



Centre for Transport Studies

STOCKHOLM

Sjöfartens långsiktiga drivmedelsförsörjning

Per Kågeson KTH

CTS Working Paper 2012:28

Abstract

This study compares the effectiveness of potential future shipping fuels in terms of cost and climate change impact and in particular the pros and cons of LNG compared to liquefied fuels. Today there are only a small number of LNG-fuelled ships and none that use FT-diesel, methanol or DME. This makes the comparison complicated. However, both LNG and methanol are traded in large quantities. In his choice of fuel the owner has to consider the individual vessels energy intensity and remaining years of operation as well as the space available for installing complementary equipment and the extent to which the ship is expected to move in seas with special sulphur and NOX restrictions. Currently HFO in combination with scrubbers, LNG and methanol all appear to be competitive to MGO provided that any investment can be written off over at least five years and that the ship operates mainly in SECAs. However, all fuels based on natural gas are extremely sensitive to the price difference between gas and HFO. The incremental investment is higher for LNG than for methanol, which might make the latter a better choice for a ship with few remaining years. In new ships, LNG has the advantage of being allowed a longer depreciation period, and a rising price of natural gas is less of a threat to LNG than to methanol and DME. The long-term choice of fuel may also be influenced by future regulations on CO₂, methane, soot and other particles as well as by safety requirements. LNG is more sensitive to stringent requirements concerning methane and safety than the competing fuels.

Keywords: maritime shipping, marine fuels, LNG, methanol, DME

JEL Codes: Q42

0. Sammanfattning

Syftet med denna studie är att översiktligt jämföra kostnads- och klimateffektiviteten hos vissa flytande och gasformiga fossila bränslen som kan bli aktuella för fartygsdrift samt produktion av motsvarande drivmedel från förnybar energi. En viktig aspekt är om det kan finnas ekonomiska och miljömässiga fördelar med att använda naturgas och/eller biogas för framställning av flytande drivmedel som är av sådan storleksordning att de kan uppväga nackdelen av den lägre totala energieffektivitet som blir en konsekvens av att omvandla gas till vätska. Exempel på sådana fördelar kan vara lägre kostnader i distributions- och användarleden samt möjlighet att minimera läckage av metan, som är en kraftfull växthusgas.

Ännu finns relativt få LNG-drivna fartyg och inga som drivs med FT-diesel, metanol eller DME. Det innebär att kostnadsjämförelsen är svår och måste baseras på en rad mer eller mindre osäkra antaganden. Dock produceras betydande mängder LNG och fossilbaserad metanol vilket gör att en del av kostnaden kan bedömas med någorlunda säkerhet. Utfallet påverkas av fartygens återstående livslängd, utrymmet ombord för kompletterande utrustning samt av i vilken utsträckning de förväntas trafikera SECA- och NECA-områden med krav på mycket låga utsläpp av svavel respektive kväveoxider.

Att döma av tillgänglig information är vid dagens relativpriser såväl skrubbers i kombination med tung olja (HFO), metanol och LNG potentiellt konkurrenskraftiga gentemot lågsvavlig diesel (Marine Gas Oil) förutsatt att kostnaderna ombord kan skrivas av på minst fem år och fartyget i huvudsak trafikerar SECA-områden.

De tillkommande kostnaderna ombord blir större för LNG än för metanol. Vid korta avskrivningstider, t.ex. till följd av att fartyget bedöms ha relativt få år kvar till skrotning, kan därför metanol bli billigare förutsatt att skillnaden i bränslekostnad är liten och metanol kan användas i befintliga motorer. LNG kan på sikt ha bättre förutsättningar än metanol eftersom merkostnaden ombord kan skrivas av över längre tid för nya fartyg. Metanol är mera känsligt för stigande priser på naturgas till följd av att omvandlingsförlusten är väsentligt större än för LNG.

När den tillåtna svavelhalten sänks till 0.5 procent i havsområden som inte omfattas av SECA-reglerna skärps konkurrensen om lågsvavlig bunkerolja. Det bör ytterligare gynna de på naturgasbaserade bränslealternativen liksom HFO i kombination med skrubbers.

Det är inte möjligt att idag bedöma kostnaden för LNG och metanol när de framställs ur syntesgas (efter termisk förgasning av ved). De första anläggningarna för produktion av dessa biodrivmedel kommer att ge betydligt högre kostnader än motsvarande framställning ur naturgas.

1. Bakgrund

IMO (2009) bedömde att den internationella sjöfarten år 2006 förbrukade 321 Mt bränsle vilket gav upphov till utsläpp av 1 008 Mt CO₂. Förbrukningen fördelades ungefär 66/34 mellan HFO (Heavy Fuel Oil) och MGO/MDO (Marine Gasoil respektive Marine Diesel Oil). Därtill användes en liten mängd LNG (Liquefied Natural Gas).

Under business-as-usual kan förbrukning och emissioner ha fördubblats till år 2030 (jämfört med 2006). Kraven i IMO:s EEDI (Energy Efficiency Design Index), som avser nya fartyg, och utnyttjande av SEEMP (Ship Energy Efficiency Management

Plan) på alla skepp kommer dock att verka återhållande på konsumtionstillväxten. Dessutom väntas intresset för "slow-steaming" öka i respons på stigande bränslepriser, vilka därtill kan få redarna att överväga val av lägre designhastighet för nya fartyg än vad man tidigare gjort. Kompletterande användning av vindassistans och solceller kan också i någon mån dämpa efterfrågan på bränsle. Sammantaget kan dessa trender leda till att efterfrågan på drivmedel år 2030 "bara" hamnar ca 40 procent över 2006 års nivå (CE Delft et al, 2009). År 2006 stod sjöfarten för ca 11 procent av den globala slutliga konsumtionen av petroleumprodukter. Eftersom peak-oil troligen inträffar före 2030, även om man inkluderar produktionen av okonventionell olja, kommer sannolikt sjöfartens andel av konsumtionen att öka. Huvudanledningen till detta är att petroleumprodukter lättare kan substitueras i flertalet andra sektorer.

På längre sikt måste dock konventionell olja i växande omfattning ersättas av andra typer av drivmedel också i sjöfartssektorn. Från klimatsynpunkt är det angeläget att produktionen av de nya drivmedlen inte ger upphov till några större emissioner av växthusgaser. Därtill behöver sektorn se till att valet av drivmedel inte direkt eller indirekt ger upphov till omfattande utsläpp av andra luftföroreningar. Beslutade krav och eventuella tillkommande framtida krav på minskade utsläpp av svavel, NOx (kväveoxider) och partiklar kommer att påverka ekonomin hos olika bränsletillförselstrategier.

Den globala potentialen för framställning av biobränsle kommer att vara begränsad under överskådlig tid och användningen kan, delvis som ett resultat av skillnader i beskattning, vara mera ekonomiskt intressant i andra sektorer än inom sjöfarten. Därtill bör man beakta att biobränslepotentialen kan ge väsentligt större bidrag till uppfyllande av klimatpolitiken, åtminstone på kort sikt, om den får användas för att ersätta stenkolk och brunskolk vid produktion av el och värme. Av detta skäl kan anledning finnas att överväga fortsatt användning av fossil energi inom sjöfarten, kompletterad med vindenergi och på sikt med inslag av förnybara drivmedel.

På kort sikt är naturgas en stark kandidat eftersom reserverna är stora och ser ut att komma att växa till följd av ökad exploatering av "shale gas". År 2010 producerades globalt ca 3 280 miljarder normalkubikmeter (Nm³) naturgas. Det mesta distribueras i pipelines vilket har bidragit till att priset på gas varierar mellan olika kontinenter och marknader. Produktionen av LNG ökar stadigt och nådde 2010 nästan 300 miljarder kubikmeter (i gasform). Den globala nominella produktionskapaciteten uppgick till 554 miljarder kubikmeter (motsvarande 340 miljarder m³ i gasform). Störst i detta avseende är Qatar med 28 procent av den globala produktionskapaciteten, följd av Indonesien (11 %), Nigeria (9 %), Algeriet och Australien (vardera 8 %). Efterfrågan på gas förväntas öka till omkring 3 800 miljarder kubikmeter 2016 varav ca 10 procent i form av LNG (IEA, 2011).

Fossil naturgas är en resurs som inte bara kan användas för framställning av LNG utan också utnyttjas som råvara för produktion av bränslen som Fischer-Tropsch diesel, metanol och DME. Dessa drivmedel kan också framställas ur bioenergi via syntesgas genererad i förgasningsanläggningar, vilket skapar en möjlighet att kombinera fossil och förnybar energi och att successivt öka den del som har biologiskt ursprung.

