



Renewable Energy Technology International AB

Renewtec Report 002:2014

Småskalig förgasning

Jörgen Held, Renewtec AB
Lena Wiklander, BioMil AB

Publisher

Renewable Energy Technology International AB

Skarpskyttevägen 10 D

SE-226 42 Lund

SWEDEN

info@renewtec.se

Renewable Energy Technology International AB is a private company promoting the transfer to a sustainable and environmentally friendly energy system.

© Renewable Energy Technology International AB. All rights reserved.

Printed by Serviceförvaltningen/Tryckeriet Lunds kommun, Lund, SWEDEN, 2014

ISSN 2001-6255

SMÅSKALIG FÖRGASNING

Jörgen Held, Renewable Energy Technology International AB
Lena Wiklander, BioMil AB



SMÅSKALIG FÖRGASNING

SMÅSKALIG FÖRGASNING

Förord

Detta projekt har finansierats av Region Skåne, Region Halland, AB Gas & Värmeteknik, AGA Gas AB, Highterm Research GmbH, BioMil AB, DGC, E.ON Gasification Development AB, Lunds universitet, NSR AB, O2 Bio AB, Purac Puregas AB och Renewtec AB. Projektet har utförts av Lena Wiklander, BioMil AB, som varit projektledare och Jörgen Held, Renewtec AB, under perioden 2013-10-10 till 2014-05-28.

I projektets referensgrupp har följande personer deltagit.

Roger Andersson, AGA Gas AB
Jeanette Flodqvist, Region Skåne
Jörgen Held, Renewtec AB
Göran Jönsson, Region Halland
Hans Karlsson, Lunds Universitet
Lars-Evert Karlsson och Max Strandberg, Purac Puregas AB
Anders Molin, E.ON Gasification Development AB
Torbjörn Nilsson, AB Gas & Värmeteknik
Fredrik Olrog, O2 Bio AB (representerar även NSR AB)
Niels-Bjarne Rasmussen, DGC
Lena Wiklander, BioMil AB, projektledare

Utöver referensgruppen har ett stort antal personer bidragit med information och författarna vill rikta ett varmt tack till Dr. Thomas Kienberger, Highterm Research GmbH, Mr. Hendrik van Ritter, agnion Energy GmbH, Dr. Tilman Schildhauer, Paul Scherrer Institute, Dr. Reinhard Rauch och Dr. Barbara Rehling, Technical University of Vienna, Dr. Christian Aichernig, Repotec Umwelttechnik GmbH och Dr. Ilkka Hannula, VTT, för deras insatser.

Sammanfattning

Den svenska potentialen för biometan via förgasning och metanisering av restprodukter från skogsbruk och skogsindustri är mycket stor, motsvarande 59 TWh/år, och tekniken förväntas vara central i den fortsatta marknadsuppbyggnaden för biometan som drivmedel. Nya teknikgenombrott gör att förgasning och metanisering även i mindre skala är kommersiellt intressant.

Förgasningsteknik baserad på indirekt förgasning har utvecklats snabbt under det senaste årtiondet och ett flertal kommersiella anläggningar för kraftvärmeproduktion har byggts. Tekniken öppnar upp möjligheter att producera en syntesgas lämplig för metanisering i den mindre skalan ($< 100 \text{ MW}_{\text{th}}$). För att producera biometan av en kvalitet som uppfyller kraven för inmatning på gasnätet och/eller användning som drivmedel krävs dock mer avancerad gasrening än vid kraftvärmetilämpningar. Framförallt handlar det om att skydda de svavelkänsliga metaniseringskatalysatorerna och förhindra deaktivering genom utfällning av kol.

I detta projekt har fyra olika typfall avseende framställning av biometan via förgasning och metanisering studerats. Två olika anläggningsstorlekar, $5.6 \text{ MW}_{\text{th}}$ och $33 \text{ MW}_{\text{th}}$, med och utan fjärrvärmeintegrering har utgjort bas för mass- och energibalanser samt beräkningar av produktionskostnaden uttryckt som kr/Nm^3 . Hänsyn har tagits till existerande investeringsstöd för ny teknik.

Anläggningen med en kapacitet på $5.6 \text{ MW}_{\text{th}}$ är baserad på

- bränsletork för inkommande råvara
- indirekt förgasningsteknik med en så kallad "heatpipe reformer"
- katalytisk tjärreforming
- fastbäddsmetanisering
- koldioxidavskiljning med aminskrubber

Den större anläggningen på $33 \text{ MW}_{\text{th}}$ är baserad på

- bränsletork för inkommande råvara
- indirekt förgasning av Güssing-typ
- tjäravskiljning med konventionell RME-skrubber
- fluidiserad bädd-metanisering
- koldioxidavskiljning med aminskrubber

Målet med projektet är att visa på möjligheterna till att med småskalig förgasning och metanisering av träråvara öka biometanproduktionen i Halland och uppnå visionen om 3 TWh/år biometan i Skåne, kopplat till distribution av gasen samt integration med fjärr- och närvärmeanvändning hos lokala industrier och verksamheter.

Studien utgör en startpunkt för fortsatt arbete att starta upp projekt kring identifierade och möjliga anläggningar.

SMÅSKALIG FÖRGASNING

Resultaten från denna studie kan sammanfattas enligt:

Fördelar med småskalig förgasning och metanisering, jämfört med storskalig förgasning, är bland annat:

- Det är lättare att säkra upp råvarutillförsel och logistiken är enklare då det är mindre mängd råvara som behöver transporteras.
- Det är lättare att matcha överskottsvärme med lokalt värme- och ångbehov.
- Lägre ekonomisk risk då investeringen är mindre än för en stor anläggning

De studerade förgasningsteknikerna är kommersialiserade för kraftvärmeproduktion medan katalytisk gasrening och fluidiserad bädd-metanisering är demonstrerade i labb- respektive pilotskala. I utvecklingsarbetet kommer katalytisk tjärreforming, som är en nyckelteknik för att få ekonomi i den lilla skalan, att införas i kommersiella anläggningar för kraftvärmeproduktion i Grassau, Tyskland och Bolzano, Italien. Tekniken med fluidiserad bädd-metanisering kommer att demonstreras i semi-kommersiell skala i Mont-la-Ville, Schweiz.

Produktionskostnaden för bioSNG via småskalig förgasning och metanisering är på väg att bli kommersiell även om det initialt krävs olika former av stöd. För att vara kommersiellt intressant idag behöver produktionskostnaden understiga ca 7.50 kr/Nm³ biometan¹ även om det finns exempel på aktörer som är beredda att betala ett högre pris. Ett högre pris kan motiveras av hur långsiktiga avtal som kan tecknas och förväntad framtida prisstegring för biometan.

- Produktionskostnaden för 5.6 MW_{th}-anläggningen varierar mellan 6.40 och 12.20 kr/Nm³ bioSNG beroende på kalkylränta, bränslekostnad och eventuellt stöd för ny teknik. Inkluderas maximal avsättning för överskottsvärme kan produktionskostnaden reduceras med ytterligare drygt 20 öre/Nm³. Inkluderas avsättning av avskild koldioxid för koldioxidgödsling i växthus kan produktionskostnaden reduceras med maximalt 95 öre/Nm³ bioSNG.
- Produktionskostnaden för 33 MW_{th}-anläggningen varierar mellan 6.40 och 10.90 kr/Nm³ beroende på kalkylränta, bränslekostnad och eventuellt stöd för ny teknik. Inkluderas maximal avsättning för överskottsvärme kan produktionskostnaden reduceras med ytterligare nästan 50 öre/Nm³. Inkluderas avsättning av avskild koldioxid för koldioxidgödsling i växthus kan produktionskostnaden reduceras med ca 16 öre/Nm³ bioSNG. Här har hänsyn tagits till att växthusarealen för den enskilda odlaren inte är hur stor som helst utan 30 000 m² har använts som en övre gräns.

Det finns flera möjligheter att distribuera gasen, via lastbil i komprimerad eller flytande form samt med inkoppling till ett distributionsnät. Distribution via gasnät är att föredra eftersom det då är möjligt att distribuera stora mängder biometan över längre avstånd. För att kunna mata in biometan på gasnätet måste gasens kvalitet överensstämma med den gas som finns på gasnätet.

En lokalisering av en förgasningsanläggning är allra mest fördelaktig om det finns närhet till gasnät, fjärrvärmenät eller större värmekund samt en kund som kan till-

SMÅSKALIG FÖRGASNING

varata den koldioxid som produceras. Det finns flera orter i Skåne och Halland där det finns fjärrvärmenät av en storlek som gör att avsättning av värmen från anläggningen på 33 MW_{th} kan vara möjlig att tas tillvara. När det gäller avsättningen av värme från anläggningen på 5.6 MW_{th}, finns det än större möjligheter att hitta en potentiell avsättning. Förgasningsanläggningarna producerar ca 30 GWh respektive 1.5 GWh värme per år.

Småskalig förgasning har goda förutsättningar att bidra till Region Skånes vision om 3 TWh/år biometan år 2020 och ökad produktion av biometan i Halland. Sextio 5.6 MW_{th}-anläggningar eller tio 33 MW_{th}-anläggningar ger 1.5 TWh/år biometan, vilken är den mängd gas som i färdplanen anges komma från förgasning. Dessa kan byggas till en kostnad av 7.2 mdkr respektive 5.7 mdkr och då har ingen hänsyn tagits till eventuella investeringsstöd eller kostnadsreduktion på grund av den teknikmognad som uppkommer i takt med att fler anläggningar byggs.

För att få till stånd en kommersialisering av tekniken med förgasning och metanisering i 5-30 MW_{th}-skalan krävs det demonstrations- och referensanläggningar för att bygga upp förtroende för tekniken och sprida kunskap och erfarenheter. Här har staten och regionala aktörer ett stort ansvar då de första anläggningarna med stor sannolikhet inte blir kommersiella i sig själva.

I takt med att det byggs flera anläggningar förväntas investeringskostnaden minska. För potentiella investerare är det viktigt med en utveckling där billigare råvara kan användas i framtida anläggningar. Framförallt handlar det om olika avfallsfraktioner som har en bränslekaraktäristik liknande konventionellt träflis, t.ex. den fraktion i utsorterat park- och trädgårdsavfall som består av grenar, ris och träd. På längre sikt kan även svårare bränslen såsom halm och tång vara av intresse.

SMÅSKALIG FÖRGASNING

Förkortningar och uttryck i denna rapport

Aminskrubber	Kemisk separation med aminskrubber är en av många tekniker för att avskilja koldioxid, så kallad uppgradering. En aminlösning reagerar kemiskt med koldioxid i en absorptionskolonn och bildar ett komplex. I en efterföljande desorptionskolonn regenereras aminlösningen och den kemiskt bundna koldioxiden avlägsnas, genom att värme tillförs.
Bara	Bar absolut
Barg	Bar gage (absolut tryck minus atmosfärstrycket)
Biogas	Den gas, i huvudsak bestående av metan och koldioxid, som bildas vid mikrobiell nedbrytning av biologiskt material i en syrefri (anaerob) miljö.
Biometan	Ett generellt uttryck som används för en gas som i huvudsak består av metan producerad från förnybar biologisk råvara.
BioSNG	SNG producerad från biomassa/biobränsle
CBG	Compressed Biogas, komprimerad biogas
CTU	CTU, Clean Technology Universe
DFB	Dual Fluidized Bed (två ihopkopplade fluidiserade bäddar, används normalt vid indirekt förgasning)
Fastbädd	Vid fastbäddsmetanisering ligger det katalytiska materialet packat i ett rör som genomströmmas av syntesgasen. Fastbädd kan även avse en bränslebädd där bränslet ligger stilla (jmf fluidiserad bädd).
Fluidiserad bädd	I en fluidiserad bädd lyfts bäddmaterialet upp genom att en gas, såsom syntesgas, ånga, luft eller koldioxid blåses in underifrån med tillräckligt hög hastighet. Vid fluidiserande bädd-metanisering är det bädden bestående av katalytiskt material som lyfts upp.
HPR	Heatpipe Reformer
Kallgasverkningsgrad	Förhållandet mellan produktens (t.ex. syntesgasen eller biometanet) värmevärde och det ingående bränslets värmevärde.
KKV	Kombinerad kraftvärme
LBG	Liquefied Biogas, flytande biogas
LNG	Liquefied Natural Gas, flytande naturgas
Metanisering	Den process varvid vätgas, kolmonoxid och koldioxid omvandlas till metan
MW _{th}	Megawatt termisk effekt
Nm ³	Normalkubikmeter (temperatur: 0 °C, tryck: 1.01325 bara)
PSI	Paul Scherrer Institute
RME	Rapsmetylester

SMÅSKALIG FÖRGASNING

SNG

En syntetiskt framställd gas av naturgaskvalitet

ZnO

Zinkoxid, används ofta i industriella tillämpningar för att ta bort svavel

SMÅSKALIG FÖRGASNING

Innehåll

1. Inledning.....	11
1.1 Bakgrund	11
1.2 Syfte/Mål.....	11
1.3 Metodik	12
2. Förgasning	13
2.1 Potential.....	13
2.2 Indirekt förgasning	13
2.3 Teknik för bioSNG-produktion i den lilla skalan ~5 MW _{th}	15
2.4 Teknik för bioSNG-produktion i mellanskanen ~30 MW _{th}	18
3. Beskrivning av de valda typfallen	21
3.1 Typfall 5.6 MW _{th}	21
3.2 Typfall 33 MW _{th}	21
4. Askhantering	22
4.1 Deponering	22
4.2 Återföring av aska.....	22
5. Lokalisering	24
5.1 Avsättning värme	25
5.2 Avsättning koldioxid	26
5.3 Transport av bränsle	27
5.4 Anläggningens storlek.....	27
6. Distribution	28
6.1 Gasnät	28
6.2 Vägtransporter	29
7. Ekonomi	30
7.1 Annuitetsmetoden.....	30
7.2 Ekonomiska ingångsdata.....	30
7.3 Kostnadsfördelning	31
7.4 Produktionskostnad	33
8. Diskussion, slutsatser och framtida arbete.....	39
9. Referenser	41

SMÅSKALIG FÖRGASNING

SMÅSKALIG FÖRGASNING

1. Inledning

1.1 Bakgrund

Region Skåne har initierat Skånes färdplan för biogas i syfte att ta ett samlat grepp kring biogasens utveckling i Skåne. Den första versionen togs fram våren 2010, då ett 30-tal intervjuer genomfördes med nyckelaktörer, dvs. kommuner, energibolag, teknikföretag inom branschen och andra regionala aktörer, utifrån nuvarande och framtida biogasanvändning och produktion. Färdplanen är ett arbetsverktyg som konkretiserar arbetet med biogas i Skåne för att nå målet om 3 TWh/år biogas år 2020. Skånes färdplan för biogas är ett levande dokument som uppdateras varje år. Region Halland har inte något motsvarande mål, men man har ett stort intresse av biometanproduktion baserad på träråvara.

