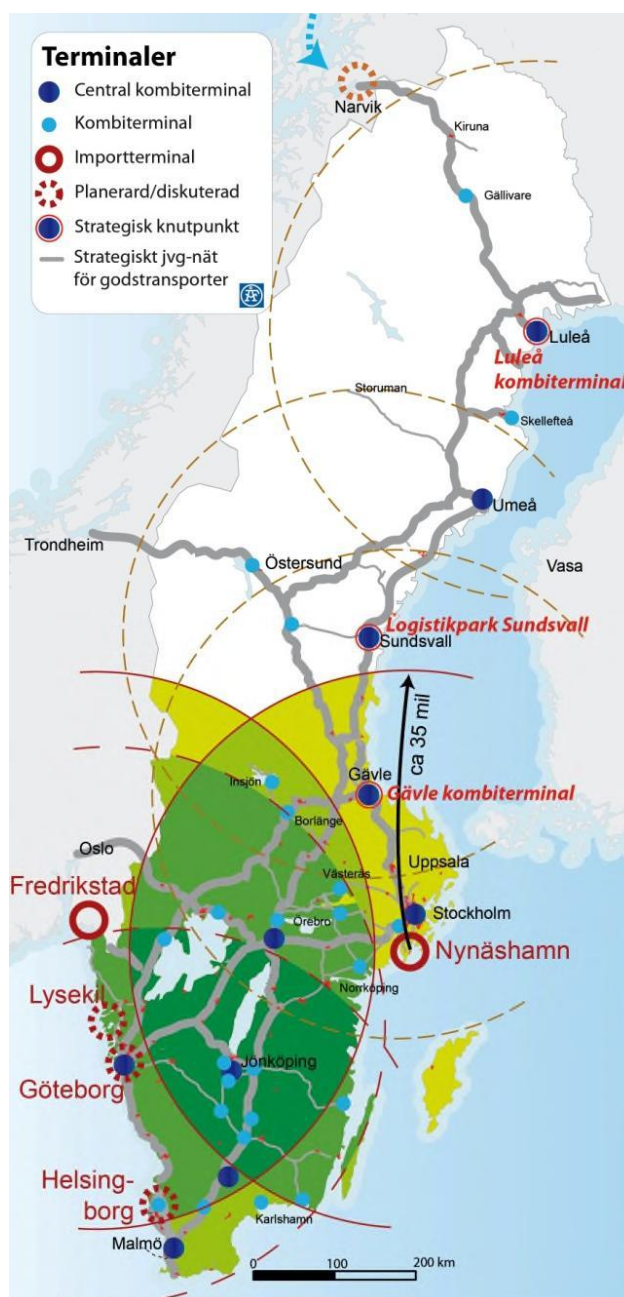


Förutsättningar för utbyggnad av landbaserad infrastruktur för flytande gas (LNG/LBG)



Maria Stenkvis, Hanna Paradis, Kristina Haraldsson, Ronja Beijer, Peter Stensson
ÅF Industry AB

Juni 2011

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 eller dylikt 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. Denna rapport är en av två rapporter som med Energigas Sverige som projektägare togs fram i samband med SGC-projektet "Förutsättningar för utbyggnad av landbaserad och maritim infrastruktur för LNG/LBG". En sammanfattning av denna rapport (236) och SGC rapport 235 återfinns på www.energigas.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: Energigas Sverige, E.ON Gas Sverige AB, E.ON Sverige AB, Göteborg Energi AB, Lunds Energikoncernen AB (publ) och Öresundskraft AB.

Följande parter har gjort det möjligt att genomföra detta utvecklingsprojekt:

AGA Gas AB
E.ON Gas Sverige AB
Energigas Sverige
Gasnor AS
Göteborg Energi AB
Industry Park of Sweden AB
Lunds Energikoncernen AB (publ)
Nordic LNG

NSR AB
SSPA Sweden AB
Stockholm Gas AB
Sveriges Redareförening
Swedegas AB
Volvo Lastvagnar AB
Öresundskraft AB
Statens energimyndighet

SVENSKT GASTEKNISKT CENTER AB



Jörgen Held

SLUTRAPPORT
2011-06-20

Energigas Sverige

Studie av förutsättningar för utbyggnad av landbaserad infrastruktur för flytande naturgas och flytande biogas (LNG/LBG)

ÅF

Maria Stenkvist

Hanna Paradis

Kristina Haraldsson

Ronja Beijer

Peter Stensson

INNEHÅLL

SAMMANFATTNING		4
SUMMARY		6
1	KORT OM STUDIEN	8
1.1	Syfte	8
1.2	Metod och avgränsningar	8
1.3	Definitioner	9
2	FLYTANDE METAN- EN BAKGRUND	11
2.1	Användningsområden	12
2.2	Den globala marknaden för LNG	12
2.3	Distribution	15
3	LNG OCH LBG I SVERIGE - NULÄGESANALYS	16
3.1	Produktionsanläggningar för LNG i Norden	16
3.2	Importterminaler för LNG i Sverige	17
3.3	Aktörer och leveranser på den svenska marknaden	18
3.4	Produktionsanläggningar för LBG i Sverige	19
3.5	Tankstationer med flytande metan för tunga transporter	20
3.6	Distribution av flytande naturgas i Sverige	22
3.7	Kostnadsindikationer för infrastrukturen	23
4	MILJÖEFFEKTER OCH RISKER VID DISTRIBUTION	27
5	MARKNADSFÖRUTSÄTTNINGAR I INDUSTRISEKTORN	30
5.1	Marknadsförutsättningar	30
5.2	LNG i industrin	31
5.3	Bedömning av samlad potential	36
6	STRATEGISKA KNUTPUNKTER I INFRASTRUKTUREN	40
6.1	Utveckling av kombitrafiken	40
6.2	Betydelsefulla terminaler	40
6.3	Terminaler för hantering av flytande naturgas	41
6.4	Sammanfattande slutsatser	43
7	MARKNADSFÖRUTSÄTTNINGAR I DEN TUNGA FORDONSSEKTORN	44
7.1	Dual-fuel-fordon	45
7.2	Marknadsförutsättningar	45
7.3	Möjlig marknadsutveckling	50
8	RIKSTÄCKANDE NÄT AV TANKSTATIONER	52
8.1	Stråk för tung trafik och långfärdsbussar	52

8.2	Rikstäckande nät av tankstationer	53
9	SLUTKOMMENTARER	54
10	REFERENSER	56
BILAGA 1	SAMMANSTÄLLNING AV INFRASTRUKTUR FÖR FLYTANDE METAN	60
1.1	Produktionsanläggningar i Norden	60
1.2	Importterminaler för den svenska marknaden	61
1.3	Produktionsanläggningar för LBG i Sverige	63
1.4	Tankstationer för den svenska marknaden	65

SAMMANFATTNING

Konverteringspotentialen för att ersätta olja i den energiintensiva industrin och diesel i tunga transporter uppskattas i studien till 6,8 TWh respektive 10 TWh per år. Om denna konverteringspotential konkurrerar flera alternativa bränslen. Vilka bränslen som tar marknadsandelar beror av flera faktorer såsom pris, tillgång på bränsle, tillgång på processteknik respektive fordon, teknikutveckling och eventuella framtida tekniksprång.

För att flytande metan ska kunna konkurrera krävs en ny infrastruktur som på ett kostnadseffektivt sätt gör det möjligt att distribuera flytande metan till de regioner där behovet är som störst. Med dagens distributionssystem, innefattande lastbilsleveranser från importterminalerna i Nynäshamn och Fredrikstad, nås i stort sett hela södra Sverige av LNG-leveranser. Studien pekar ut tre knutpunkter, Gävle, Sundsvall och Luleå, som lämpliga för distribution av flytande metan till mellersta och norra Sverige. De tre knutpunkterna är lämpliga för omlastning till såväl lastbil som järnväg och sjöfart. Dessutom föreslås ett strategiskt rikstäckande nät av tankstationer, totalt ytterligare 18 stycken, förutom de tankstationer i södra och mellersta Sverige som redan är planerade eller i drift.

Både tillgången på och användningen av flytande metan i Sverige är idag begränsad. Flytande naturgas, LNG (liquefied natural gas), används främst som backup till biogasanläggningar, i ett fåtal industrier och för försörjning av ett fåtal tankstationer för komprimerad gas. Tillgången till LNG och även flytande biogas, LBG (liquefied biogas), kommer dock att öka under de närmaste åren. Under 2011 kommer två nya importanläggningar för LNG tas i drift i Nynäshamn och Fredriksstad i Norge och ytterligare två importterminaler planeras i Göteborg och Lysekil. Vidare har två produktionsanläggningar för flytande biogas startat produktionen och fyra ytterligare anläggningar planeras, som tillsammans kommer att producera cirka 0,5 TWh LBG årligen. Det kommer troligen också att finnas knappt tio tankstationer för flytande metan i södra Sverige inom de närmaste åren.

Marknadsanalysen visar att flera industrier inom järn- och stålindustrin redan är intresserade av att konvertera till LNG, främst för att kunna klara miljökrav. Även inom den kemiska industrin finns ett intresse för att använda LNG, medan många av företagen inom massa- och pappersindustrin inte ser LNG som ett särskilt intressant alternativ. De sistnämnda har tillgång till egna bränslen och flera företag har också antagit policies som syftar till att företagen ska bli fossilbränslefria inom en snar framtid. Den sammanlagda konverteringspotentialen för att ersätta olja med LNG inom industrin uppgår till 6,8 TWh/år, fördelat på 100 användare. De största potentialerna finns i Mellansverige (Dalarna, Gävleborg, Värmland) och längs med norrlandskusten.

Med dagens distributionssystem, innefattande lastbilsleveranser från importterminalerna i Nynäshamn och Fredrikstad, nås i stort sett hela södra Sverige av LNG-leveranser. Transportavstånden är dock för långa för att vara ekonomiskt försvarbara för leveranser till industrierna i mellersta och norra Sverige. För att förse dessa regioner med LNG skulle kombiterminalerna i Gävle, Sundsvall och Luleå kunna fungera som strategiska knutpunkter. Dessa tre terminaler täcker de områden och industrier som enligt marknadsanalysen är mest

intressanta för LNG-leveranser och alla är väl anslutna till såväl väg, järnväg som hamnar, vilket möjliggör omlastning mellan olika färdmedel. Samtliga hamnar har dessutom förutsättningar för att ta emot LNG-leveranser med fartyg¹.

Det finns också ett intresse för att använda flytande metan för tunga transporter och för regionbussar, eftersom distributionen av flytande metan är kostnadseffektiv och fordonen får längre räckvidd tack vare hög energitäthet för flytande metan. Ännu är dock tillgången på fordon begränsad och infrastrukturen är inte heller utbyggd, men både tillgången på fordon och tankstationer kommer att öka inom de närmaste åren. Totalt bedöms omkring 10 TWh/år diesel behöva ersättas inom tunga fordonssektorn, bland annat för att klara miljömål, vilket antas motsvara konverteringspotentialen i den tunga fordonssektorn på lång sikt (2030). En grov uppskattning av möjlig utveckling innebär att efterfrågan på förnybar fordonsgas, i form av LBG och CBG (compressed biogas), till 2020 kommer att uppgå till 1,5 TWh/år för tunga transporter och till omkring 1 TWh/år LNG för långväga tunga transporter. Vidare uppskattas det vara möjligt att produktionskapaciteten av LBG fördubblas till 2020 och därmed uppgå till ca 1 TWh/år.

Distribution av flytande metan påverkar miljön dels genom metanutsläpp, dels av dieselförbrukning vid lastbilstransporter av flytande metan. Vid utsläpp av flytande metan, t.ex. metanavgång/förångning under lagring, blir påverkan på mark och vatten närmast obefintlig eftersom vätskan övergår i gasfas och avgår till atmosfären. Olycksrisken vid hantering av flytande metan bedöms vara låg. Risken för olyckor är dock något högre än vid distribution av olja, eftersom olja är mer svårantändligt än metan. Den stora fördelen vid en övergång från olja till flytande metan ligger emellertid inte i distributionsledet, utan i användarledet. De totala utsläppen av växthusgaser med hänsyn tagen till hela kedjan från produktion till användning är 16 % lägre för LNG än för diesel².

Tillgången till LNG är en viktig förutsättning för uppbyggnaden av biogasmarknaden. LNG behövs som backup för att kunna säkerställa leveranser från biogasanläggningar. LNG-leveranser möjliggör också att projekt som syftar till att *skapa en efterfrågan* på LBG, som exempelvis tankstationen i Sundsvall och fälttesterna av dual-fuel-bussar i Uppsala, kan påbörjas innan produktionen av LBG kommit igång. Sådana projekt kan i sin tur påskynda utvecklingen av produktionen av LBG i Sverige.

För att skapa förutsättningar för ett ökat nyttjande av flytande metan för långtradar- och långfärdsbusstrafiken, behövs ett strategiskt rikstäckande nät av tankstationer som tillhandahåller flytande metan. För detta behövs enligt analysen i denna studie ett nät av 18 kompletterande tankstationer utöver de som redan finns eller planeras längs godstrafikstråken.

¹ Maritima förutsättningar för utbyggnad av infrastruktur för LNG/LBG, SSPA, 2011

² CONCAWE, 2007

SUMMARY

The conversion potential to replace oil in the energy intensive industries and diesel in heavy transport is estimated in the study to 6.8 TWh and 10 TWh per year, respectively. Several alternative fuels compete for this conversion potential. What fuels will take market share depends on several factors such as price, availability of fuel, availability of process technology and vehicles, technology development and possible future technological advances.

For liquid methane to compete a new infrastructure is required that in a cost effective manner makes it possible to distribute the liquid methane to the regions where the need is the greatest. With today's distribution system, including truck delivery from import terminals in Nynäshamn and Fredrikstad, virtually the entire southern Sweden is within reach of LNG deliveries. The study points out three nodes, Gävle, Sundsvall and Luleå, which is suitable for distribution of liquid methane to the central and northern Sweden. The three hubs are suitable for freight transfer to trucks as well as rail and shipping. A strategic nationwide network of refueling stations is also proposed, with a total of 18 new stations, in addition to the filling stations in southern and central Sweden that are already planned or in operation.

Both the availability and use of liquid methane in Sweden today is limited. Liquid natural gas, LNG (liquefied natural gas), is primarily used as a backup to biogas plants, in a few industries and as supply for a few filling stations for compressed gas. The availability of LNG and also liquid biogas (LBG liquefied biogas), will increase in coming years. In 2011, two new LNG import terminals are put into operation in Nynäshamn and Fredrikstad in Norway and two additional import terminals are planned in Gothenburg and Lysekil. Furthermore, two production plants for liquid biogas production have started, and four additional plants are planned, which together will produce around 0.5 TWh LBG annually. It is also likely that in the coming years there will be almost ten filling stations for liquid methane in operation in southern Sweden.

The market analysis shows that several industries in the iron and steel industry are already interested in converting to LNG, mainly to cope with environmental demands. Also in the chemical industry there is an interest in using LNG, while many of the companies in the pulp and paper industry do not see LNG as a particularly attractive option. The latter have access to their own fuel and several companies have also adopted policies aiming at becoming fossil fuel free in the near future. The total conversion potential to replace oil with LNG industry amounted to 6.8 TWh/year, divided among 100 users. The greatest potential is in central Sweden (Dalarna, Gävleborg, Värmland) and along the Norrland coast.

With today's distribution system, including truck delivery from import terminals in Nynäshamn and Fredrikstad, virtually the entire southern Sweden is within reach of LNG deliveries. Transport distance is too long to be economically feasible to supply industries in central and northern Sweden. To provide these regions with LNG the intermodal freight terminals in Gävle, Sundsvall and Luleå would be able to function as strategic hubs. These three terminals covering the areas and industries that according to the market analysis is most

interesting for LNG supplies, and are all well connected both by road, rail and seaway, allowing for transfer between different modes. All harbours also have the potential to qualify for receiving LNG deliveries by ship.

There is also an interest in using liquid methane for heavy transport and coaches/intercity buses, because the distribution of liquid methane is cost effective, and the vehicles get longer range due to the high energy density of liquid methane. Yet, however, the availability of vehicles is limited and the infrastructure is not developed, but both the availability of vehicles and refueling stations will increase in coming years. In total, about 10 TWh/year of diesel needs to be replaced in the heavy vehicle sector, among other reasons to meet environmental goals, which is assumed to correspond to the conversion potential in the heavy duty vehicle sector in the long term (2030). A rough estimate of the possible development means that the demand for biomethane, in the form of LBG, and CBG (compressed biogas), by 2020 will amount to 1.5 TWh/year for heavy duty transport applications and to about 1 TWh/year LNG for long-range heavy duty transport. Furthermore, it is estimated to be possible that the production capacity of LBG double by 2020, reaching around 1 TWh/year.

Distribution of liquid methane effects the environment through its methane emissions and through the diesel consumption during road transport of liquid methane. On discharge of liquid methane, e.g. through evaporation during storage, the impact on soil and water is almost negligible since the liquid turns into vapor and dissipates in the air. The risk of accidents when handling liquid methane is considered low. The risk of accidents is slightly higher than for distribution of oil, because oil is more difficult to ignite than methane. The big advantage of a shift from oil to liquefied natural gas is not in distribution, but at the user end. The total emissions of greenhouse gases, taking into account the whole chain from production to use is 16% lower for LNG than for diesel.

The availability of LNG is an important prerequisite for the expansion of the biogas market. LNG is needed as a backup to ensure the supply from biogas plants. LNG deliveries will also enable projects aiming to *create a demand* for LBG, such as the refueling station in Sundsvall and field tests of dual-fuel buses in Uppsala, to be initiated before the production of LBG has started. Such projects may in turn accelerate the development of production of LBG in Sweden.

To create the conditions for an increased use of liquid methane for long road haulage and coach buses, a strategic nationwide network of refueling stations supplying liquid methane is needed. For this you need according to the analysis in this study, a network of 18 additional stations in addition to the ones already existing or under commission along the Swedish freight corridors.

1 KORT OM STUDIEN

1.1 SYFTE

Det finns idag ett stort intresse att undersöka möjligheterna att använda flytande naturgas (LNG) och flytande biogas (LBG) som ett alternativt bränsle framförallt i tunga transporter och inom industrin. Idag är användningen av flytande metan i Sverige mycket blygsam och infrastrukturen är inte utbyggd. Energigas Sverige ser därför ett behov av att utreda hur marknaden kan tänkas utvecklas vad gäller efterfrågan på flytande naturgas och flytande biogas för användning som fordonsbränsle och inom industrin samt hur en utbyggd infrastruktur skulle kunna se ut vad gäller tankstationer och kombiterminaler.

Denna utredning omfattar endast landbaserade transporter och infrastruktur för industriell användning av flytande metan. Förutsättningarna för sjöfarten och den sjöbaserade infrastrukturen utreds parallellt med denna studie av SSPA Sweden AB³.

1.2 METOD OCH AVGRÄNSNINGAR

1.2.1 OMFATTNING

Utredningen omfattar följande delområden:

- Nulägesanalys över hur distributionen av flytande metan ser ut idag som inkluderar:
 - Leveranser av LNG
 - Produktionsanläggningar och mottagningsterminaler för LNG
 - Produktionsanläggningar för LBG
 - Tankstationer med LNG/LBG-försörjning
 - Lastbärare och transportmedel som utnyttjas idag
- Analys av LNGs och LBGs konkurrensförmåga gentemot alternativa bränslen, som olja respektive diesel, inom industrin och inom transportsektorn.
- Översiktlig marknadskartläggning av var i landet det finns en potential för användning av flytande metan.
 - Undersökning av lämpliga lokaliseringar av tankstationer för flytande metan för tunga långväga lastbilstransporter och långdistansbussar, med hänsyn tagen till transportstråk för tunga transporter och långdistansbussar.
 - Analys av vilka existerande kombiterminaler som kan vara lämpliga som knutpunkter för en framtida infrastruktur för den svenska marknaden för flytande metan.

³ Maritima förutsättningar för utbyggnad av infrastruktur för LNG/LBG, SSPA, 2011

- Redovisning av kostnadsindikationer för huvudkomponenterna i infrastrukturen.
- Beskrivning av miljöeffekter och olycksrisker vid distribution av flytande metan.

1.2.2 METOD

För att kartlägga marknaden idag har LNG-leverantörer och producenter av LBG kontaktats. Uppgifter har också inhämtats från befintliga rapporter och från hemsidor.

Inom marknadsanalysen har intervjuer genomförts med ett tjugotal industrirepresentanter och branschföreningar inom den energiintensiva industrin för att få fram en bild av LNGs konkurrenskraft och efterfrågan på LNG inom industrin. Analysen har begränsats till att omfatta LNGs konkurrenskraft gentemot olja. För att få motsvarande bild av transportmarknaden har intervjuer genomförts med fordonstillverkare, regionala trafikföretag, bussbranschens samt åkeriernas branschorganisationer samt aktörer som är verksamma inom biogasproduktion. Information har även inhämtats från rapporter och hemsidor (se referenser för fullständig sammanställning)

För att identifiera lämpliga lokaliseringar av tankstationer har dagens tunga godstransportstråk och stråk för långdistansbussar analyserats. Underlag för analysen har varit årsmedelavgiftstrafik för tunga fordon (ÅDT) och Trafikverkets arbete med strategiska nät för godstransporter och information om primära busslinjestäckningar för långväga busstrafik i linjetrafik.

I syfte att identifiera lämpliga kombiterminaler som knutpunkter för distribution har landets kombiterminaler sammanställts och terminaler som bedömts vara strategiska utifrån resultatet från marknadskartläggningen och analysen av transportstråk för gods och persontransporter har studerats närmare. Som underlag har befintliga dokument och handlingar använts som kompletterats med kontakter med särskilt strategiska terminaler.

Kostnadsindikationer för komponenter i infrastrukturen har inhämtats genom kontakter med LNG-leverantörer och andra aktörer som arbetar med LNG-utrustning och en översiktlig sammanställning har gjorts över miljö- och säkerhetsrisker vid distribution av flytande metan.

1.3 DEFINITIONER

Nedan förklaras ord och begrepp som används i denna rapport.

