

Verdsettelse av Fred Olsen Energy



Marius Simensen

Ola Galaaen Røsseth

Veileder: Frode Sættem

Masterutredning i hovedprofilen finansiell økonomi

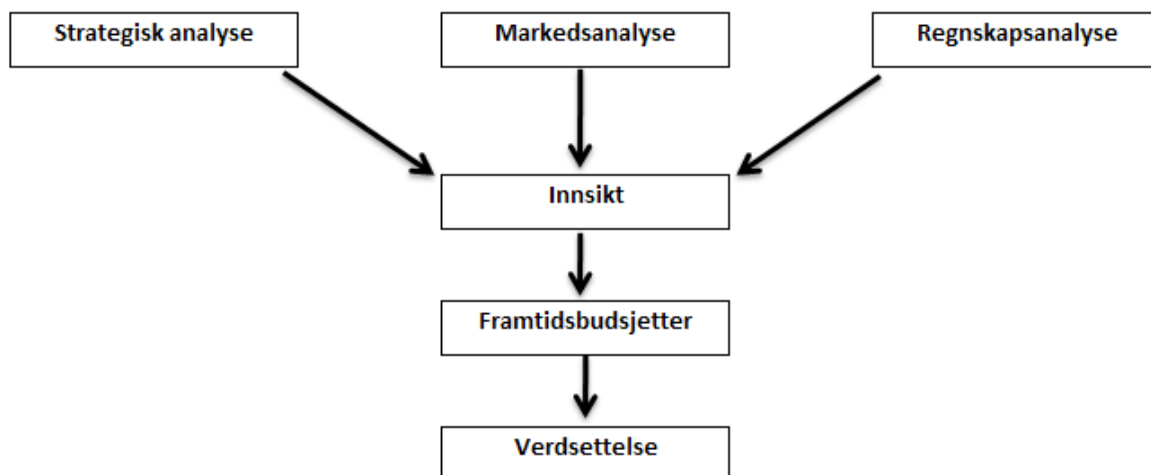
NORGES HANDELSHØYSKOLE

Denne utredningen er gjennomført som et ledd i siviløkonomutdanningen 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.

Sammendrag

Denne masterutredningen tar for seg en verdivurdering av Fred Olsen Energi (FOE). For å utføre verdsettelsen har vi hovedsakelig benyttet en fundamental verdsettelse som er foretatt ut fra perspektivet til en veldiversifisert investor.

Rammeverk for verdsettelsen:



For å opparbeide oss et godt utgangspunkt for å utføre den fundamentale verdsettelsen har vi foretatt strategisk analyse, markedsanalyse og regnskapsanalyse. Kunnskapene vi har tilegnet oss i disse analysene har vi brukt for å estimere framtidsprognoser. Framtidsprognosene er sammen med estimering av avkastningskravet grunnlaget for den fundamentale verdsettelsen. Modellen vi har brukt i den fundamentale verdsettelsen er en nåverdiberegning av fri kontantstrøm til totalkapitalen. Videre har vi anvendt sensitivitetsanalyser og ”peer review” for å vurdere risikoen og rimeligheten for verdierstatet fra den fundamentale verdsettelsen. Til slutt konkluderer vi med en kjøpsanbefaling basert på vår verdivurdering av selskapets aksjer.

Forord

Vi bestemte oss tidlig i prosessen for å skrive en verdsettelsesoppgave, siden dette er en oppgavetype der vi får anvendt mye av det teorien vi har lært i studiene på en praktisk måte. I tillegg er det en unik mulighet til å opparbeide seg spesifikk kunnskap om en bransje, noe vi kan få bruk for senere.

Valget av bransje skyldtes at vi var interessert i å lære mer om oljerelatert virksomhet, siden dette er veldig viktig for Norge. Dermed falt valget på riggbransjen som vi hadde lite kunnskap om fra før, men bransjen virket spennende og vi var motivert for å lære mer. Siden vi ville velge et selskap som var notert på Oslo Børs valgte vi Fred Olsen Energy, fordi dette var et selskap som virket relativt oversiktlig. Mange av de andre selskapene ble enten ansett som for små eller hadde gjort store strukturelle endringer de siste årene. Gjennom arbeidet med å opparbeide oss kunnskap om riggbransjen og verdsette Fred Olsen Energy føler vi at vi har blitt utfordret med virkelighetsnære problemstillinger og det har vært en veldig lærerik prosess, spesielt problemstillinger rundt bransjens sykliske karakter.

Vi mener vi har foretatt en grundig analyse av selskapet og riggmarkedet som vi på en god måte tar med oss inn i fundamental verdsettelsen, og at det dermed er konsistens mellom analysene og selve verdsettelsen. En åpenbar svakhet med oppgaven er den store usikkerheten rundt estimatet på egenkapitalverdien. Endringer i forutsetningene gir store utslag i egenkapitalverdien, men dette er noe vi har belyst og tatt hensyn til i vår konklusjon.

Vi vil takke vår veileder Frode Sættem for god hjelp i slutføringen av utredningen.

Innholdsfortegnelse

1.	BESKRIVELSE AV SELSKAPET OG RIGGBRANSJEN	8
1.1	RIGGBRANSJEN OG RIGGMARKEDET	8
1.1.1	<i>Geografiske segmenter</i>	8
1.1.2	<i>Ulike typer offshore rigger</i>	10
1.1.3	<i>Konkurrenter</i>	11
1.2	FRED OLSEN ENERGY (FOE)	12
1.2.1	<i>Om selskapet og riggflåten</i>	12
1.2.2	<i>Kontraktoversikt</i>	14
1.2.3	<i>Historikk</i>	14
1.2.4	<i>Aksjonærstruktur</i>	15
2.	STRATEGISK ANALYSE	16
2.1	SWOT-ANALYSE	16
2.1.1	<i>Styrker</i>	16
2.1.2	<i>Svakheter</i>	17
2.1.3	<i>Muligheter</i>	17
2.1.4	<i>Trusler</i>	18
2.1.5	<i>Oppsummering SWOT</i>	19
2.2	PORTERS FIVE FORCES	19
2.2.1	<i>Faren for substitutter</i>	20
2.2.2	<i>Faren for nyetableringer</i>	21
2.2.3	<i>Leverandørens forhandlingsmakt</i>	23
2.2.4	<i>Kundenes forhandlingsmakt</i>	24

2.2.5	<i>Rivalisering i bransjen</i>	25
2.2.6	<i>Konklusjon</i>	26
3.	MARKEDSANALYSE	27
3.1	ETTERSPØRSELSSIDEN.....	27
3.1.1	<i>Oljeprisen</i>	27
3.1.2	<i>Tilgang på kapital</i>	32
3.1.3	<i>Tilgang på områder for leting etter olje</i>	32
3.1.4	<i>Konklusjon: Hvilken påvirkning på riggmarkedet?</i>	33
3.2	TILBUDSSIDEN	34
3.2.1	<i>Historisk utvikling</i>	34
3.2.2	<i>Dagens situasjon</i>	35
3.2.3	<i>Fremtidsutsikter</i>	36
3.2.4	<i>Konklusjon</i>	38
3.3	MARKEDSBALANSE OG DAGRATER	38
3.3.1	<i>Historisk utvikling</i>	38
3.3.2	<i>Den seneste utviklingen</i>	39
3.3.3	<i>Fremtidsutsikter for riggmarkedet</i>	41
4.	REGNSKAPSANALYSE	44
4.1	OMGRUPPERING AV BALANSE	44
4.2	NORMALISERING AV HISTORISKE RESULTATER	47
4.3	LØNNSOMHETSANALYSE.....	47
4.3.1	<i>Analyse av inntekter</i>	48
4.3.2	<i>Kostnader</i>	50
4.3.3	<i>Analyse av EBITDA-marginen:</i>	52

4.4	ANALYSE AVKASTNING	55
4.5	LIKVIDITETS- OG SOLIDITETSANALYSE.....	59
4.5.1	<i>Analyse av likviditet</i>	59
4.5.2	<i>Analyse av soliditet</i>	63
5.	FRAMTIDSPROGNOSER.....	65
5.1	RAMMEVERK.....	65
5.2	INFLASJON.....	66
5.3	INVESTERINGER.....	66
5.3.1	<i>Historiske investeringer og avskrivninger</i>	67
5.3.2	<i>Investeringer i budsjetteringsperioden</i>	68
5.3.3	<i>Langsiktig investeringsnivå</i>	70
5.4	INNTEKTER.....	71
5.4.1	<i>Kontraktsfestede rigginntekter</i>	72
5.4.2	<i>Rigginntekter utover nåværende kontrakter</i>	73
5.4.3	<i>Inntekter fra Ingeniør- og fabrikkasjontjenester</i>	78
5.4.4	<i>Prognoser for totale inntekter i budsjetteringsperioden</i>	78
5.5	KOSTNADER	79
5.5.1	<i>Lønnskostnader</i>	79
5.5.2	<i>Andre driftskostnader</i>	81
5.5.3	<i>Materialkostnader</i>	83
5.6	PROGNOSER FOR ENDRING I OPERASJONELL ARBEIDSKAPITAL	84
5.7	PROGNOSE AVSKRIVNINGER.....	85
5.8	SELSKAPETS EFFEKTIVE SKATTESATS.....	86
6.	FUNDAMENTAL VERSETTELSE FOE.....	87

6.1	RAMMEVERK	87
6.2	WEIGHTED AVERAGE COST OF CAPITAL (WACC).....	87
6.2.1	<i>Avkastningskravet til egenkapitalen.....</i>	88
6.2.2	<i>Gjeldsrente.....</i>	94
6.2.3	<i>Kapitalstruktur.....</i>	94
6.2.4	<i>Oppsummering WACC.....</i>	96
6.3	BEREGNING FCF	96
6.4	TERMINALVERDI BEREGNING	97
6.5	VERDIBEREGNING	97
6.5.1	<i>Fra total kapital (EV) til egen kapital (EK).....</i>	97
6.5.2	<i>Effekten av kontrollerende eier</i>	98
6.5.3	<i>Oppsummering.....</i>	100
6.6	SENSITIVITETSANALYSE.....	100
7.	PEER REVIEW.....	104
8.	KONKLUSJON.....	107
	LITTERATURLISTE	108
	APPENDIKS 1: SENSITIVITETSTABELLER.....	111

1. Beskrivelse av selskapet og riggbransjen

1.1 Riggbransjen og riggmarkedet

1.1.1 Geografiske segmenter



Figur 1.1.1: Vår inndeling av markedssegmenter.

