig av teknik med ett metanutsläpp på <2 %.
- Är det en storskalig anläggning (> 2000 Nm³/h) där biogas ska uppgraderas? Här bör hänsyn kunna tas till den samhällsekonomiska analysen vilket kan innebära ett lägre metanutsläpp om efterbehandling installeras.



9 Referenser

Publikationer

Gode J., Martinsson F., Hagberg L., Öman A., Höglund J., Palm D. *Miljöfaktaboken 2011, Uppskattade emissionsfaktorer för bränslen, el, värme och transporter*. Värmeforsk rapport, 2011.

Holmgren M. *Sammanställning av mätningar inom frivilligt åtagande 2007-2012*. Avfall Sverige rapport U2012:15, 2012

Holmgren M. *Frivilligt åtagande- inventering av utsläpp från biogas- och uppgraderingsanläggningar..* Avfall Sverige rapport U2007:02, 2011

Göthe L., *Metanutsläpp i den svenska fordonsgaskedjan – En nulägesanalys*. SGC rapport 2013:282, 2013

Bauer F., Hulteberg C., Persson T., Tamm Daniel. *Biogas Uppgrädning – Review of commercial technologies*. SGC rapport 2013:270, 2013

Tufvesson L., Lantz M., Björnsson L. *Miljönytta och samhällsekonomiskt värde vid produktion av biogas från gödsel*. Miljö och energisystem, Lunds Universitet rapport 81, 2013

Martinsson F., Gode Jenny., Arnell J., Jonas Höglund. *Emissionsfaktor för nordisk elproduktionsmix*. IVL B2118, 2012.

Börjesson P., Tufvesson L., Lantz Mikael. *Livscykelanalys av svenska biodrivmedel*. Institutionen för teknik och samhälle, Lunds Universitet rapport 70, 2010

Lantz M., Ekman A., Börjesson P. *Systemoptimerad produktion av fordonsgas – En miljö och energisystemanalys av Söderåsens biogasanläggning*. Institutionen för teknik och samhälle, Lunds Universitet rapport 69, 2009

Barr B., Bjurström H., Markus O., Arbrand M., Follin U., Wesslau M. *Utvärdering och rekommendationer för reningsteknik avseende lukt vid anläggningar för återvinning av organiskt avfall och kommunala reningsverk*. Waste Refinery Rapport WR 55, 2013.

Börjesson p., Lundgren j., Ahlgren S., Nyström I. *Dagens och framtidens hållbara biodrivmedel-Underlagsrapport från f3 till utredningen om FossilFri Fordonstrafik*. F3 rapport fr 2013:13, 2013

Övriga källor

SOU 2013:84. *Betänkande av Utredningen om fossilfri fordonstrafik*. Rapport till utredningen om fossilfri fordonstrafik. Stockholm: Fritzes offentliga publikationer

M 1251-13. *Deldom*. Mark och miljödomstolen.



SGC Rapport 2014:299

Wallenskog, J (2014), *Områdesansvarig fjärrvärmeteknik i byggnader Svensk Fjärrvärme AB*, Personlig kommunikation hösten 2014 Svensk Fjärrvärme AB

Karlsson, L. (2014), *Global Product Line Manager Purac Puregas*, personlig kommunikation hösten 2014 Purac Puregas

Poulsen, M. (2014), *Regional Sales & Site Manager Megtech Systems AB*, personlig kommunikation hösten 2014 Megtech

Abrahamsson, E. (2014), *Processingenjör Swedish Biogas international*, personlig kommunikation hösten 2014 Swedish Biogas international

www.gasbilen.nu 2014-09-24

www.energikontorsydost.se 2014-06-20

www.hemab.se 2014-06-20

www.svenskfjarrvarme.se 2014-08-20



10 Bilaga 1 - Generell bakgrundsdata

Tabell 16. Karakteriseringsfaktorer som används vid beräkningarna. De ämnen som används i beräkningarna är koldioxid och metan som vardera har en GWP faktor. GWP står för Global Warming Potential.