Bar	Enhet för tryck
Biogas	Ett gasformigt biobränsle som bildas vid syrefri (anaerob) nedbrytning av organiskt material eller genom förgasning av organiskt material. Gasen består i huvudsak av metan och koldioxid.
CBG	Komprimerad biogas, det vill säga biogas som lagras under högt tryck
CNG	Komprimerad naturgas, det vill säga naturgas som lagras under högt tryck

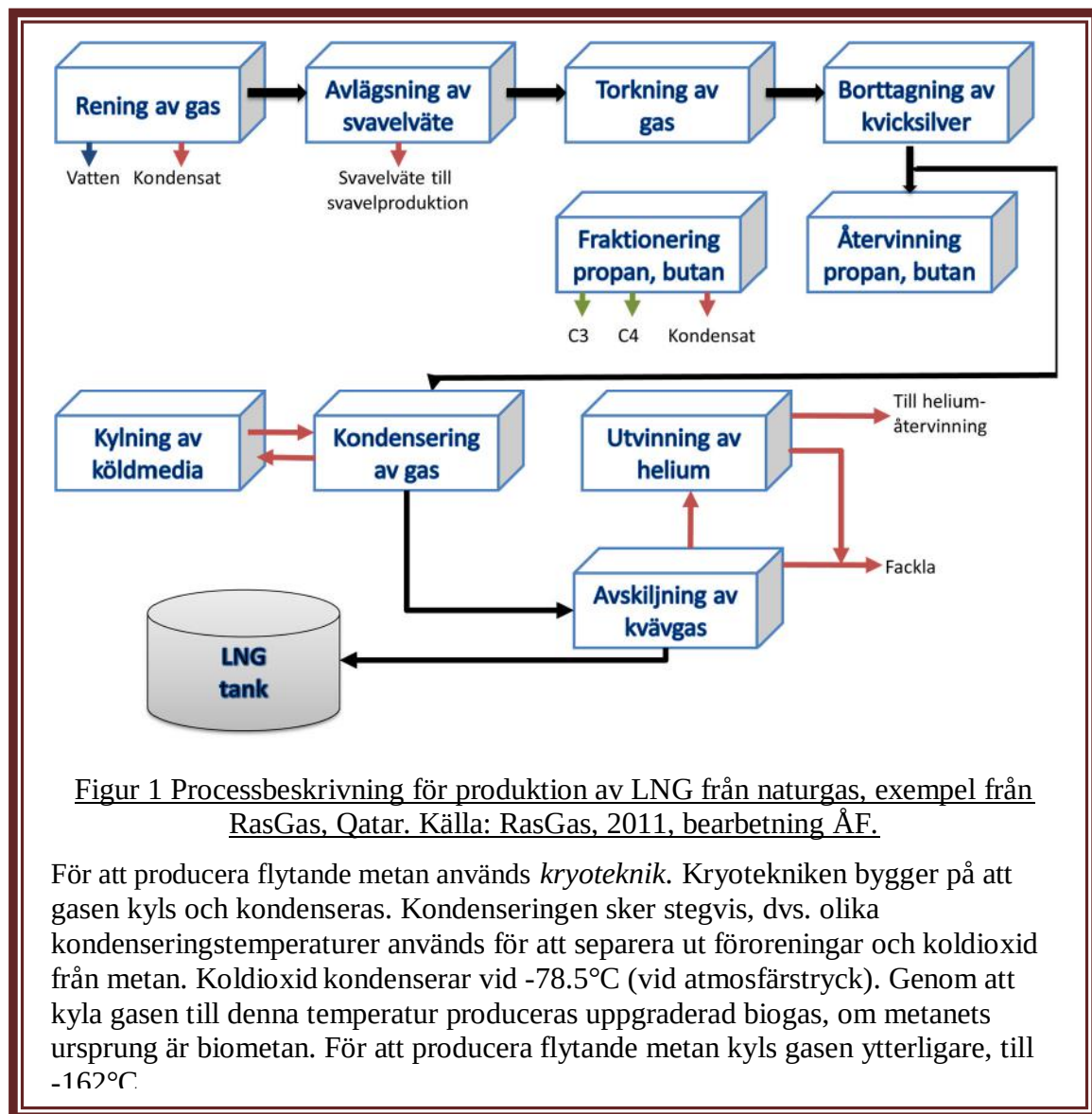
Fordonsgas	Metan som används som drivmedel. Kan vara i form av biogas, naturgas eller kombination av båda.
Flytande metan	Metan som omvandlats till flytande form. Avser både flytande naturgas (LNG) och flytande biogas (LBG)
LBG	(Liquified biogas) Biogas som omvandlats till flytande form.
LCNG	(Liquid to Compressed Natural Gas) Benämning på tankstation som försörjs med LNG men där det är möjligt att tanka både LNG och CNG. På en LCNG-tankstation omvandlas LNG till CNG via en kryopump och en förångare.
LNG	(Liquefied Natural Gas). Naturgas som omvandlats till flytande form.
Metan	Den enklaste formen av kolväte med kemisk beteckning CH ₄ . Metan förekommer som en fossil gas – naturgas och som biogas som framställs genom nedbrytning eller förgasning av organiskt material.
Naturgas	Naturgas är ett fossilt bränsle som bildades i jordskorpan för många miljoner år sedan. Naturgas är en gasblandning som till huvuddelen består av metan.
Nm ³	Normalkubikmeter, volym vid normaltillstånd, det vill säga vid 0 °C och atmosfärstrycket 1,01325 bar.
Uppgraderad biogas	Biogas som renats från främst koldioxid och vatten till fordonskvalitet, med en metanhalt på minst 95 procent.

2

FLYTANDE METAN- EN BAKGRUND

Metan är ett energirikt kolvätebaserat bränsle och drivmedel och förekommer naturligt i gasform. Flytande metan är metan kyla ned till -162 grader Celsius varpå gasen övergår till flytande form, s.k. kondensering. Genom kondenseringen av metanet ökar såväl densiteten som energiinnehållet omkring 600 gånger. Tack vare den kraftiga densitetsökningen blir den enklare att transportera flytande metan över stora avstånd.

Beroende på metanets ursprung skiljer man på flytande naturgas, LNG (liquefied natural gas), och flytande biogas, LBG (liquefied biogas). Naturgas är ett fossilt bränsle som bildades i jordskorpan för många miljoner år sedan. Biogas är ett förnybart bränsle som produceras vid nedbrytning av organiskt material utan tillgång till syre.



Figur 1 Processbeskrivning för produktion av LNG från naturgas, exempel från RasGas, Qatar. Källa: RasGas, 2011, bearbetning ÅF.

För att producera flytande metan används *kryoteknik*. Kryotekniken bygger på att gasen kyls och kondenseras. Kondenseringen sker stegvis, dvs. olika kondenseringstemperaturer används för att separera ut föroreningar och koldioxid från metan. Koldioxid kondenserar vid -78.5°C (vid atmosfärstryck). Genom att kyla gasen till denna temperatur produceras uppgraderad biogas, om metanets ursprung är biometan. För att producera flytande metan kyls gasen ytterligare, till -162°C.

2.1 ANVÄNDNINGSSOMRÅDEN

Det finns flera olika användningsområden för LNG:

- LNG används idag i det europeiska gasnätet som ett slags backup-lager för att täcka toppbelastningar i distributionsnäten.
- LNG kan användas inom industrin som ersättning av fossila bränslen, särskilt olja.
- LNG är också intressant som bränsle för tunga transporter för att ersätta diesel.
- Det finns idag även ett stort intresse för att använda LNG som fartygsbränsle inom sjöfarten, se not under 1.1.
- LNG kan, genom att dess kyla utnyttjas, vidare användas för luftseparation, produktion av flytande koldioxid och kylning av livsmedelsprocesser.

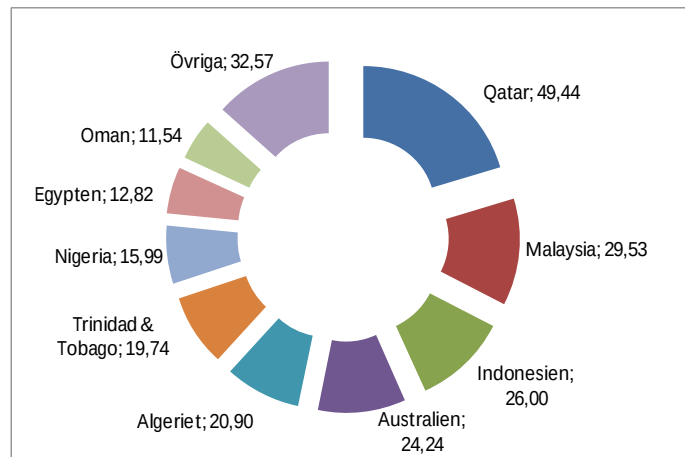
LBG förekommer ännu i mycket begränsad omfattning i världen. Världens första produktionsanläggning för LBG byggdes på Bowerman Landfill i Californien i USA 2007. Europas första anläggning byggdes 2008 i Albary i Storbritannien och Sveriges första LBG-anläggning togs i drift 2010 i Sundsvall.

2.2 DEN GLOBALA MARKNADEN FÖR LNG

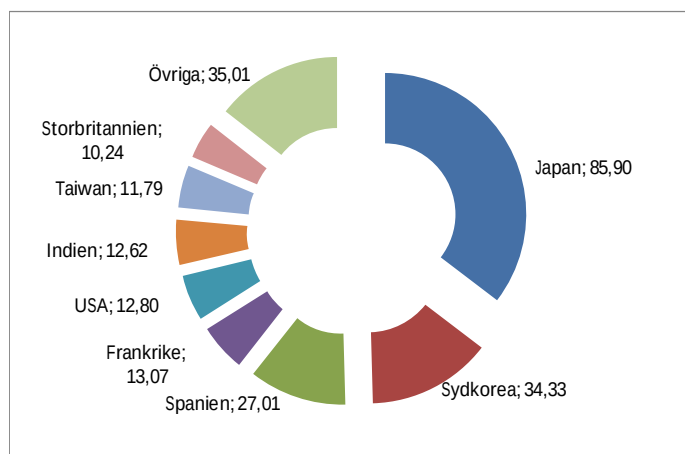
LNG är den snabbast växande sektorn inom gasindustrin idag. Produktionen av LNG har vuxit kraftigt bland annat genom en stor produktionsökning i Qatar. Andra länder med stor produktion av LNG är Indonesien, Algeriet och Yemen. Världens import och export av LNG uppgick 2009 till 243 miljarder kubikmeter, vilket motsvarar 30 % av all naturgashandel i världen. Fördelningen av exporten och importen framgår av diagrammen nedan. De största exportländerna är Qatar, Malaysia, Indonesien och Australien. Japan är den i särklass största importören av LNG, men även Sydkorea och Frankrike har stor import av LNG.

En förklaring till produktionsökningen är att den globala efterfrågan på energi ökar samtidigt som naturgastillgångarna minskar i några av de länder som har hög naturgaskonsumtion, som exempelvis Storbritannien och Tyskland. I Europa står LNG idag för cirka 15 procent av naturgaskonsumtionen. Spanien, Frankrike och Storbritannien är de länder som har störst LNG-användning ⁴.

⁴ BP Statistical Review of World Energy, 2010



Figur 2 Världens export av LNG 2009, miljard Nm3. Källa: BP Statistical Review of World Energy 2010



Figur 3 Världens import av LNG 2009, miljard Nm3. Källa: BP Statistical Review of World Energy 2010

Eftersom Europas gasproduktion har nått sin kulmen, samtidigt som naturgaskonsumtionen fortsätter att öka, väntas Europa bli alltmer beroende av importerad gas. Idag kommer cirka 40 procent⁵ av Europas gaskonsumtion från inhemska källor, framför allt från Norge, Nederländerna och England. Enligt en analys av Bergen Energi finns cirka 70 procent av världens naturgastillgångar inom ett ekonomiskt rimligt transportavstånd från Europa. Det gör att ledningsnätet även fortsättningsvis väntas stå för större delen av tillförseln av naturgas, men att andelen LNG väntas öka⁶. En ökad andel LNG väntas medföra större flexibilitet på naturgasmarknaden och medverka till ökad försörjningstrygghet genom att öka antalet möjliga införselpunkter och antalet leverantörer i det europeiska naturgasnätet.

2.2.1 PRISUTVECKLING

Idag tillämpas olika modeller för prissättning av naturgas. Traditionellt har naturgas handlats på långa kontrakt (25 år) och prissättningen har baserats på kundens alternativkostnad. I de flesta avtal har naturgaspriset indexerats mot oljepriset. Anledningarna till detta är bland annat för att säkra import och försäljning samt finansiera de stora infrastrukturprojekt som ledningsbunden gas innebär. Detta håller nu på att förändras. En ökande del av

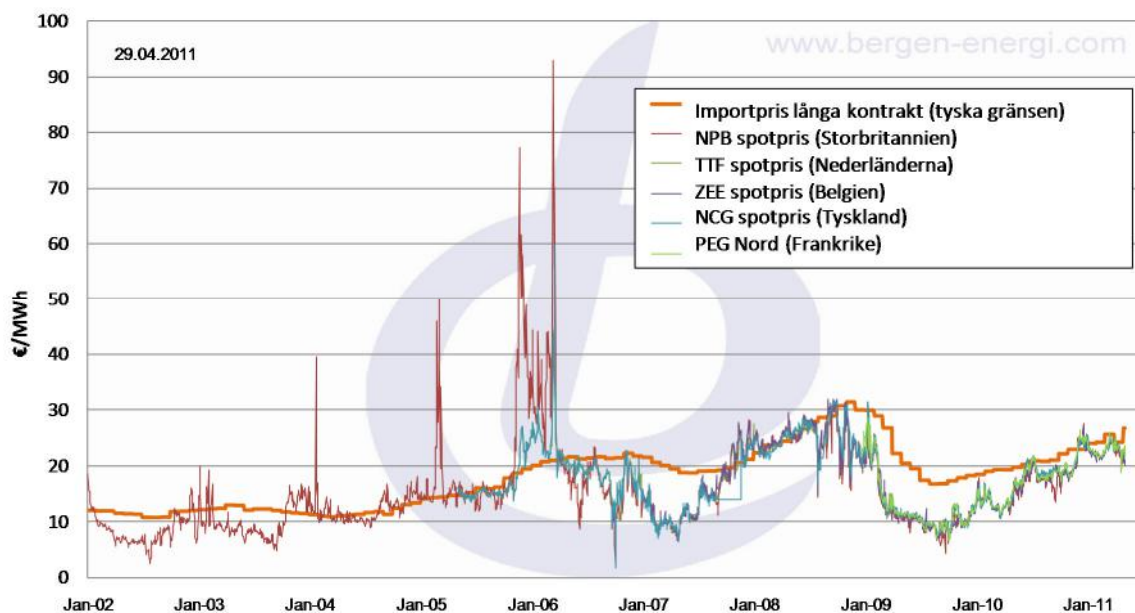
⁵ Vinois, European Commission, 2011

⁶ Bourgeois, Bergen Energi, 2011

naturgashandeln handlas via marknadsplatser för naturgas, vilket medför att marknadsprissättning, då priset bestäms av tillgång och efterfrågan på naturgas, tillämpas i högre grad.

Det finns inga marknadsnotifieringar för priset på LNG-leveranser, eftersom LNG handlas via bilaterala avtal. Vilken prismodell som används bestäms av LNG-leveransens destination. Vid import av LNG till USA används marknadspriset på naturgas på Henry Hub som referens, medan leveranser till Asien är oljeprisindexerade. I Europa prissätts LNG både genom marknadsprissättning och genom oljeindexering. I södra Europa importeras LNG i huvudsak via långa kontrakt med ett oljeindexerat pris, medan länderna i nordvästra Europa tillämpar marknadsprissättning. En av världens viktigaste LNG-leverantörer, Qatar, föredrar fortfarande handel på långa kontrakt.

För att illustrera prisutvecklingen på LNG visas här en jämförelse mellan prisutvecklingen av spotpriser på Europas marknadsplatser för naturgas och en uppskattad utveckling av ett oljeindexerat importpris för gas vid långa kontrakt i figuren nedan. Spotpriserna på naturgas sjönk kraftigt under 2009 på grund av att efterfrågan på naturgas minskade som en följd av finanskrisen. Gasmarknaden påverkades även av en relativ snabb utveckling av en inhemsk skiffergasmarknad i USA. Det ledde till att USAs import av LNG minskade, vilket i sin tur resulterade i en global överkapacitet i LNG-produktion. I maj 2010 vände spotpriserna på naturgas uppåt igen. Det oljeindexerade priset vid långa kontrakt bedöms inte ha sjunkit i lika stor utsträckning som spotpriserna, eftersom leveransavtal med oljeindexerade priser innebär mindre flexibilitet och inte påverkas av tillfälliga förändringar i tillgång eller efterfrågan. De sjunkande priserna på naturgas har lett till att LNGs konkurrenskraft gentemot olja har förstärkts.



Figur 4 Utveckling av spotpriser på naturgas på Europas marknadsplatser för naturgas i jämförelse med importpriset på naturgas vid tyska gränsen vid långa kontrakt med oljeindexerat pris. Källa: Bergen Energi, 2011. (NBP- Storbritannien, TTF – Nederländerna, ZEE – Belgien, NCG – Tyskland, PEG Nord – Frankrike)

En prispåverkande faktor på naturgasmarknaden på lång sikt är förväntningarna om en ökad tillgång på gas (skiffergas och LNG) vilket på lång sikt bedöms leda till sjunkande priser. En

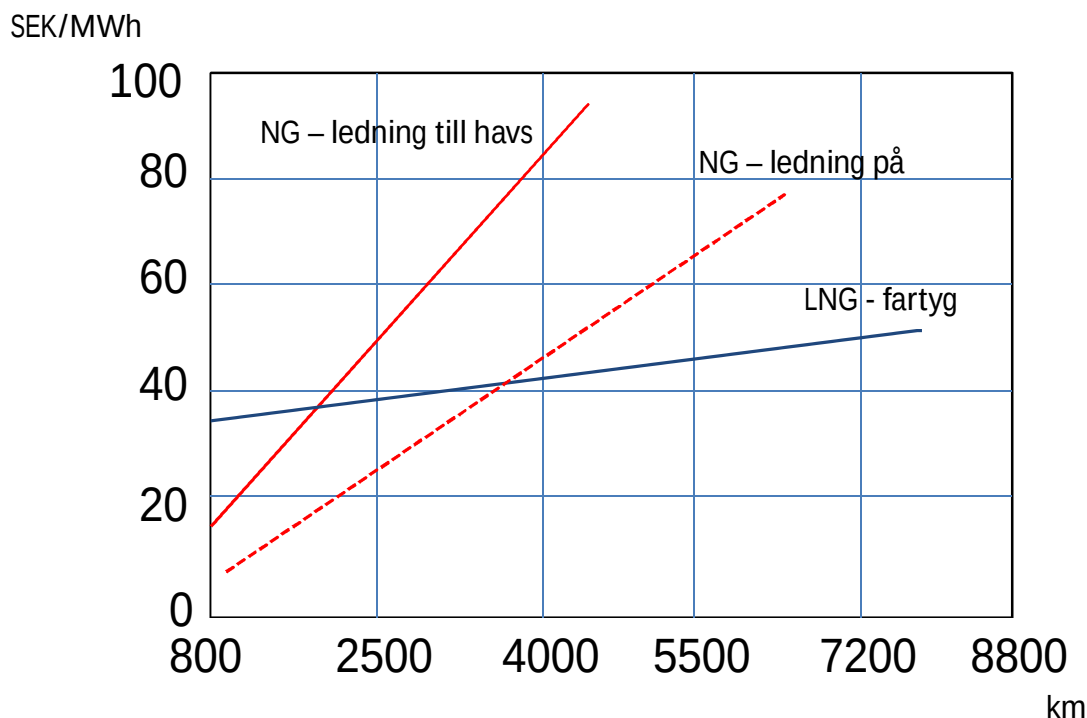
annan faktor som påverkar efterfrågan på naturgas i Europa är de styrmedel som EU kommer sätta in för att nå de uppsatta klimat- och energimålen för 2020. Åtgärder för att uppfylla målen för 2020 kan medföra att efterfrågan på naturgas minskar, med sjunkande priser till följd. På längre sikt lär prisutvecklingen påverkas av såväl Sveriges arbete med att nå målet att vara koldioxidneutralt⁷ 2050 som Europas motsvarande arbete med bl.a. en "Roadmap for a low carbon economy by 2050".

2.3 DISTRIBUTION

Transporten av flytande naturgas sker internationellt främst på stora fartyg. Alternativet till sjötransport är gasdistribution i rörledningar. Vid val mellan distribution via ledningsnät och LNG-transport är de avgörande faktorerna:

- avstånd
- volym
- leveransställen
- förbrukningsutveckling.

LNG-transport av naturgas har visserligen en högre initialkostnad än ledningstransport men en lägre rörlig transportkostnad per avståndsenhet. Det innebär att det finns en brytpunkt när LNG-transporter blir billigare än rörtransport. Generellt sett gäller att LNG-transporter med fartyg är billigare än distribution i rörledningar till havs när avstånden är mer än ca 1000 km. LNG-transporter per fartyg är billigare än distribution i rörledningar på land när avstånden är över ca 3000 km. En översikt visas i diagrammet nedan.



