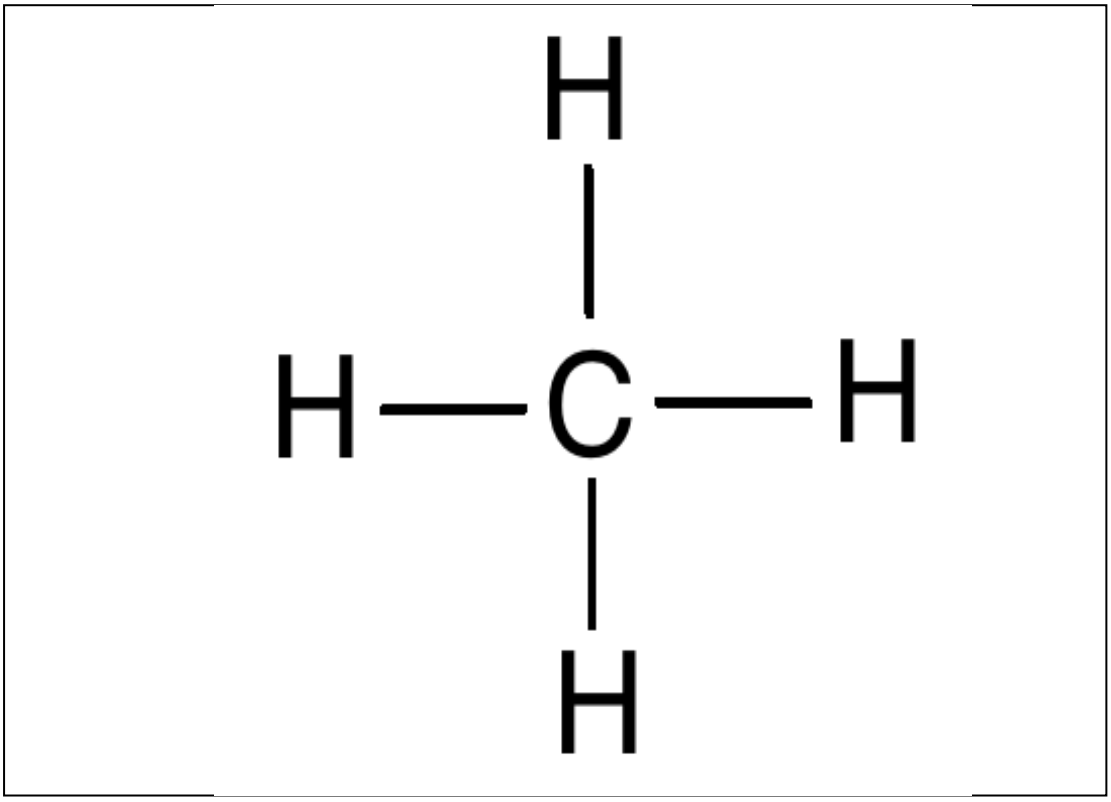
CHALMERS



En kartläggning av den globala handeln med Liquefied Natural Gas, LNG

Examensarbete 15hp Sjöingenjörsprogrammet

Daniel Sandström
Oskar Waahler

Institutionen för Sjöfart och Marin Teknik
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA
Göteborg Sverige 2012
Report No. Si-12/85

Rapport Nr. Si-12/85

En Kartläggning av den globala handeln med Liquefied Natural Gas, LNG

Daniel Sandström
Oskar Waahler

Institutionen för Sjöfart och Marin Teknik
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA
Göteborg Sverige 2012

Förord

Detta examensarbete motsvarar 15 högskolepoäng. Arbetet har skrivits som en del av Sjöingenjörsprogrammet vid institutionen för Sjöfart och marin teknik på Chalmers tekniska högskola. Rapporten riktar sig till personer som verkar inom sjöfartsnäringen och vill skaffa sig överblick över den globala handeln med flytande naturgas, LNG.

Ett stort tack riktas till vår handledare Tomas Olsson-Neptun samt Andreas Eriksson på fackspråk för den ovärderliga handledning vi har fått genom arbetets gång.

Göteborg, 20 december, 2012

_____	_____
Daniel Sandström	Oskar Waahler

Abstract

This diploma thesis involves a description of the global trade of Liquefied Natural Gas, LNG. LNG is moastly composed of methane. Since the first commercial shipment took place in 1959, the global trade of LNG has steadily increased. Between 1980 and 2011, the global trade of LNG increased by almost 1000%. During the same time, the known global reserve of natural gas reserves increased with more than 150%. Countries that export and import LNG is expected to increase in the future. During 2010 almost 10% of the total world production of natural gas was liquefied and exported as LNG. The focus of this work has been to identify the importing and exporting countries together with the shipping companies that manages the maritime transportation of LNG.

We have done a survey with the aim to describe and explain the global trade of LNG. The theory part of this bachelor thesis contains facts about gas and a description of the technical issues surrounding the distribution of LNG. Our result section is based on data obtained during the compilation of reports published by various actors related to the global LNG-trade. In the discussion, we highlight that the main reason for the existence of a global trade with LNG, is that importing countries want to use LNG for power generation. Maritime transport of LNG is managed by nearly 40 different shipping companies with a shared fleet of approximately 360 LNG tankers.

During the creation of this work, we have found that the global LNG-trade probably has a bright future ahead. This conclusion is based partly on the facts that the global reserves of natural gas is increasing, the global energy consumption is predicted to increase and that the technology is evolving and becomes more widely available. All this together creates opportunity for more countries to join the global trade of LNG.

Keywords: LNG, Liquefied Natural Gas, Natural Gas, Global Trade

Sammanfattning

Det här arbetet handlar om den globala handeln med Liquefied Natural Gas, LNG. LNG är naturgas som har gjorts flytande och består till mer än 90 % av metan. Sedan den första kommersiella transporten ägde rum år 1959 har den globala handeln av LNG ökat. Mellan 1980-2011 ökade den globala handeln av LNG med nära 1000 %. Under samma tidsperiod har den globala kända naturgasreserven ökat med mer än 150 %. Antalet exportörer och importörer av LNG förutspås att öka i framtiden och under 2010 kondenserades ca 10 % av världens totala utvinning av naturgas för att exporteras i form av LNG. Focus i det här arbetet har lagts på att kartlägga importerande och exporterande länder samt rederier som sköter själva sjötransporten av LNG.

En kartläggning har gjorts med syfte att beskriva samt förklara den globala handeln med LNG. Teorin i arbetet utgörs av fakta om gas samt en beskrivning av de tekniska aspekter som omgärdar distributionen av LNG. Vår resultatdel baseras på statistik som framkommit vid sammanställningen av rapporter publicerade av olika aktörer med koppling till handeln med LNG. I diskussionen belyses att den främsta orsaken till att det förekommer en global handel med LNG är att de importerande länderna vill nyttja LNG för energiproduktion. Själva sjötransporten av LNG förmedlas av nära 40 olika rederier med en gemensam flotta av ca 360 LNG-tankers.

Under skapandet av det här arbetet har det framkommit att handeln med LNG förmodligen går en ljus framtid till mötes. Denna slutsats baseras bland annat på att den globala reserven av naturgas ökar, den globala energikonsumtionen förutspås att öka samtidigt som tekniken utvecklas och blir mer lättillgänglig vilket gör att fler länder har möjlighet att ansluta sig till den globala handeln med LNG.

Nyckelord: LNG, Liquefied Natural Gas, Naturgas, Global handel

Ordlista

FSRU - Floating Storage and Regasification Unit

FSU – Floating Storage Unit

Konventionell gas – Gas som ligger lagrad i en berggrund som har en god genomströmningsförmåga.

Kondenseringsanläggning – Anläggning som kyler naturgas till flytande form och gör naturgasen redo för att lastas ombord en LNG-tanker.

LNG - Liquefied Natural Gas, flytande naturgas

LNG-fartyg – I texten avser ”LNG-fartyg” ett fartyg som är byggt för att transportera LNG som last.

Long-term – Ett kontrakt som sträcker sig över 4 år.

SECA – Sulphur Emission Control Area, ett område som innefattar östersjön, delar av Nordsjön och sträcker sig ner till engelska kanalen.

Short-term – Ett kontrakt som inte sträcker sig över 4 år.

Sloshing – Lasten i tankarna har inga skvalpskott vilket gör att lasten kan slå mot tankväggarna vid hård sjögång och på så sätt orsaka skador på tankarna.

Enheter

bcm – billion cubic metres

Biljon kubikfot -Trillion cubic feet (Tcf)– En biljon kubikfot. Enheten används för

Btu – British therminal unit – Är en enhet för energiinnehåll. En Btu är den mängd energi som krävs för att höja ett pund med vatten en grad Fahrenheit.

cm – cubic metres

Miljard kubikfot - Billion cubic feet (Bcf) – En vanlig enhet för att ange produktionen av naturgas.

- En miljard kubikfot är 10^9 kubikfot.
- En kubikfot (ft^3) motsvarar ungefär 0,028 m^3
- En kubikmeter(m^3) motsvarar ungefär 35,31 ft^3

Miljon metriska ton per år (MMt/y) – En enhet som används för att uppskatta LNG-produktionsanläggningars. Ibland angett som MMtpa (million metric tons per annum)

MT - million tonnes

MTPA - Million tonnes per annum (Miljoner ton per år)

Tcf – trillion cubic feet

Tcm – trillion cubic metres

Therm – Enhet som motsvarar 10^5 Btu.

Ton – I texten avses metriska ton som motsvarar 1000kg.

Konverterade enheter

1 Tcf = 10^{12} cf = 1 000 000 000 000 ft^3

1 Tcf = 2,831 x 10^{10} m^3
1 Tcm = 3,531 x 10^{13} ft^3

1 m^3 = 35,31 ft^3
1 ft^3 = 0,02832 m^3

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

1. INLEDNING 1
1.1 Bakgrund 1
1.2 Syfte 2
1.3 Avgränsningar 2
1.4 Metod 3
1.5 Arbetets struktur 4

2. TEORI - Om gas 5
2.1 Aggregationstillstånd 5
2.2 Gasfas 6
2.3 Metan, CH_4 7
2.4 LNG 8
2.4.1 Historisk sammanfattning LNG 8
2.4.2 Långa transportavstånd 9
2.4.3 Naturgas i flytande form 10
2.4.4 Varierande sammansättning 10
2.4.5 LNG som bränsle för framdrift 10
2.5 Utvinning av naturgas 11
2.5.1 Brunnsborrning 11
2.5.2 Konventionella naturgasreserver 12
2.5.3 Okonventionella naturgasreserver 13

3. TEORI - Distributionskedjan för LNG 16
3.1 Kondensering av naturgas 17
3.1.1 Förbehandling av rå naturgas 17
3.1.2 Kondenseringstekniker för naturgas 18
3.1.3 Driften av kompressorer 24
3.1.4 Förvaringstankar för LNG 24
3.2 Transport av flytande naturgas 28
3.2.1 Från terminal till LNG-tanker 28
3.2.2 Fartygstyper 29
3.3 Omvandling av flytande naturgas till gasfas 33
3.3.1 Importterminaler för LNG 33
3.3.2 Förångare 35
3.3.3 Behandling av gasen innan den når slutkonsumenterna 38

4. RESULTAT - Den globala handeln med LNG 39
4.1 Den ökande globala konsumtionen av energi 39
4.1.1 Den ökande globala konsumtionen av naturgas 40
4.1.2 Den ökande globala reserven av naturgas 42
4.1.3 Nya tekniker för naturgas 45
4.2 Den ökande globala handeln med LNG 46
4.2.1 Den ökande LNG-andelen av den totala naturgasexporten 47
4.3 Marknaden för export av LNG 49
4.3.1 Exporterande länder 49
4.3.2 Framtida export av LNG 51
4.3.3 Den globala kondenseringskapaciteten 53

4.3.4 Framtida kondenseringskapaciteten 54
4.3.5 Tekniker för kondensering av naturgas 55
4.3.6 Flytande kondenseringsanläggningar 56
4.4 Marknaden för import av LNG 57
4.4.1 Importerande länder 57
4.4.2 Framtida importmarknaden för LNG 59
4.4.3 Olika anledningar till att importmarknaden växer 60
4.4.4 Den globala förångningskapaciteten 61
4.4.5 Den globala förvaringskapaciteten vid importterminaler 64
4.4.6 Framtida förångningskapacitet 65
4.5 Marknaden för transport av LNG 67
4.5.1 Världens transportörer av LNG 68
4.5.2 Världsflottans lastkapacitet 69
4.5.3 Världsflottans ålder 70
4.5.4 Världsflottans tanktyper 71
4.5.5 Handelsflöden och chartermarknaden 72
4.5.6 Nybyggnationer 74
4.6 Prissättning av gas 76
4.6.1 Long & Short-term trade av LNG 78
4.6.2 Marknaden för okonventionell naturgas 81
4.6.3 Påverkan på LNG-priset 83

5. DISKUSSION 85
5.1 Komplexiteten i distributionskedjan av LNG 85
5.2 Statistik 85
5.3 Mosstankers 86
5.4 Avsaknaden av en global prissättning av gas 87
5.5 LNG för fartygsframdrift 88
5.6 Hur ser framtiden ut 88
5.6.1 Export 88
5.6.2 Import 89
5.6.3 Transport 89
5.6.4 Fler frågor om framtiden 90
5.7 Metoddiskussion och källkritik 91
5.8 Miljömässiga aspekter 92
5.9 Etiska aspekter 93

6. SLUTSATTS 93

7. FÖRSLAG TILL FORTSATTA STUDIER 95

REFERENSER 96

1. INLEDNING

Här ges en bakgrundsbeskrivning till varför det här arbetet är skrivet samt vilket syfte och vilken metod som har nyttjats. Dessutom beskrivs vilka avgränsningar som har utgåtts ifrån samt arbetets struktur.

1.1 Bakgrund

Världens energikonsumtion förutspås öka (Energy Information Administration, 2011). Med allt mer svårtillgängliga energireserver letar människan efter alternativ för att kunna möta sin energikonsumtion. Högre miljökrav och en större allmän kännedom om människans påverkan på miljön ställer krav på de bränslen som brukas för att producera energi (IGU, 2012).

Naturgas är redan ett vida använt bränsle för energiproduktion (Energy Information Administration, 2011). Bränslet är även relativt miljövänligt och vid förbränning bildas endast koldioxid och vatten. Med andra ord förekommer inget utsläpp av svavel eller kväveoxider vid förbränning, till skillnad från förbränning av olja och kol (Höglund, 2009).

Världens globala naturgasreserv har mer än fördubblats mellan 1980-2011. Nya utvinningstekniker för naturgas har under de senaste åren fördubblat världens utvinningsbara naturgasreserv. IEA uppskattar att världens naturgasreserv kommer att räcka i uppåt 250 år med dagens produktionstakt (IEA, 2011).

Naturgas i kondenserad form kallas: *Liquefied Natural Gas* och förkortas: *LNG*. LNG utgör i dagsläget en tredjedel av världens totala naturgasexport. Under 2010 kondenserades ca 10 % av världens totala naturgasproduktion och transporterades till sjöss i form av LNG (Jacobs, 2011).

Den globala handeln med LNG har ökat konstant med nära 1000 % mellan 1980-2011 (IGU, 2012). Det skrivs mycket om LNG och siffrorna som presenteras tyder på en växande trend. Fartygen för transport blir fler, exportanläggningarna blir större och antalet länder som importerar LNG förutspås ha fördubblas vid år 2025 (IGU, 2012).

Nya aktörer tar sig in på marknaden för transport av LNG och under 2011 slog sig Dynagas och Cardiff Marine in på marknaden för transport av LNG. Antalet fartyg som finns eller är beställda har mer än fördubblats i jämförelse med den befintliga LNG-flottan i mitten av 2006 (IGU, 2012).

En handel som har ökat med nära 1000 % sedan 1980, en global naturgasreserv som har mer än fördubblats under samma tidsperiod och fartygsflotta som nästan har fördubblats sedan 2006 har fångat vårt intresse. Dessa aspekter har legat till grund för skapandet av det här arbetet där en kartläggning av den globala handeln med LNG har gjorts.

1.2 Syfte

Detta arbete är skrivet med syfte att *beskriva* samt *förklara* den globala handeln med LNG. Arbetet syftar till att ge en överblick över marknadens aktörer samt en insikt i om varför den globala handeln med LNG ser ut som den gör.

Arbetets huvudformulering är:
Hur ser den globala handeln med LNG ut?

Delfrågor:
Vilka länder exporterar LNG?
Vilka länder importerar LNG?
Vilka aktörer är inblandade i transporten av LNG?
Hur sker handeln med LNG?
Varför sker handel med LNG?

1.3 Avgränsningar

De båda teoridelarna avgränsas till att endast beskriva de allra mest fundamentala delarna av läran om gas. Arbetet avgränsar sig till att övergripande beskriva den teknik som är signifikant för distributionen av LNG. Arbetet går inte in allt för djupt på tekniska detaljer utan väljer bara att beskriva tekniken överskådligt.

Resultatdelen avgränsar sig till att beskriva handeln på statlig nivå. Arbetet redogör för exportörer och importörer som motsvarar stater. I arbetet förbises enskilda LNG-projekt.

1.4 Metod

Metoden som använts för att skapa detta arbete är av kartläggande karaktär. En sammanställning har gjorts som beskriver nuläget för den globala handeln med LNG.

Detta arbete bygger på kvantitativ data. I arbetet analyseras kvantitativa data som framkommer. I resultatdelen presenterat olika typer av tabeller och diagram för att illustrera det som har framkommit under arbetets gång.

Arbetet är en litteraturstudie. Materialet i teoridelen bygger på böcker och tidigare examensarbeten med anknytning till LNG. Resultatdelen bygger främst på rapporter, vetenskapliga publikationer och seminarier med anknytning till LNG.

Arbetet är utformat i tre etapper:

- Den *första* etappen innebar en litteraturstudie där läsning av relevant litteratur skedde. Denna etapp innebar även studier av tidigare publicerade examensarbeten med anknytning till LNG.

- I den *andra* etappen började utformandet av teoridelen. Efter att ha läst böcker och examensarbeten insågs komplexiteten i hanteringen av gas och distributionen av flytande gas. Detta resulterade i arbetets två teoridelar. Dessa två teoridelar är en sammanfattning av den litteratur som har studerats inom ämnet. I dessa delar sammanfattas det som ansågs vara de viktigaste aspekterna att beakta när det gäller gas och distributionen av gas i flytande form.

- Den *tredje* och sista etappen i utformandet av det här arbetet innebar läsning av rapporter, vetenskapliga artiklar samt seminariesammanställningar med anknytning till LNG. Detta material sammanställdes sedan i resultatdelen.

1.5 Arbetets struktur

1. INLEDNING - Här ges en bakgrundsbeskrivning till varför den här uppsatsen är skapad. I denna del redogörs för arbetets syfte, arbetets avgränsningar samt vilken metod som har används vid skapandet av det här arbetet.

2. TEORI - Om gas – Denna del syftar till att ge en grundläggande kännedom om gas. Här beskrivs de allmänna egenskaperna för en gas. Denna del syftar även till att kort beskriva hur gas produceras.

3. TEORI - Distributionskedjan för LNG – Denna del av arbetet syftar till att beskriva de tekniska aspekterna i distributionen av LNG. Distributionen av flytande naturgas är en komplex process i flera steg.

4. RESULTAT - Marknaden för LNG – I denna del av arbete redovisas det som har framkommit under arbetets gång. Resultatdelen redogör för hur den globala handeln med LNG ser ut. Resultatdelen sammanställer den fakta och statistik som har framkommit under arbetets gång. Denna del bygger främst på rapporter från olika aktörer med anknytning till LNG.

5. DISKUSSION – Här diskuterats resultatet som presenteras i arbetet. Diskussion förs även kring metoden som har nyttjats samt de källor som har nyttjat för att utforma det här arbetet.

6. SLUTSATS – Här presenteras slutsatser kring det här arbetet.

7. FÖRSLAG TILL FÖRTSATTA STUDIER

2. TEORI - Om gas

Här beskrivs de allmänna egenskaperna för gas. Denna teoridel syftar även till att göra det möjligt för läsaren att bilda sig en uppfattning om LNG samt hur utvinningen av naturgas går till.

2.1 Aggregationstillstånd

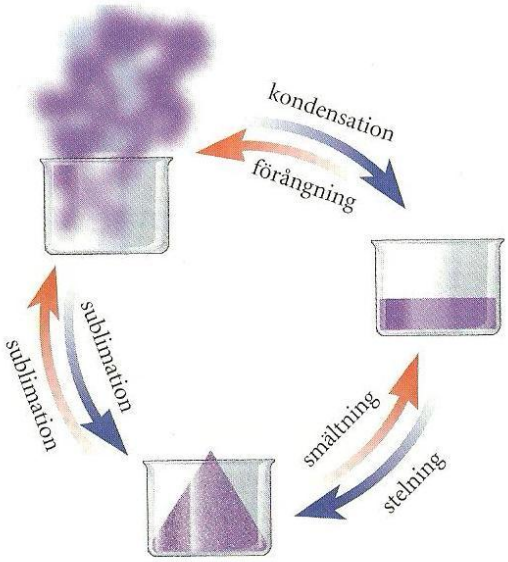
Under de förhållanden som råder på jorden kan ett ämne anta tre olika aggregationstillstånd i naturlig form. Dessa tillstånd är; gasform, flytande form och fast form. Detta är materiens tre olika aggregationstillstånd. Det finns andra former av aggregationstillstånd som bland annat uppstår vid extremt höga temperaturer och tryck (Pilström, 2005).

Då man tillför energi (ökar temperaturen) till ett ämne ökar man ämnets inre rörelse och därmed ökar man även ämnets inre oordning. Det vi i dagligt tal kallar temperatur kan med andra ord beskrivas som ett mått på ett ämnes inre ordning. Vid temperaturen 0 Kelvin (-273,15°C) står alla partiklar i ett ämne helt stilla. Denna temperatur kallas den absoluta nollpunkten och det kan inte bli kallare än -273,15°C. När man ökar temperaturen hos ett ämne ökar man rörelsen i ämnet. Detta medför att varje enskild partikel kräver ett större utrymme och materians volym utvidgas (Pilström, 2005).

Vid de allra lägsta temperaturerna befinner sig alla ämnen i fast form. När temperaturen höjs övergår ämnet till vätskefas. Detta sker vid en viss temperatur och under ett visst tryck och kallas smältpunkten. Under tiden som smältning sker befinner sig hela ämnets temperatur runt smältpunkten. Det är först när hela ämnet har övergått från fast till flytande fas som temperaturen i ämnet börjar stiga över ämnets smältpunkt (Pilström, 2005).

Vid tillförandet av energi till en vätska uppnår den tillslut kokpunkten. Kokpunkten är den temperatur där en vätska under ett visst tryck övergår från flytande till gasfas. Bindningarna mellan partiklarna bryts. All energi går åt till att bryta bindningarna och temperaturen i ämnet stiger inte över kokpunkten innan hela mängden vätska har övergått från flytande till gasfas (Pilström, 2005).

Det finns även tillfällen då ett ämne går direkt från fast till gasfas. Detta kallas sublimation. Detta är dock mindre vanligt förekommande.



Figur 2.1: De tre aggregationstillstånden (Pilström, 2005)

2.2 Gasfas

Ordet gas är den fonetiska stavningen på holländska för det grekiska ordet ”kaos”. Då ett ämne har gått från flytande till gasfas har oordningen mellan ämnet molekyler ökat väsentligt. Avstånden mellan partiklarna har ökat och därmed har volymen som ämnet upptar ökat. En gas består av molekyler i rörelse (Pilström, 2005).

Då en gas innesluts i ett kärl kolliderar molekylerna mot kärlets väggar och utövar därmed ett tryck mot kärlets väggar. Om substansmängden gas ökar, ökar samtidigt antalet kollisioner per tidsenhet mot väggarna. Följden av detta blir att trycket stiger. Trycket ökar proportionellt gentemot gasens substansmängd. Om temperaturen på gasen ökas, ökar molekylernas rörelse och därmed stiger trycket. Trycket ökar proportionellt i förhållande till temperaturen. Om kärlets volym minskas ökar antalet kollisionen vilket leder till att trycket i kärlet ökar. Trycket ökar omvänt proportionellt mot volymen. Detta sammanfattas i ideala gaslagen (Pilström, 2005).

Ideala gaslagen betecknas:

$pV = nRT$

p = gasens tryck i N/m^2
V = gasens volym i m^3
n = substansmängd eller mol
R = allmänna gaskonstanten = 8,3144 J/mol Kelvin
T = absoluta temperaturen i K (Kelvin)

Ideala gaslagen gäller endast för ideala gaser där man bortser från molekylernas egenvikt samt interaktionen mellan gasmolekylerna. En verklig gas avviker alltid från den ideala gaslagen. Avvikelserna blir dock små om gasens densitet vid gasfas ligger långt ifrån gasens densitet vid flytande fas.

Ur gaslagen kan andra samband härledas. Om gasmängd och temperatur är konstant gäller: $p_1 \times V_1 = p_2 \times V_2$.

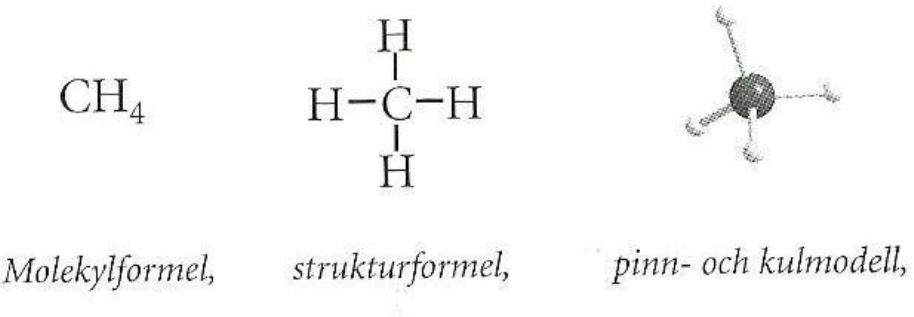
Man kan även härleda sambandet:
$(pV)/T=konstant$, då substansmängden (n) är konstant.

Detta förhållande medför att en sänkning av temperaturen (T) även minskar volymen (V) som gasen upptar och trycket (p) som gasen genererar. Detta innebär att gasens densitet ökar med en sänkt temperatur. Detta är grundförutsättningen för transport av flytande gaser då energiinnehållet i gasen är direkt proportionellt mot gasens densitet (Alvarez, 2006). Då man ökar gasens densitet ökar man samtidigt gasens energiinnehåll och det är gasens energiinnehåll som gör den attraktiv för konsumenter och motiverar transport.

2.3 Metan, CH_4

Metan är den största beståndsdelen i naturgas (Bengtsson, 2005). Metangas är en växthusgas. Utsläpp av ett gram metan i atmosfären motsvarar 25 gram CO_2 utsläpp då metan är en 25 gånger starkare växthusgas (Höglund, 2009).

Metan är det enklaste kolvätet med en kolatom och 4 väteatomer, den kemiska beteckningen är CH_4.



Figur 2.2: Metanmolekylen (Pilström, 2005)

Vid förbränning av metan bildas koldioxid och vatten.

$CH_4 + 2\ O_2 \rightarrow CO_2 + 2\ H_2O$

Egenskaper metan, CH_4:

- Molmassa: 16,0425 g/mol
- Löslighet i vatten: 35g/l (17°C)
- Smältpunkt: -182°C
- Kokpunkt (vid 1013 hPa): -161°C
- Specifik densitet i förhållande till luft 0,55
- Självantändningstemperatur: 595°C
- Flampunkt: -175°C
- Kritisk temperatur: -82,5°C
- Kritiskt tryck: 46,0 bar
- Brännbarhetsområde i luft: 5-16 % av volymen

2.4 LNG

Det är vanligt att naturgas transporteras över långa sträckor. För sträckor kortare än 3000 km brukar distributionen ske via rörledningar. För transport över längre sträckor är det mer ekonomiskt att omvandla naturgas till flytande form för transport (Cryostar, 2009).

2.4.1 Historisk sammanfattning LNG

Det är alltid betydelsefullt att känna till den bakomliggande historian när man vill fördjupa sig. Att känna till historian skänker en djupare förståelse för den rådande situationen.

- **1790** – Naturgas börjar användas kommersiellt för belysning (Bellver, 2012).
- **1845** – Den första kända kondenseringen av metangas äger rum. Denna kondensering utfördes av Michael Faraday (Gregersiö, 2006)
- **1914** – Det första patentet för hantering och sjötransport av LNG godkänns (Bellver, 2012).
- **1917** – Världens första anläggning för kondensering av flytande naturgas färdigställs i West Virginia (Nobel, 2009).
- **1939** – Den första kommersiella kondenseringsanläggningen för naturgas byggs i West Virginia (Tusiani, 2007).
- **1944** – Den största olyckan i historien som involverar LNG inträffar i Cleveland under andra världskriget. Till följd av kriget råder det brist på metall vilket gör att en förvaringstank för LNG konstrueras med en låg halt av nickel (endast 3,5 %). Den landbaserade förvaringstanken brister och flytande gas når kloaksystemet och exploderar, 128 människor omkommer (Tusiani, 2007)

- **1959** – Den 25 januari 1959 sker den första långväga sjötransporten av LNG. Fartyget Methane Pioneer blir det första fartyget att transportera LNG över Atlanten då fartyget avseglar från Lake Charles i Louisiana och sätter kurs mot Canvey Island öster om London (Woodward, 2010).
- **1964** – British Gas Council sluter 1964 ett avtal med Algeriet angående import av LNG under en 15 års period. Detta samarbete leder till att Algeriet blir världens största exportör och Storbritannien blir världens största importör av LNG under en tid framöver (Bellver, 2012)
- **1967** – Perlitisolering och Invarmembran börjar användas i membrantankar (Woodward, 2010)
- **1968** – USA gör sin första import av LNG (Nobel, 2009)
- **1970** – Tankar av Mosstyp börjar användas (Woodward, 2010)
- **1973** – En importterminal belägen på Staten Island, New York drabbas av en olycka. En explosion inträffar under ett reparationsarbete i en tank. Explosionen får taket som består av 6 tum tjock betong att falla. Taket dödar 37 arbetare (Woodward, 2010)
- **1979** – En explosion sker vid LNG-terminalen Cove Point. Stora materiella skador uppstår och en terminalanställd dödas (Woodward, 2010).
- **1986** – Sydkorea gör sin första import av LNG (Bellver, 2012)
- **1989** – Australien börjar exportera till Japan och Sydkorea (Bellver, 2012).
- **1990** – Taiwan gör sin första import av LNG. Leveransen kommer från Indonesien (Bellver, 2012)
- **1997** – Qatar gör sin första export av LNG via hamnen Ras Laffan (Bellver, 2012)
- **1999**- Trinidad och Nigeria gör sina första exporter av LNG (Bellver, 2012)
- **2004** – I januari exploderar kondenseringsanläggningen Skikda i Algeriet och debatten om säkerhetsaspekterna kring LNG väcks återigen (Layton, 2009). Olyckan dödar 27 arbetare och skadar 80 (Woodward, 2010)
- **2005** – Världens första flytande importterminal tas i bruk i Louisiana (Bellver, 2012). Samma år består LNG-marknaden av 13 exportörer och 14 importörer (Layton, 2009)
- **2011** – Den 11:e mars 2011 drabbas japan av en jordbävning som även skapar en flodvåg som sköljer in över Japans östkust. Världens största importör av LNG stänger tillfälligt ner alla sina 54 kärnkraftverk och fyller stora delar av luckorna i energiproduktionen med importerad LNG. Debatten om kärnkraftens säkerhet väcks på flera håll i världen (IGU, 2012)

2.4.2 Långa transportavstånd

Det är vanligt att naturgas transporteras över långa sträckor. För sträckor *kortare* än 3000 km brukar distributionen ske via rörledningar. För transport över längre sträckor är det mer ekonomiskt att omvandla naturgas till flytande form för transport (Cryostar, 2009).

Genom att kondensera naturgas har transport mellan kontinenter möjliggjorts och efterfrågan har stigit ytterligare. Marknaden för export och import av flytande naturgas har traditionellt sett varit relativt liten i jämförelse med marknaden för kol och olja. Detta då det framför allt har varit lättare att hantera kol och olja för energiproduktion (Tusiani, 2007).

2.4.3 Naturgas i flytande form

Liquefied Natural Gas, LNG, är naturgas i flytande form.

IMO definierar *liquefied gas* (flytande gas) enligt följande:

> **”Ett ämne med ett ångtryck som överstiger 2,8 bar vid 37,8°C”**

Med andra ord befinner sig en liquefied gas alltid i gasfas då absoluttrycket understiger 2,8 bar och temperaturen är högre än 37,8°C (Olsson Neptun, 2006)

I flytande form har naturgas en densitet som är ungefär 600 gånger högre än den densitet som gasen har vid rumstemperatur om övriga förhållanden är oförändrade (Whitney, 2010). Sagt med andra ord motsvarar en m^3 LNG, 600 m^3 naturgas (Cryostar, 2009).