Sjöfartsnäringen har inlett en satsning på LNG och de mest optimistiska anhängarna av konceptet ser framför sig över 10 000 fartyg som drivs med LNG år 2020.¹ Det finns emellertid också forskare och företag som ser DME och metanol som potentiellt konkurrenskraftiga alternativ till LNG inom sjöfarten.² Beträffande landbaserade

¹ MEC Intelligens, enligt notis i SustainableShipping 17 oktober 2011.

² CHEMREC och Effship.

transporter har Kina officiellt deklarerat att metanol och DME kommer att spela en betydande roll för landets försörjning med drivmedel (dock främst producerade ur stenkol).

2. Syfte

Syftet med föreliggande studie är att mycket översiktligt jämföra kostnads- och klimatteffektiviteten hos flytande och gasformiga bränslen för fartygsdrift samt produktion av motsvarande drivmedel ur bioenergi. En avgörande fråga är om det kan finnas ekonomiska och miljömässiga fördelar med att använda resursbasen för framställning av flytande drivmedel som är av sådan storleksordning att de kan uppväga nackdelen av den lägre totala energieffektivitet som blir en konsekvens av att omvandla gas till vätska. Exempel på sådana fördelar kan vara lägre kostnader i distributions- och användarleden samt möjlighet att minimera läckage av metan, som är en kraftfull växthusgas. En annan viktig aspekt är i vilken utsträckning som valet av drivmedel påverkar utsläppen av andra oönskade ämnen. En tredje är hur lätt eller svårt det är att samköra fossila och förnybara bränslen.

3. Framtida miljökrav

Val av framtida sjöfartsbränslen påverkas av att kraven på fartygens utsläpp av reglerade ämnen successivt skärps. Inom SECA-områden (Sulphur Emission Control Area) sänks år 2015 den tillåtna halten av svavel i rökgaserna till vad som motsvarar 0.1 procent svavel i bränslet. Östersjön och Nordsjön är båda i sin helhet SECA-områden. Svavelgränsvärdet kan klaras antingen genom val av drivmedel med låg svavelhalt eller genom rökgasrening med skrubbers. Skrubbertekniken är väl utvecklad för landbaserade anläggningar men befinner sig beträffande marina tillämpningar i ett relativt tidigt utvecklingsstadium. Globalt kommer gränsvärdet för svavel att sänkas till max 0.5 procent antingen från år 2020 eller år 2025. Tidpunkten bestäms slutligen av IMO efter en kontrollstation år 2018.

De tillåtna utsläppen av NO_x från nya motorer i NECA-områden (Nitrogen Oxide Emission Control Area) sänks från 2016 med ca 80 procent jämfört med de krav som gällde nya fartyg 2010. Varken Östersjön eller Nordsjön har ännu utsetts till NECA men förberedelser för detta pågår. Beslut fattas av IMO efter framställan från berörda kuststater. Det kommande NO_x-kravet kan i fartyg som drivs med HFO, MGO eller MDO klaras genom SCR (Selective Catalytic Reduction). Alternativt kan gränsvärdet klaras genom utnyttjande av LNG i kombination med EGR (Exhaust Gas Recirculation) och en del, mindre kostsamma, motortekniska åtgärder. Detsamma gäller för metanol och DME.

Utsläpp av koldioxid från sjöfarten är ännu inte föremål för någon begränsning eller form av skatt eller avgift. Inom IMO har parterna misslyckats med att komma överens om ett marknadsbaserat styrmedel och EU hotar nu med att unilateralt införa ett tak för dessa utsläpp eller att belägga dem med någon form av skatt eller avgift. Underlag för EU-kommissionens ställningstagande har tagit fram av CE Delft et al (2009). Trogen kommer sjöfarten inom EU och kanske även rutter till och från EU inom några år att omfattas av något sådant styrmedel. Om unionen väljer handel med utsläppsrätter kommer sannolikt priset på dem att sammanfalla med priset på utsläppsrätter inom det befintliga handelsystem, EU ETS. En vanlig bedömning är att prisnivån år 2020 kan komma att ligga mellan €15 och €20 per ton CO₂.

Eftersom metan i ett hundraårsperspektiv har 25 gånger högre växthuseffekt än koldioxid bör inte metansläppet (methane slip) från naturgas överstiga 1 procent av den

tillförda gasen om man vill förhindra klimateffekten av byte från olja till gas från att bli negativ.³ Dessutom kan skäl finnas att ifrågasätta om hundra år är det mest relevanta tidsperspektivet när man jämför växthuseffekten (climate forcing) av olika gaser med varandra. Förhållandet att vi snabbt närmar oss den koncentration av växthusgaser i atmosfären som klimatforskarna bedömer kommer att höja medeltemperaturen på jorden till en nivå som överstiger den förindustriella med 2 grader Celsius kan tala för ett trettio- eller femtioårsperspektiv snarare än de hundra åren. Det innebär i så fall att metanutsläppen måste tillmätas större betydelse. Även utsläppen av sotpartiklar (black carbon) får i det korta tidsperspektivet stor betydelse. Några gränsvärden för metan eller sot från fartygsmaskiner finns dock inte och inte heller någon skatt eller avgift på metan.

4. Potentiella strategier

Ställda inför skärpta miljökrav samt bunkerpriser som troligen stiger successivt till följd av ökad konkurrens om främst lågsvavliga destillat måste redarna välja strategier som har utsikt att bli kostnadseffektiva. De åtgärder som vidtas kan komma att skifta mellan olika typer av fartyg liksom mellan nya och befintliga båtar. Bland de senare kommer återstående förväntad livslängd och utrymme ombord för tillkommande bränsletankar och/eller reningsutrustning att påverka och begränsa valmöjligheterna. Det innebär att alla redare inte kommer att välja samma åtgärder för alla båtar (ens om samtliga hade tillgång till ett perfekt beslutsunderlag som undanröjde alla osäkerheter). Bland tänkbara strategier finns:

- 1) HFO + skrubbers + SCR
- 2) MDO + SCR
- 3) MGO + SCR
- 4) LNG/LBG + EGR
- 5) DME (fossil eller biologisk) + EGR
- 6) Metanol (fossil eller biologisk) + någon form av NO_x-rening
- 7) Fischer-Tropsch diesel + SCR

Redarna kommer att bedöma alternativen utifrån företagsekonomiska förutsättningar i syfte att minimera sina kostnader, medan regeringar och parlament baserat på samma beslutsunderlag kan ha anledning att ställa sig frågan om vilka alternativ som är mest samhällsekonomiskt effektiva och i synnerhet vilka av dem som ger bäst klimat- och miljöeffekt.

4.1 Flytande eller gasformiga bränslen?

För att sammantaget kunna bedöma olika flytande och gasformiga fartygsbränslens potentiella förutsättningar måste man känna till deras systemverkningsgrad (källa till tank och tank till propeller) samt deras totala utsläpp av växthusgaser och andra emissioner. Vidare måste kostnaden för produktion och distribution av drivmedlen bedömas liksom kostnaderna för deras användning ombord på befintliga och nya fartyg. Om ledtiden för mera omfattande framställning av drivmedlet är lång är det främst kostnaden i nya fartyg som är relevant, medan drivmedel som kan produceras i betydande kvantiteter redan på kort sikt kan vara intressanta för användning i befintligt tonnage.

³ Under antagande om att fullständig förbränning av naturgas ger upphov till 56.4 g CO₂ per MJ medan förbränning av HFO ger 80.6 g CO₂/MJ (JRC et al, 2011).

