

# Verdivurdering av Höegh LNG

**Simen Thorbjørnsrud og Morten Hermansen**

**Veileder: Professor Tommy Stamland**

Masterutredning i finansiell økonomi

NORGES HANDELSHØYSKOLE

Denne utredningen er gjennomført som et ledd i masterstudiet i økonomi og administrasjon ved Norges Handelshøyskole og godkjent som sådan. Godkjenningen innebærer ikke at høyskolen inntår for de metoder som er anvendt, de resultater som er fremkommet eller de konklusjoner som er trukket i arbeidet.

## Sammendrag

Utredningen har en praktisk tilnærming og tar sikte på å estimere aksjeverdien til Höegh LNG. Dette ble gjort på bakgrunn av en inntjeningsbasert tilnærming og en balansebasert tilnærming. Det er forsøkt å finne et estimat på verdien av realopsjonene selskapet innehar, og hvilken effekt dette har på aksjeprisen. I forbindelse med den inntjeningsbaserte tilnærmingen ble det utarbeidet en strategisk analyse og en regnskapsanalyse for å gi best mulig grunnlag til å predikere fremtidige kontantstrømmer. Nåverdien ble beregnet med et nøye estimert avkastningskrav. I den inntjeningsbaserte tilnærmingen ble det konkludert med en aksjepris lik NOK 56,42. Det var knyttet usikkerhet til flere av parameterne benyttet i denne beregningen, og sensitivitetsanalysen belyser dette nærmere. I tillegg til den inntjeningsbaserte tilnærmingen ble også en balansebasert tilnærming benyttet. Her ble det konkludert med en NAV/aksje lik NOK 69,18. Basert på verdiestimatene ble det anbefalt en kjøpstrategi da aksjekursen til Höegh LNG var på NOK 46,00 per 12.12.2012.

---

# Innholdsfortegnelse

<b>SAMMENDRAG</b> .....	<b>2</b>
<b>1. INNLEDNING</b> .....	<b>7</b>
<b>2. PRESENTASJON AV VIRKSOMHET OG BRANSJE</b> .....	<b>8</b>
2.1 FAKTA OM VIRKSOMHETEN .....	8
2.2 LNG.....	9
2.3 TRANSPORTTJENESTER .....	10
2.4 FLYTENDE REGASSIFISERING (FSRU) .....	11
<b>3. TEORI OG VALG AV METODE</b> .....	<b>13</b>
3.1 INNTJENINGSBASERT TILNÆRMING .....	13
3.2 MARKEDSBASERT TILNÆRMING .....	14
3.3 BALANSEBASERT TILNÆRMING .....	15
3.3.1 <i>Substansverdi</i> .....	15
3.3.2 <i>Likvidasjonsverdi</i> .....	17
3.4 OPSJONSBASERT TILNÆRMING .....	17
3.5 VALG AV METODE .....	18
3.6 FREMGANGSMÅTE .....	19
<b>4. STRATEGISK ANALYSE</b> .....	<b>20</b>
4.1 PRESENTASJON AV BRANSJEN .....	20
4.2 EKSTERN ANALYSE.....	21
4.2.1 <i>PESTE(L)-modellen</i> .....	21
4.2.2 <i>Bransjeanalyse</i> .....	24
4.2.3 <i>Porters fem krefter</i> .....	25
4.2.4 <i>Konklusjon eksternanalyse</i> .....	31
4.3 INTERNANALYSE .....	32
4.3.1 <i>Finansielle ressurser</i> .....	36
4.3.2 <i>Konklusjon fra internanalyse</i> .....	41
4.4 OPPSUMMERING STRATEGISK ANALYSE – SWOT TABELL .....	42
<b>5. REGNSKAPSANALYSE</b> .....	<b>44</b>
5.1 DATA OG RAMMEVERK .....	44
5.2 TRAILING AV RESULTATREGNSKAPET .....	45

---

5.3	OMGRUPPERING AV RESULTATREGNSKAPENE.....	46
5.4	JUSTERING AV MÅLEFEIL.....	46
5.5	NORMALISERING AV RESULTATREGNSKAPENE .....	47
<b>6.</b>	<b>TRENDER OG PROGNOSE</b> .....	<b>49</b>
6.1	HOVEDSCENARIO .....	49
6.1.1	<i>Inntekter – historisk analyse</i> .....	51
6.1.2	<i>Inntekter - prognose</i> .....	51
6.1.3	<i>Driftskostnader – historisk analyse</i> .....	53
6.1.4	<i>Driftskostnader – prognose</i> .....	54
6.2	OPPSUMMERING HOVEDSCENARIO .....	58
6.3	FRA EBITDA TIL FRI KONTANTSTRØM FRA DRIFT .....	59
6.4	NORMALISERT INVESTERINGSNIVÅ .....	59
6.4.1	<i>CAPEX</i> .....	59
6.4.2	<i>Vedlikeholdsinvesteringer</i> .....	60
6.5	NETTO VEKSTAVHENGIG ARBEIDSKAPITAL .....	60
6.6	SKATT .....	62
6.7	OPPSUMMERT .....	63
<b>7.</b>	<b>AVKASTNINGSKRAV</b> .....	<b>64</b>
7.1	EGENKAPITALKRAV.....	64
7.2	RISIKOFRI RENTE .....	65
7.3	MARKEDETS RISIKOPREMIE .....	67
7.4	BEREGNING AV MRP.....	68
7.5	BETA .....	69
7.5.1	<i>Bransjen</i> .....	70
7.5.2	<i>Operasjonell risiko</i> .....	71
7.5.3	<i>Gjeldsgrad</i> .....	71
7.5.4	<i>”Bottom up beta”</i> .....	72
7.5.5	<i>Småelskapspremie</i> .....	74
7.5.6	<i>Gjeldskostnad</i> .....	74
7.6	ANDEL EK OG GJELD.....	75
7.7	BEREGNING AV WACC .....	76
<b>8.</b>	<b>TERMINALVERDI</b> .....	<b>77</b>

---

8.1	EVIG VEKSTMODELL.....	77
<b>9.</b>	<b>ALTERNATIVE SCENARIOER .....</b>	<b>79</b>
9.1	OPTIMISTISK SCENARIO.....	79
9.2	PESSIMISTISK SCENARIO .....	81
9.3	VIRKSOMHETSVERDI.....	82
9.4	EGENKAPITALVERDI.....	83
<b>10.</b>	<b>REALOPSJONER.....</b>	<b>84</b>
10.1	TEORI.....	85
10.2	DATAMATERIALE .....	87
10.3	RAMMEVERK FOR MODELLEN .....	88
10.4	BEREGNING AV VERDIEN AV REALOPSJONENE.....	90
10.5	KONKLUSJON REALOPSJONER.....	91
<b>11.</b>	<b>SENSITIVITETSANALYSE.....</b>	<b>92</b>
11.1	ENKELTVIS ENDRING AV PARAMETERE .....	92
11.2	ANALYSE AV LANGSIKTIG VEKST OG AVKASTNINGSKRAV .....	94
11.3	ANALYSE AV SCENARIOENE .....	94
11.4	ANALYSE AV EFFEKTEN FRA REALOPSJONER.....	95
11.5	KONKLUSJON SENSITIVITETSANALYSE.....	96
11.6	SVAKHETER SENSITIVITETSANALYSE .....	96
<b>12.</b>	<b>BALANSEBASERT TILNÆRMING .....</b>	<b>97</b>
<b>13.</b>	<b>KONKLUSJON .....</b>	<b>100</b>
<b>14.</b>	<b>SVAKHETER VED UTREDNINGEN.....</b>	<b>101</b>
<b>15.</b>	<b>LITTERATURLISTE .....</b>	<b>102</b>
<b>16.</b>	<b>APPENDIX .....</b>	<b>106</b>
16.1	APPENDIX A .....	106
16.2	APPENDIX B .....	107
16.3	APPENDIX C.....	108



## 1. Innledning

Denne utredningen tar sikte på å verdsette shippingsselskapet Höegh LNG. En verdsettelse er på mange måter en oppsummering av det man har lært etter fem år på NHH. Man ser sammenhenger på tvers av fag, og får en forståelse man vil ha god bruk for senere i jobbsammenheng. Da verdsettelse er gjort mange ganger før, og følger en kjent oppskrift har vi forsøkt å ha en mest mulig praktisk tilnærming til utredningen. Vi valgte Höegh LNG fordi de tilbyr LNG-tjenester, og innehar en flåte med FSRU-fartøy. Dette er for øyeblikket det mest lønnsomme segmentet i den globale shippingbransjen, og er således veldig aktuelt. I tillegg er FSRU-tjenester relativt nytt, og har et stort potensiale. Nøyaktig hva dette er vil forklares nærmere senere. Da vi ville ha en praktisk tilnærming har vi viet mye tid til å kommunisere med analytikere for å få et innblikk i hvordan shippingsselskaper verdsettes i praksis. Som følge av dette blir den balansebaserte tilnærmingen tatt i bruk og vi vil i den forbindelse rette en spesiell takk til Øyvind Berle i DnB Markets for mange gode innspill og veiledning underveis. Vi har også deltatt på diverse shippingkonferanser for å få en bredere forståelse for alle verdileddene i shippingbransjen og vil også rette en takk til shippingdagansvarlig Magnus Silset Støhle for tilgang til rapporter fra Shippingdagen på BI.

Vi ønsker til slutt å rette en stor takk til vår veileder, professor Tommy Stamland for gode og raske tilbakemeldinger.

## 2. Presentasjon av virksomhet og bransje

Det vil nå gis en beskrivelse av Höegh LNG og bransjen selskapet operer i.

### 2.1 Fakta om virksomheten

Höegh LNG er et rederi som tilbyr transport og regassifisering av flytende naturgass (LNG). De ønsker å være en komplett leverandør av LNG-tjenester som vist ved figur 1.1. Sommeren 2011 gikk selskapet på børs, og er notert under tickeren HLNG. Aksjekursen per 12.12.2012 er NOK 46,00. Selskapet er registrert i Bermuda, og har kontorer i Norge, Singapore, Storbritannia og USA.

Höegh LNG startet første gang med transport av LNG i 1973 med skipet Norman Lady. Selskapet operer i dag en flåte bestående av to lagrings- og regassifiseringsfartøy (FSRU) og seks LNG-transport skip. Höegh LNG har også fire nye FSRU-fartøy under konstruksjon hos Hyundai der det første fartøyet leveres i slutten av 2013, to ytterligere i 2014 mens det siste leveres i 2015. I tillegg til flåten har selskapet tre opsjoner hos Hyundai på nye FSRU-fartøy med samme spesifikasjoner. Transport av LNG har lenge vært fokuset til selskapet, da de har nesten 40 års erfaring fra bransjen. I den seneste tiden har selskapet vridd hovedfokuset til FSRU segmentet (Höegh LNG). Dette er et relativt lite segment foreløpig og Höegh LNG er en av få etablerte aktører. Ved å bygge fire nye FSRU-fartøy har selskapet befestet sin posisjon som en ledende aktør innen dette segmentet.





Figur 2.1 Verdikjede LNG-tjenester (Høegh LNG)

## 2.2 LNG

Liquified Natural Gas (LNG) er naturgass som er nedkjølt til  $-163\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Gassen går da over i flytende form og reduseres til ca.  $1/600$  av volumet i gassfase. Dette gjør det mulig å frakte naturgass kostnadseffektivt slik at nye geografiske områder kan ta i bruk naturgass (Høegh LNG). LNG består i hovedsak av metan, men kan også inneholde små mengder etan, propan, butan og nitrogen. Sammensetningen vil avhenge av hvor gassen stammer fra.

LNG transporteres i spesialbygde skip. De vanligste tanktypene er membrantanker og sfæriske tanker. Membrantanker har to lag rustfrie stålpaneler adskilt med isolasjon, mens sfæriske tanker kjennetegnes ved tykke kuleformede tanker i rustfritt stål (Hyundai Heavy Industries, 2012). Tankene fungerer som en termos for å holde temperaturen nede slik at gassen holder seg flytende. Isolasjonen er derimot aldri helt perfekt og det vil alltid være en liten del LNG som koker og blir om til gass. Dette fenomenet kalles "boil-off" og det er utrolig viktig for LNG-transportører å holde en lav boil-off prosent. Det er vanlig at  $0,1-0,15\%$  av volumet forsvinner daglig på grunn av boil-off under en leveranse (Awilco LNG, 2012). Det har vært en stor teknologisk framgang i konstruksjonen av LNG-fartøy som gjør

at det blir mindre boil-off. Det er også skip som kan ta i bruk boil-off som drivstoff for skipet (Hyundai Heavy Industries, 2012).

Den flytende gassen leveres til importterminaler der den omgjøres til gass igjen. Dette kan gjøres ved bruk av et regassifiseringsanlegg eller et FSRU-fartøy. Gassen føres så inn i et rønettverk for å kunne distribuere gassen til kunder i markedet.

## 2.3 Transporttjenester

Som nevnt innledningsvis operer Höegh LNG en flåte på seks LNG-transportskip. Flåten av fraktskip som Höegh LNG operer er oppsummert i tabellen under.

Skip	Bygd	Eierskap	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Opsjon
Norman Lady	1973	50 %	gasNatural							2015
LNG Libra	1979	100 %	NWS							
Arctic Lady	2006	50 %	Total						--> 2026	2036
Arctic Princess	2006	34 %	Statoil						--> 2026	2036
STX Frontier	2010	50 %	Repsol							
Matthew	1979	0 %	Kun operatør for GDF Suez							

Tabell 2.1 Oversikt over LNG-transportskip og tilhørende kontrakter

Selskapet har en eierandel i fem av seks skip. Matthew er et skip som Höegh LNG drifter for GDF Suez og mottar en fast sum per dag for dette. Denne summen er veldig liten i forhold til dagsratene selskapet tjener på skipene de eier og drifter. Transportvirksomheten er hovedsakelig basert på langtidskontrakter med store internasjonale energiselskaper. LNG-bransjen har over lang tid vært preget av langsiktige kontrakter, men de siste årene har det blitt et større marked for kortsiktige kontrakter. Kontrakter på 3-5 år gir for øyeblikket høyere dagsrater enn mer langsiktige kontrakter (Awilco LNG, 2012). LNG Libra og STX Frontier er to skip som Höegh LNG nå vil bruke til kortsiktige avtaler. Begge skipene er ledige for oppdrag fra og med 2013. De fleste avtalene i LNG-bransjen er såkalte

tidsbefraktningsavtaler, der leietaker betaler en sum per dag for transporttjenestene. Dermed minimeres risikoen til Höegh LNG med tanke på forsinkelser og lignende, da de uansett vil få dagsratene sine for perioden. Fra figur 1.1 ser man at det kun er LNG Libra og STX Frontier som ikke har kontrakt for en lengre periode framover. Dette er en bevisst satsning fra Höegh LNG for å oppnå høyere dagsrater. Ulempen med kortsiktige kontrakter er at fremtidig inntjening er mer usikker og kontraktsdekningen til selskapet er svekket på lengre sikt.

## 2.4 Flytende regassifisering (FSRU)

I tillegg til transportvirksomheten, tilbyr Höegh LNG lagring og regassifisering av naturgass. Floating Storage and Regasification Unit (FSRU) er en flytende LNG importterminal som kan fortøyes offshore eller til en brygge. Dette gjør det mulig for energiselskaper å lagre og regassifisere LNG nær markeder uten å måtte bygge lagrings- og regassifiseringsfasiliteter på land. Ved hjelp av skip til skip overføringer kan FSRU motta LNG fra vanlige LNG transportskip. FSRU fungerer også som et tradisjonelt LNG fraktskip og kan regassifisere sin egen last. FSRU er et lite marked, med kun 3 etablerte aktører med 14 enheter på vannet men flere under konstruksjon. FSRU-prosjekter er et alternativ til et landbasert lagrings- og regassifiseringsanlegg. Fordelen med FSRU er at den har en kostnad og ledetid som er under halvparten av et landbasert anlegg. Kapasiteten er derimot lavere for en FSRU, selv om nyere FSRU-fartøy begynner å nærme seg kapasiteten til et landbasert anlegg (Schaefer, FSRUs: The Leading Edge of the LNG Market, 2012).

Skip	Bygd	Eierskap	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Opsjon
GDF Suez Neptune	2009	50 %	GDF Suez						--> 2029	2039
GDF Suez Cape Ann	2010	50 %	GDF Suez						--> 2030	2040
FSRU Nybygg 1	2013	100 %			PGN				--> 2034	2044
FSRU Nybygg 2	2014	100 %				Klapeidos Nafta			--> 2024	
FSRU Nybygg 3	2014	100 %				Colbun			--> 2024	2029
FSRU Nybygg 4	2015	100 %								
FSRU Opsjon 1										
FSRU Opsjon 2										
FSRU Opsjon 3										

Tabell 2.2 Oversikt over FSRU-flåte og tilhørende kontrakter

De to FSRU fartøyene som Höegh LNG operer, GDF Suez Neptune og GDF Suez Cape Ann, er under langtidsavtale med GDF Suez. Selskapet har også fire fartøy under konstruksjon fra Hyundai som blir ferdigstilt i perioden 2013-2015, med opsjoner for bestilling av tre ytterligere fartøy (Höegh LNG). FSRU-flåten til Höegh LNG har god kontraktsdekning. Det er kun det siste nybygget som ble bestilt i oktober som ikke har en langtidskontrakt. Den gode kontraktsdekningen innebærer sikre kontantstrømmer på lang sikt for selskapet.

### 3. Teori og valg av metode

Det eksisterer flere ulike modeller som tar sikte på å verdsette et selskap. I dette kapittelet tas det utgangspunkt i Kaldestad og Møller sitt oppsett. De metodene som er best egnet til å verdsette shippingsselskap presenteres og blir klassifisert i følgende fire kategorier (Kaldestad & Møller, 2011).

- Inntjeningsbasert tilnærming
- Markedsbasert tilnærming
- Balansebasert tilnærming
- Opsjonsbasert tilnærming

I dette kapittelet vil de fire kategoriene presenteres, fordeler og ulemper vil bli diskutert og det vil tas valg når det kommer til hvilken som best egnet for utredningens formål.

#### 3.1 Inntjeningsbasert tilnærming

Noe overfladisk kan man si at denne metoden består av tre steg. 1) Utarbeide prognoser på fremtidige kontantstrømmer, 2) estimere et avkastningskrav, 3) neddiskontere fremtidige kontantstrømmer med avkastningskravet for å finne nåverdien.

Utarbeidelsen av prognosene for fremtidige kontantstrømmer bygger på både en strategisk analyse og en regnskapsanalyse. Utfordringen i å estimere fremtidige kontantstrømmer er betydelig, og unøyaktigheten øker med prognosetiden. Modellen antar at et selskap varer evig, og man beregner derfor en terminalverdi etter et spesifisert antall år med eksplisitte prognoser. Hovedregelen er at den eksplisitte perioden skal beregnes frem til steady state, definert som en situasjon med konstant vekst og konstant avkastning. Hvor mange år det tar før denne situasjonen inntreffer avhenger av situasjonen selskapet-, og bransjen forøvrig, befinner seg i (Koller, Goedhart, & Wessels, 2010). Terminalverdien beregnes ved bruk av Gordons vekstmodell:

$$\text{Terminalverdi} = \frac{\text{Kontantstrøm}}{\text{Avkastningskrav} - \text{Vekstfaktor}}$$

Det er ulike varianter av den inntjeningsbaserte tilnærmingen. Metodene har lik fremgangsmåte, men kontantstrømmene kan baseres på investors hånd, til totalkapitalen eller egenkapitalen (Kaldestad & Møller, 2011).

Kontantstrøm basert på investors hånd kalles også dividendemodellen. Her finner man egenkapitalverdien som nåverdien av fremtidige dividender. De fremtidige dividende-estimatene tar utgangspunkt i en andel av netto kontantstrøm til eierne. Følgelig finner man verdien av egenkapital direkte ved bruk av denne metoden. En fordel med denne metoden er at utbytte er den mest direkte form for avkastning en investor mottar, og den virker dermed intuitivt fornuftig. Ulempen er at metoden antar konstant gjeldsandel gjennom analyseperioden. Egenkapitalavkastningskravet avhenger av gjeldsandelen til selskapet, og dersom denne forandres, noe den i praksis som regel gjør, vil avkastningskravet gjøre det samme. Det er både upraktisk og tidkrevende å operere med et avkastningskrav som varierer over tid (Kaldestad & Møller, 2011).

Kontantstrøm til egenkapital ser på hvilken kontantstrøm som er tilgjengelig for eierne når finansielle poster er inkludert. Metoden finner egenkapitalverdien direkte ved å diskontere kontantstrømmen med egenkapitalkravet (Kaldestad & Møller, 2011).

Kontantstrøm til totalkapitalen identifiserer den totale frie kontantstrømmen driften av selskapet genererer. Metoden blir følgelig også kalt fri kontantstrøm fra drift (FKD). Denne kontantstrømmen er tilgjengelig både til egenkapitalholdere og långivere. Man må dermed diskontere kontantstrømmen med et avkastningskrav som tar hensyn til selskapets finansielle struktur. Et passende avkastningskrav i denne sammenheng er den vektete gjennomsnittlige kapitalkostnaden (WACC). Ved å benytte denne metoden beregner man selskapets virksomhetsverdi. Man må dermed legge til finansielle eiendeler og trekke fra rentebærende gjeld for å finne egenkapitalverdien (Kaldestad & Møller, 2011).

## 3.2 Markedsbasert tilnærming

Denne metoden tar utgangspunkt i markedsverdien på sammenlignbare selskaper. I stedet for å beregne verdien av kontantstrømmene til selskapet direkte, estimerer man verdien av

selskapet basert på verdien av sammenlignbare selskaper man antar vil motta veldig like kontantstrømmer i fremtiden. Det er selvfølgelig tilnærmet umulig å finne identiske selskaper, og man bruker multipler i et forsøk på å justere for noen av disse forskjellene. Det er flere multipler man kan benytte, og de mest vanlige er Price/Earnings-ratio og Virksomhetsverdi/EBITDA-ratio. For at multiplene skal kunne brukes må de ha et positivt fortegn. Et selskap med negativt resultat kan følgelig ikke verdsettes ved bruk av Price/Earnings-ratio (Berk & DeMarzo, Corporate Finance 2nd Edition, 2011).

Fordeler med denne metoden er at man raskt og enkelt kan finne et estimat på det selskapet man vurderer, i tillegg til at den er mye benyttet i praksis. Svakheten er først og fremst at ingen selskaper er like og forskjeller i faktorer som størrelse, vekst, lønnsomhet og risiko blir ikke inkorporert i modellen. Investorer forstår disse forskjellene og aksjene prises deretter. Ved bruk av multipler er det ingen klare retningslinjer for hvordan man skal ta hensyn til/justere for disse ulikhetene. Det er følgelig en betydelig svakhet at den markedsbaserte tilnærmingen ikke tar hensyn til viktige forskjeller selskapene imellom. En annen svakhet er at man kun får informasjon om verdien til et selskap på bakgrunn av verdien til de sammenlignbare selskapene. Dersom en hel bransje er overvurdert vil selskapet som verdsettes også bli overvurdert med denne metoden. (Berk & DeMarzo, Corporate Finance 2nd Edition, 2011).

### 3.3 Balansebasert tilnærming

Den balansebaserte tilnærmingen kan baseres på substansverdi eller likvidasjonsverdi. Under følger en presentasjon av de to metodene.

#### 3.3.1 Substansverdi

Substansverdi eller Net Asset Value (NAV) baserer seg på å finne markedsverdien på eiendelene til selskapet. En forutsetning er at eiendelene i stor grad er uavhengig av bedriften, det vil si at eiendelen vil kunne skape like mye verdi i en annen bedrift i bransjen.

Metoden brukes ofte for selskaper som driver med f.eks. eiendom eller shipping (Kaldestad & Møller, 2011). Shippingselskaper som Höegh LNG har store verdier knyttet til flåten sin, og inntjeningen til selskapet er sterkt avhengig av utnyttelsen av eiendelene. Det er hovedsakelig tre metoder for å verdsette eiendelene: markedsmetoden, gjenanskaffelseskost og inntektsmetoden.

### ***Markedsmetoden***

Metoden forutsetter at det finnes et marked for eiendelene, slik at det er mulig å finne handler for sammenlignbare skip. Verdien på et skip vil dermed basere seg på siste handel av et lignende skip. Denne prisen justeres i forhold til ulike forandringer i markedet siden handelen fant sted, som f.eks. endringer i dagsrater, leveringstid og lignende. Det justeres også for tekniske egenskaper ved skipet, dersom det er forskjeller. Dette er en vanlig tilnærming blant skipsmeglere i bransjen (The Baltic, 2009).

### ***Gjenanskaffelseskost***

Verdien på et skip er her vurdert som prisen på å anskaffe et identisk skip i dag fra samme skipsverft, i original forstand for så å avskrives til skipets nåværende tilstand. Dette er en metode som egner seg mer for spesialbygde skip, med egenskaper som skiller seg veldig ut (Damodaran, 2002).

### ***Inntektsmetoden***

Denne metoden baserer seg på fremtidige kontantstrømmer som skipet vil bidra med. Verdien på skipet vil dermed være nåverdien av forventede fremtidige kontantstrømmer gjennom skipets levetid. Selv om modellen er logisk og bør gi det beste estimatet på verdien på et skip, avhenger verdien av mange faktorer. For å finne fremtidige kontantstrømmer må vi estimere fremtidige dagsrater, driftskostnader, investeringer og skipets levetid. Dagsrater vil igjen avhenge av faktorer som fremtidig økonomisk vekst, fraktruter, politiske og makroøkonomiske forhold. Metoden er derfor avhengig av nøye vurdering av faktorene som inngår i modellen (Damodaran, 2002).



### 3.3.2 Likvidasjonsverdi

Likvidasjonsverdi er den verdien eierne ville sisset igjen med dersom alle eiendelene i selskapet ble solgt i dag og gjelden nedbetalt. Denne verdien er ofte lavere enn substansverdien. Det kommer av forutsetningen om ingen videre drift og at eiendelene dermed selges umiddelbart. Dette fører til at man ofte får en lavere pris for eiendelene og avviklingskostnadene blir høyere. Likvidasjonsverdien ansees dermed som den laveste verdien eierne kan kreve for selskapet. Denne metoden vil ikke gå nærmere inn på da vi ikke anser likvidasjonsverdien som et godt estimat på den virkelige verdien til Höegh LNG (Kaldestad & Møller, 2011).

### 3.4 Opsjonsbasert tilnærming

Denne metoden tar hensyn til verdien av å inneha retten, men ikke plikten, til å utføre ulike tiltak. Denne retten kalles realopsjon. I noen tilfeller vil tradisjonell fundamentalanalyse undervurdere verdien av et selskap da verdien av realopsjoner ikke tas hensyn til. For eksempel kan et prosjekt ha en negativ nåverdi, og dermed bli verdsatt til null. Et selskap med rettighetene til prosjektet må huske å ta hensyn til at forutsetningene kan endre seg, og gi prosjektet en positiv nåverdi i fremtiden. Realopsjonen har dermed en verdi som må tas hensyn til.