2.4.4 Varierande sammansättning

Naturgas lagrad i berggrunden är en sammansättning av de lättaste kolvätena. Sammansättningen varierar beroende på ursprungsland. Nedan listas sammansättningen av naturgas utvunnen från *Nordsjön* och *Iran*. Notera variationen i naturgasens sammansättning.

> **Nordsjön**: Sammansättning av naturgas från *Nordsjön*: Metan: 91 %, Etan: 6 % Propan: 1 %, Butan: 0,1 %, Kvävgas: 0,8-1,5 % (Bengtsson 2005).
>
> **Iran:** Sammansättning av naturgas från *Iran*: Metan: 75 %, Etan: 13 % Propan: 7 %, Butan: 3 %, Kvävgas: 0,8-1,5 % (Bengtsson 2005)

2.4.5 LNG som bränsle för framdrift

Då LNG används som bränsle för framdrift måste den flytande gasen först omvandlas till gasform. Därefter kan gasen förbrännas i en ångpanna, gasturbin eller Dual-Fuel motor (Christoffersson, 2009).

Densiteten för flytande naturgas är ca 0,44 kg/dm^3 (Bock, 2009). Vid transport av flytande naturgas sker en förångning av den kondenserade gasen. Denna förångning kallas Boil Off Rate, BOR och påverkas främst av omgivningens temperatur och graden av omrörning i tanken till följd av rådande sjögång (Rosendal Larsson, 2008).

Nedan illustreras en jämförelse mellan LNG och andra idag vanligt förekommande bränslen för fartygsframdrift (Bock, 2009).

Bränsle	Värmevärde (MJ/kg)	Densitet vid 15°C (kg/ m^3)	Energidensitet (MJ/ m^3)	Relativt energiinnehåll (LNG = 1)
MGO	42,7	860	36 722	1,60
HFO 380	41	940	38 540	1,68
Diesel MK1	43,1	815	35 127	1,54
LNG	52	440	22 880	1,00

Figur 2.3: Energiinnehållet i olika bränslen (Bock, 2009)

Tabellen illustrerar att det volymmässigt krävs 1,68 m^3 LNG för att ersätta energiinnehållet i 1 m^3 HFO 380.

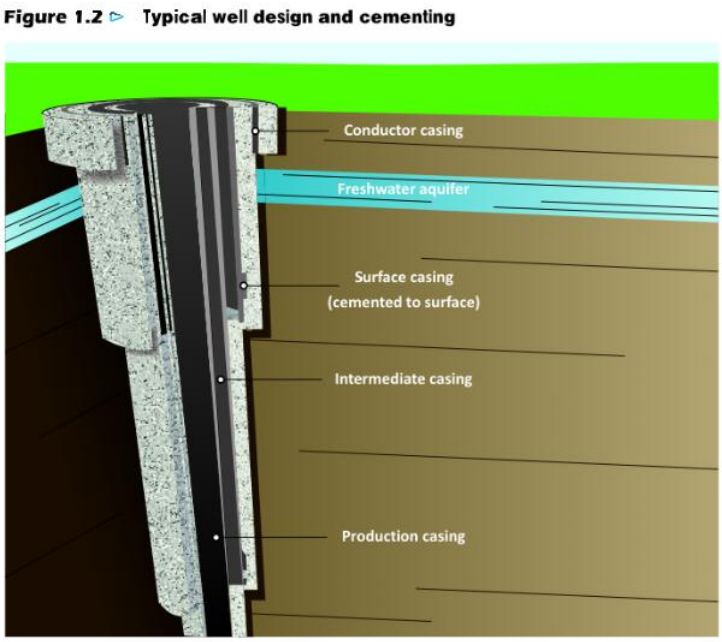
2.5 Utvinning av naturgas

Under 1970- och 1980-talet börjar gas betraktas som ett substitut för olja vid energiproduktion. Orsaken till att energimarknaden fick upp ögonen för gas var främst, den extrema höjningen av oljepriset under åren 1973-1974 vid bildandet av OPEC, samt det stigande oljepriset under 1979-1980 (Honoré, 2010).

Naturgasen ligger lagrad i berggrund och havsbottnar. Den naturgas som återfinns kan vara av torr eller våt karaktär. Torr gas innebär en i stort sätt homogen gas som till största del utgörs av metan. Då gasen är av våt karaktär innehåller gasen en större blandning av olika kolväten. I våt gas förekommer det fler kolväten med längre molekylkedjor. Våt gas innehåller en större mängd propan, butan samt ännu tyngre kolväten som pentan (Tusiani, 2007).

2.5.1 Brunnsborrning

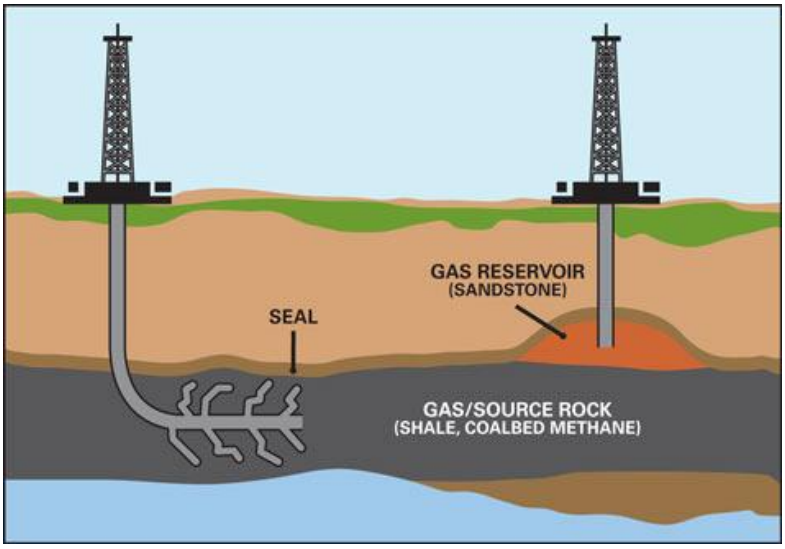
Gasen utvinns genom flertalet borrade brunnar. Dessa brunnar har olika syften. Vissa används för utvinning av själva naturgasen. Andra brunnar används för att studera de geologiska förhållandena i jordskorpan eller för att stabilisera tryckförändringen i berggrunden som uppstår vid naturgasutvinning. För att skapa en brunn borras ett hål i jordskorpan. Samtidigt som borrning sker gjuts en casing av betong för att stabilisera hålet och förenkla utvinningen. Casingen bidrar även till att hålla grundvattnet och andra icke önskvärda komponenter utanför brunnen. Casingen för brunnen består utav flera lager. Det yttre lagret består ofta av betong medan de inre lagren ofta är tillverkade i metall.



Figur 2.4: Genomskärning av brunnen vid naturgasutvinning (IEA, 2012 a)

2.5.2 Konventionella naturgasreserver

Gasfyndigheter kan delas in i konventionella och okonventionella gasreserver. Konventionell naturgas ligger lagrad i en porös berggrund med god genomströmningsförmåga. Nedan ses en jämförelse mellan konventionell och okonventionell naturgasutvinning. Borrtornet till höger illustrerar en utvinning av en konventionell gasreserv där gasen ligger lagrad i en porös berggrund bestående av sandsten som har en god genomströmningsförmåga(IEA, 2012 a).



Figur 2.5: Jämförelse Okonventionell och konventionell naturgasutvinning (DTE Energy, 2012)

2.5.3 Okonventionella naturgasreserver

Kostnaden för energi ökar med tiden och energikällor som förr i tiden inte ansågs vara lönsamma att utvinna kan idag utvinnas i och med förbättrade utvinningstekniker och ett ökande pris på energi (Eriksson, 2008).

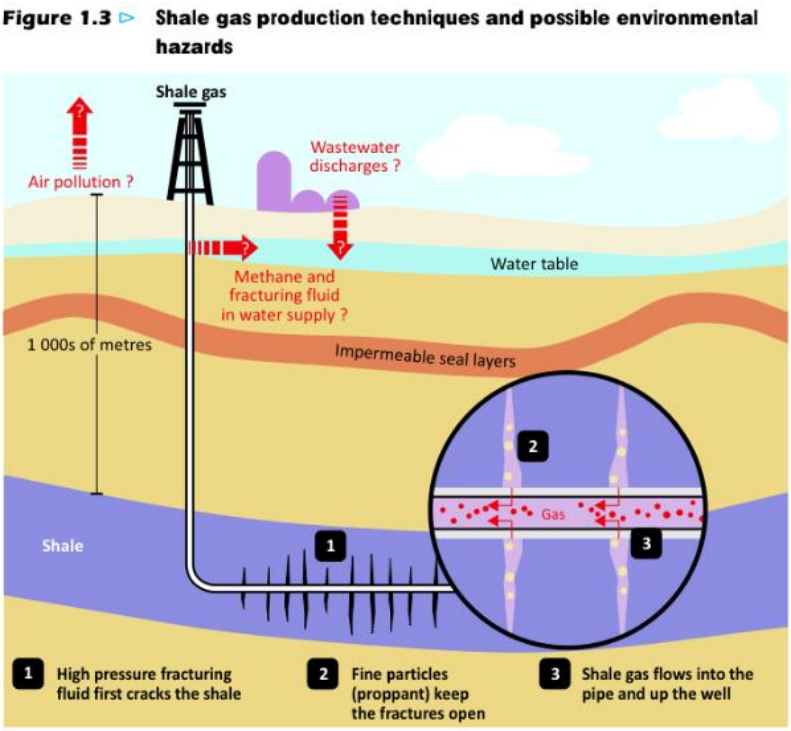
Gas som ligger lagrad i okonventionella gasreserver är lagrad i en berggrund med dålig genomströmningsförmåga. För att utvinna gasen krävs nya och mer avancerade utvinningstekniker. Okonventionella naturgasreserver är både dyrare och tar längre tid att utvinna i jämförelse med konventionella naturgasreserver. Då den naturliga genomströmningsförmågan är låg måste hydrauliskpräckning och kemikalier användas för att tvinga ut gasen ur berggrunden(IEA, 2012 a).

Olika typer av okonventionella gasreserver:

Skiffergas (shale-gas)

Skiffergasen ligger lagrad i berggrunden där gasen är innesluten i skiffer och lera. Reserverna återfinns ofta i anslutning till floddeltan och sjöar. Gasen kan ligga lagrad som ”fri gas" i porer och sprickor i skiffer och lera. Den kan även ligga absorberad i skifferleran (IEA, 2012 a).

Skiffergasen utvinns genom att först borra en horisontell brunn för att sedan utnyttja vertikal spräckning med hjälp av hydraulik. Det hydrauliska spräckningmediet utgörs av vatten och kemikalier. Blandningen av vatten och kemikalier trycksätts och bygger upp ett tryck som får berggrunden att spricka och ge ifrån sig den inneslutna gasen. Metoden är ifrågasatt då det saknas en fullständig överblick över teknikens miljömässiga påverkan (IEA, 2012 a).

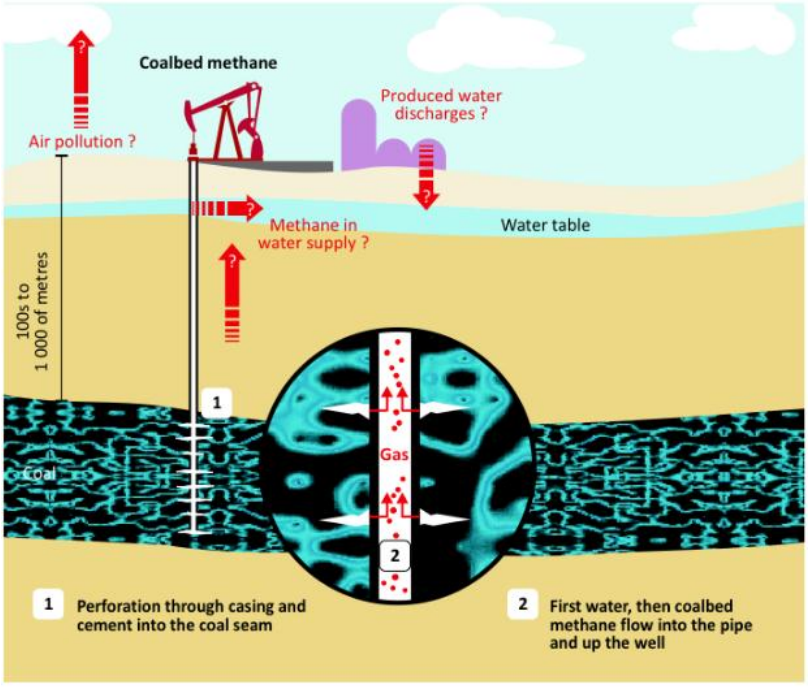


Figur 2.6: Utvinning av skiffergas (IEA, 2012 a)

Kolbunden metangas (Coalbed methane, CBM)

Kolbunden metangas utvinns ur lager av kol som absorberat metangasen. Dessa kollager har en mycket låg permeabilitet (genomträngningsförmåga). Reserver av kolbunden metangas återfinns ofta i anslutning till källor för dricksvatten vilket gör utvinningen omstridd ur miljösynpunkt (IEA, 2012 a).

Figure 1.4 ▷ Coalbed methane production techniques and possible environmental hazards



Figur 2.7: Utvinning av kolbunden metangas (IEA, 2012 a)

Tight gas

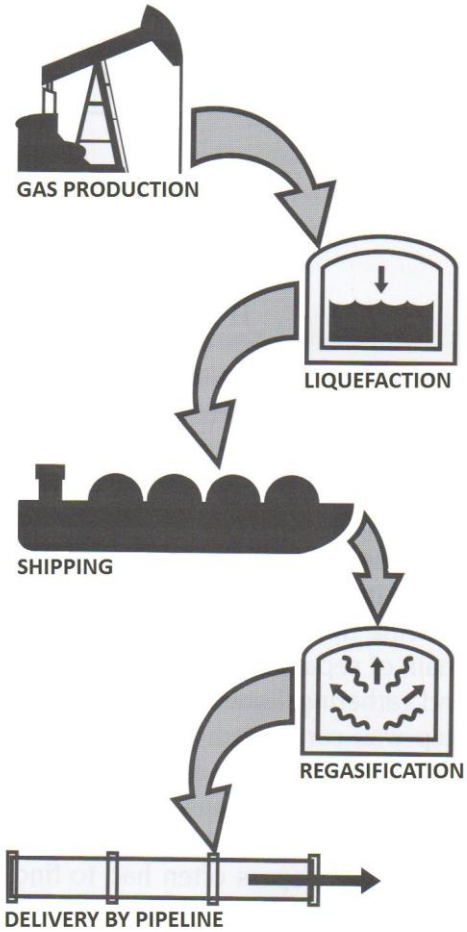
Till skillnad från skiffergas och kolbunden metangas har *tight gas* bildats inuti klippformationer där den inneslutits i lager av hård sten och sand (*tight sand*). Reserverna av tight gas är ofta mycket äldre än andra okonventionella gasfyndigheter. Tight gas utvinns genom en kombination av hydraulisk spräckning och riktad borrning. Riktad borrning innebär att ett flertal brunnar, från olika riktningar, borras ner i gasreserven (IEA, 2012 a).

3. TEORI - Distributionskedjan för LNG

Denna del av vårt arbete beskriver distributionskedjan för LNG. Hanteringen av flytande naturgas innehåller många moment som gör distributionen av flytande naturgas till ett omfattande projekt. Syftet här är att ge läsaren en övergripande beskrivning av den teknik som ingår i distributionskedjan för LNG. Denna del börjar med att beskriva kondenseringen av naturgas och vad som krävs för att detta skall vara möjligt. Därefter beskrivs hur den flytande gasen transporteras. Teoridelen avslutas med att beskriva hur importen av flytande gas går till och vad som krävs innan gasen kan nå slutkonsumenterna.

Distributionskedjan för LNG kan delas upp i följande steg (Rudérus, 2006):

- Utvinning av naturgas
- Kondensering av naturgas
- Transport av flytande naturgas
- Omvandling av flytande naturgas till gasfas



Figur 3.1: Distributionskedjan för LNG (Tusiani, 2007)

3.1 Kondensering av naturgas

Kondenseringen av naturgas sker i flera steg.

3.1.1 Förbehandling av rå naturgas

Innan kondensering av naturgas är möjlig måste den råa naturgasen behandlas. I denna process avskiljs tyngre kolväten från naturgasen. I processen separeras även naturgasen från vatten, koldioxid och andra icke önskvärda biprodukter (Tusiani, 2007).

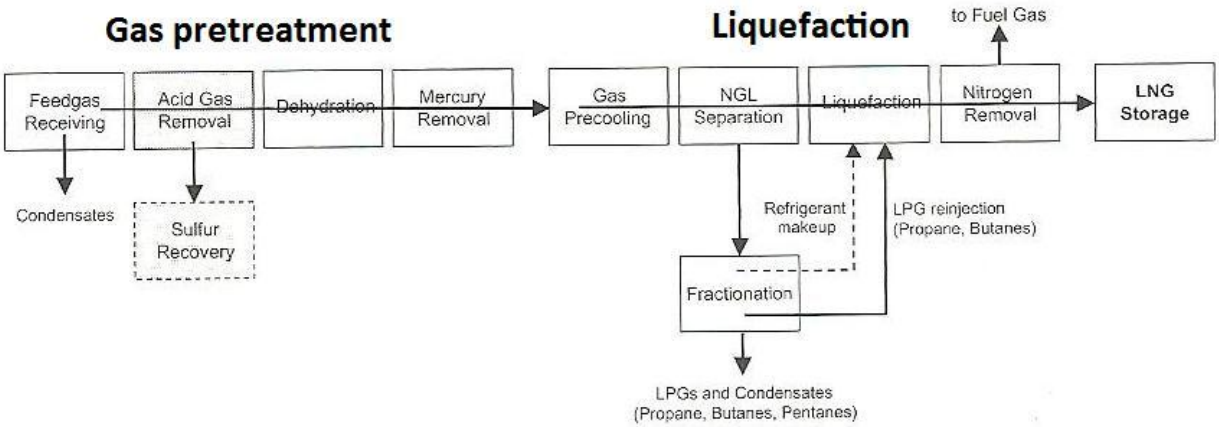
Naturgasen transporteras från utvinningsfältet via pipelines till anläggningar för kondensering. I kondenseringsanläggningen kyls gasen till -163º C. Vid denna temperatur övergår naturgasen från gastfas till flytande form vid atmosfäriskt tryck (1013 hPa). I kondenseringsanläggningen genomgår gasen en kylprocess i flera steg för att successivt kyla gasen till rätt temperatur (Tusiani, 2007).

Det första steget i behandlingen av gasen är att separera ut olika typer av naturgaskondensat. Dessa kondensat utgörs av tyngre kolväten som hexan och aromater som bensen. I nästa steg avlägsnas sura gaser som innehåller svavel. Andelen svavelväten reduceras i naturgasen till ett värde som ligger under 3 ppm för att uppfylla miljökraven på naturgas. I nästa steg separeras vattnet ur naturgasen (Tusiani, 2007).

Gasen kan i vissa fall innehålla kvicksilver. Kvicksilverinnehållet i naturgasen måste reduceras till ett maxvärde av 0,1 mikrogram per m^3 gas. Detta eftersom även små rester av kvicksilver kan orsaka korrosion i värmeväxlarna som till viss del är konstruerade av aluminium. Kvicksilvret separeras genom att låta naturgasen passera en svavelimpregnerad kolbädd. Kvicksilvret absorberas då av svavlet och bildar molekylen kvicksilversulfid, HgS(Tusiani, 2007).

Då denna förbehandling av naturgasen är genomförd påbörjas den stegvisa kylningen av naturgasen. I början av kylprocessen för naturgas separeras bland annat koldioxid från gasen. Maxvärdet för koldioxidinnehållet i behandlad naturgas är 50 ppm. Detta värde är satt för att förhindra frysskador vid ett senare skede i kylprocessen då koldioxid har en fryspunkt på -78ºC (Tusiani, 2007).

Det sista steget i förbehandlingen av naturgasen består i att avskilja de lättare kolvätena propan, butan och pentan från naturgasen (Tusiani, 2007).



Figur 3.2: Behandling av rå naturgas (Tusiani, 2007)

3.1.2 Kondenseringstekniker för naturgas

Det finns ett antal tekniker för kondensering av naturgas. De sju vanligast förekommande är (IGU, 2012):

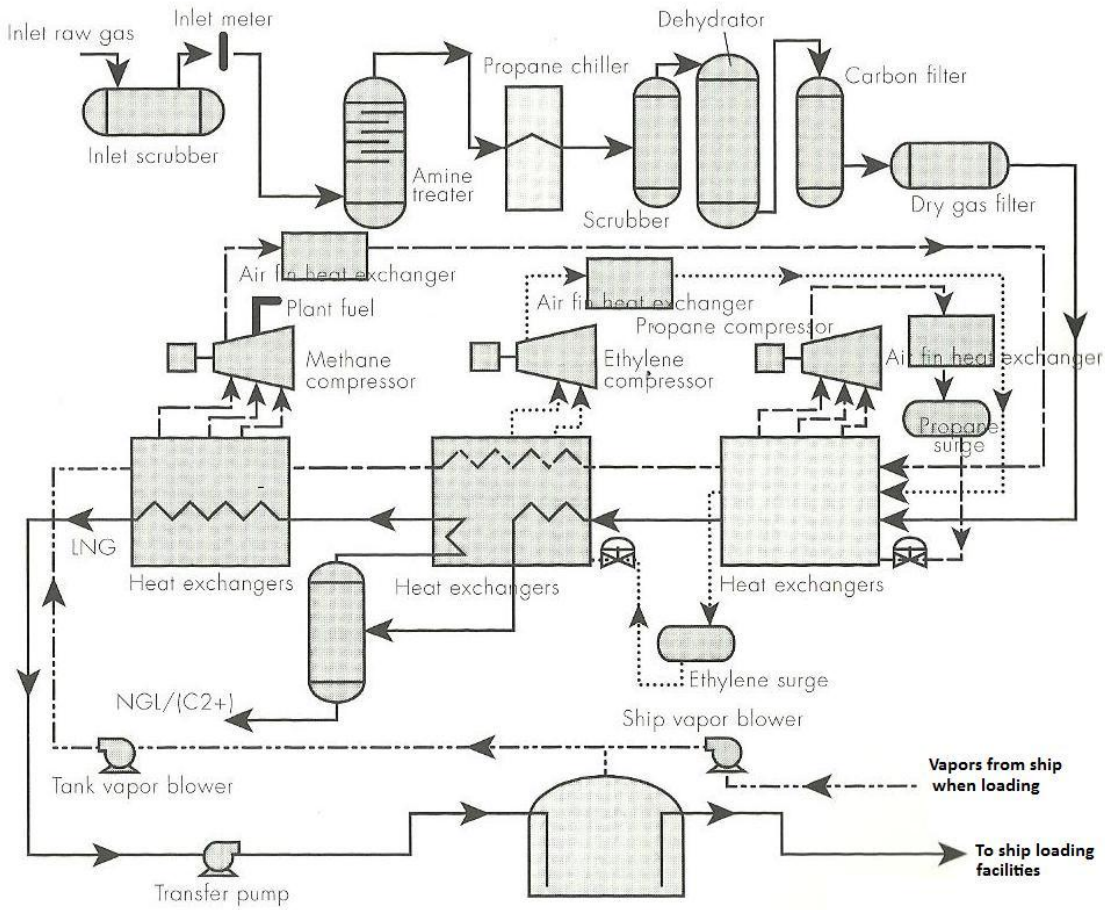
- Phillips Optimized Cascade process
- APC C_3MR
- APC C_3MR/Split MR™
- APC AP-X
- APC Split MR
- Shell DMR
- Linde MFC

Philips Optimized Cascade process

Denna typ av teknik är utvecklad av ConocoPhillips och kallas för ”Optimized Cascade process”. Processen består av tre separata cykler som stegvis sänker temperaturen. Varje steg består av följande komponenter; kompressor, kondensor, expansionsventil och förångare (Tusiani, 2007).

Först steget använder propan som köldmedium. Propanet kondenseras vid ett högt tryck och vatten eller luft används för att avleda värme från propanet. Naturgasen har efter det första steget en temperatur på -30°C. I nästkommande steg använda Etylen som köldmedium. Efter detta steg håller naturgasen en temperatur kring -100°C. I det tredje steget används Metan som köldmedium. Detta steg slutför kylprocessen och gasen har efter detta steg en temperatur på -163°C och befinner sig där med i flytande tillstånd vid ett absoluttryck på 1013 hPa (Tusiani, 2007).

Den största fördelen med denna typ av kylteknik är enkelheten i systemuppbyggnaden. Det är även lätt att kontrollera kylprocessen då homogena köldmedium används. Nackdelen med processen är att den termiska verkningsgraden är något lägre än för processer med blandade köldmedium (Tusiani, 2007).

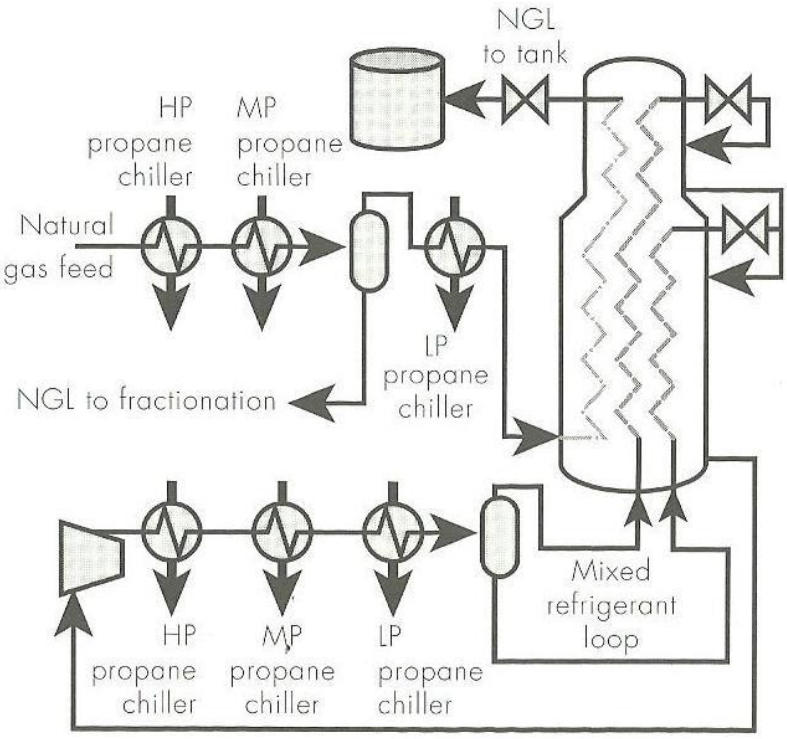


Figur 3.3: Philips Optimized Cascade (Tusiani, 2007)

APC C_3MR

Tekniken är utvecklad av Air Products & Chemicals, Inc's, tekniken är den vanligast förekommande här i världen och återfinns i 66 % av dagens kondenseringsanläggningar (IGU, 2012). Som köldmedium i processen används Air Products & Chemicals, Inc's (APCI) Multi-Component Refrigerant (MCR). Detta köldmedie är en blandning av flera olika komponenter. Köldmediet består av kväve, metan, etan, propan, butan och pentan (Tusiani, 2007).

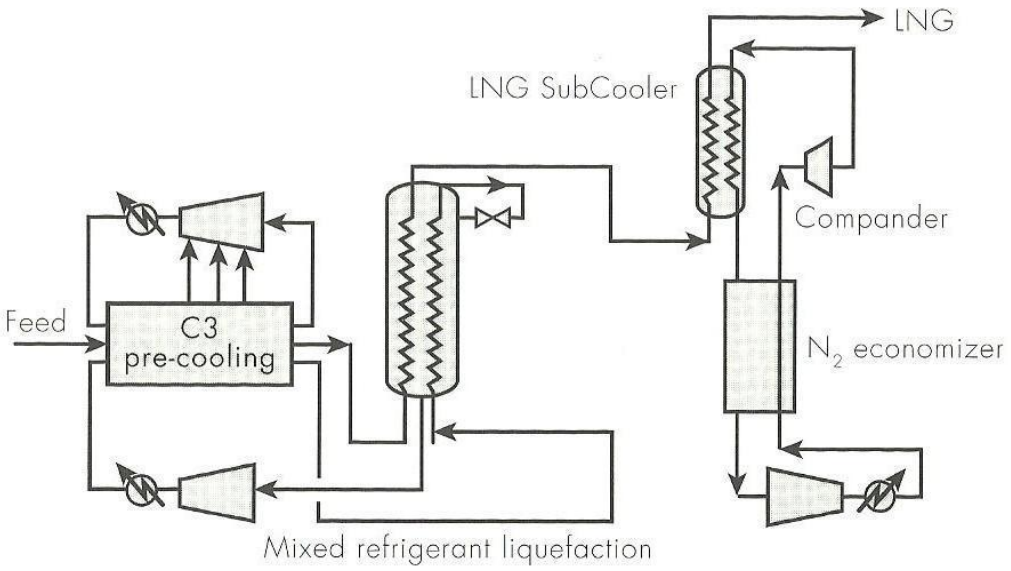
Processen använder sig av en för-kylning med propan som köldmedie för att kondensera och separera de tyngre kolvätena. Fördelen med dessa anläggningar är att tekniken är välkänd på marknaden och har används i över 30 år(Tusiani, 2007).



Figur 3.4: APC C_3MR (Tusiani, 2007)

APC AP-X

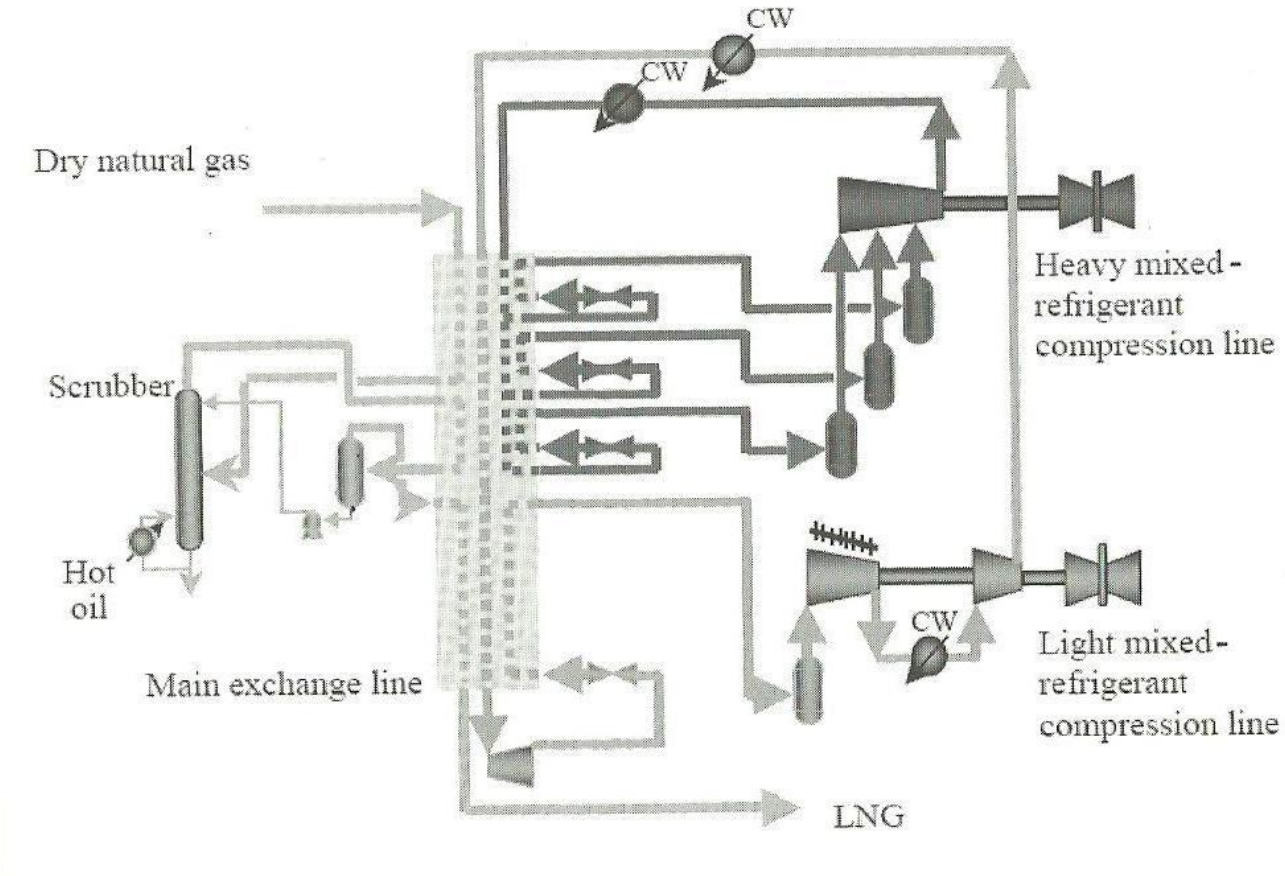
För att kunna konstruera anläggningar med en större kondenseringskapacitet utvecklade Air Products tekniken AP-X. Denna kylteknik höjer kondenseringskapaciteten med 60 %. Tekniken i AP-X-anläggningar bygger på teknologi från C_3MR-tekniken (Tusiani, 2007).



