

# Strategisk regnskapsanalyse og verdsettelse av Fred. Olsen Energy ASA

---

**Karoline Øksnes**

**Veileder: Førsteamanuensis Kjell Henry Knivsflå**

Selvstendig arbeid innen masterstudiet i økonomi og administrasjon,  
hovedprofil Økonomisk styring

**NORGES HANDELSHØYSKOLE**

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

## **I Sammendrag**

Denne masterutredningen i Økonomisk styring er en strategisk regnskapsanalyse og fundamental verdsettelse av boreriggsselskapet Fred. Olsen Energy ASA. Den er utført basert på offentlig informasjon, med det formål å verdsette Fred. Olsen Energy sin aksje.

En fundamental verdsettelse er avhengig av grunnlegende informasjon for å gi et verdiestimat. For å gi leseren en introduksjon til det valgte selskapet og bransje gis det en kort presentasjon av dem først. Deretter blir det utført en strategisk analyse og siden en regnskapsanalyse av selskapet. Basert på denne innsikten blir det lagd en prognose for fremtiden. Det blir følgende valgt å verdsette selskapet basert på en total kapital modell som diskonterer fremtidige kontantstrømmer ved et gitt avkastningskrav. Basert på denne fundamentale verdsettelsen gis det et verdiestimat på Fred. Olsen Energy sin aksje per 1.1.2010 med en følgende kjøpsanbefaling.

## II Forord

Denne utredningen er en del av masterstudiet i økonomi og administrasjon ved Norges Handelshøyskole og utgjør 30 studiepoeng i fordypningsprofilen Økonomisk styring. Valg av tema for utredningen kan begrunnes i et ønske om å fordype meg i to interesse områder, regnskap og oljenæringen. Viktige del motiver for å skrive en oppgave innen verdsettelse var for å teste mine analytiske evner til å lage prognoser om fremtiden. Ved det, bruke kunnskap fra ulike fagområder, praktisk.

Det å begi seg i kast med å verdsette et selskap på egenhand er en omfattende prosess. Med bakgrunn i de begrensede ressurser en masteroppgave frigir, har jeg derfor måtte gå overfladisk igjennom noen av prosessene, som det under andre omstendigheter kunne vært ønskelig med en ytterligere fordypning. Jeg tror allikevel at denne utredningen er grundig nok til å kunne vurderes som en fundamental verdsettelse.

Jeg vil uttrykke min takknemlighet til min veileder Kjell Henry Knivsfå, som tålmodig har hjulpet meg i denne prosessen, samt kommet med gode forslag og tilbakemeldinger.

Florø 30.04.2010

Karoline Øksnes

## Innholdsfortegnelse

|           |  |           |
|-----------|--|-----------|
| <b>I</b>  | <b>SAMMENDRAG</b> .....                                    | <b>2</b>  |
| <b>II</b> | <b>FORORD</b> .....  | <b>3</b>  |
| <b>1</b>  | <b>INNLEDNING</b> .....                                    | <b>7</b>  |
| 1.1       | VALG AV TEMA FOR UTREDNINGEN .....                         | 7         |
| 1.2       | HENSIKT OG AVGRENSNING AV UTREDNINGEN .....                | 7         |
| 1.3       | STRUKTUR I UTREDNING .....                                 | 8         |
| <b>2</b>  | <b>PRESENTASJON AV BRANSJE OG VIRKSOMHET</b> .....         | <b>9</b>  |
| 2.1       | BRANSJEN .....   | 9         |
| 2.1.1     | <i>Etterspørselsforhold</i> .....                          | 10        |
| 2.1.2     | <i>Kunder og konkurrenter</i> .....                        | 15        |
| 2.2       | FRED. OLSEN ENERGY ASA .....                               | 18        |
| 2.2.1     | <i>Offshore borevirksomhet</i> .....                       | 18        |
| 2.2.2     | <i>Ingeniør- og fabrikkasjonstjenester</i> .....           | 20        |
| <b>3</b>  | <b>VALG AV VERDSETTELSESTEKNIKK</b> .....                  | <b>21</b> |
| 3.1       | OVERSIKT OVER VERDSETTELSESTEKNIKKER .....                 | 21        |
| 3.1.1     | <i>Fundamental verdsettelse</i> .....                      | 21        |
| 3.1.2     | <i>Komparativ verdsettelse</i> .....                       | 22        |
| 3.1.3     | <i>Opsjonsbasert verdsettelse</i> .....                    | 23        |
| 3.2       | VALG AV VERDSETTELSESTEKNIKK .....                         | 24        |
| 3.3       | RAMMEVERK FOR DEN VALGTE TEKNIKKEN .....                   | 24        |
| <b>4</b>  | <b>STRATEGISK ANALYSE</b> .....                            | <b>26</b> |
| 4.1       | MAKROFORHOLD .....   | 27        |
| 4.2       | BRANSJEANALYSE .....                                       | 30        |
| 4.2.1     | <i>Trussel fra nye aktører i markedet</i> .....            | 31        |
| 4.2.2     | <i>Substitutter og komplementære produkt</i> .....         | 32        |
| 4.2.3     | <i>Leverandører</i> .....                                  | 33        |
| 4.2.4     | <i>Kundene</i> .....                                       | 34        |
| 4.2.5     | <i>Intern rivalisering</i> .....                           | 35        |
| 4.3       | INTERN RESSURSBASERT ANALYSE .....                         | 37        |
| 4.3.1     | <i>Finansiell kapital</i> .....                            | 38        |
| 4.3.2     | <i>Fysisk kapital</i> .....                                | 38        |
| 4.3.3     | <i>Menneskelige og organisatoriske ressurser</i> .....     | 40        |
| 4.4       | KONKLUSJON STRATEGISK ANALYSE .....                        | 41        |
| <b>5</b>  | <b>REGNSKAPSANALYSE</b> .....                              | <b>43</b> |
| 5.1       | RAMMEVERK FOR REGNSKAPSANALYSE .....                       | 43        |
| 5.2       | PRESENTASJON AV RAPPORTERTE TALL .....                     | 45        |
| 5.3       | TRAILING .....   | 47        |
| 5.4       | OMGRUPPERING OG NORMALISERING .....                        | 47        |
| 5.4.1     | <i>STEG I</i> .....  | 48        |
| 5.4.2     | <i>STEG II</i> .....                                       | 48        |
| 5.4.3     | <i>STEG III</i> .....                                      | 49        |
| 5.4.4     | <i>STEG IV</i> .....                                       | 52        |
| 5.5       | JUSTERING AV MÅLEFEIL.....                                 | 53        |
| 5.6       | PRESENTASJON AV OMGRUPPERT OG JUSTERT FINANSREGNSKAP ..... | 55        |
| 5.7       | RAMMEVERK FOR FORHOLDSTALLSANALYSE.....                    | 56        |
| <b>6</b>  | <b>RISIKOANALYSE</b> .....                                 | <b>57</b> |
| 6.1       | LIKVIDITETSANALYSE.....                                    | 57        |

|           |   |           |
|-----------|---|-----------|
| 6.1.1     | <i>Likviditetsgrad 1</i> .....                                | 57        |
| 6.1.2     | <i>Likviditetsgrad 2</i> .....                                | 58        |
| 6.2       | SOLIDITETSANALYSE .....                                       | 59        |
| 6.2.1     | <i>Egenkapitalprosenten</i> .....                             | 59        |
| 6.2.2     | <i>Rentedekningsgrad</i> .....                                | 60        |
| 6.2.3     | <i>Finansieringsanalyse</i> .....                             | 61        |
| 6.2.4     | <i>Netto driftsrentabilitet</i> .....                         | 62        |
| 6.3       | SYNTETISK RATING.....   | 62        |
| <b>7</b>  | <b>HISTORISKE AVKASTNINGSKRAV .....</b>                       | <b>64</b> |
| 7.1       | AVKASTNINGSKRAV PÅ EGENKAPITAL.....                           | 65        |
| 7.1.1     | <i>Risikofrirente</i> .....                                   | 65        |
| 7.1.2     | <i>Markedets risikopremie</i> .....                           | 66        |
| 7.1.3     | <i>Beta til egenkapital</i> .....                             | 66        |
| 7.1.4     | <i>Egenkapitalkrav</i> .....                                  | 69        |
| 7.2       | AVKASTNINGSKRAV TIL NETTO FINANSIELL GJELD .....              | 70        |
| 7.2.1     | <i>Beta netto finansiell gjeld</i> .....                      | 70        |
| 7.2.2     | <i>Krav til avkastning på finansiell gjeld</i> .....          | 71        |
| 7.2.3     | <i>Krav til avkastning på finansielle eiendeler</i> .....     | 72        |
| 7.2.4     | <i>Netto finansielt gjeldskrav</i> .....                      | 73        |
| 7.3       | AVKASTNINGSKRAV TIL NETTO DRIFTSKAPITAL .....                 | 73        |
| <b>8</b>  | <b>ANALYSE AV LØNNSOMHET .....</b>                            | <b>74</b> |
| 8.1       | EGENKAPITALRENTABILITET .....                                 | 74        |
| 8.1.1     | <i>Driftsanalyse</i> .....                                    | 78        |
| 8.1.2     | <i>Oppsplitting av netto driftsrentabilitet</i> .....         | 79        |
| 8.1.3     | <i>Analyse netto finansiell gearing</i> .....                 | 84        |
| 8.1.4     | <i>Egenkapitalrentabilitet</i> .....                          | 87        |
| 8.2       | ANALYSE AV VEKST.....   | 88        |
| 8.2.1     | <i>Analyse av vekst i driftsinntekter</i> .....               | 88        |
| 8.3       | KONKLUSJON LØNNSOMHETSANALYSE .....                           | 90        |
| <b>9</b>  | <b>FREMTIDSKRAV.....</b>                                      | <b>92</b> |
| 9.1       | KAPITALSTRUKTUR .....   | 92        |
| 9.2       | AVKASTNINGSKRAV PÅ EGENKAPITALEN.....                         | 93        |
| 9.3       | AVKASTNINGSKRAV PÅ FINANSIELL GJELD .....                     | 94        |
| 9.4       | FREMTIDIG AVKASTNINGSKRAV .....                               | 94        |
| <b>10</b> | <b>FREMTIDSREGNSKAP.....</b>                                  | <b>95</b> |
| 10.1      | RAMMEVERK FOR FREMTIDSREGNSKAPET .....                        | 95        |
| 10.1.1    | <i>Valg av budsjettthorison</i> .....                         | 96        |
| 10.2      | ESTIMAT PÅ FREMTIDIGE DRIFTSINNTEKTER .....                   | 97        |
| 10.2.1    | <i>Kontraktsfestede driftsinntekter</i> .....                 | 97        |
| 10.2.2    | <i>Prognose på andre driftsinntekter</i> .....                | 100       |
| 10.2.3    | <i>Inntekter fra Ingeniør- og fabrikkasjontjenester</i> ..... | 103       |
| 10.2.4    | <i>Totale driftsinntekter</i> .....                           | 103       |
| 10.3      | PROGNOSER PÅ KOSTNADER .....                                  | 104       |
| 10.3.1    | <i>Prognose på fremtidige lønnskostnader</i> .....            | 104       |
| 10.3.2    | <i>Prognose på andre driftskostnader</i> .....                | 105       |
| 10.3.3    | <i>Avskrivninger</i> .....                                    | 107       |
| 10.3.4    | <i>Skatt i prognoseperioden</i> .....                         | 107       |
| 10.3.5    | <i>Prognose på netto driftsresultat</i> .....                 | 108       |
| 10.4      | NETTO DRIFTSMARGIN .....                                      | 108       |
| 10.5      | OMLØPET TIL NETTO DRIFTSEIENDELER .....                       | 109       |
| 10.6      | PROGNOSE PÅ NETTO DRIFTSRENTABILITET.....                     | 110       |

|           |   |            |
|-----------|---|------------|
| 10.6.1    | <i>Rentabilitet i fremtidsprognosen</i> .....   | 111        |
| 10.7      | BEREGNING AV FRI KONTANTSTRØM FRA DRIFT .....   | 112        |
| <b>11</b> | <b>FUNDAMENTAL VERDSETTELSE</b> .....           | <b>113</b> |
| 11.1      | VALG AV MODELL .....                            | 113        |
| 11.2      | VERDIESTIMAT PÅ FRED. OLSEN ENERGY .....        | 114        |
| 11.2.1    | <i>Beregning av egenkapitalverdi</i> .....      | 114        |
| 11.2.2    | <i>Likviditetsrisiko og konkursrisiko</i> ..... | 115        |
| 11.3      | OPPDATERT VERDIESTIMAT .....                    | 115        |
| 11.4      | SENSITIVITETSANALYSE .....                      | 116        |
| <b>12</b> | <b>KONKLUSJON OG HANDLINGSSTRATEGI</b> .....    | <b>118</b> |
| <b>13</b> | <b>LITTERATURLISTE</b> .....                    | <b>120</b> |
| 13.1      | INTERNETT RESSURSER .....                       | 120        |
| 13.2      | BØKER .....                                     | 122        |
| 13.3      | FORELESNINGSNOTATER .....                       | 123        |

## **1 Innledning**

I dette først kapittelet av utredningen vil jeg presentere de forutsetninger som ligger til grunn for akkurat denne oppgaven. Først tar jeg for meg valg av tema, deretter hva som er hensikten og avgrensninger i denne utredningen. Avslutningsvis avrunder jeg dette kapittelet med å vise utredningens følgende struktur.

### **1.1 Valg av tema for utredningen**

Valg av fagretning for denne utredningen falt relativt lett på regnskapsanalyse og verdsettelse. Mye på grunn av at det gir en mulighet til å kunne kombinere flere av mine fag ved en praktisk rettet utredning.

Da jeg er født og oppvokst på vestlandet har jeg alltid vært nysgjerrig på petroleumsnæringen. Samtidig har den siste tids økonomiske utfordringer preget medias lys på akkurat denne bransjen, som har ytterligere vekket min nysgjerrighet. Begrunnelse for valg av borerigg selskapet Fred. Olsen Energy (FOE) var en noe mer strategisk avgjørelse basert på tilgjengelig informasjon og størrelse. Selskapet er det nest største på Oslo Børs, samtidig som det er bygget på rike tradisjoner fra offshore bransjen.

### **1.2 Hensikt og avgrensning av utredningen**

Hensikten med denne masterutredningen er å vurdere verdien av aksjene til Fred. Olsen Energy. Dette gjøres ved å sammenligne børskursen med det estimatet og de analyser som fremkommer gjennom denne utredningen.

Enhver utredning vil naturlig ha sine begrensninger, denne utredningen blir først avgrenset i sin størrelsesorden ved at jeg skriver den alene. Den har som mål å gi et mer helhetlig bilde av boreriggbransjen og Fred. Olsen Energy fremfor et dybdedykk. Jeg har valgt å utføre en analyse av FOE basert på sammenlignbare konkurrenter. Valget av dette bransjeutvalget vil naturlig påvirke hvordan FOE blir verdsatt, ved valg at et overlegent bransjeutvalg vil følgende FOE bli verdsatt lavere enn i tilfelle bransjeutvalget bestod av selskaper som var klart underlegne.

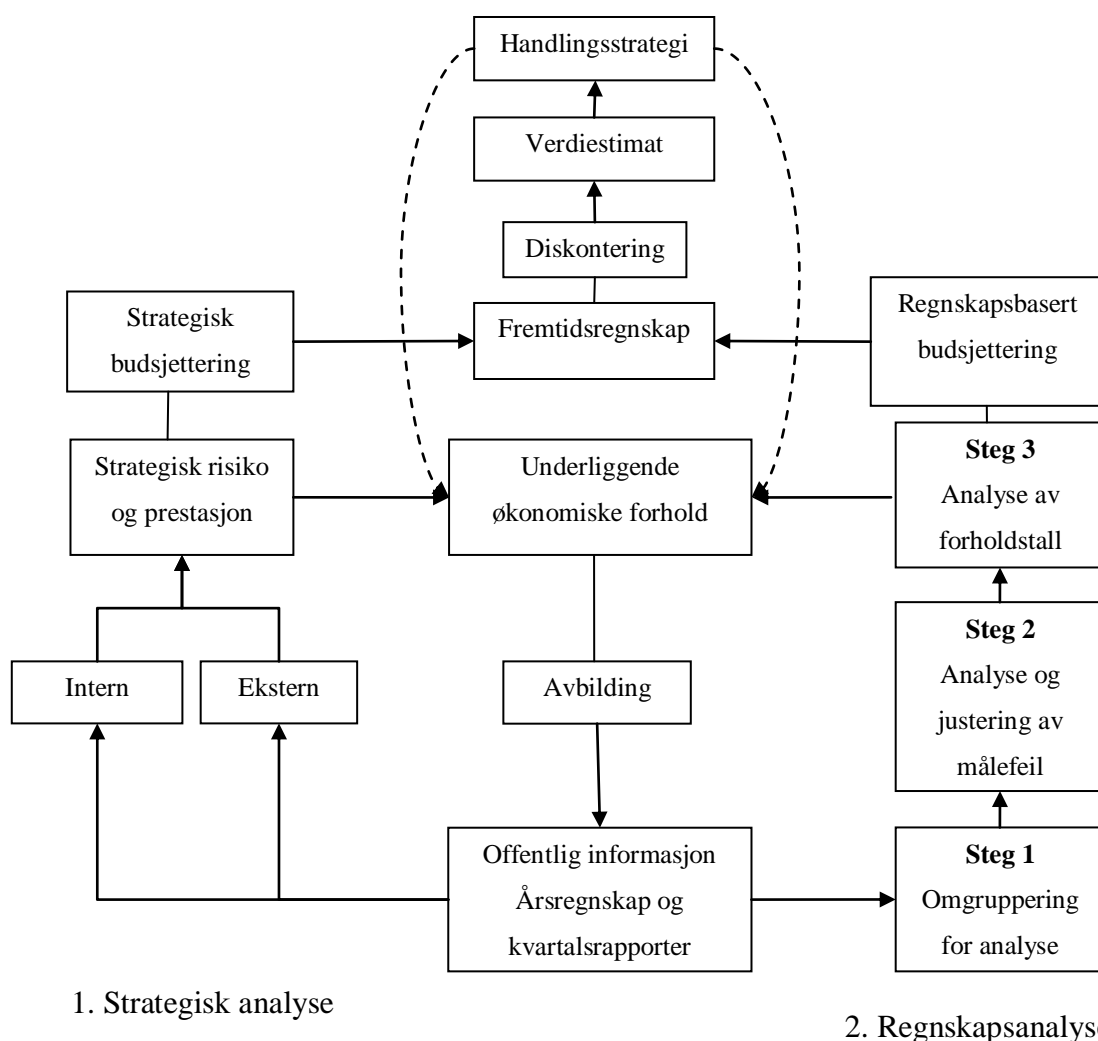
Som en følge av de ressursbegrensninger en utredning representerer har det blitt valgt å innta et perspektiv som en ekstern analytiker ved å benytte offentlig informasjon, her menes tilgjengelige årsrapporter og oppslag i media. Da det kontinuerlig fremkommer ny informasjon har jeg valgt å avslutte for datainnsamling i begynnelsen av mars 2010. Utredningen er

skrevet ut fra et investorperspektiv, som fører til at den fokuserer på kjøpere eller selgere av aksjen til FOE.

### 1.3 Struktur i utredning

Denne utredningen er oppbygd ved å først gi en kort presentasjon av bransje og selskap. Deretter følger en gjennomgang av potensielle verdsettelsesteknikker som kan benyttes for å verdsette et selskap eller en eiendel. Det blir her valgt å verdsette FOE ved en fundamental verdsettelse og rammeverket blir presentert.

Selve verdsettelsen av FOE kan man inndele i tre deler, først en strategisk analyse av eksterne og interne forhold, deretter en regnskapsanalyse av FOE i forhold til bransjeutvalget og avslutningsvis en fremtidsprognose der resultatene fra de foregående analysene blir forent. Denne fremtidsprognosen blir så diskontert på det relevante avkastningskravet og et verdiesimat på FOE fremkommer. Basert på grunnleggende analyser vil en handlingsstrategi bli foreslått. Figur 1-1 illustrerer rammeverket for fundamental verdsettelse.



Figur 1-1, Rammeverk for fundamental verdsettelse (Kilde: forelesningsnotater BUS 424, Knivsflå, 2007)



## 2 Presentasjon av bransje og virksomhet

I dette kapittelet av oppgaven vil først bransjen som Fred. Olsen Energy ASA opererer i presenteres og deretter følger en presentasjon av selve konsernet Fred. Olsen Energy ASA.

### 2.1 Bransjen

Offshore riggbransjen består av selskaper som bistår olje- og gass selskapene i leting, kartlegging og utvinning av olje- og gass forekomster. Oljeselskapene gjennomfører geologiske undersøkelser for å klargjøre aktuelle område for letevirksomhet, det blir deretter avhengig av havdybden, geografiske og klimatiske forhold fastslått hvilke typer borerigger som behøves til de ulike oppdragene. Det blir først presentert litt informasjon om de ulike boreriggene for å gi et innblikk i bransjen, deretter følger informasjon om generelle markedsforhold og tilslutt noe informasjon om kunder og konkurrenter.

#### Ulike borerigger<sup>1</sup>

*Oppjekkbare rigger*, kalt jack – up på engelsk er flyttbare, oppjekkbare boreplattformer som er utstyrt med tre eller fire ben. De blir transportert til arbeidsstedet med slepebåt der benene er jekket opp av vannet eller fraktet over lengre avstander oppå et skip. Når plattformene ankommer arbeidsstedet blir benene senket til havbunnen og plattformdekket jekkes opp. Oppjekkbare plattformer brukes til boreoperasjoner i grunnere havområder, maksimum arbeidsdybde er fra 20 til 400 fot.

*Halvt nedsenkbare rigger*, blir også referert til som semisubmersibles eller semisub. Dette er flytende rigger med hulle ”skrog” som er konstruert slik at man kan fylle skrogene med sjøvann når riggene er på arbeidsstedet og dermed senkes den ned. Riggene blir videre festet med anker slik at de holder seg på riktig plass ved boring. De kan vanligvis bore opptil 10 000 fot, mens de nyeste kan bore opptil 12 000 fot.

*Drillskip*, er spesialbygde skip som kan bore i havdybder opptil 12 000 fot. Drillskip er spesielt nyttige for å bore letebrønner og kan hurtig forflyttes til ulike geografiske områder. Drillskip er derimot ikke like stabile som oppjekkbare eller halvt nedsenkbare rigger.

*Fastmonterte boreinstallasjoner*, er plattformer med betong eller stålunderstell som bygges spesielt for en eller flere funksjoner på et produksjonsfelt, utplasseres for produksjons-

---

<sup>1</sup> Kilde: Seadrill (2009a)

perioden og demonteres/fjernes når feltet er ferdig produsert. Slike installasjoner er betydelig mer stabile enn de ovenfor nevnte og passer derfor godt i ekstreme værforhold slik som i Nordsjøen.

## **Segment**

Det blir hovedsakelig boret to typer brønner, letebrønner for å finne nye olje- eller gass forekomster, og utviklingsbrønner for å forberede en oppdagelse for produksjon. Det er vanligvis stor variasjon i størrelsen på et oljefelt og klargjøringen av en brønn kan ta alt fra dager til å vare over flere måneder (Diamond Offshore, 2009a). Det er derfor lite hensiktsmessig for oljeselskapene å velge fastmonterte boreinstallasjoner på hvert felt. For mindre oppdrag blir det i stedet leid inn mobile boreinstallasjoner. Bransjen for mobile offshore borerigger er avgrenset til å inkludere aktører som har drillskip, halvt nedsenkbare rigger og oppjekkable rigger. Det blir dermed sett bort fra fastmonterte boreinstallasjoner og andre typer hjelpe rigger slik som tender rigger.

Til tross for at boreriggene kan flyttes til den destinasjonen der etterspørselen er størst, er det høye kostnader forbundet med å flytte boreriggene. Markedet kan derfor videre deles inn i geografiske segmenter. Aktuelle geografiske segmenter er det nordlige Atlanterhavet, Afrika, Mexicogulven, Sør- Amerika, Asia og Midtøsten. Bransjen kan også inndeles i segmenter basert på havdybden, med enheter som borer mindre enn 1 500 fot, mellom 1 500 og 4 000 fot og over 4 000 fot.

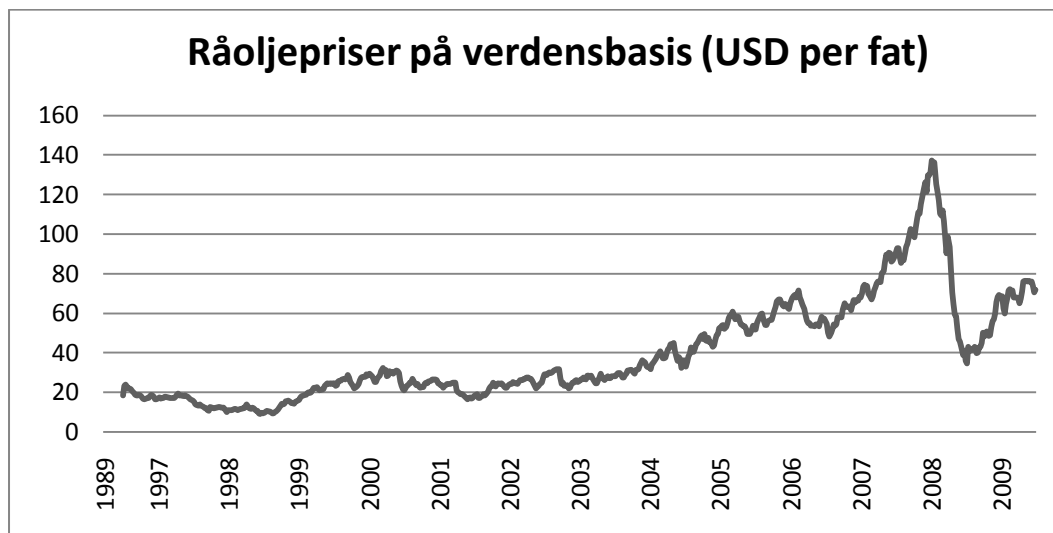
### **2.1.1 Etterspørselsforhold**

Etterspørselen etter boreenheter og dermed driftsinntektene (dagratene) til boreselskapene er sterkt avhengig av makroøkonomiske forhold som etterspørsel og tilbud av olje og gass.

## **Oljepris**

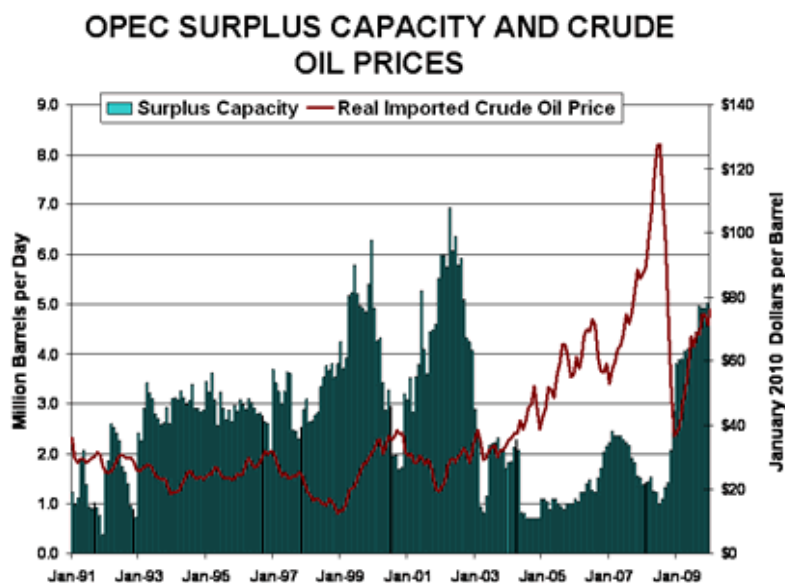
Prisen på olje blir blant annet påvirket av økonomisk vekst, nivået på den amerikanske dollar (USD), lagerbeholdninger av olje, og OPEC's politikk. Det er ulik pris på oljen avhengig av i hvilke del av verden og til hvilke havdyp boringen foregår, nærmere bestemt kvaliteten på den olje og gass som blir ekstrahert. De fire typene Dubai, Nigerian, West Texas og Brent Crude eller Brent Blend (den råoljen som blir hentet opp fra Nordsjøen) kan nevnes som eksempler. Av grafen under, figur 2-1, kan vi se hvordan årlige gjennomsnittlige priser på verdensbasis, på råolje har steget jevnt fra 2004 til og med 2009. I løpet av 2008 gikk oljeprisen derimot fra

en maks pris juli 2008 på USD 142,45 per fat, til et minimum januar 2009 på USD 34,33 per fat som er det laveste siden 2004. Prisen har for øvrig økt jevnt siden, og er per mars 2010 på over USD 80 per fat.



Figur 2-1, Råoljepriser (Kilde: EIA, 2010a)

En av faktorene som påvirker oljeprisen er forholdet mellom Opec's overskuddskapasitet og råoljepris på verdensmarkedet, dette forholdet er vist i figur 2-2 nedenfor. En lav og fallende overskuddskapasitet (vist i grønt på grafen) vitner om et følgende strammere marked og økte priser, mens et høyt og økende nivå av overskuddskapasitet vitner om et følgende svakere marked og reduserte priser.



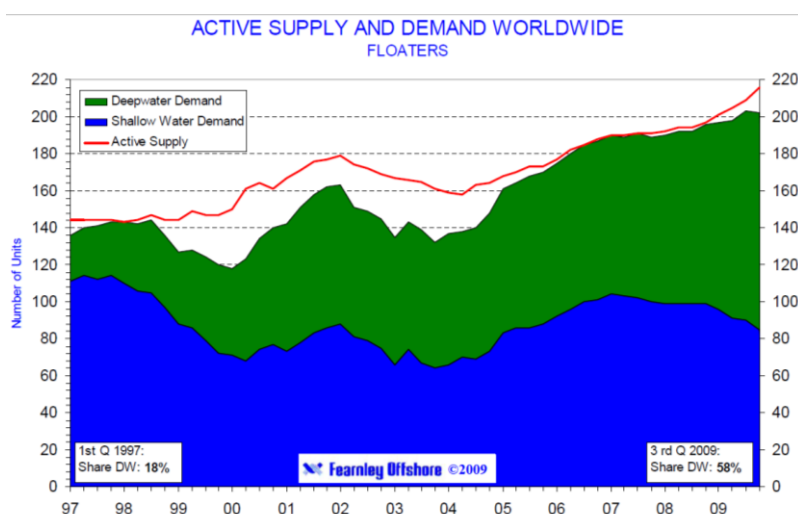
Figur 2-2, Opec's overskuddskapasitet og råoljepris (Kilde: Eia, 2010b)

## Investeringer i norsk petroleumsnæring

I følge tall fra SSB (2010) om estimerte investeringskostnader i 2010 som er innhentet fra operatører på norsk kontinentalsokkel (i midten av november 2009) vil investeringskostnader til lete- og produksjonsboring i 2010 ligge på et historisk høyt nivå. Borekostnadene er økt fra 43 % til 51 % av totalt investeringsanslag for 2010. De oppgitte investeringene for letevirksomhet i 2010 er på 29 milliarder kroner. Det har forøvrig blitt utsatt boreprosjekter for rundt 6 milliarder, i forhold til det operatørene planla for 2010 tidligere i 2009. Årsakene til utsettelse av boreprosjekter er knyttet til usikkerhet i forhold til framtidige olje- og gasspriser, marginal lønnsomhet i prosjektene, finansieringsproblemer og høye kostnader forbundet med boring (SSB, 2010).

## Tilbud og etterspørsel på verdensbasis

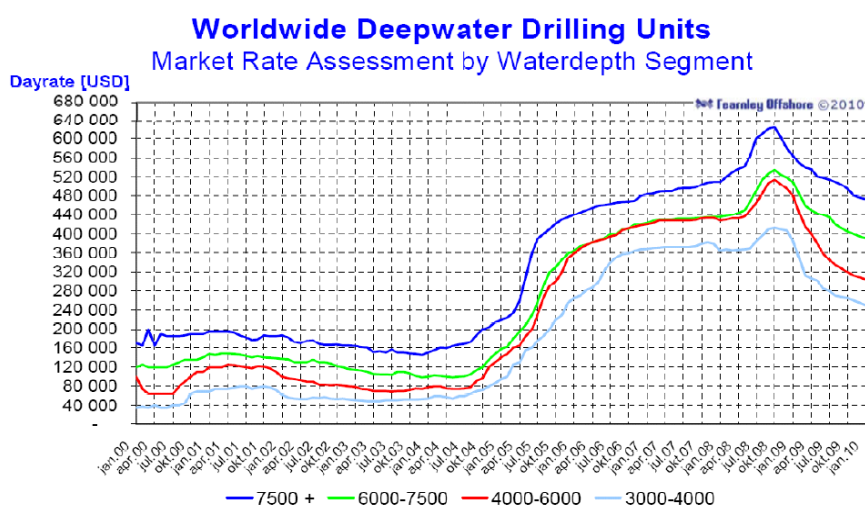
Grafen nedenfor (figur 2-3) sammenligner markedsført tilbud og etterspørsel på verdensbasis etter flytende rigger. I oppgangsperioden fra 2004 ble markedet strammer samtidig som det kom flere enheter til, (vist ved rød linje). Den økte oljeprisen og økte investeringer til letevirksomhet fra oljeselskapenes side førte til et økt fokus på dyptvanns segmentet (boring over 4 000 fot) i denne perioden. I etterkant av et voldsomt fall i pris på råolje i løpet av 2008, har etterspørsel etter enheter innen segmentet for mellom dyptvann (mellom 1 500 og 4 000 fot, blått område) blitt redusert. Mens etterspørselen etter enheter innen segmentet for dypvannsboring er stabilt økende (det grønne området på grafen). Det er på nåværende tidspunkt noen flere ledige enheter, men ikke like mange som det var i 2004 før oppgangen.



Figur 2-3, Aktiv tilbud og etterspørsel på verdensbasis (Kilde: FOE, 2009a)

## Dagrater for dypvannssegmentet

Vi ser den samme trenden igjen i figur 2-4, som viser hvordan dagratene for det høyt lønnsomme dyptvannssegmentet har endret seg fra 2000 til i dag. Ved å sammenligne denne grafen (figur 2-4) med figur 2-1, (oversikt over oljeprisen) og figur 2-3 ovenfor (tilbud og etterspørsel etter boreenheter), ser vi raskt sammenhenger. Noe etter at råoljeprisen økte i 2004, ble markedet for borerigger strammere og følgelig økte også dagratene for dypvannssegmentet i begynnelsen av 2005. Ratene for dypvannssegmentet var på topp fjerde kvartal 2008 til rekordhøye 620 000 USD per dag for 7500 fot og dypere. Ratene har siden falt voldsomt og ligger på rundt 480 000 USD per dag for 7500 fot og dypere første kvartal 2010.

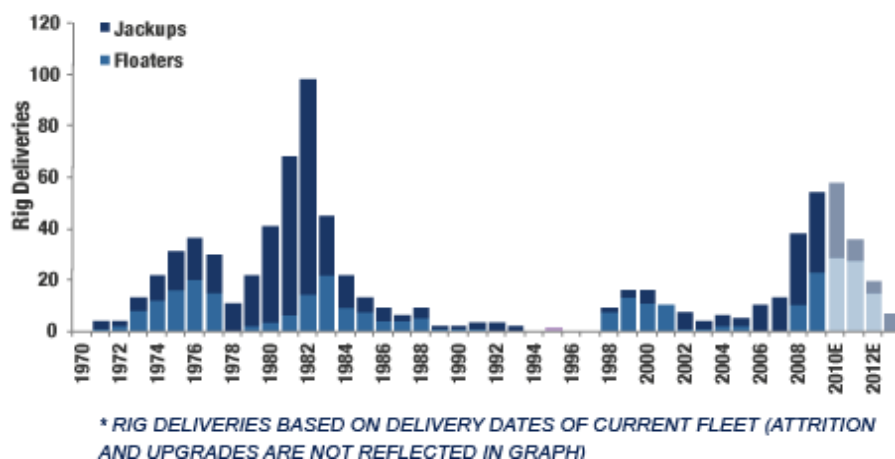


Figur 2-4, Dagrater for dypvannssegmentet (Kilde: FOE 2009b)

## Tilbud av nye boreenheter

Den sterke økonomiske veksten spesielt fra siste del av 2004 førte til en sterk økning i etterspørsel og kapasitetsutnyttelse for flytende borerigger (figur 2-3). I følge FOE (2009d) har dagratene tradisjonelt beveget seg oppover når den effektive bruken av rigger nærmer seg og passerer 90 % av kapasitetsutnyttelsen. I løpet av 2006 til og med 2008 ble det kontrahert et rekordstort antall nye borerigger, disse riggene vil bli levert de nærmeste år (rigzone, 2010). Illustrert i figur 2-5 neste side viser antall forventet leveringer av borerigger frem til og med 2013. Oversikten over den globale mobile boreflåten i figur 2-5, viser at det i perioder har vært bygd eksepsjonelt mange enheter fulgt av perioder med tilnærmet byggestopp, som igjen bekrefter at det er en syklisk bransje.

## HISTORICAL AND PROJECTED RIG DELIVERIES SINCE 1970\*

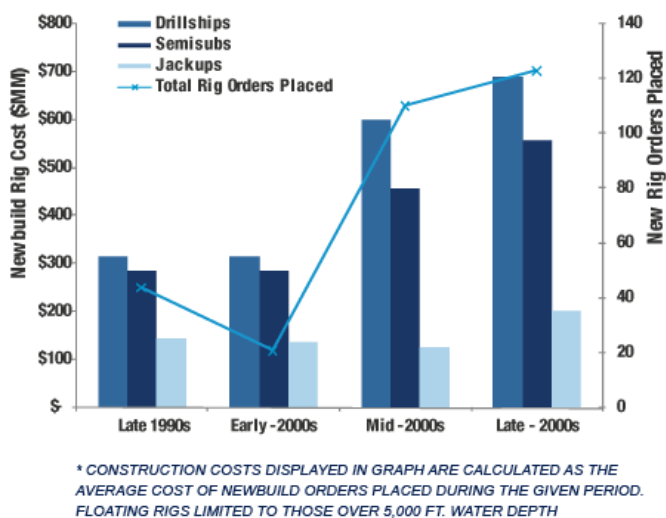


Figur 2-5, Antall bestilte nybygg (Kilde: Rigzone, 2010)

Nybyggene vil øke den eksisterende flåten kraftig. I løpet av 2010, vil totalt 57 rigger bli levert, av dem er 29 oppjekkable rigger, 15 halvt nedsenkbare rigger og 13 drillskip. Rundt 70 % av nybygg innen flytende rigger (drillskip og halvt nedsenkbare rigger) har kontrakt (Rigzone, 2010). Oppjekkable rigger er klart det svakeste segmentet der kun 15 % av riggene som vil bli levert dette år (2010) har underskrevet kontrakter (Rigzone 2010).

I takt med at prisen på råolje og stål har økt, samtidig som det har blitt kontrahert nye borerigger har også kostnaden til nye borerigger økt dramatisk, dette blir vist i figur 2-6. Disse prisnivåene har derimot stabilisert seg noe som en følge av den pressede økonomiske situasjonen fra slutten av 2008 og gjennom 2009.

## NEWBUILD CONSTRUCTION COSTS AND RIG ORDERS\*



Figur 2-6, Konstruksjonskostnader (Kilde: Rigzone, 2010)

## 2.1.2 Kunder og konkurrenter

Det er vanlig at riggselskapene har alt utstyret og mannskapet som behøves. Leietakerne er i regelen oljeselskaper som tar over ansvaret for virksomheten når plattformen er oppankret på arbeidsstedet og klar til bruk. Tabell 2-1, viser et utvalg av de største oljeselskapene og antall mobile offshore borerigger de har. Forkortelsen NOC står for statlige selskaper.

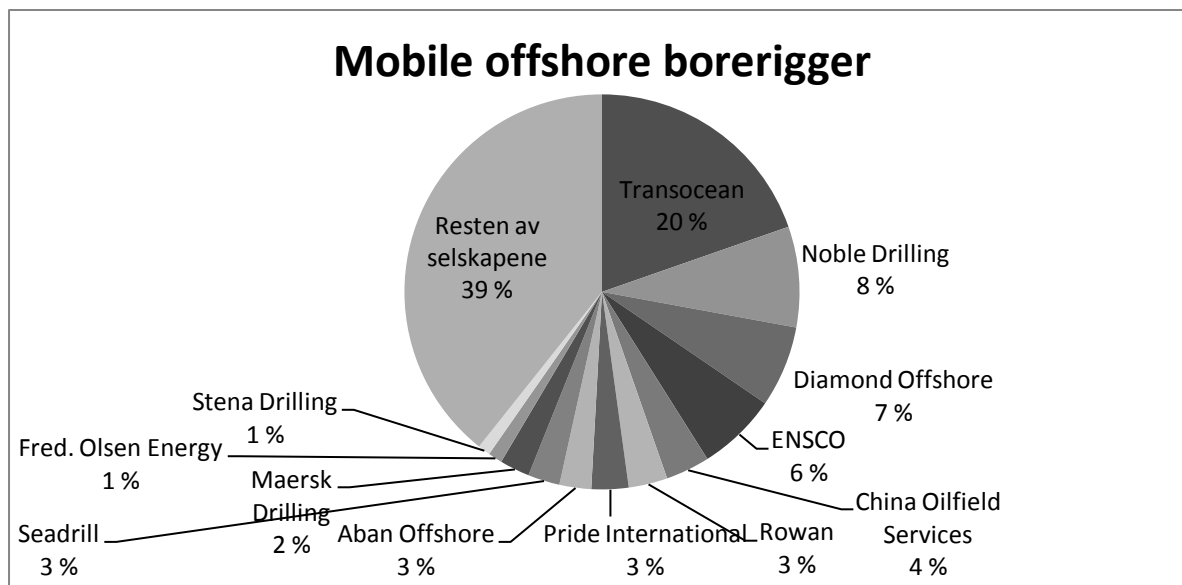
| Olje- og gass selskaper      | Rigger |
|------------------------------|--------|
| Petrobras (NOC)              | 40     |
| ONGC (NOC)                   | 37     |
| Pemex (NOC)                  | 36     |
| Shell                        | 20     |
| Saudi Aramco (NOC)           | 19     |
| StatoilHydro                 | 18     |
| Total                        | 17     |
| BP                           | 10     |
| China Oilfield Services Ltd. | 9      |
| ExxonMobil                   | 9      |
| ConocoPhillips               | 8      |
| cnpc                         | 7      |

Tabell 2-1, Oljeselskaper (Kilde: Rigzone, 2009a)

Olje- og gass selskapene eier hovedsakelig faste plattformer som står på større produksjonsfelt og leier inn mobile boreenheter for mindre oppdrag. Det er også noen av de statlige selskapene som eier egne mobile boreenheter. Oljeselskapene velger investeringsprosjekter ut fra nivået på oljeprisen og kostnaden det medfører å ekstrahere olje ut fra det enkelte produksjonsfeltet. Balanseprisen fra oljeselskapenes side for å kunne utvinne oljeforekomster har steget kraftig de siste årene og ligger på rundt 50 – 60 USD per fat (DN, 15.01.10). Kort fortalt, det er lønnsomheten til de enkelte prosjekt som avgjør om oljeselskapene velger å gå inn i et prosjekt eller vente.

### Borerigg operatører

Den globale boreriggbransjen består av rundt 150 selskaper som til sammen har rundt 600 mobile borerigger, antallet er avhengig av hvordan tellingen foregår, noe tar med alle rigger (også de som ligger til opplag og under konstruksjon), mens andre kun teller de rigger som blir aktivt markedsførte.



**Figur 2-7, Mobile offshore borerigger (Kilde: Rigzone, 2009a)**

Figur 2-7 viser hvor stor markedsandel noen av selskapene i bransjen har. Som vi ser er det suverent største selskapet det amerikanske selskapet Transocean som har 20 % markedsandel med sine 139 mobile boreenheter, i tillegg har de fire dypvanns drillskip under konstruksjon. Transocean er over dobbelt så stor som sin neste konkurrent Noble Drilling. En av grunnene til at Transocean er så stor, er at de fusjonerte med Global SantaFe i slutten av 2007 (Transocean, 2009).

I de videre analysene vil jeg se nærmere på et utvalg av selskaper, som representanter for bransjen. Det vil i løpet av oppgaven bli referert til disse selskapene som bransjeutvalg og den komparative bransje. Jeg vil derfor gi en kort omtale av disse selskapene her.