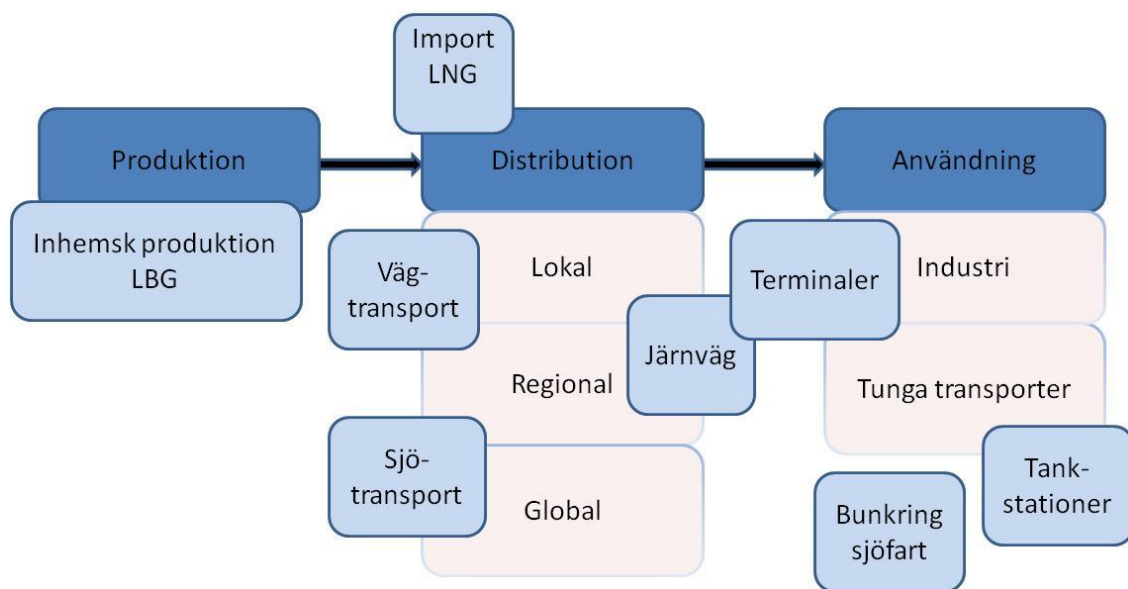
Figur 5 Ungefärliga kostnader för olika typer av transportslag för naturgas efter sträcka.
Källa: IEA och CEDIGAZ, 2003. Bearbetning ÅF.

⁷ Koldioxidneutralt innebär att Sverige har som mål att inte ha några nettoutsläpp från koldioxid 2050.

3 LNG OCH LBG I SVERIGE - NULÄGESANALYS

Användningen av flytande metan, och även rörbunden naturgas, i Sverige idag är begränsad. LNG används främst som backup för biogasproduktion. Ett fåtal industrier inom järn- och stålsektorn, raffinaderisektorn och pappers- och massaindustrin använder LNG i sin verksamhet och ett fåtal tankstationer för fordonsgas använder LNG. De första produktionsanläggningarna för LBG har nyligen startat eller kommer starta produktionen under 2011.

Nedan följer en översiktlig beskrivning av marknaden för flytande metan i Sverige. För detaljerade uppgifter, se bilaga 1.



Figur 6 Schematisk bild över värdekedjan för flytande metan. Källa: ÅF, 2011.

3.1 PRODUKTIONSANLÄGGNINGAR FÖR LNG I NORDEN

Idag finns sex produktionsanläggningar för LNG i Norden. Fem stycken ligger i längs den norska kusten, bland annat i Melköya som hämtar gas från det nordnorska gasfältet Snöhvit. I Sköldvik i Finland ligger den produktionsanläggning där AGA idag hämtar LNG till den svenska marknaden. Produktionsanläggningarnas placering visas i Figur 7.



Figur 7 Befintliga och planerade produktionsanläggningar och importterminaler för LNG i Norden. Källa: ÅF 2011

3.2 IMPORTTERMINALER FÖR LNG I SVERIGE

Importen av LNG till Sverige sker idag med lastbil och fartyg från Norge och Finland. Under våren 2011 invigdes en importterminal för LNG i Nynäshamn. Terminalen ägs av AGA och har en kapacitet på cirka 225 000 ton årligen, vilket motsvarar 3 – 3,5 TWh/år. Ytterligare en importterminal byggs av Nordic LNG i Fredriksstad i Norge. Terminalen kommer invigas i juli 2011. Terminalen har en kapacitet på 80 000 ton LNG årligen som dels kommer kunder i närområdet till godo, men terminalen kommer även att serva den svenska marknaden via lastbilstransporter.

Dessutom planeras ytterligare två importterminaler på den svenska västkusten; en i Göteborg och en i Lysekil. Lysekilsterminalen är ett gemensamt projekt mellan Preem och Nordic LNG. Huvudsyftet är att försörja Preems raffinaderi i Lysekil med råvara för vätgasproduktion, men terminalen planeras också kunna serva både utlastning via lastbil och fartygsbunkring på sikt. I Göteborg planerar Göteborg energi att bygga en terminal som har möjlighet till utlastning både via lastbil, järnväg och till bunkring av fartyg. Det finns även ett nätverk av aktörer som arbetar för att etablera en importterminal i Helsingborg. På kartan i figur 5 visas de beskrivna importterminalernas placering.

3.3 AKTÖRER OCH LEVERANSER PÅ DEN SVENSKA MARKNADEN

Det finns idag tre aktörer som levererar LNG till svenska kunder. Dessa är AGA Gas, Nordic LNG och Gasnor.

AGA Gas

År 2010 levererade AGA Gas totalt 6 000 ton LNG på den svenska marknaden. Leveranserna gick till biogasanläggningar för att användas som backup samt till industrikunder och tankstationer för gasformigt bränsle baserade på LNG. De biogasanläggningar som AGA levererar till ligger i Västerås, Örebro, Linköping, Uppsala, Borås och Stockholm.

LNG-terminalen i Nynäshamn invigdes under våren 2011. Med denna terminal som bas kommer AGA att kunna öka sina leveranser och då även att leverera LNG till bland annat Nynas AB. Terminalen kommer även att ersätta det tidigare gasverket som har försett Stockholm stadsgasnät genom att leverera 13 000 ton LNG på årsbasis till Stockholm gas terminal i Högdalen.⁸

Gasnor

Gasnor är det företag som under längst tid har levererat LNG i Sverige. Gasnor levererade tidigare LNG till biogasanläggningar, innan AGA ingick avtal med biogasanläggningar om leveranser av LNG som backup till biogasproduktionen.⁹

Gasnor levererar idag LNG till Siemens och Eskilstuna Energi & Miljö, totalt ca 3 000 ton på årsbasis.¹⁰

Nordic LNG

Nordic LNG levererar idag LNG till FordonsGas Sveriges tankstation på Stig Center i Göteborg, den enda LNG-tankstationen i dagsläget i Sverige. Under 2010 levererade Nordic LNG totalt 182 ton LNG till Sverige, allt till FordonsGas Sverige, denna mängd ökar till 200 ton under 2011.

I mars 2011 började Nordic LNG även att leverera LNG till AGA i Nynäshamn. Omkring 39 000 ton LNG kommer att levereras årligen.

Under 2011 har Nordic LNG även slutit avtal om leveranser till SCA och Knauf i Lilla Edet. Till Knauf kommer 3 000 ton LNG att levereras årligen och 2 000 ton kommer årligen att levereras till SCA. Avtalen för leveranser är långa, mellan 5 och 10 år. Transporterna av LNG ska ske med tanklastbil från Nordic LNGs nya terminal vid Øra nära Fredrikstad. Nordic LNG nämner även att det finns några ytterligare avtal för signerande inom kort.¹¹

⁸ Christer Sandqvist, AGA

⁹ Christer Sandqvist, AGA

¹⁰ Jostein Hjorteland, Gasnor

¹¹ Roger Göthberg, Nordic LNG

3.4 PRODUKTIONSANLÄGGNINGAR FÖR LBG I SVERIGE

I Sverige startade den första produktionsanläggningen i Sundsvall under 2010. Dessutom planeras ett flertal produktionsanläggningar att startas under de närmaste åren. I tabellen nedan har samtliga planerade produktionsanläggningar för LBG sammanställts. Produktionen av LBG kommer enligt dagens planer att uppgå till cirka 300 GWh inom några år. Om produktionsanläggningen i Trelleborg fattar beslut om beslut om att utöka produktionen från 100 GWh till 300 GWh och att den utökade produktionen ska förvätskas till LBG kan ytterligare 200 GWh LBG tillkomma. I ett första steg kommer dock Trelleborgsanläggningen att producera 100 GWh biogas som förs ut på naturgasnätet. För en utförligare beskrivning av respektive projekt hänvisas till bilaga 1.

Tabell 1 Befintliga och planerade produktionsanläggningar för LBG. Källa: ÅF 2011

Anläggning	Produktion LBG ton	GWh	Kommentar
Sundsvall	420	6	Togs i drift 2010
Lidköping	4 400	60	Tas i drift 2011
Enköping	7 500	100	Planeras, avtal om fastighetsköp
Helsingborg	11 000	150	Planeras att tas i drift 2012/2013
Trelleborg	14 700	200	Investeringsbeslut fattas 2011, beslut om förvätskning har ej tagits
Stockholm Loudden	670 1300	10 20	Anläggningen byggs Tillstånd för utökad produktion söks

En av världens största produktionsanläggningar för flytande biogas i Helsingborg

NSR (Nordvästra Skånes Renhållningsverk) har tecknat en avsiktsförklaring med VolvoTechnology Transfers dotterbolag Terracastus Technologies om att uppföra en fullskaleanläggning för uppgradering av metangas till flytande biogas (LBG). Terracastus har utvecklat tekniken för att rena metangasen. Metangasen kommer från NSRs avfallsdeponi och biogasproduktionsanläggning. Den sistnämnda är en av Sveriges största samrötningsanläggningar, där slakteriavfall, olika restprodukter från livsmedelsindustrin, gödsel samt källsorterat matavfall från hushåll och verksamheter rötas. Idag uppgraderas den producerade biogasen till fordonsgas med traditionell uppgraderingsteknik.

Totalt kommer ca 15 miljoner Nm³ metangas produceras per år, vilket motsvarar 150 GWh. Därmed kommer det vara en av världens största produktionsanläggningar för LBG. Anläggningen planeras att tas i drift 2012/2013. På anläggningen planeras även en tankstation för LBG för tunga fordon, som väntas byggas 2011/2012.

3.5 TANKSTATIONER MED FLYTANDE METAN FÖR TUNGA TRANSPORTER

Den mest etablerade tekniken för att tanka fordonsgas idag är tankstationer med komprimerad gas. Idag finns 170 tankstationer för fordonsgas i Sverige, varav omkring 120 är publika och ett trettiotal är tankstationer för bussar. Merparten av tankstationerna är lokaliserade till i södra och sydvästra Sverige, i nära anslutning till naturgasnätet. Komprimerad gas, CNG, distribueras på växelflak till de tankstationer som inte ligger i direkt anslutning till nätet. Distribution av CNG på växelflak lämpar sig dock av ekonomiska skäl på avstånd upp till cirka 10-15 mil. De tankstationer som ligger på längre avstånd till naturgasnätet, exempelvis de i Östergötland, Sörmland och Stockholmsområdet, försörjs med biogas, men använder naturgas som backup, antingen i form av CNG eller LNG. Backupen behövs för att säkra fordonsgasleveransen om ett driftstopp skulle uppstå i biogasproduktionen.

Genom att göra fordongasen flytande är det möjligt att distribuera den betydligt längre sträckor på landsväg med bibehållen ekonomi upp till cirka 50 mil.

I rapportens sammanställning redovisas enbart tankstationer med flytande metan och tankstationer för CNG som försörjs med LNG.

Tankstationer för flytande metan

På en så kallad LCNG-tankstation (Liquid to Compressed Natural Gas) är det möjligt att tanka både LNG och CNG. Tankstationen försörjs med LNG. Från lagringstanken går två ledningar, en för LNG och en för CNG. Ledningen för LNG går direkt till en LNG-dispenser där LNG kan tankas. Ledningen för CNG går från tanken till en kryopump som höjer trycket till 250-300 bar och därefter till en förångare.

Eftersom det krävs mycket mindre energi för att komprimera en vätska jämfört med en gas är energiförbrukningen på LCNG-stationer betydligt lägre jämfört med dagens tankstationer för CNG. En annan fördel med tankstationer med flytande bränslen är att det går snabbare att tanka flytande bränsle än gasformigt bränsle.

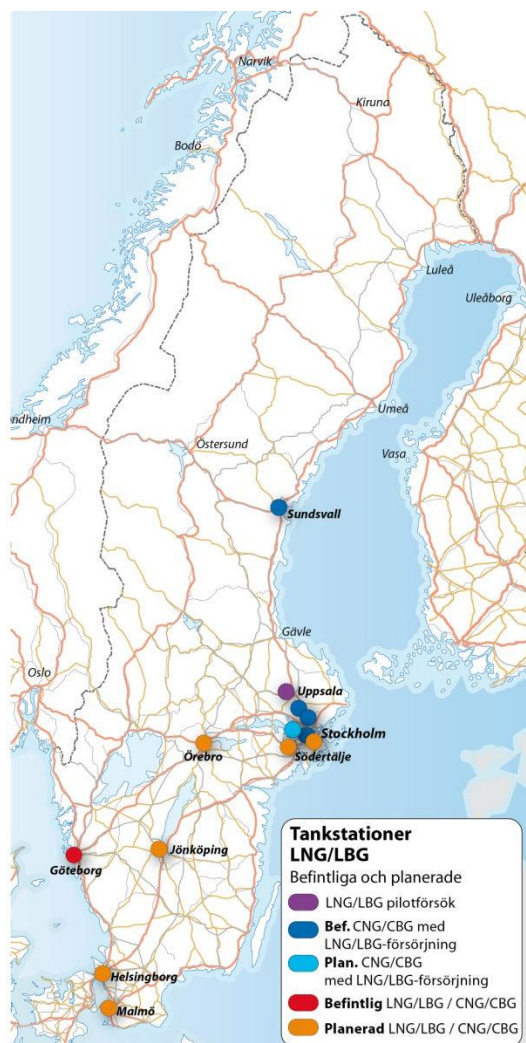
Eftersom LNG sakta förångas måste omsättningen på LNG vara ungefär som den tankstationen är dimensionerad för och förbrukningen bör vara relativt jämn för att inte förluster av förångad LNG ska uppstå.

Sveriges enda tankstation idag för flytande metan ligger vid Stig Center i Göteborg. På denna tankstation är det även möjligt att tanka komprimerad gas. I dagläget har dessutom AGA tankstationer för gasformigt bränsle i Älvsjö, Täby och Upplands Väsby utanför Stockholm. Samtliga tre tankstationer förses idag med LNG, men ännu är det bara möjligt att tanka gasformigt bränsle. Även i Sundsvall finns en tankstation för gasformigt bränsle som försörjs med LNG.

Ett pilotförsök att använda flytande metan ihop med diesel (dual-fuel) görs med flygbussen mellan Uppsala och Arlanda. Det är företaget Biogas Uppland som satt upp en temporär LNG-tankstation i Uppsala. Idag görs försöket med LNG, men målet är att använda LBG i framtiden. Om pilotförsöket blir lyckat kommer Biogas Uppland att gå vidare med planerna

att upprätta en tankstation för flytande metan med möjlighet att tanka Uppland Lokaltrafiks bussar.¹²

Under de närmaste åren finns planer på ytterligare ett antal tankstationer i framför allt södra och mellersta Sverige. Tankstationerna kommer till största delen att vara ytterligare ett antal tankstationer för flytande metan för tung trafik. Inom projektet BiME Trucks som planerar E.ON att bygga en tankstation i Malmö och Fordonsgas Sverige en i Jönköping. Dessutom kommer AGA att bygga tankstationer i Järna utanför Södertälje och i Länna söder om Stockholm. AGA planerar även för ytterligare två tankstationer i Stockholm och Örebro. I Helsingborg planeras en tankstation i anslutning till NSRs (Nordvästra Skånes renhållningverk) planerade biogasanläggning, se vidare kap 3.4. I Figur 8 redovisas en karta över befintliga och planerade tankstationer. En merdetaljerad redovisning av befintliga och planerade tankstationer redovisas i bilaga 1.



Figur 8 Tankstationer med flytande fordonsgas och tankstationer som är försörjda med flytande fordonsgas. Källa: AGA, Fordonsgas Sverige, E.ON, Biogas Uppland.

¹² Anna Aldén, VD Biogas Uppland, www.scandinavianbiogas.se.

3.6 DISTRIBUTION AV FLYTANDE NATURGAS I SVERIGE

Idag används endast lastbilar för distribution av flytande naturgas inom Sverige. Inga transporter sker på järnväg. Med terminaler för LNG under uppbyggnad i bland annat Nynäshamn kommer LNG inom en snar framtid även att transporteras med fartyg från en produktionsplats för LNG till en LNG-terminal längs med kusten.

3.6.1 VÄGTRANSPORTER

LNG transporteras idag med semitrailers som har en LNG-tank om maximalt 27,5 m³ monterad på en dragbil. LNG kan även transporteras med en släpvagn på vilken LNG-tank monteras. En sådan tank rymmer maximalt 52,5 m³. Om semitrailer och släpvagn kombineras blir den maximala volymen flytande metan som kan transporteras på väg 80 m³. Men en temperaturen av -161 C är dock tankarnas fyllnadsgrad 83 %, vilket innebär att den maximala volymen i praktiken är ca 70 m³. Vägbestämmelserna avgör vilken typ av ekipage som kan användas. Bland annat tillåter Sverige och Finland längre ekipage med högre totalvikt medan det i Norge endast ges tillstånd för semi-trailer.

Distributionstankarna där LNG förvaras är välisolerade och fungerar som en stor termos. Tankarna består av en innerbehållare av rostfritt stål vilken står emot tryck inifrån, dvs. trycket hos den LNG som transporteras, samt ett ytterkärl konstruerat för att stå emot tryck utifrån. Däremellan finns isoleringsmaterial och i utrymmet hålls vakuum för att förhindra värmeöverföring och därav förångning av LNG.

Tömningen av LNG hos kund kan antingen göras med hjälp av pumpar eller genom egetryck. Pumparna är antingen hydrauliskt eller elektriskt styrda.

3.6.2 JÄRNVÄGSTRANSPORTER KONKURRENSKRAFTIGA PÅ SIKT

För att järnvägstransporter ska bli aktuella krävs en minsta kritisk volym av leveranser, då järnväg lämpar sig bäst för stora volymer. Helst ska leveranserna kunna fylla hela tåg och vara bundna till regelbundna omlopp mellan avsändare och mottagare. Leveranser med tåg kan uppgå till 1300 m³ per tåg (en tågsvagn rymmer ca 100 m³ och ett heltåg kan bestå av 13 vagnar¹³), vilket kan jämföras med lastbilstransporter som högst kan leverera knappt 70 m³¹⁴. Vid järnvägstransport innebär stora leveransvolymer hög nyttjandegrad av tågen och lägre terminalkostnader, men samtidigt ökar kraven på depåstorlek både hos leverantör och hos mottagare. Väljs tätare leveranser med färre antal vagnar och lägre lagringsvolym, minskar nyttjandegraden och terminalkostnaderna blir högre. Järnvägslogistiken bör således utformas med hänsyn tagen till sjölogistik och mottagarnas depåstorlek så att hela transportkedjan optimeras.

Dagens LNG-leveranser är för begränsade för järnvägstransporter, men vid ökad efterfrågan på LNG från industrin och transportsektorn väntas järnvägstransporter bli konkurrenskraftiga.

¹³ Utveckling av Nordkalottens logistik - Naturgas som energikälla för Basindustrin på Nordkalotten, 2006

¹⁴ Vid ett antagande om cirka 80 procent fyllnadsgrad.

3.7 KOSTNADSINDIKATIONER FÖR INFRASTRUKTUREN

Kostnadsindikationer har tagits fram för huvudkomponenterna i infrastrukturen för flytande metan. Dessa är:

- transportfordon för distribution av flytande metan
- tankstationer
- importterminal samt
- terminal hos industrikund
- backupanläggning för biogasproduktion

Kostnadsuppskattningar redovisas i tabellen nedan. Dessa uppgifter kan användas vid framtagande av mer detaljerade beräkningar.

Tabell 2 Sammanfattning av kostnadsuppskattningar för olika huvudkomponenter i det svenska distributionssystemet för flytande metan. Källa: Johan Andersson och Philip Werner, Cryo. Roger Göthberg, Nordic LNG. Anna Berggren, Fordonsgas Sverige AB.

	Kostnader [MSEK]	Hyra [SEK/dag]
Vägtransport		
Semitrailer 23 m ³ vid en fyllnadsgrad 83 % vid -161°C	3,75	
Semitrailer inkl. släpvagn 70 m ³ vid en fyllnadsgrad 83 % vid -161°C	6,1	
Tågtransport		
Tågvagn 100 m ³		1 770 ²
LNG-container 40 m ³	2	
Tankstation		
Endast flytande metan Tankvolym: 60-70 m ³ , Tankhöjd: 16 m	4,5	
Endast komprimerad gas	6	
Kombination flytande och komprimerad gas	9	
Terminal och lagring		
Industriterminal hos SCA Volym lagringstank: 127 m ³	7	
Importterminal i Nynäshamn Volym lagringstank: 20 000 m ³	550	
Anläggning som backup för biogasproduktion LNG-tank, 60-100 m ³ Totalleverans	1 - 2,5 5 - 10	

¹ Pris är beroende av omfång med pump och storlek

² Långtidskontrakt, omräknat från €, www.valuta.se 110418

3.7.1 VÄGTRANSPORT

Investeringskostnaden för en semitrailer är omkring 3,75 MSEK. En LNG-tank monteras på dragbilen och priset är beroende på omfång med pump och storlek. Kostnaden för själva dragbilen ingår inte i den ovan angivna kostnaden. Tanken på en semitrailer rymmer 23 m³ vid en fyllnadsgrad om 83 % vid -161°C.

LNG kan även transporteras med en släpvagn på vilken LNG-tank monteras. Tanken rymmer 45 m³ vid fyllnadsgraden på 83 %. Semitrailer och släpvagn kan kombineras, vilket innebär att den maximala mängden LNG som kan transporteras är ca 70 m³ vid 83 % fyllnadsgrad..

Investeringskostnaden för en semitrailer inklusive släpvagn uppgår till ca 6 MSEK. Kostnaden för dragbilen i priset ingår dock inte, kostnaden är beroende på omfång med pump och storlek¹⁵.



Figur 9 Semitrailer med släpvagn för transport av LNG. Källa: Cryo AB

3.7.2 TÅGTRANSPORT

Idag transporteras ingen flytande metan på järnväg varför tågagnar för detta ändamål i princip endast finns på ritbordet. Idag finns enligt Nordic LNG två framtida möjligheter för tågtransport, tågagn eller LNG-containers på tågagn. En tågagn för flytande metan med en kapacitet på 100 m³ kan komma att kosta omkring 200 € (1770 SEK¹⁶) i hyra per dag (långtidskontrakt).