Figur 3.5: APC AP-X (Tusiani, 2007)

Shell DMR/Axen Liquefin DMR

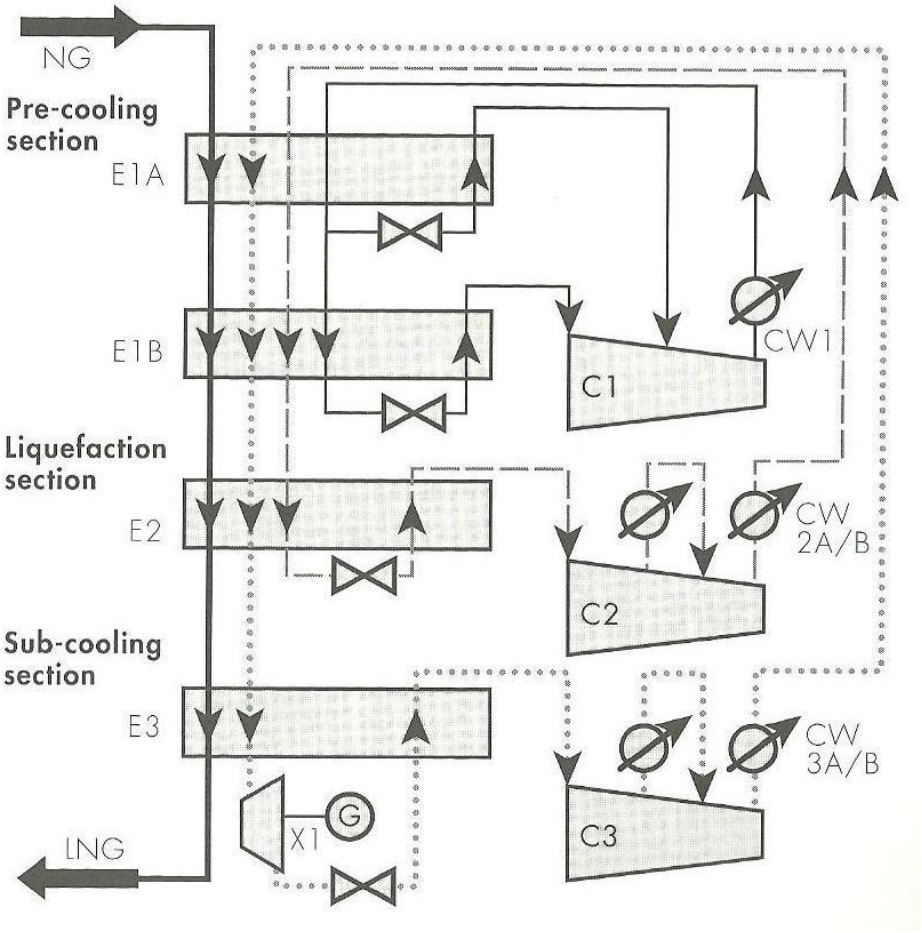
Tillförlitlighet och kännedom inom LNG-branschen för tekniken som används i C_3MR-anläggningar har lett till att andra aktörer har utvecklat kondenseringstekniker som använder sig av ett blandat köldmedium. Shell och Axen Liquefin har båda utvecklat kondenseringstekniker med blandat köldmedium (Dual Mixed-Refrigerant, DMR). Det som främst skiljer dessa tekniker åt från C_3MR-tekniken är att dessa tekniker använder en annan typ av värmeväxlare (Tusiani, 2007).



Figur 3.6: Axen Liquefin DMR (Tusiani, 2007)

Linde MFC

Företagen Linde Industrial Gas och Statoil har tillsammans utvecklat kondenseringstekniken Mixed-Fluid Cascade process, MFC. Processen består av tre steg och använder sig av ett blandat köldmedium bestående av etan och propan. Tekniken används bland annat för att kondensera naturgas från det norska gasfältet Snøhvit (Tusiani, 2007).



Figur 3.7: Linde MFC (Tusiani, 2007)

3.1.3 Driften av kompressorer

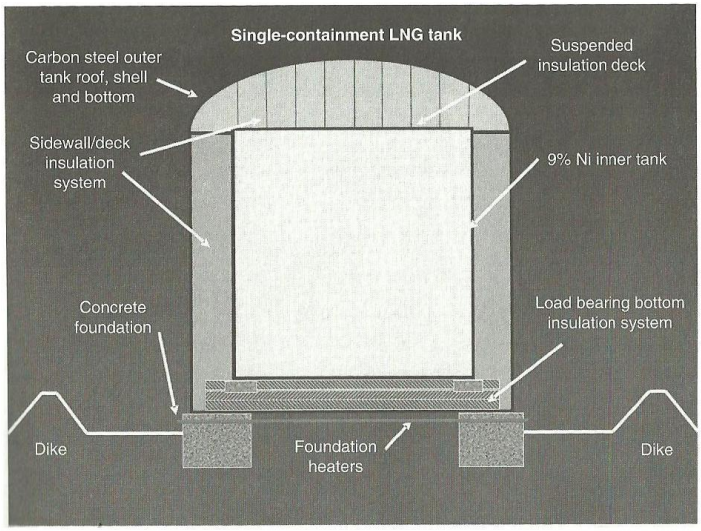
Kylkompressorerna i kondenseringsanläggningarna kan drivas på olika sätt. De första anläggningarna använde nästan uteslutande kompressorer som drevs av ångturbiner. Vanligast i dagsläget är dock att kompressorerna drivs av el producerad från gasturbiner som drivs av naturgas (Tusiani, 2007).

3.1.4 Förvaringstankar för LNG

Förvaringstankarna är en vital del av kondenseringsanläggningen. Volymen av den totala lagringskapaciteten för en kondenseringsanläggning varierar. Man brukar dock ha en lagringskapacitet som är den dubbla av vad anlöpande tankers har möjlighet att lasta. Det finns flera olika typer av förvaringstankar för LNG. Tankarna kan placeras över eller under jord. Vanligast är att tanken är placerad över jord. Placering under jord har förekommit i enstaka fall och då främst av estetiska skäl då anläggningen ligger i anslutning till en stad. Alla tankar för förvaring har dubbla väggar och klassas vanligen som Singel-, Dubbel- Full-containment eller Membran tank (Tusiani, 2007).

Single-containment

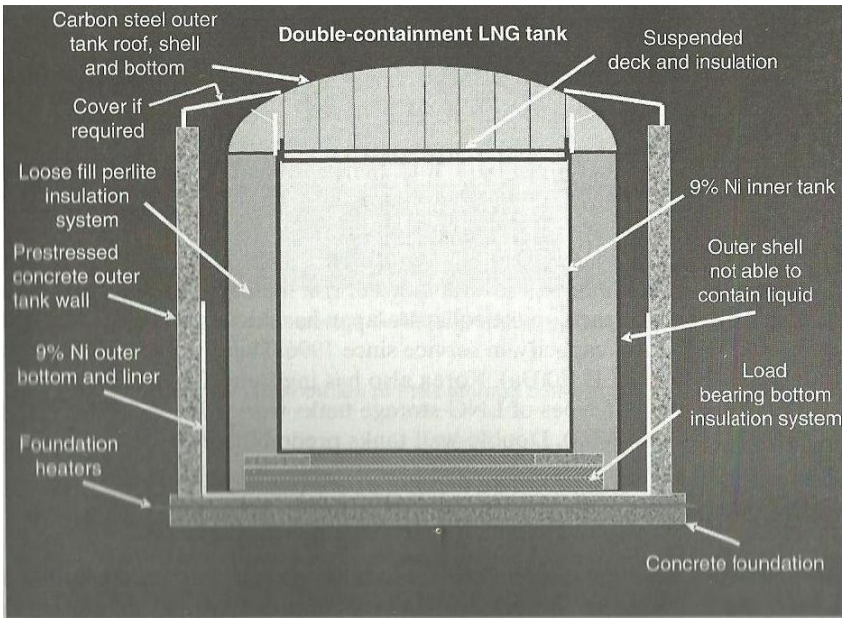
Tankar av typen Singel-containment består av en inre, fristående tank med öppen topp gjord av en stållegering som innehåller 9 % nickel. Den har även en yttre tank tillverkad av kolstål. Mellan dessa två tankar finns ett lager med isolering som oftast utgörs av Perlit. Den inre tanken vilar på isoleringsblock som i sin tur vilar på ett fundament. Toppen av tanken är försluten med ett isolerat ståltak. Den yttre tanken utgör ett skydd mot yttre påfrestningar men är inte utformad för att motstå ett läckage om den inre tanken brister. Istället har en extern yttre barriär upprättats kring tanken för att kunna fungera som en buffert vid ett eventuellt läckage. Denna tankdesign är billigast. Tanktypen har använts i över 30 år utan att några större incidenter har förekommit (Tusiani, 2007).



Figur 3.8: Singel- containment tank (Woodward, 2010)

Double-containment

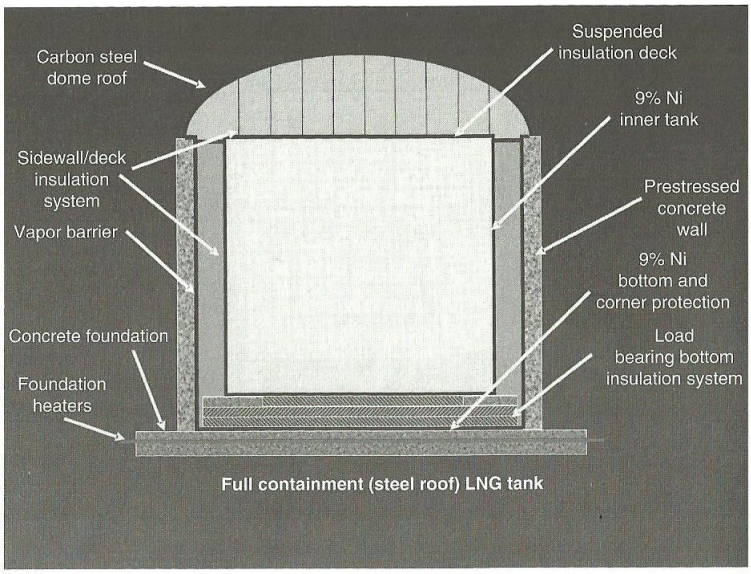
Tanktypen Double-containment är uppbyggda på samma sätt som Single-containment tankar med enda skillnaden att den yttre tanken är bättre dimensionerad för att till viss del vara tät vid eventuellt läckage på den inre tanken. Den yttre tanken är konstruerad av armerad betong med ett tak av stål. Ståltaket är det som brister om ett alltför högt tryck byggs upp i tanken. Dessa tankar tar upp mindre plats än en Singel-containment tank eftersom det inte krävs någon extern yttre buffertzon vid eventuellt läckage. Kostnaden för dessa tankar ligger ungefär 40 % högre i jämförelse med tankar av typen Single-containment (Tusiani, 2007).



Figur 3.9: Double-containment tank (Woodward, 2010)

Full-containment

Tanktypen Full-containment har även ett tak av armerad betong. Dessa tankar kan motstå det högsta trycket vid läckage och är den mest hållbara typen av tank för LNG-förvaring. I och med den hållbara tankkonstruktionen kan dessa tankar placeras närmare kondenseringsanläggningen än de övriga två. Kostnaden för en tank av typen Full-containment ligger ungefär 50 % högre än kostnaden för en tank av typen Single-containment (Tusiani, 2007).



Figur 3.10: Full-containment tank (Woodward, 2010)

Membran tankar

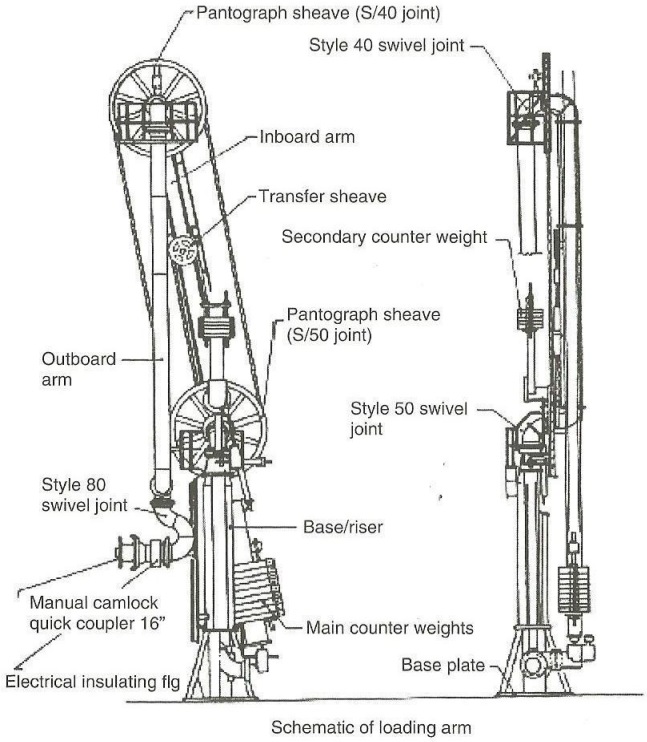
Membrantankarna som finns i anslutning till kondenseringsanläggningarna är uppbyggda på samma sätt som tankarna ombord på en LNG-membrantanker. Den primära barriären som befinner sig i kontakt med den flytande gasen består av ett flexibelt veckat membran tillverkat i legerat stål. Detta membran stöds av ett lager av isolering och en yttre barriär av betong. Den yttre barriären av betong står emot vissa påfrestningar från tryck och temperaturer om det inre membranet skulle brista. Kostnaden för denna typ av tankar ligger ungefär i nivå med kostnaden för en Full-containment tank (Tusiani, 2007).

3.2 Transport av flytande naturgas

Transporten av kondenserad gas från kondenseringsanläggning till importterminal sker i flera steg

3.2.1 Från terminal till LNG-tanker

Den flytande gasen pumpas från förvaringstankarna vid kondenseringsanläggningen till anlöpande LNG-fartyg via lastarmar. Dessa lastarmar är speciellt konstruerade för att klara den låga temperaturen från den flytande gasen (Woodward, 2010).



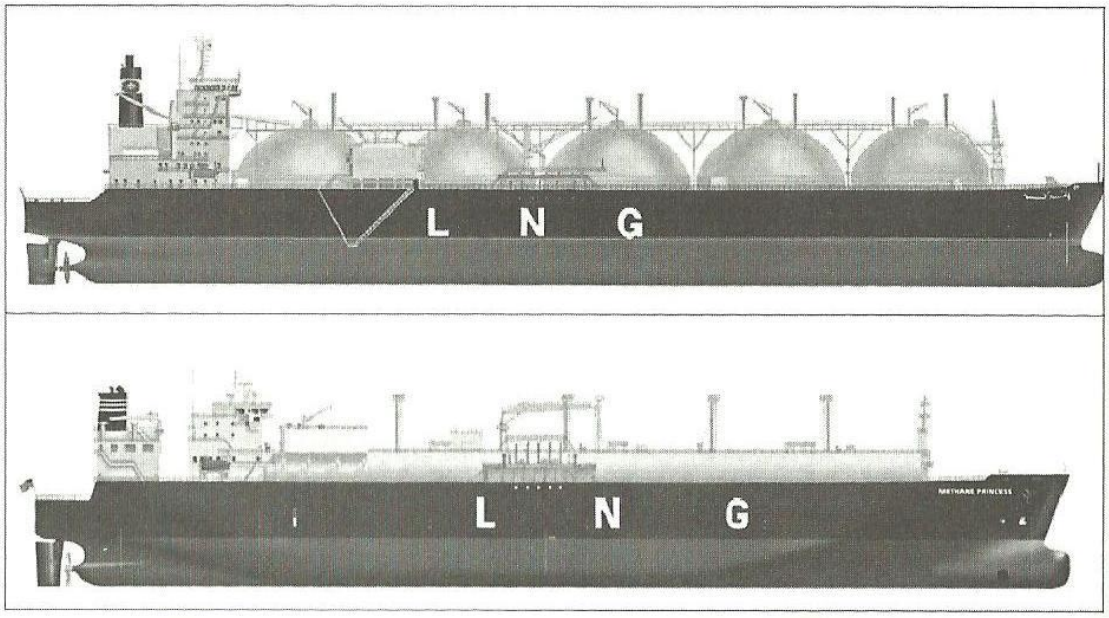
Figur 3.11: Lastarm för lastning och lossning av LNG (Woodward, 2010)

Vid lastning finns inga system ombord som kyler lasten. Lasten hålls kall genom att vissa delar av den flytande gasen förångas vid lastning och därmed kyler den övriga lasten som fortfarande befinner sig i vätskefas (Tusiani, 2007).

Det förekommer alltid en viss förångning av den flytande gasen. Andelen av förångad last ligger under transport på mellan 0,05 % - 0,15 % per dygn (Rozenblat, 2010). Vid lastning och lossning är förångningen högre. Vanligtvis finns ingen anläggning ombord för att återkondensera gasen utan gasen återcirkulerar till kondenseringsanläggningen där den återkondenseras (Eriksson, 2008).

3.2.2 Fartygstyper

LNG-tankers delas grovt in i två olika kategorier beroende på lasttankarnas utformning. Den ena typen kallas Moss Rosenbergtanker och den andra fartygstypen kallas Membrantanker (Woodward, 2010).

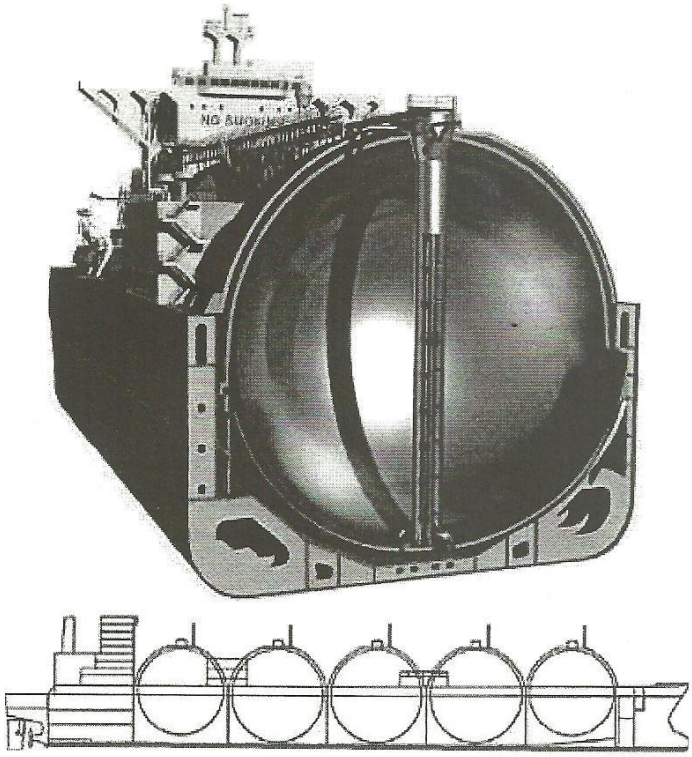


Figur 3.12: Jämförelse Moss Rosenbergtanker (överst) och Membrantanker (Woodward, 2010)

Moss Rosenbergtanker

Tekniken utvecklades mellan 1969 och 1972 och skapades genom ett samarbete mellan Kvaerner och Det Norske Veritas, DNV. Tankarna för förvaring av LNG är utformad som en sfär. Sfären är tillverkad av en aluminiumlegering som är isolerad med polyuretan- eller polystyrenskum. Runt sfärens horisontella diameter finns en förstärkning. Denna förstärkning är sammanfogad med en stålcylinder för att bära upp tyngdkraften från själva LNG-tanken (Woodward, 2010).

Denna typ av tank har en hög hållfasthet, mycket beroende på den sfäriska utformningen. På grund av den höga hållfastheten i konstruktionen anser klassificeringssällskap i samtycke med IMO att en andra barriär inte behövs. Dock krävs en partiell barriär med ett droppträg för att samla upp ett eventuellt läckage från tankarna. Detta droppträg är till för att skydda skrovet från att komma i direktkontakt med den kalla lasten. Detta då de låga temperaturerna avsevärt försämrar hållfastheten i skeppets skrov (Woodward, 2010).



Figur 3.13: Genomskärning av en Mosstank (Rudérus, 2006)

Fördelar:

- En beprövad teknik
- Excellent driftshistorik
- Mindre restriktioner angående fyllnadsgraden av tankarna
- Mindre risk för skador orsakade av sloshing
- 95 % av all svetsning av tanken är automatiserad

Nackdelar:

- Större skepp kontra last än membrantanker
- Sämre manövreringsförmåga (högt vindfång)
- Känsligare för dåliga väderförhållanden ur manöversynpunkt
- Sämre sikt till följd av högre tankkonstruktion.
- Högre kanalkostnader (40 % höger nettotonnage än Membrantanker)
- Högre bränsleförbrukning
- Svåråtkomligare deck i jämförelse med en membrantanker.

Membrantanker

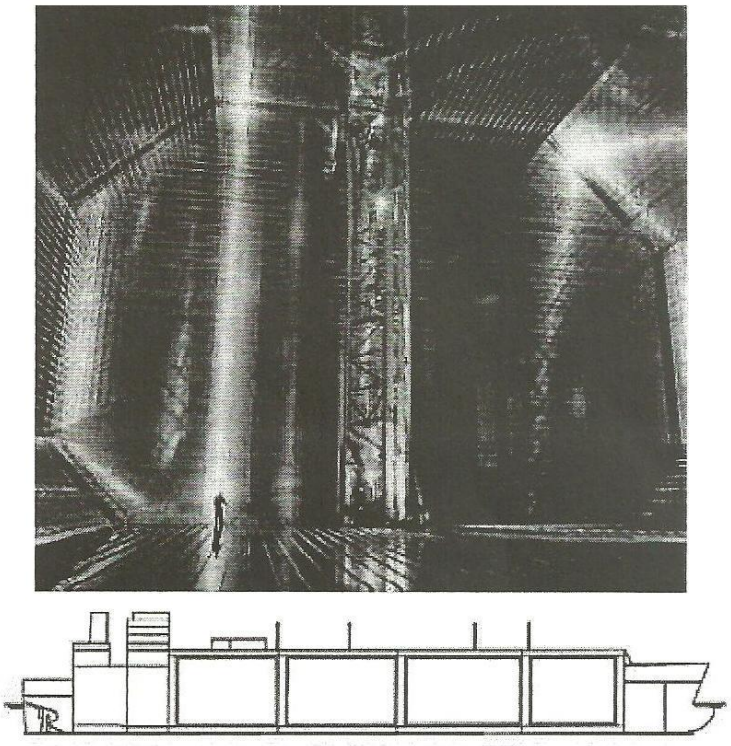
Lasttankarna för LNG ombord en Membrantanker är inte självbärande utan utgör en del av fartygets skrov. Dessa tankar har två isolerande barriärer. Den första barriären består av ett tunt membran av metall som omges av isolering bestående av lådor tillverkade i plywood. Den andra barriären omsluter den första barriären och innehåller även den ett isolerande membran av metall som ofta är tillverkat i aluminium (Bengtsson, 2005).

Membrantankarna utvecklades av DNV under 1962. De två vanligaste teknikerna för konstruktion av tankarna är *Technigaz Mark III* samt *Gaztransport No. 96* (Woodward, 2010).

Membranet i Technigaz Mark III är tillverkat av 18/8 rostfritt stål (18 % krom/8 % nickel) och veckat i ett horisontellt och ett vertikalt led för att kunna fördela de termiska påfrestningarna i båda riktningarna (Gaztransport & Technigaz, 2009).

Membranet i tankar av typen Gaztransport No. 96 är konstruerade i Invar. Invar är en legering som innehåller 36 % nickel. Båda dessa membran håller en tjocklek på ungefär 0,7 mm (Gaztransport &Technigaz, 2009).

Invar har en låg termisk expansion vilket medför att det inte behövs någon veckning av det inre membranet. Dessa membran stöttas av ett omgivande isoleringslager. Detta isoleringslager består av lådor konstruerade i plywood. Dessa lådor är fyllda med kulor bestående av Perlit. Både Gaztransport No. 96 och Technigaz Mark III använder sig av en konstruktion med två lager av isolering med ett inre och ett mellanliggande membran tillverkat i någon form av legering (Woodward 2010).



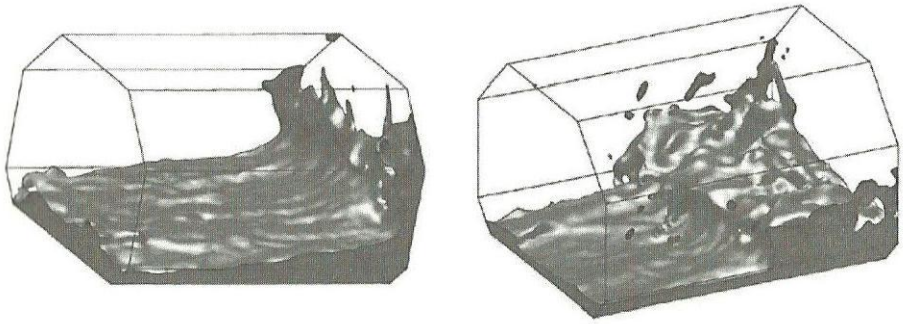
Figur 3.14: Genomskärning av en membrantank (Rudérus, 2006)

Fördelar:

- Lägre bränsleförbrukning än Mosstankers
- Lägre kanalkostnader (lägre nettotonnage)
- Bättre utnyttjande av fartygets lastvolym.
- Inre barriären har en god historisk tillförlitlighet
- Tankdesignen bidrar till enklare visuell navigering
- Bättre manövreringsförmåga

Nackdelar:

- Potentiella problem med slosh-skador i tankarna
- Membranets utmattningslivslängd är svår att mäta
- Svåråtkomliga utrymmen runt tankarna
- Svårtillverkade tankar – större risk för fel vid konstruktion

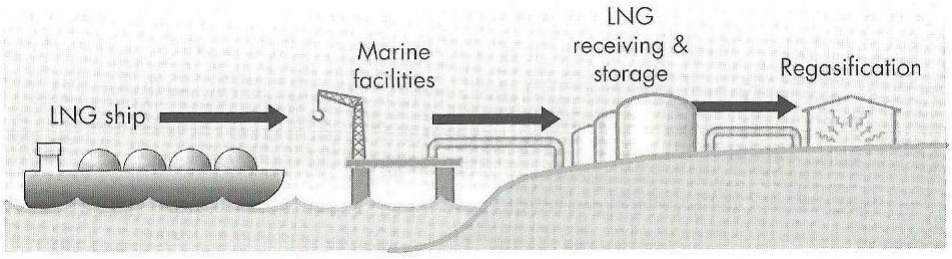


Figur 3.15: Sloshing (Woodward, 2010)

3.3 Omvandling av flytande naturgas till gasfas

Mottagandet av LNG sker vid speciella importterminaler. Terminalerna är utrustade med speciella anslutningar designade för att tåla de låga temperaturerna. Den flytande gasen förs vidare till isolerade tankar för förvaring. Från dessa tankar kan sedan gasen distribueras vidare till andra LNG-fartyg eller till befintliga naturgasnät. Innan gasen kan distribueras via pipeline måste den flytande gasen passera en förångare. Här tillåts den flytande gasen övergå i gasfas under kontrollerade omständigheter. Gasen kan därefter släppas på till befintligt naturgasnät av pipelines (Tusiani, 2007).

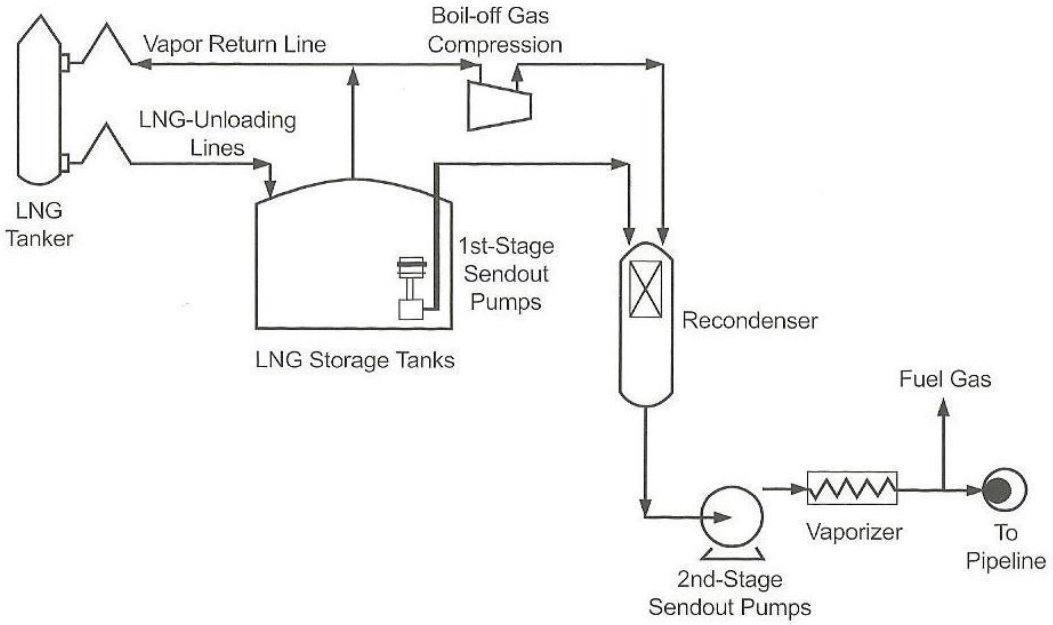
3.3.1 Importterminaler för LNG



Figur 3.16: Importterminal för LNG (Tusiani, 2007)

Importterminaler för LNG kan antingen vara landbaserade eller flytande. Terminaler för LNG dimensioneras med avseende på en rad faktorer. De utformas bland annat med avseende på; mottagningskapaciteten i anslutande naturgasnät, lastkapaciteten på angörande LNG-tankers, hamndjup, rådande topografi samt förångningsteknik.

Lagringstankar för LNG vid importterminaler är konstruerade på samma sätt som de förvaringstankar som återfinns vid exportterminaler (Single-, Double- och Full-containment samt Membran tank). Lasten pumpas från fartyget till landbaserade förvaringstankar (LNG Storage Tanks). Den del av lasten som förångas under lossning leds tillbaka till fartyget via en returlina (Vapor Return Line). Detta görs för att motverka att undertryck uppstår i fartygets tankar och på samma gång motverka övertryck i förvaringstankarna i land. Den andra delen av den gasen som förångas vid lossning leds till en kompressor (Boil-off Gas Compression) som återkondenserar gasen. Den återkondenserade gasen blandas med den flytande gasen från förvaringstanken i en gemensam tank (Recondenser). Efter att den flytande gasen har passerat lossningspumparna (2nd-Stage Sendout Pumps) når den förångaren (Vaporizer) där gasen tillåts övergå från flytande fas till gasfas. Detta innebär en volymmässig expansion med 600 gånger. Därefter kan gasen distribueras till befintligt naturgasnät eller närliggande industri.



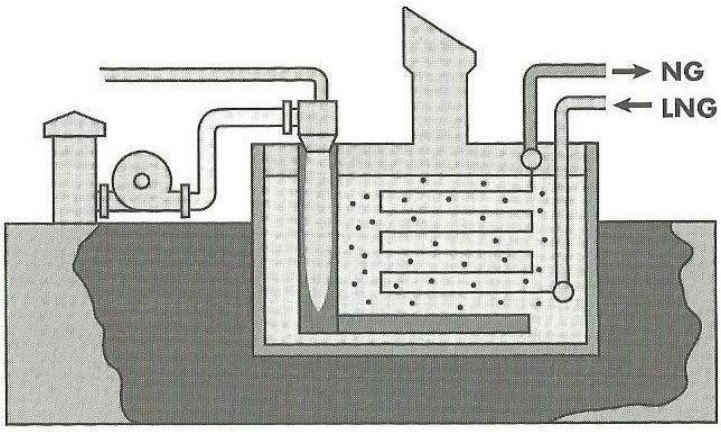
Figur 3.17: Lossning av en LNG-tanker vid en importterminal (Tusiani, 2007)

3.3.2 Förångare

Förångarens uppgift är att återföra den flytande gasen till gas. Förångaren tillåter gasen att expandera 600 gånger under kontrollerade omständigheter. Temperaturen på gasen efter förångaren bör ligga över 5°C. Det finns olika typer av förångare för att förånga LNG.