Regeringen utsåg 2010 också Skåne till pilotlän för grön utveckling med biogas som prioriterat område.

Ett delmål ur de regionala miljömålen i färdplanen är att år 2020 ska biogasproduktionen i Skåne vara 3 TWh/år. Av den energimängden är det tänkt att 1.5 TWh/år ska komma från en storskalig förgasningsanläggning, med produktion av biometan från träråvara, med placering i Skåne. I väntan på att det byggs storskaliga förgasningsanläggningar finns det all anledning att studera möjligheterna med att bygga flera mindre förgasningsanläggningar.

Denna studie har valt att studera vilka förutsättningar som är möjliga för två anläggningsstorlekar, 5.6 MW_{th} respektive 33 MW_{th}. I jämförelse med den i färdplanen planerade stora förgasningsanläggningen med en produktionskapacitet på 1.5 TWh/år är dessa att anse som småskaliga. Energimängden dessa mindre anläggningar beräknas kunna leverera är 24 GWh/år respektive 150 GWh/år. Anläggningarna är naturligtvis möjliga att lokalisera även i andra delar av landet än Skåne och Halland.

1.2 Syfte/Mål

Syftet med projektet är att öka produktionskapaciteten av biometan från träråvaror via småskalig förgasning och metanisering i Sverige rent generellt och i Skåne och Halland mer specifikt.

Målet med projektet är att visa på möjligheterna att uppnå visionen om 3 TWh biometan per år i Skåne med hjälp av småskalig förgasning och metanisering kopplat till distribution av gasen samt integration med fjärrvärmeanvändning hos lokala industrier och verksamheter. Projektet ska även visa möjligheterna för förgasning i Halland.

Detta projekt avser att ge en generell bild över hur kostnaderna kan se ut, men den slutliga produktionskostnaden är starkt beroende av de lokala förutsättningar som råder vid aktuellt val av lokalisering och kan skilja sig från här angivna uppgifter. Studien är tänkt att utgöra en startpunkt för fortsatt arbete med att starta upp projekt kring identifierade och möjliga anläggningar.

SMÅSKALIG FÖRGASNING

1.3 Metodik

Denna studie är avgränsad till bioSNG-produktion i 5-30 MW_{th}-skalan. Information om pågående forskning och utveckling tillsammans med indata för beräkning av mass- och energibalanser samt produktionskostnad har inhämtats genom litteraturstudier, studiebesök vid pilot- och referensanläggningar och djupintervjuer med forskare och forskningsinstitut som utvecklar kommersiell teknik i den mindre skalan. I detta fall agnion Highterm Research GmbH och Paul Scherrer institutet. Vidare har Dansk Gasteknisk Center A/S (DGC), VTT, Technical university of Vienna och Institutionen för Kemiteknik vid Lunds Tekniska Högskola bidragit med värdefulla ingångsdata. Offerter och tekniska specifikationer har inhämtats från Repotec Umwelttechnik GmbH, agnion Energy GmbH och Purac Puregas AB.

Tekniken för småskalig framställning av biometan ställs i relation till de mål som satts i Skånes Färdplan för biogas och en möjlig framtida utbyggnad av stamnätet i norra delen av Skåne. Studien behandlar också vilka möjligheter som finns när det gäller att integrera biogasproduktionen i annan verksamhet för att få möjlighet till avsättning för överskottsvärme i processen samt möjlighet att få avsättning för en del av den koldioxid som bildas i processen.

De delar av studien som behandlar distribution och lokalisering, inhämtar information från flera studier i området samt officiell information om växthusnäringen. Information om fjärrvärme är sammanställd från officiell information via hemsidor samt kontakter med företrädare för olika energibolag.

Produktionskostnaden är beräknad enligt annuitetsmetoden där investeringen slås ut över anläggningens ekonomiska livslängd med hänsyn tagen till en given kalkylränta.

SMÅSKALIG FÖRGASNING

2. Förgasning

Biometan kan, förutom genom anaerob rötning, också framställas med hjälp av termisk förgasning av t ex träråvara. Vid termisk förgasning omvandlas råvaran till gasformiga produkter. Bränslet bryts ner till CO, CH₄, CO₂, H₂O, H₂, samt vissa högre kolväten och tjäror. Efter gasreningen kan förhållandet mellan kolmonoxid och vätgas justeras genom en så kallad skiftreaktion:



I metaniseringsreaktorn omvandlas vätgas, kolmoxid och koldioxid till metan och vatten enligt följande reaktioner:



Efter detta tas koldioxiden bort och gasen torkas, för att erhålla en gas som i stort sett består av metan.

Man skiljer på direkt och indirekt förgasning. Vid direkt förgasning, *autothermal gasification*, tillförs ett oxidationsmedium, såsom rent syre eller luft, till förgasningsreaktorn för att generera nödvändig värme för att termiskt omvandla råvaran till en syntes- eller produktgas. Vid indirekt förgasning, *allothermal gasification*, tillförs nödvändig värme istället externt, tillsammans med vattenånga. I de indirekta förgasare som studeras i denna rapport tillförs värme antingen via värmerör eller via ett värmebärande material som cirkulerar mellan förgasaren och förbränningsreaktorn. Det innebär att produktgasen från en indirekt förgasare inte innehåller kväve eftersom ingen luft tillförts förgasningsreaktorn. Det bör dock noteras att små mängder kväve kan förekomma på grund av det kväve som finns i bränslet och om kvävgas används som inert gas vid bränsleinmatningen. För anläggningar som producerar biometan är det logiskt att istället använda en del av den avskilda koldioxiden som inert gas.

2.1 Potential

Det finns en mycket stor potential att framställa biometan via termisk förgasning. Vid beräkningar i tidigare studier uppskattas den svenska potentialen för biometan via termisk förgasning baserat på skogsråvara till 59 TWh/år².

2.2 Indirekt förgasning

Produktion av biometan via förgasning och metanisering kräver en syntesgas som inte innehåller kväve. Detta innebär att endast teknikerna med trycksatt, syrgasblåst förgasning eller indirekt förgasning är aktuella³. Syrgasblåst förgasning kräver en separat syrgasfabrik (Air Separation Unit) och är inte ekonomiskt gångbar för anläggningar med en bränsleeffekt mindre än uppskattningsvis 100 MW_{th}. För

SMÅSKALIG FÖRGASNING

små- och mellanskaliga anläggningar (~5-30 MW_{th}) återstår endast tekniken baserad på indirekt förgasning.

Indirekt förgasning har utvecklats snabbt under det senaste decenniet^{4,5}. 2002 togs förgasningsanläggningen i Güssing, baserad på indirekt förgasning, i drift. Sedan dess har flera förgasningsanläggningar baserade på denna teknik driftsatts. Den producerade gasen används i de fallen som bränsle till effektiva gasmotorer i kraftvärmetillämpningar.

2009 demonstrerades hela kedjan från träflis till biometan via förgasning och metanisering i anläggningen i Güssing. En delström av den producerade gasen metaniserades i en kombinerad skift- och metaniseringsreaktor utvecklad av Paul Scherrer Institutet (PSI) i Schweiz. PSI:s reaktor är baserad på fluidiserad bäddmetanisering.

Det finns många olika typer av indirekt förgasning lämpade för produktion av biometan. Förutom Güssing-konceptet kan MILENA, utvecklad av Energy Research Center of the Netherlands, agnions Heatpipe Reformer, Blue Tower och SilvaGas nämnas. Utöver detta genomförs omfattande forskning och utveckling av indirekt förgasning på flera universitet och forskningsinstitut, till exempel Chalmers tekniska universitet där en pilotanläggning finns sedan 2007⁴, Tekniska universitetet i Wien och VTT i Finland⁶.

I den mindre skalan (< 10 MW_{th}) pågår det olika utvecklingsaktiviteter. Än så länge är det enbart agnion Energy GmbH som har informerat att de avser att erbjuda kommersiella anläggningar i denna skala⁷.

Även om olika typer av indirekt förgasning kan användas för biometanproduktion i mellanstor skala behöver metaniseringstekniken anpassas för denna anläggningsstorlek. I den här studien har PSI:s isotermiska fluidiserad bäddmetanisering som är avsedd för anläggningar med en kapacitet av 20-50 MW_{bioSNG} varit ett logiskt val.

Normalt är småskaliga anläggningar associerade med en högre specifik investerings- och driftkostnad samt lägre verkningsgrad jämfört med större anläggningar. Genom att använda teknik utvecklad för den mindre skalan kan dessa nackdelar kringgå. Fördelarna med småskaliga anläggningar är bland annat

- den lägre ekonomiska risken
- de goda möjligheterna att säkra upp råvarutillförseln
- lättare att integrera överskottsvärmen med lokalt värme- eller ångbehov

För svenskt vidkommande är bioSNG för transportsektorn av stort intresse. Användningen av biometan som drivmedel ökar snabbt och nådde 83 miljoner Nm³ i Sverige under 2012⁸, vilket motsvarar 0.8 TWh. Region Skåne har satt upp ett ambitiöst mål om 3 TWh biometan per år till 2020 och andra regioner har likande mål, t.ex. Västra Götalandsregionen som har ambitionen att producera och använda 2.4 TWh biometan per år till 2020.

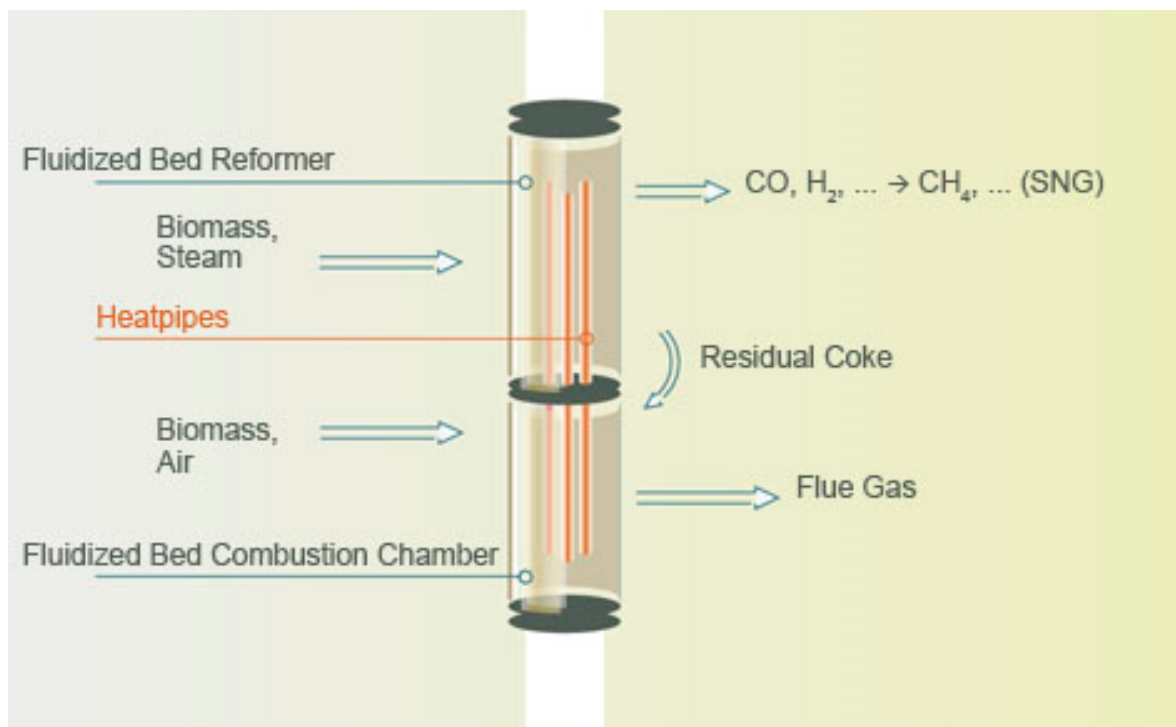
SMÅSKALIG FÖRGASNING

2.3 Teknik för bioSNG-produktion i den lilla skalan $\sim 5 \text{ MW}_{\text{th}}$

Som nämnts tidigare i denna rapport erbjuder det tyska företaget agnion Energy GmbH bioSNG-anläggningar baserade på "heatpipe reformer"-teknik i den riktigt lilla skalan. En "heatpipe reformer"-modul har en kapacitet om $1.4 \text{ MW}_{\text{th}}$. För att matcha anläggningen med tillgängliga aminoskrubbersystem för koldioxidavskiljning och minimera den specifika investeringskostnaden studeras system uppbyggda med fyra sådana moduler i denna rapport. Detta resulterar i en anläggning med en bränsleeffekt på $5.6 \text{ MW}_{\text{th}}$ och en biometan kapacitet på ca $3.2 \text{ MW}_{\text{bioSNG}}$. Årsproduktionen per anläggning är ca 25 GWh biometan.

agnion Heatpipe Reformer

Tekniken som agnion Energy GmbH marknadsför baseras på två bubblande fluidiserade bäddar som är termiskt sammankopplade via 9 meter långa värmerör. Värmerören transporterar värme från förbränningsreaktorn till förgasningsreaktorn (reformer). Forskningen och utvecklingen har genomförts av Highterm Research GmbH vid tekniska universitetet i Graz och tekniken har kommersialiserats av agnion Energy GmbH i Pfaffenhofen an der Ilm, Tyskland.