4.2 Alternativens långsiktiga kostnader

En mera omfattande omställning till nya fartygsbränslen kommer att ta många år och under tiden kan relativpriserna förändras, vilket försvårar möjligheterna att idag bedöma den långsiktiga kostnadsbilden. Det förefaller troligt att bränslepriserna överlag kommer att stiga till följd av ökad total knapphet. Enligt World Energy Outlook (IEA, 2012) kommer de väldiga fyndigheterna i bl.a. USA av skiffergas och olja tillsammans med energieffektivisering och förnybar energi att dämpa prisutvecklingen på konventionell olja, så att priset 2035 inte hamnar högre än ca 125 dollar per fat (i 2011 års prisnivå). Priset på råolja kan indirekt även komma att påverka priset på olika substitut. Kopplingen mellan priset på olja och gas kan dock komma att försvagas vid växande knapphet på olja och ett ökande och mera diversifierat utbud av gas. Gasprisets volatilitet har historiskt varit större än oljeprisets. Ramberg och Parsons (2012) menar att kopplingen mellan priserna är osäker och att en stor del av gasprisets volatilitet är svår att hitta förklaringar till. Det europeiska spotpriset låg 2011 på USD 8-10 per MMBtu, medan priset i USA (US Henry Hub) låg på halva denna nivå (IEA, 2011). I maj 2012 hade det amerikanska gaspriset sjunkit under USD 2 per MMBtu till följd av ökat utbud av shalegas (Economist, 2.6 2012), men kommer knappast långsiktigt att ligga kvar på den nivån eftersom incitamentet att öppna nya fyndigheter då blir för litet. Priset på bioenergi kommer att påverkas av konkurrens om råvarorna mellan biodrivmedel och kraft- och värmesektorn (inkl. samförbränning med kol i kolkraftverk).

Om energipriserna stiger snabbare än index för alla varor och tjänster stärker det drivmedelsstrategier med låga förluster i omvandlings- och användarleden. Strategier som bygger på omvandling av fossil gas till flytande drivmedel kan då få en nackdel. Totalekonomin påverkas också av kostnadsutvecklingen för olika berörda tekniker. Det förefaller rimligt att anta att tekniker som ännu är förhållandevis omogna kommer att åtnjuta frukterna av positiva läkurvor samt skalfördelarna av växande produktionsvolym. Exempel på sådana tekniker kan vara skrubbers och teknik för förgasning av biomassa. Tillverkning av kvävekatalysatorer (SCR) måste däremot betraktas som relativt väl utvecklad liksom teknik för att hantera och använda LNG ombord på fartyg. Produktion av LNG och metanol ur naturgas är andra exempel på mogna tekniker.

Sammanfattningsvis kan det vara svårt att utifrån dagens priser bedöma den långsiktiga konkurrenskraften hos olika tekniker och drivmedel. Fortsatta verkningsgradsförbättringar kan också påverka utfallet.

5. Produktion och distribution av de alternativa drivmedlen

Detta avsnitt redovisar energiåtgång och kostnader för de olika alternativen räknat från källa till tank. Vid jämförelse mellan olika alternativ som använder naturgas som råvara antas att gasen levereras från Qatar och där antingen förvätskas till LNG eller omvandlas till flytande drivmedel (Fischer-Tropsch, eller metanol) före frakt till Europa. Produktion och rening är steg som är gemensamma vid användning av naturgas som bas för framställning av DME, metanol eller Fischer-Tropsch. Den energi som går åt för transport och lagring är i dessa fall mindre än vid hantering av LNG.

5.1 LNG/LBG

Naturgas måste kylas till minus 162 grader Celsius för att övergå i vätskefas och kräver som sådan ca 1.8 gånger större utrymme per energienhet än diesel. Nedkylningen konsumerar 7-8 procent av råvarans innehåll av primärenergi och frakten till Europa (Rotterdam) via Suezkanalen förbrukar ytterligare 4-5 procent. Tabell 1 visar en skattning av energiåtgången för stegen från utvinning till terminal i Rotterdam (TNO,

2011). Den högre kolumnen visar på förekommande spridning vid val av andra leverantörer och mottagare.

Tabell 1. Energiåtgång för olika delar av produktionskedjan för LNG. kJ/MJ utvunnen fossil gas.

	Quatar - Rotterdam	Typiska intervall
Produktion	12.2	10-40
Rening	13.1	70-110
Förvätskning	75.5	
Transport	43.7	5-60
Terminal	5.5	5-15
Summa	150	90-225

Källa: TNO (2011)

Under tre veckors sjöfrakt av LNG bör man räkna med att 0.15 procent av lasten dunstar bort per dag. Gasen används för drift av fartyget. Dessutom behöver 5 procent av den förvätskade gasen lämnas i tankarna för att kyla skrovet och producera den gas som används under returren (Bengtsson et al (2011)).

Förutsatt att naturgas används som produktionsenergi bestäms koldioxidutsläppet av gasens kolinnehåll. Metan släpps ut i små mängder under produktionsprocessen och transporten. Här bortses från utvinningens utsläpp eftersom de är av ungefär samma storleksordning oavsett om gasen används som LNG eller för produktion av flytande drivmedel. För rening och förvätskning anger JRC et al (2008) 0.04 g CH₃ per MJ gas, medan TNO (2011) bedömer emissionen under transporten till Rotterdam till 0.02 g/MJ.

Göteborg Energi och EON bygger gemensamt en pilotanläggning för termisk förgasning av biomassa i Göteborg. Etapp 1 är en demonstrationsanläggning på 20 MW som delfinansieras av Energimyndigheten. Genomförandet ska skapa underlag och erfarenhet inför etapp 2 som blir en kommersiell anläggning från start med en planerad gasproduktion på 80 - 100 MW. Anläggningen ska totalt ge ca 100 MW gas vid ett gasutbyte på ca 65 procent. Inklusivt spillvärme räknar man med ett totalt energiutbyte på ca 90 procent. Årsproduktionen av biogas beräknas bli 0.8 TWh.⁴ Gasen ska levereras till naturgasnätet men skulle i princip kunna utnyttjas för produktion av LBG (Liquefied Biogas). Dessutom planerar EON en anläggning i Skåne för 200 MW biogas som dock, enligt företaget, liksom etapp 2 i Göteborg behöver bidrag från EU för att kunna förverkligas.

5.2 Syntesgas

Syntesgas är inget drivmedel utan ett mellansteg i produktionen av några av dem. Syntesgas består av en blandning av kolmonoxid och vätgas och används i industriell skala för bl.a. framställning av ammoniak och metanol. Även syntetiska kolväten producerade med Fischer-Tropsch-metoden framställs ur syntesgas.

Syntesgas framställs ur metan (naturgas eller biogas) genom katalytisk reforming. Metan (CH₄) matas in i en trycksatt reaktor tillsammans med ånga (H₂O) och syrgas (O₂) och omvandlas då kolmonoxid (CO), vätgas (H₂) och koldioxid (CO₂). Koldioxiden avskiljs sedan. Syntesgas kan också framställas ur stenkol, tjockolja eller ved genom termisk förgasning med syrgas ofta med vatten eller vattenånga som moderator.

⁴ http://gobigas.goteborgenergi.se/Sv/Biogas_genom_forgasning

5.3 Fischer-Tropsch diesel

I Fischer-Tropsch-processen förs syntesgas över en metallkatalysator varvid vätskeformiga kolväten bildas. Bland flera konkurrerande processer ägs de två som tillämpats mest i kommersiell skala av Shell och Sasol, Shell Middle East Synthesis (SMDS) respektive Sasol Slurry Phase Distillate (SPD). De framställda kolvätena är av alla storlekar från metan till långa kedjor av vax, men består mest av alkaner (paraffiner) eller alkener (olefiner). Hydrokrackning används för att maximera dieselutbytet. Då dieselolja framställs på detta sätt benämns den ofta syntetisk dieselolja eller, beroende på ursprung, BTL (Biomass to liquid), GTL (Gas To Liquid) eller CTL (Coal to liquids). GTL-diesel innehåller inget svavel.

Energieffektivitet vid produktion av Fischer-Tropsch diesel ligger kring 65 procent (Hekkert et al, 2005), men dieselutbytet är betydligt lägre, eftersom processen också ger nafta och LPG. Ny teknik kan komma att ge ett totalutbyte kring 70 procent med ett dieselutbyte kring 45 procent.