Ett billigare alternativ för tågtransport är att transportera flytande metan i LNG-containers på tågagn. En sådan container har en kapacitet om ca 40 m³ och kostnaden uppgår till omkring 2 MSEK¹⁷.

¹⁵ Johan Andersson, Cryo AB, Philip Werner, Cryo AB

¹⁶ 1 770 SEK, www.valuta.se 110418

¹⁷ Roger Göthberg, Nordic LNG

3.7.3 TANKSTATION

En tankstation där endast tankning av flytande metan är möjlig, uppgår till en kostnad omkring 4,5 MSEK. En sådan tankstation inkluderar samtlig utrustning för möjlighet till tankning av flytande metan inklusive lagertank. En normal volym på en lagertank är 60-70 m³ med en höjd om 16 m. Normalt är högsta tillåtna höjd 12 m varför dispens måste sökas. En trailer kan tömma omkring 50 m³ flytande metan varför en tank större än 50 m³ är att rekommendera.

Kostnaden för tankstationen är beroende av storleken på tanken. Kostnadsintervallet rör sig dock endast om ett par hundratusen SEK, varför den varierande kostnaden kan inkluderas i felmarginalen för kostnadsuppskattningen.

Tankstationer designas oftast för att ge möjlighet att tanka såväl flytande som komprimerad gas. Den totala kostnaden uppgår till ungefär det dubbla, dvs. ca 9 MSEK. En tankstation för tankning av endast komprimerad gas kostar ca 6 MSEK. För en tankstation med möjlighet till tankning av komprimerad gas krävs mer utrustning än vad som krävs för en tankstation konstruerade endast för tankning av flytande metan¹⁸.



Figur 10 Sveriges enda tankstation för flytande naturgas i Stig Center i Göteborg. Källa: Fordonsgas Sverige

3.7.4 TERMINAL OCH LAGRING

Kostnaden för en LNG-terminal varierar beroende på förutsättningarna och hur det ser ut hos den specifika kunden. Den största utgiftsposten är tanken för lagring av LNG. Ju större tank som krävs desto dyrare blir investeringen. Konstruktionen av en terminal är därför ofta en balansgång; att bygga en lagringstank av lagom storlek med tillfredställande leveranssäkerhet.

Lagringstankar för LNG kan vara både trycksatta och icke-trycksatta. Konstruktionen och temperaturen av lagrad gas skiljer sig mellan dessa tankar. De icke-trycksatta tankarna är välisolerade för att kunna lagra LNG med temperaturer ned till -161°C. Dessa tankar är dock något mer kostsamma än de trycksatta, bland annat på grund av den goda isoleringen. I de

¹⁸ Anna Berggren, FordonsGas Sverige AB

trycksatta tankarna lagras en varmare, trycksatt gas med högre densitet. Gasens temperatur ligger här mellan -140 och -150°C. Eftersom de trycksatta tankarna oftast är konstruerade för ett specifikt tryck kan det krävas en del förångning av lagrad gas för att bibehålla detta tryck. För att undvika förluster av LNG är därför icke-trycksatta tankar att föredra.

Kostnaden per liter för en lagringstank sjunker med ökad storlek, men planar ut när tanken blir tillräckligt stor.

Importterminal

Den totala kostnaden för AGA:s importterminal i Nynäshamn uppgick till omkring 550 MSEK. I denna kostnad inkluderas samtlig nödvändig utrustning från bunkerstation för mottagning av LNG från fartyg för fyllning av LNG-tank, till trailerfyllningsstation för fyllning av trailers för vidare distribution till kunder. Anläggningen omfattar även en rekondenseringsanläggning med tank för att ta hand om avkoket från LNG-tanken. Anläggningen försörjer även Nynäs raffinaderi med LNG. LNG-tanken (cistern) rymmer ca 20 miljoner liter ¹⁹.

Kostnaden för en anläggning i storleksordningen som terminalen i Nynäshamn ligger omkring 400-700 MSEK. Kostnaden beror helt och hållet på kundkraven samt förutsättningarna på platsen.

Industriterminal

Som exempel på kostnaden för en industriterminal redovisas här kostnaderna för den LNG-terminal som Nordic LNG bygger hos SCA. Som tidigare nämnts är det tanken för lagring av LNG som innebär den mest kostsamma investeringen. En förångare innebär normalt sett inte någon stor investering i sammanhanget. SCAs tank är 127 m³. Den beräknas ha kostat omkring 7 MSEK när den står färdig ²⁰.

Terminal biogasanläggning

En anläggning för backup för biogasproduktionen omfattar oftast tank(ar), pumpar, förångare, trimheaters, odöriseirng samt styr- och reglersystem. Vid behov inkluderas även buffertlager och dispenser. Vid utformning av anläggningen bör behovet av redundans beaktas, d.v.s. anläggningen bör vara konstruerad så att den kan köras även om någon komponent fallerar.

En typstorlek på tank som backup för biogasanläggning är omkring 60-100 m³ och kostnaden för en sådan tank ligger mellan 1-2,5 MSEK. Kostnaden för en totalleverans av ovanstående beskriven anläggning ligger mellan 5-10 MSEK .

¹⁹ Philip Werner, Cryo, Johan Bergström, Cryo AB

²⁰ Roger Göthberg, Nordic LNG

4

MILJÖEFFEKTER OCH RISKER VID DISTRIBUTION

I nedanstående kapitel beskrivs miljöeffekter och olycksrisker för metan kopplade till de olika delarna i distributionskedjan. De distributionsexempel som tas upp är distribution av gas i ledningsnät, distribution av komprimerad metan (CNG/CBG) på lastväxlarflak och distribution av flytande metan (LNG/LBG) samt distribution av eldningsolja 1/diesel.

Tabell 3 Sammanställning av miljö- och säkerhetsrisker vid hantering av olika bränslen.

Källor: Grontmij, 2009, SGC, 2008, Sweco, 2008, Fejes, 2010 och Gasakademin, 2006.

Bearbetning ÅF.

Distributionsform och bränsle	Miljöeffekter	Olycksrisker
Distribution av flytande metan (LNG/LBG)	Distribution av gas sker med lastbils-transport vilket belastar vägnät samt erfordrar drivmedel. System för flytande metan kan utformas för mycket låga metanförluster. En mindre del av den flytande metan som lagras i en tank förångas kontinuerligt och normalt kan en tank stå utan uttag upp till två veckor innan trycket blir så högt att tankens övertrycks-ventil aktiveras och släpper ut gas till atmosfären. För tankar som töms kontinuerligt uppstår inte något problem med tryckstegring på grund av att gas förångas. Vid längre fartygstransporter finns system på nya LNG-fartyg som återvinner gasen som förångas i motordriften av fartyget. Vid ett större utsläpp av flytande metan till luft/vatten är miljöriskerna mindre för den omgivande miljön relativt olja då vätskan övergår i gasfas.	Historiskt finns det mycket få transportolyckor med LNG-fartyg eller LNG-transporter. Fartygen och de trailers som används har dubbla skrov och vid ytterst få tillfällen har LNG läckt ut efter olycka. Metan är brandfarligt och kan bilda brännbara blandningar med luft. I slutna utrymmen kan även explosiva blandningar bildas. Metan är lättare än luft vid temperaturer över -110 °C. Små utsläpp av flytande metan går snabbt över i gasfas och stiger. Större utsläpp av flytande metan lägger sig på marken och förångas. Intensiteten i förångningen beror på underlagets yta och temperatur samt vätskeytans storlek. Efterhand kommer underlaget kylas varvid förångningen minskar. Flytande metan klassificeras som farligt gods och ett omfattande regelverk hanterar transport på väg, järnväg och hav. Flytande metan är giftfri, färg- och luktlös. Flytande metan är brännbar endast då den övergått i gasfas. Som gas har metan ett snävt brännbarhetsområde. Den kan endast brinna om metanhalten i luft är mellan 4 och 16 %. Om kall metan läcker ut fryser vattenpartiklarna (fukt) i luften och ett vitt moln bildas. Läckaget kyler ner omgivande ytor och tränger undan syre vilket innebär risk för köldskador respektive syrebrist. Gasen i sig är osynlig men det synliga molnet ger en indikation på storlek och riktning på gasutsläppet.

Distributionsform och bränsle	Miljöeffekter	Säkerhetsrisker
Distribution av komprimerad gas med lastväxlarflak (CNG/CBG)	Distribution av gas sker med lastbils transport vilket belastar vägnät samt erfordrar drivmedel. Buller från kompressorstationer. Kompressorer som installeras idag är vanligen försedda med utrustning för återföring av metangas som läckt ut till återstående gasflöde.	Uppgraderad biogas och naturgas innehåller främst metan vilket avdunstar vid läckage. Gasen är giftfri och upptäcks via dess tillsatta luktämne. Komprimerad gas klassificeras som farligt gods och ett omfattande regelverk hanterar transport på väg och järnväg.
Distribution av naturgas/biogas i ledningsnät	Matjord schaktas bort och återförs därefter. Arbetsbredd är under tio meter. Byggnader ska ha minsta avstånd på 2 meter till distributionsledningen eller 1 meter om gasledningen ligger i särskilt skyddsror. Utanför tätortsbebyggelse är skyddsavståndet 12 meter och 2 meter om ledningen ligger i vägområde eller i skyddsror. Ledningssystemet har mycket låga utsläpp av metan via läckage.	Det finns inga inträffade allvarigare olyckor med personskador eller dödsfall kring hantering av gastransmission i Sverige. Uppgraderad biogas och naturgas innehåller främst metan vilket avdunstar vid läckage. Gasen är giftfri och upptäcks via dess tillsatta luktämne.
Distribution av eldningsolja 1	Distribution sker bland annat med lastbils-transport vilket belastar vägnät samt erfordrar drivmedel. Miljöeffekterna av ett oljeutsläpp kan potentiellt ha stora konsekvenser för den omgivande miljön oavsett om utsläppet sker på land eller till havs. Konsekvenserna av ett större oljeutsläpp kan bland annat vara skador på vilda djur och växter, förgiftade miljöer, påverkan på yrkesfiske och påverkan på turism/rekreation.	Eldningsolja 1 räknas som en brandfarlig vätska, men tillhör klass 3 som omfattar de minst brandfarliga vätskorna, tack vare att eldningsolja har en relativt hög flampunkt (45 - 55 grader C). Riskerna för en explosionsartad brand är därför små i distributionsledet. Eldningsolja 1 klassificeras som farligt gods och ett omfattande regelverk hanterar transport på väg, järnväg och hav.

Flera studier visar att LNG är ett intressant alternativ till olja. Distributionsledet är något mer energikrävande relativt olja på grund av den kylda distributionskedjan, se Tabell 4. . Den WTT-studie²¹ som CONCAWE genomfört visar att LNG ger cirka 16 procent mindre utsläpp, beräknat i CO₂-ekvivalenter, än motsvarande mängd dieselolja om man tittar på hela kedjan för produktion, distribution och användning, se Tabell 4.

²¹ WTT – Well-to-tank-studie. CONCAWE, 2007.

Tabell 4. Jämförelse av energiförluster och utsläpp till luft mellan dieselolja och LNG. Källa: CONCAWE, 2007.

	Energiförluster	Utsläpp från produktion och distribution	Utsläpp från användning	Totala utsläpp
	[MJ/MJ]	[CO _{2eq} g/MJ]	[CO _{2eq} g/MJ]	[CO _{2eq} g/MJ]
Diesel (lättolja)	0,16	13	76	89
LNG	0,25	17	57	74

Miljöpåverkan från distribution av naturgas i ledningsnät är mycket små både vad gäller energiförluster och utsläpp. Energi åtgår framförallt till trycksättning av gasen i ledningsnätet med kompressorer. Energieffektivitet i distributionsledet beror till stor del av bränslets energitäthet. Biogas Öst har gjort en jämförelse över energikonsumtionen relaterat till transportsträcka vid olika distributionsformer för biogas. Studien visar att det krävs 6 gånger så många transporter för att transportera samma mängd gas med lastväxlarflak med stålflaskor som det krävs för att transportera samma energimängd LBG på trailer²².

Naturgasens påverkan är till stor del beroende av hur stora utsläpp av naturgas som avgår vid produktion, distribution och användning, så kallad metanslip. Vid en jämförelse av marina bränslen i ett livscykelperspektiv från Chalmers framgår att LNG är det miljömässigt bästa alternativet för sjöfarten om man minimerar metanslip i distributionsledet.²³

Vid en konvertering till biogas minskar utsläppen av fossil koldioxid till nära noll. Studier²⁴ visar att produktionsprocessen ger ett negativt utsläpp av CO₂-ekv jämfört med alternativ användning av substraten, men inga separata beräkningar har gjorts i denna studie. CBG och LBG har potential att bidra med substantiella minskningar av utsläpp av fossil koldioxid från den svenska fordonsflottan.

Generellt kan sägas att de olika transportalternativen för naturgas och biogas kompletterar varandra. Olika förutsättningar såsom avstånd, geografi etc. bestämmer vilket distributionssätt som är det bäst lämpade. LNG har skapat en global marknad för naturgas som tidigare inte var möjlig med ledningsbunden distribution. För Sveriges del ger flytande metan möjligheter att utvidga marknaden när de lönsamma transportavstånden ökar. Ökad distributionseffektivitet ger också en positiv påverkan på energiförluster och utsläpp. Vid konvertering från olja till naturgas ligger dock de största fördelarna i användarledet.

²² Biogas Öst, 2011.

²³ Bengtsson et. al. 2011

²⁴ WTW-studie, CONCAWE, 2007

5 MARKNADSFÖRUTSÄTTNINGAR I INDUSTRISEKTORN

Idag finns ingen utbyggd logistiklösning för flytande naturgas i Sverige. För att få till stånd en infrastruktur är det nödvändigt att det finns en tillräckligt stor regional efterfrågan på flytande naturgas, så att investeringar i infrastrukturen kan delas mellan flera aktörer. I det här kapitlet görs en bedömning av förutsättningarna för flytande naturgas i industrin och hur efterfrågan kan tänkas utvecklas inom industrin.

5.1 MARKNADSFÖRUTSÄTTNINGAR

Denna bedömning av förutsättningarna i den svenska industrin omfattar flytande naturgas, LNG. Flytande biogas, LBG, produceras ännu i så små volymer och produktionskostnaderna är för höga för att LBG ska kunna vara konkurrenskraftigt gentemot eldningsolja. Den flytande biogasen som kommer att produceras väntas i första hand användas som fordonsbränsle i transportsektorn, eftersom betalningsförmågan i transportsektorn är betydligt högre än i industrin. På sikt, om produktionen ökar och produktionskostnaderna sjunker, väntas LBG vara ett intressant bränsle för industrin.

Den avgörande faktorn för industrins intresse är kostnadsbilden för LNG i förhållande till de alternativa bränslen som står till buds. Kostnadsbilden består av flera delar. Bränslepriset är givetvis en avgörande faktor, men också skatter och styrmedel, investeringskostnader, transportkostnader samt driftaspekter är av betydelse. Nedan diskuteras de olika faktorer som har betydelse för efterfrågan på LNG och bränsleval i industrin.



Det finns ingen tillgänglig statistik över priset på LNG i Sverige, eftersom marknaden ännu är begränsad. Priset bestäms av bilaterala avtal mellan leverantör och användare. Priserna i avtalen bestäms i första hand av kundens alternativkostnad, men är kopplade till världsmarknadspriserna på olja och LNG. Således påverkas LNG-priset av industrins kostnader för att använda olja. Kostnadsbilden påverkas även av energi- och koldioxidskatterna. De senaste höjningarna av koldioxidskatterna för industrin har lett till att skatten på olja har höjts mer än skatten på naturgas, vilket har försämrat oljans konkurrenskraft något gentemot naturgas. Detta, tillsammans med att de internationella

naturgaspriserna har sjunkit på grund av minskad efterfrågan från USA och ett utbudsöverskott, gör att LNG idag bedöms vara ett konkurrenskraftigt bränsle för stora delar av industrin.

Investeringar i förgasningsanläggning, LNG-tankar och andra konverteringsåtgärder som krävs vid en konvertering är avgörande för kostnadsbilden för LNG. I förhandlingar om leveranser av LNG idag kan leverantörens åtaganden omfatta mer än att enbart leverera bränslet till kund, som t.ex. att tillhandahålla lager eller en förgasningsanläggning. Som en följd av detta tecknas idag långa kontrakt på mellan 5-10 år. Det krävs ett relativt stort behov av energi, hos en eller flera näraliggande industrier för att bära den investering i infrastrukturen som krävs. Bedömningen är att användning av olja bör vara i storleksordningen 10 GWh olja per år ²⁵ för att LNG ska vara ett konkurrenskraftigt alternativ.

Transportkostnaden för LNG är också en viktig del av konkurrenssituationen. I områden där naturgasnätet finns tillgängligt är det svårt för LNG att konkurrera på grund av att kondenseringsprocessen och transporter med fordon medför högre distributionskostnader. Avståndet mellan användaren och LNG-terminalen har stor betydelse för konkurrenssituationen. Enligt de förutsättningar som råder idag är transport upp till 30-35 mil från Nynäshamnsterminalen möjlig.

En faktor som kan påverka konkurrenssituationen positivt för LNG är krav på minskade utsläpp till luft för industrin, antingen i miljötillstånd eller genom interna policybeslut om att minska företagets utsläpp. Genom att gå över från olja till LNG minskar utsläppen av koldioxid, partiklar, kolväten, kväveoxider, svaveloxider och tungmetaller. För vissa industrikoncerner är en övergång till LNG en möjlig väg att bibehålla eller öka produktionskapaciteten och ändå uppfylla de miljökrav som ställs på anläggningen.

Policybeslut kan även påverka intresset för LNG negativt. Flera företag, bland annat inom massa- och pappersindustrin har fattat policybeslut om att vara fossilbränslefria inom en snar framtid. Dessa företag är inte intresserade av att byta till ett ”nytt” fossilt bränsle som LNG.

Slutligen påverkas konkurrenssituationen även av driftaspekter. Processtekniskt är LNG ett bränsle med hög renhetsgrad och goda förbränningsegenskaper som gör det till ett lämpligt bränsle eller råvara i alla typer av processer. För lokal arbetsmiljö och underhållsmässigt är det ofta en fördel att byta till ett gasformigt bränsle som dessutom minskar underhållsbehovet och ökar drifttillgängligheten.

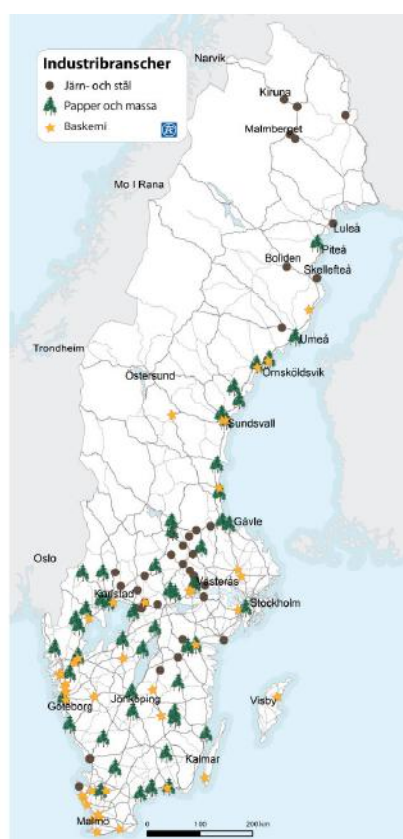
5.2 LNG I INDUSTRI

LNG är lätthanterligt och kan därför användas i många olika tillämpningar i industrin. Det kan användas som råvara inom kemisk industri, men även som energiändamål för ångproduktion. Inom järn- och stålindustrin i andra länder används naturgas i olika typer av ugnar för värmning och värmebehandling. Inom metallindustrin kan LNG användas för nedsmältning av material. Inom livsmedelsindustri kan naturgas användas för torkning, indunstning och bakning samt för ång- och hetvattenproduktion. Inom lackering och bilindustrin kan naturgas användas för torkning av lack och färger samt för torkning inom textilindustrin.

²⁵ Christer Sandqvist, AGA

Fokus i detta avsnitt ligger i att analysera om LNG är ett intressant alternativ till olja inom industrin. Det finns flera industribranscher som har stor användning av olja, bland annat massa- och pappersindustrin, järn- och stålindustrin samt den kemiska industrin²⁶. Dessa industrier står normalt för 75 procent av den totala energiförbrukningen inom svensk industri. Gemensamt för de energiintensiva industrierna är att de är känsliga för prisförändringar på bränslen och energibärare, eftersom energikostnaderna är betydande. Priset på ett alternativt bränsle, som LNG eller LBG, måste således vara konkurrenskraftigt för att ett bränslebyte skall komma till stånd.

För att kartlägga möjligheterna och intresset för att använda LNG har representanter för järn- och stålindustrin, massa- och pappersindustrin samt kemisk industri intervjuats. De intervjuade företagen står för en stor andel av energiförbrukningen inom respektive bransch. Lokaliseringen av dessa industribranscher framgår av Figur 11.



Figur 11 Lokalisering av järn och stålindustrin, massa och pappersindustrin, baskemisk industri och gruvindustrin i Sverige, ÅF 2011.

5.2.1 JÄRN- OCH STÅLINDUSTRIN

År 2009 stod järn- och stålindustrin för cirka 15 procent av den totala energiförbrukningen inom industrin. Inom industrin används olja för en rad olika processer såsom värmning av ämnen, förvärmning av formar och ugnar och glödning. Vid tillverkning av råstål i masugnar används kol som reduktionsmedel. Många av stålindustrins processer är energikrävande och omfattar arbetstemperaturer på över 1000 °C. Detta gör att högvärdiga energibärare som

²⁶ I kemisk industri inräknas här kemisk basindustri, cementindustri och raffinaderier.

exempelvis elektricitet och fossila bränslen är vanliga. Förutom dessa används restgaser från masugnprocessen som energi i övriga processer i syfte att öka den totala energieffektiviteten.