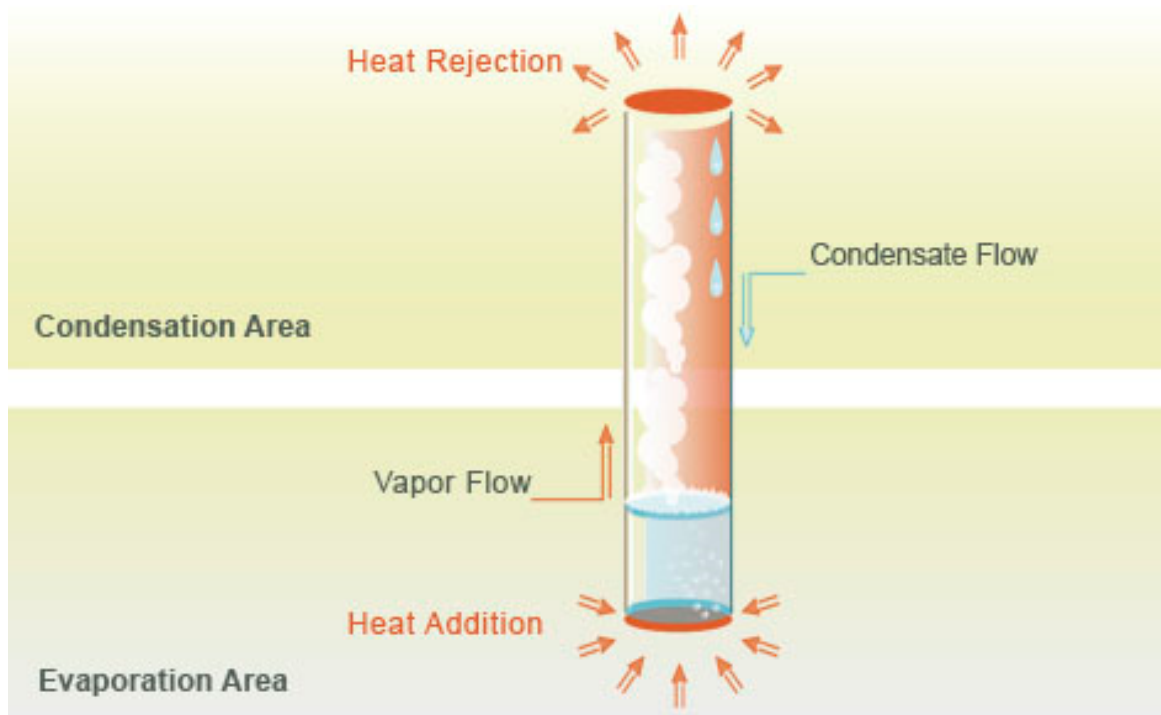
Figur 1. Heatpipe reformer. Publicerad med godkännande av agnion Energy GmbH.

I värmerören transporteras värmen från förbränningsreaktorn till förgasningsreaktorn via ett värmemedium inneslutet i värmerören. Den överförda värmen i kombination med ett förgasningsmedium, i detta fall ånga, resulterar i en termokemisk nedbrytning av biomassan i förgasningsreaktorn till en tjärrik syntesgas.

SMÅSKALIG FÖRGASNING

Den stora fördelen med Heatpipe Reformer-konceptet är att det tillåter en hög värmeöverföring trots en liten temperaturgradient. Med andra ord, även om temperaturskillnaden mellan förbränningsreaktorn och förgasningsreaktorn är liten överförs tillräcklig mängd värme via värmerören. Detta uppnås genom arbetsmediet som är inneslutet i värmerören. Arbetsmediet, i detta fall natrium och kalium, förångas i den del av värmeröret som är i kontakt med förbränningsreaktorn och kondenserar i den del av värmeröret som är i kontakt med förgasningsreaktorn, se Figur 2.

De vertikala värmerören med förgasningsreaktorn ovanpå förbränningsreaktorn skapar en självinducerad cirkulation av arbetsmediet. Arbetsmediet förångas i förbränningsreaktorn och stiger uppåt. I förgasningsreaktorn avges värmen vilket resulterar i att arbetsmediet kondenserar. Genom gravitation rinner kondensatet tillbaka ner i värmeröret till förbränningsreaktorn. Värmeöverföringen är ca 10 gånger högre jämfört med värmeöverföringen i en gas-till-gas värmeväxlare.



Figur 2. Vertikalt värmerör. Publicerad med godkännande av agnion Energy GmbH.

För närvarande finns agnions Heatpipe Reformer i moduler om 1.4 MW_{th} (tidigare 1.3 MW_{th}). De kommersiella installationerna i Tyskland och Italien inkluderar tjäravskiljning baserad på skrubberteknik med organiskt lösningsmedel (RME) och en gasmotor för kraftvärmeproduktion. Då förgasningsreaktorn arbetar vid förhöjt tryck (4 barg) behövs ingen ytterligare tryckhöjning för att mata in syntesgasen i gasmotorn.

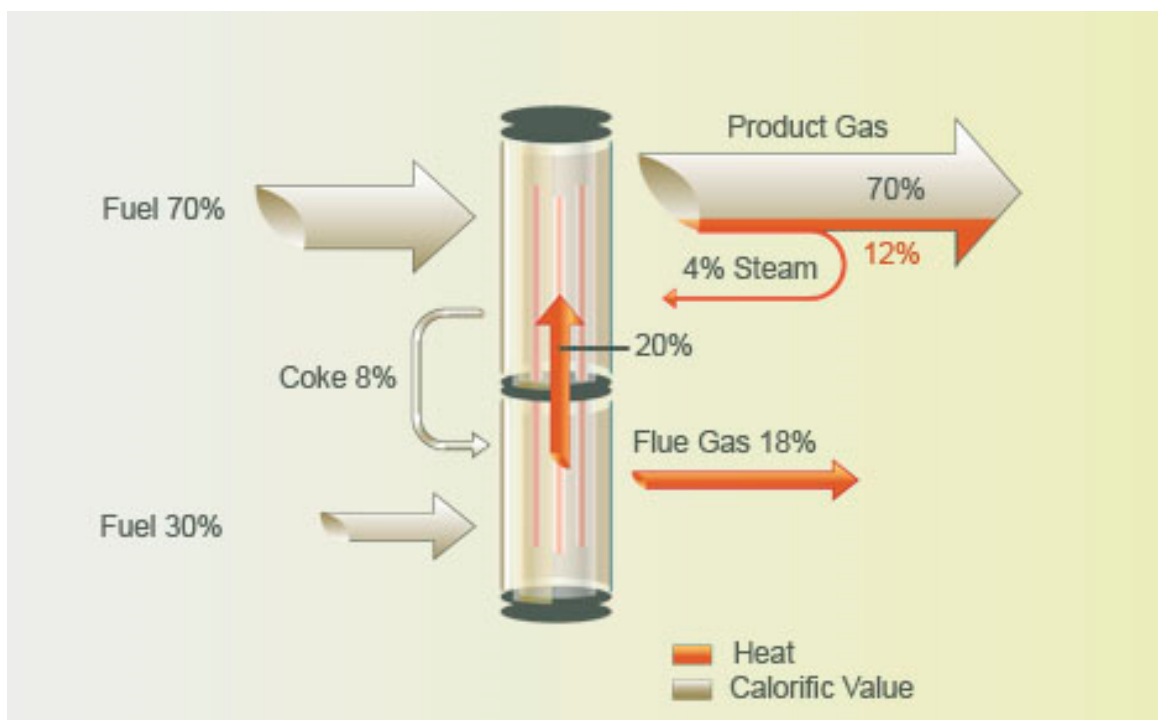
SMÅSKALIG FÖRGASNING

Tabell 1. Kommersiella anläggningar

Plats	Bränsle	Kapacitet	I drift	Typ
Grassau, Tyskland	Träflis	1.3 MW _{th}	maj 2012	KKV
Bozen, Italien	Träflis	2 x 1.3 MW _{th}	dec 2012	KKV

Anläggningen i Grassau var den första kommersiella installationen. I början matades anläggningen med träpellets och därefter byttes bränslet till träflis som är billigare. Bränslebytet resulterade i en del initiala inmatningsproblem, men dessa problem har lösts och nu erbjuds anläggningar med träflis som bränsle på kommersiella grunder.

Kallgasverkningsgraden för agnions Heatpipe reformer ligger på 70 %. Elverkningsgraden för en 1.3 MW_{th}-anläggning som går som kraftvärme är 30 %. Till detta kommer 600 kW värme lämplig för fjärrvärme vilket ger en totalverkningsgrad på 75 %⁹. Energibalansen för agnions Heatpipe Reformer visas i Figur 3.



Figur 3. Energibalans för agnion Heatpipe Reformer. Publicerad med godkännande av agnion Energy GmbH.

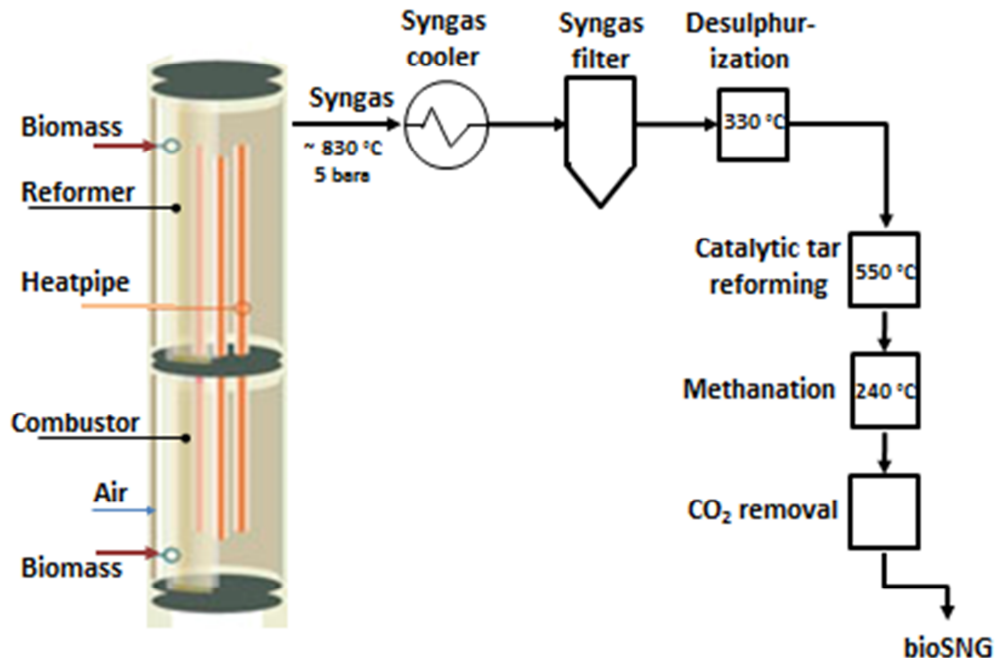
Ny utveckling med fokus på bioSNG-produktion

I den senaste utvecklingen har tjäravskiljningen ersatts med katalytisk tjärreforming och syntesgasen matas in i en metaniseringsreaktor (fastbädd). Slutligen avskiljs koldioxiden, se Figur 4. Resultatet är en gas med högt värmevärde bestående av biometan som kan användas som drivmedel eller matas in på gasnätet.

Avsvavlingen sker i en enkel fastbädd med kommersiellt adsorptionsmaterial baserat på ZnO och ZnO/Cu. Nickelbaserade katalysatorer används både vid hög-

SMÅSKALIG FÖRGASNING

temperaturreformeringen av tjärorna och i metaniseringsreaktorn. Deaktivering av katalysatorerna sker på grund av kolutfällning och det i syntesgasen återstående svavlet¹⁰. Det deaktiverade katalysatormaterialet skickas tillbaka till leverantören för återvinning av nickelinnehållet.



Figur 4. Förenklat flödesschema över ett HPR-system i bioSNG-utförande

Genom att byta ut tjäravskiljning med RME-skrubber mot katalytisk tjärreforming halveras investeringskostnaden för tjärhanteringen samtidigt som man får en mycket enklare process. Den katalytiska tjärreformeringen har demonstrerats i agnions pilotanläggning (500 kW_{th}) i Pfaffenhofen. Nästa steg är att införa katalytisk tjärreforming på de kommersiella kraftvärmeanläggningarna i Grassau och Bolzano.

