
Rapport SGC 156

Förnybar Naturgas

Förgasning av bibränslen för framställning av metan eller vätgas

©Svenskt Gastekniskt Center – Juni 2005



Foto: Tekniska Universitet Wien

Staffan Karlsson & David Malm

SGC:s FÖRORD

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

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

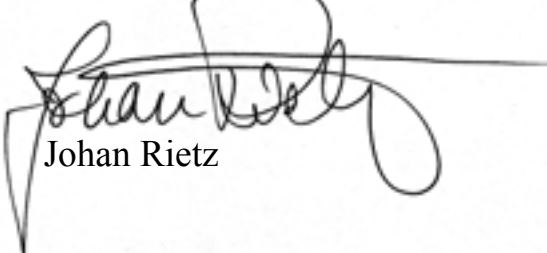
En förteckning över hittills utgivna SGC-rapporter finns på SGC:s hemsida www.sgc.se.

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

Följande parter har gjort det möjligt att genomföra detta utvecklingsprojekt:

Sydkraft Gas AB
Öresundskraft AB
Lunds Energi AB
Göteborg Energi AB
Nova Naturgas AB

SVENSKT GASTEKNISKT CENTER AB



Johan Rietz

Abstract

The natural gas grid in Sweden will get extended to give the possibility to replace oil and coal within the industry, build effective combined power heat plants and offer the transportation sector an ecofriendly alternative to diesel and petrol. Through extension of the Swedish gas grid there will also be an infrastructure for distribution of other gases than natural gas. Natural gas is a fossil fuel and in this report the possibility of gasifying biomass to produce a synthetic natural gas (SNG) that could be distributed on the existing natural gas grid. Also a combined production of SNG and Fischer-Tropsch (FT) fuels has been investigated.

In this report the raw material potential in the south of Sweden has been investigated, gasifying technologies have been investigated, demands for distribution on the natural gas grid, proposals of suitable localization alternatives and the total gas/FT-fuels potential has been estimated.

The biggest potential of raw material is within the forestry in the form of fell remains and stem wood from thinning. In the future there will also be a great potential in waste because of the law about prohibiting deposits on landfills. The future potential of biomass is estimated to 34 TWh.

There are several techniques for gasification of biomass to produce SNG and FT -fuels. When producing SNG separate the indirect gasifier using steam and subsequent methanation is the best alternative due to the highest efficiency. When using combined production of SNG and FT -fuels the integrated co-production is a good choice.

To be allowed to distribute SNG on the Swedish gas grid some demands has to be fulfilled. Heating value and wobbeindex must correspond to the natural gas, a similar composition of the gas has to be reached, for example a similar methane content. Another alternative are distribution in separate grids.

A good location to build a gasifying plant is nearby the gas grid, with good access to raw material and somewhere to use the waste heat.

If all available raw material should be used for separate production of SNG the gas should come up to 23TWh, and combined 18TWh SNG and 6TWh FT-fuels. It is not reasonable that all the raw material is available for production of SNG and FT-fuels.

The report has shown that there is a good technical possibility to distribute SNG from gasification in to the natural gas grid, but economically there will be a need for investors who believes in the technique and probably support from the government.

Sammanfattning

Naturgasnätet i Sverige kommer att byggas ut för att ge möjlighet att ersätta olja och kol inom industrin, bygga effektiva kraftvärmeanläggningar samt för att erbjuda transportsektorn ett miljövänligare alternativ till diesel och bensin. Genom utbyggnad av det svenska naturgasnätet kommer det även att byggas upp en infrastruktur för distribution för andra gaser än naturgas. Naturgas är ett fossilt bränsle och i detta arbete har möjligheten undersökts att förgasa biomassa för att framställa en syntetisk naturgas(SNG) som skulle kunna distribueras på det befintliga naturgasnätet. Även en kombinerad produktion av SNG och Fisher-Tropsch(FT) bränslen har utretts.

I arbetet har råvarupotentialen i södra Sverige kartlagts, förgasningstekniker har undersökts, kravspecifikationer för distribution på naturgasnätet har fastlagts, förslag till lämpliga lokaliseringalternativ samt den totala gaspotentialen har uppskattats.

Den största råvarupotentialen står skogsbruket för i form av avverkningrester och stamved från gallring. Det kommer också finnas en stor potential på avfall i framtiden på grund av lagen om förbud mot deponering. Den i framtiden tillgängliga potentialen på biomassa i södra Sverige har uppskattats till 34 TWh.

Det finns olika tekniker för förgasning av biomassa för framställning SNG- och FT-bränslen. Vid separat produktion av SNG är indirekt förgasning med ånga och efterföljande metanisering det bästa alternativet beroende på högst verkningsgrad. För kombinerad produktion av SNG och FT-bränslen lämpar sig integrerad samproduktion med indirekt förgasning.

För att få distribuera SNG på det svenska naturgasnätet måste särskilda kravspecifikationer uppfyllas. Värmevärde och wobbeindex måste motsvara naturgasens, en liknande sammansättning på gasen måste uppnås t.ex. med avseende på metanhalt. Ett annat alternativ är att distribuera gasen i separata nät.

Ett bra lokaliseringalternativ är att placera en förgasningsanläggning i närhet av naturgasnät, råvara och avsättningsmöjligheter för spillvärme.

Om hela råvarupotentialen skulle användas för separat produktion av SNG skulle gasen motsvara 23 TWh, och kombinerad produktion skulle ge 18 TWh SNG och 6 TWh FT-bränslen. Det är dock inte rimligt att hela råvarupotentialen går till produktion av SNG-/FT-bränslen.

Sammanfattningsvis har arbetet visat att det finns goda tekniska möjligheter att distribuera SNG från förgasning i naturgasnätet men ekonomiskt kommer det att finnas ett behov av investerare som vill satsa på tekniken och förmodligen kommer statliga stöd att krävas.

Förord

Föreliggande rapport är ett examensarbete utfört för Svenskt Gastekniskt Center AB under våren 2005. Examensarbetet omfattar 10 poäng och utgör avslutningen på vår energiingenjörsutbildning på Högskolan i Halmstad.

Först och främst vill vi tacka våra handledare Börje Dellstrand på Högskolan i Halmstad och Owe Jönsson på Svenskt Gastekniskt Center AB.

Vi vill även tacka Matti Parikka på Sveriges lantbruksuniversitet för hans rekommendationer på litteratur, och R. W. R. Zwart på Energy research centre of the Netherlands för bistånd av material till detta arbete. Även ett stort tack vill riktas till Svenska Biogasföreningen och Skogsvårdsstyrelsen för allt gratis material, Markus Larsson på Energimyndigheten, Anna Karlsson på Nova Naturgas AB, Nils Widing på Sydkraft AB och Åke Aronsson på biogasanläggningen i Laholm.

Givetvis till alla andra som också har hjälpt oss att genomföra detta examensarbete riktas ett stort tack.

Halmstad, maj 2005

David Malm & Staffan Karlsson

Innehållsförteckning:

1. Inledning	3
1.1 Bakgrund	3
1.2 Syfte/mål	3
1.3 Metod	4
2. Råvarupotential	5
2.1 Biobränsle	5
2.2 Trädbränsle	7
2.3 Energigrödor	9
2.4 Torv	9
2.5 Avlutar	10
2.6 Avfall	10
2.7 Faktorer som påverkar tillgänglighet och kostnader	11
3. Teknik för förgasning av biobränslen	12
3.1 Förgasning	12
3.2 Produktion av SNG och FT-bränslen	12
3.2.1 Gasrening.....	13
3.2.2 Metanisering.....	14
3.3 Trycksatt förgasning med syre	17
3.4 Indirekt förgasning med atmosfäriskt tryck	19
3.5 Trycksatt förgasning med väte	20
3.6 Trycksatt förgasning med syre och kombinerad produktion av FT-bränslen	23
3.7 Förgasning med superkritiskt vatten	27
4. Kravspecifikation för distribution på naturgasnätet	29
4.1 Kravspecifikation.....	29
4.1.1 SNG	29
4.1.2 Naturgas.....	29
4.2 Jämförelse SNG/Naturgas.....	31
5. Lämpliga lokaliseringalternativ för förgasningsanläggningar	33
5.1 Lokalisering med hänsyn till:	33
5.1.1 Naturgasnät	33
5.1.2 Råvarutillgång.....	33
5.1.3 Avsättningsmöjligheter för spillvärme	33
6. Potential av SNG/FT-bränsle	34
6.1 Total SNG potential	34
6.2 Total FT-bränsle potential	35
7. Resultat	36
7.1 Råvarupotential.....	36
7.1.1 Trädbränsle	37
7.1.2 Energigrödor	39
7.1.3 Torv	39
7.1.4 Avfall	40
7.1.5 Sammanställning av råvarupotentialen.....	40
7.2 Förgasningsteknik.....	40

7.3 Kravspecifikation för SNG/FT-bränsle	44
7.4 Lokaliseringsalternativ	45
7.5 SNG/FT-bränsle potential	46
8. Diskussion	48
9. Slutsats	51
10. Ordlista	52
11. Referenser	53
Bilaga: 1	56
Bilaga: 2	57
Bilaga: 3	58
Bilaga: 4	59
Bilaga: 5	60
Bilaga: 6	62

1. Inledning

Redan på 900-talet f.Kr använde kineserna naturgas med rörledningar av bambu. Naturgasen användes då till enkla gaslampor. Idag används naturgasen istället i kraftvärmeverk, industri och som fordonsbränsle. För närvarande pågår forskning om det går att framställa en förnyelsebar naturgas. Den så kallade syntetiska naturgasen skulle då framställas genom förgasning av biomassa. Användning av biomassa för energiändamål ökar ständigt i och med övergången till ett hållbart energisystem. Sverige har en rik tillgång på biomassa som borde utnyttjas i största möjliga utsträckning. Ett nytt användningsområde för biomassa i Sverige kan vara att framställa syntetisk naturgas genom förgasning. Genom rötning av biomassa kan man redan idag få fram en energirik gas men till rötning används främst våt biomassa. Förgasning kommer istället främst använda trädbränsle och avfall.

1.1 Bakgrund

Naturgasnätet i Sverige kommer att byggas ut för att ge möjlighet att ersätta kol och olja inom industrin, bygga effektiva kraftvärmeanläggningar samt för att erbjuda transportsektorn ett miljövänligt alternativ till diesel och bensin. Genom utbyggnad av det svenska naturgasnätet kommer det även att byggas upp en infrastruktur för distribution av andra typer av gaser än naturgas. Genom ett tillägg till gasmarknadsdirektivet 2003 så är det möjligt att använda sig av naturgasnätet för distribution av ”biogas eller gas med biologiskt ursprung” vilket innebär t.ex. gas från förgasning av biomassa. Förutsättningarna för en sådan inmatning är naturligtvis att gasen uppfyller grundläggande kvalitetskrav samt att leverantören tecknat avtal med någon kund. För närvarande matas bara biogas in på gasnätet, det vill säga gas som består till uteslutande del av metan.

1.2 Syfte/mål

Målsättningen med examensarbetet är att undersöka möjligheterna att använda förgasningsteknik för att producera en förnyelsebar gas som skulle kunna distribueras på naturgasnätet.

Examensarbetet omfattar:

- Kartläggning av råvarupotentialen på rimligt avstånd från nuvarande och framtida naturgasnät.
- Kartläggning av tekniker för förgasning av biobränslen för framställning av syntetisk naturgas och Fischer-Tropsch bränslen.
- Fastläggning av kravspecifikation för den gas som kan matas in på befintligt naturgasnät.
- Bedömning av lämpliga lokaliseringalternativ med hänsyn till naturgasnät, råvara samt avsättningsmöjligheter för spillvärme från produktionsanläggningen.
- Bedömning av den totala gaspotentialen.

1.3 Metod

De metoder som har använts är främst litteraturstudier. Det har även genomförts intervjuer med sakkunniga på respektive område.

På de olika områdena har litteratur från olika källor samlats in för att få en övergripande förståelse. Det har varit viktigt främst i undersökningen av råvarupotentialen beroende på att olika utredningar visar mycket växlande resultat. För att få en insikt om vilka faktorer som kan påverka den framtida produktionen av syntetisk naturgas har vi försökt få en helhetsbild av lagar, miljömål och marknader. Eftersom det finns en begränsad tillgång på svensk litteratur om produktion av syntetisk naturgas har främst rapporter från Holland använts.

Intervjuer med sakkunniga inom respektive område har gjorts dels för att få förslag på lämplig litteratur och ökad förståelse inom områdena.

Ett studiebesök har också genomförts på en förgasningsanläggning i Värnamo för att förstå förgasningsprincipen bättre.

2. Råvarupotential

2.1 Biobränsle

Sverige har en energianvändning på 406 TWh/år. Av den totala användningen har andelen biobränsle ökat och ligger idag på ca 100 TWh [9]. Merparten av denna energi kommer från svenska skogen, där drygt 40% av avverkningen genererar energi [1]. I framtiden då Sverige och världen måste inrikta sig på ett mer hållbart energisystem kommer energin från biobränsle spela en större roll. EU har satt upp ett mål om att andelen förnybar energi ska ökas från dagens 6% till 12% år 2010 [2].

I Sverige har staten uttalat en successiv ökning av förnybara energikällor för att ersätta fossila bränslen.

En större användning av bioenergi kan minska vårt importberoende, och vi blir mindre känsliga för internationella politiska förändringar och valutafluktuationer. Den skapar även arbetstillfällen och skatteintäkter.

Energimyndigheten pratar om en användningspotential år 2010 på 160 TWh, medan Svenska Biobränsleföreningen tror att biobränsle kommer motsvara en potential på 220 TWh. Biobränsle potentialen är svår att bedöma eftersom den är beroende av en mängd faktorer. Kostnader för framtagning av biobränsle spelar en viktig roll, samt konkurrerande energislag och ekonomiska styrmedel.

Biobränslen används främst i massaindustrin i form av avlutar. Andra stora användningsområden är trädbränsle i fjärrvärmeverk, bostadssektorn och skogsindustrin.

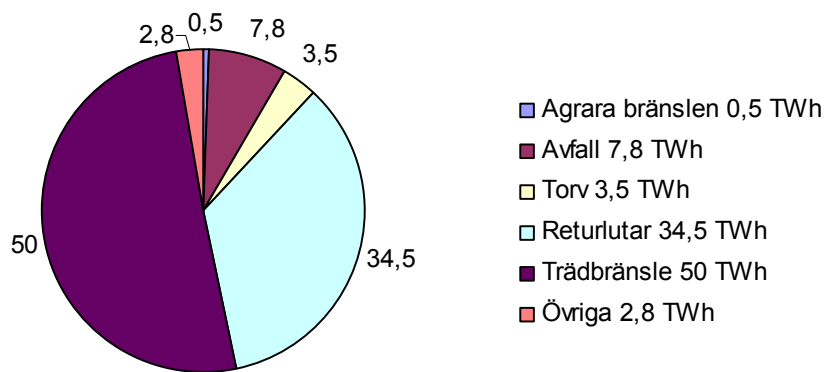


Diagram 1: Bioenergitillförsel år 2001(TWh) [2].

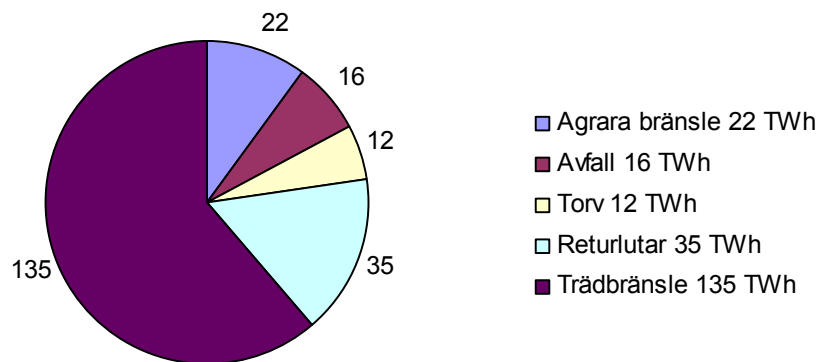


Diagram 2: Bioenergipotentialen (TWh) [2].

