

## IDESTUDIE

## BIORAFFINADERI NORRTORP

2013-09-17

### Projektgrupp:

Björn Fredriksson Möller  
Björn O. Gillberg  
Raimo Huhtala  
Anders Reinholdtson  
Gunnar Westlind

E.ON Gasification Dev. AB  
VärmlandsMetanol AB  
Sakab AB  
Pöyry SwedPower AB  
Structor Örebro AB

### Styrgrupp:

Thage Arvidsson  
Anders Bjelke  
Göran Eriksson  
Björn Fredriksson Möller  
Björn O. Gillberg  
Jan Stråth

Kumla kommun  
Peab Sverige AB  
Sakab AB  
E.ON Gasification Dev. AB  
VärmlandsMetanol AB  
Structor Örebro AB

# Innehåll

## Innehållsförteckning

<b>1</b>	<b>INLEDNING</b>	<b>5</b>
1.1	Bakgrund	5
1.2	Förutsättningar	7
1.3	Omfattning	8
<b>2</b>	<b>ANLÄGGNINGSTORLEK</b>	<b>9</b>
2.1	Anläggningsutnyttjande	9
2.2	Processdesign	9
2.2.1	Föregasarkapacitet	9
2.2.2	Bränslebehov	9
2.2.3	Syrgaskonsumtion	10
2.2.4	Bäddmaterial	10
2.2.5	Biometanolproduktion – beräkningsfall 1	10
2.2.6	Biometanol- och bio-SNG produktion – beräkningsfall 2	10
2.2.7	Bio-SNG produktion – beräkningsfall 3	10
2.2.8	Värmeproduktion	10
2.2.9	Sammanfattning basdata process	10
<b>3</b>	<b>BRÄNSLEKVALITET OCH BRÄNSLEFÖRSÖRJNING</b>	<b>11</b>
3.1	Allmänt	11
3.2	Bränsleförsörjning	11
3.3	Bränslespecifikation/-analys	15
3.3.1	GROT	15
3.3.2	Träflis	16
3.3.3	Rundved - Barrträd/Lövträd	16
3.4	Värmevärde	17
3.5	Partikelstorlek	17
<b>4</b>	<b>PROCESSBESKRIVNING</b>	<b>18</b>
4.1	Allmänt	18
4.1.1	Översiktlig beskrivning av processteknologi	18
4.2	Bränslehantering och bränsleberedning	20
4.3	Torkning	21
4.4	Luftgasfabrik - Produktion av syrgas och kvävgas ( <i>Air Separation Unit (ASU)</i> )	22
4.5	Föregasning	24
4.6	CO-konvertering och kylning	29
4.7	Gasrening ( <i>Acid Gas Removal (AGR)</i> )	30
4.7.1	Kemiska processer - Amintvättar	30
4.7.2	Fysikaliska processer – Rectisol & Selexol	31
4.8	Produktion av metanol	33
4.9	Produktion av bio-SNG ( <i>Bio-Synthetic Natural Gas (SNG)/Bio-SNG</i> )	37

4.10	Svavelutvinning ( <i>Sulphur Recovery Unit (SRU)</i> )	39
4.10.1	LO-CAT-process	40
4.10.2	WSA-process	40
4.11	Produktion av fjärrvärme	40
4.12	Produktion av el	40
4.13	Hjälpssystem	40
4.13.1	Panna	40
4.13.2	Elkraft	41
4.13.3	Kemikalier och katalysatorer	42
4.13.4	Fjärrvärme	42
4.13.5	Distribution	42
4.13.6	Tryckluft	42
4.13.7	Kvävgas	42
4.13.8	Gasol	43
4.13.9	Kylanläggning	43
4.13.10	Kylvatten	43
4.13.11	Färskvatten/råvatten	44
4.13.12	Processavloppsvatten	44
4.13.13	Dagvatten och släckvatten	45
4.13.14	Sanitärt avloppsvatten	45
4.13.15	Aska	45
4.13.16	Svavel	45
4.14	Översiktlig material- och energibalans samt verkningsgrad	46
4.14.1	Beräkningsfall 1: 100 % metanol med reformering(ATR) av restgas till metanolsyntes	46
4.14.2	Beräkningsfall 2: Metanol och bio-SNG från restgas	47
4.14.3	Beräkningsfall 3: 100 % Bio-SNG	48
4.14.4	Fordonsbränsle energi/verkningsgrad	48
4.15	Tekniska risker	50
<b>5</b>	<b>MARK OCH BYGG</b>	<b>51</b>
5.1	Läge/Lokalisering/Anläggningsplats	51
5.1.1	Allmänt	51
5.1.2	Lokala förutsättningar	52
5.1.3	Vägar och transporter	53
5.1.4	Yttre systemanslutningar	53
5.1.5	Mark och grundläggningsförhållanden	54
5.1.6	Översiktsplan – Bilaga finns i större format	55
<b>6</b>	<b>MILJÖ OCH SÄKERHET</b>	<b>56</b>
6.1	Miljö; Bilaga Miljöutredning	56
6.2	Säkerhet; -"-	56
<b>7</b>	<b>LÖNSAMHETSVÄRDERING</b>	<b>57</b>
7.1	Ekonomiska/finansiella förutsättningar	57
7.2	Kostnader och intäkter	57
7.2.1	Investeringskostnad - Referens	57
7.2.2	Investeringskostnad för de tre beräkningsfallen	62
7.2.3	Kapitalkostnad	64
7.2.4	Bränslekostnader	64

7.2.5	Elkostnader	64
7.2.6	Rörliga driftkostnader	65
7.2.7	Fasta driftkostnader	65
7.2.8	Licenskostnader	65
7.3	Produktionskostnad för de tre beräkningsfallen	66
7.3.1	Beräkningsfall 1 – Metanol med reformering ( <i>ATR</i> ) av restgas till metanolsyntes	66
7.3.2	Beräkningsfall 2 – Metanol och bio-SNG från restgas (utan <i>ATR</i> )	67
7.3.3	Beräkningsfall 3 - Bio-SNG	68
7.3.4	Produktionskostnad – Sammanställning	69
7.3.5	Jämförelse mellan E.ON Bio2G-koncept och beräkningsfall 3 i idéstudien	69
7.4	Känslighetsanalys	70
7.4.1	Känslighetsanalys – 2. Metanol och bio-SNG från restgas (utan <i>ATR</i> )	70
7.4.2	Känslighetsanalys DENA Tyskland (2006)	72
7.4.3	Känslighetsanalys - “Forest Industry Biorefinery Fischer-Tropsch Synthesis Integration to a Mill Site” (2009)	73
<b>8</b>	<b>MARKNAD</b>	<b>74</b>
8.1	Biogas/Bio-SNG	74
8.1.1	Marknad för bio-SNG	74
8.2	Metanol	75
8.2.1	Marknad för metanol	75
<b>9</b>	<b>GENOMFÖRANDE</b>	<b>77</b>
9.1	Projektmodell	77
9.1.1	En översiktlig plan för genomförande av projekt	77
9.2	Tidplan	77
<b>10</b>	<b>SLUTSATSER</b>	<b>78</b>
10.1	Sammanfattning	78
10.2	Executive Summary	79

## FÖRORD

Bioraffinaderi Norrtorp

Sverige har unika förutsättningar att ersätta fossila drivmedel med biomassebaserade drivmedel - såväl flytande som gasformiga sådana - tillverkade av skogsråvara med förgasningsteknik. Detta utan att inkräkta på den traditionella skogsindustrins råvarubehov. Virkesförrådet har dubblats sedan 1920-talet samtidigt som den traditionella skogsindustrin tappar marknad. Biodrivmedelsproduktion baserad på förgasning av skogsråvara har därför förutsättningar att bli en ny svensk basindustri.

Med detta som utgångspunkt bildades 2010 under beteckningen ”Bioraffinaderi Norrtorp” ett konsortium bestående av:

E.ON  
Kumla kommun  
Peab AB  
Sakab AB  
Structor AB  
VärmlandsMetanol AB

Syftet var genomföra en idéstudie, baserad på bl.a. E.ONs och VärmlandsMetanols kunskap och erfarenhet av förgasningsteknik, för klarlägga miljömässiga, tekniska och ekonomiska förutsättningar för storskalig samproduktion av fordonsgas (bio-SNG) och biometanol i anknötning till SAKABs avfallshanteringsanläggning i Norrtorp, Närke.

Utgångspunkten var att syntesgas från en gemensam förgasare skulle nyttjas för samproduktion av fordonsgas och biometanol. Frågeställningen var huruvida sådan samproduktion resulterade i bättre energiutbyte och bättre ekonomi jämfört med renodlad produktion av endera biometanol eller bio-SNG.

Nu föreligganden studie kommer att ligga till grund för ett eventuellt beslut från konsortiets parter att bilda ett industrikonsortium för att projektera, bygga och driva en skogsbaserad förgasningsanläggning för produktion av biometanol och/eller bio-SNG.

Studien har finansierats av konsortiets parter med kapital och eget arbete samt med ett bidrag från Energimyndigheten.

Ingenjör för projektet har varit Anders Reinholdtzon, Pöyry SwedPower AB.

# 1 INLEDNING

## 1.1 Bakgrund

Förgasning är den mest effektiva metoden för omvandling av biomassa till biodrivmedel (andra generationens biodrivmedel). Förgasning av skogsråvara är därför en högprioriterad teknologi för att uppnå klimatmålen. Produktionen kan ske i stor skala varvid konkurrens med livsmedels- och foderproduktion elimineras. Tekniken är gemensam för såväl el- och värmeproduktion som för produktion av gasformiga respektive flytande biodrivmedel, t.ex. fordonsgas (bio-SNG), DME och vätgas respektive flytande biodrivmedel som metanol, etanol och FT-diesel.

På flera håll i Sverige finns regionala mål för produktion av biogas, t.ex. Skåne som har målsättningen att producera 3 TWh till 2020 varav hälften med förgasning.

Den totala fordonsgasmarknaden i Sverige är f. n. ca 1 400 GWh (140 miljoner m<sup>3</sup>/år) varav ca 800 GWh biogas. Marknaden har fördubblats vart fjärde år sedan 1999. Den kraftiga marknadsefterfrågan gör att det är extremt angeläget att bygga ut produktions- och distributionskapacitet för biogas/bio-SNG i Sverige. Energimyndigheten har 100831 presenterat en nationell strategi för ökad produktion och användning av biogas/bio-SNG.

Energikontoret vid Regionförbundet Örebro har genomfört en förstudie om biodrivmedel i Örebroregionen. En analys av prioriterade målgrupper som företagsbilar, kommunala fordon, taxi och bussar visar på ett potentiellt fordonsgasbehov på ca 360 GWh/år. För närvarande produceras 12 – 14 GWh vid Skebäcks avloppsreningsverk i Örebro. Total produktionskapacitet är 25 GWh per år. Under 2009 togs en ny produktionsanläggning i bruk av Swedish Biogas International AB. Anläggningen som ligger utanför Örebro är dimensionerad för en produktionsvolym om 60 GWh. I förstudien gör Sveaskog bedömningen att ett ökat uttag av 2,6 TWh skogsråvara per år är möjligt i Örebro län. I länsstyrelsens nyligen framtagna energi- och klimatprogram föreslås att utsläppen av växthusgaser jämfört med 2005 ska minska med 25 procent till 2020 samt att andelen förnybar energi ska öka till 60 procent från 51 procent 2009. Projektet är således väl i linje med dessa mål.

För att uppnå det nationella miljömålet fossilfri transportsektor 2030 krävs ett antal större förgasningsanläggningar för att framställa de biodrivmedel som erfordras.

Den svenska användningen av fordonbränsle uppgår till ca 88 TWh per år, varav etanol, FAME och biogas 2011 svarade för ca 7 energiprocent. Med biogas avses här gas tillverkad genom anaerob nedbrytning (rötning) av organiskt material som sopor, rötslam och vissa grödor.

EU:s direktiv 2009/28/EG föreskriver minst 10 procent förnybara drivmedel år 2020. Sverige klarar nästan av detta mål redan idag genom att räkna in tågtrafik som går på förnybar el och dubbelräkna drivmedel från avfall och restprodukter (huvudsakligen biogas).

Dagens flytande biodrivmedel, d.v.s. etanol respektive biodiesel, tillverkas av livsmedelsgrödor genom jäsning av spannmål/socker respektive genom förestring av vegetabiliska oljor. En betydande del av dess drivmedel importeras eller tillverkas i Sverige av importerade råvaror från övriga Europa samt Brasilien och USA.

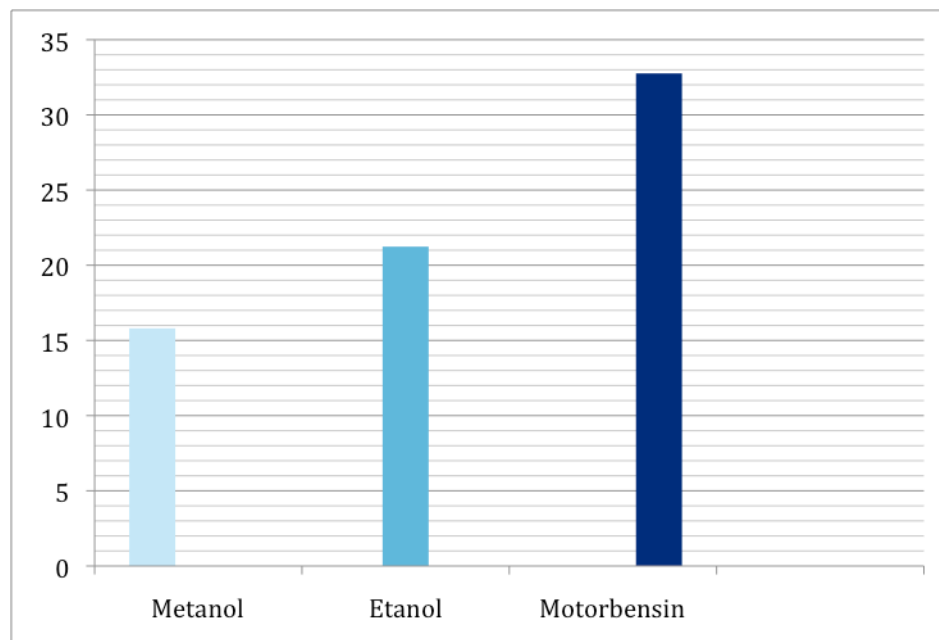
I ett färskt förslag (12-10-17) till kompletterande drivmedelsdirektiv föreslår EU kommissionen att biodrivmedel baserade på livsmedelsgrödor begränsas till 5 energiprocent fr.o.m år 2020. Kommissionen vill istället se satsningar på bl.a. cellulosa- och ligninbaserade biodrivmedel. Om direktivet antas öppnas en gigantisk marknad för skogslandet Sverige.

Biometanol är ett utmärkt substitut för bensin och lanseras lämpligen på marknaden genom låginblandning i bensin. Dagens bensinbilar kan köras på en inblandning om några tiotal procent. E-85 fordon kan även köras på M-85. Metanol resulterar per bensinekvivalent jämfört med bensin i renare avgaser, mindre koldioxidutsläpp och mindre partikelutsläpp. Detta emedan förbränningen huvudsakligen baseras på metanolens väteatomer (fyra per kolatom). Metanol är också ett utmärkt bränsle för bränsleceller p.g.a. relationen väte/kol.

Biometanol producerad av syntesgas framställd genom förgasning av skogsråvara resulterar i en betydligt större minskning av de fossila koldioxidutsläppen jämfört med etanol producerad genom jäsning av jordbruksprodukter eller cellulosa. Enligt nämnda EU-direktiv har "skogsmetanol" ett s.k. defaultvärde på 94 % CO<sub>2</sub>-reduktion jämfört med 69 % för "veteetanol" (halm som processbränsle i kraftvärmeverk). Norrtorpsanläggningens metanolproduktion kommer att uppgå till ca 300 000 m<sup>3</sup> alt. 400 000 m<sup>3</sup> per år beroende på teknikval. Detta svarar mot energiinnehållet i ca 150 000 m<sup>3</sup> alt. 200 000 m<sup>3</sup> bensin.

Metanol respektive etanol innehåller ca 50 resp. 60 % av energiinnehållet i bensin. Likväl ökar inte den volymmässiga bränsleförbrukningen vid låg inblandning till följd av bättre förbränningsegenskaper, som kompenserar för det lägre energiinnehållet.

### Energiinnehåll i drivmedel (MJ/l)



Inom Sverige har omfattande forskning genomförts under de senaste decennierna inom förgasningsområdet. E.ON har haft en framträdande roll och bl.a. uppfört Värnamoverket som fortfarande är den mest omfattande satsningen på biobränsleförgasningsteknik i Sverige. Det arbete som E.ON nu genomför rörande projektering av en större produktionsanläggning för bio-SNG, kommer i stor utsträckning av länkas till Norrtorpsprojektet.

Inom projektet är VärmlandsMetanol AB en av huvudintressenterna och bidrar med kunskap och erfarenhet från planerings- och konstruktionsarbete för en skogsbaserad kommersiell förgasningsanläggning i Hagfors. ThyssenKrupp Uhde har sedan 2009 engagerats som totalentreprenör och är ett av en handfull företag som kan leverera anläggningar som denna till fastpris och med prestandagarantier. Bland Uhdes genomförda projekt finns ett hundratal kolbaserade förgasningsanläggningar.

## 1.2 Förutsättningar

**Syftet** med denna idéstudie är att fastställa tekniska, miljömässiga och ekonomiska förutsättningar för att bygga ett storskaligt bioraffinaderi för samproduktion av bio-SNG och biometanol vid Sakabs anläggning i Norrtorp utanför Kumla. Utgångspunkten är en trycksatt, syrgasmata förgasare av cirkulerande fluidiserad bäddtyp för förgasning.

I studien används begreppet bio-SNG (bio-Syntethic Natural Gas) som avser biomassebaserad syntesgas framställd genom förgasning. Denna gas är likvärdig med s.k. biogas som erhålls via rötning av biomassa och marknadsförs som fordonsgas.

Förstudien kommer att översiktligt kvantifiera anläggningens påverkan på det regionala och nationella näringslivet.

Målet är en anläggning som producerar endera

- 320 000 ton biometanol/år eller
- 242 000 ton biometanol/år och 33 000 ton bio-SNG /år eller
- 148 000 ton bio-SNG

Anläggningen ska optimeras för att så energi- och kostnadseffektivt som möjligt utnyttja bioråvara för framställning av produkterna biometanol, bio-SNG samt fjärrvärme.

Anläggningen ska lokaliseras i anslutning till befintlig verksamhet på SAKAB varför såväl processtekniska som drifttekniska synergier ska utvärderas.

Anläggningen designas för en kapacitet på ca 220 MW biometanol och/eller bio-SNG.

Förstudiens resultat och rekommendationer läggs till grund för ett beslut om eventuell bolagsbildning och eventuell fortsatt projektering av anläggningen med målsättningen att bilda ett industrikonsortium som kan äga, bygga och driva anläggningen.



### 1.3 Omfattning

Förstudien omfattar såväl processbeskrivning, mass- och energibalanser, flödes-scheman, investeringskostnadskalkyler (med målsättningen  $\pm 30\%$  noggrannhet) samt produktionskostnadskalkyler för metanol, bio-SNG och värme. Förstudien omfattar även en miljöutredning samt logistikstudier beträffande råvaror och produkter.

Utredningen omfattar beskrivning av platsen, samordning med befintlig verksamhet, anslutning till gasnät, fjärrvärmenät och högspänningsnät samt logistik, marktillgång, miljöpåverkan. Marknaderna för bio-SNG, biometanol och fjärrvärme har utretts avseende varaktighet, effektbehov och betalningsförmåga. En övergripande planering av anläggning med beskrivning av processen, produktion av bio-SNG, metanol och fjärrvärme, bränslebehov/tillgång/logistik, översiktliga ytbehov och layout, beräkningar av CAPEX och OPEX har genomförts.

Projektet har samordnats av en extern processkonsult, som, baserat på uppgifter från och samarbete med de olika intressenterna, sammanställt de uppgifter och den kunskap som redan finns samlad inom intressentgruppen, definierat de områden där kompletterande studier behöver göras, initierat dessa studier (vilka från fall till fall har genomförts av de olika intressenterna eller av konsulter) och i samarbete med projektets styrgrupp sammanställt resultaten i en slutrapport till intressentgruppen och till Energimyndigheten.

## 2 ANLÄGGNINGSTORLEK

### Tekniska förutsättningar i projektet

Tre beräkningsfall har behandlats i studien:

- Renodlad biometanolproduktion – beräkningsfall 1
- Produktion biometanol och bio-SNG samt – beräkningsfall 2
- Renodlad produktion av bio-SNG – beräkningsfall 3

Alternativet med en produktionslinje för metanol respektive bio-SNG har avfärdats med svårigheten att finna en självklar storlek. Inom processindustrin, som är kapitalintensiv, finns en målsättning att maximera produktionslinjens kapacitet och minimera investeringen för varje enhet (*Design target: large single line capacity*). Verkningsgraden är ofta av underordnad betydelse.

### 2.1 Anläggningsutnyttjande

Den årliga drifttiden fastställdes av projektgruppen till **8 000 timmar per år** samt produktion med **full effekt** under drifttiden.

### 2.2 Processdesign

#### 2.2.1 Förgasarkapacitet

Förgasarens termiska effekt begränsas av tillgången till biomassa och leveranspris.

Projektgruppen beslutade att till förgasaren tillförd termisk **bränsleeffekt** i biomassa är **350 MW** (LHV).

Effekten 350 MW ger ett energibehov i form av bibränslen om **2 800 GWh/år** (350 MW x 8 000 timmar per år).

#### 2.2.2 Bränslebehov

Med 10 % fukthalt i bränslet är energiinnehållet 17,0 MJ/kg ( $((1 - 0,10) \times 19,2 - 2,5 \times 0,15)$  MJ/kg). Askhalten är i nuläget inte beaktad.

Bränslebehov med termisk bränsleeffekt är  $(350 \text{ MW} \times 3,6) / 17,0 \text{ MJ/kg} = 74,1 \text{ t/h}$  med 10 % fukt eller 20,6 kg/s, vilket motsvarar 66,7 ton torrsbstans/h.

Beräkningen förutsätter att fukthalten är 10 % i tillfört bränsle till förgasaren. Fukthalten varierar med förgasarteknologier mellan 0 % (torrt) och 20 % fukt.

Omräknat till levererat bränsle med medelfuktighet 50 % = **133,4 t/h (50 % fukt)**

Vilket motsvarar **1 067 200 ton levererad bränsle per år** (133,4 x 8000) med **50 % fukthalt**

Behovet av bibränsle till en hjälppanna tillkommer.

### 2.2.3 Syrgaskonsumtion

Syrgaskonsumtionen påverkas kraftigt av bränsle och teknikval i förgasning.

En initial uppskattning är **21,5 t syrgas/h** eller **517 ton syrgas per dygn** eller **172 000 ton syrgas (100 % renhet) per år**.

### 2.2.4 Bäddmaterial

Alla teknologileverantörer använder inte bäddmaterial.

### 2.2.5 Biometanolproduktion – beräkningsfall 1

Biometanolproduktionen levererar maximalt  $220 \text{ MW} \times 8\,000 \text{ timmar} = \mathbf{1\,760 \text{ GWh metanol/år}}$ .

Omräknat till ton per år  $1\,760 \text{ GWh} \times 3\,600 / (1\,000 \times 19,8 \text{ MJ/kg}) = \mathbf{320\,000 \text{ ton metanol per år}}$  eller **960 ton metanol per dygn**.

### 2.2.6 Biometanol- och bio-SNG produktion – beräkningsfall 2

Biometanolprocessen är optimerad till maximalt utbyte av metanol och minimerad produktion av bio-SNG. Bio-SNG-produktionen blir resultatet av vad som kommer ut ur metanolsyntesen som restgas.