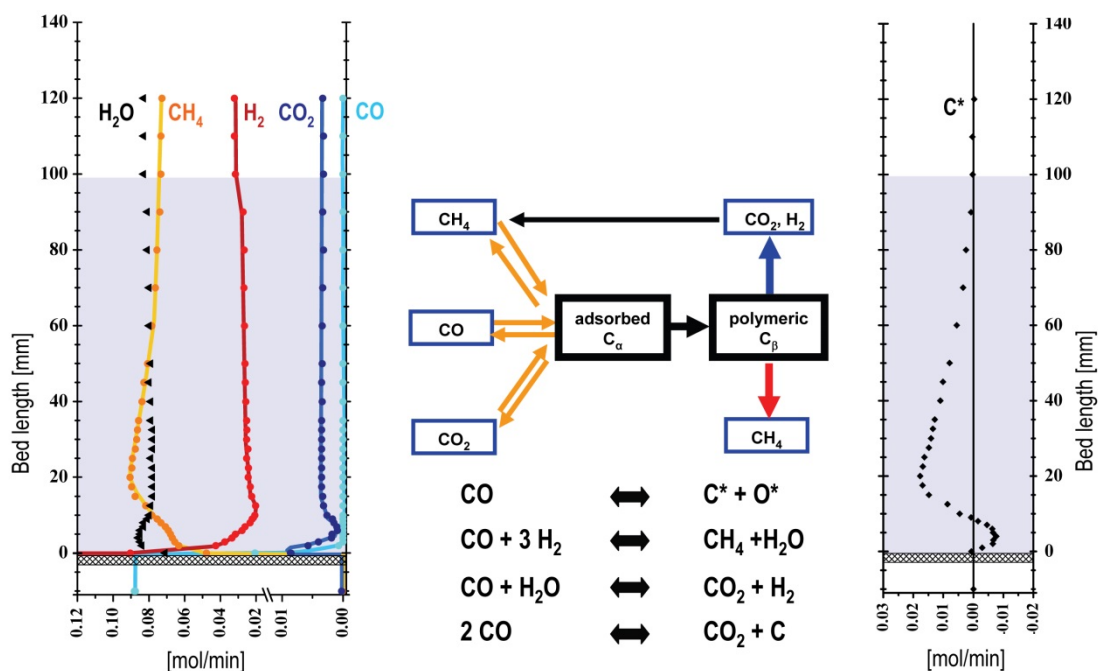
2.4 Teknik för bioSNG-produktion i mellanskalan ~30 MW_{th}

Fördelarna med fluidiserad bädd-metanisering jämfört med fastbäddsmetanisering är den isothermiska driften, enkla styrningen, möjligheterna till intern vatten-gas-skit för justering av H₂/CO-förhållandet och låg risk för katalysatordeaktivering på grund av recirkulation av katalysatorpartiklar genom den bubblande bädden¹¹. Hela processkedjan når en hög omvandlingsverkningsgrad och har potential för lägre investerings- och driftkostnader än konventionell metaniseringsteknologi.

Vid förgasning av biomassa bildas normalt eten som har en tendens att bidra till kolutfällning på det katalytiskt aktiva materialet i metaniseringsreaktorn. Kolutfällning innebär deaktivering av katalysatormaterialet. Vid fluidiserad bädd-metanisering är detta inget problem då eten omvandlas till etan som bidrar positivt till gasens värmevärde. Upp till 3 % etan har observerats vid tester med fluidi-

SMÅSKALIG FÖRGASNING

serad bädd-metanisering⁷. Den huvudsakliga omvandlingen av syntesgas till metan sker i de första centimetrarna av bädden (den CO-rika delen), se Figur 5.

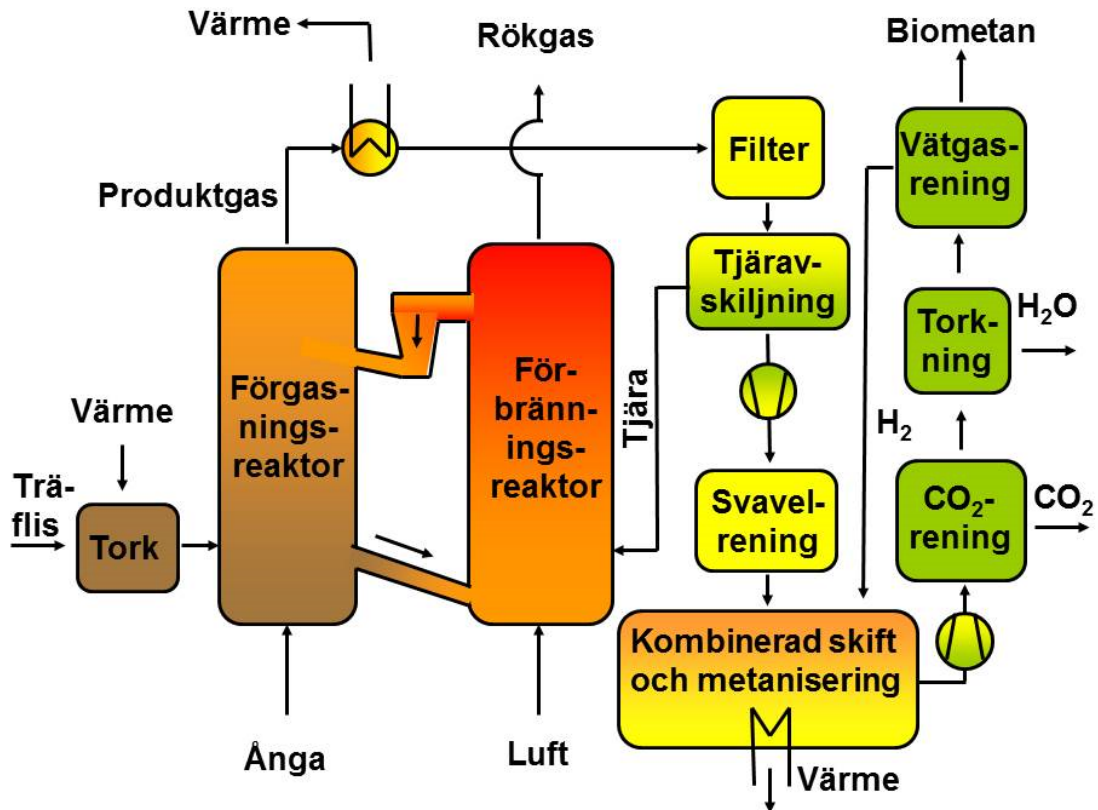


Figur 5. Metanbildning som funktion av bäddhöjd (till vänster) och omvandling av fast kol (till höger). Publicerad med godkännande av Paul Scherrer Institute.

Den isothermiska fluidiserade bädd-metaniseringen som utvecklats av PSI och kommersialiserats av CTU har framgångsrikt demonstrerats i 1 MW-skalan i Güssing, Österrike. Invigningen ägde rum den 24 juni 2009 och gasdrivna bilar kunde tanka bioSNG producerad från träflis för första gången i världshistorien¹².

I figur 6 visas en principskiss över Güssing-anläggningen. Träflis med en fukthalt på 40 % torkas till 15 % innan den matas in i förgasningsreaktorn. Varmt bäddmaterial cirkuleras från förbränningsreaktorn till förgasningsreaktorn och ånga tillsätts. Temperaturen i förgasningsreaktorn är ca 800 °C och den inmatade träflisen bryts i huvudsak ned till vätgas, kolmonoxid, koldioxid, metan och tjärar. Den fasta återstoden, träkoks, cirkuleras tillsammans med bäddmaterial tillbaka till förförbränningsreaktorn. I förbränningsreaktorn förbränns träkoksen fullständigt och nödvändig värme för att driva processen genereras. Tjärorna som avskiljs i RME-skrubbern förs tillsammans med använd RME till förbränningsreaktorn där de förbränns. På så sätt återvinns tjärornas energiinnehåll i form av värme. Efter tjäravskiljningen tas svavel bort för att skydda den efterföljande metaniseringskatalysatorn. Efter metaniseringen avskiljs koldioxid och gasen torkas. Metanhalt ligger på ca 95 % och uppfyller den svenska standarden för biogas som motorbränsle¹³.

SMÅSKALIG FÖRGASNING



Figur 6. Principskiss över Güssing-anläggningen i Österrike där produktion av biometan från träråvara har demonstrerats i pilotskala 2009.

Det planeras för en semi-kommersiell bioSNG-anläggning i Mont La-Ville, Schweiz baserad på CTU/PSI:s fluidiserad bädd-metanisering. Anläggningen förväntas ha en kapacitet som är 2-3 gånger större än pilotanläggningen i Güssingen, det vill säga 2-3 MW bioSNG¹⁴.

Det finns flera tänkbara leverantörer av indirekt förgasningsteknik lämpad för den skala som studeras här $\sim 30 \text{ MW}_{\text{th}}$, däribland Österrikiska Repotec som byggt anläggningen i Güssing och tillhandahåller tekniklicens för förgasningsanläggningen inom GoBiGas-projektet i Göteborg. Resultaten i denna studie baseras på en $33 \text{ MW}_{\text{th}}$ förgasningsanläggning av Güssing-typ med data levererade av Repotec. Anläggningen producerar 20 MW bioSNG, vilket motsvarar en årsproduktion om 150 GWh biometan.

3. Beskrivning av de valda typfallen

3.1 Typfall 5.6 MW_{th}

Anläggningen på 5.6 MW_{th} baseras på indirekt förgasning med fyra "heatpipe reformers", svavelborttagning med ZnO-bädd, katalytisk tjärreforming, fastbädds-metanisering och aminoskrubber för borttagning av koldioxid. Konceptet bygger på att man tillåter en långsam och kontrollerad deaktivering av det nickelbaserade katalysatormaterialet i tjärreformern och metaniseringsreaktorn. Det deaktiverade katalysatormaterialet lämnas sedan tillbaka till leverantören för återvinning av nickel. Den katalytiska tjärreformingen har demonstrerats i pilotskala i Pfaffenhofen an der Ilm och kommer att implementeras i kommersiella kraftvärmeanläggningar.

Själva förgasaren är anpassad för träflis av klass P16 enligt den Europeiska normen EN 14961-4:2011, med en fukthalt på maximalt 20 %. Klass P16 innebär att huvuddelen av träflisen ska ha en storlek som ligger inom intervallet 3.15-16 mm. Tack vare en integrerad bränsletork kan anläggningen använda träflis med fukthalt upp till ca 40 %.

Fyra "heat pipe reformer"-moduler har valts för att rågasflödet efter metaniseringen, ca 600 Nm³/timme, ska passa Purac Puregas minsta aminoskrubber, CApure 600S, som har en nominell kapacitet på 600 Nm³/timme och en maxkapacitet på 700 Nm³/timme. Processvärme används för att regenerera aminvätskan.

Anläggningen har kapacitet att producera biometan motsvarande ca 25 GWh/år.

3.2 Typfall 33 MW_{th}

Den större anläggningen på 33 MW_{th} baseras på indirekt förgasning av Güssing-typ, tjäravskiljning med RME-skrubber, svavelborttagning med ZnO-bädd, fluidiserad bädd-metanisering och aminoskrubber för borttagning av koldioxid. Konceptet har demonstrerats i pilotskala i Güssing inom EU-projektet Bio-SNG.

Anläggningen är designad för träflis med en medelstorlek av 50 mm och en fukthalt på ca 40 %. Den integrerade bränsletorken reducerar fukthalten till ca 15 % innan träflisen matas in i förgasaren.

Rågasflödet efter metaniseringen, drygt 4 000 Nm³/timme passar Purac Puregas aminoskrubber, CApure 5000S, som har en nominell kapacitet på 5 000 Nm³/timme och en maxkapacitet på 6 000 Nm³/timme. Processvärme används för att regenerera aminvätskan.

Anläggningen har kapacitet att producera biometan motsvarande ca 150 GWh/år.

4. Askhantering

I alla förgasnings- och förbränningsprocesser bildas aska. I de flesta fall bildas både botten- och flygaska. Askan i de studerade förgasningsanläggningarna lämnar förgasaren och förbränningsreaktorn med gasen och avskiljs via cyklon och filter. Avskilda askpartiklar, träkoks och sand från förgasningsreaktorn återförs till förbränningsreaktorn. Det gör att det endast bildas flygaska i processen.

33 MW_{th}-anläggningen genererar ca 3 100 ton aska/år. Askmängden för den mindre anläggningen är ca 250 ton/år.

Det finns flera olika alternativ att hantera askan, antingen deponering, askåterföring till skogsmark eller för rening av vatten. De olika alternativen medför olika kostnader. I beräkningarna av ekonomin för förgasningsanläggningarna har antagits att askan deponeras, vilket är den mest kostsamma lösningen.

4.1 Deponering

En stor andel av den flygaska som deponeras i Sverige skickas till Langøya i Norge. Väl där omvandlas askan till stabilt och miljötryggt byggmaterial som används till att fylla igen de stora kratrar på ön som skapats genom tidigare kalkstensbrytning¹⁵.

Det finns även företag som hanterar askor i Sverige, t ex Ragnsells, som årligen tar emot stora mängder aska och slagg från energianläggningar.

Vid sortering av askan som ska deponeras får man även fram ett material som kan användas för att konstruera vägar, planer eller sluttäckningsmaterial på deponier.

Kostnad att deponera askan är uppskattningsvis 800-1 000 kr/ton¹⁶.

4.2 Återföring av aska

Det är även möjligt att återföra askan till skogen. Lös aska består normalt mest av oxider och är starkt basisk och reaktiv, vilket kan orsaka skador på mark och vegetation. För att bli mindre reaktiv och därmed undvika skador måste askan stabiliseras. Detta sker genom härdning. Det finns flera olika metoder att härda askan och den vanligaste är självhärdning i hög, så kallad krossaska. Denna metod innebär att den fuktade askan får ligga och självhärda i en hög utomhus och askpartiklarna binder då ihop sig till större eller mindre korn och klumpar¹⁷.

I förgasningsprocesser som baseras på direkt förgasning kan det vara problem att återföra aska till skogen eftersom den ofta har en för hög kolhalt, det vill säga en stor andel oförbränt bränsle. Om denna andel är större än 10 % är det problem att granulera askan och det är då inte hanterbart rent praktiskt att återföra askan. Detta gäller däremot inte för indirekt förgasning som denna rapport behandlar. Anledningen är att askan från förgasningsreaktorn återförs till förbränningsreaktorn där askans kolinnehåll förbränns.

SMÅSKALIG FÖRGASNING

Det finns idag inga tillgängliga analysresultat av vad askan från de valda förgasningsprocesserna innehåller, men när/om en anläggning byggs är det att rekommendera att askanalyser görs och möjligheten att återföra askan till skogen undersöks.

Kostnad att återföra askan till skogen är uppskattningsvis 500 kr/ton¹⁸.