Produktionen av Fischer-Tropsch förväntas ta fart under de närmaste åren. Bland de större existerande anläggningarna finns ORYX GTL som är en 51/49 joint venture mellan Qatar Petroleum och Sasol. Kapaciteten uppgår till 21 400 fat per dag samt samtidig produktion av nafta och LPG. Ett ännu större projekt är Shells Pearl GTL som nyligen tagits i bruk i Qatar. Det handlar om en investering på USD 19 miljarder i en anläggning med kapacitet att producera 140 000 fat om dagen av FT-diesel och samtidigt motsvarande 120 000 fat av nafta, fotogen och andra flytande kemiska produkter. Om kapitalkostnaden fördelas lika över de olika produkterna kostar, enligt de Klerk (2012) FT-dieselproduktionskapaciteten ca USD 110 000 per fat per dag. Det är alltså fråga om en mycket kapitalintensiv produktion. Affärsidén är att nå ett högt förädlingsvärde genom att framställa produkter med höga marknadsvärden ur en förhållandevis billig råvara. Den stora skillnaden mellan det amerikanska gaspriset och världsmarknadspriset på olja gör att flera företag, bland dem Shell och Sasol, nu överväger att bygga produktionsanläggningar för GTL i USA.⁵

FT-diesel kommer sannolikt att säljas till ett pris som motsvarar kundens alternativkostnad. Det kan innebära att marknadspriset för diesel avsett för vägfordon blir pris-sättande, troligen med en mindre rabatt. Även om stora kunder kan få bättre villkor än mindre kan priset visa sig bli väl högt för sjöfarten.

5.4 Metanol

Metanol (CH_3OH) är den enklaste av alla alkoholer. Vid normalt tryck och temperatur är metanol flytande och kan därför lagras och transporteras på konventionellt sätt, men energitätheten är bara ca hälften av den för diesel. Omvandling av naturgas till metanol ger ett metanolutbyte nära 70 procent (Hekkert et al, 2005). Metanol framställs också ur stenkol, främst i Kina. Den globala produktionen av metanol närmar sig 50 miljoner ton per år och växer snabbt. Det mesta används för industriella ändamål. Priset har under de senaste fem åren (större kvantiteter fritt Rotterdam) varierat mellan 147 och 490 Euro per ton. I oktober 2012 låg priset kring 340 euro per ton.⁶

Ramne (2012) uppger att det skulle krävas ca 5.4 Mt MGO-ekvivalent metanol för att ersätta 30 procent av den mängd drivmedel som idag förbrukas inom de nordeuropeiska SECA-områdena. Det motsvarar 11.6 Mt metanol eller drygt 10 procent av världsförbrukningen 2010 och betydligt mindre räknat på de kvantiteter som kan

⁵ <http://www.ft.com/cms/s/0/6a365a54-71c5-11e1-8497-00144feab49a.html#ixzz1xZf6fIMa>

⁶ <http://www.methanex.com/products/methanolprice.html>

komma att handlas 2015. För närvarande står transportsektorn för ca 10 procent av världskonsumtionen av metanol. Det handlar främst om låginblandning i vägtrafikens drivmedel men också som komponent i biodiesel (FAME), som komponent vid produktion av MTBE samt för produktion av DME. Metanol svarar för 7-8 procent av Kinas förbrukning av drivmedel (Dolan, 2012).

SAKAB AB, VärmlandsMetanol AB, EON Gasification Development AB, PEAB, Structor AB och Kumla kommun genomför för närvarande en konceptstudie för ett bioraffinaderi för skogsråvara med en beräknad produktion av ca 250 MW biometanol och biogas samt ca 50 MW värme (med placering vid SAKABs anläggning i Kumla). Kostnaden är ännu inte känd. Vidare finns förhoppning om eller planer på biomassebaserade metanolanläggningar av Värmlandsmetanol i Värmland, Rottneros i Rottneros och i Vallvik (via svartlutsförgasning) och vid Domsjö fabriker (via tjocklutsförgasning).

5.5 DME

DME (dimetyleter) är ett bränsle med egenskaper som liknar dem hos LPG (Liquified Petroleum Gas), det vi ofta kallar gasol. Vid normalt tryck är DME en gas som för att övergå i vätskefas behöver hållas under minst 5 bars övertryck. DME är ett utmärkt dieselbränsle då det har högt cetantal (viktig dieselegenskap) och saknar kol-kol bindningar, vilket medför att det brinner sot- och partikelfritt. DME innehåller inte svavel. I gasform bryts DME snabbt ner i atmosfären och saknar lukt och används därför som drivgas i sprayburkar.

DME kan framställas både från fossil råvara och från biomassa. DME från biomassa katalyseras ur syntesgas i två steg via metanol och renas med destillation. Teknik finns också att konvertera syntesgas direkt till DME i ett steg. Energiförlusten vid framställning av DME ur metanol uppgår till ca 2 procent.⁷ Världsproduktionen uppgår till omkring 5 miljoner ton per år varav av merparten i Kina. Produktion förekommer också i Europa, Japan, Korea och Brasilien och planeras i ytterligare ett halvt dussin länder. Kinas National Development and Reform Commission siktar på 20 miljoner ton år 2020.⁸

I Sverige har Chemrec, ETC och AB Volvo med stöd från Energimyndigheten byggt en pilotanläggning för DME-framställning i Piteå. Råvaran är svartlut från det närliggande pappersbruket. Därtill planerar Domsjö Fabriker, också med stöd från Energimyndigheten, att förgasa tjocklut (sulfitlut) med Chemrec-teknik i ett bioraffinaderi Örnsköldsvik. Start var planerad till 2015 och fabriken skulle producera biometanol och bioDME. Produktionskapaciteten anges till 100 000 ton DME eller 140 000 ton metanol.⁹ Projektet är skjutet på framtiden på grund av avsaknad av långsiktiga spelregler till stöd till gröna drivmedel. I avsaknad av sådana är det inte möjligt att finansiera investeringar av denna typ, något som gäller också andra nämnda projekt i detta avsnitt.

Chemrec räknar med att förädling av metanol till DME höjer kostnaden per energienhet med ca 8 procent (Landälv, 2011).

Kinesiska Shanxi Lanhua Clean Energy Company säljer DME tillverkad från stenkolk. Produktionspriset uppgick den 1 november 2011 till USD 677 per ton.¹⁰

⁷ Enligt uppgift från Chemrec (Ingvar Landälv).

⁸ <http://www.methanol.org/Energy/Transportation-Fuel/DME-Emerging-Global-Fuel.aspx>

⁹ Notera att DME har högre energitäthet än metanol.

¹⁰ <http://price.alibaba.com/102894298-aether-dimethyl-ether-price-m.html>

6. Användning av alternativa drivmedel ombord

Energieffektiviteten hos fartygsmaskiner varierar beroende på typ och ålder. I denna studie finns dock inte anledning att anta att valet av bränsle i någon betydande grad skulle påverka motorernas effektivitet. Bengtsson et al (2011) antar i sin studie att alla berörda motorer har en bränsleeffektivitet på ca 41 procent och att eventuella smärre skillnader är för osäkra för att beaktas. TNO (2011) uppger dock att verkningsgraden vid gasdrift i dieselmotorer är 0-2 procent lägre än vid motsvarande dieseldrift.

6.1 LNG

Flytande gas kan användas som bränsle i fartyg, dels i motorer avsedda enbart för gas, dels som huvudbränsle i en motor med diesel som stödbränsle. Volvos koncept för metandieseldrift i lastbilar är uppbyggt på samma sätt. Under normala driftsförhållanden och hastighet räcker det med inblandning av ca 20 procent diesel. Vid låga laster körs motorn på enbart diesel

Tankar för metangas i vätskeform LNG måste vara kryogena, vilket betyder att klarar att hålla mycket låga temperaturer. De är runda och välisolerade och tar i praktiken minst tre gånger större utrymme än bränsletankar för motsvarande mängd dieselolja. SSPA & ÅF (2011) exemplifierar med ett mindre containerfartyg som vid ombyggnad till dual-fuel skulle förlora ca 4 procent av sin lastkapacitet för att bereda plats för gastankarna, men de ger också exempel på fartyg där tankarna kunnat placeras på däck utan konflikt med lastutrymmet.

Sjöfartsnäringens erfarenheter av gasdrift är ännu ganska begränsad, men globalt finns 2012 några hundra LNG-tankers av varierande storlek (som drivs av gasmotorer som utnyttjar förångad gas från fartygets tankar)¹¹ samt drygt 30 andra fartyg som byggts för LNG eller konverterats till LNG eller dual-fuel, de flesta små. En betydande del av de senare fartygen finns i Norge som ett resultat av att den norska NOx-fonden stödjer LNG som ett sätt att reducera utsläppet av NOx samtidigt som emissionerna av svavel och partiklar i stort sett försvinner. Tillväxten är snabb och Norge förväntas om tre år ha ca 60 LNG-fartyg.¹²

Svavelhalten hos LNG är bara 3.5 ppm och NOx-emissionen reduceras med 80-90 procent när gasen används i ottocykel och med 20-30 procent i dieselcykel.