Den totale verdien til et selskap finnes ved å beregne nåverdien av fremtidige kontantstrømmer i et statisk scenario og legge til verdien av realopsjonen. Man kan dermed argumentere for at dette er et tillegg til den inntjeningsbaserte tilnærmingen, og ikke en egen metode. Denne metoden er mest benyttet i praksis for selskaper som operer i markeder med binomiske utfall (Kaldestad & Møller, 2011)

### 3.5 Valg av metode

Metodene benyttet i denne utredningen er den inntjeningsbaserte tilnærmingen supplert med opsjonsbasert tilnærming og den balansebaserte tilnærmingen. Det er hensiktsmessig å benytte to ulike modeller når vi foretar verddivurderingen, da det er forventet stor usikkerhet knyttet til flere av antagelsene som må gjøres underveis. Ved å benytte to ulike metoder kan man sammenligne resultatene disse gir, og dette vil si noe om tilliten man kan knytte til verdiestimatet.

Valget av metoder avhengte i stor grad av forhold knyttet til selve selskapet som skal vurderes. Höegh LNG opererer innenfor både LNG- og FSRU-bransjen, og satser stadig mer på sistnevnte. FSRU-bransjen er i oppstartsfasen og det forventes at Höegh LNG vil oppleve en sterk vekst i omsetningen.

Grunnen til at den inntjeningsbaserte tilnærmingen ble valgt er at dette er den mest grundige metoden. Det er relativt gode forutsetninger for å lage prognoser for fremtiden og denne modellen er den mest gjennomsluktige. De andre modellene er like sensitive for kritiske forutsetninger, men disse gjøres implisitt. I den inntjeningsbaserte tilnærmingen vil det tydeligere komme frem hvilke forutsetninger som er tatt underveis, og hvordan disse påvirker resultatet (Kaldestad & Møller, 2011).

Gjennom samtaler med analytikere kom det frem at den balansebaserte tilnærmingen er vanlig å bruke i praksis. Grunnen til dette er at verdien av eiendelene i utgangspunktet er uavhengig av eier. I tillegg vil verdien av eiendelene reflektere nåverdien av de fremtidige kontantstrømmene de forventes å generere (Berle, 2012).

Et vanlig supplement til den inntjeningsbaserte tilnærmingen er den markedsbaserte tilnærmingen. Höegh LNG har opplevd et negativt årsresultat de seneste årene, og den markedsbaserte tilnærmingen er derfor ikke egnet som verdsettelsesmetode.

Av årsrapporten fremgår det at Höegh LNG innehar opsjoner på tre FSRU-enheter (Höegh LNG). Disse vil i utgangspunktet ha en positiv nåverdi og dette må tas hensyn til. For å finne et estimat på verdien av disse ble den opsjonsbaserte tilnærmingen benyttet.

### 3.6 Fremgangsmåte

Først vil det foretas en verdivurdering av Höegh LNG ved bruk av den inntjeningsbaserte tilnærmingen. Prognosene av fremtidige kontantstrømmer vil bygges på en strategisk analyse og en regnskapsanalyse. Det vil fokuseres på den totale frie kontantstrømmen fra drift da denne er et godt mål på den underliggende lønnsomheten til selskapet. I praksis benytter analytikere EBITDA som mål på kontantstrømmen fra drift, fordi man da er mindre utsatt for tilfeldige variasjoner og forskjeller i regnskapsprinsipper enn dersom man inkluderte flere poster. Det gjør det også enklere å sammenligne på tvers av bedrifter. Dette målet tar utgangspunkt i historisk inntjening før finansposter, skatt, avskrivning og nedskrivning. De historiske resultatene vil justeres for unormale poster for å gjøre datagrunnlaget best egnet til å predikere fremtiden. Videre justeres det for endring i arbeidskapital, investeringer og skatteeffekt for å identifisere den totale frie kontantstrømmen fra drift. Da det er kontantstrøm til totalkapitalen som estimeres innebærer dette at man må beregne WACC for å finne nåverdien av disse kontantstrømmene. Egenkapitalverdien finnes ved å trekke fra netto finansiell gjeld.

Verdien av realopsjonene til selskapet blir estimert ved hjelp av en tilpasset Black & Scholes formel. Hvilken effekt disse har på aksjeprisen blir behandlet under sensitivitetsanalysen.

Usikkerheten til verdiestimatet forventes å være stor, så det vil foretas en grundig sensitivitetsanalyse for å teste usikkerheten til estimatet. I tillegg vil det suppleres med en balansebasert tilnærming for å ytterligere teste reliabiliteten til resultatet. Av praktiske hensyn vil det gis en grundig fremstilling av formler og modeller underveis i oppgaven der det er hensiktsmessig.

## 4. Strategisk analyse

Vi vil nå gjennomføre en strategisk analyse av Höegh LNG. Først vil vi gi en presentasjon av bransjen for LNG-tjenester (heretter bransjen) hvor vi ser på de viktigste forholdene, og hvordan utviklingen har vært den seneste tiden. Videre består kapittelet av en ekstern bransjeanalyse, og en internanalyse av selskapets ressurser. Målet med den strategiske analysen er å kartlegge hva som skyldes bransje- fordeler/ulempes og hva som skyldes ressurs- fordel/ulempes. Da dette er en utredning innen finansiell økonomi, er hovedfokuset på den praktiske anvendelsen av teorien, mens presentasjon og diskusjon av teorien er nedprioritert.

Det overordnede målet med eksternanalysen er å identifisere selskapets muligheter og trusler. I den forbindelse benytter vi oss av en PESTE(L)-modell, hvor formålet er å analysere makroøkonomiske forhold som er aktuelle for selskapet. I tillegg vil vi bruke Porters fem krefter modellen. Denne modellen tar sikte på å måle konkurranseintensiteten innad i bransjen selskapet opererer i.

I internanalysen er det overordnede målet å identifisere selskapets styrker og svakheter. Til dette formålet benytter vi SVIMA-modellen, hvor vi analyserer selskapets ressurser og hvorvidt dette gir selskapet en fordel/ulempe sammenlignet med sine konkurrenter.

Den strategiske analysen avsluttes med en SWOT-tabell. Her oppsummerer vi de viktigste styrkene, svakhetene, mulighetene og truslene vi har identifisert, og hvordan vi mener dette kan påvirke selskaket fremover.

### 4.1 Presentasjon av bransjen

Frakt av LNG har foregått i flere tiår, og bransjen består av mange etablerte aktører og den totale globale flåten består av i underkant 400 skip. Dette forventes å vokse kraftig i årene fremover. Et segment i bransjen for LNG-tjenester som har vokst frem de seneste årene er FSRU-fartøy. Det er foreløpig kun tre etablerte aktører som tilbyr dette produktet, Golar,

Excelerate og Höegh LNG. Men grunnet høy interesse og potensiell høy lønnsomhet er også dette et området hvor det forventes høy fremtidig vekst. Bransjen for LNG-tjenester var lenge lite lukrativ med små marginer. Jordskjelvet og tsunamien i Japan januar 2011 var med på å endre dette. Katastrofen påkrevde nedleggelsen av flere atomkraftverk i landet og dette innebar at Japan, som allerede var verdens største importør av LNG, måtte importere enda mer. Samtidig opplevde markedet en vekst i etterspørselen etter LNG i resten av verden også, da hovedsakelig fra Kina og Sør Korea. Dette førte til at daglige fraktrater steg dramatisk, og LNG-shipping var plutselig det mest lønnsomme segmentet i den globale shippingbransjen. Administrerende direktør i Höegh LNG illustrerte de store endringene med følgende utsagn “I’ve been in the LNG market for more than 20 years and I’ve never seen the market change this rapidly or this strongly” (Schaefer, Oil and Gas Investment Bulletin, 2012). Selskaper i bransjen bestiller nå nye skip for å tilpasse seg den økte etterspørselen, men dette tar tid. Som følge av lav lønnsomhet de seneste årene ble det bestilt få LNG-fartøy og FSRU. Når det tar omtrent to år fra et skip blir bestilt til det er ferdig, innebærer dette at det tar lang tid å tilpasse seg den økte etterspørselen. I tillegg er det få verft som har teknologien og kompetansen nødvendig for å produsere fartøy av denne typen.

Den økte etterspørselen krever også at den nødvendige infrastrukturen er på plass, noe som både innebærer enorme investeringer og tar lang tid. Dette fører igjen til en økende interesse for FSRU prosjekter, og analytikere har identifisert mer enn 30 prosjekter, og forventer at flere kontrakter vil bli tildelt i løpet av året (ABG Sundal Collier, 2012).

## 4.2 Ekstern analyse

### 4.2.1 PESTE(L)-modellen

I første del av eksternanalysen ser vi på makroforhold som påvirker bransjen for LNG-tjenester. Vi er interessert i faktorer av politisk, miljømessig, økonomisk, og teknologisk art som har innvirkning på bransjen Höegh LNG operer i. Det teoretiske grunnlaget for modellen er hentet fra SOL040 (Stensaker, 2010).

### ***Politikk og miljø***

Politiske faktorer omhandler hvordan og til hvilken grad myndighetene griper inn i bransjen. I bransjen til Höegh LNG er det flere myndigheter å forholde seg til, da selskapet operer på global basis. LNG industrien er veldig kapitalintensiv og krever store investeringer for utbygging av infrastruktur. Dette gjør at gjennomføringen av LNG-prosjekter er en utfordrende prosess. Tilbudet av naturgass blir påvirket av utvinningstillatelser og reguleringer av myndighetene. Etterspørselen blir også påvirket av om myndighetene i ulike land innfører tiltak for økt bruk av naturgass. Det må bygges rørledninger og infrastruktur for å kunne utnytte naturgassen. Politiske beslutninger kan derfor påvirke tilbud og etterspørsel av naturgass i relativt stor grad. Kina har iverksatt en plan om at innen 2020 skal 10 % av totalt energiforbruk komme fra naturgass, opp fra dagens 5 % (Krogstad, 2012). Dette gir store utslag på etterspørselen etter naturgass i bransjen.

Miljømessige faktorer er økologiske og miljømessige aspekter som vær, klima og klimaendringer, som kan spesielt påvirke bransjen. Klimakrisen har fått stor oppmerksomhet og har ført til økt fokus på miljøtiltak. De nærmeste alternativene til naturgass er andre fossile brensler som olje og kull. Begge alternativene forurenses miljøet i sterkere grad enn naturgass (Krogstad, 2012). Politiske virkemidler som toll og kvoter blir brukt for å vri energibruken mot mer miljøvennlige alternativer. Regulering fra myndighetene kan dermed føre til økt satsing på bruk av naturgass. Miljøhensyn vil også kunne øke investeringskostnadene til selskapet ved at man satser på mer miljøvennlige løsninger. Det forventes at avgifter på miljøbelastning og forurensning vil øke i fremtiden, og at dermed miljøvennlige løsninger vil kunne være lønnsomt på sikt. Eksempler på miljøvennlige løsninger er blant annet Höegh LNG sin flåte, som hovedsakelig er drevet av naturgass, som har betydelig lavere utslipp av CO<sub>2</sub> enn olje og andre fossile brensler. Selskapet har også et ISM og ISO 14001 sertifisert miljøstyringssystem. Dette formaliserer selskapets fokus på miljø og setter krav til undersøkelser av selskapets påvirkning på miljøet og tiltak for å redusere disse (Höegh LNG).

### ***Økonomi***

Økonomiske faktorer består av økonomisk vekst, valutakurser og rentenivået. Disse parameterne er med på å påvirke et selskaps etterspørsel, inntekter, kostnader og risiko, og er således interessante å analysere nærmere.

**Økonomisk vekst**

Det er hovedsakelig økonomisk vekst som påvirker bransjen for LNG-tjenester, da økonomisk vekst og etterspørsel etter naturlig gass henger nøye sammen (ABG Sundal Collier, 2011). Etterspørselen etter naturlig gass vil igjen påvirke LNG-shipping ratene. Den globale økonomiske veksten er forventet å være relativt lav, men stabil i nærmeste framtid. Bankkrisen i euro-området er fortsatt ikke ufarlig og ytterligere politisk handling er nødvendig for å innføre mer tillit i markedet. Dette er den største trusselen for verdensøkonomien (Padoan, 2012).

**Valutakurs**

Majoriteten av HÖEGH LNG sine forretningstransaksjoner er i utenlandsk valuta, og valutakursendringer kan følgelig påvirke resultatposter betydelig. Fremtidige endringer i valutakurser er i stor grad stokastiske og svært vanskelige å forutse. Da selskapet har stor sikringsaktivitet gjennom finansielle instrumenter, velger vi ikke å analysere denne risikoen nærmere. (Höegh LNG).

**Rentenivå**

HÖEGH LNG har en betydelig gjeldsandel, og gjelden er underlagt flytende rente. Majoriteten av denne gjelden er midlertidig byttet til fast rente gjennom swaption avtaler. Som sådan er selskapet bare i begrenset grad eksponert for svingninger i rentenivået på eksisterende gjeld (Höegh LNG)

***Teknologi***

Teknologiske faktorer omfatter forhold som forskning, teknologisk utvikling og teknologiske incentiver. Teknologi kan redusere kostnader, forbedre kvaliteten og føre til innovasjon. Höegh LNG opererer i en bransje med rask teknologisk utvikling. Fartøy oppnår høyere kapasitet, blir billigere i produksjon, oppnår lavere boil-off, og er mer drivstoffeffektive som følge av denne utviklingen. Moderne FSRU enheter har en mye høyere regassifiseringskapasitet enn gamle, og er dermed mer konkurransedyktige sammenlignet med regassifiseringsterminaler. I tillegg mottar moderne fartøy høyere rater som følge av de nevnte teknologiske nyvinningene (Hyundai Heavy Industries, 2012). HÖEGH LNG har investert kraftig i «in house» teknisk ekspertise og er i ferd med å inneha

markedets mest moderne FSRU flåte. Selskapet virker å være sterkt posisjonert når det gjelder den teknologiske utviklingen i bransjen (Sveinung J. S. Støhle, 2012).

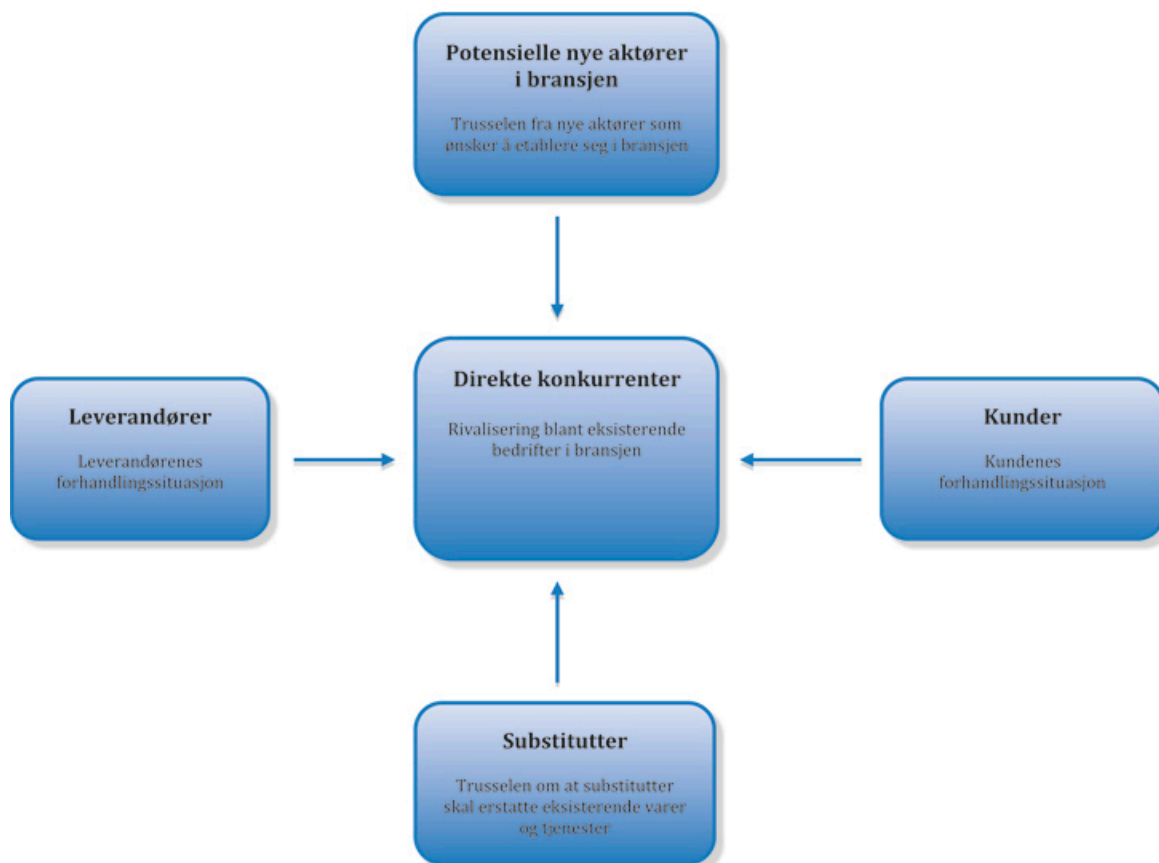
#### **4.2.2 Bransjeanalyse**

Det er interessant å analysere bransjen Höegh LNG opererer i. Dette for å vurdere lønnsomheten i bransjen og mulighetene de ulike aktørene har til å kapre verdier. En bransje kan defineres som en gruppe av bedrifter som tilfredsstiller de samme behov, ved å tilby produkter eller tjenester som er nære substitutt til hverandre (Barney, 2007). Höegh LNG tilbyr både LNG-shipping og FSRU-tjenester. Dette er nært relaterte produkter, men likevel tilstrekkelig forskjellige til at vi mener de må analyseres delvis separat. Dette fordi LNG-shipping er en mer moden bransje med flere aktører enn hva gjelder for FSRU.

Med dette som utgangspunkt vil vi bruke teoretisk rammeverk for å analysere bransjen grundigere. Som rammeverk bruker vi Porters fem krefter modellen. Denne modellen utforsker hvor lønnsom en bransje er basert på konkurranseintensiteten innad i bransjen. Høy konkurranseintensitet gjør det vanskeligere å oppnå konkurransefortrinn innad i en bransje (Barney, 2007).



### 4.2.3 Porters fem krefter



Figur 4.1 Porters fem krefter illustrert

#### *Potensielle nye aktører i bransjen*

En bransje med superprofitt tiltrekker seg nye aktører. Etterhvert som nye aktører entrer markedet vil tilbudet øke, og dermed prisen falle. Dersom det ikke eksisterer barrierer som hindrer nyetableringer, vil superprofitten elimineres som følge av økt konkurranse (Barney, 2007).

Bransjen for LNG-tjenester er relativt lønnsom, har gode framtidsutsikter og er således en attraktiv bransje for nye aktører. LNG-shipping er som nevnt tidligere nå den mest

lønnsomme bransjen i den globale shippingbransjen. Delkonklusjonen blir derfor at bransjen er attraktiv for nyetableringer som følge av lønnsomheten og framtidsutsiktene.

### **LNG og FSRU**

Lønnsomme bransjer vil tiltrekke seg nyetableringer dersom etableringsbarrierene ikke er tilstrekkelige. Relevante etableringsbarrierer i denne sammenheng er etableringskostnader, etableringsmuligheter og kundelojalitet (Barney, 2007).

Å kjøpe et nytt LNG fartøy koster omtrent USD 200m, mens en FSRU koster omtrent USD 320m. Kostnadene for nyetableringer er med andre ord definitivt overkommelige for aktører av en viss størrelse. Finansieringen kan by på utfordringer da banksektoren krever at kontrakter skal være på plass for å utstede lån. I kampen om kontrakter stiller erfarne velrespekterte aktører sterkt, noe som igjen gjør det vanskelig for nyetableringer. Dette taler for at nyetableringer må finne alternative kilder, som for eksempel obligasjoner, til å finansiere kjøp av fartøy (Huseby, 2012). Videre bruker et verft omlag 2-3 år på å ferdigstille et skip fra det mottar ordre. Nye fartøysordre i den umiddelbare fremtid er også usannsynlig grunnet mangel på tilgjengelig kapasitet i verftene. Denne kapasiteten vil ikke øke før 2015 (Fearnley LNG, 2012). De fleste FSRU anbud krever prekvalifisering med hensyn til tekniske løsninger og erfaring i bransjen (DNB Markets, 2012). Det er dermed grunnlag for å anta at selskaper med lang erfaring og godt rykte vil ha klare fordeler sammenlignet med nye selskaper når det kommer til tildeling av kontrakter. Totalt sett vurderes trusselen fra nye aktører i bransjen for å være lav på 2-3 års horisont, deretter meget høy.

### ***Substitutter***

Et substitutt er et produkt eller en tjeneste som tilfredsstiller samme behov for en forbruker som et annet produkt eller tjeneste oppfyller. Substitutter påvirker lønnsomheten i en bransje da dette fører til økt konkurranse og reduserte markedsandeler. Hvor stor trussel substitutter utgjør avhenger av den relative prisforskjellen, byttekostnader, antall substitutter og produktenes kvalitet (Barney, 2007).

## **LNG**

Det er flere alternativer når det kommer til frakt av gass. I tillegg til transport av LNG, har man bruk av rør som det mest reelle alternativet. I utgangspunktet vil dette føre til økt konkurranse. Hvilket alternativ som stiller sterkest avhenger av avstand, og strekningens egenskaper. For korte avstander hvor det er enkelt å bygge rør vil bruk av rør være mest kostnadseffektivt. For lengre avstander med kystforbindelse vil transport av LNG stille sterkest. For mange strekninger vil kun en av metodene være et alternativ, noe som begrenser konkurransen. Det vil likevel være noen strekninger hvor begge metodene kan benyttes, og det er således noe konkurranse fra substitutter. Sett i lys av den økende etterspørselen etter gass på verdensbasis vil frakt av LNG ha en fordel sammenlignet med rør da denne metoden er mye mer fleksibel, og kan raskere møte etterspørselen fra nye områder.

## **FSRU**

FSRU-fartøy mottar konkurranse fra landbaserte regassifiseringsterminaler. Dette blir av oss vurdert som et substitutt til FSRU. De viktigste fordelene i FSRU markedet er lavere kostnader, kortere ledetid og økt teknisk fleksibilitet i forhold til en landbasert løsning.

Et FSRU-fartøy koster omtrent USD 250m, og det tar 2-3 år fra bestilling til den er ferdig. Til sammenligning koster omtrent USD 700m for et regassifiseringsanlegg og det tar 5-7 år å få det på plass. Mobiliteten gjør at man lettere kan tilpasse seg svingninger i etterspørselen, samt at det krever mindre lokal kunnskap. Landbaserte regassifiseringsanlegg har en fordel i at de har høyere kapasitet enn et FSRU-fartøy. Denne differansen er midlertidig i ferd med å nøytraliseres etterhvert som moderne FSRU-fartøy entrer markedet (DNB Markets, 2012).

Totalt sett er det åpenbart at både transport av LNG og FSRU-fartøy har noen betydelige fordeler sammenlignet med sine substitutter. Substituttene er likevel ikke fraværende, og trusselen vurderes til å være moderat.

## ***Kunder***

Kundene kan utgjøre en trussel for lønnsomheten i bransjen dersom de har en sterk forhandlingsposisjon. Hvor sterk forhandlingsposisjon avhenger av tilbud og etterspørsel, byttekostnadene til kundene og mulighetene til vertikal integrasjon og (Barney, 2007).

Kundene til bransjen er energiselskapene som produserer gass og selger det videre til kunder internasjonalt. Energiselskapene betaler LNG-shipping selskapene for å frakte gassen til sine kunder. Selskaper med FSRU-fartøy tar i tillegg betalt for regassifisering av LNG.

### **LNG**

Det er først og fremst tilbud og etterspørsel som bestemmer maktforholdet mellom energiselselskapene og shipping selskapene. Etterspørselen etter LNG har som nevnt tidligere steget dramatisk de siste årene. Den lange produksjonstiden, samt lave verftkapasiteten gjør at det tar lang tid å øke tilbudskapiteten. Dette vil i midlertidig endre seg i fremtiden da stadig flere skipsverft begynner å satse på produksjon av slike fartøy.

I dagens marked har alle LNG-fartøy tilnærmet full kapasitetsutnyttelse. Det er også ventet at etterspørsel etter frakt vil stige mer enn netto flåte vekst i årene fremover (DNB Markets, 2012). Etterspørselen overgår med andre ord bransjens totale kapasitet. Det er relativt mange energiselskaper sammenlignet med aktører i LNG-bransjen, og det er i tillegg vanlig praksis å ha en stor kundeportefølje, for å unngå å være for avhengig av enkeltkunder.

Byttekostnadene til energiselskapene er relativt lave, og vil i utgangspunktet kunne utgjøre en trussel. Det er midlertidig vanlig å operere med langtidskontrakter, noe som reduserer denne trusselen. Etter hvert som markedet vokser vil det antagelig danne seg et spot marked, og flere korttidskontrakter vil inngås. Dette vil gi energiselskapene mer fleksibilitet, og kan utgjøre en trussel i fremtiden.

### **FSRU**

Situasjonen har mange likhetstrekk når det gjelder regassifisering av LNG. Regassifiseringsterminalene har ikke tilstrekkelig kapasitet til å håndtere den stadig voksende etterspørselen, samtidig som de ofte ikke er allokert der det er behov. Videre er det som nevnt tidligere identifisert omlag 30 nye FSRU-kontrakter som skal tildeles i årene fremover.

### **Vertikal integrasjon**

Bransjen sine kunder er hovedsakelig store energiselskaper med dype lommebøker. For selskaper av en viss størrelse er det snakk om småinvesteringer for å utvikle slike tjenester

selv, og det er allerede flere eksempler på energiselskaper som har anskaffet egne fartøyer (Höegh LNG). Dette er en betydelig trussel for bransjen.

Totalt konkluderer vi med at kundene utgjør en høy trussel i bransjen for LNG-tjenester.

### ***Leverandører***

En leverandør kan begrense et selskaps fortjeneste ved å kreve høyere priser, tilby dårligere service og/eller levere dårligere kvalitet. Leverandører med stor makt utgjør dermed en trussel for bransjens lønnsomhet. Makten leverandører har avhenger blant annet av størrelsen på leverandørene og hvor mange de er (Barney, 2007).