Omräknat till ton per år  $1\,328 \text{ GWh} \times 3\,600 / (1\,000 \times 19,8 \text{ MJ/kg}) = \mathbf{240\,000 \text{ ton metanol per år}}$  eller **724 ton metanol per dygn** och **484 GWh bio-SNG d.v.s. 33 333 ton/år eller 100 ton/dygn**.

### 2.2.7 Bio-SNG produktion – beräkningsfall 3

Bio-SNG produktionen levererar maximalt  $226 \text{ MW} \times 8\,000 \text{ timmar} = \mathbf{1\,808 \text{ GWh bio-SNG/år d.v.s. 124\,000 ton/år}}$  eller **370 ton/dygn**.

### 2.2.8 Värmeproduktion

Överskottsvärme, som hetvatten kan användas till fjärrvärmeproduktion. Nackdelen är att användningen sker under en begränsad tid av året och resten av året krävs betydande investeringar för att kyla bort värme. Värme kan också avsättas till torkning av biomassa. Ur ekonomisk synpunkt tillämpas i detta koncept en sådan intern värmeåtervinning.

### 2.2.9 Sammanfattning basdata process

- Förgasarkapacitet: 350 MW tillförd termisk bränsleeffekt i biomassa (LHV).
- Renodlad biometanolproduktion – beräkningsfall 1
- Produktion biometanol och bio-SNG samt – beräkningsfall 2
- Renodlad produktion av bio-SNG – beräkningsfall 3
- Värmeproduktion: hetvatten för fjärrvärme eller internt bruk kan energieffektivt användas för torkning av biomassa.

### 3 BRÄNSLEKVALITET OCH BRÄNSLEFÖRSÖRJNING

#### 3.1 Allmänt

De råvaror som antas vara attraktivast för produktionen är trädbränsle, biobränsle från avfall och åkerbränsle (salix och halm). Trädbränslen kan, beroende på ursprung, delas upp i underkategorierna skogsbränslen och biprodukter från skogsindustrier, samt returträ.

Hur mycket av bränslets energiinnehåll som kan utnyttjas beror på bränslets egenskaper och olika tekniska faktorer som bland annat omvandlingsförluster och distributionsförluster. Energieffektivitet är alltså dels bränsle- och dels anläggningsrelaterat.

För att få ett energieffektivt livscykelperspektiv bör man ta hänsyn till förluster vid bearbetning och transport av bränslen. Hur stora dessa förluster är beror på hur långt bränslet behöver transporteras.

Förgasningstekniken ställer större krav på bränslets fysikaliska egenskaper, sammansättning, partikelstorlek och fukthalt jämfört med en konventionell fluidbäddpanna med fullständig förbränning.

#### 3.2 Bränsleförsörjning

Den ur ekonomisk synpunkt mest intressanta råvaran för förgasning är avverkningsrester som GROT.

Potentialen för GROT är stor och uttaget förväntas öka genom effektivare teknik och logistik samt stigande biobränslepriser. Stubbar är ett sortiment som än så länge inte är speciellt utbrett i Sverige. Stubbar innehåller en större mängd föroreningar än andra biobränslen. Det går därför inte att använda traditionella flishuggar för sönderdelningen. Istället används krossar som inte är känsliga för mindre stenar och jord. Det krävs även en mer avancerad och kapitalintensiv rening för att separera tjärkomponenter i syntesgas från förgasning av stubbar.

Hälften av avverkad stamvedsmängd antas gå till sågverk och andra hälften till pappers- och massaindustri. Av ingående biomassa till pappers- och massaindustrier antas 10 % bli till restprodukter passande som bränsle i en förgasningsanläggning.

Sviktande marknader för pappersindustrin gör att skogsbolagen söker andra kunder för sin råvara vilket gör att även stamved mer aktuell som råvara för förgasning. Av ingående biomassa till sågverk bedöms 50 % bli biprodukter såsom spån, bark och flis<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Beräkningarna baseras på ett referensscenario från ”Skogliga konsekvensanalyser 2008” som beskriver utvecklingen förutsatt nuvarande ambitioner i skogsskötseln, beslutad miljöpolitik och förändring av klimatet.

Biomassa i form av avverkningsrester levereras som

- Rundved: Kvistade, kapade och eventuellt barkade trädstammar.
- Träflis: Sönderdelat virkesmaterial.
- GROT: Grenar och toppar.

Råvara levereras från etablerade skogsföretag med ett upptagningsområde på ca 30 mil från Norrtorp.

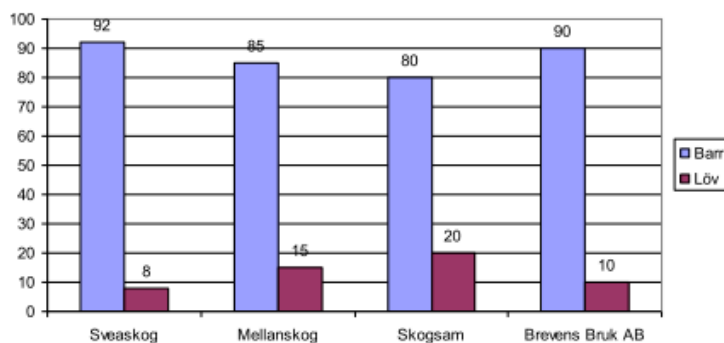
Projektet har kontaktat ett antal skogsbolag i regionen

- SETRA - Group
- Brevens Bruk AB
- Sveaskog
- Mellanskog
- Skogsam

Leveranspotential i regionen är totalt 3,3 TWh/år.

Fördelningen av barrträd respektive lövträd i levererat material följer vissa standarder beroende på region. Fördelningsinformationen införskaffas via olika koder, violkoder.

**Fördelningen (%) barrträd/lövträd i levererat bränsle**



## Bränsleegenskaper

Max Partikelstorlek	Inkommande bränsle	Efter behandling
Flisat	>0,05-75 mm	3 – 50 mm

Vid sönderdelning av GROT är 22 % av de finfraktionerade delarna under 5 mm. Materialet har en spridning mellan > 0,05 mm till 75 mm varav merparten ligger runt 12 mm. Detta oavsett hur man reglerar krossningen/flisningen. Ju torrare materialet är, desto mer finfraktionerat blir det.

Teknikleverantör av förgasare fastställer fysikaliska egenskaper, partikelstorlek och fukthalt.

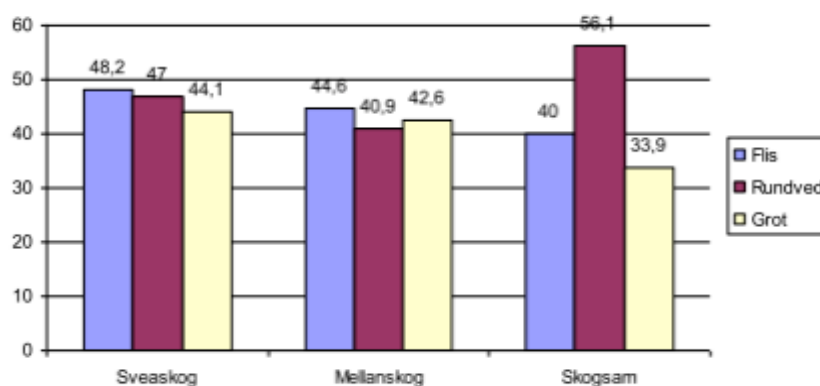
## Effektivt värmevärde (MJ/kg TS)

	Effektivt värmevärde vid konstant volym Torrt prov askfritt.		
	Sveaskog	Mellanskog	Skogsam
Grotflis	19,989	19,76	19,291
Stamved	19,179	18,824 -19,058	18,927
Skogsflis/ trädelsslis	19,115	18,899 - 20,508	

Trädets energiinnehåll är direkt proportionellt mot trädslagets densitet och det effektiva värmevärdet beror således på fukthalten.

## Fukthalt/ viktprocent

### Fukthalt (vikt%)



Volymvikt för spån och flis är 320 kg/m<sup>3</sup>s (stjälpt mått) vid 50 % fukthalt.

En fastkubikmeter trä (med fukthalt 50 %), 1 m<sup>3</sup>f, motsvarar ca 2,5 m<sup>3</sup>s, kubikmeter ”stjälpt” (eller ”löst”) mått flisat material.

En fastkubikmeter relativt färsk barrved med fukthalt 50 % väger ca 800 kg.

Med en råvaruförbrukning på 1 076 800 ton per år (fukthalt på 50 %) går det åt 1 346 000m<sup>3</sup>f/år eller 3 365 000 m<sup>3</sup>s/år.

Med 8 000 drift timmar per år blir det ca 168 m<sup>3</sup>f/h eller 421 m<sup>3</sup>s/h.

## Kommentar

Den totala efterfrågade mängden råvara finns tillgänglig inom avsökningsområdet (30 mil radie). Tillfrågade skogsbolag tillhandahåller likvärdiga råvaror. Relevanta parametrar i sammanhanget är pris och leveranssäkerhet/logistik.

Det kan vara klokt att studera flera alternativa råvaror, olika mixar och även kontakta ytterligare leverantörer, till exempel:

- Stora Enso  
Stora Enso Bioenergi AB köper, producerar och säljer skogsbränsle. Köpare är i huvudsak energibolag och skogsindustrier. Företaget är ett av Sveriges största trädbränsleföretag och verkar i södra och mellersta Sverige.

Några nyckeltal:

GROT:	Fukthalt	ca 35 – 50 %
	Askhalt	ca 2 – 3 %
	Värmevärde	ca 0,8 - 1,1 MWh/m <sup>3</sup> s

Stamvedsflis:

Fukthalt	ca 35 – 40 %
Askhalt	ca 0,7 - 1 %
Värmevärde	ca 0,65 – 0,8 MWh/m <sup>3</sup> s

Stubbar:

Fukthalt	ca 35 – 45 %
Askhalt	ca 3 – 7 %
Värmevärde	ca 0,70 – 0,90 MWh/m <sup>3</sup> s

- Holmen  
Holmen är en av Sveriges största skogsägare samt en av landets största virkesköpare. Varje år anskaffas drygt 11 miljoner kubikmeter virke. Merparten kommer från privata skogsägare eller andra svenska och utländska skogsföretag. Holmen har kontor i Örebro.

### 3.3 Bränslespecifikation/-analys

#### 3.3.1 GROT

#### BIORAFFINADERI NORRTORP ANALYS AV GROT

Sample				
Content	Typical	Median	Min	Max
Moisture (wt %)	47.9	51.2	47.9	54.8
Ash (% dry)	2.7	2.6	1.7	2.8
Heat value dry (MJ/kg)	19.89	19.13	18.78	19.89
Elemental Analysis (wt % dry and ash free)				
Carbon (C )	53.13	50.6	49.6	53.13
Hydrogen (H)	5.96	5.95	5.8	6.2
Oxygen (O)	40.55	39	38.1	40.8
Sulphur (S)	0.04	0.05	0.04	0.06
Nitrogen (N)	0.31	0.7	0.31	0.8
Chlorine (Cl)		0.03	0.02	0.03

Reference: Bränslehandboken  
Värmeforsk

De tre beräkningsfallen förutsätter en biomassa med GROT-specifikation enligt ovanstående analys.



### 3.3.2 Träflis

#### BIORAFFINADERI NORRTORP ANALYS AV TRÄFLIS

Sample			
Content	Sveaskog	Mellanskog	Skogsam
Moisture (wt %)	48.2	44.6	
Ash (% dry)	1.5	1.5	
Heat value dry and ash free (MJ/kg)	19.115	19.479	
Elemental Analysis (wt % dry and ash free)			
Carbon (C )	50.7	51	
Hydrogen (H)	6.2	6.1	
Oxygen (O)	41.2	41.1	
Sulphur (S)	0.03	0.03	
Nitrogen (N)	0.33	0.27	
Chlorine Cl)	0.01	0.02	
Reference:	Sakab AB		

### 3.3.3 Rundved - Barrträd/Lövträd

#### BIORAFFINADERI NORRTORP ANALYS AV RUNDVED

Sample			
Content	Sveaskog	Mellanskog	Skogsam
Moisture (wt %)	47	40.9	56.1
Ash (% dry)	0.86	0.4	0.9
Heat value dry and ash free (MJ/kg)	19.379	19.058	18.927
Elemental Analysis (wt % dry and ash free)			
Carbon (C )	50.7	51	49.8
Hydrogen (H)	6.3	6.4	6.1
Oxygen (O)	42	42.1	43.1
Sulphur (S)	0.01	0.01	0.014
Nitrogen (N)	0.1	0.1	0.11
Chlorine Cl)	0.01	0.01	< 0.02
Reference:	Sakab AB		

### 3.4 Värmevärde

Definition av levererad biomassas energiinnehåll diskuteras med arbetsgruppen.

$$H_i = (1 - A - F) H_{ib} - 2,5 F$$

$H_{ib}$  = Effektivt värmevärde brännbar substans = 19,2 MJ/kg

A = Vikthalt aska i bränslet

F = Medelvikthalt fukt i bränslet = 50 %

### 3.5 Partikelstorlek

Biomassans partikelstorlek bestäms av tork- och förgasarteknologin.

## 4 PROCESSBESKRIVNING

### 4.1 Allmänt

Bioraffinaderiet består av ett antal processenheter, som var och en grundas på väletablerad beprövad kommersiell teknik eller teknik under utveckling, oprövad i större skala. Processen i sin helhet är inte beprövad.

Bioraffinaderiets tekniska utformning, investeringsbehov och driftkostnader är starkt avhängigt av det slutliga teknikvalet av processenheter.

#### 4.1.1 Översiktlig beskrivning av processteknologi

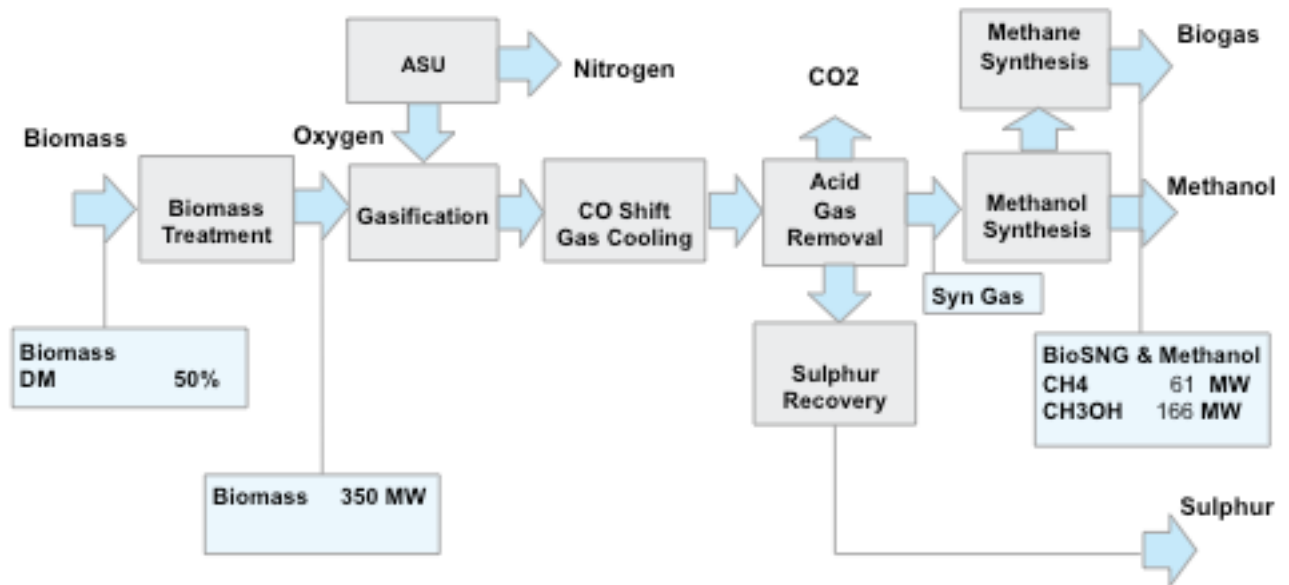
Tillverkningsprocessen för bio-SNG, metanol och fjärrvärme ur biomassa kan indelas i följande processenheter.

- Bränslehantering
- Torkning/pelletering
- Produktion av syrgas och kvävgas
- Förgasning
- CO-konvertering och kylning
- Gasrening
- Svavelutvinning
- Produktion av biometanol
- Produktion av bio-SNG

Härtill kommer hjälpsystem för kylvatten, ånga, avloppsvattenrening m.m. samt anslutande system för elkraft, eventuell fjärrvärme m.m.

## Beräkningsfall 2 – Metanol och bio-SNG från restgas:

### BIORAFFINADERI NORRTORP TEKNISKT KONCEPT FLÖDESSCHEMA



## 4.2 Bränslehantering och bränsleberedning

Kompleta system för bränslehantering och bränsleberedning kan levereras av ett begränsat antal väletablerade leverantörer. Följande leverantörer tillhandahåller etablerad processteknologi och dominerar marknaden:

- BMH Technology
- Raumaster
- Metso
- Andritz

Mottagning, lagring och hantering av bränsle baseras på en enkel lösning med hantering av stamved, GROT och träflis. Behovet av skogsråvara med fukthalten 50 % är 133 ton per timma.

Bränslet levereras med järnväg och lastbil till anläggningen och tippas på hårdgjord lagringsyta utomhus. Bränslemottagningen är utrustad med våg och provtagning. Hjullastare används för hantering av bränslet.

Mottagningens öppethållande för lastbilsleverans är 24 timmar/dygn under vardagar.

Processanläggningen är i drift 24 timmar/dygn och 7 dagar/vecka med totalt 8 000 timmar per år.

Bränslemottagning och bränsleberedningens transportflöde anordnas i två/tre linjer utan redundans.

Linje A (1x100 %) avser biomassamottagning av **rundved**.

Linje B (1x100 %) avser biomassamottagning av **GROT** (grenar och toppar) löst och i bunt.

Linje C (1x100 %) avser biomassamottagning av **träflis**.

Grov- och finfraktionering av biomassan till flis är första steget i bränsleberedningen.

Flöden från linje A, B och C ”blandas” till en gemensam linje och konstrueras så att transportflödet mellan mottagning och beredning till buffertlager erhåller kapaciteten (1x100 %).

Buffertvolym inomhus i bränslelada/bränslesilo utgör 7 dygns produktion av produkt.

Bränslehantering och bränsleberedning kan indelas i följande system:

### **Bränslemottagning och utomhuslager**

- Invägning av fordon + last
- Bränsletransport till utomhuslager/ bränsleberedningens mottagningsficka
- Utvägning av tömt fordon lastkvittering
- Provtagning
- Bränsletransport till bränsleberedningens mottagningsficka

### **Bränsleberedning**

- Transport från bränslemottagningens mottagningsficka
- Sällning, krossning och magnetavskiljning
- Container innehållande reject i form av skrot/metall, sten och grus
- Transport till mellanlager - flis
- Finfraktionering
- Torkning
- Transport till buffertlager silo - finfraktionerat
- Pelletering
- Transport till buffertlager silo – pellets
- Utmatning från buffertlager till processanläggning

## **4.3 Torkning/pelletering**

Bränslet torkas till en fukthalt mellan 10-15 % vilket bestäms av teknikval av förgasare.

Bränslets fysikaliska transportegenskaper samt förbränningen i förgasaren kan förbättras med värmebehandling i form pyrolysis, torrefiering/”torrefaction”, ”steam explosion” eller omvandling till pyrolysolja med ”Rapid Thermal Processing” (RTP) teknologi, bioolja, träpulver eller pellets.

Torrefiering innebär en värmebehandling av biomassan mellan 200-300 C vid atmosfärstryck och syrefattig miljö.

En annan teknologi är ”steam explosion”, som utvecklades redan på 30-talet för att tillverka masonit. Biomassan utsätts för vattenånga och sedan ett snabbt tryckfall. Det gör att trämaterialen delas upp i sina komponenter: cellulosa, hemicellulosa och lignin.

För produktion av kompletta system för torkning av biomassa finns ett antal väletablerade leverantörer. Följande leverantörer har etablerad processteknologi inom bandtorkar med hetvatten och dominerar marknaden:

- SWISS COMBI
- ANDRITZ
- STELA Laxhuber GmbH
- BRUKS

Följande leverantör har etablerad processteknologi inom ångtorkar och dominerar marknaden:

- Swedish Exergy AB

Teknikval i denna idéstudie är bandtorkar som drivs med hetvatten (överskottsvärme) från processerna samt pelletering av den bearbetade råvaran. Genom valet av bandtorkar, som arbetar vid låg lufttemperatur, ca 70<sup>0</sup> C, begränsas emissionerna till luft av i råvaran förekommande terpener och andra lättflyktiga träkomponenter.

Valet av pellets bottnar i att det är lättare att mata pellets jämfört med flis in i den trycksatta förgasaren. Inmatningen sker via ett slussystem (Lock Hopper).

#### **4.4 Luftgasfabrik - Produktion av syrgas och kvävgas (*Air Separation Unit (ASU)*)**

Biomassa förgasas under högt tryck, hög temperatur och med syretillförsel.

Syrgas levereras till förgasaren från en luftseparationsanläggning eller ett lager med flytande gas.

För produktion av syrgas och kvävgas finns ett begränsat antal väletablerade processer.

Luftseparationsprocesser indelas i kryogen-, PSA/VSA- och membranteknik.

Med kryogen menas kondensering av luft under extrem kyla. Tekniken används när högre renhet än ca 95 % syrgas krävs samt för produktion av argon.

Kryogena anläggningar har en högre produktkapacitet än PSA/VSA-teknik.

Produktion av kondenserade industrigaser kräver kryogen teknik.

Syntesgas till metanolproduktion kräver en gas med låg halt av inerta gaser d.v.s. halten av kvävgas/nitrogen ska vara låg.

Renhetsgraden för syrgas/oxygen har specificerats till 99,5 vol- % O<sub>2</sub> och kvävgasens syrgasinnehåll har specificerats till max 10 ppm.

Produktionen av syrgas/oxygen och kvävgas/nitrogen sker genom destillation av flytande luft vid låg temperatur. Processen har ett högt elenergibehov för drift av en luftkompressor, som matar anläggningen med luft. Detta energibehov täcks genom import av el.

För att tillgodose förgasningsprocessens och metanolproduktionens syrgasbehov krävs en produktionsenhet med kapaciteten ca 520 ton/dygn syrgas/oxygen med en samtidig utvinning av kvävgas/nitrogen.

Luftgasfabriken planeras för att tillverka 172 000 ton syrgas (100 %) per år och har ett lager av 700 ton syrgas i flytande form samt pumpar och förångningssystem.

Lagringstanken för flytande kvävgas är på 150 ton.

Luft är en blandning av nitrogen, oxygen och argon. Övriga komponenter i luft är damm/stoft, vattenånga, koldioxid, ädelgaser, kolväten och diverse andra luftföroreningar. Halten av kolväten bl.a. metan, etan, propan och acetylen ökar påtagligt vid lokalisering nära industriområden. De flesta av dessa komponenter har en störande inverkan på processen och måste avlägsnas.

Luften tas in utifrån och renas i ett filter från damm och vattendroppar.

Luft komprimeras i ett första steg till några bars tryck. Den i kompressionsstegen utvecklade värmen överförs i stora mängder till kylvatten. Den i de olika komprimeringsstegen alstrade värmen kan tillvaratas till stor del genom generering av hetvatten till fjärrvärme.

Processluften kyls och leds genom en molsikt bädd som binder koldioxid, kolväten, resterande fukt och andra förorenande gaser.

Den renade processluften kyls ytterligare före destillationen. För att minimera energiförlusterna finns ett komplicerat arrangemang för värmeväxling mellan in- och utgående processflöden.

I destillationskolonnerna separeras den flytande luften i oxygen och nitrogen.