Submerged Combustion Vaporizer, SCV

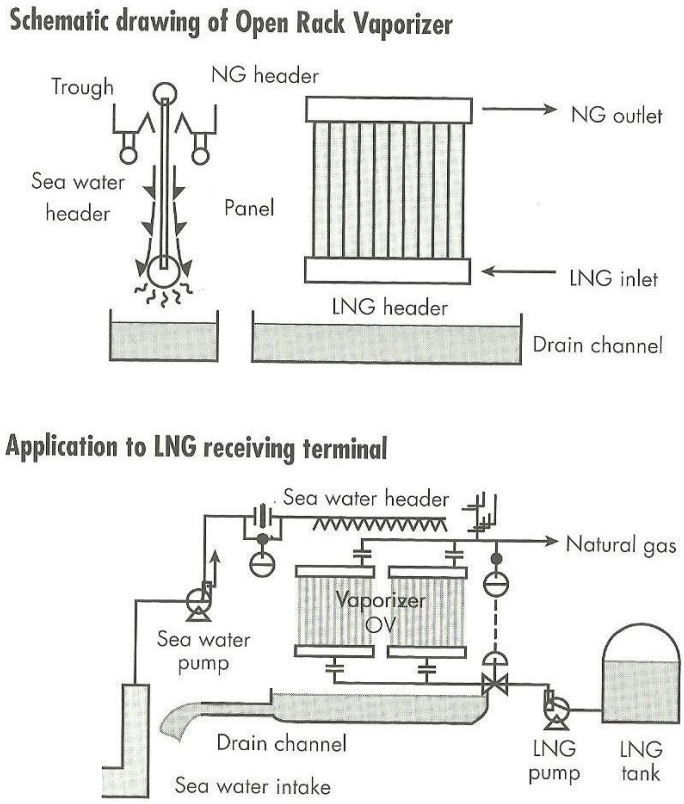
En förångare av typen *Submerged Combustion Vaporizer, SCV,* förbränner en del av den flytande gasen för att förånga resterande del. Värmning sker genom att rökgaser som bildats vid förbränning av naturgas tillåts passera ett vattenbad där förbränningsgaserna värmer vattnet. Den flytande gasen värms sedan då den passerar vattnet medströms genom en tubvärmeväxlare. En SCV förångare förbrukar mellan 1,5 % - 2,5 % av den flytande gasen till att förånga den resterande gasen. Därmed har en SCV förångare en högre driftskostnad än en förångare av typen Open Rack Vaporizer, ORV. En förångare av typen SCV är dock förhållandevis billig att konstruera och kräver liten plats i jämförelse med en ORV. En annan fördel med SCV är att processen inte påverkar den lokala marina miljön genom att tekniken inte kyler sjövattnet vid värmning av den flytande gasen. Nackdelen är dock att processen bildar CO_2vid förbränning och därmed bidrar till växthuseffekten (Tusiani, 2007).



Figur 3.18: Submerged Combustion Vaporizer, SCV (Tusiani, 2007)

Open Rack Vaporizer, ORV

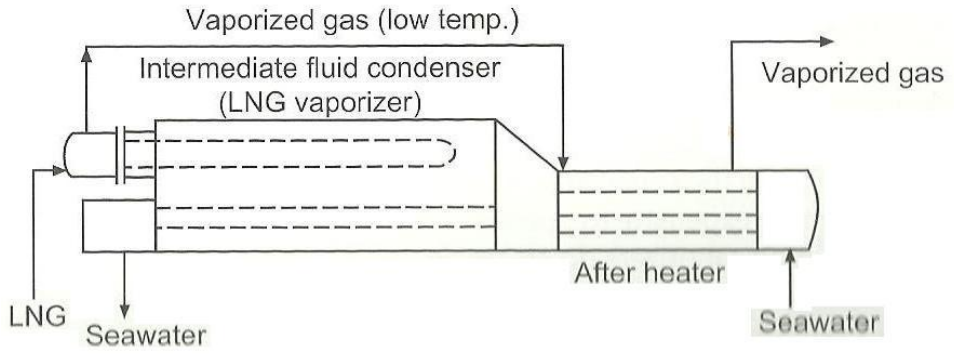
En förångare av typen *Open Rack Vaporizer, ORV* använder värme i sjövatten för att kondensera den flytande gasen via en motströms tubvärmeväxlare. Denna typ av förångare är utrymmeskrävande på grund av sin lägre effektivitet. Den låga effektiviteten beror på att temperaturdifferensen mellan LNG och sjövatten är betydligt mindre än temperaturdifferensen mellan brinnande låga och LNG. Eftersom anläggningen kräver större utrymme än anläggningar med öppen låga är de oftast dyrare att anlägga. Anläggningar av typen ORV har även en negativ inverkan på den lokala marina miljön då processen kyler stora mängder sjövatten. Processen bidrar dock inte i samma utsträckning till utsläppen av CO_2 (Tusiani, 2007).



Figur 3.19: Open Rack Vaporizer, ORV (Tusiani, 2007)

Shell and Tube Vaporizer, STV

Förångare av typen *Shell and Tube Vaporizer, STV* är förhållandevis små i storlek. Driftskostnaderna är jämförbara med förångare av typen SCV. Värmetillförseln sker genom en blandning av vatten och glykol. Dessa förångare kräver ett jämnt flöde av LNG för att förhindra frysning. Förångare av typen STV används främst där det finns tillgång till en alternativ värmekälla såsom kylvatten från en kraftanläggning eller spillvärme från närliggande industri som kan värma blandningen av vatten och glyol (Tusiani, 2007)



Figur 3.20: Shell and Tube Vaporizer, STV (Tusiani, 2007)

Luftvärmda förångare

Dessa förångare använder den omgivande luften som värmekälla för att värma den flytande gasen. Luften tillsätts gasen via ett naturligt skapat undertryck eller via ett system av fläktar. Dessa förångare lämpar sig för varma klimat som dessutom har plats för att inhysa dessa förhållandevis stora anläggningar. Miljöpåverkan från luftvärmda förångare är den minsta i jämförelse med de andra typerna av förångare (Tusiani, 2007).

Combined Heat and Power, CHP

För att minska konsumtionen av gas i gaseldade förångare samt för att höja verkningsgraden har det byggts kombinerade kraftanläggningar och importterminaler. Dessa anläggningar är konstruerade med en gasturbin för elproduktion. Spillvärmen från elproduktionen tas tillvara på genom att avgaserna passerar en avgaspanna som värmer vatten i en sluten slinga. Vattnet använda som värmekälla för att omvandla den flytande gasen till gasfas.

Floating Storage and Regasification Unit, FSRU

Enheter av typen FSRU är flytande LNG-anläggningar som bland annat har möjlighet att förånga LNG. Utöver förmågan att förånga LNG har anläggningarna även förmåga att transportera och förvara LNG. När förmågan att förånga LNG finns ombord behövs ingen landbaserad anläggning för att förånga gasen. En FSRU behöver endast en anslutning till land för att kunna förse befintligt nät med förångad naturgas. Anläggningar av typen FSRU kan vara permanent förtöjda och användas istället för en landbaserad anläggning. I detta fall levereras LNG kontinuerligt via anlöpande LNG-tankers. Detta sker via läktring. Det vanligaste är dock att FSRU-fartyg växlar mellan att fungera som en flytande LNG-terminal och att fungera som en LNG-tanker.

3.3.3 Behandling av gasen innan den når slutkonsumenterna

Det sker en konstant avkokning av LNG oavsett hur välisolerade tankarna är. Ungefär 0,05 % av tankvolymen förångas per dygn. Alla importterminaler är utrustade för att ta tillvara på den förångade gasen. Detta sker antingen via anläggningar för återkondensering eller genom drift av turbiner för elproduktion (Tusiani, 2007).

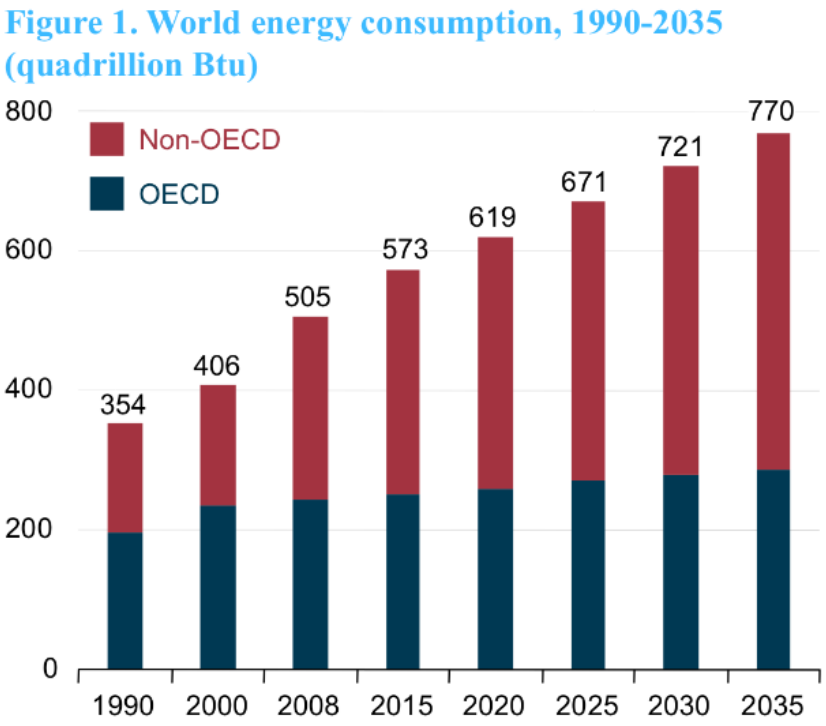
Flödet av gas från anläggningen bör vara konstant, både med avseende på volymflöde och energiinnehåll. Innan gasen lämnar anläggningen passerar den genom en station där den kontrolleras och tryckutjämnas. Gasen ska ha ett absoluttryck som ligger mellan 12 – 18 bar och en temperatur som överstiger 5°C då den släpps ut på naturgasnätet. I vissa fall tillsätts luktämnen i gasen för att förenkla upptäckten av läckage. Gasen ska dessutom ha ett jämnt energiinnehåll. Då gasen har ett för högt energiinnehåll späds gasen med kväve eller luft. Vid ett för lågt energiinnehåll tillförs kolväten som propan och butan (Woodward, 2010).

4. RESULTAT - Den globala handeln med LNG

I denna del av vårt arbete redovisas resultatet. Resultatdelen är en sammanställning av statistik som avser den globala handeln med LNG. Denna del börjar med att presentera den ökande globala energikonsumtionen. Därefter redovisas användningsområden för naturgas samt den globala reserven av naturgas. Storleken på världens naturgasreserver är av stor betydelse då LNG är naturgas, fast i flytande form. Därefter beskrivs den ökande handeln med LNG. Vidare beskrivs den nuvarande marknaden för export, import och transport. Resultatdelen avslutas med ett avsnitt om prissättning av gas. Detta avsnitt är inkluderat i arbetet då det är själva priset på gas som motiverar en export och import. Prissättningen av gas är komplex och skiljer sig från prissättningen av övriga kolväten. Gas är världens näst mest använda fossila bränsle för elproduktion men saknar en global prissättning.

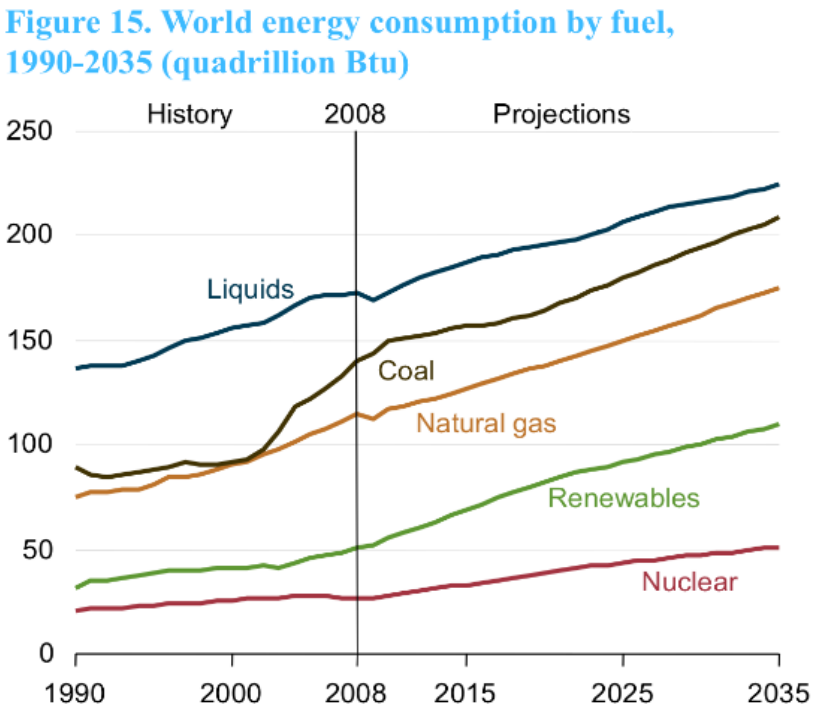
4.1 Den ökande globala konsumtionen av energi

Världens *energikonsumtion* förutspås att öka och därmed även världens användning av naturgas (Energy Information Administration, 2011).



Figur 4.1: Världens energikonsumtion (prognos fram till 2035)
(Energy Information Administration, 2011)

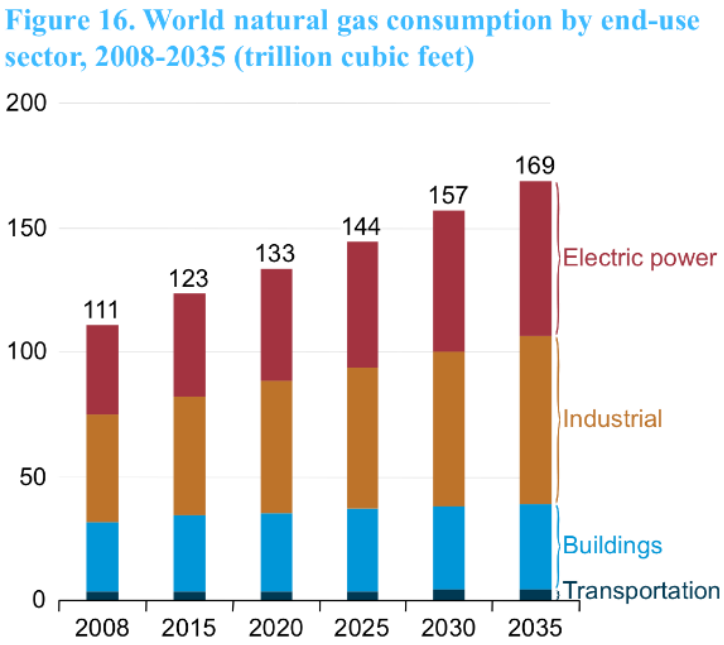
Diagrammet nedan illustrerar en prognos över världens ökade bränsleanvändning. Världens *konsumtion av naturgas* förutspås att öka (Energy Information Administration, 2011).



Figur 4.2: Världens energikonsumtion utifrån energikälla (prognos fram till 2035) (Energy Information Administration, 2011)

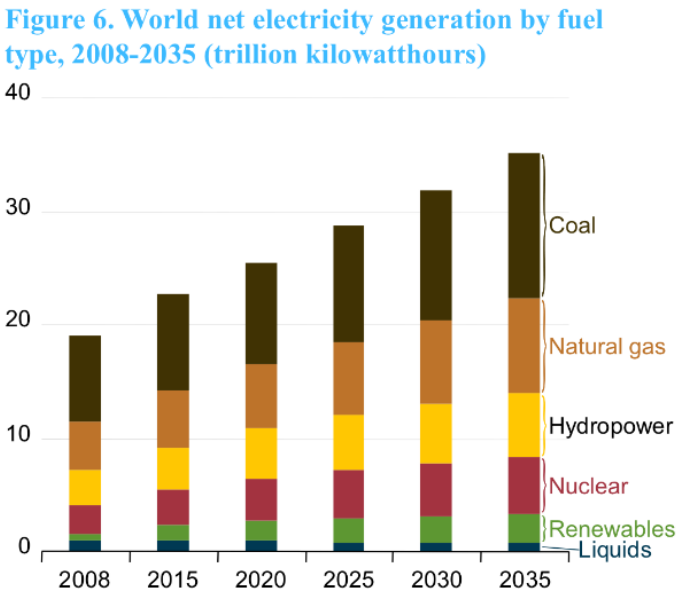
4.1.1 Den ökande globala konsumtionen av naturgas

Stapeldiagrammet nedan visar vad naturgas används till. Naturgas används för el-produktion, inom industrin, i byggnader och hushåll samt som bränsle vid transport. Notera hur liten del av världens naturgaskonsumtion som går åt till transport. Denna andel förväntas inte öka nämnvärt framöver. Den största delen naturgas konsumeras inom industrin och för att producera el (Energy Information Administration, 2011).



Figur 4.3: Världens naturgaskonsumtion utifrån användningsområde (prognos fram till 2035) (Energy Information Administration, 2011)

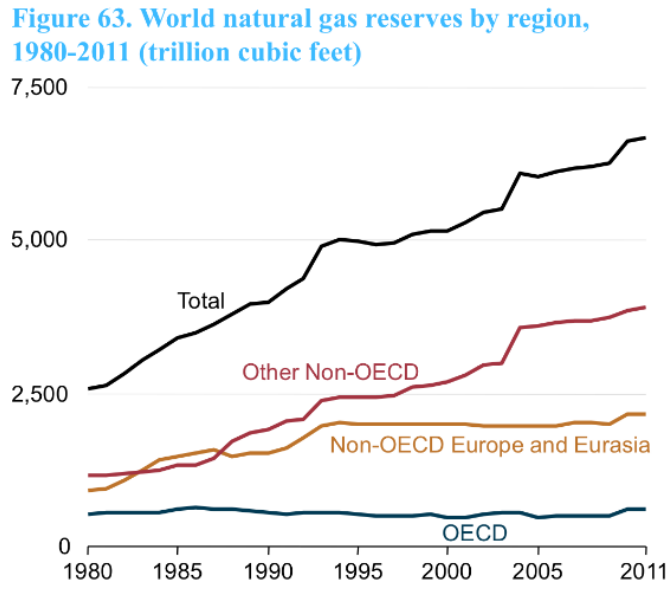
I grafen nedan illustreras källorna till *världens elproduktion*. I EIA förutspår en ökning av el producerad med hjälp av naturgas. Naturgas förutspås att vara den näst största källan till elproduktion år 2035. Den årliga genomsnittliga ökningen mellan 2008-2035 väntas ligga på 2,6 procent. En årlig ökning med 2,6 procent leder till att energiproduktionen som sker med hjälp av naturgas kommer att fördubblas fram till år 2035. Elproduktionen med hjälp av naturgas under 2008 motsvarade 4200 miljarder kilowattimmar. Elproduktionen år 2035 förutspås ligga på 8400 kilowattimmar (Energy Information Administration, 2011).



Figur 4.4: Världens energikonsumtion med avseende på energikälla (prognos fram till 2035) (Energy Information Administration, 2011)

4.1.2 Den ökande globala reserven av naturgas

Världens *kända reserver av naturgas* har mer än fördubblats sedan 1980-talet (Energy Information Administration, 2011)



Figur 4.5: Storleken på världens kända naturgasreserv mellan 1980-2011 (Energy Information Administration, 2011)

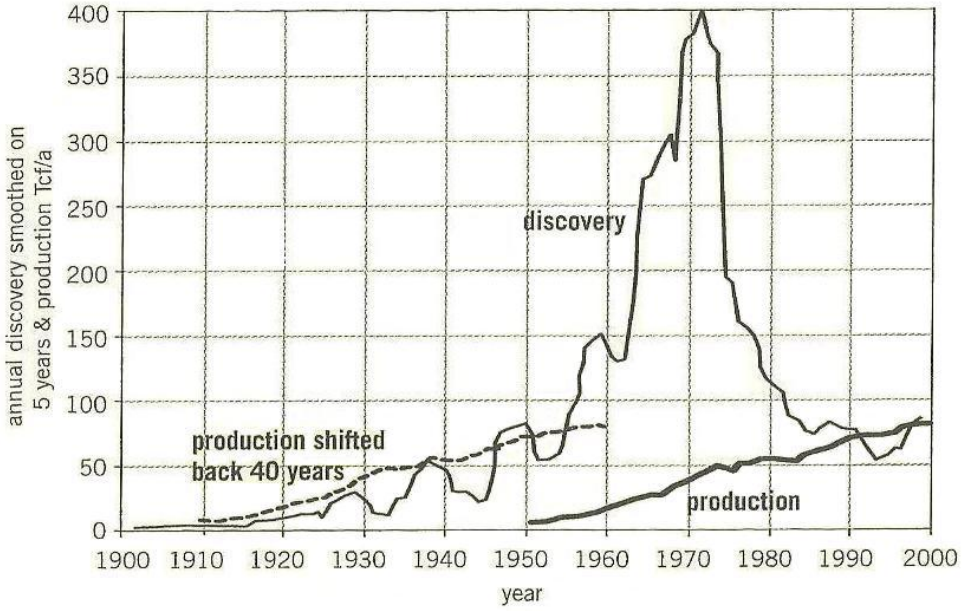
I tabellen nedan listas naturgasreserverna i världens 20 mest naturgasrika länder (Energy Information Administration, 2011)

Table 7. World natural gas reserves by country as of January 1, 2011

Country	Reserves (trillion cubic feet)	Percent of world total
World	**6,675**	**100.0**
Top 20 countries	**6,067**	**90.9**
Russia	1,680	25.2
Iran	1,046	15.7
Qatar	896	13.4
Saudi Arabia	275	4.1
United States	273	4.1
Turkmenistan	265	4.0
United Arab Emirates	228	3.4
Nigeria	187	2.8
Venezuela	179	2.7
Algeria	159	2.4
Iraq	112	1.7
Australia	110	1.6
China	107	1.6
Indonesia	106	1.6
Kazakhstan	85	1.3
Malaysia	83	1.2
Egypt	77	1.2
Norway	72	1.1
Uzbekistan	65	1.0
Kuwait	63	0.9
Rest of world	**608**	**9.1**

Figur 4.6: Världens 20 mest naturgasrika länder
(Energy Information Administration, 2011)

Grafen nedan avser världens konventionella naturgasreserv. I grafen har linjen för utvinning flyttats bakåt i tiden med 40 år för att tydliggöra storleken på de kvarvarande reserverna av konventionell naturgas. Notera att grafen endast redovisar konventionella gasfyndigheter samt produktion fram till år 2000 (Darley, 2004).



Figur 4.7: Storleken på världens konventionella naturgasreserv fram till 2000 (Darley, 2004)

Under 2009 uppgick den globala naturgasproduktionen till 3051 bcm. Vid en jämförelse av den globala naturgasreserven och den globala utvinningen av naturgas får man en uppfattning om hur länge den globala reserven av naturgas förväntas vara (IEA, 2012 c).

Utvinningen av okonventionell naturgas har gjort att världens naturgasreserv har ökat under de senaste åren. Okonventionell naturgas som skiffergas, kolbunden metangas och tight gas har i princip fördubblat den globala naturgasreservens storlek (IEA, 2012 c).

Världens kända konventionella naturgasreserv är i dagsläget ca 400 Tcm. Denna reserv motsvarar ungefär 120 års produktion vid 2010 års nivåer. Världens kända naturgasreserv av okonventionell naturgas är ungefär lika stor. Världens totala naturgasreserv uppskattas av International Energy Agency, att räcka i ungefär 250 år, med en produktion som motsvarar den globala produktionen under 2010 (IEA, 2012 c)

Världens okonventionella naturgasreserver är mer spridda runt om i världen i jämförelse med världens konventionella naturgas reserver (IEA, 2012 c). Detta innebär att intresset för att kunna utvinna okonventionella naturgasreserver är spritt och många länder eftersträvar att kunna utvinna gas och göra det till en del av sin energimix. Även Sverige har okonventionella naturgasreserver som eventuellt kan utvinnas (IEA, 2012 a).

4.1.3 Nya tekniker för naturgas

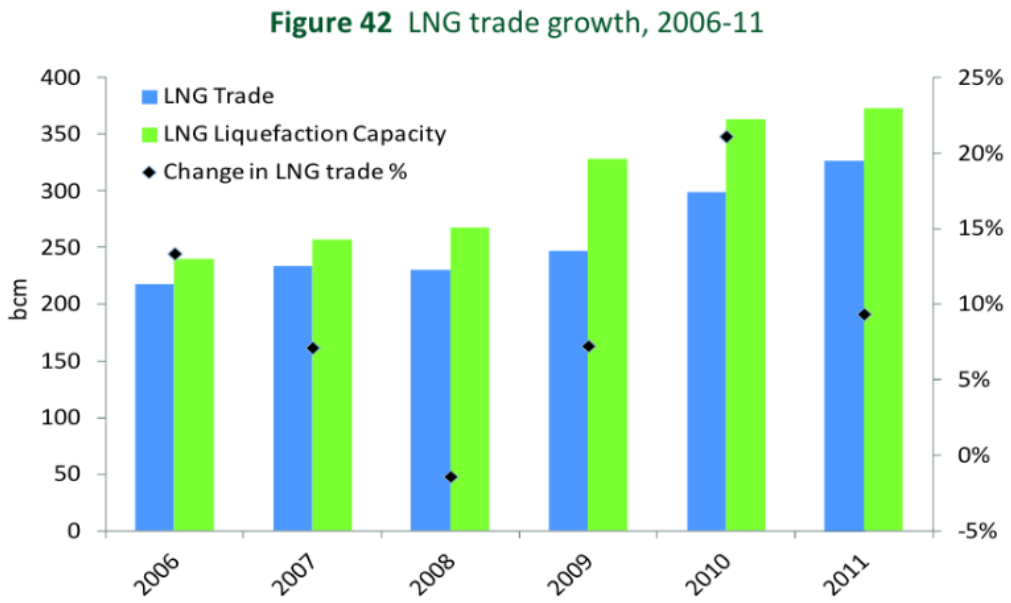
Ny teknik i kombination med ett stigande pris på energi har gjort det möjligt att utvinna världens okonventionella naturgasreserver. Reserverna av okonventionell naturgas kommer att tillåta en fortsatt export av naturgas framöver. Många nationer förväntas i framtiden att vända sig till naturgas i stället för dyrare eller mer koldioxidintensiva källor för att tillgodose sin stigande energikonsumtion (Energy Information Administration, 2011).

Figur 4.3 illustrerar att naturgasanvändningen är relativt låg när det gäller att använda bränslet för transport. Det finns dock tekniker som omvandlar naturgas till flytande form under normala tryck och temperaturer. Tekniken går ut på att fästa kolvätekedjor på metanmolekylerna och därmed förlänga kolvätekedjorna. Tekniken som omvandlar naturgas till flytande form under normala tryck och temperaturer heter *Gas To Liquide, GTL* (Tusiani, 2007).

4.2 Den ökande globala handeln med LNG

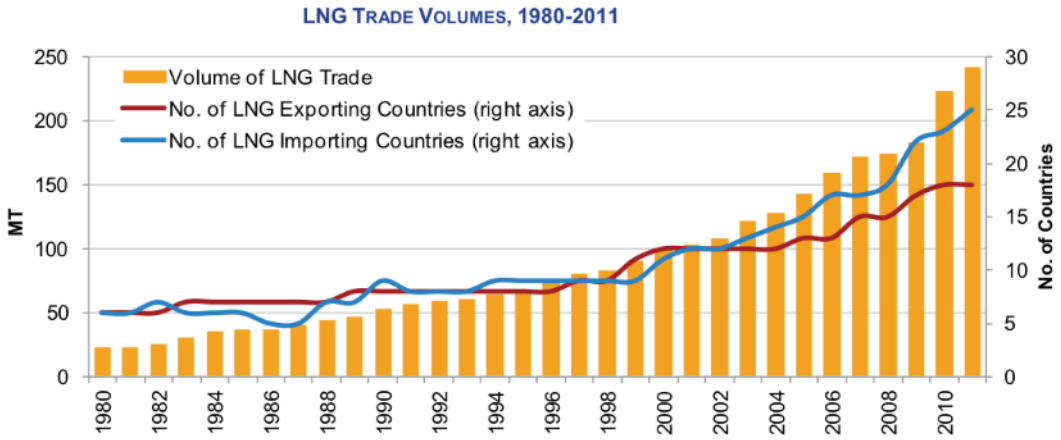
Den globala handeln med LNG ökade under 2011 (IEA, 2012 c). Den globala handeln av LNG utgörs av 18 exporterande länder och 25 importerande länder. Export och import av LNG sker via LNG-tankers. I slutet av 2011 fanns 359 LNG-fartyg (GIIGNL, 2012).

Stapeldiagrammet nedan illustrerar handeln av LNG mellan 2006-2011. Notera att den globala handeln med LNG (blå stapeln) har ökat mellan 2006-2011. Under samma tidsperiod har den globala kondenseringskapaciteten (gröna stapeln) ökat.



Figur 4.8: Handelsökningen av LNG mellan 2006-2011 (IEA, 2012 b)

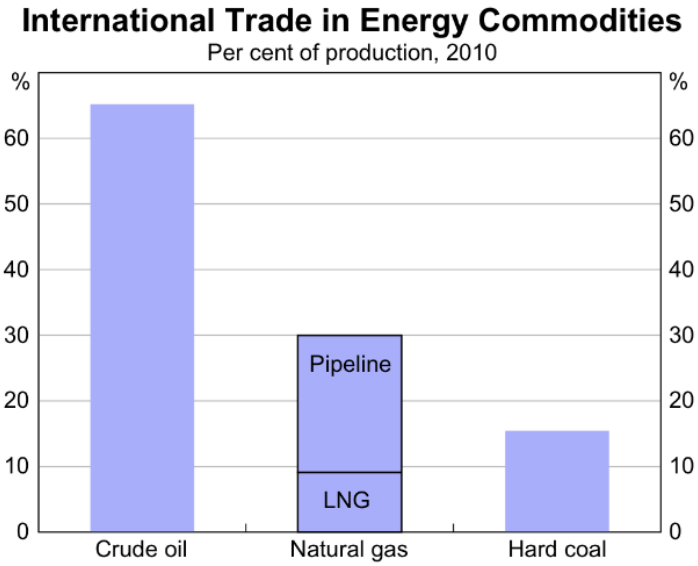
Handeln med LNG har ökat sedan den första kommersiella internationella transporten gjordes 1959. Grafen nedan illustrerar den globala handeln med LNG mellan 1980-2011. De gula staplarna avser handeln i MT. Den röda linjen visar antalet länder som exporterar naturgas i form av LNG. Den blå linjen visar antalet länder som importerar LNG.



Figur 4.9: Handelsvolymen av LNG mellan 1980-2011 (IGU, 2012)

4.2.1 Den ökande LNG-andelen av den totala naturgasexporten

Stapeldiagrammet nedan illustrerar hur stor del av produktionen av råolja, naturgas och kol som exporterades under 2010. Diagrammet visar att 30 % av den producerade naturgasen under 2010 exporterades. Av den gas som exporterades under 2010 utgjorde exporten av naturgas i form av LNG nästan en tredjedel.

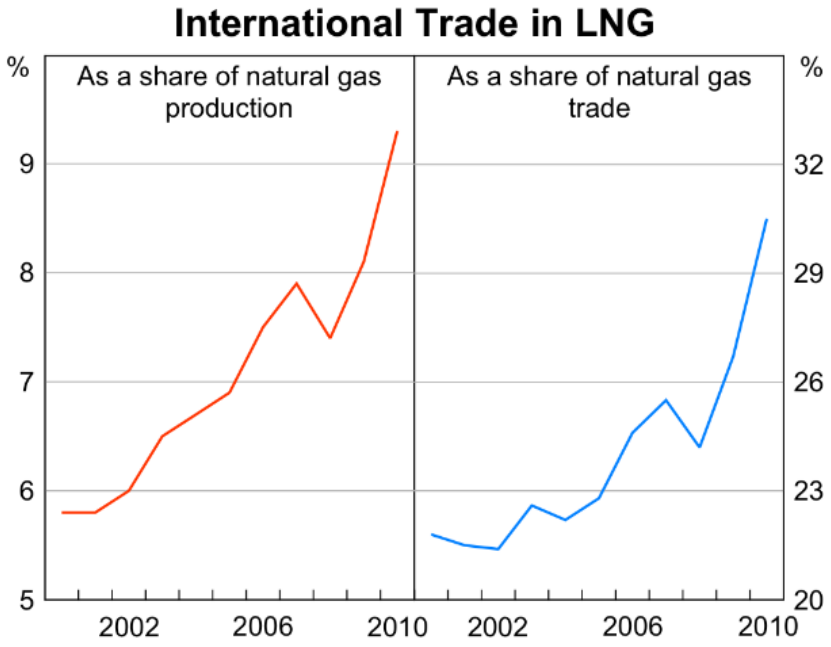


Figur 4.10: Den procentuella globala exporten av råolja, naturgas och kol i förhållande till den totala produktionen (Jacobs, 2011)

LNG står för en växande andel av den globala handeln med naturgas. Världens kondenseringskapacitet för naturgas förväntas öka. År 2009 låg den globala kondenseringskapaciteten på runt 8000 miljarder kubikfot. År 2035 förväntas denna kapacitet näst intill ha fördubblats och ligga på runt 15 000 miljarder kubikfot (IEA, 2012 b).