### **LNG og FSRU**

Bransjen bestiller fartøy fra skipsverft. Det er relativt få skipsverft som innehar ekspertisen nødvendig for å produsere moderne LNG-fartøy, og FSRU spesielt. Sør-Korea er en gigant på dette området, og tar imot omtrent 70 % av de totale globale ordrene på slike fartøy. Det er hovedsakelig de tre aktørene Hyundai Heavy Industries (HHI), Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering Company (DSME) og SMI som står for brorparten av disse ordrene. Spesielt HHI har store markedsandeler, og høy ekspertise på området. En gjennomsnittlig ansettelsestid hos sine ansatte på 19 år underbygger dette (Hyundai Heavy Industries, 2012). Samtidig fører den positive trenden i bransjen til at de stadig mottar flere ordre (Goider, 2012). Den økende etterspørselen etter LNG- og spesielt FSRU-fartøy har ført til at kapasiteten til skipsverftene er presset. Verftene har fulle ordrebøker og har vanskeligheter med å ta imot nye ordre (Hyundai Heavy Industries, 2012). Dette taler for at leverandørene har høy makt.

Prisene på LNG-fartøy og FSRU-fartøy har steget noe den siste tiden som følge av en oppsving i markedet. På en annen side er prisene på slike fartøy betydelig lavere enn hva de var i 2009. Dette har hovedsakelig med teknologiske fremskritt å gjøre. Videre ser vi at stadig flere skipsverft begynner å satse på produksjon av slike fartøy, da resten av shippingbransjen går relativt tregt (Fearnley LNG, 2012). Dette vil hjelpe til å holde prisene nede. Totalt sett konkluderer vi med at leverandørene utgjør en moderat trussel i bransjen.

### *Intern konkurranse*

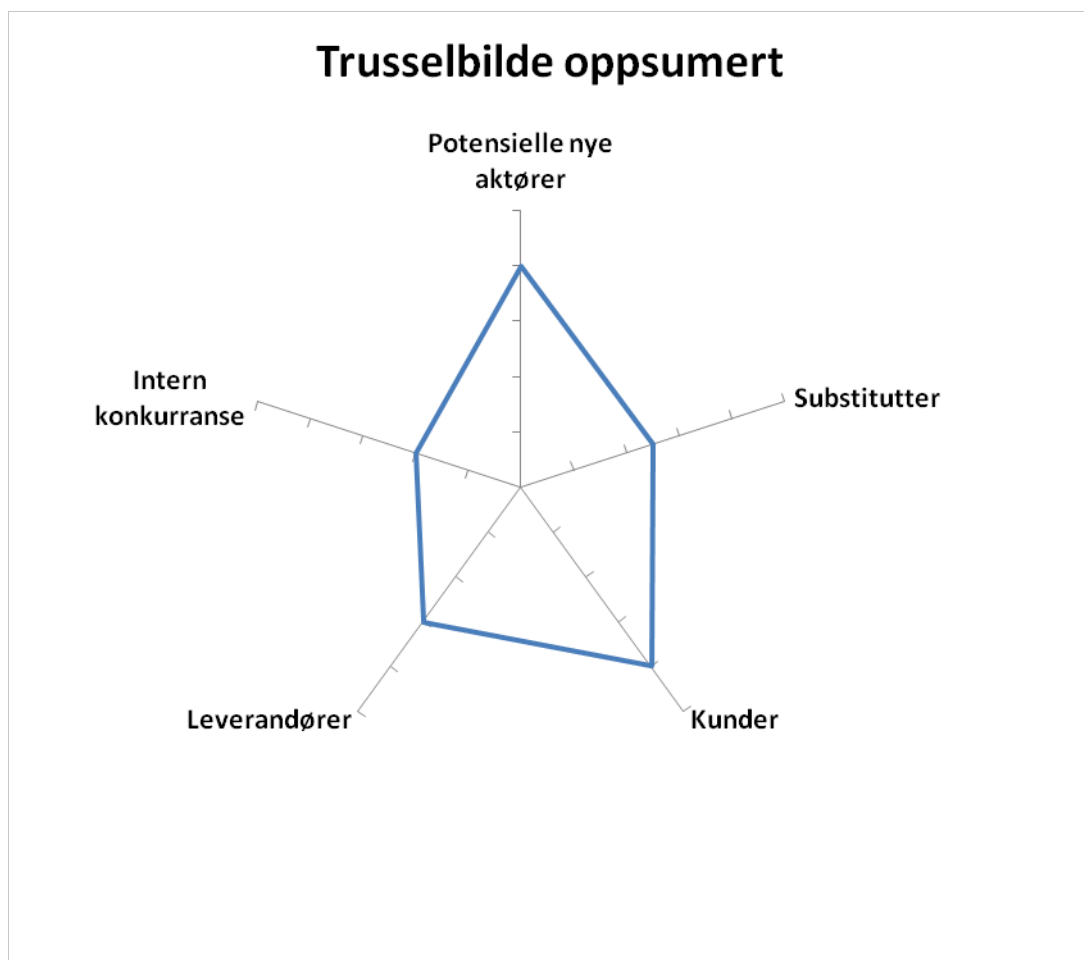
En konkurrent er et selskap som tilbyr produkter/tjenester som dekker samme behov hos kunden. Hvor sterk den interne rivaliseringen for LNG-tjenester er, avhenger i all hovedsak av markedsstrukturen, veksten i bransjen og produkt differensiering. Dersom konkurransen er sterk vil dette gå ut over lønnsomheten i bransjen (Barney, 2007).

Det er et betydelig antall selskaper som tilbyr LNG-tjenester, noe som taler for moderat konkurranse mellom selskapene. Til tross for at det finnes noen store aktører kjennetegnes bransjen av at flere av selskapene er relativt like i størrelse og innflytelse. Dette gjør det vanskelig for selskapene å redusere konkurransen gjennom stilltiende prissamarbeid (Barney, 2007)

Når det gjelder etterspørsel etter LNG- tjenester overgår denne tilbudet, og avstanden er økende. Det er forventet at veksten i tilbud ikke vil ta igjen veksten i etterspørsel før 2013 (DNB Markets, 2012). Dette gjelder for både etterspørselen etter LNG-tjenester samt FSRU-prosjekter. Denne situasjonen svekker den interne konkurransen i bransjen.

Rivaliseringen er normalt høy når det er lite differensiering mellom produktene. Selskapene i bransjen har differensiert seg til en viss grad, da noen tilbyr kun transport av LNG, mens noen i tillegg tilbyr regassifisering ved bruk av FSRU enheter. Da aktørene i bransjen tilbyr noe differensierte produkter taler dette for at konkurransen minker. Den totale FSRU flåten består midlertidig av kun 14 enheter fordelt på tre aktører. Dette er riktignok et tall som kan vokse stort, og det er foreløpig ytterligere syv under bygging. Likevel gir dette grunnlag for å anta at det ikke er like sterk intern konkurranse for FSRU-tjenester, som det er for LNG-tjenester.

Totalt sett konkluderes det med at den interne konkurranse innad i bransjen vurderes til å være lav-moderat.



Figur 4.2 Trusselbilde i bransjen for LNG-tjenester

#### 4.2.4 Konklusjon eksternanalyse

Konklusjonen fra eksternanalysen er at trusslene i bransjen blir vurdert som moderate. Det ser ut til at den lave rivaliseringen i bransjen kommer til å fortsette framover på kort sikt. På lang sikt er det en betydelig trussel fra nyetableringer som følge av relativt lav intern konkurranse, vertikal integrasjon og høy lønnsomhet. Da vil rivalisering presse marginene ned i forhold til dagens nivå. Transport av LNG har i midlertidig en konkurransefordel sammenlignet med sine substitutter.

Den største trusselen bransjen står ovenfor er dermed nyetableringer, bankkrisen i Europa, og effekten denne vil ha på den globale økonomiske veksten.

Den største muligheten ligger i at LNG fortsetter å foretrekkes foran alternative energikilder, samt at den globale økonomiske veksten forbedres.

### 4.3 Internanalyse

I denne delen av utredningen vil de interne ressursene til Höegh LNG ses nærmere på. Det er vanskelig for eksterne interessenter å analysere de interne ressursene i et selskap. Tilgjengelig informasjon som årsrapporter og lignende vil alltid være partiske for det aktuelle selskapet. Det er derfor viktig å være så kritiske og nøytrale som mulig i vurderingen. Formålet er å kartlegge ressursene til Höegh LNG og vurdere deres konkurransevne og vurdere hvorvidt ressursene kan skape et varig konkurransefortrinn for bedriften.

Jacobsen og Lien (2001) definerer ressurser som ”beholdninger av innsatsfaktorer som påvirker bedriftens relative evne til å iverksette produktmarkedsstrategier”. Disse ressursene medfører fordeler eller ulemper i forhold til å iverksette en strategi. Slike ressurser kan være finansiell kapital, lokalisering, organisatoriske systemer, kompetanse, eiendeler, relasjoner og lignende. De mest verdifulle ressursene er dynamiske. Dynamiske ressurser er ressurser som øker ved forbruk og utvikler nye ressurser. Disse er i kontinuerlig utvikling og er dermed vanskelig å kopiere for konkurrenter. (Jacobsen & Lien, 2001). Det er utfordrende for bedrifter å oppnå et realisert konkurransefortrinn, og særlig å beholde det. I store internasjonale bransjer er konkurransen stor og konkurrentene vil alltid jobbe for å utjevne forskjeller. Hvilke ressurser Höegh LNG besitter og hvordan disse anvendes er avgjørende for å skape og opprettholde et konkurransefortrinn. I den sammenheng deles ressursene til Höegh LNG inn i fire kategorier: Finansielle ressurser, fysiske ressurser, menneskelige ressurser og organisatoriske ressurser.



<b>Finansielle ressurser</b>	Soliditet,  Likviditet  Lån og investeringer
<b>Fysiske ressurser</b>	Flåte  Patenter  Geografisk lokasjon
<b>Menneskelige ressurser</b>	Ansatte  Industrikompetanse  Innovasjon
<b>Organisatoriske ressurser</b>	Merkenavn  Styringssystem  Relasjoner

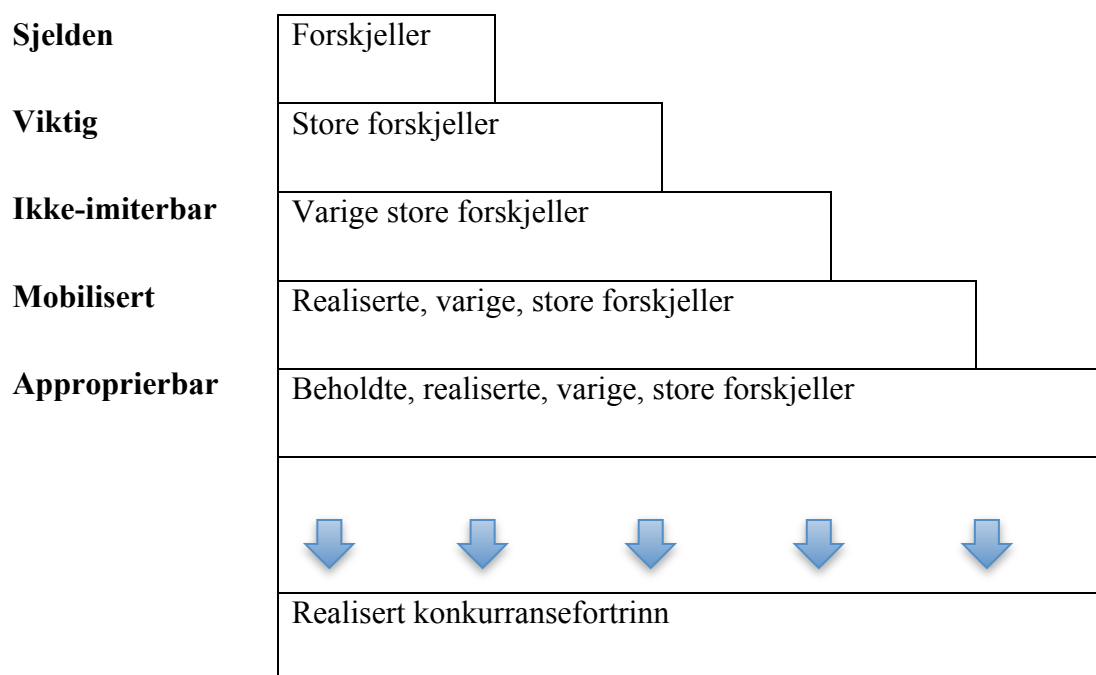
*Tabell 4.1 Interne ressurser i Höegh LNG*

Ressursene i tabellen over kan skape et konkurransefortrinn dersom de har de rette egenskapene og anvendes optimalt. For å vurdere dette benyttes en SVIMA-modellen.

En SVIMA-analyse kan brukes til å avdekke bedriftens ressurser, og gi innsikt i hvorvidt ressursene utnytter muligheter eller reduserer trusler i selskapets omgivelser. For at en ressurs skal kunne skape konkurransefortrinn må fem betingelser være til stede.

1. Sjelden
2. Viktig
3. Ikke-imiterbar
4. Mobiliserbar
5. Appropriierbar

At en ressurs er *sjelden* vil si at konkurrentene ikke har samme mengde eller kvalitet av den aktuelle ressursen. En ressurs som konkurrentene besitter i samme grad, vil ikke kunne forklare forskjeller i lønnsomhet. Det holder i midlertidig ikke at en ressurs er sjelden, den må også være relevant i forhold til å skape verdi og kunne konkurrere på markedet. Med en *viktig* ressurs menes det at ressursen må ha stor effekt på kostnader eller inntekter og dermed gi grunnlag for lønnsomhetsforskjeller. For at ressurser skal være verdifulle på sikt må de være *ikke-imiterbare*. Det vil si at konkurrentene ikke kan kopiere ressursen eller erstatte den med et substitutt som utfører samme funksjon. For at en ressurs er *mobiliserbar* må den kunne omgjøres til økonomisk verdi for bedriften. Den må utnyttes intensivt i bedriftens strategi. Den siste betingelsen som må være til stede er *appropriierbar*, det vil si at ressursen må eies for at verdiene tilfaller bedriften. Figuren under viser hvordan disse betingelsene fører til at en ressurs kan skape konkurransefortrinn.



Tabell 4.2 SVIMA-trappen (Jacobsen & Lien, 2001)

Disse betingelsene kan brukes som et analyseverktøy i SVIMA-testen. Først finner man alle relevante ressurser, og utsetter de aktuelle ressursene for de fem betingelsene. Figuren under viser ulike utfall av en slik test. I dette tilfellet er det brukt Ja/Nei som variabler, men det kan for eksempel også brukes en skala fra 1 til 5.

Sjelden	Viktig	Ikke- imiterbar	Mobilisert	Approprierbar	Utfall
Nei	Ja	Ja	Ja	Ja	Paritet
Ja	Nei	Ja	Ja	Ja	Trivielt fortrinn
Ja	Ja	Nei	Ja	Ja	Midlertidig fortrinn
Ja	Ja	Ja	Nei	Ja	Potensielt varig fortrinn
Ja	Ja	Ja	Ja	Nei	Varig, ikke beholdt fortrinn
Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Varig beholdt fortrinn

Tabell 4.3 SVIMA-modell

### 4.3.1 Finansielle ressurser

#### *Finansiell kapital*

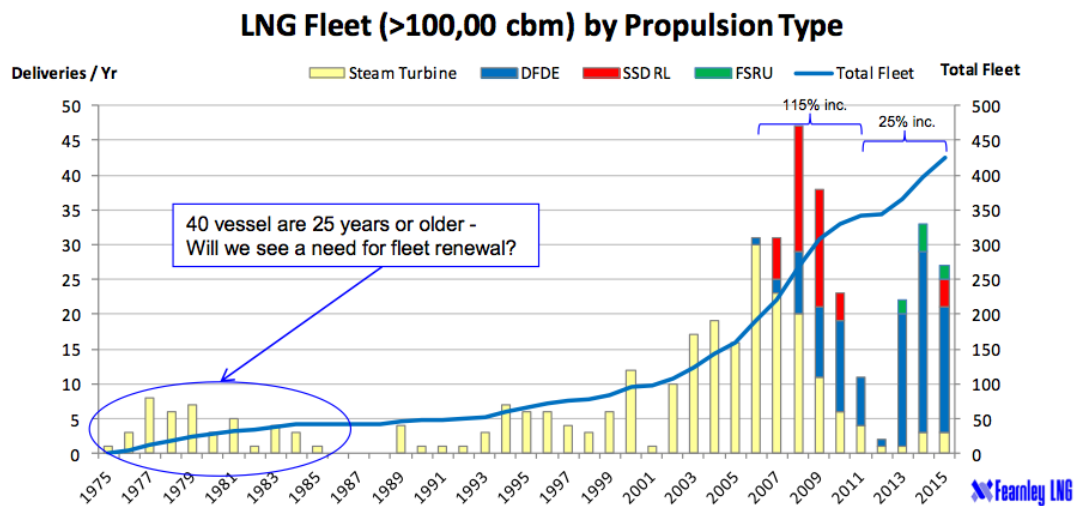
Höegh LNG hadde et negativt resultat i 2010 og 2011, men i Q3 2012 har de et positivt resultat (Höegh LNG, 2012). Selskapet har en negativ rentedekningsgrad i analyseperioden, og resultatene de siste årene er sterkt påvirket av høye rentekostnader. Dette skyldes store gjeldsfinansierte investeringer i forbindelse med nye skip. Slik kredittmarkedet er i dag er det vanskelig for bedrifter å skaffe finansiering og bankene krever gjerne at det foreligger en kontrakt for skipet før man får finansiering til å bygge det (DNB, 2012). Höegh LNG har de siste årene hentet inn kapital i kredittmarkedet og bestilt fire FSRU-fartøy som er under konstruksjon. En negativ rentedekningsgrad forteller i utgangspunktet at selskapet ikke er i stand til å betale sine rentekostnader og ikke har evne til å påta seg større låneforpliktelser. Bransjen er svært kapitalintensiv og det tar tid før man får avkastning på investeringene. Dette

gjør at den negative rentedekningsgraden ikke nødvendigvis innebærer at Höegh LNG på lengre sikt ikke er i stand til å betale rentekostnadene. En høy gjeldsbelastning er likevel en svakhet da det gjør selskapet mer sensitiv for svingninger i markedet. Høy gjeldsgrad svarer som regel til at det går veldig bra i oppgangstider og dårlig i nedgangstider på grunn av høye rentekostnader i forhold til inntekter. FSRU-kontraktene selskapet har sikret seg er på 10 og 20 år, noe som gir Höegh LNG sikre kontantstrømmer på lengre sikt. Samtidig bruker selskapet swap-avtaler aktivt for å ha fast rente framfor flytende. Dette gir et mer sikkert fremtidsbilde og bidrar til at en stor gjeldsbelastning ikke tilfører så mye risiko for selskapet som det ellers ville gjort. Den finansielle kapitalen kan sees på som en svakhet med tanke på høye rentekostnader, men med tanke på tiltakene Höegh LNG har benyttet for å redusere risiko anses det som en svakhet av moderat størrelse.

## *Fysiske ressurser*

### **Flåte**

Som beskrevet tidligere har Höegh LNG en flåte bestående av seks LNG- og to FSRU-fartøy, med fire nye FSRU-fartøy under konstruksjon. LNG- og FSRU-fartøy er dyre i produksjon med en omtrentlig kostnad på henholdsvis USD 200m. (Schaefer, FSRUs: The Leading Edge of the LNG Market, 2012) og USD 320m (Höegh LNG, 2012). Høye investeringskostnader og et trangt kredittmarked gjør det veldig viktig å ha en solid flåte for å kunne sikre seg fremtidige kontrakter. Som vist tidligere i flåtebeskrivelsen, har Höegh LNG en relativt ny flåte, med unntak av Norman Lady og LNG Libra som er bygget i henholdsvis 1973 og 1979. De eldre skipene må etter hvert skiftes ut, noe som vil påføre selskapet store kostnader. I figuren under vises markedets totale LNG- og FSRU-flåte etter alder. Som vi kan se er det 40 fartøy som er 25 år og eldre. Normal levetid for et LNG skip estimeres til 30 år (Höegh LNG). Dette tyder på at de to eldste skipene til Höegh LNG etter hvert må skiftes ut.



Figur 4.3 Total LNG flåte (Fearnley LNG, 2012)

Norman Lady vil sannsynligvis fullføre sin kontrakt fram til Q3 2013, og muligens gjennom opsjonen tjenestegjøre fram til 2015. LNG Libra har kun en 6 måneders kontrakt hos NWS i Australia. Höegh LNG oppgir at LNG Libra skal brukes i markedet for korttidskontrakter (3-5 år) etter endt kontrakt med NWS. Det konkluderes dermed med at selskapet har en flåte som er godt rustet for framtiden og i hovedsak består av nye skip. Tre av FSRU-fartøyene som er under konstruksjon er allerede blitt tildelt kontrakter mens ett er ledig for oppdrag ved ferdigstillelse i 2015. Selskapet har i tillegg opsjoner på tre nye FSRU-fartøy som gir dem muligheten til å dekke den økende etterspørselen i et marked der skipsverftene har problemer med å ta i mot nye bestillinger. Det er ikke så mange verft som har ekspertisen til å bygge FSRU-fartøy og opsjonene selskapet har sikrer de muligheten til ytterligere investeringer. Dette kan gi Höegh LNG en fordel ovenfor konkurrentene. Flåten til Höegh LNG kan anses som sjelden, med tanke på den forholdsvis store og moderne FSRU-flåten, og opsjonene ytterligere fartøy. Flåten er i midlertidig imiterbar på lengre sikt og vil kun gi et midlertidig konkurransefortrinn.

### *Geografisk lokasjon*

Höegh LNG er registrert i Bermuda og har kontorer i Norge, Singapore, Storbritannia og USA. Dette er strategiske lokasjoner som gjør det mulig å sikre seg kontrakter i flere markeder. De operer på kontrakt rundt om i hele verden noe som gjør at hvis et marked eller segment går dårlig er de allikevel lokalisert andre steder der de kan forhandle fram nye avtaler. Global tilstedeværelse er ikke uvanlig innen bransjen og ressursen tilfredsstillende derfor ikke kravene for et vedvarende konkurransefortrinn, og kan kun anses som en paritet.

### *Menneskelige ressurser*

Höegh LNG har nesten 40 års fartstid innenfor LNG shipping og har opparbeidet seg en stor industrikompetanse. Innenfor FSRU er de kun en av tre etablerte aktører og har skaffet seg en solid posisjon som en profilert aktør innenfor segmentet. Höegh LNG drifter sine egne skip, og har stor teknisk ekspertise innen skipsdrift. Aktørene i markedet foretrekker at shippingselskapene drifter egne skip framfor å outsource tjenestene (Awilco LNG, 2012) Dette gir selskapet mer innsikt og kontroll over LNG-tjenestene. Konkurransen om dyktige offiserer, teknikere og sjømenn er stor, og Höegh LNG utmerker seg med at de har en lavere omløpshastighet blant de ansatte enn bransjestandarden. Selskapet jobber aktivt for å trene opp og beholde dyktige ansatte. I 2011 hadde Höegh LNG et sykefravær på 2,6 % og ingen alvorlige skader på personell eller materiale. I årsrapporten fremhever selskapet fokuset på sikkerhet og å skape en sikkerhetskultur innad i bedriften. Innen LNG shipping er det mange aktører med lang fartstid og ekspertise på området, som gjør det vanskelig å utmerke seg og dermed ha et konkurransefortrinn gjennom industrikompetanse og erfaring hos de ansatte. I FSRU segmentet er det ikke mange aktører og ekspertise er vanskeligere å anskaffe. Höegh LNG har i løpet av et år vunnet kontrakter for tre FSRU-prosjekter som nå er under konstruksjon. Dette befester deres posisjon som en ledende aktør i dette segmentet. (Höegh LNG, 2012) Menneskelige ressurser kan vanskelig sies å være approprierbare, da de ansatte som innehar kompetansen ikke er eid av selskapet og kan flytte på seg som de selv vil. På den annen side vil ikke kompetansenivået til selskapet avhenge av et enkelt individ. Det er urealistisk at all kompetansen vil flytte på seg og det er rimelig og si at menneskelige ressurser dermed er delvis approprierbare.

Kunnskap og erfaring utfyller ikke kravene for et varig konkurransefortrinn da dette ikke kan anses som sjeldent, men innenfor FSRU har Höegh LNG dannet seg en industrikompetanse som er mer sjelden og kan gi de et midlertidig konkurransefortrinn.

### *Organisatoriske ressurser*

LNG-transport markedet har tradisjonelt sett vært basert på langsiktige kontrakter, men ettersom markedet har vokst har det utviklet seg et større marked for kortsiktige avtaler. Höegh LNG har flere kunderelasjoner basert på langsiktige avtaler som gjør at de ikke er påvirket i like stor grad av kortsiktige svingninger i markedet. FSRU-markedet er et marked som i hovedsak baserer seg på langsiktige kontrakter og dermed sikrer selskapet langsiktige faste kontantstrømmer. Disse langsiktige kontraktene er allikevel ikke sjeldne i bransjen og forhindrer ikke konkurrenter å overta kundene ved utgangen av eksisterende avtaler.

Relasjonene selskapet har bygget opp gjennom mange års drift er verdifulle for å kunne holde på kundene. Höegh LNG har lang fartstid og har lenge basert seg på langsiktige kontrakter, noe som gir trygghet for begge parter. På denne måten har de bygget opp flere sterke kunderelasjoner med store internasjonale energiselskaper. I tradisjonell LNG-shipping er ikke dette sjeldent da flere konkurrenter har gode relasjoner til mange av de samme selskapene, og gir ikke opphav til et konkurransefortrinn for Höegh LNG. Innen FSRU-segmentet, som er relativt nytt, er disse relasjonene mer sjeldne. Her har Höegh LNG et fortrinn ovenfor selskaper som ønsker å etablere seg i FSRU markedet ved at de allerede har skapt gode kunderelasjoner. Dette vil konkurrenter kunne kopiere over tid og vil derfor kun gi et midlertidig konkurransefortrinn.

Oppsummering av SVIMA-analysen på de aktuelle ressursene er gitt i tabellen under.



<b>Ressurs</b>	<b>Sjelden</b>	<b>Viktig</b>	<b>Ikke- imiterbar</b>	<b>Mobilisert</b>	<b>Appropriert</b>	<b>Utfall</b>
<b>Finansiell kapital</b>	Nei	Ja	Ja	Ja	Ja	Svakhet
<b>Flåte</b>	Ja	Ja	Nei	Ja	Ja	Midlertidig fortrinn
<b>Geografisk lokasjon</b>	Nei	Ja	Nei	Ja	Ja	Paritet
<b>Kompetanse</b>	Ja	Ja	Nei	Ja	Ja	Midlertidig fortrinn
<b>Kunderelasjoner og renommé</b>	Ja	Ja	Nei	Ja	Ja	Midlertidig fortrinn

Tabell 4.4 Oppsummering av SVIMA-analyse

### 4.3.2 Konklusjon fra internanalyse

Vi har sett at Höegh LNG har opplevd en strategisk fordel som et resultat av forbigående ressursfordeler. Dette er hovedsakelig fra kompetansen de har opparbeidet seg gjennom å være en av de første aktørene i FSRU markedet og flåten de har opparbeidet seg. På lengre sikt kan alle ressursene som vi har identifisert kopieres av konkurrenter og bidrar derfor ikke til et varig realisert konkurransefortrinn for bedriften. Vi har også identifisert en moderat svakhet, som følge av høy finansiell gearing.