Anläggningens centrala enhet är ett par destillationskolonner, som med tillhörande utrustning är noggrant innesluten i ett välisolerat hölje för att minimera energiförlusterna i samband med de låga destillationstemperaturerna (ner till ca – 200 C).

Syrgasen och kvävgasen komprimeras till det tryck som krävs för att den ska kunna tillföras förgasningsreaktionerna.



Följande leverantörer har etablerad processteknologi för produktion av syrgas och kvävgas och dominerar marknaden:

- Linde Engineering (Marknadsbolag för gasleverans i Sverige är AGA)
- Air Liquide (Marknadsbolag för gasleverans i Sverige är Air Liquide)
- Praxair (Marknadsbolag för gasleverans i Sverige är Yara Praxair AB, Köping)
- Air Products
- Taiyo Nippon Sanso

Luftseparationsanläggningen kan ägas och drivas av Bioraffinaderi Norrtorp alternativt av ett gasbolag.

Ett arrende- och leveransavtal upprättas i det senare fallet med ett gasbolag om gasen överförs ”over the fence” från gasbolaget till Bioraffinaderi Norrtorp.

## 4.5 Förgasning

Förgasningen sker i en reaktor under tryck (upp till 33 bar) och hög temperatur (500-1500<sup>0</sup> C) med syrgas och vattenånga under bildandet av en syntesgas med hög halt av kolmonoxid (CO) och väte (H<sub>2</sub>) och ett visst inslag av koldioxid (CO<sub>2</sub>) och små mängder metan (CH<sub>4</sub>).

Biomassans innehåll av svavel- och kväveföreningar omvandlas samtidigt till huvudsakligen svavelväte (H<sub>2</sub>S) och kväveföreningar, som ammoniak (NH<sub>3</sub>) och kvävgas (N<sub>2</sub>).

Biomassans innehåll av aska lämnar processen som en bottenprodukt (bottenaska).

Syntesgasen från förgasaren kyls under återvinning av värme.

Efter förgasningen avskiljs även eventuell tjära och medryckta stoftpartiklar i ett skrubbersystem.

Konceptet att producera syntesgas ur biomassa är relativt nytt. Skillnader existerar i förgasning och rening av syntesgasen från tjära.

Biomassaförgasare indelas i

- ”Fixed Bed” (FB)
- ”Bubbling Fluidized Bed” (BFB)
- ”Circulating Fluidized Bed” (CFB)
- ”Entrained Flow” (EF)

FB-förgasare är ej aktuella i detta projekt då förutsättningar för kommersiell uppskalning till aktuell kapacitet (350 MW<sub>th</sub>) saknas. Risken för stråkbildning i förgasaren (ojämn gasfördelning) begränsar den övre storleken till 2-5 MW<sub>th</sub>.

Nästan samtliga kommersiella förgasare i drift och under uppförande är baserade på *EF*-förgasare, som ursprungligen etablerats för kolförgasning, vid högt tryck och en temperatur upp till 1500<sup>0</sup> C. *EF*-förgasare arbetar med syrgas. Den höga temperaturen krävs till följd av kolets låga reaktivitet jämfört med biobränsle. Biobränslets högre reaktivitet medger en lägre förgasningstemperatur. I *EF*-förgasare förgasas fasta partiklar, flytande bränslen eller bränsleslurry. *EF*-förgasare lämpar sig ej för träråvara eftersom den inte låter sig sönderdelas till nödvändig partikelstorlek, d.v.s. ca 0,1 mm. Den producerade syntesgasen är genom den höga temperaturen fri från tjärkomponenter och har en låg metanhalt < 0,5 % CH<sub>4</sub>.

*Fluidiserade bäddförgasare* arbetar med luft eller syrgas vid en lägre förgasningstemperatur (ca 800-900<sup>0</sup> C) jämfört med *EF*-förgasare och genererar i den lägre delen av temperaturintervallet tjärkomponenter och metan, mellan 5-7% CH<sub>4</sub>. Oxidationsmedlet (luft, syre, ånga eller kombinationer därav) förs in i förgasaren underifrån och skapar därmed den fluidiserade bädden. Oxidationsmedlets hastighet avgör huruvida en bubblande fluidiserad bädd (BFB) eller en cirkulerande fluidiserad bädd (CFB) skapas. Vid hög hastighet på oxidationsmedlet lämnar bränslepartiklar förgasaren innan de förgasats fullständigt.

*CFB*-förgasaren består av en reaktor, en cyklon för att separera ej förgasade partiklar från rågasen och ett rör för återföring av dessa partiklar till bädden. Alla dessa delar är okylda konstruktioner, utformade med inmurning. Syrgas matas in under högt tryck och hög temperatur under bädden och fluidiserar bädden och transporterar en del av partiklarna till cyklonen, där huvuddelen av partiklarna skiljs av från gasen. Den cirkulerande bädden innehåller förkolnat material som förbränns med syrgas och genererar erforderlig värme för pyrolys och efterföljande i huvudsak endoterma förgasningsreaktioner. Den ackumulerade grova askan i bädden skiljs av från botten med en vattenkyld skruv.

### Bränslekrav

Förgasare	Partikelstorlek	Fukthalt
EF	< 1 mm	15 %
BFB	< 50-150 mm	10-55 %
CFB	< 20 mm	5-60 %

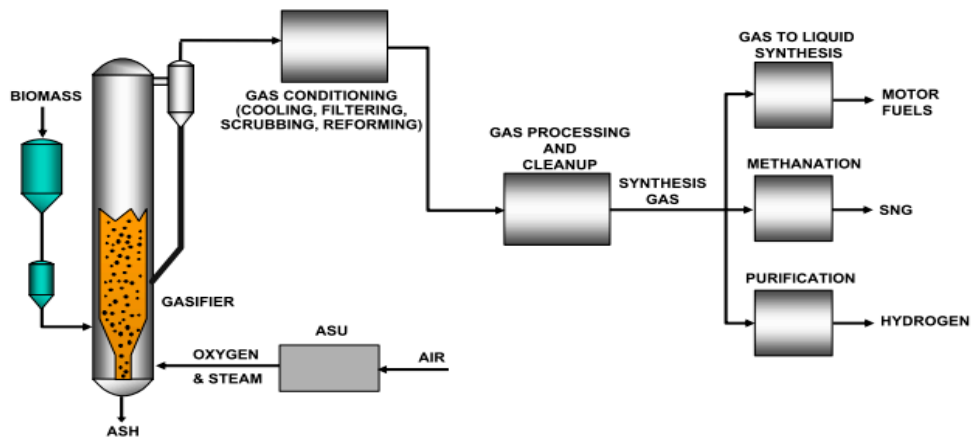
För förgasning finns ett flertal väletablerade processer. Följande licensgivare har etablerad processteknologi för förgasning och dominerar marknaden:

- Foster Wheeler
- CARBONA/Andritz gruppen
- ThyssenKrupp Uhde GmbH (HTW-teknologi)
- SIEMENS
- Linde Engineering (Carbo-V teknologi förvärvat av Choren Industries, Freiberg, Tyskland)

Processteknologin licensieras till ett begränsat antal entreprenörer ("Contractors"), som konstruerar och uppför anläggningen för beställaren och licenstagaren.

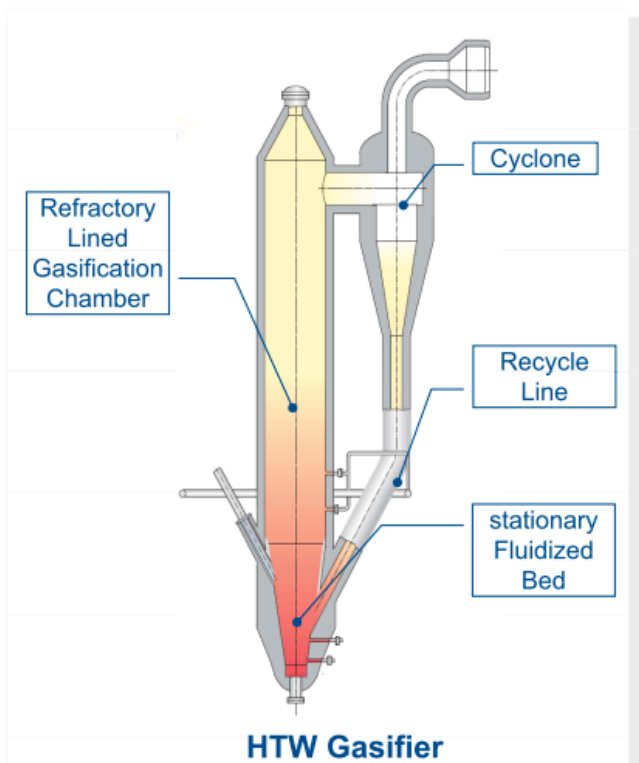
## BIOMASS GASIFICATION – SYNTHESIS GAS

### HIGH PRESSURE OXYGEN GASIFICATION



27

*Förgasare (CARBONA teknologi) baserad på BFB-teknik, återgiven med tillåtelse från Carbona*



Uhde

*HTW-förgasare (UHDE teknologi) baserad på CFB-teknik, återgiven med tillåtelse från UHDE*

Biomassa förgasas genom en ofullständig förbränning till en syntesgas (CO+H<sub>2</sub>).

Luftmatade förgasare producerar en syntesgas med hög koncentration av kväve och lågt värmevärde. Syrgasmatade förgasare har en relativt hög andel CO och H<sub>2</sub> samt ett högre värmevärde.

Biomassaförgasningens kemi är komplex.

### Huvudreaktioner

*Exoterma jämviktsreaktioner:*

Förbränning med syrgas	→ CO <sub>2</sub>
Partiell oxidation med syrgas	→ CO
”Carbon-hydrogen” metanisering med vätgas	C + 2 H <sub>2</sub> → CH <sub>4</sub>
Gas shift	CO + H <sub>2</sub> O → CO <sub>2</sub> + H <sub>2</sub>
CO-metanisering	CO + 3H <sub>2</sub> → CH <sub>4</sub> + H <sub>2</sub> O

*Endoterma jämviktsreaktioner:*

”Carbon-steam reaction/gasification” med vattenånga	→ CO + H <sub>2</sub>
Boudouard reaktionen med CO <sub>2</sub>	C + CO <sub>2</sub> → 2CO

Gassammansättning (exempel)

Gaskomponent	
H <sub>2</sub>	30,1 %
CO	33,1 %
H <sub>2</sub> /CO förhållande	0,91
CO <sub>2</sub>	30,6 %
CH <sub>4</sub>	5,7 %
Kolväten C <sub>2+</sub>	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> 770 ppm
N <sub>2</sub>	0,4 %
NH <sub>3</sub>	90 ppm
H <sub>2</sub> S	0,03 %

Gassammansättning (torr gas) och tjärfri från en CFB förgasare med syrgasinmatning.

H<sub>2</sub>/CO förhållande i syntesgas varierar med teknologier.

Bränsle	Väte/kolmonoxid H <sub>2</sub> /CO kvot
Naturgas	1,6-1,8
Nafta	1,0-1,4
Olja	0,8-1,0
Kol/koks	0,2-0,8
Biomassa	< 1

Värme kan tillföras en förgasare direkt eller indirekt för att uppfylla endoterma reaktioner.

- Direktvärmda förgasare
- Indirekt värmda förgasare

I direktvärmda förgasare sker pyrolysis- och förgasningsreaktionerna i en reaktor

Indirektvärmda förgasare tillämpar ett cirkulerande uppvärmt bäddmaterial. Här sker en separation av förbränning och förgasning till två fluidiserade reaktorer.

### Teknikval i beräkningsfallen

För optimal metanolsyntes krävs en syntesgas med lågt metaninnehåll och högt gastryck. Detta har styrt valet av förgasarteknologi. Vidare har valet styrts av förgasarens förmåga att förgasa biomassa utan att det i rågasen bildas tjärprodukter. Det är tekniskt komplicerat och kostsamt att eliminera tjärprodukter ur rågasen. Därutöver har valet styrts av att EF-förgasare utvecklats för förgasning av kolpulver och att träråvara inte låter sig sönderdelas till nödvändig partikelstorlek (< 1 mm).

Mot bakgrund av ovanstående har denna studie baserats på en trycksatt, syrgasmata HTW-förgasare (High Temperature Winkler) som bygger på en modifierad CFB-teknik. Teknikleverantören garanterar att rågasen har ett högt gastryck och är fri från tjärprodukter samt har ett lågt metaninnehåll.

### Termodynamik

**Reaktionsentalpin  $\Delta H$** , kan betraktas som ett uttryck för den maximala mängd värme en reaktion kan utveckla/förbruka.

Är  $\Delta H$  negativ, utvecklas värme och reaktionen kallas exoterm. Är den positiv, förbrukas värme och reaktionen kallas endoterm.

Om processen är långsam väljs en högre temperatur och/eller en **katalysator**.

## 4.6 CO-konvertering och kylning

Gas, som ska användas för bio-SNG- och metanoltillverkning, måste få sitt väte/kolmonoxidförhållande justerat så att det passar för bio-SNG- och metanolproduktion.

### CO-konvertering (*CO-Conversion/Shift*)

Den partikelfria, råa syntesgasen, som lämnar gaskylare och skrubbersystemet, är mättad med vattenånga.

För att syntesgasen ska vara lämplig för metanolproduktion behöver den ha sitt väte/kolmonoxid (H<sub>2</sub>/CO) förhållande justerat. Detta sker genom att en del av gasens kolmonoxid (CO) innehåll omsätts (skiftas) med vattenånga till väte (H<sub>2</sub>) i en skiftreaktor. CO- innehåll får reagera med vattenånga över en katalysator, enligt den s.k. skiftreaktionen:



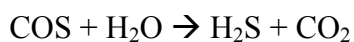
Den skiftade gasen erhåller således en högre halt H<sub>2</sub> på bekostnad av halten CO. Samtidigt bildas också ytterligare CO<sub>2</sub>.

Skiftreaktionen är exoterm och den genererade värmen återvinns energieffektivt som ånga när gasen kyls i flera steg.

CO-konvertering genomförs antagligen som **sour shift** med högt svavelinnehåll eller **clean shift** med lågt svavelinnehåll.

### COS-hydrolysis

COS i syntesgasen reduceras till svavelväte med en katalysator i ett **COS-hydrolysis** steg.



### Kylning

Den efterföljande gasbehandlingen kräver att gasen i princip gjorts vattenfri. Detta åstadkommes genom att gasen kyls i flera steg under kondensering av vatten och generering av ånga och hetvatten. I ett slutsteg kyls gasen med kylvatten.

Det kondensat som bildas vid kylningen av gasströmmen återförs till gaskylare och skrubbersystem.

## 4.7 Gasrening (*Acid Gas Removal (AGR)*)

Den nedkylda och stofffria rågasen från förgasning och skiftsteget måste, före användning för metanolsyntes, befrias från föroreningar bl.a. svavel och merparten av koldioxidinnehållet samt andelen inert och metan.

För att uppnå metanol- och metansyntesens krav på SN (stoikometriskt tal) i den renade syntesgasen måste merparten av CO<sub>2</sub> avlägsnas.

De teknologier som tillämpas för CO<sub>2</sub> reduktion indelas i

- Kemisk absorption
- Fysikalisk absorption
- Fysikalisk adsorption
- Membran
- Destillation

Kemisk- och fysikalisk absorption är vanligast förekommande i industrin.

Valet av optimal process bestäms av

- i. Gassammansättning i tillflöde
- ii. Spårämnen från förgasning
- iii. Drifttryck
- iv. Reningskrav
- v. Gasflöde

### 4.7.1 Kemiska processer - Amintvättar

Bland det stora antalet processer, som bygger på kemisk absorption berörs här enbart amintvättar, som tillämpas vid produktion av metanol och SNG.

Kemisk absorption av CO<sub>2</sub> med aminer är speciellt lämpad för lågt partialtryck i området 0,1 bar.

Teknologin tillämpar kemisk jämvikt och temperaturberoendet.

Förenklat innebär teknologin att den sura gaskomponenten CO<sub>2</sub> binds kemiskt till en absorbent vid låg temperatur och drivs av vid hög temperatur med ånga.

Kemisk absorption har en betydligt högre absorptionsentalpi och en icke linjär absorptionsisoterm jämfört med fysikaliska processer.

Kommersiellt används tre typer av aminer i vattenlösning

- Primära
- Sekundära
- Tertiära

Primära och sekundära aminer är kraftigt korrosiva och bryts ner av COS. Tertiära aminer är betydligt mer selektiva för H<sub>2</sub>S/CO<sub>2</sub> med lägre korrosion och nedbrytbarhet jämfört med primära och sekundära aminer.

En svavelrening av svavelkomponenter ner till ~1 ppm(v) i syntesgasen bedöms möjlig, vilket inte motsvarar kraven på utgående syntesgas till metanolsyntes. Utgående syntesgas för metanolsyntes kräver 0,1 ppm. Processer som bygger på kemisk absorption är därför inte lämpliga för metanolproduktion.

Gasen renas i en absorptionskolonn med en aminlösning (*solvent*), som regenereras med ånga i en *stripper*-kolonn.

Systemet kräver även filter och återvinning av absorptionslösningen för rening och upparbetning.

#### 4.7.2 Fysikaliska processer – Rectisol & Selexol

Bland de fysikaliska processerna finns idag två etablerade kommersiella processer, som kan tillämpas i metanolproduktion. Dessa är Selexol och Rectisol.

Rectisolveknologin bygger på fysikalisk absorption och använder metanol som tvättvätska (*solvent*). Förfarandet tillämpas för selektiv eliminering av svavelväte, karbonylsulfid och koldioxid i syntesgas. Metanol används som tvättvätska nerkyld till låga temperaturer.

Den principiella skillnaden mellan Selexol och Rectisol är att Selexolveknologin använder dimetyleter av polyetylenglykol (PEG) som absorptionsmedel (*solvent*), medan Rectisolveknologin använder metanol.

Till skillnad från Selexolveknologin användes i Rectisolveknologin ett absorptionsmedel med relativt högt ångtryck, nämligen metanol.

I efterföljande gasreningsslag tvättas gasströmmen i absorptionssystem för avlägsnande av koldioxid- och svavelföreningar. Koldioxiden sänds till atmosfären. Svavelföreningarna sänds till en svavelutvinningsenhet för svavelrening.

De fysikaliska processerna tillämpas och är tekniskt och ekonomiskt optimala vid hög koncentration av CO<sub>2</sub>.

Rectisolveknologin uppfanns redan 1949 och utvecklades gemensamt av Linde och LURGI i slutet av 50-talet.

Teknologin tillämpas i metanolfabriker för rening av syntesgas, totalt har mer än hundra anläggningar levererats världen över.

En svavelrening av alla svavelkomponenter (H<sub>2</sub>S och COS) ner till 0,08 ppm(v) kan garanteras i syntesgasen.

De båda processernas utformning och prestanda beror på absorptionsmedlets olika fysikaliska och kemiska egenskaper samt på den aktuella tillämpningen i olika anläggningar.

Gasreningen har till uppgift att avskilja svavelhaltiga gaser – H<sub>2</sub>S, COS och CO<sub>2</sub> från syntesgasen för att sända de förstnämnda till en svavelåtervinningsenhet och den senare till atmosfären. Detta ställer krav på en selektiv rening av syntesgasen. Först



avlägsnas de svavelhaltiga gaserna som efter anrikning sänds till svavelutvinningsenheten och därefter CO<sub>2</sub>.

Kraven på renhet hos produktströmmens utgående syntesgas till metanolsyntes är < 0,1 ppm(v) H<sub>2</sub>S och ca 5 vol-% CO<sub>2</sub>.

Gasreningsprocessen är mycket komplex och är den mest komplicerade processenheten i bioraffinaderiet.

### **Teknikval i beräkningsfallen**

Teknikvalet i idéstudien är Rectisol. Fysikalisk absorption med Rectisolveknologi har en ledande position inom gasrening med nästan 90 % av syntesgasapplikationer och referenser till metanol- och metansyntes.

Styrkan i processen är den fullständiga elimineringen av föroreningar som karbonylsulfid, vätecyanid, ammoniak, merkaptaner, kvicksilver, järn- och nickelkarbonyler samt BTX. Eliminering av karbonylsulfid innebär att det inte finns behov av COS-hydrolysreaktor uppströms Rectisolvenheten.

Leverantörer garanterar en renad syntesgas innehållande svavel (total S) ner till 0,08 ppm(v) d.v.s. 80 ppb(v) max samt en koldioxidnivå på ca 2-3 vol-%.

Metanförlusten kan sänkas under 1 % med en recirkulationskompressor.

Vid högt drifttryck, som är aktuellt för det valda konceptet, är totalkostnaden för CAPEX & OPEX lägre för fysikaliska tvättprocesser jämfört med kemiska aminbaserade tvättprocesser.

För att en effektiv utvinning av de uttvättade svavelföroreningarna (H<sub>2</sub>S + COS) i form av svavel ska vara möjlig, är det nödvändigt att tillämpa ett system där selektiv absorption och avdrivning av koldioxid- respektive svavelföreningar kan åstadkommas. Detta begränsar valet av reningsprocess till sådana som bygger på fysikalisk absorption av de komponenter som ska avlägsnas ur rågasen.

Följande licensgivare har etablerad processteknologi för gasrening med Rectisolveknologi och dominerar marknaden:

- Linde Engineering
- LURGI

Alternativt finns följande licensgivare, som har etablerad processteknologi för gasrening med Selexolveknologi:

- UOP

Processteknologierna Rectisol och Selexol licensieras till ett begränsat antal entreprenörer ("Contractors"), som konstruerar och uppför anläggningen för beställaren och licenstagaren.

## 4.8 Produktion av metanol

I metanolsyntessteget omsätts kolmonoxid och väte över en katalysator ( $\text{CuO}/\text{ZnO}/\text{Al}_2\text{O}_3$ ) vid 200-300 C och 3,5-5,5 MPa till metanol enligt reaktionen  $2\text{H}_2 + \text{CO} \rightarrow \text{CH}_3\text{OH}$ . Reaktionen är kraftigt exoterm och gynnas av högt tryck och låg temperatur. Reaktionsvärmen måste kylas bort, vilket kan ske under ånggenerering. Omsättningen av kolmonoxid och väte per passage genom katalysatorn är mellan 10-25 %, varför icke omsatt gas måste återföras sedan bildad metanol kondenserats ut. Upp till 85 % av syntesgasens energiinnehåll omsätts till metanol. Med dagens teknologier uppnås en omsättning  $< 35$  % per passage för att förbättra metanolselektiviteten till  $> 90$  %.

Rå metanol renas från vatten (ca 5 %) samt små mängder biprodukter i ett efterföljande destillationssteg.

Under åren 1900-1930 utvecklades processteknologier för produktion av metanol och drivmedel från syntesgas framställd via förgasning av kol.

År 1923 producerade BASF i Leuna Tyskland den första syntetiska metanolen i en rektor med ett tryck mellan 250-350 bar och 320-450 C. Den idag dominerande teknologin arbetar med lägre tryck utvecklad under 1980-talet.

Dagens metanolproduktionsteknologi bygger sammanfattningsvis på tre steg:

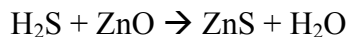
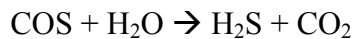
- Produktion av syntesgas ( $\text{H}_2 + \text{CO}$ ) i ett första steg följt av
- Metanolsyntes och slutligen
- Rening av råmetanolen med destillation till produkt specifikationen

För produktion av metanol finns ett flertal väletablerade processer och teknologier tillgängliga för licensiering. Följande licensgivare och entreprenörer har etablerad processteknologi för metanolsyntes och dominerar marknaden:

- Davy Process Technology (DPT) och Johnson Matthey(JM) med ca 70 anläggningar och 50 % av marknaden
- Topsoe
- LURGI
- Mitsubishi Gas Chemical och Mitsubishi Heavy Industries
- MethanolCasale
- Linde Engineering
- ThyssenKrupp UHDE
- Air Products och Eastman Chemical (Liquid Phase Methanol Process)
- Halliburton (Kellogg, Brown & Root/KBR)
- Jacobs

Processteknologin licensieras till ett begränsat antal entreprenörer ("Contractors"), som konstruerar och uppför anläggningen för beställaren och licenstagaren.