År 2011 steg den globala handeln av LNG med 9,4 %. Detta motsvarar en ökad handel med 22,6 MT under 2011. Den totala handeln under 2011 omfattade en export och import av totalt 240,8 MT. Handeln av LNG under 2011 var den mest omfattande någonsin (GIIGNL, 2012).

Diagrammen nedan visar att handeln med LNG utgör en ökad andel av den globala handeln med naturgas. Diagrammet nedan till vänster illustrerar hur LNG utgör en ökande andel av världens totala naturgasproduktion. Diagrammet nedan till höger illustrerar hur LNG utgör en ökande andel av den exporterade naturgasen.



Figur 4.11: Den procentuella ökningen av handeln med LNG i förhållande till den totala globala naturgasproduktionen (vänster) och den totala globala exporten av naturgas (höger) (Jacobs, 2011)

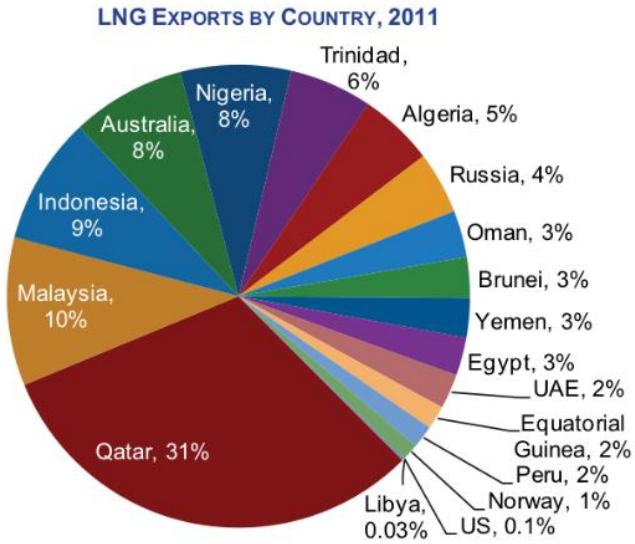
4.3 Marknaden för export av LNG

Den totala exporten av LNG under 2011 översteg 240 MT. Exporten av LNG ökade med över 8 % under 2011 (Liuhto, 2012). Under 2011 exporterade 18 länder naturgas i form av LNG (GIIGNL, 2012).

4.3.1 Exporterande länder

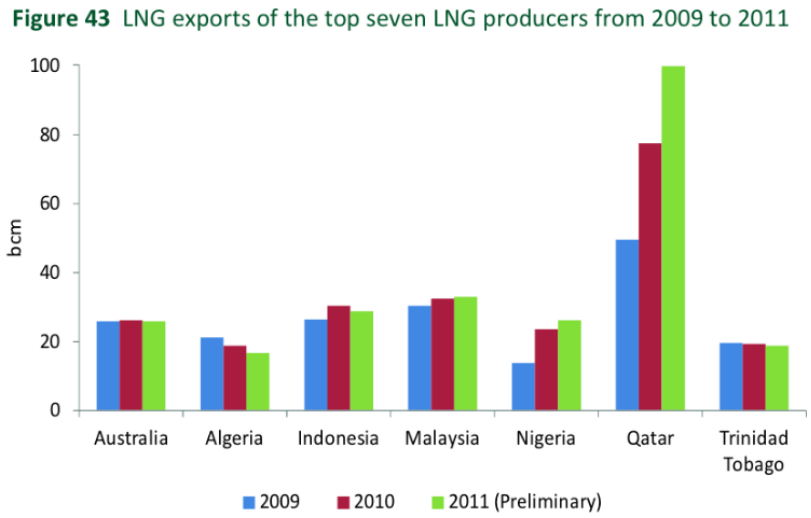
Qatars export av LNG under 2011 utgjorde närapå en tredjedel av världens totala export av LNG. Länderna Malaysia, Indonesien, Australien och Nigeria utgjorde tillsammans den andra tredjedelen. Resterande tredjedel utgjordes av övriga aktörer (GIIGNL, 2012).

Cirkeldiagrammet nedan illustrerar andelen i procent av exportmarknaden för enskilda länder under 2011.



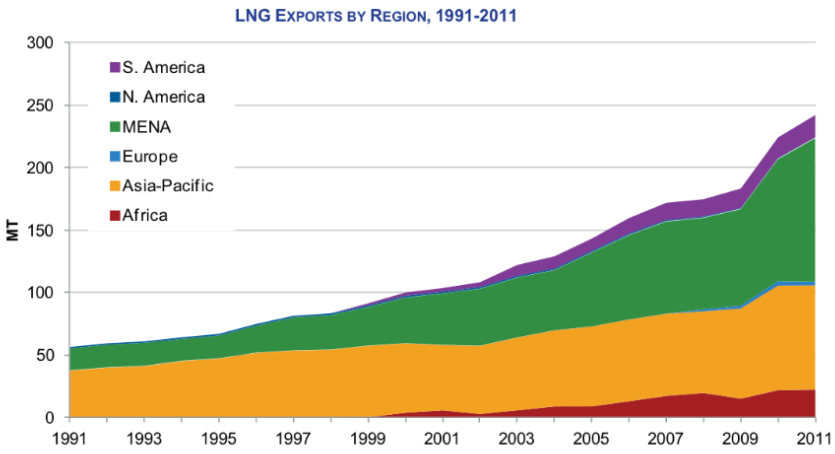
Figur 4.12: Länders procentuella andel av exportmarknaden för LNG under 2011
(IGU, 2012)

Stapeldiagrammet nedan avser världens sju största exportörer av LNG. Diagrammet visar på Qatars ökade export av LNG. Diagrammet åskådliggör även hur Nigeria ökat sin export mellan 2009-2011. Algeriets export var avtagande mellan 2009-2011, bland annat på grund av att landet har tagit en av sina kondenseringsanläggningar ur bruk till följd av ålder. Notera att Australiens export av LNG är relativt konstant (IEA, 2012 b).



Figur 4.13: Den volymmässiga LNG-exporten i världens sju främsta exportörer mellan 2009-2011 (IEA, 2012 b)

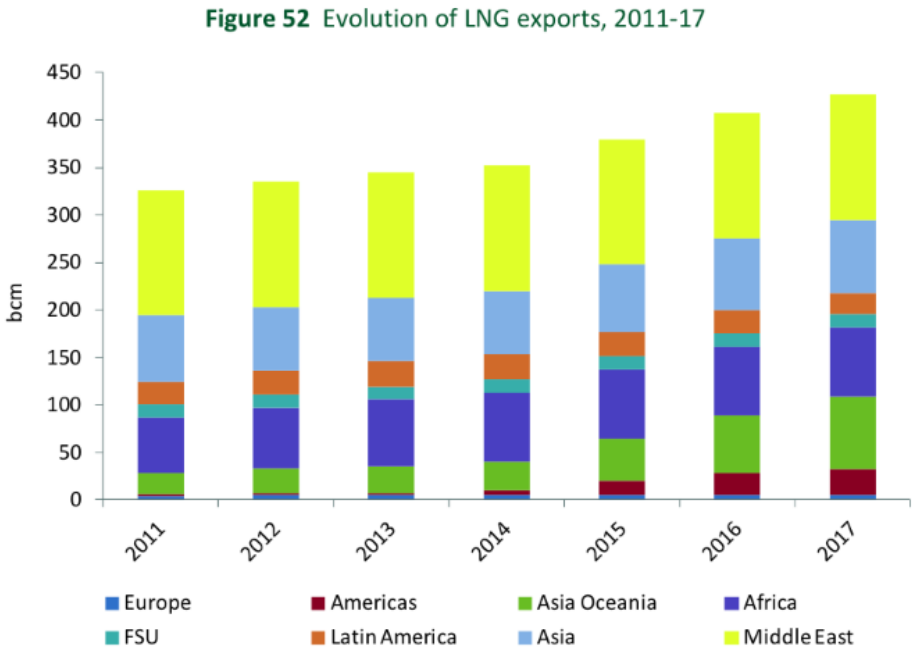
Grafen nedan avser världens export av LNG utifrån ett regionalt perspektiv. Grafen visar på regionerna Mellan-Östern-Norra-Afrikas (MENA) och Asien-Stillahavsregionens dominans på exportmarknaden. Asien-Stillahavs regionens andelar kommer förmodligen att öka framöver då omfattande satsningar på kondensering av naturgas förekommer i både Australien och Malaysia (IGU, 2012).



Figur 4.14: LNG exporten ur ett regionperspektiv mellan 1991-2011 (IGU, 2012)

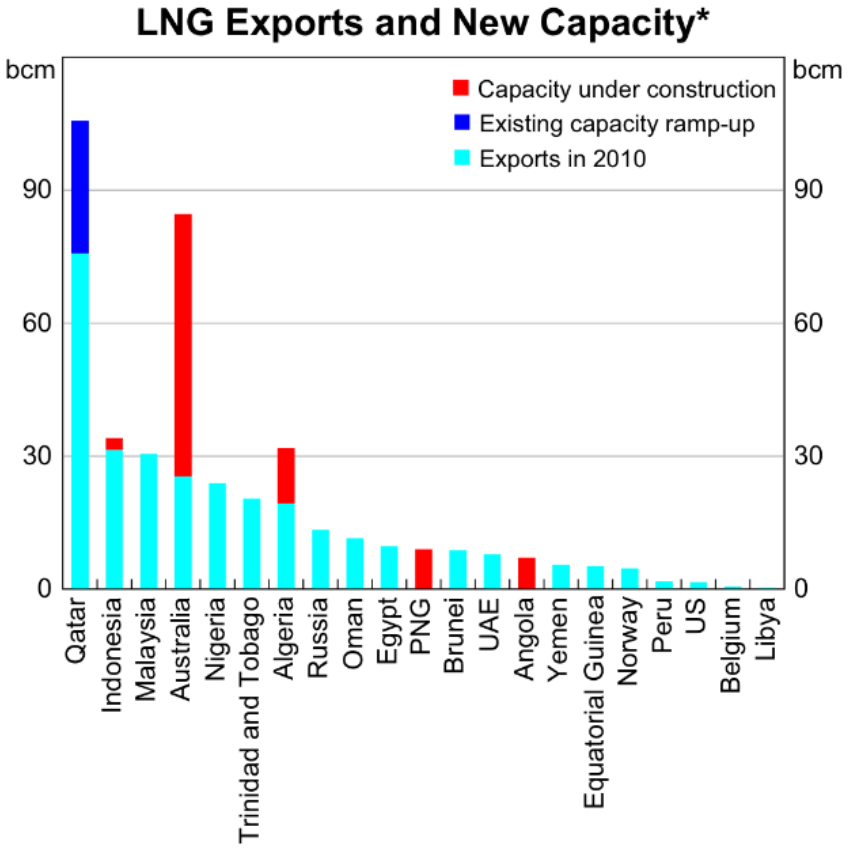
4.3.2 Framtida export av LNG

Exporten av LNG förväntas öka. Stapeldiagrammet nedan illustrerar en prognos över framtida utveckling. Notera att den gröna delen i staplarna som avser regionen Asien-Oceanien ökar mellan 2011-2017. Denna ökning i kondenseringskapacitet utgörs till stor del av Australiens satsning på att utöka landets kondenseringskapacitet (IEA, 2012 b).



Figur 4.15: En prognos över LNG-exporten mellan 2011-2017 (IEA, 2012 b)

Australiens satsning på att utöka sin kondenseringskapacitet illustreras av stapeldiagrammet nedan. Diagrammet avser exporten under 2010 (ljusblå). Notera att den röda delen av staplarna avser kondenseringskapacitet som är under utveckling. Av diagrammet nedan framgår att Australien har många pågående projekt (Jacobs, 2011).

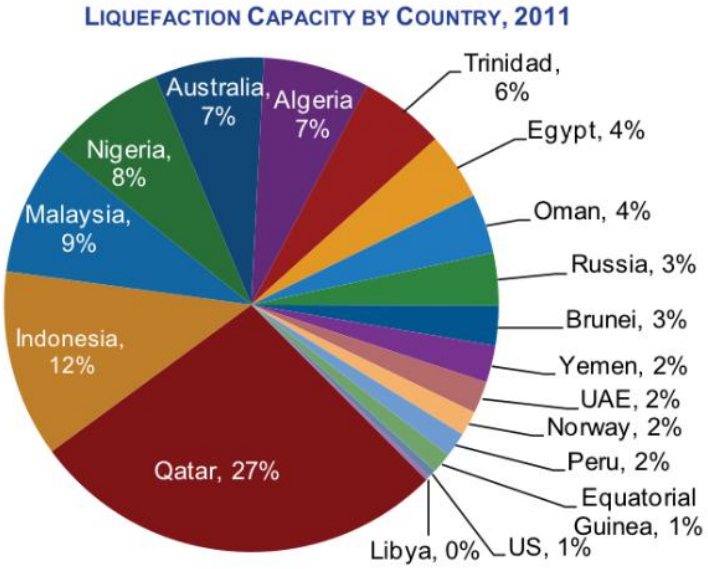


Figur 4.16: LNG-exporten under 2010 (ljusblå) samt pågående projekt (röd) och utökning (mörkblå) av befintlig kondenseringskapacitet (Jacobs, 2011)

4.3.3 Den globala kondenseringskapaciteten

Vid slutet av 2011 låg den globala kondenseringskapaciteten på 278 MTPA (GIIGNL, 2012).

Cirkeldiagrammet nedan illustrerar andelen i procent av världens totala kondenseringskapacitet för enskilda länder under 2011.



Figur 4.17: Länders procentuella andel av världens totala kondenseringskapacitet av naturgas under 2011 (IGU, 2012)

Den globala kondenseringskapaciteten utgjordes i slutet av 2011 av 92 kondenseringsanläggningar. Två anläggningar förväntas färdigställas under 2012; Pluto LNG, Australien med en kapacitet på 4,2 MTPA samt Angola LNG T1, Angola, med an kapacitet på 5,2 MTPA. Angola blir därmed det 19 landet i världen med en förmåga att exportera naturgas i kondenserad form (GIIGNL, 2012)

Vid slutet av 2011 hade 18 länder befintliga anläggningar för kondensering av naturgas. Av dessa 18 länder stod Qatar, Malaysia och Indonesien för 48 % av världens totala kondenseringskapacitet. Av de 18 länder som har befintliga kondenseringsanläggningar, har 17 stycken ökat sin kondenseringskapacitet sedan 2006. Enda undantaget är Algeriet, som under 2010 avvecklade en kondenseringsanläggning med en kapacitet på 0,9 MTPA (IGU, 2012).

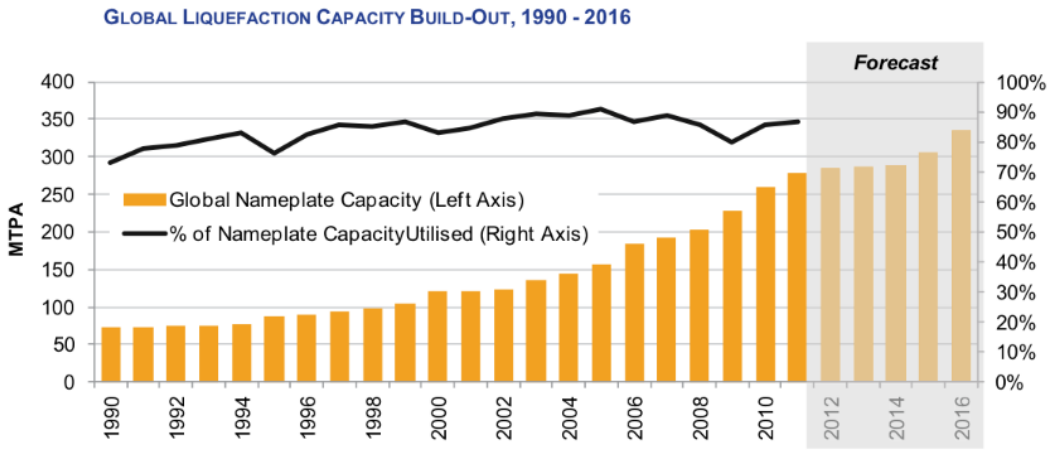
LIQUEFACTION CAPACITY BY COUNTRY, 2011

Country	MTPA
Qatar	77.0
Indonesia	34.1
Malaysia	25.0
Nigeria	21.9
Australia	19.9
Algeria	18.4
Trinidad	15.5
Egypt	12.2
Oman	10.8
Russia	9.6
Brunei	7.2
Yemen	6.7
UAE	5.8
Norway	4.5
Peru	4.5
Equatorial Guinea	3.7
US	1.3
Libya	0.7
Total Capacity	**278.7**

Figur 4.18: Kondenseringskapaciteten i enskilda länder under 2011 (IGU, 2012)

4.3.4 Framtida kondenseringskapaciteten

Den globala kondenseringskapaciteten av naturgas låg i slutet av 2011 på 278,7 vilket motsvarar en ökning med 52 % sedan 2006. Det förutspås en fortsatt utökning av den globala kondenseringskapaciteten. Ökningen förväntas dock att ske i en lägre takt. Med pågående projekt som tillsammans motsvarar en kapacitetsökning med 84 MTPA förmodas världens totala kondenseringskapacitet att ligga på 334,9 MTPA år 2016 (IGU, 2012).



Figur 4.19: Den globala kondenseringskapaciteten för naturgas sedan 1990 (Prognos fram till 2016) (IGU, 2012)

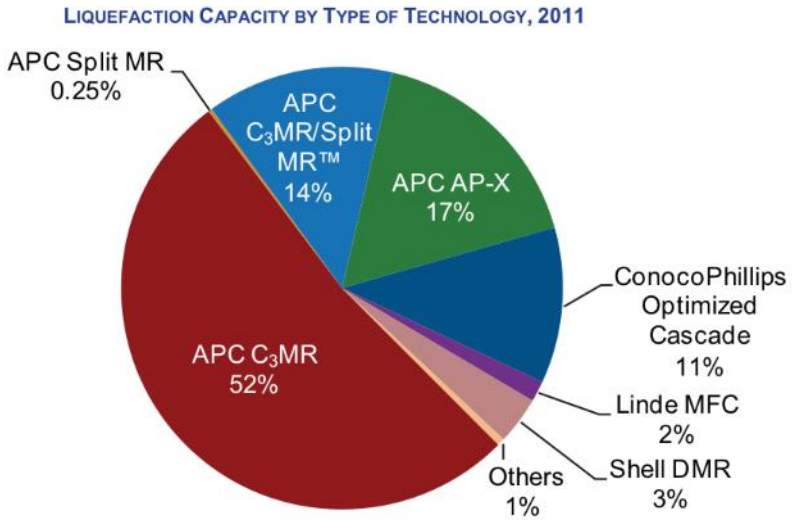
Tekniken för kondensering av naturgas har förbättrats avsevärt under de senaste åren. Detta har lett till att både större och effektivare anläggningar byggas. En av världens första kondenseringsanläggning som byggdes i Arzew, Algeriet år 1964 hade en kondenseringskapacitet på 0,85 MTPA. Detta kan jämföras med de sex senast färdigställda anläggningarna i Qatar, som alla bygger på Air Products APCI AP-X-teknik. Dessa anläggningar har alla, var för sig en kapacitet på 7,8 MTPA (IGU, 2012).

Ett flertal kondenseringsanläggningar kommer att avvecklas under den kommande femårsperioden. Den främsta orsaken till att anläggningarna tas ur bruk är åldern. Anläggningar som inom en snar framtid kommer att avvecklas är bland andra Kenai LNG i Alaska, Arun LNG i Indonesien och Arzew/Skikda i Algeriet (IGU, 2012).

4.3.5 Tekniker för kondensering av naturgas

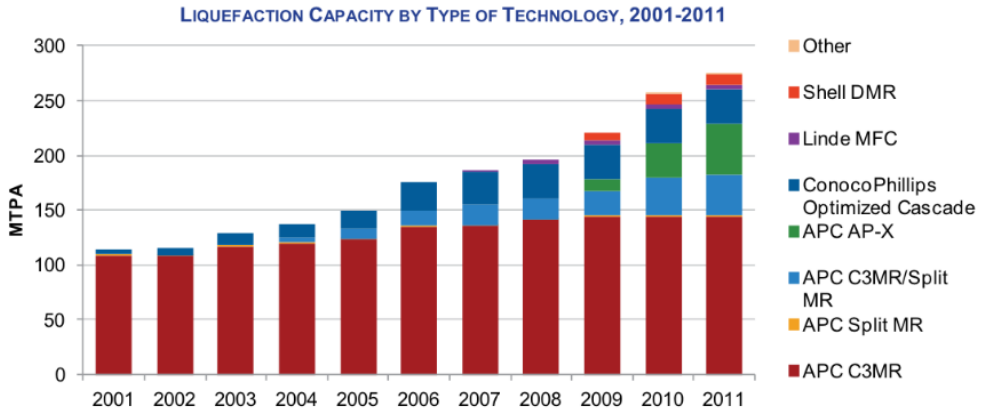
I slutet av 2011 fanns sju huvudsakliga tekniker för kondensering av naturgas. Utöver dessa sju tekniker finns andra tekniker som används eller har använts inom enskilda projekt. Air Products fyra olika tekniker, APC, och ConocoPhillips teknik; Optimized Cascade, är de vanligast förekommande. Tillsammans stod dessa tekniker för 94 % av marknaden under 2011. Av dessa tekniker var Air Products APC C_3MR-teknik den mest förekommande då den återfanns i 66 % av världens kondenseringsanläggningar. På grund av C_3MR-teknikens pålitlighet och förmåga till storskalig kondensering är tekniken en vanlig grundteknik i projektplanerna för anläggandet av nya kondenseringsanläggningar (IGU, 2012).

Tekniken APC AP-X bygger delvis på teknik från APC C_3MR. Tekniken APC AP-X återfanns i 17 % av världens anläggningar, samtliga belägna i Qatar. Tekniken används inte i något projekt utanför Qatar (IGU, 2012).



Figur 4.20: Den procentuella andelen av världens kondenseringskapacitet med avseende på kondenseringsteknik (IGU, 2012)

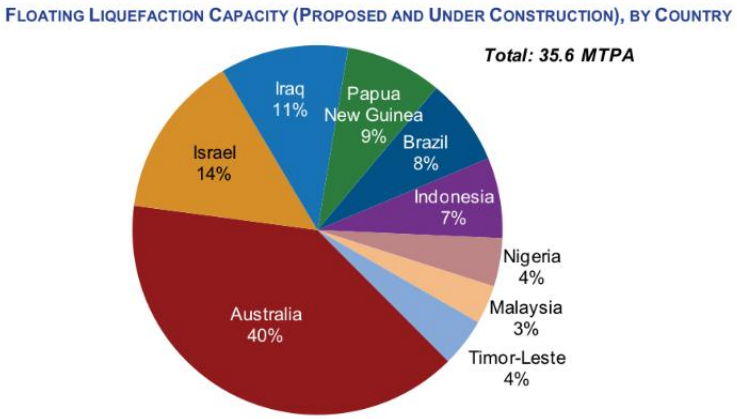
Nya tekniker används vid flera enskilda projekt. Shells Dual Mixed Refrigerant (DMR) process används vid *Sakhalin LNG* i Ryssland. Tekniken Linde Mixed Fluid Cascade (MFC) som utvecklats i samarbete mellan Statoil och Linde används i Norges LNG-projekt *Snøhvit LNG* (IGU, 2012).



Figur 4.21: Den procentuella andelen av världens kondenseringskapacitet med avseende på kondenseringsteknik mellan 2001-2011 (IGU, 2012)

4.3.6 Flytande kondenseringsanläggningar

I maj 2011 tog Shell det slutgiltiga beslutet att förverkliga sina planer kring projektet Prelude LNG. Den flytande anläggningen kommer att ha en kapacitet på 3,6 MTPA och förväntas verka i anslutning till gasfältet Prelude utanför Australiens västkust. Även Petronas har under 2011 tagit ett beslut om att förverkliga deras FLANG-projekt utanför Sarawak, Malaysia. Även stora projekt som; Santos Basin (Brasilien), Tamar LNG (Israel) och Bonaparte LNG (Australien) tog viktiga och avgörande steg mot förverkligande under 2011. Utöver dessa projekt pågår 14 olika utvecklingsprojekt med anknytning till flytande kondenseringsanläggningar runt om i världen (IGU, 2012).



Figur 4:22: Länders procentuella andel av den globala marknaden för flytande kondenseringsanläggningar. Diagrammet avser planerade och pågående projekt (IGU, 2012)

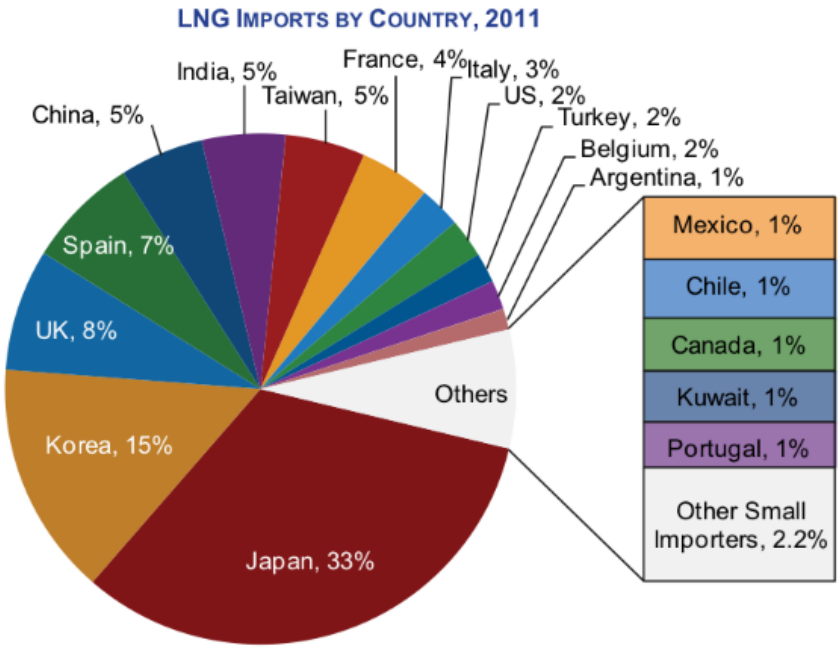
4.4 Marknaden för import av LNG

Den globala importen av LNG steg med över 8 % under 2011. Handeln med LNG under 2011 översteg 240 MT (Liuhto, 2012). Under 2011 importerade 25 länder naturgas i form av LNG (GIIGNL, 2012).

4.4.1 Importerande länder

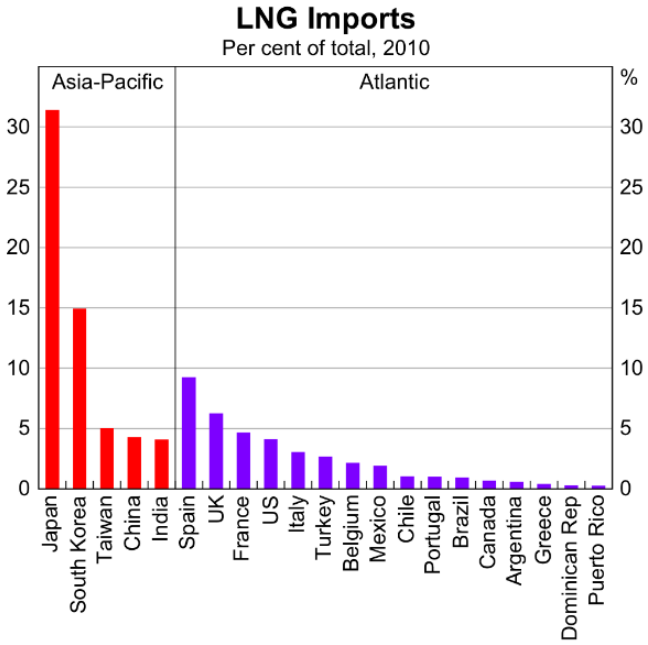
Japan är världens största importör av LNG. Japans import av LNG under 2011 uppgick till 79,1 MT. Detta motsvarade under 2011, 32,8 % av den globala marknaden. Den näst största aktören på importmarknaden är Sydkorea. Landet import av LNG under 2011 uppgick till 35,8 MT. Sydkoreas import under 2011 motsvarade 14,8 % av marknaden. Tillsammans utgjorde dessa två aktörer nästan hälften av den globala importmarknaden för LNG (GIIGNL, 2012).

Cirkeldiagrammet nedan illustrerar andelen i procent av importmarknaden för enskilda länder under 2011.



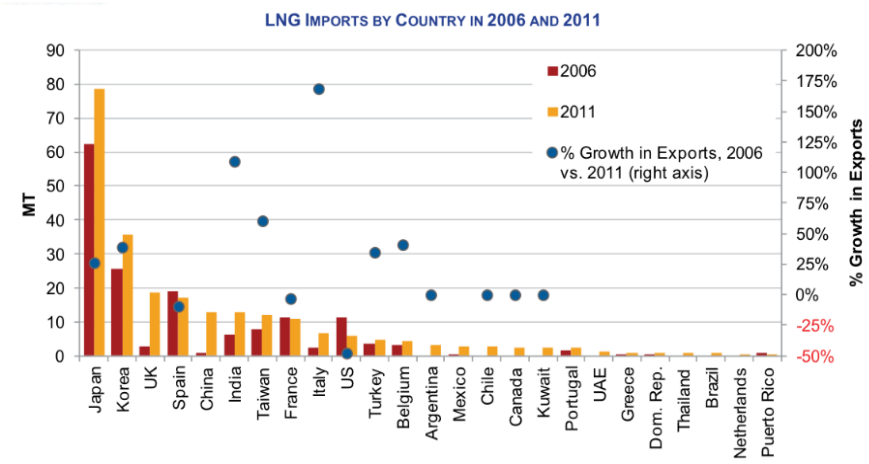
Figur 4.23: Länders procentuella andel av importmarknaden för LNG under 2011
(IGU, 2012)

Den största importen av naturgas i form av LNG sker i Asien-Stillahavsregionen. Regionen har dominerat importmarknaden sedan 1996 (ECS, 2009). Stapeldiagrammet nedan avser importen under 2010. Diagrammets syfte är bland annat att tydliggöra Asien-Stillahavsregionens ställning på importmarknaden.



Figur 4.24: Världens LNG-import under 2010 ur ett regionperspektiv (Jacobs, 2011)

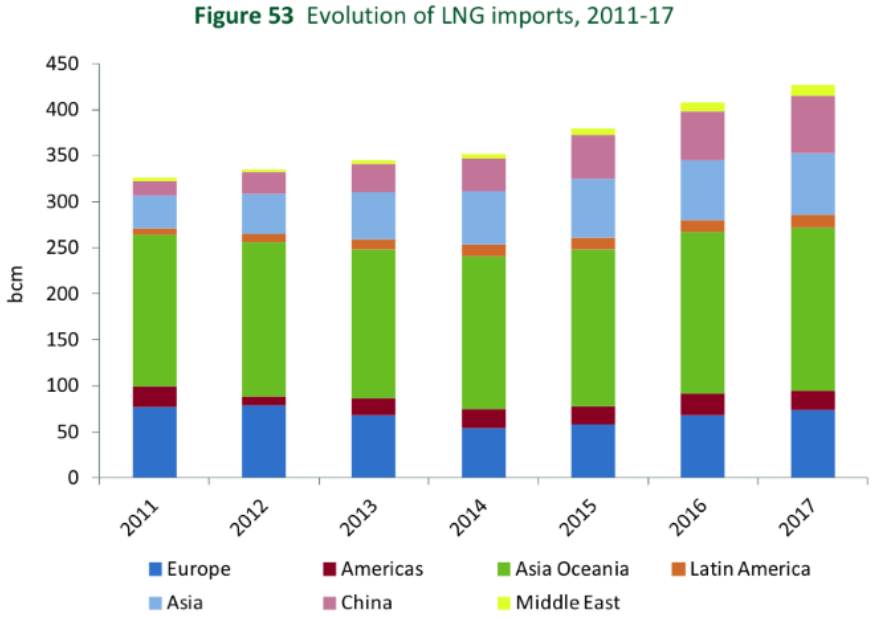
Stapeldiagrammet nedan illustrerar en jämförelse mellan importen under 2006 och importen under 2011. Diagrammet visar på att de tre största importörerna av LNG, Japan, Sydkorea och Storbritannien alla ökade sin import av LNG under 2011 i jämförelse med importen av LNG under 2006. Även Kina och Indien har ökat sin import av LNG under 2011 i jämförelse med 2006. Ur diagrammet kan man se att nya aktörer som; Brasilien, Holland, Thailand, Förenade Arabemiraten, Kuwait, Canada, Chile och Argentina har tillkommit sedan 2006. Diagrammet visar även att USAs import av LNG under 2011 endast är hälften av den import som landet gjorde under 2006.