Lokaliseringen av järn- och stålindustrin är historiskt bunden till de gamla brukssamhällena. Bergslagen är den viktigaste knutpunkten där många av våra större stålverk samlas. Andra orter med större industrier inom järn- och ståltillverkning är Oxelösund, Sandviken och Luleå, se Figur 11.

För järn- och stålindustrin styrs val av bränsle av följande faktorer:

- pris och en långvarigt stabil prisbild
- leveranssäkerhet
- miljö- och säkerhet samt
- i vissa fall renhet och processegenskaper.

Av de intervjuade aktörerna har flera tittat på naturgas som alternativt bränsle vid flera tillfällen genom åren, men då har ett ledningsbundet alternativ utretts. Flertalet säger sig vara intresserade av flytande naturgas som bränsle om totalkalkylen är positiv. Ett hinder som dessa företag ser är att LNG-marknaden är en liten, instabil marknad, där det kan finnas risk för osäkra bränsleleveranser. Andra hinder är att introduktion av naturgas kan vara politiskt känsligt och att kan finnas motstånd mot förändringar inom den egna organisationen. Man ser också en osäkerhet kring vad som kommer att hända inom EUs handelssystem för utsläppsrätter. Tekniskt ser man inga egentliga hinder för en konvertering för stora delar av de processer där fossila bränslen används idag.

Intresset för flytande naturgas inom järn- och stålindustrin finns och branschen bedöms som positivt avvaktande. Några företag har startat investeringar, se exemplen i informationsrutorna nedan. Järn- och stålindustrin har inte tillgång till alternativa bränslen på samma sätt som massa- och pappersindustrin och bedöms därför vara intresserade vid framtida konverteringar. För järn- och stålbranschen är valet av LNG en uppgradering miljömässigt positiv vid konvertering från olja och drivkraften för de företag som konverterar idag är bland annat uppfyllande av villkor i förnyade miljötillstånd och miljöcertifieringar.

Uddeholms i Hagfors

Stålverket Uddeholms kommer i samband med en nyinvestering att konvertera från olja och gasol till LNG i sina processer. Efter ombyggnadsperioden på 3 år räknar man med att driva hela sin process på LNG. Drivkraften för investeringen är att genom att byta ut oljan kunna öka produktionen av götämnen utan att samtidigt öka utsläpp av CO₂, NO_x och stoft till luft och vatten. Kostnaden uppskattas till 55 miljoner kr. LNG kommer att köras på lastbil till anläggningen då det inte finns järnväg.

SSAB i Borlänge

Stålverket i centrala Borlänge planerar att i en flerstegsprocess byta ut oljan i sin energimix till LNG. För SSAB är detta en del i företagets satsning att sänka utsläppen av framförallt NO_x från anläggningen genom att byta ut bränsleförsörjningen i en av två ugnar från olja till naturgas. Det görs samtidigt parallella satsningar på energieffektiviseringar i processerna.

Leveranserna av LNG kommer, åtminstone till en början, att ske via lastbil. SSAB har dock möjligheter till tågleveranser idag, då alla övriga bränslen in till anläggningen transporteras via järnväg.

5.2.2 MASSA- OCH PAPPERSINDUSTRIN

Massa- och pappersindustrin i Sverige ligger i nära anslutning till de svenska skogs- och energitillgångar, vilket innebär att många industrier är lokaliserade till Norrlandskusten. Det finns också många bruk i södra Sverige som är lokaliserade både till kusten och till skogsområdena inne i landet, se Figur 11.

Inom massa- och pappersindustrin används oljor främst för massatorkning, i mesaugnar vid sulfatmassatillverkning och produktion av ånga och hetvatten. Det mest intressanta användningsområdet för LNG enligt intervjuaren är att använda LNG i processerna för torkning av papper, se exemplet för Lilla Edet nedan. Det skulle även vara möjligt att dels ersätta olja som används för start och stopp av sodapannorna och dels oljan som används i mesaugnarna. Att ersätta oljan som används i mesaugnarna med LNG bedömdes dock inte som aktuellt för något av de intervjuade företagen. Denna olja kommer istället hos flera industrier att ersättas med becolja. Stora Enso undersöker möjligheterna att använda LNG som bränsle i sina fartyg. Tidigare har de även undersökt möjligheterna att använda naturgas i en naturgaskombianläggning för el- och värmeproduktion, men funnit att det inte var ett tillräckligt ekonomiskt intressant alternativ. För närvarande undersöker Stora Enso också möjligheten att producera biogas i enheterna som ligger i Gävle-Dala-regionen för att använda som ersättning för fossila bränslen och som fordonsgas externt. Även Holmen undersöker möjligheterna att producera biogas för att användas som fordonsgas.

Ett centralt hinder för användning av LNG är att flera koncerner har antagit policys om att bli fossilbränsle fria inom en snar framtid. Det gör att dessa inte är intresserade av att introducera ett ”nytt” fossilt bränsle. Ett annat viktigt hinder för användning av LNG i massa- och pappersindustrin är att volymerna som kan bytas ut inte är så stora, vilket gör det svårt att få ekonomi i att gå över till LNG.

SCA i Lilla Edet

SCAs pappersbruk i Lilla Edet använder idag LNG i torkningsprocesserna i pappersmaskinerna. SCA valde LNG för att det var det ekonomiskt mest fördelaktiga alternativet tack vare god logistiklösning och för att bränslebytet resulterade i minskade utsläpp av koldioxid, vilket är en prioriterad fråga för SCA. LNG levereras av Nordic LNG till Lilla Edet med lastbilstransporter från Fredriksstad.

5.2.3 KEMISK INDUSTRI

Kemiindustrin är en heterogen bransch där de fossila bränslena används inom många skilda typer av processer. En stor andel av den kemiska basindustrin är elintensiv. Elen används för omrörning och mekanisk bearbetning, elektrolysceller m.m. De fossila bränslena används för värmning av procesströmmar, torkning samt till värmning för att smälta eller skapa förutsättningar för kemiska reaktioner. Energibärare är i dessa processer huvudsakligen ånga och för ånga är ångproduktionen är valet av energislag förhållandevis fritt. För vissa processer används också de fossila bränslena direkt, t.ex. vid vissa torkningsprocesser eller rökgasförbränning. Vidare används fossila bränslen som råvara i vissa processer. I dessa processer är det ofta svårt att byta bränsleslag.

Geografiskt ligger de större produktionsanläggningarna i Skåne, på Västkusten, i området Karlstad- Karlskoga och i Sundsvallsområdet. En del anläggningar ligger även längs med Norrlandskusten, ofta i anslutning till pappersindustrier som använder baskemikaliernas produkter i sin produktion eller utgör den dominerande råvaran.

Flera av de stora kemiska industrierna är lokaliserade till det befintliga naturgasnätet och flera använder redan idag rörbunden naturgas. Detta tillsammans med en omfattande ångproduktion som ger möjlighet till bränslebyte talar för att det finns förutsättningar för att använda LNG inom den kemiska industrin. Att lyfta fram några särskilda processer eller industrigrenar där användning av LNG är särskilt intressant inom kemisk industri är dock svårt. Av geografiska skäl kan dock LNG vara mindre intressant för de kemiska industrierna som är lokaliserade till Västernorrland, eftersom det idag inte finns någon mottagningsstation/importterminal för LNG inom ekonomiskt rimligt transportavstånd. Det finns dock ett antal företag inom den kemiska industrin i mellersta Sverige som uttryckt sitt intresse för att byta till LNG, i första hand för att minska oljeanvändningen och koldioxidutsläppen. Vidare undersöker för närvarande Preems raffinaderi i Lysekil möjligheten att använda LNG som råvara i sina processer, se exemplet nedan.

Preem, Lysekil

Generellt går utvecklingen i raffinaderierna mot ett behov av en högre andel vätgas i processen och Preems raffinaderi har investerat i vätgasproduktion. För att producera vätgas på ett så effektivt sätt som möjligt och samtidigt släppa ut minimalt med CO₂, är naturgas ett lämpligt utgångsbränsle. Raffinaderiet i Lysekil är idag dock inte anslutet till stamnätet för naturgas som går längs västkusten. Därför planerar Preem nu tillsammans med Nordic LNG att bygga en mottagnings-terminal för LNG som kan försörja vätgasfabriken men som även kan fungera som bunkringslager för sjöfarten samt som tankställe för tung trafik.

Nynas, Nynäshamn

Raffinaderiet i Nynäshamn använder vätgas till de hydreringsanläggningar som tillverkar basoljor. Hittills har Nynas använt nafta för att producera den vätgas som behövs för processen. I år, 2011, startas tillverkning av vätgas med LNG som råvara, vilket är vanligt i många raffinaderier runt om i världen.

5.3 BEDÖMNING AV SAMLAD POTENTIAL

Intervjusvaren visar att intresset för LNG varierar mellan olika branscher och mellan företagen inom samma bransch. Intresset och LNG-potentialen beror på ett flertal faktorer, vilket gör det svårt att dra generella slutsatser om vilka de potentiella användarna är. Avgörande för om byte ska ske är den totala kostnadsbilden vid byte till LNG, som förutom LNG-priset beror av konverteringskostnader och transportkostnader. Miljökrav i tillstånd har också varit en pådrivande faktor för flera industrier.

Då ett byte till LNG kräver investeringar i infrastruktur måste användning av fossila bränslen vara tillräckligt stor för att kunna bära konverteringskostnaderna. Hur stor användningen måste vara varierar mellan olika branscher, typ av processer, lokaliseringar och transportlösningar, hur många kunder som ansluts m.m.

Som en utgångspunkt för en bedömning av den samlade potentialen i landet har antagits att olje användningen som minst behöver uppgå till 10 GWh hos användaren för att ett byte ska vara ekonomiskt fördelaktigt i dagsläget. Den totala olje användningen hos industrier som förbrukar 10 GWh olja eller mer, fördelad per län, visas i kartorna nedan. Denna användning antas motsvara en konvertbar potential för LNG.

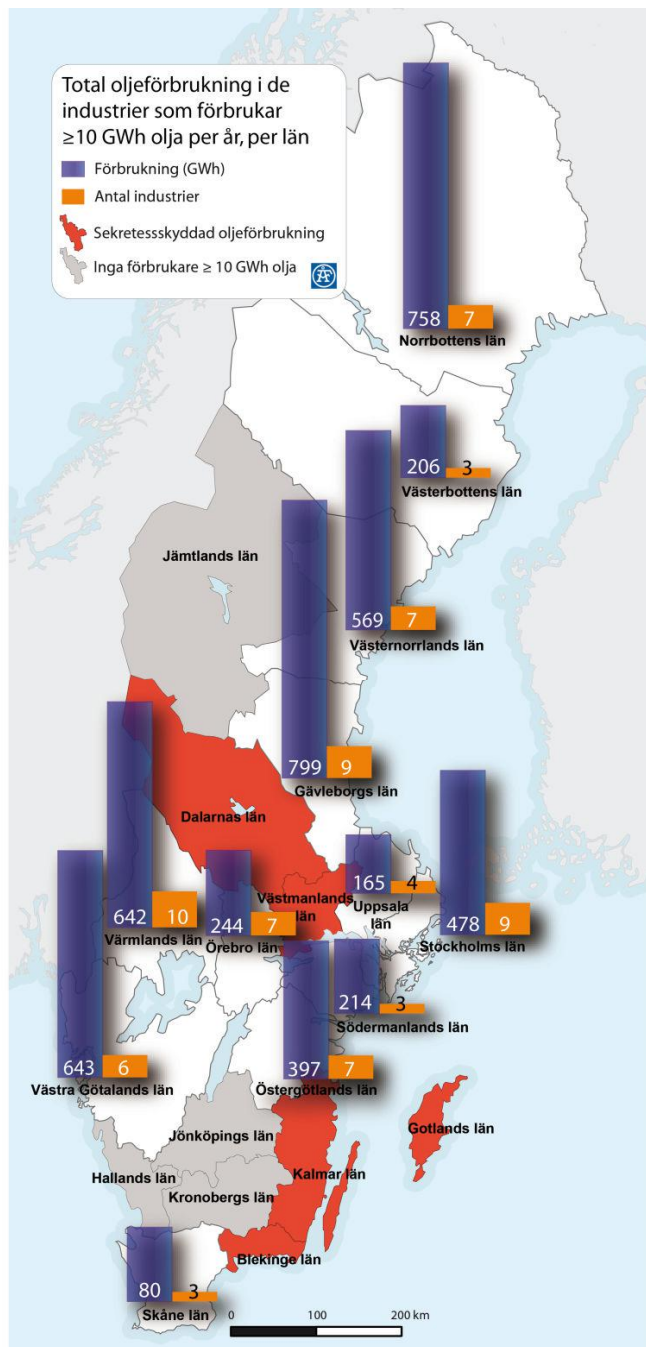
5.3.1 DE STÖRSTA REGIONALA POTENTIALERNA

Med detta antagande som grund uppskattas konverteringspotentialen för olja i hela landet till ca 6 800 GWh. Det motsvarar 70 procent av den totala olje användningen i industrin. Således står de stora användarna för en stor del av den totala olje användningen i industrin.

De största totala regionala potentialerna för att byta från olja till LNG finns i Dalarna (järn- och stål, massa- och papper), Gävleborg (järn- och stål, massa- och papper), Kalmar (jord- och sten, massa- och papper, verkstad, livsmedel), Värmland (kemisk industri och massa & papper), Västernorrland (massa & papper) och i Norrbotten (gruvindustrin och massa och papper). För Dalarna kan dock inte potentialen redovisas av sekretesskäl. Det finns också en förhållandevis stor total potential i Stockholms län (kemisk industri, läkemedelsindustri, verkstad) samt i Örebro (järn- och stål, massa & papper) och Östergötland (massa och papper, järn- och stål). Antalet stora användare ligger mellan 6-10 i de län som har störst potential. Tre län saknar helt stora olje användare. Totalt finns det drygt 100 stora olje användare med en total användning av 6800 GWh med förutsättningar att konvertera till LNG.

Sekretess energibehov

SCB:s regionala energistatistik redovisar endast statistik för län med fler än tre stycken uppgiftslämnare för att inte röja energibehovet hos enskilda industrier. De rödmarkerade landskapen ovan domineras av några få industrier, som exempelvis Dalarna där SSAB och Stora Enso finns i Borlänge och Outokumpu i Avesta. Energiförbrukningen i dessa landskap är intressant i en marknadsstudie, men storleken på deras energiförbrukning kan inte redovisas. De sekretesskyddade uppgifterna per län ingår dock inräknade i den samlade tekniska konverterbara potentialen för landet.



Figur 12 Total oljeförbrukning hos i de industrier som förbrukar 10 GWh olja eller mer per län. Källa: SCB-statistik bearbetad av ÅF.

5.3.2 BEGRÄNSNING AV POTENTIALEN I NORRLAND

Enligt AGAs bedömning är det av ekonomiska skäl möjligt att transportera LNG upp till 30-35 mil från LNG-terminalen i Nynäshamn med dagens transportlösningar. Det innebär i dagsläget att det endast är industrier i södra och mellersta Sverige som är aktuella för LNG-leveranser. När Nordic LNG har öppnat sin mottagningsterminal i Fredrikstad i Norge i juli 2011, kommer det vara möjligt för i princip alla industrier i södra och mellersta Sverige att kunna få lastbilsleveranser.

För industrierna i Västernorrland, Västerbotten och Norrbotten, vilka tillsammans står för cirka 1500 GWh av den tekniskt konverterbara potentialen, är LNG-leveranser just nu inte aktuella. När LNG-leveranser kommer att transporteras med tåg, bör det vara möjligt att transportera LNG längre sträckor. En annan möjlighet för dessa industrier skulle vara att en eller flera mottagningsterminal etableras längs Norrlandskusten, exempelvis i Sundsvall och i Luleå. En ytterligare möjlighet för dessa industrier som undersökts tidigare är transporter av LNG från Melköja i Norge, via en mottagningsterminal i Narvik och tågleveranser till användare i Kiruna, Luleå, Piteå och Skellefteå²⁷.

5.3.3 MINDRE INDUSTRIER POTENTIELLA ANVÄNDARE

En konvertering till LNG kan även vara intressant för användare som använder mindre än 10 GWh fossilbränsle, om dessa användare är lokaliserade inom samma område och kan dela på vissa delar av kostnaderna för LNG-infrastruktur eller om de ligger i anslutning till en större industri som redan konverterat till LNG. Som exempel kan nämnas att flera mindre industrier inom ett industriområde i Fredrikstad, som ligger i anslutning till LNG-terminalen, planerar att gå över till att använda LNG²⁸. Det har dock inte varit möjligt att identifiera eller lokalisera dessa potentiella användare genom intervjuer eller statistikbearbetning. Vi kan endast anta att sådana potentiella användare kommer att finnas i nära anslutning till de större potentiella användare som identifierats i avsnittet ovan.

5.3.4 SAMMANFATTANDE SLUTSATSER OM POTENTIALEN FÖR LNG

Utifrån de intervjuer som genomförts och rådande marknadsutveckling bedöms det som troligt att det är företagen inom järn- och stålindustrin i mellersta Sverige (Dalarna och Gävleborg) som i första hand kommer att efterfråga LNG. Flera av företagen är på grund av miljökrav tvungna att vidta utsläppsreducerande åtgärder och för dem är LNG ett bra alternativ eftersom biobränslen inte lämpar sig för många av järn- och stålindustrins processer. Även ett antal företag i den kemiska industrin som ligger i södra och mellersta Sverige (bland annat Värmland, Stockholm, Östergötland, Örebro) väntas vara intresserade av att byta olja till LNG, i första hand för ångproduktion och uppvärmningsändamål. När det gäller massa- och pappersindustrin finns många användare som har tillräckligt stora volymer av olja för att konvertering skulle kunna vara intressant. Men mot bakgrund av att många av industrierna har tillgång till eget biobränsle och att flera koncerner har som mål att vara fossilbränslefria, blir den sammantagna bedömningen att potentialen i branschen är liten. Det är dock möjligt att några av dessa kommer att konvertera till LNG om någon närliggande industri väljer att gå över till LNG. Sammantaget bedöms den konvertbara potentialen uppgå till omkring 6 800 GWh. Av denna potential ligger omkring 1 500 GWh inom områden som ligger på ett för långt avstånd till befintliga LNG-terminaler, vilket gör att LNG idag inte är ett konkurrenskraftigt alternativ på grund av för höga transportkostnader.

²⁷ Naturgas som energikälla för basindustrin på Nordkalotten, Utveckling av Nordkalottens logistik, 2006

²⁸ Roger Götberg, Nordic LNG

6

STRATEGISKA KNUTPUNKTER I INFRASTRUKTUREN

För att försörja landet med flytande naturgas nyttjas idag lastbils- och trailertransporter till industrierna. Den ekonomiskt försvarbara räckvidden för industrins försörjning är uppskattad till ca 30-35 mil och den maximala volymen per transport är ca 70 m³ per enhet. Med dagens försörjningssystem nås i stort sett hela södra Sverige, men viktig industri i Norrland har betydligt sämre tillgång. Bergslagsregionen och Dalarna har relativt god tillgänglighet till flytande naturgas via transporter från Nynäshamn, men kortare transporter torde vara fördelaktigt för industrin. Därför finns nu idéer kring att etablera nya system för industrins försörjning av flytande naturgas genom att transportera bränslet till kombiterminaler, och sedan för distribution regionalt/lokalt till industrin. Inledningsvis kan transporterna gå på lastbil/trailers, och på sikt torde järnvägstransporter vara en effektivare lösning.

6.1 UTVECKLING AV KOMBITRAFIKEN

Logistik och effektiva godstransporter är betydelsefulla faktorer för näringslivets konkurrenskraft. På senare tid har efterfrågan på långsiktigt hållbara transporter ökat markant. Överflyttning av gods från väg till järnväg har aktualiserats och Trafikverket har identifierat strategiska noder för framtida kombiterminaler.

Kombitransporterna är ett snabbt växande segment inom järnvägstrafiken, som kan konkurrera med lastbilstrafiken. Kombitrafiken på järnväg utgör ett system av tågtransporter med lösa lastbärare och speciella terminaler för omlastning till/från andra trafikslag, lastbil eller sjöfart. I södra Sverige är kombitrafiken spridd till relativt många stråk, men med en koncentration till Göteborg, Stockholm och Hallsberg.