Den producerade syntesgasen komprimeras, förvärms och matas till reaktorkatalysator som syntetiserar metanol. Om syntesgasen till följd av driftstörningar innehåller COS och H<sub>2</sub>S kan dessa "restgaser" slå ut reaktorkatalysatorn. Därför leds den förvärmade syntesgasen via en zinkoxidbädd, "Sulphur Guard", till reaktorkatalysatorn. Zinkoxidbädden är uppbyggd av zinkoxid och koppar, som resulterar i nedanstående reaktioner och därför eliminerar eventuell COS och H<sub>2</sub>S från syntesgasen.



I metanolsyntessteget omsätts CO och H<sub>2</sub> med ånga i närvaro av små mängder CO<sub>2</sub>, över en koppar- zinkoxid- aluminiumkatalysator vid en temperatur mellan 200-300 C och ett tryck mellan 50-100 bar, till metanol enligt reaktionerna:

Metanolsyntes



Skiftreaktion



Biprodukter, som bildas i reaktionerna, är högre alkoholer, ketoner, DME och kolväten från FT-reaktioner.

Reaktionen kontrolleras av jämvikten och överskott av reaktanter (CO och H<sub>2</sub>) måste recirkuleras för erhållandet av ett ekonomiskt utbyte. Vidare är reaktionen exoterm och gynnas av högt tryck och låg temperatur. Reaktionsvärme måste kylas bort, vilket kan ske under ånggenerering. Värmeutvecklingen är betydande och kan, om den ej kontrolleras, allvarligt skada katalysatorfunktionen. Reaktorn är isoterm eller adiabatisk. Reaktorn kan utformas som "fast bädd" eller "slurry bubble" reaktor. Omsättningen per passage genom reaktorn är inte fullständig, varför icke omsatt gas måste återföras sedan bildad metanol kondenserats ut.

Upp till 87 vikt-% av icke omsatt syntesgas återförs till metanolsyntesen (Hamelick och Faaij 2002).

Produktionen av metanol uppgår till mer än 1 ton metanol/m<sup>3</sup> katalysator/timme vid högre selektivitet än 99,5 %.

Exempel på olika lösningar av värmeöverföringsproblemet för metanolreaktorer med fast bädd återges nedan:

- "Multiple Catalyst Bed /"Adiabatic Quench"

Reaktortemperaturen kontrolleras med kylning mellan katalysatorsektionerna. Den adiabatiska värmeutvecklingen i den exoterma reaktionen begränsas med

direkt värmeväxling eller inblandning av kyld syntesgas. Katalysatorbädden konstrueras för att uppnå jämviktstemperatur.

- ”*Tube Cooled Single Catalyst Bed*”

Reaktionsvärmen kyls bort inne i katalysatorbädden. Fördelen med detta system är relativt låg katalysatorvolym och återvinning av värme vid hög temperaturnivå.

- ”*Isothermal Plate/Tubular*”

Reaktorn producerar ånga. Nackdelen är den höga investeringskostnaden.

Haldor Topsoe har utvecklat ett nytt koncept med metanolsyntes under kondensationsbetingelser i en kondensreaktor CONRAD med Novelkatalysator. Fördelen med en kondensreaktor är en större omsättning av syntesgas som följaktligen eliminerar behovet av återföring av icke omsatt syntesgas till metanolsyntesen.

Syntesgasen till metanolsyntesen måste uppfylla kraven:

- Väte/kolmonoxid  $H_2/CO$  förhållande justerat till mer än 2 (Olah et.al) och mellan 3 till 5 (P.J.A. Tijm, 2001) i aluminiumbaserade katalysatorer och 0,68 i vätskebaserade reaktorer
- Ett koldioxid/kolmonoxid  $CO_2/CO$  förhållande på ca 0,6 för att förhindra en katalytisk deaktivering och hålla katalysatorn i ett aktivt reducerat tillstånd
- ”Stoichiometric Number SN eller module  $M = (H_2 - CO_2)/(CO + CO_2)$ ” SN eller  $M = 2$  (Olah et.al) och SN eller  $M = ca 2,05$  (Contractor)
- $H_2/(2CO + 3CO_2) = 1,05$  (Bartholomew och Farrauto 2006)
- Ett högt  $CO/CO_2$  förhållandet ökar reaktionshastigheten och omsättningen per passage samt lägre bildning av vatten som deaktiverar katalysator
- En låg koncentration av inerta komponenter  $N_2, CH_4, C_{2+}$  för att förhindra anrikning av inerta komponenter i metanolsyntesloopen
- En låg koncentration av  $CH_4$  och  $C_{2+}$  för att begränsa behovet av ångreformerings
- Kraven på renhet till metanolsyntes är  $< 0,1$  ppm(v)  $H_2S$  (Bartholomew och Farrauto 2006)
- En  $CO_2$  koncentrationen på upp till 7 volymprocent kan förbättra metanolproduktiviteten (Lee 1990)

Högre  $CO_2$  koncentration än 7 volymprocent sänker omvandlingen till metanol.

Koldioxidomvandling till metanol kräver en mol extra väte per mol metanol jämfört med kolmonoxidomvandling. Det förklarar varför metanolutbytet sjunker med högre koncentration av koldioxid i tillflödet till reaktorn. En  $CO_2$  koncentration mellan ca 2-4 volymprocent verkar som promotor i den katalytiska syntesen.

- En lägre koncentration än 10 ppb av tjära med lägre daggpunkt än katalysatorns drifttemperatur
- Fri från alkali och metaller, som kan agera promotor för sidoreaktioner i katalysatorn

Utgående gas från metanolsyntesen kyls för att utvinna metanolen i kondenserad form. ”Conversion rate” d.v.s. koncentrationen av metanol i utgående gas efter katalysator är ca 6 % i en adiabatisk reaktor och ca 8 % i en isoterm reaktor. Den gas, som ej reagerat till metanol tillsammans med inerta gaser (CO<sub>2</sub> och CH<sub>4</sub>), återföres via en cirkulationskompressor till syntessteget medan den kondenserade metanolen och en del lösta gaser genomgår en första tryckreduktion.

En del av det återförda gasflödet avleds från systemet för att undvika ansamling av inerta komponenter i syntessteget.

Den maximala CO-omvandlingen per passage utgör 25 %. Faktiska värden ligger mellan 4-7 %. Med återföring kan 99 % uppnås.

Efter avgasning innehåller råmetanolen huvudsakligen ca 96 % metanol, CO<sub>2</sub> och vatten.

Den oreagerade syntesgasen innehåller huvudsakligen metan och väte samt inerta gaser. Återföring av oreagerad syntesgas till reaktorinflödet ger högre metanolproduktion men lägre kolmängd i restgasen, som kan användas som bränslegas eller tillverkning av bio-SNG.

Hanteringen av restgas (*purgegas*) är väsentlig för valet av processkonfigurationen. Syntesgas från biomassaförgasning har en relativt hög andel metan (CH<sub>4</sub>). Restgasen innehåller därmed en anrikad halt av metan med högt energiinnehåll. En högre andel inertgas i syntesgasen kräver högre avtappning. Även lägre syntesgastryck kräver högre avtappning.

Restgasen är lämplig som bränslegas eller för att öka metanolproduktionen med ångreformerings ATR (*”Auto Thermal Reformer”*) och återföra den producerade syntesgasen till metanolsyntesen. En ATR består av en brännare och katalysator innehållande nickel. Drifttemperaturer är mellan 900 C och 1000 C.

ATR kombinerar ångreformerings med partiell oxidation. Reaktionerna är en omvandling av metan till koloxid och väte samt oxidation av metan som motsvarar värmebehovet för reformeringen:



Den bildade råmetanolen (*Raw Methanol/Crude Methanol*) renas från vatten och högre alkoholer i ett antal destillationssteg till fordonsbränslespecifikation.

Destillation av oren metanol i två, tre eller fyra kolonnsteg till renhetsgraden enligt IMPCA, lösningsmedel (*grade A*), kemisk renhet (*grade AA*)” eller fordonsbränslespecifikation.

Den färdiga metanolen lagras i två produkttankar dimensionerade att rymma ca 2 x 1500 m<sup>3</sup>. Denna volym är tillräcklig för ca två dygns produktion.

#### 4.9 Produktion av bio-SNG (*Bio-Synthetic Natural Gas (SNG)/Bio-SNG*)

Restgasflödet (purgegas) från metanolsyntesen kan användas till produktion av bio-SNG (metan). Avtappning av restgas från recirkulationen i metanolsystemet är nödvändig för att kontrollera halten inert gas (N<sub>2</sub>, Ar och CH<sub>4</sub>) i metanolsyntesen. Utan avtappning skulle en anrikning ske i processen, som skulle leda till att metanolsyntesen till sist avstannar.

Sammansättningen på restgasen är av avgörande betydelse för hur en metansyntes kan arrangeras. I denna studie saknas en fullständig specifikation av restgasen, men klart är att den är tämligen rik på både väte och metan samt fri från föroreningar med påverkan på katalysatorerna. Det finns därför god grund att anta att en relativt enkel process för metanisering av restgasen kan låta sig utföras. I det följande finns en kort redogörelse för några viktigare aspekter på metaniseringsprocessen.

Det finns ett antal processer på marknaden för omvandling av syntesgas (CO, CO<sub>2</sub> och H<sub>2</sub>O) till metan (CH<sub>4</sub>). Gemensamt för sådana processer är att omvandlingen görs med en Ni-baserad katalysator och att processen är kraftigt exotermisk (avger värme). En viktig faktor är gassammansättningen, som teoretiskt bör vara sådan att förhållandet H<sub>2</sub>/CO är cirka 3, vilket också kan utläsas av reaktionsformler nedan. I praktiken kan en syntesgas med annan sammansättning också användas efter att förhållandet justerats via t ex en vattengasreaktion, men då på bekostnad av en ökad förlust i form av värme.



Vattengasreaktionen(WGS) också kallad skiftreaktion innebär skiftning av CO i syntesgasen till CO<sub>2</sub> och H<sub>2</sub>.



Som framgår av formlerna beror reaktionen inte bara av kvoten H<sub>2</sub>/CO utan också av CO<sub>2</sub>-halten, varför en modifierad kvot i praktiken används. Denna brukar benämnas M-modul och definieras enligt följande

$$M = (\text{H}_2 - \text{CO}_2) / (\text{CO} + \text{CO}_2)$$

Den kraftigt exoterma reaktionen i metaniseringen gör att reaktionen måste delas upp i flera steg/reaktorer med mellanliggande kylning av gasen. Reaktionstemperaturen i de första stegen där reaktionen är mest intensiv kan då begränsas (under c.a. 700° C) genom att gassammansättningen in i reaktorn regleras mot ett lägre M. Som framgår av formeln är alla de tre aktiva komponenterna i M-modulen av intresse. Ytterligare kontroll kan fås via halt av H<sub>2</sub>O och CH<sub>4</sub> varvid den senare inte deltar i de exoterma reaktionerna, men påverkar reaktionsjämvikten. Detta förklarar också varför mest värme utvecklas i de första stegen/reaktorerna där metanhalt är låg. Detta är också ett huvudskäl till att metaniseringsprocesser med låg halt metan i den råa syntesgasen oftast kräver recirkulation av gas med högre metanhalt (t ex TREMP). Omvänt kan syntesgas med från början hög halt av metan syntetiseras utan krav på recirkulation,

vilket är en betydande fördel. Exempel på detta är syntesgas från FB- eller CFB-förgasare.

På liknande sätt som metanhaltens betydelse har halten av H<sub>2</sub>O betydelse. Det förklarar varför vatten antingen kan tillåtas skiljas av vid kylningen av gasen alternativt tillföras som ånga före respektive reaktor.

Reaktorerna dimensioneras normalt så att maximal temperatur begränsas uppåt av jämvikt, det vill säga om temperaturen tenderar att öka ytterligare övergår reaktionen i bland annat ångreformering av bildat metan. Denna reaktion är endoterm (kräver värme) och kommer därför att verka begränsande. Detta är också den huvudsakliga förklaringen till att reaktortemperaturen enkelt kan begränsas om metanhaltens är hög in i reaktorn (jämvikt uppnås tidigare och därför mindre energiutveckling). Frågan om temperaturbegränsning är därför inte en egentlig säkerhetsfråga utan mera en fråga om processoptimering tillsammans med en anpassning till tillåtna temperaturer för katalysator och reaktorinfordring. Reaktionen delas vanligen upp i flera reaktorer med mellanliggande kylning.

Relativt mycket värme vid hög temperatur utvecklas således vid metaniseringen, vilket är en nackdel sett till hur mycket energi som behålls i gasen (SNG) men en klar fördel i form av möjlighet att generera ånga av hög kvalitet (høgt tryck och hög temperatur). Ångan kan användas i förgasnings- och syntesprocesserna, men framförallt för kraftgenerering. Den totala processoptimeringen kan därför vinna betydligt på ånga genererad i metaniseringen.

Ni-katalysatorn i reaktorerna är känslig för vissa föroreningar i gasen och då särskilt svavel. Om en rå syntesgas ska metaniseras krävs därför en relativt krävande avskiljning av sådana föroreningar (nivåer i storlek enstaka ppm är krav). Exempel på processer är, som diskuterats i tidigare avsnitt, avskiljning med kemiska eller fysikaliska adsorptionssteg (amintvätt, Rectisolvätt etc) och i regel dessutom ytterligare skyddsbarriär i form av en inte regenererbar adsorbent t ex ZnO för svavel. Det ska här också påpekas att val av adsorptionsteknik även kan påverka gasens halt av CO<sub>2</sub> eller CH<sub>4</sub> med de positiva eller negativa följderna detta kan ha för metansyntesen enligt beskrivning i det föregående.

I fallet metanisering av restgas från metanolsyntes kan förutsättas att gasen är ren och ytterligare rening därför troligen inte krävs.

Antalet reaktorer som krävs beror dels av rågasens/restgasens sammansättning och som diskuterats ovan dess betydelse för reaktionstemperaturer, dels av krav på färdig produkt (SNG). Om gasen ska nå "naturgaskvalitet" måste halt av H<sub>2</sub> och CO hållas inom vissa gränser, vilket ställer krav på hur långt mot jämvikt metaniseringen måste drivas. Antal reaktorer har här stor betydelse.

Även halten av inerta gaser som N<sub>2</sub> och Ar, måste begränsas och kan i flera fall vara problematisk, om stora mängder av dessa förs in antingen med bränslet eller från ASUn med syrgasen. Tyvärr saknas ekonomiskt försvarbara metoder för avskiljning av dessa gaser, varför fokus måste vara att begränsa tillförsel av dessa gaser till processen.

Slutligen finns krav på halt av CO<sub>2</sub> och vatten i färdig produkt (SNG). Avskiljning och torkning för dessa har enkla lösningar och beskrivs därför inte närmare här.

Nedströms metaniseringen återvinns värmeenergi. Processkondensat avskiljs och pumpas till vattenrening. Bio-SNG-produkten renas från koldioxid och torkas med TriEtylen Glykol(TEG) för att uppfylla gasspecifikationen.

I den händelse naturgasnät finns tillgängligt för utleverans av gasen, räcker det att gasen komprimeras till produktrycket 10 bar. Då gasnät saknas i anknötning till Norrtorp måste den färdiga bio-SNG-gasen utleveras per lastbil. Två alternativ gives, d.v.s. CBG-system eller LBG-system.

- I det först nämnda fallet (CBG) komprimeras gasen till ca 200 bar och distribueras under detta tryck med stålväxelflak eller kompositväxelflak till gastankstation.
- I det senare fallet kondenseras gasen till flytande bio-SNG (LBG), d.v.s. kryogen uppgradering och distribueras med LBG-trailer nedkyld till -163 grader C till gastankstation.

Vid distribution med CBG-system (kompositväxelflak) tar varje lastbil ca 10 ton bio-SNG medan LBG-system tar ca 20 ton per lastbil. LBG-transport är det billigaste alternativet vid längre transportavstånd.

Med tanke på att betydande mängder gas kommer att produceras i beräkningsfall 3 och aktuella transportavstånd, gäller produktion och distribution av flytande bio-SNG (LBG), som före uttransport kommer att lagras inom området i två produkttankar, dimensionerade att rymma 2 x 1 000 m<sup>3</sup>.

Kondensation av gasen till vätskefas förutsätter för lönsamhet stora, kostsamma och avancerade anläggningar (stordriftsfördelar) för att motivera investeringskostnaden. Kondensationen sker genom att gasen komprimeras och kyls stegvis. Dessa processer är mycket elintensiva. Den ”ringa” gasmängd som kommer att produceras enligt beräkningsfall 2, kan sannolikt inte bära kostnaden för kryogen uppgradering, utan på sin höjd komprimering till 200 bar och utleverans med kompositväxelflak.

#### **4.10 Svavelutvinning (*Sulphur Recovery Unit (SRU)*)**

Svavelhaltiga gaser som separerats från syntesgasen i Rectisolsteget sänds till en miljövänlig vattenbaserad svavelutvinningsenhet (LO-CAT eller Sulferox) eller svavelsyraanläggning.

99,9 % av svavelföreningarna (H<sub>2</sub>S) kan utvinnas som en svavelprodukt.

För svavelutvinning finns ett flertal väletablerade processer. Följande licensgivare har etablerad processteknologi för svavelutvinning och dominerar marknaden:

- Merichem Company, USA
- Le Gaz Integral
- Topsoe



#### 4.10.1 LO-CAT-process

En katalytisk svavelåtervinning är lämplig vid småskalig tillämpning med lägre kapacitet än 20 ton svavel per dygn, d.v.s. alltför låg koncentration av H<sub>2</sub>S i tillförd sur gas eller fluktuerande tillförd sur gas och sammansättning. Två teknologier marknadsförs med denna tillämpning under varumärket LO-CAT (Gas Technology Products LLC (GTP), en enhet inom Merichem Company) och Sulferox (utvecklad av Shell och Dow som licensieras av Le Gaz integral (LGI)). Teknologin blev kommersiell 1978 och upp till 400 anläggningar har installerats inom processindustrin.

Teknikval i idéstudien är Sulferox.

Svavelväte oxideras effektivt i en reaktor till fritt svavel med hjälp av en katalysator i form av en järnkelatlösning. Järnföreningen reduceras samtidigt. Det reducerade järnkelatet regenereras med syre i tillförd luft.

Svavelföreningarna utvinns som elementärt svavel som filterkaka, innehållande upp till 70 % vatten och kontaminerad med små mängder katalysatorrester.

1.  $2\text{Fe}^{3+} \text{L} + \text{H}_2\text{S} \rightarrow 2\text{Fe}^{2+} \text{L} + \text{S}^\circ + 2\text{H}^+$
2.  $\text{Fe}^{2+} \text{L} + \frac{1}{2} \text{O}_2 + 2\text{H}^+ \rightarrow 2\text{Fe}^{3+} \text{L} + \text{H}_2\text{O}$
3.  $\text{H}_2\text{S} + \frac{1}{2} \text{O}_2 \rightarrow \text{H}_2\text{O} + \text{S}^\circ$

#### 4.10.2 WSA-process

I slutet av 2011 har 31 raffinaderier och 24 förgasningsanläggningar valt Haldor Topsoes Wet Sulphuric Acid (WSA) teknologi, som omvandlar svavelföreningar till svavelsyra. Denna teknik har följande fördelar:

- Tillverkning av svavelsyra genererar mer energi som högvärdig och överhettad ånga jämfört tillverkning av elementärt svavel
- Hög reningsgrad
- Svavelsyra kan användas internt och ett eventuellt överskott avyttras
- En WSA-anläggning kan även hantera fuktiga gaser med kolväten och ammoniak

#### 4.11 Produktion av fjärrvärme

Tillämpas inte i denna idéstudie.

Hetvatten används istället i torkprocessen.

#### 4.12 Produktion av el

Tillämpas inte i denna idéstudie.

#### 4.13 Hjälpsystem

##### 4.13.1 Panna

I beräkningsfallen ingår en hjälppanna till ång- och kondensatsystemet. Pannan kommer att eldas med flis, bottenaska från förgasaren samt eventuellt restprodukter från metanolsyntesen. Effekten på pannan beräknas till ca 50-60 MWh.

#### 4.13.2 Elkraft

Elbehovet för de anläggningar som ingår i biokombinatet har beräknats bli mellan 39-42 MW och 308-336 GWh/år.

El köps från elenergileverantör genom anslutning till regionnät.

För matning till biokombinatets huvudstälverk invid produktionsanläggningarna fordras en 45 kV ledning.

Intern spänning: 10 kV, 690 V och 400 V

En mottagningsstation 45/20/10 kV med ytbehovet ca 1 000 m<sup>2</sup>.

Två ställverk 20/10/0,7/0,4 med ytbehovet 2 x 400 m<sup>2</sup>.

Huvudförbrukarna av elkraft är:

- Luftseparationsenhet (produktion av syrgas och kvävgas)
- Bränslehantering
- Syntesgaskompressor integrerad med kompressor för metanolsyntes alternativt förvätskning av producerad metan till LBG

<b>Elförbrukning MW<sub>el</sub></b>	<b>Metanol med reformering (ATR) av restgas till metanolsyntes</b>	<b>Metanol och bio-SNG från restgas (utan ATR)</b>	<b>Bio-SNG</b>
Bränslehantering, bränsleberedning och torkning	11	11	11
Luftgasfabrik	14	13	13
Pumpar och kompressorer alternativt förvätskning	17	14,5	18
<b>TOTALT</b>	<b>42</b>	<b>38,5</b>	<b>42</b>

#### **Bränslehantering, bränsleberedning och torkning**

En bränslehanteringslinje matad med 5,5 t/h träflis kräver 0,5 MW per linje, vilket i beräkningsfallet innebär ca 7 MW installerad effekt. Det tillkommer en bearbetning av levererad biomassa till träflis med elbehovet 100 kJ/kg fuktigt bränsle vilket ger 3,7 MW (Katofsky 1993).

Totalt kräver bränslehanteringen ca 11 MW.

#### **Luftgasfabrik (ASU) med produktion av syrgas och kvävgas**

Anläggningens största kompressorer återfinns inom denna enhet.

Produktion av syrgas med 99,5 % renhet bedöms kräva 480 kWh/ton syrgas med utgångspunkt i 442 kWh/ton syrgas med 95 % renhet (Brown et al., med 9 % tillägg för 99,5 % renhet (Klosek et al., 1986).

I beräkningsfallet fallet med en reformering av restgas har ASU en installerad effekt av ca 14 MW.

### **Kompressorer**

Ett metanolkoncept med ATR, partiellt skift, och konventionell metanolreaktor med återföring av oreagerad syntesgas förbrukar ca 14 MW i en integrerad *make-up gas* – och *recycle* kompressor avhängig teknikleverantör och syntesgastryck i reaktor.

### **Bio-SNG**

Elförbrukningen i ett 100 % bio-SNGkoncept med kapaciteten 200 MW bio-SNG uppskattas till 42 MW<sub>el</sub> baserad på 325 MW biomassa.

#### **4.13.3 Kemikalier och katalysatorer**

I konceptfasen beaktas inte kemikalie- och katalysatorbehov, som är avhängigt teknikval i syntesprocessen.

Förbrukad katalysatormassa från skiftreaktorn, metanolreaktorn och metaniseringsreaktorerna kommer att återlämnas till katalysatortillverkaren eller annat företag som återvinner metallinnehållet.

#### **4.13.4 Fjärrvärme**

Ur ekonomisk synpunkt tillämpas i optimeringen en intern värmeåtervinning.

#### **4.13.5 Distribution**

Regionen saknar naturgasnät för utleverans av producerad bio-SNG.