Som man ser av figuren over har vi valgt å dele inn markedet for flytende borerigger i følgende geografiske områder: Nordsjøen, Mexicogulfen, Sør-Amerika, Vest-Afrika og Asia. Vi konsentrerer oss om disse områdene siden det er her FOE opererer eller tidligere har operert. I Midtøsten er det for eksempel hovedsakelig jack-up rigger og landbaserte rigger. Nedenfor følger en kort beskrivelse av de aktuelle markedene.

Mexicogulfen

De siste årene har man gjort store dypvannsfunn i Mexicogulfen, blant annet på Shenandoah-feltet, Heidelberg-feltet og Buckskin-feltet. Havdybden på disse nye funnene er fra 5000-7000 fot. Mexicogulfen er et attraktivt område for oljeselskapene på grunn av stabile politiske forhold og et gunstig skatteregime. Det negative er at dette området har vært utsatt for store miljøkatastrofer de siste årene som orkanene "Gustav" og "Katrina", som gjorde store skader på offshorevirksomhet i Mexicogulfen.

Sør-Amerika

Det mest interessante markedet i Sør-Amerika befinner seg på dypvann utenfor Brasil. I 2006 gjorde man et kjempefunn utenfor Brasil, Tupi-feltet, dette er det nest største oljefunnet gjort globalt de siste ti årene. Det har blitt knyttet paralleller til Norges utbygging av Nordsjøen på 70-tallet og utbyggingen av oljeindustrien vil bli viktig for Brasil med tanke på fremtidig velstand. Det statlig eide oljeselskapet Petrobras har gått mot strømmen og signalisert at det vil investere 174 milliarder dollar de neste 5 årene.

Nordsjøen

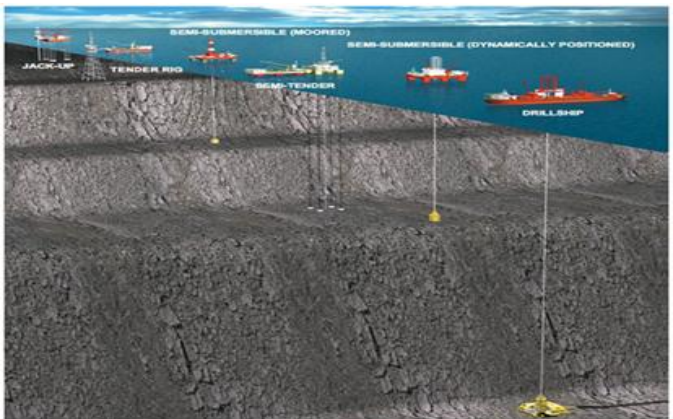
Man har drevet med leting og produksjon i Nordsjøen i ca 40 år, de siste årene har man sett at produksjonen har falt og det er forventet at den vil fortsette å falle. De fleste funnene i Nordsjøen befinner seg på grunt territorium, gjennomsnittsdybden er ca 300 fot. I den nordlige delen er det dybder på nærmere 1000 fot, i tillegg er værforholdene vanskeligere her.

Vest – Afrika

På Afrikas vestkyst ved Guineabukten er det påvist store oljereserver, hovedsakelig i Nigeria og Angola. Om få år vil Guineabukten, ifølge forskningsinstituttet ECON, romme verdens største offshoreinvesteringer i olje- og gassvirksomhet (Nordhaug 2006). Det som derimot skaper problemer er at dette er en region med mye korrupsjon og politiske spenninger, noe som blant annet har ført til kidnappinger av oljepersonell.

1.1.2 Ulike typer offshore rigger

I riggmarkedet opererer det mange forskjellige typer rigger som er tilpasset ulike typer forhold og havdybder. Vi velger å definere det relevante riggmarkedet som markedet for flytende boreenheter, siden dette er segmentet selskapet opererer innenfor. I dette segmentet inngår halvt nedsenkbare borerigger og boreskip.



Jack-Up rigg

En jack-up rigg er en mobil borerigg. Jack-up riggen har lange ben strukturer, bena senkes til havbunnen slik at plattformen løftes over vann. En åpenbart begrensning med denne typen rigger er havdybde, jack-up riggene kan bare operere ned til en dybde på maks 600 fot. (Offshoreguides.com 2007) Selskapet har ingen rigger av denne typen og den inngår heller ikke under vår definisjon av markedet for flytende boreenheter.

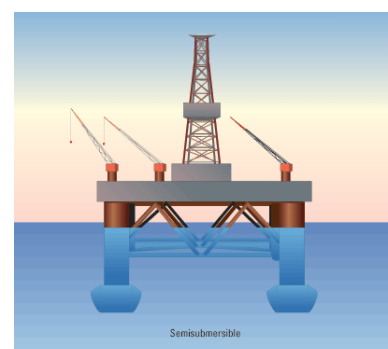


Nedsenkbar borerigg

Dette er en sjeldent brukt rigg som taues til plassering for så å senkes slik at den hviler på havbunnen. Brukes på relativt grunt vann, normalt 80 fot eller mindre. Denne typen rigg inngår heller ikke i det aktuelle segmentet.

Halvt nedsenkbar borerigg

Denne riggtypen er en mobil borerigg, som enten slepes eller drives av egen motorkraft. Den kan posisjoneres dynamisk eller ved bruk av anker. For å holde riggen stabil senkes en del av den ned i havet, dette gjøres ved at sjøvann fylles inn i riggrammen som ballast. Dette gjør installasjonen veldig stabil selv på urolig



og dypt hav, og gjør at den er det foretrukne valget i Nordsjøen og de nye feltene vest for Skottland. Halvt nedsenkbare rigger kan bore helt ned til en havdybde på 10 000 fot. (world-petroleum.org 2007) Selskapet opererer 7 borerigger av denne typen, i tillegg eier de en halvt nedsenkbar boligplattform.

Boreskip

Dette er ganske innlysende et borefartøy utformet som et skip. Det kan være skip som er designet og bygget for boring, eller det kan være et eldre skip som er ombygd og utstyrt med boreutstyr. Skipet holdes enten på plass av anker eller det kan posisjoneres dynamisk. Boreskipene har den åpenbare fordelen ved at de ikke trenger å taues og de kan bringe med seg fullt mannskap. Boreskipene kan bore på ultradypt vann, særlig er skipene med dynamisk posisjonering egnet for dypt vann og vanskelige forhold. Selskapet eier og opererer et boreskip.

1.1.3 Konkurrenter

Vi har valgt å bruke Atwood Oceanics, Diamond Offshore, Ensco International, Noble Corporation, Pride International og Transocean som sammenlignbare selskaper. Alle disse selskapene opererer i samme bransje som FOE og det er derfor fornuftig å sammenligne disse selskapene. Det som er negativt er at de nevnte selskapene, utenom Atwood Oceanics, gjennomgående er større en FOE. Transocean er verdens klart største riggselskap med over 140 rigger, de andre selskapene vi har valgt er også blant de største innenfor bransjen. I tillegg har selskapene rigger innefor alle boresegmentene, mens FOE kun har flytere. Vi mener likevel at de valgte selskapene gir et godt bilde av bransjen og derfor kan brukes som et industrigjennomsnitt. Bransjen har de siste årene vært preget av oppkjøp og konsolideringer, dette gjør det vanskelig å finne sammenlignbare tall for noen selskaper. Dette er grunnen til at vi for eksempel utelater Seadrill i industri gjennomsnittet.










1.2 Fred Olsen Energy (FOE)

1.2.1 Om selskapet og riggflåten

Fred Olsen Energy (FOE) ble etablert i 1997 og leverer hovedsakelig tjenester til offshoreindustrien innenfor utvikling og produksjon av olje og gass. Selskapets operasjoner er delt inn i to divisjoner:

- Boredivisjon
- Ingeniør- og fabrikkdivisjon.

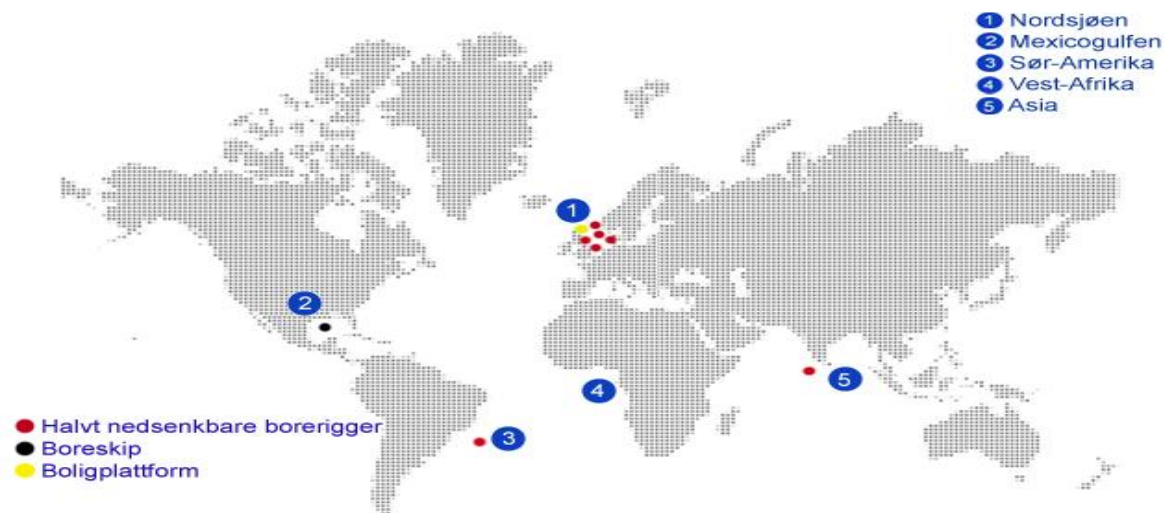
Selskapets kjernevirksomhet er boredivisjonen som har en flåte på 9 rigger:

					
Rigg type	Boreskip	Halvt nedsenkbar	Halvt nedsenkbar	Halvt nedsenkbar	Halvt nedsenkbar
Boreddybde (ft)	10000	1750	1500	7000	1500
Verft	Samsung Heavy Ind.	Aker Verdøl	Harland & Wolff	Nylands Verksted	Verolme Botlek
Design	Nylands Verksted	Aker H-3	Aker H-3	Aker H-3	Aker H-3
Konstruksjonsår (oppgraderinger)	2000	1975(99)	1976(99)	1974(08)	1980(07)
					
Rigg type	Halvt nedsenkbar	Halvt nedsenkbar	Halvt nedsenkbar	Boligrigg	
Boreddybde (ft)	1500	1500	1750	600 beds	
Verft	Nylands Verksted	Aker Group	Rauma Repola	Aker H-3	
Design	Aker H-3	Aker H-3	Aker H-3	Aker H-3	
Konstruksjonsår (oppgraderinger)	1975	1974	1977	1975	

Figur 1.2.1: Oversikt over riggflåten.
(Kilde: Pareto Securities, Årsrapporter)

Figuren over viser en oversikt over riggflåten med boreddybde og konstruksjons år. Flåten består av seks halvt nedsenkbare borerigger, en dypvanns borerigg, ett ultra-dypvanns boreskip og en britisk sertifisert boligrigg. Som vi ser er de fleste riggene bygd på 1970-tallet og er i utgangspunktet klassifisert som 2. generasjons borerigger, men flere av riggene er oppgradert den senere tiden. Bideford og Borgland har gjennomgått store oppgraderinger, de er oppgradert til 4. generasjons borerigger og er samtidig sertifisert for å operere på norsk sokkel. Blackford ble i 2008 oppgradert til 4. generasjonsrigg, samt for å kunne bore på dypt vann. Bredford er fremdeles regnet som 2. generasjons borerigg, men er sertifisert for drift på norsk sokkel.