6.2 BETYDELSEFULLA TERMINALER

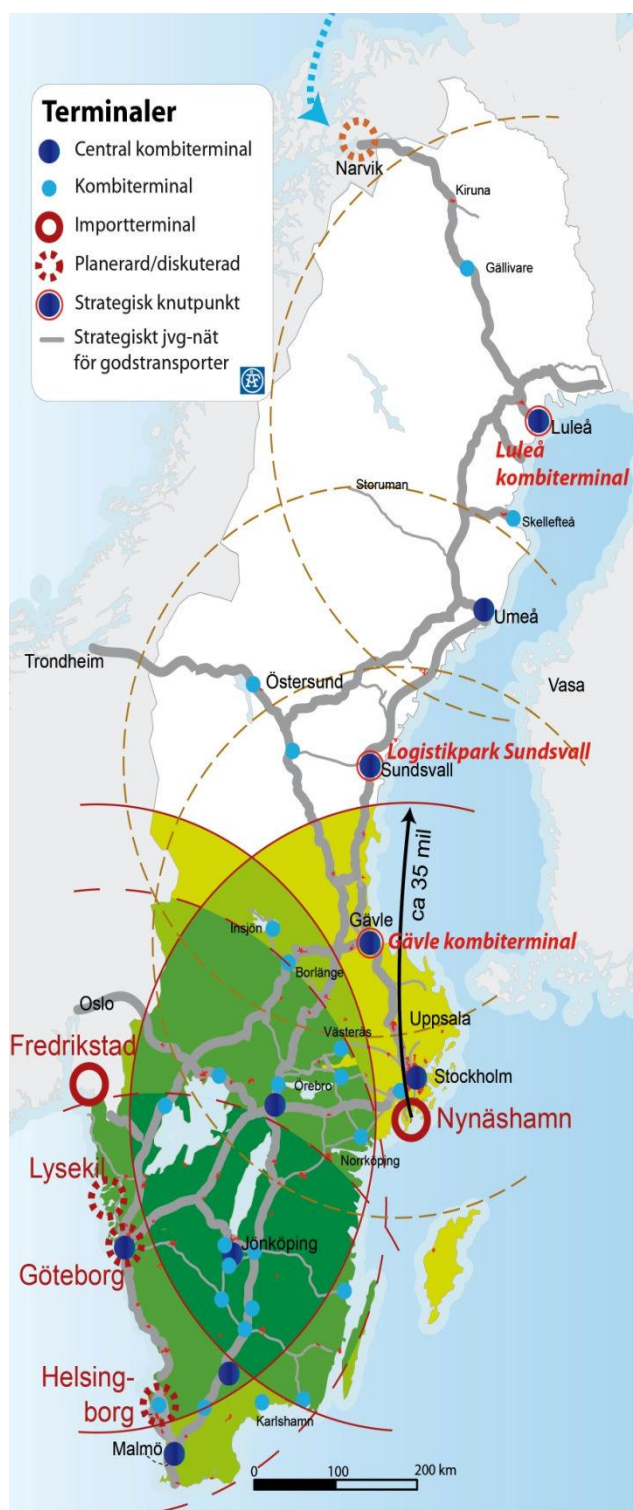
De kombiterminaler i den nationella transportplanen för transportsystemet 2010-2021, som i dagsläget beskrivs som de mest centrala är Malmö CT, Älmhult CT, Göteborgs kombiterminal (Gullbergsvass), Nässjö, Årsta, Rosersberg, Trelleborgs hamn, Göteborgs hamn, Gävle, Sundvall, Umeå och Luleå. Noderna Jönköping och Örebro är föremål för särskild utredning beträffande lokalisering av kombiterminal och anslutningsmöjligheter.

De centrala terminalerna är öppna för alla aktörer och servicen på terminalen ska ske på konkurrensneutrala villkor. Verksamheten är dessutom öppen dygnet runt, året runt, utan restriktioner som begränsar verksamheten. För de centrala terminalerna finns även möjligheter att lagra enheter, vilket kan bli aktuellt för flytande naturgas.

Ett ytterligare 20-tal kombiterminaler finns i landet och fler är på gång. Dessa har stor betydelse för mer avgränsade regioner. Dessutom finns det vanligtvis vissa restriktioner i tillgänglighet och funktioner/service, vilket gör dem mindre intressanta för det nu avsedda ändamålet.

6.3

TERMINALER FÖR HANTERING AV FLYTANDE NATURGAS



Figur 13 Karta över strategiska kombiterminaler. Källa: ÅF, 2011.

6.3.1 GÄVLE KOMBITERMINAL

I Gävle Hamn finns sedan 2008 en nybyggd kombiterminal. Terminalen är ett 600 meter långt och 50 meter brett område, där biltrailers, containers och flak lastas av och på järnvägsvagnar.

Eftersom transporter av flytande naturgas för industrins behov inte är ekonomiskt försvarbar för sträckor längre än ca 30-35 mil behövs en strategi för industrins försörjning av flytande naturgas.

Dagens importterminaler i Nynäshamn och Fredrikstad (Norge), samt de planerade terminalerna i Lysekil respektive Göteborg, innebär att Mellansverige idag har relativt bra tillgänglighet till flytande naturgas. Med de planerade terminalerna i Lysekil och Göteborg kommer även södra delen av landet ges en ökad tillgänglighet. Den "vita" fläcken på kartan, där avståndet till importterminalerna är över de ca 30-35 mil är mellersta och norra Norrland.

Enligt marknadsundersökningen är industrin längs norrlandskusten, särskilt i Norrbotten och Västernorrland, samt Bergslagen och Dalarna mycket intressanta för ökad användning av flytande naturgas. För att förse dessa regioner finns fyra centrala kombiterminaler att tillgå, Gävle, Sundsvall, Umeå och Luleå.

De inbördes avstånden, och industrins påvisade behov, visar att en strategi med terminaler i Gävle, Sundsvall och Luleå till stora delar täcker de områden och industrier som är mest intressanta. Med försörjning från terminalen i Gävle kommer Bergslagsregionen, Dalarna och södra norrlandskusten att få en effektivare försörjning, och möjligheter till backup både från Nynäshamn och från Fredrikstad. Från Sundsvall nås stora delar av Jämtland och mellersta Norrland upp till Umeå. Från Luleå täcks norra norrlandskusten och Malmfälten. Gemensamt för de ovan nämnda kombiterminalerna är att de är bra anslutna till såväl väg, järnväg som hamnar, vilket öppnar för olika transportlösningar.

Det finns stora uppställningsytor i direkt anslutning till terminalen, som kan utnyttjas i kombination mellan kombi- och rorotrafiken.

Inom Gävle hamnområde finns även en omfattande olje- och kemikaliehantering. Samordning och erfarenheter kan nyttjas. Från kombiterminalen i Gävle finns bra förbindelser norrut med E4 och in till Bergslagsregionen via bl.a. vägarna 80, 68 och 67.

I Gävles närområde finns några strategiskt viktiga industrier, bl.a. Korsnäs, Sandviken och Stora Enso.

6.3.2 SUNDSVALL

Sundsvalls kombiterminal ligger relativt centralt och expansionsmöjligheterna har visat sig mycket begränsade. Nu arbetas det med att utveckla ett nytt logistikcentrum i anslutning till Tunadal (Hamnen) och Ortviken (SCA). I området kommer såväl ny kombiterminal som ny containerhamn att byggas för att möta de ökade volymerna på enhetsgods.

Området kommer att innehålla stora terminal- och lagerytor, och anslutas med nya vägar till och från området.

E4 och E14 ligger i nära anslutning till terminalerna och även flera betydande industrier, exempelvis SCA Ortviken, SCA Östrand och Kubal.

6.3.3 NLC-PARK UMEÅ

Parallellt med bygget av Botniabanan gjordes mycket omfattande satsningar på ny infrastruktur i Umeåregionen. Bland annat har en ny godsbangård och kombiterminal byggts. Vid den nya godsbangården har ett stort logistikområde, kallat NLC Park (Nordic Logistic Center), anlagts i direkt anslutning till kombiterminalen (NLC-terminal). Inom NLC Park finns bland annat lagerhotell, lagringsmöjligheter och distribution.

I konceptet NLC ingår dessutom Umeå hamn, vilken är norra Sveriges största containerhamn. Hamnen har förutom omfattande godstrafik, reguljär färjetrafik till/från Vasa i Finland. (Färjetrafiken är föremål för utredning om konvertering till biogasdrift).

I Umeå möts europavägarna E4 och E12. Den största basindustrin regionen är SCA:s linerboardfabrik i Obbola.

6.3.4 LULEÅ KOMBITERMINAL

Strax väster om Luleå centralort, i Gammelstad, ligger Luleå kombiterminal. Terminalen ligger i anslutning till E4, väg 97 och Stambanan genom övre Norrland/Malmbanan.

Luleå kombiterminal har utvecklats kraftigt under senare år och är en viktigt godsnod för hela Norrbotten och delar av norra Västerbotten.

Luleå kombiterminal har ett strategiskt läge avseende den omfattande, tunga råvaruindustrin i regionen. Gruvnäringen i Norrbotten har varit stark under lång tid, och nu pågår en omfattande utbyggnad av nya gruvor kring Pajala och Svappavaara, samt utbyggnad av verksamheterna i Kiruna och Gällivare samt Malmberget. I Luleå finns ett stort antal

stålindustriföretag, exempelvis SSAB, Plannja och Ferruform. I Piteå, ca 5 mil söder om Luleå, finns framförallt betydande skogsindustri, exempelvis Smurfit Kappa och SCA.

6.4 SAMMANFATTANDE SLUTSATSER

Analysen ovan visar att terminalerna i Gävle, Sundsvall och Luleå utgör viktiga knutpunkter för distribution av flytande naturgas till industrin i mellersta och norra Sverige.

7 MARKNADSFÖRUTSÄTTNINGAR I DEN TUNGA FORDONSSEKTORN

I Sverige finns totalt 32 000 gasdrivna fordon, varav 1400 är bussar, 500 lastbilar och 30 000 är personbilar²⁹. I princip drivs alla befintliga gasdrivna fordon idag med komprimerad gas.

Gasdrivna tunga fordon används främst i stadstrafik, t.ex stadsbussar, distributionsfordon och sopbilar. En anledningen till att dessa fordonstyper passar bra för gasdrift är att de normalt har förhållandevis korta körsträckor och tillhör flottor som står i en depå då de inte används, vilket underlättar distributionen av bränsle. Det är ofta tillräckligt med en gastankstation vid depån och tankning kan ske när fordonet inte används. En viktig drivkraft för att använda gasdrivna tunga fordon i stadsmiljöer är krav på att minska utsläppen av hälso- och miljöskadliga ämnen. Gasdrivna fordon medför lägre utsläpp av kväveoxider, svaveldioxid, kolmonoxid, partiklar och dessutom lägre bullernivåer än fordon som drivs med bensin och diesel. Utsläppen av koldioxid från naturgasdrivna fordon är också lägre än från bensindrivna fordon och ungefär lika stora som från dieselfordon, på grund av att dieselfordon har högre verkningsgrad än fordon med ottomotorer. Används biogas som bränsle är koldioxidutsläppen upp till 90 % lägre än från dieselfordon³⁰.

En nackdel med komprimerad gas är att den har fem gånger större volym än diesel. Det innebär att det krävs en stor bränsletank för att ge fordonet tillräcklig räckvidd. Den stora tankvolymen är ett hinder för att använda komprimerad gas i tunga fordon som används för långväga transporter.

Flytande metan har högre energitätheten än komprimerad gas, vilket gör att det får plats tre gånger så mycket bränsle i tanken. Det innebär att fordon med LNG-tankar får längre räckvidd och gör flytande metan till ett intressant alternativ för regional kollektivtrafik och långväga godstrafik.

För att flytande metan ska vara ett lämpligt bränsle behöver fordonet köras på kontinuerlig basis så att all metan som tankas förbrukas innan det hinner förångas. För personbilar, som körs oregelbundet med längre perioder av stillastående, blir inte uttaget av bränsle kontinuerligt, vilket medför att en del metan hinner förångas och behöver ventileras ut till atmosfären.

Flytande metan har fram till idag främst använts i fordon med så kallade dual-fuel-teknik eller metandieselteknik. Många fordonstillverkare arbetar dock för närvarande med att utveckla motorer för att kunna använda flytande metan som bränsle, både dual-fuel-teknik och rena gasmotorer, se vidare kapitel 7.2.4.

²⁹ www.gasbilen.se

³⁰ Miljöpåverkan från bränslen i tunga transporter, Miljöfaktaboken för bränslen, IVL 2001.

7.1 DUAL-FUEL-FORDON

Det finns flera tillverkare som erbjuder dual-fuel-tekniken globalt, bland annat Clean Air (Storbritannien och USA), Hardstaff (Storbritannien) och Westport (Kanada). Dual-fuel-tekniken, eller metandieseltekniken, innebär att diesel- och gasdrift kombineras i en modifierad dieselmotor. Dieselmotorns kompressionständning bibehålls och tändning av metangas- och luftblandningen sker med insprutning av diesel eftersom metanet inte antänds vid kompression. Den gas som finns i tanken kan antingen vara komprimerad eller flytande metan, valet påverkar storleken på bränsletanken samt fordonets räckvidd precis som en ottomotor på gasdrift.

Eftersom dieselmotorer har 30-40 procent bättre verkningsgrad högre än i gasdrivna fordon med ottomotorer blir bränsleförbrukning lägre. Hur mycket diesel som ersätts i en dual-fuel-fordon i praktiken beror dock på hur fordonen körs. För att få en hög andel naturgas behöver motorn gå på jämn hög last. Det gör att dessa fordon lämpar sig väl för långväga transporter, men inte för stadstrafik med många start- och stoppsekvenser. Mellan 50 och 90 procent av dieseln kan ersättas med naturgas eller biogas i en dual-fuel-lastbil beroende på hur körmönstret ser ut. Det innebär att utsläppen av koldioxid minskar med ca 20 procent och att utsläppen av partiklar och kväveoxidsutsläpp också blir lägre. Används biogas minskar koldioxidutsläppen med 90 procent³¹.

Dual-fuel-fordon kan köras på diesel om naturgasen eller biogasen skulle ta slut. Detta gör att fordonen har lång räckvidd. Räckvidden för en dual-fuel-lastbil som drivs med flytande metan är omkring fyra gånger längre än för en lastbil med ottomotor som tankar komprimerad gas (vid tankning av en viss volym bränsle). Här bör dock påpekas att räckvidden för ett fordon med ottomotor som har en tank för flytande metan också ökar kraftigt tack vare den högre energitätheten för flytande metan.

7.2 MARKNADSFÖRUTSÄTTNINGAR

Det finns flera olika faktorer som påverkar marknadsförutsättningarna för flytande metan i tunga transporter. De viktigaste beskrivs i avsnittet nedan.

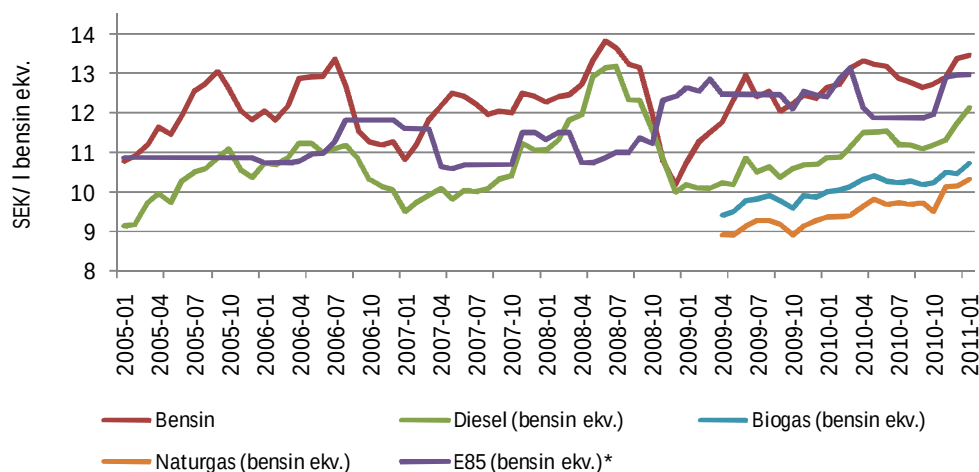


7.2.1 PRISBILD

För att gasdrivna tunga fordon ska vara konkurrenskraftiga mot en traditionell diesellastbil, behöver priset på LNG till kund vara lägre än diesel, eftersom fordonen har ett högre

³¹ Miljöpåverkan från bränslen i tunga transporter, Miljöfaktaboken för bränslen, IVL 2001

inköpspris. Enligt AGAs bedömning behöver gaspriset ligga 10-15% lägre än dieselpriiset för att kunderna ska vara intresserade av att köpa LNG. Det finns ingen prisstatistik för den flytande naturgas som säljs idag. Både AGA och Fordonsgas Sverige uppger att LNG idag är konkurrenskraftigt mot diesel vid dagens dieselpriiser. Prisrelationen mellan diesel, fordonsgas och övriga drivmedel visas i figuren nedan. För biogas och naturgas finns statistik från april 2009.



Figur 14 Prisutvecklingen på bensin, diesel, E85, biogas och naturgas. Källa: SPI, SCB, bearbetning ÅF.

Av figuren framgår att priset på biogas och naturgas är lägre än för bensin och diesel och att de följer utvecklingen av bensin- och dieselpriiserna. Dock har priserna på naturgas och biogas ökat mer än priset på bensin och diesel, vilket tyder på att prisskillnaderna mellan biogas och diesel kan komma att minska. Priset på biogas sätts i regel cirka 20 % under gällande bensinpris. Fordonsgaspriset varierar dock mellan olika delar av landet, vilket beror på flera faktorer. Priset brukar vara lägre om det finns biogasproduktion eller naturgas i närheten av tankstället. Till år 2020 väntas dieselpriiset stiga med knappt 30 procent och med ytterligare 10 procent till år 2030 enligt Energimyndighetens senaste långsiktsprognos³², Eftersom betalningsviljan i transportsektorn är hög är det troligt att ett ökat pris på diesel kommer att leda till ett ökat pris på både naturgas och biogas till år 2020 och år 2030.

Prisbilden påverkas även av utvecklingen av energi- och koldioxidskatter. Både skatten på diesel och naturgas har höjts påtagligt mellan 2010 och 2011 och kommer höjas ytterligare till 2015.

7.2.2 TILLGÅNGEN PÅ BRÄNSLE

Tillgången på LNG bedöms inte vara någon begränsande faktor för den framtida marknaden för LNG. Naturgasreserverna väntas räcka 30-40 år längre än oljereserverna. Nya borrhälsningar har ökat de tillgängliga naturgasresurserna. Vidare visar en analys av beslutade investeringar i LNG-producerande länder att produktionskapaciteten LNG kommer att öka med mer än 100 % till år 2015 jämfört med 2010³³.

³² Långsiktsprogno 2010, Energimyndigheten, 2011

³³ Alain Bourgeois, LNG-seminarium 2011-02-09

När det gäller tillgång till biogas uppgick produktionen 2009 till 1,36 TWh, varav 0,5 TWh uppgraderades och användes som fordonsgas³⁴. Baserat på ett 50-tal planerade och pågående biogasprojekt runt om i Sverige väntas biogasproduktionen till år 2012 öka till totalt ca 3 TWh/år³⁵. Det finns förutsättningar för att produktionen ökar ytterligare till 2020 och 2030. Den totala biogaspotentialen från restprodukter bedöms uppgå till cirka 10 TWh/år³⁶, om hänsyn tas till dagens tekniska och ekonomiska begränsningar. Genom förgasning av skogsråvara kan potentialen för biogas utökas med ändå upp till ca 60 TWh/år³⁷. För att den sistnämnda potentialen ska kunna tas tillvara måste dock tekniken för biomassaförgasning utvecklas och kommersialiseras.

Produktionen av flytande biogas sker endast i ett fåtal anläggningar i världen i liten skala. I de planerade anläggningarna i Sverige (se kapitel 3.4) beräknas produktionen inom några år uppgå till cirka 0,5 TWh/år LBG. Produktionskostnaderna för en LBG-anläggning är idag högre än för traditionella uppgraderingsanläggningar. På sikt bedöms dock LBG kunna bli mer kostnadseffektivt än konventionell biogas, främst på grund av möjligheterna till kostnadseffektiv distribution.

LBG MER ENERGIEFFEKTIVT ÄN KOMPRIMERAD GAS

Produktion, distribution och användning av LBG är mer energieffektivt än komprimerad gas. Vid en jämförelse med komprimerad gas blir energibesparingarna följande enligt Scandinavian GtS:

- 25-50 % vid uppgradering genom värmeåtervinning
- 80 % vid distribution
- 75 % vid tankning
- 15-20 % vid konsumtion (dual-fuel)

7.2.3 ÖKAT ANTAL TANKSTATIONER FÖR FLYTANDE METAN

Avsaknaden av infrastruktur idag bedöms av många vara ett centralt hinder för marknaden för flytande metan. Marknadskartläggningen har visat att det under de närmaste åren troligen kommer att finnas knappt tio tankstationer i södra Sverige för flytande metan, se Figur 8. Då fordonen med LNG i tanken har en räckvidd på cirka 50 mil³⁸ innebär detta att infrastrukturen kommer vara tillräckligt utbyggd i södra Sverige för att det ska vara möjligt att köra lastbilar som drivs med flytande metan i större delen av södra Sverige. I resten av landet, d.v.s. västra och norra Svealand samt Norrland, saknas infrastruktur för metandrivna långväga transporter. I Sundsvall finns dock Norrlands enda tankstation för gasformigt bränsle som försörjs med

³⁴ www.biogasportalen.se

³⁵ www.biogasportalen.se

³⁶ Den svenska biogaspotentialen från inhemska restprodukter, Biomil, 2008

³⁷ Den svenska biogaspotentialen från inhemska restprodukter, Biomil, 2008. Här inkluderas endast restprodukter från skogsbruk och skogsindustri.

³⁸ Den teoretiska räckvidden för en LNG-driven metandiesellastbil är 80 mil, men i praktiken bestäms räckvidden av fordonsvikten och lasten. Den LNG-drivna lastbil som testas för närvarande är en 40-tons lastbil som har en räckvidd på cirka 50 mil. En 60-tons lastbil har kortare räckvidd. Källa: Mats Franzén, Volvo AB

flytande metan. Denna tankstation är dock inte optimalt placerad för tankning av tunga fordon, utan väntas främst användas av den lokala fordonsflottan i Sundsvall, såsom distributionslastbilar, sopbilar och lokalbussar samt personbilar.

Merparten av de tankstationer som kommer att byggas framöver kommer enligt gasleverantörerna vara LCNG-tankstationer, där man både kan tanka komprimerad och flytande metan. Anledningen till det är att distributionen av flytande metan är mer kostnadseffektivt än med komprimerad gas. Flytande metan kan transporteras 5 gånger så långt som komprimerad metan tack vare den högre energitätheten, vilket innebär en radie på cirka 50 mil. Detta medför att det är möjligt att anlägga biogastankstationer på platser som inte har någon lokal produktionsanläggning och att fler produktionskällor blir tillgängliga. Lägre distributionskostnader och driftskostnader tack vare mindre energianvändning kompenserar de högre investeringskostnaderna som en LCNG-station innebär i jämförelse med en CNG-tankstation.

Förklaringen till att det är möjligt att transportera flytande metan längre vid användning som fordonsbränsle än vid leveranser till industrin, 50 mil jämfört med 30-35 mil för leveranser till industrin, är att konkurrenssituationen för flytande metan ser olika ut i de olika användningsområdena.