Bio-SNG enligt beräkningsfall 2 kommer att distribueras trycksatt till ca 200 bar på lastbil med stålväxelflak.

Bio-SNG enligt beräkningsfall 3 kommer att distribueras i flytande form med LBG-trailer.

Metanolen kommer att distribueras med tankbil som lastar 30 ton (35 m<sup>3</sup>).

#### **4.13.6 Tryckluft**

Sakab har ett internt tryckluftsystem med torkad, oljefri tryckluft på 7 bar producerad i två central anläggningar.

Daggpunkt i tryckluftsystemet varierar mellan – 25 och – 60 C beroende på antal torkar i drift. Medelvärde – 35 C.

#### **4.13.7 Kvävgas**

**Lågtryck-kvävgas** fördelas till processenheter och hjälpsystem inom bioraffinaderiet. Kvävgasen används huvudsakligen som skyddsgas i processtankar, lagercisterner, kolonner och fackelsystem. Dessutom krävs kvävgas, som transportgas för stoft, driftsättning av förgasare samt spolning av filtersystem.

**Kontinuerlig förbrukning** är avhängig teknikval, fackelsystem (*worst case* i driftfall) och systemvolymen men uppskattas i konceptfasen till ca **1 500 Nm<sup>3</sup>/h**.

Maximal förbrukning blir betydligt högre under korta perioder.

**Högtryck-kvävgas** måste finnas tillgängligt som skyddsgas för förgasaren i händelse av driftsstörningar. Även katalysatorerna kräver skyddsgas under driftsättning. Under normal produktion förväntas **ingen kontinuerlig förbrukning av skyddsgas**.

#### 4.13.8 Gasol

En liggande gasoltank installeras med volymen 30 m<sup>3</sup>.

#### 4.13.9 Kylanläggning

Nedkylning av obehandlad gas till gasreningen kräver en kylanläggning konstruerad för låga temperaturer ner till ca -40 C. Kylmaskiner för låga temperaturer består förenklat av två kompressorer, en kondensator, två expansionsventiler och två förångare, genom vilka ett kylmedium (ammoniak eller propylen) går. Lagertanken för kylmedia är beräknad till endera 10 m<sup>3</sup> ammoniak eller 20 m<sup>3</sup> propylen.

#### 4.13.10 Kylvatten

Med en antagen verkningsgrad på 60 % av tillförd energi i biomassan uppgår behovet av kylvatten till 40 % av 350 MW d.v.s. 140 MW, bortsett från kylbehovet för eldrivna kompressorer, som uppgår till i storleksordningen 20 MW.

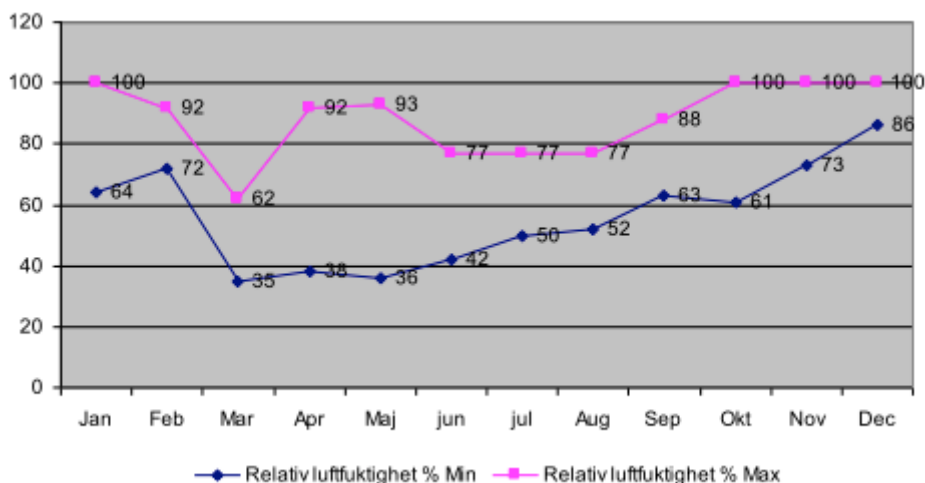
För kylning av produktionsenheterna används en slutna kylvattenkrets. Kylvattenbehovet i den slutna kretsen blir ca 13 760 m<sup>3</sup>/h med en antagen temperaturhöjning på 10 C.

Det slutna kylvattensystemet kyls i en öppen kylvattenkrets bestående av våta kyltorn kylda med omgivningsluft. Vattenförbrukningen i det öppna kylvattensystemet uppgår till 350 m<sup>3</sup>/h varav 240 m<sup>3</sup>/h förbrukas genom avdunstning och 110 m<sup>3</sup>/h blöds ut.

Traditionella kemikalier tillsätts i det cirkulerande öppna kylvattensystemet enligt leverantörers rekommendationer. Det rör sig om två typer av biocider, ett dispergeringsmedel mot organisk växtbeläggning ("fouling") samt en korrosionsinhibitor.

Dimensioneringen av det våta kyltornet är beroende av den relativa luftfuktigheten på orten.

Nedan följer redovisning av den relativa luftfuktigheten 2011. Den visar lägsta och högsta procent tal från åtta tillfällen under en månad och ger således en överskådlig bild av de relativa luftfuktighetsförhållandena i området. Datainformation kommer från Örebro flygplats, IGAO – kod ESNO.



Medeltalet för den relativa luftfuktigheten under 2011 ligger runt 69 %.

#### 4.13.11 Färskvatten/råvatten

Förbrukning av vatten härrör från fem olika behov, nämligen

- Processvatten, som utnyttjas och delvis förbrukas i processerna
- Spädvatten, som kompenserar stänkförluster, vattenavdunstning och avtappningsförluster i den öppna kyltornskretsen
- Servicevatten för spolning, rengöring etc.
- Brandvatten för brandbekämpning – dimensionerande flöde 300 m<sup>3</sup>/h
- Dricksvatten för sanitära installationer och ögonspolning

Vattenförsörjningen för processvatten, spädvatten, servicevatten och brandvatten tillgodoses via rörledning från sjön Tisaren.

Merparten av totala vattenförbrukningen på 380 m<sup>3</sup>/h från Tisaren är att hänföra till spädvatten i kyltornskretsen. Tryckhöjning genomförs med egen pump till 8 bar.

Därutöver levereras även kommunalt dricksvatten från kommunens nät. Dricksvattensystemet ska förse anläggningen med vatten för sanitärt behov, dimensionerat för 150 personer.

#### 4.13.12 Processavloppsvatten

Det processvatten, som avleds behandlas i flera steg med avdrivning av lösta gaser, biologisk rening och filtrering som väsentliga reningsmetoder.

Vid biologisk rening och filtrering sker sambehandling med spolvatten och dagvatten från processytor där förorening kan inträffa.

Processvatten utgörs till stor del (ca 40 m<sup>3</sup>/h) av kondensat från gasrening, metanolsyntes och metanisering. Det tillkommer ett neutraliserat rejektivatten (ca 50 m<sup>3</sup>/h) från beredning av totalavsaltat matarvatten till processens ångsystem. Ytterligare avlopp tillkommer från det våta kyltornsystemet på ca 100 m<sup>3</sup>/h.

Det behandlade processavloppsvattnet och dagvattnet släpps tillsammans med avblött kylvatten till kommunens avloppsreningsverk och/eller recipient.

#### **4.13.13 Dagvatten och släckvatten**

Dagvatten från förorenade ytor behandlas och avleds tillsammans med processavloppsvattnet.

För brandbekämpning dimensioneras ett vattenflöde på ca 300 m<sup>3</sup>/h. Brandvattentankens volym är beräknad till 2 000 m<sup>3</sup> vilket ska säkerställa 6 timmars brandbekämpning. Eventuellt släckvatten samlas upp i en damm för möjlighet till rening.

#### **4.13.14 Sanitärt avloppsvatten**

Sanitärt avloppsvatten avleds till kommunens avloppsreningsverk. Det sanitära avloppsvattnet dimensioneras för 150 personer med en belastning på 200 l per person d.v.s. 30 m<sup>3</sup>/h.

#### **4.13.15 Aska**

Den helt dominerande restprodukten från anläggningen utgörs av den aska som härrör från biomassans askinnehåll. Bottenaskan som bildas i förgasaren samt flygaska från gasreningen förutses att användas internt som tillsatsbränsle i hjälppannan. Produktionen av aska uppgår till ca 1,9 ton/tim med ett kolinnehåll på ca 5 %. Askkan deponeras eller pelleteras för att återföras till skogsmark.

#### **4.13.16 Svavel**

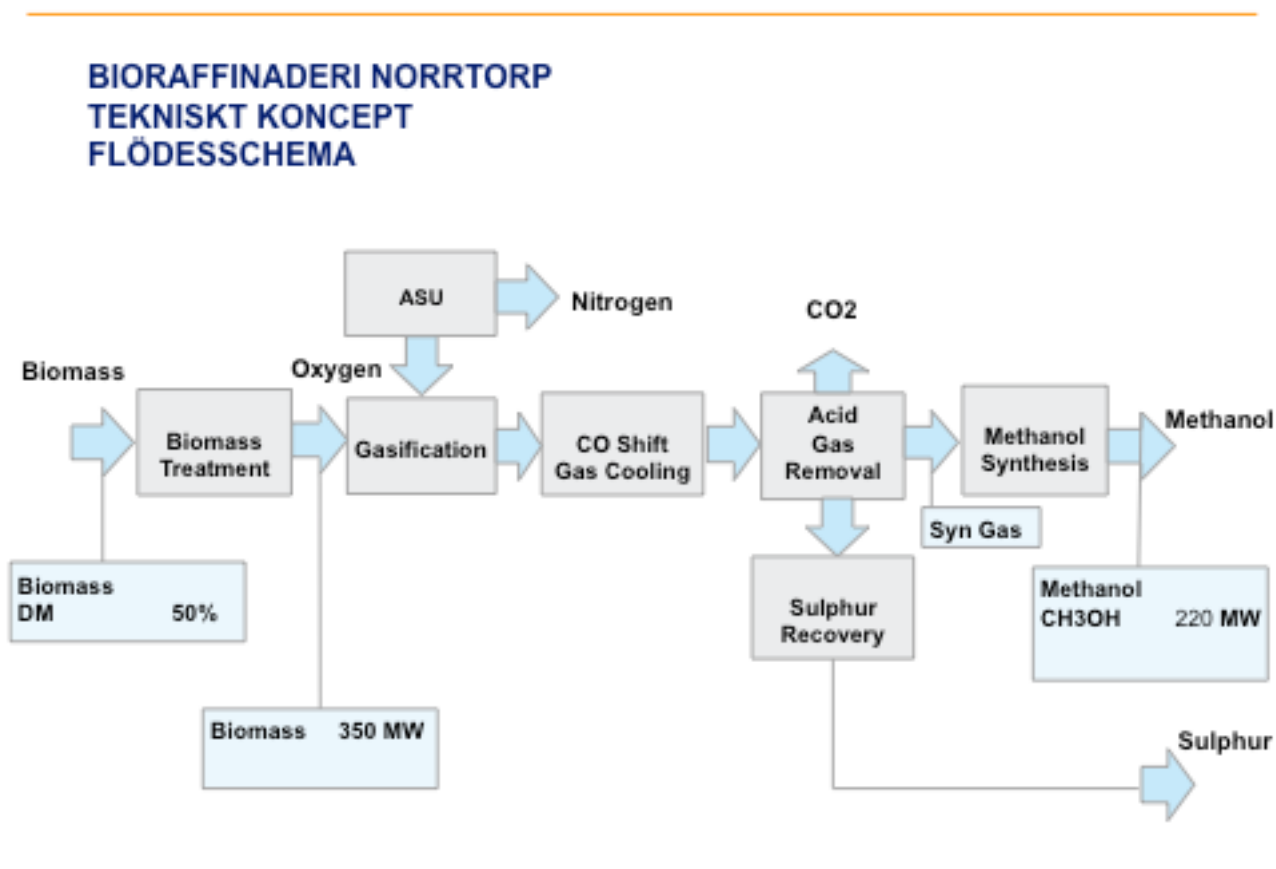
Syntesgasens svavelföreningar utvinns som elementärt svavel i form av en filterkaka, ca 20 kg/tim, med upp till 70 % innehåll av vatten. Filterkakan deponeras endera hos Sakab eller säljs vidare till den kemiska industrin för produktion av svavelsyra.

#### 4.14 Översiktlig material- och energibalans samt verkningsgrad

Tre beräkningsfall har behandlats i studien:

- 1. Renodlad metanolproduktion
- 2. Produktion metanol och bio-SNG samt
- 3. Renodlad produktion av bio-SNG.

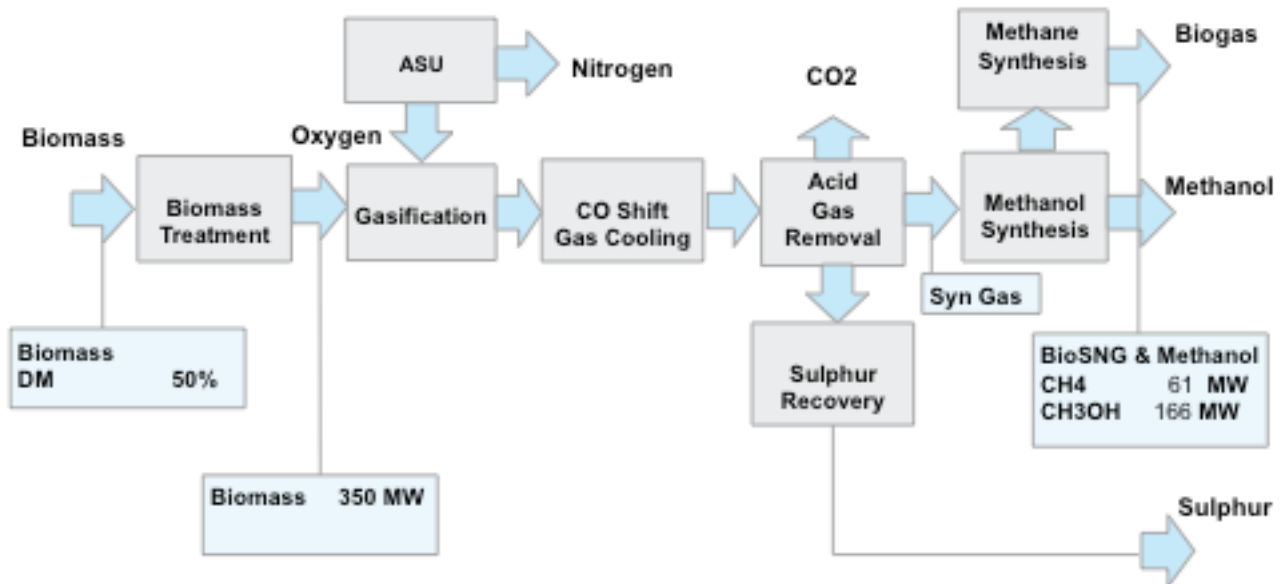
##### 4.14.1 Beräkningsfall 1: 100 % metanol med reformering(ATR) av restgas till metanolsyntes



**Metanolproduktionen** uppgår till maximalt **1 760 GWh metanol/år** (220 MW x 8 000 timmar). Vilket svarar mot **320 000 ton metanol/år** (1 760 GWh x 3 600/(1 000 x 19,8 MJ/kg)) eller 960 ton metanol/dygn. Effektivt värmevärde för metanol är satt till 19,8 MJ/kg.

#### 4.14.2 Beräkningsfall 2: Metanol och bio-SNG från restgas

### BIORAFFINADERI NORRTORP TEKNISKT KONCEPT FLÖDESSCHEMA



Metanolprocessen är optimerad till maximalt utbyte av metanol och minimerad produktion av bio-SNG. Bio-SNG produktionen blir resultatet av vad som kommer ut ur metanolsyntesen som restgas.

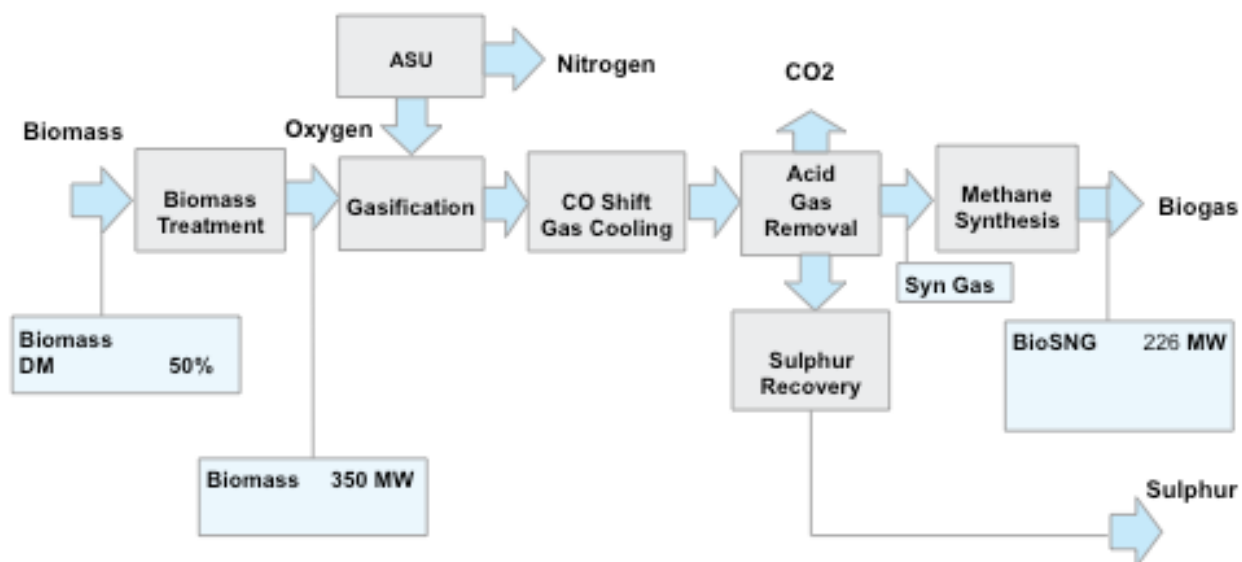
**Metanolproduktionen** uppgår till maximalt **1 760 GWh metanol/år** (220 MW x 8 000 timmar). Vilket svarar mot **242 000 ton metanol/år** (1 328 GWh x 3 600/(1 000 x 19,8 MJ/kg)) eller 724 ton metanol/dygn. Effektivt värmevärde för metanol är satt till 19,8 MJ/kg.

**Bio-SNG-produktionen** uppgår maximalt till **488 GWh gas/år** (61 MW x 8 000 timmar), d.v.s. **33 000 ton/år eller 100 ton/dygn**. Gasen kondenseras för utleverans till flytande bio-SNG.



#### 4.14.3 Beräkningsfall 3: 100 % Bio-SNG

### BIORAFFINADERI NORRTORP TEKNISKT KONCEPT BIO-SNG FLÖDESSCHEMA



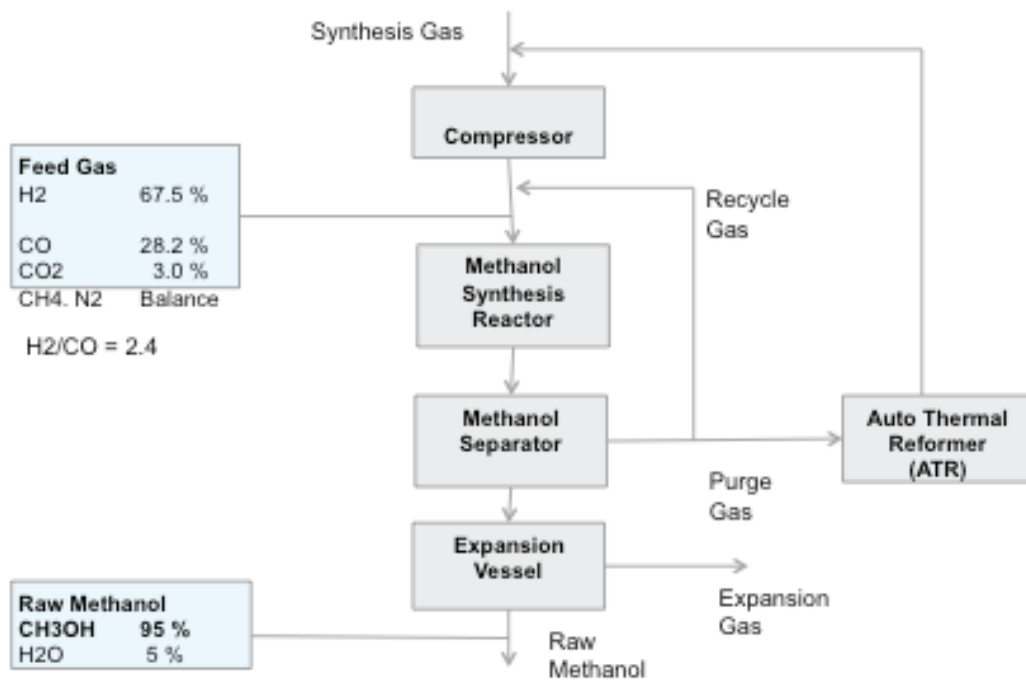
Bio-SNG produktionen levererar maximalt 226 MW x 8 000 timmar = **1 808 GWh bio-SNG/år** d.v.s. **124 000 ton/år** eller **370 ton/dygn**. Gasen kondenseras för utleverans till flytande bio-SNG (-163 C).

#### 4.14.4 Fordonsbränsle energi/verkningsgrad

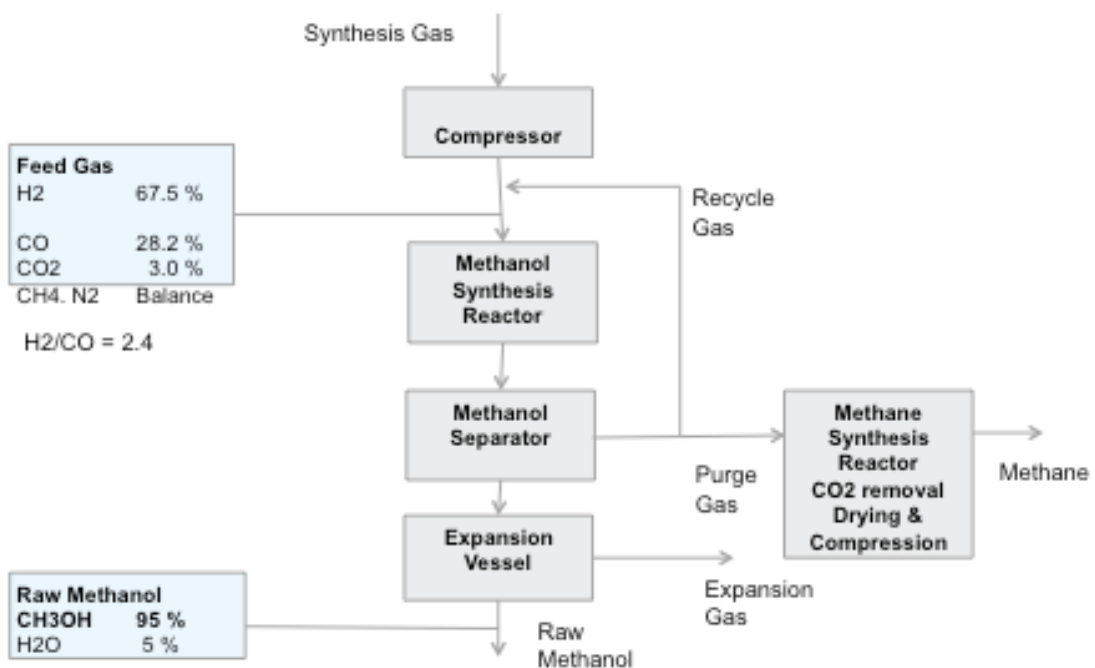
		1. Metanol med reformering (ATR) av restgas till metanolsyntes	2. Metanol och bio-SNG från restgas (utan ATR)	3. Bio-SNG
<b>BIOMASSA</b>	<b>Biomassa t/h (50 % fukthalt)</b>	133	133	133
	<b>Biomassa MW (LVH)</b>	350	350	350
<b>PRODUKT</b>	<b>Metanol MW</b>	220	166	-
	<b>Bio-SNG MW</b>	-	61	226
<b>TERMISK VERKNINGSGRAD</b>	<b>% (LHV)</b>	<b>62,9</b>	<b>64,9</b>	<b>64,6</b>

De tre beräkningsfallen förutsätter en biomassa med GROT-specifikation enligt 3.3.1.