## 4.4 Oppsummering strategisk analyse – SWOT tabell

<b>Styrker</b>	<b>Svakheter</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gode kunderelasjoner</li> <li>• Høy kompetanse</li> <li>• Moderne flåte</li> <li>• Teknologisk ekspertise</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Finansiell kapital/Leverage</li> </ul>
<b>Muligheter</b>	<b>Trusler</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Utnytte first mover fordel</li> <li>• Konkurransfordel ovenfor substitutter</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verdensøkonomien – bankkrisen</li> <li>• Nyetableringer</li> </ul>

*Tabell 4.5 SWOT tabell*

Av den strategiske analysen har det blitt konkludert med at Höegh LNG har en midlertidig styrke i sine interne ressurser. Det er viktig for Höegh LNG å videre utnytte de styrkene de har, og hvilke muligheter dette gir. Den høye kompetansen, moderne flåten og teknologiske ekspertisen gjør at de er en av de første aktørene som etablerer seg i FSRU-markedet. Dette gir dem muligheten til å skaffe seg en sterk posisjon i dette segmentet, ved å opparbeide seg sterke kunderelasjoner og et godt renommé. Disse egenskapene taler for at Höegh LNG vil ha en sterk posisjon når det kommer til tildeling av kontrakter. På kort sikt vil dette gi gode muligheter for høy lønnsomhet. På lengre sikt er det ventet at konkurransen innad i bransjen vil øke som følge av den høye lønnsomheten. Nyetableringer er i denne sammenheng en spesielt stor trussel

Den finansielle kapitalen ble identifisert som en potensiell svakhet, og renteutviklingen fremover kan skade selskapets økonomi. Dette vil også kunne vanskeliggjøre finansieringen av framtidige fartøy.

Etterspørselen etter LNG-tjenester, og dermed fraktrater, avhenger hovedsakelig av utviklingen i verdensøkonomien, og gass sin konkurranseposisjon relativt i forhold til alternative energikilder.

## 5. Regnskapsanalyse

I denne delen av utredningen vil Höegh LNG sine historiske regnskapstall bli analysert nærmere med det mål å vinne innsikt i underliggende økonomiske forhold. Regnskapet vil bli omgruppert og normalisert for analyseformål. Dette vil bidra til å forstå den underliggende inntjeningen fra driften i selskapet, og identifisere den frie kontantstrømmen fra drift. Beregningen av fri kontantstrøm fra drift innebærer flere steg, noe som vil beskrives nærmere i avsnittene som følger. Innsikten trukket herfra, samt den strategiske analysen vil sammen være grunnlaget for prognosene og verdsettelsen av Höegh LNG.

### 5.1 Data og rammeverk

Regnskapstallene benyttet i utredningen er fra perioden 2009-2012 Q3, og er hentet fra Höegh LNG sin årsrapport og et IPO-prospekt utarbeidet av DNB Markets (DnB NOR Markets, 2011). Rammeverket for regnskapsanalysen er hovedsakelig basert på BUS 424 – Regnskapsanalyse.

Regnskapsanalyse er ikke underbelagt samme lovgivning som finansregnskap. Dette gjør at man kan justere finansregnskapet med det formål å få frem det som viser de underliggende økonomiske forhold relevant for investorer. Før regnskapsanalysen ble gjennomført analyse-nivå og periode bestemmes. Höegh LNG operer innen LNG-tjenester, og mer spesifikt innenfor driftsområdene LNG-transport og FSRU. Områdene Höegh LNG opererer i er allikevel tett knyttet sammen innenfor LNG-bransjen. Selskaper med ulike forretningsområder, bør deles opp slik at hvert enkelt forretningsområde analyseres hver for seg (Knivsflå, BUS 424: Forelesning 2, 2012). Tallmaterialet som er tilgjengelig gjør det vanskelig å skille områdene, da det ikke oppgis spesifikt hvilke inntekter og kostnader som henføres til det aktuelle driftsområdet. Dette gjorde at det måtte velges et samlet analysenivå.

Når man skal velge analyseperiode er det viktig å undersøke om selskapet har endret karakter den siste tiden eller om det har vært stabilt over tid. Hvis selskapet den siste tiden har endret driften og ikke lenger kan sammenlignes med hvordan selskapet opererte før, vil

en lang analyse periode gi lite relevante data for fremtidige inntjeningsestimater. Da vil det være aktuelt å bruke en kort analyseperiode (f.eks. 5 år). Dersom selskapet har drevet stabilt over lang tid, taler det for å benytte en lang analyseperiode (10 år). Selv om de nyeste tallene er mest relevante for fremtidige estimater, er en god tidsserie viktig for å undersøke trender i omsetning og marginer (Koller, Goedhart, & Wessels, 2010). Höegh LNG har vært i LNG-bransjen i mange år og kan sies å være et modent selskap. Men de siste årene har selskapet forandret fokus fra LNG-transport til FSRU segmentet. De har hentet inn kapital gjennom børsnotering i 2011 og gjort store investeringer i FSRU-fartøy. I løpet av kort tid vil selskapet ha flere FSRU-fartøy enn rene fraktskip. I tillegg gikk selskapet gjennom store restruktureringer i 2008 (Höegh LNG). Dette gjør at eldre data er lite relevant for fremtidige inntjeningsestimater. Analyseperioden som benyttes er derfor 2009-2012T, da det er denne perioden som gir det beste bilde av hvilken situasjonen selskapet befinner seg i nå.

## 5.2 Trailing av resultatregnskapet

Den siste tilgjengelige årsrapporten til Höegh LNG er fra 2011. Med tanke på fremtidig verdsettelse er dette utdatert informasjon og for å forbedre analysen vil det være hensiktsmessig å bygge inn tilgjengelige kvartalsrapporter. Dette gjøres ved å utarbeide ”trailing”, eller løpende finansregnskap. Selskapet publiserer kvartalsrapporter som er utarbeidet i henhold til IFRS. I kvartalsrapporter er det ingen lovpålagte krav til noter. Dette fører til usikkerhet rundt trailingregnskapet da det er mangelfull informasjon og sammenslåtte poster i kvartalsrapporten. Det må derfor tas noen forutsetninger ved utarbeidelsen av trailingregnskapet.

For å få en mest mulig oppdatert analyse ble kvartalsrapportene for de tre første kvartalene i 2012 benyttet i oppbyggingen av trailingåret 2012. 4. kvartal 2012 tar utgangspunkt i 4. kvartal 2011, justert for unormale poster. Unormale poster er ikke-permanente eller transitoriske og er ikke relevante når vi estimerer resultat for 4. kvartal 2012 (Knivsfå, BUS 424: Forelesning 2, 2012).

## 5.3 Omgruppering av resultatregnskapene

Når regnskapet til Höegh LNG analyseres er det viktig å omgruppere regnskapet slik at det egner seg for en investororientert analyse. Regnskapet slik det er presentert i finansregnskapet har flest likhetstrekk med et kreditorperspektiv. Regnskapet som er omgruppert for investororientert analyseformål muliggjør en grundigere analyse der det er et klart skille mellom drift og finans som igjen tydeliggjør skillet mellom avkastning og kapital. Dette er viktig for å se hva den faktiske inntjeningen driften til selskapet er og hvor mye finansieringen koster. Omgrupperingen innebærer mer fokus på verdiskapningen i selskapet. Som mål på verdiskapningen eller den operative inntekten ble EBITDA benyttet. Dette målet viser inntjening før av- og nedskrivninger, skatt og finansposter, noe som innebærer at man kun ser på poster som har med selve driften av selskapet å gjøre. For at dette målet skal være best rustet til å predikere fremtiden vil det justeres for eventuelle målefeil og unormale driftsposter. Det historisk normaliserte EBITDA brukes som grunnlag for fremtidige EBITDA prognoser.

## 5.4 Justering av målefeil

Rapporterte regnskapstall kan ofte avvike fra de virkelige og er grunnen til å justere for målefeil. Målet med justeringen er å få et bedre bilde underliggende økonomiske forhold. Det finnes tre typer målefeil:

1. Type 1: Ideal – virkelig
2. Type 2: GRS – ideal
3. Type 3: Rapportert – GRS

Som nevnt tidligere er det EBITDA som brukes som mål på inntjening. Dette innebærer at man kan se bort ifra målefeil av type 1. Det har heller ikke blitt identifisert målefeil av verken type 2 eller 3, og det vil derfor ikke brukes mye plass på dette temaet. Likevel er det

viktig å kort forklare problematikken rundt målefeil og kort nevne noe om hvilke undersøkelser som er gjort.

Justering av målefeil er et omstridt tema og det er både motstandere og forkjempere. Det er noen som hevder at justering av målefeil fører til støy, da eksterne analytikere ikke har godt nok informasjonsgrunnlag, mens forkjemperne mener at god regnskapsskikk ikke er godt nok (Knivsflå, BUS 424: Forelesning 6, 2012).

Gjennom analyseperioden har ikke Höegh LNG endret regnskapsmetoder eller hatt noen sene innleveringer av regnskap. Kundefordringer har sunket i analyseperioden og ingen uvanlige endringer i utsatt skattefordel. Avskrivninger har økt de siste årene som følge av kjøp av nye skip. Selskapet har ikke hatt noen hyppig utskiftning av revisor og det er heller ikke identifisert noen store justeringer i 4. kvartal.

Det konkluderes dermed med at Höegh LNG har fulgt GRS, og at det ikke trengs å foreta noen justeringer på dette området.

## 5.5 Normalisering av resultatregnskapene

Som nevnt tidligere benyttes de historiske regnskapstallene i kombinasjon med den strategiske analysen for å predikere fremtiden. I den forbindelse er det viktig å identifisere unormale poster som nedskrivninger, poster diskontinuerlig virksomhet eller unormal gevinst/tap på salg av driftsmidler. Dette er poster som ikke er forventet å gjenta seg, og ikke har noe med den underliggende lønnsomheten i driften å gjøre. Slike poster må enten fjernes dersom de vurderes til å være irrelevante for fremtiden, eller finne et estimat på gjennomsnittlige størrelser som kan benyttes i prediksjonsperioden. (Kinserdal, BUS 425: Forelesning 7b, 2012).

I arbeidet med justeringer er det to poster som er klassifisert som unormale driftsposter. Det er gevinst/tap ved salg av driftsmidler og nedskrivninger. Til tross for at disse er uvanlige, forventes det at det også i fremtiden vil forekomme slike poster. Både gevinst/tap ved salg av driftsmidler og nedskrivninger har forekommet med relativt varierte størrelser, men snittet

i analyseperioden er på 1 %. I beregningen av historisk normalisert EBITDA blir dette snittet benyttet.

Tabell 5.1 viser en sammenfattet versjon av beregningene gjort for å komme frem til historisk normalisert EBITDA.

<b>Historisk analyse</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012T</b>
Driftsinntekter	67 752	95 459	109 910	141 419
Driftskostnader	-59 401	-71 475	-83 836	-101 840
<b>EBITDA</b>	<b>8 352</b>	<b>23 983</b>	<b>26 074</b>	<b>39 579</b>
Gevinst/tap salg driftsmidler	6 269	-13	-3	-80
Nedskrivninger	-4 017	2 947	0	-1 363
Normaliserte unormale poster	910	1 282	1 476	1 900
<b>Historisk normalisert EBITDA</b>	<b>7 010</b>	<b>22 332</b>	<b>27 554</b>	<b>42 922</b>

*Tabell 5.1 Historisk normalisert EBITDA*



## 6. Trender og prognoser

Før det lages prognoser må det avgjøres hvor mange år man ønsker å eksplisitt predikere. Den generelle regelen sier at man bør lage eksplisitte prognoser frem til selskapet er i steady state. Dette byr på en utfordring da det er svært vanskelig å vurdere når Höegh LNG er i en slik tilstand. Bedrifter som er modne og operer i modne og stabile bransjer kan være i tilnærmet steady state. Dette er ikke en situasjon Höegh LNG kan sies å være i nærheten av.

Det er ulike anbefalinger når det kommer til lengden på eksplisitte prognoser. Essensen i anbefalingene er at det kommer an på hvilken situasjon selskapet og bransjen befinner seg i. I den strategiske analysen kom det frem at Höegh LNG opererer i en bransje som er inne i en sterk vekst. Basert på den forventede utviklingen identifisert i den strategisk analysen gjør at man har relativt gode forutsetninger for å predikere fremtiden i seks år fremover. Forhold som påløper etter dette er svært usikre. Man kan i midlertidig ikke si seg sikre på at selskapet er i steady state på dette tidspunktet, men dette er som sagt veldig vanskelig å vurdere. Frykten er å tilføre mer støy ved å forlenge den eksplisitte prognosetiden. Råd fra Kinserdal blir tatt i betraktning og en prognosetid på 6 år benyttes (Kinserdal, BUS 425: Forelesning 7a, 2012). Den eksplisitte prognoseperioden blir dermed 2013-2018.

Når det gjelder selskapets omsetning er det gode forutsetninger for å predikere utviklingen de nærmeste årene fremover. Av årsrapporten fremgår det når nye skip blir levert, og basert på analytikere sine prediksjoner har man gode estimater på dagsratene selskapet vil motta. Driftskostnadene vil estimeres med utgangspunkt i utviklingen til omsetningen, men nærmere vurderinger vil gjøres der det er nødvendig. Faktorer som for eksempel stordriftsfordeler og kostnadseffektivisering vil tas hensyn til.

### 6.1 Hovedscenario

I forbindelse med en detaljert beskrivelse av Höegh LNG sin EBITDA-utvikling i den eksplisitte prognosetiden vil det kort presenteres hvilke forutsetninger som legges til grunn. Dette gjelder hovedsakelig bestilling av skip og leveringsdatoer. Det forutsetter at skip blir

satt i drift umiddelbart etter levering. Det vil naturligvis være litt slakk, men dette er så marginalt at dette velges å se bort i fra (Höegh LNG). Videre vil det gis en kort beskrivelse av de makroøkonomiske omgivelsene som legges til grunn i hovedscenariot.

Höegh LNG har bestilt fire FSRU, de har benyttet seg av en opsjon på å kjøpe 50% av LNG-fartøyet STX Frontier, mens de fikk fartøyet LNG Libra levert tidligere i år. Under følger en oversikt over de respektive fartøyene sine leveringsdatoer.

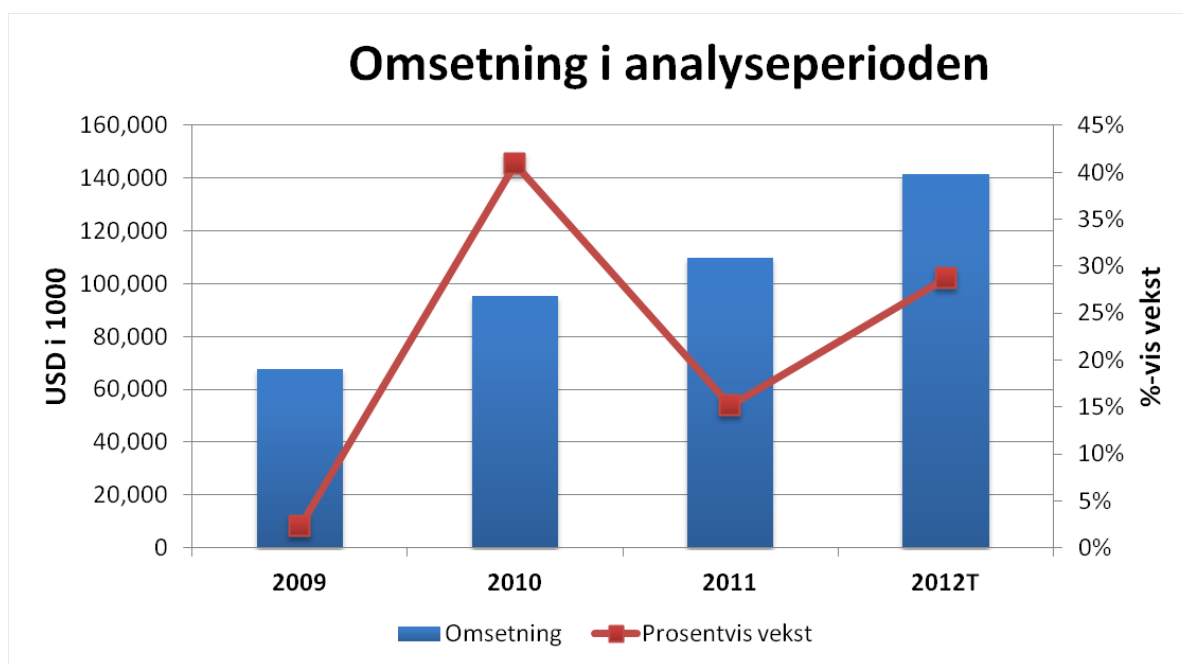
Leveringsdatoer:	2012	2013	2014	2015
<b>STX Frontier</b>		2. kvartal		
<b>LNG Libra</b>	2. kvartal			
<b>FSRU nybygg 1</b>		4. kvartal		
<b>FSRU nybygg 2</b>			1. kvartal	
<b>FSRU nybygg 3</b>			2. kvartal	
<b>FSRU nybygg 4</b>				1. kvartal

*Tabell 6.1 Oversikt over leveringsdatoer på fartøy*

Den økonomiske veksten er viktig da denne er en av de viktigste driverne for etterspørselen etter LNG-tjenester. Innsikt vunnet fra den strategiske analysen blir brukt som utgangspunkt for de makroøkonomiske omgivelsene i hovedscenariot. Her konkluderte vi med at den globale økonomiske veksten er forventet å være relativt lav, men stabil i nærmeste fremtid. Det er under disse forutsetningene vi vil estimere fremtidige dagsrater. Alternative scenarier blir beskrevet i kapittel 8.

### 6.1.1 Inntekter – historisk analyse

Driftsinntektene viser en sterk stigende trend i analyseperioden, med en vekst på henholdsvis 2 %, 41 %, 15 % og 29 % i 2009, 2010, 2011 og 2012T. Dette tilsvarer en gjennomsnittlig vekst på 22 %. Den store veksten i driftsinntekter skyldes både økte dagsrater og Höegh LNG sin stadig voksende flåte.

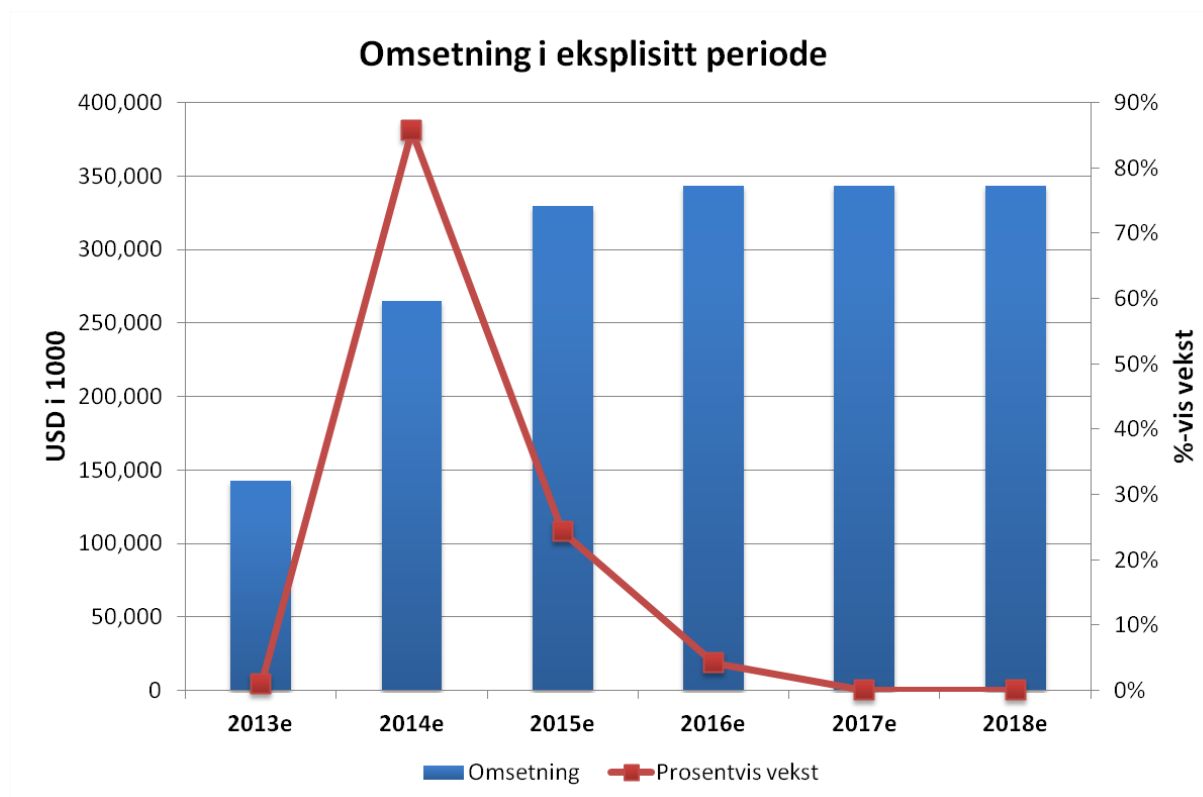


Figur 6.1 Utvikling i omsetningen i analyseperioden

### 6.1.2 Inntekter - prognose

Utviklingen i de årlige fraktinntektene estimeres på grunnlag av hvordan analytikere gjør dette i praksis. I første omgang ses det på hvor mye hvert enkelt skip forventes å tjene per år. Her er det flere usikre variable. Hvor høy utnyttelse et skip har, de daglige dagsratene og eksakt når nye skip starter inntjeningen er alle variable hvor all tilgjengelig informasjon må benyttes for å predikere optimalt, men som likevel aldri vil stemme 100 %. Som følge av den høye etterspørselen i markedet, lange fraktruter og relativt moderne fartøy antar vi en utnyttelse på 99 %. Dette er meget høyt, men antagelsene underbygges av analytikere på

dette området, samt den strategiske analysen. Estimatet blir av disse grunner beholdt. Dagsratene avhenger av fastsatte kontrakter samt utviklingen i markedet og verdensøkonomien. Informasjon fra årsrapporten, den strategiske analysen i tillegg til analyser fra eksperter på området blir benyttet, og er bakgrunnen til estimatene for hvilke dagsrater hvert enkelt skip vil motta i fremtiden. Det antas at dagsratene i årene som kommer vil stige som følge av overskuddsetterspørselen identifisert i den strategiske analysen. Etterhvert som tilbudet tar igjen etterspørselen vil prisene flate ut før de stabiliserer seg. En grundig fremstilling av inntektsutviklingen og driverne bak denne utviklingen blir presentert i appendix A. Under følger en kort presentasjon av hvordan det forventes at inntektene vil utvikle seg i den eksplisitte prognoseperioden 2013-2018.



*Figur 6.2 Utvikling i omsetning i eksplisitt periode*

Disse estimatene er det også noe usikkerhet knyttet til, og dette vil vi komme tilbake til i sensitivitetsanalysen. De fire bestilte FSRU-fartøyene har en satt leveringsdato, og vi antar at

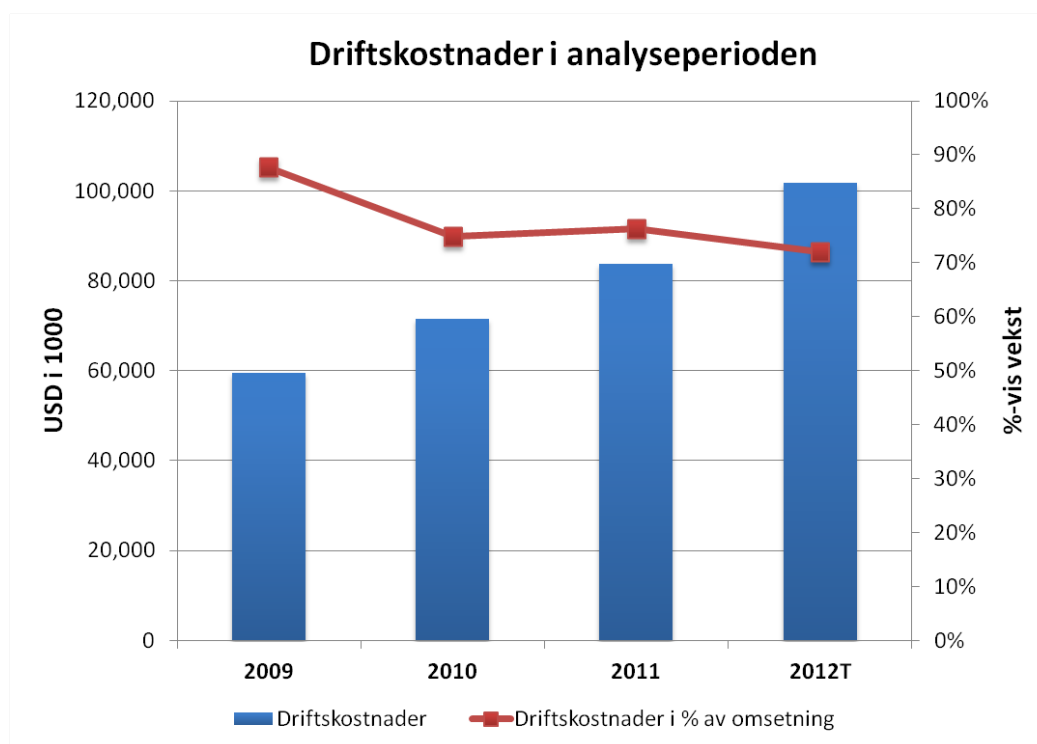
de umiddelbart blir satt i drift etter levering. Dette gjenspeiles med at et skip som leveres i 2. kvartal vil ha full inntekt halve året.

### **6.1.3 Driftskostnader – historisk analyse**

Det er vanlig å se på hvilken andel kostnadene har utgjort av inntektene i den historiske analysen. Bakgrunner for dette er at man kan gjøre antagelser om at kostnadene utgjør en fast andel av omsetningen, og dermed bruke utviklingen til omsetningen til å estimere kostnadene fremover.

Denne metoden vil i mange tilfeller gi feil prognoser, spesielt i tilfeller når vekst i omsetning stammer fra økte salgspriser og ikke økt volum. Av den historiske analysen ser man at driftskostnadene naturlig nok har vokst med omsetningen. Ved å se på driftskostnader i % av omsetning oppdages det at de stadig utgjør en lavere andel etterhvert som omsetninger øker, illustrert i figur 5.3. I den strategiske analysen ble det påvist at markedet opplevde økt etterspørsel, og dermed økt pris, etter jordskjelvet i Japan. De avtagende driftskostnadene i prosent av omsetning stammer antageligvis hovedsakelig herfra, og reflektere ikke stordriftsfordeler. Videre vil det i Höegh LNG sitt tilfelle på kort sikt forventes en fortsatt vekst i fraktratene kombinert med en sterk vekst i kapasiteten. Det vil dermed gi misvisende svar dersom det antas at driftskostnadene vil utgjøre en fast andel av omsetningen.