Ämne	GWP
Koldioxid ¹	1
Metan ¹	25

1. IPCC [2012].

Tabell 17 Emissionsfaktorer från insatsenergi (el, värme, biogas, diesel och bensin). Emissionsfaktor visas för nordisk elmix, svensk elmix, svensk fjärrvärmemedel, förbränning av biogas i gaspanna och avgasutsläpp från lätta och tunga fordon vid användning av bensin, diesel och biogas som drivmedel.

Insatsenergi	Emissionsfaktor (g CO ₂ -ekv/kWh)
Nordisk elmix ¹	122,5
Svensk elmix ²	36,0
Svensk fjärrvärmemedel ³	88,6
Förbränning av biogas i gaspanna ⁴	2,5
Avgasutsläpp lätta fordon bensin ²	301,7
Avgasutsläpp tunga fordon diesel ²	301,7
Avgasutsläpp lätta fordon biogas ⁵	3,5
Avgasutsläpp tunga fordon biogas ⁵	4,5

1 Emissionsfaktorer för nordisk elproduktionsmix [Martinsson mfl, 2012]

2 Omräknat från rapport Livscykelanalys av svenska biodrivmedel [Börjesson mfl, 2010]

3 Miljöfaktaboken [Gode mfl, 2011]

4 Systemoptimerad produktion av fordonsgas [Lantz mfl, 2009]

5 Metanutsläpp i den svenska fordonsgaskedjan [Göthe 2013]



11 Bilaga 2 – Förändrad gödselhantering

Den svenska biogaspotentialen från gödsel uppgår till cirka 3 TWh per år [Thuveson mfl, 2013]. Denna resurs är till stor del utnyttjad och bedöms därför som ett område som har stor potential. Här kan småskalig uppgradering vara viktig för att kunna utnyttja potentialen och omvandla denna till fordonsbränsle. Detta eftersom att inom lantbruket är oftast biogaspotentialen per lantbruk relativt låg så länge inte fler lantbruk går ihop och tillsammans rötar sin gödsel.

En miljöanalys som utfördes på uppdrag av Region Skåne visar att produktion av biogas från gödsel ger, oavsett hur biogasen används, minskade utsläpp av växthusgaser jämfört med dagens gödselhantering. Utsläppsminskningarna beror främst på minskade utsläpp av metan och lustgas vid lagring och spridning av gödsel. [Thuveson mfl, 2013].

Denna bilaga kommer att beröra miljöpåverkan vid ett ökat metanutsläpp vid småskalig uppgradering och jämföra detta med miljönyttan som fås när biogas produceras från gödsel. Tabell 18 nedan visar förutsättningarna för uppgradering av biogas.

Tabell 18. Visar metanförlust från restgas vid uppgradering och emissionsfaktor vid produktion av biogas. Emissionsfaktorn är för hela kedjan vid biogasproduktion.

Variabel	Metanförlust (%)	Emissionsfaktor vid produktion av biogas (g CO ₂ -ekv/kWh fordonsgas) ¹
Värde	1-18	290

¹ Miljönytta och samhällsekonomiskt värde vid produktion av biogas från gödsel [Thuveson mfl, 2013]

Hänsyn bör tas till att vald emissionsfaktor ska hanteras med försiktighet på grund av betydande osäkerhet kring antaganden om metan- och lustgasemissioner från lagring och spridning för både referenssystem och biogassystem [Thuveson mfl, 2013]. Hänsyn bör också tas till att energibehovet och metanutsläppet vid biogasproduktion varierar beroende på teknik och storleken på anläggningen. Emissionsfaktorn i tabell 18 är baserad på uppgradering med vattenskrubber med ett metanutsläpp på 1 % och antagandet att gödsel från flertalet gårdar rötas tillsammans i anläggningen. Därför har tre olika värden baserat på nämnd rapport använts vid beräkning av miljönyttan vilket visas i tabell 19 nedan.