Av figuren under ser man at FOE har et sterkt fokus på Nordsjøen og per i dag opererer 6 av riggene i dette området, de øvrige befinner seg i Mexicogulfen, Brasil og India.



Figur 1.3.2: Oversikt over riggflåtens geografiske plassering.
(Kilde: Kvartalsrapporter og børsmeldinger)

Ingeniør- og fabrikkdivisjonen består av verftet Harland & Wolff, deres arbeidsoppgaver består av skipsbygging, reparasjoner og lignende. Divisjonen har en rekke internasjonale kunder, men selskapets boredivisjon bruker også H&W tjenester til oppgraderinger og reparasjoner på egne rigger¹. Denne divisjonen har de siste årene blitt kraftig nedskalert og genererer bare en liten andel av dagens inntekter.

FOE har hovedkontor i Oslo, i tillegg til kontorer i Stavanger, Brasil, India, Ungarn, Mexico, Singapore, Storbritannia og USA.

¹ Kilde: Fredolsen-energy.no

1.2.2 Kontraktsoversikt

	Kunde	Region	Kontrakt utløp	Dagrate \$*/Dag	2009				2010				2011				2012				2013				2014			
					1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q
Borgsten	Maersk	UK	jun. 09	385																								
Borgholm	BG	UK	okt. 09	225	225\$/day																							
Bredford	AGR *	Norge	jun. 10	370	370\$/day																							
Bideford	Statoil	Norge	jan. 11	384	384\$/day																							
Blackford	Reliance	India	nov. 11	400	398\$/day																							
Byford	Senergy/TBC**	UK	jan. 13	405	405\$/day				410\$/day																			
Belford	Anadarko	USA	apr. 13	420	420\$/day				525\$/day																			
Borgny	Petrobras	Brasil	sep. 13	235	235\$/day																							
Borgland	Statoil/Misc.***	Norge	jan. 14	344	344\$/day				502\$/day																			

* BG, DETNOR, Endavour, Lundin, Revus

** Stort oljeselskap. Letter of award

*** BP, Briddee, Discoverer, EDN, Nexen, OMT, Rocksource, Wintershall

Figur 1.2.3: Kontraktsoversikt for riggene.
(Kilde: Kvartalsrapporter, børsmeldinger og Pareto Securities)

Av oversikten i figur 1.2.3 ser vi at de fleste riggene har sikret seg lange kontrakter. Det er kun den halvt nedsenkbare riggen Borgsten og boligplattformen Borgholm som går av kontrakt i inneværende år. Bredford går av kontrakt i midten av 2010, mens resten har kontrakter som utløper i perioden 2011-2013.

1.2.3 Historikk

Fred. Olsen så tidlig potensialet som lå i oljesektoren, spesielt på letesiden. I et raskt voksende olje- og offshoremarked startet rederiet i 1973 oppbyggingen av en solid offshoredivisjon. Rederiet var blant annet en pådriver i utviklingen av de kjente Aker H-3 riggene. I 1997 ble offshore- og energiaktivitetene til Fred. Olsen samlet i et nytt og selvstendig selskap Fred. Olsen Energy ASA.²

Siden selskapet ble børsnotert i 1997 har det gjennomgått en del endringer. I perioden 1998 - 2003 solgte de ut en rekke ulike virksomhetsområder³ og utviklet seg til et nesten rendyrket riggselskap¹. Riggflåten ble i samme periode oppgradert og utvidet. I 1999 ble to av riggene konvertert fra 2. generasjons til 4. generasjons rigger. I 2000 kjøpte de boreskipet Navis

² Kilde: Fredolsen-energy.no

³ ROV (fjernstyrte undervannsfartøy) aktiviteten, vindkraftsvirksomheten, andelene sine i det amerikanske utforsknings- og produksjonsselskapet Callon Petroleum Inc., brønntjenester, eiendom og den flytende lagringsvirksomheten.

Explorer 1 (omdøpt til Belford Dolphin). Boligplattformen Borgholm Dolphin ble anskaffet i 2001 og i 2005 kjøpte de boreriggen Ocean Liberator (omdøpt til Blackford Dolphin).⁴

1.2.4 Aksjonærstruktur

Aksjebeholdning	i %	Navn
17.814.382	26.71	Bonheur ASA
17.814.382	26.71	Ganger Rolf ASA
3.602.350	5.40	Folketrygdfondet
1.304.372	1.96	State Street Bank A/C Clients
966.355	1.45	Verdipapirfondet Odin
945.000	1.42	Fidelity Funds Europe (SICAV)
915.640	1.37	Pictet & Cie Banque
821.960	1.23	Bank of New York, BR BNY GCM
732.279	1.10	Client
702.888	1.05	Clearstream Banking, Frankfurt

De to største aksjonærene i FOE er Ganger Rolf ASA og Bonheur ASA, disse har tilsammen en majoritets andel i FOE. I disse to selskapene er det et krysseierskap, Ganger Rolf eier 20,7 % i Bonheur og Bonheur eier 57,97 % i Ganger Rolf. Dette betyr at Bonheur har kontroll over Ganger Rolf og dermed også kontroll over Fred Olsen Energy. Bonheur kontrolleres forøvrig av Fred. Olsen familien gjennom to investeringsselskaper, Invento AS og Quatro AS.

⁴ Kilde: Fredolsen-energy.no

2. Strategisk analyse

Formålet med å foreta en strategisk analyse er å få oversikt over bransjens kompleksitet og vurdere dens attraktivitet, samt å analysere selskapets posisjon og konkurransedyktighet. Det finnes mange ulike teoretiske modeller innenfor strategisk analyse som kan brukes til dette formålet. For å skaffe oss den nødvendige innsikten i bransjen og selskapet har vi valgt å benytte oss av en SWOT analyse og Porter's five forces. Disse modellene er i utgangspunktet utviklet som et verktøy for selskapsinterne analyser, men de gir også verdifull innsikt for eksterne analytikere som baserer seg på offentlig informasjon. Verdien av strategiske analyser begrenses litt av at tjenestene riggselskapene leverer er relativt like. Vi mener derfor at disse to modellene gir oss den innsikten vi trenger, og at bruk av ytterligere modeller blir overflødig.

2.1 SWOT-analyse

En SWOT analyse er et strategisk verktøy for å evaluere styrker, svakheter, muligheter og trusler for en virksomhet. Analysen identifiserer interne og eksterne faktorer som er gunstige og ugunstige for selskapets nåværende og framtidige drift. På denne måten kan vi danne oss en formening om selskapets posisjon og konkurransedyktighet (Barney 2002).

2.1.1 Styrker

FOE har en solid finansiell posisjon, de har en sterk balanse med en egenkapitalprosent på 33 % og selskapet har 3,67 mrd. NOK i tilgjengelige kontanter. Dette gjør at de kan investere eller betale ut dividende i et aksjemarked der de fleste selskap kutter dividende eller emitterer aksjer. Siden selskapet er fullfinansiert med tanke på oppgraderinger er det også blitt signalisert at gode investeringer i riggsektoren vil bli vurdert⁵. Selskapet har ved tidligere anledninger visst motsyklisk oppførsel med betydelige investeringer i dårlige tider (Jørgensen 2000). Selskapet har per i dag ingen bestillinger på levering av nybygg, og er dermed ikke utsatt for nybyggingsrisiko. Hvis markedet skulle vise seg å bli dårlig i tiden

⁵ Kilde: Kvartalsrapport FOE 3. kv. 2008.

framover, vil det kanskje bli billigere å skaffe seg nye rigger ved oppkjøp istedenfor å kontrahere nye rigger.

Det at syv av ni enheter er på langtidskontrakter vil være en fordel dersom riggratene skulle svekke seg, med forbehold om at oppdragsgiver ikke går konkurs eller trekker seg fra kontrakten på andre måter. Gjennomsnittlig kontraktstid er 34 måneder, dette gjør at selskapet har høy inntektsvisibilitet, og det vil derfor være lettere for selskapet å planlegge for framtiden med tanke på oppkjøp og/eller dividende⁶. Det er også positivt at selskapet kan vise til god operasjonell historikk i Nordsjøen, FOE kan bli preferert foran andre selskaper med mindre fartstid i dette området. På norsksokkel i Nordsjøen er det ekstraordinære sikkerhetskrav til riggene og hvordan arbeidet utføres. Det er en styrke for FOE at de har rigger som er sertifisert for virksomhet i Norge og at de har ansatte som har operasjonell erfaring på norsk sokkel.

2.1.2 Svakheter

Den mest påfallende svakheten til FOE er den gamle riggflåten. Alle de 7 halvt nedsenkbare riggene er andre generasjonsrigger bygget på 70-tallet. Selv om de fleste av disse er oppgradert i senere tid er det ikke tvil om at dette er en svakhet for FOE. Det er større sannsynlighet for at det oppstår problemer med riggene og det er stor usikkerhet rundt kostnadene på eventuelle framtidige oppgraderinger. Grunnen til dette er at det fort kan oppstå komplikasjoner under oppgraderingsprosessen. I et marked med overkapasitet av rigger kan nye rigger bli preferert foran gamle, siden dette reduserer sannsynligheten for driftsproblemer og forsinkelser. En annen svakhet er at kun 2 av 8 riggenheter kan operere på dypt vann, dette begrenser bruksområdet. Særlig siden boring på dypt vann er segmentet med størst vekst.

2.1.3 Muligheter

Selskapet har anledning til å kjøpe rigger/riggselskaper de mener vil gi selskapet en positiv nåverdi. I dagens vanskelige finansmarkeder har vi sett at selskap med for høy gearing har fått problemer med finansieringen av nye rigger, dette kan skape muligheter for FOE

⁶ Kilde: Kvartalsrapport FOE 3. kv. 2008.