Bland tillverkarna av marina gasmotorer finns bl.a. Wärtsilä, MAN Diesel & Turbo och Caterpillar Marine Power Systems. Verkningsgraden varierar med motortyp och belastning och är lägst i lean-burnmotorer med ottocykel och högst i ”high pressure natural gas injection diesel cycle engines”.

Verkningsgraden i marina motorer avsedda för gas skiljer sig bara marginellt från de dieselmotorer som skulle ha använts om redaren i stället valt en konventionell lösning. Eftersom naturgas innehåller betydligt mindre kol per energienhet än olja (och mer väte), blir koldioxidemissionen, allt annat lika, ca 25 procent lägre vid gasdrift. Den totala emissionen av växthusgaser påverkas emellertid också av metan. Läckage av oförbränt metan är ett större problem i fartygsmaskiner än i de mindre gasmotorer som används i vägfordon.

Mätningar visar att metansläppet kan vara så stort att klimateffekten av övergången till gas blir klart negativ i ett hundraårsperspektiv. MARINTEK (2010) redovisar utsläpp på över 4 procent för ottocykeln men anger 2.5 procent för den senaste lean-burnmotorn. För dual-fuel uppges metansläppet vara ca 8 procent. Gasmotorer med högt-

¹¹ Martin Wold, DNV, mejl 15.10 2012.

¹² Uppgift från Geir Høiby, Næringslivets NOx-fond

rycksinsprutning av bränslet har däremot så effektiv förbränning att metanutsläppet blir väsentligt lägre. MAN Diesel & Turbo uppger att företagets nya ME-GI motor bara släpper ut 0.2 g metan per kWh, oavsett belastning. Det är 20-40 gånger mindre än motsvarande utsläpp från dual-fuel motorerna. Det gör att motorn, enligt MAN, har 17-20 procent lägre klimateffekt än motsvarande dieseldrift.¹³ Wärtsilä uppger att metanemissionen från de dual-fuel motorer som ska driva Viking Linjens färja Viking Grace kommer att reducera klimatfördelen av att byta från HFO till gas till omkring 15 procent (koldioxidekvivalent).¹⁴ Det innebär att läckaget förväntas uppgå till ca 0.4 procent.

TNO (2011) anger växthuseffekten från tank till propeller vid gasdrift blir 7 procent lägre än vid oljedrift (MGO). Det innebär vid oförändrad energiverkningsgrad att ca 70 procent av fördelen av ett lägre innehåll av kol i klimathänseende går förlorad till följd av metanutsläpp. I en studie av utsläpp från källa till propeller (LCA) kommer Bengtsson et al (2011) till slutsatsen att LNG ger 5-9 procent lägre växthuseffekt än MGO. Det förefaller som om dessa omdömen utgör någon form av medelvärde för gasdrift.

Kostnadsbilden för användning av flytande gas i fartyg är fortfarande svår att bedöma, men den kommer att klarna i takt med att tekniken mognar och marknaden växer. För närvarande bedöms ett nytt gasdrivet fraktfartyg kosta ca 20 procent mer i inköp än samma fartyg utrustat för konventionell drift (SSPA & ÅF, 2011).

Enligt ACSF (2012) är det förenat med betydande kostnader att konvertera befintliga fartyg till LNG. För en bil- och passagerarfärja anges kostnaden till 11 miljoner dollar och för ett bulkfartyg av den typ som trafikerar de stora nordamerikanska sjöarna upp till 24 miljoner dollar. Rapportförfattarnas bedömning är att det trots låga gaspriser tar minst tio år att få tillbaka pengarna.

Priset på LNG varierar i viss mån med den tankade volymen men låg vintern 2011-12 ca 25-30 procent under kostnaden för lågsvavliga destillat (MGO). Priset låg ungefär i nivå med priset för tunga återstodsolja (HFO).

En uppenbar vinst med LNG är att redaren slipper tillkommande kostnader för att klara IMO:s krav på utsläpp av NO_x i NECA-områden. Därtill kommer en ytterligare fördel den dag då IMO (alternativt EU) inför någon form av ekonomiskt styrmedel i syfte att begränsa utsläppen av CO₂ från marina bränslen (skatt, avgift eller handel med utsläppsrätter). Det är en vanlig bedömning att fördelarna med gas sammantaget kommer att uppväga den högre initiala kostnaden. Germanischer Lloyd & MAN (2011) bedömer att kostnaden för ombyggnad av containerfartyg med hög uppehållstid i SECA-områden till LNG återbetalas inom några år jämfört med att köpa MGO. Schroeder Beck (2012) uppger att LNG i nya fartyg betalar sig på 1-3 år jämfört med MGO och på 2-4 år vid ombyggnad.¹⁵ Klimt Nielsen & Schack (2012) finner att såväl skrubbers som LNG har en återbetalningstid på tre år jämfört med MGO vid 100 procent uppehållstid i SECA när det skiljer USD 350 per ton mellan HFO och MGO respektive när LNG kostar USD 550 per ton. Ramne (2012), å andra sidan, hävdar att LNG (vid fem års avskrivning och 6 % ränta) blir väsentligt dyrare än MGO.

¹³ Diesel Facts 3/2011, MAN Diesel & Turbo

¹⁴ Information översänd 28 juni 2012 av Wärtsilä Ship Power; *Exhaust emissions calculation case: Viking Grace*.

¹⁵ Föredrag vid European Maritime Day, 21 maj 2012.

Viking Line kommer i januari 2013 att ta sin första LNG-drivna passagerarfärja, Viking Grace, i drift mellan Stockholm och Åbo. Hon drivs av dual-fuel motorer tillverkade av Wärtsilä.

6.2 Fischer-Tropsch diesel

FT-diesel kan användas direkt i fartygsmotorer som annars skulle ha använt MDO eller MGO. Någon tillkommande hanteringskostnad ombord uppkommer inte. FT-diesel kan även blandas med konventionell diesel. Av de studerade alternativen är därför syntetisk diesel den option som lättast skulle kunna tillämpas direkt i befintliga fartyg. Den enda tekniska nackdelen (ombord) är att NO_x-emissionen är för hög för att kunna angripas enbart med motortekniska åtgärder och EGR. För att klara Tier III i NECA-områden måste fartyget installera SCR.

6.3 Metanol

Metanol kan användas i befintliga fartygsmaskiner efter mindre förändringar ombord. HFO eller MGO behövs som pilotbränsle för motorer som konverteras till metanol-dieselmotorer. Sådana motorer kan köras på både en blandning av 95 procent metanol och 5 procent diesel (eller HFO) och på 100 procent diesel (eller HFO). Om ägaren vill återgå till dieselloja krävs således i princip ingen återkonvertering.

Fartygets bunkeroljetankar måste anpassas till metanol, vilket bl.a. kan medföra att ytbeläggning och ventilation mm måste modifieras. Eftersom metanol bara har ungefär hälften så stor energitäthet som dieselloja krävs större utrymme. Branddetektering och brandbekämpning behöver också anpassas. Möjligen kan det komma att krävas ett kvävgastäcke i metanoltankarna för att säkerställa att ingen brännbar/explosiv atmosfär kan uppkomma. Ytterligare säkerhetsfrågor/krav kan komma att behöva åtgärdas. Ännu finns inget regelverk men inom det pågående svenska SPIRETH-projektet försöker man göra en komplett riskanalys som ska utgöra underlag till ett regelförslag som Transportstyrelsen planerar att lämna till IMO.¹⁶

Hur mycket NO_x-utsläppen reduceras vid metanoldrift jämfört med drift med MGO och HFO är ännu inte känt. För att klara IMO:s Tier III kan EGR komma att behöva installeras, eventuellt i kombination med justeringar av insprutningssystemet i form av högre tryck.¹⁷

Ramne (2012) uppskattar att kostnaden för metanoldrift, inklusive nödvändiga förändringar ombord, vid fem års avskrivning och 6 procents ränta, hamnar 25 procent över kostnaden för orenad HFO men 13 procent under kostnaden för MGO.

Stena Line meddelade i november 2012 sin avsikt att satsa på metanol (som alternativ till ombyggnad av befintliga fartyg till LNG). Rederiet avser att börja ett skifte till metanol med att 2014 bygga om Stena Germanica.¹⁸

6.4 DME

DME kan användas i modifierade dieselmotorer varvid hela tank- och insprutningssystemet måste byggas om. När DME används som fordonsbränsle krävs en speciell typ av bränslepump och insprutning. Vid normal temperatur och atmosfäriskt tryck är DME en gas som alltså måste trycksättas för att bli flytande. Tankarna måste hålla 5 bars tryck, vilket innebär att de blir tyngre. DME tar volymmässigt 1.8 gånger större plats än dieselloja med samma energiinnehåll alltså samma energitäthet som LNG

¹⁶ Bengt Ramne, ScandiNAOS AB, personlig kommunikation.