Figur 4.25: En jämförelse av LNG-importen i utvalda länder under 2006 och 2011 (IGU, 2012)

4.4.2 Framtida importmarknaden för LNG

Stapeldiagrammet nedan illustrerar en prognos över framtida importen av LNG. Importmarknaden av LNG förväntas att öka. Diagrammet visar hur Kinas (rosa) import av LNG förväntas öka i framtiden. Värt att notera är att diagrammet illustrerar hur den Sydamerikanska marknaden förväntas fördubblas fram till 2017.



Figur 4.26: En prognos över världens framtida LNG-import mellan 2011-2017 (IEA, 2012 b)

Nya aktörer tar sig in på den globala importmarknaden för LNG och utgör en allt större del. Växande marknader för import av LNG är bland andra; Argentina, Brasilien, Chile, Kuwait, Förenade Arabemiraten (Dubai) och Thailand. Dessa länder tillsammans har gått från att år 2007 inte befinna sig på importmarknaden till att år 2011 importera 10,9 MT och därmed utgöra 4,5 % av den globala marknaden för import (IGU, 2012).

I Malaysia och Indonesien byggs mottagningsterminaler som förväntas stå klara under 2012. Under 2013 räknar Singapore och Israel med att kunna addera LNG till sin energimix (IGU, 2012). Polen räknar med att göra sin första import av LNG under 2014 i och med färdigställandet av sin importterminal i Swinoujscie (Szul, 2011).

Utöver dessa länder där terminaler redan håller på att byggas finns ett 30-tal länder med planer på att anlägga terminaler för att kunna importera LNG. Förverkligandet av dessa planer skulle innebära en fördubbling av världens importkapacitet av LNG vid 2020 (IGU, 2012).

4.4.3 Olika anledningar till att importmarknaden växer

Marknaden för nya importörer växer på grund av olika faktorer. Malaysia och Indonesien anlägger importterminaler för att förenkla distributionen av gas på den inhemska marknaden. I Argentina och Chile finns ett befintligt naturgasnät men då länderna ser en minskning av de egna reserverna av naturgas vänder sig Argentina och Chile till LNG för att fylla luckorna i den inhemska produktionen. I länder som Polen, Israel och Thailand ses LNG som en möjlighet till att differentiera energimixen och göra sig mer flexibel i sin import av energi (IGU, 2012).

I många delar av världen börjar de lättexploaterade naturgasfälten i anslutning till befintliga kommunikationer att sina. Detta medför att gasfält på avlägsna platser börjar utvinnas. LNG bidrar då till att förenkla distributionen då man kan sköta distributionen av naturgasen från dessa fält via flexibla LNG-tankers istället för att bygga ett fast naturgasnät bestående av pipelines (IGU, 2012).

Differentiering av energimixen

En annan anledning till att marknaden för import av LNG ökar, är att länder söker olika alternativ för att differentiera energimixen. Flera regioner runt om i världen ser en ökad konsumtion av energi och vill därmed göra sig mindre beroende av endast en eller ett fåtal specifika energikällor (IEA, 2012 b).

Det innebär en risk att transportera naturgas via ett statiskt nät av landbaserade pipelines. Detta är en av orsakerna till att länder som Israel, Jordanien och Libanon vill importera delar av sin gas i form av LNG istället för via pipelines (IGU, 2012).

I Sydostasien har Singapore tagit chansen att differentiera sin energimix med LNG och göra sig mindre beroende av gas från Malaysia (Youngho, 2008).

I Polen pågår byggnation av en LNG-terminal då landet ser en möjlighet att göra sig mindre beroende av det ryska gas- och oljebolaget Gazprom (Szul, 2011). Även i Litauen pågår förhandlingar med Norge för att eventuellt anlägga en flytande terminal. Landet strävar även det efter att göra sig mindre beroende av Gazprom (Safonova, 2012).

Förbättrade tekniska lösningar

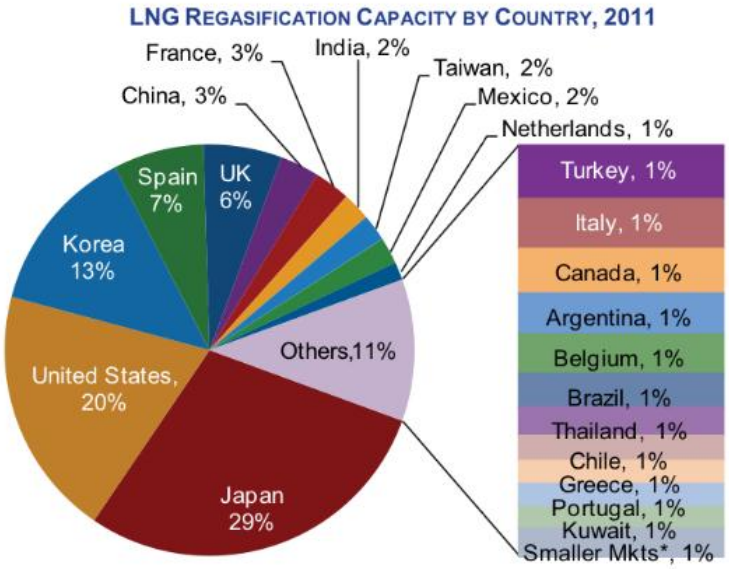
En vidareutveckling av tekniken som ingår i distributionen av LNG har förbättrat möjligheterna att importera LNG. Denna vidareutveckling av teknik har bland annat omfattat utvecklingen av flytande importterminaler. Tekniken med flytande importterminaler har gjort det enklare, billigare och förkortat tiden för länder som vill importera LNG (DNV, 2011).
Tekniska framsteg har gjort att en importterminal kan byggas på under ett år. Argentina kan tjäna som ett gott exempel på hur snabbt ett land kan börja importera LNG. Till följd av den kalla vintern i Argentina 2007 tillsattes en utredning av landets regering. Utredningen tillsattes för att hitta en lösning på landets otillräckliga energiproduktion vid långa perioder av kallare klimat. Utredningen fastslog att den bästa lösningen var att anlägga en flytande importterminal för LNG. Terminalen färdigställdes på 105 dager. Detta ledde till att Argentina under 2008 kunde göra sin första import av LNG via sin flytande terminal i Bahia Blanca (Rodriguez, 2012).

Tekniken med att importera LNG via flytande importterminaler är dock relativt ny. Av de projekt som pågick världen över utgjordes endast 13 % av flytande importterminaler (IGU, 2012).

4.4.4 Den globala förångningskapaciteten

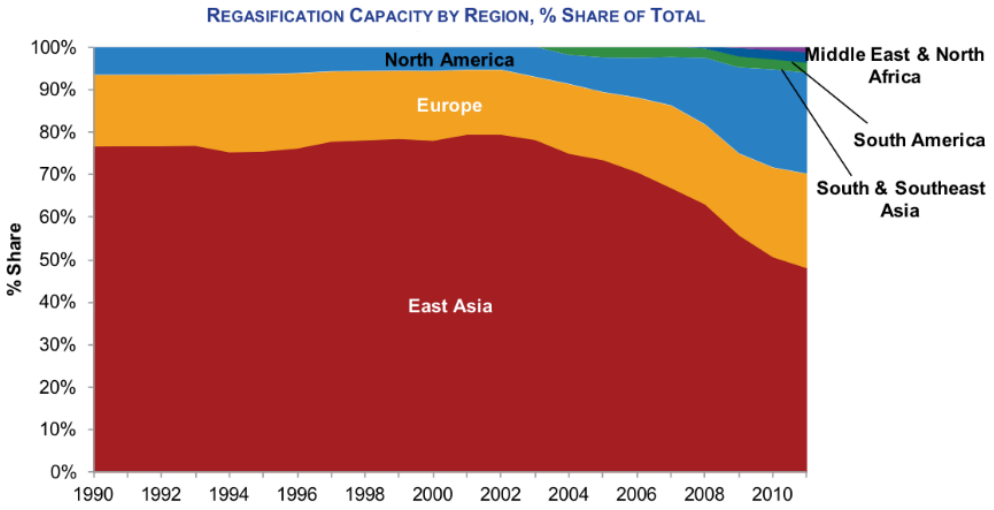
Den globala förångningskapaciteten var 640 MTPA vid slutet av 2011. Vid slutet av 2011 fanns det 89 importterminaler för LNG världen över. Av dessa 89 terminaler var tio stycken flytande terminaler för import av LNG (GIIGNL, 2012).

Cirkeldiagrammet nedan illustrerar andelen i procent av världens importkapacitet för enskilda länder under 2011.



Figur 4.27: Länders procentuella andel av världens importkapacitet av LNG under 2011
(IGU, 2012)

Diagrammet nedan illustrerar marknadsandelarna för världens importkapacitet av LNG. Östra Asien med länder som Japan, Sydkorea, Taiwan och Kina innehade tillsammans 48 % av världens importkapacitet under 2011. Marknadsandelarna för Östra Asien har krympt under det senaste årtiondet. Detta beror på att Nord Amerika har utökat sin importkapacitet samtidigt som Sydamerika och Mellanöstern har tillkommit som nya importregioner (IGU, 2012).

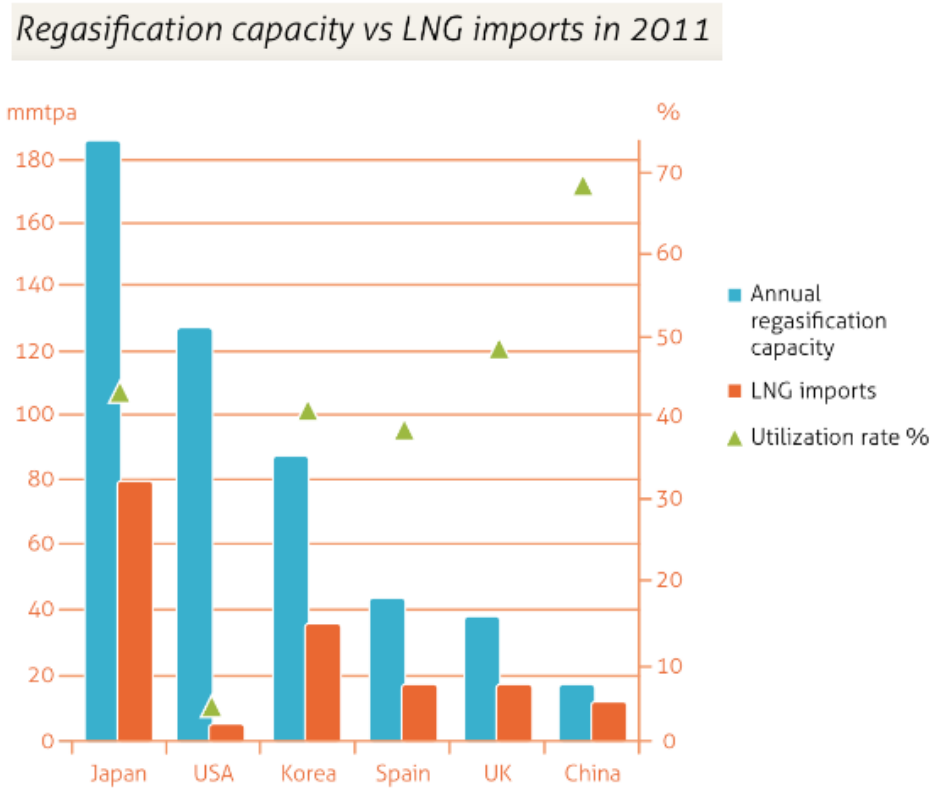


Figur 4.28: Procentuella andel av världens importkapacitet av LNG under 2011 ur ett regionperspektiv (IGU, 2012)

Japan, USA och Sydkorea stod för 62 % av den globala importkapaciteten av LNG vid slutet av 2011. Japan och Sydkorea har ökat sin import av LNG vid en jämförelse av importen 2006 och 2011. USA har vid en jämförelse av importen under 2006 och 2011 minskat sin import av LNG (IGU, 2012).

Japan har världens största kapacitet för import av LNG och landets kapacitet utgör 29 % av den globala importkapaciteten. Japan nyttjade stora delar av sin importkapacitet under 2011 när landets 54 kärnkraftverk tillfälligt stoppades till följd av katastrofen i Fukushima. Japan ökade sin LNG import med 12 % under 2011 (IGU, 2012).

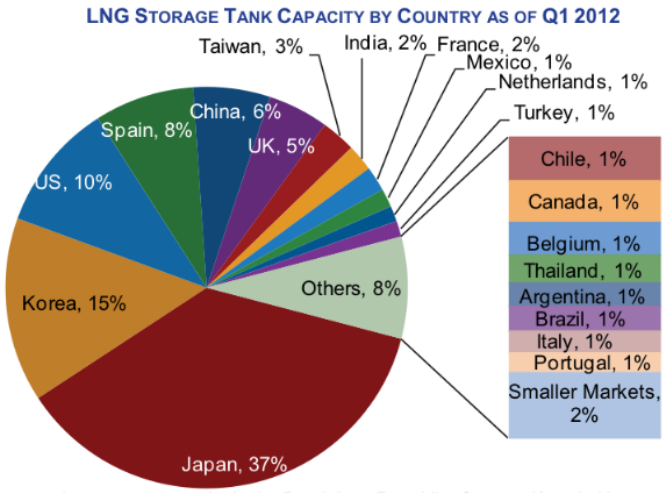
Stapeldiagrammet nedan visar en jämförelse mellan importkapaciteten för 2011 och den faktiska LNG importen under 2011. Notera hur liten USAs import är i jämförelse med importkapaciteten. USA utnyttjade endast runt 5 % av sin importkapacitet under 2011. Av de länder som återfinns i grafen nedan utnyttjade Kina sin importkapacitet effektivast. Notera även att trotts att Japan stängde ner alla sina 54 kärnkraftverk under en tid efter olyckan i Fukushima, endast utnyttjade något över 40 % av sin importkapacitet under 2011 (GIIGNL, 2012).



Figur 4.29: En jämförelse av importkapaciteten och den faktiska importen i utvalda länder under 2011 (GIIGNL, 2012)

4.4.5 Den globala förvaringskapaciteten vid importterminaler

Vid slutet av första kvartalet 2012 var den globala förvaringskapaciteten av LNG vid importterminaler 42 miljoner kubikmeter. Japan och Sydkorea stod tillsammans för över hälften av kapaciteten. Japan och Sydkorea tillsammans med USA, Spanien, Kina och Storbritannien stod för 80 % av den globala förvaringskapaciteten av LNG vid importterminaler (IGU, 2012).



Figur 4.30: Länders procentuella andel av världens totala förvaringskapacitet av LNG under kvartal 1, 2012 (IGU, 2012)

Lite mer än hälften av alla importterminaler kan ta emot fartyg med en lastkapacitet som överstiger 150 000m³. Denna andel har fördubblats sen 2005 då nya terminaler har tagits i drift samt äldre terminaler har byggts ut för att kunna ta emot större fartyg (IGU, 2012).

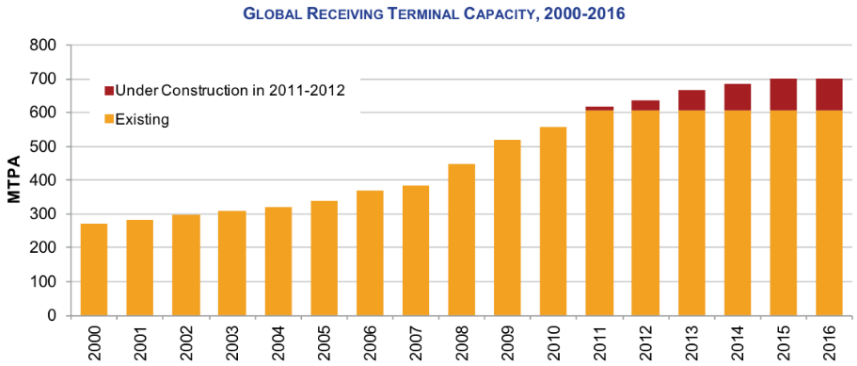
Ökningen i antal bland de mindre terminalerna utgörs främst av nybyggnation av flytande importterminaler. Dessa flytande importterminaler är bland andra; Bahia Blanca och Puerto Escobar (Argentina), Pecém och Guanabara (Brasilien), Dubai (Förenade Arabemiraten), Teesside GasPort (Storbritannien), Northeast Gateway och Neptune LNG (USA) och Mina Al-Ahmadi GasPort (Kuwait). Nya flytande importterminaler kommer även att byggas i Indonesien, Litauen och Israel (IGU, 2012).

4.4.6 Framtida förångningskapacitet

Den långa konstruktionstiden av landterminaler samt de höga konstruktionskostnaderna skapar möjligheter för anläggandet av flytande importterminaler (DNV, 2011).

Flytande förvarings och förångnings anläggningar, FSRUs, kan vara fast förtöjda anläggningar som tar emot LNG från fartyg, förångar och transporterar gasen vidare till land via pipelines. En FSRU kan även vara ett kombinerat fraktfartyg med förångningsanläggning ombord. En stabilare men samtidigt dyrare och mindre flexibel lösning är fasta anläggningar som vilar på havsbotten (DNV, 2011).

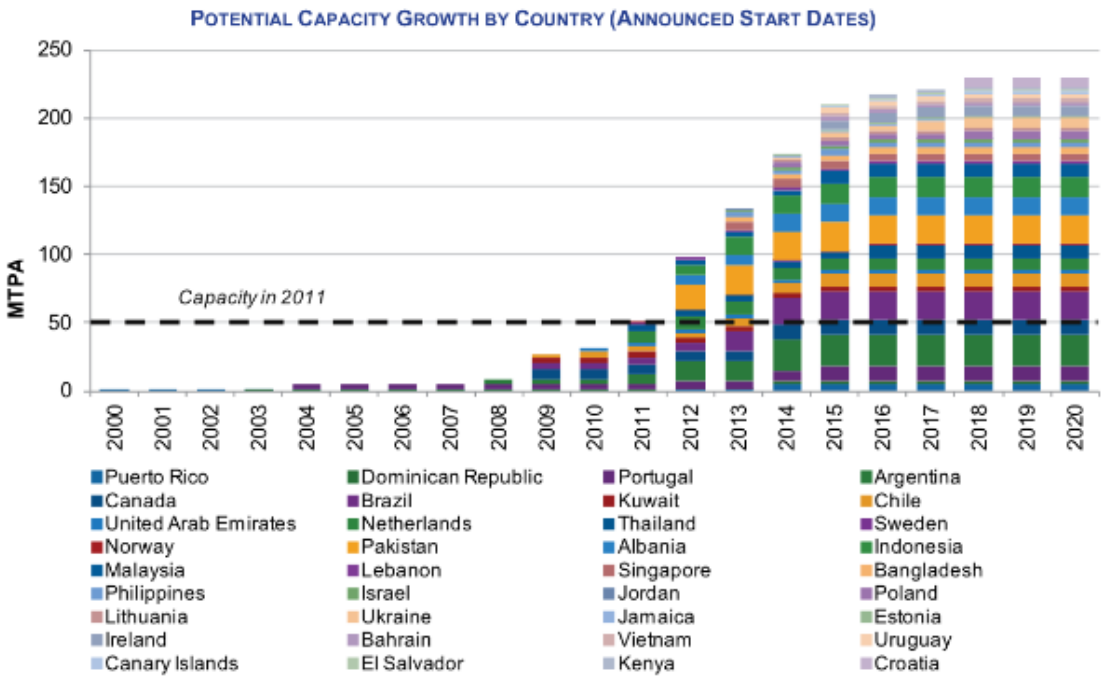
Stapeldiagrammet visar en prognos över den ökande importkapaciteten fram till 2016.



Figur 4.31: Den globala förvaringskapaciteten av LNG vid världens importterminaler från 2000 (prognos fram till 2016) (IGU, 2012)

I grafen nedan illustreras en prognos över nya importmarknader fram till 2020:

Europa: Norge, Sverige, Kanarieöarna, Irland, Litauen, Estland, Polen, Israel, Jordanien, Ukraina, Libanon, Kroatien, Albanien
Sydamerika: El Salvador, Jamaica, Dominikanska Republiken och Uruguay
Asien: Malaysia, Filipinerna, Singapore, Bangladesh, Indonesien, Vietnam, Bahrain och Pakistan
Afrika: Kenya



Figur 4.32: Prognos över potentiella tillväxtmarknader för import av LNG fram till 2020 (IGU, 2012)

4.5 Marknaden för transport av LNG

Handeln med naturgas i form av LNG präglas av långa transporter då exportörer och importörer ligger långt ifrån varandra och ofta är skilda åt av världshaven. Världens största importör av LNG är Japan. Landet bedrev handel med 16 av världens 18 exportörer vilket ledde till att landet bedrev handel med avlägsna länder som Belgien, Ekvatorialguinea, Algeriet, Egypten, Nigeria, och Trinidad. Även Sydkorea importerade LNG över stora avstånd genom att importera LNG från bland annat Norge. Spanien importerade under 2011 LNG från Peru (IGU, 2012).

Det har skett över 47 000 transporter av LNG sedan 1959 (Layton, 2009).

Under 2011 utfördes 4110 transporter av LNG (GIIGNL, 2012).

- 1438 till **Japan** (1356 under 2010)
- 1109 till **Europa** (1194 under 2010)
- 563 till **Sydkorea** (519 under 2010)
- 346 till **Nord och Sydamerika** (379 under 2010)
- 198 till **Taiwan** (180 under 2010)
- 195 till **Indien** (142 under 2010)
- 194 till **Kina** (145 under 2010)
- 39 till **Kuwait** (33 under 2010)
- 17 till **Dubai** (3 under 2010)
- 11 till **Thailand** (fanns inte på importmarknaden 2010)

I slutet av 2011 bestod den globala flottan av LNG-fartyg av 359 tankers i varierande storlek (GIIGNL, 2012). Den samlade kapaciteten för världens LNG-fartyg var vid slutet av 2011, 53 miljoner kubikmeter. Världsflottans fraktkapacitet har ökat med ca 150 % sedan 2006. Den främsta orsaken till ökningen av fraktkapaciteten mellan 2006 och 2011 var de beställningarna som gjordes under 2004. 2004 var ett rekordår för beställningar av LNG-fartyg. Under 2004 gjordes 68 beställningar av bygge av nya LNG-fartyg (IGU, 2012).

Uppgifterna om beställningar av antalet nybyggen av LNG-fartyg för 2011 går isär. Enligt GIIGNL gjordes 59 beställningar (GIIGNL, 2012) medan uppgifter från IGU uppskattar den siffran till 67 stycken beställningar (IGU, 2012). Enligt GIIGNL tillkom 16 tankers till världens LNG-flotta under 2011 (GIIGNL, 2012).

Den genomsnittliga fraktkapaciteten har ökat de senaste åren. Detta beror till stor del på leveranserna av fartyg från Qatars Q-Serie. Fartygsserien utgörs av fartygsmodellerna: Q-Flex och Q-Max. Båtarna i Q-Serien levererades mellan 2006 och 2010 vilket innebar ett tillskott till världens LNG-flotta med 31 stycken Q-Flex fartyg med en lastkapacitet på 210 000 - 217 000 m^3 och 14 stycken Q-Max fartyg med en lastkapacitet på 261 700 – 266 000 m^3 (IGU, 2012). Under 2011 hade den genomsnittliga LNG-tankern en fraktkapacitet på ungefär 145 000 m^3 (GIIGNL, 2012).

4.5.1 Världens transportörer av LNG

Under 2011 transporterade 37 rederier LNG till sjöss. Notera att vissa rederier samarbetar genom delat ägande av LNG-fartyg. Dessa 37 rederier var i storleksordning (se Figur 4:38), med avseende på antal LNG-fartyg, följande:

Nakilat
M.I.S.C.
Golar LNG
Bonny G.T.
BG Group
Maran Gas Maritime
GasLog LNG
MOL
NWSSSC
Teekay LNG
BW Gas/Marubeni
NGSCO
BP Shipping
Hyundai M.M.
Knutsen OAS
Stena Bulk
Brunei Shell T.
Hyproc S.C.
JC Nikalat
K Line
Teekay LNG/Nikalat
Teekay/Marubeni
NYK Line
Hoegh LNG
Awilco
BW Gas
China LNG S.C.
Oman Shipping Co/MOL
SK Shipping
Excelerate Energy
Sovcomflot
Eni
Exmar/Excelerate
Hanjin Shipping
Korea Line
Maran G.M./Nakilat
MOL/NYK/Teekay
Nikalat/Overseas S.
ProNav S.M./Nakilat
Sovcomflot/NYK Line

Följande rederier tillkom som nya aktörer på transportmarknaden för LNG. Följande två rederier gjorde beställningar av nybyggen under 2011 (se figur 4:38):

Dynagas
Cardiff Marine

4.5.2 Världsflottans lastkapacitet

Konventionell och okonventionell LNG-tanker
Med en konventionell LNG-tanker avses en membran- eller Moss-tanker med en fraktkapacitet på mellan 125 000 m^3 och 180 000 m^3. Med en okonventionell LNG-tanker avses en tanker med en fraktkapacitet som överstiger 180 000 m^3. Inom kategorin okonventionell LNG-tanker inkluderas bland annat fartygstyperna FSRU och Qatars Q-Serie (IGU, 2012).

LNG-Feeder, upp till 7 500 m^3
De minsta LNG-fartygen har en fraktkapacitet på upp till 7 500 m^3. Dessa fartyg används främst för inlandsleveranser till svårtillgängliga platser utan möjlighet att ansluta sig till pipeline för att erhålla naturgas. Dessa fartyg brukar betecknas LNG-Feeder (IGU, 2012).

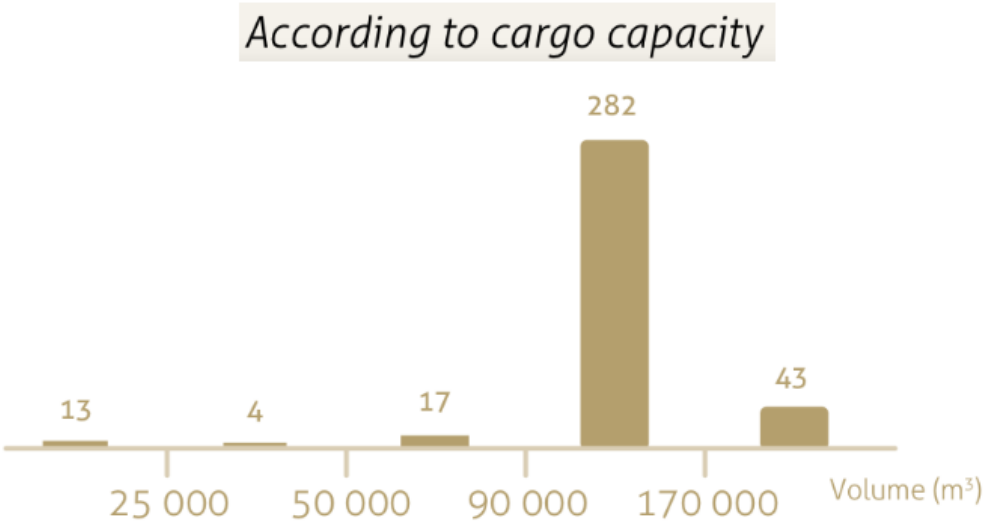
14 000 m^3 - 40 000m^3
De mindre LNG-fartygen som trafikerar haven ligger på mellan 14 000 m^3 upp till 40 000m^3 och används främst till att transportera LNG från delar av Sydostasien till terminaler i Japan (IGU, 2012).

125 000 m^3 - 149 000 m^3
Den vanligast förekommande fartygstypen har en lastkapacitet på mellan 125 000 m^3 upp till 149 000 m^3. Fartygstypen utgör i antal 62 % av fartygsmarknaden för LNG-tankers (IGU, 2012).

150 000 m^3 - 177 000 m^3
Den vanligaste typen i orderböckerna har i dagsläget en kapacitet på mellan 150 000 m^3 och 177 000 m^3. 18 % av världens LNG-fartyg har en kapacitet som ligger inom detta intervallet (IGU, 2012).

Över 177 000 m^3
De allra största LNG-fartygen har en kapacitet som överstiger 177 000 m^3. Denna kategori utgörs främsta av Qatars Q-Serie som inkluderar fartygstyperna; Q-Flex och Q-Max (IGU, 2012).

GIIGNL gör en annan uppdelning av världens fartygsflotta. Diagrammet nedan illustrerar hur 282 av världens 359 LNG-tankers har en lastkapacitet som ligger mellan 90 000 m^3 och 170 000 m^3 (GIIGNL, 2012).



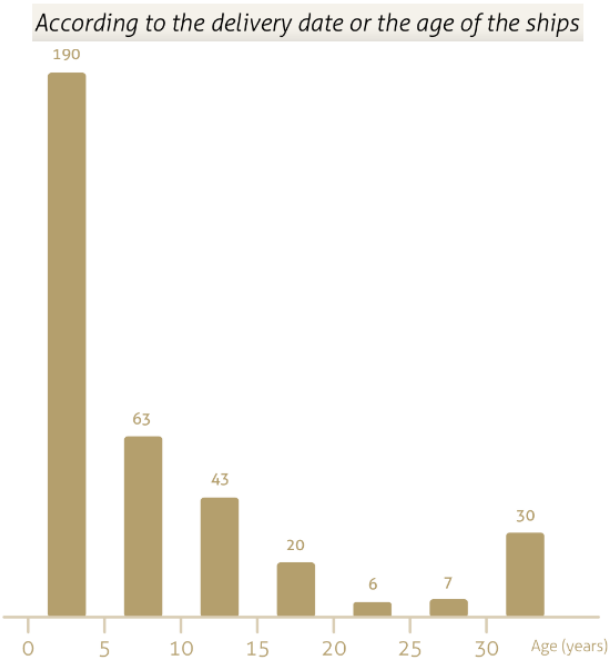
Figur 4.33: Antalet LNG-tankers i olika kategorier med avseende på lastförmågan i kubikmeter (GIIGNL, 2012)

4.5.3 Världsflottans ålder

Den genomsnittliga åldern på den globala LNG-flottan var slutet av 2011 var ungefär 11 år. 88 % av världsflottan av LNG-fartyg är under 25 år. Rekommendationen ur ett ekonomisk och säkerhetsmässigt perspektiv är att man bör överväga att skrota fartygen vid en ålder över 30 år (IGU, 2012) Trotts detta trafikeras haven av ett fåtal LNG-fartyg som har en ålder som överstiger 30 år (GIIGNL, 2012).

I slutet av 2011 var det ca 8 % av den globala handelsflottan av LNG-tankers som hade en ålder som översteg 30 år (GIIGNL, 2012). Enligt IGU har den ökade efterfrågan på LNG under de senaste åren medfört att fartygsägarna har senarelagt skrotningen av många fartyg (IGU, 2012).

Stapeldiagrammet nedan visar på en ung fartygsflotta. Diagrammet nedan visar hur 190 av världens 359 LNG-tankers är under 5 år. 63 av världens LNG-fartyg är mellan 5 och 10 år. Notera även att 30 stycken fartyg i den globala LNG-flottan har en ålder som överstiger 30 år (GIIGNL, 2012).

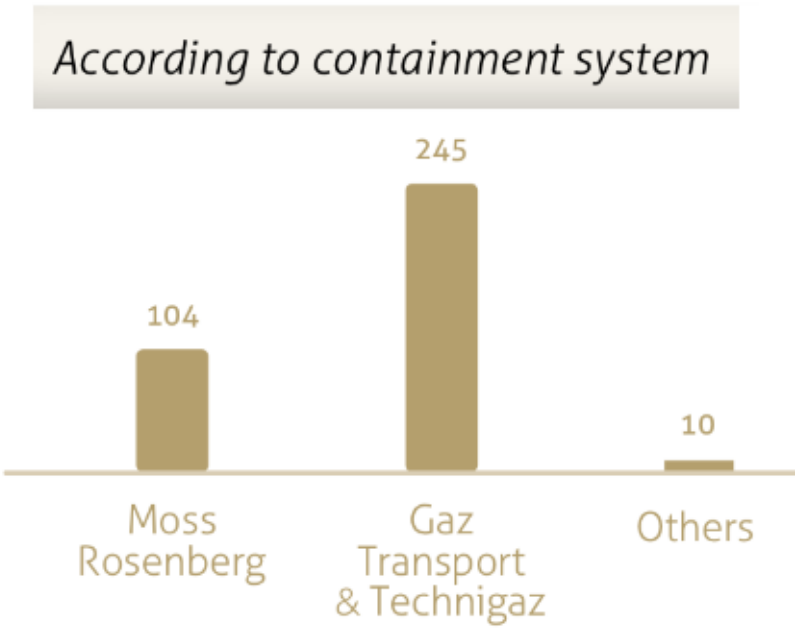


Figur 4.34: Antalet LNG-tankers i olika kategorier med avseende på fartygens ålder (GIIGNL, 2012)

4.5.4 Världsflottans tanktyper

Diagrammet nedan visar på hur byggandet av LNG-fartyg med membrantankar för transport har blivit dominerande. I maj 2006 bestod världens LNG-flotta av 199 fartyg. Av dessa 199 fartyg var det 45 % som var konstruerade med lasttankar av Mosstyp och 51 % som innehade lasttankar av membrantyp. 4 % av flottan hade någon annan typ av lasttank (Tusiani, 2007).