(Linderud 2009). Det statskontrollerte brasilianske oljeselskapet Petrobras har sagt at de vil øke investeringsbudsjettet sitt de neste 5 årene med 55 % til 174 milliarder, dette skyldes hovedsakelig det store oljefunnet Brasil har gjort på dypt vann (Jensen 2009). Dette skjer samtidig som de fleste oljeselskapene kutter i sine investeringsbudsjetter. Denne store satsningen vil bidra til ytterligere vekst i behovet for dypvannsrigger. FOE besitter som nevnt per i dag to enheter som kan operere på dypt vann.

2.1.4 Trusler

Nivået på dagens oljepris er lavt i forhold til nivået den har vært på de seneste årene, grunnet svikt på etterspørselssiden. Vedvarer den lave oljeprisen kan dette føre til ytterligere kutt i investeringsbudsjetter og utsettelse av prosjekter for oljeselskapene⁷, som igjen fører til lavere etterspørsel etter rigger. FOE har som nevnt de fleste av riggene på lange kontrakter, men boreriggen Borgsten Dolphin og boligriggen Borgholm Dolphin fullfører sine kontrakter i 2009. Det kan være en trussel mot inntjeningen og profitten til FOE hvis nye kontrakter lar vente på seg. Det er knyttet store faste kostnader til riggene selv om de er i opplag. Boligriggen har historisk operert på korte kontrakter og det er derfor ikke noe spesielt med at denne ikke er på langtidskontrakt. I tillegg bør det nevnes at det ikke er noen krisesituasjon selv om det tar tid å få disse på nye kontrakter, de nærmeste årene ligger FOE an til å ha en historisk høy utnyttelsesgrad og det på høye riggrater.

På grunn av gode tider i riggmarkedet de seneste årene er det mange rigger under produksjon som skal leveres de nærmeste årene. Selv om mange av disse allerede er tildelt kontrakter kan dette føre til problemer. Foruten at konkurransen om nye kontrakter øker, vil det føre til økt konkurranse om arbeidskraft. Bemanningskostnadene vil øke, og den gamle riggflåten kan gjøre at selskapet ikke er den mest attraktive arbeidsgiveren. Den økte etterspørselen etter nybygg har også ført til at prisene på nye rigger har steget betraktelig. Det kan ta tid før prisene på nybygg faller, siden aktiviteten fremdeles er stor. Dermed kan gode investeringsmuligheter la vente på seg.

⁷ Kilde: Kvartalsrapport FOE 3. kv. 2008.

2.1.5 Oppsummering SWOT

		Oppsummering SWOT	
		Nyttig	Skadelig
Internt		Solid finansiell posisjon Ingen nybyggingsrisiko Høy inntektsvisibilitet/lange kontrakter Operasjonell erfaring i Nordsjøen	Gammel riggflåte Bare 2 dypvannsrigger
Eksternt		Oppkjøpsmuligheter Sterk vekst dypvanns segment	Lav oljepris Mange rigger under produksjon 2 rigger avslutter kontrakter i 2009 Det kan ta tid før prisen på rigger faller

Figur 2.1.1: Oppsummering SWOT-analyse.

De viktigste positive faktorene i denne analysen er den sterke finansielle posisjonen og at FOE har de fleste av sine rigger på langtidskontrakter. Selskapet framstår som veldig solid og godt rustet til å takle en nedtur i riggbransjen, samtidig er de godt posisjonert til å utnytte eventuelle investeringsmuligheter som kan oppstå i en lavkonjunktur. På den negative siden er det som veier tyngst svakhetene med den aldrende riggflåten og trusselen om en vedvarende lav oljepris. Sammenlignet med de fleste konkurrentene er FOE bedre posisjonert til å takle og utnytte en eventuell vedvarende nedtur i riggbransjen. Blir derimot nedturen ikke like kraftig som ventet er selskapet mer nøytralt posisjonert i forhold til konkurrentene.

2.2 Porters five forces

Porter mener at det er fem krefter som former enhver industri og ethvert marked. Disse kreftene bestemmer konkurranseintensiteten, og dermed attraktiviteten og sannsynligheten for lønnsomhet i en industri (Porter 1998). Basert på informasjon fra denne analysen kan vi på en systematisk måte få bedre innblikk i riggsektoren og vurdere FOE sin posisjon i forhold til klimaet i bransjen.

2.2.1 Faren for substitutter

Det er vanskelig å se for seg direkte substitutter til boretjenestene riggselskapene utfører. Siden selskapet opererer innenfor segmentet mobile offshore boretjenester kan permanente installasjoner ses på som et substitutt på grunt vann. Dog er ikke dette ikke noen reell trussel, siden disse ikke kan konkurrere med mobile enheter kostnadmessig.

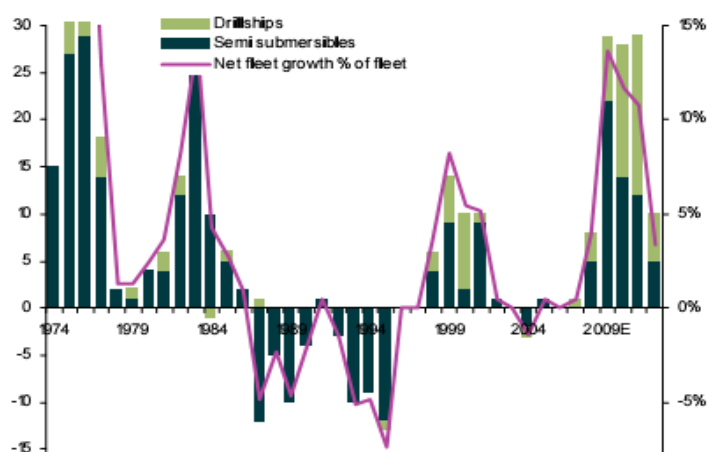
Leteboring er en del av en større leteprosess sammen med magnetiske målinger, seismiske undersøkelser og en ny type undersøkelse kalt havbunnslogging (Hauge 2008). Alle disse undersøkelsene bidrar til å øke sannsynligheten for å finne olje der man borer. Slik sett kan de andre tjenestene ses på som et indirekte substitutt. Boring er den dyreste delen av leteprosessen, det koster typisk 150 – 200 mill. NOK for å bore en brønn, og det er normalt å måtte bore ti brønner for å finne olje i en av brønnene (Hauge 2008). Vedvarende høye riggrater vil bidra til at oljeselskapene bruker mer ressurser på de tidligere stegene i leteprosessen for å unngå å bore tørt, særlig satsning på ny teknologi som havbunnslogging. Høye riggrater vil akselerere utviklingen av de andre delene av leteprosessen, men utviklingen vil gå sin gang uavhengig av endringer i riggratene siden boring er det klart dyreste steget oljeletingsprosessen. Mer nøyaktig data vil føre til at tørre reservoarer oppdages på et tidligere stadium i leteprosessen og vil isolert sett føre til mindre etterspørsel etter boretjenester. Samtidig vil usikkerheten i leteprosessen minke og føre til at flere prosjekter blir satt i gang, noe som vil føre til økt etterspørsel etter boretjenester. Vi anser det som sannsynlig at et bedre datagrunnlag alt i alt vil føre til en nedgang i etterspørselen etter boretjenester.

Det kan også være interessant er å se på mulighetene for substitutter til olje, siden olje er sluttproduktet innen industrien FOE opererer og oljepris nivået bestemmer aktivitetsnivået i riggbransjen. ”Backstop ressurser” er betegnelsen for fornybare naturressurser som tjener som perfekte substitutter for ikke-fornybare naturressurser. ”Backstop prisen” er et uttrykk for nivået oljeprisen kan stige til før ”backstop ressursene” tar fullstendig over (Eide 1998). Dette nivået er fallende som følge av myndigheters villighet til å subsidiere satsning på fornybare energikilder. Samtidig er skattlegging av olje på verdensbasis økende som følge av klimakrisen. Selv om subsidiering og skattlegging i større grad legger opp til bruk av fornybare ressurser vil det likevel ta lang tid før fornybare ressurser blir konkurransedyktige substitutter for olje. Dette er derfor ingen umiddelbar trussel.

2.2.2 Faren for nyetableringer

Inngangsbarrierene i riggsjektoren er varierende, særlig med tanke på finansiering. Generelt kreves det tilgang på kapital, teknologisk innsikt, kunnskap om markedet, relasjoner til oljeselskapene og tilgang på kvalifisert arbeidskraft for å starte operativ drift av et riggselskap.

Floater rigs net fleet growth (#)



Figur 2.2.1: Utvikling av veksten i tilbudet av flytende boreenheter. (Kilde: Pareto Securities)

Grafen over illustrerer den historiske veksten i tilbudet av flytende boreenheter og estimert vekst i tilbudet framover. Tilbudsveksten har vært meget syklisk, vi observerer perioder med sterk positiv vekst etterfulgt av perioder med svak eller negativ vekst. Periodene henger sammen med gode og dårlige tider i riggsbransjen, men tilbudsveksten er naturlig nok etterslepene siden det tar tid å produsere nybygg. Det at produksjon av nybygg tar tid og at riggsbransjen er syklisk fører til betydelig usikkerhet for nåværende aktører og aktører som ønsker å etablere seg i riggsbransjen, man skulle tro at dette reduserer faren for nyetableringer. Hvis man derimot ser på historisk utvikling i tilbudet ser man at det i gode tider investeres mye og at investeringene ikke i betydelig grad begrenses av usikkerhet om framtiden. I dårlige tider investeres det lite som følge av lav avkastning i bransjen og det virker som om aktørene ikke tar innover seg at avkastningen i markedet varierer. Dette tyder på at usikkerheten ikke reduserer faren for nyetableringer i betydelig grad, men at faren for nyetableringer henger sterkt sammen med forholdene i riggsbransjen og tilgangen på kapital.

Tilgangen til kapital er essensiell for å komme seg inn på riggsbransjen. Tilgangen og prisen på kapital vil variere over tid, noe som også gjør at antall nybygg og nye aktører på markedet

vil variere. I gode tider med super profitt i riggmarkedet vil det være lettere for selskaper å få tilgang på kapital som følge av høye riggrater og muligheten til å signere kontrakter med oljeselskapene før kontraktsinngåelse med leverandørene. De seneste årene har kapitaltilgangen vært god og prisen på kapital lav. Samtidig har vi hatt en situasjon med høye riggrater og solide marginer for riggselskapene. Dette har ført til sterk vekst i produksjonen av nybygg de seneste årene, disse nybyggene vil bli operative de nærmeste årene. Tilgangen på kapital er i dagens marked betraktelig forverret og prisen på kapital er høy. Denne situasjonen sammen med et forventet fall i riggratene vil føre til en nedgang i produksjonen av nybygg framover.