7.2.4 TILLGÅNG TILL FORDON

Utveckling av motorer för flytande metan pågår på många håll i världen idag, både av dual-fuel-system och rena gasmotorer. IVECO har utvecklat lastbilsmodellen Stralis som har en ottomotor som drivs med LNG som bränsle. Idag används ett tjugotal Stralis-lastbilar i Nederländerna och fordonen har även under våren 2011 lanserats i Storbritannien och Irland. Mercedes Benz lastbil Econic kan levereras med en tank för flytande metan. I USA finns flera bussleverantörer som erbjuder bussar som använder LNG som bränsle. Daimler, Peterbilt, Kenworth m.fl har lastbilsmodeller som drivs med LNG och det finns också fler modeller av LNG-drivna sopbilar.

På den svenska marknaden finns idag ett fåtal lastbilar som ingår i ett projekt för kommersiella fälttester av Volvos metandieselteknik. Det finns också två ombyggda dieselbussar i Uppsala som använder LNG som bränsle som ingår i ett projekt som drivs av Upplands Lokaltrafik.

Volvo kommer att starta produktionen av två typer av dual-fuel-lastbilar under 2011, varav den ena modellen kommer att använda CNG som bränsle och den andra LNG. Idag finns dock ingen körcykel för certifiering av fordon med två bränslen i EU:s avgaslagstiftning, vilket innebär att det krävs dispens för att få sälja sådana fordon inom EU. Volvo har beviljats dispens från certifieringskravet och kommer nu att lansera dual-fuel-lastbilarna i Sverige, Norge, Storbritannien och Nederländerna. Dispensförfarandet innebär dock att möjliga produktionsvolymerna är begränsade.

En europeisk expertgrupp inom framtida drivmedel bedömer att marknaden för metandrivna fordon (både CNG och LNG), kommer att öka, främst inom transporter i stadsmiljö och medellånga transporter. En marknadsandel på 5 %, motsvarande 15 miljoner fordon i inom EU bedöms vara möjlig till år 2020, vilket kan jämföras med en genomsnittlig andel inom EU på 0,4 % och totalt 1 miljon gasdrivna fordon idag. Expertgruppen bedömer vidare att det

dröjer det till runt 2020 innan dual-fuel-fordon i någon större utsträckning kommer in på marknaden³⁹.

BIME TRUCKS STIMULERAR MARKNADEN FÖR FLYTANDE METAN

Projektet BiMe Trucks är ett projekt med syfte att utveckla en marknad för tunga fjärrfordon med energieffektiva metandieselmotorer vilka drivs med flytande metan. För att möjliggöra användandet av lastbilarna behöver en infrastruktur för flytande metan byggas ut. Projektdeltagare är Energigas Sverige och AB Volvo tillsammans med de ledande biogasleverantörerna i Sverige; AGA, E.ON och FordonsGas. Business Region Göteborg är projektledare. Projektet har som mål att minst tre tankstationer för tankning av LNG byggs med placering i Stockholm, Malmö och Jönköping. I Göteborg är en sådan tankstation redan i drift sedan 2010.

7.2.5 UTVECKLING I BUSSTRAFIKEN

Västtrafik och Upplands lokaltrafik är de aktörer som idag är aktiva när det gäller dual-fuel-bussar. Enligt Västtrafiks uppskattning kan 300 metandieselbussar komma att köpas in inom fem år, förutsatt att dieselsättningen i Volvos bussar kommer att uppgå till omkring 70 %. För att Upplands lokaltrafik ska uppnå sitt mål om att ha 80 procent biogas till år 2014 krävs 200 biogasbussar. Det är dock inte klart idag om det kommer röra sig om dual-fuelfordon eller gasdrivna bussar med ottomotorer. Skånetrafiken är intresserad av dual-fuel-tekniken, eftersom det skulle kunna innebära att 100 procent av Skånetrafikens bussar skulle kunna drivas med biogas. Idag saknar 10-15 procent av regionens bussar tillgång på biogas, de körs därför på diesel. Storstockholms lokaltrafik har idag inga planer på att satsa på dual-fuel-tekniken. De satsar på RME och etanolbussar för regiontrafiken och biogasbussar används i innerstadstrafiken. Ett hinder för utvecklingen i bussektorn kan vara att dual-fuel-bussarna kan få svårt att klara de kommande utsläppskraven i Euro 6, som träder i kraft 31 dec 2013, vilket isåfall skulle innebära att det krävs en utveckling av bussmotorerna⁴⁰.

7.2.6 MILJÖKRAV PÅ TRANSPORTER ÖKAR EFTERFRÅGAN PÅ ENERGIEFFEKTIVA FORDON

Miljökrav på transporter väntas öka efterfrågan på energieffektiva fordon vilket bör leda till förbättrad konkurrenskraft för flytande metan som fordonsbränsle. Miljökraven kommer att ställas både i form av företagsinterna krav på minskade utsläpp från de egna transporterna hos företag med hög miljöprofil och som miljökrav vid upphandling av transporttjänster hos kommuner och myndigheter. Svensk kollektivtrafiks rekommendationer att andelen förnybara drivmedel ska uppgå till 40 procent år 2014 och 90 procent år 2020 är ett exempel på miljökrav som kommer att påverka konkurrenskraften för flytande metan i busstrafiken. Samtliga kontaktade trafikföretag har för övrigt mål i enlighet med dessa riktlinjer.

³⁹ Future Transport Fuels, Report of the European Expert Group on Future Transport Fuels, 2011

⁴⁰ Edvard Jobsson, Volvo Bussar AB

Samverkan mellan LNG och LBG

Tillgången till LNG är en viktig förutsättning för uppbyggnaden av biogasmarknaden. Några exempel på hur LNG bygger upp biogasmarknaden är:

- LNG används idag som backup för biogasanläggningar i östra Sverige och som till tio tankstationer i Stockholmsområdet för att säkerställa tillgången till fordonsgas.
- Sveriges första tankstation för LBG, tankstationen i Sundsvall, försörjs idag med LNG, i väntan på att produktionen av LBG kommer igång. Etableringen av tankstationen innebär att efterfrågan på LBG skapas, som innebär att producentens avsättning av biogasen säkras.
- I Uppsala möjliggör LNG-leveranser att Uppsala lokaltrafik kan genomföra fälttester av dual-fuel-bussar. Om försöket faller väl ut, kommer Uppsala lokaltrafiks bussar att köras på LBG när LBG finns att tillgå.

Att det inte råder någon konkurrens mellan naturgas och biogas kan även styrkas av att Skåne och Västkusten kring Göteborg, två av de mest utvecklade biogasmarknaderna, har tillgång till naturgas via det svenska naturgasnätet. Tillgången till naturgas har således inte förhindrat utvecklingen av biogasmarknaden, utan snarare stärkt den. Naturgasen bidrar till att bygga upp en marknad och är med och tar kostnaden för uppbyggnad av infrastrukturen för gasformiga bränslen. Samtidigt är biogasen viktig för att bygga upp en gasmarknad där det inte är ekonomisk försvarbart med ledningsbunden distribution och där transporten måste ske på annat sätt.

7.3 MÖJLIG MARKNADSUTVECKLING

Potentialen för att använda metan⁴¹ i tunga fordon bedöms vara stor, eftersom det finns ett stort behov av ersättningsbränslen till diesel i tunga transporter, dels för att klara klimatmål och dels för att undvika en framtida brist på diesel. Metan är också ett intressant bränsle i ett internationellt perspektiv och det finns få alternativa drivmedel tillgängliga för tunga transporter idag. Ökad användning av biogas är av stor vikt för att uppnå en ökad andel förnybara drivmedel och minska transporternas klimatpåverkan.

Den teoretiska potentialen kan sägas vara lika stor som användningen av diesel för tunga fordon idag, d.v.s. omkring 18 TWh/år⁴². Det är dock inte troligt att all diesel kommer att bytas ut. Trafikverket har i ett räkneexempel uppskattat hur mycket diesel som skulle behöva bytas ut för att nå en fossiloberoende fordonsflotta till 2030⁴³. Enligt denna uppskattning kommer cirka 10 TWh/år diesel att behöva ersättas i tunga fordonssektorn. Baserat på detta

⁴¹ Med metan avses här biogas eller naturgas, i komprimerad eller flytande form.

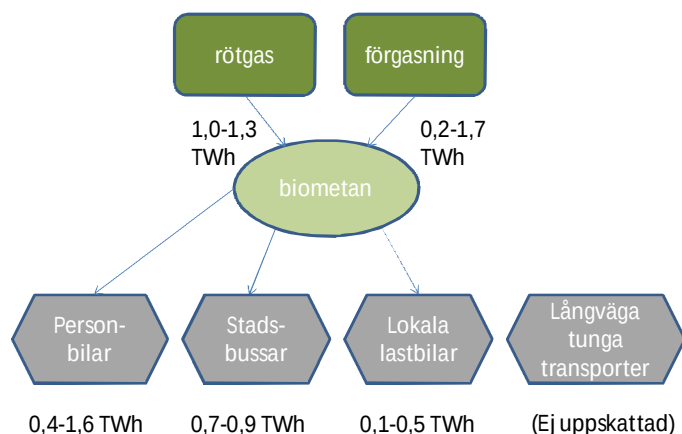
⁴² Håkan Johansson, Trafikverket

⁴³ Trafikslagsövergripande planeringsunderlag för begränsad klimatpåverkan, Trafikverket 2010

räkneexempel bedöms konverteringspotentialen för tunga fordon vara 10 TWh/år på lång sikt (2030).

Det bedöms dock inte som troligt att metan kommer att vara det enda bränslet som kommer in och ersätter diesel i tunga transporter. Metan kommer att konkurrera med andra bränslen, framförallt DME och FT-diesel på sikt.

Som stöd för en grov uppskattning av möjlig utveckling till 2020 har Trafikverkets scenario för användning av biogas i transportsektorn för år 2020 använts, vilket visas i figuren nedan.



Figur 15 Scenario för metan/biogas till 2020. Källa: Olle Hådel, Trafikverket.

Tillgången på biogas i transportsektorn uppskattas uppgå till omkring 3 TWh år 2020. Av denna förbrukning uppskattas omkring 1,5 TWh/år användas i tunga transporter, både i form av LBG och CBG. En viktig utgångspunkt i bedömningen är att storskalig förgasning kommer vara kommersiellt tillgänglig, men endast i begränsad omfattning. Utöver detta tillkommer efterfrågan på biogas till personbilar, som enligt Trafikverkets scenario kan komma att uppgå till 1,5 TWh/år.

Den tillgängliga mängden biogas på marknaden väntas i primärt att användas för stadsbussar och lokala lastbilar. Därför kommer det troligen finnas ett behov av LNG för långväga tunga transporter. Behovet uppskattas uppgå till omkring 1 TWh LNG år 2020.

Till år 2020 bedöms det vidare vara möjligt att fördubbla produktionskapaciteten av LBG, från 0,5 TWh/år till 1 TWh/år. Den producerade mängden LBG väntas framför allt användas inom busstrafiken, på grund av en högre betalningsvilja i jämförelse med andra transportföretag och interna krav på att använda förnybara drivmedel. Eftersom merparten av de tankstationer som kommer att byggas i framtiden väntas vara LCNG-stationer, där det är möjligt att tanka både flytande och komprimerad metan, kan delar av den framtida LBG-produktionen komma att användas av personbilar som drivs med CNG.

Framtiden för LNG inom bussektorn kommer att begränsas av de miljömål som trafikföretagen har satt upp för sina verksamheter. Detta medför att LNG kommer fungera som en tillfällig lösning i bussbranschen för att bygga upp biogasmarknaden.

Totalt uppskattas efterfrågan på metan uppgå till cirka 2,5 TWh år 2020 för tunga transporter.

8 RIKSTÄCKANDE NÄT AV TANKSTATIONER

För att skapa förutsättningar för utveckling och ökat nyttjande av flytande metan för exempelvis långtradare- och långfärdsbusstrafiken, behövs ett strategiskt, rikstäckande nät av tankstationer med flytande metan.

8.1 STRÅK FÖR TUNG TRAFIK OCH LÅNGFÄRDSBUSSAR



Figur 12 visar årsmedeltdygnstrafik för tung trafik. De huvudsakliga stråken för tunga och långväga transporter är Europavägarna (E4, E6, E20, E18, E22, E10, E14, E12 och delar av E45) samt de större riksvägarna.

I norra landsdelen är trafiken främst kanaliserad via den nord-sydliga E4:an. Tvärförbindelserna är dock mycket betydelsefulla för det betydligt mer befolkningsglesa inlandet. I södra delen av landet är transporterna betydligt mer omfattande och fördelade på ett större antal stråk.

Linjenätet för långfärdsbussarna är i huvudsak desamma som för tunga och långväga godstransporter. Långfärdsbussarna fyller dock en viktig, kompletterande funktion till persontågstrafiken, vilket innebär att den är särskilt omfattande i regioner där persontågstrafik saknas.

Figur 16
Årsmedeltdygnstrafik för
tung trafik i Sverige.

8.2 RIKSTÄCKANDE NÄT AV TANKSTATIONER

För att skapa ett rikstäckande nät av tankstationer har en strategi med 18 kompletterande tankstationer utformats, vilket visas i Figur 13 . Följande frågor har beaktats i analysen:

- **Tunga stråk** (lastbilar och bussar). De mest trafikerade stråken enligt ÅDT (årsmedeldygnstrafik) för tunga fordon. Busslinjenätet för långfärdsbussar bygger på idag aktuella tidtabeller. Noteras bör att busslinjenät kan förändras relativt snabbt.
- **Vägtransporternas regionala funktion och systemfunktion.** Transportsystemens har avgörande roll för hur regioner fungerar och utvecklas. I glesbebyggda regioner utan transportalternativ till lastbil har vägtransporterna särskild betydelse, vilket behöver beaktas i nätuppgbyggnaden.
- **Inbördes avstånd** (max 20-30 mil mellan tankstationer). I en uppbyggnadsfas av nät av tankstationer bör avstånden inte överstiga 30 mil. På längre sikt, med ökat marknadsunderlag, kan mellanliggande tankstationer etableras.
- **Täcka "hela" landet.** Fordon som drivs av flytande metan ska kunna köras över hela landet.
- **Stor nytta i tankstationens närområde.** Finns det en "lokal" efterfrågan på flytande metan som drivmedel, vilket är mest troligt i större städer där det är ett större trafikarbete, är det fördelaktigt.



Figur 17 Tungtrafikstråk och befintliga samt planerade tankstationer. Källa: ÅF, 2011

Idag finns ingen utbyggd logistiklösning för flytande metan i Sverige. För att få till stånd en infrastruktur är det nödvändigt att det finns en tillräckligt stor regional efterfrågan på flytande metan, så att investeringar i infrastrukturen kan delas mellan flera aktörer.

Generellt kan sägas att de olika distributionsalternativen för naturgas och biogas kompletterar varandra. Olika förutsättningar såsom avstånd, geografi etc. bestämmer vilket distributionssätt som är det bäst lämpade. LNG har skapat en global marknad för naturgas som tidigare inte var möjlig med ledningsbunden distribution. För Sveriges del ger flytande metan möjligheter att utvidga marknaden när de lönsamma transportavstånden ökar. Ökad distributionseffektivitet ger också en positiv påverkan på energiförluster och utsläpp.

Samverkan mellan LNG och LBG

Tillgången till LNG är en viktig förutsättning för uppbyggnaden av biogasmarknaden. LNG behövs som backup för att kunna säkerställa leveranser från biogasanläggningar. LNG-leveranser möjliggör också att projekt som syftar till att *skapa en efterfrågan* på LBG, som exempelvis tankstationen i Sundsvall och fälttesterna av dual-fuel-bussar i Uppsala, kan påbörjas innan produktionen av LBG kommit igång. Sådana projekt kan i sin tur påskynda utvecklingen av produktionen av LBG i Sverige.

Tillgången till naturgas stärker utvecklingen av biogasmarknaden. Naturgasinvesteringar tar kostnaden för uppbyggnad av infrastrukturen för gasformiga bränslen. Samtidigt bidrar biogasen till att bygga upp en gasmarknad där det inte är ekonomiskt försvarbart med ledningsbunden distribution och där transporten måste ske på annat sätt

Industrisektorn

För att flytande naturgas ska kunna konkurrera krävs en ny infrastruktur som på ett kostnadseffektivt sätt gör det möjligt att distribuera flytande naturgas till de regioner där behovet är som störst. Den avgörande faktorn för industrins intresse är kostnadsbilden för LNG i förhållande till de alternativa bränslen som står till buds.

Konverteringspotentialen för den energiintensiva industrin uppskattas i studien till 6,8 TWh/år. Om denna konverteringspotential konkurrerar flera alternativa bränslen. Vilka bränslen som tar marknadsandelar beror av flera faktorer såsom pris, tillgång på bränsle, tillgång på processteknik respektive fordon, teknikutveckling och eventuella framtida tekniksprång.

För att försörja landet med flytande naturgas nyttjas idag lastbils- och trailertransporter till industrierna. Den ekonomiskt försvarbara räckvidden för industrins försörjning är uppskattad till ca 30-35 mil och den maximala volymen per transport är ca 70 m³ per enhet. Med dagens försörjningssystem nås i stort sett hela södra Sverige, men viktig industri i Norrland har betydligt sämre tillgång.

De inbördes avstånden, och industrins påvisade behov, visar att en strategi med terminaler i Gävle, Sundsvall och Luleå till stora delar täcker de områden och industrier som är mest intressanta.

Tunga transporter

Potentialen för att använda metan i tunga fordon bedöms vara stor. Detta mot bakgrund av att det finns ett stort behov av ersättningsbränslen till diesel i tunga transporter både för att klara klimatmål och för att undvika en framtida brist på diesel. Den högre energitätheten för flytande metan i jämförelse med komprimerad gas gör att det får plats tre gånger så mycket bränsle i tanken. Detta ger större möjligheter att även använda gasdrivna fordon i regional kollektivtrafik och långväga godstrafik.

Den teoretiska årliga potentialen uppskattas till att vara lika stor som användningen av diesel för tunga fordon idag, d.v.s. omkring 18 TWh. Det är dock inte troligt att all diesel kommer att bytas ut. Med stöd av en uppskattning från Trafikverket bedöms cirka 10 TWh/år diesel att behöva ersättas i tunga fordonssektorn till år 2030. Metan kommer troligen inte vara det enda bränslet som ersätter diesel i tunga transporter utan konkurrerar med andra bränslen, framförallt DME och FT-diesel på sikt. Totalt uppskattas efterfrågan på metan uppgå till cirka 2,5 TWh år 2020 för tunga transporter. Utöver detta tillkommer efterfrågan på biogas till personbilar på 1,5 TWh år 2020.

Avsaknaden av infrastruktur idag bedöms vara ett centralt hinder för marknaden för flytande metan. Marknadskartläggningen har visat att det under de närmaste två åren troligen kommer att finnas knappt tio tankstationer i södra Sverige för flytande metan. Då fordon med LNG i tanken har en räckvidd på cirka 50 mil innebär detta att infrastrukturen kommer vara tillräckligt utbyggd i södra Sverige för att det ska vara möjligt att köra lastbilar som drivs med flytande metan i större delen av södra Sverige. I resten av landet, d.v.s. västra och norra Svealand samt Norrland, saknas infrastruktur för metandrivna långväga transporter.

För att skapa förutsättningar för utveckling och ökat nyttjande av flytande metan för exempelvis långtradare- och långfärdsbusstrafiken, behövs ett strategiskt, rikstäckande nät av tankstationer med flytande metan. Utifrån stråkanalyser av tung trafik och större kollektivtrafikstråk, med ett mål om att täcka hela Sverige, har ett strategiskt nät av tankstationer föreslagits, totalt ytterligare 18 stycken förutom de tankstationer i södra och mellersta Sverige som redan är planerade eller i drift.

Personliga kontakter

Roger Andersson, AGA
Christer Sandström, AGA
Göran Ekmarker, Akzo Nobel
Anders Karlsson, Casco Adhesives AB
Johan Andersson, Cryo AB
Philip Werner, Cryo AB
Anders Snell, Billerud
Lars Annerberg, Bussbranschen
Anna Berggren, Fordonsgas Sverige
Magnus Witting, Göteborg Energi
Johan Skönström, Korsnäs
Kent Sundell, M-real
Jerker Nylund, Nobina
Peter Blomberg, Nordic LNG
Roger Göthberg, Nordic LNG
Hans Östlin, Nynäs AB
Niklas Tarantino, Outokumpo
Mikael Möller, Plast – och kemiföretagen
Bertil Karlsson, PREEM AB
Susanne Lindqvist, Sandvik
Per-Erik Eriksson, SCA
Clas Sörensen, Skånetrafiken
Lars Axelsson, Skogsindustrierna
Stefan Wallin, SL
Ingemar Lundkvist, Smurfit Kappa
Tomas Hirsch, SSAB
Anders Heldemar, Stora Enso
Per Sommarin, Svenska Gjuteriföreningen
Magnus Falk, Sveriges Åkeriföretag
Peter Olsson, Rönnskär
Olle Hådel, Trafikverket
Håkan Johansson, Trafikverket
Boo Rundqvist, Uddeholm
Edvard Jobsson, Volvo Bussar AB
Lennart Pilskog, Volvo Lastvagnar AB
Leif Magnusson, Västtrafik

Material

Bengtsson et.al. 2001. Life cycle assessment of marine fuels. Chalmers University of Technology. Report no. 11:125. ISSN 1652-9189.

Bourgeios, A, Bergen Energi, Gas prices: models & trends, Presentation Energigas Sverige 20110209

Energimyndigheten, Förslag till sektorsövergripande biogasstrategi, ER 2010:23

Energimyndigheten, Långsiktsprogno 2010, 2011

Gasakademin, Gasdrift av fordon, 2007

Gasakademin, Industriell energigasteknik, 2004

Gasakademin, Energigas och Miljö, 2006

Grontmij, Distributionsformer för biogas och naturgas i Sverige, 2009

Biomil, Den svenska biogaspotentialen från inhemska restprodukter, 2008

Fejes J, IVL, Presentation NOG-seminarium 2010-12-02

Hådell O, Trafikverket, Presentation NOG-seminarium 2011-03-31

IEA, CEDIGAZ, 2003. The challenges of further cost reductions for new supply options (pipeline, LNG, GTL). Presentation, 22nd World Gas Conference 1 – 4 juni, Tokyo, 2003.