5. Lokalisering

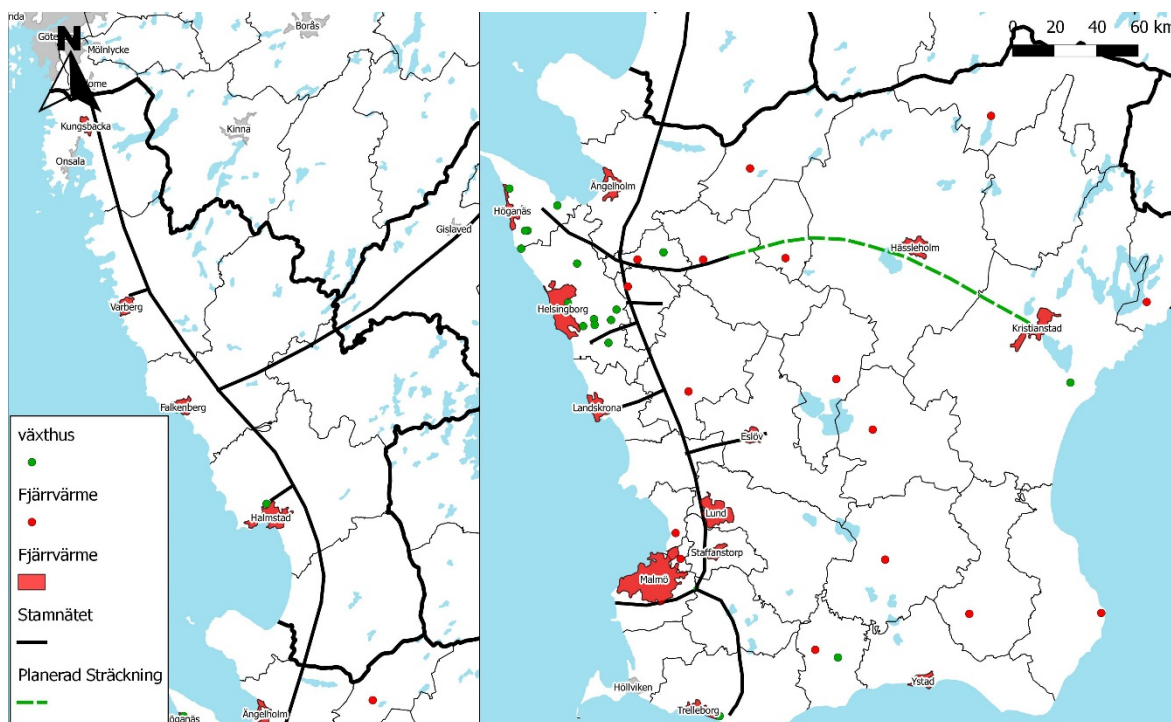
För att få så bra lönsamhet som möjligt för en förgasningsanläggning är det en fördel om det finns avsättning för överskottsvärmen, t.ex. till ett fjärrvärmenät. Detta gäller framförallt anläggningen på 33 MW_{th} eftersom den volymen är svår att avsätta till andra brukare än fjärrvärmenät.

Anläggningen på 5.6 MW_{th} producerar överskottsvärme motsvarande 1.5 GWh, varför närheten till fjärrvärmenät i det fallet inte är lika betydelsefullt. Den anläggningen kan lättare placeras vid mindre fjärrvärmenät eller större enskilda förbrukare.

Ytterligare en fördel är om det skulle finnas möjlighet att få avsättning för den koldioxid som produceras. En nära anslutning till en växthusodling kan då ha stor betydelse. Växthusodlingar har möjlighet att både använda spillvärmen från anläggningen samt även den koldioxid som produceras.

Närheten till ett natur- eller biogasnät är också en fördel för att kunna mata ut gasen och nå kunder på ett effektivt sätt.

En eventuell utbyggnad av gasnätet i norra Skåne, möjliggör utökade distributionsmöjligheter för lokalt producerad biometan via förgasning och metanisering av träråvara. Som exempel på lokaliseringar visar nedanstående karta, Figur 7, var det finns större växthusodlare, fjärrvärmenät samt befintligt och planerat gasnät i Skåne och Halland.



Figur 7. Orter med befintliga fjärrvärmenät, befintlig gasledning, planerad gasledning i norra Skåne samt befintliga större växthusodlare.

SMÅSKALIG FÖRGASNING

5.1 Avsättning värme

Anläggningen på 5.6 MW_{th} avger överskottsvärme på ca 1.5 GWh/år medan anläggningen på 33 MW_{th} avger 30 GWh/år. Genom att få avsättning för den värmen bidrar det till en ökad möjlighet för ekonomisk lönsamhet i en förgasningsanläggning. Den värme som har möjlighet att tas tillvara minskar i motsvarande grad värmeförsörjning av nuvarande bränslen till befintliga fjärrvärmenät eller värmekunder.

I tabell 2, nedan, finns en sammanställning med de orter där det finns fjärrvärme i Skåne och Halland. I huvudsak är det de orter med en fjärrvärmeförsäljning på uppskattningsvis 50 GWh/år och uppåt som är mest intressanta ur lokaliseringshänseende.

Tabell 2. Orter i Skåne och Halland med fjärrvärme.

Ort	Såld värme 2012, GWh ¹⁹	Huvudsakligt bränsle
Halland		
Falkenberg	72,9	Flis
Halmstad	564,2	Avfall, spillvärme
Kungsbacka	117,4	Flis
Varberg	165,5	Spill
Skåne		
Bjuv	232,5	Naturgas, värmepump, spillvärme
Bromölla	39,3	Spillvärme, biobränsle
Burlöv	Uppgift saknas*	
Helsingborg	899,6	Spillvärme, avfall, pellets
Hässleholm	210,5 (inkl Tyringe)	Flis
Höganäs	51,9	Spillvärme
Hörby	24,1	Flis
Höör	23,5	Flis
Klippan	52	Flis (fr o m 2014)
Kristianstad	359	Flis
Landskrona	293,7	Papper, trä, plast, flis
Lund/Lomma/Eslöv	967	
Malmö	Uppgift saknas*	
Osby	47,6	Flis, spån
Perstorp	47	Biobränsle
Simrishamn	47,6	Flis
Sjöbo	25	Flis
Skurup	27	Halm
Staffanstorps	Uppgift saknas*	
Svalöv	19,8	Biobränsle
Tomelilla	33	Flis
Trelleborg	76,3	Flis
Ystad	137,5	Flis

SMÅSKALIG FÖRGASNING

Åstorp	18,7	Pellets, värmepump
Ängelholm	206,4	Bioolja, flis
Örkelljunga	28,7	Flis

*E.ON uppger inte förbrukningen uppdelad per ort.

En lokalisering av förgasningsanläggningen där det finns avsättning för överskottsvärme, ger en möjlig intäkt som beror på mottagarens alternativkostnad. I denna rapport har 18 öre/kWh använts. Intäkten antas vara likartad oavsett om det är ett fjärrvärmenät eller en växthusodlare som har möjlighet att ta emot värmen. Skillnaden är att växthusodlaren kan vara intresserad av överskottsvärme även vid lägre temperaturer än 80-90 °C. Det kan finnas möjlighet till en större intäkt om mottagarens alternativkostnad är högre.

Tabell 3. Prisstatistik för olika bränslen²⁰

Bränsle	Pris, kr/MWh
Pellets	300
Skogsflis	192
Returträ	104

5.2 Avsättning koldioxid

I en växthusodling försöker man optimera tillväxten av växterna genom att tillföra koldioxid. Koldioxidhalten i växthuset varierar med växtens behov av ljus, men även temperaturen har stor betydelse.

Tillförsel av koldioxid kan ske på olika sätt. En vanlig metod är att köpa koldioxid i tank och med hjälp av slangar tillföra den i växthuset. Andra metoder är att förbränna naturgas eller propan direkt i växthuset eller att tillföra koldioxiden genom att rökgaserna från en gaspanna leds in i växthuset, via en doseringsutrustning som fördelar gasen i tunna plastslangar i växthuset.

Ett överslag av hur mycket koldioxid som en anläggning förbrukar kan vara att en anläggning dimensioneras för ca 20 kg/h per 1 000 m² växthusareal. Koldioxid används i regel drygt 6 månader per år, men inte hela dygnet. Ett antagande att koldioxid tillförs under 12 timmar per dygn, gör att förbrukningen i så fall motsvarar 40 ton koldioxid/år och 1 000 m², det vill säga 40 kg/m² och år. Det stämmer bra överens med de siffror som presenteras i rapporten "Resurseffektivare energi- och växthusföretag genom industriell symbios", Stina Andersson, 2010, där den sammanlagda mängden koldioxid som tillförs anges till 20-60 kg/m² och år.

Pris för att köpa flytande koldioxid är 1-3 kr/kg.

Användes dessa beräkningar blir kostnaden för koldioxiden för en växthusodlare 2 kr/kg x 40 000 kg = 80 000 kr/år och 1 000 m² växthusyta.

Typanläggningen på 5.6 MW_{th} producerar uppskattningsvis 4 800 ton koldioxid per år, medan typanläggningen på 33 MW_{th} producerar 26 700 ton koldioxid per år.

SMÅSKALIG FÖRGASNING

Den möjliga avsättningen (och intäkten) av koldioxid, beräknas vara ca en fjärdedel av producerad mängd, med hänsyn taget till behovet av koldioxid. Dock kommer tillgänglig växthusareal att vara begränsande avseende intäkten för typanläggningen på 33 MW_{th} då det inte finns odlare med så stora växthusarealer i Skåne eller Halland.

I Skåne finns det 123 växthusodlare varav 14 med en omsättning på mer än 10 mnkr/år och ytterligare 57 med en omsättning på 1-10 mnkr.

I Halland finns det 1 växthusodlare med en omsättning på mer än 10 mnkr per år och 5 med 1-10 mnkr i omsättning per år.

5.3 Transport av bränsle

Den mängd bränsle som anläggningen på 5.6 MW_{th} behöver är drygt 1.3 ton/timme med fukthalt 15 %. Motsvarande mängd för bränsle med en fukthalt på 40 % är 2 ton/timme och 15 600 ton/år. Energimässigt motsvarar detta volymen bränsle som åtgår att värma ca 75 villor per år. Med en transport där 37 ton träflis transporteras per lastbil innebär det att det kommer att behövas ca 8 transporter i veckan.

Den volym bränsle, fukthalt 40 %, som anläggningen på 33 MW_{th} behöver för att producera gas är drygt 11 ton/timme eller ca 85 000 ton/år. Energimässigt motsvarar detta volymen bränsle som åtgår att värma ca 1 500 villor per år. Med en transport där 37 ton flis transporteras per lastbil innebär det att det kommer att behövas ca 44 transporter i veckan. En placering av den anläggningen kräver således tillgång till bra transportvägar.

I regionen Skåne och Halland finns en väl utbyggd infrastruktur för biobränsletransporter som framgår av tabell 2, där Skåne och Halland tillsammans har mer än 14 fjärrvärmeverk som använder träbränsle som råvara.

5.4 Anläggningens storlek

Hela anläggningen i typfallet på 5.6 MW_{th} inklusive bränslehantering, bränslelager och vändzon för lastbilstransporter får plats på en yta som är 80 m x 50 m.

Hela anläggningen i typfallet på 33 MW_{th} exklusive bränslehantering, bränslelager och vändzon för lastbilstransporter får plats på en yta som är 90 m x 25 m.

6. Distribution

Biogas kan transporteras på olika sätt, via lastbil i komprimerad eller gasform, eller via distributionsledning i gasform. Dessa tre alternativ beskrivs i följande kapitel.

6.1 Gasnät

Ett vanligt alternativ för transport av gas är via ett gasnät. Gasledningar erbjuder en bekväm metod att transportera stora mängder gas vid låga driftskostnader.

Naturgasnätet som finns i Sverige sträcker sig från Trelleborg till Stenungsund. Nätet består av ett transmissionsnät som drivs på 60-80 bar och distributionsledningar, som normalt drivs med ett tryck lägre än 4 bar. Högtrycksledningar är vanligen tillverkade i stål, medan distributionsledningar oftast är tillverkade i polyeten. För att inmatning av biogas på naturgasnätet ska kunna ske krävs att dess kvalitet är anpassad till den gaskvalitet som redan finns på nätet.

För att detta ska vara möjligt krävs att biogasen har ett Wobbeindex på mellan 13.6-15.8 kWh/Nm³ enligt Swedegas kvalitetsspecifikation²¹. Detta motsvarar en gas med en metanhalt på strax över 95 %. Från Danmark levereras naturgas som uppfyller det danska gasreglementet som anger att Wobbeindex under normal drift ska ligga mellan 14.1 och 15.3 kWh/Nm³. Detta motsvarar en gas med en metanhalt som överstiger 97.5 %.

Wobbeindex²² är ett mått på gasers utbytbarhet. Två gaser som har olika sammansättning men samma Wobbeindex kommer att ge lika stor mängd energi för samma brännarmunstycke om munstyckstrycket är lika. Wobbeindex är en parameter som bland annat används vid inmatning på gasnätet.

Wobbeindex definieras som gasens värmevärde, H , dividerat med roten ur den relativa densiteten, d . Den relativa densiteten, d , är gasens densitet, ρ_{gas} , dividerat med luftens densitet, ρ_{luft} .

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

$$d = \frac{\rho_{gas}}{\rho_{luft}}$$

I Sverige används Svensk standard SS 15 54 38 för biogas som drivmedel vilken föreskriver att metanhalten ska vara minst 95 % för motorer med lambdasond¹³. Alla bilar nyare än 1989, då det blev obligatoriskt med katalytisk avgasrening, är utrustade med lambdasond. Normalt används SS 15 54 38 även för uppgraderad biogas som matas in på naturgasnätet. Hittills har propan tillsatts för att höja den uppgraderade biogasens värmevärde till samma nivå som naturgasens, men i takt med att de danska naturgaskällorna i Nordsjön sinar kommer naturgasen från

SMÅSKALIG FÖRGASNING

Danmark i allt högre grad att vara uppblandad med tysk naturgas som har ett lägre värmevärde och därmed lägre Wobbeindex. Det innebär att den naturgas som kommer till Sverige via ledningen från Danmark blir mer lik biogas, det vill säga med mer metan och lägre halter av högre kolväten såsom etan, propan och butan. Det innebär också att på sikt kommer allt mindre volym propan att behövas tillsättas.