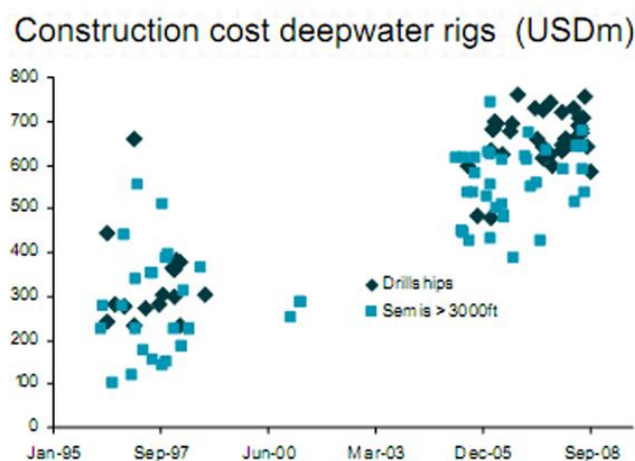
Tilgang på kapital og høy profitt i sektoren er ikke alene nok til å lykkes i riggmarkedet. Avansert teknologi og strenge sikkerhetskrav krever erfaring og et høyt kunnskapsnivå, noe som ikke er like enkelt å tilegne seg. Dette fører til at nye selskaper som får levert rigger vil være oppkjøpskandidater for veletablerte selskaper eller de kan være potensielle kjøpere av etablerte selskaper. Det er svært vanskelig for selskaper uten en operasjonell driftorganisasjon og tilegne seg kvalifisert arbeidskraft i et stramt arbeidsmarked. Tilgangen på arbeidskraft vil selvfølgelig variere med aktiviteten i bransjen.

Oljeselskapene har lite å tjene på høye inngangsbarrierer i sektoren og vil være en pådriver for å minske disse. Dette kan de gjøre ved å tilby nye og eksisterende selskaper lange kontrakter før inngåelse av byggekontrakt på nye rigger. Likevel vil ofte tryggheten ved velge selskaper med erfaring og operative rigger veie tyngre enn å bidra til å bedre tilbudet i et stramt marked.

Inngangsbarrierene svekker faren for nyetableringer, men det at en del av barrierene er konjunktursykliske vil forsterke syklene til riggmarkedet. Antall operative rigger vil sjelden være tilpasset markedet, og prisingen på rigger vil variere syklisk. Dette skaper investeringsmuligheter for solide selskaper som har tilgang på kapital i dårlige tider. Utgangsbarrierene er derimot lave, eiendelene til riggselskapene er hovedsakelig fysiske og omsettbare. Og inntektene ved skraping er fortiden høyere enn kostnadene. Dette øker isolert sett faren for nyetableringer.

2.2.3 Leverandørenes forhandlingsmakt

Leverandører til riggbransjen vil hovedsakelig være skipsverft som leverer til riggmarkedet, men det vil også omfatte de som foretar oppgraderinger og vedlikehold av rigger, som regel vil dette være de samme. FOE har et eget virksomhetsområde innen ingeniørtjenester, skipsreparasjoner og skipsbygging, denne virksomheten driver blant annet med oppgradering av konsernets borerigger. Likevel kan kompetanse- og kapasitetsbegrensninger medføre at eksterne aktører må benyttes, dette skjedde for eksempel ved dypvannsuppgraderingen av Blackford Dolphin. Investeringer i nye rigger har historisk vært gjort ved kjøp av eksisterende rigger fra andre selskaper eller oppkjøp av selskaper, men eventuelle bestillinger av nybygg vil skje fra eksterne aktører.



Figur 2.2.2: *Utvikling i kostnadene for dypvannsrigger.
(Kilde: Pareto Securities?)*

Det som kjennetegner leverandørenes forhandlingsmakt er at den er høy ved gode tider i riggmarkedet, siden det da er lite ledig kapasitet ved verftene. Skipsverftene har hatt lite ledig kapasitet og fulle ordrebøker de siste årene. Som man ser av grafen over har dette ført til at prisene på rigger har skutt i været, dette skyldes foruten høy etterspørsel at prisen på leverandørenes innsatsfaktorer har steget. En annen årsak kan være at selskapene bestiller mer avanserte rigger som er i stand til å bore på dypere vann og ved ekstreme værforhold. At forutsetningene for leverandørene har vært lukrative de siste årene kan man også se ved at verft som i utgangspunktet har drevet med bygging av mindre båter har lagt om driften til bygge borerigger isteden (Oilinfo.no 2008).

Historisk har ikke FOE blitt påvirket av økt forhandlingshandlingsmakt på grunn av presset kapasitet hos skipsverftene i stor grad, deres investeringer er blitt gjort ved kjøp av eksisterende rigger eller oppkjøp av selskap. Presset kapasitet hos skipsverftene smitter selvfølgelig over på prisene på eksisterende rigger og riggselskaper, men historisk sett har konsernet investert i svake perioder i riggmarkedet. Den aldrende riggflåten vil gi et større behov for oppgraderinger og reparasjoner i framtiden. Dette kan føre til at de må benytte seg av eksterne aktører og blir utsatt for høy forhandlingsmakt og høye priser hos leverandørene i gode tider.

De ansatte kan også sees som leverandører siden de er en viktig innsatsfaktor. Riggbransjen krever personell med spesialisert utdanning, derfor kan man ikke bare forflytte arbeidskraft fra andre bransjer med arbeidsledige. De siste årenes kraftige etterspørsel etter borerigger har følgelig ført til stor etterspørsel etter kvalifisert personell, noe som har gjort at de ansatte har hatt stor forhandlingsmakt. Dette har resultert i høy lønnsvekst de siste årene. På lang sikt vil dette balanseres siden flere utdanner seg innenfor offshore når lønningene er gode her, men på kort sikt er det fare for at den høye lønnsveksten fortsetter siden det i årene 2009 - 2012 kommer mange nybygg som må bemannes. Vi ser ikke for oss at FOE vil få problemer med bemanningen på sine rigger, siden de allerede har sikret seg ansatte til sine rigger. Likevel må de betale en konkurransedyktig lønn for å beholde sine ansatte.

2.2.4 Kundenens forhandlingsmakt

Riggselskapenes kunder er hovedsaklig olje- og gasselskaper. Disse selskapenes forhandlingsmakt vil avhenge av etterspørsels- og tilbudsforholdene i riggmarkedet, når det er underkapasitet på rigger vil konkurransen om disse gjøre at deres forhandlingsmakt er svært lav. Dette reflekteres ved at de siste årenes oppgang i oljeprisen ikke har ført til en tilsvarende økning i lønnsomhet for oljeselskapene, mye av dette skyldes den sterke økningen i riggratene (Jensen 2008). I dagens marked der oljeprisen har falt markant, prøver oljeselskapene å få tilbake noe av deres forhandlingsmakt. For eksempel gikk StatoilHydro ut i avisene før jul og sa at de ikke var villig til å inngå langsiktige kontrakter på høye nivåer (Jensen 2008). Størrelsen på oljeselskapene vil til en viss grad avgjøre deres forhandlingsmakt. Riggselskapene foretrekker langsiktige kontrakter, noe som er mest vanlig å inngå med de store selskapene i og med at de har flere oljefelt som trenger prøveboring.

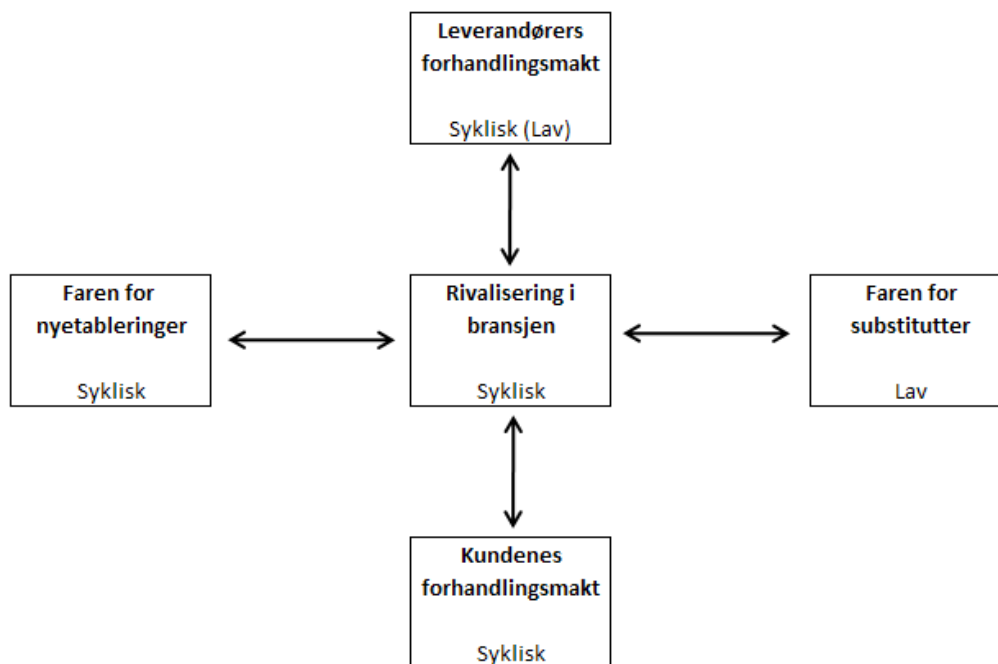
Dette foretrekkes fordi de på denne måten sikrer arbeid i samme området, og slipper å forflytte seg. I tillegg vil et stort selskap være sikrere med tanke på motpartsrisiko.

Kundenes forhandlingsmakt varierer med aktiviteten og utsiktene i riggmarkedet. I gode tider kan den være veldig lav, men i dårlige tider kan den være meget høy. Forventninger spiller også en viktig rolle her, siden det er normalt å inngå relativt lange kontrakter.

2.2.5 Rivalisering i bransjen

I markedet for flytende boreenheter er det mange aktører som tilbyr like tjenester og de samme riggene kan stort sett operere i de samme geografiske markedene. Det som skiller riggene er deres kapasitet når det gjelder boreddybde og deres evne til å operere under vanskelige forhold. Trenden på dette området er at det er økende etterspørsel etter dypvannsrigger og rigger som kan operere under ekstreme klimaforhold. Bortsett fra dette kan faktorer som gjør et selskap preferert være god operasjonell historikk og gode relasjoner til oljeselskapene. Dog ser man bransjen under ett er det veldig vanskelig å differensiere seg i forhold til konkurrentene i det generelle markedet. Dette gjør at rivaliseringen generelt sett i denne bransjen er høy, selv om rivaliseringen selvfølgelig er mindre i gode enn i dårlige tider.

2.2.6 Konklusjon



Figur 2.2.3: Oppsummering Porters five forces.