## 1. MATERIAL COMPOSITION BALANCE FOR A PLANT PRODUCING METHANOL PRODUCT (100 %) WITH ATR

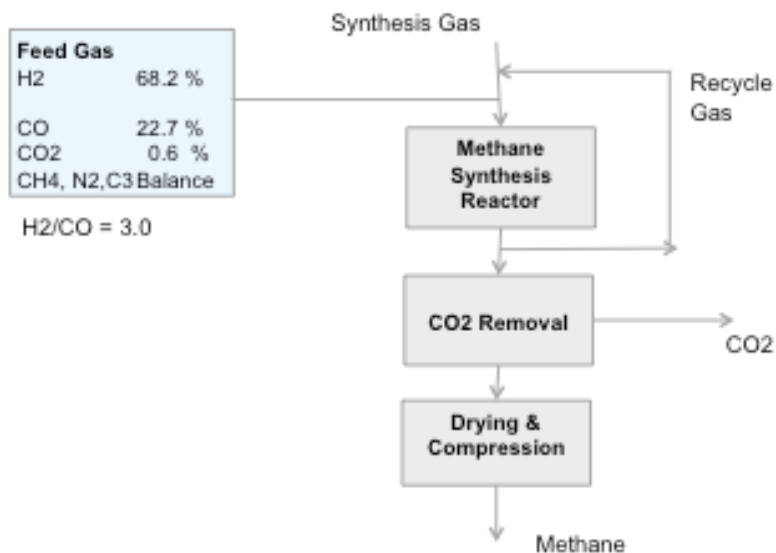


## 2. MATERIAL COMPOSITION BALANCE FOR A PLANT PRODUCING METHANOL- AND METHANE PRODUCT WITHOUT ATR



---

### 3. MATERIAL COMPOSITION BALANCE FOR A PLANT PRODUCING METHANE PRODUCT (100%)



---

#### 4.15 Tekniska risker

Erfarenhet av storskalig kommersiell biomassafergasning och gasrening är begränsad. Storleken på de flesta levererade fergasare är dessutom mindre än 40-70 MW (T.ex. Lahden Lämpövoima Oy, Finland och Choren, Tyskland). Projektet kan därför sannolikt drabbas av överraskningar som kräver utveckling och modifieringar under igångkörning och intrimning.

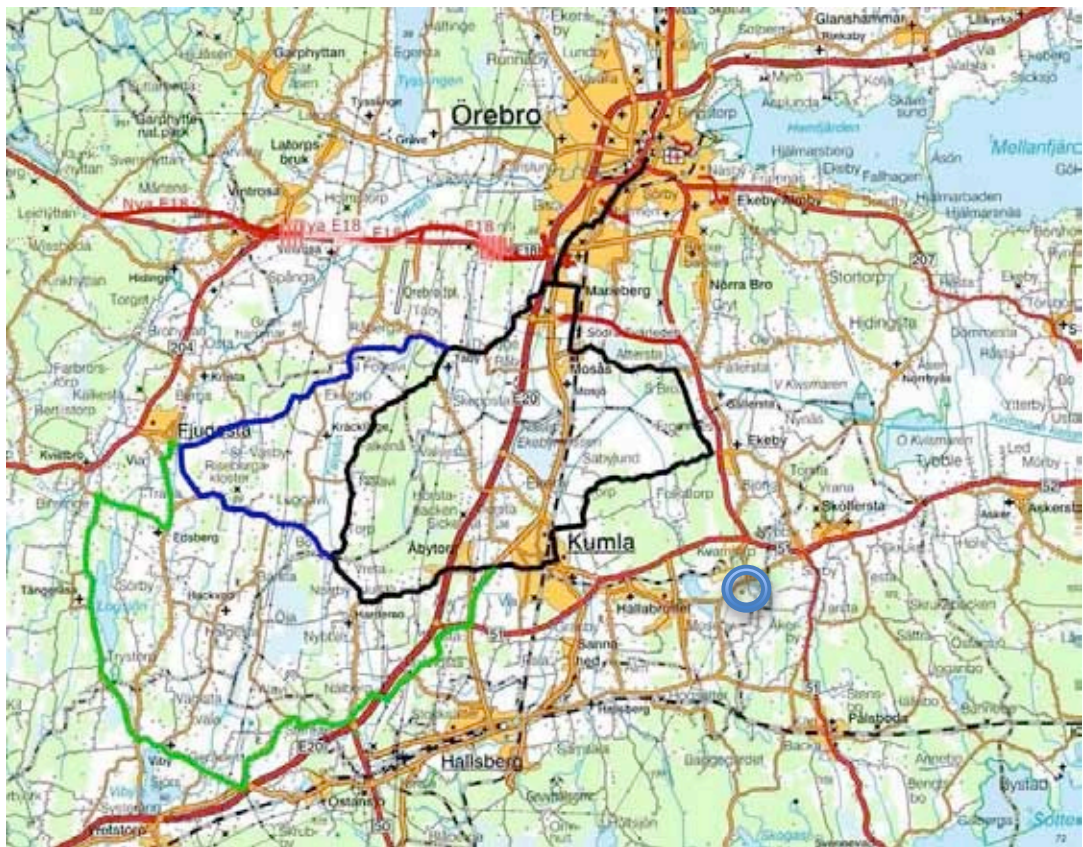
**Tillgängligheten** för fergasning kan sannolikt inte komma upp i samma nivå som en konventionell anläggning med fullständig förbränning. Man kan förvänta sig att anläggningen uppnår designad kapacitet efter två till tre driftår.

## 5 MARK OCH BYGG

### 5.1 Läge/Lokalisering/Anläggningsplats

#### 5.1.1 Allmänt

Läget för idéstudiens anläggning är i Kumla kommun, Närke. Anläggningsplatsen är intill Sakab AB:s fabriksområde i Norrtorp (Kvarntorpsområdet). Tre olika placeringar är studerade, samtliga är intill Sakabs anläggning.



*Kartan visar hur Norrtorp ligger i förhållande till närliggande orter.*



*Kartan visar den planerade anläggningens placering i förhållande Kumla och hur befintligt industrispår ansluter till stamnätet. (karta Kumla kommun)*

### 5.1.2 Lokala förutsättningar

Förläggning av ett biokombinat till Sakab området erbjuder flera betydelsefulla lokaliseringmässiga fördelar, bland vilka i första hand bör nämnas;

- Tillgång till väl lämpad industrimark
- Etablerad industriell infrastruktur

Den lokalisering som har valts är ett resultat av områdets lämpliga förutsättningar. Dels ur logistisk synpunkt, dels av de synergimöjligheter som finns tillsammans med intilliggande Sakabs anläggning, dels ur miljösynpunkt, vilket framgår av separat miljöutredning.

Sakab AB:s återvinningsanläggning i Norrort, Kumla kommun, är en historisk plats inom svensk industri. Här utvanns olja under andra världskriget ur den skiffer (alunskiffer) som finns i området.

När kriget var slut upphörde efter en tid utvinningen och lämnade efter sig ett svårt sargat landskap, som efter en tid sakta började återhämta sig.

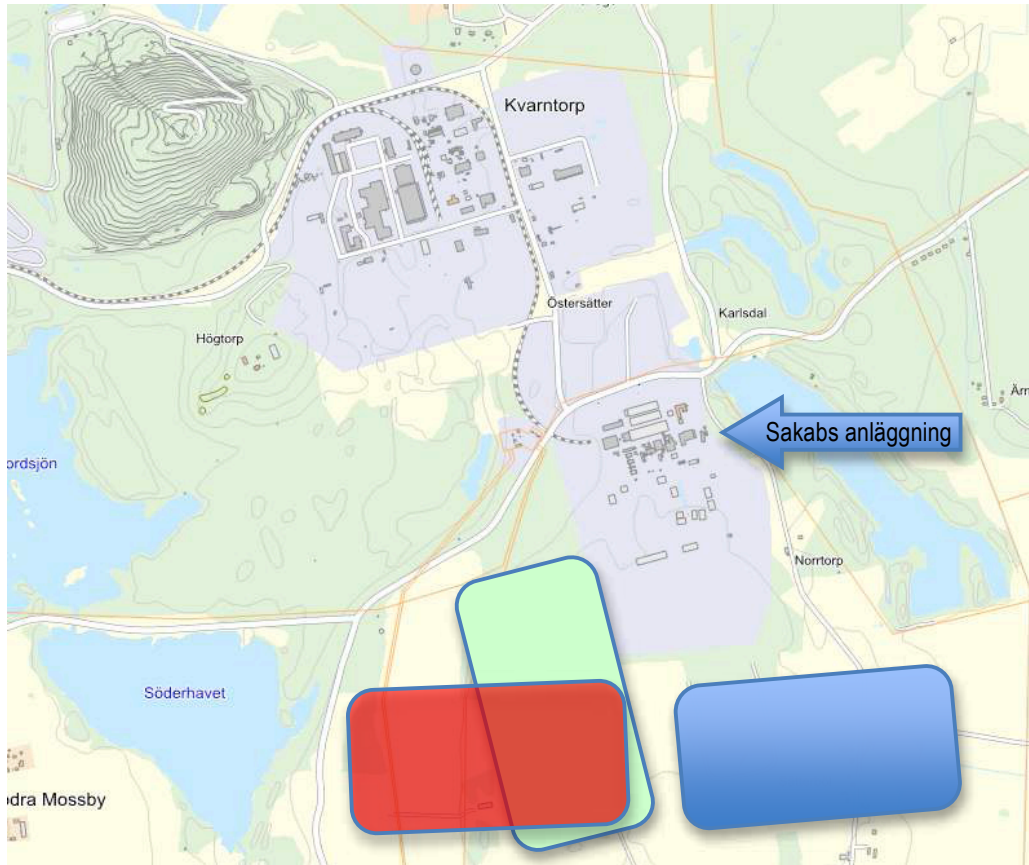
I början av 70-talet bestämde regeringen att Sveriges första anläggning för destruktion av miljöfarligt avfall skulle placeras i Norrort, Kumla kommun. Sakab AB bildades och anläggningen är nu en etablerad och avancerad processindustri för att ta hand om miljöfarligt avfall. Sakabs anläggning producerar också fjärrvärme och el-kraft.

Ett bioraffinaderi är, även om omfattade åtgärder vidtas för att förhindra olyckor, en riskindustri. Norrort ligger ca 10 km från tätorten Kumla. I och omkring Sakab/Norrort bor relativt få människor.

Marken vid Sakab och närliggande områden är delvis förorenad efter den tidigare oljeutvinningen.

En större brandstation finns med 10 minuters inställningstid. Närheten till Sakabs anläggning medför att synergier kan uppnås beträffande underhåll, ångproduktion, vattenrening, säkerhet etc.

Tre olika lokaliseringar av bioraffinaderiet i anslutning till Sakabs verksamhet har studerats. De föreslagna markytorna har använts och används idag huvudsakligen som skog/åkermark och bedöms vara väl lämpade för att anlägga en bioraffinaderianläggning.



*Kartan visar Sakabs anläggning på Kvarntorps industriområde samt de tre tänkta lokaliseringarna av bioraffinaderiet, i Miljöutredningen kallade Röd, Grön och Blå.*

### 5.1.3 Vägar och transporter

Bioraffinaderiets läge ger bra transportmöjligheter via vägförbindelser i alla vädersträck. Dessutom finns idag ett järnvägsspår till Sakabs anläggning från stambanan (Kumla). Tillräckligt med vedråvara finns inom en 15-20 mils radie.

### 5.1.4 Yttre systemanslutningar

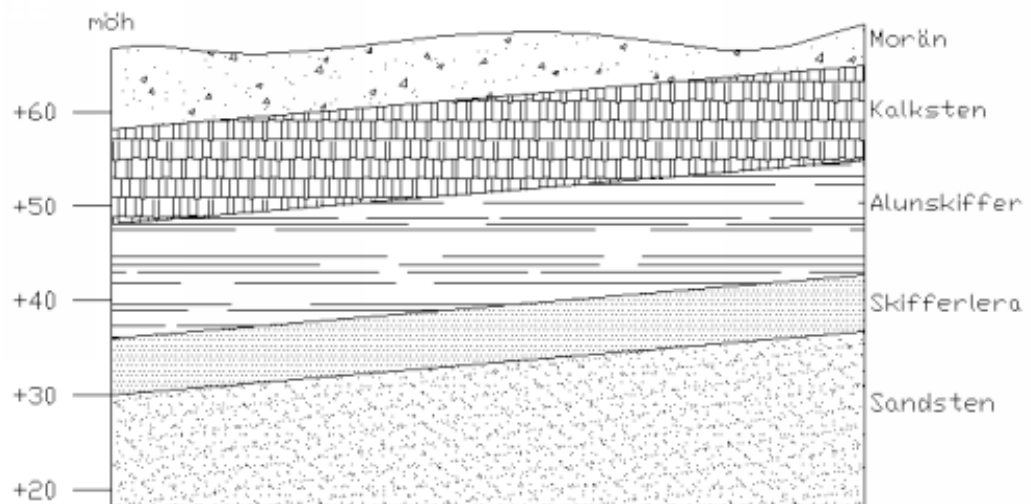
Det valda läget för anläggningen ger goda möjligheter för anslutning av vägar, järnväg, el-kraft, kommunalt vatten och avlopp, och utnyttjande av bl.a. synergier via värme- och ånglednings anslutningar till och från Sakabs anläggning.

### 5.1.5 Mark och grundläggningsförhållanden

Ingen geologisk undersökning är utförd specifikt för idéstudiens anläggning. Det antas att de geologiska förhållandena är likartade som på Sakabområdet och Supraområdet längre norrut. Följande antaganden kommer från äldre undersökningar i närområdet:

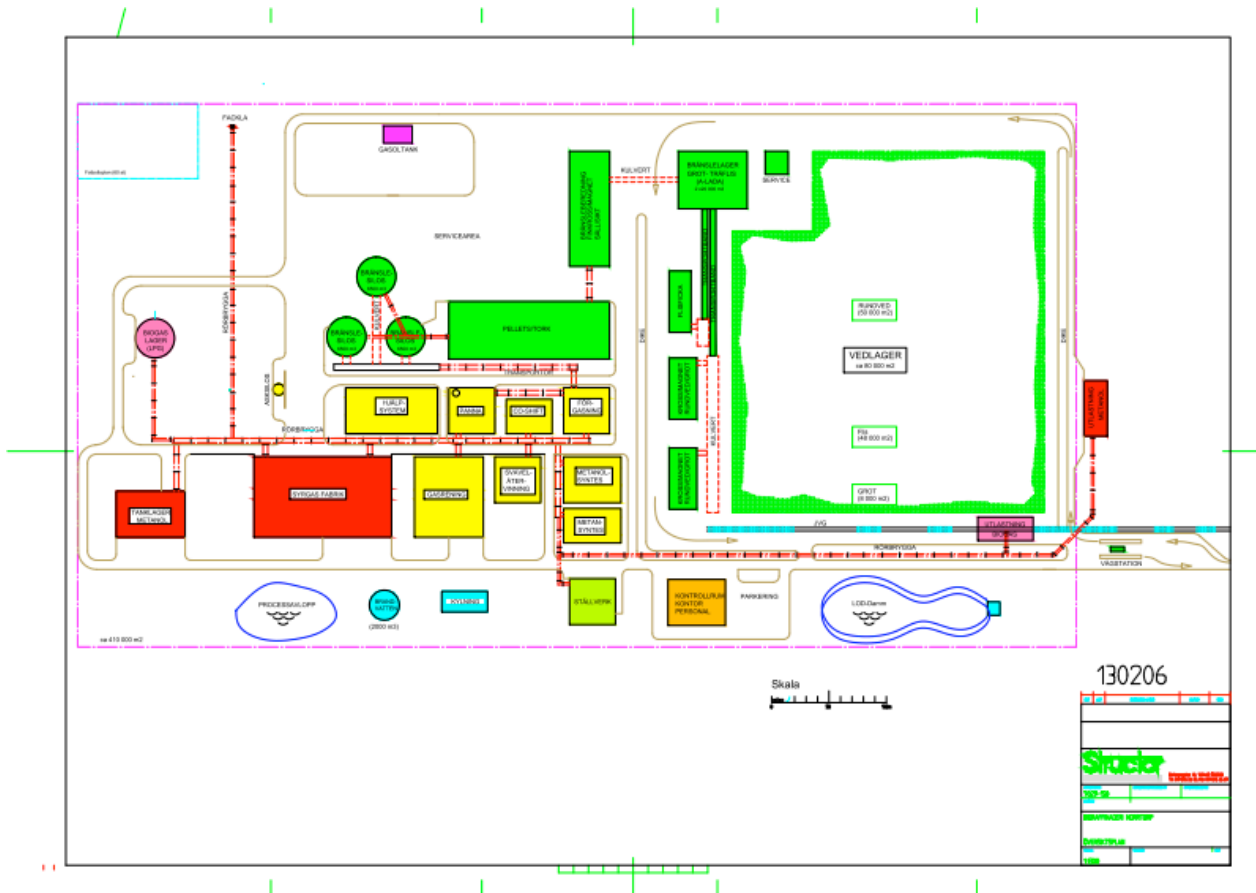
Markens jordlager antas bestå av fyllning med sten, silt, sand, skifferrester likväl som naturliga jordlager av sandig morän. Mäktigheten är ca 1,5 m.

Därunder finns ett kalkstenslager med en mäktighet på ca 20 m som vilar på en bädd av alunskiffer med motsvarande tjocklek. Kalkstenen har i äldre dokument från området klassificerats som Bergtyp 2. Materialet bedöms ha ett kulkvarnsvärde som ligger mellan 18 och 30. Det innebär i normalt berg en måttlig hållfasthet och dålig slitstyrka, kalkstenen krossas t. ex lätt ner av byggtrafik. Den är med viss svårighet grävbar med grävmaskin. Kalksten är dock på inget sätt ett dåligt material för grundläggning. I äldre undersökningar från närområdet sätts tillåtet medelgrundtryck (m) till 10-30 kp/cm<sup>2</sup> beroende på den specifika typen av kalksten att jämföra med granit som har ca dubbelt så hög tillåten påkänning.



*Geologisk profil Kvarntorpsområdet. Skissen visar schematisk sektion genom närområdets markförhållanden. Skissen är ur Sweco Viaks utredning på uppdrag av SGU, 2005-05-02.*

### 5.1.6 Översiktsplan – Bilaga finns i större format





## 6 MILJÖ OCH SÄKERHET

### 6.1 Miljö; Bilaga Miljöutredning

Se ”Miljöutredning för bioraffinaderi Norrtorp”.

### 6.2 Säkerhet

Innan projektering påbörjas krävs kontakter med försäkringsbolag, som tar fram en egen riskanalys, reviderar situationsplanen och fastställer försäkringspremien.

Situationsplanen kommer att ändras under projekteringsfaserna i samband med inhämtning av leverantörsinformation.

Anläggningen kommer att utrustas med säkerhetssystem av sådant slag som normalt installeras i denna typ av kemisk processindustri. Till dessa kan räknas bl.a. avancerad instrumentering, säkerhetsventiler, gasreningssystem, nödströmssystem och fackelsystem

Vissa utrustningar och system kommer att försörjas med nödström för att kunna fungera även vid strömbortfall. Reservkraften är i form av batterier för instrumentering och styrsystem eller dieseldrivna elkraftsaggregat för viss processutrustning, bl.a. instrument-kompressorer.

Fackelsystemet förbränner normalt endast mycket små mängder gas. Systemet används under start och stopp samt driftstörningar. Vid dessa tillfällen uppstår obalans i gasflödena mellan processenheterna och under tiden, som injustering av dessa pågår, måste gas förbrännas i facklan. Vid varje tillfälle kan fackling förekomma under någon eller några timmar.

Facklan förses med brännare utformad för låg ljudemission samt låga kväveoxidutsläpp.

Inom processsäkerhet finns bland annat **Safety Integrity Level (SIL)** enligt standarden IEC 61511, som är ett sätt att klassa de omfattande krav på konstruktion, montage, liksom strukturerat och dokumenterat underhåll av säkerhetskritiska styrfunktioner i en processanläggning. IEC 61511 bygger på att man utifrån en riskvärdering bestämmer hur tillförlitlig en säkerhetsfunktion ska vara.

Beträffande risker för tredje man har ett säkerhetsavstånd bestämts till 300 meter från anläggningens centrala processenheter. Detta utifrån omfattande riskanalyser, som har genomförts av VärmlandsMetanol AB respektive E.ON, beträffande förgasningsbaserad metanolproduktion i Hagfors respektive förgasningsbaserad produktion av fordonsgas i Skåne. Se ”Miljöutredning för bioraffinaderi Norrtorp”.

## 7 LÖNSAMHETSVÄRDERING

### 7.1 Ekonomiska/finansiella förutsättningar

Lönsamhetsvärderingen förutsätter antagandet om en **kapitalkostnaden** beräknad som en annuitet över 15 år. Baserat på ett avkastningskrav på 10 % före skatt blir annuitetsfaktorn 0,1315. Budgetkurs på Euro 8,50 kr. Basår 2012.

### 7.2 Kostnader och intäkter

#### 7.2.1 Investeringskostnad - Referens

Följande referensanläggningar ger en grov bild av investeringsbehovet. Investeringskostnaden för förgasning varierar kraftigt beroende på anläggningsstorleken. Det finns idag inga kommersiella anläggningar för förgasning av biomassa.

**Great Plains Synfuels Plant, USA** i North Dakota, är den enda kommersiella Coal-to-SNG (*Substitute/Synthetic Natural Gas*) anläggningen i USA. Den producerar 1,52 miljarder m<sup>3</sup> gas årligen från 6 miljoner ton brunkol. Förgasningssteget består av 14 LURGI förgasare. Den amerikanska energimyndigheten DOE är nu ägare till anläggningen. Investeringskostnaden anges till 2 miljarder USD (1984).

**RWE, Tyskland** planerar en demonstrationsanläggning baserad på IGCC- och CCS-teknik i Goldenberg. Elproduktion planeras till ca 450 MWe (brutto). RWE bedömer CAPEX för processenheterna i förgasningsenheten till 1 130 M€. Det rör sig om en kolmatad förgasare med en termisk kapacitet på 1 000 MW och med ett drifttryck på 40 bar. Totalkostnad för hela demonstrationsanläggningen anges till 2 220 M€ (Modern Power System, June 2009).

**Vattenfall/NUON, Holland** har uppfört ett gaskombikraftverk i Eemshaven, som första fasen i ett planerat IGCC projekt MAGNUM. Elproduktionen planeras till 1 200 MWe (netto) med biomassa och kol som bränsle till tre förgasare med total termisk kapacitet på 2 600 MW.

**Foster Wheeler Italiana, Italien** har presenterat en preliminär bedömning av investerings- och produktionskostnader för SNG-tillverkning baserad på förgasning av skogsrester.

Investeringen uppskattades till 280 M€ (2010) för kapaciteten 280 MW<sub>th</sub> tillförd effekt till förgasaren för produktion av 170 MW SNG/bio-SNG. Driftkostnaden inklusive underhåll anges till 76 M€ per år. Lönsamhetsbedömningen visar att tillverkningen är helt beroende av politiskt beslutade styrmedel, vilket innebär en osäkerhet.