*Diamond Offshore Drilling Inc.*, er et amerikansk selskap notert på New York Stock Exchange, det var grunnleggeren Laborde som tegnet og konstruerte den første halvt-nedsenkbare riggen i 1953 og videre utviklet den til slik de er i dag. Selskapet har 31 semisub, 14 jack-up og et drillship og har med det 7 % markedsrett innen mobile boreenheter. Av disse er 16 dypvannsboreenheter, Diamond Offshore har med det en av de største flåtene av dypvannsenheter i verden. For tiden er fire borerigger for mellom dypvann stasjonert i Nordsjøen (Diamond Offshore, 2009b). Diamond Offshore hadde per fjerde kvartal 2009 en inntekt på 3631,3 millioner USD og et resultat før skatt på 1 868,4 millioner USD (Diamond Offshore, 2010).



*Seadrill*, ble etablert i 2005 som et Bermuda basert offshore boreselskap og har siden den gang gjennomført en rekke oppkjøp, blant annet av Smedvig ASA i 2006. Seadrill er notert på Oslo Børs. Selskapet har 9 semisub, 8 jack-up, 4 drillskip og 16 semitender og tender rigger, de har for øyeblikket også 10 enheter under konstruksjon. Av den totale flåten er 24 dypvannsenheter, Seadrill har en av de nyeste flåtene av boreenheter og er det største riggselskapet på Oslo Børs (Seadrill, 2009b). Seadrill hadde 3 253,9 millioner USD i driftsinntekter per fjerde kvartal 2009, og et driftsresultat før skatt på 1 473,1 millioner USD (Seadrill, 2010).

*Northern Offshore Limited*, er et Bermuda holding selskap etablert i 2000, og er notert på Oslo Børs. Flåten består av 2 semisub, 3 jack-up og 1 drillskip (Northern Offshore, 2009). De hadde per fjerde kvartal 2009 driftsinntekter på 279,1 millioner USD og et resultat før skatt på 80,9 millioner USD (Northern Offshore, 2010).

Bransjen består av noen større aktører og ellers av mange små aktører som eier et fåtalls rigger, de seks største aktørene står for tilnærmet 50 % av markedet (figur 2-7). Tiltross for dette, er det ingen selskap som har en klar markedsrett, mye på grunn av at de eier ulike typer boreenheter som passer for ulike geografiske forhold.

## **2.2 Fred. Olsen Energy ASA**

Fred. Olsen Energy ASA ble etablert og notert på Oslo Børs i 1997. Selskapet har forøvrig en lang historie med erfaringer innen shipping og offshoreindustrien. Virksomheten er delt inn i de to forretningsområdene offshore borevirksomhet og ingeniør- og fabrikkasjontjenester. Konsernet har hovedkontor i Oslo og 9 andre kontorer rundt om i verden. Fred. Olsen Energy (FOE) er det nest største rigg selskapet på Oslo Børs etter Seadrill.

Hovedaksjonærene er Bonheur ASA og Ganger Rolf ASA som begge eier 26,71 % av aksjene. Dette er et krysseierskap ved nærstående parter, der Ganger Rolf eier 20,7 % av Bonheur mens Bonheur eier 57,97 % av Ganger Rolf (Fred Olsen, 2009). Bonheur har følgende kontroll over Ganger Rolf og en majoritetsandel i FOE på 53,4 %.

### **Historie**

Innen offshoresektoren har Fred. Olsen & Co selskapene vært blant pionerene i Norge. I et raskt stigende olje- og offshoremarked ble det fra 1973 bygget opp en meget slagkraftig offshoredivisjon med Dolphin International Inc. og senere Dolphin A/S og Dolphin Drilling som operasjons selskaper.

Dolphin som drifter riggene, har markert seg som et internasjonalt selskap og gjennomført store offshoreoppdrag i Nordsjøen, Middelhavet og Mexicogulften samt utenfor Sør-Amerika, Alaska, Sakhalin (utenfor kysten av Øst- Russland), Australia og Indonesia. Dolphin – selskapene var også tidlig aktive innen relaterte tjenester som prosjektering, brønnvedlikehold, dykkertjenester og fjernstyrte undervannsfartøy, disse aktivitetene ble senere solgt. I 1997 ble offshore og energiaktivitetene samlet i Fred. Olsen Energy ASA, i forbindelse med en vellykket aksjeemisjon på ca. 285 millioner USD (Fred Olsen, 2009).

#### **2.2.1 Offshore borevirksomhet**

Boredivisjonen tilbyr tjenester til offshoreindustrien innen leting og utvinning av olje og gass. Konsernets offshore enheter er driftet av datterselskapene Dolphin AS (100 % eiet) i Stavanger og Dolphin Drilling Ltd. (100 % eiet) i Aberdeen. Offshore borevirksomheten genererte inntekter på NOK 6 391,4 millioner i 2009, som er 96,8 % av konsernets driftsinntekter, og er klart dominerende divisjon i konsernet (FOE, 2010b).

De to datterselskapene Dolphin AS og Dolphin Drilling Ltd. drifter konsernets sju halvt-nedsenkbare rigger, ett drillskip og en flytende boligenhet. Dolphin AS ivaretar de tre riggene

som opererer på norsk side av Nordsjøen og oppfyller strenge krav for operasjon i norske farvann. Resten av riggene, drillskipet og boligriggen er det Dolphin Drilling Ltd. som har ansvar for (Dolphin, 2009). FOE sine offshore aktiviteter er støttet ved driftskontor i Stavanger (Norges olje – hovedstad), Aberdeen i Skottland, Carmen i Mexico og Singapore. Alle driftskontorene er strategisk plassert rundt om i verden i forhold til offshore markedet.

## Borerigger

|                           | Bygge år             | Vannndyp   | Geografi     | Kontrakts-oversikt |
|---------------------------|----------------------|------------|--------------|--------------------|
| <b>Belford (Boreskip)</b> | 2000                 | 10 000 fot | Sierra Leone | April 2013         |
| <b>Blackford (2G)</b>     | 1974, Oppgrad: 06/07 | 7 000 fot  | India        | Desember 2011      |
| <b>Bideford (4G)</b>      | 1975                 | 1 500 fot  | Nordsjøen    | Januar 2013        |
| <b>Borgland (4G)</b>      | 1975                 | 1 476 fot  | Nordsjøen    | Januar 2014        |
| <b>Bredford (4G)</b>      | 1976                 | 1 500 fot  | Nordsjøen    | September 2010     |
| <b>Borgny (2G)</b>        | 1977, Oppgrad: 09    | 1 750 fot  | Brasil       | September 2013     |
| <b>Byford (2G)</b>        | 1974, Oppgrad: 09    | 1 500 fot  | UK           | Januar 2013        |
| <b>Borgsten (2G)</b>      | 1975                 | 1 500 fot  | UK           | Juli 2010          |
| <b>Borgholm (2G)</b>      | 1975                 | Boligrigg  | UK           | Ledig for oppdrag  |

Tabell 2-2, Oversikt over boreenheter (Kilde: FOE, 2010c)

Alle av FOE sine rigger (tabell 2-2) ble bygget mellom 1974 og 1977 og er av Aker H-3 design. Den nylig dyptvanns oppgraderte Blackford Dolphin kan bore opp til 7 000 fot, ellers kan de andre bore ned til rundt 1500 fot som er ca 450 meter. Riggene er hovedsakelig andre generasjons (2G) semisub, mens to er oppgraderte til å tilsvare fjerde generasjonsrigger (4G). Dypvanns drillskipet Belford Dolphin ble bygd i 2000 og kan bore opptil 10 000 fot. Det har blitt utført jevnlig oppgraderinger og vedlikehold av alle riggene, men til en noe ulik grad.

FOE har en betydelig eldre flåte enn gjennomsnittet i bransjen som er på 21 år (FOE, 2010a). Tiltross for at FOE eier en noe eldre flåte enn gjennomsnittet, har de halvt nedsenkbare enheter og to dyptvannsenheter, som det har vist seg enklere å få kontrakt til enn for oppjekkable borerigger. Kontraktsoversikten (tabell 2-2) viser at 5 av enheten har langtidskontrakt ut 2012 med en gjennomsnittlig kontraktstid på 23 måneder (FOE, 2010a).

### **2.2.2 Ingeniør- og fabrikkasjonstjenester**

Ingeniør- og fabrikkasjonstjenester omfatter virksomhet relatert til verftet Harland & Wolff (H&W) i Belfast i Nord-Irland (92,2 % eiet). Selv om H&W verftet utgjør en liten del av FOE sin totale virksomhet sett i forhold til driftsinntektene er verftet en strategisk viktig ressurs for FOE. I løpet av de siste årene har verftet i tillegg til sin ordinære virksomhet stått for klassifiseringsfornyelser av flere av konsernets borerigger. Verftet utførte blant annet en del av ombyggingen av Blackford D. og Bredeford D. (FOE, 2007). Som en følge av flere arbeid med konserninterne prosjekter er til tider relativt store beløp blitt eliminert i konsernregnskapet. I 2007 mottok verftet en lisens for avfallsgjenvinning ved opphugging av skip. H&W fokuserer på ingeniørarbeid, skipsreparasjoner og skipsbygning. I tillegg blir verftet benyttet som logistikk og ferdigstillelse område relatert til offshore vindmølleparkprosjekter og opphuggingsprosjekter (Harland & Wolff, 2009).

### **3 Valg av verdsettelsesteknikk**

Det finnes flere teknikker som kan anvendes for å gi en vurdering på et selskap eller en eiendels verdi gjennom verdsettelse. I dette kapitlet vil de tre hovedtypene fundamental verdsettelse, komparativ verdsettelse og opsjonsbasert verdsettelse bli presentert. De ulike verdsettelsesteknikkene kan med fordel brukes sammen for å få ulike referansepunkter på verdien til et selskap eller en eiendel (Palepu og Healy, 2007). Hvilken teknikk som er best er avhengig av selve bedriften, av hvilken bransje og fase av livssyklusen bedriften befinner seg i, om det er grunnlag for fortsatt drift og hvilke ressurser man har tilgjengelige for verdsettelse. Det finns flere årsaker til at man ønsker å finne en verdi på et selskap, det kan være ved kjøp og salg av bedrifter, ved fusjoner/fisjoner, kredittvurderinger og lignende (Boye & Dahl, 1997). Etter at de tre hovedteknikkene er presentert vil det på bakgrunn av tidligere presentert informasjon om Fred. Olsen Energy bli valgt en teknikk, og rammeverket for den valgte teknikken presenteres.

#### **3.1 Oversikt over verdsettelsesteknikker**

##### **3.1.1 Fundamental verdsettelse**

Felles for de fundamentale verdsettelsesteknikkene, er at de er grundige og gjennomgående verddivurderinger som også er tidkrevende. De inkluderer analyse av historisk strategi og regnskap gjennom utarbeidelse av et fremtidsregnskap. Målet er å finne selskapets underliggende /fundamentale verdi, for å kunne finne ut om aksjene er riktig priset av markedet (Penman, 2007). Det finnes to alternativ ved fundamental verdsettelse, man kan enten verdsette selskapets egenkapital direkte ved å bruke egenkapitalmetoden eller mer indirekte ved selskapskapitalmetoden også kalt totalkapitalmetoden.

Egenkapitalmetoden verdsetter selskapets egenkapital direkte ved å diskontere egenkapital kontantstrømmen på avkastningskravet for egenkapitalen (Koller et al., 2005). Det blir dermed gitt en verdi på aksjonærens krav på den driftsrelatert kontantstrømmen. Mens totalkapitalmetoden verdsetter selskapets egenkapital som nåverdien av totalkapitalen minus netto finansiell gjeld og minoritetsinteresser. Selskapets driftsrelaterte kontantstrøm blir da verdsatt.

Innenfor hver av metodene finnes det tre ulike verdsettelsesmodeller:

- Fri kontantstrømmmodellen/ dividendemodellen (utbyttmodellen)
- Superprofittmodellen
- Superprofitt vekstmodellen

Ved konsistent bruk av modellene vil egenkapitalmetoden og totalkapitalmetoden gi samme verdiesimat (Koller et al., 2005). Fundamentale teknikker passer best for selskap som er i en moden og stabil livssyklus. Siden metodene er baserte på regnskapstal er det en fordel om man har tilgang til regnskapsdata over flere år. I følge Koller et al. (2005) er det vanskelig å gjennomføre egenkapitalmetoden i praksis da den kan føre til flere potensielle feilkilder, de anbefaler derfor å bruke totalkapitalmetoden for å gi en verdivurdering på selskapets egenkapital.

### **3.1.2 Komparativ verdsettelse**

Den andre teknikken som blir presentert er komparativ verdsettelse eller sammenlignende verdsettelse. Her blir et selskap eller en eiendel gitt en verdi, basert på hvordan andre lignende selskap eller eiendeler blir verdsatt av markedet. Ulike selskap blir sammenlignet ved å se på forholdstall mellom dem. Mens eiendeler blir verdsatt ved å se på hva markedet er villig til å betale for en lignende eiendel (Damodaran, 2006). Komparativ verdsettelse blir sett på som en av de enklere teknikkene for å beregne et selskap eller en eiendels verdi. Det er to hovedtyper innen komparativ verdsettelse, man kan bruke de direkte multiplikator- metodene eller den mer indirekte substansverdimetoden (Penman, 2007).

Multiplikator metodene kan bygge på selskapets egenkapital (Pris/Bok), andre tallstørrelser fra regnskapet (Pris/Salg, Pris/EBITDA), eller ikke - finansiell størrelser som er viktige for resultatet som eksempelvis antall ansatte, kapasitet, kunder, osv. Multiplikator metodene er i praksis noen av de mest brukte verdsettelsesmetodene mye på grunn av hvor enkle de er (Palepu og Healy, 2008). Likevel fører multiplikator metodene til flere utfordringer, som å finne de riktige selskapene å sammenligne med. Ved analyse over en industri, må man bruke en multiplikator som er uavhengig av selskapenes kapitalstruktur. Koller et al. (2005) anbefaler å bruke en multiplikator som anvender prognose på fremtidig profitt fremfor å bruke historisk profitt.

Svakheten ved metodene er imidlertid at det er stor fare for at stemningen i aksjemarkedet kan påvirke verdiesimatet. I gode børstider vil ofte multiplikatorbasert verdsettelse føre til at

verdien av selskapene settes høyere enn fundamentalverdien, og motsatt i dårlige tider. Et selskap som har stor vekst bør omsettes med en høyere multiplikator enn lav vekst selskaper i samme industri (Damodaran, 2006). Multiplikator metodene er mye brukt ved verdsettelse av høgteknologiske selskaper.

Ved komparativ verdsettelse basert på substansverdi metoden finner vi verdien av egenkapitalen ved å ta markedsverdi av de enkelte eiendelene minus markedsverdi av gjeld (inkludert eventuell skattegjeld). Markedsverdien til eiendelene og gjelden finner man ved å se på markedsverdi av tilsvarende eiendeler og gjeld. Dersom det er vanskelig å finne markedsverdien på de eiendelene man har, kan man gi en verdi basert på salg av eiendelene eller takster og gjenanskaffelsesverdi. Ved å bruke en slik metode tar man kun hensyn til selskapets aktiva og ikke til verdien på immaterielle eiendeler. Substansverdi metoden er basert på fortsatt driftsprinsippet. En forutsetning for substansverdimetoden er at det finnes aktive markeder der eiendeler kan kjøpes og selges. Den er mest relevant når det finnes et marked der verdien til eiendelene er uavhengig av virksomheten, eiendelene kan selges uavhengig av virksomheten og der kjøp av bedrift er et alternativ til kjøp av eget anlegg (Boye & Dahl, 1997). Metoden passer best til kapitalintensiv virksomhet som eiendom og shipping.

### **3.1.3 Opsjonsbasert verdsettelse**

Hvis et selskap har finansielle eller driftsrelaterte opsjoner kan det gi selskapet en betydelig verdi gjennom økt fleksibilitet. De fundamentale verdsettelsesteknikkene tar ikke hensyn til dette i sine verdivurderinger. Opsjonsbasert verdsettelse kan da brukes som et supplement til den fundamentale verdsettelsen ved å beregne verdien av denne fleksibiliteten. Man finner verdien av et selskaps egenkapital som fundamentalverdi pluss nåverdien av den særlige fleksibiliteten (opsjonen) (Koller et al., 2005). Verdsettelse av fleksibilitet er mer relevant dersom man skal verdsette enkelt selskaper eller prosjekter, siden valgene blir klarere.

### **3.2 Valg av verdsettelsesteknikk**

Som nevnt i innledningen til dette kapitlet er valg av verdsettelsesteknikk avhengig av selve bedriften, av hvilken bransje og fase av livssyklusen bedriften befinner seg i, om det er grunnlag for fortsatt drift og hvilke ressurser man har tilgjengelige for verdsettelse. På bakgrunn av at det er god informasjon om regnskapet og at Fred. Olsen Energy ASA er et modent selskap faller valget av verdsettelsesteknikk på fundamental verdsettelse basert på analyse av underliggende forhold.

For å få et annet referansepunkt på verdsettelsen av FOE burde det også bli utført en alternativ verdsettelse. Da jeg skriver denne utredningen alene er det et økt behov for å begrense den og en alternativ verdsettelse vil ikke bli prioritert. Hvis det allikevel skulle blitt valgt en alternativ verdsettelsesteknikk vil jeg foreslå komparativ verdsettelse ved bruk av substansverdimetoden. I en verdsettelse basert på substansverdimetoden blir verdien av eiendelene regnet ut, med forutsetning om at det finnes et aktivt marked for salg.

### **3.3 Rammeverk for den valgte teknikken**

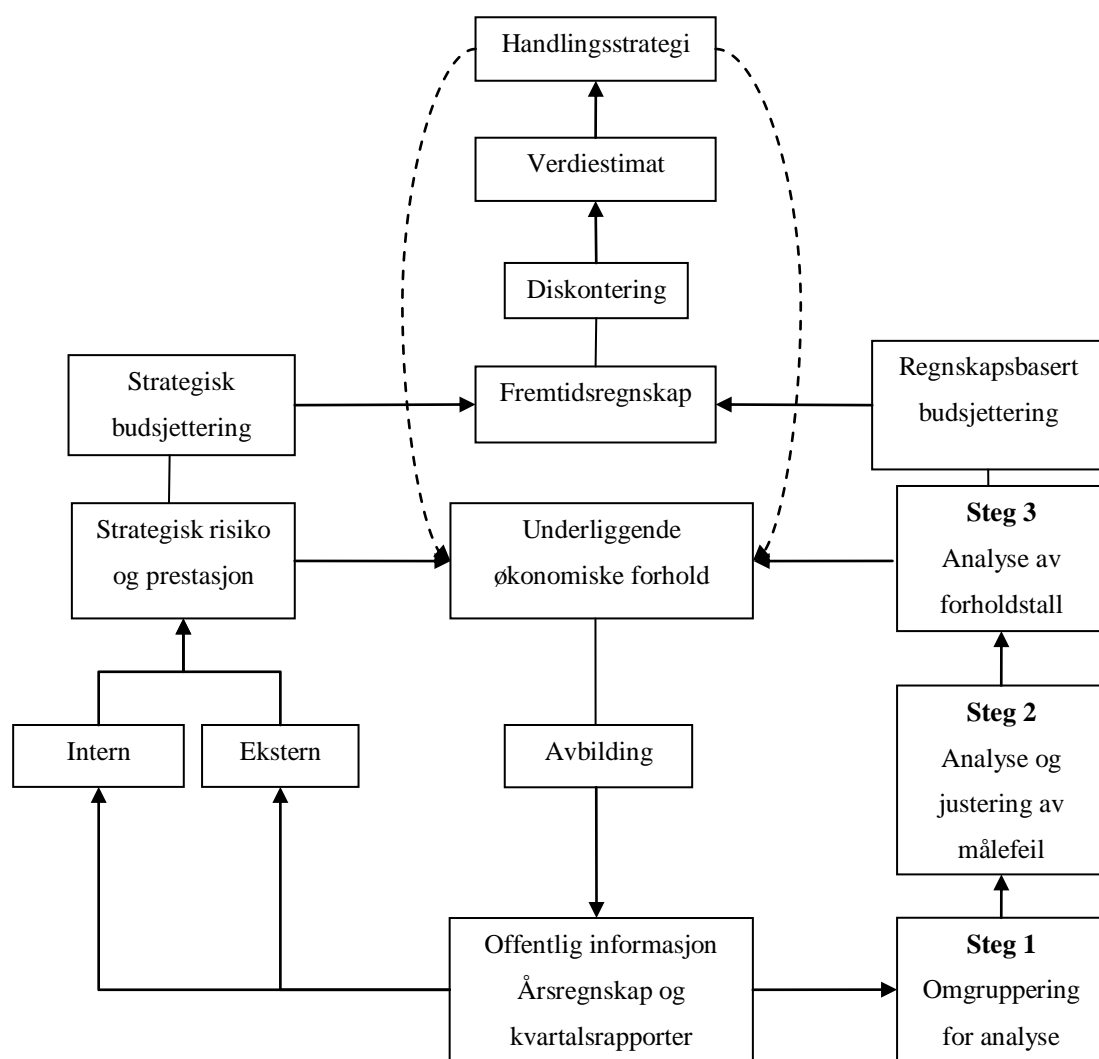
Rammeverket for fundamental verdsettelse illustreres i figur 3-1, på neste side. Den første delen av fundamental analyse vises til venstre av figuren som er en analyse av strategi. Denne strategiske analysen er to delt ved at den først går inn på forhold utenfor selskapet, nærmere bestemt eksterne bransjeforhold, dette er omstendigheter som påvirker næringen som Fred. Olsen Energy arbeider i (petroleumsnæringen) og omstendigheter som er mer spesifikke for riggbransjen. Etter vurdering av forhold utenfor selskapet blir det utført en vurdering av mer spesifikke forhold i selve selskapet gjennom en intern strategisk analyse.

Den andre delen av fundamental analyse er vist til høyre i figur 3-1. Regnskapsanalysen er en dyptgående analyse av historiske regnskaper. Denne analysen foregår i tre hovedsteg, der regnskapet først blir omgruppert for analyseformål, deretter blir det utført en analyse og justering av potensielle målefeil, og tilslutt utført en analyse av relevante forholdstall. En essensiell del av regnskapsanalysen og hele oppgaven for øvrig, er analyse av historisk lønnsomhet som er en del av forholdstallsanalysen. Det blir i denne delen av oppgaven utført en sammenligning av lønnsomhet over tid med relevante krav, dette blir forsøkt bundet sammen med resultatene fra den strategiske analysen.

Den tredje delen av fundamental analyse kan sees i øvre del av figur 3-1. Basert på innsikt fra del en (kvalitativ innsikt om strategi) og del to (kvantitativ innsikt om regnskap) blir det



utarbeidet et fremtidsregnskap. Fremtidsregnskapet er en prognose over fremtidige kontantstrømmer, det er her essensielt for verdsettelsens kvalitet at det er en nær sammenheng mellom resultatene fra lønnsomhetsanalysen og de estimat som blir lagt inn i prognosene for fremtiden. De fremtidige kontantstrømmene blir deretter diskontert til nåverdi med avkastningskravet. Basert på verdsettelsen blir det tatt en økonomisk avgjørelse som karakteriseres av underliggende økonomiske forhold.



1. Strategisk analyse

2. Regnskapsanalyse

Figur 3-1, Rammeverk for fundamental verdsettelse (Kilde: forelesningsnotater BUS 424, Knivsflå, 2007)

## 4 Strategisk analyse

Det første steget i den fundamentale analysen av Fred. Olsen Energy ASA er en kvalitativ analyse av markedet rundt og omgivelsene i selskapet. En slik kvalitativ analyse av selskapets strategi vil i følge Palepu og Healy (2008) gjøre den etterfølgende regnskapsanalysen forankret i virkeligheten. Den strategiske analysen inndeles i tre deler der jeg først ser på makroforhold som er generelle for hele petroleumsindustrien. Deretter blir det utført en bransjeanalyse som ser på de faktorene som kun påvirker riggbransjen. Til slutt blir det utført en intern analyse av Fred. Olsen Energy for å undersøke om de har ressurser som bidrar til en vedvarende konkurransefordel. De to første delene av denne strategiske analysen kan identifiseres som en ekstern analyse av bransjeorienterte rammebetingelser, mens den siste ser på interne ressursbaserte rammebetingelser.

Analysene gir kunnskap om potensielle strategiske fordeler og risikoer som bedriften er spesielt utsatt for, og om bedriften eventuelt har et foreløpig eller varig konkurransefortrinn fremfor resten av bransjen. Det oppstår strategiske fordeler dersom selskapets lønnsomhet ( $r$ ) er større enn kravet ( $k$ ) (Koller et al., 2005). Strategiske fordeler kan forklares som bransje fordeler dersom bransjens rentabilitet ( $r_B$ ) er høyere enn bransjens krav ( $k_B$ ), mens Fred. Olsen Energy har selv ressursfordeler dersom deres rentabilitet ( $r$ ) er høyere enn bransjens rentabilitet ( $r_B$ ) eller dersom FOE sitt krav ( $k$ ) er lavere enn bransjens krav ( $k_B$ ), dette er vist i formelen nedenfor.

$$\text{Strategisk fordel: } (r - k) = (r_B - k_B) + (r - r_B) + (k_B - k)$$

Analysene gir en forståelse av historisk og nåværende strategiske situasjon (Palepu og Healy, 2008). Den strategiske analysen vil bli bundet opp mot den følgende regnskapsanalysen gjennom en vurdering av Fred. Olsen Energy sitt lønnsomhetspotensial.

## 4.1 Makroforhold

Den første delen av en ekstern bransjeorientert analyse er å se nærmere på potensialet for at det eksisterer fordeler i petroleumsnæringen som gir riggbransjen en strategisk fordel over tid. Dette kan også forklares som: Ekstern fordel:  $(r_B - k_B) = a + b * \text{makroforhold} + c * \text{bransjeforhold} + \epsilon$ .

Petroleumsnæringen er tradisjonelt en svært konjunkturutsatt næring. Den enkeltfaktoren som påvirker petroleumsnæringen sterkest er oljeprisen, denne igjen er svært avhengig av økonomisk vekst, tilbud og etterspørsel etter olje på verdensbasis, hva Opec foretar seg, lagerbeholdninger, etc.

Den økonomiske tilbakegangen verden opplevde fra sen høsten 2007 har redusert etterspørsel etter energi og følgelig redusert energi investeringer (IEA, 2009). I følge både DnB Nor (2009) og IMF (2009) sine markedsutsikter blir det antydnet at resesjonen er på vei over og at den globale økonomien er i oppsving. Det forventes en svak oppgang i økonomien de kommende år. Det er videre forventet av IEA (2009) at finanskrisen vil fortsette å påvirke energimarkedet i årene som kommer.

Noen av pådriverne til global økonomisk vekst har vært og er fremdeles industriland i Asia med spesielt tanke på India og Kina, og deretter Midtøsten. Fremtidens etterspørsel etter energi er mye avhengig av hvor fort verdensøkonomien kommer på fote igjen. Det er antatt et behov på rundt 1 % økning i etterspørsel etter olje hvert år frem til 2030, der meste parten av etterspørselsøkningen vil komme fra ikke – OECD land, innad i OECD er det forventet en redusert etterspørsel (IEA, 2009).

Historisk har man sett en nær sammenheng mellom nivået på oljepris (vist i figur 2-1), oljeselskapenes investeringsvilje og antall kontraheringer av boreenheter (vist i figur 2-5). Etter et bunnivå på oljeprisen i 1999 der prisen på råolje vippet under USD 10 per fat, falt investeringsviljen blant verdens oljeselskaper og resulterte i et fall av etterspørsel etter boreenheter for både dypt og mellom – dypt vann (figur 2-3). Denne reduserte etterspørselen etter boreenheter førte til få kontraheringer av nye enheter.

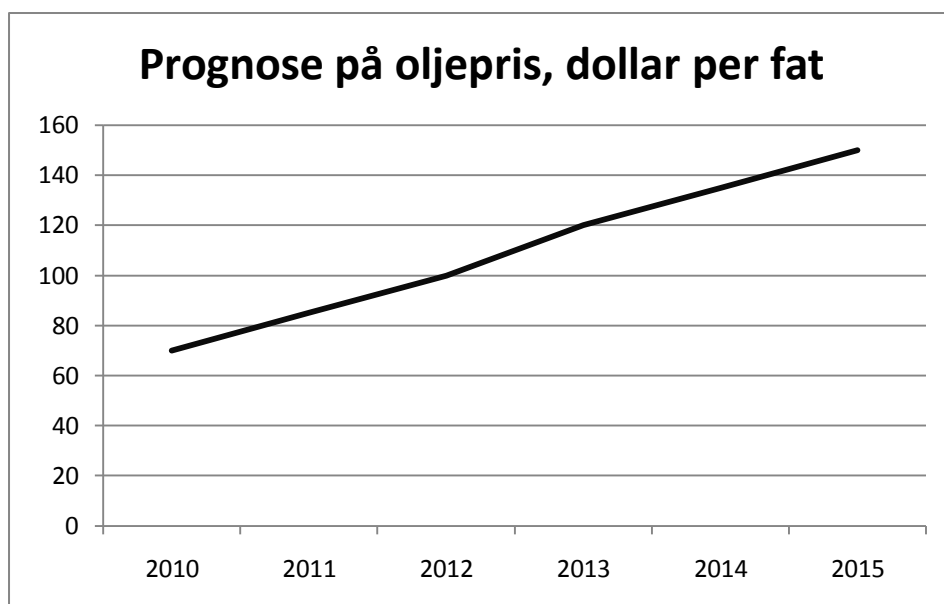
Tilnærmet det motsatte hendte i årene 2005 til og med begynnelsen på 2008, der oljeprisen økte voldsomt (figur 2-1). Den økende oljeprisen førte til en sterk investeringsvilje fra oljeselskapenes ståsted samt et press på etterspørsel etter boreenheter innenfor alle segment

(figur 2-2). Dagraternes steg som en følge av manglende tilgjengelige boreenheter (figur 2-4) og gjorde offshoreboring til en meget lukrativ bransje. Samtidig som oljeprisen steg og presset etter boreenheter økte, ble det gjort rekord mange kontraheringer av boreenheter (figur 2-5). De mange kontraheringene av boreenheter presset dermed verftsindustrien der konstruksjonskostnadene (figur 2-6) og tid øker, i løpet av oppgangsperioden tar det gjennomsnittlig 1 år ekstra mellom kontrahering og levering av boreenheter (rigzone, 2010).

Etter fallet i oljepris fra et rekordhøyt nivå juli 2008, er det observert like tendenser i markedet som i 1999, oljeselskapenes investeringsvilje har falt og en rekke prosjekter har blitt skrinlagte. Det har vært en kraftig oppbremsing i både norsk og internasjonal oljeindustri som følge av det rekordlave nivået på oljeprisen i 2009. I Norge har rundt 9 av 11 utbyggingsplaner blitt utsatt på ubestemt tid (DN, 28.11.2009). Energi investeringer er sterkt reduserte som følge av finanskrisen, oljeselskapene borer færre oljebrønner, og reduserer kostnader forbundet med raffinier, rørledninger og kraftstasjoner. Flere pågående prosjekter har blitt utsatt eller avlyste. Prosjekter har blitt redusert med rundt 19 % sammenlignet med 2008 (IEA, 2009).

Per dags dato er oljeprisen igjen økende, men oljeselskapenes investeringsvilje er fremdeles noe redusert, men ser ut til å løsne på sikt. Forskjellen mellom fallet i oljepris i 1999 og i 2008 er at oljeselskapenes balansepris har steget kraftig og ligger i dag (2010) på rundt 50 – 60 USD per fat (DN, 15.01.2010). Etterspørselen etter boreenheter for mellom – dypt vann har falt (figur 2-3), samtidig som dagraternes har blitt svekket (figur 2-4). Når det gjelder kontraheringer har også de blitt kraftig redusert, mens markedet forsøker å ta opp alle de nybygde enhetene.

For å kunne si noe om hvordan fremtidige dagrater vil bli, ser jeg nærmere på prognoser over fremtidig råoljepriser. En nøkkelfaktor for å lage prognoser over fremtidige oljepriser er å se nærmere på OPEC's overskuddskapasitet i forhold til oljepriser, dette er vist i figur 2-2. Dersom antagelsene om dette forholdet stemmer, vil oljeprisen i følgende tidsperiode være karakterisert av en svak markedsbalanse og svake priser. Dette forholdet er mye avhengig av hvor lenge og hvor mye olje, Opec holder tilbake fra markedet. Av figur 4-1 på neste side, ser vi hvordan DnB NOR antar at oljeprisen vil bli de neste år.



Figur 4-1, Prognose på oljepris (Kilde: DnB NOR Markets, 2009)

Etter at det voldsomme fallet i oljepris rammet hele petroleumsnæringen i slutten av 2008 og gjennom 2009, er det våren 2010 tegn på bedring. Oljeprisen øker igjen, nye kontrakter for boring er inngått og fremtiden ser ikke fullt så dystert ut som for bare 1 år siden.

Eksterne bransjeorienterte strategiske fordeler fra makroforhold vil være konjunkturutsatte, det vil si at i oppgangskonjunkturer vil næringen ha en strategisk sterk fordel fra makroforhold mens i nedgangskonjunkturer vil denne fordelene være minimal og kanskje til og med negativ. Ved en vurdering av fremtidig potensiell strategisk fordel som kommer av slike makroforhold blir den vurdert som positive på 1-2 % over en lengre tidshorison. Den neste delen av en ekstern bransjeorientert analyse er å utføre en bransjeanalyse av forhold som er unike for den flytende boreriggbransjen.

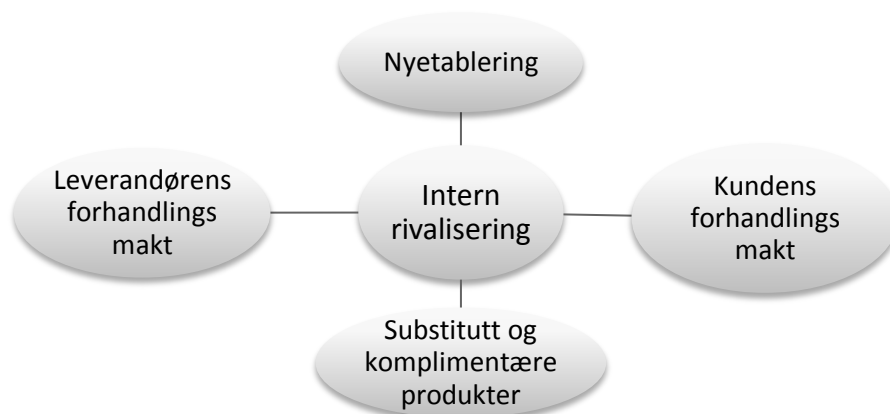
## 4.2 Bransjeanalyse

I denne delen av oppgaven blir konkurransestrukturen i boreriggbransjen analysert for å finne ut om forhold i akkurat denne bransjen skaper eller kan skape en foreløpig eller varig strategisk konkurransefordel. En bransje kan defineres som en gruppe av bedrifter som tilfredsstill de samme behov, ved å tilby produkter eller tjenester som er nære substitutt til hverandre (Hill og Jones, 2001). I denne sammenhengen er det relevante markedet definert som aktører innen segmentet for flyttbare installasjoner også kalt den mobile offshore riggbransjen eller som tilbyr nære substitutt til dette. Bransjen for mobile offshore borerigger inkluderer aktører som har drillskip, halvt nedsenkbare rigger og oppjekkbare rigger. Det blir dermed sett bort fra fastmonterte boreinstallasjoner og tender rigger.

### Konkurranskraftsanalyse

Som et rammeverk for analyse av økonomiske faktorer i bedriftens eksterne omgivelser blir Michael Porters konkurransekraftsanalyse (five competitive forces) anvendt. Ved anvendelse av dette verktøyet finner man faktorer som påvirker avkastings- og lønnsomhetsnivået i bransjen samt vurderer selskapets nåværende status og mest sannsynlige utvikling (Roos et al., 2005).

Konkurransesituasjonen blir analysert over fem påvirkningskrefter som påvirker situasjonen i bransjen. Dersom konkurransekraftene blir styrket blir det vanskeligere for etablerte bedrifter å heve prisen og dermed øke profitt (Hill og Jones, 2001). De fem kreftene er intern konkurranse mellom etablerte bedrifter, fare for nyetablering, fare for substitutt og komplementære produkter, leverandørens forhandlingsmakt, og kundenes forhandlingsmakt, figur 4-2 illustrerer forholdet.



Figur 4-2, Femkrefters rammeverk (Kilde: Porter, 2008)

Intern konkurranse er i midten av modellen fordi det er det resultatet som definerer industriens struktur og som former konkurransen internt i bransjen (Porter, 2008). Hver kraft blir vurdert ved å se på om den er tilstrekkelig sterk til å redusere eller eliminere industriens avkastning (Besanko et al., 2007).

#### **4.2.1 Trussel fra nye aktører i markedet**

Nye selskaper i en industri øker kapasiteten og legger press på markedsandeler som igjen presser priser, kostnader og investeringsnivået som er nødvendig for å kunne konkurrere (Porter, 2008). Utvidelsen av aktører i markedet kan skje ved at et helt nytt firma etablerer seg eller ved at en eksisterende bedrift velger å utvide til dette markedet (Besanko et al., 2007). Disse faktorene fører til økt intern rivalisering innad i bransjen (se intern rivalisering 4.2.5). Dersom det er et potensial for å tjene en superprofitt innen en bransje vil det tiltrekke seg nye selskaper, og akkurat slik var det i perioden 2004 og frem til 2008. Dette var som tidligere nevnt en periode sterkt preget av en voldsom høykonjunktur der den høye oljeprisen førte til sterk etterspørsel etter boreenheter som presset dagratene oppover.

I lys av denne konkurransesituasjonen der petroleumsnæringen tilnærmet vokste inn i himmelen ble det etablert en rekke nye selskaper og etablerte selskaper valgte å utvide sine flåter derav en voldsom byggeboom. Av nye selskaper kan det blant annet nevnes Aker Drilling, Songa Offshore, Petrojack og Seadrill.

#### **Etableringsbarrierer**

Offshore boreriggbransjen er en svært kapitalintensiv bransje med naturlige barrierer for etablering. I oppgangsperioden var det på grunn av høye dagrater enklere enn ellers å få tak i finansiering til de svært dyre offshore boreriggene. Flere av kontraheringene de siste årene var følgelig av spekulativ art (FOE, 2005). Byggeboomen av offshore rigger som fulgte førte til et høyt press på verftene for bygging av borerigger og dermed dyrere rigger.

Etableringsbarrierer er en av de faktorene som påvirker potensialet for nye aktører. Det er de faktorene som gjør at det er ulønnsomt for nye aktører å etablere seg i bransjen samtidig som lønnsomt for etablerte bedrifter å være tilstede (Porter, 2008). I den mobile offshore boreriggbransjen er det krav om store og irreversible investeringer ved at plattformene er svært dyre. I etterkant av uroen i finansmarkedet har noen av de nyetablerte boreriggselskapene slitt med finansieringen og har derfor måttet selge borerigger før de har

blitt ferdigstilte. De nye riggene har høye avskrivningskostnader i et marked som er preget av reduserte dagrater. Dette gjør de nye riggene mindre lønnsomme enn de eldre riggene som kun blir regelmessig oppgraderte. De selskapene som allerede er etablerte i bransjen har fordeler ved at de har lavere avskrivningskostnader på sine rigger samt at de er etablerte som arbeidsgivere for kvalifisert personell. Slike etableringsbarrierer blir i teorien beskrevet som strukturelle barrierer.

Det er vinteren 2010 en svak overskuddskapasitet på verdensmarkedet som mest trulig vil øke etter hvert som de nye riggene blir ferdigstilte. Historisk har det vært vanlig å legge rigger til opplag i mangel på oppdrag, men dette er heller ikke gratis og blir sett på av flere som absolutt siste utvei. Hvis flere rigger blir lagt til opplag vil det aktive tilbudet av boreenheter reduseres som vil drive dagratene oppover.

Den økte intensiteten i konkurransesituasjon har ført til reduserte markedsandeler, prispress og økte kostnader, det blir vurdert som lite sannsynlig at flere nye konkurrenter vil etablere seg i den nærmeste fremtid. Som følge av nedgangen er det mulig at enkelte selskaper vil forsøke å styrke sin markedsrett ved oppkjøp og fusjoner. Trussel fra nye aktører i markedet blir vurdert som lav over et kortere tidsperspektiv og som moderat over et lengre tidsperspektiv.

#### **4.2.2 Substitutter og komplementære produkt**

Et substitutt er et produkt eller en tjeneste som dekker de samme funksjonene som produktet til bransjen. Mulige substitutt påvirker profitten på samme måte som nyetableringer ved at de reduserer markedsandeler og forsterker intern konkurranse (Besanko et al., 2007). Altså potensialet for at olje- og gass selskapene vil erstatte bruken av mobile borerigger med alternative substitutt eller at selve produktet boreriggene henter opp, altså olje og gass blir erstattet.

##### **Substitutt til mobile borerigger**

I en vurdering av potensielle substitutt til mobile borerigger kan det tenkes to alternativer på kort sikt, begge under utredning. Kanskje mest aktuell er den teknologi som selskapet Badger Explorer representerer. Badger Explorer er en ny metode for å lete og kartlegge olje og gass reserver. Metoden innebærer at Bager Explorer (selve boreenheten) borer og begraver seg selv i havbunnen uten behov for den dyre boreriggene. Badger Explorer har en rekke sensorer for logging, som medfører en betraktelig lavere kostnad enn de tradisjonelle boreriggene samt



lavere påvirkning på miljøet. Denne er mest trolig klar for drift i slutten av 2010 eventuelt begynnelsen av 2011 (Badger Explorer, 2009).

Et annet alternativ som Statoil nå har til utredning, er å flytte et helt plattformdekk over til et nytt felt. Altså gjenbruk av hele det øvre dekket på fastmonterte boreinstallasjoner. Dersom Statoil får til dette vil det betydelig redusere kostnadene forbundet med faste plattformer og eventuelt redusere terskelen for å bruke slike plattformer på et felt. Som det kommer frem av Porter (2008) er trusselen ved substitutt spesielt høy dersom substituttet tilbyr en attraktiv pris i forhold til verdi karakteristikker. Alternativet å flytte et helt plattformdekk vil uansett fremstå som et svært dyrt og tidkrevende alternativ i forhold til de mobile enhetene og er kanskje mest et alternativ fremfor å bygge helt nye faste plattformer.

Men derimot Badger Explorer metoden kan fremstå som en trussel for offshore rigger, da det både vil være en rimeligere metode for boring samtidig som bytte kostnadene for oljeselskapene kan fremstå som lave. Dersom Badger Explorer metoden fungerer vil det representere en klar konkurrent til den mobile boreriggbransjen, enheten har alle funksjonene som en mobil borerigg har. På lengre sikt blir mulig substitutt til mobile borerigger sett på som en trussel for bransjen, ved at et slikt alternativ vil begrense den prisen som boreselskapene kan ta for sitt produkt og dermed redusere deres lønnsomhet.

### **Substitutt til olje og gass**

Dersom vi ser på mulige substitutt til selve produktet olje og gass er det få produkter som kan erstatte egenskapene på kortere sikt. Et alternativ kan for eksempel være naturgass, men det krever kostbare investeringer og vil være mest aktuelt for OECD land. Mens på lengre sikt kan vi tenke oss solenergi og andre alternative former for energi. Det er kanskje mer sannsynlig at en eventuell redusert etterspørsel etter olje kommer av atferdsendringer og økt miljøbevissthet. Med det tidsperspektiv som er aktuell ved en verdsettelse av Fred. Olsen Energy ser jeg på faren for direkte substitutt til olje og gass som relativ lav.

#### **4.2.3 Leverandører**

Leverandører kan representere en trussel hvis de er sterke nok til å presse opp prisen som selskapene må betale for produktene eller redusere kvaliteten på produktene de leverer og dermed presser industriens profitt (Hill og Jones, 2001). De viktigste leverandørene til den mobile offshore boreriggbransjen er verft som bygger og driver vedlikehold av boreenhetene og kvalifisert offshore personell.

## **Verft og oljeservice**

Når det gjelder skipsverft og utstys leverandører har de gjennom den siste perioden med høy etterspørsel etter boreenheter hatt en økt markedsrett der de har presset opp prisene. De fleste av oppdragene fra borebransjen om nybygg som ble kontrahert i løpet av høykonjunkturen forventes å være fullførte i løpet av 2012. Som en følge av den sterke forhandlingsmakten til olje- og gass selskapene har det faktum at de utsetter prosjekter i påvente av høyere oljepriser ført til tomme ordrebøker hos verfts og oljeservice industrien. Flere av de eksisterende mobile offshore boreenhetene er sterkt aldrene. For at flåten skal kunne opprettholde det eksisterende nivået, må derfor flere enheter byttes ut mot nye eller betydelig oppgraderes for å holde seg innenfor strenge krav.