Når vi summerer opp faktorene som påvirker attraktiviteten og lønnsomheten i bransjen ser vi at de fleste ikke er statiske, men varierer i forhold til syklene i riggmarkedet. Unntaket er faren for substitutter som vi karakteriserer som lav. Dette betyr, ikke overraskende, at attraktiviteten og lønnsomheten heller ikke er statisk og ikke kan karakteriseres på et bestemt nivå, men varierer med syklene i bransjen. I de seneste årene har vi observert lav rivalisering og nesten full utnyttelse av tilgjengelige rigger, men vi ser nå forhold som tyder på at dette kan være i ferd med å snu. Oljeselskapene er i ferd med å nedjustere sine investeringsbudsjetter som følge av en lav oljepris. Dette fører til mindre etterspørselspress i riggmarkedet, noe som betyr at oljeselskapene har fått tilbake en del forhandlingsmakt og godtar ikke uten videre de høye riggratene vi har sett de seneste årene.

3. Markedsanalyse

For å kunne estimere inntektene i framtidsregnskapet er det essensielt å ha en formening om hvordan riggratene vil komme til å utvikle seg. For å få et bedre grunnlag for å estimere denne utviklingen eller finne et fornuftig normalnivå velger vi å utføre en analyse av markedet. Her analyserer vi først etterspørsels- og tilbudssiden hver for seg, før vi til slutt ser de i sammenheng og ser på markedsbalansen.

3.1 Etterspørselssiden

Etterspørselen etter flytende offshore boretjenester er avhengig av oljeselskapenes investeringer i leteboring og produksjonsboring. For å forstå driverne bak etterspørselen etter boretjenester er det derfor essensielt å forstå hva som driver oljeinvesteringene. Oljeselskapenes investeringer i boretjenester påvirkes hovedsakelig av faktorene: oljepris, tilgang på leteområder og tilgang på kapital.

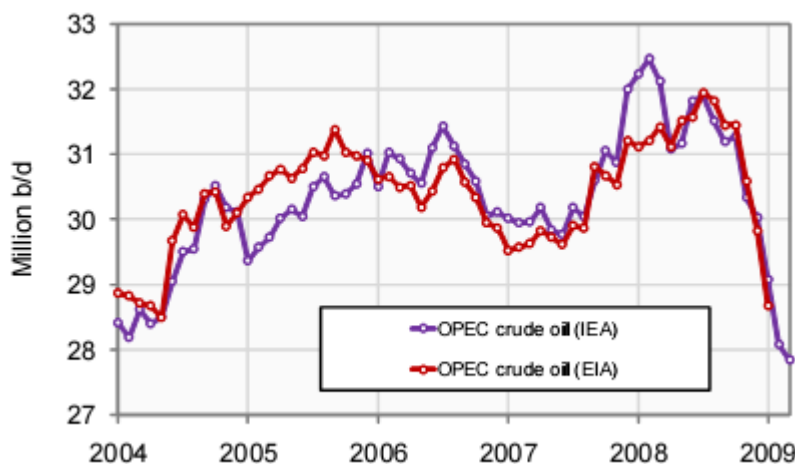
3.1.1 Oljeprisen

Oljeprisen er den viktigste faktoren for nivået på oljeselskapenes investeringer, oljeprisen er avgjørende for om lete- og produksjonsprosjekter vurderes som lønnsomme. Siden prosessen fra leteboring til produksjon tar lang tid er forventningene om fremtidig oljepris og dens volatilitet viktigere enn dagens nivå. Det er derfor viktig å ha en formening om hvordan oljeprisen vil utvikle seg i framtiden.



Figur 3.1.1: Historisk utvikling oljepris (Spot Crude Olje).
(Kilde: NYMEX)

Som vi ser av figur 3.1.1 har oljeprisen vært veldig volatil de siste årene. I dette tiåret har oljeprisen hatt en veldig positiv utvikling fram til høsten 2008. Forsterkningen av finanskrisen høsten 2008 slo veldig ut i oljeprisen som falt fra omkring 140 dollar/fat til i underkant av 40 dollar/fat. Den siste tiden har oljeprisen tatt seg litt opp igjen og ligger nå på omkring 60 dollar/fat⁸. Vi ser av figur 3.1.2 at OPEC⁹ har forsøkt å tilpasse tilbudet av olje til en fallende global etterspørsel, men de har foreløpig ikke fått prisen tilbake til et ønsket nivå.



Figur 3.1.2: OPEC sin produksjon av olje fra januar 2004 til mars 2009.
(Kilde: ASPO Netherlands)

⁸ Kilde: <http://www.nymex.com/>

⁹ Organization of the Petroleum Exporting Countries

Det kraftige fallet i oljeprisen har gitt utslag i oljeselskaperens investeringer, det internasjonale energibyrået antar at investeringer for omkring 100 milliarder dollar er utsatt eller kansellert det siste året (Bjerkholt 2009). I tillegg til at en lavere oljepris har ført til mindre investeringer har små oljeselskaper kommet i en vanskelig finansiell situasjon på grunn av finanskrisen og en lavere oljepris. De store oljeselskapene har ennå ikke justert ned investeringene i like stor grad, det brasilianske oljeselskapet Petrobras har faktisk annonsert en betydelig økning i investeringsaktiviteten (Bjerkholt 2009). Hvis oljeprisen holder seg på dagens nivå vil det likevel være sannsynlig at også de store oljeselskapene må kutte kraftigere i investeringene.

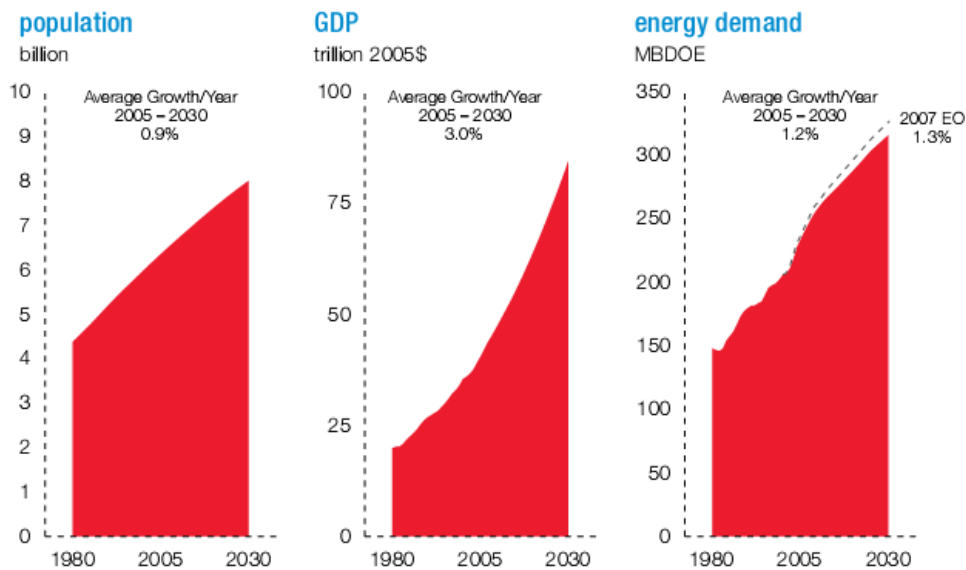
Utsikten for oljeprisen på kort sikt

Den sterke historiske volatiliteten i oljeprisen betyr at det er veldig vanskelig å estimere en fremtidig utvikling på kort sikt, uten stor usikkerhet. Utviklingen i oljeprisen de nærmeste årene vil avhenge sterkt av hva som skjer på etterspørselssiden, og den globale etterspørselen vil påvirkes av utsiktene for vekst i verdensøkonomien. Oljeprisen vil derfor være avhengig av hvor langvarig nedturen i verdensøkonomien blir og hvor sterk oppturen blir når den kommer. Hvis bedringen av verdensøkonomien kommer tidligere og blir sterkere enn ventet er det en stor oppside i oljeprisen, men hvis den kommer senere og blir svakere enn ventet er det en nedside. Om det siste scenarioet slår inn vil OPECs vilje til å opprettholde en lavere produksjon bli satt på prøve. Det er forventet at bedringen i verdensøkonomien vil bli langsom og svak (IMF 2009). Dette kan tyde på at etterspørselen etter olje også vil bedres langsomt. Under antakelser om en vekst i verdensøkonomien på 2,6 % i 2010 og en produksjon på nåværende nivå estimerer EIA¹⁰ at oljeprisen i gjennomsnitt vil være 53 \$ pr fat i 2009 og 63 \$ pr fat i 2010 (EIA 2009).

Utsikter for oljeprisen på lang sikt

På lengre sikt er det forventet en betraktelig økning i etterspørselen etter olje. I dag forbrukes det omkring 250 millioner fat oljeekvivalent energi per dag, i 2030 forventes det at dette forbruket skal ligge ca 35 % høyere. Denne økningen forventes tilross for bedringer i energieffektivitet. Hoveddriverne bak den forventede økningen er befolkningsvekst og en voksende verdensøkonomi.

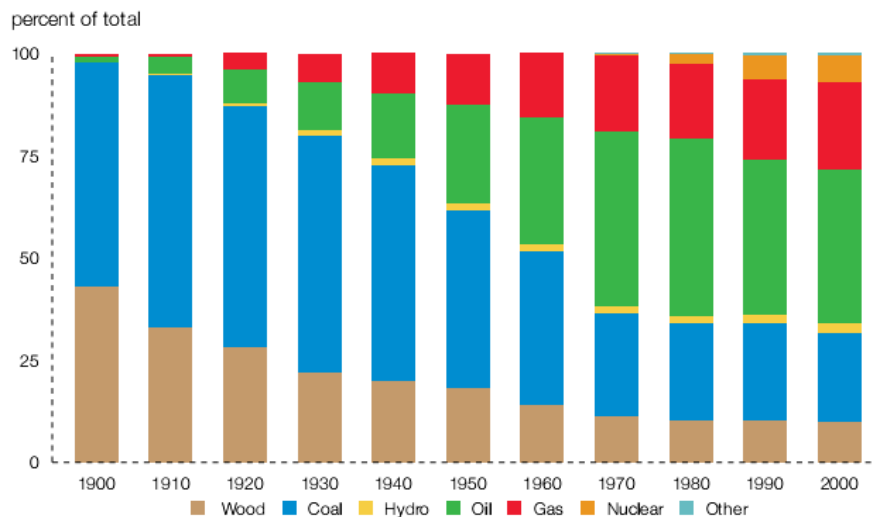
¹⁰ The United States Energy Information Administration



Figur 3.1.3: Global økonomi og energi.
(Kilde: ExxonMobil)