2.2 Trädbränsle

Trädbränsle utgör en stor potentiell bibränsletillgång. Brutto, d.v.s. utan reduceringar av ekologiska, tekniska och ekonomiska skäl, utgör de ca 125 TWh per år i Sverige.

Trädbränsle är ett samlingsbegrepp för bibränsle från träråvara som inte genomgått någon kemisk process. Det är traditionell brännved, avverkningsrester d.v.s. grenar och toppar (grot) som blivit över när stamveden tagits ut. Det innefattar klenvirke eller hela träd från gallring och röjning, biprodukter från skogsindustrin såsom bark och spån [10].

Trädbränsle förekommer också i olika former, t.ex. hel ved, balade hyggesrester, huggen flis, krossat trä, bark, sågspån och hyvelspån. Det kan även vidareförädlas till träpulver, pellets och briketter.

För närvarande utnyttjas ca 50 TWh per år av den beräknade potentialen [3]. Lättast tillgängliga och billigaste kvantiteter är de restprodukter i form av flis, bark och spån som faller inom skogsindustrin. Dessa sortiment är emellertid i stort sett redan tagna i anspråk. Den verkligt stora ökningspotentialen utgörs av avverkningsrester. Stamveden från första gallringen är också en intressant kvantitet [10].

Trädbränslen används till största delen av fjärrvärmesektorn. Men även i småhus, sågverk och inom massaindustrin.

Priser på trädbränsle ligger idag runt 78-206 kr/MWh. Förädlade bränslen är dyrast, returträ och biprodukter från industrin är billigast [11].

Trädbränslen delas upp i följande kategorier:

Avverkningsrester

- Grenar och toppar (grot)
- Stubbar

Direkta bränsleavverkningar

- Gallringsvirke (gagnvirke)
- Virke utan industriell användning (inkl. rötskadat virke)
- Övrigt, t.ex. kvarlämnade träd, virke från dikes- och åkerkantsrensning, småträd, röjningsvirke m.m.

Biprodukter från skogsindustrin

- Bark från industrivirke
- Flis som biprodukt från skogsindustri
- Spån som biprodukt från sågverk, hyvleri och annan träindustri

Återvunnet trädbränsle

- Rivningsvirke
- Emballagevirke
- Annat spillvirke

Förädlade trädbränslen

- Pellets
- Briketter
- Träpulver

[6]

2.3 Energigrödor

Energigrödor innefattar energiskog, stråbränslen, vallgrödor, oljeväxter och spannmål. Odling av Salix är idag den enda kommersiella i Sverige, övriga energigrödor har inte gjort sig gällande i samma grad. Energigrödor kan användas för produktion av värme, el eller till framställning av drivmedel. De kan i framtiden bli ett viktigt komplement till skogsbränslen för att ersätta fossila bränslen [5].

Framtida förutsättningar för energigrödor beror på många faktorer. Avgörande faktorer är hur EU:s jordbrukspolitik utformas, hur Sverige genom energipolitiska styrmedel värderar fördelarna med energigrödor samt hur marknaden för biobränslen allmänt utvecklas [5].

Idag bidrar energigrödor med 0,5-1 TWh till Sveriges energiförsörjning. På längre sikt kan energigrödor bidra med omkring 22 TWh, i hela riket. Salix är av de odlade bränslena det som tros ha den största ökningspotentialen. Energigrödorna används till största delen i fjärrvärmesektorn [5].

Kostnaden på Salix ligger idag på 115-150 kr/MWh [32].

2.4 Torv

Sverige beräknas ha en torvvolym på 100 miljarder m³. Merparten av alla torvtillgångar är dock inte möjliga att utnyttja. Sverige är ett av världens torvtätaste länder. Torven utgörs av döda växter som förmultnat ofullständigt på grund av låg eller ingen syretillförsel. Den vanligaste orsaken till att torvmarken bildas är försumpning. Den kan även orsakas av att sjöar växer igen [12].

Torven betraktas i Sverige och Finland som ett ”långsamt förnybart biomassabränsle” och av EU som ett fossilt bränsle. Dagens torv är högst 10 000 år gammal vilket kan jämföras med kol och olja som bildades för 50-500 miljoner år sedan [28].

Den nuvarande tillväxten har av Torvutredningen beräknats till 6-17 miljoner m³/år. Detta motsvarar mellan 3 till 9 TWh per år [12]. Nyare mätningar tyder dock på att torvtillväxten avtar med tiden. Med dagens utvinningstakt räcker torven som bedöms lämplig i ungefär 1 000 år [12].

Sveriges Geologiska Undersökning (SGU) har bedömt att ett nyttjande från dagens 10 000 ha kan ökas till 30 000 ha. Detta motsvarar en ökning av användning till 10-12 TWh.

Torv från torvmark i träda och från skogsmark som man kan skörda torv på motsvarar en stor teoretisk potential på ca 50-100 TWh [12].

Användningen av torv sker till övervägande del för fjärrvärme, men även i kraftvärmeverk. Man förbränner den ofta tillsammans med andra bränslen t.ex. bränsleflis.

Kostnadsutvecklingen har sedan början av 1900-talet visat en sjunkande tendens. Detta beror bl.a. på ökade kunskaper och erfarenhet av anläggande och drift av torvtäcker. Priset ligger idag runt 110-120 kr/MWh lite beroende på torvsort (frästorv, stycktorv mm.) [11].

2.5 Avlutar

Avlutar är en flytande restprodukt från tillverkning av pappersmassa, som innehåller de brännbara ämnena lignin, hartser mm. Värmevärdet i lutar varierar men kan i genomsnitt beräknas uppgå till ca 1,8 MWh per ton [2].

Biprodukter från massaindustrin som returlutar, bark och slam används i första hand internt inom massaindustrin för energiproduktion, där den förbränns i sodapannor. En del skickas ut som fjärrvärme, annars som ånga till processindustrin. Avlutar stod (2003) för 35 TWh av Sveriges totala energitillförsel [2].

2.6 Avfall

Avfall används i energiändamål för fjärrvärme och elproduktion i förbränningsanläggningar. År 2003 fanns 28 anläggningar i Sverige som tillsammans tog emot 3,1 miljoner ton avfall. Dessa producerade tillsammans 8,6 TWh fjärrvärme och 0,7 TWh el. Man förbrände år 2003 45% av Sverige hushållsavfall. Hushållsavfall består till 70-80% av produkter med biologiskt ursprung [18].

Det mest effektiva sättet att minska mängden deponerat avfall är förbränning. Avfallet står för 16% av tillfört bränsle i fjärrvärmesektorn [18].

2.7 Faktorer som påverkar tillgänglighet och kostnader

Användningen av bränslen från skogen har mer än fördubblats i Sverige de senaste tjugofem åren. Samtidigt har priset på trädbränslen sjunkit drastiskt. Prisminskningen beror på en mer utvecklad teknik, effektivisering av system och en hårdare konkurrens på biobränslemarknaden. Den hårda beskattningen av fossila bränslen har också varit ett viktigt styrmedel för staten att främja biobränsle.

Det är svårt att bedöma pris och potential på biobränsle då den är beroende av en mängd faktorer. Dessa är kostnader för framtagning av biobränsle, konkurrerande energislag, ekonomiska styrmedel för emissioner samt ekonomiska förhållanden för konkurrerande verksamhet.

Prisbildningen är olika för olika trädbränslesortiment. När det gäller skogsindustrins biprodukter, spån och bark gäller tillgång och efterfrågan. Priset för grot bestäms huvudsakligen av produktionskostnaderna för bränslet.

Fördelaktiga politiska styrmedel har varit beskattning av fossila bränslen. Man har även under vissa perioder utgivit investeringsstöd på trädbränslesidan. Flera olika skatter används som styrmedel; koldioxidskatt, svavelskatt, kväveoxidavgift och allmän energiskatt.

Det finns också faktorer som påverkar tillgänglighet och kostnad i själva skogsbruket.

Ekologiska begränsningar:

Uttaget av trädbränsle omfattas av vissa krav och regler. Reglerna kommer från Skogsstyrelsen. De innefattar askåterföring eller kompensationsgödsling och begränsningar vid uttag [1].

Tekniska begränsningar:

En rad tekniska begränsningar gör att uttagen blir åtskilligt lägre än de teoretiskt möjliga. Detta kan vara små och svåråtkomliga avverkningstrakter, områden där koncentrationen av grot blir för liten eller att det förekommer spill av olika slag [1].

Dagens priser (2004) skiljer sig en del beroende på bränsle. Billigast idag är returträ 78-98 kr/MWh. Biprodukter från skogindustrin och torv ligger idag på ungefär samma pris runt 115 kr/MWh. Skogsflisen säljs för 125-145 kr/MWh. Dyrast idag är förädlade bränslen 195-205 kr/MWh [11].

3. Teknik för förgasning av biobränslen

3.1 Förgasning

Förgasning är en termokemisk process som konverterar fasta bränslen t.ex. biomassa till ett gasformigt bränsle. Gasen består till största del av väte och kolmonoxid. Den producerade gasen kan användas till värme och/eller elproduktion. Efter reformering och omvandlingssteg kan man producera flytande bränslen, väte eller uppgradera gasen till syntetisk naturgas (SNG). Detta genom metanisering och olika uppgraderingssteg. Den syntetiska naturgasen skulle sedan kunna distribueras på det befintliga naturgasnätet [8].

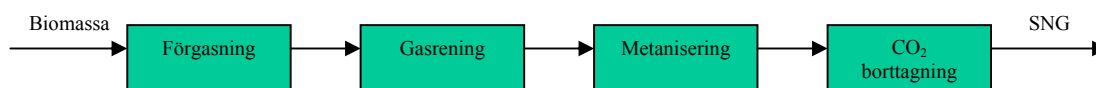
Det finns olika förgasningstekniker, de som är mest aktuella för framställning av SNG och FT-bränslen är:

- Trycksatt förgasning med syre i cirkulerande fluidiserad bädd (CFB), följd av metanisering.
- Trycksatt förgasning med väte.
- Atmosfärisk indirekt förgasning med ånga följd av metanisering.
- Kombinerad förgasning för SNG och Fischer-Tropsch-bränslen (FT-bränslen).
- Förgasning av våt biomassa i superkritiskt vatten.

[8]

3.2 Produktion av SNG och FT-bränslen

När man förgasar biomassa får man en produktgas bestående till största delen av CO, H₂ och CH₄, där andelarna varierar med vilken förgasningsteknik som används. För att få fram en syntetisk naturgas som liknar den fossila naturgasen i sammansättning krävs att CO och H₂ konverteras till CH₄, detta sker i metaniseringssteget. Innan metaniseringen sker en gasrening som renar gasen från skadliga partiklar som kan störa metaniseringsprocessen. I det sista steget bortförs CO₂ för höja CH₄-halten och värmeverdets ytterligare [8].



Figur 1: Produktionsstegen för SNG

3.2.1 Gasrening

När gasen lämnar förgasaren består den av CO, H₂ och CH₄. Gasen består också av en del oönskade ämnen och partiklar, vilka tas bort i gasreningssektionen [8].

Gasreningssektionen består av ett stofffilter och en syratvätt för borttagning av NH₃. Man bortför också svavelkomponenter och halogener med en neutraltvätt. Specialtvättar används för reducering av tjära, tungmetaller och ammoniakföreningar. Sektionen består också av skyddsbäddar som skyddar metaniseringskatalysatorerna mot kvarblivande halogener och svavelföreningar [8].

Man har en gasreningssektion för att produktgasen från förgasaren måste renas innan den förs in i metaniseringssektionen. Kraven på den renade gasen baseras alltså på metaniseringen [8].

Partiklarna i gasen bör begränsas till < 0,02 mg/Nm³. Detta för att de inte ska lägga sig på ytan av metaniseringsreaktorerna och göra dem inaktiva. Partiklarna tas bort med hjälp av ett filter [8].

Tjäran och höga kolväten krackas sönder till CO, CO₂, H₂ och mindre kolväten. Det finns två olika krackningsmetoder. Termisk krackning som arbetar vid en temperatur på 1 000 °C, och processen producerar en stor mängd sot. En mer intressant metod är katalytisk krackning, då använder man katalysatorerna dolomit eller nickel. Denna resulterar i en stor reduktion av tjära vid en temperatur på 750-900 °C. Reduktionen ger en koncentration på 100 mg/Nm³. Filter, skrubber och aktivt kol kan också delvis ta bort tjära. Vid stora mängder kan dock filtret fyllas, vilket gör filter till ett mindre bra alternativ. Idag arbetas det på nya processer som helt ska kunna ta bort tjära, ett av dessa skrubbersystem är det så kallade "OLGA" (Bilaga:1) [8].

Kväveföreningar (NH₃, HCN) måste begränsas till < 1 ppm. Kväve tas bort med en skrubber som uppträder olika beroende på gasen, genom att justera pH-värdet tas olika föreningar bort [8].

Halogenider (HCl) uppträder som ett gift för nickeltkatalysatorerna i metaniseringen och gasen bör endast innehålla en koncentration med mindre än 25*10⁻⁹ (* ppb). Huvuddelen av halogeniderna tas bort med en skrubber och resterande tas bort med en skyddsbädd i slutet av gasreningssektionen [8].

H₂S koncentrationen bör vara < 0,1 ppm. Huvuddelen tas bort med en * skrubber och resterande tas bort med skyddsbäddar på samma sätt som halogeniderna för att få önskad koncentration [8].

*) se ordlista

3.2.2 Metanisering

I metaniseringssteget konverteras kolmonoxid och koldioxid till metan enligt följande reaktioner:

- $\text{CO} + 3\text{H}_2 \Leftrightarrow \text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O}$
- $\text{CO}_2 + 4\text{H}_2 \Leftrightarrow \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$

Båda reaktionerna är starkt exoterma, vilket ställer höga krav på att anläggningen tål höga drifttemperaturer. Den höga temperaturen är nödvändig för att undvika kolutfällning och att katalysatorn avaktiveras [8].

Metaniseringsreaktionen förbrukar väte och kolmonoxid i ett förhållande på $\text{H}_2/\text{CO}=3$. När förhållandet i gasen blir lägre kan det justeras med en ”Vatten-gas-växlings”-reaktion.

- $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \Leftrightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$

Baserat på metaniseringsreaktionerna ökas metanhalten, vätekoncentrationen minskar och värmevärdet ökar [8].

För att undvika en utfällning av kol som pluggar igen katalysatorbädden används reaktioner i reaktorn för att kol inte ska inta stabil fas. Väte kan då möjligtvis reagera med det bildade kolet för att producera metan $\text{C} + 2\text{H}_2 \Leftrightarrow \text{CH}_4$. Även ånga kan undvika att kol bildas $\text{CO} + \text{H}_2 \Leftrightarrow \text{H}_2\text{O} + \text{C}$ [8].

För metanisering av CO och CO₂ kan metaller ur grupp 8, molybdenum (grupp 6) och silver (grupp 1) i det periodiska systemet användas som katalysatorer. Nickel används vanligtvis som katalysator i metaniseringsprocesser för att den är relativt billig, mycket aktiv och är den mest selektiva till metan av alla metallerna [8]. Nickelkatalysatorerna omhändertas efter användning som miljöfarligt avfall [40].

Katalysatorn säljs och transporteras oftast i oxiderad form och måste därför reduceras till nickelmetall i reaktorn för att bli aktiv. Reduktionen genomförs av processgasen i nedanstående reaktioner.

- $\text{NiO} + \text{H}_2 \Leftrightarrow \text{Ni} + \text{H}_2\text{O}$
- $\text{NiO} + \text{CO} \Leftrightarrow \text{Ni} + \text{CO}_2$

Reduktionsreaktionerna är inte exoterma och bidrar därmed inte till någon temperaturstegring i katalysatorbädden. Men så fort minsta lite nickelmetall har skapats av reduktionen med processgasen startas metaniseringen. Temperaturen stiger och reduktionen av katalysatorn (nickel) accelererar [8].

Metaniseringsreaktorer är normalt monterade vertikalt med nedåtströmmande gasflöde, och för att gasen ska sprida sig bra i katalysatorbädden rekommenderas att förhållandet Höjd/diameter > 1,0 [8].