Likevel kom det frem i den strategiske analysen at selskapet har sterkt fokus på innovasjon, «in house» teknisk ekspertise, teknologisk utvikling og menneskelige ressurser. Dette er alle faktorer som kan bidra til å drive mer kostnadseffektivt.



Figur 6.3 Utvikling i driftskostnader i analyseperioden

Driftskostnadene består av *fraktkostnader*, *bareboat kostnader*, *operasjonskostnader*, *administrasjonskostnader* og *prosjektutviklingskostnader*, og disse vil vurderes hver for seg.

#### 6.1.4 Driftskostnader – prognose

##### *Fraktkostnader*

Fraktkostnader er bunkerkostnader, kanalavgifter og provisjoner, men som følge av at de fleste skipene er under tidsbefraktningssavtaler, som krever at befракter bærer disse kostnadene, utgjør de en relativt lav andel av kostnadene. I perioden 2009-2012T utgjør de i snitt 0,4 % av omsetningen, noe som anses som en sannsynlig videre utvikling. Det er mulig den ville utgjort en enda lavere andel av omsetningen i fremtiden som følge av at mer moderne skip oppnår høyere dagsrater. Denne posten er uansett mer eller mindre ubetydelig.

### ***Bareboatkostnader***

Bareboat kostnadene oppstår som følge av at Höegh LNG har inngått et joint venture ved finansieringen av Arctic Princess og Arctic Lady. Dette er følgelig ikke kostnader som vil vokse med omsetningen, og det forutsettes at de vil utgjøre snittet av perioden 2009-2012T på omtrent USD 20m i fremtiden.

### ***Operasjonskostnader***

Operasjonskostnader er lønn, forsikring, bonus og andre kostnader knyttet til driften av fartøyene. Estimerte operasjonskostnader oppgitt i årsrapporten for FSRU- og LNG-fartøy benyttes for å beregne operasjonskostnadene i fremtiden. Dette er målet analytikere benytter i praksis. Höegh LNG estimerer en operasjonskostnad på USD 15000 og USD 18500 per dag for henholdsvis LNG- og FSRU-fartøy (Höegh LNG).

### ***Administrasjonskostnader***

Administrasjonskostnadene er lønn bonus, pensjon, konsultasjon og andre kostnader knyttet til ledelsen av selskapet. I noen tilfeller vil man anta at administrasjonskostnadene utgjør en fast andel av omsetningen. På den måten kan man se på utviklingen til omsetningen når man estimerer fremtidige administrasjonskostnader. I dette tilfellet vil det bli feil, da fraktratene er veldig avgjørende for omsetningen. Det gir lite mening å anta at administrasjonskostnadene vil vokse fordi fraktratene vokser. Det er mer naturlig å se på utviklingen til selskapets kapasitet, og bruke dette som utgangspunkt når administrasjonskostnadene estimeres.

Höegh LNG mottar fire nye FSRU-fartøy i den eksplisitte prognoseperioden. Dette i tillegg til lønnsvekst vil føre til høyere administrasjonskostnader framover for selskapet. I perioden 2009-2012T har administrasjonskostnadene økt i gjennomsnitt 17 % årlig. Det er ikke forventet at denne veksten vil fortsette i det uendelige, og det vil skilles mellom estimerer for eksplisitt periode og terminalår.

Selskapet har de siste årene har omorganisert den administrative delen av selskapet og hatt en kraftig økning i kapasitet. Som følge av stordriftsfordeler er det naturlig å anta at veksten vil utvikle seg på et noe lavere nivå. I tillegg til økning i antall ansatte vil det også være en lønnsvekst. Det forutsettes en lønnsvekst på 4 % basert på Statistisk Sentralbyrå sine prognoser (Statistisk sentralbyrå, 2012). En årlig vekst på 15 % i administrasjonskostnader i

den eksplisitte perioden som følge av ekspanderinger og lønnsvekst vil gi et akseptabelt estimat på administrasjonskostnader i eksplisitt periode.

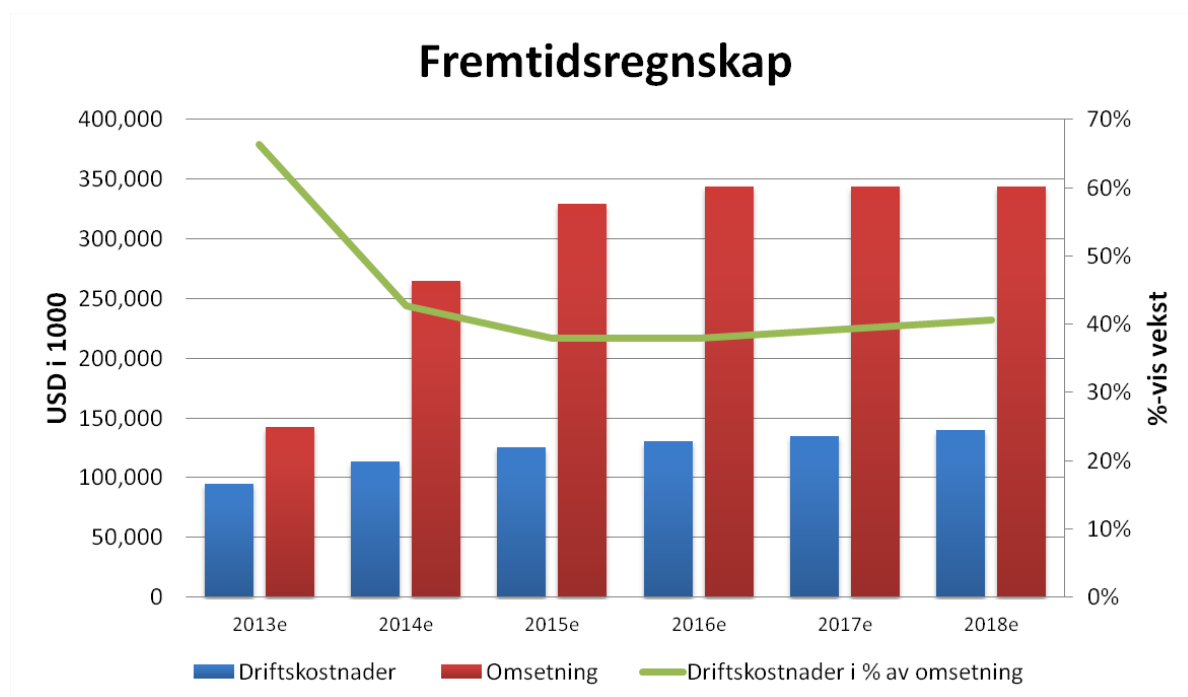
Administrasjonskostnadene utgjør i snitt 14 % av omsetningen i analyseperioden. De har i midlertidig falt fra 15 % i 2009 til 11,6 % i 2012T. Denne fallende trenden stammer fra høyere fraktrater, omstruktureringer samt stordriftsfordeler. Fraktratene antas å ville stabilisere seg, og det forventes at selskapet vil fortsette å utnytte stordriftsfordeler på dette området. I terminalåret settes derfor administrasjonskostnadene slik at de utgjør en fast andel av omsetningen lik 11 %.

### ***Prosjektutviklingskostnader***

Prosjektutviklingskostnader har vokst relativt sett mer enn omsetningen i perioden 2009-2012T. Fra den strategiske analysen ble Höegh LNG identifisert som et innovativt selskap med fokus på teknologisk utvikling, noe som taler for at denne posten vil fortsette å vokse. På en annen side er Höegh LNG inne i en storsatsing innen FSRU-segmentet, som gjør at denne posten kan være unaturlig høy i forhold til det normaliserte nivået. Disse effektene vil kunne utjevne hverandre, og det tas utgangspunkt i snittet på USD 15 376 fra den historiske analyseperioden i prognosene.

Figur 5.4 viser en kort oppsummering av utviklingen i driftsinntekter og driftskostnader i den eksplisitte prognoseperioden. Totalt sett innebærer antagelsene tatt at de totale driftskostnadene vil utgjøre en lavere andel av omsetningen i fremtiden. Flere av forutsetningene brukt som grunnlag for å beregne fremtidige driftskostnader innehar noe usikkerhet som vil bli nærmere behandlet i sensitivitetsanalysen. . En grundig fremstilling av kostnadsutviklingen og driverne bak denne utviklingen blir presentert i appendix B.





Figur 6.4 Utvikling i omsetning og driftskostnader i eksplisitt periode

## 6.2 Oppsummering hovedscenario

Hovedscenarioet skisserer en utvikling hvor driftsinntektene vil vokse betydelig grunnet økte fraktrater og økt kapasitet. Grunnet stordriftsfordeler og kostnadseffektivisering vil driftskostnadene vokse betydelig mindre. I tabell 6.2 følger en kort oppsummering av hvordan EBITDA ble estimert i den eksplisitte perioden.

<b>Eksplisitt periode</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>
<b>Driftsinntekter</b>	<b>142 756</b>	<b>265 050</b>	<b>329 642</b>	<b>343 644</b>	<b>343 644</b>	<b>343 644</b>
Driftsinntekter vekst	1 %	86 %	24 %	4 %	0 %	0 %
<b>Driftskostnader:</b>						
Frakt	538	998	1 242	1 295	1 295	1 295
Bareboat	20 153	20 153	20 153	20 153	20 153	20 153
Operasjon	39 831	55 024	63 464	65 153	65 153	65 153
Administrasjon	18 850	21 677	24 929	28 668	32 968	37 801
Prosjektutvikling	15 376	15 376	15 376	15 376	15 376	15 376
<b>Totale driftskostnader</b>	<b>94 747</b>	<b>113 229</b>	<b>125 164</b>	<b>130 644</b>	<b>134 945</b>	<b>139 777</b>
Normalisert unormale poster	1 918	3 560	4 428	4 616	4 616	4 616
<b>EBITDA</b>	<b>49 926</b>	<b>155 382</b>	<b>208 905</b>	<b>217 616</b>	<b>213 315</b>	<b>208 483</b>

*Tabell 6.2 EBITDA estimering eksplisitt periode*

## 6.3 Fra EBITDA til fri kontantstrøm fra drift

For å finne prognoser på den frie kontantstrømmen fra drift må man trekke fra investeringsutgiftene og justere for endringer i arbeidskapitalen fra EBITDA. Investeringsutgiftene begrenser seg til kjøp og salg av varige driftsmidler, samt vedlikeholdsinvesteringer. Arbeidskapital er i grove trekk differansen mellom omløpsmidler og kortsiktig gjeld, og viser hvilke midler som er bundet opp i forbindelse med driften av selskapet. Dette er nødvendig å beregne for å plassere kontantstrømmene i det året de faktisk finner sted. Under følger en grundig beskrivelse av hvordan prognosene for henholdsvis et normalisert investeringsnivå og arbeidskapital ble utarbeidet.

## 6.4 Normalisert investeringsnivå

I den eksplisitte perioden vil det skilles mellom investeringsutgifter tilknyttet nybygg (CAPEX) og investeringsutgifter tilknyttet vedlikehold av verdien på flåten. I terminalåret antas det har flåtestørrelsen vil holdes stabil, og investeringsutgiftene vil reflektere den årlige kostnaden tilknyttet å opprettholde den samme flåten.

### 6.4.1 CAPEX

Som nevnt innledningsvis har Höegh LNG bestilt fire FSRU enheter som vil bli levert i 2013-2015. De benyttet seg nylig av en opsjon på å kjøpe 50 % av LNG fartøyet STX Frontier, med levering 2013. I tillegg fikk de LNG fartøyet LNG Libra levert i 2012. Disse fartøyene har en detaljert nedbetalingsplan beskrevet i årsrapporten, og estimatene på CAPEX i perioden 2012-2015 bygger på denne. Nedbetalingsplanen blir presentert i appendix C.

## 6.4.2 Vedlikeholdsinvesteringer

Som et mål på vedlikeholdsinvesteringer tas det utgangspunkt i hvor store investeringer som må til for å vedlikeholde flåten. Avskrivningene setter et nedre nivå for dette og er et akseptabelt mål på vedlikeholdsinvesteringene. Utviklingen til avskrivningene i eksplisitt periode er utfordrende å predikere. Her vil salg benyttes som driver da det er utfordrende å estimere framtidig bokført verdi av flåten.

I den historiske analysen utgjør avskrivninger i snitt 14 % av omsetningen, og dette vil benyttes som mål på vedlikeholdsinvesteringene i eksplisitt periode.

I teorien skal avskrivninger være lik investeringer i steady state. Dette vil i praksis ikke stemme helt, da noen driftsmidler kan være nedskrevet til null og effekten inflasjon har på eldre driftsmidler. I tillegg blir salg vurdert som unormalt høyt i den strategisk analysen grunnet høye fraktrater. Dette gir grunnlag for å anta at vedlikeholdsinvesteringene utgjør en høyere andel av salg i terminalåret, og denne settes til 18 % (Kaldestad & Møller, 2011).

Hvorvidt salg er en god driver på vedlikeholdsinvesteringer kan diskuteres. Den vil for eksempel kunne være mer volatil som følge av endring i spotrater enn hva investeringene vil være. Det er likevel det mest gunstige alternativet, og fra terminalåret antas det en stabil utvikling i salg. Usikkerheten knyttet til investeringsnivå vil bli nærmere behandlet i sensitivitetsanalysen

## 6.5 Netto vekstavhengig arbeidskapital

For å finne endring i arbeidskapital må man først estimere arbeidskapital for hvert enkelt år i den aktuelle perioden. Videre er det den arbeidskapitalen som endrer seg med omsetningen man vil beregne i en verdsettelse da det er denne som vil påvirke verdien av selskapet. Det er altså netto vekstavhengig arbeidskapital som må estimeres. Ved å beregne hvilken andel netto vekstavhengig arbeidskapital har utgjort av omsetningen i den historiske analysen kan man estimere hvor mye kapital som vil være bundet opp i forbindelse med selve driften av selskapet.

I beregningen av omløpsmidler inkluderes varelager og kundefordringer og justerte kontanter og bankinnskudd. Rentebærende fordringer og markedsbaserte verdipapirer vurderes til å ikke ha en operasjonell art, og blir følgelig ikke inkludert. Man kunne i midlertidig argumentert for at markedspapirer som brukes for å sikre seg mot for eksempel valutasvingninger har med driften av selskapet å gjøre. Ved beregning av justerte kontanter og bankinnskudd ble en tommelfingerregel av Kinserdal benyttet (Kinserdal, BUS 425: Forelesning 8a, 2012). I og med at kontanter og bankinnskudd ikke er en del av den daglige driften innen bransjen Høegh LNG operer i, blir disse utelatt i beregningen av arbeidskapital (Høegh LNG). Kontanter og bankinnskudd blir klassifisert som finansielle eiendeler.

I beregningen av kortsiktig gjeld inkluderes avsetninger, betalbar skatt og annen kortsiktig gjeld, da det er disse postene som har operasjonell art. Tabell 5.3 viser beregnet arbeidskapital for analyseperioden.

<b>Arbeidskapital</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012T</b>
Bunkers og annet varelager	119	129	131	146
Kunde- og andre fordringer	6 328	7 215	4 850	4 834
Kreditorer	5 839	8 334	6 646	6 385
Avsetninger og annen kortsiktig gjeld	3 059	8 165	9 340	6 333
Betalbar skatt	202	712	498	665
Annen kortsiktig gjeld	954	1 296	1 388	1 510
<b>Netto Arbeidskapital</b>	<b>-3 608</b>	<b>-11 162</b>	<b>-12 890</b>	<b>-9 913</b>
<b>i % av omsetning</b>	<b>-5 %</b>	<b>-12 %</b>	<b>-12 %</b>	<b>-7 %</b>

*Tabell 6.3 Arbeidskapital i analyseperioden*

Som man ser av figuren har arbeidskapital variert veldig både i absolutte tall og i % av omsetningen i analyseperioden. Det er vanlig praksis å bruke omsetningen som driver når man beregner framtidig arbeidskapital (Koller, Goedhart, & Wessels, 2010). I prognosene skissert i hovedscenarioet vil omsetningen øke dramatisk i årene fremover, og det er belegg for å argumentere for at arbeidskapitalen vil øke i samme takt. Dette er naturlig da poster som leverandørgjeld og kundefordringer som oftest vil øke i takt med omsetningen. Postene

som inngår i arbeidskapital utgjør omtrent samme andel av omsetningen til tross for at omsetningen nesten har doblet seg i analyseperioden. I perioden 2009-2012T utgjør arbeidskapitalen 9 % av omsetningen i snitt. Det er denne satsen som blir benyttet for å beregne fremtidig arbeidskapital.

## 6.6 Skatt

Den driftsrelaterte skattekostnaden ble vurdert til å bli utelatt i denne utredningen. Det skyldes flere faktorer som vil bli nærmere diskutert i avsnittet under.

Höegh LNG er et internasjonalt selskap og opererer i land med flere forskjellige skattesatser. Noen poster i resultatregnskapet er ikke skattemessig inntekt og tap, og det vanskelig å si hvilken periode fradrag for urealisert tap forekommer. I tillegg byr utsatt skatt og skattefordel på ytterligere utfordringer. Totalt sett konkluderes det med at det er svært vanskelig for eksterne analytikere å finne et korrekt estimat på den normale driftsrelaterte skattesatsen til selskapet.

Videre oppgir Höegh LNG i årsrapporten at de er skattepliktig til Bermuda, som opererer med en skattesats på 0 %. Dette betyr ikke at de ikke betaler noe skatt da de har tilknytning til andre land som operer med en annen skattesats. Dette beløpet har dog historisk sett vært marginalt, og ikke hatt noen betydelig effekt på bunnlinjen (Höegh LNG).

Da skatten er såpass ubetydelig, og frykten for å kun tilføre støy ved beregning av en normal driftskattesats er betydelig konkluderes det med at utredningen er best tjent med å utelate skatt i beregningene av fri kontantstrøm fra drift.

## 6.7 Oppsummert

Estimering av EBITDA i eksplisitt periode ble presentert i kapittel 5. I dette kapitlet er normalinvesteringer trukket fra og det er justert for endring i arbeidskapital for å finne fri kontantstrøm fra drift. Tabell 5.4 oppsummerer dette, og viser den frie kontantstrømmen fra drift i hele den eksplisitte prognoseperioden.

<b>Eksplisitt periode</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>
<b>EBITDA</b>	<b>49 926</b>	<b>155 382</b>	<b>208 905</b>	<b>217 616</b>	<b>213 315</b>	<b>208 483</b>
Arbeidskapital	-12 761	-23 693	-29 467	-30 719	-30 719	-30 719
Delta arbeidskapital	-2 848	-10 932	-5 774	-1 252	0	0
CAPEX investeringer	-454 500	-487 500	-195 000	0	0	0
Vedlikeholdsinvesteringer	-20 307	-37 703	-46 891	-48 883	-48 883	-62 628
<b>Fri kontantstrøm drift</b>	<b>-427 728</b>	<b>-380 753</b>	<b>-38 759</b>	<b>167 481</b>	<b>164 433</b>	<b>145 854</b>

*Tabell 6.4 Fri kontantstrøm fra i drift i eksplisitt periode*

## 7. Avkastningskrav

Avkastningskravet beskriver den avkastningen investorene krever for midlene som er skutt inn i selskapet. Det baserer seg på avkastning på alternative investeringer justert for risiko. Det er stor usikkerhet rundt estimatet for avkastningskrav og en stor del av utredningen blir brukt på dette området.

Fri kontantstrøm til totalkapitalen skal betjene alle finansieringskilder, og må derfor diskonteres med et vektet snitt av kapitalkostnadene. Denne diskonteringsfaktoren kalles Weighted Average Cost of Capital (heretter WACC) og er totalavkastningskravet. Selskapets finansiering kan bestå av mange ulike instrumenter, som obligasjoner eller konvertible lån, i tillegg til egenkapital og gjeld. Alle finansieringskildene skal beregnes inn i WACC, men i denne oppgaven vil det begrenses til egenkapital og gjeld. Grunnen er at det er svært utfordrende å inkorporere alternative finansieringskilder og vektene vil bli så små at det vil ha liten innvirkning på estimatet. Følgende formel blir brukt for beregning av WACC:

$$\text{WACC} = \frac{E}{E + D} \times r_e + \frac{D}{E + D} \times r_d \times (1 - t_c)$$

Der  $r_e$  er egenkapitalkravet,  $r_d$  kapitalkostnaden og  $t_c$  bedriftsskattesatsen.

### 7.1 Egenkapitalkrav

Kapitalkostnaden er lik den høyest mulige forventede fortjenesten i markedet fra investeringer med lik risiko (Berk & DeMarzo, Corporate Finance 2nd Edition, 2011). Kapitalverdimodellen (heretter CAPM) er en modell som brukes til å finne investeringer med lik risiko. CAPM er den mest brukte modellen for beregning av egenkapitalkravet. Modellen forutsetter at investor er veldiversifisert og gir dermed kun kompensasjon for den systematiske risikoen, som ikke kan diversifiseres. Den systematiske risikoen måler hvor



følsom en investerings avkastning er for endringer i markedet generelt. Selskaper er påvirket forskjellig av denne type risiko og sensitiveten for systematisk risiko måles med beta ( $\beta$ ).

CAPM formelen er gitt ved:

$$r_i = r_f + \beta \times (E[R_m] - r_f)$$

Der  $r_f$  er risikofri rente, og  $E[R_m]$  er markedsavkastningen. Det er stor usikkerhet rundt parameterne som inngår i CAPM og de vil bli gjennomgått nøye. Alternative tilnæringer til egenkapitalkravet er APT-modellen (Arbitrage Pricing Theory eller Fama-French sin trefaktor modell. I denne utredning har CAPM blitt valgt som modell.

## 7.2 Risikofri rente

Risikofri rente tilsvarer avkastningen fra et verdipapir, eller portefølje, som ikke har noen form for risiko og dermed en sikker avkastning. Dette medfører at det ikke kan være risiko for mislighold eller konkurs, og heller ikke likviditetsrisiko eller reinvesteringsrisiko. Private utstedere av obligasjoner er alltid utsatt for konkursrisiko og dermed ikke aktuelle som et mål på risikofri rente. Det leder til at statsobligasjoner er de eneste som kan ansees som risikofrie, med tanke på at de kontrollerer trykningen av penger (Damodaran, 2002). Men heller ikke statsobligasjoner oppfyller kravene når man ser på reinvesteringsrisiko. I praksis er det ingen verdipapirer som oppfyller kravet om en helt risikofri avkastning. Vanlig praksis og beste tilnærming er likevel å bruke renten på statsobligasjoner som et estimat på risikofri rente. Avkastningen på statsobligasjonene varierer kraftig med løpetiden, som man ser fra figuren under.



Figur 7.1 Avkastning norske statsobligasjoner

Ideelt sett burde hver kontantstrøm tilpasses en passende risikofri rente, slik at en kontantstrøm som forekommer om fem år neddiskonteres med et avkastningskrav som bygger på en 5 års statsrente. I praksis er denne tilpasningen krevende og nåverdien av effekten ved å bruke spesifikke risikofrie renter for spesifikke kontantstrømmer liten (Damodaran, 2002). I denne oppgaven vil det kun brukes en statsrente som tilnærming til den risikofrie renten. Når det skal velges lengde på statsrenten er det flere faktorer som spiller inn. Statsobligasjoner med kort løpetid har normalt høyere sannsynlighet for å ha en faktisk avkastning lik den forventede avkastningen. Dette gjør at det er små risikopremier i korte statsrenter. Markedet for statsobligasjoner med kort løpetid har også generelt vært mer likvid enn markedet for lange statsobligasjoner (Kaldestad & Møller, 2011). Et mindre likvid marked kan tale for at det er en likviditetspremie i lange statsrenter. Det vil samtidig være mer påvirket av inflasjon enn korte renter, noe som fører til en inflasjonspremie. Dette gjør at statsobligasjoner med lang løpetid kan sees på som mer risikable enn korte, men samtidig vil korte statsrenter svinge mer. Et viktig aspekt ved valg av statsrente er analyseperioden. Ved en verdsettelse ser man på kontantstrømmer inn i evigheten. Dermed er det mer riktig å bruke en lengre statsrente som estimat på risikofri rente.

---

Avkastningen fra en 10-års norsk statsobligasjon ble valgt som et mål på risikofri rente i denne utredning, som gir en  $r_f$  på 2,03%. (Kaldestad & Møller, 2011).

### 7.3 Markedets risikopremie

Markedets risikopremie (heretter MRP) er differansen mellom markedsporteføljens forventede avkastning og den risikofrie renten,  $r_m - r_f$ . Det vil si at MRP vil til enhver tid bestemmes av marginalinvestors oppfattelse av markedsrisikoen. MRP vil dermed kunne endres av to faktorer, markedets totalrisiko og investorenes risikovilje.

Robert Merton beskriver markedets avkastning ved å se på den gjennomsnittlige risikoaversjon til investorene til en hver tid og markedets varians (Merton, 1980).

$$E(r_m) - r_f = y \times \bar{A} \times \sigma_m^2$$

$y$ : Gjennomsnittlig andel investert i markedsportefølje.

$\bar{A}$ : Gjennomsnittlig risikoaversjon blant investorer.

$\sigma_m^2$ : Markedets varians.

Modellen illustrer godt hvordan investorenes grad av risikoaversjon og markedets totalrisiko vil påvirke markedets risikopremie. Det antas at investorene vil tilpasse seg slik at andel investert i markedsporteføljen gjenspeiler deres individuelle grad av risikoaversjon, markedets risiko og forventet risikopremie.

$$y_i = \frac{E(r_m) - r_f}{A_i \sigma_m^2}$$

$A_i$ : Grad av risikoaversjon hos investor  $i$

$y_i$ : Andel investert i markedsporteføljen hos investor  $i$

Mertons modell gir en innsikt i hvordan MRP kan variere over tid og hvilke faktorer som driver endringene.

Når risikopremie som skal brukes til å estimere avkastningskravet til Höegh LNG skal finnes, må man også tenke på hvilke markeder selskapet operer i. MRP varierer fra land til land basert på tilhørende risiko. I Norge var gjennomsnittlig MRP brukt i 2012 av analytikere, professorer og bedrifter på 5,8%, mens i Kina lå den på 8,7% (Fernandez, Aguirreamalloa, & Corres, 2012).

## 7.4 Beregning av MRP

MRP er en forventningsverdi og man kan således ikke fastsette en størrelse direkte. Størrelsen på risikopremien er svært omdiskutert og det er vanskelig å finne et estimat uten stor usikkerhet. Det er hovedsakelig tre forskjellige metoder for å finne et estimat på MRP (Damodaran, 2002):

1. Estimat basert på historiske tall.
2. Gjennomføre spørreundersøkelser blant aktører i markedet.
3. Finne en implisitt MRP ved å se på forventninger til fremtidig lønnsomhet og utbyttebetalinger som det er bred konsensus rundt.