Leverandører innen verft og service representerer på kort sikt liten trussel, da de som borerigg selskapene er hardt rammet av krisen. Med et lengre perspektiv i tankene kan derimot leverandører stå for en stor trussel. Dersom flere verft går konkurs og mister viktig kunnskap som følge av manglende oppdrag på nåværende tidspunkt, vil de gjenværende leverandørene få økt forhandlingsrett ved at de regelmessige oppgraderingene som boreriggene er pålagt å utføre blir dyrere og tar lengre tid.

## **Offshore personell**

Som følge av den kraftige økningen i antall boreenheter er markedet stramt med hensyn til offshore personell. Riggselskapene har gjennom høykonjunkturen hatt vansker med å tiltrekke seg kvalifisert personell, noe som i lengre tid har presset lønnsnivået kraftig opp, i hvert fall i Norge. Offshore personell som leverandører representerer en moderat trussel for boreriggbransjen. Om denne posisjonen er vedvarende kommer mye an på hvordan markedet utvikler seg de neste år, dersom flere borerigger blir lagt i opplag grunnet lav kapasitet vil det klart også bli et overskudd av offshore personell og det motsatte i tilfellet økt aktivitet i bransjen.

### **4.2.4 Kundene**

Kundene til boreriggbransjen er vanligvis olje- og gass selskaper som foredler olje og selger det videre til forbrukere. Olje- og gass selskapene leier inn borerigger for å drive boring på et produksjonsfelt. Lengden på borekontrakten er avhengig av størrelsen på feltet og kan ha en varighet over alt fra noen dager til å vare over flere år.

I perioder med høy oljepris slik det var fra og med 2004 til 2008 var det høy aktivitet for leteboring og utvinning av forekomster. Økende etterspørsel etter boreenheter med bakgrunn i høy oljepris øker utnyttelsesgraden av boreenheter og dermed havner markedsmakten hos boreriggsekselskapene. I slike perioder kan borebransjen presse dagratene i det de velger mellom tilbud for boring. Mens derimot i perioder med lavere oljepris slik det har vært i fra 2008 er det vanlig at oljeselskapene utsetter eller avlyser prosjekter i påvente av økt oljepris og økt lønnsomhet. Slike utsettelse av prosjekter fører til at utnyttelsesgraden av rigger reduseres og markedsmakten forflyttes til kundene. Porter (2008) nevner fire forutsetninger der kundene har høy forhandlingsmakt, det er hvis det er få kjøpere som kjøper store volum, hvis produktene er udifferensierte og standardiserte, det er lave byttekostnader for kundene å bytte leverandør, og dersom kundene kan true med vertikal integrering i perioder der de må betale dyrt for tjenestene. Det kan sies i dag at alle av Porter sine forutsetninger om konkurransekraft hos kunden er oppfylt.

Riggbransjen er fortiden preget av de store olje- og gass selskapene som har en sterk forhandlingsposisjon. Som en følge av den reduserte oljeprisen og et overskudd av boreenheter forventes det liten eller ingen grad av vertikal integrering på nåværende tidspunkt. Olje- og gass selskapene har en sterk forhandlingsmakt ovenfor boreriggbransjen, konkurranse påvirkningskraften fra kundene er dermed sterk.

#### **4.2.5 Intern rivalisering**

Intern rivalisering sikter til konkurranse mellom etablerte bedrifter om markedsandeler innenfor et marked. Hvis vi ser nærmere på livssyklusen til boreriggbransjen kan den sies å være i en moden fase. Der det tidligere var flere lettere tilgjengelige produksjonsfelt er fokuset nå endret til dypere havområder og et større fokus på å ekstrahere så mye som overhode mulig fra det enkelte felt. Som en følge av dette er det færre boreoppdrag som fører til olje- og gass funn og det er økende behov for ny og kostbar teknologi som gjør det mulig å bore dypere enn noensinne, men slik dypvannsboring koster og vil derfor kun være aktuell dersom olje- og gass prisene er over et vis nivå. Det er et modent marked som samtidig er preget av ny teknologi. I denne delen av livssyklusen kan selskapene hovedsakelig kun vokse ved å ta markedsandeler fra hverandre.

## **Konkurransesituasjon**

Graden av intern rivalisering i bransjen blir påvirket av etterspørselsforhold som igjen påvirker konkurransestrukturen. Konkurransesituasjonen er ulik basert på graden av etterspørsel etter boreenheter. Besanko (2007) nevner ti forutsetninger som forsterker priskonkurransen mellom aktører i markedet. Av disse kan det spesifiseres, når det er mange bedrifter i markedet, når produktene blir oppfatta av kundene som homogene, industrien har ekstra kapasitet, kundene er motiverte til å se seg om etter beste avtale, avtaler kan bli gjort hemmelig, salgsordrene er store og skjer til ulike tidspunkt og det er høye avviklingshindringer (utgangsbarrierer). Slik situasjonen er i dag (vinter 2010) kan vi identifisere de fleste av Besanko's forutsetninger om priskonkurranse i offshore næringen.

Historisk kan det observeres at det i perioder med lav etterspørsel etter boreenheter, er priskrigger mellom boreoperatørene om kontrakter, som presser dagratene nedover. I perioder med høy etterspørsel slik det var i tidsrommet 2004 til og med begynnelsen av 2008, da det var mangel på tilgjengelige boreenheter var det samtidig liten konkurranse om pris fra boreoperatørens ståsted, noe som presset prisenivået på dagratene oppover. De økte dagratene påvirket som tidligere nevnt boreoperatørens oppfatninger om utgangsbarrierene og det ble derfor bygd rekord mange nye enheter.

På bakgrunn av dette resonnementet kan det derfor sies at den mobile offshore riggbransjen på det nåværende tidspunktet har en sterk intern rivalisering der konkurransen presser prisene ned mot kostnadene og med det reduserer industriens profitt. Det som mest sannsynlig vil prege fremtiden i bransjen på kort sikt er et overskudd av boreenheter som vil føre til priskrigger med etterfølgende lavere dagrater og lavere lønnsomhet.

Petroleumsnæringen er som tidligere nevnt en sterk syklisk næring, med et lengre tidsperspektiv i tankene forventes det derfor at oljeprisene igjen vil øke til et nivå på lik linje eller høyere enn det var i 2008. Ved et slikt scenario i mente vil dagratene igjen ta seg opp med følgene lav intern konkurranse innad i bransjen og en potensiell ny byggeboom. Det er forventet en vedvarende svak strategisk fordel over en lengre tidsperiode på 1- 2 %.

### 4.3 Intern ressursbasert analyse

Fred. Olsen Energy sin evne til å utvikle og opprettholde et konkurransefortrinn er i stor grad avhengig av hvilke ressurser de kontrollerer, og hvordan ressursene brukes. Dette er det andre og tredje leddet i formelen om strategisk fordel (se introduksjonen til dette kapittelet). Formelen sier at Fred. Olsen Energy selv har ressursfordeler dersom deres ressurser blir utnyttet bedre enn bransjens tilsvarende ressurser. Ressurs fordel:  $(r - r_B) = a + b(\text{ressurs} - \text{ressurs}_B) + \epsilon$ .

Mye av den informasjonen som er tilgjengelig er utgitt av selskapet selv, og dermed sterkt partisk i deres favør. Som utenforstående analytiker er det derfor svært krevende å analysere et selskaps interne ressurser basert på ekstern informasjon. En intern analyse som utføres basert på ekstern informasjon kan derfor ikke bli like grundig og nøytral som det skulle ønskes. For å analysere selskapets interne ressurser brukes en SVIMA – analyse.

SVIMA – analysen er et hjelpemiddel for å undersøke om noen av selskapets ressurser kan skape et varig konkurransefortrinn. For at et selskap skal kunne kalle et konkurransefortrinn for varig, må ressursene være verdifulle. Med dette menes at ressursene utnytter muligheter eller reduserer trusler i bedriftens omgivelser, ressursene må også bidra til en relativt bedre lønnsomhet enn konkurrentene. I SVIMA – analysen vurderes ressursene for fem krav for at en ressurs skal bidra til et konkurransefortrinn (Jakobsen og Lien, 2001).

- Sjelden, om ressursen er spesiell for selskapet
- Viktig, i hvilken grad ressursen er viktig, og gir grunnlag for store lønnsomhetsforskjeller
- Ikke – imiterbar, i hvilken grad, om mulig, det er for konkurrenter å kopiere ressursen eller erstatte den med en annen
- Mobilisert, i hvilken grad bedriften/enheten utnytter ressursen til å generere verdi
- Appropriert, om bedriften greier å fange opp verdien ressursen tilflytter

Før jeg begynner analysen deler jeg Fred. Olsen Energy sine potensielle interne ressurser inn i tre kategorier. Kategoriene er finansielle ressurser, fysiske ressurser, og menneskelige – og organisatoriske ressurser. Ressursene kan videre inndeles i materielle og immaterielle ressurser. Materielle ressurser er kapital, eiendom, bygninger, maskiner, utstyr osv., mens immaterielle ressurser er kompetanse og erfaringer, merkevarenavn, renommé, patenter osv.

### **4.3.1 Finansiell kapital**

Finansiell kapital består hovedsakelig av materielle ressurser som penger og tilgang til kapital. Fred. Olsen Energy har en sterk egenkapitalprosent som er gjennomsnittlig på 40 % gjennom analyseperioden. De har også en positiv rentedekningsgrad og har med den evne og mulighet til å påta seg større låneforpliktelser. På grunn av sin sterke økonomiske situasjon har selskapet mulighet til å påta seg ytterligere investeringer, de opplyser også i årsrapportene om at de er åpne for nye investeringer. Etter finanskrisen sliter flere riggselskaper med finansieringen, spesielt noen av de selskapene som ble etablert i løpet av høykonjunkturen. FOE har en god finansstruktur med en solid posisjon og vil tåle en periode med tap. Fred. Olsen Energy sin økonomiske situasjon vil bli nærmere drøftet i regnskapsanalysen og lønnsomhetsanalysen. FOE har en ressurs i finansiell kapital, men denne ressursen oppfyller ikke alle de fem krav, ressursen kan sies og kun gi grunnlag for en forbigående forskjell.

### **4.3.2 Fysisk kapital**

#### **Borerigger**

Fred. Olsen Energy sin flåte av borerigger består av to dyptvannsenheter (1 boreskip og 1 halvt nedsenkbar rigg), seks halvt nedsenkbare rigger til boring på ca 1500 fot, der tre av dem er tilpasset norske krav samt en boligrigg. FOE har oppgradert sine rigger regelmessig, da av noe ulikt omfang. To av de halvt nedsenkbare enhetene som tilfredsstillt norske krav er oppgraderte til å tilsvare fjerde generasjonsrigger. De er alle av Aker H-3 design som har vist seg å være et design som det er mulig å oppgradere. Til tross for at FOE hadde en noe tidkrevende oppgradering av Blackford Dolphin til dypvannsrigg, dannet det vei for muligheten rundt å oppgradere andre rigger. Flere av oppgraderingen som har blitt utført har vært mer omfattende enn først beregnet. Borgny Dolphin som fortiden er i Brasil har vært inne til omfattende oppgradering fra april 2009 til første kvartal 2010. Den ekstra tiden til oppgradering kommer mye av at de måtte bytte ut større andeler av stål enn først forventet.

Til tross for jevnlig oppgradering og vedlikehold er det ikke til å se bort fra at FOE sin flåte av boreenheter er betydelig eldre enn gjennomsnittet i bransjen på 21 år (FOE, 2010a). For å beholde tilsvarende flåte for fremtiden må de oppgradere eller bytte ut noen av riggene, en slik oppgradering eller kjøp av nye rigger krever mye kapital og kan som tidligere nevnt være betydelig mer omfattende enn først antatt. De eldre riggene til FOE kan vurderes som både en ressursulempe og en fordel. Riggene er en klar ressursulempe ved at det er muligheter for at de taper anbud hvis oljeselskapene foretrekker nye og mer moderne rigger.

Petroleumsindustrien er som tidligere nevnt i en moden livsfase, med økt fokus på utvinning fra allerede etablerte felt og dypvannsoppdrag i nye områder. Dypvannssegmentet har vist seg å være mer lønnsomt enn andre områder og tiltross for reduserte investeringer fra oljeselskapenes side er det fremdeles jevnt etterspørsel innen dette segmentet. FOE har to dypvannsenheter og har historisk stått sterkt representert i dette segmentet. Men da dette er et potensielt vekstområde innen boreriggbransjen, er flere av de ny kontraherte enhetene beregnet på ekstreme havdyp.

Det er en svakhet for FOE på lengre sikt at de kun har to dypvannsenheter da oljenæringen i tiden fremover er tvunget til å gå dypere for å finne olje. Størrelsene på funnene er mindre og setter mer fokus på høyteknologi for å ekstrahere så mye som mulig. Da petroleumsnæringen er i en moden livsfase betyr det også at flere av de fastmonterte boreinstallasjonene krever betydelige oppgraderinger og er utsatt for lengre perioder med driftsstans. Ved slike oppdrag som går ut på boring av flere brønner på etablerte felt kan FOE være en aktuell kandidat og ha en styrke. Verken dypvannssegmentet eller de halvt nedsenkbare riggene oppfyller noen av de fem krav for å kunne regnes som realiserte konkurransefortrinn.

### **Verftet**

Harland & Wolff er en klar ressursfordel for FOE, som utfører reparasjoner og vedlikehold av flere av riggene sine der. Samtidig som H&W utfører reparasjoner har de også sine egne prosjekter pågående. H&W oppfyller kriteriet for både å være en sjelden ressurs og viktig, men kan ikke sies å være ikke – imiterbar, dette gir verftet som ressurs egenskapen av å være en stor, men en forbigående ressursfordel.

### **Geografisk lokalisering**

FOE har ni kontorer rundt om i verden på strategiske lokaliseringer, de har også fordelt boreriggene rundt om i verden slik at selv om et segment går til grunne er de allikevel lokaliserte på andre steder og kan forhandle om nye avtaler. En av styrkene til FOE er at de har tre borerigger som er godkjente for operasjon i Norske farvann. For tiden er Borgny Dolphin lokalisert i Brasil der den jobber for Petrobras. Petrobras har gjort store funn spesielt på dyptvann og kommer til å gjøre flere store investeringer i årene fremover. Geografisk lokalisering er derimot ikke unikt i boreriggbransjen, og oppfyller ikke noen av kravene for vedvarende konkurransefortrinn.

### 4.3.3 Menneskelige og organisatoriske ressurser

Menneskelige og organisatoriske ressurser består stort sett av immaterielle ressurser, for en utenforstående er det spesielt krevende å vurdere slike ressurser.

Fred. Olsen Energy har lang erfaring innen offshore og har høy kompetanse blant de ansatte. FOE uttrykker selv i sine årsrapporter bekymring rundt etterspørselen etter erfarne offshore medarbeidere og forsøker å imøtekomme disse utfordringene ved å være aktiv med å øke rekrutteringsbasen i tillegg til et forbedret lojalitets bonusprogram for å beholde erfarent nøkkelpersonell. Et av tiltakene som har blitt gjennomført for å tiltrekke erfarne medarbeidere til konsernet er videreutvikling av rekrutteringsselskap i Ungarn (FOE, 2008).

Når de nye riggene blir levert i tiden fremover mot 2012, vil både konkurranse om borekontrakter og mannskap bli forsterket. Ved økt konkurranse om mannskap vil mest sannsynlig lønnsnivået stige. At FOE er et norsk selskap er en strategisk ulempe med tanke et høgre lønnsnivå og sterkere fagforeninger enn flere av konkurrentene, dette er en klar kostnadsulempe. FOE har derimot en lang historie og viktige erfaringer gjennom 35 år i værharde Nordsjøen og Britiske farvann. Det er mulig at FOE vil være en fortrukket arbeidsgiver fremfor noen av de nyere boreselskapene på grunn av den økte sikkerheten et erfarent boreselskap tilbyr.

Den kunnskapen som ledelsen sitter inne med er viktig for Fred. Olsen Energy, de har både essensiell historie og erfaringer fra borebransjen, men det er heller ikke her noen unike ressursfordeler. Ressurser i sammenheng med mannskap og ansatte bidrar ikke med noe vedvarende konkurransefortrinn.



#### 4.4 Konklusjon strategisk analyse

Denne strategiske analysen gikk inn på en bransje og et selskap som er sterkt preget av den siste tids økonomiske hendelser. Bare to år tilbake var bransjen i en evig positiv opptur, der ”alt” gikk oppover. Mens nå to år senere er muligens både en av historiens største oppturer og nedturer forbi. Petroleumsnæringen har historisk vært sterkt konjunkturutsatt og vil med all sannsynlighet fortsatt påvirkes av makroøkonomiske forhold. Dette vil si at næringen i oppgangskonjunkturer vil ha en sterk strategisk fordel fra makroforhold mens i nedgangskonjunkturer vil denne fordelene være minimal og kanskje til og med negativ.

Fremtiden for petroleumsnæringen og dermed Fred. Olsen Energy er avhengig av hvordan disse makroøkonomiske forholdene utvikler seg. Dersom prognoser om en oljepris på 150 USD per fat innen 2015 blir realisert, vil boreriggbransjen mest sannsynlig oppleve en svært positiv fremtid, der de boreriggseksklusivene som kom helskinnet ut av krisen vil nytte godt av at brysomme konkurrenter ble lukket ut i løpet av resesjonen. Ved en så høy oljepris vil mest sannsynlig oljeselskapene øke sitt fokus på ekstrahering av olje fra dype havområder da det igjen er blitt lønnsomt.

Den sykliske naturen i boreriggbransjen gjør at konkurransekraftene, analysert ved Porters konkurransekraftsanalyse vil endre seg drastisk avhengig av høy og lav konjunkturer. I en lavkonjunktur som bransjen opplever per i dag (2010) vil trussel fra nye aktører i markedet, trussel fra substitutt produkter og forhandlingsmakt fra leverandører være relativt lav over en kortere tidshorisont, dersom økonomisk vekst vil dette raskt endre seg og det motsatte vil være tilfellet. Kundene derimot har sterk forhandlingsmakt i en lavkonjunktur og alle av Porter sine punkter for forhandlingsmakt hos kunden er oppfylt. De tre først nevnte forholdene tilsier at boreriggbransjen har markeds makt, men den sterke posisjonen som oljeselskapene har over hele bransjen gjør at det er høy grad av intern rivalisering, med forutsetninger om priskonkurranse innad i boreriggbransjen oppfylt.

Gjennom denne analysen kommer det frem at det er ventet en overkapasitet i bransjen i den nærmeste fremtid. Mens at det ved et noe lengre perspektiv er forventet en viss stabilisering mellom tilbud og etterspørsel. Bransjen har som helhet gjennom de selskapene som med sine sterke finansielle posisjoner og som dermed overlever opp- og nedgangskonjunkturer, en strategisk fordel. Dette kan sies å være en bransjedrevet konkurransefordel, en superprofitt over tid. I eksterne forhold har petroleumsnæringen og boreriggbransjen en svak

bransjedrevet fordel, dette er en superprofitt som vil ligge over null på et nivå mellom 2 % til 4 %.

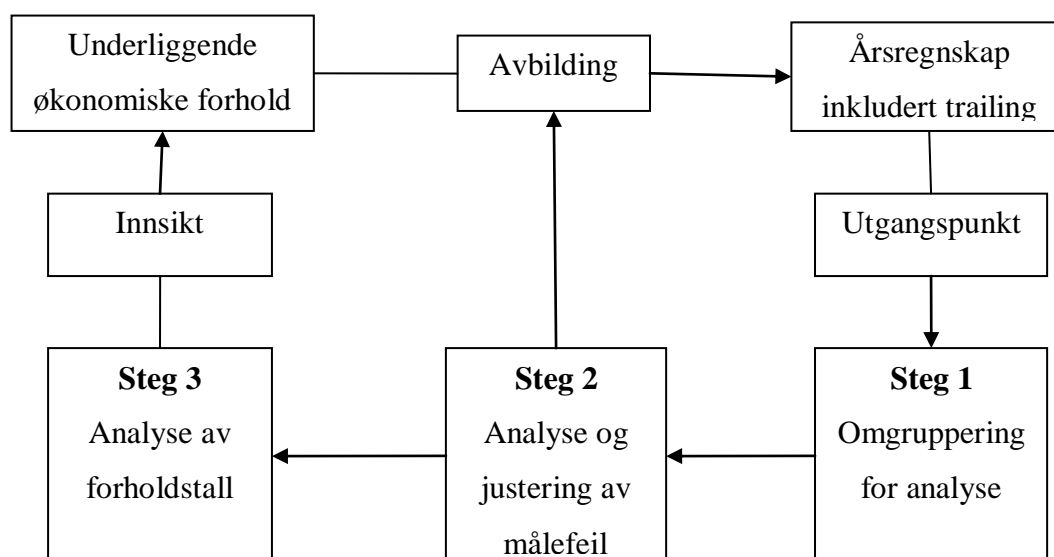
Basert på SVIMA analysen kommer det frem at FOE historisk gjennom den siste høykonjunkturen har opplevd en strategisk fordel ved forbigående ressursfordeler. Her kan det blant annet nevnes en sterk finansiell posisjon og en viktig ressurs i verftet som kan sies å bidra til midlertidige forskjeller. Men derimot for fremtiden kan det ikke identifiseres noen realiserede konkurransefortrinn internt i driften da ingen av ressursene oppfyller alle de fem krav til å være både sjelden, viktig, ikke – imiterbar, mobilisert og approprierbar. Med andre ord kan alle ressursene kopieres av konkurrenter og bidrar derfor ikke til superprofitt på lang sikt.

## 5 Regnskapsanalyse

Det andre steget i den historiske analysen av Fred. Olsen Energy ASA er en analyse av det historiske regnskapet. Dette er den kvantitative delen av historisk analyse der formålet er å se nærmere på Fred. Olsen Energy sin økonomiske situasjon. Tanken bak regnskapsanalysen er at innsikt i fortiden skal gi et fundament for vurderinger om fremtiden (Kinserdal, 2005).

### 5.1 Rammeverk for regnskapsanalyse

Den følgende prosedyren for regnskapsanalyse er illustrert i figur 5-1 nedenfor, som er en utdyping av figur 3-1, rammeverk for fundamental verdsettelse. Utgangspunktet for analyse er offentliggjorte årsrapporter inkludert tilgjengelige kvartalsrapporter bygd inn gjennom ”trailing”. Regnskapsanalysen består av tre hovedsteg, det første steget er omgruppering for analyse der resultatregnskapet og balansen blir omgruppert for investororientert analyse. Det andre steget er en analyse av målefeil i regnskapet. I det siste steget blir forholdstall analysert gjennom risiko og lønnsomhetsanalyse der jeg også ser nærmere på historiske avkastningskrav. Etter å ha fullført de tre stegene har man en viktig innsikt i Fred. Olsen Energys sine underliggende økonomiske forhold. Denne innsikten brukes sammen med den strategiske analysen til å utforme et budsjett og en fremtidsprognose for selskapet senere i utredningen.



Figur 5-1, Rammeverk for regnskapsanalyse (Kilde: Forelesningsnotater BUS 424, Knivsflå, 2007)

Før man kan starte med stegene i regnskapsanalysen er det noen faktorer man må ta hensyn til. En god regnskapsanalyse er avhengig av hvilket analysenivå man velger, hvor lang analyseperioden er og hvilke komparative bedrifter man velger å bruke som bransjeutvalg. Dersom et selskap opererer innen ulike forretningsområder er det best å analysere selskapet delt på hvert forretningsområde. Fred. Olsen Energy ASA (FOE) sin virksomhet er inndelt i de to divisjonene boredivisjon og ingeniør- og fabrikkasjontjenester, den siste delen av virksomheten er veldig liten og har kun bidratt med om lag 3 % av driftsinntektene de siste årene. På bakgrunn av dette blir FOE analysert samlet på et konsernnivå.

Valg av analyseperiode er avhengig av om selskapet har vært stabilt de seneste år eller om det har endra vesentlig karakter. Det er derfor viktig å se på utviklingen i tallmaterialet for å forstå potensielle sykluser. Man ønsker å finne ut om selskapet er inne i en positiv eller negativ utvikling. Fra den strategiske analysen konkluderer jeg med at den mobile boreriggbransjen er syklisk og blir sterkt påvirket av markedsforhold som råoljepriser og global økonomisk vekst. I slike sykliske bransjer er det ønskelig å ha en analyseperiode som går over en hel syklus. Da både FOE har omstrukturert sin drift og det er mangel på regnskapsinformasjon, er det av praktiske årsaker satt en analyseperiode fra og med 2005 til og med 2009. Da den valgte analyseperioden foregår i en høykonjunktur er det viktig å ta dette i betraktning ved de følgende analysene. Det er tatt med informasjon fra året før (2004) for å brukes som sammenligningsgrunnlag og der det er mulig er informasjon for 2004 også bearbeidet.

I en analyse av FOE i forhold til bransjen vil det være optimalt å gjennomføre analysen i forhold til hele bransjen, men det er av praktiske årsaker tilnærmet umulig. Det blir valgt ut tre representative selskaper som blir brukt som benchmarkingsgrunnlag for å si noe mer om utviklingen i bransjen som bedriften driver innen. De valgte selskapene eier alle både halvt nedsenkbare rigger, drillskip og oppjekkable rigger og er trudd å representere bransjen på en god måte. Den mobile offshore boreriggbransjen består av mange og små aktører. De tre selskapene Diamond Offshore, Seadrill og Northern Offshore er valgt som representanter for den komparativ bransjen, Fred. Olsen Energy er inkludert i bransjeutvalget ved bransje sammenligninger. De to først nevnte selskapene er begge større enn FOE, mens Northern Offshore er å regne som et mindre selskap.

Diamond Offshore er notert på New York Stock Exchange og følger USGAAP, det gjør forøvrig de to selskapene Northern Offshore og Seadrill også, selv om de er notert på Oslo Børs. FOE rapporterer sine regnskaper etter IFRS fra og med 2005.

Seadrill som ble startet mai 2005, er med i bransjeutvalget fra og med 2006. Seadrill har i tillegg til drillskip, halvt nedsenkbare rigger, og oppjekkbare rigger også tendere. Selv om regnskapet er delvis opplysende om inntekter og kostnader fordelt på segmenter, mangler det informasjon på enkelte områder, derfor er hele Seadrill sin virksomhet med, også tendere. Valg av analysenivå, analyseperiode og komparative bedrifter danner grunnlaget for den videre analysen som starter med det siste offentliggjorte årsregnskap.

## 5.2 Presentasjon av rapporterte tall

Resultatregnskapet, balansen og endring egenkapital presenteres slik de er oppført i de respektive års- og kvartallsrapportene i henholdsvis tabell 5-1, 5-2 og 5-3 alle tall er oppgitt i NOK 1 000.

| <b>RESULTATREGNSKAP</b>                  |                  |                  |                  |                  |                  |                  |
|--|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| (Alle tall i NOK 1000)                   | NGAAP            |                  |                  | IFRS             |                  |                  |
| ÅR                                       | 2004             | 2005             | 2006             | 2007             | 2008             | 4 kv. 2009       |
| <b>Driftsinntekter og kostnader</b>      |                  |                  |                  |                  |                  |                  |
| Inntekter boredivisjon                   | 2 129 626        | 2 755 797        | 3 934 659        | 4 149 815        | 5 592 665        | 6 391 400        |
| Inntekter ingeniør divisjon              | 213 208          | 127 083          | 113 525          | 127 166          | 194 108          | 208 600          |
| <b>Totale driftsinntekter</b>            | <b>2 345 784</b> | <b>2 882 880</b> | <b>4 048 184</b> | <b>4 276 981</b> | <b>5 786 773</b> | <b>6 600 000</b> |
| Materialkostnader                        | -129 624         | -53 564          | -12 476          | -30 246          | -46 789          | -52 376          |
| Lønn og andre personalkost               | -637 250         | -749 848         | -877 916         | -967 834         | -1 121 591       | -1 178 460       |
| Andre driftskostnader                    | -1 012 476       | -1 158 812       | -1 448 754       | -1 324 038       | -1 281 739       | -1 387 964       |
| <b>Driftsresultat før avskrivninger,</b> |                  |                  |                  |                  |                  |                  |
| <b>a. driftsposter og finansposter</b>   | <b>566 434</b>   | <b>920 656</b>   | <b>1 709 038</b> | <b>1 954 863</b> | <b>3 336 654</b> | <b>3 981 200</b> |
| Oppgjør Navis                            |                  | -33 683          |                  |                  |                  |                  |
| Tilbakeføring av reorganiseringskost     | 20 771           |                  |                  |                  |                  |                  |
| Nedskrivninger                           |                  |                  | -19 881          |                  | -35 029          |                  |
| Avskrivninger                            | -511 527         | -618 265         | -479 745         | -500 432         | -692 658         | -973 400         |
| <b>Driftsresultat før finansposter</b>   | <b>75 678</b>    | <b>268 708</b>   | <b>1 209 412</b> | <b>1 454 431</b> | <b>2 608 967</b> | <b>3 007 800</b> |
| Finansinntekter                          | 414 002          | 118 311          | 88 579           | 142 380          | 92 301           |                  |
| Finanskostnader                          | -377 989         | -398 878         | -300 861         | -178 826         | -583 745         |                  |
| <b>Netto finansposter</b>                | <b>36 013</b>    | <b>-280 567</b>  | <b>-212 282</b>  | <b>-36 446</b>   | <b>-491 444</b>  | <b>-179 800</b>  |
| Resultat før skatt                       | 111 691          | -11 859          | 997 130          | 1 417 985        | 2 117 523        | 2 828 000        |
| Skattekostnad                            | -47 376          | -3 820           | -23 324          | -26 067          | -20 888          | -73 800          |
| Gevinst på aviklet virksomhet            | 355 500          |                  |                  |                  |                  |                  |
| <b>Periodens resultat</b>                | <b>419 815</b>   | <b>-15 679</b>   | <b>973 806</b>   | <b>1 391 918</b> | <b>2 096 635</b> | <b>2 754 200</b> |
| Henført til:                             |                  |                  |                  |                  |                  |                  |
| Morselskapets aksjonærer                 | 419 815          | -15 679          | 973 806          | 1 391 918        | 2 092 595        | 2 749 000        |
| Minoritetsinteresser                     |                  |                  |                  |                  | 4 040            | 5 200            |

Tabell 5-1, Resultatregnskapet (Kilde: Års- og kvartalsrapporter Fred. Olsen Energy ASA)

| <b>BALANSE</b>                             |                  |                  |                  |                  |                   |                   |
|--|------------------|------------------|------------------|------------------|-------------------|-------------------|
| (Alle tall i NOK 1000)                     | NGAAP            |                  |                  | IFRS             |                   |                   |
| ÅR   | 2004             | 2005             | 2006             | 2007             | 2008              | 4 kv. 2009        |
| <b>Eiendeler</b>                           |                  |                  |                  |                  |                   |                   |
| Eiendom, anlegg og utstyr                  | 4 930 495        | 5 391 018        | 6 181 719        | 7 147 881        | 10 415 371        | 9 981 300         |
| Immaterielle eiendeler                     | 119 600          | 98 577           | 98 577           | 98 577           | 98 577            | 98 600            |
| Andre investeringer                        | 973              | 8 084            | 6 294            | 5 954            | 6 721             | 8 576             |
| Finansielle instrumenter                   | 127 717          | 38 692           |                  |                  |                   |                   |
| Eiendeler ved utsatt skatt                 | 1 838            | 3 211            | 15 087           | 13 988           | 35 285            | 45 024            |
| <b>Sum anleggsmidler</b>                   | <b>5 180 623</b> | <b>5 539 582</b> | <b>6 301 677</b> | <b>7 266 400</b> | <b>10 555 954</b> | <b>10 133 500</b> |
| Beholdninger                               | 129 801          | 177 174          | 220 475          | 222 125          | 373 478           | 345 200           |
| Finansielle instrumenter                   | 7 657            |                  | 8 142            | 1 309            | -                 |                   |
| Forskuddsbetalte kost og skatteref         |                  |                  | 173 211          | 193 774          | 504 294           | 387 000           |
| Kundefordringer og andre fordringer        | 521 499          | 805 946          | 618 574          | 800 026          | 1 577 904         | 989 600           |
| Kontanter og kontantekvivalenter           | 598 675          | 717 110          | 912 490          | 713 605          | 3 673 834         | 2 014 200         |
| <b>Sum omløpsmidler</b>                    | <b>1 257 632</b> | <b>1 700 230</b> | <b>1 932 892</b> | <b>1 930 839</b> | <b>6 129 510</b>  | <b>4 014 600</b>  |
| <b>Sum eiendeler</b>                       | <b>6 438 255</b> | <b>7 239 812</b> | <b>8 234 569</b> | <b>9 197 239</b> | <b>16 685 464</b> | <b>13 237 500</b> |
| <b>Egenkapital</b>                         |                  |                  |                  |                  |                   |                   |
| Aksjekapital                               | 1 206 022        | 1 224 119        | 1 316 845        | 1 333 877        | 1 333 884         | 1 333 900         |
| Overkursfond                               | 241 253          | 284 687          | 507 230          | 548 107          | 548 125           | 532 012           |
| Kapital reserver                           | 45 475           | 187 171          | 9 147            | 3 144            | 622               | 409               |
| Omregningsdifferanser                      | -234 393         | 160 992          | -132 926         | -769 175         | 326 119           | 286 468           |
| Egne aksjer                                | -58 028          | -1 687           | -107             | -80              | -8 602            | -8 185            |
| Opptjent egenkapital                       | 1 041 476        | 1 095 306        | 2 237 118        | 2 972 290        | 3 328 515         | 3 526 296         |
| <b>Sum egenkapital</b>                     | <b>2 241 805</b> | <b>2 950 588</b> | <b>3 937 307</b> | <b>4 088 163</b> | <b>5 528 663</b>  | <b>5 670 900</b>  |
| Minoritetsinteresser                       |                  |                  |                  |                  | 4 040             | 8 700             |
| <b>Sum egenkapital</b>                     | <b>2 241 805</b> | <b>2 950 588</b> | <b>3 937 307</b> | <b>4 088 163</b> | <b>5 532 703</b>  | <b>5 679 600</b>  |
| <b>Forpliktelse</b>                        |                  |                  |                  |                  |                   |                   |
| Rentebærende lån og kreditter              | 2 914 710        | 2 687 401        | 3 091 422        | 2 868 859        | 8 123 448         | 5 450 800         |
| Ytelser til ansatte                        | 303 132          | 268 293          | 248 584          | 199 731          | 196 422           | 135 500           |
| Utsett skatt                               | -                | 1 683            | 1 145            |                  |                   |                   |
| Finansielle instrumenter                   | 59 149           | 19 579           |                  | -                | 200 875           | 152 200           |
| <b>Sum langsiktige forpliktelse</b>        | <b>3 276 991</b> | <b>2 976 956</b> | <b>3 341 151</b> | <b>3 068 590</b> | <b>8 520 745</b>  | <b>5 738 500</b>  |
| Rentebærende lån og kreditter              | 249 260          | 607 909          | 284 658          | 1 288 108        | 1 839 581         | 1 270 900         |
| Levarandørgjeld og a.betalingsforpliktelse | 156 982          | 198 579          | 325 681          | 400 390          | 272 761           | 661 020           |
| Avsetninger                                | 136 929          | 172 439          |                  |                  |                   |                   |
| Finansielle instrumenter                   | -                | 2 589            | 6 361            |                  | 66 216            | 63 936            |
| Betalbar skatt                             |                  |                  | 24 729           | 23 603           | 19 464            | 15 984            |
| A.påløpt kost og utsatt inntekt            | 376 288          | 330 753          | 314 682          | 328 385          | 433 994           | 439 560           |
| <b>Sum kortsiktig forpliktelse</b>         | <b>919 459</b>   | <b>1 312 268</b> | <b>956 111</b>   | <b>2 040 486</b> | <b>2 632 016</b>  | <b>2 451 400</b>  |
| <b>Sum egenkapital og forpliktelse</b>     | <b>6 438 255</b> | <b>7 239 812</b> | <b>8 234 569</b> | <b>9 197 239</b> | <b>16 685 464</b> | <b>13 869 500</b> |

Tabell 5-2, Balanse (Kilde: Års- og kvartalsrapporter Fred. Olsen Energy ASA)

| <b>ENDRING I EGENKAPITAL</b>  |                  |                  |                  |                  |                  |                  |
|---|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| (Alle tall i NOK 1000)  | NGAAP            |                  |                  | IFRS             |                  |                  |
| ÅR  | 2004             | 2005             | 2006             | 2007             | 2008             | 4 kv. 2009       |
| <b>Balanse per 01.01</b>  | <b>2 001 150</b> | <b>2 241 805</b> | <b>2 950 588</b> | <b>3 937 307</b> | <b>4 088 163</b> | <b>5 528 700</b> |
| Sum innregnet inntekt og kostnad  | 185 410          | 379 706          | 679 900          | 755 669          | 3 187 889        | 1 798 800        |
| Utstedelse av aksjer  |                  |                  | 300 659          | -659 861         | -1 667 256       | -1 656 600       |
| Salg av egne aksjer   | 3 054            | 273 542          | 1 747            | 11               | -80 158          |                  |
| Konvertering av konvertible obligasjoner,<br>tilbakeføring av egenkapitalelement og<br>endring av obligasjonslån, netto etter skatt | 52 191           | 55 535           | 4 413            | 55 037           | 25               |                  |
| <b>Balanse per 31.12</b>  | <b>2 241 805</b> | <b>2 950 588</b> | <b>3 937 307</b> | <b>4 088 163</b> | <b>5 528 663</b> | <b>5 670 900</b> |

Tabell 5-3, Endring egenkapital (Kilde: Års- og kvartalsrapporter Fred. Olsen Energy ASA)

### 5.3 Trailing

Den siste tilgjengelige årsrapporten for Fred. Olsen Energy var årsrapporten for 2008, dette er per dags dato derimot utdaterte informasjon med hensyn til en fremtidig verdsettelse. I et slikt tilfelle vil det være en fordel for analysens kvalitet å bygge inn tilgjengelige kvartalsrapporter og vil i følge Damodaran (2006) gjøre den påfølgende analysen fremtidsrettet og mer oppdatert. Dette kan gjøres ved å gjennomføre en såkalt ”trailing” årsregnskap også kalt løpende finansregnskap (Knivsflå, 2007). På nåværende tidspunkt er det derimot offentliggjort kvartalsrapportert for til og med 4 fjerde kvartal 2009. Det vil derfor ikke være nødvendig å utføre en trailing årsregnskap. Som et estimat for årsregnskapet 2009, vil 4 kvartalsrapporten bli brukt. Da kvartalsrapportene er mindre detaljert enn årsrapportene, er det forutsatt samme prosentvise delingsforhold som året før, der det mangler informasjon i resultatregnskapet eller balansen.

### 5.4 Omgruppering og normalisering

I det første steget av historisk regnskapsanalyse blir regnskapet omgruppert til investororientert analyse. Hensikten er å få frem den delen av driftsresultatet som skyldes normal drift og som dermed er fremtidsrettet. En slik omgruppering endrer ikke på de offentliggjorte regnskapstallene, men gjør de klare for analyse av risiko og lønnsomhet.

Omgrupperingen foregår i 4 steg (Knivsflå, 2007):

- I. Omgrupper avsatt utbytte fra kortsiktig rentefri gjeld til egenkapital*
- II. Kartlegg føring av inntekter og kostnader direkte til egenkapitalen og dermed det fullstendige nettoresultatet til egenkapital*
- III. Skille mellom normale og unormale poster og fordele skattekostnaden på disse*
- IV. Skille mellom drifts og finansposter og fordele skattekostnaden på disse*

I løpet av de neste sidene vil FOE sitt resultatregnskap og balanse bli omgruppert til investororientert analyse. På grunn av manglende informasjon i kvartalsårsrapportene for 2009 vil det ikke bli justert eller normalisert for forhold i denne perioden. Ved å følge stegene i omgrupperingen blir det gjort et skille mellom driftsrelaterte aktiviteter og finansielle aktiviteter, denne inndelingen passer bedre enn den rapporterte oppstillingsplanen for den følgende egenkapital analysen. Ved å omgruppere regnskapet til et felles format blir det samtidig enklere å sammenligne Fred. Olsen Energy med den komparative bransjen, det blir også lagt til mer informasjon og detaljer fra notene som er nyttig (Penman, 2007).

### 5.4.1 STEG I.

I det først steget blir det avsatte utbytte omgruppert fra kortsiktig rentefri gjeld til egenkapital. Etter norske regnskapsregler (NGAAP) skal avsatt utbytte føres som kortsiktig gjeld. I løpet av analyseperioden rapporterer FOE etter NGAAP kun et år, og dette året valgte de og ikke avsette for utbytte. Selskap som rapporterer etter IFRS har ikke anledning til å avsette for utbytte så denne problemstillingen er derfor ikke relevant i FOE sitt tilfelle. Det blir ikke gjort noen justeringer i balansen for dette forholdet.

### 5.4.2 STEG II.

Det neste steget er å kartlegge føring av inntekter og kostnader direkte mot egenkapitalen og dermed finne det fullstendige nettoresultatet til egenkapital. Etter norske regnskapsregler (NGAAP) og internasjonale (IFRS) skal alle inntekter og kostnader resultatføres jamfør RL § 4-3, kongruensprinsippet og IAS 8 (Johnsen og Kvaal, 1999). Noen forhold tillater imidlertid brud på kongruensprinsippet, som vil si at inntekter og kostnader blir ført direkte mot egenkapitalen. Unntakene oppstår ved endring av regnskapsprinsipp, korrigerende av feil i tidligere regnskap og dersom det er i samsvar med god regnskapsskikk, eksempelvis hvis man har utenlandske datterselskap i forbindelse med konsolidering (Johnsen og Kvaal, 1999). Unntakene blir kalla kongruensbrudd eller ”dirty surplus”. FOE har ikke utført endring av regnskapsprinsipp eller korrigerert for feil i løpet av perioden, men de har utenlandske datterselskaper. Tabell 5-4 viser utregning av fullstendig nettoresultat til egenkapital, dette fremkommer som en summering av årsresultat og ”dirty surplus” (Penman, 2007). Netto betalt utbytte består av utbetalt utbytte pluss kjøp og salg av egne aksjer og opsjonskostnader.

| Fullstendig nettoresultat<br>(Alle tall i NOK 1000) | NGAAP            |                  |                  | IFRS             |                  |                  |
|---|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
|   | 2004             | 2005             | 2006             | 2007             | 2008             | 4 kv. 2009       |
| <b>EK 01.01</b>                                     | <b>2 001 150</b> | <b>2 241 805</b> | <b>2 950 588</b> | <b>3 937 307</b> | <b>4 088 163</b> | <b>5 528 700</b> |
| Årsresultat   | 419 815          | -15 679          | 973 806          | 1 391 918        | 2 092 595        | 2 749 000        |
| "Dirty surplus"                                     | -234 405         | 395 385          | -293 906         | -636 249         | 1 095 294        | -950 200         |
| <b>Fullstendig nettoresultat</b>                    | <b>185 410</b>   | <b>379 706</b>   | <b>679 900</b>   | <b>755 669</b>   | <b>3 187 889</b> | <b>1 798 800</b> |
| Betalt utbytte                                      | 3 129            | 329 077          | 306 819          | -604 813         | -1 747 389       | -1 656 600       |
| <b>EK 31.12</b>                                     | <b>2 241 805</b> | <b>2 950 588</b> | <b>3 937 307</b> | <b>4 088 163</b> | <b>5 528 663</b> | <b>5 670 900</b> |

Tabell 5-4, Fullstendig nettoresultat til egenkapitalen



### 5.4.3 STEG III.

Det tredje steget er å skille mellom normale og unormale poster og fordele skattekostnaden på disse. For å kunne bruke regnskapstalene til å undersøke underliggende økonomiske trender og senere lage fremtidsprognoser, er det viktig å skille mellom regnskapsposter som er engangs, periodiske eller uvanlige (Damodaran, 2006). Normalisering av historisk regnskap spiller inn på fremtidsprognosen ved at dersom det rapporterte regnskapet er oppblåst, skaper det et oppblåst fremtidsregnskap.

På grunn av strenge regler for at en post skal kunne klassifiseres som ekstraordinær (at den må være både uvanlig, uregelmessig og vesentlig) blandes unormale/uvanlige poster inn i driftsresultatet. Målet er å finne disse postene og enten skille de ut eller jevne de utover flere år, for å få frem konkret underliggende resultater som er uavhengig av tilfeldige inntekter. I følge Damodaran (2006) er det fire typer ekstraordinære poster med tiltenkte handlinger.