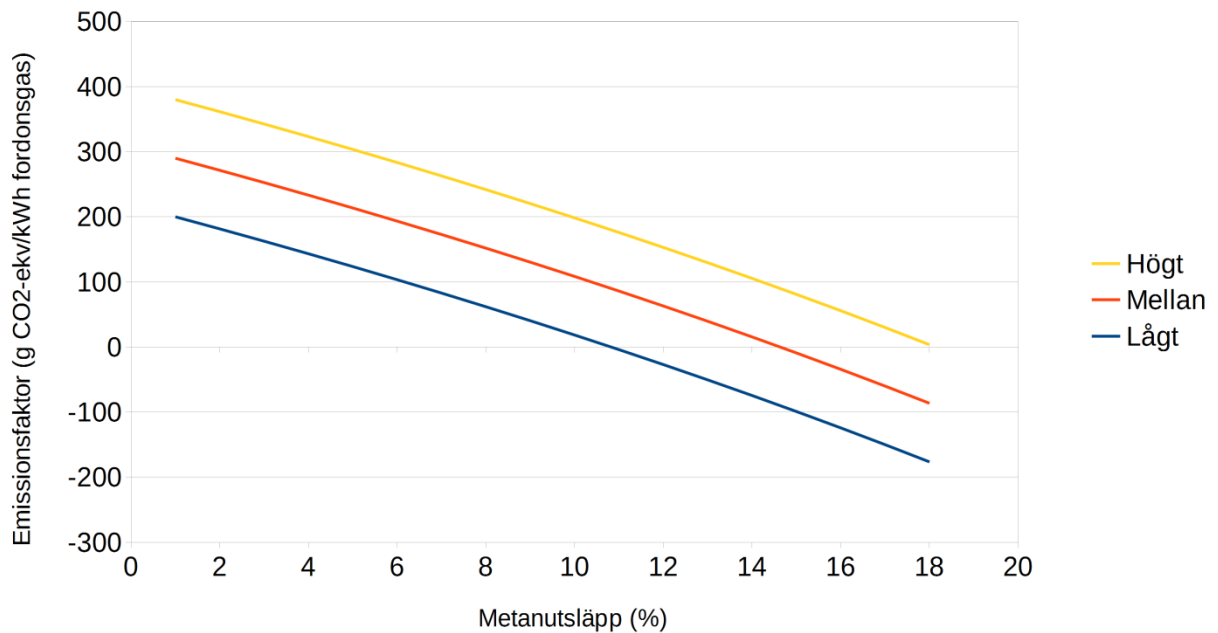
Tabell 19. Visar vald emissionsfaktor för beräkningarna.

Förändrad gödselhantering	Låg	Mellan	Hög
Emissionsfaktor vid produktion av biogas (g CO ₂ -ekv/kWh fordonsgas) ¹	200	290	380

Som figur 17 nedan så skulle metanutsläppet vid uppgradering kunna ökas från 1 % upp till cirka 11-18 %. Läsaren bör observera att fastän metanutsläppet från restgasen skulle kunna vara så pass högt som 10-18 % innan utsläppet av metan blir för stort så innebär detta inte att det kan vara lönsamt alternativ. Dels för att en stor del av intäkten går till spillo i form av metanutsläpp och dels att hänsyn bör tas till hållbarhetskriterierna¹¹.

¹¹ För att få skattebefrielse vid försäljning av fordonsgas för aktör som är lagerhållare krävs en växthusgasreduktion på minst 35 %. Kravet kommer att utökas.





Figur 17. Visar emissionsfaktor i g CO₂-ekvivalenter/kWh biogas beroende på metanutsläpp. På x axeln visas metanutsläppet i % och på y axeln visas emissionsfaktorn i g CO₂-ekv/kWh fordonsgas. Gul färg på linje innebär att beräkningen har utgått ifrån en hög emissionsfaktor, röd färg på linjen innebär att beräkningen har utgått ifrån en mellan emissionsfaktor, blå färg på linje innebär att beräkningen har utgått från en låg emissionsfaktor. Tabell 19 visar valda emissionsfaktorer för de tre färgerna.