¹⁷ Bengt Ramne, ScandiNAOS AB, personlig kommunikation.

¹⁸ SustainableShipping 29 november 2012.

men å andra sidan krävs ingen isolering såsom det görs för kryogen hantering av LNG.

DME har i över tio år testats som drivmedel i tunga lastbilar. AB Volvo har visat att konceptet fungerar väl och även Shanghai Diesel Co, Isuzu Trucks och Nissan Diesel utvecklar motorer för DME. Däremot har DME ännu inte prövats i stora dieselmotorer för maritimt bruk.

En möjlighet för fartyg kan vara att bunkra metanol som sedan direkt före användningen omvandlas till DME genom dehydrering. Två metanolmolekyler ger då en DME-molekyl plus vatten. Haldor-Topsoe har en sådan teknik under utveckling. Fördelen är att energin lättare kan lagras ombord i form av metanol men efter omvandling till DME användas i dieselmotorer. Att producera DME för att momentant möta variationer i utnyttjandet av installerad motoreffekt kan dock vara komplicerat och nödvändiggöra ett mindre buffertlager av DME.

DME ger så rena avgaser att EGR kan användas för att reducera NO_x – något behov av SCR finns inte.

En av Stena Scanrails hjälpmotorer ska inom kort bytas mot en ny som är anpassad för DME-drift inom ramen för SPIRETH-projektet. Diesel kommer att användas som pilotbränsle.

7. Klimateffekt

LNG medför bättre hushållning med primärenergi än de övriga fossila alternativen genom att omvandlingsförlusterna är väsentligt mindre. För LNG producerad genom förvätskning av naturgas i Qatar uppgår förlusterna inklusive transport till Rotterdam ca 12 procent av den tillförda energin. Om samma gas används för framställning av metanol förloras ca 35 procent av primärenergin, inklusive energiåtgången för frakt till Rotterdam. Steget från metanol till DME ger en ytterligare förlust på ca 2 procent. För FT-diesel beror utfallet i hög grad på om det finns avsättning för biprodukterna. Utfallet för biogas, metanol och DME som framställs efter termisk förgasning av biomassa påverkas också i betydande grad av hur det producerande kombinatet utformas och om det finns avsättning för spillvärmén.

Som framgått ovan skiljer sig utsläppet av CO₂ från tank till propeller i ringa grad mellan alternativen. Skillnaderna finns uppströms och är proportionella mot de förluster som uppkommer vid produktion och transport. Bengtsson et al (2011) beräknar att växthusgasutsläppet (well to propeller) för GTL är ca 14 procent högre än för MGO och ca 10 procent högre än för HFO med skrubber. LNG från Qatar, å andra sidan, bedöms ge upphov till 5-9 procent lägre emissioner av växthusgaser än de konventionella marina drivmedlen. Någon beräkning av utsläppen från metanol eller DME görs inte i deras studie som beträffande sammanvägningen av olika växthusgaser sannolikt utgår från deras effekt i ett hundraårsperspektiv.

Eftersom utsläpp av metan förekommer i betydande grad vid gasdrift och särskilt i dual-fuel motorer kan det vara intressant att notera hur jämförelsen mellan metanol och LNG utfaller vid andra tidshorisonter än 100 år. Med ett femtioårsperspektiv på växthusgaseffekten måste gasfartygets metanemission hållas under ca en halv procent för att klimateffekten inte ska överstiga den från motsvarande användning av MGO. Vid jämförelse med metanol producerad ur naturgas – om vi antar att produktions- och distributionsförlusten energimässigt är 12 procent för LNG och 35 procent för

metanol – får metansläppet inte heller överstiga en halv procent om gasfartyget ska ge lägre klimatpåverkan än metanolbåten i ett femtioårsperspektiv.

8. Effekt på kostnader

Vad de olika drivmedlen ungefärligen kostar våren 2012 framgår av tabell 2. Kursen 1.25 har använts i det fall där källan angivit kostnaden i €/ton. Observera att DME har väsentligt högre energitäthet än metanol (7.9 mot 5.5 MWh/ton) men lägre än MGO (11.9 MWh/ton). Spotmarknadspriserna säger inte allt, men för metanol har kontraktspriserna legat nära spotpriserna under senare år (men med smärre eftersläpning). Kontraktsmarknaden dominerar, speciellt i Europa där den svarar för ca 90 procent av de försålda volymerna. För leverans, ofta i mindre kvantiteter, till slutkund tillkommer ytterligare omlastnings- och transportkostnader som påverkar priset till bunkrande fartyg (price along side).

Tabell 2. Marknadspriser fritt Rotterdam 2012. Större kvantiteter.

	USD/ton	USD/MWh
LNG (Rotterdam, måttlig volym)	860	59.3
LNG (Rotterdam, stor volym)	750	51.7
Metanol (Rotterdam) Methanex marknadspris i oktober 2012	442	80.3
DME ("Rotterdam") baserat Methanex metanolpris	685	86.7
FT diesel	?	?
MGO (Rotterdam)	1 040	87.4
HFO	750	60.5

Källor: LNG, MGO, HFO har tagits från Bunker Bulletin March/April 2012, Bunkerworld. Priset för metanol är från www.methanex.com. Vid omräkning från euro till dollar (för metanol och DME) har kursen 1.3 använts.

Priset på DME i "Rotterdam" är en rent teoretiskt beräkning baserad på den nuvarande kostnaden för metanol samt uppgift från Chemrec om ungefärligt kostnadspåslag om ca 8 procent för steget till DME. Beträffande tabellens notering för LNG kan nämnas att Germanischer Lloyd & MAN (2011) räknar med ett framtida pris i Rotterdam på USD 13 per MMBTU, inklusive kostnaden för småskalig distribution (USD 4/MMBTU). Det motsvarar 44.3 USD per MWh och utgör således en mycket låg uppskattning av kostnaden.

Utfallet påverkas också kostnaden för leverans av bränslena till fartygen. Enligt en bedömning gjord inom SPIRETH-projektet (daterad 2012-01-26) skulle LNG kosta USD 845 per ton (MGO-ekvivalent) vid leverans till fartyg i Göteborgs hamn (€46/MWh eller USD 57.5/MWh¹⁹) baserat på ett gaspris på USD 183 per ton vid källan, en kostnad för LNG fritt produktionsplatsen på USD 345 per ton och ett grossistpris i Zeebrugge på 518 dollar. Samma källa bedömer kostnaden för metanol producerad från naturgas till USD 805 per ton i Göteborg (€44/MWh = USD 55.0/MWh), när gasen kostar lika mycket som i fallet med LNG och producenten tar USD 432 per ton för metanolen fritt fabrik (Ramne, 2012). Mot detta invänder Ingvar Landälv (muntlig kommunikation) att Ramne räknat med en för hög fraktkostnad för metanol och att kostnaden för leverans till fartyg i Göteborgs hamn snarare torde bli € 37 per MWh.

Chemical Markets Association (2010) räknar med att det bör vara möjligt att producera metanol i Mellanöstern för USD 165 per ton (2009 års penningvärde). Chemrec

¹⁹ Annan dollarkurs än den som använts i tabellen.

(Ingvar Landälv) bedömer kostnaden för storskalig produktion i Mellanöstern till USD 175 per ton och att storskalig frakt till Rotterdam kan kosta USD 50 vilket skulle ge en total kostnad på USD 225 per ton. Metanol handlas dock till priser som ofta ligger väl över produktionskostnaden och sjöfartens efterfrågan lär inte ändra på detta förhållande även om ökad efterfrågan på sikt kan leda till att fler produktionsanläggningar byggs på platser där naturgas är billig och kanske saknar alternativ användning. Det är alltså osäkert om priset sjunker så mycket i förhållande till dagens noteringar.

Slutligen påverkas jämförelsen mellan alternativen av skillnader i kostnader ombord som delvis bestäms av fartygets återstående livslängd, specifik bränsleförbrukning och fart, utrymme ombord och i vissa fall av bedömd uppehållstid i SECA-områden. Som redan framgått skiljer sig bedömningarna en del, vilket kan bero på skilda uppfattningar om kostnader ombord (inkl. val av räntesats) och kostnad för att distribuera de olika drivmedlen. Flera av de refererade källorna redovisar inte sina antaganden i tillräcklig detalj för att göra en rättvisande jämförelse möjlig.