1. *Engangs inntekter eller kostnader som virkelig kun skjer én gang og bør derfor justeres ut av regnskapet*
2. *Utgifter og inntekter som ikke påløper hvert år, men som det virker at påløper i regelmessige intervaller, bør derfor normaliseres utover den aktuelle perioden*
3. *Vi ønsker også å skille ut utgifter og inntekter som har svært ulike størrelser fra periode til periode, uten at de er en del av underliggende trender. For å finne disse postene ser vi de i % av salg, bør normaliseres til et gjennomsnitt over tid*
4. *Poster som skjer hvert år, men som har ulike fortegn, bør ignoreres da de jevnes ut over tid*

Det blir først skilt mellom normale og uvanlige driftsposter i tabell 5-5 og deretter mellom normale og uvanlige finansposter i tabell 5-6.

#### **Unormale driftsposter**

*Unormale driftsinntekter*, i 2004 blir det tilbakeførte reorganiseringskostnader tilknyttet omorganisering av Harland & Wolff i 2002.

*Unormale driftskostnader*, det blir justert bort for tap ved salg av driftsmidler i 2004, 2007 og 2008 som er å se på som engangshendelser. I 2005 er det en engangshendelse som blir justert ut av regnskapet som følge av et oppgjør ved tvangsinnløsning av aksjer i Navis AS. Det blir

også justert i 2006 og i 2008 for nedskrivning av maskiner og utstyr som er forskjellen mellom balanseført verdi og gjenvinnbart beløp.

*Skatt på unormalt driftsresultat*, ved beregning av skatt på unormalt driftsresultat må vi først vurdere hvilken skattesats som skal brukes på finansinntekter og finanskostnader. I Norge er det normalt en skattesats på 28 % på finansposter, men på grunn av skatteregler angående realisering av gevinster ligger den effektive skatten mellom 0,0 % og 28 % avhengig av andel som er skattefri (Knivsflå, 2007). For FOE blir det brukt en skattesats på 14 % for finansinntekter og på 22 % for finanskostnader. Det er lite detaljert informasjon i kvartalsrapporten for 4 kvartal 2009 angående fordeling av finansposter, det er derfor brukt et beste estimat for beregning av andeler basert på tall fra 2008. Som følge av dette er det også uklart hvor stor andel av det unormale finansresultat som er unormale finansinntekter eller kostnader og det blir derfor brukt en skattesats på 14 % for unormalt finansresultat. Grunnen til de noe lavere skattesatsene er at store deler av FOE sin virksomhet skjer i utlandet til annen skattepolitikk enn den norske. Det blir beregnet skatt på unormalt driftsresultat hvert år ved å bruke formelen for driftsskattesatsen:

$$dss = \frac{SK - SK_{FI} * (FI + UFR) + SK_{FK} * FK}{DR + UDR}$$

Hvor,  $dss$  = Driftsskattesats

$SK$  = Skattekostnad

$SK_{FI}$  = Skattesats på  $FI$  og  $UFR$

$FI$  = Finansinntekt

$UFR$  = Unormalt finansresultat

$SK_{FK}$  = Skattesats på  $FK$

$FK$  = Finanskostnad

$DR$  = Driftsresultat

$UDR$  = Unormalt driftsresultat

Ut fra beregningene får vi en lav gjennomsnittlig driftsskattesats på 1,7 % for årene 2005 til 2009. I FOE sine årsrapporter er det også beskrevet en uvanlig lav effektiv skattesats de siste årene på mellom 1 % og 3 %. Dette kommer av at fremførbart underskudd og permanente forskjeller sammen med som tidligere nevnt virksomhet i utlandet. Det forutsettes videre at hele ”dirty surplus” beløpet er relatert til driftsrelaterte aktiviteter. ”Dirty surplus” er rapportert etter skatt og det er ikke behov for å fordele skatt på dette beløpet (Penman, 2007).

*Unormal skatt*, er en residual post basert på FOE sitt fullstendige nettoresultat som er beregnet tidligere under steg II.

| <b>Unormalt netto driftsresultat</b> |                 |                |                 |                 |                |                   |
|--------------------------------------|-----------------|----------------|-----------------|-----------------|----------------|-------------------|
| (Alle tall i NOK 1000)               | NGAAP           | IFRS           |                 |                 |                |                   |
| ÅR                                   | 2004            | 2005           | 2006            | 2007            | 2008           | 4 kv. 2009        |
| Unormal driftsinntekt                | 20 771          |                |                 |                 |                |                   |
| Tap ved salg av driftsmidler         | -21 447         | -              | -               | -625            | -737           |                   |
| Andre unormale kostnader             |                 | -33 683        |                 |                 |                |                   |
| Nedskrivninger                       |                 |                | -19 881         |                 | -35 029        |                   |
| <b>Unormalt driftsresultat</b>       | <b>-676</b>     | <b>-33 683</b> | <b>-19 881</b>  | <b>-625</b>     | <b>-35 766</b> |                   |
| Skatt på unormalt driftsresultat     | 273             | -479           | -383            | -11             | -286           | -                 |
| Driftsrelatert "dirty surplus"       | -234 405        | 395 385        | -293 906        | -636 249        | 1 095 294      | -950 200          |
| Unormal skatt                        | -55 794         | -53 645        | -45 444         | -15 739         | -63 358        | -58 897           |
| <b>Unormalt netto driftsresultat</b> | <b>-290 602</b> | <b>307 579</b> | <b>-359 614</b> | <b>-652 625</b> | <b>995 883</b> | <b>-1 009 097</b> |

Tabell 5-5, Unormalt netto driftsresultat

### Unormale finansposter

Med unormale finansposter mens poster knyttet til annen finansinntekt/kostnad, finansiell gevinst/tap og valutagevinst/tap. For å finne unormalt netto finansresultat blir det forutsatt en skattesats på 14 % på unormalt finansresultat, tabell 5-6.

| <b>Unormalt netto finansresultat</b> |                |                |                |               |                 |                 |
|--------------------------------------|----------------|----------------|----------------|---------------|-----------------|-----------------|
| (Alle tall i NOK 1000)               | NGAAP          | IFRS           |                |               |                 |                 |
| ÅR                                   | 2004           | 2005           | 2006           | 2007          | 2008            | 4 kv. 2009      |
| Unormale finansinntekter             | 406 072        | 109 062        | 60 184         | 108 060       | 53 948          | -               |
| Unormale finanskostnader             | -175 629       | -197 601       | -133 014       | -66 122       | -404 639        | -               |
| <b>Unormalt netto finansresultat</b> | <b>230 443</b> | <b>-88 539</b> | <b>-72 830</b> | <b>41 938</b> | <b>-350 691</b> | <b>-128 377</b> |
| Skatt på unormalt finansresultat     | -32 262        | 12 395         | 10 196         | -5 871        | 49 097          | 17 973          |
| Ekstraordinæreposter                 | 353 809        |                |                |               |                 |                 |
| Finansielt "dirty surplus"           |                |                |                |               |                 |                 |
| <b>Unormalt netto finansresultat</b> | <b>551 990</b> | <b>-76 144</b> | <b>-62 634</b> | <b>36 067</b> | <b>-301 594</b> | <b>-110 404</b> |

Tabell 5-6, Unormalt netto finansresultat

Som tidligere nevnt er det forutsatt at all "dirty surplus" er knyttet til driften. Den ekstraordinære posten i 2004 er gevinst etter avvikling av eiendomsinteresser i Nord- Irland. Posten er spesifisert etter skatt i resultatregnskapet og er dermed å regne som en unormal finanspost.

Det blir ikke justert eller normalisert for noen andre engangs, periodiske eller uvanlige poster, da justeringer har en tendens til å jevne seg ut over tid. Ved enhver justering er det fare for å tilføre målefeil (se kapittel 5.5 for mer om målefeil).

#### 5.4.4 STEG IV.

Det fjerde og siste steget i omgrupperingen er å skille mellom driftsrelaterte og finansielle poster samt å fordele skattekostnaden på driftsresultatet, finansinntekter og finanskostnader. Et av hovedpunktene i en omgruppering til investororientert analyse er å sette et klart skille mellom drift og driftsinvesteringer samt mellom finansiering og finansiell investering.

Oppstillingen til balansen kan hovedsakelig fokusere på total kapital, sysselsett kapital eller netto driftskapital. Totalbalansen har et klart fokus på drift kontra finansiering, sysselsett kapital er den kapitalen som er skutt inn og dermed sysselsett av eierne og av finansielle lånegivere, mens netto driftskapital er den kapitalen som er investert i driften og ikke i finansielle eiendeler (Penman, 2007).

I denne delen av oppgaven vil jeg omgruppere Fred. Olsen Energy sin balanse til netto driftskapital, se tabell 5-8. Balansen består da av netto driftseiendeler (NDE) som inneholder driftseiendeler minus driftsrelatert gjeld og netto driftskapital (NDK) som inneholder egenkapital, minoritetsinteresser og netto finansiell gjeld. Det er her et skille mellom driftsaktiviteter og finansielle aktiviteter. Med finansielle aktiviteter menes aktiviteter for å få penger til drift (finansiell gjeld) og de eiendeler som bedriften har utover de som trengs for å drive virksomheten (finansielle eiendeler). Det innebærer at finansielle eiendeler er likvider som kan brukes raskt til å betale ned på den finansielle gjelden (Penman, 2007).

De ulike postene er omgrupperte til:

Driftsrelaterte anleggsmidler (DAM) består av eiendom, anlegg og utstyr, immaterielle eiendeler og eiendeler ved utsatt skatt. Langsiktig driftsrelatert gjeld (LDG) er sammensatt av ytelser til ansatte, utsatt skatt og finansielle instrumenter. Driftsrelaterte omløpsmidler (DOM) inneholder beholdninger, kundefordringer og andre fordringer, forskuddsbetalte kostnader og skatterefusjon. Kortsiktig driftsrelatert gjeld (KDG) er poster som avsetninger, finansielle instrumenter, leverandørgjeld og andre betalingsforpliktelser, betalbar skatt og annen påløpt kostnad og utsatt inntekt. Egenkapital (EK) er egenkapitalposter og minoritetsinteresser (MI). Langsiktig finansiell gjeld (LFG) består av langsiktige rentebærende lån og kreditter. Finansielle anleggsmidler (FAM) er andre investeringer og finansielle instrumenter. Kortsiktig finansiell gjeld (KFG) inneholder kortsiktige rentebærende lån og kreditter. Finansielle omløpsmidler (FOM) er kontanter og kontantekvivalenter.

## 5.5 Justering av målefeil

Det andre steget i regnskapsanalysen er en justering av målefeil som bygger på omgrupperingen av regnskapet. Ved å vurdere et regnskap for målefeil, analyseres kvaliteten på de offentlige regnskapstallene. Dårlig kvalitet på regnskapet blir også kalt målestøy, hvis dette blir oppdaget blir det vurdert om det skal normaliseres for eller justeres bort. I følge Damodaran (2006) og Palepu og Healy (2008) er det tre årsaker til målestøy som kan påvirke kvaliteten på regnskapet, det er regnskapsreglenes oppbygning, feilperiodisering/ prognosefeil og regnskapsmanipulasjon. I tillegg finnes en fjerde type målefeil som er bobler i aksjemarkedet, dette er en kunstig boble mellom børskurs og fundamental verdi (Knivsflå, 2007).

Fred. Olsen Energy bruker korrekt historisk kost for rapportering av regnskapet med unntak av derivative finansielle instrumenter og finansielle instrumenter som rapporteres etter virkelig verdi. Ved å bruke korrekt historisk kost til rapportering oppstår målestøy som følge av regnskapsreglenes oppbygning også kalt målefeil av type 1. Det oppstår målefeil av type 1 når idealet for regnskapsrapportering er et annet enn virkelig verdi (Knivsflå, 2007).

Feilperiodisering er at periodiske inntekter og utgifter blir resultatført feil over tid, eksempler på dette kan være manglende balanseføring av investeringer, feil avskrivning av investeringer eller manglende avsetning til eksempelvis fjerning (Knivsflå, 2007). I FOE sitt tilfelle, kan det tenkes at de har denne typen av målefeil som kalles type 2, da de avskriver lineært over levetiden istedenfor å benytte korrekt historisk kost avskrivning. I en kostbasert avskrivning blir avskrivningen lik kontantstrømmen minus resultatet der resultat er internrente multiplisert med inngående kapital (Knivsflå, 2007). Når det gjelder avskrivning bør det også vurderes om FOE bruker en lengre eventuelt en kortere avskrivningsperiode for å blåse opp eller redusere resultatet. Ofte er grunnen til prognosefeil i regnskapet at ledelsen ikke greier å beregne fremtidige konsekvenser av dagens transaksjoner perfekt. Dette kan for eksempel være hvor stor andel av kundefordringene som ikke vil bli betalt inn (Palepu og Healy, 2008) eller andre konservative estimat (Knivsflå, 2007).

Den tredje årsaken til støy og forventningskjevhet skjer som en følge av ledelsen sine regnskapsavgjørelser. Manipulasjon av regnskapet skjer når ledere med full hensikt endrer finansregnskapet for å villedde investorer i forhold til underliggende økonomiske resultater (Damodaran, 2006). Ledelsen har ulike insentiver for å endre regnskapet slik at de kan oppnå ulike målsettinger. Det er to hovedtyper av insentiv til kreativ regnskapsføring, det er for å

maksimere verdi for eierne og for å maksimere personlig vinning i regi av ledelsen (Palepu og Healy, 2008). Manipulasjon kan oppdages ved å vurdere om det er insentiv for manipulering, se på periodiseringer på aggregert nivå, undersøke faresignaler og sjekke periodisering post for post. Jeg har ingen grunn til å tru at FOE har utført kreativ regnskapsføring. Revisorene bekrefter også at årsregnskapene er utarbeidet i samsvar med gjeldene lover og regler.

Dersom man skulle velge å justere for målestøy er det viktig å være oppmerksom på at justering og endring av regnskapstall kan tilføre mer støy til tallmaterialet. Som ekstern analytiker vil potensielle justeringer kun være estimat, da informasjon som er nødvendig for nøyaktige kalkuleringer sjeldent er tilgjengelig. Det må derfor gjøres en nytte/ kostnad vurdering da potensielle målefeilene har en tendens til å bli utjevnet med årene (Palepu og Healy, 2008). Kostnaden ved justeringer kan i enkelt tilfeller overgå nytten det bærer med seg, ved at aktuelle justeringer har liten innvirkning på regnskapet. Som man sikkert kan forstå er justering av målefeil et svært omfattende område å begi seg i kast med, som en følge av at jeg skriver denne masteroppgaven alene har jeg valgt og ikke fokusere på dette området, og vil derfor ikke utføre noen justeringer.

## 5.6 Presentasjon av omgruppert og justert finansregnskap

| <b>Omgruppert resultatregnskap</b>   |               |                |                  |                  |                  |                  |
|--------------------------------------|---------------|----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| (Alle tall i NOK 1000)               |               |                |                  |                  |                  |                  |
|                                      | NGAAP         |                |                  | IFRS             |                  |                  |
| ÅR                                   | 2004          | 2005           | 2006             | 2007             | 2008             | 4 kv. 2009       |
| Driftsinntekter                      | 2 345 784     | 2 882 880      | 4 048 184        | 4 276 981        | 5 786 773        | 6 600 000        |
| Materialkostnader                    | -129 624      | -53 564        | -12 476          | -30 246          | -46 789          | -52 376          |
| Lønn og andre personalkostnader      | -637 250      | -749 848       | -877 916         | -967 834         | -1 121 591       | -1 178 460       |
| Andre driftskostnader                | -991 029      | -1 158 812     | -1 448 754       | -1 323 413       | -1 281 002       | -1 387 964       |
| Avskrivninger                        | -511 527      | -618 265       | -479 745         | -500 432         | -692 658         | -973 400         |
| Driftskostnader                      | -2 269 430    | -2 580 489     | -2 818 891       | -2 821 925       | -3 142 040       | -3 592 200       |
| <b>Driftsresultat</b>                | <b>76 354</b> | <b>302 391</b> | <b>1 229 293</b> | <b>1 455 056</b> | <b>2 644 733</b> | <b>3 007 800</b> |
| Driftsrelatert skattekostnad         | -1 282        | -5 078         | -20 644          | -24 435          | -44 414          | -50 511          |
| Netto driftsresultat                 | 75 072        | 297 313        | 1 208 649        | 1 430 621        | 2 600 319        | 2 957 289        |
| Netto finansinntekter                | 6 820         | 7 954          | 24 420           | 29 515           | 32 984           | 12 061           |
| Nettoresultat til sysselsatt kapital | 81 892        | 305 267        | 1 233 069        | 1 460 136        | 2 633 303        | 2 969 350        |
| Netto finanskostnader                | -157 870      | -156 996       | -130 921         | -87 909          | -139 703         | -51 049          |
| Nettoresultat til EK                 | -75 978       | 148 271        | 1 102 148        | 1 372 227        | 2 493 600        | 2 918 301        |
| Unormalt netto driftsresultat        | -290 602      | 307 579        | -359 614         | -652 625         | 995 883          | -1 009 097       |
| Unormalt netto finansresultat        | 551 990       | -76 144        | -62 634          | 36 067           | -301 594         | -110 404         |
| Fullstendig nettoresultat            | 185 410       | 379 706        | 679 900          | 755 669          | 3 187 889        | 1 798 800        |
| Betalt utbytte                       | 3 129         | 329 077        | 306 819          | -604 813         | -1 747 389       | -1 656 600       |
| Endring i egenkapital                | 188 539       | 708 783        | 986 719          | 150 856          | 1 440 500        | 142 200          |

Tabell 5-7, Omgruppert og normalisert driftsresultat

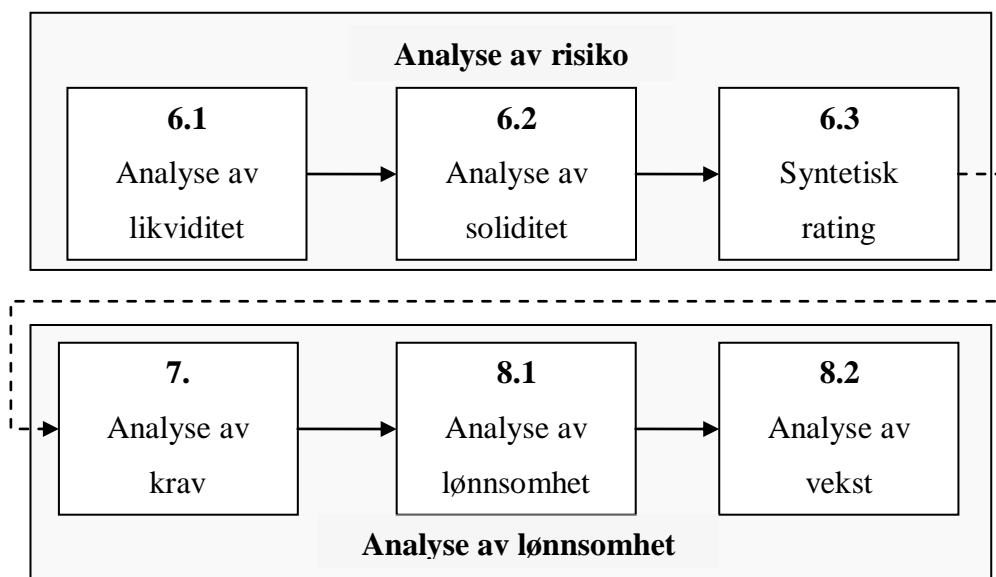
| <b>Omgruppert balanse</b> |  |                  |                  |                  |                  |                   |                   |
|---------------------------|--|------------------|------------------|------------------|------------------|-------------------|-------------------|
| (Alle tall i NOK 1000)    |  |                  |                  |                  |                  |                   |                   |
|                           | NGAAP                                    |                  |                  | IFRS             |                  |                   |                   |
| ÅR                        | 2004                                     | 2005             | 2006             | 2007             | 2008             | 4 kv. 2009        |                   |
| DAM                       | Driftsrelaterte anleggsmidler            | 5 051 933        | 5 492 806        | 6 295 383        | 7 260 446        | 10 549 233        | 10 124 924        |
| LDG                       | Langsiktig driftsrelatert gjeld          | 362 281          | 289 555          | 249 729          | 199 731          | 397 297           | 288 000           |
| <b>NAM</b>                | <b>Netto anleggsmidler</b>               | <b>4 689 652</b> | <b>5 203 251</b> | <b>6 045 654</b> | <b>7 060 715</b> | <b>10 151 936</b> | <b>9 836 924</b>  |
| DOM                       | Driftsrelaterte omløpsmidler             | 651 300          | 983 120          | 1 012 260        | 1 215 925        | 2 455 676         | 1 721 800         |
| KDG                       | Kortsiktig driftsrelatert gjeld          | 670 199          | 704 360          | 671 453          | 752 378          | 792 435           | 1 180 500         |
| <b>DAK</b>                | <b>Driftsrelatert arbeidskapital</b>     | <b>-18 899</b>   | <b>278 760</b>   | <b>340 807</b>   | <b>463 547</b>   | <b>1 663 241</b>  | <b>541 300</b>    |
| <b>NDE</b>                | <b>Netto driftseiendeler</b>             | <b>4 670 753</b> | <b>5 482 011</b> | <b>6 386 461</b> | <b>7 524 262</b> | <b>11 815 177</b> | <b>10 378 224</b> |
| <b>EK</b>                 | <b>Egenkapital</b>                       | <b>2 241 805</b> | <b>2 950 588</b> | <b>3 937 307</b> | <b>4 088 163</b> | <b>5 528 663</b>  | <b>5 670 900</b>  |
| <b>MI</b>                 | <b>Minoritetsinteresser</b>              | <b>-</b>         | <b>-</b>         | <b>-</b>         | <b>-</b>         | <b>4 040</b>      | <b>8 700</b>      |
| LFG                       | Langsiktig finansiell gjeld              | 2 914 710        | 2 687 401        | 3 091 422        | 2 868 859        | 8 123 448         | 5 450 800         |
| FAM                       | Finansielle anleggsmidler                | 128 690          | 46 776           | 6 294            | 5 954            | 6 721             | 8 576             |
| <b>LFG</b>                | <b>Langsiktig netto finansiell gjeld</b> | <b>2 786 020</b> | <b>2 640 625</b> | <b>3 085 128</b> | <b>2 862 905</b> | <b>8 116 727</b>  | <b>5 442 224</b>  |
| KFG                       | Kortsiktig finansiell gjeld              | 249 260          | 607 909          | 284 658          | 1 288 108        | 1 839 581         | 1 270 900         |
| FOM                       | Finansielle omløpsmidler                 | 606 332          | 717 110          | 920 632          | 714 914          | 3 673 834         | 2 014 200         |
| <b>KNFG</b>               | <b>Kortsiktig netto finansiell gjeld</b> | <b>-357 072</b>  | <b>-109 201</b>  | <b>-635 974</b>  | <b>573 194</b>   | <b>-1 834 253</b> | <b>-743 300</b>   |
| NFG                       | Netto finansiell gjeld                   | 2 428 948        | 2 531 424        | 2 449 154        | 3 436 099        | 6 282 474         | 4 698 924         |
| <b>NDK</b>                | <b>Netto driftskapital</b>               | <b>4 670 753</b> | <b>5 482 012</b> | <b>6 386 461</b> | <b>7 524 262</b> | <b>11 815 177</b> | <b>10 378 524</b> |

Tabell 5-8, Netto driftskapital

## 5.7 Rammeverk for forholdstallsanalyse

Det tredje steget i regnskapsanalysen er en analyse av aktuelle forholdstall (se rammeverk figur 5-1). Her blir det omgrupperte og normaliserte finansregnskapet brukt som utgangspunkt (tabell 5-7 og tabell 5-8). Fred. Olsen Energy vil bli sammenlignet med den komparative bransjen og i denne anledning er bransjeutvalget på samme måte som FOE i de foranstående steg blitt omgruppert, men det er ikke utført normalisering eller justeringer for bransjeutvalget. For enklere å kunne vurdere FOE opp mot bransjeutvalget blir det beregnet vektete snitt for alle forholdstall. Da FOE opererer i en sterkt syklisk bransje er snittene beregnet ved å likeverdig summere resultatene per år for deretter å dividere på antall år.

Over de neste tre kapitlene vil aktuelle forholdstall bli analysert, se figur 5-2 nedenfor for en oversikt. Analysen starter med analyse av risiko i kapittel 6, der selskapets likviditet og soliditet blir analysert, sammen danner de en syntetisk rating der Fred. Olsen Energy sin kredittrisikofaktor fremkommer. I analyse av lønnsomhet vil historisk avkastningskrav for netto driftskapital bli estimert i kapittel 7. Avkastningskravet til netto driftskapital er en vekting av krav til egenkapital og netto finansiell gjeld, i beregningen av netto finansiell gjeld vil kredittrisikofaktoren fra kapittel 6.3. bli benyttet. Det neste trinnet i lønnsomhetsanalysen er en analyse av lønnsomhet i kapittel 8.1, der lønnsomhetsmål (rentabilitetsmål) vil bli vurdert opp mot de relevante avkastningskravene fra kapittel 7. Avslutningsvis vil det i kapittel 8.2 bli utført en vekstanalyse av historisk vekst. Figuren nedenfor (figur 5-2), viser en oversikt over forholdstallsanalysen og i hvilke kapittel de ulike elementene er.



Figur 5-2, Rammeverk for forholdstallsanalyse (Kilde: Forelesningsnotater BUS 424, Knivsflå, 2007)



## 6 Risikoanalyse

Den første delen av forholdstallsanalyse er en analyse av kortsiktig kredittrisiko gjennom likviditetsanalyse og deretter av langsiktig kredittrisiko gjennom soliditetsanalyse. Disse to analysene blir oppsummert ved en syntetisk rating. Resultatet fra den syntetiske ratingen er en kredittrisikofaktor som senere blir brukt i avkastningskrav til finansiell gjeld.

### 6.1 Likviditetsanalyse

I likviditetsanalysen ser jeg på mulighetene for at FOE skal kunne innløse forpliktelser etter hvert som disse forfaller. Selskapets likviditet blir vurdert ved å se på utviklingen i likviditetsgrad 1 og 2 (Kinserdal, 2005).

#### 6.1.1 Likviditetsgrad 1

Likviditetsgrad 1 er de mest likvide eiendelene dividert på gjeld med kortest forfallstid. Altså omløpsmidler (eiendeler som det forventes at skal generere penger innen et år) dividert på kortsiktige gjeld (gjeld som forfaller innen et år) (Penman, 2007).

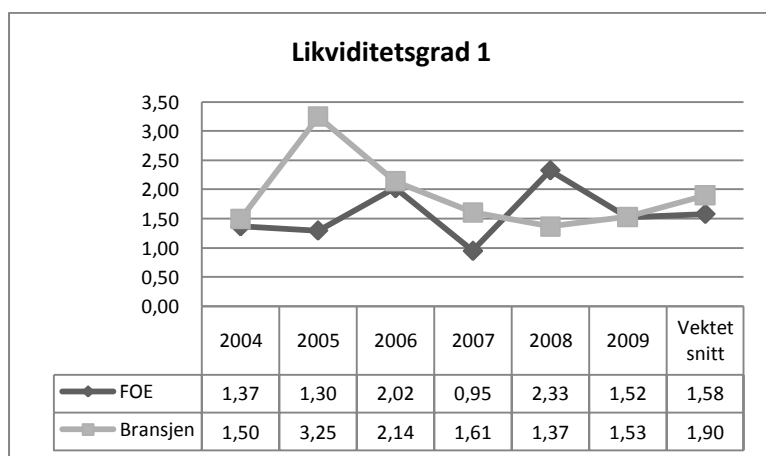
$$\text{Likviditetsgrad 1} = \frac{\text{Omløpsmidler (DOM + FOM)}}{\text{Kortsiktig gjeld (KDG + KFG)}}$$

Hvor, *DOM* = Driftsrelaterte omløpsmidler

*FOM* = Finansielle omløpsmidler

*KDG* = Kortsiktig driftsrelatert gjeld

*KFG* = Kortsiktig finansiell gjeld



Figur 6-1, Likviditetsgrad 1

Vi ser av grafen (figur 6-1) at både FOE og bransjen sin likviditetsgrad 1 er varierende over analyseperioden. Dersom likviditetsgrad 1 er over 1,0 vil det si at langsiktig kapital finansierer anleggsmidler og deler av omløpsmidler. Mens dersom den er under 1,0 er det underdekning av likvide midler. Jeg vil gå nærmere inne på dette temaet i 6.2.3 finansieringsanalyse. FOE har hatt en gjennomsnittelig likviditetsgrad 1 på 1,58, mens bransjeutvalget har hatt et bransjegjennomsnitt på 1,90, som mye skyldes en svært høy likviditetsgrad 1 i 2005. Den komparative bransjens likviditetsgrad 1 er synkende siden 2005, men tar seg noe opp i 2009.

### 6.1.2 Likviditetsgrad 2

Likviditetsgrad 2 er de finansielt mest likvide eiendelene (omløpsmidlene) dividert på kortsiktig gjeld.

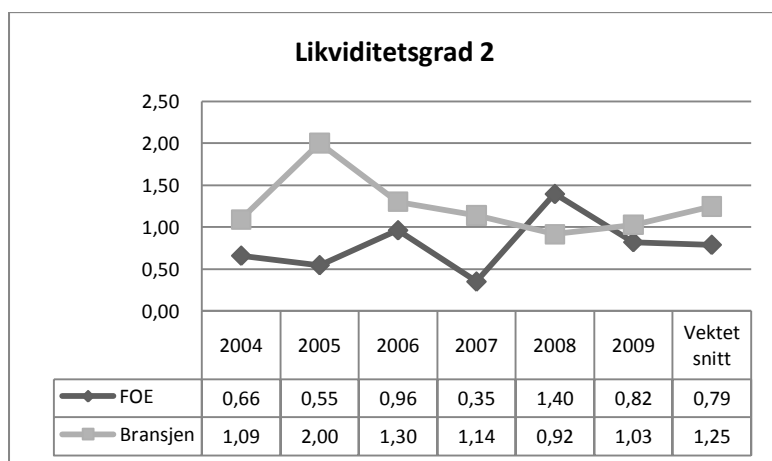
$$\text{Likviditetsgrad 2} = \frac{\text{Finansielle omløpsmidler (FOM)}}{\text{Kortsiktig gjeld (KDG + KFG)}}$$

Hvor, *FOM = Finansielle omløpsmidler*

*KDG = Kortsiktig driftsrelatert gjeld*

*KFG = Kortsiktig finansiell gjeld*

Av figur 6-2 ser vi at FOE har en positiv utvikling i likviditetsgrad 2 fra 0,66 i 2004 til 0,82 i 2009. FOE har hatt en økning i de mest likvide omløpsmidlene. Sammenlignet med bransjeutvalget ligger FOE under bransjegjennomsnittet alle år bortsett fra i 2008. FOE har et vektet snitt på likviditetsgrad 2 på 0,79 over analyseperioden som er lavere enn bransjens vektet snitt på 1,25. Likviditetsgrad 2 bør være større enn 1 og det er den akkurat for bransjeutvalget, men ikke for FOE i 2009.



Figur 6-2, Likviditetsgrad 2

## 6.2 Soliditetsanalyse

I soliditetsanalysen er fokuset på den langsiktige kredittrisikoen, altså om bedriften er finansiert slik at den har evne til å stå i mot fremtidige perioder med tap. Tap blir førte mot egenkapitalen og egenkapitalen fungerer derfor som en demper for fremtidige tap og konkurs (Knivsflå, 2007). Langsiktige kredittrisiko blir vurdert ved forholdstallene egenkapitalprosent, rentedekningsgrad, gjennom en analyse av finansieringsstruktur og netto driftsrentabilitet.

### 6.2.1 Egenkapitalprosenten

Egenkapitalen og dermed soliditeten forsvinner ved dårlig lønnsomhet. Egenkapitalprosenten viser hvor stor andel av totalkapitalen som er finansiert med egne midler (Kinserdal, 2005). Egenkapitalprosenten utregnes ved å summere egenkapital og minoritetsinteresser og dividere på totalkapitalen (summen av nettodriftskapital, finansielle eiendeler og driftsrelatert gjeld). Høy egenkapitalprosent vitner om høy soliditet og er positivt.

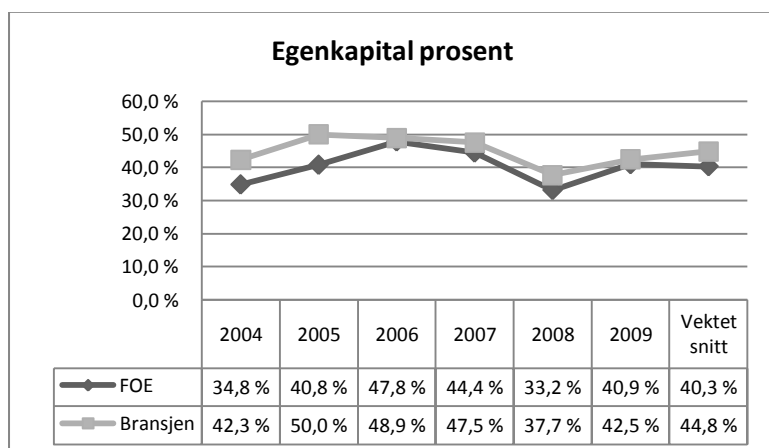
$$EK \% = \frac{EK + MI}{TK}$$

Hvor,  $EK \% =$  Egenkapitalprosent

$EK$  = Egenkapital

$MI$  = Minoritetsinteresser

$TK$  = Totalkapital



Figur 6-3, Egenkapitalprosent

Som vi ser av figur 6-3, ovenfor har FOE en varierende EK % i løpet av analyseperioden med et høydepunkt i 2006 på 47,8 %. I forhold til bransjeutvalget har FOE en noe lavere egenkapitalprosent gjennom hele analyseperioden. Likevektet over analyseperioden blir 40,3

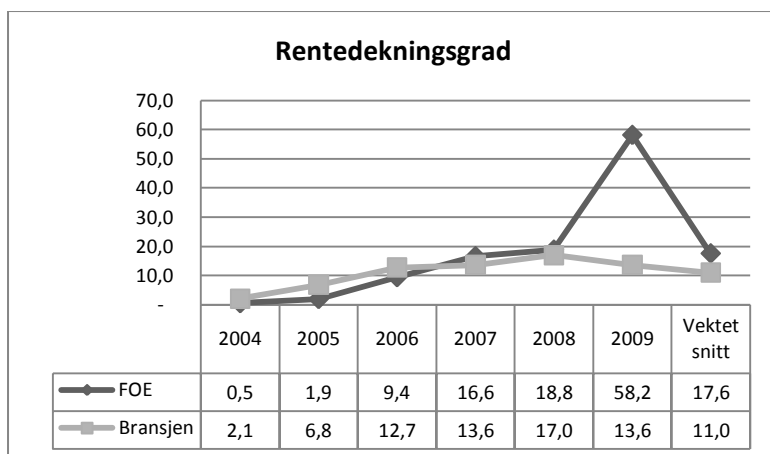
% av totalkapitalen til FOE dekt med egenkapitalen, mens det tilsvarende tallet for bransjen er på 44,8 %.

## 6.2.2 Rentedeckningsgrad

Rentedekningsgrad er et forholdstall knyttet til selskapets inntjening og gir uttrykk over hvor lett eller vanskelig selskapet har for å betjene sine gjeldsforpliktelser ved å betale rentekostnader (Kinserdal, 2005). Dette forholdstallet er relevant for både soliditeten og lønnsomheten.

$$\text{Rentedeckningsgrad} = \frac{\text{Nettoresultat til sysselsatt kapital}}{\text{Finanskostnader}}$$

Figur 6-4 viser rentedeckningsgrad for Fred. Olsen Energy (FOE) og et snitt av selskapene i bransje utvalget (Bransjen).



**Figur 6-4, Rentedeckningsgrad**

Av figur 6-4, ser vi at FOE har en positiv utvikling med en stigende rentedeckningsgrad gjennom hele perioden, gjennomsnittlig over analyseperioden har FOE en rentedeckningsgrad noe over bransjeutvalget på henholdsvis 17,6 i forhold til 11,0. Selskapets evne til å påta seg større låneforpliktelser er bra, FOE vurderes derfor som lite utsatt for kortsiktig kredittrisiko.

### 6.2.3 Finansieringsanalyse

Denne analysen viser Fred. Olsen Energy og den komparative bransje sin kapitalervervelse og forbruk. Analysen sier hvor stor andel av de enkelte eiendeler som er finansiert av de ulike typer kapital og måler dermed bedriftens evne til å tåle tap (Hoff, 2005). Den første tabellen, tabell 6-1 viser Fred. Olsen Energy sin kapitalstruktur i absolutte tall, mens de to andre tabellene, tabell 6-2 og tabell 6-3, viser forholdstall til FOE og den komparative bransjen.

| Fred. Olsen Energy 2009       | Egenkapital      | Minoritets interesser | Langsiktig driftsrelatert gjeld | Langsiktig finansiell gjeld | Kortisiktig driftsrelatert gjeld | Kortisiktig finansiell gjeld | Totale eiendeler  |
|-------------------------------|------------------|-----------------------|---------------------------------|-----------------------------|----------------------------------|------------------------------|-------------------|
| Driftsrelaterte anleggsmidler | 5 670 900        | 8 700                 | 288 000                         | 4 157 324                   |                                  |                              | 10 124 924        |
| Finansielle anleggsmidler     |                  |                       |                                 | 8 576                       |                                  |                              | 8 576             |
| Driftsrelaterte omløpsmidler  |                  |                       |                                 | 1 284 900                   | 436 900                          |                              | 1 721 800         |
| Finansielle omløpsmidler      |                  |                       |                                 |                             | 743 600                          | 1 270 900                    | 2 014 500         |
| <b>Totalkapital</b>           | <b>5 670 900</b> | <b>8 700</b>          | <b>288 000</b>                  | <b>5 450 800</b>            | <b>1 180 500</b>                 | <b>1 270 900</b>             | <b>13 869 800</b> |

Tabell 6-1, Kapitalstruktur Fred. Olsen Energy (Absolutt tall)

| Fred. Olsen Energy            | Egenkapital   | Minoritets interesser | Langsiktig driftsrelatert gjeld | Langsiktig finansiell gjeld | Kortisiktig driftsrelatert gjeld | Kortisiktig finansiell gjeld | Totale eiendeler |
|-------------------------------|---------------|-----------------------|---------------------------------|-----------------------------|----------------------------------|------------------------------|------------------|
| Driftsrelaterte anleggsmidler | 56,0 %        | 0,1 %                 | 2,8 %                           | 41,1 %                      |                                  |                              | 73,0 %           |
| Finansielle anleggsmidler     |               |                       |                                 | 100,0 %                     |                                  |                              | 0,1 %            |
| Driftsrelaterte omløpsmidler  |               |                       |                                 | 74,6 %                      | 25,4 %                           |                              | 12,4 %           |
| Finansielle omløpsmidler      |               |                       |                                 |                             | 36,9 %                           | 63,1 %                       | 14,5 %           |
| <b>Totalkapital</b>           | <b>40,9 %</b> | <b>0,1 %</b>          | <b>2,1 %</b>                    | <b>39,3 %</b>               | <b>5,4 %</b>                     | <b>9,2 %</b>                 | <b>100,0 %</b>   |

Tabell 6-2, Kapitalstruktur FOE (Forholdstall)

| Bransjen                      | Egenkapital   | Minoritets interesser | Langsiktig driftsrelatert gjeld | Langsiktig finansiell gjeld | Kortisiktig driftsrelatert gjeld | Kortisiktig finansiell gjeld | Totale eiendeler |
|-------------------------------|---------------|-----------------------|---------------------------------|-----------------------------|----------------------------------|------------------------------|------------------|
| Driftsrelaterte anleggsmidler | 52,5 %        | 3,7 %                 | 0,3 %                           | 43,5 %                      |                                  |                              | 75,5 %           |
| Finansielle anleggsmidler     |               |                       |                                 | 100,0 %                     |                                  |                              | 3,9 %            |
| Driftsrelaterte omløpsmidler  |               |                       |                                 | 100,0 %                     |                                  |                              | 6,8 %            |
| Finansielle omløpsmidler      |               |                       |                                 | 2,6 %                       | 20,2 %                           | 77,2 %                       | 13,8 %           |
| <b>Totalkapital</b>           | <b>39,7 %</b> | <b>2,8 %</b>          | <b>0,2 %</b>                    | <b>43,6 %</b>               | <b>2,8 %</b>                     | <b>10,6 %</b>                | <b>100,0 %</b>   |

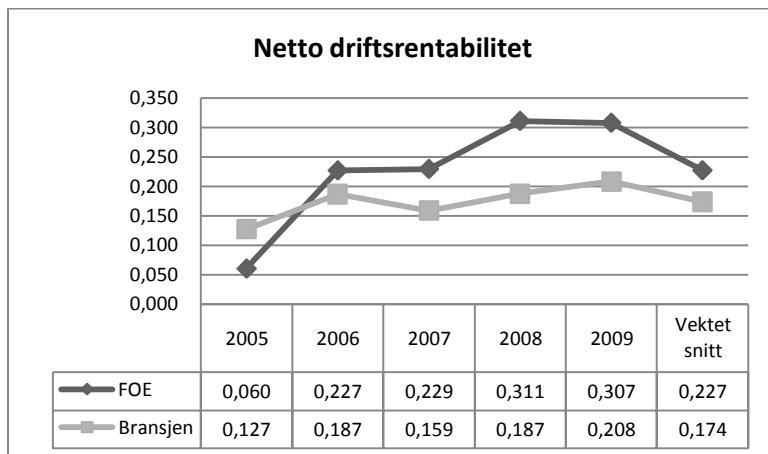
Tabell 6-3, Kapitalstruktur Bransjen (Forholdstall)

Av tabell 6-2 og tabell 6-3 ovenfor kan det observeres at driftsrelaterte og finansielle anleggsmidler for både FOE og bransjen i sin helhet er dekket av langsiktig kapital, det er bra. I følge Hoff (2005) bør også halvparten av omløpsmidlene være finansiert av langsiktig kapital for å ha en god finansieringsstruktur. I FOE sitt tilfelle dekker langsiktig kapital kun

74,6 % av de driftsrelaterte omløpsmidlene, mens resten er finansiert av kortsiktig kapital. Bransjeutvalget på sin side står noe sterkere ved at langsiktig kapital dekker både alle anleggsmidler i tillegg til driftsrelaterte omløpsmidler. På bakgrunn av finansieringsanalysen kan det se ut som om Fred. Olsen Energy har en noe mer risikabel finansiering enn bransjeutvalget.

#### 6.2.4 Netto driftsrentabilitet

Netto driftsrentabilitet er det fjerde og siste forholdstallet som blir brukt i den syntetiske ratingen. Ved å bruke dette forholdstallet blir selskapets drift analysert og det blir gitt et mål på lønnsomheten. I denne delen av oppgaven vil jeg kun vise resultatet av dette forholdstallet (figur 6-5) mens i kapittelet analyse av lønnsomhet vil jeg gå nærmere inn på utrekningen som hører til, og gi en vurdering av det.