Det svenska stamnätet för naturgas har ett tryck på ca 80 bar, medan distributionsnäten har ett betydligt lägre tryck, ofta 4 bar eller lägre. Om det finns möjlighet att mata ut biometanet, som produceras enligt de valda typfallen i denna rapport, på ett distributionsnät behövs ingen kompressorstation då biometanet från anläggningarna normalt levereras vid 4 bar.

6.2 Vägtransporter

Om ett gasnät inte är tillgängligt, kan gas istället transporteras i tankar på lastbil som komprimerad biogas (CBG) eller flytande biogas (LBG).

Komprimerad biogas kan transporteras i stålflaskor eller flaskor av kompositmaterial vid ett tryck på upp till 250 bar. En lastbil som bär tre växelflak med stål-cylindrar kan transportera 4 500 Nm³. Lastbilar som transporterar gasflaskor av kompositmaterial har ungefär dubbla kapaciteten.

Biogas kan dessutom, efter rening från vatten, koldioxid och svavelväte, kondenseras genom kylning. Vid atmosfärstryck måste temperaturen sänkas till -162°C. Vid högre tryck kan temperaturen vara högre. Denna metod är mer konkurrenskraftig när det gäller att transportera gas över längre avstånd. En LNG-trailer kan exempelvis transportera motsvarande 35 000 Nm³.

7. Ekonomi

7.1 Annuitetsmetoden

Det finns olika sätt att beräkna om en investering är lönsam eller ej. I denna rapport används annuitetsmetoden för att beräkna årskostnaden för framställning av biometan via förgasning och metanisering av träflis. Det är sedan upp till potentiella investerare att bedöma om produktionskostnaden för framställning av biometan via förgasning och metanisering är lönsam eller ej.

Investeringen utgör en stor del av produktionskostnaden och för att beräkna årskostnaden används en så kallad annuitetsfaktor. Annuitetsfaktorn beräknas via nedanstående formel

$$k = \frac{p}{1 - (1 + p)^{-n}}$$

där **k** är annuitetsfaktorn, **p** är kalkylräntan och **n** är anläggningens ekonomiska livslängd. Årskostnaden för investeringen fås genom att multiplicera annuitetsfaktorn med den totala investeringskostnaden.

Annuitetsfaktorn baserad på en ekonomisk livslängd om 20 år visas i Tabell 4.

Tabell 4. Beräkning av annuitetsfaktorn

Kalkylränta [%]	Annuitetsfaktor, 20 års livslängd [-]
6.00	0.087
8.00	0.101
10.00	0.118

7.2 Ekonomiska ingångsdata

Då det inte finns någon kommersiell anläggning i drift baseras kostnaderna på inhämtade offerter från leverantörer, vedertagna samband samt indata från forskningsinstitut. VTT har t.ex. i en stor studie²³ listat kostnadsuppskattningar för förgasnings- och gasreningsutrustning och hur dessa beror på anläggningsstorleken via så kallade skalningsfaktorer.

I VTT-studien uppskattas installationskostnaden till 30 % av investeringskostnaden. I installationskostnaden ingår kostnader för instrumentering, kontroll, rördragning, elinstallation, isolering och markarbete. Vidare antas indirekta kostnader uppgå till 22 % av investeringskostnaden. I indirekta kostnader ingår ingenjörsarbete, kontors- och administrationskostnader, uppstartskostnader och avgifter. I den här studien har delar av ovan nämnda påslag använts när inga uppgifter varit tillgängliga. T.ex. uppskattas uppstartskostnaden (ränta under byggtid), kontors- och administrationskostnad samt avgifter uppgå till 6 % av investeringskostnaden.

SMÅSKALIG FÖRGASNING

I VTT-studien uppskattas oförutsedda kostnader uppgå till 20 % av investeringskostnaden för mogen teknik, och 30 % för ny teknik. I den här studien har 25 % använts som ett viktat medelvärde för 33 MW_{th}-anläggningen där förgasningstekniken är kommersialiserad medan tekniken med fluidiserad bädd-metanisering fortfarande är på demonstrationsstadiet. För 5.6 MW_{th}-anläggningen har inget påslag för oförutsett gjorts då agnionen Energy GmbH erbjuder ett full-servicepaket där leverantören står för drift och underhåll inklusive reservdelar.

Tabell 5. Ingångsdata för beräkning av produktionskostnad

	5.6 MW _{th}	33 MW _{th}
Ekonomisk livslängd [år]	20	20
Investeringskostnad [tkr]*	113 600	436 500
Oförutsett [tkr]	-	109 000
Indirekta kostnader [tkr]	6 800	26 200
Drift- och underhåll	7 900	51 100
Bränslekostnad [SEK/MWh]	0-200	0-200
Fukthalt bränsle [%]	40	40
BioSNG-kapacitet [kW]	3 160	20 000
Kalkylränta [%]	6.0 resp. 10.0	6.0 resp.10.0
Elkostnad [SEK/kWh]	0.60	0.60
Värmepris [SEK/MWh]	180	180
Drifttimmar/år [timmar/år]	7 800	7 500

* Baserat på växelkursen 1€=8.8 SEK.

Notabelt för båda anläggningarna är att merparten av överskottsvärmen används för generering av processånga, torkning av det inkommande biobränslet och regenerering av skrubbevättskan i aminoskrubbern. 5.6 MW_{th}-anläggningen i standardutförande förväntas generera i storleksordningen 200 kW och 33 MW_{th}-anläggningen 4 MW värme som kan användas för fjärr- eller närvärmeändamål vid en temperaturnivå på 80-90 °C. Det motsvarar en överskottsvärme på 1.5 GWh/år respektive 30 GWh/år. Ytterligare 200 kW respektive 1.6 MW värme kan erhållas vid en temperaturnivå på ca 60 °C i samband med kylning av skrubbevättskan.

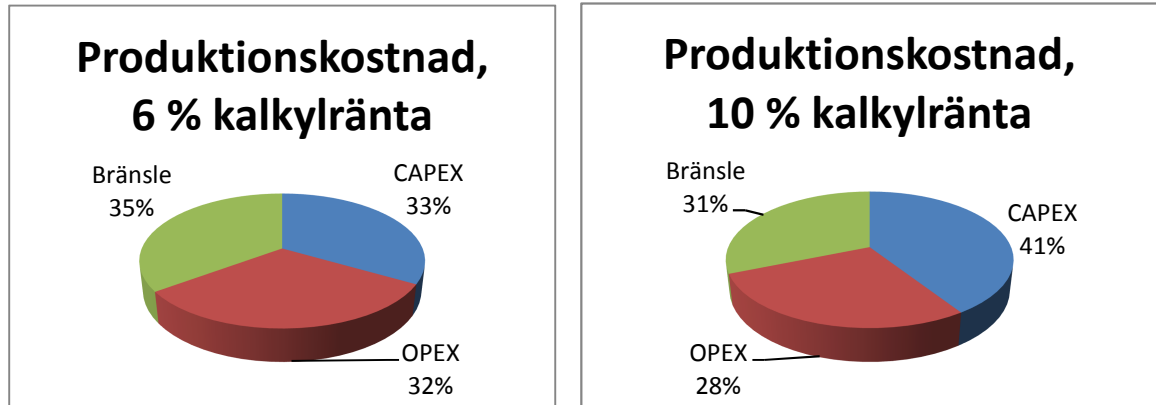
7.3 Kostnadsfördelning

Produktionskostnaden består av investeringskostnad, drift- och underhållskostnader och bränslekostnad. Hur denna fördelning ser ut är av intresse då möjligheten att reducera produktionskostnaden beror på hur stora reduceringsmöjligheterna är för respektive kostnadsslag och hur stor andel kostnadsslaget utgör av produktionskostnaden.

Kostnadsfördelningen vid 6 % respektive 10 % kalkylränta har beräknats för båda anläggningsstorlekarna. Investeringskostnaden har reducerats med Energimyndighetens stöd om maximalt 25 mnkr för demonstration av ny teknik och sedan fördelats per år via annuitetsmetoden. Denna kostnad benämns CAPEX (Capital

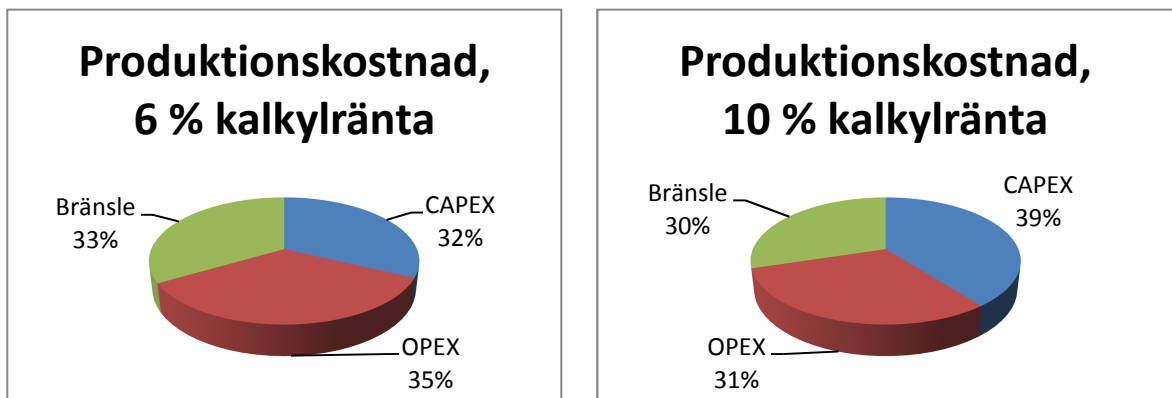
SMÅSKALIG FÖRGASNING

Expenses). Drift- och underhållskostnaderna per år benämns OPEX (Operating Expenses). Bränslekostnaden per år är beräknad med en fliskostnad på 200 kr/MWh. Kostnadsfördelningen för 5.6 MW_{th}-anläggningen visas i Figur 8 och för 33 MW_{th}-anläggningen i Figur 9.



Figur 8. Kostnadsfördelningen för 5.6 MW_{th}-anläggningen med 6 % kalkylränta till vänster och 10 % kalkylränta till höger.

Ur Figur 8 framgår det tydligt att bränslekostnaden utgör ca en tredjedel av produktionskostnaden. Investeringskostnaden förväntas sjunka kraftigt i takt med att teknikmognad uppnås. Om investeringskostnaden minskas till 50 % kommer produktionskostnaden att sjunka med drygt 16 % vid 6 % kalkylränta och med drygt 20 % vid 10 % kalkylränta. På kort sikt är det dock bränslekostnaden som är den enskilt största påverkbara faktorn.



Figur 9. Kostnadsfördelningen för 33 MW_{th}-anläggningen med 6 % kalkylränta till vänster och 10 % kalkylränta till höger.

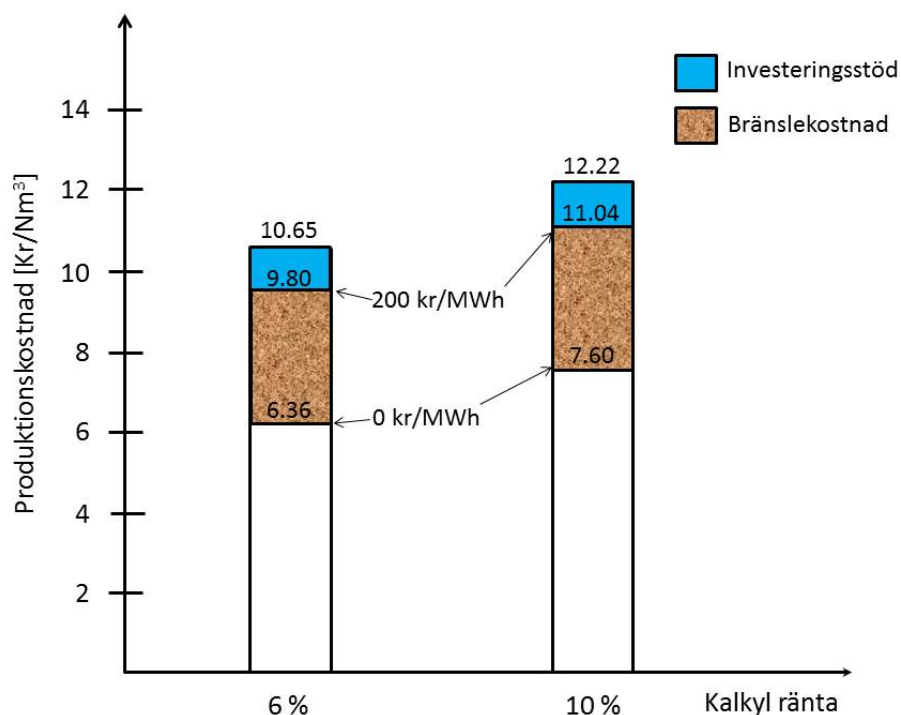
Precis som för 5.6 MW_{th}-anläggningen utgör bränslekostnaden ca en tredjedel av produktionskostnaden och är den enskilt största påverkbara faktorn.

SMÅSKALIG FÖRGASNING

7.4 Produktionskostnad

Produktionskostnaden för framställning av bioSNG för två olika anläggningsstorlekar, 5.6 MW_{th} respektive 33 MW_{th}, har beräknats. Hänsyn har tagits till Energimyndighetens befintliga stöd för ny teknik avseende biogas och andra förnybara energigaser om maximalt 25 mnkr. I strävan efter låg eller till och med negativ bränslekostnad är olika typer av avfall aktuella. I första hand handlar det om avfall med en karakteristik snarlik konventionellt träflis såsom utsorterat park- och trädgårdsavfall och returträ av god kvalitet. För närvarande är avfallshanteringsavgiften²⁴ för park- och trädgårdsavfall ca 360 kr/ton men det finns flera kommuner som själva flisar upp grenar och ris och säljer vidare till värmeverk. Av den anledningen har inte någon negativ bränslekostnad beaktats i beräkningarna utan 0 kr/MWh har använts som ett ytterlighetsfall.