Historiske tall brukes til å finne meravkastningen fra aksjemarkedet relativt til avkastningen fra en risikofri plassering, som en statsobligasjon. Denne differansen blir da estimatet på MRP. Dette er en veldig vanlig tilnærming i praksis, men har mange svakheter. Den første er at det benyttes historiske tall til å finne et avkastningskrav som skal brukes til neddiskontering av fremtidige kontantstrømmer. Dersom risikopremien investor krever ikke endrer seg vil dette være en god tilnærming, men som det er slått fast kan markedets risikopremie endre seg over tid. Når det brukes historiske tall må det gjøres en avveining i forhold til analyseperiode. Kortere tidsserier vil gi en mer oppdatert MRP og mer relevant

tallmateriale, men vil også tilføre støy i estimatet og dermed stor usikkerhet. Lange tidsserier vil gi mindre støy og mindre standardfeil, men fører igjen til en antagelse om at investoren sin risikopremie ikke har forandret seg over tid, noe som er vanskelig å godta (Damodaran, 2002). Et annet element ved bruk av historiske tall er globaliseringen av økonomien. Ved at markeder blir mer og mer integrert og friere flyt av kapital mellom markeder fører til at en del risikoelementer blir redusert, noe som taler for en lavere MRP enn historiske tall tilsier. I perioden 1967-1998 var markedsrisikopremien på Oslo Børs 6,2% (Gjesdal & Johnsen, 1999), som er lik markedsrisikopremien i USA på 6,2% i perioden 1903-2002 (Koller, Goedhart, & Wessels, 2010).

Det kan også benyttes en MRP basert på undersøkelser av markedets forventninger. IESA Business School gjorde en undersøkelse angående bruken av MRP i ulike land i 2012. I Norge gav dette en gjennomsnittlig MRP på 5,8 % basert på 58 svar fra professorer, analytikere og bedrifter (Fernandez, Aguirreamalloa, & Corres, 2012). Det kan stilles spørsmålsteget ved validiteten til tallene i undersøkelsen, da de baserer seg på kun 58 svar. I tillegg vil det alltid kunne knyttes usikkerhet rundt spørreundersøkelser, da ordlyd, respondenters motivasjon og relevans spiller inn. En MRP basert på forventninger blant aktørene i markedet gir på den annen side et mer fremtidsrettet estimat enn en MRP basert på historiske tall. Det velges derfor å bruke 5,8% som markedets risikopremie for denne verdsettelsen.

## 7.5 Beta

Egenkapitalbetaen viser hvor mye en aksje samvarierer med en markedsindeks. Betaen representerer altså ifølge CAPM den ekstra risikoen en aksje tilfører en markedsportefølje (Damodaran, 2002). Höegh LNG er et børsnotert selskap og man kan dermed finne betaen ved å utføre en regresjonsanalyse av aksjens historiske avkastning mot markedsindeksens historiske avkastning. Det er noen vurderinger som må gjøres ved estimering av betaen. For det første må man velge en analyseperiode. Höegh LNG har kun vært på børs siden 2011 og har dermed begrenset med historiske data tilgjengelig. Grunnlaget for regresjonsanalysen vil da bli juli 2011 til oktober 2012. En annen faktor som spiller inn er referanseindeksen.

Höegh LNG er notert på Oslo Børs og det vil derfor være naturlig å bruke OSEBX som referanseindeks. Dette gir en regresjonsbeta på 0,45. En ulempe med å bruke OSEBX som referanseindeks er tyngden til et selskap som Statoil på Oslo Børs. Det kan føre til en skjev vektning mot oljeindustrien. Det gjør at selskaper som blir vurdert opp mot Oslo Børs i større grad blir vurdert mot en markedsbeta som representerer risiko knyttet til oljeindustrien framfor den reelle markedsbetaen. Et alternativ er å bruke en verdensindeks, som MSCI World. Regresjonsbetaen med MSCI som referanseindeks er estimert til 0,43, som er veldig nærme betaen som ble estimert med OSEBX som referanseindeks.

Det er vist at det forekommer “mean reversion” tendenser for betaer på lang sikt. Det vil si at betaer har en tendens til å konvergere mot 1 på lang sikt. En justering, som blant andre Bloomberg bruker for å håndtere dette er å vekte egenkapitalbetaen med  $\frac{2}{3}$  og markedsbetaen på 1 med  $\frac{1}{3}$  (Damodaran, 2002). Det gir en justert regresjonbeta for OSEBX og MSCI på henholdsvis 0,63 og 0,62.

Det er anbefalt å bruke 5 eller 2 år med månedlig avkastning som grunnlag for estimering av beta (Damodaran, 2002). Siden denne datamengden ikke er tilgjengelig vil det være større usikkerhet rundt beta estimatet vårt. Basert på den strategiske analysen av bransjen og selskapet virker denne betaen lav. Et alternativ til regresjonsanalyse er å beregne betaen basert på faktorer. Betaen til et selskap er bestemt av tre faktorer: bransjen selskapet operer i, operasjonell risiko, og selskapets gjeldsgrad (Damodaran, 2002).

### **7.5.1 Bransjen**

Dess mer sensitiv et selskap er mot svingninger i markedet dess høyere er betaen. Derfor er det forventet at selskaper som operer i sykliske bransjer har en høyere beta enn selskaper som ikke operer i sykliske bransjer. På samme måte er det forventet at selskaper som selger produkter som regnes som en nødvendighet bør ha lavere beta enn selskaper som selger for eksempel produkter som kategoriseres som luksusvare (Damodaran, 2002). Derfor er bransjen viktig når man skal fastsette en beta. Bransjen for LNG-tjenester er en syklisk bransje, og energibruken verden over avhenger av en rekke faktorer som ble diskutert i den strategiske analysen. Energi er et produkt som faller inn under nødvendighet, men naturgass

---

har flere substitutter og kan derfor erstattes. Det er riktignok en tidkrevende prosess å bytte energikilde med tanke på infrastrukturen som må være på plass, men likevel substituerbar. Dette taler for at bransjen for LNG-tjenester er mer risikabel enn markedsporteføljen og bør således ha en beta høyere enn 1.

### 7.5.2 Operasjonell risiko

Den operasjonelle risikoen er knyttet til kostnadsstrukturen til selskapet. Et selskap med høy operasjonell risiko vil gjerne ha høye faste kostnader i forhold til totale kostnader, og mer varierende driftsinntekter enn selskaper med lav operasjonell risiko. Svingende driftsinntekter fører til at man kan forvente en høyere beta for et selskap med høy operasjonell risiko enn for et selskap med lav operasjonell risiko. Höegh LNG sin kostnadsstruktur er sterkt knyttet til bransjen de operer i, og har følgelig høye kostnader knyttet til dyre LNG- og FSRU-fartøy. Den operasjonelle risikoen er felles for aktørene i bransjen for LNG-tjenester, og høyere enn for mange andre bransjer. Tiltak som kan innføres for å redusere operasjonell risiko er en mer fleksibel arbeidsstyrke, samarbeid som fordeler kostnader eller outsourcing av kapitalintensiv virksomhet (Damodaran, 2002). Höegh LNG benytter seg av joint ventures, men har allikevel en operasjonell risiko som taler for en høyere beta enn markedsporteføljen.

### 7.5.3 Gjeldsgrad

En økning i gjeldsgraden til et selskap, forbeholdt at alt annet er likt, vil føre til en høyere beta (Damodaran, 2002). En høy gjeldsgrad og dermed høye rentekostnader fører til lave inntekter i dårlige tider og høye inntekter i gode tider. Som med operasjonell risiko vil varierende inntekter føre til en høyere beta, da egenkapitalinvesteringer blir mer risikable. Hvis man antar at gjeldsbeta er lik 0, dvs. at aksjeeierne bærer all risiko, kan man vise forholdet ved å se på den såkalte unlevered beta:

$$\beta_L = \beta_u \left( 1 + (1 - t) \left( \frac{G}{E} \right) \right)$$

$\beta_L$  = Levered egenkapitalbeta

$\beta_u$  = Unlevered beta, dvs. selskapets beta uten gjeld

t = Selskapets skattesats

G/E = Gjeld/egenkapital ratio

Fra formelen kan man se at en økning i gjeldsgraden fører til en høyere risiko for aksjeeierne og dermed en høyere beta. Unlevered beta er bestemt av både bransjen selskapet operer i og operasjonell risiko (Damodaran, 2002). Dermed ser man at levered beta, som også er betaen for egenkapitalinvesteringer er påvirket av både bransjen og gjeldsgraden til selskapet.

#### **7.5.4 "Bottom up beta"**

For å beregne betaen uten å bruke regresjonsanalyse av Höegh LNG sin aksjeavkastning må det tas hensyn til determinantene diskutert over. Framgangsmåten er som følger:

1. Definere bransjen.
2. Finne konkurrenters regresjonsbeta og gjennomsnittet fra bransjen.
3. Beregne gjennomsnittlig unlevered beta for bransjen ved bruk av bedriftenes gjennomsnittlige gjeldsgrad
4. Bruke markedsverdi på gjeld og EK for å finne Höegh LNG sin levered beta

Bransjen defineres ved å finne komparative bedrifter. Sammenlignbare bedrifter bør operere innenfor samme segmenter og være relativt like i størrelse. I den strategiske analysen ble avdekket at det kun er tre etablerte aktører i FSRU-segmentet. Excelerate er ikke børsnotert og kan dermed ikke brukes i denne sammenheng. Golar er også et mye større selskap enn Höegh LNG. Det faktum at det er så få børsnoterte shippingselskaper av samme størrelse og med samme drift som Höegh LNG fører til at sammenligningsgrunnlaget blir svekket. Etter en undersøkelse av alle bedrifter som operer i bransjen for LNG-tjenester, konkluderes det med at størrelse må sees bort i fra for å ha noe sammenligningsgrunnlag. Bedriftene som brukes til å danne et estimat på bransjebetaen må representere risikoen knyttet til Höegh LNG sine driftsområder. Selskaper med store verdier knyttet til andre områder av



---

shipping-industrien enn LNG blir derfor ikke inkludert. Selskapene som ble valgt ut var Golar LNG, Exmar, Golar Partners, Awilco LNG og GasLog.

En ny utfordring i forhold til noen av disse bedriftene er igjen at det er lite datagrunnlag for regresjonsanalyse av selskapenes avkastning. Gaslog har kun vært børsnotert siden mars 2012 og gir en negativ regresjonsbeta, noe som virker usannsynlig med tanke på bransjen de operer i og selskapet vil derfor ikke bli inkludert i estimatet på bransjebetaen. Golar Partners og Awilco har vært børsnotert i under 2 år. På grunn av mangelen på alternative sammenlignbare bedrifter ble regresjonsanalyser gjennomført på det datagrunnlaget som var tilgjengelig og estimerte betaverdier for selskapene. For Golar Partners og Awilco er det usikkerhet rundt betaestimatet av samme årsaker som diskutert tidligere ved regresjonsanalysen av Höegh LNG sin avkastning. Et alternativ til å gjennomføre regresjonsanalyser, er å bruke oppgitte betaverdier for de komparative selskapene fra kilder som Bloomberg. Disse verdiene ble hentet inn i tillegg for å kunne undersøke forskjellene. Fra årsrapportene til de komparative bedriftene kunne man hente inn skattesatser og gjeldsgrad og dermed estimere unlevered beta. Ved bruk av regresjonsbetaene til de komparative bedriftene ble levered beta for Höegh LNG estimert til 1,50. Ved bruk av de oppgitte betaene fra Bloomberg ble levered beta estimert til 1,14. På grunnlag av analysen knyttet til bottom-up betaen ansees 1,14 som et lavt betaestimat. Betaestimatet på 1,50 reflekterer risikoen i selskapet på en bedre måte og ansees som det beste estimatet. Dette er et mye høyere estimat enn 0,62 og 0,63 som ble estimert fra en regresjonsanalyse av Höegh LNG med henholdsvis OSEBX og MSCI som referanseindekser.

Bottom-up-beta bruker også regresjonsbetaer og er utsatt for usikkerheten ved standardfeil, men ved å bruke et gjennomsnitt av flere regresjonsbetaer vil man få en lavere standardfeil (Damodaran, 2002). Metoden kan også tilpasses for fremtidige endringen i selskapet, ved å tilpasse fremtidige betaer for nye innkjøp, nye driftsområder for selskapet eller forventede endringer i gjeldsgraden. Dette er ikke noe som vil utdypes videre, men er en styrke ved modellen. Denne fremgangsmåten gjør at man ikke er like avhengige av historiske priser. Bortsett fra for de komparative selskapene, blir betaen til selskapet som analyseres estimert ut ifra en analyse av bransjen og selskapet og gir en dypere innsikt i risikoen selskapet står ovenfor enn en vanlig regresjonsbeta. Bottom-up betaen estimert til 1,50 vil derfor bli brukt i beregningen av selskapets avkastningskrav.

### **7.5.5 Småselkapspremie**

Studier viser at små selskaper historisk har hatt høyere avkastning enn større selskaper med samme beta (Damodaran, 2002). Alle små selskaper kan ikke stadig overprestere i forhold til estimater fra analytikere, så forskjellen må skyldes at kontantstrømmene diskonteres med et høyere avkastningskrav. Denne premien kan skyldes flere faktorer, men en forklaring kan ligge i CAPM sin manglende evne til å estimere risiko når det kommer til små selskaper. Det vil si at premien er et mål på modellens feilestimering av beta. Andre årsaker kan være at det er en større estimeringsrisiko når man estimerer betaer for små selskaper enn for store, og at det i tillegg foreligger mindre informasjon om de små selskapene (Damodaran, 2002).

I norsk sammenheng er Höegh LNG ikke nødvendigvis et lite selskap, da er det 54. største selskapet på Oslo Børs (pr 26.10.12). I internasjonal sammenheng derimot er Höegh LNG et lite selskap og derfor være aktuell for en småselkapspremie. En undersøkelse viser at 77% av aktørene i markedet benytter en småselkapspremie i beregning av avkastningskravet. For selskaper med verdi fra 2-5 milliarder ligger premien på 0-1% (PWC; NFF, 2012).

Med tanke på selskapets størrelse blir det lagt til en småselkapspremie på 0,5%.

### **7.5.6 Gjeldskostnad**

Gjeldskostnaden viser hvor mye det koster selskapet å låne penger for å finansiere prosjekter. Den består i hovedsak av risikofri rente, forventede kreditortap og eventuelle skattefordeler ved lån. Det er flere framgangsmåter for å finne denne kostnaden. En metode er å se på historiske lånekostnader for selskapet. Höegh LNG har de seneste årene hatt en gjennomsnittlig gjeldskostnad på 4,9%. I følge årsrapporten er store deler av selskapets gjeld konvertert til fastrente gjennom swap-avtaler. Fra note 26 kan man se at gjennomsnittlig fastrente fra swapavtalene er på 5,1% (Höegh LNG). Derfor anses 5% som et godt estimat på gjeldskostnaden til Höegh LNG.

## 7.6 Andel EK og gjeld

For å kunne beregne totalavkastningskravet til Höegh LNG må man se på hvor store andeler av finansieringen kommer fra egenkapital og gjeld. Verdien til egenkapitalen settes til markedsverdi og ved å bruke dagens aksjeverdi multiplisert med antall aksjer finner man et estimat på egenkapitalen lik USD 564m pr 12.12.2012. Det kan nevnes som en svakhet at avkastningskravet beregnes ut i fra aksjekursen som denne verdsettelsen skal estimere. Denne sirkelreferansen er et resultat av verdsettelsesmetoden som er valgt. Ved at vektene er basert på markedsverdier får man en WACC som estimerer kostnaden ved å utstede obligasjoner eller aksjer for å kunne finansiere prosjekter. Disse verdipapirene er utstedt til markedsverdi og dermed vil vekter basert på bokverdi gi et upresist estimat på kapitalkostnaden (Damodaran, 2002).

For å finne markedsverdien av gjelden vil det tas utgangspunkt i den bokførte verdien av rentebærende gjeld fra regnskapet til Höegh LNG. Dette er normalt et godt estimat på virkelig verdi, men det kan oppstå avvik. Selskapets konkurssansynlighet kan ha endret seg som kan føre til endrede rentebetingelser, markedsrenten kan ha endret seg som fører til endring i verdien av swap-avtaler fra flytende til fast og lån i utenlandsk valuta kan bli påvirket av svingninger i valutakursen. For 2012 er det kun tilgjengelig kvartalsrapporter som ikke gir fullstendig informasjon omkring gjelden til selskapet. Höegh LNG har inngått swaptions-avtaler der de har gått fra flytende til fast rente på en del av lånene sine. Disse er allerede oppgitt til markedsverdi under finansiell gjeld. Kvartalsrapporten for Q3 viser at de har gjeld med markedsverdi USD 142m gjennom swaptions-avtaler (Höegh LNG, 2012). Den resterende rentebærende gjelden til selskapet er bokført til ca. USD 430m, og blir brukt som estimat på markedsverdi.

Den totale markedsverdien på gjelden til Höegh LNG er ca. USD 572m og man kan da finne EK- og gjeldsandel for selskapet.

<b>EK</b>	<b>Gjeld</b>	<b>E/(E+D)</b>	<b>D/(E+D)</b>
<b>563 988</b>	<b>571 867</b>	<b>49,65%</b>	<b>50,35%</b>

Tabell 7.1 Egenkapital- og gjeldsandel

## 7.7 Beregning av WACC

Formelen for WACC introdusert tidligere blir benyttet, men leddet for skattefordel ved gjeld fjernes. Dette er fordi det er antatt en skattesats på 0% for Höegh LNG i analyseperioden og de vil dermed ikke få noe skatteskjold som følge av gjeld. WACC for selskapet blir da estimert til 8,10%.

Risikofri rente (rf)	2,03%
MRP	5,80%
Beta	1,50
Småselskapspremie	0,5 %
<b>Egenkapitalkrav</b>	<b>11,24%</b>
<b>Gjeldskostnad</b>	<b>5%</b>
E/(E+D)	49,65%
D/(E+D)	50,35%
<b>WACC</b>	<b>8,10%</b>

Tabell 7.2 Beregning av WACC

## 8. Terminalverdi

Etter å ha estimert kontantstrømmene for 6 år framover må man finne verdien på alle fremtidige kontantstrømmer etter dette punktet. Denne verdien kalles terminalverdien og representerer selskapets verdi på det tidspunktet. Selskapets verdi kan da beregnes som:

$$\text{Selskapsverdi} = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{\text{Kontantstrøm}_t}{(1 + WACC)^t} + \frac{\text{Terminalverdi}_n}{(1 + WACC)^n}$$

Terminalverdien kan hovedsakelig beregnes på tre ulike måter (Damodaran, 2002). Den første er å forutsette at hele selskapet likvideres i terminalåret og finne salgsværdien på eiendelene de har opparbeidet seg. Den andre metoden er å bruke en multipl på f.eks. inntekter eller bokverdi i terminalåret for å finne terminalverdien. Den siste metoden baserer seg på at man antar en konstant vekst for selskapet fra terminalåret inn i evigheten. Terminalverdien i denne utredningen blir beregnet ved hjelp av den sistnevnte.

### 8.1 Evig vekstmodell

Gordons vekstformel benyttes for å beregne terminalverdien.

$$\text{Gordons vekstformel} = \frac{\text{Kontantstrøm i terminalåret} \times (1 + \text{vekstfaktor})}{(WACC - \text{vekstfaktor})}$$

Vekstfaktoren beskriver den evige konstante veksten selskapet vil ha etter terminalåret. Den har stor betydning for verdien av selskapet, da små endringer i veksten vil gi store utslag på terminalverdien. Effekten blir også større jo nærmere veksten kommer avkastningskravet (Damodaran, 2002). Det faktum at veksten skal være evig betyr for det første at veksten ikke kan være høyere enn den økonomiske veksten i landet selskapet operer. Det er også et mer

realistisk scenario at den evige veksten er under den generelle økonomiske veksten. Det er fordi den økonomiske veksten består av både unge bedrifter med høy vekst og modne bedrifter med en mer stabil vekst. Hvis unge bedrifter vokser fortere enn økonomien er det naturlig å anta at modne stabile bedrifter har en vekst lavere enn for økonomien generelt (Damodaran, 2002). Som nevnt tidligere er det vanskelig å vite når Höegh LNG er i en såkalt steady-state og kan anses som et modent selskap med stabil vekst. Høy vekst kan ikke opprettholdes i evig tid, og etter hvert vil størrelsen på selskapet være et hinder for videre vekst. Derfor vil det i denne utredningen antas å anta en stabil vekst for selskapet etter 2018.

Höegh LNG opererer som et internasjonalt selskap og vekstfaktoren er dermed begrenset av den globale økonomiske veksten, ikke kun den norske. Den globale økonomiske veksten er forventet å være 3,3 % i perioden 2018-2030. Denne veksten vil kunne danne et feil bilde, da den er drevet av ikke-OECD land som har en vekst på 5,5 % i perioden (OECD, 2012). Höegh LNG er mest påvirket av OECD landene og å benytte den økonomiske veksten for OECD landene vil dermed være mer relevant. OECD landene har en forventet økonomisk vekst på 2,3 % i perioden 2018-2030 og dette benyttes som et maksimum for vekstfaktoren i modellen.

En tommelfingerregel er at vekstfaktoren settes lavere enn den risikofrie renten. Det er fordi den nominelle risikofrie renten over tid vil konvergere med den nominelle økonomiske veksten (Damodaran, 2002). I denne verdsettelsen opereres det med en risikofri rente på 2,03 %. Dermed vil en vekstfaktor på 1,80 % bli vurdert som et godt estimat på den evige konstante veksten til Höegh LNG.

## 9. Alternative scenarier

I den strategiske analysen ble det identifisert flere muligheter og trusler for Höegh LNG. Det er følgelig knyttet usikkerhet til hovedscenariot, og det er ønskelig å utforske andre scenarier i tillegg til hovedscenariot beskrevet tidligere. Den strategiske analysen avdekket flere forhold som er avgjørende for fremtiden, og spesielt at den økonomiske utviklingen er avgjørende for verdien av selskapet. Det er interessant å analysere hvor sensitivt verdiestimatet er i forhold til ulike scenarier.

Da fremtidige kontantstrømmer skal representere forventningsverdier har vi utarbeidet to alternative scenarier. Der ser vi på selskapets fremtidige inntjening og kostnader basert på et optimistisk og et pessimistisk syn på fremtiden. Disse scenarioene er hovedsakelig forankret i innsikt fra den strategiske analysen. Kontantstrømmene til Höegh LNG er hovedsakelig knyttet til langsiktige kontrakter, der dagsrater er fastsatt for fremtiden. Den gode kontraktsdekningen gjør at det kun er den delen av flåten som brukes til korttidskontrakter som vil bli påvirket av endringer i dagsrater på kort sikt. På lengre sikt vil endringer bli representert i den evige vekstfaktoren.

### 9.1 Optimistisk scenario

I det optimistiske scenariot antas det at den økonomiske veksten er god i årene fremover. Dette ble identifisert som den viktigste driveren i bransjen for LNG-tjenester. Etterspørselen etter naturgass øker ytterligere som følge av den økonomiske veksten og at gass blir et stadig mer populært alternativ enn kull og atomkraft. Dette medfører at det tar lenger tid før tilbudet dekker etterspørselen, som igjen gir høyere dagsrater på lengre sikt. Videre antas trusselen fra bankkrisen i Europa diskutert i den strategiske analysen til å forsvinne, tilgangen på kreditt blir bedre og Höegh LNG vil ikke ha problemer med å hente inn mer kapital for å utøve en kjøpsopsjon på et ytterligere FSRU-fartøy. I den strategiske analysen ble det avdekket at selskapet har en sterk posisjon i FSRU markedet for å kunne kapre fremtidige kontrakter. Ut ifra dette antas det at alle nybygg vil ha en langtidskontrakt før

leveranse. Markedet for FSRU vedvarer å være sterkt og den økende etterspørselen fører til at fartøyet vil bidra med en høyere dagsrate enn de andre nybyggene som er under kontrakt. Dette medfører høyere inntjening og investeringskostnader i fremtiden som følge av anskaffelsen av FSRU-fartøyet. STX Frontier og LNG Libra skal brukes til korttidskontrakter på 3-5 år. Basert på den midlertidige fordelene selskapet har i forbindelse med kunderelasjoner og renommé, som ble avdekket i den strategiske analysen, antas det at fartøyene vil være under ny kontrakt ved utløp av eksisterende kontrakter. Som med FSRU-nybygget vil de to LNG-fartøyene oppnå høyere dagsrater enn tidligere som følge av den økonomiske veksten.

Den gode økonomiske veksten i årene fremover medfører en høyere forventet økonomisk vekst også på lang sikt. Den evige vekstfaktoren oppjusteres derfor i forhold til hovedscenarioet, og settes til 1,95 %.

Estimeringen av fri kontantstrøm fra drift oppsummeres i tabell 8.1.

<b>Optimistisk scenario</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>
<b>Driftsinntekter</b>	142 756	270 470	335 965	391 974	405 977	405 977
Driftsinntekter vekst	1 %	89 %	24 %	17 %	4 %	0 %
<b>Driftskostnader:</b>						
Frakt	-538	-1 019	-1 266	-1 477	-1 529	-1 529
Bareboat	-20 153	-20 153	-20 153	-20 153	-20 153	-20 153
Operasjon	-39 831	-55 024	-63 464	-70 217	-71 905	-71 905
Administrasjon	-18 850	-21 677	-24 929	-28 668	-32 968	-44 657
Prosjektutvikling	-15 376	-15 376	-15 376	-15 376	-15 376	-15 376
<b>Totale driftskostnader</b>	<b>-94 747</b>	<b>-113 249</b>	<b>-125 188</b>	<b>-135 891</b>	<b>-141 932</b>	<b>-153 621</b>
Normalisert unormale poster	1 918	3 633	4 513	5 265	5 453	5 453
<b>EBITDA</b>	<b>49 926</b>	<b>160 855</b>	<b>215 290</b>	<b>261 349</b>	<b>269 498</b>	<b>257 809</b>
Arbeidskapital	-12 761	-24 178	-30 032	-35 039	-36 290	-36 290
Delta arbeidskapital	-2 848	-11 416	-5 855	-5 007	-1 252	0
CAPEX investeringer	-454 500	-520 000	-260 000	-227 500	0	0
Vedlikeholdsinvesteringer	-20 307	-38 474	-47 790	-55 758	-57 749	-73 988
<b>Fri kontantstrøm drift</b>	<b>-427 728</b>	<b>-409 036</b>	<b>-98 355</b>	<b>-26 915</b>	<b>210 497</b>	<b>183 821</b>

*Tabell 9.1 Fri kontantstrøm drift optimistisk scenario*



## 9.2 Pessimistisk scenario

Det pessimistiske scenarioet forutsetter først og fremst at bankkrisen i Europa forverres. I den strategiske analysen ble dette identifisert som den største trusselen Höegh LNG stod ovenfor. Den globale økonomiske veksten er hoveddriveren til etterspørsel etter LNG-tjenester, og ved en forverret bankkrise vil vi oppleve en signifikant reduksjon i den økonomiske veksten. Lavere etterspørsel medfører at de høye dagsratene bransjen er preget av for øyeblikket vil forsvinne raskere. Ratene vil falle til et lavere nivå etter 2013 før de stabiliserer seg. Den fremtidige inntjeningen til Höegh LNG vil dermed bli lavere.