Nedan beskrivs tre olika metaniseringstekniker:

- the equilibrium-limited reactor
- the throughwall-cooled reactor
- the steam-moderated reactor

The equilibrium-limited reactor

Den här tekniken återför nödvändig processgas för att hjälpa tillförd massa att absorbera värmen från reaktionen, och på så sätt begränsa temperaturen i reaktorn till en säker nivå. I de flesta metaniseringsanläggningar används den här tekniken.

(den här tekniken har fördelen att rimliga temperaturer uppnås och därmed kan kommersiella katalysatorer användas. Maxtemperaturen som uppnås är 450 °C och nickel används som katalysator i form av pellets bestående av 75% nickeloxid före reduktion. figur 4.3) [8].

The throughwall-cooled reactor

Här sker reaktionerna i katalysatorfyllda tuber. Värmen som frigörs absorberas av kokande vatten runtom tuberna och på så sätt hålls temperaturen ner.

Den största fördelen med denna teknik jämfört med tekniken med återföring av processgas är att fullständig metanisering kan uppnås i en reaktor istället för i många seriekopplade. Dock är det större risk för lokalt höga temperaturer och det leder till högre konsumtion av katalysatorer [8].

The steam-moderated reactor

Denna teknik kombinerar ”gas-växling” och metanisering med ånga i en flerstegs reaktor, för att kontrollera sammansättningen av den utgående gasen. Temperaturstegringen är därmed kontrollerad och det behövs ingen kompressor till att återföra gas [8].

3.2.3 CO₂ borttagning

För att ge gasen rätt värmevärde, * wobbeindex etc. för att motsvara kraven för naturgasnätet måste man ta bort CO₂. Nedan nämns tre tekniker:

Membranseparation av CO₂

Vid koldioxidborttagning genom membranseparation används membran som har olika genomsläpplighet för olika gaskomponenter. Membranen kan bestå av keramiska eller metalliska material, organiska vätskor eller polymera material.

Eftersom den uppgraderade gasen stannar kvar på högtryckssidan av membranen, lämnar den anläggningen under högt tryck och därmed minskas behovet av trycksättning innan den ska matas in på naturgasnätet. Verkningsgraden för separationen varierar mellan 73% och 83% [7].

Absorbering av CO₂(skrubber)

Det finns flera beprövade absorberingsprocesser för borttagning av bland annat CO₂. Skrubbern består av ett vertikalt rör, där gasen leds uppåt och kommer i kontakt med den nedåtströmmande absorberingsvätskan som löser ut koldioxiden. Absorberingsvätskan som används är ofta *Selexol (Bilaga: 5). I en Selexolanläggning separeras 95% av koldioxiden i SNG:n från en CFB-förgasare och 89% från en indirekt förgasare. Vid en CFB-förgasare kan man återanvända CO₂ för användning som trycksättningsgas. (Processchema se bilaga: 5) [7].

PSA (Pressure Swing Adsorption)

Tekniken separerar ämnen utifrån deras molekylstorlek. Genom ämnenas olika molekylstorlek har de olika genomträngningsförmåga i ett material. Uppgradering sker under tryck och adsorbtiionsmaterialet återbildas genom tryckreduktion.

Tekniken separerar koldioxid, syre och kväve genom * adsorbtiion på * zeoliter eller aktivt kol. Även svavelväte adsorberas, men för att inte förstöra adsorbtiionsmaterialet sker detta i ett separat reningsteg [35].

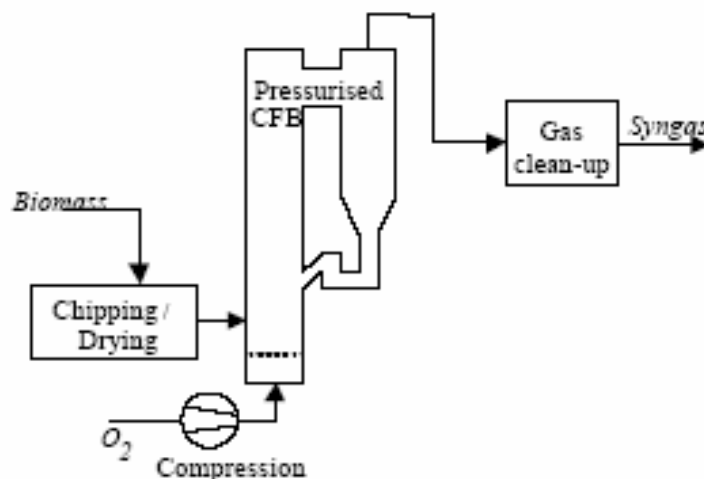
3.3 Trycksatt förgasning med syre

I förgasare med cirkulerande fluidiserande bädd utgörs förgasningskammaren av en bädd ofta bestående av sand. Förgasningen sker vid 20 bars tryck och 850 °C. Det aktiva förgasande mediet, i det här fallet syre matas primärt in i botten på bädden (*se figur: 2*), och sekundärt på olika axiala platser. Bränslet (biomassan) tillförs bädden ovanför primärinloppet av syret. Bränslet måste torkas till 15% fukthalt och sönderdelas till några centimeter [7].

Fördelen med att använda syre som aktivt förgasande medium jämfört med t.ex. luft är att produktgasen inte späds ut med kväve. Detta resulterar i att gasen får ett högre värmevärde och totala gasvolymen halveras jämfört med förgasning med luft.

Tack vare att förgasningen sker under tryck så behöver man inte trycksätta produktgasen efter förgasningen. Däremot måste gasen (CO_2 eller N_2) som trycksätter biomassan innan den tillförs förgasaren trycksättas, likaså det aktiva förgasande mediet (syre) [7].

För trycksättning av biomassan innan den slussas in i förgasaren, kan både kväve och koldioxid användas. Vilken gas man utnyttjar beror på tillgänglighet och pris. Båda gaserna leder till utspädning av produktgasen, men koldioxid är lättare att rena bort vid den senare uppgraderingen till SNG [7].



Figur 2: Processchema CFB utan metaniseringsteg och CO_2 -borttagning.

[7]

Tabell 1: Energi och massflöde vid trycksatt förgasning med syre på CFB.

		Massa Kg/s	Energi MWh
In:	Biomassa	6,5	100
	Ånga	1,3	
	Koldioxid	1,4	
	Kvävgas	0,003	
	Syrgas	1,5	
	El		7,7
Ut:	SNG	1,7	66,3
	Kol/Aska	0,3	6
	Tjära	0,1	4,2
	Koldioxid	6,4	
	Vatten	2,2	
	El		5

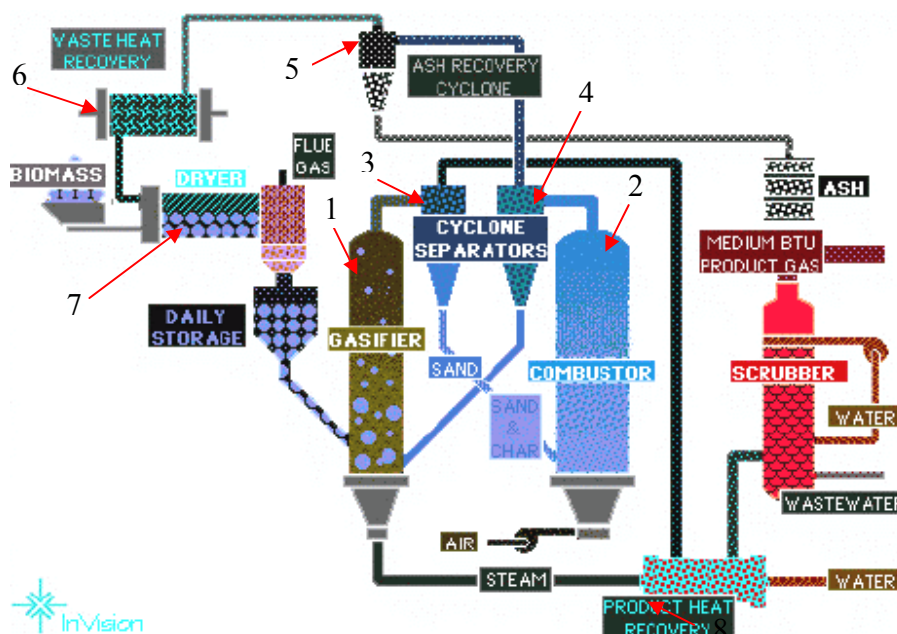
[8]

3.4 Indirekt förgasning vid atmosfäriskt tryck

Vid indirekt förgasning fås energin som är nödvändig till förgasningen från förbränning av oförgasad kol i en extern sekundär reaktor. Förgasningstemperaturen är 800-900 °C och atmosfäriskt tryck. Fördelen med indirekt förgasning för framställning av SNG är att den producerade produktgasen inte innehåller något kväve. Detta på grund av att ånga nyttjas som aktivt förgasande medium till förgasningen, och att kvävet i luften som tillförs förbränningen hamnar i rökgaserna och inte i produktgasen [7].

Systembeskrivning: (se figur:3)

I förbränningskammaren (2) förbränns oförgasad kol som har separerats från produktgasen i en cyklon (3). Den matas in i förbränningskammaren tillsammans med sand som också separerats i cyklonen. När kolet har förbränts överförs värmeenergin till förgasaren (1) i form av het sand. Sanden har skiljts från rökgaserna efter förbränningen i en separat cyklon (4) (alltså inte samma cyklon som efter förgasaren). Rökgaserna fortsätter in i en annan cyklon (5) där flygskan separeras, sedan går rökgaserna vidare till en värmeväxlare (6) där t.ex. fjärrvärmevatten varms upp. I det sista steget för rökgaserna avger de värme till torken (7) för biomassan. Efter cyklonen (3) går produktgasen in i en förångare (8) där gasen kyls och vatten förångas. Ångan matas sedan in i förgasaren som aktivt förgasande medium. Den kylda produktgasen går sedan vidare till metanisering och gasrening innan färdig SNG erhålls [8].



Figur 3: Processchema indirekt förgasning.

[8]

Tabell 2: Energi och massflöde vid indirekt förgasning.

		Massa Kg/s	Energi MWh
In:	Biomassa	6,5	100
	Ånga	0,6	
	Koldioxid		
	Kvävgas	0,003	
	Syrgas		
	El		7,7
Ut:	SNG	1,7	67
	Kol/Aska	0,8	22,3
	Tjära	0,1	5
	Koldioxid	3,1	
	Vatten	1,4	
	El		4,8

[8]

3.5 Trycksatt förgasning med väte

Väte, producerat från förnybara resurser kommer troligen att spela en stor roll som energi bärare i vårt ”nya” energisystem. Då väte är svårt att lagra och transportera i sin fria form (H_2), är det lämpligare att binda det kemiskt i metan eller metanol. Ett lämpligt alternativ blir då att producera SNG [8].

Vätgas och förbehandlad biomassa matas in i förgasaren. Den förbehandlade biomassan är torkad och reducerad i storlek. Lämplig fukthalt på biomassan innan förgasningen är 5%. En ström av koldioxid används för att trycksätta biomassan för att motsvara förgasarens operativa tryck. Förgasaren opererar med ett tryck på 30 bar och en temperatur på 800-850 °C [8].

I förgasaren förekommer exoterma reaktioner, detta gör att ingen extern värme behöver tillföras. Värme genereras också på andra ställen i processen, värmen nyttjas för framställning av ånga som i turbiner genererar el [8].

Den producerade gasen med en hög metanhalt och låg kolmonoxidkoncentration passerar genom en gasreningssektion för bortförande av föroreningar. Detta följs av ett slutligt metaniseringssteg för omvandling av resterande kolmonoxid. Borttagande av vatten från gasen resulterar i den slutliga produkten SNG [8].

Tork:

Biomassan torkas för att den ska passa väteförgasaren (5%). Bränsletorken (1) får sin värme från kondenserad processånga (*se figur: 4*). Det förångade vattnet från biomassan kondenseras med kylvatten [8].

Väteförgasare:

Den torkade biomassan med fukthalten 5% matas till förgasaren (2). För att inte tappa trycket i förgasaren slussas biomassan in under tryck med koldioxid. Förgasaren opererar med ett tryck på 30 bar. Externt väte komprimeras för att motsvara förgasarens tryck. Den har en drift temperatur på 800-850 °C. *Kolkonverteringen uppgår till 80% [8].

Gasreningssektion: (3)

Gasen renas vid en temperatur på 30 °C, för att sedan förvärmas så att den får rätt temperatur för metaniseringen [8].

Metanisering:

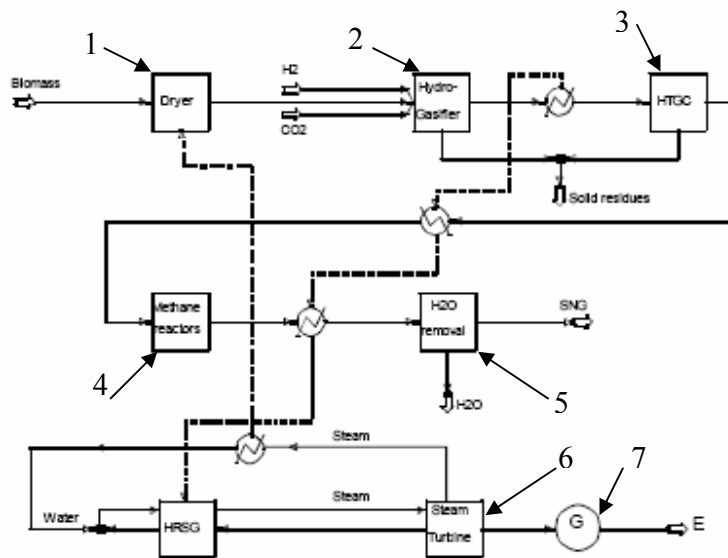
Produktgasen metaniseras i två seriekopplade metaniseringsreaktorer (4). Temperaturen ligger mellan 260-450 °C. Efter metaniseringen kyls gasen och separeras från vatten (5) [8].

Kylning och torkning av SNG:

Gasen kyls ner steg för steg till 10 °C. Den första kylaren är en värmekälla för ångdomen. Den andra kylaren förvärmer det kokande matarvattnet. Den tredje kylaren använder kylvatten för att få en temperatur på 10 °C på gasen. Till sist används en elektrisk kylare för att kondensera vattnet i produktströmmen och för att erhålla en temperatur av -10 °C på SNG:n [8].

Ångsystem:

Matarvatten förvärms genom att kyla den syntetiska naturgasens produktflöde. Värmekällan för förångningen är produktgaskylaren (konvektion) och kylaren för metaniseringsreaktorerna. Ångan överhettas i en produkt-gaskylare (strålning). Den trycksatta ångan (40 bar) expanderar i en ångturbin (6), som sedan genererar elektricitet i en generator (7) [8].



Figur 4: Processchema väteförgasning.

[37]

Simulerat resultat:

Simuleringen är baserad på förgasning av Salix. Den tillförda biomassan motsvarar ett termiskt värde på 100 MWh.

Mängden av trycksättningsgas(CO₂) är relaterad till mängden biomassa (0,195kg CO₂ per kg biomassa). Genom att reglera mängden inmatat väte till förgasaren får man en process som inte kräver någon extern värmeförsel [8].

Tabell 3: Energi och massflöde vid trycksatt förgasning med väte.

		Massa Kg/s	Energi MWh
In:	Biomassa	6,5	100
	Vätgas	0,8	94,8
	Koldioxid	1,2	
	El		6,2
Ut:	SNG	3,9	154,1
	Kol	0,5	17,5
	Aska	0,1	
	Vatten	4	
	El		10,7

[8]

3.6 Trycksatt förgasning med syre och kombinerad produktion av FT-bränslen

Förgasning av biomassa ger en produktgas som kan användas för att producera SNG genom metanisering och flytande drivmedel så som metanol, DME och FT-bränslen genom FT-syntes. I rapporten kommer endast tekniken för FT-bränsle produktion tas upp. FT-bränsle kan användas som ett substitut till diesel, det kan användas utan modifiering av motorerna. FT-bränslena kan även blandas med diesel [7].