Fall I, 5.6 MW_{th} utan fjärrvärmeintegrering



Figur 10. Produktionskostnaden för bioSNG i en 5.6 MW_{th}-anläggning som funktion av intern kalkylränta. Påverkan av investeringsstöd om maximalt 25 mnkr och av en bränslekostnad som varierar från 0 till 200 kr/MWh är inkluderad.

Produktionskostnaden för en 5.6 MW_{th}-anläggning uttryckt som kr/Nm³ bioSNG ses i figur 10. Med en intern kalkylränta på 6 % blir produktionskostnaden 10.65 kr/Nm³ bioSNG. Tar man hänsyn till Energimyndighetens stöd på maximalt 25 mnkr blir produktionskostnaden 9.80 kr/Nm³ bioSNG. Störst påverkan har bränslekostnaden. Varieras bränslekostnaden från 0 till 200 kr/MWh ändras produktionskostnaden från 6.36 till 9.80 kr/Nm³ bioSNG.

SMÅSKALIG FÖRGASNING

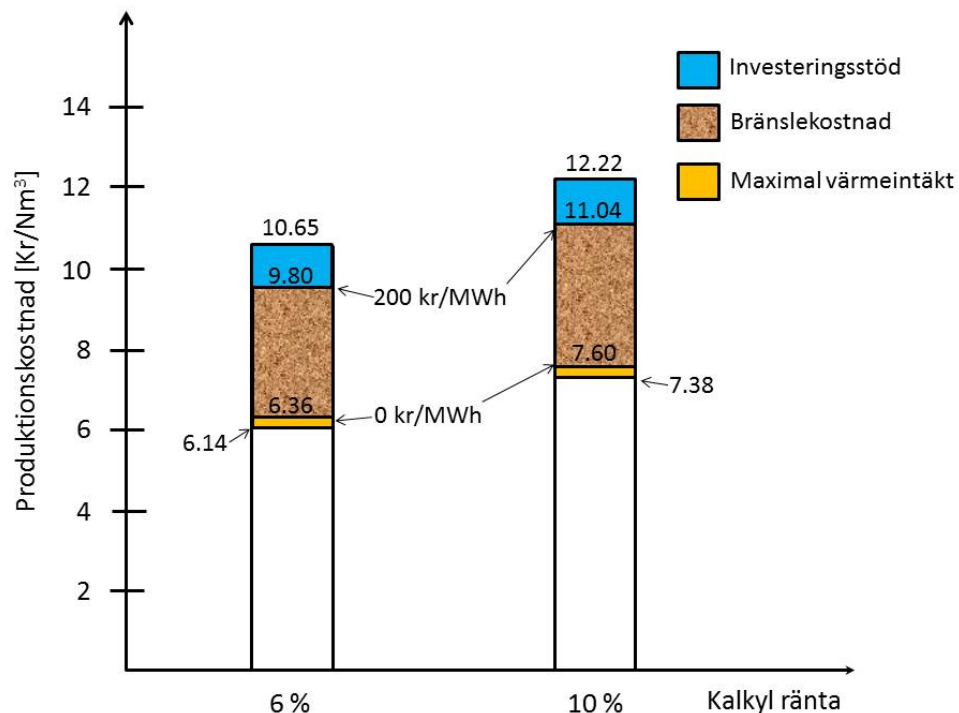
Värmeöverskottet antas kylas bort utan någon vidare användning. Det innebär att anläggningen kan placeras oberoende av lokalt värmebehov, t.ex. i områden där det finns god tillgång på bränsleråvara. Notera att även om värmen inte används så måste den kylas bort för att metaniserings- och uppgraderingsprocesserna ska fungera.

Fall II, 5.6 MW_{th} med fjärrvärmeintegrering

Om det värmeöverskott, ca 200 kW vid en temperaturnivå på 80-90 °C, som återstår efter torkning av ingående bränsle, generering av processånga och regenerering av skrubbeväska utnyttjas fullt ut sjunker produktionskostnaden med ca 11 öre.

Ytterligare värme kan erhållas från kylning av den regenererade skrubbeväska, ca 200 kW vid en temperaturnivå på 60 °C. Om även denna mängd värme kan utnyttjas fullt ut kan produktionskostnaden per Nm³ bioSNG sänkas ytterligare ca 11 öre.

Är förgasningsanläggningen kopplad till ett fjärrvärmenät finns det möjlighet att få avsättning för värmeöverskottet. Visserligen är uppvärmningssäsongen normalt ca 3 500-4 500 timmar per år, men det finns alltid en baslast för varmvatten, vilket gör att värmen kan utnyttjas alla 7800 drifttimmar som anläggningen planeras att köra.



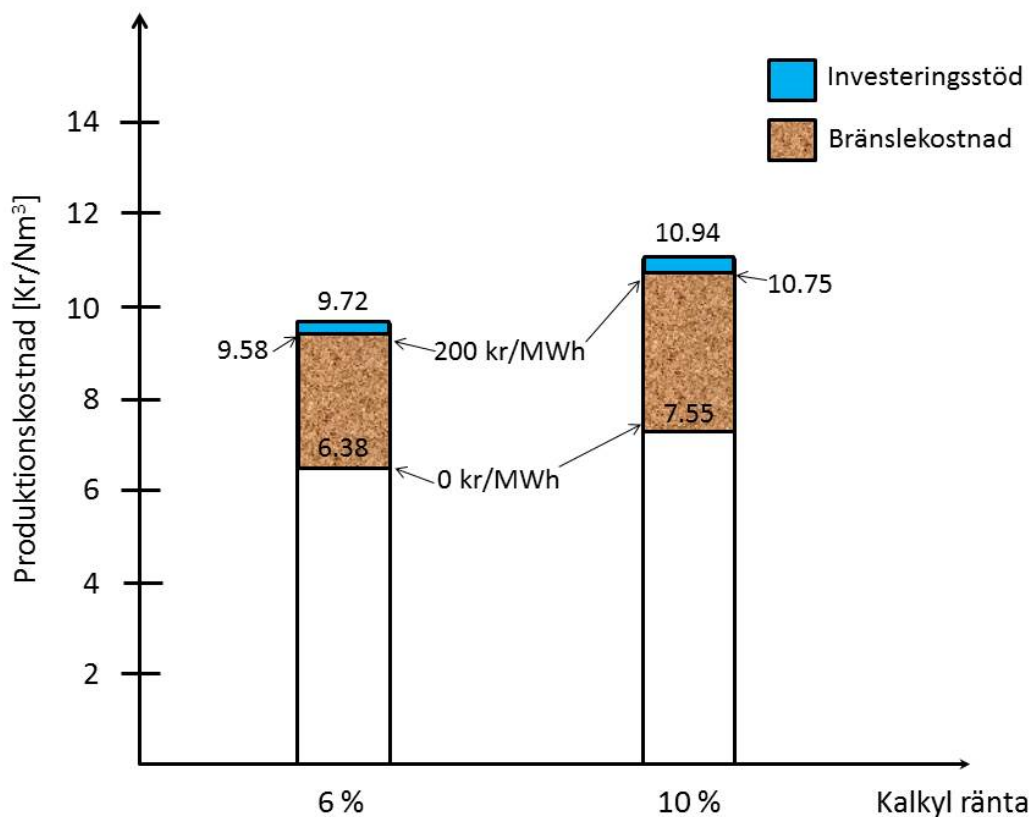
Figur 11. Produktionskostnaden för bioSNG i en 5.6 MW_{th}-anläggning som funktion av intern kalkylränta. Påverkan av investeringsskatt om maximalt 25 mnkr, en bränslekostnad som varierar från 0 till 200 kr/MWh och maximal värmeintäkt är inkluderade.

SMÅSKALIG FÖRGASNING

I Figur 11 har den reduktion i produktionskostnad som fullt värmeutnyttjande, det vill säga 200 plus 200 kW, innebär tagits med som ett ytterlighetsfall.

Fall III, 33 MW_{th} utan fjärrvärmeintegrering

Produktionskostnaden för en 33 MW_{th}-anläggning uttryckt som kr/Nm³ bioSNG ses i figur 12. Med en intern kalkylränta på 6.0 % blir produktionskostnaden 9.72 kr/Nm³ bioSNG. Tar man hänsyn till Energimyndighetens befintliga stöd för ny teknik på maximalt 25 mnkr blir produktionskostnaden 9.58 kr/Nm³ bioSNG.



Figur 12. Produktionskostnaden för bioSNG i en 33 MW_{th}-anläggning som funktion av intern kalkylränta. Påverkan av investeringsstöd om maximalt 25 mnkr och av en bränslekostnad som varierar från 0 till 200 kr/MWh är inkluderad.

Precis som för den mindre anläggningen har bränslekostnaden stor påverkan på produktionskostnaden. Varieras bränslekostnaden från 0 till 200 kr/MWh ändras produktionskostnaden från 6.38 till 9.58 kr/Nm³ bioSNG. Motsvarande siffror för en intern kalkylränta på 10.0 % är också medtagen (höger stapel i figur 12).

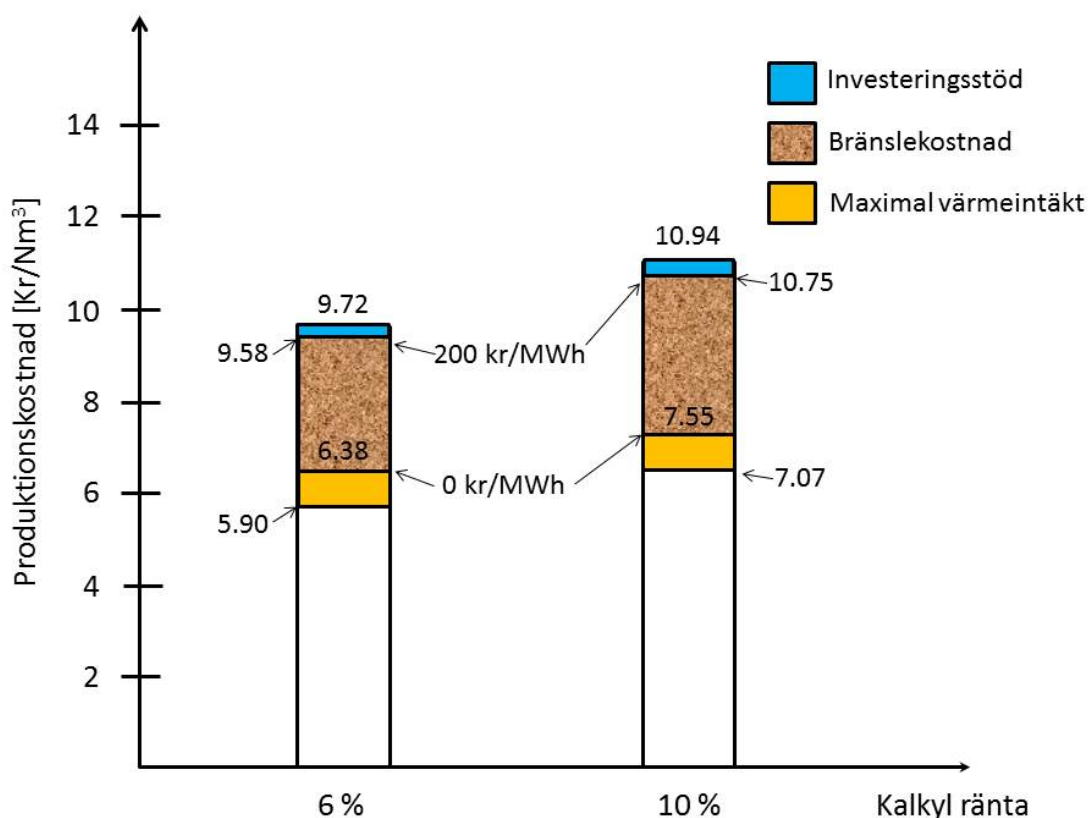
SMÅSKALIG FÖRGASNING

Fall IV, 33 MW_{th} med fjärrvärmeintegrering

Om det värmeöverskott, 4 MW, 30 GWh/år, som återstår efter torkning av ingående bränsle, generering av processånga och regenerering av skrubbeväska utnyttjas fullt ut sjunker produktionskostnaden per Nm³ bioSNG med ca 34 öre.

Ytterligare värme kan erhållas i samband med kylningen av den regenererade skrubbeväska, motsvarande ca 1.6 MW vid en temperaturnivå på 60 °C. Om även denna mängd värme utnyttjas fullt ut kan produktionskostnaden per Nm³ bioSNG sänkas med ytterligare ca 14 öre.

Precis som hos den mindre anläggningen finns det möjlighet att få avsättning för värmeöverskottet. I Figur 13 har den reduktion i produktionskostnad som fullt värmeutnyttjande, det vill säga 4 plus 1.6 MW, innebär tagits med.



Figur 13. Produktionskostnaden för bioSNG i en 33 MW_{th}-anläggning som funktion av intern kalkylränta. Påverkan av investeringsstöd om maximalt 25 mnkr, en bränslekostnad som varierar från 0 till 200 kr/MWh och maximal värmeintäkt är inkluderade.

Utnyttjande av avskild koldioxid för koldioxidgödsling i växthus

5.6 MW_{th}-anläggningen genererar i storleksordningen 4 800 ton koldioxid som avskiljs i aminoskrubben. Med antagandet om ett koldioxidgödslingsbehov i växthus om 40 kg koldioxid/m² och år och att koldioxidgödslingen utförs under 6 månader

SMÅSKALIG FÖRGASNING

och 12 timmar per dygn matchar förgasningsanläggningen en växthusarea på ca 30 000 m². Det vill säga att förgasningsanläggningen producerar 1 200 ton koldioxid räknat på 6 månader och 12 timmar per dygn. Med en koldioxidkostnad på 2 kr/kg uppgår värdet till 2.4 mnkr/år.

Intäkten från koldioxidanvändningen motsvarar en reducering av produktionskostnaden per Nm³ bioSNG med 95 öre för 5.6 MW_{th}-anläggningen.