För att få en bättre förståelse för möjligheten att höja metanutsläppet från restgas vid uppgradering av biogas så skulle det behöva utföras en noggrannare systemanalys där också hänsyn tas till ekonomiska incitament. Systemet som studeras skulle kunna inkludera möjliga förbränningsalternativ av restgasen där produkterna kan tas tillvara och hänsyn även tas till metodiken vid beräkning av växthusgasreduktion enligt hållbarhetskriterierna.



12 Bilaga 3 – Villkor metanutsläpp

Namn	Verksamhetsutövare	Beslut	Kommun	Villkor - Metanutsläpp
Kalmar samrötnings-anläggning	Kalmar Biogas AB (sålde biogasanläggningen till FAMAX i januari 2013)	Lst-beslut 1997-05-30	Kalmar	Saknas
Uppsala samrötnings-anläggning	Uppsala Vatten o Avfall AB	Lst beslut 1998-12-29	Uppsala	Saknas
Karpalund samrötnings-anläggning	Kristianstad Renhållning AB	Lst-beslut 1999-02-11.	Kristianstad	Saknas
Skellefteå samrötnings-anläggning	Skellefteå kommun	MD-dom 2001-05-23	Skellefteå	Biogas får inte släppas ut från anläggningen
Laholm samrötnings-anläggning	Södra Hallands kraft Biogas AB	MPD-beslut 2002-07-29	Laholm	Saknas
Norrköping samrötnings-anläggning	Svensk Biogas	MPD-beslut 2005-11-07	Norrköping	Anläggningen skall utformas och verksamheten skall bedrivas så att metanutsläppen blir så små som möjligt.
Ekeby avloppsrenings- verk	Eskilstuna Energi & Miljö AB.	Lst beslut 2007-01-09	Eskilstuna	Verksamheten ska bedrivas så att metanläckage från anläggningen minimeras
Falkenberg samrötnings-anläggning	Falkenbergs biogas AB	MPD-beslut 2007-05-08,	Falkenberg	Verksamheten skall bedrivas så att minsta möjliga metanläckage uppstår från anläggningen. Från gasuppgraderingen får metanläckagen som riktvärde uppgå till högst 0,2 %.
Linköping samrötnings-anläggning	Svensk Biogas i Linköping AB	MDB-beslut 2009-12-19	Linköping	Anläggningen ska utformas och verksamheten ska bedrivas så att metanutsläppen begränsas så lång som möjlighet.
Käppalaverket avloppsrenings- verk och uppgraderings- anläggning	Käppalaförbundet	MPD-beslut 2009-01-27	Lidingö	Utsläpp av metan till luft från uppgraderingsanläggning av biogas får som riktvärde inte överskrida 0,5 % av den totala mängden metan i ingående rötgas.
Skövde samrötnings-anläggning	Skövde Biogas	MPD-beslut 2009-11-26,	Skövde	Metanläckaget från gasuppgraderingsanläggningen får inte överstiga 1 % av den ingående mängden metan i rågasen.
SBI Lidköping samrötnings-anläggning	Swedish Biogas International Lidköping AB	MPD-beslut 2009-11-05	Lidköping	Verksamheten ska bedrivas så att minsta möjliga metanläckage uppstår från anläggningen. Metanläckaget från gasuppgraderingsanläggningen får inte överstiga 1 % av den ingående mängden metan i rågasen.
Sävsjö samrötnings-anläggning	Sävsjö Biogas	MD-dom 2010-12-15	Sävsjö	Saknas
Simsholmen samrötnings-anläggning	Jönköping Energi AB	MPD-beslut 2010-08-19	Jönköping	Saknas
Jordberga Samrötningsanläggning	Jordberga Biogas AB	MPD-beslut 2010-05-21	Trelleborg	Från uppgradering högst 0,5 % av inkommande metanmängd.
SBI Katrineholm samrötnings-anläggning	Swedish Biogas International Katrineholm AB	MPD-beslut 2010-06-01	Katrineholm	Verksamheten ska bedrivas så att metanläckage från anläggningen minimeras.
		MPD-beslut	Helsingborg	