När man studerade FT-processen uppmärksammade man att gasen från FT-syntesen innehöll CH_4 och andra kolväten, alltså en liknande sammansättning som naturgas. Man fick då idén att samproducera FT-bränslen och SNG [7].

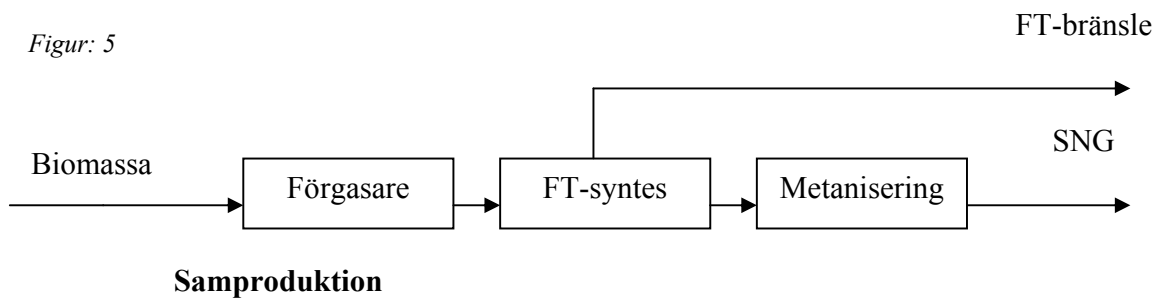
SNG och FT-bränslen kan produceras med en vanlig samproduktion (*se figur: 5*), integrerad samproduktion (*se figur: 6*) eller genom en parallell samproduktion (*se figur: 7*). När man använder den vanliga samproduktionen konverteras en del av den förgasade biomassan till flytande bränsle genom en FT-syntes.

Gasen som också bildas vid FT-syntesen innehåller okonverterat CO och H_2 . Den innehåller också metan som producerats under förgasningen och gasformiga kolväten som producerats under FT-syntesen ($\text{C}_2\text{-C}_4$). Den uppgraderas sedan till SNG genom metanisering av kvarstående CO.

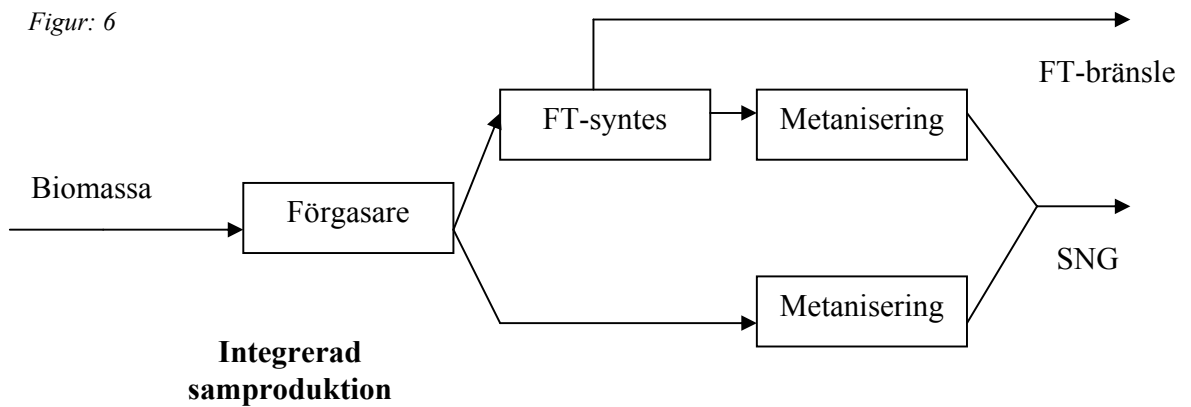
Mängden SNG som kan produceras beror på vald förgasningsteknik och driftförhållande. Mängden SNG begränsas också av hur stor del av produktgasen som förs in i FT-syntesens, alltså fördelningen mellan produktgas till separat produktion av SNG och FT-Syntes [7].

Man kan öka sin SNG produktion med en separat SNG produktionsprocess, antingen genom integrerad eller parallell samproduktion. I en integrerad samproduktion delas produktgasen från förgasaren upp mellan både SNG och FT-bränsleproduktion. I en parallell samproduktion används två olika förgasare. Detta ger en möjlighet att använda separata förgasare för produktion av de två bränslena. Fördelen med detta är att en optimal förgasare kan väljas för produktion av SNG respektive FT-bränsle [7].

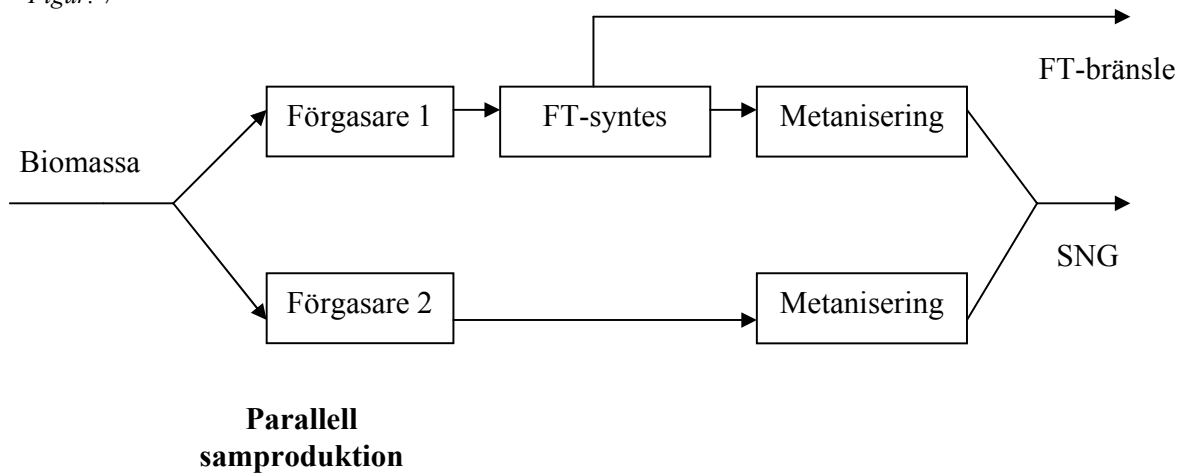
Figur: 5



Figur: 6



Figur: 7



Systemmodellering: integrerad samproduktion(*se figur: 8*)

Produktgasen från förgasaren (1) kyls ner och renas från tjära och oorganiska ämne. De oorganiska ämnena tas bort med en *vattenskrubber vid 20 °C (2). Värmen från kylningen används till ånga och el-generering. Vid användning av CFB och indirekt förgasning, är den användbara värmen i temperaturregionen 400-900 °C. Efter rening leds produktgasen till antingen FT-syntes (3-11), eller metanisering (12-16) [7].

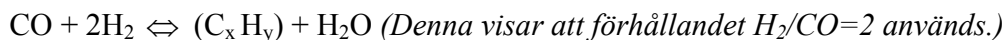
Efter förgasningen och reningen har gasen ett tryck på 20 bar. För att motsvara FT-syntesens driftförhållanden måste den komprimeras (3) till ett tryck på 40 bar eller mer om gasen innehåller kväve. Om förgasaren är en trycksatt CFB eller en indirekt förgasare måste man höja trycket till 50-65 bar.

Innan gasen går in i FT-syntesen måste man ha ett speciellt H₂/CO förhållande på gasen (4) CO₂ måste också bortföras (5) [7].

H₂/CO=2 (förhållandet regleras med en Vatten-gas-växlings-reaktion)

FT-syntesen (6) opererar med en temperatur mellan 200-250 °C och ett tryck mellan 40-65 bar. Typiska katalysatorer är järn och kobolt [7].

Syntesen bygger främst på reaktionen:

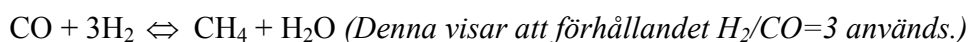


Kolkejdjorna som bildas består av kolväten (C₁-C₂), Gasol (C₃-C₄), nafta (C₅-C₁₁), diesel (C₉-C₂₀). Kolkejdjorna C₁-C₄ bildar gas som går till SNG produktion och kolkejdor > C₄ blir bränsle i form av vätska [7].

Vid en temperatur på 5 °C separeras vattnet och FT-vätskan från gasen (7). Gasen består då av lätta kolväten C₁-C₄, okonverterad CO och H₂.

Gasen komprimeras till 66 bar (8) för att sedan förändras till ett nytt förhållande (9) H₂/CO=3 vilket är nödvändigt för metanisering (10). Under metaniseringen konverterar all CO [7].

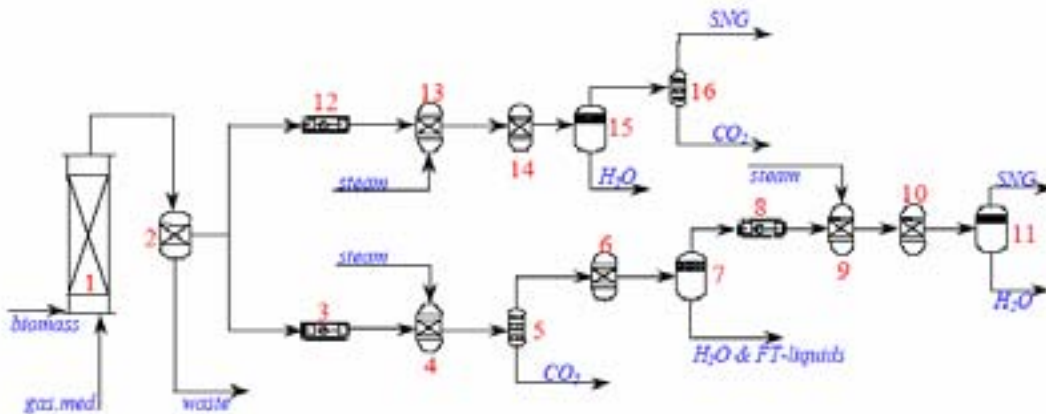
Metaniseringen bygger på reaktionen:



Till sist separeras vattnet från SNG (11) [7].

Metaniseringen opererar med ett tryck på 66 bar. Gasen som går direkt dit måste alltså komprimeras (12). Precis som gasen från FT-syntesen måste den förändras till ett förhållande på $H_2/CO=3$ (13), för att motsvara metaniseringsreaktionen (14). Efter metaniseringen torkas SNG:n (15). Till sist tas CO_2 bort (16) [7].

Värmen från kylningen av produktgasen och värmen från metaniseringen och FT-syntesen används för generering av högtrycksånga. Ångan används som värme inom systemet och el-generering genom att expandera i en ångturbin. Delar av ångan behövs också i förgasaren [7].



Figur8: Denna systemmodell visar funktionen av en integrerad samproduktion.

Tabell4: Energiflöde vid samproduktion av SNG och FT-bränsle:

Energiflöde(GWh)	Indirekt	CFB(O2)
Biomassa	9,95	9,48
Produktgas flöde	8	7,5
gas till samproduktion	5,5	7
gas till SNG	2,5	0,5
FT-bränsle	1,76	1,75
SNG från FT-gas	3,11	4,71
SNG	2,22	0,46
Total SNG	5,33	5,17
Verkningsgrad	71%	73%

[7]

3.7 Förgasning med superkritiskt vatten

Våt biomassa med en fukthalt på 70-95% kan inte med traditionell förgasningsteknik konverteras till SNG. Detta på grund av den höga kostnaden och energiåtgången för att separera vätska och fastbränsle.

Däremot ses förgasning i trycksatt hett vatten som en lovande teknik för att konvertera våt biomassa till gas som antingen är rik på väte eller metan [13].

När temperaturen och trycket på vattnet överstiger den kritiska punkten ($T_c = 373,95$ °C, $P_c = 220,64$ bar) kan vatten uppträda både i gas och vätskeform. Vid dessa superkritiska förhållanden ändras vattnets beteende, och vattnet kan även betraktas som en reaktant [13].

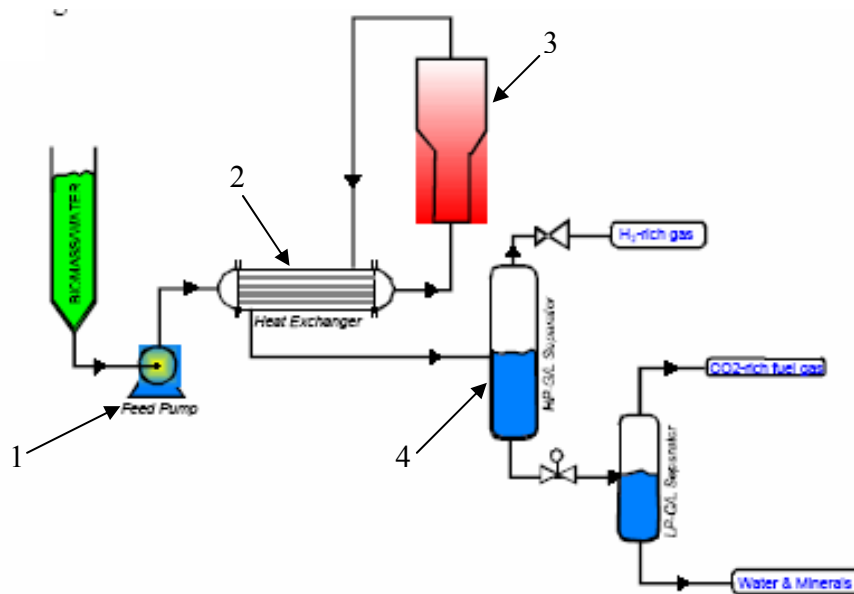
Förgasning i superkritiskt vatten är ett alternativ att konvertera våt biomassa som annars rötas i biogasanläggningar. Jämfört med rötning så kan förgasning i superkritiskt vatten leda till en fullständig konvertering av biomassan [13].

Metoden med förgasning i superkritiskt vatten är i ett tidigt skede av utvecklingen. Det finns två pilotanläggningar i världen (2004). Den största finns vid forskningscentret Karlsruhe(FzK) i Tyskland, och har varit i drift sen början av 2003.

Kapaciteten är på 100 l/h och byggdes för att demonstrera förgasning i superkritiskt vatten av rester från vinproduktion.

Den andra anläggningen finns vid universitetet i Twente (Holland) och har en kapacitet på 5-30 l/h [13].

Råvaran matas in med en pump (1) och trycksätts till 300 bar, därefter förvärms den i en värmeväxlare (2) till 400-500°C och passerar den kritiska punkten för vatten (se figur: 9). Sedan går den vidare in i reaktorn (3) som opererar vid en temperatur på 600-650°C och 300 bar. Efter reaktorn förvärmer produktgasen råvaran i värmeväxlaren innan den går in i en gas-vätska separator (4). Gasen som lämnar gas-vätska separatorn innehåller då H₂, CO, CH₄ och en liten del CO₂ [13], [36].



Figur 9: Processchema för gasning med superkritiskt vatten.

[13]

4. Kravspecifikation för distribution på naturgasnätet

4.1 Kravspecifikation

4.1.1 SNG

Idag finns ingen produktion av SNG i Sverige. Dock planeras en pilotanläggning i Värnamo (Chrisgas-projektet). Möjligen kommer anläggningen vara i drift 2010 och produktionskapaciteten uppgå till 50 GWh/år. En fullskalig anläggning skulle kunna etableras och vara i drift ca år 2015 om Chrisgas-projektet visar goda resultat. SNG kommer också att kunna samproduceras med FT-bränsle [34].

Framställd SNG kommer främst att kunna användas till kraft- värmeproduktion men även i industri, servicesektorn och som fordonsgas.

4.1.2 Naturgas

Naturgasen består av 86-94% metan, beroende på varifrån gasen kommer [16]. Naturgasen står idag för 2% av den Svenska energiförsörjningen (10 TWh). Naturgasen har använts i Sverige sedan 1985. Sverige har dock ingen egen naturgas utan importerar den främst från danska fält i Nordsjön. Den har många applikationer och kan ersätta nästan alla fasta och flytande bränsle [14].