33 MW_{th}-anläggningen genererar i storleksordningen 26 700 ton koldioxid som avskiljs i aminoskrubbern. Detta kan försörja en växthusarea på ca 170 000 m². Då det inte finns växthusodlare med så stora arealer och det sannolikt inte är lönsamt att transportera gasen eller bygga ledningar för distribution till andra användare har 30 000 m² använts för beräkning av potentiell reducering i produktionskostnad. Intäkten från koldioxidanvändning blir då 2.4 mnkr och motsvarar en reducering av produktionskostnaden per Nm³ bioSNG med 16 öre för 33 MW_{th}-anläggningen.

Känslighetsanalys

För att få en uppfattning hur känslig produktionskostnaden är för variationer i indata görs en känslighetsanalys för två referensfall, ett utan fjärrvärmeintegrering och ett med. I känslighetsanalysen har inte potentiell intäkt för avsättning av koldioxid tagits med.

I referensfall 1 ingår inget investeringsstöd, bränslekostnaden är 200 kr/MWh och ingen värmeintäkt antas. Referensfall 1 motsvarar fall I och III.

Tabell 6. Procentuell förändring av produktionskostnaden när investeringskostnad och bränslekostnad varieras med plus minus 20 % för referensfall 1.

Anläggningsstorlek	5.6 MW _{th}		33 MW _{th}	
Kalkylränta [%]	6.0	10.0	6.0	10.0
Produktionskostnad referens [kr/Nm ³]	10.65	12.22	9.72	10.94
Investeringskostnad - 20 % [kr/Nm ³]	9.83	11.08	9.08	10.05
Investeringskostnad + 20 % [kr/Nm ³]	11.48	13.35	10.36	11.83
Bränslekostnad - 20 % [kr/Nm ³]	9.97	11.53	9.08	10.30
Bränslekostnad + 20 % [kr/Nm ³]	11.34	12.90	10.36	11.58

Ur tabell 6 framgår det att om investeringskostnaden minskas med 20 % för 5.6 MW_{th}-anläggningen minskar produktionskostnaden vid 6.0 % kalkylränta från 10.65 kr/Nm³ till 9.83 kr/Nm³. På motsvarande sätt ökar produktionskostnaden till 11.48 kr/Nm³ om investeringskostnaden ökas med 20 %.

I referensfall 2 ingår inget investeringsstöd, bränslekostnaden är 200 kr/MWh och värmeintäkten är 18 öre/kWh och fullt värmeutnyttjande antas, det vill säga

SMÅSKALIG FÖRGASNING

värmen kan användas under anläggningarnas alla drifttimmar. Referensfall 2 motsvarar fall II och IV.

Tabell 7. Procentuell förändring av produktionskostnaden när investeringskostnad, bränslekostnad och värmeintäkt varieras med plus minus 20 % för referensfall 2.

Anläggningsstorlek	5.6 MW _{th}		33 MW _{th}	
Kalkylränta [%]	6.0	10.0	6.0	10.0
Produktionskostnad referens [kr/Nm ³]	10.43	12.00	9.37	10.59
Investeringskostnad - 20 % [kr/Nm ³]	9.61	10.86	8.73	9.71
Investeringskostnad + 20 % [kr/Nm ³]	11.26	13.13	10.02	11.48
Bränslekostnad - 20 % [kr/Nm ³]	9.75	11.31	8.73	9.95
Bränslekostnad + 20 % [kr/Nm ³]	11.12	12.68	10.01	11.23
Värmeintäkt – 20 % [kr/Nm ³]	10.48	12.04	9.44	10.66
Värmeintäkt + 20 % [kr/Nm ³]	10.39	11.95	9.30	10.52

Ur tabell 7 framgår det att om investeringskostnaden minskas med 20 % för 33 MW_{th}-anläggningen minskar produktionskostnaden vid 6.0 % kalkylränta från 9.37 kr/Nm³ till 8.83 kr/Nm³. På motsvarande sätt ökar produktionskostnaden till 10.02 kr/Nm³ om investeringskostnaden ökas med 20 %. Notabelt är att en variation på 20 % i värmeintäkt ger en mycket liten påverkan på produktionskostnaden.

8. Diskussion, slutsatser och framtida arbete

Framställning av biometan via förgasning och metanisering av råvara baserad på träbränsle är fördelaktigt ur flera aspekter

- Biometan kan framställas med högst omvandlingsverkningsgrad av alla andra generationens drivmedel, 60-70 %, plus värme
- Biometan kan distribueras enkelt, miljövänligt och effektivt via gasnät
- Biometan kan användas med högst verkningsgrad och lägst emissioner av dagens kommersiellt tillgängliga bränslen/drivmedel
- Råvaran konkurrerar inte med livsmedelsproduktion

Ovanstående gäller för biometan generellt, oavsett om det framställs i stora eller små anläggningar. Det finns dock flera fördelar med småskalig produktion som förtjänar att nämnas

- Det är lättare att säkra upp råvarutillförsel och logistiken är enklare då det är mindre mängd råvara som behöver transporteras
- Det är lättare att matcha överskottsvärme med lokalt värme- och ångbehov
- Lägre ekonomisk risk då investeringen är mindre än för en stor anläggning

Det är uppenbart att det krävs styrmedel för att få till stånd en kraftfull utbyggnad av anläggningar för framställning av biometan via förgasning och metanisering. Samma slutsats dras i den statliga utredningen Fossiloberoende fordonsflotta 2030 (FFF-utredningen)²⁵.

Det finns mycket som talar för att småskalig framställning av biometan via förgasning och metanisering kan bli lönsam med ett initialt investerings- eller produktionsstöd. Det finns förutsättningar att bygga ett stort antal småskaliga anläggningar vilket borgar för att teknikmognad kan uppnås snabbare än för stora anläggningar och att möjligheten att bygga standardiserade moduler är större. Teknikmognad och standardisering ger utrymme för kraftigt reducerade investeringskostnader men det krävs att det byggs anläggningar som initialt i sig själva inte är kommersiella. Det är här ett tidsbegränsat investerings- eller produktionsstöd, så som föreslås i FFF-utredningen, kan hjälpa till att överbrygga detta hinder. Även regionala initiativ och befintliga möjligheter till investeringsstöd för ny teknik är viktiga ingredienser i strävan att uppnå kommersiell produktion av biometan via förgasning och metanisering.

Det pågår en ständig teknikutveckling som innebär att vi kan förvänta oss anläggningar som är effektivare, mer automatiserade och som kräver mindre underhåll, vilket är positivt för möjligheten att uppnå lönsam produktion.

Bränslekostnaden är den enskilt största påverkbara faktorn för att uppnå lönsam produktion. Med sekundära bränslen som har en karakteristik motsvarande konventionellt träflis, såsom utsorterat park- och trädgårdsavfall, returträ och i vissa fall rivningsvirke förbättras ekonomin dramatiskt. Dock krävs det fortsatta studier och utvecklingsarbete för att hantera dessa avfallsfraktioner. Främst rör det sig om hantering av råvarans innehåll av svavel och klor.

SMÅSKALIG FÖRGASNING

Med annat bränsle än skogsflis finns det en risk för att det krävs en reningsutrustning med högre kapacitet än om bara skogsflis förgasas.

Redan idag kan lönsam produktion uppnås under vissa specifika omständigheter. Exempel på sådana omständigheter är:

- Projektägaren har en kvittblivningskostnad för råvaran. Det kostar ca 360 kr/ton i avgift att lämna park- och trädgårdsavfall till avfallshantering. Man ska dock ha i åtanke att denna fraktion kan ha en alternativ intäkt då den kan flisas och säljs till värmeverk eller liknande.
- Projektägaren har en biogasanläggning med överkapacitet i uppgraderingen. Genom att blanda flödet av det råa biometanet från metaniseringsreaktorn med det råa biogasflödet kan investeringskostnaden för en uppgradering undvikas. Normalt utgör denna kostnad 10-20 % av anläggningens hela investeringskostnad.
- Projektägaren kan utnyttja överskottsvärmen och den koldioxid som avskiljs i uppgraderingen (t.ex. växthusodlare). Bidraget kan i gynnsamma fall uppgå till närmare 1 krona i sänkt produktionskostnad per Nm³ bio-SNG.

Andra fördelaktiga omständigheter är närhet till gasnät eller befintliga tankstationer, verksamheter som processar stora mängder biobränslen och avfall samt närhet till lokala värmenät. Det finns ett stort värde i att biometan är miljövänligt och uthålligt och kan bidra till att uppfylla de mål som satts upp av bland andra Region Skåne. Detta värde speglas normalt sett inte i produktionskostnaden utan utgör snarare motiv för statliga och regionala investerings- och produktionsstöd samt insatser för fortsatt teknikutveckling.

Sextio 5.6 MW_{th}-anläggningar eller tio 33 MW_{th}-anläggningar har möjlighet att producera 1.5 TWh bioSNG/år vilket är den siffra för biometan via förgasning som nämns i Regions Skånes färdplan för biogas för 2020. Den totala investeringskostnaden, utan att ta hänsyn till investeringsstöd eller kostnadsreduktion för teknikmognad i takt med att det byggs anläggningar, blir då 7.2 mdkr för 5.6 MW_{th}-anläggningen respektive 5.7 mdkr för 33 MW_{th}-anläggningen.

Det fortsatta arbetet bör koncentreras kring möjligheten att använda avfallsfraktioner och svåra biobränslen som råvaror. Primärt handlar det om de fraktioner av utsorterat park- och trädgårdsavfall som är lämpliga för förgasning (träd, grenar och ris) men på sikt även processtekniskt svårare råvaror såsom halm och tång.

Avslutningsvis är det glädjande att kunna berätta att arbetet i detta projekt har lett till en ansökan om stöd från Energimyndigheten för uppförandet av en demonstrationsanläggning för småskalig förgasning och metanisering i Skåne.

9. Referenser

- ¹ Dahlgren, S. et al. Realiserbar biogaspotential i Sverige år 2030 genom rötning och förgasning. WSP, 2013.
- ² Linné, M. et al. Den svenska biogaspotentialen från inhemska restprodukter, Avfall Sverige, 2008.
- ³ Hofbauer, H. et al. Gas cleaning for synthesis applications. Chapter 11 in Thermal Biomass Conversion, CPL Press 2009.
- ⁴ Held, J. (editor). International Seminar on Gasification 2008. SGC Rapport 193, Svenskt Gastekniskt Center, 2008.
- ⁵ Held, J. Gasification – Status and technology. SGC Rapport 240, Svenskt Gastekniskt Center, 2012.
- ⁶ Held, J. (editor). Conference Proceedings 1st International Conference on Renewable Energy Gas Technology, 22-23 May 2014, Malmö. Renewable Energy Technology International AB, 2014.
- ⁷ Held, J. Small and medium scale bioSNG production technology. Renewtec Report 001:2013, ISSN 2001-6255, Renewable Energy Technology International AB, 2013.
- ⁸ Statistiska centralbyrån. <http://www.scb.se/sv/Hitta-statistik/Statistik-efter-amne/Energi/Tillforsel-och-anvandning-av-energi/Leveranser-av-fordonsgas/Aktuell-pong/307506/310231/>. Senast besökt 2014-05-27.
- ⁹ Gallmetzer, G. et al. The agnion Hetapipe-Reformer – operating experiences and evaluation of fuel conversion and syngas composition. Biomass Conversion and Biorefinery Journal, April 2012. DOI 10.1007/s13399-012-0046-2.
- ¹⁰ Kienberger, T. et al. Desulfurization and in situ tar reduction within catalytic methanation of bio-genous synthesis gas. Fuel (2013), <http://dx.doi.org/10.1016/j.fuel.2013.01.061>.
- ¹¹ Kopyscinski, Jan. Production of synthetic natural gas in a fluidized bed reactor. Doctoral thesis, ETH Zürich, 2010.
- ¹² Rehling, B. et al. BioSNG – process simulation and comparison with first results from a 1-MW demonstration plant. Biomass Conversion and Biorefinery Journal, (2011) 1:111-119.
- ¹³ Svensk standard SS 15 54 38 Motorbränslen – Biogas som bränsle till snabbgående ottomotorer. Standardiseringen i Sverige, 1999.
- ¹⁴ http://www.ctu.ch/uploads/documents/presse_pdfs/20130828_der_landbote.pdf.
- ¹⁵ <http://www.noah.no/OmNOAH/OmLang%C3%B8ya/tabid/554/Default.aspx>.
- ¹⁶ Ragn-Sells AB, Joakim Landström, 2014-05-21.
- ¹⁷ Aska, innehåll och hårdning, Skogsvårdsstyrelsen Västra Götaland
- ¹⁸ Svensk Skogsgödsling, Daniel Glimtoft, 2014-03-04.
- ¹⁹ <http://www.ei.se/fjarrvarmekollen>, 2014-05-22.
- ²⁰ Trädbränsle- och torvpriser nr 1/2014. Statens energimyndighet, 2014.
- ²¹ Nelsson, C. Inmatning av biogas på naturgasnätet – tekniska och ekonomiska aspekter på slo-pad propanfillsats. SGC Rapport 261, Svenskt Gastekniskt Center, 2012.
- ²² Naturgashandbok. Sydgas AB, 1981.
- ²³ Hannula, I. and Kurkela, E. Liquid transportation fuels via large-scale fluidised-bed gasification of lignocellulosic biomass. VTT Technology 91. VTT Technical Research Centre of Finland, 2013.
- ²⁴ NSR mottagningsavgifter. Senast besökt 2014-04-11.
http://www.nsr.se/Admin/Public/DWSDownload.aspx?File=%2fFiles%2fFiler%2fForetag%2fNSR_Mottagningsavgifter_2014_01_01_Helsingborg.pdf.
- ²⁵ SOU 2013:84 Fossilfrihet på väg. <http://www.regeringen.se/sb/d/17075/a/230739>.

ISSN 2001-6255