Det har dock sedan maj 2006 inte byggts något större antal LNG-tankers med lasttankar av Mosstyp. År 2011 bestod världens LNG-flotta av 104 stycken LNG-fartyg med tankar av Mosstyp. Samma år bestod fartygsflottan av 245 LNG-fartyg med lasttankar som bygger på membranteknik. 10 stycken LNG-tankers hade en teknik som i diagrammet nedan kategoriseras som ”others” (GIIGNL, 2012).



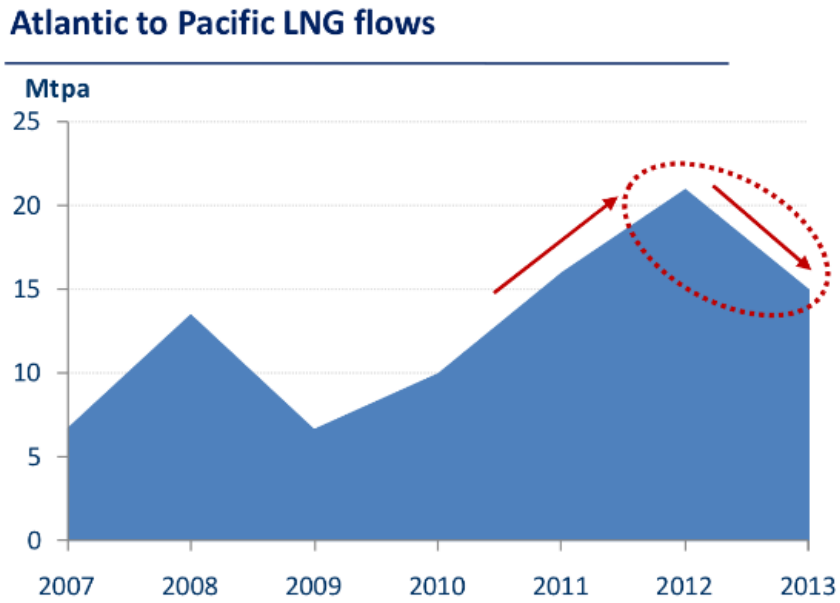
Figur 4.35: Antalet LNG-tankers i olika kategorier med avseende på lasttankarnas tekniska konstruktion (GIIGNL, 2012)

4.5.5 Handelsflöden och chartermarknaden

En bakomliggande orsak till de fartygsbeställningar som gjordes under 2011 var den ökade handeln på spotmarknaden för LNG. Spotmarknaden började stramas åt redan Q4 2010 och Q1 2011 (IGU, 2012).

En orsak till att spotmarknaden växte under denna period var att priset på LNG mellan Atlant- och Stillahavsmarknaden började gå skilda vägar med ett ökande pris för LNG på Stillahavsmarknaden och ett sjunkande pris på Atlantmarknaden. Detta skapade möjligheter för exportörer kring Atlanten och i Mellanöstern att exportera LNG till Stillahavsmarknaden med en högre vinstmarginal (IGU, 2012).

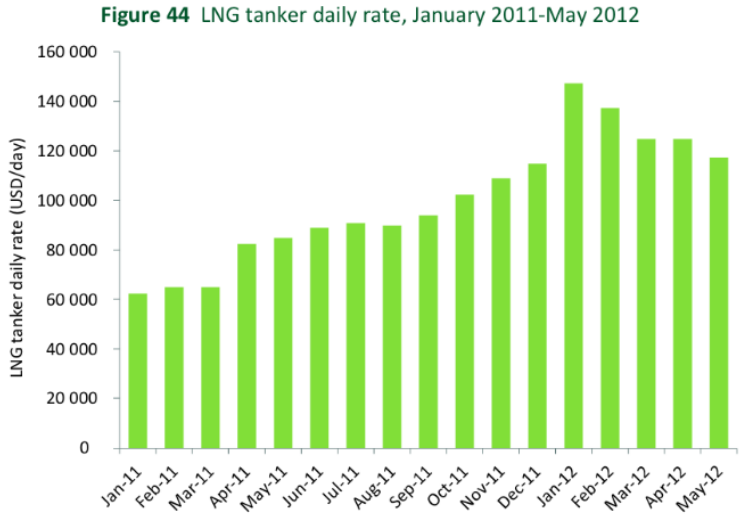
Diagrammet nedan illustrerar flödet mellan Atlant- och Stillahavsmarknaden från 2007 och framåt. Diagrammet visar hur handelsflödet från Atlantmarknaden till Stillahavsmarknaden har ökat mellan 2009-2012. Diagrammet prognostiserar en minskning av handelsflödet mellan Atlant- och Stillahavsmarknaden mellan 2012-2013 (Aguirre, 2012).



Figur 4.36: Handelsflödet av LNG från Atlant- till Stillahavsmarknaden
(Aguirre, 2012)

Kostnaden för att chartra en LNG-tanker under kort tid (short-term) fördubblades under 2011. Priset för att chartra en LNG-tanker via långtidskontrakt steg under 2011 med 12 %. Snittpriset för att chartra en LNG-tanker under 2011 låg på $78 000/dag. De aktörer som har varit intresse av att chartra LNG-tankers under 2011 har varit motvilliga till att teckna långtidskontrakt. Detta på grund av att de höga priserna för att chartra en LNG-tanker över långtidskontrakt närmar sig kostnaden för att bygga nytt (IGU, 2012).

Diagrammet nedan visar det genomsnittliga charterpriset per månad för en LNG-tanker under perioden januari 2011 till maj 2012. Här visas att det genomsnittliga charterpriset på en LNG-tanker i januari 2012 låg på över $140 000/dag (IEA, 2012 b).



Figur 4.37: Genomsnittliga charterpriset per månad för en LNG-tanker under perioden januari 2011 till maj 2012 (IEA, 2012 b)

4.5.6 Nybyggnationer

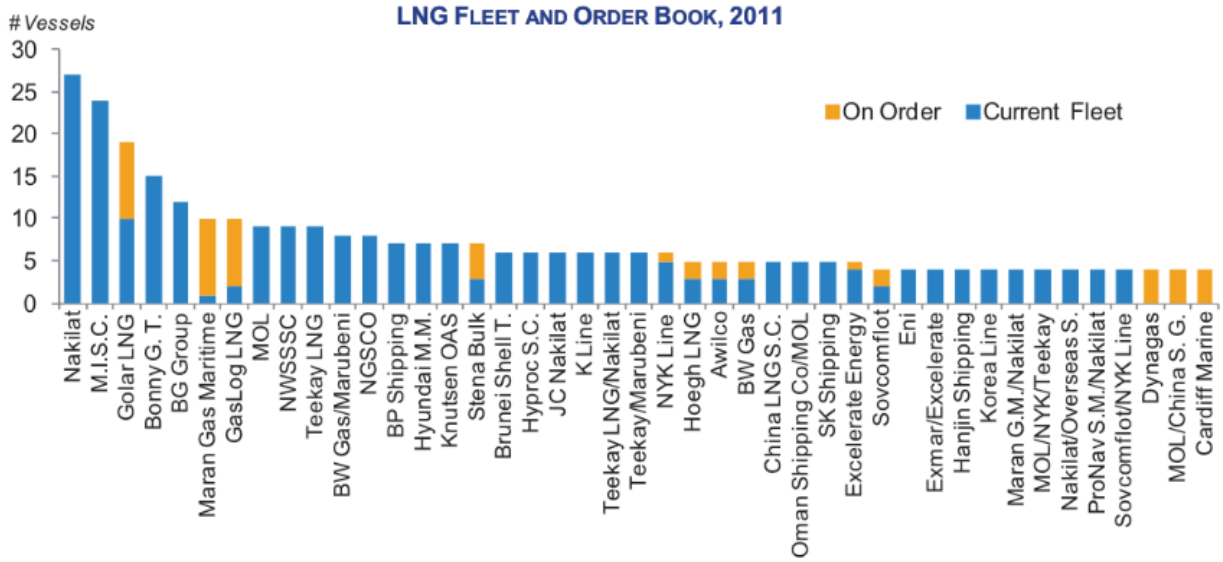
Under 2011 lades 59 beställningar av nybyggen av LNG-fartyg enligt GIIGNL (GIIGNL, 2012).

- **54** stycken med **membrantankar**
- **3** stycken med **Mosstankar**
- **2** stycken med **cylindertankar**

Enligt IGU slöts 67 avtal om nybyggnation av LNG-tankers under 2011 (IGU, 2012). De största aktörerna på marknaden med avseende på antal LNG-fartyg har traditionellt sett varit företag som *Nakilat, M.I.S.C Berhad* och *Bonny Gas Transport*. Under 2011 slår sig andra aktörer in mot toppen i segmentet. Rederier som *Golar LNG, Maran Gas Maritime* och *GasLog LNG* har gjort omfattande beställningar av nybyggen under 2011(IGU, 2012).

Med fallande marknader för *dry bulk* och *VLCC* letar rederierna efter växande marknader som LNG. Under 2011 ses tre nya aktörer äntra marknaden för transport av LNG. *Dynagas, MOL/China S. G.* och *Cardiff Marine* är nya aktörer på marknaden för transport av LNG (IGU, 2012).

Diagrammet nedan illustrerar LNG-flottan och orderboken för 2011.



Figur 4.38: LNG-flottan och orderboken för 2011 (IGU, 2012)

Fyra skepp skrotades under 2011 (GIIGNL; 2012).

- **Bekulan** (75 000 m^3, levererad 1973)
- **Belais** (75 000 m^3, levererad 1974)
- **Bekalang** (75 000 m^3, levererad 1973)
- **Tellier** (40 100 m^3, levererad 1974)

Ett fartyg konverterades till FSRU under 2011 (GIIGNL, 2012).

- **FSRU Toscana** (planerad uppstart Q4 2012)

Två skepp konverterades till FSU under 2011 (GIIGNL, 2012).

- **Tenaga Empat** (130 000 m^3, levererad 1981)
- **Tenga Satu** (130 000 m^3, levererad 1982)

Fem beställningar av nybyggnationer av FSRU-fartyg gjordes under 2011. Dessa beställningar gjordes av *Excelerate Energy, Golar LNG* och *Höegh LNG* (IGU, 2012).

En beställning av en flytande kondenseringsanläggning gjordes under 2011. Det var *Shell* som beställde anläggningen som en del deras *Shell Prelude LNG* projekt utanför Australiens kust (IGU, 2012).

4.6 Prissättning av gas

Gas är världens näst mest utnyttjade fossila bränsle för elproduktion. Trotts detta saknas en global prissättning av gas (IEA, 2012 b). Priset på gas sätts, till skillnad från t.ex. guld, olja och järn, på mikro- och inte makronivå. Priset på gas varierar även inom marknaden för gas. Priset avgörs traditionellt sett främst av faktorer som; avstånden i distributionen, typ av kontrakt (short/long-term contract) och den rådande situationen vid slutandet av avtalet (IGU, 2012).

Prissättningen på gas sker på olika sätt:

Hub-based systems – Priset avgörs på en gemensam handelsplats. I USA sker detta på *Henry Hub* i Louisana (Michelle, 2011).

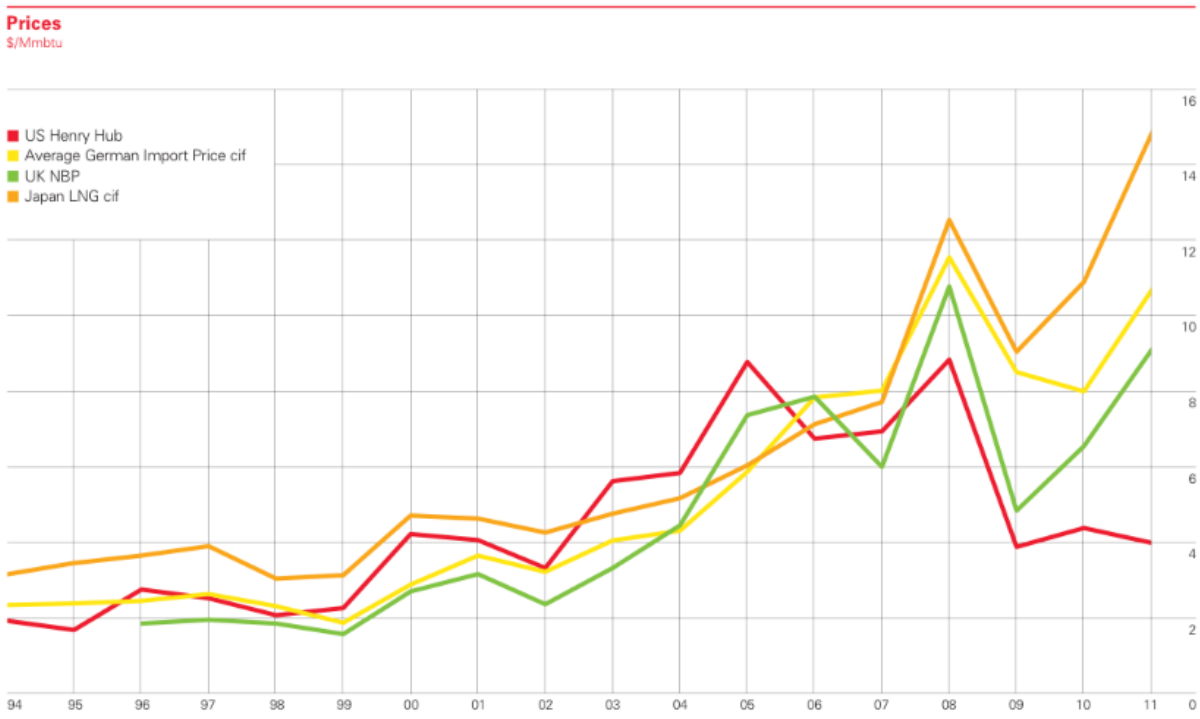
I Europa sätts priset på gas främst via *NBP – National Balancing Point* i Storbritannien. Det finns i Europa även andra virtuella marknader för handel med naturgas. *Titel Transfer Facility* i Holland och *Zeebrugge Hub* i Belgien är några av de största (Heather, 2012).

Oil-linked systems – Med denna metod avgörs priset på gas genom att sätta det i relation till oljepriset. Metoden är vanlig för prissättning av gas i Europa (Honoré, 2010).

Statligt reglerat gaspris - I stora delar av världen är gaspriset reglerat av staten i respektive land. Staten fastställer då priset för produktion, transport och priset på gas för slutkonsumenterna (IGU, 2012).

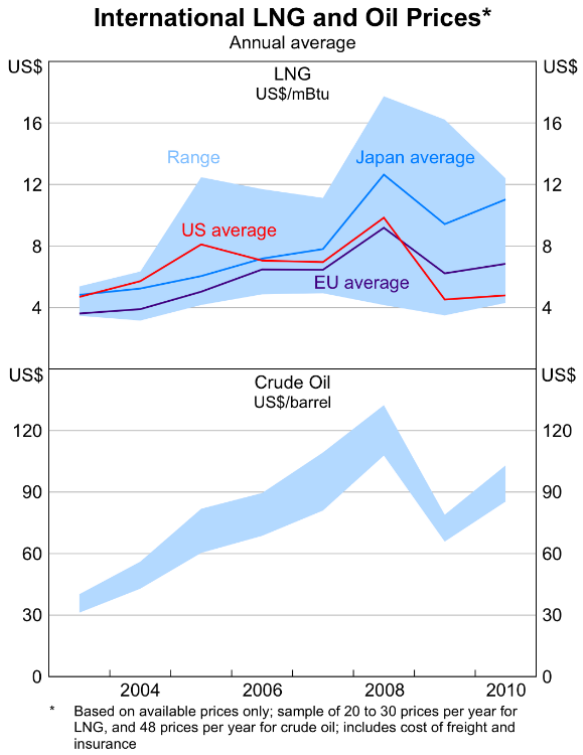
Subventionerad prissättning på gas – I länder i Mellanöstern och Nordafrika är priset på gas ofta inte tillräckligt för att täcka produktionskostnaderna för att utvinna gasen. I före detta Sovjetunionen, Sydamerika och större delen av Afrika är gaspriset subventionerat och priset är godtyckligt satt utan någon anknytning till oljepriset (IGU, 2012).

Nedan illustreras en jämförelse av gaspriset på följande marknader; US Henry Hub, medelpriset på importerad gas på den tyska marknaden, NBP och det japanska importpriset på LNG. Då det inte finns någon global prissättning på gas avviker priset på gas. Notera att priset på gas handlad via Henry Hub är sjunkande under 2010 medan gaspriset på övriga marknader i diagrammet är stigande.



Figur 4.39: Det genomsnittliga gaspriset på utvalda marknadsplatser mellan 1994-2011 (BP, 2012)

Diagrammet nedan illustrerar en jämförelse mellan prisdifferensen på gasmarknaden och prisdifferensen på oljemarknaden. Det mörka området (blå) visar det högsta och lägsta priset som har handlats vid varje given tidpunkt. Notera att gaspriset kan skilja sig med över 300 % på två olika marknader vid en och samma tidpunkt.



Figur 4.40: En jämförelse mellan prisdifferensen på gasmarknaden och prisdifferensen på oljemarknaden. (Jacobs, 2011)

4.6.1 Long & Short-term trade av LNG

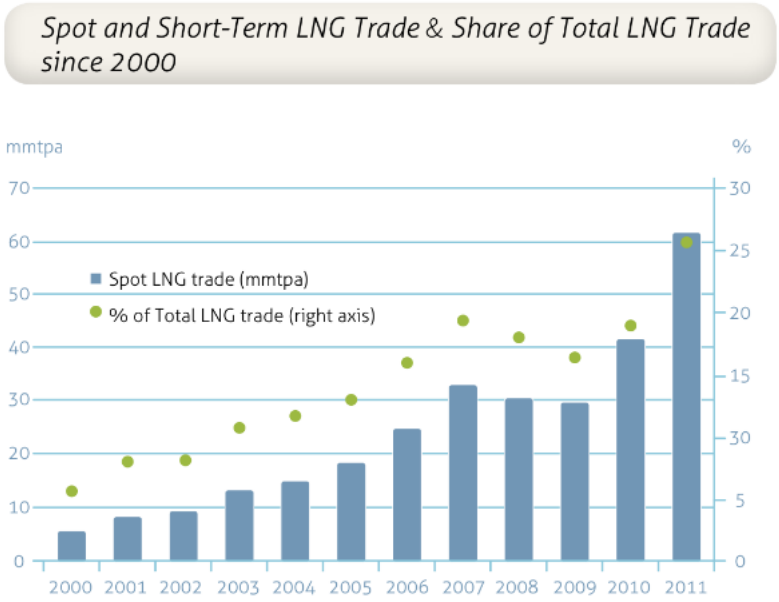
Handeln med LNG har traditionellt sett bedrivits via långtidskontrakt med avtalstider på uppåt 20 år (Tusiani, 2007). Det som har skett på senare år är att handeln med korttidskontrakt har ökat.

Med begreppet short-term trade avses handel som bedrivs med kontrakt som inte sträcker sig längre än fyra år (IGU, 2012). Till short-term trade räknas alltså även all handel som har bedrivits via spotmarknaden. Short-term trade kan översättas till handel via korttidskontrakt på svenska. Under 2005 omfattade handeln av LNG via korttidskontrakt 14 % av den globala handeln med LNG (Tusiani, 2007). För 2011 utgjorde handeln av LNG via korttidskontrakt mer än 25 % av den globala handeln med LNG (GIIGNL, 2012).

Det är en rad faktorer som har spelat in för att skapa rådande situation. En stor bidragande orsak var jordbävningen som drabbade Japan i mars 2011. Konsekvenserna av jordbävningen medförde att världens största LNG-importör tillfälligt stängde ner sina 54 kärnkraftverk och fyllde stora delar av luckan i energiproduktionen genom att importera naturgas i form av LNG (GIIGNL, 2012).

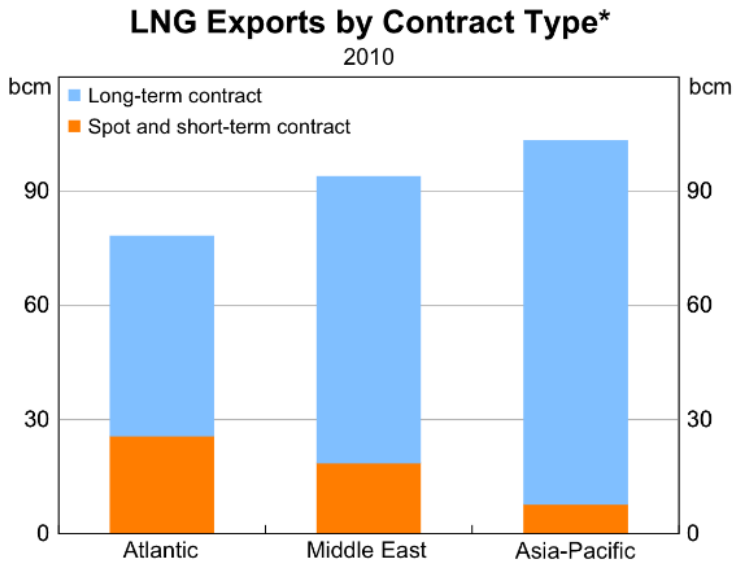
Spotmarknaden för LNG har gått från att omfatta nära 0 % år 1995 till att år 2011 utgöra mer än 25 % av globala handeln med LNG. Det tog 16 år för spotmarknaden för LNG att växa, från näst intill obefintlig till att omfatta en fjärdedel av hela marknaden (IGU, 2012).

Handeln av LNG via kontrakt kortare än 4 år uppgick till 61,2 MT under 2011. I grafen nedan illustreras den växande korttidshandeln av LNG (GIIGNL, 2012).



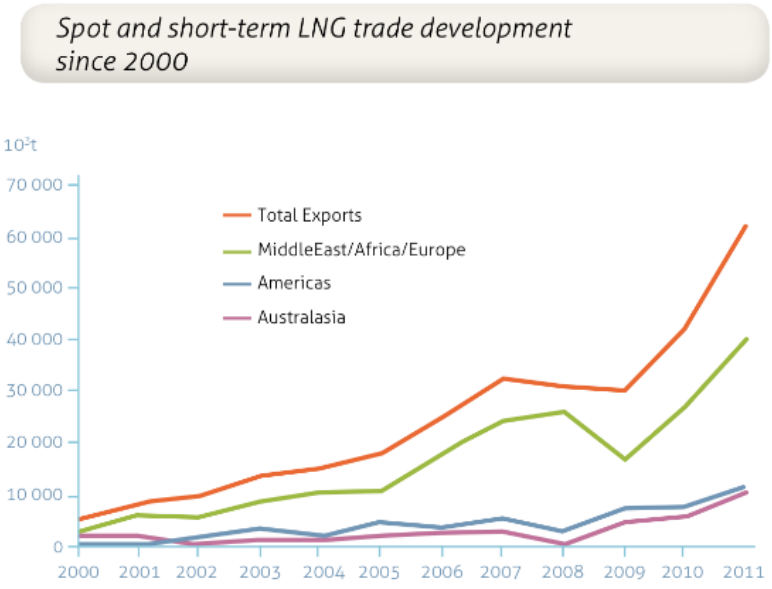
Figur 4.41: Diagram över korttidskontrakten och spotmarknadens andel av handeln i förhållande till den totala handeln med LNG mellan 2000-2011 (GIIGNL, 2012)

I grafen nedan illustreras typen av kontrakt mellan olika marknader. Notera att handeln av LNG via korttidskontrakt är störst på Atlantmarknaden och att handeln via långtidskontrakt är störst i Asien-Stillahavsregionen.



Figur 4.42: En jämförelse mellan förhållandet mellan kort- och långtidskontrakt på Atlant-, Mellanöstern och Asien-Stillahavsmarknaden under 2010 (Jacobs, 2011)

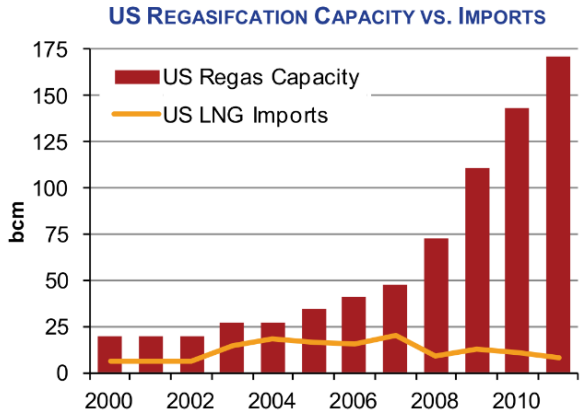
Grafen nedan visar på tillväxten av handel som bedrivs via korttidskontrakt. Diagrammet illustrerar den handeln av LNG via korttidskontrakt mellan år 2000 och år 2011.



Figur 4.43: Utvecklingen av handeln med LNG via spotmarknaden och korttidskontrakt mellan 2000-2011 (GIIGNL, 2012)

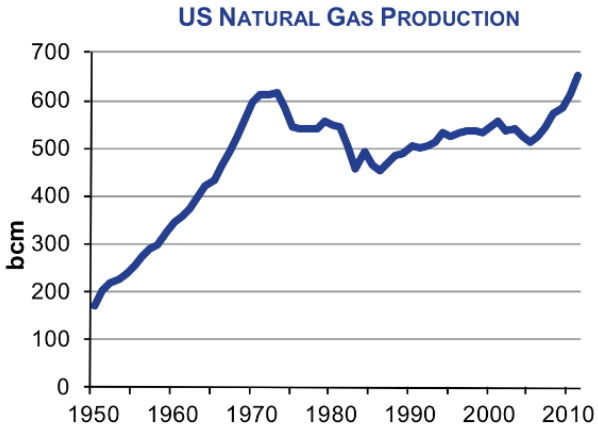
4.6.2 Marknaden för okonventionell naturgas

USAs utvinning av sina okonventionella gasreserver har påverkat marknaden för LNG de senaste två åren. USAs utvinning av okonventionell gas har gjort landet till egenförsörjare av naturgas i dagsläget. I grafen nedan visas hur detta har påverkat nyttjandet av importterminaler i USA. Det råder i dagsläget en överkapacitet av förmågan att importera LNG (IGU, 2012).



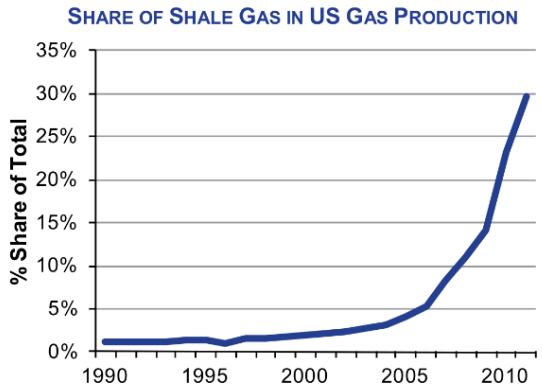
Figur 4.44: USAs importkapacitet i förhållande till USAs faktiska import av LNG mellan 2000-2011 (IGU, 2012)

Den främsta orsaken till överkapaciteten i USAs förmåga att importera LNG är ökningen av den inhemska gasproduktionen. Den inhemska naturgasproduktionen i USA har aldrig varit större än vad den är i dagsläget (IGU, 2012).



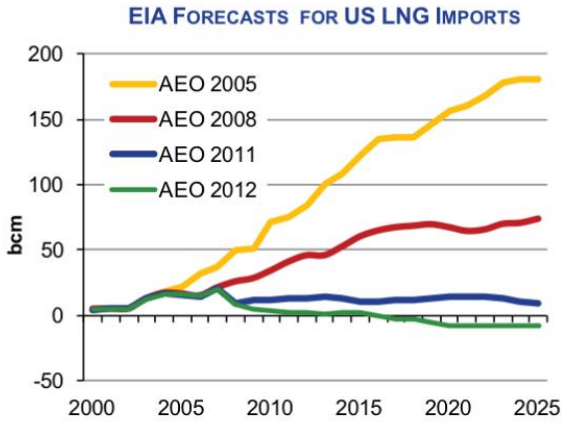
Figur 4.45 USAs totala naturgasutvinning mellan 1950-2011 (IGU, 2012)

I grafen nedan illustreras produktionsutvecklingen av shale-gas (skiffergas) i USA mellan 1990 och 2011.

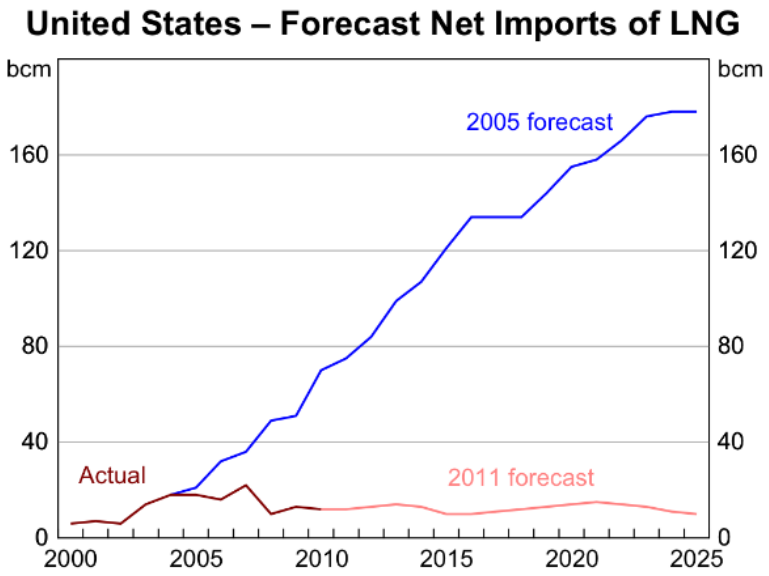


Figur 4.46: Andelen skiffergas av USAs totala naturgasutvinning mellan 1990-2011 (IGU, 2012)

Denna relativt snabba produktionsökning av okonventionella gasreserver kan förtydligas med prognoser gjorda av Energy Information Administration, EIA som är en del av US Department of Energy. I grafen illustreras en jämförelse av importprognoserna för 2005, 2008, 2011 och 2012. I prognosen från 2005 uppskattas USA import av LNG uppgå till 70 bcm under 2010. En import som 2010 skulle ha motsvarat 23 % av den globala världsmarknaden och göra USA till världens näst största importör av LNG efter Japan. Det var denna uppskattning som delvis låg till grund och delvis var orsaken till att USAs importkapacitet av LNG ökade med 700 % mellan 2002 till 2010. En nedskrivning av de förväntade importerna har skett mellan 2005 och 2012. Utvinningen av den okonventionella gasreserven har resulterat i att USA på bara sju år, mellan 2005 till 2012, har gått från att förväntas vara världens näst största importör av LNG till att i dagsläget vara en exportör av LNG (IGU, 2012).



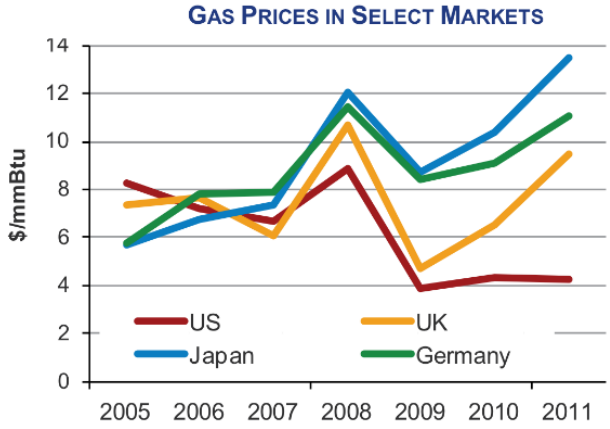
Figur 4.47: EIAs prognoser från 2005, 2008, 2011 och 2012 med avseende på USAs förmodade import av LNG (IGU, 2012)



Figur 4.48: En jämförelse av prognoserna över USAs förmodade LNG import fram till 2025. Prognoserna är från 2005 och 2011 (Jacobs, 2011)

4.6.3 Påverkan på LNG-priset

USA har tagit en annan väg i jämförelse med några av de övriga aktörerna på importmarknaden för LNG. Detta illustreras av grafen nedan där priset på gas i Japan, Tyskland och Storbritannien stiger medan priset på gas i USA avviker från övriga marknader.