Användning av naturgas i Sverige 2003 [15]:

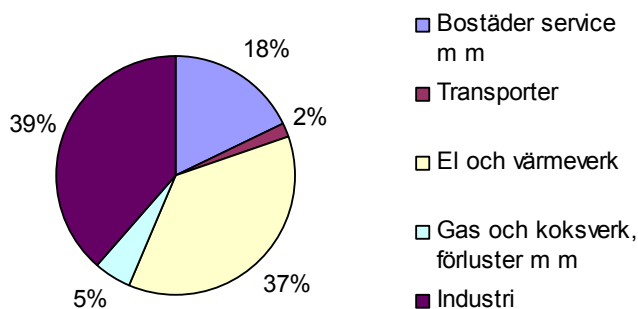


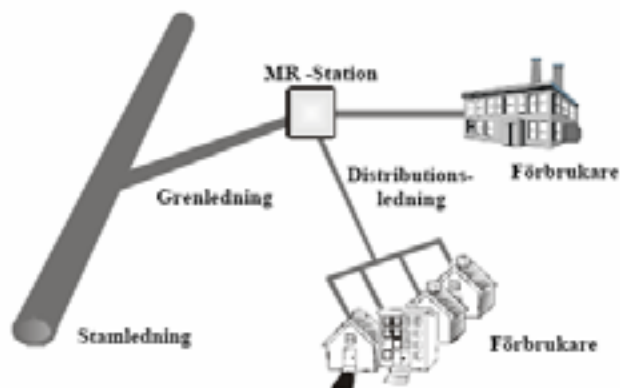
Diagram 3

Det svenska naturgasnätet är uppdelat i överföringsledningar, distributionsledningar och lagringsstationer. De långa överföringsledningarna har ett högt tryck, vanligtvis 80 bar. Trycket reduceras i så kallade mät- kontrollstationer innan dem lokala distributionsnäten. Distributionsnäten håller ett tryck på 4-30 bar. Kunder som vill ha högre tryck kan kopplas in direkt på överföringsledningarna. Sveriges naturgasnät består av 650 km överföringsledning och 3000 km distributionsledning (se figur 10).

Nya ledningar planeras, bland annat en från Tyskland via Danmark till Sverige. Men även utbyggnad inom Sverige planeras.



Figur 10: Översikt svenska naturgasnätet [14].



Figur 11: Principskiss naturgassystem.

[17]

4.2 Jämförelse SNG/Naturgas

Tabell 5

		Naturgas ¹	CFB ²	Indirekt ²	Väte förg. ²	SKV förg. ³
CH ₄	mol. %	87,6	87,66	87,62	82,97	88,17
H ₂	mol. %	0	1,77	1,95	8,02	1,9
CO ₂	mol. %	1,2	8,65	8,9	8,37	9,89
C ₂ H ₆	mol. %	6,68	0	0	0	0
C ₃ ⁺	mol. %	4,19	0	0	0	0
N ₂	mol. %	0,33	1,84	1,44	0,53	0
H ₂ O	mol. %	0	0,01	0,01	0,01	0,03
CO	mol. %	0	0,05	0,06	0,09	0,01
NVV	MJ/Kg	47,62	38,41	38,41	39,57	38,41
ÖVV	MJ/Kg	52,62	42,64	42,64	43,98	42,64
Wobbe	MJ/Nm ³	54,8	43,74	43,74	44,03	44,16

¹) Sammansättning nordsjögas [16]

²) [8]

³) [20] SKV = Super kritiskt vatten

NVV = Nedre värmevärde

ÖVV = Övre värmevärde

För att SNG ska kunna distribueras på det befintliga naturgasnätet krävs att den uppfyller nätets lokala kravspecifikationer. Då gällande värmevärde, wobbeindex, sammansättning, tryck och temperatur. Det krävs även att gasen är renad från partiklar och torkad [21].

Om man ska distribuera SNG och naturgas i samma nät ska värmevärde och wobbeindex vara liknande för att förbränningsegenskaperna ska motsvara varandra. (se tabell 5) Wobbeindex mäts i de flesta fall med hjälp av fjärravläsning. Det finns mätutrustning som direkt mäter wobbeindex, kombinerad mätning av värmevärde och densitet och mätning av gasens sammansättning med en kromograf. Förgasningsanläggningen måste ha ständig kontroll på att gasen som distribueras uppfyller kraven för nätet, men det är nätdistributören som har ansvaret att gasen har rätt kvalitet. Med gas från termisk förgasning måste fjärravläsning av H_2 , O_2 och CO också installeras [21].

Standarden för naturgasnätet är gjord för naturgas vilket resulterar i att SNG:n i vissa fall får svårt att uppfylla dessa. För att motsvara kraven kan SNG:n uppgraderas. Hänsyn måste tas så att balans mellan uppgraderingskostnader och marknadsvärde på gasen gäller. Mindre uppgraderad gas blir mindre värd på marknaden men också billigare att producera. Dock finns det minimigränser som måste uppfyllas [21].

Olika värmevärden kommer också att innebära svårigheter med prissättning. Om SNG ska distribueras på naturgasnätet krävs en avancerad mätutrustning [38]. Den ska visa flödet och kvaliteten på sammansättningen av gasen. För små gas flöden mäter man volym i kombination med energiinnehåll i gasen, vid stora flöden används volymmätning i kombination med fjärravläsning av energiinnehåll och vid stora flöden och små skillnader i värmevärde använder man volymmätning i kombination med medelenergivärde [21].

Att installera ny mätutrustning skulle vara väldigt kostsamt, särskilt för en mindre förgasningsanläggning med små gasflöden. En i nuläget bättre lösning skulle vara att distribuera gasen i separata förgreningar som bara är sammankopplade med naturgasnätet åt ett håll eller i helt fristående nät [21].

Vattnet måste tas bort från SNG:n för att motverka kondensering som leder till korrosion i nätet [21].

5. Lämpliga lokaliseringsalternativ för förgasningsanläggningar

5.1 Lokalisering med hänsyn till:

5.1.1 Naturgasnät

Lokaliseringen av produktionsanläggningar för SNG och FT-bränsle bör ligga i anslutning till naturgasnätet. Framst beroende på kostnad för rörledning. Det ger också billig inmatning på naturgasnätet. Med en ny produktionsanläggning med anslutning till nätet ger man också en större leveranssäkerhet till det Svenska naturgasnätet. Idag har vi endast en inmatningspunkt till naturgasnätet.

5.1.2 Råvarutillgång

Till en produktionsanläggning för SNG och FT-bränsle krävs ständiga leveranser av biomassa. Därför är det viktigt att placera anläggningarna i närheten av råvaran för att minimera transporterna, detta ger både miljömässiga och ekonomiska fördelar. Den största utnyttjade råvarupotentialen är avverkningsrester från slutavverkning och gallring. Men det är svårt att ta hänsyn till detta då avverkningen inte sker på samma ställe hela tiden. Dock bör den placeras intill ett skogrikt område. Med en egen flisningsanläggning kan alla typer av skogsråvara användas.

5.1.3 Avsättningsmöjligheter för spillvärme

Vid förgasningen av biomassa bildas spillvärme i form av ånga. Den kan utnyttjas för elproduktion och värmestillskott till fjärrvärmenät. För att bli av med spillvärmerna från förgasningen måste anläggningen placeras i anslutning till ett när- eller fjärrvärmenät. Förgasningsanläggningar skulle med fördel kunna byggas i samband med utbyggnad av fjärrvärmenät. Om den befintliga anläggningen som är ansluten till fjärrvärmenätet eldar med fossila bränslen skulle spillvärmerna från en förgasningsanläggning kunna ersätta en del av de fossila bränslena.

6.Potential av SNG/FT-bränsle

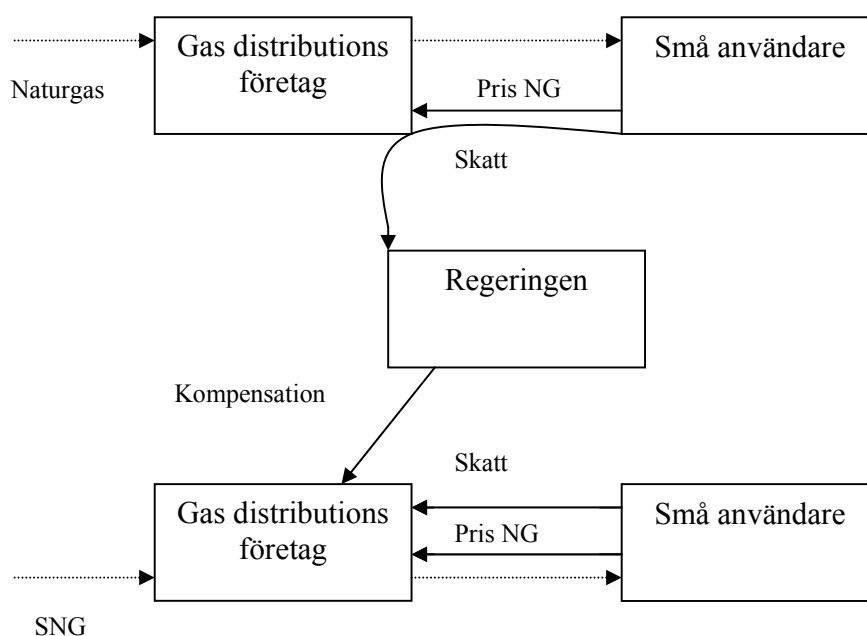
6.1 Total SNG potential

Naturgasmarknaden är ny och relativt liten i Sverige. Utländska producenter kan i framtiden påverka den Svenska marknaden. Detta beror på marknadsstrukturer i andra länder.

EU uppmuntrar en utveckling av gasmarknaden vilket ger ökad konkurrens och avskaffande av monopol. Ledningsnätet bör vara öppet för ett flertal producenter för distribution till olika konsumenter inom en gemensam marknad. Dock har långvariga kontrakt för distribution varit stora hinder för en öppen marknad tillsammans med stora företag som äger distributionsledningarna. Stora investeringar måste också göras för att bygga ut ledningsnät och kunder måste investera i ny teknik för att kunna ta emot olika gaser [22].

För att stimulera marknaden av ”green gas” har man i Holland infört subventioneringar för att göra den konkurrenskraftig (*se figur: 12*). Subventioneringarna har kommit till för att göra skillnaden i pris mindre mellan fossila och förnybara bränslen.

Figuren nedan visar att kunder betalar samma pris för naturgas och SNG. Om man använder naturgas betalar man skatt till regeringen, som i sin tur betalar distributören av SNG. Använder man istället SNG betalar man skatt direkt till distributionsföretaget [8].



Figur12: Subventioneringssystem i Holland.

Marknadsvärdet i Holland för SNG baseras alltså på priset för naturgas, skatten och kompensationen från regeringen. Om man producerar SNG med metoder som inte anses helt förnybara, vilket är fallet vid förgasning med väte, fås ett sämre marknadsvärde [8].

I Sverige har man ett liknande system för produktion av förnybar el det så kallade elcertifikatsystemet. Det fungerar så att de som producerar förnybar el får ett elcertifikat för varje producerad MWh el. Certifikaten säljer sedan elproducenten till elanvändare som enligt lag blir skyldig att köpa elcertifikat för att stödja förnybar elproduktion. Elanvändare måste ha en viss kvot certifikatsel, första året måste 7,4% av den el som används täckas av certifikat och år 2010 ska kvotplikten vara 16% [39].

6.2 Total FT-bränsle potential

För att de nationella och internationella miljömålen ska uppfyllas måste fossila drivmedel som bensin och diesel på sikt ersättas med alternativa drivmedel. Runt om i landet pågår forskning för att påskynda utvecklingen av alternativa drivmedel. Staten har bestämt att från och med 2005 ska 25% av alla nyinköpta statliga fordon vara miljöbilar. Enligt EU:s biodrivmedelsdirektiv, 2003/30/EG, ska biodrivmedel ha ersatt bensin och diesel med 5,75% år 2010 avseende energiinnehåll för transportändamål på marknaden [23].

Innan man skaffar sig en miljöbil måste man veta att det finns tankställen för alternativa drivmedel utmed vägarna där man brukar köra. Ett lagförslag är att tankstationer ska vara skyldiga att kunna erbjuda förnybara drivmedel [23].

För att stimulera användningen av alternativa drivmedel är det viktigt att skattesatserna är olika för fossila- och biodrivmedel. Ett annat sätt att stimulera marknaden kan t.ex. vara att förmånsbeskatta bilar och erbjuda gratis parkering. Kostnaden för bränslen beror både på skattepolitik och konflikter i världen. I framtiden kommer förmodligen tillgången på olja att minska och priserna att stiga. I Sverige är idag samtliga alternativa drivmedel skattesubventionerade utom el [23]. En viktig aspekt som kan påskynda utvecklingen av alternativa drivmedel är Kinas ekonomiska utveckling. Detta betyder att Kina får en välfärd mer lik västländernas och detta kommer att medföra en större konsumtion. I Kina bor 1/6 av jordens befolkning och när fler och fler kommer ha en möjlighet att köpa bilar kommer enorma mängder olja att krävas. Redan idag har Kina börjat köpa upp oljefyndigheter, bland annat i Europa. Det kan leda till att utvecklingen av alternativa drivmedel påskyndas.

FT-bränsle kan användas i befintliga dieselmotorer men är även blandbart med diesel, vilket kan göra det lättare introducera bränslet på marknaden [23].

7.Resultat

7.1 Råvarupotential

Det största bioenergiutbudet kommer från skogssektorn. Utbudet består främst av skogsindustrins biprodukter och avverkningsrester.

Andelen biprodukter varierar kortsiktigt med internationella konjunktursvängningar och långsiktigt beroende på industriutveckling och produktionsinriktning. Efterfrågan på trä och papper styr skogsbruket och därmed utbudet på biobränslen, då trä med sämre kvalitet går till energisektorn [24].

Störst potential för ökad bioenergianvändning ligger i avverkningsrester från skogsbruket. Ett större uttag av avverkningsrester måste till viss del ske i svåråtkomlig terräng. Detta kräver teknisk utveckling för att vara lönsamt. Men allt eftersom verksamheten växer kommer ett större ekonomiskt utrymme för teknisk utveckling finnas, eftersom en större marknad kan bära större investeringar. För skogens långsiktiga hållbarhet måste man ha i åtanke att det kommer att krävas en ökad återföring av näringsämnen. Andra aspekter är biologisk mångfald och naturvärden [24].

En ökning av odlad energi beror också på lönsamhet. Lönsamheten är beroende av arealstödsregler för jordbruket och anläggningsstödet storlek. Den beror också på att det kan bli mer ekonomiskt att odla alternativa jordbruksgrödor [24].

Sveriges användning av biobränslen har ökat under den senaste 20-årsperioden. Ökningen beror på höjda energi- och koldioxidskatter för fossila bränslen. Även stöd för biobränslebaserad kraftvärme är en bidragande faktor. Tack vare beskattningen har det i vissa fall blivit lönsamt att importera biobränslen trots transportkostnaderna [24].

Nuvarande skogspolitik utgår från de ställningstaganden som gjordes vid FN:s konferens i Rio de Janeiro 1992. Där bestämdes att skog och skogsmark bör förvaltas på ett hållbart sätt. Till följd av detta beslutade riksdagen om två nya skogspolitiska mål, ett produktionsmål och ett miljömål. Produktionsmålet ska bidra till att skogen långsiktigt ger en god avkastning och miljömålet ska säkerställa skogens biologiska mångfald [24].

I juni 2002 togs beslut om riktlinjer för Sveriges energipolitik. Beslutet vill främja en effektiv och hållbar energipolitik och en kostnadseffektiv svensk energiförsörjning med låg negativ påverkan på hälsa och miljö. Detta ska ske genom ett energisystem grundat på inhemska och förnybara energikällor. Även om fossila bränslen ska hållas på en låg nivå bör naturgasen, som är det mest fördelaktiga fossila bränslet, och det befintliga nätet utnyttjas. Energimarknaden skall säkra tillgången på energi (el, värme, drivmedel) till rimliga priser. Industrins konkurrenskraft påverkas av beskattning av energivaror. Det bör vara ekonomiskt fördelaktigt att investera i miljövänlig energiteknik. Regler inom skatte- och miljölagstiftningen ska vara den begränsande faktorn för industrins elanvändning [24].