Figur 6-5, Netto driftsrentabilitet

### 6.3 Syntetisk rating

Gjennom de foranstående utregningene har alle forholdstallene som behøves for å utføre en syntetisk rating blitt beregnet. Tabell 6-4, viser hvordan årlig konkurssannsynlighet og rentepremie til kreditorer blir beregnet (tar utgangspunkt i norske forhold), det blir utført en simulert rating på bakgrunn av denne. Ved den syntetiske ratingen finner jeg kredittrisikofaktoren til Fred. Olsen Energy og bransjeutvalget. Denne rentepremien vil senere bli brukt i utregningen av avkastningskravet til gjeld. Fremgangsmåten for denne utregningen er å føre de fire forholdstallene likviditetsgrad 1(lik 1), rentedekningsgrad (rente dg), egenkapitalprosent (EK %) og netto driftsrentabilitet (ndr) opp i en tabell med utgangspunkt i Standard & Poor's ratingklasser.

| Rating | Likg 1 | Rente dg | EK %  | ndr   | Årlig konkurs sannsynlighet | Kreditrisiko faktor |
|--------|--------|----------|-------|-------|-----------------------------|---------------------|
| AAA    | 8,9    | 11,6     | 0,895 | 0,308 | 0,0001                      | 0,1                 |
| AA     | 4,6    | 4,825    | 0,755 | 0,216 | 0,0012                      | 0,15                |
| A      | 2,35   | 2,755    | 0,55  | 0,131 | 0,0024                      | 0,25                |
| BBB    | 1,45   | 1,69     | 0,38  | 0,082 | 0,0037                      | 0,4                 |
| BB     | 1,05   | 1,06     | 0,27  | 0,054 | 0,0136                      | 0,6                 |
| B      | 0,75   | 0,485    | 0,175 | 0,026 | 0,0608                      | 1                   |
| CCC    | 0,55   | -0,345   | 0,105 | 0,002 | 0,3085                      | 3                   |
| CC     | 0,45   | -1,17    | 0,03  | -0,03 | 0,5418                      | 9                   |
| C      | 0,35   | -1,995   | -0,1  | 0,058 | 0,7752                      | 27                  |
| D      |        |          |       |       | 0,9999                      | 1000                |

Tabell 6-4, Rating basert på forholdstall (Kilde: Forelesningsnotater BUS 424, Knivsflå, 2007)

Tabell 6-5, beregner Fred. Olsen Energy og den komparative bransjens årlige konkurssannsynlighet og kreditrisikofaktor ved en syntetisk rating. I likhet med konklusjonene fra den strategiske analysen, kommer det også her i risikoanalysen frem at FOE og boreriggbransjen har opplevd noen svært så positive år i løpet av analyseperioden.

|                         | 2004 | 2005  | 2006  | 2007  | 2008  | 2009  | vektet snit |
|-------------------------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------------|
| Likg 1, FOE             | BB   | BB    | BBB   | B     | A     | BBB   | BBB         |
| Likg 1, Bransjen        | BBB  | A     | BBB   | BBB   | BB    | BBB   | BBB         |
| Rentedg, FOE            | B    | BBB   | AA    | AAA   | AAA   | AAA   | AAA         |
| Rentedg, Bransjen       | BBB  | AA    | AAA   | AAA   | AAA   | AAA   | AAA         |
| EK %, FOE               | BB   | BBB   | BBB   | BBB   | BB    | BBB   | BBB         |
| EK %, Bransjen          | BBB  | BBB   | BBB   | BBB   | BBB   | BBB   | BBB         |
| ndr, FOE                |      | BB    | AA    | AA    | AA    | AAA   | AA          |
| ndr, Bransjen           |      | A     | A     | A     | A     | AA    | A           |
| Rating, FOE             |      | BBB   | A     | A     | A     | A     | A           |
| Rating, Bransjen        |      | A     | A     | A     | A     | A     | A           |
| Årlig konkurssans, FOE  |      | 0,004 | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,002       |
| Årlig konkurssans, B    |      | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,002 | 0,002       |
| Kreditrisikofaktor, FOE |      | 0,400 | 0,250 | 0,250 | 0,250 | 0,250 | 0,250       |
| Kreditrisikofaktor B    |      | 0,250 | 0,250 | 0,250 | 0,250 | 0,250 | 0,250       |

Tabell 6-5, Syntetisk rating for Fred. Olsen Energy og bransjeutvalget

I hele fire av de seks forholdstallene som ble beregnet lå bransjeutvalget bedre enn FOE i både 2009 og i et likevektet gjennomsnitt. Mens derimot i den syntetiske ratingen har både bransjeutvalget og FOE en gjennomsnittlig rating på A. Dette gir en tilnærmet minimal konkurssrisiko med en årlig likevektet konkurssannsynlighet på 2 %. Både FOE og bransjeutvalget har en gjennomsnittlig kreditrisikofaktor på 0,25, det er denne som skal brukes i avkastningskravet til finansiell gjeld.

## 7 Historiske avkastningskrav

Den første delen av lønnsomhetsanalysen er å beregne historiske avkastningskrav som senere blir sammenlignet med lønnsomhetsmål i kapittel 8 for å undersøke om selskapet genererer en potensiell superprofitt. Avkastningen som investor potensielt kan oppnå ved å investere i aksjer til et selskap blir forøvrig påvirket av flere forhold, noen er generelle for alle aksjer som konjunkturutsikter, inflasjonsutsikter og økonomisk politikk, men blir også påvirket av bedriftsspesifikke forhold (Boye og Dahl, 1997). Det blir i denne delen av utredning beregnet historiske avkastningskrav til netto driftskapital som er det kravet Fred. Olsen Energy har måttet forhold seg til gjennom analyseperioden (2005 tom 2009).

$$ndk = ekk * \left(\frac{EK}{NDK}\right) + mik * \left(\frac{MI}{NDK}\right) + nfgk * \left(\frac{NFG}{NDK}\right)$$

Hvor,  $ndk$  = Netto driftskrav

$ekk$  = Egenkapitalkrav

$EK$  = Egenkapital

$NDK$  = Netto driftskapital

$mik$  = Minoritetsinteressekrav

$MI$  = Minoritetsinteresser

$nfgk$  = Netto finansielt gjeldskrav

$NFG$  = Netto finansiell gjeld

Da Fred. Olsen Energy kun har svært små minoritetsinteresser, vil de bli inkludert i utregningen av egenkapitalkravet. Avkastningskravene er beregnet nominelt etter skatt for å kunne fungere som et sammenligningsgrunnlag for de nominelle rentabilitetsmålene i lønnsomhetsanalysen. Først vil avkastningskrav til egenkapital bli estimert før avkastningskrav til netto finansiell gjeld blir estimert. De to avkastningskravene vil bli vektet og avkastningskravet til netto driftskapital fremkommer.



## 7.1 Avkastningskrav på egenkapital

For å beregne avkastningskravet på Fred. Olsen Energy sin egenkapital velger jeg å bruke kapitalverdimodellen, som heter "capital asset pricing model" på engelsk og blir gjerne forkortet til CAPM. Avkastningskravet til egenkapitalen er den avkastningen som aksjonærene får på egenkapitalen. Dette blir beregnet for senere å kunne brukes som en målestokk for egenkapitalrentabiliteten (og underliggende internrente) (Knivsfå, 2007). Fred. Olsen Energy blir antatt lønnsomt for eierne dersom egenkapitalrentabiliteten er større enn egenkapitalkravet ( $e_{kr} > e_{kk}$ ). Forutsetningen for kapitalverdimodellen er at kapitalmarkedet er perfekt, slik at investorene bare får betalt for å bære generell (systematisk) risiko, noe som vil være den eneste relevante risikoen (Boye og Dahl, 1997). Markedet vil ikke gi investorene premie for å bære en usystematisk risiko. Denne risikoen kan investorene bli kvitt ved diversifisering gjennom en portefølje (Boye og Dahl, 1997; Penman, 2007).

$$\text{CAPM} = R_f * (1 - S) + \{R_m - R_f * (1 - S)\} * \beta_{EK}$$

Hvor,  $R_f$  = Risikofrirente

$R_m$  = Forventet avkastning for markedsporteføljen

$\beta_{EK}$  = Egenkapitalbeta

Risikofrirente og markedets risikopremie er felles for alle selskap, det er kun  $\beta_{EK}$  og  $\lambda$  som varierer mellom selskaper (Koller et al., 2005).

### 7.1.1 Risikofrirente

For å beregne risikofrirente blir det brukt en gjennomsnittelig 3 måneders Nibor rente med fradrag av en risikopremie på 10 % og etter 28 % skatt. Nibor står for Norwegian Inter Bank Offered Rate (norske pengemarkedsrente). Det er den renten bankene bruker på lån dem i mellom (Norges Bank, 2009).

| Risikofri rente ( $R_f$ )            | 2004         | 2005         | 2006         | 2007         | 2008         | 2009         | Vektet snitt |
|--------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Nibor – rente, 3mnd                  | 0,020        | 0,022        | 0,031        | 0,049        | 0,062        | 0,024        | 0,035        |
| - Risikopremie 10 % av Nibor         | 0,002        | 0,002        | 0,003        | 0,005        | 0,006        | 0,002        | 0,004        |
| <b>= Risikofri rente før skatt</b>   | <b>0,018</b> | <b>0,020</b> | <b>0,028</b> | <b>0,044</b> | <b>0,056</b> | <b>0,022</b> | <b>0,032</b> |
| - 28 % skatt                         | 0,005        | 0,006        | 0,008        | 0,012        | 0,016        | 0,006        | 0,009        |
| <b>= Risikofri rente etter skatt</b> | <b>0,013</b> | <b>0,014</b> | <b>0,020</b> | <b>0,032</b> | <b>0,040</b> | <b>0,016</b> | <b>0,023</b> |

Tabell 7-1, Historisk risikofrirente

Den gjennomsnittelige Nibor renten er regnet ut som års gjennomsnitt av daglige data. For at det skal være konsistens med forutsetningene for egenkapitalkravet, brukes en nominell rente etter skatt. Skatt er beregnet til 28 % som er lik skatt fra en investors ståsted. Dette gir en gjennomsnittelig risikofrirente etter skatt på 0,023 eller 2,3 %. Som vi ser av tabell 7-1 har denne renten falt drastisk det siste året i sammenheng med den sterkt reduserte renten i Norge.

### 7.1.2 Markedets risikopremie

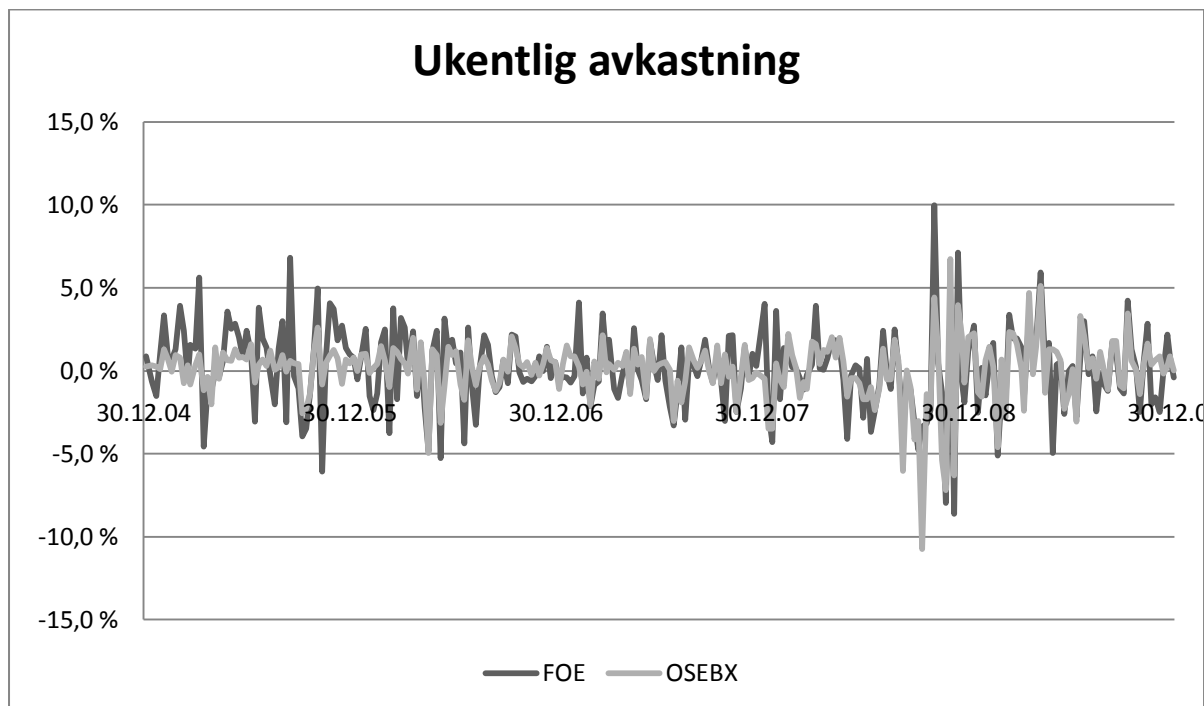
Markedets risikopremie er den risikokompensasjonen som kreves for å investere i markedsporteføljen, ved å ta differanse mellom forventet avkastning for markedsporteføljen ( $R_m$ ) og den risikofrie rente ( $R_f$ ) (Boye og Dahl, 1997). I følge Koller et al. (2005) ligger den historisk mellom 4,5 og 5,5 %. Dette støttes opp av en analyse gjennomført av professor Thore Johnsen (NHH), der gjennomsnittlig risikopremie etter skatt er beregnet til 5 %, basert på data fra perioden 1900 – 2005 (Knivsflå, 2007). I likhet med risikofrirente er risikopremien til markedet ( $R_m$ ) et nominelt tillegg etter skatt. Jeg antar på bakgrunn av dette at markedets risikopremie er 5 % etter skatt.

### 7.1.3 Beta til egenkapital

Beta er definert ved forventet korrelasjon mellom investeringens avkastning og risikopremie som er definert i forhold til forventet avkastning. Noen aksjer reagerer sterkere på generelle endringer enn andre. Beta er et mål for den markedsrelaterte risiko som varierer fra aksje til aksje. Beta verdien ( $\beta$ ) er sjelden lavere enn 0,5 og sjelden høyere enn 2, i gjennomsnitt er  $\beta$  lik 1 for børsnoterte aksjer. Når  $\beta = 0,5$ , innebærer dette at avkastningen for vedkommende aksje bare er 50 % så variabel som avkastningen for børsnoterte aksjer under ett.  $\beta$  avhenger primært av aksjens forretningsrisiko og finansielle risiko. Selskaper som har meget høy  $\beta$ , har både høy forretningsrisiko og finansiell risiko. Lav forretningsrisiko og lav finansiell risiko vil derimot medføre lav  $\beta$  (Boye og Dahl, 1997).

Det finnes flere alternative metoder for å estimere beta til et selskap, jeg har valgt å bruke regresjonsanalyse basert på historiske data. Der det blir utført en regresjon av Fred. Olsen Energy sine avkastningsdata i forhold til forklaringsvariabelen, Oslo Børs Benchmark Index (OSEBX). Oslo Børs er et naturlig valg som forklaringsvariabel siden FOE er registrert der. Det er anbefalt å bruke 5 års, månedelig avkastning for å beregne beta estimatet. Til tross for dette velger jeg å beregne ukentlig avkastning, som er målt logaritmisk for FOE og OSEBX fra 31. desember 2004 til 31. desember 2009, figur 7-1. Problemstillingen rundt månedlige

målinger er at de inneholder mindre støy enn daglige og ukentlige målinger. Da FOE er en meget likvid aksje ser jeg på denne problemstillingen som minimal.



Figur 7-1, Ukentlig avkastning, FOE og OSEBX (Kilde: Oslo Børs)

Ut fra regresjonsanalysen får jeg et betaestimert på 0,918. For å kontrollere dette estimatet beregnet jeg også samvariasjon og volatilitet i datasettet ved formelen:

$$\beta = \frac{\text{kov}(R, R_m)}{\text{var}(R_m)}$$

Hvor,  $\beta$  = Beta

$\text{kov}$  = Samvariasjon

$R$  = Selskapet

$R_m$  = Et bredt sammensatt børsindeks

$\text{var}$  = Volatilitet

Resultatet fra denne beregningen er en samvariasjon på 0,0003002 som blir dividert med volatiliteten på 0,000336, resultatet er en  $\beta$  på 0,892. Dette resultatet avviker kun marginalt fra estimatet som framkom ved regresjonsanalysen og jeg velger derfor å bruke estimatet som kom fram ved regresjonsanalysen i de videre analyser.

Det antas at beta går mot 1 over tid, det blir derfor utført en Meryll - Lynch justering, der beta blir vektet mot  $\beta = 1$  med 1/3.

$$\beta^* = (2/3) * 0,918 + (1/3) * 1,000 = 0,945$$

For å kunne beregne bransjens egenkapitalkrav blir bransjens beta verdier beregnet og justert, se tabell 7-2.

| Selskap            | Beta         | Justert Beta |
|--------------------|--------------|--------------|
| Diamond Offshore   | 0,880        | 0,920        |
| Fred. Olsen Energy | 0,918        | 0,945        |
| Northern Offshore  | 1,062        | 1,041        |
| Seadrill           | 1,580        | 1,386        |
| <b>Bransjen</b>    | <b>1,111</b> | <b>1,074</b> |

Tabell 7-2, Justert beta til bransjen

Justeringen gir Fred. Olsen Energy en historisk egenkapitalbeta ( $\beta_{EK}$ ) på 0,945, dette er den systematiske risikoen ved å investere i deres egenkapital. Jeg ønsker også å finne egenkapitalbeta verdier for hvert år i analyseperioden slik at jeg kan beregne egenkapitalavkastningskravet for hvert år.

Det blir estimert betaverdier for hvert år ved først å estimere beta til netto driftskapital. Det blir i denne formelen brukt gjennomsnittlig kapital for å oppnå etterskuddsrenter på lik linje med hvordan rentabilitet vil bli beregnet.

*Gjennomsnittlig kapital* = inngående kapital + ( $\Delta$  kapital – resultat til kapital)/2 .

$$\beta_{NDK} = \beta_{EK} * \left( \frac{EK}{NDK} \right) + \beta_{NFG} * \left( \frac{NFG}{NDK} \right)$$

Hvor,  $\beta_{NDK}$  = Beta til netto driftskapital

$\beta_{EK}$  = Beta til egenkapital

EK = Egenkapital

NDK = Netto driftskapital

$\beta_{NFG}$  = Beta til netto finansiell gjeld

NFG = Netto finansiell gjeld

Beta til netto finansiell gjeld er antatt å være lik null, da systematisk risiko i finansiell gjeld blir balansert med den systematiske risikoen til finansielle eiendeler, og systematisk risiko blir dermed eliminert (Knivsflå, 2007). Det blir videre antatt Miller – Modigliani forutsetning som tilsier at et selskaps verdi er uavhengig av hvordan det er finansiert, dermed forutsetter jeg at

$\beta_{NDK}$  vil være lik alle år. I tabell 7-3, er dette beregnet og  $\beta$  til egenkapital fremkommer for hvert enkelt år.

|             | 2005  | 2006  | 2007  | 2008  | 2009  | Snitt |
|-------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| $\beta$ EK  | 0,907 | 0,855 | 0,870 | 1,090 | 1,077 | 0,949 |
| EK/NDK      | 0,512 | 0,543 | 0,533 | 0,426 | 0,431 | 0,489 |
| $\beta$ NFG | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| NFG/ NDK    | 0,530 | 0,474 | 0,560 | 0,761 | 0,492 | 0,563 |
| $\beta$ NDK | 0,464 | 0,464 | 0,464 | 0,464 | 0,464 | 0,464 |

Tabell 7-3, Egenkapitalbeta estimert hvert år

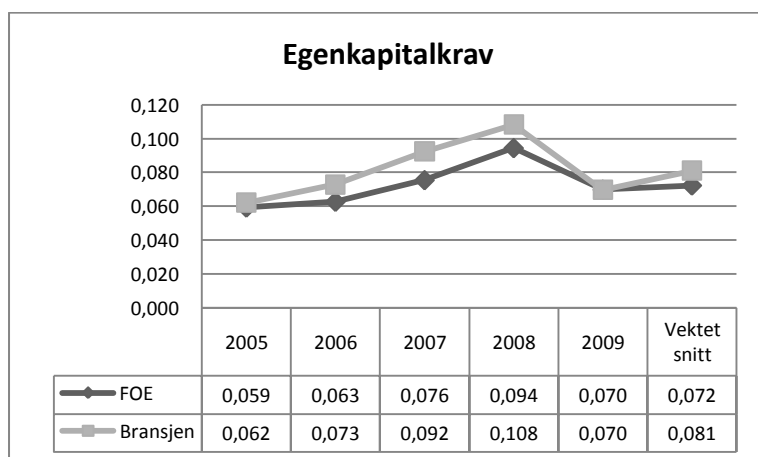
### 7.1.4 Egenkapitalkrav

Jeg har da gått igjennom alle del – faktorene som behøves for å beregne avkastningskrav til egenkapital og kan nå estimere avkastningskravet til egenkapitalen ved CAPM.

| ÅR                                 | 2005         | 2006         | 2007         | 2008         | 2009         | Vektet snitt |
|------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Risikofrirente etter skatt         | 0,014        | 0,020        | 0,032        | 0,040        | 0,016        | 0,023        |
| Markedets risikopremie etter skatt | 0,050        | 0,050        | 0,050        | 0,050        | 0,050        | 0,050        |
| $\beta$ EK                         | 0,907        | 0,855        | 0,870        | 1,090        | 1,077        | 0,949        |
| <b>Egenkapitalkrav</b>             | <b>0,059</b> | <b>0,063</b> | <b>0,076</b> | <b>0,094</b> | <b>0,070</b> | <b>0,072</b> |

Tabell 7-4, Egenkapitalkrav Fred. Olsen Energy

Fred. Olsen Energy sitt egenkapitalkrav stiger jevnt over analyseperioden, med et vektet snitt på 0,072, tabell 7-4. Som vi ser av beregningene ovenfor blir egenkapitalkravet sterkt påvirket av nivået på risikofrirente og beta verdier.



Figur 7-2, Egenkapitalkrav FOE og bransjen

Figur 7-2 ovenfor sammenligner Fred. Olsen Energy sitt egenkapitalkrav med bransjen sitt egenkapitalkrav. FOE har en svakt lavere forretnings og finansiell risiko enn bransjen, ved et lavere vektet kapitalkrav.

## 7.2 Avkastningskrav til netto finansiell gjeld

Avkastningskravet til netto finansiell gjeld er bygd opp på lik linje med avkastningskrav til netto driftskapital ved at det er en vekting av krav. Her blir finansielle gjeld (fgk) og finansiell eiendeler (fek) vektet, visst i formel nedenfor.

$$nfgk = fgk * \frac{FG}{NFG} - fek * \frac{FE}{NFG}$$

Hvor,  $nfgk$  = Netto finansielle gjeldskrav

$fgk$  = Finansielt gjeldskrav

$FG$  = Finansiell gjeld

$NFG$  = Netto finansiell gjeld

$fek$  = Finansielt eiendelskrav

$FE$  = Finansielle eiendeler

Det finansielle gjeldskravet blir avgjort av lånegivere, mens det finansielle eiendelskravet blir avgjort av selskapet selv (Knivsflå, 2007). På samme måte som ved utregning av egenkapitalkravet, begynner utregning av finansielle krav med finansielle betaverdier for deretter å beregne finansielt gjeldskrav og finansielt eiendelskrav.

### 7.2.1 Beta netto finansiell gjeld

I beregningen av beta til netto driftskapital blir det antatt at beta til netto finansiell gjeld er null, på grunn av balanse mellom risiko til finansielle eiendeler og gjeld. Derfor antas det at beta til finansiell gjeld er lik beta til finansielle eiendeler (Knivsflå, 2007).

$$\beta_{FG} = \beta_{FE} * \left( \frac{FE}{FG} \right) \qquad \beta_{FE} = \frac{INV}{FE}$$

Hvor,  $\beta_{FG}$  = Beta til finansiell gjeld

$\beta_{FE}$  = Beta til finansielle eiendeler

$FE$  = Finansielle eiendeler

$FG$  = Finansiell gjeld

$INV$  = Investeringer

Finansielle eiendeler består av tre elementer: kontanter, fordringer og investeringer. Beta til finansielle eiendeler er oppbygd av de samme tre elementene. Faktor én er en kontantbeta multiplisert med kontantvekt, faktor to er en fordringsbeta multiplisert med fordringsvekt, og den siste faktoren i beta til finansielle eiendeler er beta til investeringer multiplisert med

investeringsvekt. De to første faktorene blir eliminert da det er antatt at både kontantbeta og beta til fordringer er lik null, da kontanter og fordringer (hvis det avsettes for tap) ikke samvarierer med markedsporteføljen og er risikofrie. Når det gjelder investeringer er det antatt at beta til investeringer er lik én og dermed har lik risiko som markedet, se tabell 7-5).

|                 | 2005  | 2006  | 2007  | 2008  | 2009  | Vektet snitt |
|-----------------|-------|-------|-------|-------|-------|--------------|
| $\beta_{FG}$    | 0,014 | 0,004 | 0,002 | 0,001 | 0,001 | 0,004        |
| * FG/NFG        | 0,655 | 0,626 | 0,604 | 0,844 | 0,867 | 0,719        |
| - $\beta_{FE}$  | 0,060 | 0,015 | 0,010 | 0,002 | 0,003 | 0,018        |
| * FE/NFG        | 0,154 | 0,160 | 0,133 | 0,263 | 0,305 | 0,203        |
| = $\beta_{NFG}$ | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000        |

Tabell 7-5, Beregning av betaverdier

## 7.2.2 Krav til avkastning på finansiell gjeld

Avkastningskravet til gjeld er kostnaden som selskapet har ved å tiltrekke seg kapital fra banker og utlånsinstitusjoner. Dette er den renten som utlåneren (bankene) krever av selskapet for å låne ut penger til dem (Frykman og Tolleryd, 2003). Krav til nominell avkastning etter skatt på finansiell gjeld:

$$fgk = R_f * (1 - 0,28) + (\beta_{FG} * R_m) + Kr_p$$

Hvor,  $fgk$  = Avkastningskrav til finansiell gjeld

$R_f$  = Risikofirente etter skatt

$\beta_{FG}$  = Beta til finansiell gjeld

$R_m$  = Risikopremien til markedet

$Kr_p$  = Kredittrisikopremie

| ÅR                         | 2005   | 2006   | 2007   | 2008   | 2009   | Vektet snitt |
|----------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------------|
| Rating                     | BB     | A      | A      | A      | A      | A            |
| Risikofirente etter skatt  | 0,0140 | 0,0200 | 0,0320 | 0,0400 | 0,0160 | 0,0230       |
| + $\beta_{FG}$             | 0,0142 | 0,0043 | 0,0017 | 0,0007 | 0,0009 | 0,0044       |
| * Markedets risikopremie   | 0,0500 | 0,0500 | 0,0500 | 0,0500 | 0,0500 | 0,0500       |
| + Premie for kredittrisiko | 0,0056 | 0,0050 | 0,0080 | 0,0100 | 0,0040 | 0,0058       |
| Finansielt gjeldskrav      | 0,0203 | 0,0252 | 0,0401 | 0,0500 | 0,0200 | 0,0290       |

Tabell 7-6, Finansielt gjeldskrav

Risikofirente ( $R_f$ ) og risikopremien til markedet ( $R_m$ ) er de samme som beskrevet ovenfor under avkastningskrav til egenkapital (CAPM modellen, kapittel 7.1). Kredittrisikopremien består av kredittrisikofaktoren (utledet fra kapittel 6.3 om syntetisk rating) som blir multiplisert med risikofirente etter skatt, resultatet er en premie for kredittrisiko, kredittrisikopremien. Tabell 7-6 illustrerer finansielt avkastningskrav.

### 7.2.3 Krav til avkastning på finansielle eiendeler

Finansielle eiendeler blir som tidligere nevnt delt i tre grupper (kontantkrav, finansielt fordringskrav og investeringskrav) og avkastningskravet blir utregnet ved å vekte summen av gruppene (Knivsflå, 2007).

$$fek = (v * r_f) + (w * (r_f + risikopremie)) + ((1 - v - w) * r_m)$$

Hvor,  $fek$  = Finansielt eiendelskrav

$v$  = Relativ del plassert i kontanter

$r_f$  = Risikofri rente

$w$  = Relativ del plassert i fordringer

$r_m$  = Risikopremien til markedet

Kontanter er som tidligere nevnt risikofri plassering og det blir valgt risikofrirente som krav. I Fred. Olsen Energy sin virksomhet er kundene konsentrert til et begrenset antall kunder blant internasjonale olje- og gass selskaper. Det blir forutsett at den gjennomsnittlige fordringshaveren til Fred. Olsen Energy har en risiko på BBB, dette gir en kredittrisikofaktor på 0,4 (tabell 6-4). Jeg finner deretter risikopremien ved å multiplisere 0,4 med den risikofrie renten etter skatt. For investeringene brukes risikofrirente pluss markedspremie som avkastningskrav. Tabell 7-7 viser FOE sitt finansielle eiendelskrav.

| ÅR                         | 2005   | 2006   | 2007   | 2008   | 2009   | Vektet snitt |
|----------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------------|
| Kontantkrav                | 0,0140 | 0,0200 | 0,0320 | 0,0400 | 0,0160 | 0,0230       |
| * Kontantvekt              | 0,9251 | 0,9785 | 0,9848 | 0,9978 | 0,9973 | 0,9876       |
| + Finansielt fordringskrav | 0,0196 | 0,0280 | 0,0448 | 0,0560 | 0,0224 | 0,0322       |
| * Finansiell fordringsvekt | 0,0146 | 0,0060 | 0,0052 | 0,0003 | 0,0000 | 0,0026       |
| + Investeringskrav         | 0,0640 | 0,0700 | 0,0820 | 0,0900 | 0,0660 | 0,0730       |
| * Investeingsvekt          | 0,0603 | 0,0155 | 0,0100 | 0,0018 | 0,0027 | 0,0098       |
| = Finansielt eiendelskrav  | 0,0171 | 0,0208 | 0,0326 | 0,0401 | 0,0161 | 0,0235       |

Tabell 7-7, Finansielt eiendelskrav



### 7.2.4 Netto finansielt gjeldskrav

Jeg har nå beregnet alle del – variablene som tilhører avkastningskrav til netto finansiell gjeld og kan sette de inn i formelen til netto finansielt gjeldskrav (nfgk), tabell 7-8, neste side.

$$nfgk = fgk * \frac{FG}{NFG} - fek * \frac{FE}{NFG}$$

| År                            | 2005  | 2006  | 2007  | 2008  | 2009  | Vektet snitt |
|-------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|--------------|
| Finansielt gjeldskrav         | 0,020 | 0,025 | 0,040 | 0,050 | 0,020 | 0,031        |
| * FG/NFG                      | 0,655 | 0,626 | 0,604 | 0,844 | 0,867 | 0,719        |
| - Finansielt eiendelskrav     | 0,017 | 0,021 | 0,033 | 0,040 | 0,016 | 0,025        |
| * FE/NFG                      | 0,154 | 0,160 | 0,133 | 0,263 | 0,305 | 0,203        |
| = Netto finansielt gjeldskrav | 0,011 | 0,012 | 0,020 | 0,032 | 0,012 | 0,017        |

Tabell 7-8, Netto finansielt gjeldskrav

### 7.3 Avkastningskrav til netto driftskapital

I begynnelsen av dette kapitlet ble formelen for avkastningskrav til netto driftskapital beskrevet. Da minoritetsinteressene er marginale blir de slått sammen med egenkapitalen og vi står da igjen med:

$$ndk = ekk * \left( \frac{EK}{NDK} \right) + nfgk * \left( \frac{NFG}{NDK} \right)$$

Egenkapitalkravet (tabell 7-4) og netto finansielt gjeldskrav (tabell 7-8) har blitt utregnet. Netto driftskrav kan dermed bli beregnet ved å vekte kravet til egenkapital i forhold til kravet til netto finansiell gjeld, vist i tabell 7-9.

| ÅR                            | 2005         | 2006         | 2007         | 2008         | 2009         | Vektet snitt |
|-------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Egenkaptialkrav               | 0,059        | 0,063        | 0,076        | 0,094        | 0,070        | 0,072        |
| * EK/NDK                      | 0,512        | 0,543        | 0,533        | 0,426        | 0,431        | 0,489        |
| + Netto finansielt gjeldskrav | 0,011        | 0,012        | 0,020        | 0,032        | 0,012        | 0,017        |
| * NFG/NDK                     | 0,530        | 0,474        | 0,560        | 0,761        | 0,492        | 0,563        |
| = Netto driftskrav            | <b>0,036</b> | <b>0,040</b> | <b>0,051</b> | <b>0,064</b> | <b>0,036</b> | <b>0,045</b> |

Tabell 7-9, Netto driftskrav

Det har nå blitt beregnet de nødvendige avkastningskravene og neste steg i analyse av lønnsomhet er å analysere lønnsomheten i Fred. Olsen Energy gjennom lønnsomhetsmål i kapittel 8. I lønnsomhetsanalysen gis kravene noe mer mening ved at de blir sammenlignet med de respektive lønnsomhetsmålene.

## 8 Analyse av lønnsomhet

I lønnsomhetsanalysen blir selskapets rentabilitet analysert, ved at periodens verdiskapning (resultat) blir sammenlignet med tall fra balansen, dette gjør det mulig å sammenligne lønnsomhet over tid og mellom selskaper (Tellefsen og Langli, 2001). Rentabilitet som for eksempel egenkapitalrentabiliteten (*ekr*) er tilbakevendende til gjennomsnittet eller ”mean reverting”. Dette vil si at de selskapene som har den største egenkapitalrentabiliteten, vil etter ei tid få en egenkapitalrentabilitet som er omlag på gjennomsnitt med alle andre selskaper. Årsaken til dette er at konkurransen driver rentabiliteten mot avkastningskravet (Knivsflå, 2007). Hensikten med å regne ut rentabilitetsmål er å sammenligne de mot krav til avkastning fra kapittel 7, og rentabilitetsmål fra den komparative bransjen. Alle rentabilitets og avkastningskrav blir derfor beregnet på samme måte og blir utregnet etterskuddsvis.

### 8.1 Egenkapitalrentabilitet

Egenkapitalrentabiliteten måler regnskapsmessig avkastning på den kapital som eierne har investert i selskapet (Tellefsen og Langli, 2001). I og med at hensikten med denne lønnsomhetsanalysen er å vurdere hvordan Fred. Olsen Energy potensielt vil prestere i fremtiden, blir det brukt normalisert resultat og gjennomsnittlig justert kapital for perioden, det forutsettes dermed at alle inn – og utbetalinger skjer midt i året. Dette gir en normalisert egenkapitalrentabilitet på etterskuddsbasis.

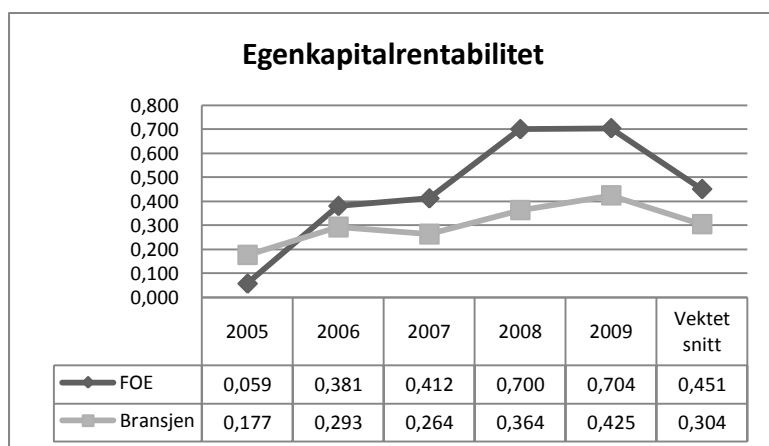
$$ekr_t = \frac{NRE_t}{EK_{t-1} + (\Delta EK_t - NRE_t)/2}$$

Hvor, *ekr* = Egenkapitalrentabilitet

*NRE* = Nettoresultat til egenkapitalen

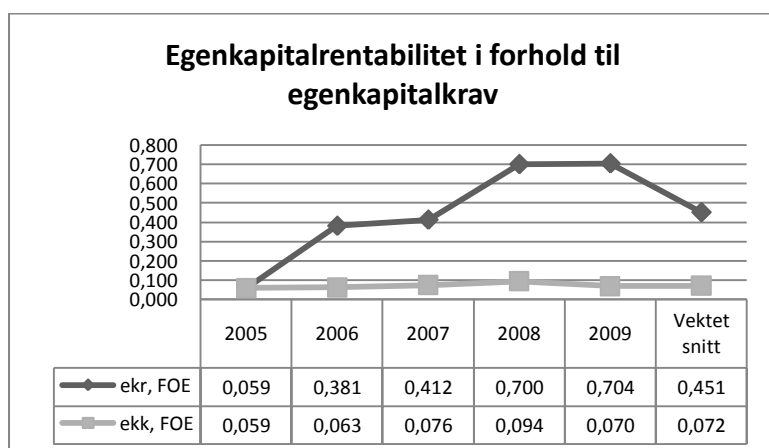
*EK* = Egenkapital

Egenkapitalrentabiliteten til Fred. Olsen Energy ligger noe under bransjeutvalget (figur 8-1) de to første årene av analysen, før både FOE og bransjens egenkapitalrentabilitet får et knekk i 2007. Fra 2007 ligger FOE sin egenkapitalrentabilitet jevnt over bransjegjennomsnittet ut analyseperioden. Likevektet over analyseperioden ligger bransjens egenkapitalrentabilitet under FOE sin, på henholdsvis 30,4 % og 45,1 %.



**Figur 8-1, Egenkapitalrentabilitet**

Egenkapitalrentabiliteten blir så sammenlignet med egenkapitalkravet for å vurdere Fred. Olsen Energy sin verdi, men også for å vurdere fremtidig lønnsomhet (Palepu og Healy, 2007), figur 8-2 nedenfor illustrerer dette forholdet.



**Figur 8-2, Egenkapitalrentabilitet i forhold til egenkapitalkrav**

Fra og med 2005 stiger egenkapitalrentabiliteten betraktelig, mens kapitalkravet forblir tilnærmet det samme. Den voldsomme økningen i lønnsomhet for FOE kommer av en kombinasjon av høykonjunktur og økt avkastning. Det var delvis på grunn av denne superprofitten at det ble etablert nye riggselskaper, jamfør konklusjon fra strategisk analyse. Rentabiliteten til FOE er god gjennom hele analyseperioden, med en likevektet egenkapitalrentabilitet på 45,1 % og et gjennomsnittlig egenkapitalkrav på 7,2 %.

## Superprofitt i egenkapitalen

For å undersøke nærmere om Fred. Olsen Energy har en vedvarende konkurransefordel også kalt superprofitt i forhold til bransjeutvalget, blir egenkapitalkravet og egenkapitalrentabiliteten undersøkt nærmere. Matematisk kan vi si at et Fred. Olsen Energy (FOE) har en strategisk fordel fremfor bransjen (B) dersom egenkapitalrentabiliteten (ekr) er større enn egenkapitalkravet (ekk), en potensiell superrentabilitet. Dette kan utregnes ved formelen:

$$\text{Superprofitt} = (ekr_B - ekk_B) + (ekr_{FOE} - ekr_B) + (ekk_B - ekk_{FOE})$$

Dersom den første utregningen er positiv (bransjen har en rentabilitet som er større enn kravet) betyr det at offshore borebransjen som Fred. Olsen Energy ASA opererer i har en ekstern bransjeorientert strategisk fordel, en positiv posisjon. Den andre og tredje utregningen forteller at FOE selv har en rentabilitet (kapitalkrav) som er større (lavere) enn bransjen, og har med det en intern ressursbasert strategisk fordel.

| ÅR                           | 2005          | 2006         | 2007         | 2008         | 2009         | Vektet snitt |
|------------------------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| ekr, B                       | 0,177         | 0,293        | 0,264        | 0,364        | 0,425        | 0,304        |
| - ekk, B                     | 0,062         | 0,073        | 0,092        | 0,108        | 0,070        | 0,081        |
| = Superrentabilitet, bransje | 0,115         | 0,220        | 0,171        | 0,255        | 0,355        | 0,223        |
| + ekr, FOE                   | 0,059         | 0,381        | 0,412        | 0,700        | 0,704        | 0,451        |
| - ekr, B                     | 0,177         | 0,293        | 0,264        | 0,364        | 0,425        | 0,304        |
| = Superrentabilitet, intern  | -0,118        | 0,088        | 0,149        | 0,336        | 0,279        | 0,147        |
| + ekk, B                     | 0,062         | 0,073        | 0,092        | 0,108        | 0,070        | 0,081        |
| - ekk, FOE                   | 0,059         | 0,063        | 0,076        | 0,094        | 0,070        | 0,072        |
| = Superrentabilitet, intern  | 0,003         | 0,010        | 0,017        | 0,014        | 0,000        | 0,009        |
| = <b>Strategisk fordel</b>   | <b>-0,001</b> | <b>0,318</b> | <b>0,337</b> | <b>0,605</b> | <b>0,634</b> | <b>0,379</b> |

Tabell 8-1, Strategisk fordel

Tabell 8-1, illustrerer potensialet for strategisk fordel. Den første utregningen som omhandler ekstern bransjeorientert strategisk fordel viser at det er en strategisk fordel i bransjen som øker over tidsperioden. Likevektet over analyseperioden er det superprofitt i bransjen på 22,3 %. Dette har nær sammenheng med resultatene fra den eksterne strategiske analysen. Det blir der konkludert med at petroleumsnæringen og boreriggbransjen i løpet av analyseperioden har vært inne i en sterk høykonjunktur som har vist seg å være svært positiv for riggselskapene. Da riggbransjen er en svært syklisk bransje er det tvilsomt at denne sterke bransje fordelen som er observert de seneste år er vedvarende over lengre tid. Over en lengre tidsperiode er denne strategiske fordelen vurdert som å være positiv på mellom 2 – 4 %.

Når det gjelder intern ressursbasert strategisk fordel har FOE en superrentabilitet i forhold til høyere rentabilitetsmål enn bransjen fra og med 2006 og utover. I forhold til kapitalkrav har

FOE et lavere kapitalkrav fra 2005 og utover dette gir en ressursorientert superrentabilitet på 15,6 %. FOE har med det en klar strategisk fordel i løpet av analyseperioden. I den interne ressursbaserte analysen, kommer det frem at FOE har en viktig ressurs i sin sterke økonomiske situasjon, men at selskapet ikke har noen ressurser som er unike og gir vedvarende konkurransefortrinn. Dette er sammenfallende med resultatene fra tabell 8-1, der det kommer frem at FOE's interne strategiske fordel er negativ i begynnelsen av analyseperioden før høykonjunktorens ettervirkninger satt inn.

Totalt sett kommer Fred. Olsen Energy sin strategiske fordel fra en ekstern bransjeorientert fordel i analyseperioden. Som nevnt tidligere er analyseperioden satt til toppen av en ekstrem høykonjunktur som har vært svært positiv for riggbransjen. Grunnet bransjens sterke sykliske natur er det lite som tyder på at FOE vil oppnå en vedvarende intern ressursorientert strategisk fordel over tid.

### **Dekomponering av kilder til lønnsomhet**

For å finne ut mer om de underliggende årsakene til lønnsomhet og vekst blir egenkapitalrentabiliteten dekomponert. Siden det skilles mellom drift og finansiering i regnskapsanalysen er det naturlig å videreføre dette ved å dekomponere i forhold til netto driftsrentabilitet. Det blir her sett nærmere på sammenhengen mellom egenkapitalrentabiliteten og netto driftsrentabilitet.

$$ekr = ndr + (ndr - nfgr) * nfgg + (ndr - mir) * mig$$

Hvor,  $ekr$  = Egenkapitalrentabilitet

$ndr$  = Netto driftsrentabilitet

$nfgr$  = Netto finansiell gjeldsrente

$nfgg$  = Netto finansiell gjeldsgrad

$mir$  = Minoritetsrentabilitet

$mig$  = Minoritetsgrad

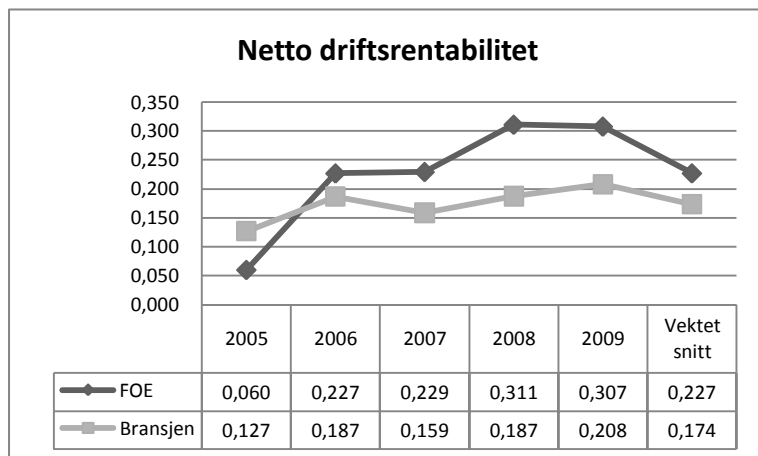
Det første leddet  $((ndr - nfgr) * nfgg)$  viser virkningen av finansiell gearing, mens det andre leddet  $((ndr - mir) * mig)$  viser virkningen av minoritetsinteresser. Fred. Olsen Energy har svært små minoritetsinteresser og det siste leddet blir derfor eliminert i de videre analysene.

### 8.1.1 Driftsanalyse

Driftsanalysen blir gjennomført ved å se nærmere på netto driftsrentabilitet. Netto driftsrentabilitet (ndr) blir estimert ved formelen:

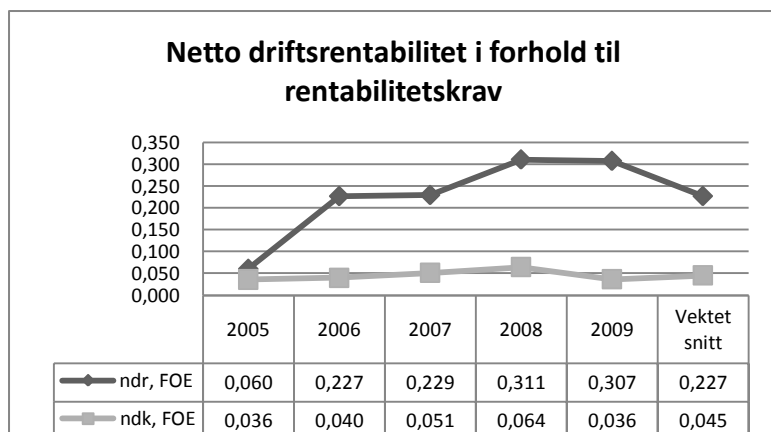
$$\text{ndr} = \frac{\text{Netto driftsresultat}_t}{\text{Netto driftskapital}_{t-1} + \frac{\Delta \text{Netto driftskapital} - \text{Netto driftsresultat}_t}{2}}$$

Av figur 8-3 kommer det frem at FOE sin netto driftsrentabilitet stiger jevnt gjennom hele analyseperioden men jevner seg noe ut mellom 2008 og 2009. I en sammenligning med bransjeutvalget ligger FOE over bransjegjennomsnittet fra og med 2006. Likevektet over analyseperioden har FOE en netto driftsrentabilitet over bransjen på henholdsvis 22,7 % i forhold til bransjens 17,4 %.