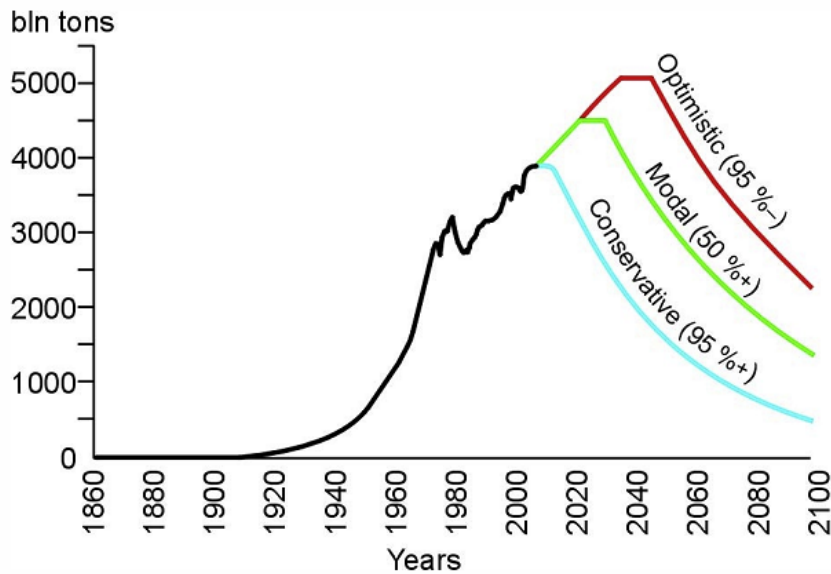
Det er en sterk sammenheng mellom befolkningsvekst, økonomisk vekst og energibehov. En voksende befolkning vil fortsette å drive økonomien framover over tid, gjennom å søke seg en bedre levestandard. Majoriteten av den forventede økningen i energibehov vil skje i utviklingsland og vekstøkonomier, mens behovet for energi i velutviklede land forventes å ligge flatt (Exxon Mobil 2009). Transport står for en betydelig del av den forventede økningen, ettersom etterspørselen av olje til transport forventes å doble seg i utviklingsland. Dette er en følge av forventninger om sterk økonomisk aktivitet og en dramatisk økning av personlige kjøretøy.

Det er vanskelig å se for seg at andre energikilder skal ta over for olje og gass de nærmeste tiårene, og dekke det voksende behovet for energi. Det tar typisk flere tiår før det skjer store skift i typen av energi som brukes (Exxon Mobil 2009). Nye energikilder krever store investeringer og utvikling av teknologi for å ta markedsandeler fra allerede etablerte energikilder. Vi ser av figur 3.1.4 at olje og gass har vært de dominerende energikildene de siste 50 årene. Vi ser også at kjernekraft og fornybar energi begynner å dekke en andel av energibehovet, men det vil ta tid før disse vil ta betydelige andeler fra olje og gass.



Figur 3.1.4: Utvikling i bruken av energikilder over tid.
(Kilde: ExxonMobil)

På tilbudssiden vil sannsynligvis OPEC også i fremtiden prøve å regulere tilbudet slik at de oppnår en ønsket pris i forhold til produsert volum. De historiske svingningene i oljeprisen viser at OPEC ikke i betydelig grad greier påvirke oljeprisen slik de ønsker, men at svingningene i oljemarkedet i hovedsak er etterspørselsdrevet. Et annet element som kommer til å bli viktig er at olje er en begrenset ressurs og at produksjonen av olje på global basis vil avta på sikt (Kontorovich 2009). I figur 3.1.5 ser vi tre ulike scenario for fremtidig oljeproduksjon der basisscenarioet antar en topp i oljeproduksjonen rundt 2020. I disse scenarioene ligger det inne teknologisk utvikling som gjør at man kan utvinne reserver som ikke er utvinnbare i dag. Det er stor usikkerhet rundt fremtidige funn av reserver og teknologisk utvikling. Vi mener at denne usikkerheten og forventningene om at oljeproduksjonen vil avta vil bidra til en positiv utvikling i oljeprisen på sikt.



Figur 3.1.5: Verdens oljeproduksjon (1860-2100).
(Kilde: Kontorovich 2009)

3.1.2 Tilgang på kapital

De store oljeselskapene har, og vil komme til å ha store kontantstrømmer og god tilgang på kapital. Mens de mindre oljeselskapene har som nevnt fått og kan få ytterligere problemer med tilgang på kapital. Kapital problemene for de mindre selskapene henger sammen med en lav oljepris og lite velfungerende kapitalmarkeder. På bakgrunn av analysen av oljeprisen og det at problemene i kapitalmarkedene etter hvert vil løse seg er dette et midlertidig problem som ikke vil ha noen betydelig innvirkning på lang sikt.

3.1.3 Tilgang på områder for leting etter olje

Estimatene for global oljeproduksjon i figur 3.1.5 er basert på at man fortsetter å gjøre nye funn av olje. Hvis man legger til grunn dagens faktiske og beviste reserver vil man oppnå en global produksjon av olje vesentlig lavere enn disse scenarioene. Vi er også avhengig av å gjøre nye oljefunn om det voksende behovet for energi skal kunne dekkes. For at dette skal skje må myndigheter rundt om i verden være villige til å gjøre nye områder offshore tilgjengelig for oljeproduksjon. Vi har sett at de har gjort dette før og de vil nok også fortsette med det i fremtiden.

Siden de områdene som er mest tilgjengelige og har de beste forutsetningene for oljeproduksjon allerede er tatt i bruk vil det være mer krevende å sette i gang oljeproduksjon i nye områder. Det som gjør det mer krevende vil hovedsakelig være mer ekstreme

klimatiske forhold og at områdene ligger på dypere hav. Dette betyr større utfordringer for riggselskapene som skal bore under disse forholdene. Vi ser allerede i dag en større etterspørsel etter mer avanserte rigger som kan bore på dypere vann, denne trenden kommer etter all sannsynlighet til og forsette. Dette vil gi utslag i større etterspørsel etter denne typen rigger, og føre til relativt mindre etterspørsel etter eldre rigger og rigger som opererer på grunt og mellomdypt vann. Isolert sett vil dette føre til relativt høyere riggrater for nye og avanserte rigger, og relativt lavere riggrater for eldre rigger og rigger som opererer på grunnere vann.

3.1.4 Konklusjon: Hvilken påvirkning på riggmarkedet?

Den nærmeste tiden er utviklingen i oljemarkedet særdeles usikker, hvis verdensøkonomien utvikler seg som ventet er det sannsynlig at oljeprisen vil ligge i intervallet 55 \$ til 65 \$ per fat de to neste årene. Sett i lys av den sterke oljeprisen fram til høsten 2008 er nok dette nivået mest sannsynlig betydelig under en "break even" oljepris for mange prosjekter. Følgelig vil det være en risiko for at prosjekter vil bli utsatt og kansellert de nærmeste årene. Dette vil isolert sett bidra negativt til utviklingen i riggmarkedet på kort sikt, men IEA advarer om en skyhøy oljepris på lengre sikt dersom oljeselskapene fortsetter å kutte sine investeringer (Ånestad 2009). Bildet i oljemarkedet på lengre sikt, med eller uten ytterligere kutt i oljeprosjekter, er betraktelig mer positivt hvis vi ser utover dagens situasjon i verdensøkonomien. På lang sikt vil etterspørselen etter olje øke som følge av befolkningsvekst, økonomisk vekst og levestandardsøkning i utviklingsland og vekstøkonomier. Dette skjer omtrent samtidig som den globale oljeproduksjonen når toppen og avtar. Dette vil sannsynligvis medføre en styrking av oljeprisen på lang sikt. Vi mener en sterkere oljepris og behov for nye reserver vil bidra positivt til situasjonen i riggmarkedet på lang sikt.

Tilgangen på kapital er stort sett god, det er bare de mindre oljeselskapene som for øyeblikket har finansieringsproblemer. På sikt er det naturlig at finansieringen for de mindre selskapene også bedrer seg. Når det gjelder tilgang på nye områder for leting etter olje er denne god.

De nærmeste årene kan etterspørselsforholdene i riggbransjen se dårlige ut. Problemene kan vedvare for en periode, men på sikt forventer vi at etterspørselen vil ta seg opp igjen hjulpet

av en sterkere oljepris. Vi kan se et ytterligere skift i etterspørselen mot dypvannsrigger og nyere rigger som kan operere under ekstreme forhold.

3.2 Tilbudssiden

Tilbudet av rigger er viktig for å forklare hvilke riggrater riggselskapene oppnår. Det som kjennetegner tilbudssiden er at det kontraheres for mange rigger i gode tider og for lite i dårlige tider. Hovedårsaken til dette er at avkastningen i riggbransjen og tilgangen på kapital er god i gode tider. Det faktum at det tar tid å ferdigstille riggene forsterker denne effekten ved at riggene som er kontrahert i en høykonjunktur leveres på et senere tidspunkt da markedsforholdene kan være dårligere. I perioder med lave riggrater er nybyggingen av rigger ofte negativ og når etterspørselen tar seg opp igjen er tilbudet av rigger ofte for lavt i forhold til etterspørselen. Det er i hovedsak denne strukturelle svakheten ved tilbudssiden som gjør riggbransjen syklisk.

3.2.1 Historisk utvikling



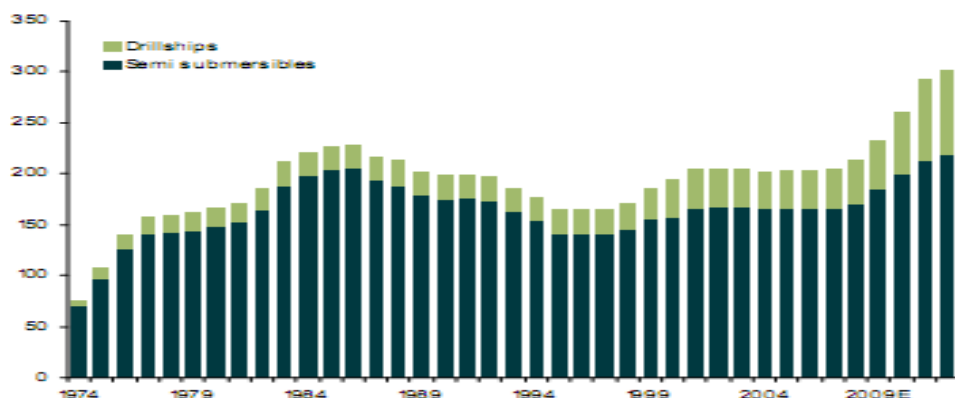
Figur 3.2.1: Historisk bygging av flytende borerigger.
(Kilde: First Securities)

Grafen over viser historisk utvikling av flytende borerigger inndelt i boreskip og halvt nedsenkbare rigger sammen med netto prosentvis vekst totalt, den belyser på viktige poeng. For det første ser man at etter årtusenskiftet kontraheres en betydelig større andel boreskip enn hva man tidligere har sett. Dette skyldes at dagens rigger oftere må operere på dypt vann. For det andre ser vi at kontraheringen av rigger er ekstremt volatil, i slutten av 70-

årene og til midten av 80-årene økte tilbudet av rigger betydelig som følge av at oljeprisen steg til rekordnivåer. Etter dette fikk man nesten et helt tiår med negativ vekst i tilbudet av rigger som følge av lavere oljepris og overkapasitet av rigger. Det ble nesten ikke bygd noen rigger i denne perioden, mange rigger som allerede var bestilt ble kansellert og gamle rigger ble skrapet. Før årtusenskiftet fikk man igjen en positiv netto kontrahering av rigger, men den ekstreme veksten slo ikke inn før i 2008-2009 og vil i alle fall fortsette inn i 2010 og 2011.