Användningen av biodrivmedel för transporter främjades genom ett politiskt beslut 2003. Det innebär att biodrivmedel skall utgöra en andel av den totala försäljningen av bensen och diesel. Senast den sista december år 2005 skall biodrivmedel stå för minst 2% av energiinnehållet och år 2010 5,75% [24].

Under kommande år kommer biobränsleanvändningen därav förmodligen att öka. Konkurrens kan då uppkomma om olika biobränslen mellan kunder, vilket betyder att ökad efterfrågan medför stigande priser. Detta kan göra så att svenska företag kan få svårt att konkurrera med utländska företag t.ex. inom spånskiveindustrin. Skogsindustrin är viktig för Sveriges ekonomi och därför har energipolitiken inriktats mot att skapa stabila förutsättningar för den.

Den framtida miljö- och energipolitiken måste utformas efter ett helhetsperspektiv. De åtgärder och styrmedel som väljs måste vara väl genomtänkta. Man får inte hamna i en situation där efterfrågan på biobränsle ökar utan att utbudet gör det [24].

Årligen ökar användningen av avfall till förbränning, vilket kan leda till att mottagningsavgifterna till avfallsförbränningen stiger. Detta ökar möjligheterna för andra tekniker för energiutvinning från avfall t.ex. ökad elproduktion och förgasning [25].

7.1.1 Trädbränsle

Den uppskattade trädbränsletillgången för södra Sverige är 42,4 TWh. Trädbränslet används i småhus, fjärrvärme och industri/närvärme. Tabell 6 visar en disponibel tillgång på 26,4 TWh men då är endast de ekologiska begränsningarna medräknade. Men för att ge en rättvis bild av de disponibla tillgångarna ska även de tekniska och ekonomiska begränsningarna vara medräknade. Detta ger en ungefärlig potential på 20TWh.

Av de disponibla tillgångarna utgör avverkningsrester den största andelen, även stamveden från 1:a gallring har en stor potential. Biprodukter från skogsindustrin är i stort redan tagna i anspråk och utgör ingen större potential. I avverkningsrester ingår grenar, barr, löv och toppar (grot). Stubbar ingår också i kategorin men redovisas oftast inte. Endast 11-14% utnyttjas idag. Ökning kommer att ske gradvis i fråga om efterfrågan. Ökningen måste dock genomföras med tanke på den biologiska mångfalden och inte äventyra skogsmarkens produktionsförmåga.

Fördelningen av trädbränsletillgångar för varje klass redovisas i Bilaga 2.

Tabell 6: Disponibla tillgången i TWh, länsvis för Bo4(Bilaga:3)

Län	Nettotillgång ¹⁾	Småhus, osv.	Fjärrvärme	Industri och närvärme	Disponibelt
Malmöhus	1,1	0,3	0,1	0,1	0,6
Kristianstads	3,4	0,4	0,5	0,5	2
Blekinge	2,2	0,3	0,1	0,3	1,5
Halland	3,3	0,5	0,1	0,4	2,3
Kalmar	6	0,6	0,6	0,8	4
Kronoberg	6,4	0,5	0,4	0,9	4,6
Jönköping	5,9	0,6	0,7	0,8	3,8
Västergöt.-Å	5,3	0,7	0,7	0,6	3,3
Östergötland	5,5	0,5	1,4	0,7	2,9
Södermanland	3,3	0,5	1	0,4	1,4
Summa	42,4	4,9	5,6	5,5	26,4

[6]

¹⁾Nettotillgång

- med hänsyn till ekologiska restriktioner: grenar, toppar, bark från stamved (gagnvirke) och barr
- stamved från första gallring
- virke utan industriell användning (inkl. rötskadat virke)
- övrigt: kvarlämnade träd, virke från dikes- och åkerkantsrensning, röjning, småträd, röjningsvirke mm.

De beräknade tillgångarna på trädbränslen vi har redovisat är framtagna med metoden "Biosims" (Bilaga: 6). Metoden ger entydiga svar och är flexibel vad gäller val av faktorer som påverkar ekologiska och andra restriktioner.

7.1.2 Energigrödor

Idag bidrar energigrödor med 0,5-1 TWh till Sveriges energiförsörjning. På längre sikt kan energigrödor bidra med omkring 22 TWh enligt Svenska bioenergiföreningen. I beräkningarna har en potential på energigrödor i södra Sverige uppskattats till 2 TWh.

7.1.3 Torv

I södra Sverige år 2002 nyttjades 3100 ha [28] för torvbrytning och ytterligare 7 400 ha [28] torvmark var under bearbetning. Den nyttjade torvmarken 3100 ha [28] torv motsvarar ungefär 1,6 TWh (Bilaga: 4), och torvmarken under bearbetning 7 400 ha [28] motsvarar 3,9 TWh (Bilaga: 4). I beräkningarna har en potential på torv i södra Sverige uppskattats till 3 TWh. Det finns naturligtvis en stor osäkerhet i torvens potential beroende på hur statsmakten ställer sig, om det är ett förnybart bränsle eller inte.

Tabell 7: Torvmarker länsvis:

Län	Torvmarker, ha	Bearbetningskoncessioner		Koncessioner i produktion	
		Antal	Areal, ha	Antal	Areal, ha
Skåne	71 600	7	1 800	2	300
Blekinge län	20 700				
Hallands län	90 800	2	600	0	0
Kalmar län	86 300	1	100	0	0
Kronobergs län	183 600	13	1 400	7	800
Jönköpings län	166 400	11	1 700	7	1 000
Västra Götaland	275 500	5	1 300	3	600
Östergötlands län	74 700	3	500	2	400
Stockholms län	19 400				
Södermanlands län	32 000				
Totalt:	1 021 000	42	7 400	21	3 100

[28]

7.1.4 Avfall

Sverige hade år 2003 28 förbränningsanläggningar för avfall. Antalet anläggningar beräknas kunna öka till 40 stycken år 2008 enligt RVF. Detta skulle innebära att 4,9 miljoner ton avfall skulle kunna förbrännas per år. Energimässigt motsvarar detta 13,6 TWh fjärrvärme. Alltså nästan en fördubbling av dagens användning. I beräkningarna har en potential på avfall i södra Sverige uppskattats till 9 TWh.

7.1.5 Sammanställning av råvarupotentialen

Potentialerna som redovisas:

- Trädbränslen: 20 TWh
- Avfall: 9 TWh
- Torv: 3 TWh
- Energigrödor: 2 TWh
- **TOTALT:** 34 TWh

7.2 Förgasningsteknik

Nedan jämförs de olika förgasningsteknikerna för separat produktion av SNG med avseende på olika faktorer.

Verkningsgrad

Verkningsgraden för SNG-produktion genom indirekt förgasning ligger runt 67%, och med en cirkulerande fluidiserad bädd med syre som verksamt medel ligger den runt 66,3%. Den något högre verkningsgraden beror på högre kolkonvertering (100% mot 93%). Man skulle kunna uppnå en högre verkningsgrad med en annan teknik (OLGA process, se bilaga: 1) den skulle kunna ge en verkningsgrad på 70%. Den högsta verkningsgraden för SNG-produktion har väteförgasning (79,1%). Detta beror på att metaniseringsreaktionerna börjar redan i förgasaren [8].

Kolkonvertering

Högst kolkonvertering har den indirekta förgasningstekniken, som bygger på förbränning av oförgasat kol i en separat förbränningskammare. Detta ger en kolkonvertering på 100%. Väteförgasningen ger den sämsta kolkonverteringen 80%. CFB-förgasaren ger en kolkonvertering på ungefär 93% [8].

Investeringskostnad

Investeringskostnaden för indirekt och CFB-förgasning baseras på en 100 MW anläggning. Väteförgasaren baseras på 50 MW inflöde biomassa och 47 MW vätgas. Denna förgasare har den högsta investeringskostnaden 5 661 kr/kW. CFB-förgasaren blir dyrare än den indirekta beroende på behovet av en syreproduktionsanläggning. Investeringskostnaden för en CFB-förgasare är 4 430 kr/kW och för en indirekt 4 126 kr/kW [8].

Produktionskostnad

Den lägsta produktionskostnaden för SNG får man med väteförgasaren 185 kr/MWh. Produktionskostnaden för indirekt är 258 kr/MWh och för CFB 281 kr/MWh. Att produktionskostnaden blir lägre i den indirekta beror på en lägre investeringskostnad och en högre kolkonvertering. Detta är priser från Holland på den så kallade Groningen-gas som har något lägre värmevärde än kraven för det svenska naturgasnätet [8].

Prisjämförelse Naturgas/SNG

För en förgasningsanläggning med 100 MW bränsle och cirka 55% verkningsgrad räknar man med ett pris på cirka 8€/GJ = 260 kr/MWh för SNG med ett antagande 2,5 €/GJ = 82 kr/MWh. Med svenska biobränslepriser kan man förvänta sig priser på 300 kr/MWh för SNG [34].

Priserna som redovisas är endast produktionskostnad för SNG alltså exklusive moms och skatter.

Naturgaspriset var år 2003 för en privatkund är 317 kr/MWh med skattetillägg och moms blir det ett pris på 629 kr/MWh. För en industrikund är kostnaden ungefär 241 kr/MWh och 281 kr/MWh med skattetillägg [9].

Samproduktion av FT-bränsle och SNG

Verkningsgraden när man samproducerar FT-bränsle och SNG beror dels på CO-konverteringen i FT-syntesen och kolkedjebildningen. Det beror också på vilken förgasare man väljer att använda. Man får också olika verkningsgrad p.g.a. vilken mängd FT-bränsle relativt SNG man producerar.

Mängden FT-bränsle varierar med en funktion av CO-konvertering i FT-syntesen (η_c) och andelen bildade långa kolkedjor(α), ($> C_4$).

Kolkonvertering: (η_c)

Kolkedjebildning: (α)

Tabell 8: Mängden SNG och FT-bränsle beroende på olika (α).

	η_{SNG}	η_{FT}	η
Indirekt förgasning $\eta_c=0,95$ $\alpha=0,95$	45,5	25,9	71,4
$\eta_c=0,95$ $\alpha=0,50$	66	5,5	71,5
CFB $\eta_c=0,95$ $\alpha=0,95$	53,2	19,8	73
$\eta_c=0,95$ $\alpha=0,50$	68,8	4,1	73

[7]

De mest ekonomiskt attraktiva är integrerad samproduktion av FT-bränsle och SNG med antingen CFB eller indirektförgasare. Dessa två ger den högsta verkningsgraden. Idag är de dock inte ekonomiskt attraktiva, men med ett stigande oljepris och olika miljöskatter kan de i framtiden bli det [7].

Ekonomi CFB

Produktionskostnad:	281kr/MWh
Systemverkningsgrad:	66,3%
*Kol konvertering:	93,3%
Investeringskostnad:	4 430kr/kW

För att bestämma priset måste man ta hänsyn till investeringskostnad, drift och underhåll, elpriset och kostnad för biomassa. De största kostnaderna är köp av förgasare, gaskylare, syreproduktionsanläggning, planering och metaniseringssektion. Produktionskostnaderna är hämtade direkt från ref.8 och är därför baserade på holländska biomassapriser. Detta gäller för de tre exemplen på denna sida.

Ekonomi Indirekt

Produktionskostnad:	258kr/MWh
Systemverkningsgrad:	67%
*Kol konvertering:	100%
Investeringskostnad:	4 126kr/kW

För att bestämma priset måste man ta hänsyn till investeringskostnad, drift och underhåll, elpriset och kostnad för biomassa.

De största kostnaderna är köp av förgasare, gaskylare, kompressor, planering och metaniseringsanläggning.

Ekonomi Väte

Produktionskostnad:	185kr/MWh
Systemverkningsgrad:	79,1%
*Kol konvertering:	80,1%
Investeringskostnad:	5 661kr/kW

För att bestämma priset måste man ta hänsyn till investeringskostnad, drift och underhåll, elpriset och kostnad för biomassa. Lägst produktionskostnad men har sämre marknadsvärde, är inte helt förnybar [8].

7.3 Kravspecifikation för SNG/FT-bränsle

För att SNG:n ska uppfylla kraven för det svenska naturgasnätet måste följande uppfyllas:

Gasen måste gå igenom en reningsprocess där komponenter som är skadliga för nätet tas bort. För att motsvara värmevärdet och wobbeindex måste en uppgraderingsprocess genomgå. Konvertering från CO och H₂ till metan. Propan kan också vid behov tillsättas för att höja värmevärdet. Gasen ska även odöriseras för att den ska upptäckas vid läckor. Allt detta genomförs för att uppnå naturgasnätets krav.

Gaskvaliteten på nätet tas från en funktion med parametrarna:

- # Sammansättning av den uppgraderade gasen.
- # Sammansättning av naturgasen.
- # Förhållandet mellan flödet av naturgas och syntetisk naturgas [21].

SNG ska inte förändra sammansättningen på naturgasnätet, detta kommer att störa driften hos kunder. Man måste ha åtskilliga kontroller på hur mycket gas och kvaliteten på gasen man matar in. Inmatningsutrustningen från anläggningen till nätet måste utrustas med en säkerhetsanordning som stänger av inmatningen av gasen då det finns risk att kraven inte uppfylls [21].

EU har utarbetat lagar för att alla ska ha en möjlighet att distribuera sin gas på det befintliga naturgasnätet. Gasindustrin regleras med olika lagar och regleringar vissa är nationella andra internationella [21].

- # Allmän gashandel
- # Gaskvalitet till slutanvändare
- # Gaskvalitet och volymmätning
- # Gaskrav med säkerhetsaspekter

Sveriges naturgasnät har följande kvalitetskrav:

- Wobbeindex 48-58 MJ/m³
- Daggpunkt vid aktuellt tryck ska vara lägre än marktemperatur.
- Gasen ska vara fri från smuts och vätska
- Syreinhåll < 3%
- Svavelhalt < 120 mg/m³
- Vätesulfid < 5 mg/m³

Andra krav som måste uppfyllas:

Förgasningsanläggningen måste mäta den levererade kvantiteten med en noggrannhet som bestäms nationellt. Man måste också rapportera mängden levererad gas (m³ och kWh) till distributionsföretaget som sköter nätet, normalt var 24h [21].

För att SNG ska kunna motsvara detta ska den ha en metanhalt på 92% eller mer. Stängda nät skulle kunna innebära att endast rening skulle behövas, inte uppgradering [21].

7.4 Lokaliseringsalternativ

Lokaliseringsalternativet har tagits fram med hänsyn av närhet till naturgasnät, närhet till råvaror och att befintligt fjärrvärmenät finns. Även vilka bränslen som används i fjärrvärmeanläggningen i nuläget togs i beaktning. Lokaliseringsalternativet som tas upp är framtaget endast med hänsyn till dessa parametrar. Det har alltså inte gjorts några beräkningar med avseende på värmebehov till fjärrvärmenäten, eller om intresse finns för mottagande av spillvärme från en förgasningsanläggning.

Lokaliseringsförslag av förgasningsanläggning:

Lokaliseringsförslaget är att förlägga en förgasningsanläggning i anslutning till Gislaveds fjärrvärmenät. Naturgasnätet går idag redan genom Gislaved som har ett utbyggt distributionsnät till bl.a. skolor och industrier. Det finns även en tankstation med naturgas som också är en avsättningsmöjlighet för SNG. Tankstationen skulle även kunna kompletteras med FT-bränslen om en kombinerad SNG/FT förgasningsanläggning väljs. Gislaved har en fördelaktig placering med avseende på råvarutillgång, då det är omslutet av ett rikt skogsområde och en aktiv torvbrytning på rimligt avstånd. Södra Skogsenergi, Råsjötorv och andra biobränsledistributörer har anläggningar i närheten. Detta möjliggör korta transporter av råvara till förgasningsanläggningen. Idag eldar Gislavedsenergi med pellets och flis i första hand i sina fjärrvärmeanläggningar. Men under vinterhalvåret är dem även tvungna att använda olja alternativt el för att täcka det ökade behovet. Här

skulle spillvärmern från en förgasningsanläggning kunna ersätta oljan som krävs vid kall väderlek och ge tillskott av värme om fjärrvärmenätet byggs ut.