**Figur 8-3, Netto driftsrentabilitet**

For å gi mer mening til dette forholdstallet blir netto driftsrentabilitet sammenlignet med netto driftskrav fra kapittel 7.3. Figur 8-4 neste side, viser at FOE har en netto driftsrentabilitet over kravet, gapet mellom de to faktorene vokser gjennom analyseperioden og superprofitten fra drift øker over analyseperioden. Dette vil si at FOE har en meget god lønnsomhet i forhold til kravet og det ser ut som om at Fred. Olsen Energy har en strategisk fordel i drift. Gjennomsnittlig over analyseperioden har FOE en netto driftsrentabilitet på 22,7 % i forhold til et netto driftskrav på 4,5 %.



Figur 8-4, Netto driftsrentabilitet i forhold til netto driftskrav

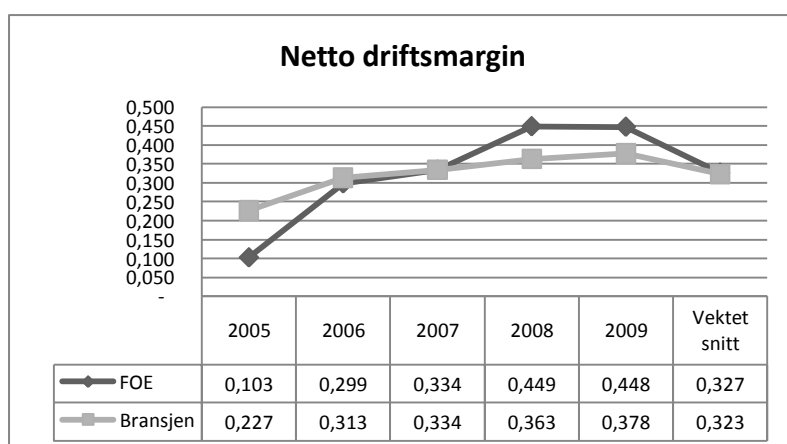
### 8.1.2 Oppsplitting av netto driftsrentabilitet

Da FOE har en meget god lønnsomhet i forhold til netto driftskrav, velger jeg å se nærmere på kilder til lønnsomhet i driften. Dette gjøres ved å dekomponere netto driftsrentabilitet for å finne ut hvor lønnsomt FOE sitt salg er i forhold til et driftsperspektiv (Palepu og Healy, 2008). Netto driftsrentabilitet blir splitta i netto driftsmargin og omløp til netto driftseiendeler. Netto driftsmargin (NDR/DI) måler lønnsomhet mens omløp til netto driftseiendeler (DI/NDE) måler effektivitet (Penman, 2007).

$$ndr = \frac{NDR}{DI} * \frac{DI}{NDE}$$

#### 8.1.2.1 Netto driftsmargin

Netto driftsmargin (ndm), viser netto driftsresultat per krone omsatt.



Figur 8-5, Netto driftsmargin

Figur 8-5, sammenligninger FOE med bransjeutvalget, bransjen har en sterkere netto driftsmargin frem til og med 2007, før FOE tar igjen bransjen. Andel av salg ender opp i driftsresultat. FOE sin netto driftsmargin, styrker seg gjennom hele perioden. Likevektet over analyseperioden har FOE en driftsmargin på 32,7 % mens bransjen har en driftsmargin på 32,3 %.

### Common size analyse

Netto driftsmargin kan undersøkes nærmere ved å se på forskjeller i resultatregnskapet mellom FOE og bransjen gjennom en common size analyse. For å se nærmere på potensielle forskjeller, blir postene satt opp i andel av driftsinntekter, i motsetning til resten av lønnsomhetsanalysen blir det ikke regnet gjennomsnittlig verdier her, dette fører med seg at det blir presentert noe ulike verdier i denne delen. Tabell 8-2, viser en sammenligning av FOE i forhold til den komparative bransjen, alle kostnadene er sett i andel av driftsinntekter.

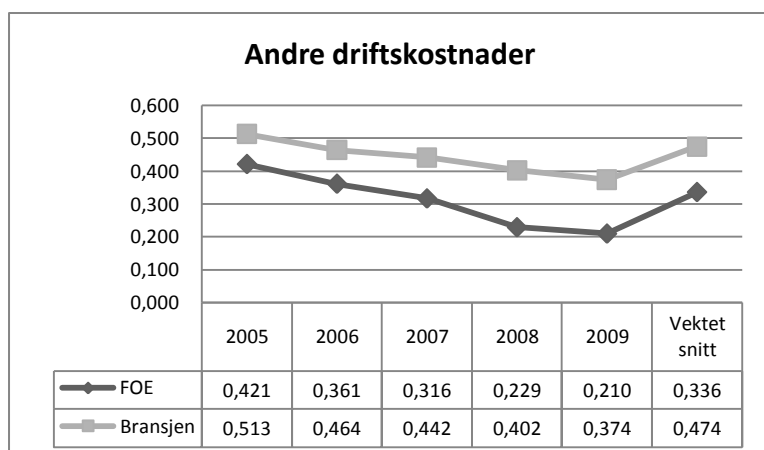
| ÅR                                   | 2005        | 2006        | 2007        | 2008        | 2009        | FOE         | Bransjen    |
|--------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Driftsinntekter                      | 1,00        | 1,00        | 1,00        | 1,00        | 1,00        | 1,00        | 1,00        |
| Andre driftskostnader                | -0,42       | -0,36       | -0,32       | -0,23       | -0,21       | -0,34       | -0,47       |
| Lønn og andre personalkostnader      | -0,26       | -0,22       | -0,23       | -0,19       | -0,18       | -0,22       | -0,07       |
| Avskrivninger                        | -0,21       | -0,12       | -0,12       | -0,12       | -0,15       | -0,16       | -0,14       |
| <b>Driftsresultat</b>                | <b>0,10</b> | <b>0,30</b> | <b>0,34</b> | <b>0,46</b> | <b>0,46</b> | <b>0,28</b> | <b>0,34</b> |
| Driftsrelatert skattekostnad         | -0,00       | -0,01       | -0,01       | -0,01       | -0,01       | -0,00       | -0,06       |
| <b>Netto driftsresultat</b>          | <b>0,10</b> | <b>0,30</b> | <b>0,33</b> | <b>0,45</b> | <b>0,45</b> | <b>0,28</b> | <b>0,28</b> |
| Netto finansinntekter                | 0,00        | 0,01        | 0,01        | 0,01        | 0,00        | 0,00        | 0,01        |
| Nettoresultat til sysselsatt kapital | 0,11        | 0,30        | 0,34        | 0,46        | 0,45        | 0,28        | 0,30        |
| Netto finanskostnader                | -0,05       | -0,03       | -0,02       | -0,02       | -0,01       | -0,03       | -0,03       |
| <b>Nettoresultat til EK</b>          | <b>0,05</b> | <b>0,27</b> | <b>0,32</b> | <b>0,43</b> | <b>0,44</b> | <b>0,25</b> | <b>0,26</b> |

Tabell 8-2, Netto driftsresultat FOE i forhold til komparativ bransje

Til høyre i tabell 8-2, er det beregnet gjennomsnittlige andeler for FOE og for bransje utvalget. FOE har en lavere andel av driftsinntekter som går til andre driftskostnader men samtidig en høyere andel som går til lønn og personalutgifter. Tiltross for forskjeller i kostnadsstruktur, sitter både FOE og bransjeutvalget igjen med gjennomsnittlig 28 % av driftsinntektene i netto driftsresultatet. Hovedgrunnen til dette er som tidligere nevnt at FOE har hatt en veldig lav skattesats de siste år.

**Andre driftskostnader,** Fred. Olsen Energy har relativt sett, redusert sine andre driftskostnader fra 42,1 % av andre driftsinntekter i 2005 til 21 % i 2009. Dette er vist i figur 8-6 som en sterk nedgående trend. Ved en sammenligning med bransjeutvalget kommer det frem at bransje utvalget i samme periode også har hatt en nedgående trend i andel av driftsinntekter som går til andre driftskostnader, men ikke like sterk reduksjon som FOE.

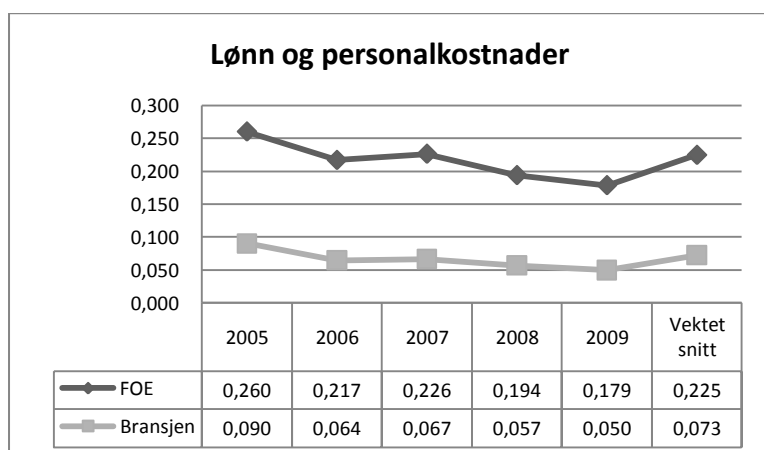




**Figur 8-6, Andre driftskostnader i andel av driftsinntekter**

Likevektet over analyseperioden utgjør FOE sine andre driftskostnader 33,7 % av driftsinntektene, mens bransjen har et mye høyere gjennomsnitt på 47,4 %. Det er svært positivt for FOE at de har greid å redusere andel av driftsinntektene som går til andre driftskostnader, og samtidig har en andel som er lavere enn bransjeutvalget.

**Lønnskostnader,** FOE sin andel av lønnskostnader er redusert over fem års perioden, fra 26 % av driftsinntektene til 17,9 % i 2009, figur 8-7. Ved en sammenligning med bransjeutvalget kommer forskjellene klart frem. Mens FOE har et vektet snitt av driftsinntektene på 22,5 % har bransjeutvalget et betydelig lavere gjennomsnitt på magre 7,3 % av driftsinntektene som går til lønn og personalkostnader.



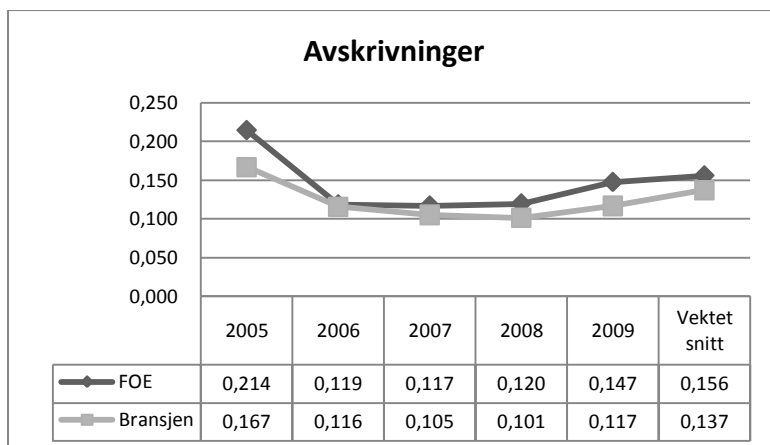
**Figur 8-7, Lønn og personalkostnader i % andel av driftsinntekter**

Denne store forskjellen i lønn og personalkostnader kan komme av at bransjeutvalget er betydelig mer effektive enn FOE. Eventuelt at FOE har et relativt høyere lønnsnivå i og med

at FOE er et norsk selskap. Eller eventuelt av at kostnader til personal blir klassifisert ulikt grunnet at tre av selskapene i bransjeutvalget følger USGAAP, mens FOE følger IFRS.

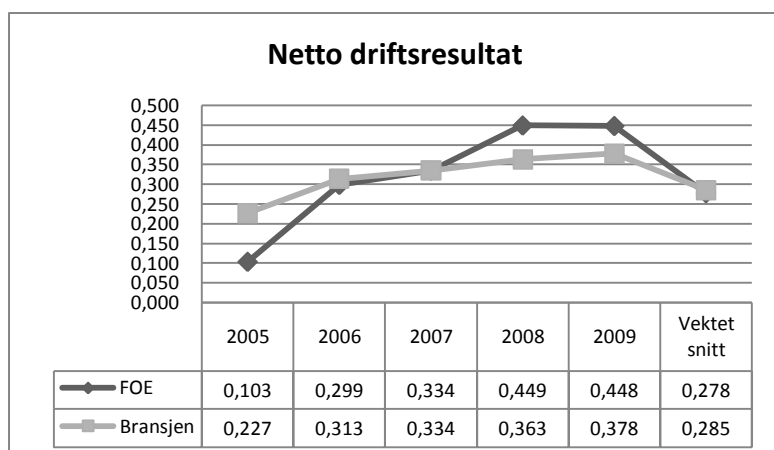
FOE har de seneste år gjennomført flere effektiviseringsprogram og har solgt ut deler av driften, som en følge av dette ble gjennomsnittlige ansatte i bedriften per år redusert fra 1239 i 2002 til 687 i 2004. Ved et enkelt blikk på figur 8-7 kan det se ut som om at FOE har effektivisert driften ved at en lavere andel av driftsinntektene går til lønnskostnader, men dette kommer mest sannsynlig av høyere dagrater og ikke effektivisering. Samtidig har FOE en høyere lønnsutgift for hver enkelt ansatt. Dette kan sees i sammenheng med konklusjonene fra den strategiske analysen angående press på kvalifisert arbeidskraft og større forhandlingsmakt hos de ansatte i løpet av analyseperioden.

**Avskrivninger**, gjennom analyseperioden varierer FOE sin andel avskrivninger i forhold til driftsinntekter, men holder seg noe mer stabilt stigende fra 2006. Ved en sammenligning med bransjeutvalget har FOE en noe høyere andel avskrivninger med 15,6 % av driftsinntektene i forhold til bransjen som har 13,7 % av driftsinntektene, vist i figur 8-8 nedenfor.



**Figur 8-8, Avskrivninger i % av driftsinntekter**

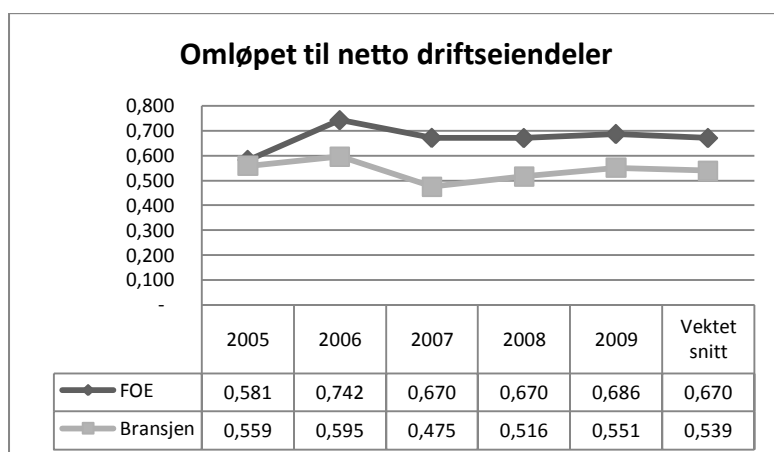
**Netto driftsresultat**, målt i prosent av driftsinntekter over analyseperioden, stiger FOE sitt netto driftsresultat jevnt fra 10,3 % i 2005 til 44,8 % i 2009. I en sammenligning med bransjeutvalget kan det observeres like tendenser der netto driftsresultat i forhold til driftsinntekter øker jevnt over perioden. I et likevektet snitt sitter FOE igjen med 27,8 % av driftsinntekten i netto driftsresultatet mens det samme tallet for bransjeutvalget er på 28,5 %, som man kan se i figur 8-9, neste side.



Figur 8-9, Netto driftsresultat i % av driftsinntekter

### 8.1.2.2 Omløpet til netto driftseiendeler

Omløpet til netto driftseiendeler (onde), er det andre leddet i oppslittingen av netto driftsrentabilitet. Dette forholdstallet måler effektiviteten i kapitalbruken, det vil si evne til å skape driftsinntekter per krone investert.



Figur 8-10, Omløpet til netto driftseiendeler

Vist ovenfor i figur 8-10, har FOE en sterkere effektivitet i kapitalbruken enn bransjeutvalget. Dette kan identifiseres ved at FOE sitt omløp til netto driftseiendeler ligger over bransjeutvalget hele analyseperioden. Likevektet over analyseperioden har FOE et omløp på netto driftseiendeler på 67 % mens bransjen har 53,9 %. Dette er svært positivt for FOE som betyr at de er mer effektive i kapitalbruken enn bransjen.

Også omløpet til netto driftseiendeler kan ytterligere dekomponeres, det er vanlig å dekomponere dette forholdstallet per enhet produsert eller et annet bransjemål som gir mening for den aktuelle bransjen. Da jeg ikke fant tilstrekkelig informasjon om relevante måletall som

samtidig bidrar med mer informasjon, ble det ikke utført ytterligere dekomponering av omløpet til netto driftseiendeler.

### 8.1.2.3 Netto driftsrentabilitet

For å vise sammensetningen av netto driftsrentabilitet blir de to siste delene, netto driftsmargin og omløpet til netto driftseiendeler oppsummert i tabell 8-3. Netto driftsrentabiliteten stiger som tidligere nevnt gjennom hele analyseperioden, dette er en følge av at både netto driftsmargin og omløpet til driftseiendeler øker. Som vist i figur 8-3 (netto driftsrentabilitet) har FOE en sterkere netto driftsrentabilitet over analyseperioden enn bransjeutvalget, forskjellen skyldes at FOE har en sterkere evne til å skape driftsinntekter per krone investert (onde). Det kan dermed se ut som om at Fred. Olsen Energy har en ressursfordel i driften.

| ÅR                   | 2005         | 2006         | 2007         | 2008         | 2009         | Vektet snitt |
|----------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Netto driftsresultat | 297 313      | 1 208 649    | 1 430 621    | 2 600 319    | 2 957 289    | 1 698 838    |
| Driftsinntekter      | 2 882 880    | 4 048 184    | 4 276 981    | 5 786 773    | 6 600 000    | 4 718 964    |
| ndm                  | 0,103        | 0,299        | 0,334        | 0,449        | 0,448        | 0,327        |
| Driftsinntekter      | 2 882 880    | 4 048 184    | 4 276 981    | 5 786 773    | 6 600 000    | 4 718 964    |
| Gjennomsnittlig NDE  | 4 958 413    | 5 454 663    | 6 379 521    | 8 637 953    | 9 618 206    | 7 009 751    |
| onde                 | 0,581        | 0,742        | 0,670        | 0,670        | 0,686        | 0,670        |
| <b>ndr, FOE</b>      | <b>0,060</b> | <b>0,222</b> | <b>0,224</b> | <b>0,301</b> | <b>0,307</b> | <b>0,223</b> |

Tabell 8-3, Netto driftsmargin og omløp til netto driftseiendeler for FOE

### 8.1.3 Analyse netto finansiell gearing

Netto finansiell gearing består av netto rentemargin (ndr – nfgr) multiplisert med netto finansiell gjeldsgrad (nfgg) og er det andre leddet i dekomponeringen av egenkapitalrentabilitet ( $ekr = ndr + (ndr - nfgr) * nfgg$ ). Begynner med å estimere netto finansiell gjeldsrente (nfgr) ved formelen:

$$nfgr = \frac{(NFK - NFI)}{NFG_{t-1} - (\Delta NFG - (NFK - NFI))/2}$$

Hvor, *nfgr* = Netto finansiell gjeldsrente

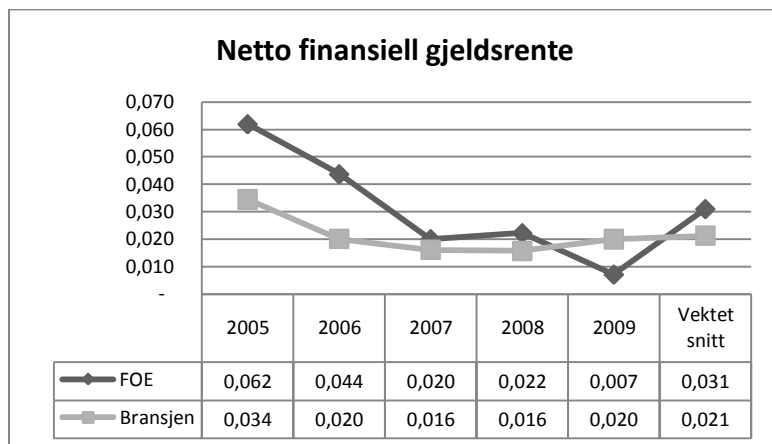
*NFK* = Netto finanskostnad

*NFI* = Netto finansinntekt

*NFG* = Netto finansiell gjeld

Figur 8-11, illustrerer sammenhengen mellom FOE og den komparative bransje sin netto finansielle gjeldsrente. FOE sin finansielle gjeldsrente har falt kraftig over analyseperioden fra en topp i 2005 på 6,2 % til magre 0,7 %. Bransjeutvalget har også hatt en fallende

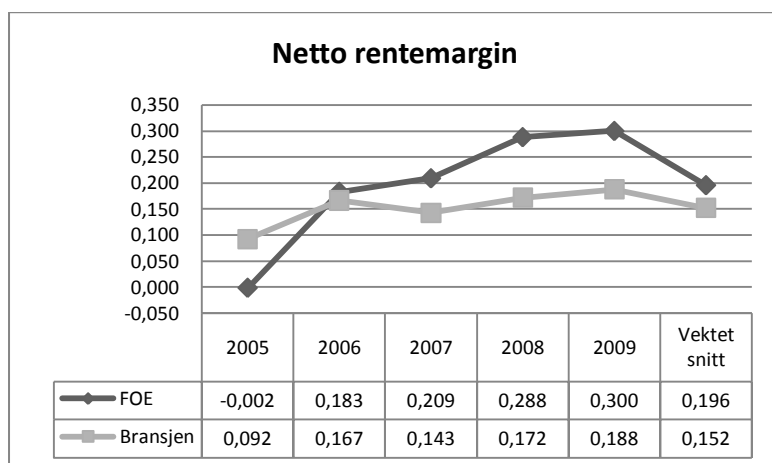
gjeldsrente, men ikke et like bratt fall. Likevektet over analyseperioden har FOE en høyere finansiell gjeldsrente på 3,1 % i forhold til bransjens på 2,1 %.



Figur 8-11, Netto finansiell gjeldsrente

### 8.1.3.1 Netto rentemargin

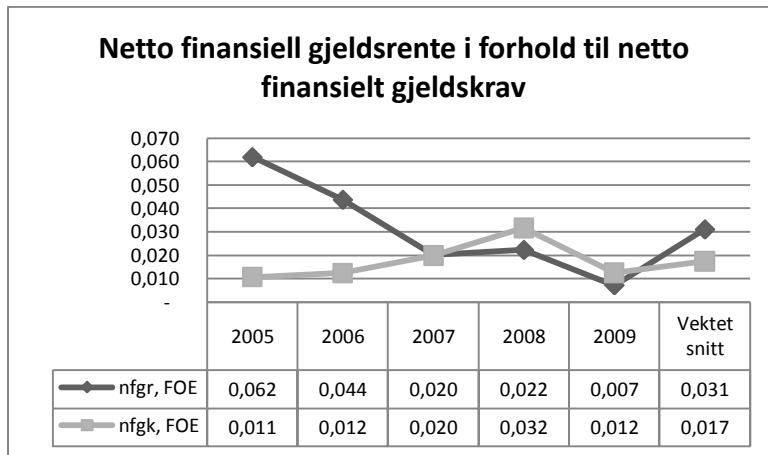
Nedenfor i figur 8-12 er netto rentemargin beregnet, dersom rentemarginen er positiv og økende vil det si at det lønner seg for selskapet å låne penger. I FOE sitt tilfelle, er netto rentemargin positiv alle år fra og med 2006, og stiger bratt gjennom analyseperioden, dette betyr at de har større avkastning fra drift enn det de må betale i rentekostnader. Ved en sammenligning med bransjeutvalget ligger netto rentemargin på gjennomsnittlig 19,6 % for FOE og noe lavere for bransjen på 15,2 %.



Figur 8-12, Netto rentemargin

Netto finansiell gjeldsrente blir så sammenlignet med netto finansielt gjeldskrav fra kapittel 7.2.4. Dersom gjeldsrenten er over gjeldskravet betyr det at kreditorene tar seg for mye betalt. Figur 8-13 nedenfor, illustrerer dette forholdet, der vi kan se at FOE har en høy finansiell

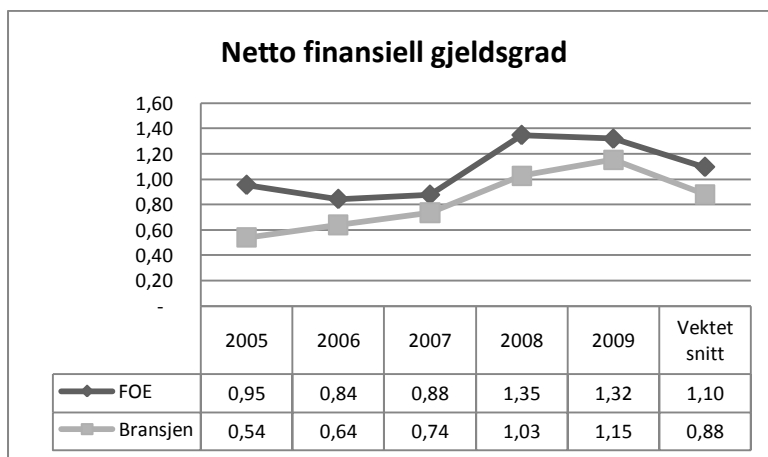
gjeldsrente i begynnelsen av perioden, samtidig som denne synker øker gjeldskravet, og krysser hverandre i 2007. Resten av perioden har FOE et gjeldskrav som er høyere enn gjeldsrenten, som vitner om en positiv utvikling. Likevektet over analyseperioden ligger FOE sin gjeldsrente noe over gjeldskravet på henholdsvis 3,1 % i forhold til 1,7 %.



Figur 8-13, Netto finansiell gjeldsrente i forhold til netto finansielt gjeldskrav

### 8.1.3.2 Netto finansiell gjeldsgrad

Det neste leddet i netto finansiell gearing er netto finansiell gjeldsgrad (nfgg), som er en dividering av gjennomsnittlig netto finansiell gjeld på gjennomsnittlig egenkapital. I figur 8-14, blir forholdet mellom FOE og bransjens gjeldsgrad vist.



Figur 8-14, Netto finansiell gjeldsgrad

Fred. Olsen Energy sin gjeldsgrad øker kraftig fra 2006 til 2008 for så å stabilisere seg i 2009, de har gjennom hele perioden en høyere gjeldsgrad enn bransjen. Bransjens gjeldsgrad derimot stiger jevnt fra 2005 til og med 2009. I et vektet gjennomsnitt har FOE en gjeldsgrad på 1,10 mens bransjen har en gjeldsgrad på 0,88, dette vil si at FOE har en høyere finansiell risiko enn

bransjeutvalget. I tabell 8-4 blir FOE sin finansielle gearing oppsummert, som vi ser har FOE en positiv virkning av finansiell gearing, der kapitalstrukturen bidrar positivt.

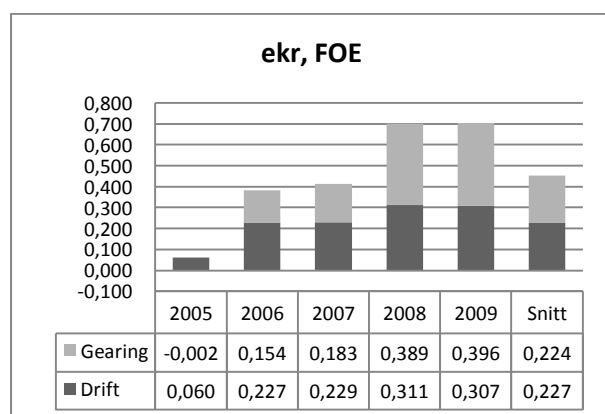
| ÅR                   | 2005   | 2006  | 2007  | 2008  | 2009  | FOE   | Bransjen |
|----------------------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|----------|
| ndr, FOE             | 0,060  | 0,227 | 0,229 | 0,311 | 0,307 | 0,227 | 0,174    |
| - nfgr, FOE          | 0,062  | 0,044 | 0,020 | 0,022 | 0,007 | 0,031 | 0,021    |
| = Rentemargin        | -0,002 | 0,183 | 0,209 | 0,288 | 0,300 | 0,196 | 0,152    |
| * nfgg, FOE          | 0,954  | 0,842 | 0,876 | 1,349 | 1,319 | 1,096 | 0,880    |
| = Finansiell gearing | -0,002 | 0,154 | 0,183 | 0,389 | 0,396 | 0,215 | 0,134    |

Tabell 8-4, Analyse av finansiell gearing

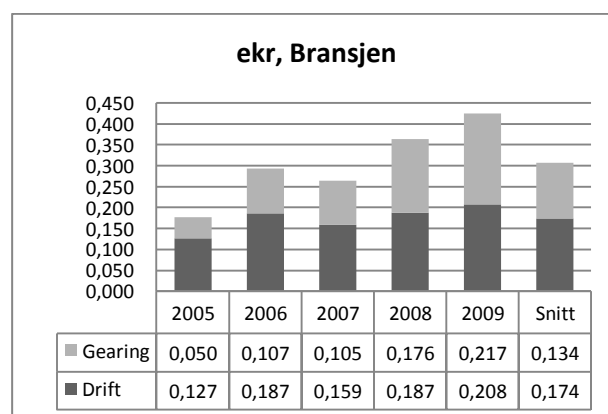
I en sammenligning med gjennomsnittet i bransjeutvalget har FOE en høyere andel finansiell gearing enn bransjen.

### 8.1.4 Egenkapitalrentabilitet

Kan da sette del elementene inn i dekomponering av egenkapitalrentabiliteten.  $ekr = ndr + (ndr - nfgr) * nfgg$ . Figurene 8-15 og 8-16 illustrerer henholdsvis Fred. Olsen Energy og bransjeutvalgets sammensetning av egenkapitalrentabiliteten som først ble presentert i figur 8-1, "Egenkapitalrentabilitet". For FOE sin del kommer den største kilden til egenkapitalrentabilitet fra drift i 2005 til og med 2007, mens forholdet endrer seg i 2008 og 2009 der den største kilden til egenkapitalrentabilitet er virkning fra finansiell gearing. Når det gjelder bransjeutvalget er det like tendenser der den største kilden til egenkapitalrentabilitet kommer fra drift fra 2005 til og med 2008, mens forholdet endrer seg i 2009 der den største kilden til egenkapitalrentabilitet er virkninger av finansiell gearing.



Figur 8-15, FOE sin sammensetning av ekr



Figur 8-16, Bransjen sin sammensetning av ekr

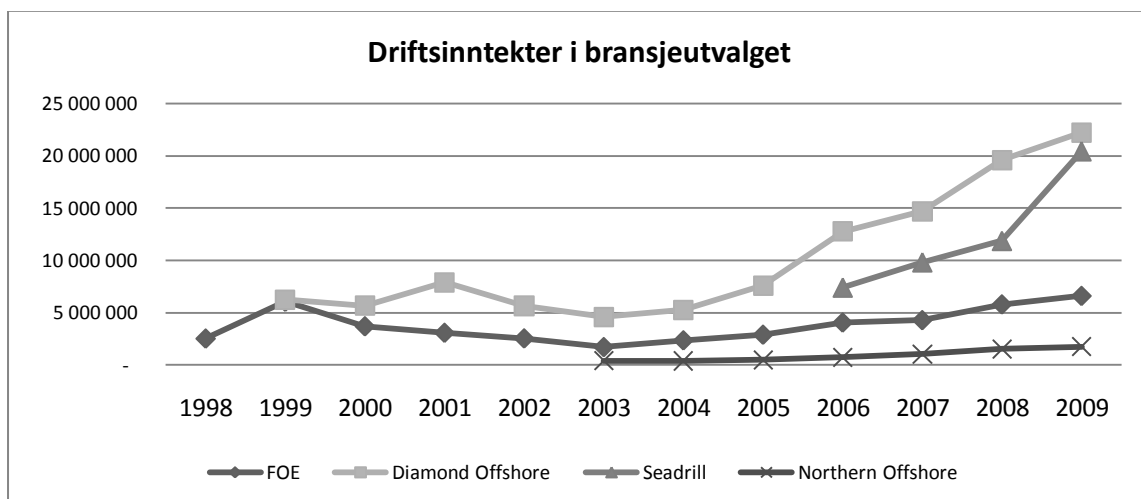
## 8.2 Analyse av vekst

Et sentralt element i en fundamental verdsettelse er forholdet mellom historisk vekst og fremtidig vekst potensial. Fred. Olsen Energy opererer i en noe spesiell bransje da den er både avhengig av tilbud og etterspørsel etter boreenheter samt at dette forholdet igjen er avhengig av nivået på oljeprisen og oljeselskaperens investeringsrate, jamfør strategisk analyse. Da kontrakter vedrørende boreroppdrag skjer til et annet tidspunkt enn da oppdragene blir utførte, er det et vis etterslepp mellom prisen på inngåtte kontrakter og nåværende oljepriser.

Ved å analysere vekst setter man fokus på om bedriften har evne til å vokse, og ser på underliggende kilder til vekst, spesielt egengenerert vekst som er vedvarende. Ved å se på vekst over tid og bransjen kan man finne ut som selskapet vokser mer enn bransjen, som vil si at selskapet tar markedsandeler fra bransjen. En annen viktig del av analyse av vekst er å se på livssyklusen, om selskapet er i en vekst, moden eller tilbakegang fase. Også i denne vurderingen er det viktig å vurdere ”mean reversion” som vil si at lønnsomhet har en tendens til å trekkes mot kravet over tid. Veksten på langsikt kan ikke være større enn forventet realvekst i den samlede økonomien, nominell vekst er 5 % med 2,5 % inflasjon.

### 8.2.1 Analyse av vekst i driftsinntekter

Som nevnt opererer FOE i en syklisk bransje, det blir derfor sett nærmere på FOE sine driftsinntekter over en noe lengre periode og bransjeutvalget der det er tilgjengelig informasjon, figur 8-20, alle tall i NOK 1 000.



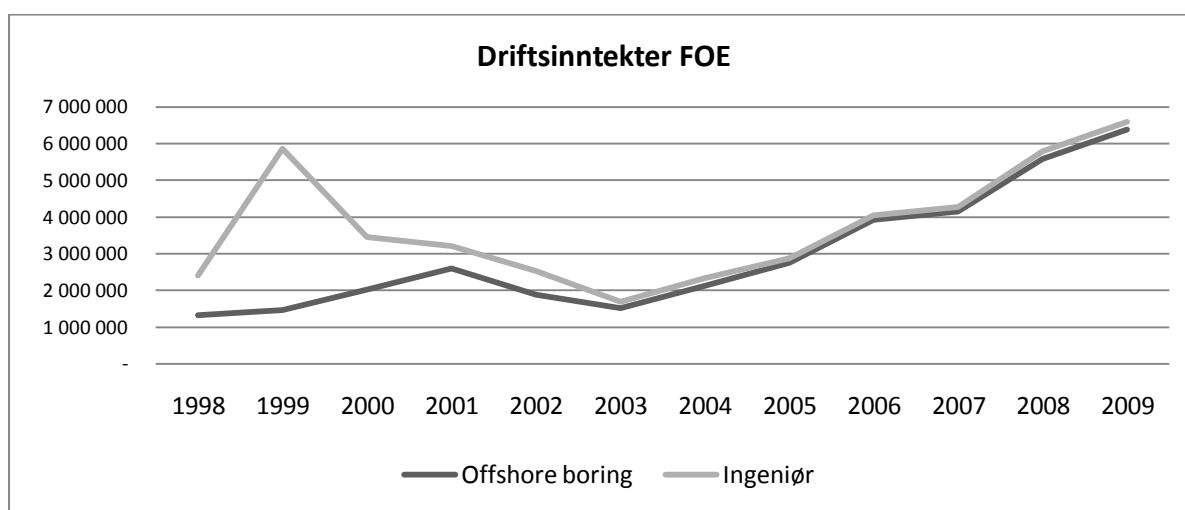
Figur 8-17, Driftsinntekter<sup>2</sup>

<sup>2</sup> Alle tall er i NOK 1000, for de fire selskapene Diamond offshore drilling, Northern offshore, Seadrill og Transocean som rapporterer i USD er regnskapene omgjort til NOK ved et års gjennomsnitt av månedsdata.



Ut fra figur 8-17 ovenfor, ser vi kollektive svingninger som styrker konklusjonen fra den strategiske analysen om et syklisk marked. Mye av denne veksten som vi ser skyldtes en positiv oppgang i riggmarkedet de seneste år og en følgende økning i dagratene. Fra figuren ser vi at alle selskapene i bransjeutvalget opplevde trangere kår før markedet tok seg kraftig opp fra 2005 og gjennom 2008.

For å få et nærmere innblikk i FOE sin situasjon ser jeg nærmere på historiske inntekter fordelt på driftssegmentene ingeniør og offshore boring, figur 8-18.



**Figur 8-18, Historiske driftsinntekter**

Det må nevnes at Fred. Olsen Energy har lagt om driften radikalt fra de første år, i 2000 kom blant annet 73 % av driftsinntektene fra ingeniør avdelingen mens i 2009, var dette tallet redusert til 3 % av de totale driftsinntektene. FOE har gjennom perioden fulgt den tradisjonelle markedstrenden, men med en noe lavere stigningsprosent enn bransjeutvalget, tiltross for dette har FOE hatt en bra økning i driftsinntekter i løpet av høykonjunkturen.

Jamfør den strategiske analysen og regnskapsanalysen kommer Fred. Olsen Energy sin vekst de siste år stort sett fra positive bransje forhold knyttet til høykonjunkturen. Når det gjelder forventninger om fremtidig vekst potensial er det antatt at FOE vil følge tradisjonelle konjunkturer i økonomien.

### 8.3 Konklusjon lønnsomhetsanalyse

Ved å sammenligne bransjens egenkapitalrentabilitet med bransjens kapitalkrav kommer det frem at det i løpet av analyseperioden har vært en til tider svært så positiv bransjeorientert superrentabilitet. Likevektet over analyseperioden ligger denne på hele 37,9 %. I konklusjonen fra den strategiske analysen blir det faktum at petroleumsnæringen og den mobile boreriggbransjen er sterkt syklisk vektlagt. Da en potensiell ekstern bransjeorientert superprofitt er sterkt avhengig av konjunkturer på verdensmarkedet, vil en fremtidig fordel være svært så positiv i høykonjunkturer, mens moderat eller lav ellers. Med et lengre tidsperspektiv i mente er det antatt at en slik bransjeorientert superprofitt vil være positiv, mellom 2 – 4 %.

For å undersøke nærmere om Fred. Olsen Energy selv har en potensiell intern ressursorientert fordel fremfor andre selskaper i bransjeutvalget blir det utført en sammenligning av Fred. Olsen Energy sin egenkapitalrentabilitet med bransjens egenkapitalrentabilitet. FOE har gjennom hele analyseperioden en svært positiv egenkapitalrentabilitet som i 2009 ligger på hele 70,4 %. Den komparative bransjen har også hatt en svært positiv egenkapitalrentabilitet. Likevektet over analyseperioden ligger FOE sin egenkapitalrentabilitet på 45,1 % mens bransjens på 30,4 %.

For å finne mer ut av de underliggende årsakene til lønnsomhet og vekst blir egenkapitalrentabiliteten dekomponert i drift og finansiering. Dekomponeringen viser at Fred. Olsen Energy i forhold netto driftsmargin har en ressursulempe, der en større andel av bransjens salg ender opp i driftsresultat enn FOE's. Likevektet over analyseperioden har FOE en driftsmargin på 27,9 % mens bransjen har en driftsmargin på 32,3 %. Forskjellen mellom FOE og bransjen kan blant annet skyldes at FOE har et høyere kostnadsnivå enn bransjeutvalget.

FOE har imidlertid en sterkere effektivitet i kapitalbruken enn bransjeutvalget, analysert ved å se nærmere på omløpet til netto driftseiendeler. Likevektet over analyseperioden ligger denne på 67 % for FOE og 53,9 % for bransjen. Dette er svært positivt for FOE som betyr at de er mer effektive i kapitalbruken enn bransjen. På grunn av den sterke effektiviteten i kapitalbruken har FOE en sterkere netto driftsrentabilitet over analyseperioden enn bransjeutvalget, forskjellen skyldes at FOE har en sterkere evne til å skape driftsinntekter per krone investert. Det kan dermed se ut som om at Fred. Olsen Energy har en ressursfordel i driften.

FOE har en netto finansiell gjeldsrente som faller kraftig over analyseperioden, gjennomsnittlig har FOE en gjeldsrente på 3,2 % mens bransjeutvalget har 2,1 %. For FOE ligger gjeldsrenten marginalt over netto finansielt gjeldskrav i et likevektet snitt, dette betyr at kreditorene gjennomsnittlig over analyseperioden har tatt seg for mye betalt. Netto rentemargin er positiv fra 2006 og utover og ligger over bransjen sin rentemargin. Dette betyr at FOE har en større avkastning fra drift enn det de må betale i rentekostnader.

Den viktigste kilden til egenkapitalrentabiliteten for Fred. Olsen Energy kommer fra drift. Både FOE og bransjeutvalget har historisk hatt en svak strategisk fordel i drift, men basert på den strategiske analysen er det lite trulig at denne strategiske fordel fra drift er vedvarende over lengre tid.

## 9 Fremtidskrav

Fremtidskravet er den kapitalkostnaden som blir brukt til å diskontere de fremtidige kontantstrømmene tilbake til i dag. Dette er den avkastningen som investor potensielt kan oppnå ved å investere i aksjer til et selskap. For beregning av fremtidskravet blir det antatt Miller – Modigliani – hypotese, som sier at verdien til et selskap er uavhengig av hvordan det er finansiert eller hvilken utbyttepolitikk som føres. Det kan derfor benyttes vektet gjennomsnittelig kapitalkostnad, WACC. WACC representerer alternativ kostnaden som investorer opplever ved å investere sine midler i et spesielt selskap fremfor å investere i andre lignende investeringer (Koller et al., 2005). WACC beregner avkastningskrav for alle kilder til kapital som for eksempel egenkapital og gjeld, dersom selskapet har andre kilder til kapital må det beregnes avkastningskrav for dem også. Ved å gjøre dette får man et vektet gjennomsnitt av aksjonærenes og kreditorenes avkastningskrav. WACC blir beregnet ved den følgende formelen.

$$WACC = \frac{EK}{EK + G} * ekk + \frac{G}{EK + G} * nfgk * (1 - s)$$

Hvor,  $EK$  = Egenkapital  
 $G$  = Gjeld  
 $ekk$  = Avkastningskrav på egenkapital  
 $nfgk$  = Avkastningskrav på gjeld  
 $(1 - S)$  = Skatterate

WACC formelen vekter markedsverdi av egenkapital i forhold til markedsverdi av gjeld (Koller et al., 2005). Utregningen av WACC skjer i tre steg der jeg først beregner FOE sin kapitalstruktur, som er forholdet mellom egenkapital og gjeld. Deretter blir avkastningskrav på egenkapital beregnet og til slutt avkastningskrav på gjeld.

### 9.1 Kapitalstruktur

Det første steget er å beregne FOE sin kapitalstruktur, dette gjøres ved å dividere FOE sin markedsverdi av egenkapital og markedsverdien av gjeld på den totale markedsverdien av selskapet. Markedsverdien av egenkapitalen blir utregnet som markedspris på aksjer multiplisert på antall utestående aksjer. I følge tall hentet fra Fred. Olsen Energy sin hjemmeside har Fred. Olsen Energy en gjennomsnittelig pris pr aksje på 220,19 kr<sup>3</sup>. Det er

<sup>3</sup> <http://www.fredolsen-energy.no/?aid=9046782>. For å utjevne eventuelle kortsiktige svingninger ser jeg på gjennomsnittlig aksjekurs de siste 30 handelsdager, per 31.12.09.