Figur 4.49: En jämförelse av priset på gas i USA, Storbritannien, Tyskland och Japan mellan 2005-2011 (IGU, 2012)

USAs framgångar med utvinningen av okonventionell naturgas har skapat intresse på fler håll världen över. Världens totala reserver av okonventionell naturgas uppskattas till 188 tcm (6 623 tcf). Intresset för utvinning av okonventionella gasreserver återfinns bland annat i Asien, Europa, Sydamerika och Afrika. Trotts detta intresse ligger övriga världen efter USA och det förväntas ta flera år innan någon betydlig utvinning av okonventionell naturgas kan ske utanför USA (IGU, 2012).

Det finns mycket som talar emot att övriga världen inom en överskådlig framtid ska kunna gå i USAs fotspår när det gälle utvinningen av sina okonventionella gasreserver. Det var en rad faktorer som gjorde det möjligt för USA att på kort tid få igång sin utvinning av sina okonventionella gasreserver. Dessa faktorer var bland annat: stor servicesektor, fördelaktig prissättning på gas, enkelt att distribuera och marknadsföra gasen, tydliga rättigheter till gasreserverna och en samlad regering som stöder de olika projekten. Trots att vissa av dessa faktorer är närvarande även i andra länder saknas allt som oftast en helhet som liknar den in USA. De länder som i dagsläget ligger närmast en utvinning av okonventionell naturgas är Kina och Australien (IGU, 2012).

5. DISKUSSION

5.1 Komplexiteten i distributionskedjan av LNG

Som det framgår av teorin så kräver gas en viss hantering. I arbetet beskrivs endast gas samt distributionskedjan för LNG ur ett övergripande perspektiv. Detta har dock varit tillräckligt för att få en insikt om komplexiteten i hanteringen av LNG. Distributionen av LNG är ett särskilt segment inom sjöfartstransporter och kräver därför en särskild hantering. Handeln med LNG är ett omfattande företagande och en mycket internationell företeelse. Distributionen av LNG kräver inblandning av flera aktörer i flera separata steg.

5.2 Statistik

Mycket av de material som presenteras i resultatet bygger på rapporter med mycket siffror, tabeller och prognoser. Det innebär alltid en viss problematik att tolka stora mängder statistik. Det är lätt att förledas och sätta allt för stor tilltro till staplar och diagram.

> "There are three kinds of lies: lies, damned lies and statistics."
> - *Mark Twain*

Statistik med siffror tabeller och prognoser utgör endast ett litet verktyg för att se över en faktisk situation. Det är viktigt att betona att statistik endast är en modell av verkligheten och att en modell endast speglar utvalda delar av verkligheten. Av den anledningen är det viktigt att ställa sig kritisk till det material som redovisas via statistik i det här arbetet.

Ännu mer kritisk bör man ställa sig till den statistik som även illustrerar en prognos. Framtiden innehåller många moment som inte går att förutse. Detta gör att prognoser i många avseenden endast bör betraktas som kvalificerade spådomar.

Det som har erfarits under utformandet av det här arbetet är att det finns ett visst rundresonemang inom segmentet där flera olika källor bygger på en och samma källa. Mycket statistik och fakta med en gemensam grundkälla har återfunnits. Detta är något som sänker validiteten i vårt arbete.

Att mycket av de siffror som redovisas i resultatdelen bygger på flera aktörer som IGU, GIIGNL, Energy Information Agency och IEA skänker soliditet till det material som redovisas i vår resultatdel. Det är dock viktigt att vara kritisk till material publicerat av olika aktörer på marknaden för flytande naturgas. Aktörer som IGU och GIIGNL är intresseorganisationer med starka anknytningar till segmentet. Detta kan både skänka validitet till vårt arbete samtidigt som det kan sänka validitet i vårt arbete då dessa aktörer inte kan anses som objektiva bedömare av den globala handeln med LNG.

Som exempel är IGU är en icke vinstdrivande organisation med mer än 80 medlemsländer som tillsammans utgör 95 % av världens gasmarknad. Detta är något som både skänker tyngd och svaghet till materialet. Det skänker tyngd till materialet att en icke vinstdrivande intresseorganisation med 95 % av gasmarknaden redovisar siffror inom ämnet. Det betyder med andra ord att 95 % av marknaden är överens om att de siffror som har redovisats är korrekta och avspeglar marknaden på ett tillfredställande sätt.

Det är dock viktigt att alltid ställa sig kritisk till ett så unisont material. Att samla aktörer som tillsammans utgör 95 % av marknadens för att utforma en rapport kan både vara en styrka och en svaghet. Svagheten ligger i att det kan bli ett enkelspårigt tänkande och en enstämmig uppslutning till anförda argument. Det kan bli ett allt för inskränkt tänkande kring den framtida utvecklingen av marknaden för LNG. Det finns alltid en risk för överskattning av siffrorna och statistik.

Under skapandet av arbetet har dock inga källor framkommit som talar emot att; Världens energikonsumtion ökar, världens kända reserver av naturgas ökar, nya tekniker gör att man kan utvinna mer konventionell och okonventionell naturgas, världens LNG-flotta ökar och fler länder är i färd med eller planerar att ansluta sig till export- och importmarknaden för gas i flytande form.

5.3 Mosstankers

En intressant aspekt som har framkommit under skrivandet av det här arbetet är att konstruktionen av Mosstankers på varven har varit väldigt låg under en tid. Sedan maj 2006 har det endast skett ett tillskott på runt 15 stycken LNG-tankers att jämföra med ett tillskott på över 140 LNG-tankers av membrantyp. Som beskrivs i teoridelen bygger lasttekniken i en Mosstanker på att den flytande gasen fraktas i klotformade behållare. Konstruktionen anses vara mer solid än konstruktionen med tankar av membrantyp dock är lastförmågan betydligt sämre i en Mosstanker.

Det hade varit intressant att följa upp detta med att mer ingående undersöka varför det inte byggs så många Mosstankers längre. Hur ser en ekonomisk jämförelse ut mellan två likvärdiga LNG fartyg med Moss- kontra membranteknik.

En av anledningarna till att Mosstankers inte byggs i någon större utsträckning är förmodligen den ekonomiska aspekten. För trotts att Mosstankers har en mer gedigen och säkrare konstruktion har LNG-fartyg med membrantankar en näst intill felfri driftshistoria utan läckage eller stora haverier. En membrantanker är i det historiska perspektivet ett mycket säkert fartyg för transport av LNG.

Den ekonomiska aspekten är att ett LNG-fartyg med tankar av membrantyp har möjlighet att frakta en större volym LNG. Det är lasten av LNG som motiverar hela åtagandet att frakta den flytande gasen. Importören betalar för gasens energiinnehåll. Energiinnehållet är direkt proportionellt gentemot densiteten och därför kyls gasen för att öka densiteten. Ju mer flytande gas som levereras ju mer betalar importören. Ett klots volym är endast lite över 50 procent av en kubs volym då diametern för klotet är ekvivalent med längden för kubens bassidor. Detta leder ofrånkomligt till att lastningsförmågan hos Mosstankers är lägre vilket även gör att vinsten vid transport blir lägre.

5.4 Avsaknaden av en global prissättning av gas

Att världens näst mest nyttjade kolväte för energiproduktion saknar en global marknad för värdering är något som kan tyckas märkligt. Ingen riktig förklaring till varför har stått att finna. Förmodligen beror avsaknaden av ett globalt gaspris på flera faktorer. En av anledningarna är förmodligen att gas traditionellt sett har varit en biprodukt som tvingats facklas bort vid utvinning av mer lätthanterliga kolväten som befinner sig i vätskeform. Det kan även ha att göra med att det är mer komplicerat att lagerhålla gas. Gas som importeras kan endast lagerhållas i flytande fas. Gas kan exporteras via pipeline eller via fartyg i flytande form.

Då gas distribueras via pipeline kan den inte lagras utan gasen måste i jämn takt tillföras gasnätet av exportören för att importören ska kunna konsumera gasen. Stryper exportören gastillförseln drabbar detta importören omgående. Med andra ord betyder det att om importören importerar gas via pipeline sätts en stor tilltro till exportörens åtaganden om att leverera gasen. Importören lägger därmed sin energiproduktion i händerna på någon annan. Detta är orsaken till att nya aktörer som Polen, Litauen och Singapore har valt att anlägga terminaler för att kunna importera LNG. Dessa länder vill öka differentieringen i sin energimix och göra sig mindre beroende av enskilda källor för energiproduktion. Singapore vill göra sig mindre beroende av Malaysia och Polen och Litauen vill göra sig mindre beroende av rysk gas från i första hand Gazprom.

Då gas exporteras och importeras i form av LNG har detta traditionellt sett inneburit omfattande kapitalinvesteringar över långa tidsperioder. Detta har förmodligen gjort att aktörerna har stadgat långtidskontrakt som har baserats på situationen som har varit rådande vid slutandet av avtalet. Kedjorna för export och import av gas har varit relativt avskilda från den globala handeln med energi.

En annan viktig aspekt att beakta är att andelen korttidskontrakt ökar. Detta skänker en ökad flexibilitet till handeln med LNG. Andelen korttidskontrakt är större på Atlantmarknaden jämfört med Stillahavsmarknaden. En möjlig orsak till detta kan vara att handelsplatser som Henry Hub och NBP på Atlantmarknaden gör handeln av LNG mer lättillgänglig och flexibel. En annan orsak till detta kan vara att Stillahavsmarknaden till stor del utgörs av aktörer som Japan, Sydkorea och Taiwan. Dessa länder har alla ett dåligt utgångsläge när det gäller distribution av energi. Detta leder till att dessa länder är mer motiverade att binda upp sig över lång tid för att delvis trygga sin energiproduktion.

5.5 LNG för fartygsframdrift

Som bränsle för transport nyttjas naturgas sparsamt. Endast en liten del av den globala konsumtionen av naturgas används för transport. Den största andelen naturgas används för energiproduktion eller inom industrin och hushåll. Andel naturgas som används för transport förutspås inte att öka nämnvärt framöver. Dock bör man alltid ställa sig kritiska till prognoser om framtida utveckling.

Värt att notera är att sjöburen transport av LNG ofta nyttjar LNG för framdrift. Det har även eventuellt skapats en marknad för LNG som fartygsbränsle i vårat närområde i och med att IMO har beslutat att skapa SECA-området. Reglerna om hårdare miljökrav inom SECA träder i kraft 1:a januari 2015.

5.6 Hur ser framtiden ut

5.6.1 Export

Den globala marknaden för LNG växer. Som framgått har mycket av exportökningen de senaste åren utgjorts av Qatars expansion på marknaden. Värt att notera är att världens två mest naturgasrika länder, Ryssland och Iran som innehar 25 % respektive 15 % av världens totala reserv av naturgas endast utgör 4 % och 0 % av exportmarknaden för LNG.

Australien har många projekt under utveckling. Landet avser att utöka sin kondenseringskapacitet med över 60 MTPA under de kommande åren. Med en export som i dagsläget motsvarar 8 % av den totala världsexporten är Australien världens fjärde största aktör på exportmarknaden av LNG. En utökning av landets kondenseringskapacitet med 60 MTPA, skulle kunna göra landet till världens största exportör, med en kondenseringskapacitet som skulle överstiga Qatars.

Värt att notera är att världens kända naturgasreserv ökar. Utvecklingen av nya tekniker och förfinandet av redan befintlig teknik gör att mer och mer av världens svårutvunna reserver går att utvinna. Som ett gott exempel på detta är utvinningen av okonventionell naturgas i USA. Utvinning av den okonventionella gasreserven har gjort att landet har gått från att vara en av de största aktörerna på importmarknaden till att i dagsläget vare en exportör av LNG. Denna utvinning av okonventionell naturgas i USA kommer troligen att ligga till grund för övriga världens utvinning av de okonventionella gasreserverna.

5.6.2 Import

En intressant aspekt att beakta är att världens tre största importörer av LNG, Japan, Sydkorea och Storbritannien är isolerade från omvärlden på ett eller annat sätt. Japan och Storbritannien är naturligt isolerade från omvärlden via havet. Sydkorea är ingen ö men saknar förbindelse med omvärlden då landet är en halvö vars enda kontakt med fastlandet utgörs av en angränsning i norr till Nordkorea. Att sakna anslutning till fastlandet är något som komplicerar distributionen av energi. Världens tre största importörer av LNG kan alltså på ett eller annat sätt betraktas som öar. Något som verkar motivera en import av LNG för att trygga delar av energikonsumtionen.

Japan har traditionellt sett varit en drivande aktör på importmarknaden av LNG. Då landet drabbades av jordbävningen i mars 2011 gav detta nytt bränsle till debatten om kärnkraftens vara eller icke vara. Jordbävningen och flodvågen i Japan har bidragit till att marknaden har stramats åt och kärnkraftsdebatten har även väckts i länder som Tyskland och Frankrike. Frågan är hur det kommer att påverka importmarknaden framöver. Förmodligen kommer importmarknaden för LNG att se ett ökande antal aktörer under de kommande åren då det verkar vara många länder som planerar att anlägga importterminaler.

5.6.3 Transport

Utifrån ett globalt perspektiv är handeln med LNG en tvärvetenskaplig företeelse som dessutom är ytterst internationell. Handeln med LNG innefattar ett stort antal olika aktörer. Marknaden för distribution av naturgas i flytande form har traditionellt sett varit ganska oflexibel. Detta är dock något som kan förändras framöver då fler aktörer äntrar marknaden för transport av LNG.

I dagsläget ägnar sig ca 40 rederier åt att transportera LNG. En intressant aspekt som har framkommit under utformandet av det här arbetet är omfattningen av antalet beställningar av LNG-tankers under 2011. Frågan inför framtiden är om antalet nybyggen är för många? Kommer det att vara lika lönsamt framöver att transportera LNG då flottan späds ut med nya LNG-fartyg eller kommer fartygsutökningen bara att påskynda utvecklingen av den globala LNG-marknaden? Kommer charterpriserna för LNG-tankers att fortsätta ligga högt trots att det tillkommer nya fartyg eller kommer priset för att chartra en LNG-tanker att sjunka till följd av det ökade utbudet av fartyg? Kommer en utökning av antalet rederier inom LNG segmentet bidra till en bättre distribution?

5.6.4 Fler frågor om framtiden

En intressant fråga är hur ett stigande energipris skulle påverka handeln med LNG. Kan ett stigande energipris göra att korttidskontrakten ökar framöver då exportörerna vill få ut högsta möjliga pris på en marknad med en högre efterfrågan? Eller kommer andelen långtidskontrakt öka med ett stigande energipris då länder vill sluta långtidskontrakt till förmånliga priser för att erhålla en överblick över energikostnaderna under en tid framöver?

Kommer det att dyka upp en omfattande andrahandsmarknad för LNG? Kommer länder med fördelaktiga långtidskontrakt säljer sin import av LNG på spotmarknaden? En förutsättning för ett sådant scenario är förmodligen att det sker en mer omfattande utbyggnad av distributionen med focus på flexibilitet. En ökad flexibilitet skulle kunna erhållas via bygge av fler LNG-feeders och fler importterminaler med en tillräcklig förvaringskapacitet av LNG.

Det skulle vara intressant att hitta en jämförelse av kostnaden för olika energikällor per kilowattimma. Är LNG en konkurrenskraftig energikälla med avseende på pris, eller är LNG främst ett alternativ för länder med en komplicerad energimix eller med höga krav på miljö?

LNG-priset på spotmarknaden har stigit sedan 2009. Hur många fler länder kommer att ansluta sig till listan över importerande länder och hur kommer detta att påverka LNG-priset?

Ett ökande antal importörer kan innebära en ökad efterfrågan av LNG. Något som generellt brukar bidra till en ökad prissättning. Ett stigande pris på LNG kan få många länder som planerar att ansluta sig till importmarknaden för LNG att avvakta. Finns det en marknad för ett högre pris på LNG och var går gränsen?

Australien verkar vara nästa stora aktör på exportmarknaden men var finns övriga framtida exportörer? Om man ser på tabellen över världens gasreserver kan man spekulera i att det finns goda möjligheter för länder som USA, Saudiarabien och Iran att expandera på exportmarknaden för LNG.

Vilka länder har möjlighet att ansluta sig till distributionskedjan för LNG? Kan marknaden utnyttja den ökande förångningskapaciteten och fylla den? I dagsläget finns en kondenseringskapacitet på 278 MTPA och en förångningskapacitet på 640 MTPA. Kommer ökningen av kondenserings- och förångningskapacitet att öka proportionellt framöver eller kommer den globala förångningskapaciteten att växa snabbare?

De senaste importörerna som har anslutit sig till marknaden för import har bland annat gjort så via ny teknik i form av flytande terminaler. Kan nya tekniker göra det mer attraktivt och enkelt för nya länder att ansluta sig till importmarknaden för LNG?

5.7 Metoddiskussion och källkritik

De fyra metoderna som beskrevs i boken, *Att genomföra examensarbete* (Höst, 2006) är; *Kartläggning, Fallstudie; Experiment* och *Aktionsforskning.* I arbetet nyttjas en *Kartläggande metodik*. Valet av metod känns relevant då metoden ofta syftar till att beskriva en bred fråga. Detta arbete är en del av ett examensarbete som omfattar 15 högskolepoäng. Med hänsyn till detta måste *beskrivandet* av den globala handeln med LNG ses som en förhållandevis bred fråga. Följande citat är taget från, *Att genomföra examensarbete* (Höst, 2006):

> *”Om man har som syfte att beskriva en företeelse är kartläggning en lämplig metodik.”*

Metodiken har vid utförandet av det här arbetet bidragit till att ge oss ett gemensamt förhållningssätt. Metoden har skänkt oss ett grundläggande arbetssätt att utgå ifrån. Metodvalet satte upp de riktlinjer och principer som var nödvändiga för oss i vårt utförande av det här arbetet. Metoden hjälpte till att skapa en tydlig och lättöverskådlig arbetsgång.

Källorna som används i teoridelen är mestadels böcker och tidigare examensarbeten. Det som har presenterats i teoridelarna är en sammanställning. Det har i utformandet av teorin inte framkommit några stora tvetydliga budskap, vare sig i böcker eller examensarbete. Tidigare examensarbeten och de böcker som har lästs är rörande överens om att distributionen av LNG ser ut på det sätt som beskrivs. Att materialet i teorin till största del är hämtat från böcker skänker soliditet till innehållet.

En liten del av teorin bygger på webbaserat material. Webbaserat material bör alltid ifrågasättas då det inte alltid är tydligt vem som har skrivit materialet eller vem som är ansvarig utgivare för det som har publicerats. Det material som presenteras i det här arbetet är hämtat från ledande aktörer inom marknaden för naturgas och LNG. Det innebär förhoppningsvis att det webbaserade materialet är baserat på grundläggande fakta.

Källorna som presenteras i vår resultatdel bygger till största delen på rapporter, vetenskapliga publikationer och seminarium. Denna del av vårt arbete bygger med andra ord på källor med en lägre trovärdighet. Det är dock viktigt att påpeka att det som presenteras och skrivs i dessa rapporter, vetenskapliga publikationer och seminarium är samstämmigt. Det har inte förekommit några överdrivna tvetydigheter angående det material som redovisats i resultatdelen.

En annan viktig aspekt att beakta är att resultatdelen har för avseende att vara objektivt presenterad. Vi har försökt att vara objektiva vid presentationen av resultatet. Det är dock viktigt att påpeka att helt objektiv är man sällan som människa. Frågan är om man någonsin kan vara 100 procent objektiv? Författarna till det här arbetet har svårt att se det. Där med gäller det att alltid ställa sig kritisk till det man läser, hör och ser. Det innebär även att läsaren av det här arbetet bör ställa sig kritisk till det resultat som har presenterats.

5.8 Miljömässiga aspekter

Vid förbränning av metangas som är största beståndsdelen i naturgas bildas endast koldioxid och vatten. Om endast själva förbränningen av naturgas observeras kan bränslet förefalla bättre än många andra fossila bränslen ur miljösynpunkt.

Det bör dock påpekas att det är viktigt att beakta hela bilden av naturgasens transport från jordskorpan ända fram till förbränning av gasen. Vid utvinning sker utsläpp av naturgas till atmosfären. Metan är en gas som är en 25 gånger mer effektiv växthusgas i jämförelse med koldioxid.

Det är även viktigt att pointera att all form av energiproduktion via fossila bränslen bidrar till växthuseffekten. Produktion av naturgas innebär andra skadliga företeelser ur miljösynpunkt. Hydraulisk spräckning av berggrunden vid utvinning av okonventionella gasreserver påverkar förmodligen grundvattnet och bidrar även till ökade utsläpp av växthusgaser till atmosfären.

Vid utvinning av naturgas separeras gasen från svavel och kvicksilver. Svavel är skadligt för miljön och bidrar till att försura naturen. Kvicksilver är en tungmetall som är skadlig för miljö och hälsa. Kvicksilver ackumuleras i levande organismer och tar lång tid för naturen att bryta ner.

Naturgas är vid förbränning en förhållandevis ren källa till energi i jämförelse med andra fossila bränslen. Naturgas är dock ett fossilt bränsle som bidrar till växthuseffekten och bidrar till att ta upp skadliga ämnen som kvicksilver och svavel ur jordskorpan.

5.9 Etiska aspekter

All handel med fossila bränslen skapar komplexa etiska resonemang. Handel med fossila bränslen innebär en viss form av orättvisa. Är det rätt att en liten del av världen nyttjar lättillgängliga kolväten som källa till energi och därmed smutsar ner miljön för hela världen? Är det rätt att demokratiska länder bedriver handel med diktaturer? Mycket av världens LNG kommer från Qatar. Är Qatar ett föredömligt samhälle? Är det rätt av övriga världen att bedriva handel med och därmed stötta samhällen som Qatar, Nigeria, Oman och Yemen?

Eller är det tvärt om? Är handel det ända sättet att bidra till en ökad öppenhet? Har västvärldens handel med länder som Qatar och Yemen bidragit till att skapa ett bättre Qatar och Yemen?

De etiska resonemangen kring handeln fossila bränslen kan göras väldigt omfattande. Handeln med fossila bränslen kommer alltid att beröra och väcka känslor. För och nackdelarna samt de etiska aspekterna av handeln med LNG avgörs utifrån det perspektiv man väljer.

6. SLUTSATTS

Marknaden för LNG växer. Marknaden växer till följd av att fler länder vill inkludera LNG i sin energimix. Marknaden växer även för att exportkapaciteten av LNG ökar. LNG är inte i första hand i dagsläget ett bränsle för fartygsframdrift. LNG används främst som energikälla vid elproduktion.

Den globala handeln med LNG har mellan 2010 och 2012 ökat med nästan en tredjedel. Förmodligen kommer ökningen att vara mer sparsam under de kommande åren.

Marknaden för LNG är komplex. Att sätta sig in i hur marknaden för LNG ser ut är inget som låter sig göras över en dag. Att förstå varför marknaden ser ut som den gör är en komplex uppgift som kräver mycket från den som önskar att göra så. Att känna till tekniken bakom hanteringen av LNG är av avgörande betydelse för att kunna sätta sig in i hur marknaden för LNG ser ut.

Som den näst största energikällan vid elproduktion har naturgas en given framtid på energimarknaden. Ungefär 10 % av all producerad naturgas kondenseras och exporteras i form av LNG.

Världens tre största importörer av LNG under 2011 var Japan, Sydkorea och Storbritannien. Det gemensamma för dessa aktörer är att de kan betraktas som öar och därmed har ett naturligt hinder med avseende på energiimport.

Världens största exportör är Qatar som utgör mer än 30 % av exportmarknaden. Världens största naturgasreserver finns i Ryssland. Landet innehar 25 % av världens kända naturgasreserv och har därmed goda förutsättningar för att bli en ledande aktör på världens exportmarknad. Australien LNG-export förutspås expandera och bli världens största exportör under de närmsta åren.

Som bränsle vid sjötransport är framtiden för LNG oviss. IMO har skapat en marknad för LNG som transportbränsle i vårt närområde i och med skapandet av SECA 2015.

Med kvarvarande reserver kan världens konsumtion av naturgas fortgå över en tid framöver. Särskilt då den globala reserven av naturgas ökar. LNG som energikälla verkar vara på uppgående.

De miljömässiga aspekterna är att LNG ser ut att vara ett väldigt rent bränsle om man tittar på själva förbränningen. Dock är det viktigt att beakta hela produktionskedjan för naturgas. Det förekommer ett visst spill vid utvinning och transport av naturgas och att metan är en 25 gånger mer potent växthusgas än CO_2. Vid produktion av naturgas tas även miljöfarliga ämnen som kvicksilver och svavel upp ur jordskorpan.

7. FÖRSLAG TILL FORTSATTA STUDIER

LNG tillverkning av rötgaser. Är det möjligt? Kostnad? Miljömässiga aspekter?

Sjöfartens framtida behov av LNG för framdrivning?

Säkerhetsföreskrifter vid hantering av LNG. Vad regelverk gäller?

Hur ser distributionen av LNG inom SECA ut idag/i framtiden?

En kartläggning av den globala handeln av Liquefied Petroleum Gas, LPG

LNG i hamnar ur säkerhetssynpunkt?

Hur ser den globala handeln med LNG ut i dagsläget?

LNG som fartygsbränsle inom SECA efter 2015? Är det möjligt? Till vilket pris?

Hur går det med konstruktionen av LNG terminalen i Göteborg?

En jämförelse mellan olika energikällor för elproduktion som Kol, Olja, Vattenkraft, Kärnkraft, Solenergi, Naturgas, Vindkraft, Biogas, LNG etc. Ekonomiska och miljömässiga aspekter att beakta?

Gas To Liquide, GTL – Hur går det till och hur är det möjligt? Är GTL ett möjligt framtida bränsle för transport?

REFERENSER

Böcker

Alvarez, H. (2006) *Energiteknik.* Peking: Elanders Beijing Printing Co. Ltd

Darley, J. (2004) *High Noon for Natural Gas – The New Energy Crisis.* White River Junction, Vermont: Chelsea Green Publishing Company.

Layton, J-T. och Keller, B-W. (2009) *Liquefied Natural Gas: Security and Hazards*. New York: Nova Science Publishers, Inc.

Honoré, A. (2010) *European Natural Gas Demand, Supply and Pricing – Cycles, Seasons and the Impact of LNG Price Arbitrage.* Oxford: Oxford University Press.

Höst, M. et al. (2006) *Att genomföra examensarbete.* Lund: Studentlitteratur

Pilström, H. et al. (2005) *Modell och verklighet A.* Sundbyberg: Alfa Print

Rozenblat, A. (2010) *Statistical Analysis in Transporting LNG by Sea*. Bloomington, Indian: AuthorHouse

Tusiani, M-D. och Shearer, G. (2007) *LNG – A nontechnical guide*. Tulsa, Oklahoma: PennWell.

Whitney, G. et al. (2010) *Energy: Natural Gas.* Alexandria, Virginia: TheCapitol.Net.

Woodward, J-L. och Pitblado, R-M. (2010) *LNG – Risk Based Safety – Modeling and Consequence Analysis.* New Jersey: John Wiley & Sons, Inc.

Examensarbeten

Bengtsson, N. och Wikmans, J. (2005) *En guide till naturgas och LNG.* Göteborg: Chalmers tekniska högskola. (Examensarbete inom Institutionen för sjöfart och marin teknik, Sjökaptensprogrammet)

Christoffersson, M., Ekeroth, P. och Spåre, N. (2009) *Konvertering av befintligt fartyg till LNG-drift – Är det möjligt och till vilket pris?* Göteborg: Chalmers tekniska högskola. (Examensarbete inom Institutionen för sjöfart och marin teknik, Sjöingenjörsprogrammet)

Eriksson, C-J. (2008) LNG – *En översikt över marknad, fartygsdesign och lasthantering.* Göteborg: Chalmers tekniska högskola. (Examensarbete inom Institutionen för sjöfart och marin teknik, Sjökaptensprogrammet)

Gregersiö, D. (2006) *Analys av maskinsystem i LNG fartyg.* Göteborg: Chalmers tekniska högskola. (Examensarbete inom Institutionen för sjöfart och marin teknik, Sjöingenjörsprogrammet)

Knös, J. et al. (2011) *LNG bunkering procedure – A proposal that will contribute to increase the efficiency of bunkering M/S Stena Danica with LNG.* Göteborg: Chalmers tekniska högskola. (Examensarbete inom Institutionen för sjöfart och marin teknik, Sjöfart och Logistik)

Rosendal Larsson, P. (2008) *Guide till sjöingenjörsstudenter som skall praktisera på ångdrivna LNG tankers*. Göteborg: Chalmers tekniska högskola. (Examensarbete inom Institutionen för sjöfart och marin teknik, Sjöingenjörsprogrammet)

Rudérus, N. och Samuelsson, P. (2006) *LNG Shipping – How to Get a Job there.*Göteborg: Chalmers tekniska högskola. (Examensarbete inom Institutionen för sjöfart och marin teknik, Sjökaptensprogrammet)

Wittstedt, A. och André, S. (2011) *Ombyggnation till LNG-drift – Säkerhets- och klassningskrav.* Göteborg: Chalmers tekniska högskola. (Examensarbete inom Institutionen för sjöfart och marin teknik, Sjöingenjörsprogrammet)

Rapporter

BP - British Petroleum. (2012) *Statistical Review of World Energy June 2012*

DNV – Det Norske Veritas (2011) *Floating Liquefied Gas Terminals-Offshore Technical Guidance OTG-02. Høv*ik

ECS - Energy Charter Secretariat. (2009)*Fostering LNG Trade: Developments in LNG Trade and Pricing*

Energy Information Administration – U.S Energy Information Administration (2011) *International Energy Outlook 2011.*Washington

IEA (a) - International Energy Agency. (2012) *Golden Rules for a Golden Age of Gas.* Paris

IEA (b) - International Energy Agency. (2012) *Medium-Term Market Report 2012.* Paris

IEA (c) - International Energy Agency. (2011) *World Energy Outlook 2011*. Paris

IGU - International Gas Union.(2012) *World LNG Report 2011.*Oslo

GIIGNL – International Group of Liquefied Natural Gas Importers. (2012) *The LNG Industry 2011*. Paris

Vetenskapliga publikationer

Jacobs, D. (2011) *The Global Market for Liquefied Natural Gas.* Reserve Bank of Australia. Sidney

Liuhto, K. (2012) *A liquefied natural gas terminal boom in the Baltic Sea region?* Åbo: University of Turku.

Heather, P.(2012) *Continental European Gas Hubs: Are they fit for purpose?* Oxford: The Oxford Institute for Energy Studies

Michelle, M-F. (2011) *The Outlook for U.S. Gas Prices in 2020: Henry hub at $3 or $10?* Oxford: The Oxford Institute for Energy Studies

Olsson Neptun, T. (2006) *Sjötransport av kondenserade gaser Volym I.* Göteborg: Chalmers tekniska högskola.

Olsson Neptun, T. (2006)*Sjötransport av kondenserade gaser Volym II: Termodynamiskatabeller och Mollierdiagram.* Göteborg: Chalmers tekniska högskola.

Rodriguez, 2012. *ARGENTINA LNG.* Yacimientos Petrolíferos Fiscales

Safonova, A. (2012) *Efficiency of the Third Energy Package: Gazprom vs. Lithuania, case study.* Tartu: UNIVERSITY OF TARTU

Szul, R. (2011) *Gas Pipelines, LNG and Shale Gas in the Political Game within Euro-Russia (with a Special Reference to Poland)* Warsaw: University of Warsaw

Seminarium

Aguirre, I. (2012) *LNG Trade and the Impact of Technology.* Stream, Repsol

Bellver, A. (2012) *The history of LNG*. Stream, Repsol

Bock, B. (2009) *Presentation av slutrapport om LNG för fartygsdrift i Sverige på uppdrag av Gasföreningen och Sveriges Redareförening.* http://www.lighthouse.nu (2009-11-06)

Hashimoto, H (2011) *A Changing World of LNG.* Institute of Energy Economics, Japan

Höglund, J. (2009) *Växthusgasemissioner för svensk pelletsproduktion.* Svenska miljöinstitutet. Stockholm

Youngho, C et al. (2008) *Energy Security in Singapore.* NTS-Center. Singapore

Nobel, P-G, (2009) *A Short History of LNG Shipping 1959-2009.* The Society of Naval Architects & Marine Engineers, Texas Section

Webbaserade källor:

Cryostar. (2009) *LNG Transport & Terminals.* http://www.cryostar.com

DTE Energy. (2012) *Unconventional Gas Production.* http://www.dteenergy.com

Gazprom. (2003-2012)*How is natural gas produced.*http://www.gazprominfo.com/articles/

Gaztransport & Technigaz. (2009) *LNG Carrier Containment Systems.* http://www.gtt.fr