Bilden kommer knappast att klarna förrän ett antal fartyg byggts om från drift med HFO till antingen LNG eller metanol. Dock kan man konstatera att kostnaderna ombord sannolikt blir större för LNG än för metanol. Vid korta avskrivningstider, t.ex. till följd av att fartyget bedöms ha relativt få år kvar till skrotning, kan därför metanol bli billigare förutsatt att skillnaden i bränslekostnad är liten. Å andra sidan är metanol mera känsligt för stigande priser på naturgas. Det är en följd av att omvandlingsförlusten är väsentligt större än för LNG. Avstånd och därmed sammanhängande transportkostnader kan också spela in om skillnaden i kostnad i övrigt är liten. Fraktkostnaden är högre för LNG än för metanol.

Såväl skrubbers i kombination med HFO som metanol och LNG förefaller konkurrenskraftiga gentemot MGO förutsatt att kostnaderna ombord kan skrivas av på fem år och fartyget i huvudsak trafikerar SECA-områden. När den tillåtna svavelhalten sänks till 0.5 procent i övriga havsområden, antingen 2020 eller 2025, skärps konkurrensen om lågsavlig bunkerolja. Det bör ytterligare gynna de på naturgas baserade bränslealternativen men också HFO med skrubbers. Dessutom medför förändringen att fartyg med lång uppehållstid i vatten som inte är SECA får högre avkastning på investeringarna ombord. Dessutom kan noteras att fartyg med hög bränsleförbrukning har större utrymme för lönsamma investeringar än fartyg av samma typ och storlek med låg förbrukning. För högförbrukande fartyg kan dock slow-steaming utgöra en del av åtgärdsstrategien. Det minskar i så fall utrymmet för investeringar ombord.

Det Norske Veritas (2012) bedömer att så länge priset på LNG har nuvarande relation till priset på HFO så kommer det vara kostnadseffektivt för fartyg med minst 30 procent av sin uppehållstid inom SECA-områden att satsa på LNG. Rapporten räknar inte med ett genombrott för skrubbers före 2020 men noterar att den generella sänkningen av svavelhalten till max 0.5 procent 2020 (eller 2025 om den senareläggs efter IMO:s kontrollstation 2018) kan leda till omfattande användning av skrubbers när redare vill undvika att bli beroende av lågsavlig diesel som till följd av stigande efterfrågan kan förväntas stiga i pris. I ett scenario där LNG antas vara 30 procent billigare än HFO förutspår DNV att det kommer att byggas 1 000 nya gasdrivna fartyg under de närmaste nio åren (motsvarande 10-15 % av nybyggnationen). Därtill kommer 600-700 fartyg att konverteras till dual fuel.

Den förväntade satsningen på LNG är emellertid känslig för negativa prisförändringar. Enligt Lloyd's Register (2012) kan ca 650 oceangående fartyg förväntas använda LNG år 2025, men om priset på LNG faller med 25 procent ökar antalet till 1 960.

Skulle priset på LNG, å andra sidan, stiga med 25 procent jämfört med dagens priser, blir det knappast någon satsning alls på LNG.

Med tanke på att gaspriserna nu ligger på så låg nivå, särskilt i USA, att det hämmar nyexploatering förefaller det mera sannolikt att priset på LNG stiger på sikt än att det minskar. Avgörande blir i så fall hur priset på råolja utvecklas och hur olika petroleumfraktioner prissätts. MGO bör öka i pris relativt HFO när de generella svavelkraven skärps, så långsiktigt avgörande blir förmodligen vilket av alternativen skrubbers och LNG som blir billigast och mest driftsäkert. Alternativet metanol (eller DME) finns ännu inte på den internationella spelplanen och dess möjligheter påverkas både av priset på naturgas och av kostnaden gentemot mot LNG.

Att nu bedöma kostnaden för LNG och metanol som framställs ur bioenergi (inklusive termisk förgasning av ved) är svårt. SPIRETH (2012-01-26) bedömer kostnaden för metanol producerad ur sådan gas till USD 1 244 per ton, vilket kanske bäst jämförs med metanol som importerar från t.ex. Qatar, vilken samma källa bedömer kosta 805 dollar, i båda fallen MGO-ekvivalent. Det motsvarar € 72 per MWh med den då aktuella valutakursen. Beträffande biogas och biometanol blir konkurrensen med vägtrafiken mera påtaglig än för de fossila motsvarigheterna. Det beror på att fordonens drivmedel f.n. är undantagna från skatt och någon skatt på fartygsbränslen som bioalternativen skulle kunna befrias från inte finns. Vägtrafikens långsiktiga skattevillkor är dock höljda i dunkel. EU:s energiskattedirektiv är under revision och utgången är när detta skrivs mycket oklar.

FT-diesel kan lätt hanteras ombord men priset är svårbedömt och sjöfarten kan få svårt att konkurrera med vägtrafiken även om fossil FT.

På kort sikt är skilda förutsättningar för distribution av drivmedlen en viktig faktor. FT-diesel och metanol har i detta avseende en fördel framför LNG. FT-dieseln kan samdistribueras med konventionell diesel och metanol handlas i stora kvantiteter och finns att tillgå i många av världens större hamnar. Eftersom anpassningskostnaden ombord dessutom är lägre för dessa bränslen än för LNG kan de förväntas vara konkurrenskraftiga under de närmaste 5-10 åren under förutsättning att den totala kostnaden för dem hamnar ungefär lika mycket under priset för MGO.

Det långsiktiga valet av bränsle kan komma att påverkas av framtida krav på sänkta utsläpp av metan samt sot ("black carbon") och andra partiklar. De nu diskuterade bränslealternativen ger alla väsentligt lägre sot- och partikelemissioner än HFO, men LNG, metanol och DME har lägre utsläpp än MGO och FT-diesel. Problem med utsläpp av metan är bara kopplat till LNG om man i detta sammanhang bortser från utsläpp vid produktion av naturgas (alltså innan omvandling till LNG alternativt metanol).

Framtida införande av skatt, avgift eller utsläppshandel avseende koldioxid kan också påverka utfallet. Naturgas har lägre innehåll av kol per energienhet än petroleum vilket gynnar drivmedel som framställs ur gasen. Produktion av flytande bränslen ur naturgas ger upphov till betydande förluster av primärenergi. Om detta sker i länder/områden där produktionsutsläppen omfattas av skatt, avgift eller utsläppshandel missgynnas FT-diesel, metanol och DME, medan LNG kommer lindrigare undan. Avgifter eller andra ekonomiska styrmedel som enbart belastar utsläpp av fossil koldioxid medför förstås en fördel för producenter av biodrivmedel.

9. Andra aspekter

Sjöfartens val av bränslen påverkas också av de säkerhetsmässiga villkoren. LNG kan om vätskan läcker ut och deponeras på havsytan leda till kraftig explosion. Av detta skäl tillämpas betydande säkerhetsavstånd till annan bebyggelse i de hamnar som lastar eller lossar LNG. Frågan om vilka krav som ska ställas på fartyg som bunkrar LNG är ännu inte avgjord utan under beredning. Germanischer Lloyd fick i augusti 2012 uppdrag från EMSA (European Maritime Safety Agency) att ta fram förslag till europeiska regler för hantering av LNG. En viktig aspekt är om bunkring av färjor och andra passagerarfartyg tillåts med resenärer ombord. Om säkerhetsvillkoren blir hårda och kostnadsdrivande kan de påverka konkurrensen mellan LNG och HVO/skrubbers och möjligen också bereda väg för metanol och DME vars brand- och säkerhetsproblem kan vara lättare att hantera.

10. Slutsatser

Ännu finns relativt få LNG-drivna fartyg och inga som drivs med FT-diesel, metanol eller DME. Det innebär att kostnadsjämförelsen är svår och måste baseras på mer eller mindre osäkra antaganden. Dock produceras betydande mängder LNG och fossilbaserad metanol vilket gör att en del av kostnaden kan bedömas med någorlunda säkerhet. Valet mellan alternativen påverkas av de enskilda fartygens återstående livslängd, energibehov, utrymmet ombord för kompletterande utrustning samt av i vilken utsträckning de förväntas trafikera SECA- och NECA-områden med krav på mycket låga utsläpp av svavel respektive kväveoxider.