IVL, Miljöfaktaboken för bränslen, IVL 2001.

Lunds tekniska högskola, Kryotekniskt behandlad flytande biogas, en utvärdering med utgångspunkt i Stockholm, 2009

Lunds universitet, LNG i Sverige, 2006

Rasgas, 2011. Utdrag från presentation vid studiebesök på RasGas, Qatar 2011-04-19.

Report of the European Expert Group on Future Transport Fuels, Future Transport Fuels, January 2011

SCB statistik, Energianvändning i industrin 2008-2009, specialkörning beställd av ÅF, 2011

SSPA, Maritima förutsättningar för utbyggnad av infrastruktur för LNG/LBG, 2011

Svenskt Gastekniskt center, Sammanställning från två seminarier: Kryoteknik för biogasbranschen, LBG – andra generationens fordonsbränsle

Sweco Viak, 2008. Nynäshamns gasterminal AB, Detaljplan inom Kalvö 1:22 m.fl. Miljökonsekvensbeskrivning, LNG-terminal i Nynäshamns kommun. Antagandehandling mars 2008

Trafikverket, Trafikslagsövergripande planeringsunderlag för Begränsad Klimatpåverkan, Publikation 2010:095

Utveckling av Nordkalottens logistik, Naturgas som energikälla för Basindustrin på Nordkalotten, Kunskapssammanställning för ett distribuerat transportsystem för flytande naturgas LNG, 2006

Vattenfall Power Consultant AB, LCNG-studie – möjligheter med LNG i fordonsgasförsörjningen i Sverige, 2006

Vinois J. A., Presentation NOG-seminarium 20110216

ÅF-Consult AB, Naturgas – en bro in i biogassamhället, 2008

ÅF Infraplan: Umeå – ett av Sveriges stora logistiknav. Umeå kommun, 2007.

ÅF Infraplan: Region Gävleborg – regional systemanalys. Region Gävleborg, 2008.

ÅF Infraplan: Regional systemanalys Dalarna. Region Dalarna, 2008.

ÅF Infraplan: Regional systemanalys – De fyra nordligaste länen. Länsstyrelserna i de fyra nordligaste länen samt region Västerbotten, 2008.

ÅF Infraplan: Godtrafikstudie Norrbottenbanan. Norrbottenbanegruppen, 2006

ÅF Infraplan: Länstransportplan 2010-2021 för Norrbottens län. Länsstyrelsen Norrbotten, 2010.

ÅF Infraplan: Nationell godsstrategi. Fokus: Järnväg. För Botniska korridoren, 2010.

Hemsidor

Sundsvall Logistikpark AB: Informationsbroschyr. www.sundsvall.se/logistikpark

Gävle hamn: www.gavle-port.se

NLC: www.nlc.se

Nordvästra Skånes Renhållningsbolag, www.nsr.se

Bilaga 1

Sammanställning av befintlig och planerad infrastruktur för flytande metan (LNG och LBG) i Sverige

Juni 2011.

1 SAMMANSTÄLLNING AV INFRASTRUKTUR FÖR FLYTANDE METAN

1.1 PRODUKTIONSANLÄGGNINGAR I NORDEN

1.1.1 SKÖLDVIK, FINLAND

I Sköldvik, Finland produceras LNG genom kryogen kondensation med flytande kväve. Anläggningen producerar cirka 11 miljoner Nm³ naturgas årligen, vilket motsvarar ca 800 ton LNG⁴⁴. Idag kommer AGAs LNG-leveranser kommer från Sköldvik.

1.1.2 TJELDBERGODDEN, NORGE

I Tjeldbergodden, Trondheim, Norge finns en anläggning för produktion av LNG. Anläggningen producerar årligen ca 27 miljoner Nm³ naturgas, vilket motsvarar ca 19 500 ton LNG årligen. Denna LNG levereras främst till kunder i Norge. AGA är delägare i denna anläggning och har den som backup för Sverige⁴⁵.

1.1.3 KARMÖY, NORGE

Gasnor har en anläggning för produktion av LNG på ön Karmøy utanför Bergen, Norge. Anläggningen producerar ca 27 miljoner Nm³ naturgas årligen, vilket motsvarar ca 19 500 ton LNG⁴⁶.

1.1.4 SKANGASS, NORGE

Nordic LNG är ansvarig för distribution av LNG från produktionsanläggningen Skangass i Risavik utanför Stavanger, Norge. Skangass och Nordic LNG har samma ägare. Produktionskapaciteten i Skangass är 300 000 ton LNG årligen.

När LNG-terminalen i Nynäshamn är igång kommer AGA att köpa sin LNG från företaget Nordic LNG. Vid behov hämtas LNG från Stavanger. Huvudmängden av AGA:s LNG tas idag dock från Finland⁴⁷.

⁴⁴ Christer Sandqvist, AGA, AGA_LNG infrastruktur,

http://www.sjofartstidningen.se/gasseminarium/Infrastruktur_for_lng_hantering_III.pdf

⁴⁵ Christer Sandqvist, AGA, AGA_LNG infrastruktur, <http://www.tif.no/33908/226/263-4911.html>,

http://www.sjofartstidningen.se/gasseminarium/Infrastruktur_for_lng_hantering_III.pdf

⁴⁶ http://www.sjofartstidningen.se/gasseminarium/Infrastruktur_for_lng_hantering_III.pdf

⁴⁷ Christer Sandqvist, AGA,

http://www.sjofartstidningen.se/gasseminarium/Infrastruktur_for_lng_hantering_III.pdf

1.1.5 KOLLSNES, NORGE

Gasnor har en anläggning för produktion av LNG i Kollsnes, Bergen, Norge. Anläggningen producerar ca 160 miljoner Nm³ naturgas årligen, vilket motsvarar ca 116 000 ton LNG⁴⁸.

1.1.6 MELKÖYA, NORGE

På ön Melköya, Hammerfest, Norge kondenseras naturgas från gasfältet Snøhvit. Härifrån ska tankbåttransporter av LNG gå till marknader i Europa och USA. Statoil har drivit projektet att bygga produktionsanläggningen och exportterminalen.

Produktionskapaciteten i anläggningen är omkring 5,5 miljarder Nm³ naturgas årligen, vilket motsvarar ca 4,3 miljoner ton LNG⁴⁹.

1.2 IMPORTTERMINALER FÖR DEN SVENSKA MARKNADEN

1.2.1 NYNÄSHAMN

I Nynäshamn bygger AGA Gas en terminal för mottagning av LNG med sjöfart. Terminalen planeras stå klar i mitten av 2011. Terminalen kommer att hantera ca 225 000 ton LNG årligen, vilket motsvarar 3-3,5 TWh⁵⁰.

Från terminalen kommer AGA att leverera LNG till bland annat AGA:s tankstationer baserade på LNG, LNG-terminalen i Högdalen samt Nynas AB⁵¹.

1.2.2 LYSEKIL

PREEM och Nordic LNG har gemensamma planer att uppföra en LNG-terminal vid Preemraff i Brofjorden. Inom kort kommer en MKB att lämnas in som avser uppförande av en LNG-terminal. Huvudsyftet med terminalen är att försörja raffinaderiet med råvara för primärt vätgastillverkning. Nordic LNG kommer att bygga och äga terminalen på Preems område och LNG kommer att tas från Nordic LNGs anläggning i Stavanger. Terminalen planeras att tas i drift 2014.

Förbrukningen i Preems vätgasfabrik väntas uppgå till strax under 170 000 ton LNG per år, men är beroende på bland annat driftsätt. Med en förväntad tillförsel av LNG i poster om ca 6 800 ton LNG (ca 15 000 m³), kommer leveranser av LNG till Lysekil ungefär varannan vecka. Det är Nordic LNG som ansvarar för tillförseln och utförningen av lagertank. Planerna i dagsläget avser en cistern med lagringskapacitet om ca 9 000 ton LNG (20 000 m³)⁵².

⁴⁸ http://www.sjofartstidningen.se/gasseminarium/Infrastruktur_for_lng_hantering_III.pdf

⁴⁹ <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/snohvit/>

⁵⁰ Christer Sandqvist, AGA

⁵¹ Roger Andersson, AGA Gas

⁵² Bertil Karlsson, Preem, Peter Blomberg, Nordic LNG

Nordic LNG planerar även för en bilutlastning som ett komplement till den redan beslutade mottagningsterminalen i Fredrikstad som tas i drift till sommaren. LNG ska lastas på lastbil vid Lysekil och köras ut till Nordic LNGs kunder i Sverige. Nordic LNG söker tillstånd för en total genomströmning av LNG om 250 000 ton per år i terminalen.

Nordic LNG ser även på sikt möjligheter i bunkringsmarknaden för denna terminal. Dock finns inte några sådana planer med i den första fasen av projektet⁵³.

1.2.3 GÖTEBORG

Göteborg Energi i samarbete med Göteborgs hamn planerar för att etablera en terminal i Göteborgs hamn för LNG med möjlighet till utlastning till bunkerbåt, lastbil och järnväg. Tillståndsansökan lämnas in under våren 2011 och rör en terminal av storleken 15 000 m³ med en planerad årlig genomströmning på 600 000 m³. Terminalen ses som en första fas för användningen av LNG i Göteborgsområdet.⁵⁴

1.2.4 FREDRIKSTAD

Nordic LNG öppnar i juli 2011 en ny importterminal för LNG i Fredrikstad. Genomströmning av LNG kommer att uppgå till 80 000 ton per år i en första projektfas, dvs 1/3 av den totala mängden i Lysekil. LNG som importeras vid terminalen i Fredrikstad kommer att distribueras till kunder i närområdet via pipeline i gasfas, samt i vätskefas till kunder med lastbil i bland annat Sverige⁵⁵.

1.2.5 HELSINBORG

Ett nätverk för flytande naturgas och biogas har bildats, vilka arbetar för att etablera en importterminal i Helsingborg. I nätverket ingår Helsingborg hamn, Öresundskraft AB, Kemira Kemi AB, NSR (Nordvästra Skånes Renhållningsverk), Sveriges Hamnar och Energigas Sverige. Projektet är ännu i ett inledande skede. Ett av motiven för att placera en terminal i Helsingborg är att Helsingborg både är en knutpunkt för sjöfarten och för vägtransporter i Skåne. För närvarande pågår förberedelser för att kunna genomföra en förstudie av en etablering av en terminal i Helsingborg.

1.2.6 ÖVRIGA LNG-TERMINALER OCH ANLÄGGNINGAR

Nordic LNG har planer på importterminaler för LNG på flera platser. Inga av dessa planer har framskridit så långt att skriftliga avtal ännu finns.

⁵³ Peter Blomberg, Nordic LNG

⁵⁴ Intervju Magnus Witting 20110511

⁵⁵ Peter Blomberg, Nordic LNG

1.3 PRODUKTIONSANLÄGGNINGAR FÖR LBG I SVERIGE

1.3.1 SUNDSVALL

I Sundsvall har Sundsvall kommun och Scandinavian GtS byggt en anläggning för produktion av LBG med kryoteknik. Biogasen som renas och omvandlas till LBG kommer från MittSverige Vattens reningsverk Tivoliverket. AGA Gas köper den LBG som produceras. Anläggningen kommer att producera omkring 600 000 Nm³ biogas av fordonsgaskvalitet årligen, vilket motsvarar omkring 420 ton LBG årligen.⁵⁶

I Sundsvall planeras även en biogasanläggning för rötning av organiskt avfall så som hushållsavfall och avfall från livsmedelsindustrin, samt eventuellt slam från SCA. Om denna gas ska uppgraderas till LBG är dock oklart då projektet är inne i förprojekteringsfasen.

1.3.2 LIDKÖPING

Vid Kartåsens avfallsanläggning fyra kilometer öster om Lidköpings tätort bygger Swedish Biogas International en produktionsanläggning för biogas från framförallt restprodukter från lokala producenter av livsmedel. Totalt behandlad mängd substrat uppgår till 60 000 ton/år. Swedish Biogas International ansvarar för råvara fram till uppgraderad biogas. Anläggningen kommer att producera ca 6 miljoner Nm³ biogas av fordonsgaskvalitet årligen, vilket motsvarar ca 60 GWh.

Uppgraderad gas kommer sedan att förvätskas till LBG i en anläggningsdel som ägs av Göteborg Energi och Lidköpings kommun. Tekniken som används är en redan etablerad teknik för flytande naturgas. Från och med i juli är förhoppningen att anläggningen ska kunna producera och leverera LBG. Förvätskningsanläggningen har en kapacitet att förvätska samtliga 6 miljoner Nm³ biogas, vilket motsvarar omkring 4 400 ton LBG årligen. Ambitionen är att på sikt förvätska all biogas till LBG.

En del av fordonsgasen kommer till en början att transporteras i gasform ut till sex tankställen runt om i Lidköping och Västra Götaland, medan resterande volymer transporteras i flytande form till marknader längre bort. Det är Göteborg Energis dotterbolag Fordonsgas Sverige som främst kommer att köpa och distribuera den producerade mängden LBG.⁵⁷

1.3.3 ENKÖPING

Företaget Biogas Uppland, samägt av Scandinavian Biogas och Upplands lokaltrafik (UL), planerar en biogasanläggning i Varghällar, öster om Enköping. Planerna har precis initierats och avtal gällande fastighetsköp har tecknats mellan Enköping kommun och Biogas Uppland. Anläggningen kommer att leverera 10 miljoner Nm³ biogas av fordonsgaskvalitet årligen, vilket motsvarar omkring 7 500 ton LBG.

⁵⁶http://www.scandinaviangts.com/swe/files/file/Inbjudan_invigning_biogas_2juni_MSV.PDF, Infrastruktur för LNG-hantering, Hans Kättström, Scandinavian Gts

⁵⁷<http://www.lidkoping.se/boendeochmiljo/energi/biogas/lidkopingbiogas.4.d62f0912738006cfc8000554806.html>, <http://www.mynewsdesk.com/se/pressroom/greenlane/pressrelease/view/lidkoeping-i-stor-miljoesatsning-paa-fordonsgas-328117>, Infrastruktur för LNG-hantering, <http://www.swedishbiogas.com/sv/referensanlaeggningar/sverige/lidkoeping>, Claes Sommansson, Göteborg Energi

Anläggningen ska försörja en delmängd av Upplands lokaltrafik. Hur stor denna andel kommer att bli är inte bestämt. Det finns idag inga planer om att leverera LBG för allmänt bruk.⁵⁸

1.3.4 HELSINGBORG

I Helsingborg har Miljödomstolen gett tillstånd till en produktionsanläggning för flytande biogas vid Filborna återvinningsanläggning i Helsingborg som drivs av Nordvästra Skånes Renhållnings AB (NSR).

Anläggningen ska baseras på metangas från Filbornas avfallsdeponier och i biogas-anläggningen ska metangasen uppgraderas till flytande biogas. NSR samarbetar med Volvo Technology Transfers dotterbolag Terracastus Technologies i detta projekt.

Enligt NSR beräknas anläggningen för LBG planeras att tas i drift vid årsskiftet 2012/2013 och totalt producera ca 15 miljoner Nm³ biogas av fordonsgaskvalitet årligen, vilket motsvarar ca 11 000 ton LBG⁵⁹.

1.3.5 TRELLEBORG

E.ON tillsammans med Skånska Biobränslebolaget har planer på att bygga en anläggning för produktion av biogas vid det nedlagda sockerbruket i Jordberga, Trelleborg. Ett investeringsbeslut kommer att tas under våren 2011. I ett första produceras 100 GWh biogas vilken uppgraderas och förs ut på naturgasnätet. Det finns redan nu diskussioner om en eventuell utökad biogasproduktion upp till 300 GWh. Denna biogas kan eventuellt komma att förvätskas till LBG, men inga beslut är tagna. Om den utökade produktionen på 200 GWh skulle förvätskas till LBG skulle detta kunna motsvara omkring 14 700 ton LBG årligen.

1.3.6 STOCKHOLM

På Loudden i Stockholm bygger Scandinavian Biogas Fuels en anläggning för produktion av LBG. Anläggningen består dels av en befintlig upprustad rötkammare där restprodukter från jordbruket ska rötas, dels av en ny uppgraderingsanläggning som ska uppgradera rågas till flytande biogas med kryoteknik. Anläggningen har tillstånd för 900 000 Nm³ uppgraderad biogas av fordonsgaskvalitet och förvätskningsanläggningen har kapaciteten av förvätska samtlig gas, motsvarande en produktion om ca 670 ton LBG. Scandinavian Biogas söker nu tillstånd för att dubbla produktionen uppgraderad gas, vilket skulle kunna innebära en fördubblad produktion av LBG efter en del justeringar i förvätskningsanläggningen⁶⁰.

1.3.7 ÖVRIGA PROJEKT

Om och när bussarna i Upplands Lokaltrafik behöver ytterligare ett produktionsställe för LBG kan Tierp bli aktuell placering av ytterligare en biogasanläggning i Biogas Upplands regi.

⁵⁸ http://www.scandinavianbiogas.se/index_arkiv.php?option=news&newsid=51

Anna Aldén, VD Biogas Uppland

⁵⁹ Leif Persson, Terracastus Technologies

⁶⁰ Anna Aldén, VD Biogas Uppland

Tierp var en av de placeringar som utreddes innan beslut togs om att Biogas Uppland bygger biogasanläggning i Enköping⁶¹.

1.4 TANKSTATIONER FÖR DEN SVENSKA MARKNADEN

1.4.1 STOCKHOLMSOMRÅDET

AGA har tankstationer för gasformigt bränsle i Älvsjö, Täby och Upplands Väsby. Tankstationen i Älvsjö ligger på AGA:s egen mark och är öppen för företag så som sop- och distributionsbilar. Tankstationerna i Täby och Upplands Väsby är publik. Samtliga tre tankstationer förses idag med LNG, men ännu är det bara möjligt att tanka gasformigt bränsle i dessa. Tankstationerna är förberedda för omställningen till tankning av flytande bränsle, men då placeringen av tankstationerna inte är optimal för tankning av tunga transporter finns inga beslut om tillbyggnation.

AGA har köpt in utrustning för att bygga en tankstation för flytande metan i Järna, Södertälje. Denna tankstation kommer att vara en LCNG-tankstation, med möjlighet till att tanka både flytande och komprimerad naturgas och den kommer vara placerad så att möjligheten finns att tanka tunga fordon. Detta kommer att bli AGA:s första tankstation för flytande metan⁶².

AGA har även planer på att upprätta en LCNG-tankstation i Länna. Denna tankstation kommer att vara lokaliserad så att möjligheten finns att tanka tunga fordon. Utrustningen till denna anläggning är inte inköpt, men troligtvis kommer tankstationen att stå klar i november 2011⁶³.

E.ON ligger nära ett beslut att öppna ett CNG-tankställe i Stockholm med LNG-försörjning⁶⁴.

1.4.2 GÖTEBORGSOMRÅDET

Fordonsgas Sverige har en tankstation för tankning av LNG vid Stig Center i Göteborg. Här är det även möjligt att tanka CNG. Förhoppning är att i framtiden även kunna tanka LBG⁶⁵.

1.4.3 MALMÖOMRÅDET

I Malmö planerar E.ON en tankstation för tankning av LNG i lastbilar. Detta ingår i projektet BiMe Trucks⁶⁶.

⁶¹ Anna Aldén, VD Biogas Uppland

⁶² Roger Andersson, AGA Gas

⁶³ Roger Andersson, AGA Gas

⁶⁴ Roland Nilsson, E.ON

⁶⁵ Anna Berggren Fordonsgas Sverige

⁶⁶ Roland Nilsson, E.ON

1.4.4 HELSINGBORG

En tankstation för tunga fordon planeras i anslutning till NSRs produktionsanläggning för flytande biogas i Helsingborg. Förutom NSR deltar även Volvo och Scania i planeringen av tankstationen. Enligt dagens planer ska tankstationen byggas i årsskiftet 2011/2012.

1.4.5 UPPSALAOMRÅDET

Ett pilotförsök att använda flytande metan ihop med diesel (dual fuel) görs med flygbussen mellan Uppsala och Arlanda. Idag görs försöket med LNG. Det är företaget Biogas Uppland som satt upp en temporär tankstation i Uppsala. Blir satsningen lyckad kan fler bussar komma att ställas om och i framtiden är det tänkt att vara LBG i tanken. UL har som mål att 80 procent att regionbussarna ska drivas på biogas år 2014. Dagens befintliga tankstation är endast temporär och upprättad endast för pilotförsöket. Om pilotförsöket blir lyckat kommer Biogas Uppland att gå vidare med planerna att upprätta en tankstation för flytande metan med möjlighet att tanka UL:s bussar.⁶⁷

1.4.6 JÖNKÖPING

Fordonsgas Sverige planerar en tankstation för tankning av flytande metan i Jönköping. Denna tankstation ingår i projektet BiMe Trucks⁶⁸.

1.4.7 SUNDSVALL

I Sundsvall finns tankstation för gasformigt bränsle där tankstationen förses med flytande metan. Tankstationen är inte placerad optimalt för tunga transporter varför inga planer finns på att bygga om tankstationen för tankning av flytande metan för tunga transporter⁶⁹.

1.4.8 EJ BESLUTADE TANKSTATIONER

AGA för diskussionen om etablering av tankstation för flytande metan för tunga transporter på flera ställen i landet. Örebro och Stockholm är två områden som identifierats som möjliga platser, men inga beslut är tagna ännu. AGA menar att marknaden måste ta fart innan beslut om fler tankstationer tas⁷⁰.

E.ON använder eller säljer ingen LNG idag, inte heller som backup. E.ON utför och deltar i utredningar båda för användning och distribution av såväl LNG som LBG⁷¹.

⁶⁷ http://www.scandinavianbiogas.se/index_arkiv.php?option=news&newsid=45), Anna Aldén, VD Biogas Uppland

⁶⁸ Anna Berggren, Fordonsgas Sverige

⁶⁹ Roger Andersson, AGA Gas

⁷⁰ Roger Andersson AGA Gas

⁷¹ Roland Nilsson, E.ON



Scheelegatan 3, 212 28 Malmö • Tel 040-680 07 60 • Fax 040-680 07 69
www.sgc.se • info@sgc.se