66,3 mill utestående aksjer i Fred. Olsen Energy ASA, dette gir en markedsverdi på egenkapitalen per 31.12.09 på 14 598,6 millioner NOK. Gjelden bør også slik som egenkapitalen bli vurdert til markedsverdi. I de fleste tilfeller er bokført verdi av gjeld tilnærmet lik markedsverdien. Per fjerde kvartal 2009 har Fred. Olsen Energy en rentebærende gjeld på 6 721,7 millioner NOK, dette er vist i tabell 9-1.

|  | 2009                  | Andel          |
|--|-----------------------|----------------|
| Markedsverdi av egenkapital            | 14 598 697 000        | 68,5 %         |
| Verdi av finansiell gjeld              | 6 721 700 000         | 31,5 %         |
| <b>Total markedsverdi av selskapet</b> | <b>21 320 397 000</b> | <b>100,0 %</b> |

Tabell 9-1, Kapitalstruktur

## 9.2 Avkastningskrav på egenkapitalen

I samsvar med hvordan det historiske avkastningskravet til egenkapital ble estimert blir det også for fremtiden brukt CAPM modellen. Avkastningskravet til egenkapitalen endrer seg over tid etter hvert som egenkapital andelen endrer seg, CAPM er derfor en en – periodisk modell og må beregnes for hvert år i analyseperioden. For ytterligere informasjon om avkastningskrav til egenkapitalen henvises det til historiske avkastningskrav i kapittel 7.

$$\text{CAPM} = R_f * (1 - S) + \{R_m - R_f * (1 - S)\} * \beta_{EK}$$

Hvor,  $R_f$  = Risikofrirente

$R_m$  = Forventet avkastning for markedsporteføljen

$\beta_{EK}$  = Egenkapitalbeta

For å estimere risikofri rente for fremtiden ser jeg nærmere på 10 – års statsobligasjonsrente fra Norges Bank, denne ligger per januar 2010 på 4,08 %, i motsetning til hvordan risikofrirente ble beregnet historisk, blir det ikke trukket fra risikopremie på 10 % her. Markedets risikopremie etter skatt, har historisk vært på 5 % og det forutsettes at denne vil vedvare. Når det gjelder egenkapitalbetaen var den historisk på 0,945, jamfør regnskapsanalysen. I fremtiden er det forventet et stabilt nivå mellom egenkapital og gjeld, egenkapitalbetaen er derfor forventet også å vedvare på nåværende nivå. Disse resonnementene gir et egenkapitalkrav for fremtiden på 7,66 %, vist nedenfor.

$$\text{CAPM} = 4,08 \% * (1 - 0,28) + (5 \% * 0,945) = 7,66 \%$$

### 9.3 Avkastningskrav på finansiell gjeld

Dette er det avkastningskravet som finansielle lånegivere krever for å låne ut penger til selskapet. Det fremtidige avkastningskravet på finansiell gjeld består av risikofri nominell rente og en risikopremie for konkurrisiko (kredittrisikopremie). I risikoanalysen kapittel 6 ble det utført en syntetisk rating, ut fra denne ratingen kom det frem at FOE er et sterkt selskap med hensyn til sine økonomiske forpliktelser med en rating på A-, dette gir en kredittrisikopremie på 0,25. Jamfør den strategiske analysen kommer det frem at Fred. Olsen Energy opererer i en sterkt syklisk bransje, på bakgrunn av denne informasjonen blir FOE sin rating nedjustert til BBB for fremskrivningen for å ta hensyn til potensielle nedganger i økonomien, dette gir en kredittrisikopremie på 0,4. Kredittrisikopremien blir multiplisert med risikofrirente etter skatt. Dette gir FOE et avkastningskrav på finansiell gjeld etter skatt på 3,7 %, vist nedenfor.

$$nfgk = (4,08 \% * (1 - 0,28)) + \{0,4 * (4,08 \% * (1 - 0,28))\} = 3,70 \%$$

### 9.4 Fremtidig avkastningskrav

Det fremtidige vektete avkastningskravet blir beregnet ved WACC formelen nedenfor. Da det blir forutsatt at forholdet mellom egenkapital og gjeld forblir konstante i fremtiden blir det kun beregnet et vektet avkastningskrav for hele fremskrivningsperioden på 6,41 %.

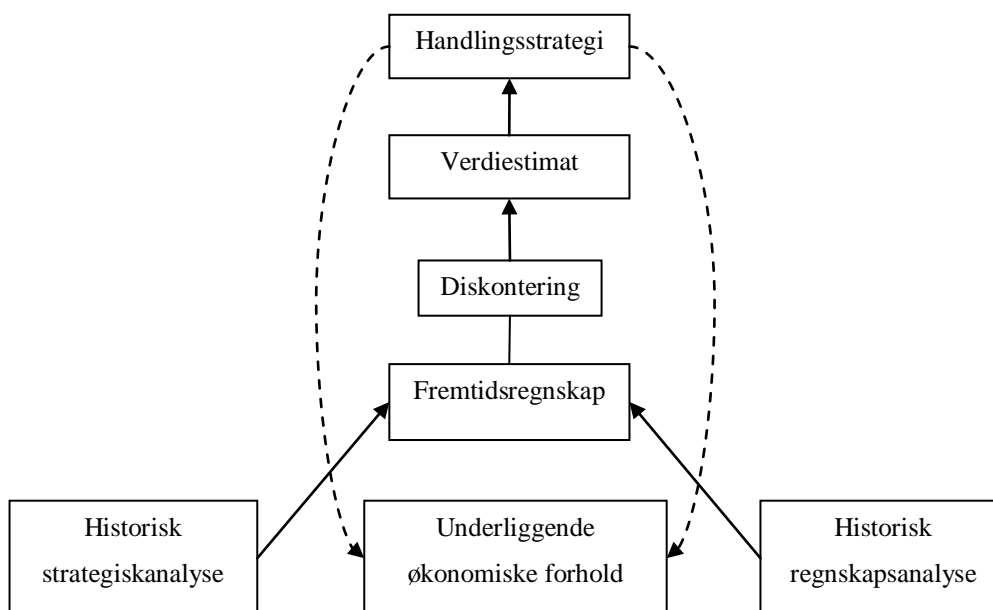
$$WACC = 0,685 * 7,66 \% + 0,315 * 3,70 \% = 6,41 \%$$

## 10 Fremtidsregnskap

For å utarbeide et fremtidsregnskap, en prognose på hvordan fremtiden for Fred. Olsen Energy kommer til å bli, blir det brukt resultater fra de historiske analysene av strategi og regnskap. Det vil her bli lagd en prognose på netto driftsresultat og netto driftseiendeler.

### 10.1 Rammeverk for fremtidsregnskapet

Rammeverket for fremtidsregnskapet er vist i figur 10-1, nedenfor som viser et utsnitt av figur 3-1, "Rammeverk for fundamental verdsettelse". Den strategiske analysen diskuterer viktige områder i forhold til Fred. Olsen Energy og bransjen sin historie samt gir kvalitativ innsikt i den nærmeste fremtid. Regnskapsanalysen på sin side bidrar med viktig kvantitativ informasjon om historisk risiko og lønnsomhet. Denne innsikten om grunnleggende bransje og selskapsforhold blir satt sammen i dette kapittelet ved en utarbeidelse av et budsjett for fremtiden.



Figur 10-1, Rammeverk for fremtidsregnskapet

Da det er lite hensiktsmessig å lage et fremtidsregnskap til evig tid, blir fremtidsregnskapet inndelt i to perioder. Først en periode som inneholder spesifikk informasjon over fremtidig kontantstrømmer til en gitt tidshorisont  $T$ , et fremtidsbudsjett som lager en bro mellom historien og evig tid. Deretter en fremskrivning etter denne tidshorisonten, referert til som terminal verdi (Koller et al., 2005).

### 10.1.1 Valg av budsjetthorisont

Som en forberedelse til å lage et fremtidsregnskap blir lengden og detaljene på budsjetthorisonten avgjort. Dette er avhengig av kvaliteten på regnskapsføringen og hvor lang tid det er til selskapet når en tilstand karakterisert som "steady state" (Koller et al., 2005). Fred. Olsen Energy fører sine regnskaper etter historisk kostmetoden som taler for en noe lengre budsjettperioden enn dersom de hadde brukt verdibasert regnskapsføring (Penman, 2007). Tilstanden "steady state" karakteriseres ved at selskapet vokser med en konstant vekstrate og reinvesterer en konstant andel av driftsresultatet i bedriften hvert år (Koller et al., 2005). "Steady state" tilstand nåes når bedriftens vekst andel er mindre enn eller lik veksten til økonomien, da det er urealistisk at en bedrift kan ha en vekst som er sterkere enn økonomien over flere år (Koller et al., 2005).

Da boreriggbransjen ofte forhandler frem kontrakter en viss tid i forveien av oppdragene, er bransjen preget av et visst etterslep i forhold til dagens økonomiske situasjon. Ved avgjørelse vedrørende lengden på den detaljerte perioden er det viktig at den er såpass lang at den inkluderer alle borekontrakter som er inngåtte, spesielt de kontraktene som ble inngått i løpet av høykonjunkturen. Jamfør den strategiske analysen kommer det frem at boreriggbransjen er i en moden del av livsfasen som er preget av overskuddskapasitet, lavere riggrater og følgende redusert lønnsomhet. Det kommer også frem at det er ventet en viss andel ny kontraherte boreenheter i løpet av 2010 til 2012. Denne ekstra kapasiteten i sammenheng med lavere investeringer fra oljeselskapene vil mest sannsynlig føre med seg lavere lønnsomhet og et potensial for fremtidige priskriger. Det forutsettes derfor at markedet og dermed bransjens lønnsomhet vil være under sterkt press før det stabilisere seg til et visst normalnivå i løpet av 2015. Med bakgrunn i dette resonnement blir det lagd en detaljert budsjett horisont for Fred. Olsen Energy på 7 år frem i tid til og med 2016. Fra og med året etter 2016, altså 2017 vil det bli utført en fremskrivning basert på estimater for normale størrelser.

I utarbeidelsen av budsjett og fremskrivning blir ulike scenarier for fremtiden nøye vurdert opp mot hverandre. Det vil derfor kun bli presentert ett scenario som er den forventede utviklingen for Fred. Olsen Energy, basert på de historiske analysene.



## 10.2 Estimert på fremtidige driftsinntekter

Estimering av fremtidige driftsinntekter blir inndelt i fremtidige kontraktfestede inntekter som tar for seg inntekter fra borekontrakter, i andre driftsinntekter som tar for seg inntekter utover kontraktene og i inntekter fra divisjon for ingeniør, H&W – verftet. Inntektene er beregnet under antagelsen om at FOE vil beholde den nåværende flåten eller en tilsvarende inntil ”steady state”, inntektene for denne perioden er derfor beregnet per enhet. Da flere av FOE sine boreenheter er sterkt aldrene og potensialet for utskifting av boreenheter kun øker med årene blir det utført en fremskrivning basert på totale driftsinntekter for tidshorizonten etter T.

### 10.2.1 Kontraktfestede driftsinntekter

Informasjon om fremtidige kontraktfestede driftsinntekter for boreenhetene til Fred. Olsen Energy ASA er basert på offentliggjørelser ved Oslo Børs.

#### Dypvannssegment

*Belford Dolphin*, er et boreskip med en boreddybde på 10 000 fot og havner dermed innenfor segmentet dypvannsboring. Boreskipet er per i dag i en tre års kontrakt med Anadarko Petroleum Corporation for oppdrag i US Gulf of Mexico, kontrakten har en verdi på USD 459 millioner. Kontrakten har blitt ytterligere forlenget med tre år fra april 2010. Estimert kontraktsverdi for denne perioden er USD 575 millioner. Belford Dolphin er klar for nye oppdrag fra april 2013.

*Blackford Dolphin*, er en Aker H-3 som ble dypvannsoppgradert i 2007/2008. Den oppgraderte enheten kan operere på inntil 7000 fot vanddyp og er utstyrt med en ny høykapasitet borepakke og et moderne dekkdesign. Boreriggen påbegynte en 200 dagers operasjon under borekontrakten med Tullow Oil i Ghana fra den 10. oktober 2008, det er ingen informasjon om verdien på denne borekontrakten. Borerigger var originalt i en tre års kontrakt med Reliance i India, denne avtalen har blitt forkortet og det forutsettes derfor at borekontrakten med Tullow Oil har en lik eller høyere verdi enn borekontrakten med Reliance som var på ca. USD 456 millioner for tre år. I 2009 hadde boreriggen en resterende ca 120 dagers kontrakt med Tullow, for deretter mobilisering til India for å starte kontrakten med Reliance. Blackford Dolphin er ledig for nye oppdrag fra ca november 2011.

## **Nordsjøen**

*Bideford Dolphin*, er en oppgradet Aker H-3 som har en boreddybde på 1 500 fot. Enheten er fortiden i en tre års borekontrakt fra 27.1.2008 til 26.1.2011 med Norsk Hydro Produksjon AS, estimert kontraktsverdi er på ca. NOK 2,9 milliarder. Bideford D. er videre tildelt en 3 års kontrakt med Statoil med oppstart 27.01.2011, denne er vurdert til ca USD 421 millioner.

*Borgland Dolphin*, er en oppgradet Aker H-3 som har en boreddybde på 1 500 fot. Den halvt nedsenkbare enheten er fortiden i en tre års kontrakt med Statoil om boring i Tampen – området på norsk sokkel. Kontraktperioden startet 1.1.2007 og har en estimert verdi på ca. USD 361 millioner. Boreriggen var inne for fem års klassing september 2009. Etter at avtalen med Statoil går ut, går riggen inn i en fire års kontrakt med et konsortium som består av 8 oljeselskaper i Tampen – området. Estimert kontraktsverdi for denne avtalen er ca. USD 775 millioner. Boreriggen er klar for nye kontrakter fra januar 2014.

*Bredeford Dolphin*, er en Aker H-3 som har en boreddybde på 1 500 fot. Den halvt – nedsenkbare boreriggen er i tre års borekontrakt med Drilling Production Technology AS, et selskap i AGR- gruppen, på vegne av dem selv og et konsortium av lisensinnehavere på norsk kontinentalsokkel. Estimert kontraktsverdi er ca. USD 392 millioner. Når denne avtalen utgår vil Bredeford D. påbegynne en avtale med RWE Dea Norge AS for operasjon på norsk kontinentalsokkel på 90 dager til en verdi av ca. USD 39 millioner, og deretter en 60 dagers forlengelse til ca USD 22,4 millioner denne avtalen utgår i november 2010.

## **Brasil**

*Borgny Dolphin*, er en Aker H-3 som har en boreddybde på 2 300 fot. Den halvt nedsenkbare enheten er mobilisert i Brasil for en 5 års kontrakt med oljeselskapet Petrobras fra september 2008. Estimert verdi av denne kontrakten inklusive mobilisering er ca. USD 436 millioner. Riggen var inne til en omfattende klassing og oppgradering fra april 2009 til desember 2009. Kostnaden er estimert til USD 145 millioner. Kontrakten med Petrobras utgår i september 2013.

## **UK**

*Byford Dolphin*, startet november 2008 en ni måneders kontrakt med Senergy i britisk del av Nordsjøen. Estimert kontraktsverdi er USD 109 millioner, til medio juli 2009, denne ble utvidet med 48 dager til september 2009 til USD 12,3 millioner. Det er planlagt at enheten

skal gjennomføre fem-års klassing i fjerde kvartal 2009. Boreriggen vil i siste del av januar 2010 påbegynne en tre års borekontrakt med BP Exploration Operating Company Ltd i britisk del av Nordsjøen. Estimert kontraktsverdi er USD 335 millioner, inklusive utførte oppgraderinger.

*Borgsten Dolphin*, er en Aker H-3 som har en boreddybde på 1 500 fot. Startet i september 2008 en ni måneders borekontrakt i britisk del av Nordsjøen med Mærsk Oil North Sea Limited. Estimert kontraktsverdi er USD 104 millioner. Borgsten Dolphin har gått ledig siden august 2009, og venter per dags dato på å starte en kontrakt med Hurricane Exploration fra og med 1. mai 2010 med en varighet på 75 dager, estimert kontraktsverdi på ca USD 19,6 millioner.

*Borgholm Dolphin*, er en halvt nedsenkbar boligrigg. Boligriggen påbegynte i 2009 en 8,5 måneders kontrakt med EBG International (CNS) Limited i britisk del av Nordsjøen, til en kontraktsverdi på ca. USD 58,0 millioner. Det ble senere inngått en kontraktsforlengelse om 2 måneder til ca. USD 11,1 millioner. Denne kontraktsforlengelsen gav kontinuerlig arbeid frem til midten av desember 2009.

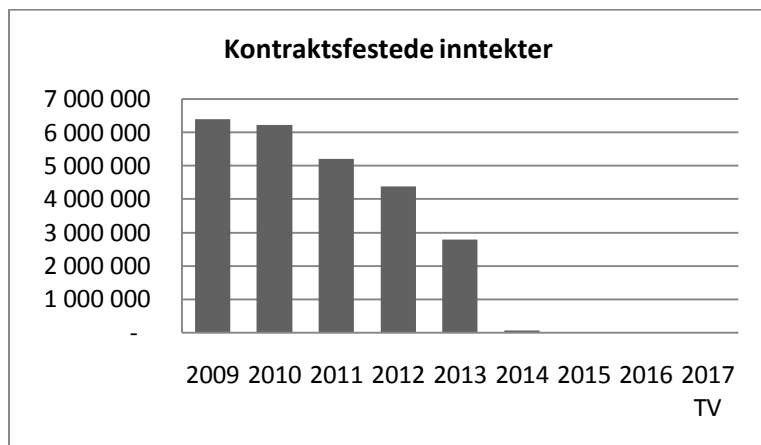
Tabell 10-1, oppsummerer de kontraktsfestede inntektene i den valuta de er avtalt, kontrakten med Norsk Hydro om Bideford D. er tegnet fullt i NOK, mens kontrakten for Borgland inneholder både en del i NOK og en del i USD, de resterende kontraktene er alle tegnet i USD.

| Kontraktsfestede inntekter | 2009                   |    |    |    | 2010                         |    |    |    | 2011   |    |    |    | 2012 |    |    |    | 2013 |    |    |           | 2014       |    |    |    | Ledig |
|----------------------------|------------------------|----|----|----|------------------------------|----|----|----|--|----|----|----|------|----|----|----|------|----|----|-----------|------------|----|----|----|-------|
|                            | Q1                     | Q2 | Q3 | Q4 | Q1                           | Q2 | Q3 | Q4 | Q1   | Q2 | Q3 | Q4 | Q1   | Q2 | Q3 | Q4 | Q1   | Q2 | Q3 | Q4        | Q1         | Q2 | Q3 | Q4 |       |
| Belford D                  | 439' USD/per dag       |    |    |    | 525' USD/per dag             |    |    |    |  |    |    |    |      |    |    |    |      |    |    |           | April 2013 |    |    |    |       |
| Blackford D                | I                      |    |    |    | 398' USD/ per dag            |    |    |    |  |    |    |    |      |    |    |    |      |    |    |           | Des. 2011  |    |    |    |       |
| Bideford D                 | 2,71 mill NOK/ per dag |    |    |    |                              |    |    |    | 390' USD/per dag   |    |    |    |      |    |    |    |      |    |    |           | Jan 2014   |    |    |    |       |
| Borgland D                 | II                     |    |    |    | 850' NOK + 379' USD/ per dag |    |    |    |  |    |    |    |      |    |    |    |      |    |    |           | Jan 2014   |    |    |    |       |
| Bredford D                 | 392' USD/per dag       |    |    |    | III                          | IV |    |    |  |    |    |    |      |    |    |    |      |    |    |           | Sept 2010  |    |    |    |       |
| Borgsten D                 | V                      |    |    |    | VI                           |    |    |    |  |    |    |    |      |    |    |    |      |    |    | Juli 2010 |            |    |    |    |       |
| Borgny D                   |                        |    |    |    | 233' USD/ per dag            |    |    |    |  |    |    |    |      |    |    |    |      |    |    |           | Sept 2013  |    |    |    |       |
| Byford D                   | VII                    |    |    |    | 324' USD/ per dag            |    |    |    |  |    |    |    |      |    |    |    |      |    |    |           | Q1 2013    |    |    |    |       |
| Borgholm D                 | VIII                   |    |    |    |                              |    |    |    |  |    |    |    |      |    |    |    |      |    |    |           | Des 2009   |    |    |    |       |
| I                          | 424' USD/per dag       |    |    |    | IV 373' USD/ per dag         |    |    |    | VII 7 mnd til 390' USD/ per dag og 48 d til 256 USD/ per dag     |    |    |    |      |    |    |    |      |    |    |           |            |    |    |    |       |
| II                         | 334' USD/ per dag      |    |    |    | V 373' USD/ per dag          |    |    |    | VIII 8,5 mnd til 220' USD/per dag og 2 mnd til 179' USD/ per dag |    |    |    |      |    |    |    |      |    |    |           |            |    |    |    |       |
| III                        | 429' USD/ per dag      |    |    |    | VI 262,5' USD/ per dag       |    |    |    | = 5 års klassing og vedlikehold                                  |    |    |    |      |    |    |    |      |    |    |           |            |    |    |    |       |

**Tabell 10-1, Kontraktsfestede inntekter**

Figur 10-2 neste side, endrer de kontraktsfestede inntekter til NOK, ved å regne om USD/NOK i forhold til gjennomsnittlig valuta kurs de siste 5 år som er på 6,20 NOK/ 1 USD. Det er mye usikkerhet knyttet til dette da driftsinntektene hovedsakelig er rapportert i USD,

mens kostnadene fremkommer i NOK, i følge FOE sine årsrapporter (FOE, 2008) forsøker de å nøytralisere denne eksponeringen ved sikring, og det gjøres en antagelse om at USD i forhold til NOK vil gjennomsnittlig over fremtiden holde seg til den historiske kursen på 6,20.



Figur 10-2, Kontraktsfestede inntekter

### 10.2.2 Prognose på andre driftsinntekter

For å estimere inntekter fra borerigger utover kontrakter blir det lagt vekt på analyse av makroforhold og bransjeforhold, jamfør strategisk analyse. For å estimere fremtidige driftsinntekter fra boredivisjonen, blir det sett på historiske økonomiske forhold. På bakgrunn av informasjon om når den siste 5 års klassifiseringen fant sted og over neste planlagte 5 års klassifiseringen blir det trukket fra 45 dager som er anslått gjennomsnittlig normal klassing, og noe lengre tid for de rigger som ikke er oppgraderte. 2008 var et rekordår for riggbransjen på mange måter, det var en ekstrem høy utnyttelsesgrad i markedet som førte til ekstreme dagrater. Det er lite som tyder på at dette vil skje igjen med det først, mye på grunn av en langt lavere oljepris og større tilbud av borerigger for oljeselskapene. Likevel ser situasjonen lysere ut enn på lenge.

Jeg antar at de ratene som vi ser i dag vil fortsette trenden nedover i et marked preget av overkapasitet og priskriger før ratene stabiliseres i 2015. Da FOE sine rigger har gjennomgått til dels store og omfattende oppgraderinger de siste år, er 2010 det første året på lenge der alle av FOE sine enheter vil være i drift. Per mars 2010, er det kun 2 av FOE sine enheter som ikke har kontrakter ut 2010.

## Dypvannsboring

Det relateres her til drillskipet Belford D., og dypvannsriggeren Blackford D. Dagens rater for likeverdige installasjoner er på henholdsvis ca 420 000 USD per dag og ca 360 000 USD per dag. På dette tidspunktet er dagratene for dette segmentet på vei ned. Det forventes for øvrig at selv om ratene mest sannsynlig vil bli ytterligere reduserte frem til 2013 da de fleste kontraherte dypvannsenheter vil være levert, vil segmentet på ny bli styrket og stabilisert fra rundt årsskiftet 2015, jeg anser det som svært lite sannsynlig at disse boreenhetene vil stå uten kontrakt over lengre tid i den nærmeste fremtiden. Jeg regner en dagrate for Belford D. på 400' USD per dag fra kontrakt utløper i april 2013 og trekker fra 60 dager for mobilisering og 45 dager i 2014 for ny klassifisering og mulig vedlikehold. Det er forutsatt en normal dagrate på 420 000 USD for 2016 og fremtiden (år 2017 og videre).

Kontrakten til Blackford D. i India utløper i desember 2011. For 2012, regner jeg med at Blackford D. vil fortsette i dette området og trekker fra kun 30 dager til en mulig mobilisering, det blir estimert en dagrate på 320 000 USD per dag som er noe lavere enn de ratene den har i dag, dette som en følge av at 2012 er det året siste resten av de kontraherte enhetene vil tilkomme markedet. I likhet med for Belford D. antas det en viss økning i dagratene fra 2015. En dagrate for 2015 og terminal verdi (2017) på 370 000 USD per dag. Da Blackford D. gjennomgikk en relativ omfattende oppgradering i 2006/2008 er det forventet at den neste 5 års klassifiserings fornyelse i 2013 vil inneha rutinemessig preg og setter av kun 45 dager til denne.

## Nordsjøen

FOE har tre boreenheter som er godkjent for operasjon i Nordsjøen, det er Bideford D., Borgland D. og Bredeford D. De to først nevnte er fjerde generasjonsrigger, mens Bredeford D. er betraktelig oppdatert. Fred. Olsen Energy har tradisjonelt en god historie og gode relasjoner rundt arbeid i Nordsjøen. Kontraktsandel for borerigger i Nordsjøen har vært nedgående det siste året, 93,1 % for ett år siden, 87,7 % for 6 mnd siden og i dag ca 82 % (Rigzone, 28.02.10). Gjennomsnittlig dagrater ligger for tiden på ca 300 000 USD per dag for halvt nedsenkbare borerigger som borer over 1 500 fot på verdensbasis. Dette er langt lavere enn de boreratene som FOE har boret til i Nordsjøen de siste år. Nordsjøen er samtidig et område som det tradisjonelt har vært store investeringer, og som oljeselskapene kommer til å fortsette å investere i.

Bredeford går ut av kontrakt november 2010 og vil mest sannsynlig møte et stramt marked, trekker fra 30 dager til mobilisering og antar en dagrate på 280 000 USD/ per dag frem til neste klassefornyelse i 2012. Det blir satt av 90 dager til 5 års klassifisering, vedlikehold og mobilisering. Etter dette blir det antatt en noe høyere dagrate på 300 000 USD per dag til evig tid. For fjerde generasjonsriggene Bideford D. og Borgland D. antas det dagrater utover kontraktsfestede inntekter på 310 000 USD per dag til evig tid.

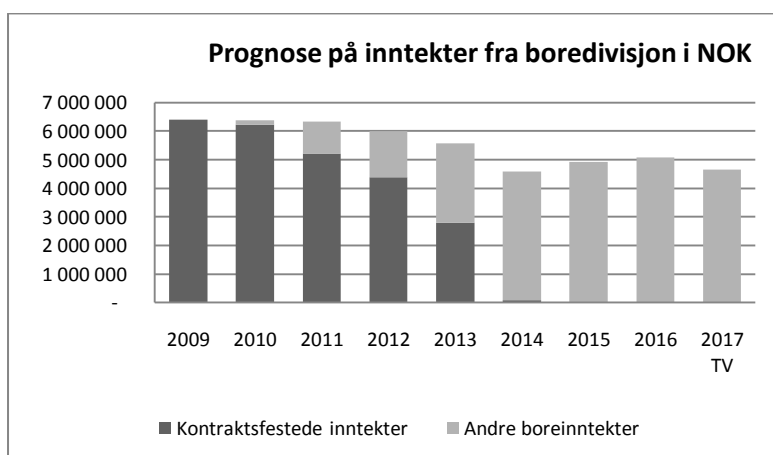
## Brasil

Borgny har i store deler av 2009 vært inne til oppgraderinger og vedlikehold. Har historisk oppnådd svært lave dagrater rundt 200 000 USD. Selv om den nå er betydelig oppgradert er den posisjonert i et hovedsakelig dypvanns marked. Forutsetter at Borgny vil få fornyet kontrakt med Petrobras i Brasil til ca 180 000 USD per dag.

## UK

I britisk sektor har imidlertid markedet vært noe strammere enn i Nordsjøen. I denne sektoren opererer Byford D., Borgsten D. og boligplattformen Borgholm D. For Byford D. og Borgsten D. forventes det en rate på 200 000 USD ut den detaljerte perioden og som terminal verdi (slutt verdi). Det britiske spot markedet er sterkt preget av korte kontrakter og det forventes at riggene som er i dette området vil ha flere perioder med ledig tid, samtidig som de trenger flere oppgraderinger og vedlikehold.

Figur 10-3, illustrerer sammenhengen mellom kontraktsfestede inntekter og prognose på fremtidige inntekter fra boredivisjon.



Figur 10-3, Prognose på inntekter fra boredivisjon i NOK

### 10.2.3 Inntekter fra Ingeniør- og fabrikkasjonstjenester

Inntekter fra Ingeniør- og fabrikkasjonstjenester omfatter inntekter fra verftet Harland & Wolff (H&W) i Belfast i Nord-Irland. Jamfør vekst analysen har en omorganisering av FOE sin virksomhet ført til at inntekter fra dette segmentet er marginale i forhold til inntekter fra boredivisjonen.

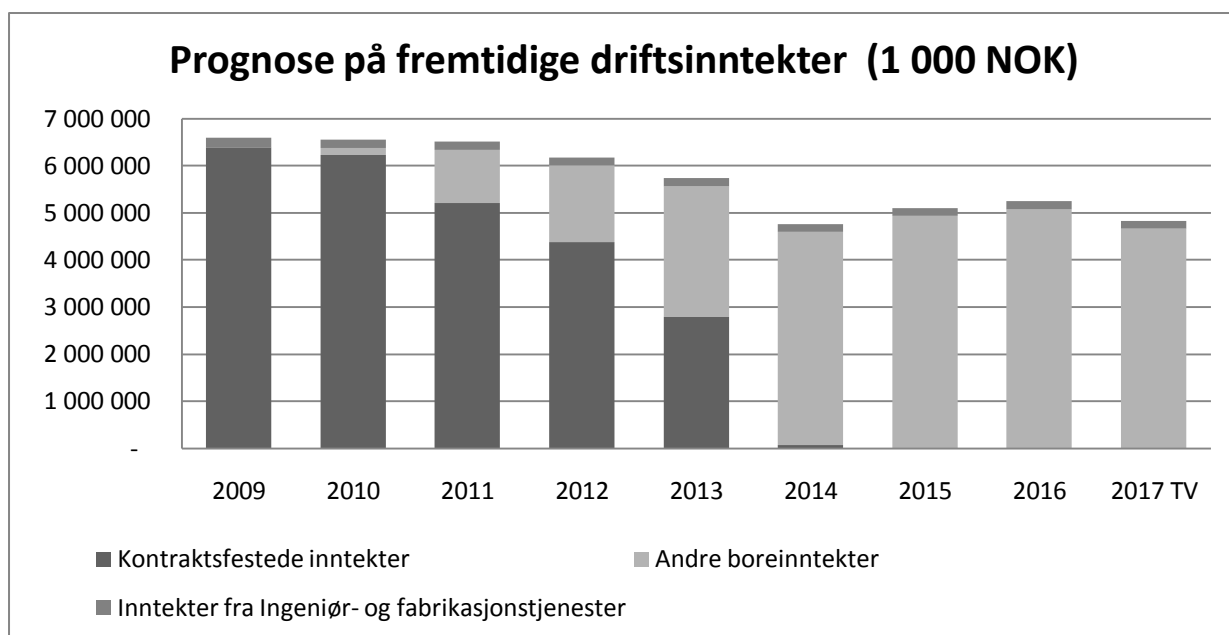
| Tall i 1 000           | 2004    | 2005    | 2006    | 2007    | 2008    | 2009    | Snitt   |
|------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| <b>Driftsinntekter</b> | 213 208 | 127 083 | 113 525 | 127 166 | 194 108 | 208 600 | 163 948 |
| <b>Vekst</b>           |         | -67,8 % | -11,9 % | 10,7 %  | 34,5 %  | 6,9 %   | -5,5 %  |

Tabell 10-2, Inntekter fra Ingeniør- og fabrikkasjonstjenester

Som vi ser i tabellen overfor, tabell 10-2 er det stor variasjon i inntektene fra dette foretningssegmentet. En av grunnene til dette er at verftet i tillegg til sin ordinære virksomhet har stått for klassifiseringsfornyelser av flere av konsernets borerigger, disse konserninterne prosjektene har etter vanlige regnskapsprinsipper blitt eliminert i konsernregnskapet. Da man vanskelig kan spå andel av slike konserninterne prosjekter for fremtiden er det antatt at driftsinntekter fra divisjon for ingeniør- og fabrikkasjonstjenester vil ligge på et oppjustert gjennomsnittlig nivå på rundt 170 millioner NOK i årene fremover.

### 10.2.4 Totale driftsinntekter

I løpet av 2009 var hele 4 rigger inne til oppgraderinger og klassefornyelser, dette var dels på grunn av manglende kontrakter for enkelte mens for Borgny D. var det en sårt tiltrengt oppgradering som varte helt fra april til desember. Grunnet de mange oppgraderingene og klassefornyelsene som FOE har utført de siste årene er det ingen planlagte klassefornyelser i verken 2010 eller 2011. Det er derfor ventet at FOE sine driftsinntekter vil øke noe som følge av at alle enhetene er i drift, men samtidig er de nye ratene som boreenhetene opererer for betraktelig lavere enn tidligere rater. Av tabell 10-1, kommer det frem at det er planlagt en rekke 5 års klassefornyelser i 2014, og det er følgelig estimert reduserte driftsinntekter dette året, samtidig som det mot midten av dette tiåret er forventet et stort potensial for priskonkurranse, preget av overkapasitet, jamfør strategisk analyse.



**Figur 10-4, Prognose på fremtidige driftsinntekter**

Figur 10-4, oppsummerer prognose på totale driftsinntekter for FOE i den detaljerte perioden frem til og med 2016 og en fremskrivning (terminal verdi) fra og med 2017.

### 10.3 Prognoser på kostnader

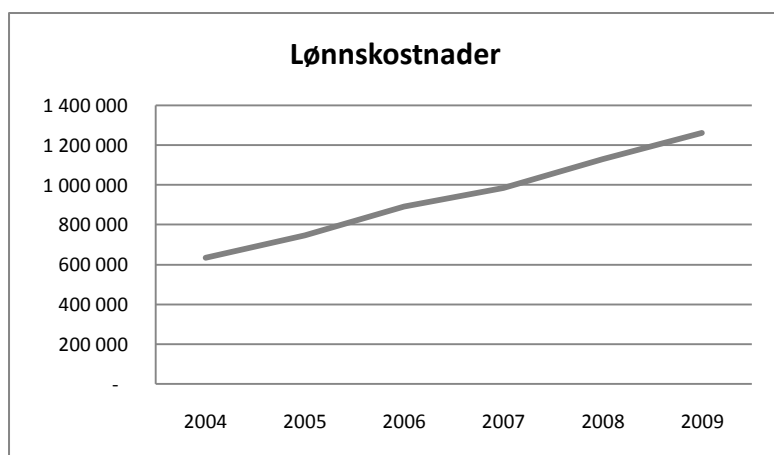
Driftskostnadene til Fred. Olsen Energy blir estimert ved å se nærmere på sammenhengen mellom historiske kostnader prosentvis i forhold til driftsinntekter og i absolutte tall. Da driftsinntektene er sterkt variable grunnet variasjon i riggrater, mens kostnadene er mer stabile, er det antatt kun en svak sammenheng mellom fremtidige driftsinntekter og kostnader. Altså at driftskostnadene ikke vil endres i samme prosentvise andeler som driftsinntektene.

#### 10.3.1 Prognose på fremtidige lønnskostnader

Med lønnskostnader menes alle kostnader FOE har i sammenheng med å ha personell. I løpet av de siste årene har FOE hatt problemer med å tiltrekke seg kvalifisert personell noe som har drevet lønnskostnadene kraftig oppover. Historisk er FOE sin andel av lønnskostnader i driftsinntekter redusert over den siste fem års perioden, jamfør lønnsomhetsanalysen. Der det kommer frem at i prosent av driftsinntektene er lønnskostnaden redusert fra 26 % i 2005 til 16,7 % i 2009. Jamfør analyse av vekst kom det frem at driftsinntektene har vokst med en formidabel fart over samme tidsperiode.

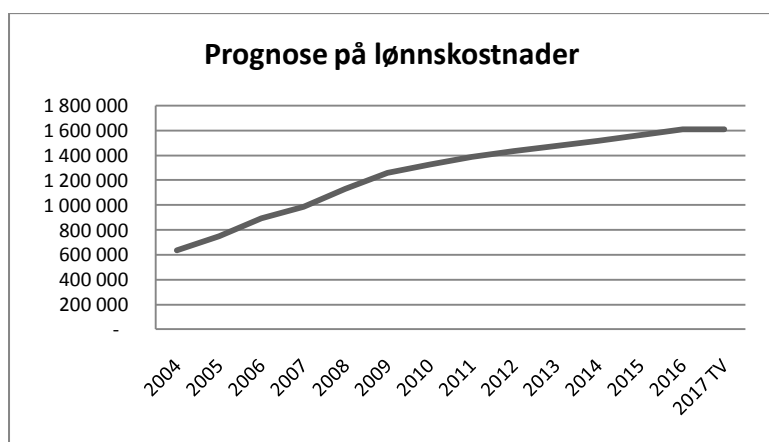
Jeg velger derfor å se på lønnskostnader i absolutte tall, som kan gi en mer riktig pekepinn på hvordan lønnskostnadene kommer til å bli i fremtiden, figur 10-5.





Figur 10-5, Lønnskostnader

Ut fra figur 10-5, ser vi at lønnskostnadene har steget kraftig, og mer enn fordoblet seg fra 2004 til 2009. For fremtiden antas det at denne lønnsveksten vil stagnere noe, mye på grunn av dårligere tider i bransjen, og en antagelse om at de nå har tilstrekkelig personell til å operere alle sine breenheter. Det blir forutsatt at FOE greier å drive fremover med en tilnærmet lik stab som i 2009 og det antas en reell årlig lønnsvekst på 5 % de 2 første årene og 3 % til og med 2016, dette gir en andel av driftsinntekter til lønn på 33 % i fremskrivningen (terminal verdi). Prognose på lønnskostnader i fremtiden er illustrert i figur 10-6, under.

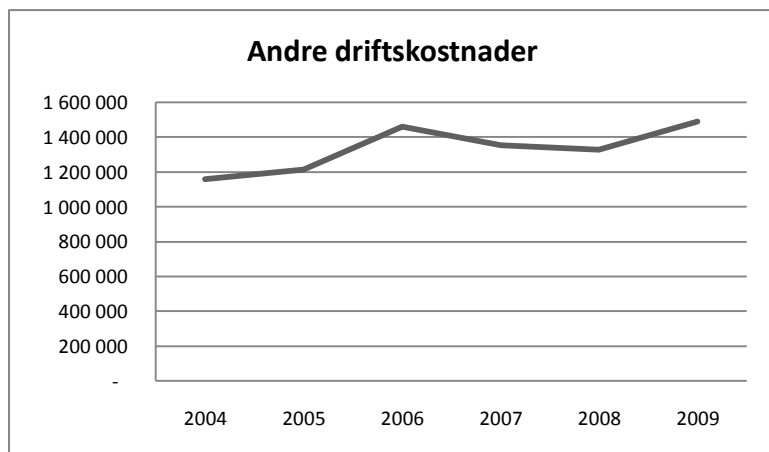


Figur 10-6, Prognose på fremtidige lønnskostnader

### 10.3.2 Prognose på andre driftskostnader

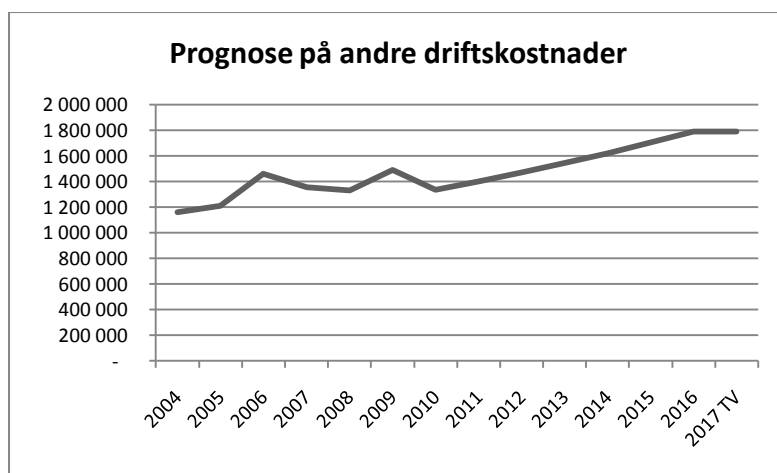
Med andre driftskostnader menes alle andre kostnader enn lønnskostnader som er relatert til drift, hovedsakelig er dette kostnader til vedlikehold og reparasjoner. I regnskapene til FOE er det også en post som heter materialkostnader, denne er stort sett relatert til Harland & Wolf – verftet. Da dette er en svært liten post blir den inkludert i andre driftskostnader. I likhet med lønnskostnadene er også andre driftskostnader i forhold til driftsinntekter redusert over

analyseperioden, jamfør lønnsomhetsanalysen, der det kommer frem at ADK er redusert fra 42,1 % i 2005 til 21 % i 2009. Jamfør lønnsomhetsanalysen er det mest trulig at dette kommer av økte driftsinntekter fremfor effektivisering av drift. Ved å se nærmere på andre driftskostnader i absolutte tall, figur 10-7, ser vi at andre driftskostnader har holdt seg noe mer stabilt stigende over analyseperioden.



**Figur 10-7, Andre driftskostnader**

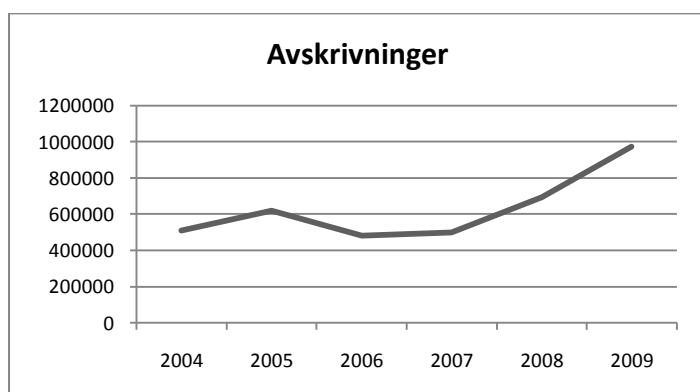
Som nevnt flere ganger tidligere i oppgaven er FOE sin flåte av boreenheter sterkt aldrende og mye eldre enn bransje gjennomsnittet. En slik flåte krever og kommer til å kreve i fremtiden betydelige utgifter for å opprettholdes. For fremtiden blir det lagd et estimat på andre driftskostnader basert på en antagelse om at FOE sine kostnader relatert til reparasjoner og vedlikehold vil stige jevnt frem til steady state. Ved å ta et gjennomsnitt av andre driftskostnader historisk samt legge på en reell kostnads økning på 5 % årlig. Figur 10-8, viser prognose på andre driftskostnader.



**Figur 10-8, Prognose på andre driftskostnader**

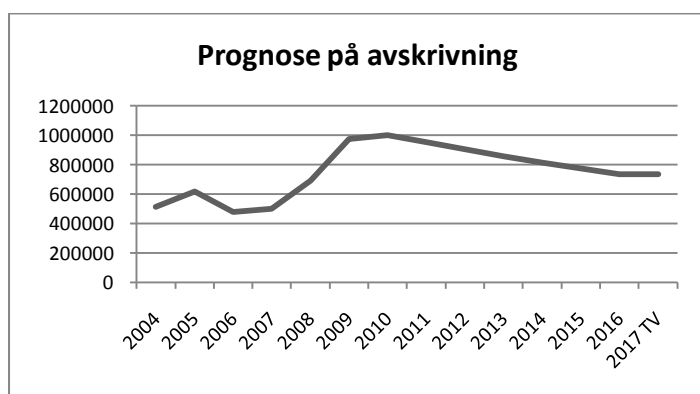
### 10.3.3 Avskrivninger

Fred. Olsen Energy har jamfør lønnsomhetsanalysen hatt et historisk varierende nivå på sine avskrivninger ut fra driftsinntekter. Gjennomsnittlig over analyseperioden låg dette nivået på 15,6 % av driftsinntektene. Som ved de andre kostnadene velger jeg også her å se på avskrivninger i absolutte tall ved figur 10-9. Avskrivningene har variert voldsomt, med et gjennomsnitt på 629,3 millioner NOK årlig, og 973 millioner NOK i 2009.