Att döma av tillgänglig information är vid dagens relativpriser såväl skrubbers i kombination med tung olja (HFO), metanol och LNG potentiellt konkurrenskraftiga gentemot lågsvavlig diesel (Marine Gas Oil) förutsatt att kostnaderna ombord kan skrivas av på minst fem år och fartyget i huvudsak trafikerar SECA-områden. En komplikation är dock att metanol liksom LNG har väsentligt lägre energitäthet än diesel.

De tillkommande kostnaderna ombord blir större för LNG än för metanol. Vid korta avskrivningstider, t.ex. till följd av att fartyget bedöms ha relativt få år kvar till skrotning, kan därför metanol bli billigare förutsatt att skillnaden i bränslekostnad är liten och metanol kan användas i befintliga motorer. LNG kan på sikt ha bättre förutsättningar än metanol, eftersom merkostnaden ombord kan skrivas av över längre tid för nya fartyg. Metanol är mera känsligt än LNG för stigande priser på naturgas till följd av att omvandlingsförlusten är väsentligt större. Fraktkostnaden är dock högre för LNG än för metanol.

När den tillåtna svavelhalten sänks till 0.5 procent i havsområden som inte omfattas av SECA-reglerna skärps konkurrensen om lågsvavlig dieselolja. Det bör ytterligare gynna de naturgasbaserade bränslealternativen liksom HFO i kombination med skrubbers. Dessutom medför denna förändring att fartyg med lång uppehållstid i vatten som inte är SECA får bättre avkastning på de tillkommande investeringarna ombord.

Sammanfattningsvis kan man konstatera att ett lågt pris på naturgas gynnar de på gasbaserade alternativen och särskilt metanol och DME som ger upphov till lägre kostnader ombord än LNG. Vid ett något högre gaspris (men ändå så lågt att gas kan konkurrera med HFO) missgynnas metanol och DME eftersom framställningen av dem ger upphov till större primärenergiförluster än motsvarande produktion av LNG. Om

prisskillnaden mellan gas och HFO är liten framstår oljan som vinnare förutsatt att skrubbertekniken utvecklas så att den blir pålitlig och driftssäker. Man bör dock komma ihåg att skilda förutsättningar kan gälla för olika fartygsindivider beroende på faktorer som ålder, dimensionerande hastighet, utrymme ombord och uppehållstid i olika vatten. Tillsammans med osäkerheten om de långsiktiga villkoren talar detta för att redarna inte kommer att placera alla ägg i samma korg.

Det är inte möjligt att idag bedöma kostnaden för LNG och metanol när de framställs ur syntesgas (från termisk förgasning av ved). De första anläggningarna för produktion av dessa biodrivmedel kommer att ge betydligt högre kostnader än motsvarande framställning ur naturgas. På sikt kan dock positiva lärlkurvor i kombination med skalleffekter göra att prisskillnaden minskar. Prisutvecklingen på petroleumprodukter och fossil gas blir förstås också viktig.

Det långsiktiga valet av bränsle kan komma att påverkas av framtida krav på sänkta utsläpp av metan samt av sot och andra partiklar. De diskuterade alternativen ger alla väsentligt lägre sot- och partikelemissioner än HFO, men LNG, metanol och DME har lägre utsläpp än MGO och FT-diesel. Problem med utsläpp av metan är bara kopplat till LNG om man bortser från utsläpp vid utvinning av naturgas och produktion av biogas (alltså innan gasen omvandlas till LNG/LBG eller metanol).

Framtida införande av skatt, avgift eller utsläppshandel avseende koldioxid kan också påverka utfallet. Naturgas har lägre innehåll av kol per energienhet än petroleum vilket gynnar drivmedel som framställs ur gasen. Produktion av flytande bränslen ur naturgas ger emellertid upphov till betydande förluster av primärenergi. Om detta sker i länder/områden där produktionsutsläppen omfattas av skatt, avgift eller utsläppshandel missgynnas FT-diesel, metanol och DME, medan LNG kommer lindrigare undan. Avgifter eller andra ekonomiska styrmedel som enbart belastar utsläpp av fossil koldioxid medför givetvis en fördel för producenter av biodrivmedel.

Säkerhetskrav och därmed sammanhängande kostnader kan påverka utfallet liksom driftsäkerhet och kundacceptans.

Tack

Författaren vill tacka Karin Andersson, Selma Bengtsson, Erik Fridell, Björn Södahl, Per Fagerlund, Geir Høiby, Per Andersson, Bengt Ramne och Ingvar Landälv för underlag och/eller värdefulla synpunkter på utkast till rapporten.

Referenser

ACSF (2012), *Natural Gas for Marine Vessels. US Market Opportunities*. American Clean Skies Foundation.

<http://www.cleanskies.org/?publication=natural-gas-for-marine-vessels-u-s-market-opportunities>

Bengtsson, S., Andersson, K. & Fridell, E. (2011), *A comparative life cycle assessment of marine fuels: liquefied natural gas and three other fossil fuels*. Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part M: Journal of Engineering for the Maritime Environment May 2011 225: 97-110.

CE Delft et al (2009), *Technical support for European Action to reducing Greenhouse Gas Emissions from international maritime transport*. CE Delft, DLR, Fearnley Con-

sultants, Nature Associates, Manchester Metropolitan University, MARINTEK, Norton Rose, Öko Institut & Öko-Recherche.

Chemical Markets Association (2010), *World Methanol Cost Study*.

Det Norske Veritas (2020), *Shipping 2020*.

Dolan, G. (2012), *Status regarding methanol as a fuel worldwide*. Föredrag vid Biodrivmedel – nu och i framtiden. Kungliga Vetenskapsakademien, 7-8 juni.

Germanischer Lloyd & MAN (2011), *Costs and benefits of LNG as ship fuel for container vessels. Key results from a GL and MAN joint study*.

Hekkert, M., Hendriks, F., Faaij, A. & Neelis, M. (2005), *Natural gas as an alternative to crude oil in automotive fuel chains well-to-wheel analysis and transition strategy development*. Energy Policy, 2005, 33(5), 579–594.

IEA (2011), *Natural Gas Information. 2011 with 2010 data*. International Energy Agency.

IEA (2012), *World Energy Outlook 2012*. International Energy Agency.

IMO (2009), *Second IMO GHG Study 2009*. International Maritime Organization.

JRC et al (2008), *Well-to-wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context – well-to-tank report version 3.0 – appendix 2, in Well-to-wheels study 2008*. Joint Research Centre of the EU Commission, ECUAR and CONCAWE, Brussels.

JRC et al (2011), *Well-to-wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context. WTT APPENDIX 1 Description of individual processes and detailed input data*. Joint Research Centre of the EU Commission, ECUAR and CONCAWE, Brussels.

de Klerk, A. (2012), *Gas-to-liquids conversion*. Natural gas conversion technologies workshop of ARPA-E, US Department of Energy, Houston, 13 January.

Klimt Nielsen, C. & Schack, C. (2012), *Vessel emission study: Comparison of various abatement technologies to meet emission levels for ECA's*. 9th annual Green Ship Technology Conference, Copenhagen. www.greenship.org

Landälv, I. (2011), *Producing Bio-Methanol from Industrial byproducts*. Powerpoint presentation at Sustainable Methanol – An alternative green fuel for the future, Potsdam, 25 November.

Lloyd's Register (2012), *LNG fuelled deep-sea shipping – Outlook for LNG bunker and fuelled newbuilding demand up to 2025*. <http://www.lr.org/sectors/marine/documents/243482-lngfuelled-deep-sea-shipping.aspx>

MARINTEK (2010), *Emission factors for CH₄, NO_x, particulates and black carbon for domestic shipping in Norway*. Klima og forurensningsdirektoratet, November.

Ramberg, D. & Parsons, J. (2012), *The Weak Tie Between Natural Gas and Oil Prices*. The Energy Journal, Vol. 33, No. 2, 13-35.

Ramne, B. (2012), *Marine applications for methanol/DME*, föredrag vid Biodrivmedel – nu och i framtiden. Kungliga Vetenskapsakademien, 7-8 juni.

SSPA & ÅF (2011), *North European LNG Infrastructure Project: Baseline Report*. ÅF Industry AB och SSPA Sweden AB.

TNO (2011), *Environmental and Economic aspects of using LNG as a fuel for shipping in the Netherlands*. TNO report 2011-00166. Delft.