Figur 13: Bilden visar lokaliseringsalternativet.



[14]

7.5 SNG/FT-bränsle potential

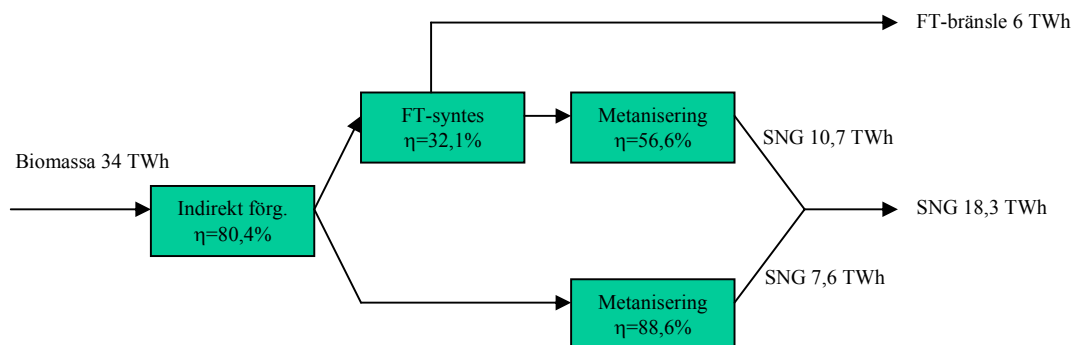
Den uppskattade råvarupotentialen som är tillgänglig för framställning av SNG/FT-bränsle i förgasningsanläggningar i södra Sverige är ungefär 34 TWh biobränsle år 2010. Tillgångarna är fördelade på följande biobränsleslag trädbränsle, avfall, torv och energigrödor.

Av den uppskattade råvarupotentialen på 34 TWh kommer inte allt kunna användas till förgasning, bl.a. eftersom den expanderade fjärrvärmesektorn kommer att få ett ökat behov av biomassa.

Alternativ 1:

Kombinerad produktion av SNG/FT-bränslen med integrerad samproduktion och indirekt förgasning. Alternativet baseras på att hela råvarupotentialen används för kombinerad produktion, och enbart baserat på verkningsgraden för en indirekt förgasare. Vid införsel av 34 TWh biomassa ges följande:

SNG: 18 TWh
FT-bränsle: 6 TWh

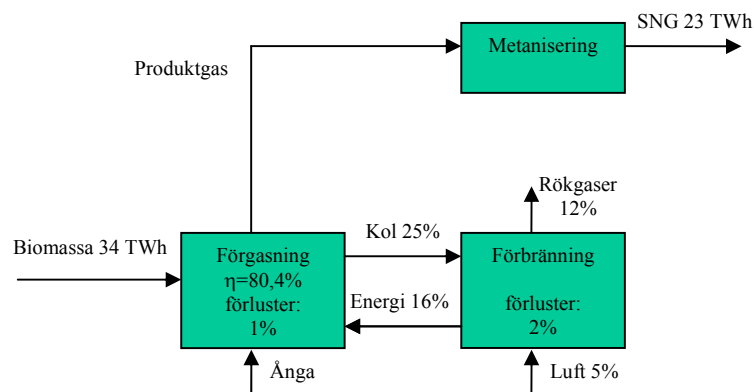


Figur 14: Processchema för integrerad samproduktion av SNG och FT-bränsle.

Alternativ 2:

Här visar vi om hela råvarupotentialen skulle användas för SNG produktion med en indirekt förgasare. Alternativet baseras enbart på verkningsgraden för en indirekt förgasare. Vid införsel av 34 TWh biomassa ges följande:

SNG: 23 TWh



Figur 15: Processchema för separat produktion av SNG med indirekt förgasning.

8. Diskussion

Råvarupotential:

Användningen av biobränslen i Sverige ökar ständigt. Uppgiften att kartlägga råvarupotentialen i södra Sverige är problematisk då den till viss del bygger på uppskattningar t.ex. är det svårt att avgöra när den tillgängliga potentialen blir för dyr att utvinna på grund av svårtillgänglighet. Därför är våra resultat om råvarupotentialen osäkra.

Det är svårt att veta hur fort tekniken inom skogsbruket kommer utvecklas, t.ex. att göra avverkning på svåråtkomlig mark lönsam. Eftersom den största trädbränslepotentialen finns i avverkningsrester är den beroende av avverkningarna till skogs- och massaindustrin. Skogs- och massaindustrin kommer alltså att avverka mindre respektive mer beroende på den nationella och internationella marknaden för trä- och pappersprodukter. Orsaken till att potentialen för trädbränsle är beroende på industrin är att det i dagsläget inte är lönsamt med direkta bränsleavverkningar.

I potentialen som redovisas är ekologiska, tekniska och ekonomiska begränsningar medräknade. De ekologiska begränsningarna är gjorda i beräkningsmetoden ”biosims” och de tekniska och ekonomiska begränsningarna har uppskattats till 20% av den potentiella tillgången.

Energigrödornas potential är svårare att förutsäga beroende på hur stor åkerareal som avsätts för odling av energigrödor i framtiden. Detta beror på EU:s jordbrukspolitik och hur de energipolitiska styrmedlen utformas. Potentialen som redovisas i rapporten bygger på en rimlig ökning med avseende på dagens produktion.

Idag pågår diskussioner om torv är ett fossilt eller förnybart bränsle. Om torven kommer att klassas som ett fossilt bränsle kan det leda till framtida beskattningar vilket kan komma att påverka torvens framtida potential. Blir det istället definierat som ett förnybart bränsle kan fler torvmarker som i dagsläget är under koncession tillåtas brytning. I beräkningarna på torvpotentialen antas torven ha ett energivärde på 0,5303 GWh/ha. Det är dock en osäker siffra på grund av att olika torvmarker har olika kvaliteter.

Avfall används för energiändamål främst inom fjärrvärmesektorn. Potentialen som används i beräkningarna bygger på en egen uppskattning av hela Sveriges potential. På grund av att lagen om förbud mot deponering av utsorterat brännbart avfall infördes 2002 krävs en utbyggnad av anläggningar som kan ta hand om avfallet som annars skulle deponeras. Tack vare den nya lagen kommer det säkerligen finnas en ökad potential för energiutvinning av avfall i framtiden.

En stor del av Sveriges totala bioenergianvändning kommer från massaindustrins avlutar. I dagsläget utgör den ingen potential då den används till egen värmeproduktion inom massaindustrin. Den förväntas inte heller i framtiden utgöra någon betydande potential för andra användningsområden, därför har den inte tagits med i beräkningarna.

Förgasningsteknik:

Det finns idag flera olika tekniker för framställning av SNG/FT-bränslen. De fem tekniker som tagits upp i rapporten är de som anses mest lämpade för ändamålet. De olika teknikerna kan användas för separat produktion av SNG eller kombinerad produktion av SNG/FT-bränslen. Man använder alltså samma förgasningsteknik för både separat och kombinerad produktion. Skillnaden är att vid en kombinerad produktion utökas processen med en FT-syntes. Vid separat produktion av SNG kan följande förgasningstekniker användas; CFB, indirekt förgasning, förgasning med väte och förgasning med superkritiskt vatten.

CFB och väteförgasning kommer att kräva en något kortare utvecklingstid än indirekt förgasning. Det beror på en något mer avancerad teknik med ett komplicerat värmeutbyte mellan förgasare och brännkammare.

Väteförgasning har den lägsta produktionskostnaden, men en stor nackdel är att den är beroende av väte. Produktionen av väte ska helst ske med förnybara energikällor vilket den inte alltid gör. Om SNG:n inte produceras med förnybara energikällor kommer den troligen få ett mindre marknadsvärde.

Den indirekta förgasaren har en lägre produktionskostnad för SNG än CFB förgasaren, vilket beror på att den har en lägre investeringskostnad. Verkningsgraden är också högre för en indirekt förgasare, tack vare en bättre kolkonvertering. Tekniken med superkritiskt vatten är ännu i ett tidigt utvecklingsstadium och det har inte lagts någon större vikt på tekniken i rapporten.

Kombinerad produktion av SNG/FT-bränsle ger i stort sett samma energiutbyte som separat produktion av SNG. Den faktor som avgör vilken metod som är mest ekonomisk gynnsam är skillnader på marknadspriser för SNG och FT-bränslen.

Data från de olika förgasningsteknikerna är hämtade från undersökningar av ECN-Biomass Systems i Holland, och det är inte säkert att de redovisade resultaten i rapporten motsvarar resultaten i en fullskalig anläggning, eftersom många tester har gjorts i små experimentanläggningar.

Prisjämförelsen mellan SNG och naturgas visar endast produktionskostnaden för SNG. De redovisade priserna för SNG är utan moms och skatter. Skatter har inte medräknats på grund av att SNG inte är introducerat på marknaden och om man distribuerar den på naturgasnätet vet vi inte hur den kommer att beskattas. SNG och FT-bränslen som fordonsbränsle kommer troligen inte beskattas med avseende på energiskatt, CO₂-skatt och svavelskatt, men den kommer att beläggas med moms.

Kravspecifikation:

Produktionen av SNG bygger på en uppgradering av produktgas bestående av CO och H₂. Uppgraderingen är ett måste för att uppfylla kravspecifikationerna för distribution på det befintliga naturgasnätet. Det är svårt att förutsäga om SNG kan uppfylla kraven till en rimlig kostnad. Förmodligen kommer förgasningsanläggningarna vara beroende av statliga bidrag på grund av dagens relativt låga pris på naturgas.

Lokaliseringsförslag:

Det föreslagna lokaliseringalternativet på en förgasningsanläggning i Gislaved togs fram med avseende på faktorer såsom närhet till råvara, naturgasnät och avsättningsmöjligheter för spillvärme. Däremot har det inte gjorts någon närmare efterforskning om det finns något behov av spillvärme i fjärrvärmenätet.

SNG/FT-bränsle potential:

EU arbetar idag mot en öppen gasmarknad där ländernas naturgasnät binds samman. Detta gör det möjligt för utländska gasdistributörer att sälja gas på den svenska marknaden. Utländska distributörer som har bättre förutsättningar att sälja billig gas kan då pressa priserna på den svenska gasmarknaden. De bättre förutsättningarna kan vara en mer gynnsam skattepolitik i det landet, vilket kan göra det svårare för förgasningsanläggningar för SNG i Sverige att bli lönsamma. Det kan också bli så att svenska förgasningsanläggningar gynnas genom bidrag från staten.

För kombinerade förgasningsanläggningar som producerar både SNG/FT-bränsle är det inte bara naturgasmarknaden som har betydelse utan även att det finns en marknad för FT-bränslen. EU har satt upp direktiv för en ökad användning av alternativa drivmedel. Även regeringen arbetar mot att Sverige ska få en miljövänligare fordonspark. Det är svårt att förutsäga prisutvecklingen på bensin och diesel men förmodligen kommer priserna stiga i framtiden, då konflikter i världen och oljebrist kan påverka priserna på fossila drivmedel.

En prisökning av fossila bränslen gör att förutsättningarna för FT-bränsle blir bättre.

Vid uppskattningen av framtida SNG/FT-bränslepotential antogs att all biobränslepotential gick till SNG/FT-bränsleproduktion. Att hela potentialen används till förgasning är givetvis orealistisk. I figurerna (14, 15) visas en förgasning av hela potentialen och detta är bara ett exempel som visar hur mycket SNG/FT-bränsle man tillgodogöra sig av hela potentialen.

9. Slutsats

Den största råvarupotentialen för förgasning står avverkningsrester och stamved från 1:a gallring för. Faktorer som kan öka potentialen är en utveckling av avverkningsmekanik. Den tillgängliga potentialen på avfall kommer att öka på grund av lagen om förbud mot deponering. Torvens framtid beror på om den kommer att koldioxidbeskattas. Om energigrödorna ska stå för en större potential i framtiden krävs en fördelaktig jordbrukspolitik. Avlutar kommer även fortsättningsvis till största delen användas för eget behov i massaindustrin.

Det finns idag olika tekniker för förgasning av biomassa. Vid separat framställning av SNG kan CFB, indirekt förgasning och förgasning med väte användas. Väte förgasning har den billigaste investeringskostnaden men produktion av väte är både dyrt och inte alltid miljövänligt. CFB är den teknik som kommit längst i utvecklingen, den har ungefär samma verkningsgrad som den indirekta förgasningen men sämre kolkonvertering. En CFB anläggning kommer att ha en högre investeringskostnad än en indirekt förgasningsanläggning, beroende på att en produktionsanläggning för syre är kostsam. Detta medför att även om den kräver en längre utvecklingstid kommer indirekt förgasning i framtiden att vara det bästa alternativet. Tekniken med superkritiskt vatten kan i framtiden bli ett intressant alternativ för förgasning av våt biomassa. Vid kombinerad förgasning för framställning av SNG/FT-bränsle finns tre olika tekniker. Den mest lämpade är integrerad samproduktion med antingen CFB eller indirekt förgasning, på grund av den högsta verkningsgraden. Kostnaden för produktion av SNG i en kombinerad förgasningsanläggning är högre än vid separat produktion. Så lönsamheten för en kombinerad förgasning beror på marknadsvärdet för det producerade FT-bränslet.

För att kunna distribuera SNG på naturgasnätet måste de uppsatta kraven uppfyllas. Man ska producera en gas som har liknande egenskaper som naturgas med avseende på sammansättning, värmevärde och wobbeindex. Detta för att inte störa driften hos kunderna. För att få distribuera SNG på stamnätet måste en avancerad mätutrustning installeras så att kunder med höga krav får den kvalitet på gasen som krävs. Separata gasnät eller förgreningar från naturgasnätet som endast leder till kunder som godkänt gaskvaliteten kan vara en lösning om SNG:n inte uppfyller kraven för naturgasnätet.

Förgasningsanläggningar bör lokaliseras i närhet av råvara, naturgasnät och avsättningsmöjlighet för spillvärme ska finnas. En fördel är också om ett behov för en tankstation finns på platsen.

I framtiden kommer vi få en öppen gasmarknad inom EU. Detta kommer att medföra en större konkurrens och säkerligen lägre priser. Om man då ska distribuera SNG i det svenska naturgasnätet krävs att gasen kan produceras billigt. För att SNG ska ha en framtida roll i energisystemet krävs statliga stöd och investerare.

Sammanfattningsvis har våra slutsatser visat på att det är möjligt att uppnå målet att med förgasningsteknik producera en förnyelsebar gas som kan distribueras på naturgasnätet. Det finns en tillräcklig potential på råvaror i närhet av nätet. Tekniken finns för att framställa SNG genom förgasning av biomassa, även om den inte är fullt utvecklad idag så kommer SNG troligen ha en roll i ett framtida energisystem.

10. Ordlista

Ordförklaringarna har hämtats från Nationalencyklopedin (NE), rapporter och de andra är egna förklaringar.

Wobbeindex, wobbeindex definieras genom det kalorimetriska värmevärdet delat med roten ur densiteten, blandningar med samma wobbeindex kommer att ha samma förbrännings-egenskaper:

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

[21]

Kolkonvertering, när kol går från fast- till gasform, (i texten skrivs att den indirekta för-gasaren har 100% kolkonvertering detta p.g.a. att kolet som blir kvar efter förgasningen sedan förbränns i den separata förbränningskammaren).

Kolutfällning, kolet separeras från syret i kolmonoxiden och intar fast form.

Selexol, ett varunamn på dimetyleterderivat av polyetylenglykol. Selexol kan absorbera tre gånger så mycket koldioxid än vad vatten kan [35].

Skrubber, apparatur som avlägsnar komponenter från en blandning av gaser eller ångor. Den består av en vertikal kolonn. Gaserna leds uppåt och vanligen i motström i intim kontakt med en nedåtströmmande vätska som löser ut de önskade komponenterna (NE).