Figur 10-9, Avskrivninger i absolutte tall

Som et estimat for fremtidsprognosen blir det antatt at avskrivningsnivået vil ligge på 1 milliard NOK i 2010. For å forenkle prognosen blir det antatt at avskrivningene faller jevnt over prognoseperioden med 5 % årlig til og med 2016, for deretter å ligge stabilt, dette er vist i figur 10-10, nedenfor.



Figur 10-10, Prognose på avskrivninger

### 10.3.4 Skatt i prognoseperioden

Ut fra Fred. Olsen Energy sine årsrapporter kommer det frem at selskapet har hatt uvanlig lav effektiv skatt de siste årene. Den effektive skatten har i gjennomsnitt ligget på i underkant av 2 % de siste 4 årene. Grunnen til den lave effektive skatten er store fremførbare underskudd,

individuelle skatteregler i de landene som FOE opererer og at riggene er eid av selskaper som er registrert i Singapore. I lønnsomhetsanalysen kommer det frem at bransjeutvalget har en gjennomsnittlig driftsrelatert skattesats på 6 %. Som et estimat på driftsrelatert skatt i prognoseperioden blir det tatt utgangspunkt i FOE sine fremførbare underskudd og antatt at de vil få en driftsrelatert skatt lik gjennomsnittet i bransjen som er på 6 %.

### 10.3.5 Prognose på netto driftsresultat

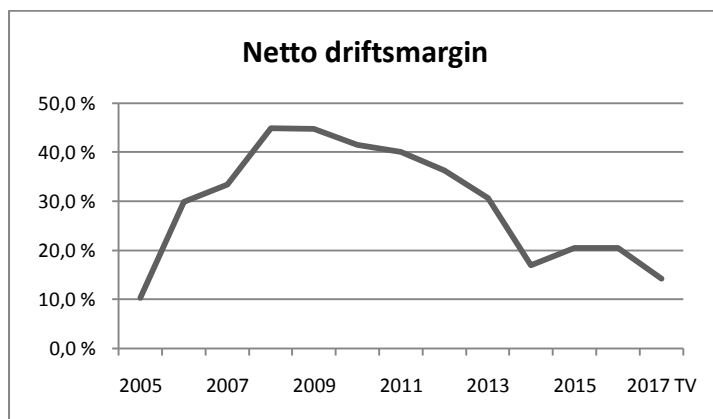
Basert på tidligere betraktninger om fremtiden for boreriggbransjen og Fred. Olsen Energy blir prognose på netto driftsresultat presentert i tabell 10-3. Grunnet antagelser om økt prispress og reduserte dagrater er det forutsatt at driftsinntektene vil gradvis reduseres over prognoseperioden til fremskrivning i terminal verdi.

| (Alle tall i NOK 1000)        | 2010              | 2011              | 2012              | 2013              | 2014              | 2015              | 2016              | 2017 TV           |
|-------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Kontraktstestede inntekter    | 6 224 000         | 5 203 500         | 4 379 000         | 2 786 500         | 72 500            | -                 | -                 | -                 |
| Andre driftsinntekter         | 156 400           | 1 138 300         | 1 648 000         | 2 800 600         | 4 584 500         | 4 997 500         | 5 120 200         | 4 698 400         |
| H & W                         | 170 000           | 170 000           | 170 000           | 170 000           | 170 000           | 170 000           | 170 000           | 170 000           |
| <b>Driftsinntekter</b>        | <b>6 550 400</b>  | <b>6 511 800</b>  | <b>6 197 000</b>  | <b>5 757 100</b>  | <b>4 827 000</b>  | <b>5 167 500</b>  | <b>5 290 200</b>  | <b>4 868 400</b>  |
| Lønn og personalkostnade      | -1 323 609        | -1 389 789        | -1 431 483        | -1 474 428        | -1 518 660        | -1 564 220        | -1 611 147        | -1 611 147        |
| Andre driftskostnader         | -1 334 215        | -1 400 925        | -1 470 972        | -1 544 520        | -1 621 746        | -1 702 834        | -1 787 975        | -1 787 975        |
| Avskrivninger                 | -1 000 000        | -950 000          | -902 500          | -857 375          | -814 506          | -773 781          | -735 092          | -735 092          |
| <b>Totale driftskostnader</b> | <b>-3 657 824</b> | <b>-3 740 715</b> | <b>-3 804 955</b> | <b>-3 876 323</b> | <b>-3 954 913</b> | <b>-4 040 835</b> | <b>-4 134 214</b> | <b>-4 134 214</b> |
| <b>Driftsresultat</b>         | <b>2 892 576</b>  | <b>2 771 085</b>  | <b>2 392 045</b>  | <b>1 880 777</b>  | <b>872 087</b>    | <b>1 126 665</b>  | <b>1 155 986</b>  | <b>734 186</b>    |
| Driftsrelatert skatt          | -173 555          | -166 265          | -143 523          | -112 847          | -52 325           | -67 600           | -69 359           | -44 051           |
| <b>Netto driftsresultat</b>   | <b>2 719 022</b>  | <b>2 604 820</b>  | <b>2 248 522</b>  | <b>1 767 930</b>  | <b>819 762</b>    | <b>1 059 065</b>  | <b>1 086 627</b>  | <b>690 135</b>    |

Tabell 10-3, Prognose på netto driftsresultat

## 10.4 Netto driftsmargin

Ut fra prognosene vedrørende fremtidige driftsinntekter og netto driftsresultat kan netto driftsmargin beregnes. Dette forholdstallet måler andel av salg som ender opp i driftsresultat, og derfor essensielt for å vurdere lønnsomhet. Figur 10-11, viser FOE sin utvikling i netto driftsmargin fra analyseperioden og gjennom prognoseperioden.



Figur 10-11, Netto driftsmargin

Basert på analyser av historie og fremtid blir det forventet at driftsmarginen reduseres jevnt over prognoseperioden, med unntak av 2014, da det er forventet reduserte verdier på bakgrunn av ovenfor nevnte argumenter.

### 10.5 Omløpet til netto driftseiendeler

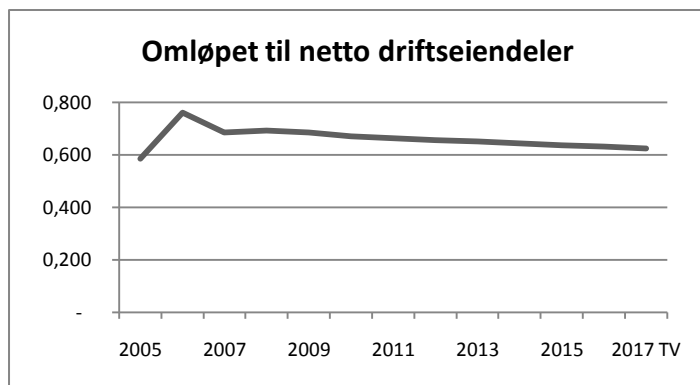
For å lage en fremtidsprognose på netto driftseiendeler velger jeg å basere meg på forholdstallet omløpet til netto driftseiendeler, fra driftsanalysen i kapittel 8. Omløpet til netto driftseiendeler er driftsinntekter dividert på netto driftseiendeler. FOE hadde i analyseperioden en mer effektiv kapitalbruk enn den komparative bransjen, gjennomsnittlig over analyseperioden ble 67 % av FOE's investeringene omgjort til driftsinntekter, mens bransjeutvalget hadde et omløp i netto driftseiendeler på 53,9 %. Som tidligere nevnt opplevde FOE i analyseperioden at driftsinntektene steg grunnet de økte dagratene. På samme tidspunkt valgte FOE å øke sin andel investeringer, dette er vist i tabell 10-4, som viser historisk investeringsnivå, der historiske investeringer er beregnet som prosentvis andel av salgsinntekter.

| (Alle tall i NOK 1000)        | 2004    | 2005    | 2006      | 2007      | 2008      | 2009      |
|-------------------------------|---------|---------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Investeringer i anleggsmidler | 355 443 | 519 114 | 1 738 810 | 2 272 131 | 2 058 250 | 2 276 700 |
| Avgang anleggsmidler          | -40 070 | -1 165  | -10 111   | -46 903   | -58 411   | -201 700  |
| Netto investeringer           | 315 373 | 517 949 | 1 728 699 | 2 225 228 | 1 999 839 | 2 075 000 |
| Investeringer i % av salg     | 13,5 %  | 18,0 %  | 42,7 %    | 52,0 %    | 34,6 %    | 31,4 %    |

**Tabell 10-4, Historiske investeringer**

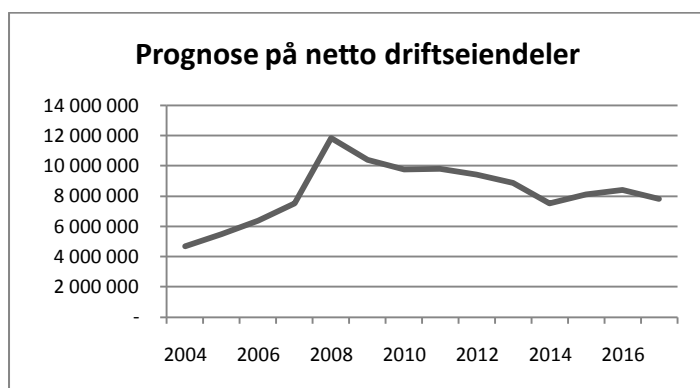
Investeringsnivået varierer fra 13,5 % av salgsinntektene i 2004 til 52 % av salgsinntektene i 2007. Ut fra dette vurderes det som få eller ingen trender i FOE sitt investeringsnivå grunnet store forskjeller de ulike år. Det uvanlig høye investeringsnivået i 2006 til og med 2008 skyldes stort sett oppgraderingen av Blackford D. Mens i 2009 utførte FOE blant annet fem klasseoppgraderinger og en fordyrende oppgradering av Borgny D. Siden FOE har utført uvanlig mange investeringer i 2006 til og med 2009, er det forventet et betydelig lavere investeringsnivå i fremtiden.

Tidligere i fremtidsprognosen kom det frem at de fremtidige driftsinntektene er også forventet å reduseres over prognoseperioden. Basert på dette blir det tatt utgangspunkt i et omløp til netto driftseiendeler på 67 % for 2010 og en årlig reduksjon på 1 % ut prognoseperioden, prognosen er vist i figur 10-12.



Figur 10-12, Prognose på omløpet til netto driftseiendeler

Ut fra prognose på omløpet til netto driftseiendeler blir prognose på netto driftseiendeler estimert i figur 10-13. Som en følge av forventede reduserte driftsinntekter og en årlig reduksjon i omløpet til netto driftseiendeler er det forventet at netto driftseiendeler gradvis reduseres over prognoseperioden.



Figur 10-13, Prognose på netto driftseiendeler

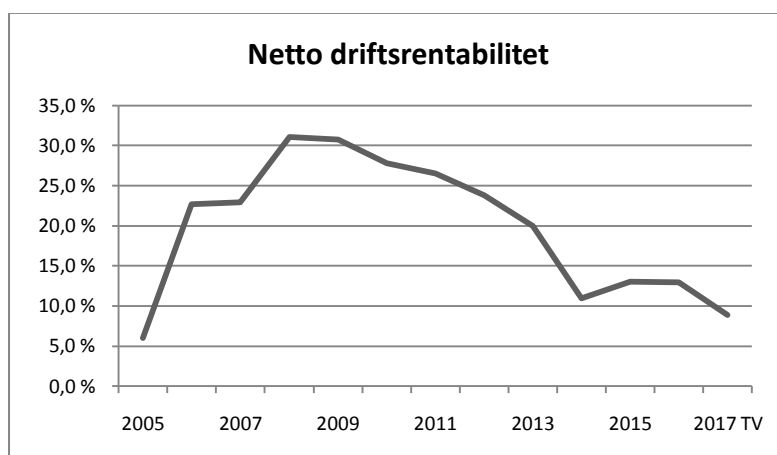
## 10.6 Prognose på netto driftsrentabilitet

I kapittel 8, lønnsomhetsanalyse kommer det frem at netto driftsrentabilitet består av de to faktorene netto driftsmargin og omløpet til netto driftseiendeler. Tabell 10-5, viser netto driftsrentabilitet over prognoseperioden. Det er forventet at netto driftsrentabilitet vil gradvis reduseres over prognoseperioden og resultere i et nivå på ca 8,9 % i fremskrivningsperioden som terminal verdi.

| ÅR                              | 2010          | 2011          | 2012          | 2013          | 2014          | 2015          | 2016          | 2017 TV      |
|---------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|--------------|
| Netto driftsresultat            | 2 719 022     | 2 604 820     | 2 248 522     | 1 767 930     | 819 762       | 1 059 065     | 1 086 627     | 690 135      |
| Driftsinntekter                 | 6 550 400     | 6 511 800     | 6 197 000     | 5 757 100     | 4 827 000     | 5 167 500     | 5 290 200     | 4 868 400    |
| ndm                             | 41,5 %        | 40,0 %        | 36,3 %        | 30,7 %        | 17,0 %        | 20,5 %        | 20,5 %        | 14,2 %       |
| Driftsinntekter                 | 6 550 400     | 6 511 800     | 6 197 000     | 5 757 100     | 4 827 000     | 5 167 500     | 5 290 200     | 4 868 400    |
| NDE                             | 9 776 716     | 9 817 277     | 9 437 051     | 8 855 710     | 7 500 008     | 8 110 165     | 8 386 604     | 7 795 879    |
| onde                            | 67,0 %        | 66,3 %        | 65,7 %        | 65,0 %        | 64,4 %        | 63,7 %        | 63,1 %        | 62,4 %       |
| <b>Netto driftsrentabilitet</b> | <b>27,8 %</b> | <b>26,5 %</b> | <b>23,8 %</b> | <b>20,0 %</b> | <b>10,9 %</b> | <b>13,1 %</b> | <b>13,0 %</b> | <b>8,9 %</b> |

Tabell 10-5, Netto driftsrentabilitet

Figur 10-14, viser netto driftsrentabilitetens utvikling over analyseperioden og gjennom prognoseperioden. Det blir her observert at netto driftsrentabiliteten er forventet å reduseres fra toppnivået i 2008, helt til og med terminal verdi, da det er forventet at den vil stabilisere seg på et ”normal” nivå.



Figur 10-14, Netto driftsrentabilitet

### 10.6.1 Rentabilitet i fremtidsprognosen

For å undersøke potensialet for superprofitt i fremtidsprognosen og i terminal verdi, blir driftsrentabiliteten sammenlignet med det relevante driftskravet i tabell 10-6.

| ÅR                         | 2010         | 2011         | 2012         | 2013         | 2014         | 2015         | 2016         | 2017 TV      |
|----------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Netto driftsrentabilitet   | 0,278        | 0,265        | 0,238        | 0,200        | 0,109        | 0,131        | 0,130        | 0,089        |
| - Driftskrav               | 0,064        | 0,064        | 0,064        | 0,064        | 0,064        | 0,064        | 0,064        | 0,064        |
| <b>= Superrentabilitet</b> | <b>0,214</b> | <b>0,201</b> | <b>0,174</b> | <b>0,136</b> | <b>0,045</b> | <b>0,066</b> | <b>0,065</b> | <b>0,024</b> |

Tabell 10-6, Strategisk fordel i drift

Det blir her illustrert at den superprofitten som ble observert i lønnsomhetsanalysen er forventet å ebbe ut over fremskrivningshorisonten. I terminal verdi er det forventet en strategisk fordel fra drift på 2,4 %, jmfør tabell 10-6.

## 10.7 Beregning av fri kontantstrøm fra drift

Basert på de presenterte fremtidsprognosene blir det i tabell 10-7, beregnet fri kontantstrøm fra drift. Fri kontantstrøm fra drift er netto driftsresultat fratrukket økning i netto driftseiendeler.

| (Alle tall i NOK 1000)                 | 2010              | 2011              | 2012              | 2013              | 2014              | 2015              | 2016              | 2017 TV           |
|--|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Kontraktstfestede inntekter            | 6 224 000         | 5 203 500         | 4 379 000         | 2 786 500         | 72 500            | -                 | -                 | -                 |
| Andre driftsinntekter                  | 156 400           | 1 138 300         | 1 648 000         | 2 800 600         | 4 584 500         | 4 997 500         | 5 120 200         | 4 698 400         |
| H & W                                  | 170 000           | 170 000           | 170 000           | 170 000           | 170 000           | 170 000           | 170 000           | 170 000           |
| <b>Driftsinntekter</b>                 | <b>6 550 400</b>  | <b>6 511 800</b>  | <b>6 197 000</b>  | <b>5 757 100</b>  | <b>4 827 000</b>  | <b>5 167 500</b>  | <b>5 290 200</b>  | <b>4 868 400</b>  |
| Lønn og personalkostnader              | -1 323 609        | -1 389 789        | -1 431 483        | -1 474 428        | -1 518 660        | -1 564 220        | -1 611 147        | -1 611 147        |
| Andre driftskostnader                  | -1 334 215        | -1 400 925        | -1 470 972        | -1 544 520        | -1 621 746        | -1 702 834        | -1 787 975        | -1 787 975        |
| Avskrivninger                          | -1 000 000        | -950 000          | -902 500          | -857 375          | -814 506          | -773 781          | -735 092          | -735 092          |
| <b>Totale driftskostnader</b>          | <b>-3 657 824</b> | <b>-3 740 715</b> | <b>-3 804 955</b> | <b>-3 876 323</b> | <b>-3 954 913</b> | <b>-4 040 835</b> | <b>-4 134 214</b> | <b>-4 134 214</b> |
| <b>Driftsresultat</b>                  | <b>2 892 576</b>  | <b>2 771 085</b>  | <b>2 392 045</b>  | <b>1 880 777</b>  | <b>872 087</b>    | <b>1 126 665</b>  | <b>1 155 986</b>  | <b>734 186</b>    |
| Driftsrelatert skatt                   | -173 555          | -166 265          | -143 523          | -112 847          | -52 325           | -67 600           | -69 359           | -44 051           |
| <b>Netto driftsresultat</b>            | <b>2 719 022</b>  | <b>2 604 820</b>  | <b>2 248 522</b>  | <b>1 767 930</b>  | <b>819 762</b>    | <b>1 059 065</b>  | <b>1 086 627</b>  | <b>690 135</b>    |
| <b>Endring i netto driftseiendeler</b> | <b>-601 508</b>   | <b>40 561</b>     | <b>-380 226</b>   | <b>-581 341</b>   | <b>-1 355 702</b> | <b>610 158</b>    | <b>276 438</b>    | <b>-590 725</b>   |
| <b>Fri kontantstrøm fra drift</b>      | <b>3 320 529</b>  | <b>2 564 259</b>  | <b>2 628 749</b>  | <b>2 349 272</b>  | <b>2 175 464</b>  | <b>448 908</b>    | <b>810 188</b>    | <b>1 280 860</b>  |

Tabell 10-7, Driftsrelatert kontantstrøm etter skatt



## 11 Fundamental verdsettelse

Jamfør valg av verdsettelsesteknikk i kapittel 3 har det blitt valgt å verdsette Fred. Olsen Energy basert på en fundamental verdsettelse. Gjennom hele oppgaven blir det referert tilbake til rammeverket for fundamental verdsettelse i kapittel 3.3. Dette rammeverket tar for seg oppbygningen av utredningen og hvordan historisk analyse av strategi og regnskap spiller inn i utarbeidelsen av fremtidsregnskapet. En fundamental verdsettelse kan som tidligere nevnt utføres ved enten egenkapitalmetoden eller ved totalkapitalmetoden. Disse metodene kan med fordel brukes sammen for å få ulike referansepunkter på verdien til et selskap eller en eiendel (Palepu og Healy, 2008).

Ved verdsettelse basert på egenkapitalmetoden blir selskapets egenkapital verdsatt direkte ved å diskontere kontantstrømmen til egenkapitalen med egenkapitalens avkastningskrav, eksempelvis CAPM modellen (Koller et al., 2005). Et av problemene som oppstår ved denne fremgangsmetoden er å linke egenkapitalkontantstrømmen med det korrekte egenkapitalkravet (Koller et al., 2005).

Ved å bruke totalkapitalmetoden til verdsettelse blir selskapets driftsrelaterte kontantstrøm verdsatt ved å trekke fra verdien av finansielle eiendeler og gjeld. Dette er en mer indirekte metode som unngår noen av problemene som oppstår ved egenkapitalmetoden. Ved å bruke totalkapitalmetoden blir den driftsrelaterte kontantstrømmen diskontert med et vektet avkastningskrav (WACC) som tar hensyn til de ulike eierne av kapital. Metoden passer best for selskap som har et relativt stabilt forhold mellom gjeld og egenkapital (Koller et al., 2005).

### 11.1 Valg av modell

I følge Koller et al. (2005) blir det anbefalt å utføre verdsettelse basert på totalkapitalmetoden. Verdsettelse basert på totalkapitalmetoden betyr at Fred. Olsen Energy sin egenkapital blir verdsatt indirekte ved å estimere nåverdien av totalkapitalen minus netto finansielle eiendeler og gjeld. Innenfor totalkapitalmetoden finns det flere modeller. Et av alternativene er fri kontantstrøm modellen som jeg her vil benytte.

Ved å benytte seg av fri kontantstrømmodellen også kalt discounted cashflow (DCF) på engelsk, blir de fremtidige kontantstrømmene diskontert med et vektet avkastningskrav. Den fremtidige kontantstrømmen er inndelt i 2 perioder, en detaljert prognose (explicit forecast) og en terminal verdi (continuing value). Terminal verdi perioden inneholder en verdi som er lik

all fri kontantstrøm (growing perpetuity) fra året etter den detaljerte perioden til uendelig tid her blir Gordons Gordon's Growth Model (g) brukt (Boye og Dahl, 1997).

$$V_0 = \frac{KS_1}{(1+WACC)^1} + \frac{KS_2}{(1+WACC)^2} + \frac{KS_n}{(1+WACC)^n} + \frac{\frac{KS(TV)}{(WACC-g)}}{(1+WACC)^n}$$

Hvor,  $V_0$  = Verdien av selskapet

$KS$  = Kontantstrøm

$KS(TV)$  = Kontantstrøm ved terminal verdi

$WACC$  = Avkastningskrav til totalkapitalen

$g$  = Vekstrate

## 11.2 Verdiestimater på Fred. Olsen Energy

### 11.2.1 Beregning av egenkapitalverdi

Det ble i begynnelsen av kapittel 10. "Fremtidsregnskap" gjort en vurdering av lengden på den detaljerte perioden til å gjelde 2010 til og med 2016, for 2017 vil det bli beregnet en terminal verdi. Gjennom flere vurderinger av historien ved både en strategisk analyse og en analyse av lønnsomhet kommer det frem at FOE opererer i en sterkt konjunkturutsatt bransje. Det blir følgelig forutsett at selskapet i slutt verdi perioden har en vekst som er lavere eller lik vekstraten til økonomien generelt (vekst i brutto nasjonal produkt). Da selskapet ikke kan vokse raskere enn økonomien generelt over en lengre periode. Som et estimat på Gordons vekst modell, blir det i "steady state" antatt en beskjeden vekst på 1 %. Den fremtidige driftsrelaterte kontantstrømmen etter skatt blir så diskontert med totalkapitalens avkastningskrav, WACC og man får da et estimat på Fred. Olsen Energy sin totalkapital per 1.1.2010. Disse forutsetningene gir en totalkapitalverdi på 27 142,5 millioner NOK, der 56,4 % av verdien stammer fra terminal verdi.

For å finne markedsverdien av egenkapitalen må markedsverdien av netto finansielle eiendeler og gjeld trekkes fra. Fred. Olsen Energy har per fjerde kvartal 2009 en finansiell gjeld på 6 722 millioner NOK og minoritetsinteresser til 8,7 millioner NOK. Dette gir en markedsverdi per aksje på 308 NOK, vist i tabell 11-1.

| (Alle tall i 1 000 NOK)         | Per 01.01.2010    |
|---------------------------------|-------------------|
| Detaljert prognose:             | 11 826 569        |
| Terminal verdi:                 | 15 315 959        |
| <b>Totalkapital verdi:</b>      | <b>27 142 527</b> |
| Finansiell gjeld                | -6 721 700        |
| Minoritetsinteresser            | -8 700            |
| <b>Markedsverdi egenkapital</b> | <b>20 412 127</b> |
| <b>Markedsverdi per aksje:</b>  | <b>308</b>        |

Tabell 11-1, Markedsverdi per aksje

### 11.2.2 Likviditetsrisiko og konkursrisiko

Et annet sentralt element i et verdiestimat er likviditets- og konkursrisiko. Dette er henholdsvis risikoen for at man ikke får solgt aksjen til full verdi på grunn av dårlig likviditet i markedet, og risikoen for at investeringen går konkurs (Kinserdal, 2008). Likviditetsrabatten er relevant fordi kapitalmarkedet er preget av en viss markedssvikt, for eksempel på grunn av at investorer og bedrifter har ulik informasjon, eller at investorer av andre årsaker ønsker å være lite diversifiserte. Illikviditetsrabatten er blant annet avhengig av konjunkturer, bedriftsspesifikke forhold og av majoritetseiere. Fred. Olsen Energy er børsnotert som reduserer denne risikoen, historisk har Fred. Olsen Energy sin aksje vært blant de 25 mest likvide aksjene ved Oslo Børs. I risikoanalysen kom det frem at FOE historisk har hatt en årlig konkursrisiko på 2 % som er å anse som minimal. I følge Damodaran (2005) er investorer villig til å betale mer for likvide investeringer slik som for FOE og det blir ikke tatt hensyn til likviditets og konkursrisiko i verdiestimatet.

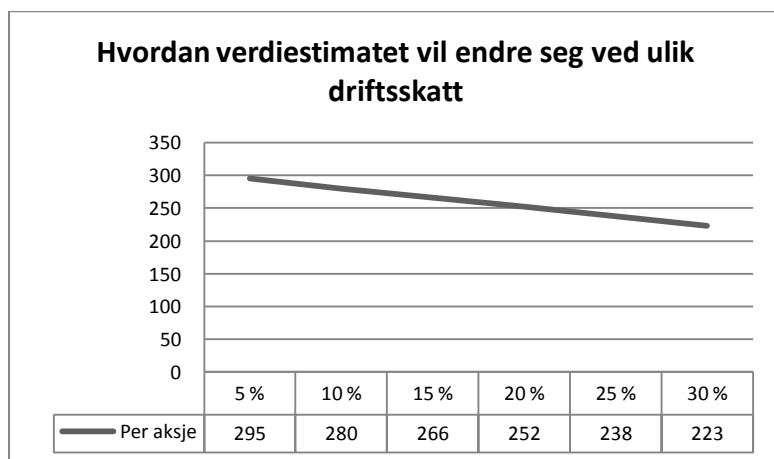
### 11.3 Oppdatert verdiestimat

Basert på at den fremkomne markedsverdi av egenkapital avviker fra estimatet som ble brukt i beregning av driftskravet, blir driftskravet oppdatert med nye vekter og et nytt verdiestimat fremkommer. Dette gir et nytt verdiestimat per aksje på 292 NOK, som vil være det endelige verdiestimatet.

## 11.4 Sensitivitetsanalyse

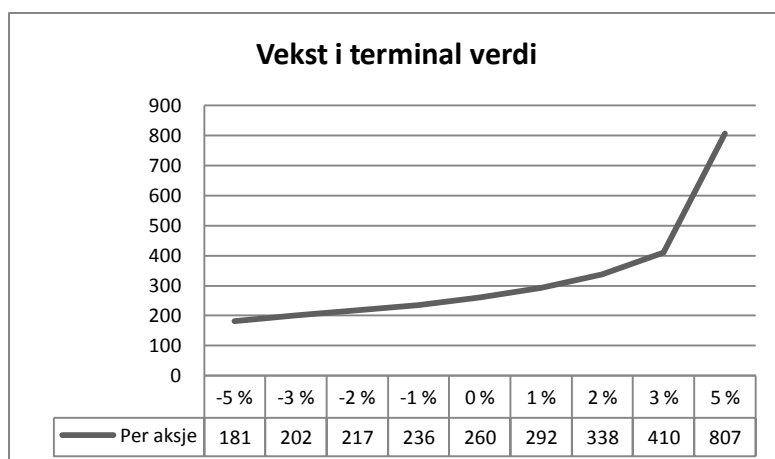
På bakgrunn av denne fundamentale verdsettelsen er aksjen til Fred. Olsen Energy verdsatt til 292 NOK per aksje. I denne delen av utredningen vil jeg utføre en sensitivitetsanalyse der jeg endrer på kritiske forutsetninger. Som en del av forarbeidene til fremtidsprognosen ble ulike scenarier for fremtiden nøye vurdert opp mot hverandre. Det har derfor kun blitt presentert ett scenario som er den forventede utviklingen for Fred. Olsen Energy. I den følgende sensitivitetsanalysen vil jeg dermed se bort fra hvordan ulike scenarier og lengden på den detaljerte perioden påvirker verdiestimatet.

Fred. Olsen Energy har historisk hatt en svært lav effektiv skatt, og i fremtidsprognosen er den antatt å ligge på 6 %. Figur 11-1, viser hvordan verdiestimatet endrer seg dersom skattesatsen endres. Ved en skattesats på 20 % vil verdiestimatet reduseres med 16 % av sin verdi. Verdiestimatet endres betydelig ved endring i enkelt faktorene driftsrelatert skattesats.



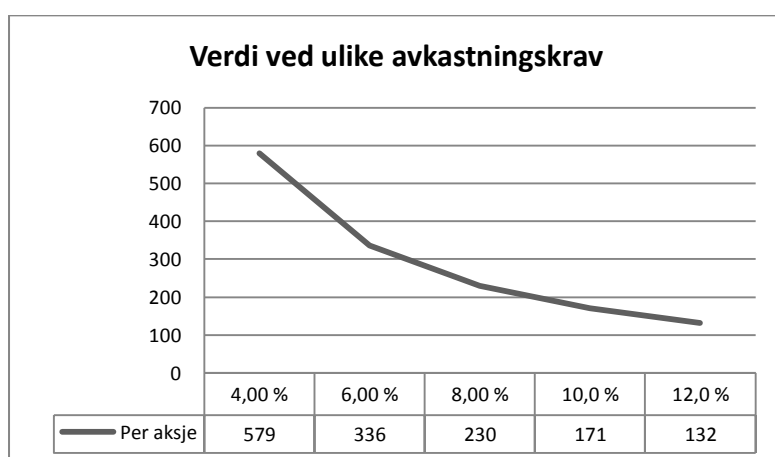
**Figur 11-1, Hvordan verdiestimatet per aksje vil endre seg ved ulike effektive skatter**

En av de mest sentrale forutsetninger for verdiestimatet er vekst i terminal verdi. Det har i denne fundamentale analysen blitt antatt en beskjeden vekst på 1 %. For å finne ut hvor sensitivt verdiestimatet er for endringer blir det i figur 11-2 illustrert hvordan markedsverdien per aksje endrer seg som følge av at vekstraten i terminal verdi perioden endres. Ved alt annet likt vil verdiestimatet endres betraktelig ved en annen vekstrate i terminal verdi enn den som er forutsatt, en vekstrate på 2 % vil øke markedsverdi per aksje med 13 %.



**Figur 11-2, Vekst i terminal verdi**

Et annet svært viktig estimat for verdiestimatet er nivået på totalkapitalens avkastningskrav. Figur 11-3 viser hvordan verdiestimatet endres, ved et avkastningskrav på 10 % vil hele 70 % av markedsverdi per aksje forringes.



**Figur 11-3, Verdi ved ulikt avkastningskrav**

På bakgrunn av denne sensitivitetsanalysen kommer det frem at verdiestimatet er svært sensitivt ved endringer i enkelt faktorer. Selv små endringer i noen av de kritiske faktorene vil få stor påvirkning for det endelige verdiestimatet.

## 12 Konklusjon og handlingsstrategi

Formålet med denne utredningen har vært å verdsette boreriggsselskapet Fred. Olsen Energy ASA, for å undersøke om aksjene er riktig priset av markedet. Dette har blitt utført ved en fundamental verdsettelse med totalkapitalmetoden. Fundamental verdsettelse kjennetegnes ved sine grundige og dyptgående analyser av historisk strategi og regnskap, basert på disse analysene ble det utarbeidet et fremtidsregnskap.

Fra den strategiske analysen av Fred. Olsen Energys eksterne og interne strategi kommer det frem at boreriggbransjen som FOE opererer i er sterkt syklisk og avhengig av makroøkonomiske forhold. Bransjen er fortiden (våren 2010) inne i en nedgangskonjunktur og det er ventet et fortsatt sterkt press på pris og en følgende overkapasitet i bransjen. Over et lengre tidsperspektiv er det ventet økt etterspørsel etter olje og gass, som er forventet å stabilisere forholdet mellom tilbud og etterspørsel av borerigger på verdensbasis.

Fra den historiske lønnsomhetsanalysen der FOE blir vurdert i forhold til den komparative bransjen kommer det frem at FOE gjennom analyseperioden (2005 til og med 2009) har hatt en strategisk sterk fordel i drift. For å oppnå konsistens mellom analyse og prognoser, blir det tatt utgangspunkt i strategisk analyse og lønnsomhetsanalyse ved utarbeidelse av fremtidsbudsjettet. Det er stor grad av usikkerhet knyttet til fremtidsprognosene på både kort og lang sikt, der det mest sannsynlige scenarioet med fallende marginer blir presentert.

Basert på resultatene i denne fundamentale verdsettelsen blir det estimert en markedsverdi per aksje til 292 NOK. Dette estimat er et resultat av en neddiskontert fremtidig fri kontantstrøm til 1.1.2010. På det tilnærmede samme tidspunktet (4.1.2010) var markedsverdien av aksjen på 228 NOK. Mitt verdiestimat er dermed 28 % høyere enn markedsverdi.

For å vurdere den nevnte usikkerheten i verdiestimatet blir det gjennomført en sensitivitetsanalyse. Her blir nivået på driftsrelatert skatt, vekst i terminal verdi og totalkapitalens avkastningskrav vurdert. Det kommer frem at til og med små endringer i enkelt faktorer vil påvirke estimatet relativt mye. Dersom flere faktorer blir påvirket samtidig vil verdiestimatet påvirkes betraktelig.

Ved avgjørelse av handlingsstrategi er det essensielt å ta hensyn til usikre faktorer, blant annet de som ble presentert i sensitivitetsanalysen. Samtidig har frikontantstrømmodellen i likhet med andre verdsettelsesmodeller sine begrensninger, der modellen forsøker ved analyse å sette en verdi i dag på fremtidig usikkerhet.

Tiltross for flere kritiske forutsetninger som omgir verdiestimatet, vurderer jeg på bakgrunn av de prognosene som førte frem til verdiestimatet, at aksjen på nåværende tidspunkt er undervurdert av markedet og gir en kjøpsanbefaling. En av årsakene til at mitt verdiestimat avviker fra børskurs, er muligens at jeg har et mer positivt og lengre tidsperspektiv i tankene, enn de som handler ved børsen.

## 13 Litteraturliste

### 13.1 Internett ressurser

Badger Explorer (2009), "Exploration at lower risk, cost and complexity", <http://www.badgerexplorer.no/>, 25.10.09.

BP (2009), "BP Statistical Review of World Energy June 2009", British Petroleum, <http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6929&contentId=7044622>, 25.10.09.

Diamond Offshore (2009a), "Offshore Drilling Basics", [http://www.diamondoffshore.com/ourCompany/ourcompany\\_offshorebasics.php](http://www.diamondoffshore.com/ourCompany/ourcompany_offshorebasics.php), 26.11.09.

Diamond Offshore (2009b), "Our History", [http://www.diamondoffshore.com/ourCompany/ourcompany\\_history.php](http://www.diamondoffshore.com/ourCompany/ourcompany_history.php), 30.11.09.

Diamond Offshore (2009c), "Diamond Offshore Drilling Presentation", <http://phx.corporate-ir.net/External.File?item=UGFyZW50SUQ9MzM4NDg0fENoaWxkSUQ9MzIzNDI4fFR5cGU9MQ==&t=1>, 26.11.09.

Diamond Offshore (2010), "Annual report which provides a comprehensive overview of the company for the past year", [http://www.diamondoffshore.com/investors/investors\\_secfiling.php](http://www.diamondoffshore.com/investors/investors_secfiling.php), 01.03.10.

DN (2010), "Dyrt å bygge nye oljefelt", Espen Bjerke, <http://www.dn.no/energi/article1818403.ece>, 15.01.10.

DNB NOR Markets (2009), "Økonomiske utsikter 3 tertial 2009", <https://www.dnbnor.no/portalfont/nedlast/no/markets/kvartalsrapport/TR0903.pdf>, 12.12.09.

Dolphin (2009), "Company profile", <http://www.dolphin.as/CompanyProfile/tabid/68/Default.aspx>, 25.10.09.

EIA (2010a), "World Crude Oil Prices", Energy Information Administration, [http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/pet\\_pri\\_wco\\_k\\_w.htm](http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/pet_pri_wco_k_w.htm), 06.01.10.

EIA (2010b), "Monthly OPEC surplus oil production capacity" <http://tonto.eia.doe.gov/oog/info/twip/twipprint.html>, 14.01.10.

FOE (2005), "Årsrapport 2005– Fred. Olsen Energy ASA", [http://www.fredolsen-energy.com/arch\\_img/9062610.pdf](http://www.fredolsen-energy.com/arch_img/9062610.pdf), 15.08.09.

FOE (2006), "Årsrapport 2006– Fred. Olsen Energy ASA", [http://www.fredolsen-energy.com/arch\\_img/9068714.pdf](http://www.fredolsen-energy.com/arch_img/9068714.pdf), 15.08.09.

FOE (2007), "Årsrapport 2007– Fred. Olsen Energy ASA", [http://www.fredolsen-energy.com/arch\\_img/9074803.pdf](http://www.fredolsen-energy.com/arch_img/9074803.pdf), 15.08.09.

FOE (2008), "Årsrapport 2008– Fred. Olsen Energy ASA", [http://www.fredolsen-energy.com/arch\\_img/9079972.pdf](http://www.fredolsen-energy.com/arch_img/9079972.pdf), 15.08.09.



- FOE (2009a), "Fred. Olsen Energy ASA – 3Q 2009, result presentation, 30 October 2009", <http://feed.ne.cision.com/wpyfs/00/00/00/00/00/0F/EB/A6/wkr0011.pdf>, 30.10.09.
- FOE (2010a), "Fred. Olsen Energy ASA – 4Q 2009, result presentation, 17 February 2010", [http://www.fredolsen-energy.no/arch/\\_img/9083585.pdf](http://www.fredolsen-energy.no/arch/_img/9083585.pdf), 01.03.10.
- FOE (2010b), "Rapport for 4. kvartal 2009 og foreløpig resultat for 2009", [http://www.fredolsen-energy.no/arch/\\_img/9083589.pdf](http://www.fredolsen-energy.no/arch/_img/9083589.pdf), 01.03.10.
- FOE (2010c), "Contract overview", <http://www.fredolsen-energy.no/default.aspx?aid=9050075>, 02.02.10.
- FOE (2010d), "Fleet", <http://www.fredolsen-energy.no/default.aspx?aid=9048927>, 02.02.10.
- Fred Olsen (2009), "Historie", Fred. Olsen & Co, <http://www.fredolsen.no/?aid=9042299>, 30.10.09.
- Harland & Wolff (2009), <http://www.harland-wolff.com/home.asp>, 26.11.09.
- IEA (2009), "World Energy Outlook 2009, November 2009", <http://www.worldenergyoutlook.org/>, 1.12.09.
- IMF (2009), "World Economic Outlook (WEO) - Sustaining the Recovery, October 2009", International monetary fund, <http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2009/02/pdf/exesum.pdf>, 1.12.09.
- Norges Bank (2009), "NIBOR", [http://www.norges-bank.no/templates/article\\_55486.aspx](http://www.norges-bank.no/templates/article_55486.aspx), 30.10.09.
- Northern Offshore (2009), "Company profile and history", [http://www.northernoffshorelimited.com/company\\_profile.html](http://www.northernoffshorelimited.com/company_profile.html), 30.10.09.
- Northern Offshore (2010), "Northern Offshore Reports Fourth Quarter and Preliminary Full Year 2009 Results", <http://phx.corporate-ir.net/External.File?item=UGFyZW50SUQ9MzMzMyNzR8Q2hpbGRJRD0tMXxUeXBIPtM=&t=1>, 01.03.10.
- Oslo Børs (2009), "Oslo Børs Benchmark Index", [http://www.oslobors.no/markedsaktivitet/stockIndexGraph?newt\\_ticker=OSEBX&newt\\_menuCtx=1.6.3](http://www.oslobors.no/markedsaktivitet/stockIndexGraph?newt_ticker=OSEBX&newt_menuCtx=1.6.3), 30.10.09.
- Rigzone (2009a), "Offshore rig search", [http://www.rigzone.com/data/advanced\\_search.asp](http://www.rigzone.com/data/advanced_search.asp), 30.10.09.
- Rigzone (2009b), "Offshore Rig Utilization by Rig Type", [http://www.rigzone.com/data/utilization\\_rigtype.asp](http://www.rigzone.com/data/utilization_rigtype.asp), 1.12.09.
- Rigzone (2010), "Analysis: Nearly 60 New Rigs Scheduled to Hit the Waters in 2010", [http://www.rigzone.com/news/article.asp?hpf=1&a\\_id=85247](http://www.rigzone.com/news/article.asp?hpf=1&a_id=85247), 08.01.10.
- Seadrill (2009a), "Fleet concepts", <http://www.seadrill.com/fleetconsept.asp?mid=18&sid=60>, 26.11.09.

Seadrill (2009b), "History",  
[http://www.seadrill.com/modules/module\\_123/proxy.asp?D=2&C=36&I=115&mid=18&sid=61](http://www.seadrill.com/modules/module_123/proxy.asp?D=2&C=36&I=115&mid=18&sid=61),  
 30.10.09.

Seadrill (2010) "Seadrill Limited (SDRL) - Fourth quarter and preliminary 2009 results", [http://www.seadrill.com/stream\\_file.asp?iEntityId=1020](http://www.seadrill.com/stream_file.asp?iEntityId=1020), 01.03.10.

SSB (2010), "Olje og gass investeringene flater ut", <http://www.ssb.no/oljeinv/>, 05.03.10.

Transocean (2009), "Our History", <http://www.deepwater.com/fw/main/Our-History-3.html>, 30.10.09.

## 13.2 Bøker

Besanko, D., D. Dranove, M. Shanley og S. Schaefer (2007), "Economics of strategy", 4utg, John Wiley & Sons

Boye, K. og G.A. Dahl (1997), "Verdsettelsesmodeller – verdsettelse i teori og praksis", Cappelen akademisk forlag, Oslo

Damodaran, A. (2005), "Marketability and value: Measuring the illiquidity discount", Stern School of Business,

Damodaran, A. (2006), "Damodaran on valuation: security analysis for investment and corporate finance", Wiley finance series, New Jersey

Frykman, D. og J. Tolleryd (2003) "Corporate Valuation: an easy guide to measuring value", Pearson Education Limited, Storbritannia

Hill, C.W.L. og G.R. Jones (2001), "Strategic Management Theory – an integrated approach", 5 utg, Houghton Mifflin Company, Boston, New York

Hoff, K.H (2005) "Driftsregnskap og budsjettering", 4 utg, Universitetsforlaget, Oslo

Jakobsen, E.W. og Lien, L.B. (2001), "Ekspansjon: strategi for forretningsutvikling", Gyldendal fakta, Oslo

Johnsen, A. og E. Kvaal (1999), "Regnskapsloven – Kommentarer til lov av 17.juli 1998 nr. 56 om årsregnskap m.v.", Cappelen Akademiske Forlag, Oslo

Kinserdal, A. (2005), "Finansregnskap med analyse", Cappelen akademisk forlag, Oslo

Koller, T., M. Goedhart, and D. Wessels (2005), "Valuation – Measuring and Managing the Value of Companies", 4th edition, John Wiley & Sons Inc., New Jersey

Palepu, Krishna G., Paul M. Healy (2008), "Business analysis & valuation: using financial statements", 4 utg, Thomson South- Western, Canada

Penman, S.H. (2007): "Financial Statement Analysis and Security Valuation", 3rd edition, McGraw-Hill Companies Inc., New York

Porter, Michael E. (2008), "Michael E. Porter on competition – updated and expanded edition", Harvard Business School publishing corporation, USA

Roos, G., G. Von Krogh, J. Roos og L. Fernström (2005), "Strategi – en innføring", 4utg, Fagbokforlaget, Bergen

Tellefsen, J.T. og J. Langli (2005) "Årsregnskapet", 8 utg, Gyldendal Norsk forlag, Oslo.

### **13.3 Forelesningsnotater**

Knivsflå, K.H (2007), BUS424 – Strategisk regnskapsanalyse  
<http://euribor.rente.nhh.no/master/bus424/>, 30.10.09.

Kinserdal, F. (2008), BUS425 – Regnskapsanalyse og verdsettelse, våren 2008.