Som følge av bankkrisen vil tilgangen på kreditt forverres og dette vil gjøre det vanskelig for Höegh LNG å investere i nye fartøy. Det vil heller ikke være like lønnsomt som følge av lavere dagsrater. Dermed blir det ingen videre utvidelse av flåten i prognoseperioden.

Selskapet har noen LNG-fartøy som fokuserer på korttidskontrakter for å få høyest mulige dagsrater. DA markedet for LNG ikke blir like sterkt i framtiden vil inntjening til disse skipene blir mer usikker. Dette gjør at det antas en lavere inntjening for LNG Libra og STX Frontier sammenlignet med de andre scenarioene.

Den dårlige økonomiske veksten i de nærmeste årene fremover påvirker også den langsiktige økonomiske veksten. Dette gjør at den evige vekstfaktoren nedjusteres. Basert på den strategiske analysen ansees dette som en bransje som vil ha vekst også i et pessimistisk scenario. Vekstfaktoren vil derfor fortsatt være høyere enn 0, og nedjusteres til 1,50 %.

Tabell 8.2 oppsummerer hvordan fri kontantstrøm fra drift ble estimert.

<b>Pessimistisk scenario</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>
<b>Driftsinntekter</b>	142 756	258 727	323 318	337 320	337 320	337 320
Driftsinntekter vekst	1 %	81 %	25 %	4 %	0 %	0 %
<b>Driftskostnader:</b>						
Frakt	-538	-975	-1 218	-1 271	-1 271	-1 271
Bareboat	-20 153	-20 153	-20 153	-20 153	-20 153	-20 153
Operasjon	-39 831	-55 024	-63 464	-65 153	-65 153	-65 153
Administrasjon	-18 850	-21 677	-24 062	-24 062	-24 062	-37 105
Prosjektutvikling	-15 376	-15 376	-15 376	-15 376	-15 376	-15 376
<b>Totale driftskostnader</b>	<b>-94 747</b>	<b>-113 205</b>	<b>-124 273</b>	<b>-126 014</b>	<b>-126 014</b>	<b>-139 058</b>
Normalisert unormale poster	1 918	3 475	4 343	4 531	4 531	4 531
<b>EBITDA</b>	<b>49 926</b>	<b>148 997</b>	<b>203 388</b>	<b>215 837</b>	<b>215 837</b>	<b>202 794</b>
Arbeidskapital	-11 859	-21 494	-26 860	-28 023	-28 023	-28 023
Delta arbeidskapital	-2 444	-9 634	-5 366	-1 163	0	0
CAPEX investeringer	-454 500	-487 500	-195 000	0	0	0
Vedlikeholdsinvesteringer	-20 307	-36 803	-45 991	-47 983	-47 983	-61 476
<b>Fri kontantstrøm drift</b>	<b>-427 325</b>	<b>-384 940</b>	<b>-42 970</b>	<b>166 691</b>	<b>167 854</b>	<b>141 318</b>

*Tabell 9.2 Fri kontantstrøm drift pessimistisk scenario*

### 9.3 Virksomhetsverdi

Tabellen under viser den beregnede virksomhetsverdien i tre scenarioene, og den vektete virksomhetsverdien. Da hovedscenarioet anses som det mest sannsynlige utfallet vektlegges dette med 60 %. De to andre utfallene vektlegges med 20 % hver.

	<b>Optimistisk scenario</b>	<b>Hovedscenario</b>	<b>Pessimistisk scenario</b>
<b>Virksomhetsverdi:</b>	<b>1 377 299</b>	<b>1 092 363</b>	<b>964 786</b>
<b>Vekt:</b>	20%	60%	20%
<b>Vektet virksomhetsverdi:</b>	<b>1 123 835</b>		

*Tabell 9.3 Virksomhetsverdi for tre scenarioer*

## 9.4 Egenkapitalverdi

Virksomhetsverdien baserer seg på den operasjonelle verdien av Höegh LNG. For å komme fram til egenkapitalverdien må nettoverdien av det ikke-operasjonelle inkluderes og netto gjeld trekkes fra.

### *Netto rentebærende gjeld*

Gjelden til Höegh LNG består av lån, obligasjoner og swap-avtaler. Markedsverdien til gjelden som ble estimert i kapittel 6.6 blir benyttet. Markedsverdien til denne ble beregnet til ca. USD 572m.

### *Netto finansielle eiendeler og forpliktelser*

De finansielle eiendelene til Höegh LNG består av markedsbaserte verdipapirer, bankinnskudd og andre kontantekvivalenter. Selskapet har også finansielle forpliktelser, men de begrenser seg til swap avtaler på lån som allerede er medberegnet i netto rentebærende gjeld.

### *Beregning av egenkapitalverdi og aksjekurs*

Verdien av egenkapital og aksjekursen blir da beregnet til:

<b>Egenkapitalverdi</b>	
<b>Vektet virksomhetsverdi</b>	<b>1 123 835</b>
Netto finansielle eiendeler	142 153
Netto rentebærende gjeld	571 867
<b>Egenkapitalverdi</b>	<b>694 121</b>
Antall aksjer	69 885 519
Aksjepris USD	9,93
Valutakurs	5,68
<b>Aksjepris NOK</b>	<b>56,42</b>

Tabell 9.4 Beregning av egenkapitalverdi

## 10. Realopsjoner

Utgangspunktet for verdsettelse av realopsjonene til Höegh LNG var opprinnelig i forhold til en opsjon selskapet hadde på STX Frontier. Skipet ble operert av Höegh LNG med en opsjon på å kjøpe 50 eller 100% av skipet. Denne type opsjoner er viktige i LNG-bransjen og kan være verdifulle. Vi ønsket å bygge en modell ut ifra realopsjonsteori som baserte seg på dagsrater for frakt av LNG som det underliggende aktivum. Utviklingen i dagsratene ville avgjøre om det var lønnsomt eller ulønnsomt å anskaffe skipet. Siden skipet allerede er ferdig bygget, vil tiden fra utøvelse til skipet er under kontrakt til gjeldende dagsrater være kort. Verdien av å kunne vente og få mer informasjon om utviklingen i dagsratene kan derfor være stor. Höegh LNG utøvde opsjonen for å kjøpe en 50% eierandel i STX Frontier 01.10.2012. Opsjonen var derfor ikke relevant for verdien av selskapet lenger og modellen blir derfor ikke brukt i denne verdsettelsen.

Tidligere i oppgaven ble det avdekket at selskapet hadde 3 opsjoner på FSRU nybygg. I utgangspunktet vil alle aktører ha mulighet til å øke kapasiteten ved å bestille nye fartøy, men i den strategiske analysen kom det fram at skipsverftene som produserer FSRU-fartøy har presset kapasitet på kort sikt. Dette gjør opsjonene mer interessante. Nybyggopsjoner er blant de vanligste innen shipping og mottas som oftest ved bestilling av et nytt fartøy (Hyundai Heavy Industries, 2012). Da vil spesifikasjonene og prisen være lik som for fartøyet som ble bestilt. Verdien på et FSRU nybygg er på ca. USD 320m, noe som kan føre til høye verdier på tilhørende opsjoner. Realopsjonsteori kan brukes til å verdsette opsjonene selskapet har. Verdien av en realopsjon vil alltid være positiv før utøvelses tidspunktet. Dette skyldes at vi verdsetter muligheten til å avvente med å ta en beslutning til man har fått mer informasjon. Verdien av denne fleksibiliteten kan være stor, spesielt i situasjoner med høy usikkerhet, men opsjonen vil også ha verdi selv om sannsynligheten for å utøve den er veldig liten. Verdien av realopsjonene selskapet besitter blir derfor inkludert i verdsettelsen.

Det er vanlig at en nybygg-opsjon må utøves innen ett år eller seks måneder. Under denne perioden må skipsverftet holde av plass for en eventuell utøvelse av opsjonen. Dette medfører en risiko og kostnad som verftet må bære, da de kan havne i en posisjon der de må si nei til andre tilbud i markedet. Hva som er det underliggende aktivum til nybygg-opsjoner er mer usikkert enn for en kjøpsopsjon på et skip som er klart til bruk. Dagsratene i LNG-

bransjen er volatile og endres stadig. Et FSRU nybygg har en ledetid på ca. 2,5 år og tiden det tar fra utøvelse til en eventuell kontrakt er vunnet for skipet kan være lang. Det vil derfor ikke alltid være samsvar mellom gjeldende dagsrater ved utøvelses tidspunktet og de faktiske dagsratene skipet vil tjene. Dette gjør at realopsjonene er vanskelige å verdsette, da verdien av det underliggende ved utøvelses tidspunktet ikke nødvendigvis er den reelle verdien selskapet får.

Et alternativ er å se på nybyggpriser som det underliggende aktivum. Dette forutsetter en antagelse om at dersom markedsprisen på et nybygg overstiger utøvelsesprisen vil opsjonen bli utøvd. Det vil si at dersom opsjonen er "in the money" vil en utøvelse av opsjonen, samtidig som nybygget selges i markedet gi eieren av opsjonen en fortjeneste. Dette er ikke vanlig i LNG-bransjen og det er generelt lite spekulative kjøp av nybygg i bransjen. Det er mer naturlig å anta at selskaper øker kapasitet som følge av lønnsomme dagsrater og gode utsikter for den økonomiske veksten. Men for øyeblikket har skipsverftene presset kapasitet og det argumenteres for at det er muligheter for å kunne utøve opsjoner for så å selge nybygget i markedet til selskaper som ikke har slike opsjoner, men som ønsker å øke kapasiteten. Det antas derfor at opsjonene kan sees på som opsjoner på nybyggpriser og verdsettes etter det.

Datamaterialet for nybyggpriser på FSRU er veldig lite, på grunn av at det er et relativt nytt segment i LNG-bransjen. Derfor brukes utviklingen i priser på nybygg av LNG-fraktskip som et estimat på utviklingen i prisen på FSRU-nybygg. Teknologien i skipene er veldig sammenlignbare, da FSRU-fartøy også kan operere som LNG-fraktskip. Driverne i markedet for FSRU-fartøy og LNG-fraktskip er de samme og det er rimelig å anta at de vil bevege seg relativt likt over tid.

## 10.1 Teori

Modellen som er brukt for å finne verdien på opsjonene til Höegh LNG er Black & Scholes sin opsjonsprisinde modell. Denne bygger på prinsippene til den binomiske opsjonsprisinde modellen. For en europeisk opsjon, der bevegelsene til det underliggende

aktivum er basert på et binomisk tre med  $n$  perioder, kan det vises at den binomiske modellen vil nærme seg BS-modellen. Når  $n$  går mot uendelig vil den binomiske fordelingen nærme seg normalfordelingen. Det vil si at modellen antar at avkastningen til det underliggende aktivum er normalfordelt. Modellen bygger også på innsikten fra den binomiske modellen om at hvis man holder opsjonen og samtidig er kort i en portefølje bestående av delta av det underliggende og et lånt beløp, vil fortjenesten på et senere tidspunkt være kjent. Dette kalles perfekt hedging, og betyr at når det ikke er risiko kan forventet avkastning kun være lik risikofri rente minus eventuelle dividender. Derfor brukes risikofri rente som diskonteringsfaktor i BS-modellen.

Verdien av en call-opsjon er gitt ved:

$$C = S \times e^{-\delta \times T} \times N(d_1) - K \times e^{-r \times T} N(d_2)$$

der:

$$d_1 = \frac{\ln\left(\frac{S}{K}\right) + \left(r - \delta + \frac{1}{2}\sigma^2\right)T}{\sigma\sqrt{T}} \quad d_2 = d_1 - \sigma\sqrt{T}$$

$S$  = Verdien av underliggende i dag

$K$  = Utøvelsespris

$\sigma$  = Volatiliteten til det underliggende

$r$  = Risikofri rente

$T$  = Tid til utøvelsetidspunkt

$\delta$  = Dividendeutbetalinger

### *Forutsetninger for BS-modellen*

Avkastningen til det underliggende aktivum må være normalfordelt og uavhengig over tid. Opsjonene som verdsettes har nybyggpriser som underliggende aktivum. Disse prisene er forventet å utvikle seg tilfeldig slik at avkastningen kan forventes å være normalfordelt.

Volatiliteten til avkastningen på det underliggende antas å være konstant over tid. Volatiliteten vi har estimert i oppgaven vår baserer seg på historiske svingninger. Det kan argumenteres for at volatiliteten vil endre seg over tid, men med dette vil kreve en mer sofistikert rammeverk for beregning av opsjonsverdien. Fordi det ikke finnes noen basis for å si at volatiliteten vil endre seg over tid antas det at den holdes konstant.

Risikofri rente er konstant. Varierende risikofri rente kunne blitt inkorporert i BS-modellen, men vi antar at en konstant risikofri rente basert på dagens rente på norske 10 statsobligasjoner vil være et godt estimat for modellen vår.

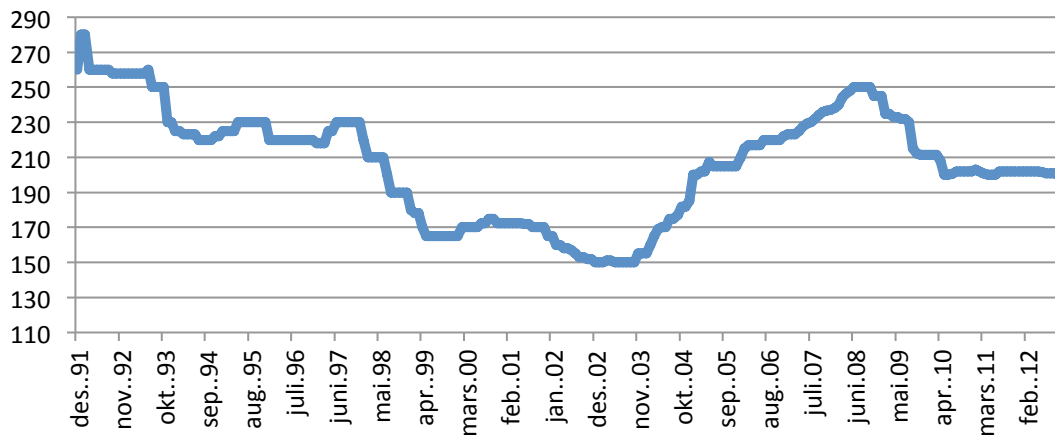
BS-modellen forutsetter at det er mulig å shorte kostnadsfritt og låne til risikofri rente. Dette er i forbindelse med replikeringsporteføljen. I forhold til realopsjoner er det ikke mulig å replikere disse for å kunne tjene på eventuell arbitrasje på feilprisede realopsjoner i LNG-bransjen. Denne forutsetningen må derfor sees bort i fra.

Forutsetningene til BS-modellen blir ikke oppfylt perfekt. Antagelsene for modellen passer ikke godt i forhold til opsjonen som skal verdsettes, men det konkluderes likevel med at det er akseptabelt som verdsettelsesverktøy.

## 10.2 Datamateriale

For å kunne estimere verdien på opsjonen har vi hentet inn data for priser på nybygg av LNG-fartøy. Datagrunnlaget består av månedlige rapporterte priser fra 1991-2012 på nybygg av LNG-skip i størrelsen 160 000cbm (Clarksons, 2012).

## Nybyggpriser LNG-skip 1991-2012 (millioner USD)



Figur 10.1 Priser på nybygg av LNG-fraktskip i perioden 1991-2012 (Clarksons, 2012)

En svakhet med dataen er at det ikke blir bestilt nybygg hver måned og prisestimatene er derfor usikre i måneder der det ikke er bestilt skip. I tillegg til nybyggprisene ble det også hentet inn tall for S&P500 indeksen fra tilsvarende periode. Denne brukes som markedsindeksen i verdsettelsen av opsjonen.

### 10.3 Rammeverk for modellen

Det antas at opsjonene Höegh LNG har mottatt fra skipsverftet har 6 måneder til de utløper. Det faktum at opsjonen kan utøves når som helst innen 6 måneder gjør at opsjonen har amerikanske elementer. Det vil si at selskapet ikke bare må ta en avgjørelse om opsjonen skal utøves men også når den skal utøves. Med tanke på det korte tidsintervallet på 6 måneder vil forskjellen mellom en amerikansk og europeisk opsjon være liten og det antas derfor at en modell for europeisk opsjon vil gi et godt estimat på verdien til realopsjonen.



B&S-modellen må tilpasses for å ta hensyn til risikoen i det underliggende aktivum. Som nevnt tidligere bruker B&S-modellen risikofri rente som diskonteringsfaktor under forutsetningen om perfekt hedging. Denne hedgingen gjør at usikkerheten rundt det underliggende aktivum blir nøytralisert. Det er risiko knyttet til det underliggende til realopsjonen på FSRU nybygg, det vil si risikoen i forhold til prisutviklingen på nybygg. Det er realistisk å anta at investorer er risikoaverse og dermed krever kompensasjon for å bære risikoen knyttet til usikkerheten ved opsjonen. Verdien på opsjonen må derfor justeres for å ta hensyn til risikoen knyttet til nybyggpriser. Det er flere måter å ta hensyn til risikoen på, metoden som brukes her går ut på å endre parametere i BS-formelen (Hull, 2009). Målet med endringen er å finne og anvende en risikojustert vekstrate ( $\alpha$ ) for det underliggende, slik at diskontering med risikofri rente i BS-modellen er tillatt (Hull, 2009). I dette tilfellet er  $\alpha$  den risikojusterte vekstraten til nybyggprisene.

$$\alpha = \mu - \lambda \times \sigma$$

der  $\mu$  representerer forventet årlig vekst i nybyggpriser og  $\sigma$  er volatiliteten til nybyggprisene.  $\lambda$  er et mål på markedsrisiko per enhet eiendelsrisiko og er gitt ved:

$$\lambda = \frac{\rho_{x,m}}{\sigma_m} \times (\mu_m - r)$$

der  $\rho_{x,m}$  er korrelasjonen mellom prisen på LNG-nybygg og S&P500 indeksen,  $r$  er risikofri rente og  $\sigma_m$  og  $\mu_m$  er henholdsvis volatiliteten og den forventede veksten til S&P500 indeksen.

Som nevnt i teorien om B&S-modellen er den forventede avkastningen  $r - \delta$ , ved å bruke  $\alpha$  som forventet avkastning er risikoen knyttet til utviklingen av nybyggpriser lik som den risikofrie metoden (Hull, 2009). Det vil si at investor er likegyldig mellom en sikker kontantstrøm i dag og en usikker kontantstrøm i fremtiden med samme nåverdi. Dermed kan risikofri rente brukes som diskonteringsfaktor. Vi kombinerer så B&S formelen med  $\alpha = r - \delta$  og får:

$$C = X \times e^{-(r-\alpha) \times T} \times N(d_1) - K \times e^{-r \times T} \times N(d_2)$$

der:

$$d_1 = \frac{\ln\left(\frac{X}{K}\right) + \left(\alpha + \frac{1}{2}\sigma^2\right) \times T}{\sigma\sqrt{T}}$$

$$d_2 = d_1 - \sigma\sqrt{T}$$

## 10.4 Beregning av verdien av realopsjonene

Ved beregning av den risikjusterte vekstraten til nybyggprisen bruker vi en forventet årlig vekst i nybyggpriser på 0%. Nybyggprisene har stabilisert seg i den seneste tiden og det forutsettes ingen videre vekst på kort sikt. Markedsrisiko per enhet eiendelsrisiko er beregnet til -0,007 og den årlige volatiliteten til nybyggpriser er estimert til 0,057. Den risikjusterte vekstraten finnes ved:

$$\alpha = 0 - (-0,007) \times 0,057 = 0,0004$$

Prisen på et nytt FSRU-fartøy i dag estimerer vi til USD 320m basert på Höegh LNG sine siste bestillinger (Höegh LNG). Utøvelsesprisen settes også til USD 320m. Ved å bruke den tilpassede B&S-formelen estimeres verdien av realopsjonen til:

$$d_1 = 0,0249 \text{ som gir } N(d_1) = 0,5099$$

$$d_2 = -0,0153 \text{ som gir } N(d_2) = 0,4939$$

---

$$C = 320 \times e^{-(0,0204-0,0004) \times 0,5} \times 0,5099 - 320 \times e^{0,0204 \times 0,5} \times 0,4939 = 5,11$$

Det vil si at en realopsjon på FSRU-nybygg har en verdi på USD 5,11m. Höegh LNG har dermed en realopsjonsportefølje verdt USD 15,34m.

## 10.5 Konklusjon realopsjoner

Det er flere momenter som skaper usikkerhet rundt estimatet på realopsjonsverdien. Realopsjoner på FSRU nybygg har vist seg å være kompliserte å verdsette, både med tanke på hva som er den underliggende variabelen og modellen som kan brukes til å estimere verdien. Forutsetningen om at det underliggende aktivum er nybyggpriser kan kritiseres. Det kan vanskelig argumenteres for at endringer i nybyggpriser er driveren for å øke kapasiteten i bransjen. Dagsrater kan tenkes å spille en større rolle i forhold til avgjørelser om å utvide flåten da dagsratene avgjør lønnsomheten. Men med tanke på den usikre sammenhengen mellom gjeldende dagsrate ved utøvelse og gjeldende dagsrate ved kontraktinngåelse er det også usikkerhet ved å bruke det som underliggende variabel.

Black & Scholes ble brukt som modell for estimering av verdien på realopsjonen. Det kan argumenteres for at modellen ikke egner så godt for beregne verdien av opsjoner på FSRU nybygg. En annen fremgangsmåte kunne vært benyttet, men da realopsjonene utgjør en så liten del av selskapet, ble det vurdert som utenfor denne utredningens omfang.

Grunnet stor usikkerhet til resultatets reliabilitet unnlates det å inkludere verdien av realopsjonene i verdiestimatet. På bakgrunn av den pressede situasjonen til skipsverftene er det likevel grunn til å at modellen kan gi noe innsikt. Effekten på aksjeprisen vil derfor bli undersøkt i sensitivitetsanalysen.

## 11. Sensitivitetsanalyse

Det inntjeningsbaserte verdiestimatet bygger på innsikt vunnet fra den strategiske analysen og regnskapsanalysen. Forutsetningene som ligger til grunn er veldig avgjørende for sluttverdien, og det er usikkerhet knyttet til disse. I denne delen vil kritiske parametere som inngår i modellen endres. Dette vil synliggjøre usikkerheten til verdiestimatet, og er en essensiell del av selve modellbyggingen og evalueringen av resultatet den gir (Koller, Goedhart, & Wessels, 2010).

Det er i all hovedsak terminalverdien som avgjør verdiestimatet, mens den eksplisitte prognosetiden kun har begrenset betydning (Kaldestad & Møller, 2011). Det velges derfor å fokusere på å analysere forutsetningen som ligger til grunn for terminalverdien i sensitivitetsanalysen.

### 11.1 Enkeltvis endring av parametere

I første omgang vil det gjennomføres flere analyser hvor parameterverdien endres etter tur. Dette vil hjelpe å oppdage hvilken effekt hver enkelt endring har på resultatet.

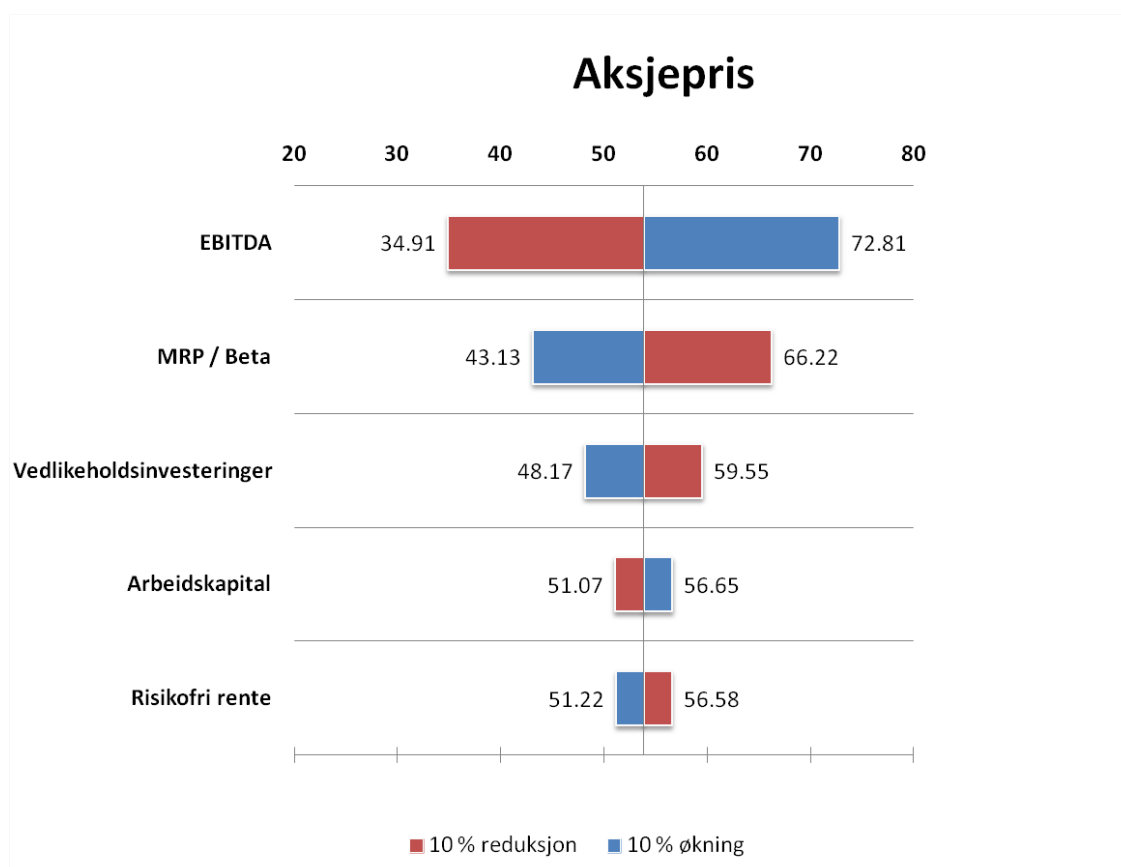
Figur 11.1 oppsummerer første del av sensitivitetsanalysen. Av praktiske hensyn tas det utgangspunkt i aksjeprisen på NOK 53,86, som ble funnet i hovedscenarioet, i denne delen av analysen. I venstre kolonne står parameteren som er endret, mens høyre kolonne viser hvor stor effekt en 10 % økning/reduksjon av aktuell parameter har på verdiestimatet. Parameterne står oppstilt i stigende rekkefølge og den nye aksjeprisen vises ved siden av kolonnen. EBITDA er følgelig den parameteren som har størst innvirkning på verdiestimatet.