**Metsäliitto kooperativ, Finland**, en skogsägarförening och **Vapo, Finland**, en ledande leverantör av energitorv och producent av träbaserade bränslen, pellets och energigrödor, har bildat ett konsortium för design av en anläggning för produktion av biodrivmedel av skogsråvara. Investeringen uppskattas till ca 500 M€. Anläggningens produktionskapacitet beräknas till ca 200 000 ton biodrivmedel/år.

I **Tyskland** visade utredningar år 2006 utförda av **BP, TOTAL, Lurgi, BASF, Verband der Automobilindustrie** m.fl. att investeringen för produktion av metanol med biomassafergasning eller diesel med FT-syntes ligger mellan 525-650 M€ (*Plus/minus 30 %*).

Vid FT-syntes blir produktionskostnaden 0,88 €/liter. Baserat på ägarnas avkastningskrav *Internal Rate of Return (IRR)* 10 % och *Debt Service Coverage Ratio (DSCR)* krävs ett marknadspris (utpris) på 1,09 €/liter.

Anläggningen beräknas ha 400 anställda. Med 7 000 drifttimmar/år (låg tillgänglighet) ligger produktionen av FT-diesel på ca 120 000 ton/år vid ett energiutbyte om 42%.

**Choren Industries, Freiberg, Tyskland** har uppfört en anläggning på 45 MW<sub>th</sub>. Anläggningen, som förbrukar ca 65 000 ton torr biomassa per år, kostade ca 100 M€.

Choren bedömde investeringen för en stor kommersiell biomassabaserad fergasningsanläggning (totalt 16 fergasare) med en produktion av 200 000 ton FT-diesel/år, till mer än 1 000 M€ (2007). Kalkylen bygger på fyra produktionslinjer på 160 MW, vilket motsvarar en total kapacitet på 640 MW<sub>th</sub> (4 x 160 MW<sub>th</sub>). Den totala åtgången av torr vedråvara blir ca 1 miljon ton/år. Produktionskostnaden för FT-diesel beräknades initialt (2007) till 31 €/GJ dvs 112 €/MWh.

Choren Industries försattes i konkurs år 2011.

Linde Engineering, Dresden har från konkursboet förvärvat rätten till aktuell fergasningsteknik (Carbo-V). Linde Engineering avser att sälja licenser för denna teknologi samt genomföra helhetsåtaganden i form av nyckelfärdiga anläggningar.

### **Neste Oil och skogsbolaget Stora Enso, Finland.**

Neste Oil och skogsbolaget Stora Enso stoppade 2012 planerna på att uppföra en biodieselanläggning baserad på biomassafergasning och Fischer-Tropsch teknologi.

Bolagen hade sökt bidrag i NER300-programmet men European Commission tillstyrkte inte ansökan.

Citat från Nesté Oil's President och CEO, Matti Lievonen och Stora Enso's CEO Jouko Karvinen:

*“We have calculated the cost of the project very carefully and realistically. It would have represented a very significant investment and we concluded that we would not have gone ahead in any case, even if we had won public funding”*

Utvecklingsarbetet startade 2007 och en demonstrationsanläggning med processtegen biomassatorn, 12 MW fergasare, gasrening och FT-katalysator invigdes

2009. Bolagen bedömde initialt att investeringen för en kommersiell anläggning skulle uppgå till minst 500 M€ vid en produktion av 200 000 ton diesel per år.

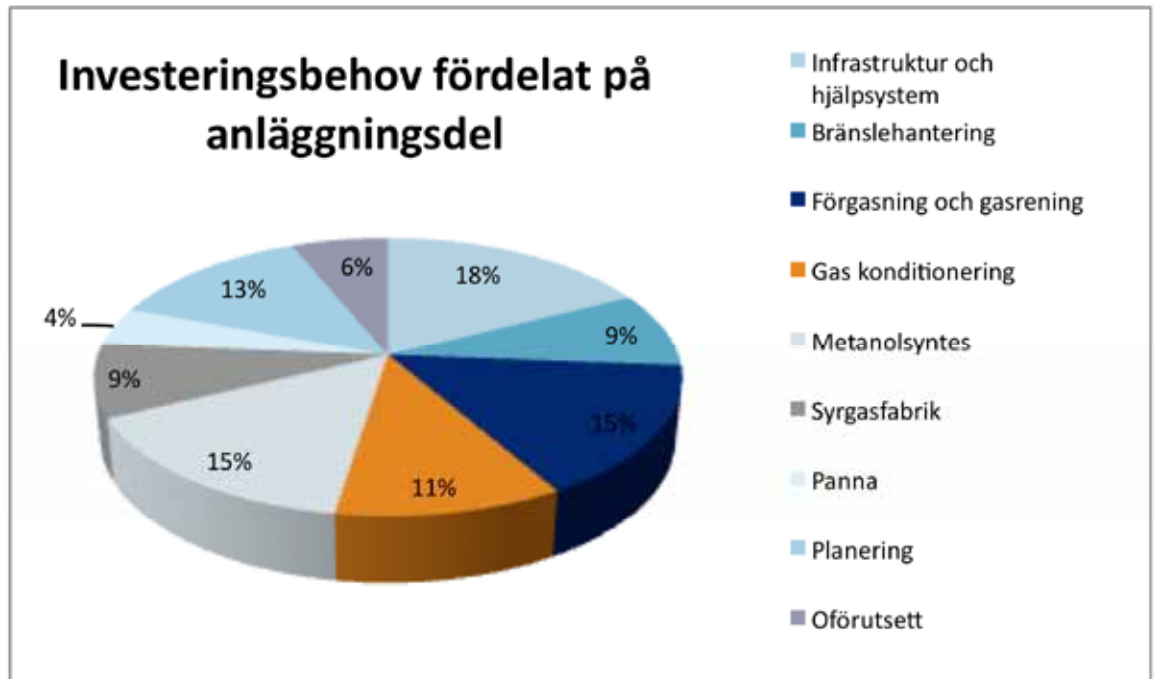
### **Energimyndigheten DENA, Tyskland**

I nedanstående tabell återges investeringsbehovet 629 M€ ( $\pm 30\%$ ) fördelat på olika anläggningsenheter för produktion av 104 000 ton metanol/år. Råvaruutgång beräknad till 700 000 ton torr biomassa per år, vilket inkluderar panna för el- och värmeproduktion.

Bedömningen är baserad på en utredning i Tyskland framtagen 2006 och publicerad av Energimyndigheten DENA med bidrag från, BP, TOTAL, Lurgi, BASF, CHOREN och German Association of the Automotive Industry (Opel, Audi, BMW, DaimlerChrysler, Ford, MAN och Volkswagen). Utredningen anses vara den mest tillförlitliga och gedigna som publicerats. Förgasningstyp är fluidiserad bädd.

<b>ANLÄGGNINGSDDEL</b>	<b>M€</b>
Infrastruktur och hjälpsystem	110
Bränslehantering	55
Förgasning och gasrening	97
Gaskonditionering	68
Metanolsyntes	96
Syrgasfabrik	54
Panna	28
Planering	82
Oförutsett	39
<b>TOTALT</b>	<b>629</b>

*Referens: Energimyndigheten DENA (Tyskland), BP, TOTAL, Lurgi, BASF, CHOREN och German Association of the Automotive Industry (Opel, Audi, BMW, DaimlerChrysler, Ford, MAN och Volkswagen).*



*Referens: Energimyndigheten DENA (Tyskland), BP, TOTAL, Lurgi, BASF, CHOREN och German Association of the Automotive Industry (Opel, Audi, BMW, DaimlerChrysler, Ford, MAN och Volkswagen).*

#### “Roadmap Bioraffinaderien”, Tyskland

Inom ramen för det år 2010 framtagna ”Nationalen Forschungsstrategie BioÖkonomie 2030” har den tyska regeringen tagit fram en aktionsplan som beskriver vägen från fossilbaserad till bioraffinaderibaserad industri “Roadmap Bioraffinaderien in Rahmen der Aktionspläne der Bundesregierung zur stofflichen und energetischen Nutzung nachwachsender ”

En arbetsgrupp ett 30-tal experter från industrier (Linde Engineering, Lurgi, m.m.) och forskningsinstitut har tagit fram ”Roadmap Bioraffinaderien”.

Investeringsbehov och produktionskostnader för en tillverkning av 150 000 ton metanol per år beräknades. Teknologin baserades på pyrolysolja, EF-förgasare, luftgasfabrik, CO-shift, Rectisol tvätt och metanolsyntes. Investeringen för enbart syntesgasproduktionen uppgår till 250 M€.

Produktionskostnaden för metanol anges till 680 €/ton metanol (123 €/MWh). Det aktuella marknadspriset på fossilbaserad metanol ligger ca 50 % lägre, mellan 300-400 €/ton metanol (54,3-72,3 €/MWh).

### “Forest Industry Biorefinery Fischer-Tropsch Synthesis Integration to a Mill Site” (2009)

I nedanstående tabell återges av Pöyry, Finland uppskattat investeringsbehov 450 M€ fördelat på olika anläggningsenheter för produktion av FT-diesel. Råvaruåtgång anges till en miljon ton fuktig biomassa/år. Energiverkningsgraden ligger mellan 45–55 %. Produktionskapaciteten är 69 000 ton FT-diesel.

Investeringsnivån för “*Forest Industry Biorefinery Fischer-Tropsch Synthesis Integration to a Mill Site*” bedöms idag ligga på mer än **500 M€**.

<b>ANLÄGGNINGSDDEL</b>	<b>M€</b>
Mill water	5
Pre-treatment	67
Gasification	75
Gas treatment	110
FT-synthesis	50
Effluent water treatment	15
Power distribution	8
Common departments	66
<b>SUBTOTAL</b>	<b>396</b>
Administration	32
Contingencies	22
<b>TOTAL</b>	<b>450</b>

*Referens: Pöyry. Esa Vakkilainen, Marita Veringa Niemelä, Esa Mänttari, Jussi Runsala and Elina Pajula. “Forest Industry Biorefinery Fischer-Tropsch Synthesis Integration to a Mill Site” (2009)*

## 7.2.2 Investeringskostnad för de tre beräkningsfallen

- 1. Renodlad metanolproduktion
- 2. Produktion metanol och bio-SNG samt
- 3. Renodlad produktion av bio-SNG

Investeringskostnad (MSEK) - Anläggningsdel	1. Metanol med reformering (ATR) av restgas till metanolsyntes	2. Metanol och bio-SNG från restgas (utan ATR)	3. bio-SNG
Bränslehantering, bränsleberedning och torkning	726	726	726
Luftgasfabrik	459	459	459
Förgasning, CO konvertering och kylning	1275	1275	1275
Gasrening och svavelutvinning	935	935	935
Produktion av metanol	816	604	-
Produktion av bio-SNG	-	100	250
Hjälpssystem	731	731	731
Mark och bygg, infrastruktur	500	550	450
Beställarkostnad-Planering, licenser, tillstånd, förprojektering	697	697	697
Oförutsett (10 %)	682	675	614
<b>TOTALT</b>	<b>6 821</b>	<b>6 752</b>	<b>6 597</b>

Kostnadsuppskattningarna ligger i intervallet  $\pm 30\%$ .

Basår är 2012 med budgetkurs 1€ = 8,50 SEK.

**För de stora processenheterna – bränslehantering, luftgasfabrik, förgasning och gasrening – har använda investeringskostnader verifierats med relevanta leverantörer.**

### Bränslehantering

Specifika investeringskostnaden för bränslehantering till pellets är 160 €/ton torkat bränsle/år, som matas till förgasaren. I kostnaden ingår ett tillägg med 25 % för bearbetning av rundved till flis samt kostnad för lager.

### **Luftgasfabrik**

Enligt DENA-studien är investeringsbehovet 54 M€ – noggrannhet  $\pm 30\%$ . En marginell investering tillkommer vid tillämpning av ATR-teknologi, som förbrukar syrgas.

### **Förgasning**

Förgasningen baseras på beprövad teknologi CFB-förgasning. Enligt DENA-studien är investeringsbehovet 100 M€.

Investeringen för en 320 MW<sub>th</sub> förgasningsenhet bedöms i denna studie ligga mellan 138-207 M€.

### **Gasrening**

Gasreningen baseras på beprövad fysikalisk process. Enligt Pöyrys studie uppskattas investeringen för gasrening till 110 M€, vid produktion av FT diesel.

### **Metanolproduktion från biomassa (Energimyndigheten Tyskland och metanolsyntes)**

I DENA-studien anges kostnaden för metanolsyntesen till 96 M€ – noggrannhet  $\pm 30\%$ . Vid samproduktion av metanol och bio-SNG bortfaller investeringen för reformering av restgas.

### **Hjälpssystem**

Enligt Pöyrys presentation "*Forest Industry Biorefinery Fischer-Tropsch Synthesis Integration to a Mill Site*" (2009) är investeringsbehovet för vattenrening 15 M€, eldistribution 5 M€ och övriga hjälpssystem 66 M€.

Enligt DENA-studien är investeringsbehovet för en panna 28 M€ – noggrannhet  $\pm 30\%$ .

Den totala kostnaden för hjälpssystem bedöms till 86 M€.

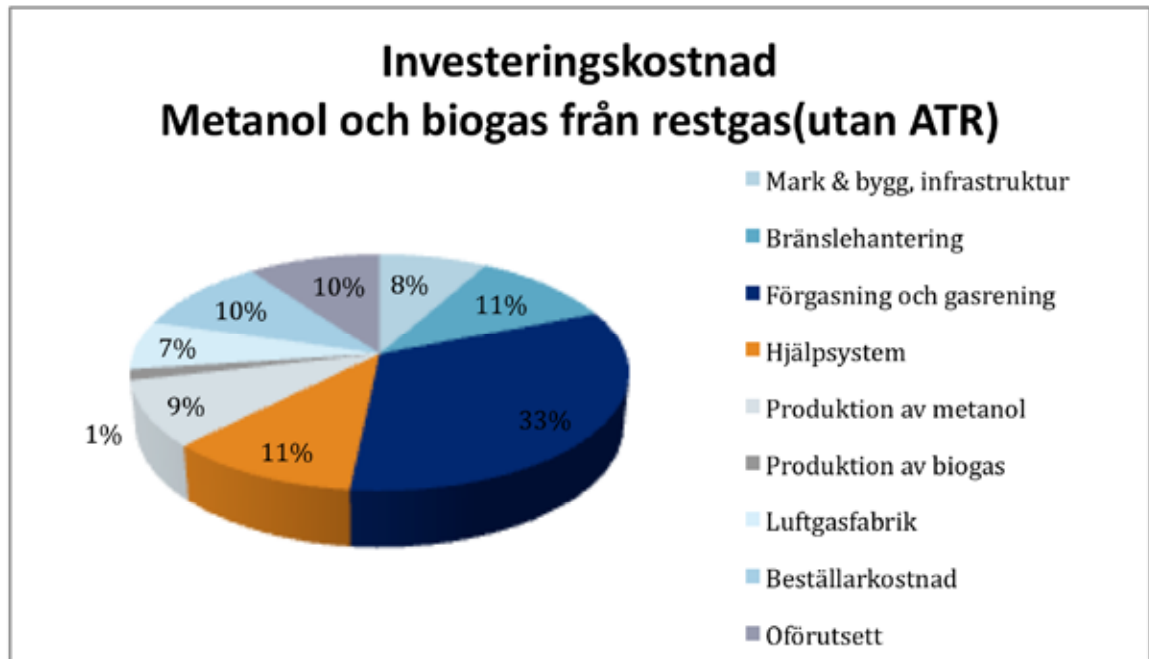
### **Mark & bygg samt infrastruktur**

Enligt DENA-studien bedöms den totala kostnaden för mark, bearbetning av mark & byggnader samt infrastruktur till 500 MSEK – noggrannhet  $\pm 30\%$ .

### **Beställarkostnad - Planering, licenser, tillstånd, förprojektering**

Enligt DENA-studien är kostnaden för planeringsfasen 82 M€ – noggrannhet  $\pm 30\%$ .





#### 7.2.3 Kapitalkostnad

En kapitalkostnad med annuitetsfaktorn 0,1315 tillämpas i beräkningsfallen.

#### 7.2.4 Bränslekostnader

En biobränslekostnad på 180 SEK/MWh tillämpas i beräkningsfallen.

#### 7.2.5 Elkostnader

Prognos inköpskostnad (2015): 63 €/MWh och tillägg för nätanslutning.

En elkostnad på 600 SEK/MWh antas i beräkningsfallen.

## 7.2.6 Rörliga driftkostnader

### Hjälpråvaror

- Kemikalier
- Katalysatorer
- Processvatten

### Avfallshantering

Bottenaska och flygaska med en restkolhalt bränns i hjälppanna eller Sakabs panna och deponeras alt. pelleteras för återföring till skogsmark.

## 7.2.7 Fasta driftkostnader

- Personalkostnad

Personalkostnad (2015) 900 000 SEK/manår inklusive skatter och sociala avgifter

Personalbehov 150 personer totalt och 5 skift.

- Underhåll

Underhållskostnaden beräknas schablonmässigt till 4 % per år av totalinvesteringen.

- Försäkringar

Försäkringskostnaden beräknas schablonmässigt till 1 % per år av totalinvesteringen.

## 7.2.8 Licenskostnader

För vissa processer erläggs licenskostnader i form av en avgift till licensgivande företag eller i form av ett engångsbelopp. I denna studie har licenskostnaderna inräknats i investeringskostnaden. Detta gäller följande processer:

- Biomassaförgasning
- Gasrening
- Metanolsyntes
- Metanisering
- Svavelutvinning

### 7.3 Produktionskostnad för de tre beräkningsfallen

#### 7.3.1 Beräkningsfall 1 – Metanol med reformering (ATR) av restgas till metanolsyntes

		Kostnad per enhet	Årskostnad MSEK	Metanol kostnad SEK/ton	Metanol kostnad SEK/MWh
<b>Biobränsle kostnad</b>	2 800 GWh/år	180 SEK/MWh	504		
<b>Elkostnad</b>	336 GWh/år	600 SEK/MWh	202		
<b>Personalkostnad</b>	150 personer	900 000 SEK/manår	135		
<b>Underhåll</b>	4 % av investering		273		
<b>Försäkringar</b>	1 % av investering		68		
<b>Summa driftkostnader OPEX</b>			1 182	3 693	
<b>Kapitalkostnad CAPEX</b>	Investering 6 821 MSEK	0,1315 av investering	897	2 803	
<b>Produktionskostnad</b>			<b>2 079</b>	<b>6 497</b>	<b>1 181</b>

**Elförbrukning** 42 MW x 8 000 timmar = **336 GWh/år**.

**Metanolproduktionen** uppgår till maximalt **1 760 GWh metanol/år** (220 MW x 8 000 timmar). Vilket svarar mot **320 000 ton metanol/år** (1 760 GWh x 3 600/(1 000 x 19,8 MJ/kg)) eller 960 ton metanol/dygn. Effektivt värmevärde för metanol är satt till 19,8 MJ/kg.

### 7.3.2 Beräkningsfall 2 – Metanol och bio-SNG från restgas (utan ATR)

		Kostnad per enhet	Årskostnad MSEK	Metanol och bio- SNG kostnad SEK/MWh
<b>Biobränsle kostnad</b>	2 800 GWh/år	180 SEK/MWh	504	
<b>Elkostnad</b>	308 GWh/år	600 SEK/MWh	185	
<b>Personalkostnad</b>	150 personer	900 000 SEK/manår	135	
<b>Underhåll</b>	4 % av investering		270	
<b>Försäkringar</b>	1 % av investering		68	
<b>Summa driftkostnader OPEX</b>			1 162	
<b>Kapitalkostnad CAPEX</b>	Investering 6 752 MSEK	0,1315 av investering	888	
<b>Produktionskostnad</b>			<b>2 050</b>	<b>1 128</b>

**Elförbrukning** 38,5 MW x 8 000 timmar = **308 GWh/år.**

**Metanolproduktionen** uppgår till maximalt **1 328 GWh metanol/år** (220 MW x 8 000 timmar). Vilket svarar mot **242 000 ton metanol/år** (1 328 GWh x 3 600/(1 000 x 19,8 MJ/kg)) eller 724 ton metanol/dygn. Effektivt värmevärde för metanol är satt till 19,8 MJ/kg.

**Bio-SNGproduktionen** uppgår maximalt till **488 GWh gas/år** (61 MW x 8 000 timmar) d.v.s. **33 333 ton/år** eller **100 ton/dygn**. Gasen kondenseras för utleverans till flytande bio-SNG (-163 C).

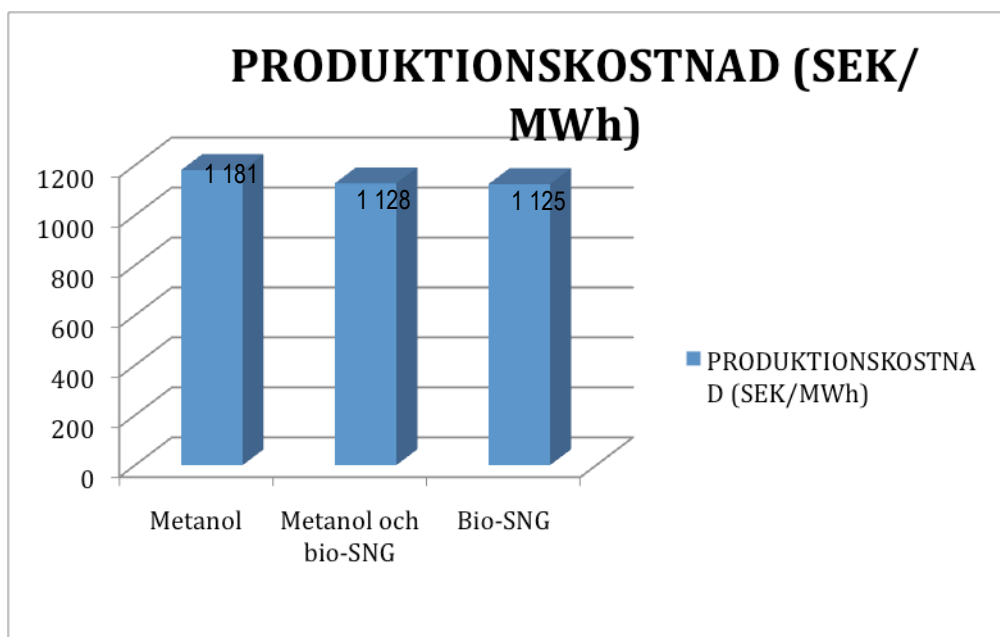
### 7.3.3 Beräkningsfall 3 - Bio-SNG

		Kostnad per enhet	Årskostnad MSEK	Bio-SNG kostnad SEK/MWh
<b>Biobränsle kostnad</b>	2 800 GWh/år	180 SEK/MWh	504	
<b>Elkostnad</b>	336 GWh/år	600 SEK/MWh	201	
<b>Personalkostnad</b>	150 personer	900 000 SEK/manår	135	
<b>Underhåll</b>	4 % av investering		263	
<b>Försäkringar</b>	1 % av investering		65	
<b>Summa driftkostnader OPEX</b>			1 168	
<b>Kapitalkostnad CAPEX</b>	Investering 6 597 MSEK	0,1315 av investering	867	
<b>Produktionskostnad</b>			<b>2 035</b>	<b>1 125</b>

**Elförbrukning** 42 MW x 8 000 timmar = 336 GWh/år.

Bio-SNG produktionen levererar maximalt 226 MW x 8 000 timmar = **1 808 GWh bio-SNG/år d.v.s. 124 000 ton/år eller 370 ton/dygn. Gasen kondenseras för utleverans till flytande bio-SNG (-163 C).**

### 7.3.4 Produktionskostnad – Sammanställning



### 7.3.5 Jämförelse mellan E.ON Bio2G-koncept och beräkningsfall 3 i idéstudien

I idéstudien Bioraffinaderi Norrortorp har ett beräkningsfall för produktion av enbart bio-SNG (fall 3) från restprodukter från skogen gjorts, för jämförelse med ett beräkningsfall för produktion av enbart metanol och ett beräkningsfall för kombinerad produktion av metanol och bio-SNG. Alla tre beräkningsfallen är baserade på samma grundteknik, som i vissa fall inte är optimalt vald med tanke på den sökta produkten. Det innebär att en direkt jämförelse med E.ON's planerade förgasningsanläggning Bio2G inte kan göras. Förutsättningarna för Bio2G ser annorlunda ut med tillgång till gasnät för utleverans men även att ingen hänsyn behöver tas till möjligheten att producera metanol. Därför skiljer sig teknikvalen på ett flertal punkter:

- Bränsleberedning: Den valda förgasningstekniken i Bioraffinaderi Norrortorp ställer jämfört med Bio2G högre krav på förbehandling av bränslet. I Bio2G-fallet har å andra sidan ett väsentligt större bränslelager valts på grund av läge och behov av flexibilitet i bränsleförsörjning.
- Förgasningsteknik: I Bioraffinaderi Norrortorp är högt tryck och låg metanhalt nyckelparametrar där åtminstone den senare är en direkt nackdel om man syftar till att göra bio-SNG.
- Gasrening: Metanolsyntesens krav på låg svavelhalt leder till valet av fysikalisk absorption. För Bio2G och metansyntes kan kemisk absorption med aminateknik med fördel användas, vilket dels leder till att mindre metanförfluster och lägre investeringskostnader jämfört med fysikalisk absorption.