SGC Rapport 2014:299

Helsingborg samrötnings-anläggning	Nordvästra Skånes Renhållnings AB	2011-01-01		Genom mätningar kvantifiera metanläckaget från anläggningen, samt tekniska och ekonomiska möjligheter att ytterligare begränsa detta.
Hulesjön samrötnings-anläggning	Göteborgs Energi AB	MPD-beslut 2011-03-31.	Falköping	Verksamheten ska bedrivas så att minsta möjliga metanläckage uppstår från anläggningen. Metanläckaget från gasuppgraderingsanläggningen får inte överstiga 2 % av den ingående mängden metan i rågasen.
Arvidstorps avlopps-reningsverk	Trollhättan Energi AB	MPD-beslut 2011-05-04.	Trollhättan	Metanläckaget från gasuppgraderingsanläggningen får inte överstiga 1 % av den ingående mängden metan i rågasen.
Brålanda uppgraderings-anläggning	Trollhättan Energi AB	MPD-beslut 2011-12-06.	Mellerud	Verksamheten ska utformas och bedrivas så att läckagen av klimatpåverande gaser minimeras. Metanläckaget från gasuppgraderingsanläggningen får inte överstiga 1 % av den ingående mängden metan i rågasen.
Sobacken samrötnings-anläggning	Borås Energi och Miljö AB	MPD-beslut 2012-05-24	Borås	Metanläckaget får som årsmedelvärde uppgå till högst 1 % av inkommande metanmängd.
Söderåsens samrötnings-anläggning	Söderåsens Bioenergi AB	MPD-beslut 2012-11-22	Bjuv	Metanläckage i restgas från gasuppgraderingen ska från och med ett år efter det att detta beslut vunnit laga kraft beräknas som löpande årmedelvärde utifrån kontinuerlig mätning av metanhalten i restgasen.
Bromma uppgraderings-anläggning	Scandinavian Biogas	MPD-beslut 2012-04-20	Stockholm	Utsläppet av metan till luft från uppgraderingsanläggningen får inte överskrida 0,5 % av den totala årliga mängden metan i ingående rötgas.
Vadsbo Biogas Lantbruks-anläggning	Vadsbo Biogas AB	MPD-beslut 2012-06-20	Mariestad	Högst 0,5 % från uppgraderingsanläggning av inkommande metanmängd.
SBI Örebro samrötnings-anläggning	Swedish Biogas International Örebro AB	MPD-beslut 2013-01-24 Förlängd prövotid gällande metan-utsläpp.	Örebro	Prövotid förlängd tom 2013-12-31. Bolaget ska utreda möjligheterna till och kostnader för att minska metanläckagen från gasuppgraderingsanläggningen till högst 0,2 % per år. Till dess att MPD beslutat ska verksamheten bedrivas så att minsta möjliga metanläckage uppstår från anläggningen. Metanläckaget från gasuppgraderingen får som riktvärde uppgå till högst 1 % per år.
Gryta samrötnings-anläggning	Svensk Växtkraft	MMD-deldom 2013-05-29	Västerås	Villkor för metan skjuts upp under en prövotid. Bolaget ska i samråd med tillsynsmyndigheten utreda de tekniska och ekonomiska möjligheterna att begränsa utsläppen av metangas från biogastillverkningen. Under prövotiden ska utsläppen av metangas från biogastillverkningen som riktvärde vid besiktning begränsas till följande utsläpp i förhållande till producerad mängd: bef uppg.anl - 1,5 %, ny uppg.anl - 0,5 %.
More Biogas Lantbrukssanläggning	More Biogas Småland AB	MPD-beslut 2013-03-19	Kalmar	Metanläckaget från gasuppgraderingsutrustningen får som årsmedelvärde inte överstiga 0,5 % av den inkommande metanmängden. Kontroll ska ske årligen som stickprovsmätning vid de tidpunkter som tillsynsmyndigheten bestämmer.



SGC Rapport 2014:299

SYSAV samrötningsanläggning	SYSAV	MMD-dom 2014-03-26	Malmö	Restgasen från uppgraderingsanläggningen ska ledas till avfallskraftvärmeverket.
--------------------------------	-------	-----------------------	-------	--