En 10 % økning i EBITDA-marginen brukt ved beregning av terminalverdien fører at estimert aksjepris øker fra NOK 53,86 til 72,81, mens en 10 % reduksjon gir en aksjepris på NOK 34,91. Til tross for at EBITDA er veldig avhengig av fraktratene og utviklingen i verdensøkonomien, argumenteres det for at modellen er relativt robust på dette området. Dette som følge av at de fleste skipene er under langtidskontrakter med satte fraktrater. Effekten av skip under korttidskontrakter er delvis fanget opp av optimistisk og pessimistisk

scenario. Når det kommer til driftskostnadene er det hovedsakelig administrasjonskostnader og prosjektutviklingskostnader det er knyttet usikkerhet til, og denne er av begrenset art.

En 10% endring i beta/MRP gir relativt store utslag i verdierestimatet. Som diskutert under kapittel 6 var det betydelig usikkerhet knyttet til estimeringen av begge disse parameterne, men beta spesielt. Dette begrenser tilliten til verdierestimatet.

Modellen er relativt robust for endringer i øvrige parametere.



Figur 11.1 Aksjepris for en 10 % endring i parametere

## 11.2 Analyse av langsiktig vekst og avkastningskrav

Neste steg i sensitivitetsanalysen er å se hvilken effekt den langsiktige veksten og avkastningskravet har på verdierestimatet. Det ble avdekket i den strategiske analysen at Höegh LNG opererer i en bransje med egenskaper som gir en forventet uendelig vekst på 1,8 %. Kombinert med et avkastningskrav på 8,10 % ga det en aksjepris lik NOK 56,42. Det er i midlertidig stor usikkerhet til disse estimatene, og det er ønskelig å finne ut hvor sensitiv verdien av selskapet er for disse endringer i disse parameterne. Tabell 11.1 sammenfatter resultatet av denne analysen. X-aksen viser verdierestimatet når avkastningskravet holdes fast, og den langsiktige veksten endres. Y-aksen viser det motsatte. Av tabellen ser vi at verdierestimatet som ventet er svært sensitivt for endringer i de to parameterne.

		Langsiktig vekst						
		3,5 %	3,0 %	2,5 %	2,0 %	1,5 %	1,0 %	0,5 %
WACC	10,0%	52,5	42,4	33,7	26,2	19,6	13,8	8,7
	9,0%	67,4	55,2	44,9	36,1	28,4	21,7	15,8
	8,5%	85,5	70,5	58,1	47,6	38,6	30,7	23,9
	8,0%	107,6	89,0	73,7	61,0	50,3	41,1	33,1
	7,5%	135,4	111,6	92,6	77,0	64,1	53,1	43,7
	7,0%	171,2	140,0	115,7	96,3	80,4	67,2	56,0
	6,5%	219,2	176,6	144,8	120,0	100,1	83,9	70,3

Tabell 11.1 Aksjepris for ulike avkastningskrav og langsiktig vekst

## 11.3 Analyse av scenarioene

Til slutt vil det undersøkes hvor sensitivt verdierestimatet er i forhold til de ulike scenarioene. I utgangspunktet ble hovedscenariot, optimistisk scenario og pessimistisk scenario vektet med henholdsvis 60 %, 20 % og 20 %. Det er knyttet usikkerhet til disse utfallene, og tabell 11.2 illustrerer hvilken effekt ulike vektinger av hovedscenariot har på verdierestimatet. Det

optimistiske og pessimistiske scenarioet vil fortsette å vektes med like stor del, så i tilfellet hvor hovedscenarioet vektes med 0 %, vil de alternative scenarioene vektes med 50 % hver.

## Vekt

hovedscenario	0%	20%	40%	60%	80%	100%
Aksjepris NOK:	<u>60,25</u>	<u>58,97</u>	<u>57,69</u>	<u>56,42</u>	<u>55,14</u>	<u>53,86</u>

Tabell 11.2 Aksjepris for ulike vektinger av scenarioer

Av scenarioanalysen ser man at aksjeprisen er relativt stabil for ulike vektinger. Det er også interessant at jo høyere vekt hovedscenarioet gis, dess lavere blir aksjeprisen. Dette innebærer at det positive scenarioet gir et relativt større utslag enn det negative scenarioet.

## 11.4 Analyse av effekten fra realopsjoner

I kapittel 10 ble det estimert en verdi på realopsjonsporteføljen til Höegh LNG. For å se på effekten realopsjonene har på aksjeprisen til selskapet må verdien av opsjonene legges til egenkapitalverdien.

### Inkludering av realopsjonsverdi

Egenkapitalverdi	694 121
Realopsjonsportefølje	15 340
<b>Ny Egenkapitalverdi</b>	<b>709 461</b>
Antall aksjer	69 885 519
Aksjepris USD	10,15
Valutakurs	5,68
<b>Aksjepris NOK</b>	<b>57,66</b>
Forandring i %	2,21%

Tabell 11.3 Aksjepris der realopsjoner er inkludert

Realopsjonsporteføljen fører til en 2,21% økning i den estimerte aksjeprisen til Höegh LNG. Det kan derfor konkluderes med at realopsjonene har lite utslag på verdiestimatet til selskapet, og at det derfor er rimelig å utelate det med tanke på usikkerheten knyttet til verdien av opsjonene.

## 11.5 Konklusjon sensitivitetsanalyse

Sensitivitetsanalysen har belyst flere svakheter ved modellen. Flere av parameterne det er knyttet størst usikkerhet til også er de samme parameterne som har størst innvirkning på verdiestimatet. Dette taler for at det bør benyttes flere verdsettelsesmetoder som et supplement til det opprinnelige verdiestimat.

## 11.6 Svakheter sensitivitetsanalyse

I den første delen av sensitivitetsanalysen tas det utgangspunkt i aksjeprisen estimert i hovedscenarioet. Dette ble gjort av praktiske hensyn da det er veldig tidkrevende å endre parametere i alle scenarioene. Dette kan ses på som en svakhet. På en annen side er formålet bak analysen å se hvor sensitiv verdiestimatet er, mens absolutte tall er mindre interessant. Dette vises like godt på denne måten.

En sensitivitetsanalyse hvor man endrer en og en parameterverdi etter tur hjelper til å forstå hvilke parametere som driver verdiestimatet. I virkeligheten er nytteverdien likevel begrenset. Dette fordi det er sjeldent med isolerte endringer og interaksjoner mellom parameterverdiene kan medføre at den kombinerte effekten avviker fra summen av de individuelle effektene. For å fange opp slike interaksjoner må man analysere trade-offs (Koller, Goedhart, & Wessels, 2010). Dette er midlertidig utenfor denne oppgavens omfang.



---

## 12. Balansebasert tilnærming

En metode for å verdsette Höegh LNG er å estimere substansverdien, også kalt Net Asset Value (heretter NAV). For å gjøre dette må markedsverdien på eiendelene til selskapet estimeres. Det kunne vært aktuelt å sett på markedspriser fra nylige salg av liknende skip som selskapet har i sin flåte, men på grunn av manglende data kan dette føre til feilaktige verdier. LNG-flåten på verdensbasis og spesielt FSRU er liten og annenhåndsmarkedet er ikke stort nok til å finne pålitelige tall.

Vi snakket med flere analytikere innen shipping for å finne ut hva slags metoder de bruker i sine verdsettelsler. En metode som er svært utbredt blant analytikere i shipping-bransjen er å regne ut en NAV basert på nåverdien av forventede kontantstrømmer knyttet til hvert enkelt fartøy (Berle, 2012). Da markedet for kjøp og salg av fartøyer ikke er aktivt nok til å finne markedspriser, er dette en god tilnærming. Metoden er logisk i den forstand at i teorien skal en markedspris reflektere fremtidige kontantstrømmer. Selskaper vi snakket med var DNB Markets, Fearnleys, SEB Enskilda, Swedbank First Securities, Danske Markets, Pareto Securities. Samtlige brukte en kontantstrømbasert NAV som et ledd i verdsettelsen av selskaper innen bransjen for LNG-tjenester, og i forhold til kursmålet som blir satt, blir NAV sterkt vektlagt (Berle, 2012).

Fremgangsmåten for beregning av NAV baserer seg i hovedsak på samtaler med Øyvind Berle, PhD, som jobber som analytiker innen shipping i DNB Markets. Fartøyene verdsettes hver for seg basert på fremtidig EBITDA fra inngåtte kontrakter og kontrakter som det er rimelig å anta vil bli inngått i nær framtid (Berle, 2012). Verdien av et skip estimeres da fra nåverdien på kontrakter pluss en restverdi ved kontraktens utløp. Restverdien baseres på en antagelse om at skipet har en levetid på 40 år. Basert på gjenværende levetid blir resterende del av nybyggpris ved kontraktens utløp neddiskontert til i dag for å finne restverdien. Nåverdien av fremtidige investeringer tilknyttet hvert enkelt fartøy blir også estimert. I tabellen under oppsummeres verdien på flåten til Höegh LNG, samt fremtidige investeringer (CAPEX) knyttet til flåten.

Flåte	Eierskap	WACC	Kontrakt (år)	EBITDA pr år	PV	Rest- verdi	Sum	Nåverdi CAPEX
Arctic Lady	50 %	8,10 %	14	19	156	40	196	0
Arctic Princess	34 %	8,10 %	14	19	156	40	196	0
GDF Suez Neptune	50 %	8,10 %	18	17	154	35	189	0
GDF Suez Cape Ann	50 %	8,10 %	18	17	154	37	191	0
FSRU nybygg 1	100 %	8,10 %	20	38	343	29	372	-227
FSRU nybygg 2	100 %	8,10 %	10	38	235	107	342	-212
FSRU nybygg 3	100 %	8,10 %	10	38	235	107	342	-255
FSRU nybygg 4	100 %	8,10 %	-	-	-	-	320	-270
LNG Libra	100 %	8,10 %	3	19	49	20	69	0
Norman Lady	50 %	8,10 %	3	6	15	-	15	0
STX Frontier	50 %	8,10 %	3	19	49	60	109	-97
<b>SUM</b>							<b>2 339</b>	<b>-1 061</b>

*Tabell 12.1 Kontantstrømbasert markedsverdi og utestående CAPEX for flåten til Höegh LNG*

Årlige EBITDA-bidrag fra skipene er basert på kontraktene som ble avdekket i kapittel 2, samt antagelser angående LNG Libra og STX Frontier. Basert på den strategiske analysen ansees det som rimelig å anta at Höegh LNG vil vinne kontrakter for både LNG Libra og STX Frontier. Dette begrunnes med selskapets kunderelasjoner og posisjon i bransjen. Skipene verdsettes derfor basert på en 3 års kontrakt pluss restverdi. WACC på 8,10 % beregnet i kapittel 6.7 brukes som diskonteringsfaktor. Fremtidige investeringskostnader (CAPEX) består i hovedsak av utestående beløp på bestillingene av FSRU-fartøyene som er under konstruksjon, i tillegg til utestående beløp i forbindelse med anskaffelsen av STX Frontier.

Når markedsverdien til flåten er estimert trekkes det fra investeringer, og rentebærende gjeld og finansielle eiendeler legges til for å estimere NAV. Rentebærende gjeld er hentet fra estimatet på markedsverdien av gjelden til Höegh LNG i kapittel 6.6. Beregning av NAV er oppsummert i tabellen under.

### Kontantstrømbasert NAV

Markedsverdi flåte	2 339 135
Finansielle eiendeler	142 153
Sum eiendeler	2 481 288
Nåverdi CAPEX	-1 061 206
Markedsverdi gjeld	-571 867
<b>Net Asset Value</b>	<b>848 215</b>
Antall aksjer	69 885 519
NAV/aksje USD	12,14
Valutakurs	5,68
<b>NAV/aksje NOK</b>	<b>68,94</b>

Tabell 12.2 Beregning av NAV

Dette gir en Net Asset Value på USD 848m og svarer til en NAV/aksje på NOK 69,94. Dagens aksjekurs på NOK 46,00 (12.12.2012) gjør at selskapet for øyeblikket handles med en rabatt på 33 % i forhold til Net Asset Value.

## 13. Konklusjon

I denne utredningen er det benyttet to metoder for å verdsette Höegh LNG. Det er lagt mest vekt på den inntjeningsbaserte tilnærmingen, da denne inneholder en strategisk analyse, regnskapsanalyse og fremtidsregnskap. I den strategiske analysen kom det frem at de makroøkonomiske betingelsene var av stor betydning for selskapets fremtidige lønnsomhet, og det ble i den forbindelse utarbeidet to alternative scenarier til hovedscenarioet. Basert på denne tilnærmingen ble det beregnet en aksjeverdi på NOK 56,42. Sammenlignet med en børsverdi på NOK 46,00 per aksje 12.12.2012 innebærer dette at aksjen for øyeblikket handles til en rabatt på 18 % og en kjøp strategi anbefales. Sensitivitetsanalysen forteller oss at det er knyttet relativt stor usikkerhet til verdiestimatet det er kommet frem til. Spesielt parametere som fremtidig vekst og avkastningskrav gjør store utslag på verdien, selv for små endringer. Da dette er parametere det er knyttet stor usikkerhet til kan man ikke være sikker på at verdiestimatet estimert, er det korrekte. Typiske utsagn om verdsettelse som ”kvalifisert gjetning” og ”like mye kunst som vitenskap” blir støttet opp av sensitivitetsanalysen.

Denne usikkerheten var forventet, og det ble benyttet en alternativ metode for å verdsette selskapet. Den andre metoden som ble benyttet en balansebasert tilnærming. Denne metoden er mye benyttet i praksis, og fremgangsmåten er basert på veiledning fra analytikere i bransjen. Resultatene fra denne tilnærmingen tilsier at de underliggende verdiene i selskapet er betydelig høyere enn det som ble estimert i den inntjeningsbaserte tilnærmingen og det ble konkludert med en NAV/aksje på NOK 69,94 som gjør at aksjen for øyeblikket handles til en rabatt på 33 % i forhold til NAV.

Dette er ikke unormalt med shippingselskaper, da få investorer vil være villig til å betale merverdi utover substansverdi. Historisk har shipping svært sjeldent blitt handlet på en premie til substansverdi med unntak for noen få eiere, for eksempel John Fredriksen (Berle, 2012). Aksjen handles i dag til en for høy rabatt i forhold til NAV, noe som støtter konklusjonen fra den inntjeningsbaserte metoden om en kjøpsstrategi.

## 14. Svakheter ved utredningen

Det vil alltid være usikkerhet til en verdsettelse, og mange av disse er påpekt underveis. EBITDA ble benyttet som estimat på kontantstrøm fra drift. Man kan argumentere for at finansposter burde blitt inkludert, da finansiering er av stor betydning for denne type selskaper. Analytikere benytter i midlertidig EBITDA, fordi dette er lettere å sammenligne på tvers av selskaper og har en mer stabil og forutsigbar utvikling. Av disse grunner ble EBITDA benyttet i denne utredningen også.

Terminalverdien kunne blitt estimert basert på andre metoder som for eksempel ved å anta at nåværende marked/bok-forhold holdes konstant i fremtiden. Dette kunne gitt oss en terminalverdi som ikke var basert på en evig vekstfaktor, som det var knyttet usikkerhet til. Terminalverdien ville da basert seg på en fremskrevet balanse. Denne ville det også vært knyttet stor usikkerhet til, da den bygger på mange antagelser og prognoser for fremtiden.

## 15. Litteraturliste

- Awilco LNG. (2012). *BI Shipping Conference: LNG*. Oslo: Awilco LNG.
- ABG Sundal Collier. (2012). *Investment Research*. Oslo: ABG Sundal Collier.
- ABG Sundal Collier. (2011). *Shipping Global*. Oslo: ABG Sundal Collier.
- Barney, J. (2007). *Gaining and Sustaining Competitive Advantage 3rd Edition*. New Jersey: Pearson Education Ltd.
- Benninga, S. (2008). *Financial Modelling*. Cambridge: The MIT Press.
- Berk, J., & DeMarzo, P. (2011). *Corporate Finance*. Essex: Pearson Education Ltd.
- Berk, J., & DeMarzo, P. (2011). *Corporate Finance 2nd Edition*. Essex: Pearson Education Ltd.
- Berle, Ø. (2012, 11 16). Bruk av NAV i LNG-bransjen. (M. Hermansen, & S. Thorbjørnsrud, Intervjuere)
- Clarksons. (2012, 11 30). *Clarksons Shipbuilding*. Hentet 12 5, 2012 fra Clarksons Shipping Intelligence Network: <http://www.clarksons.net>
- Damodaran, A. (2002). *Investment Valuation*. New York: John Wiley & Sons.
- DnB NOR Markets. (2011). *Prospectus Höegh LNG*. Oslo: DnB NOR Markets.
- DNB Markets. (2012). *Company Update HLNG DNB Markets*. Oslo: DNB Markets.
- DNB Markets. (2012). *Sector Report - Shipping*. Oslo: DNB Markets.
- DNB. (2012). Ship Financing. *Shipping Day 2012 - BI Norwegian Business School* (s. 20). Oslo: DNB.
- Fearnley LNG. (2012). *LNG - A Market With Strong Growth and Good Future*. Oslo: Fearnley LNG.

---

Fernandez, P., Aguirreamalloa, J., & Corres, L. (2012). *Market Risk Premium used in 82 countries in 2012*. Madrid: IESE Business School.

Gjesdal, F., & Johnsen, T. (1999). *Kravsetting, lønnsomhetsmåling og verdivurdering*. Oslo: Cappelen akademiske forlag.

Goider, K. (2012). *News Base*. Hentet 9 25, 2012 fra South Korean shipyards buoyed by LNG vessel orders: <http://www.newsbase.com/newsbasearchive/cotw.jsp?pub=glng&issue=215>

Hull, J. C. (2009). *Options, Futures and other Derivatives*. New Jersey: Pearson Education International.

Huseby, J. O. (2012). *Ship Financing - with special attention on LNG*. Oslo: DNB Bank ASA.

Hyundai Heavy Industries. (2012). *HYUNDAI HEAVY INDUSTRIES – RELIABLE PARTNER*. Ulsan, Korea: Hyundai Heavy Industries.

Höegh LNG. *Annual Report 2011*. Höegh LNG.

Höegh LNG. (2012, 09 03). *Höegh LNG - Wins new FSRU tender in Chile*. Hentet 09 20, 2012 fra Höegh LNG: <http://www.hoeghlng.com/Investor/Pages/News.aspx>

Höegh LNG. (2012). *Q3 2012 Report*. Oslo: Höegh LNG.

Jacobsen, & Lien. (2001). Konkurransesfortrinn i nye markeder. In Jacobsen, & Lien, *Ekspansjon: Strategi for Forretningsutvikling* (pp. 74-100). Gyldendal Akademisk.

Kaldestad, Y., & Møller, B. (2011). *Verdivurdering*. Oslo: DnR Kompetanse AS.

Kinserdal, F. (2012). *BUS 425: Forelesning 8a*. Bergen: NHH.

Kinserdal, F. (2012). *BUS 425: Forelesning 7a*. Bergen: NHH.

Kinserdal, F. (2012). *BUS 425: Forelesning 7b*. Bergen: NHH.

Knivsfå, K. H. (2012). *BUS 424: Forelesning 2*. Bergen: NHH.

Knivsfå, K. H. (2012). *BUS 424: Forelesning 6*. Bergen: NHH.

Knivsfå, K. H. (2012). *BUS 424: Forelesning 8*. Bergen: NHH.

Knivsfå, K. H. (2012). *BUS 424: Forelesning 9*. Bergen: NHH.

Koller, T., Goedhart, M., & Wessels, D. (2010). *Valuation: Measuring and Managing the Value of Companies*. New Jersey: John Wiley & Sons Inc.

Krogstad, S. (2012). *BI Conference*. Oslo: Awilco LNG.

Merton, R. (1980). On Estimating the Expected Return on the Market – An Exploratory Investigation . *Journal of Financial Economics* (8), 323-361.

OECD. (2012, 06 19). *OECD Economic Outlook*. Hentet 10 30, 2012 fra OECD: [dx.doi.org/10.1787/eco\\_outlook-v2012-1-en](http://dx.doi.org/10.1787/eco_outlook-v2012-1-en)

Padoan, P. C. (2012). *OECD - What is the near term global economic outlook?* Paris: OECD.

PWC; NFF. (2012, 2 23). *Risikopremien i det norske markedet 2011 og 2012*. Hentet 10 25, 2012 fra PWC: <http://www.pwc.no/no/publikasjoner/deals/risiko-pdf.pdf>

Sveinung J. S. Støhle. (2012). *Høeg LNG - The floating LNG services provider*. Oslo: Høegh LNG.

Schaefer, K. (2012, 06 3). *FSRUs: The Leading Edge of the LNG Market*. Hentet 09 25, 2012 fra Oil and gas Investment Bulletin: <http://oilandgas-investments.com/2012/natural-gas/fsru-lng-market/>

Schaefer, K. (2012, mars 1). *Oil and Gas Investment Bulletin*. Hentet 9 29, 2012 fra <http://oilandgas-investments.com/2012/natural-gas/lng-shipping-sector/>

Schilit, H., & Perler, J. (2010). *Financial Shenanigans*. New York: McGraw-Hill.

Statistisk sentralbyrå. (2012, 09 06). *Konjunkturtendensene for Norge og utlandet*. Hentet 11 26, 2012 fra Statistisk sentralbyrå: <http://www.ssb.no/kt/>



Stensaker, I. (2010). *Bedriftens eksterne omgivelser: Konkurransanalyse*. Bergen: NHH.

The Baltic. (2009, 10 20). *Getting ship valuation right*. Hentet 11 6, 2012 fra the Baltic online: [http://www.thebaltic.co.uk/market\\_ship\\_valuation.php](http://www.thebaltic.co.uk/market_ship_valuation.php)

## 16. Appendix

### 16.1 Appendix A

Inntektsforutsetninger		2013			2014			2015			2016			2017			2018		
Flåte	Utnyttelse	Eierandel	Dagsrate	Årlig inntekt	Eierandel	Dagsrate	Årlig inntekt	Eierandel	Dagsrate	Årlig inntekt	Eierandel	Dagsrate	Årlig inntekt	Eierandel	Dagsrate	Årlig inntekt	Eierandel	Dagsrate	Årlig inntekt
Norman Lady	99 %	50 %	45	8 130	50 %	45	8 130	50 %	40	7 227	50 %	40	7 227	50 %	40	7 227	50 %	40	7 227
Arctic Lady	99 %	100 %	70	25 295	100 %	70	25 295	100 %	70	25 295	100 %	70	25 295	100 %	70	25 295	100 %	70	25 295
Arctic Princess	99 %	100 %	70	25 295	100 %	70	25 295	100 %	70	25 295	100 %	70	25 295	100 %	70	25 295	100 %	70	25 295
GDF Suez Neptune	99 %	50 %	110	19 874	50 %	110	19 874	50 %	110	19 874	50 %	110	19 874	50 %	110	19 874	50 %	110	19 874
GDF Suez Cape Ann	99 %	50 %	110	19 874	50 %	110	19 874	50 %	110	19 874	50 %	110	19 874	50 %	110	19 874	50 %	110	19 874
STX Frontier	99 %	50 %	22,75	2 055	50 %	85	15 357	50 %	85	15 357	50 %	85	15 357	50 %	85	15 357	50 %	85	15 357
Hull 2548	99 %	100 %	127,5	11 518	100 %	127,5	46 072	100 %	127,5	46 072	100 %	127,5	46 072	100 %	127,5	46 072	100 %	127,5	46 072
Hull 2549	99 %	100 %	0	0	100 %	156	56 371	100 %	156	56 371	100 %	156	56 371	100 %	156	56 371	100 %	156	56 371
Hull 2550	99 %	100 %	0	0	100 %	130	23 488	100 %	130	46 976	100 %	130	46 976	100 %	130	46 976	100 %	130	46 976
Opsjon på 1 nybygg	99 %	100 %	0	0	100 %	0	0	100 %	155	42 007	100 %	155	56 009	100 %	155	56 009	100 %	155	56 009
LNG Libra	99 %	100 %	85	30 715	100 %	70	25 295	100 %	70	25 295	100 %	70	25 295	100 %	70	25 295	100 %	70	25 295
Sum				142 756			265 050			329 642			343 644			343 644			343 644

## 16.2 Appendix B

Flåte	Eierskap	Opex årlig	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Arctic Lady	50%	5,475	5,475	5,475	5,475	5,475	5,475	5,475
Arctic Princess	34%	5,475	5,475	5,475	5,475	5,475	5,475	5,475
GDF Suez Neptune	50%	6,753	6,753	6,753	6,753	6,753	6,753	6,753
GDF Suez Cape Ann	50%	6,753	6,753	6,753	6,753	6,753	6,753	6,753
FSRU nybygg 1	100%	6,753	1,688	6,753	6,753	6,753	6,753	6,753
FSRU nybygg 2	100%	6,753	0	6,753	6,753	6,753	6,753	6,753
FSRU nybygg 3	100%	6,753	0	3,376	6,753	6,753	6,753	6,753
FSRU nybygg 4	100%	6,753	0	0	5,064	6,753	6,753	6,753
LNG Libra	100%	5,475	5,475	5,475	5,475	5,475	5,475	5,475
Norman Lady	50%	2,738	2,738	2,738	2,738	2,738	2,738	2,738
STX Frontier	50%	5,475	5,475	5,475	5,475	5,475	5,475	5,475
<b>Operasjonskostnader</b>		<b>65,153</b>	<b>39,831</b>	<b>55,024</b>	<b>63,464</b>	<b>65,153</b>	<b>65,153</b>	<b>65,153</b>

Hovedscenario	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Driftsinntekter	142,756	265,050	329,642	343,644	343,644	343,644
Fraktkostnader	538	998	1,242	1,295	1,295	1,295
Bareboat kostnader	20,153	20,153	20,153	20,153	20,153	20,153
Operasjonskostnader	39,831	55,024	63,464	65,153	65,153	65,153
Administrasjonskostnader	18,850	21,677	24,929	28,668	32,968	37,801
Prosjektutviklingskostnader	15,376	15,376	15,376	15,376	15,376	15,376
<b>Sum driftskostnader</b>	<b>94,747</b>	<b>113,229</b>	<b>125,164</b>	<b>130,644</b>	<b>134,945</b>	<b>139,777</b>

## 16.3 Appendix C

	2012		2013			2014			2015
	aug.	nov.	jan.	mai.	nov.	jan.	jun.	nov.	jan.
FSRU Nybygg 1	32 500	32 500			195 000				
FSRU Nybygg 2	32 500		32 500			195 000			
FSRU Nybygg 3			32 500	32 500		32 500	195 000		
FSRU Nybygg 4			32 500		32 500		32 500	32 500	195 000
STX Frontier				97					
<b>Capex nybygg</b>	<b>97 500</b>			<b>357 597</b>		<b>487 500</b>			<b>195 000</b>