- I Bio2G planeras återvinning av restvärme till både fjärrvärme och elproduktion, vilket leder till lägre elbehov. En sådan optimering har inte gjorts i denna idéstudie.
- Noggrannheten i kostnadsbedömningen är betydligt högre i Bio2G, som har genomfört pre-FEED.

## 7.4 Känslighetsanalys

För att få en uppfattning om hur projektets lönsamhet påverkas av stegvisa ändringar av olika parametrar har en känslighetsanalys genomförts på grundval av en serie jämförande produktionskostnadsberäkningar, varvid det ovan redovisade grundfallet för en kombinerad produktion av metanol och bio-SNG från restgas (utan ATR) valts som referens.

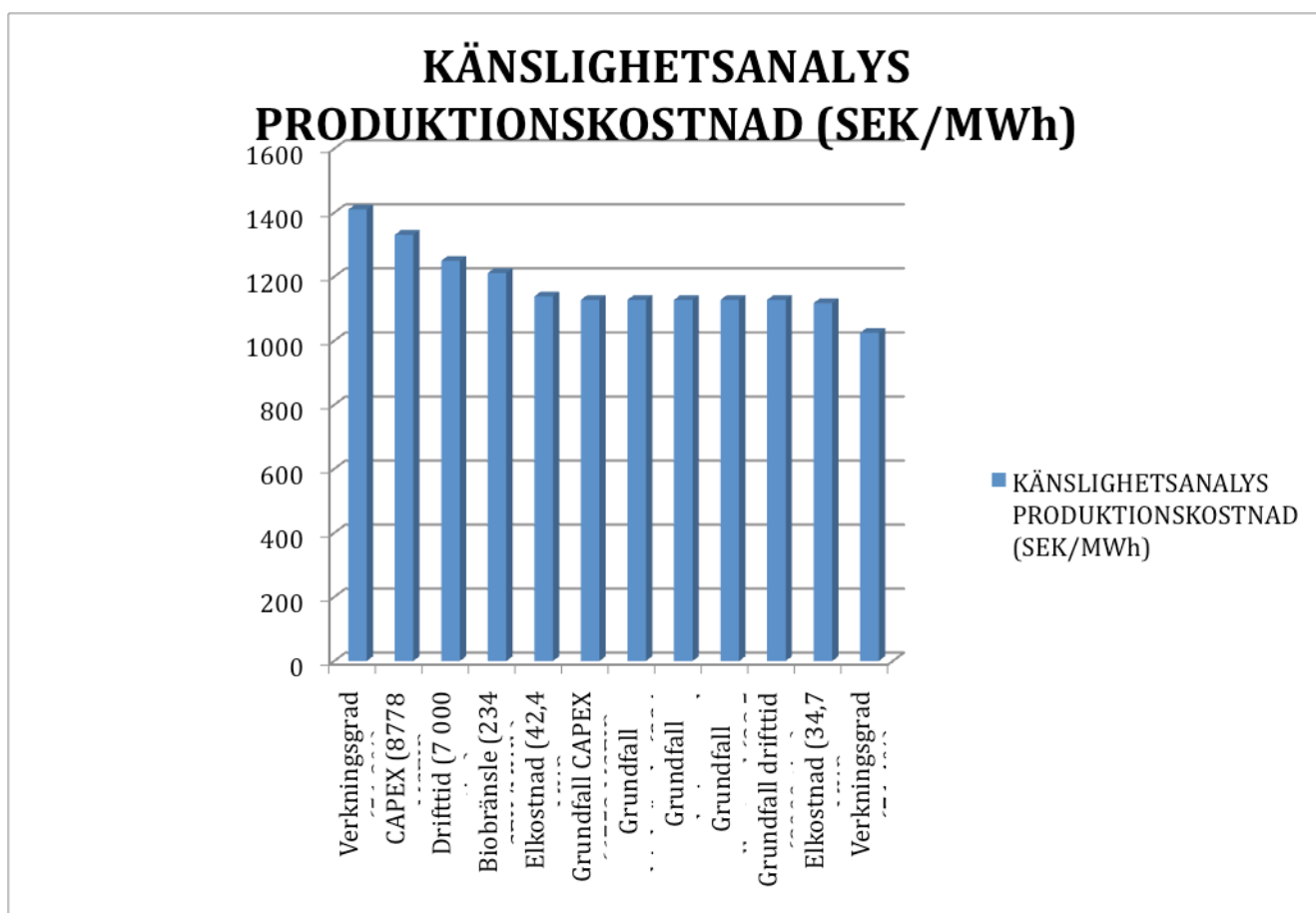
Resultatet av beräkningarna redovisas i tabell nedan.

### 7.4.1 Känslighetsanalys – 2. Metanol och bio-SNG från restgas (utan ATR)

Parametrar	Enhet		Metanol och bio-SNG Produktions- kostnad SEK/MWh	Avvikelse från grundfall Δ % - enheter
<b>CAPEX grundfall</b>	<b>MSEK</b>	<b>6 752</b>	<b>1 128</b>	<b>± 0</b>
+ 30 % CAPEX	MSEK	8 778	1 331	+ 18,0
<b>Bränslepris grundfall</b>	<b>SEK/MWh</b>	<b>180</b>	<b>1 128</b>	<b>± 0</b>
+ 30 % Bränslepris	SEK/MWh	234	1 212	+ 7,4
<b>Biobränsleverkningsgrad grundfall</b>	<b>%</b>	<b>64,9</b>	<b>1 128</b>	<b>± 0</b>
+ 10 % Verkningsgrad	%	71,4	1 025	- 9,1
- 20 % Verkningsgrad	%	51,9	1 410	+ 25,0
<b>Elkonsumtion grundfall</b>	<b>MW</b>	<b>38,5</b>	<b>1 128</b>	<b>± 0</b>
+ 10 % Elkonsumtion	MW	42,4	1 139	+ 1,0
- 10 % Elkonsumtion	MW	34,7	1 118	- 0,90
<b>Drifttid grundfall</b>	<b>Timmar</b>	<b>8 000</b>	<b>1 128</b>	<b>± 0</b>
- 12,5 % Drifttid	Timmar	7 000	1 250	+ 10,8

Av tabellen framgår att produktionskostnaden är känsligast i följande rangordning (presenterad som avvikelse från grundfall i %):

- Verkningsgraden
- CAPEX
- Drifttid
- Bränslepris
- Elkostnad baserad på förbrukad effekt





#### 7.4.2 Känslighetsanalys DENA Tyskland (2006)

En känslighetsanalys av produktion av drivmedel, baserad på biomassafergäsning och metanolproduktion, genomförd av den tyska energimyndigheten, visar att de parametrar som huvudsakligen påverkar produktionskostnaden och lönsamheten är:

- Verkningsgraden
- Biobränslekostnaden
- Finansieringskostnaden

Parametrarna påverkar produktionskostnaden väsentligt mer än investeringskostnaden och *equity ratio*.

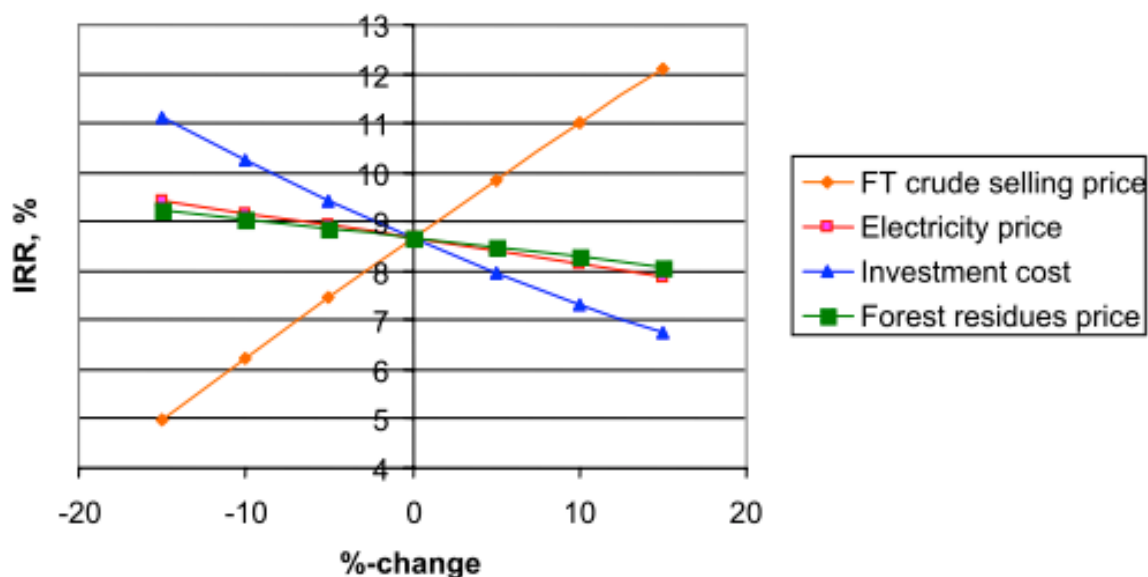
<b>PARAMETRAR</b>	<b>Δ PARAMETER ÄNDRING</b>	<b>Δ REDUKTION I PRODUKTIONSKOSTNAD</b>
Investeringskostnad	- 30 %	- 5,5 %
Bränslekostnad (biomassa)	- 20 %	- 10 %

*Referens: Energimyndigheten (Tyskland), BP, TOTAL, Lurgi, BASF, CHOREN och German Association of the Automotive Industry (Opel, Audi, BMW, DaimlerChrysler, Ford, MAN och Volkswagen).*

### 7.4.3 Känslighetsanalys - "Forest Industry Biorefinery Fischer-Tropsch Synthesis Integration to a Mill Site" (2009)

En känslighetsanalys, av drivmedelsproduktion baserad på biomassaförgasning och Fischer Tropsch syntes, genomförd av Pöyry, visar att de parametrar som huvudsakligen påverkar produktionskostnaden och lönsamheten är

- Försäljningspris på fordonsbränsle - "Off-Take Agreement"
- Investeringsbehov
- Elkostnaden - "Supply Agreement"
- Biomassapris - "Supply Agreement"



Referens: Pöyry Presentation - Esa Vakkilainen, Marita Veringa Niemelä, Esa Mänttari, Jussi Runsala and Elina Pajula.

"Forest Industry Biorefinery Fischer-Tropsch Synthesis Integration to a Mill Site" (2009)

Av diagrammet framgår att lönsamheten uttryckt i internränta *IRR* (*Internal Rate of Return*) inte oväntat är känsligast för ändringar i priset på biodrivmedel i ovanstående exempel.

## 8 MARKNAD

### 8.1 Biogas/Bio-SNG

#### 8.1.1 Marknad för bio-SNG

Det finns fyra marknadssegment för bio-SNG i Sverige.

Det första segmentet är transportsektorn som består av privat- och företagsbilar, taxi, bussar och lastbilar. Den totala årliga förbrukningen av drivmedel inom transportsektorn (exklusive flyg och sjöfart) uppgår till ca 90 TWh. De huvudsakliga bränslena som används idag är bensin och diesel. De förnybara drivmedlen uppgår till ca 5 TWh och är etanol, biodiesel och biogas (framställd genom rötning). Biogas svarar för ca 0,7 TWh. Flera biltillverkare säljer idag gasbilar och några har även lastbilar som körs på gas. Det finns ca 130 tankstationer och 50 depåer för fordonsgas i Sverige. Med flytande bio-SNG blir en större marknad tillgänglig. STEM har uppskattat att de förnybara bränslena kommer att öka till 6 TWh år 2020 och 7 TWh år 2030, se ref. 1. Ökningen bygger på att fordonsgasen ökar till 1,1 TWh år 2020 och 1,7 TWh år 2030. Prognosen utgår från att fordonsgasen produceras genom rötning i mindre anläggningar. Hänsyn har inte tagits till att fordonsgas också kan produceras genom förgasning i större skala och därmed har potential att förse marknaden med betydligt större kvantiteter fordonsgas. Exempelvis har Energigas Sverige i sin vision uppskattat att 8 TWh fordonsgas behövs redan år 2020, se ref. 2. Svensk Energi- och Elforsk har uppskattat att ca 10-14 TWh fordonsgas behövs år 2030, se ref. 3, sett ifrån ett perspektiv att Sverige går mot en fossiloberoende fordonsflotta år 2030. Expansionen är beroende av att politiska styrmedel införs för att uppnå fossiloberoendemålet, utveckling av och tillgång till gasbilar på marknaden, antal tankstationer samt ett konkurrenskraftigt pris på fordonsgasen.

Det andra segmentet utgörs av värmemarknaden. Denna uppgår årligen till ca 80 TWh varav 3,5 TWh täcks med gas. Endast 0,6 TWh är idag biogas. Med ett konkurrenskraftigt pris på biogasen och lämpliga styrmedel kan biogasen komma att utgöra ett intressant bränsle på värmemarknaden.

Det tredje segmentet är industrin, som årligen använder 6 TWh naturgas. Med nuvarande beskattning har biogas idag svårt att konkurrera med naturgas.

Det fjärde segmentet är kraftvärmeanläggningar. Idag används naturgas i Öresundsverket och Ryaverket, årligen ca 3 TWh i vardera. Även här har biogas svårt att konkurrera med naturgas med nuvarande beskattning.

Sammanfattningsvis kan marknaden komma att utvecklas i mer eller mindre långsam takt, som innebär ett behov av bio-SNG i intervallet 5-30 TWh år 2030. Marknadsutvecklingen bestäms av ett antal faktorer som t.ex. vilka politiska styrmedel som kommer att införas för att nå ett fossilbränsleoberoende transportsystem år 2030.

Referenser:

1. Statens Energimyndighet, ER 2011:03 Långtidsprognos 2010
2. Vision 2020. Energigaserna självklara i det hållbara samhället. Energigas Sverige
3. Ett fossilbränsleoberoende transportsystem år 2030. Elforsk rapport 10:55

## 8.2 Metanol

### 8.2.1 Marknad för metanol

Metanol är en betydelsefull basråvara för den globala kemiindustrin för tillverkning av färger, lösningsmedel och plaster. Metanol har också använts och används som fordonsbränsle. Under senaste världskriget hölls stora delar av tyska försvarsmakten igång med metanol tillverkad genom förgasning av kol. I Sydafrika spelade under apartheidtiden metanol, tillverkad genom förgasning av inhemsk kol, en stor roll som ersättare för bensin, när landet utsattes för handelsbojkott.

På 1980-talet lanserades i USA naturgasbaserad metanol som miljövänligt drivmedel, främst i Kalifornien, som ett sätt att bekämpa smog. Ford och Chrysler lanserade då s.k. flexifuelbilar, som kunder köras på bensin och eller blandningar av metanol. Bensinbolagens respons blev s.k. reformulerad bensin, som brann renare i motorerna. Intresset för metanol falnade och metanolbilarna döptes om till etanolbilar. I mitten av 1980-talet lanserade dåvarande Nynäs bensin med 15 procent metanolinblandning (M15) som då kunde tankas i hela Sverige och i samverkan med Shell i Tyskland och Danmark. Bolaget hade för avsikt att i Nynäshamn bygga en storskalig förgasningsanläggning för produktion av metanol av kol. I Kina är metanol tillverkad genom förgasning av kol ett betydande bränsle som låginblandning i bensin. Volvo personvagnars ägare tillverkar sedan några år tillbaka bilar för höginblandad metanol.

Den första flexifuelbilen för etanol, som lanserades på 1990-talet på den svenska marknaden, var en sexcylindrig amerikantillverkad Ford Taurus, som egentligen var en metanolbil. Dagens etanolbilar låter sig också köras på blandningar av metanol ända upp till M85. Ombyggnad av en etanolbil till metanolbil behövs inte. Etanolbilens datasystem klarar av att komplettera för metanolens något lägre energiinnehåll. Dagens bensinbilar kan utan problem köras på låginblandningar med upp till 20 procent metanol.

Metanol är i övrigt ett perfekt drivmedel för bränsleceller, som säkerligen kommer att spela en betydande roll för framtidens drift av elbilar.

Den globala produktionskapaciteten uppgår till ca 75 miljoner ton metanol (90 miljarder liter) att jämföra med en årlig konsumtion om ca 50 miljoner ton. Varje dag konsumerar världens kemiindustri ca 100 000 ton metanol allt under det att ca 100 000 ton (125 miljoner liter) förbrukas som drivmedel.

Debatten om växthusgaserna och såväl nationella som internationella beslut att begränsa utsläppen av fossil koldioxid har skapat betydande marknaden för biomassebaserad metanol. Även kemiindustrin börjar nu intressera sig för ”grön” metanol mot bakgrund av marknadens krav på deklaration av olika produkter fossila fotavtryck. Till detta skall läggas att det framdeles är att förvänta att inte enbart fossila drivmedel beläggs med koldioxidskatt utan också kemiindustrins fossilbaserade råvaror.

Marknadsförutsättningarna för biometanol är sammanfattningsvis goda och få länder har Sveriges råvaruförutsättningar i form av betydande outnyttjad potential i våra skogar.

Referenser:

1. VärmlandsMetanol; [www.varmlandsmetanol.se](http://www.varmlandsmetanol.se)
2. Metanolinstitutets hemsida; [www.methanol.org](http://www.methanol.org)
3. Kungliga Vetenskapsakademien; Biodrivmedel – nu och i framtiden  
[http://www.kva.se/Documents/Vetenskap\\_samhallet/Energi/Utskottet/2013/rapport\\_energi\\_biodrivmedel\\_2013.pdf](http://www.kva.se/Documents/Vetenskap_samhallet/Energi/Utskottet/2013/rapport_energi_biodrivmedel_2013.pdf)

## 9 GENOMFÖRANDE

### 9.1 Projektmodell

#### 9.1.1 En översiktlig plan för genomförande av projekt

I genomförande av anläggningsprojekt kan följande åtta skeden urskiljas:

Skede A – **FÖRSTUDIE**

Skede B – **EKONOMISK ANALYS**

Skede C – **KONCEPTSTUDIE**

Skede D – **”PROFIT”ANALYS**

Skede E – **Pre-FEED** (Pre-Front End Engineering Design)

Skede F – **FEED** (Front End Engineering Design)

Skede G – **BYGG**

Skede H – **DRIFT**

### 9.2 Tidplan

Den totalt erforderliga tiden för genomförande av biokombinatprojekt fram till kommersiell drift bedöms av projektet vara 10 år.

## 10 SLUTSATSER

### 10.1 Sammanfattning

Några synergieffekter av samproduktion av biometanol och bio-SNG gives ej. Produktionskostnaden per MWh biometanol/bio-SNG levererad vid staket blir likartad för de tre beräkningsfallen, d.v.s. samproduktion, enbart tillverkning av biometanol eller enbart tillverkning av bio-SNG.

Vid en utvärdering av produktionskostnaden uttryckt som SEK/MWh skall noteras, att de tre beräkningsfallen ej kan användas för att utvärdera det företagsekonomiska utfallet av respektive fall. Den framräknade produktionskostnaden bygger på kostnaden vid ”staketet”, varvid gasen kondenserats till flytande form. Detta ger lägsta transportkostnaden i avsaknad av naturgasnät.

Det ekonomiska utfallet är dock beroende av försäljningspriset, som i sin tur bl.a. beror på marknadens betalningsvilja, kostnader för uttransport och annan hantering för att produkten skall nå marknaden. Till detta skall läggas att kostnadsuppskattningarna ligger i intervallet  $\pm 30\%$ .

Studiens resultat duger därför i första hand endast för en relativistisk bedömning av produktionskostnaden per producerad energienhet utifrån gjorda antaganden. Den tekniska livslängden för respektive beräkningsfall är t.ex. ca 25 år, allt under det att avskrivningstiden i denna studie antagits till 15 år. Det kan därför vara försvarbart att i samtliga fall räkna med en längre avskrivningstid.

Beträffande beräkningsfall 3 (enbart bio-SNG) är sannolikt betydande vinster förknippade med att placera en sådan anläggning i anknytning till ett naturgasnät, vilket skulle sänka kostnader för uttransport jämfört med det nu studerade läget.

De tre beräkningsfallen bygger på samma grundteknik, som beträffande valet av förgasare (HTW-teknik) och gasrening är optimerad för metanolproduktion.

Är syftet att tillverka bio-SNG i stor skala väljs lägre temperatur och tryck för förgasningsprocessen samt en för ändamålet lämpligare processkonfiguration för gasrening nedströms förgasaren samt lokalisering vid ett naturgasnät. Å andra sidan levereras gasen då vid ett lägre tryck, ca 70 bar, till nätet. Om slutprodukten skall användas som fordonsgas tillkommer kostnader för komprimering av gasen till högre tryck, ca 200 bar.

För beslut om projektets eventuella fortsättning förutsätts nu en omfattande ekonomisk analys enligt den plan, som framtagits.

## 10.2 Executive Summary

No synergies of coproduction of bio-methanol and bio-SNG were found. The specific production cost per MWh methanol and/or bio-SNG at the fence is similar for the three studied cases – coproduction, solely production of bioMethanol or solely production of bio-SNG.

The evaluation of production cost for the three different cases should not be used to evaluate possible business cases for the respective production of bio-methanol, bio-SNG or coproduction of these two. The calculated production cost is the cost at the fence, with the gas delivered at liquid conditions (LBG) which result in lower transportation cost.

The economic evaluation of the different business cases is depending on the sales price from the plant, which in turn is dependent on final price to customer, transport and distribution cost and other related costs. It should also be kept in mind that the cost assumption is in the range of  $\pm 30\%$ .

The outcome of the study is a comparison of the specific production cost of the different alternatives with the assumptions made. The designed plant life of the cases is expected to be 25 years, whereas the depreciation time is set to 15 years in this study. Therefore a longer depreciation time could be justified in all cases.

The three calculation cases are based on the same gasification technology (HTW) and gas cleaning technology, optimized for methanol production. If the main purpose is to produce solely bio-SNG, a lower gasifier temperature and pressure as well as a more suitable process configuration for gas cleaning downstream the gasifier should be chosen. The location would ideally be close to a gas grid. If this is the case the gas would be delivered at a lower pressure, roughly 70 bar, to the grid. If the final use of the gas is as vehicle gas, compression of the gas to 200 bar needs to be added at the fuelling station.

The next step in the evaluation of the Biorefinery Norrtrorp is an economic analysis according to the schedule presented in Chapter 9.