Zeoliter, mineraler i form av kristallina polymerer, exempelvis aluminiumsilikat som finns naturligt eller kan framställas syntetiskt, svampliknande struktur med hålrum som gör att de kan fungera som molekylsikt för t.ex. koldioxid.

ppb, parts per billion (eng. billion=miljard), dvs. $1 \text{ ppb} = 1/10^9 = 10^{-9}$ (NE)

Adsorption, förloppet när ett fast ämne (*adsorbent*) till sin *yta* upptar och binder (*adsorberar*) ämnen från en gas eller vätska.(NE)

11. Referenser

- [1] Energi från skogen. Uppsala:(1999).
- [2] Svenska bioenergiföreningen. Bioenergi- en översikt nr: 1 (2003).
- [3] Svenska bioenergiföreningen. Trädbränslen nr: 2 (2004).
- [4] Svenska bioenergiföreningen. Biobränslen från hushåll- och industriavfall nr: 6 (2004).
- [5] Svenska bioenergiföreningen. Åkerbränslen nr: 4 (2004).
- [6] Parikka, M m.fl., Trädbränslepotentialen i södra Sverige (1995).
- [7] Zwart, R.W. R. & Boerrigter, H., High efficiency co.production of Fischer- Tropsch (FT) transportation fuels and substitute natural gas (SNG) from biomass. ECN-C—04-001 (2004).
- [8] Mozaffarian, M. & Zwart, R.W. R., Feasibility of biomass/Waste- related SNG production technologies. ECN-C—03-066 (2003).
- [9] Energimyndigheten., Energiläget i siffror (2004).
- [10] Parikka, M., Kostnader och tillgänglighet för trädbränslen på medellång sikt. Uppsala (1998).
- [11] Energimyndigheten, Prisblad för biobränslen, torv m.m., nr:1 (2005).
- [12] Svenska bioenergiföreningen. Torvbränslen nr: 5 (2004).
- [13] Mozaffarian, M., ”GREEN GAS” as SNG a renewable fuel with conventional quality. ECN-RX—04-085 (2004).
- [14] Energimyndigheten, Natural Gas Market Report (2005).
- [15] Energimyndigheten, Energiläget 2004.
- [16] Nova naturgas, www.novanaturgas.com (2005).
- [17] Svensk naturgas AB, Naturgas i fysisk planering.
- [18] Svenska Renhållningsverksföreningen, Avfall blir värme och el. RVF rapport (2005).

- [19] Statistiska centralbyrån., Torv 2000 (2001).
- [20] Mozaffarian, M., Green gas (SNG) production by supercritical gasification of biomass. ECN-C—04-081 (2004).
- [21] Svenskt Gastekniskt Center AB., Adding gas from biomass to the gas grid. Rapport 118 (2001).
- [22] Delegationen för energiförsörjning i sydsverige., Energirapport i sydsverige, faktabilaga (2000).
- [23] Ahlvik, P, Brandberg, Å., Med hållbarhet i tankarna. Vägverket (2002).
- [24] Pagrotsky, L., Uppdrag rörande den framtida användningen av bioenergi Sverige. Näringsdepartementet (2004).
- [25] Ekwall, T., Avfall som bränsle, Chalmers (2004).
- [26] Möre, H, Hubbard, L, M., Stråldoser vid användning av torvbränsle i stora anläggningar. Statens strålskyddsinstitut (2003).
- [27] Sveriges geologiska undersökning, 2005.
http://www.sgu.se/sgu/sv/naturresurs/torv/energi_torv-2004.html
- [28] Statens offentliga utredningar, Uthållig användning av torv (2002).
- [29] Jönsson, O, m.fl., Sustainable gas enters the european gas distribution system.
- [30] Energy research centre of the Netherlands., 2005
<http://www.ecn.nl/biomassa/products/experiments/olga.en.html>
- [31] Gustavsson, K, m.fl., Framtidens skog. Skogsstyrelsen (2001).
- [32] Slagbrand, R., Agrobränsle. Muntlig källa (2005-05-20).
- [33] Parikka, M, Fakta Skog Nr 10, Sveriges Lantbruksuniversitet (SLU) (1997)
- [34] Linné, M & Jönsson, O., Sammanställning och analys av potentialen för produktion av förnyelsebar metan (biogas och SNG) i Sverige. Svenskt Gastekniskt Center AB (SGC) (2004).
- [35] Utvärdering av uppgraderingstekniker för biogas, Svenskt Gastekniskt Center AB, Rapport 142 (2003).

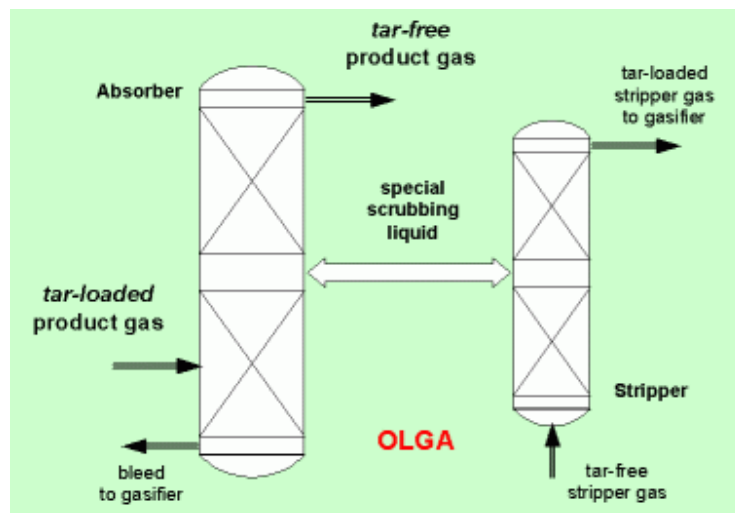
- [36] Potic, B m.fl., Gasification of biomass in supercritical water. University of Twente, Faculty of Chemical Technologi.
- [37] GAVE., Technical and economic data biomass based energy conversion systems for the production of gaseous and/or liquid energy carriers. Rapport GAVE -9915 (2000).
- [38] Widing, N., Sydkraft. Muntlig källa (2005-04).
- [39] Svensk Energi, 2005
www.svenskenergi.se/energifakta/elcertifikat.htm
- [40] Silversand, F., Catator (2005-06).

Bilaga: 1

The OLGA is a lab-scale gas cleaning unit for the (complete) removal of tars from product gas from biomass gasification. The OLGA is designed for a feed flow of 1-3 m_n³/h of gas and is normally operated down-stream the [WOB](#) gasifier.

Technology

The OLGA technology for tar removal is an advanced scrubbing technology that is developed and patented by ECN. The tar removal principle is based on contacting the gas with a special developed scrubbing liquid (or ‘oil’) in an absorption column. In this step all tar aerosols and the heavy and light tars are removed from the gas, as well as most of the BTX compounds. In the stripper column tars are released again and the scrubbing liquid is regenerated. The stripper medium (air) is used as fluidisation gas for the gasifier and all recycled tars in the air are destroyed in the gasifier. In the Figure below, the principle of OLGA is schematically shown [30].



Bilaga: 2

Resultat från ”Biosims”, länsvis sammanställning, TWh/år

	Malmöhus	Kristianstad	Blekinge	Halland	Kalmar	Kronoberg	Jönköping	Väster- götland Å	Öster- götland	Söderman- land	
Netto											Totalt
A. 1:a gallring	0,06	0,19	0,18	0,21	0,49	0,57	0,46	0,4	0,55	0,3	
Övrig gallring	0,32	1,05	0,49	0,78	1,21	1,34	1,15	1,03	1,16	0,66	
Slutavverkning	0,32	1,53	1,03	1,55	3,06	3,2	3,11	2,66	2,5	1,51	
Summa:A	0,7	2,77	1,7	2,55	4,76	5,11	4,71	4,08	4,21	2,47	
B.	0,1	0,3	0,2	0,3	0,6	0,8	0,6	0,5	0,7	0,4	
C.	0,3	0,4	0,2	0,5	0,6	0,5	0,6	0,7	0,5	0,5	
Summa (ABC)	1,1	3,5	2,2	3,4	6	6,4	5,9	5,3	5,4	3,4	42,5

Ingen reduktion p.g.a. ekologi har gjorts på B & C.

A. Avverkningsrester

- Grenar och toppar(grot)
- Stubbar

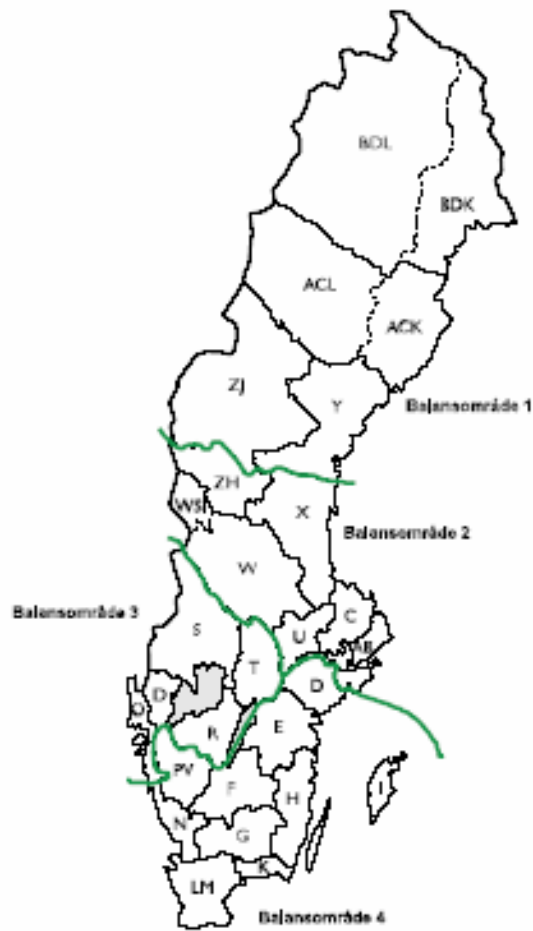
B. Stamved från 1:a gallring

- Gallringsvirke (gagnvirke)

C. Övrigt

- Virke utan industriell användning (inkl. rötskadat virke)
- Övrigt, t.ex. kvarlämnade träd, virke från dikes- och åkerkantsrensning, småträäd, röjningsvirke m.m.

Bilaga: 3



[31]

Bilaga: 4

7400 ha*0,5303 GWh=3924 GWh

3100 ha*0,5303 GWh=1644 GWh

6600 ha torvmark ger ca: 3,5 TWh

$3,5/6600 = 5,3 \cdot 10^{-4}$ TWh

Energivärdet i torv 0,5303 GWh/ha

[27] http://www.ssi.se/ssi_rapporter/pdf/SSI_rapp_2003_02.pdf

Bilaga: 5

Koldioxid borttagning med selexol:

Removal of carbon dioxide using Selexol

Selexol is a registered trade mark for a polyglycol ether. The chemical is dissolved in water and has a very low vapour pressure. This means that the losses of chemicals are very low in the process. Selexol removes carbon dioxide, hydrogen sulphide and water simultaneously.

The selectivity for hydrogen sulphide is very high compared to carbon dioxide and regeneration from H₂S requires increased energy input.

Carbon dioxide is absorbed in a circulating Selexol solution at elevated pressure. Cleaned biogas is compressed and fed into the bottom of an absorption column. Selexol is fed from the top of the column to achieve a gas-liquid counter flow. The column is equipped with random packing to give a large surface for gas-liquid contact and internals for the collecting and redistribution of Selexol. Carbon dioxide is absorbed by the Selexol solution and the gas leaving the top of the column is stripped from most of the carbon dioxide content.

Methane is partly soluble in pressurised Selexol solution and therefore some methane will be removed with the liquid. To minimise the losses of methane, the Selexol solution is depressurised in a flash tank after leaving the absorption column. The released gas mixture is rich in methane and is recirculated to the compressor inlet.

Selexol from the flash tank is depressurised to atmospheric pressure and fed into the top of a desorption column. Air is blown from the bottom of the desorption column to remove dissolved carbon dioxide from the Selexol solution. The desorption column is equipped with internals and packing in the same way as the absorption column. The regenerated liquid is cooled in a heat exchanger to maintain the absorption temperature and recycled to the absorption column.

The vent gas is either released to the atmosphere or treated in some kind of gas filter to remove odours.

Hydrogen sulphide is absorbed together with carbon dioxide in the absorption column. The solubility for H₂S in Selexol is very high and H₂S cannot be removed in the desorption column. To remove H₂S from a Selexol solution, heating with steam is needed. It is therefore desirable that H₂S is removed before the absorption to minimise energy costs. If very large gas flows are treated, it can be economically interesting to use Selexol for H₂S removal. The recovered H₂S is then processed further to produce sulphur.

The product gas has low water content since Selexol absorbs water. Further drying is normally not needed.

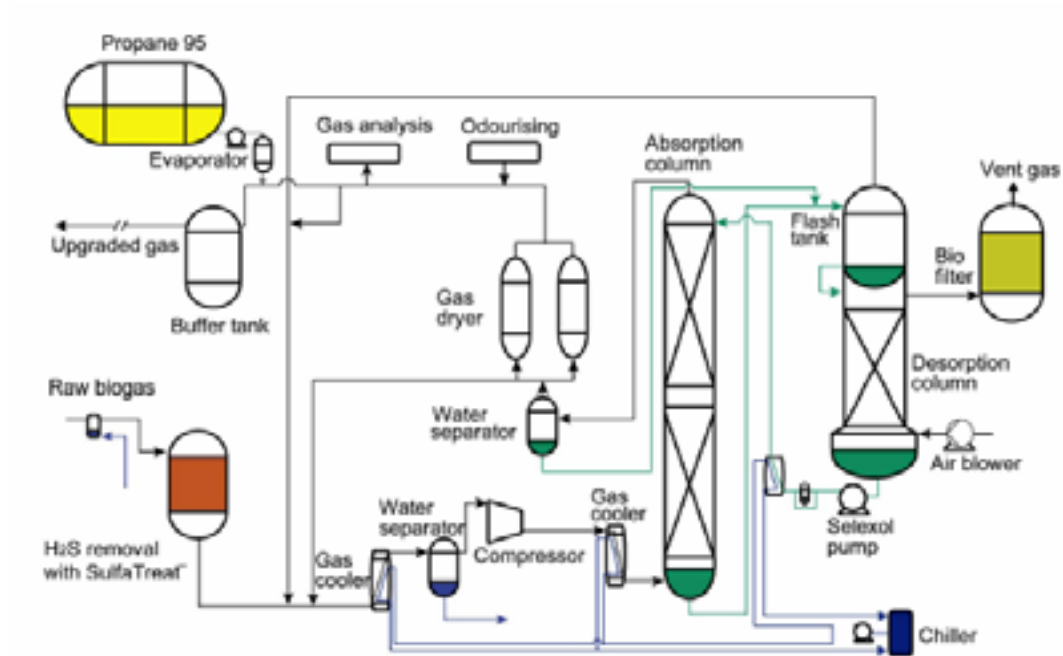


Figure 8: Biogas cleaning and upgrading with 'SulfaTreat' and 'Selexol'.

[21]

Bilaga: 6

Biosimsmetoden

Biosims är en planeringsmetod baserad på beräkningar av trädbiomassa och trädbränsletillgångar. Biosims kan på ett flexibelt sätt beakta olika hänsyn (t.ex. ekologiska) och kan användas på regional och nationell nivå. En speciell variant av Biosims finns tillgänglig för beståndsvisa studier. Grunddata består t.ex. av provytedata från riksskogstaxeringen. Informationen i Biosims kan geografiskt presenteras på olika sätt. Nyckeln till detta är koderna för geografisk positionering: longitud, latitud, region, län och kommun.

Grundtanken i programmets struktur är utbyggbarheten, modulbyggnaden och flexibiliteten. Databaserna är flyttbara mellan olika typer av datorer och datorsystem. Genom Biosims kan skogliga-, trädbiomassa- och trädbränslerelaterade sammanställningar, analyser och statistik genereras. Resultatet redovisas som stående förråd av trädbiomassa eller som uttagets trädbiomassa uppdelat på trädbiomassa komponenter per arealenhet. Redovisningsenheter är ton torrsbstans per hektar eller MWh per hektar. Trädbiomassans innehåll av näringsämnen, exempelvis kväve, kan översättas till vikt per arealenhet (t.ex. kg per ha).



www.sgc.se • info@sgc.se