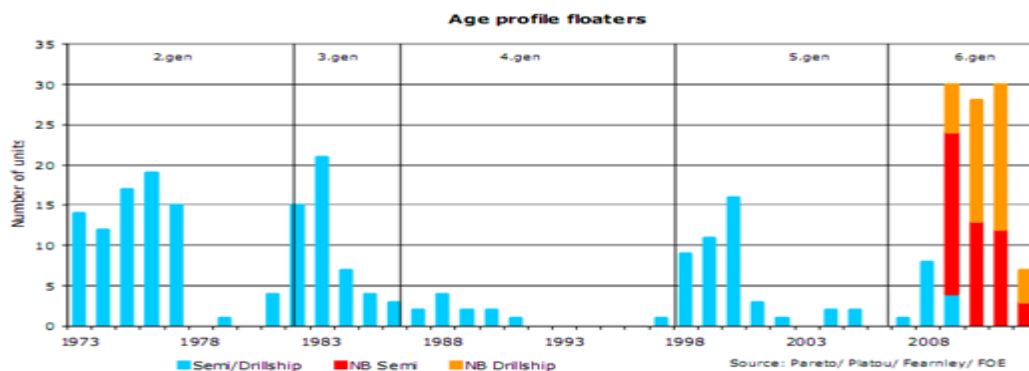
3.2.2 Dagens situasjon

Per 17.04.09 består verdens riggflåte av 217 flytere og det skal leveres henholdsvis 20, 29 og 31 flytere i perioden 2009-2011 (First Securities 2009). Som vi ser av grafen under er antallet tilgjengelige flytere per i dag på et historisk toppnivå, og legger man til riggene som er bestilt frem til 2012 nærmer man seg 300 flytere.



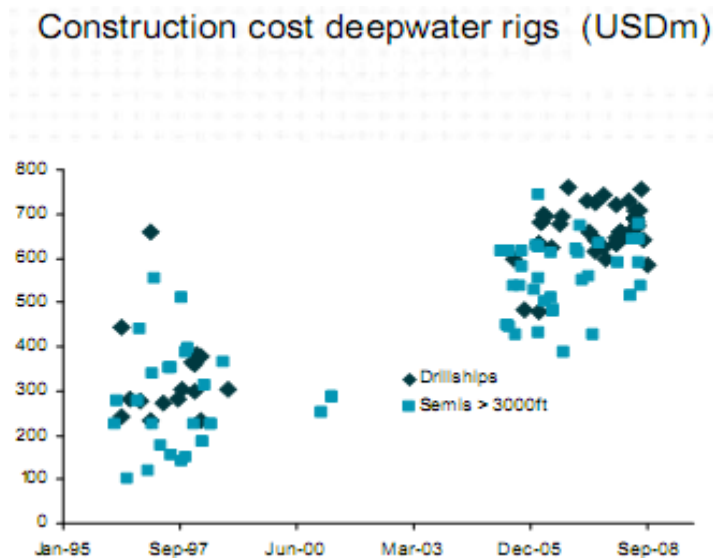
Figur 3.2.2: Utvikling i tilbud av flytende borerigger.
(Kilde: First Securities)

Et annet viktig poeng når man ser på dagens tilbud av flytere er aldersprofilen, som vi ser av grafen under er mange av dagens flytere bygd på 70-tallet og tidlig på 80-tallet.



Figur 3.2.3: Aldersprofil på flytende borerigger.
(Kilde: First Securities)

Det er vanlig å anta 30-35 års levealder på rigger, men selve skroget har betydelig lenger levealder om man oppgraderer boreutstyr etc. (Thoresen 2009). Mange av disse er blitt kraftig oppgradert og har derfor fortsatt mange år foran seg, men de som ikke er oppgradert vil kanskje forsvinne ut av markedet hvis vi får en langvarig nedtur i riggbransjen. Dette skyldes at en eldre rigg er en slags realopsjon der en oppgraderingsinvestering vil kunne skape betydelig verdi i et godt marked, men vil være uønsket i et dårlig marked.



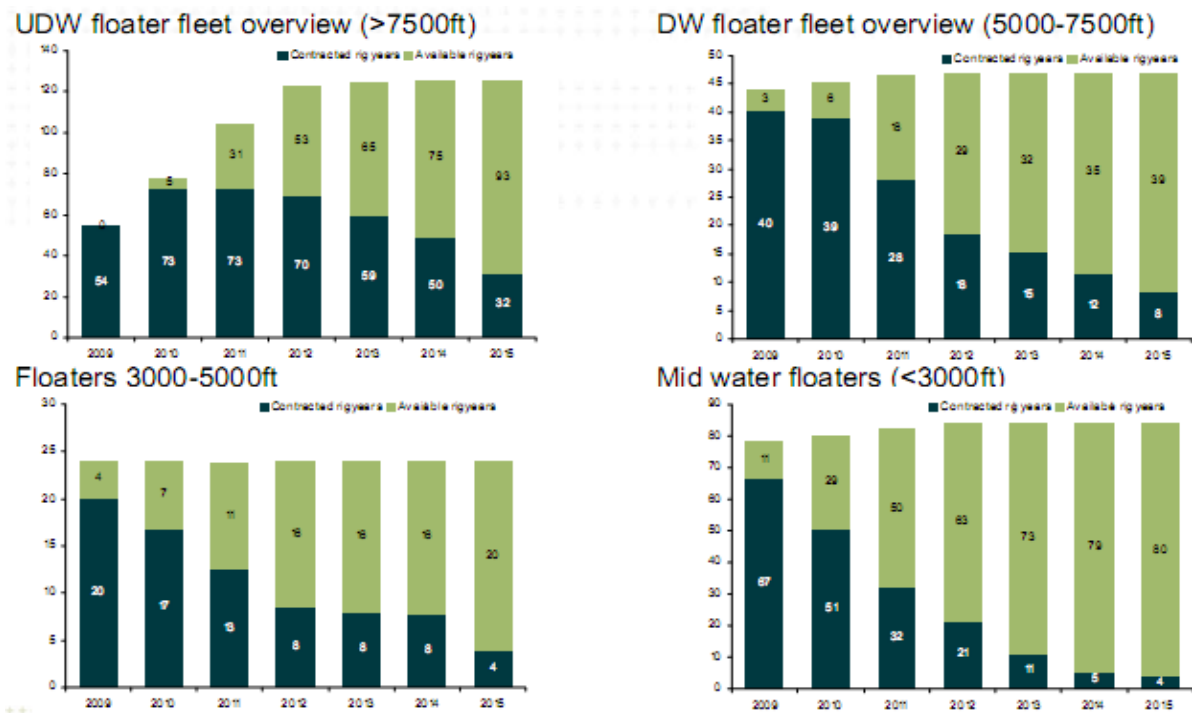
Figur 3.2.4: Utvikling i byggekostnader for dypvannsrigger.
(Kilde: First Securities)

Grafen over viser utviklingen i konstruksjonskostnadene for dypvannsrigger i millioner dollar. Man kan se at den typiske prisen på dypvannsrigger har gått fra ca. 200-400 millioner dollar i 1997 til 500-750 millioner dollar i 2008. Grunnen til den kraftige økningen i prisen på dypvannsrigger skyldes at etterspørselen etter denne typen rigger har økt betraktelig og derfor tar verftene seg bedre betalt. Riggene som leveres i dag er også mer teknisk avanserte med tanke på boreddybde, sikkerhet og hvilke værforhold de kan operere under.

3.2.3 Fremtidsutsikter

Figur 3.2.5 viser en oversikt over tilgjengeligheten av dagens flytere og planlagte nybygg, delt inn etter forskjellige vanndybder, i perioden 2009-2015. Som vi ser er det lite ledig kapasitet i dypvannssegmentet i årene 2009 og 2010. Det er også her vi vil se den største tilveksten av nye rigger, derfor vil tilbudssiden bidra til å dempe presset i dette segmentet fra og med 2011. I segmentet for flytende borerigger med borekapasitet under 5000 fot er det betydelig

mer ledig kapasitet allerede i inneværende år. En del av disse riggene er bygd på 70-tallet og det er som tidligere nevnt usikkerhet rundt hvor lenge de vil kunne operere, spesielt hvis markedsforholdene får en negativ utvikling i årene fremover. Dette vil i tilfelle redusere tilbudet av halvt nedsenkbare rigger og isolert sett bidra til høyere riggrater.



Figur 3.2.5: Kontraksreserver i riggmarkedet for ulike typer rigger.
(Kilde: First Securities)

Det er også viktig å merke seg at mange av kontraktene som riggselskapene har inngått ble sluttet ved en oljepris langt høyere enn dagens og det er mulig at noen av oljeselskapene som har inngått kontrakter ikke klarer å innfri sine forpliktelser til riggselskapene. Ekspertene har også uttalt at mange av nybyggene ikke vil se dagens lys på grunn av at riggselskapene ikke har finansieringen i orden (Segrov 2008). Ut fra dette kan man si at det er usikkerhet rundt hva tilbudet av flytere vil bli de neste årene, og at utviklingen i oljepris og kredittmarkeder vil være avgjørende.

3.2.4 Konklusjon

Utviklingen av tilbudet har vært veldig volatil. Det er vanskelig å planlegge og det tar tid å få levert nye rigger. Disse variasjonene i tilbudet er hovedsakelig det som gjør at riggmarkedet er syklisk. Vi observerer nå et tilbud av rigger på et historisk høyt nivå og et betydelig antall rigger er planlagt levert de nærmeste årene. Det er usikkerhet rundt både hvor mange av riggene som blir levert og det er knyttet motpartsrisiko til kontraktene riggene har blitt tildelt. På lengre sikt er det vanskelig å si noe om tilbudet av rigger siden det avhenger av forholdene i riggmarkedet og tilgangen på kapital, men nybyggingen vil høyst sannsynlig fortsatt variere og bidra til et syklisk riggmarked.

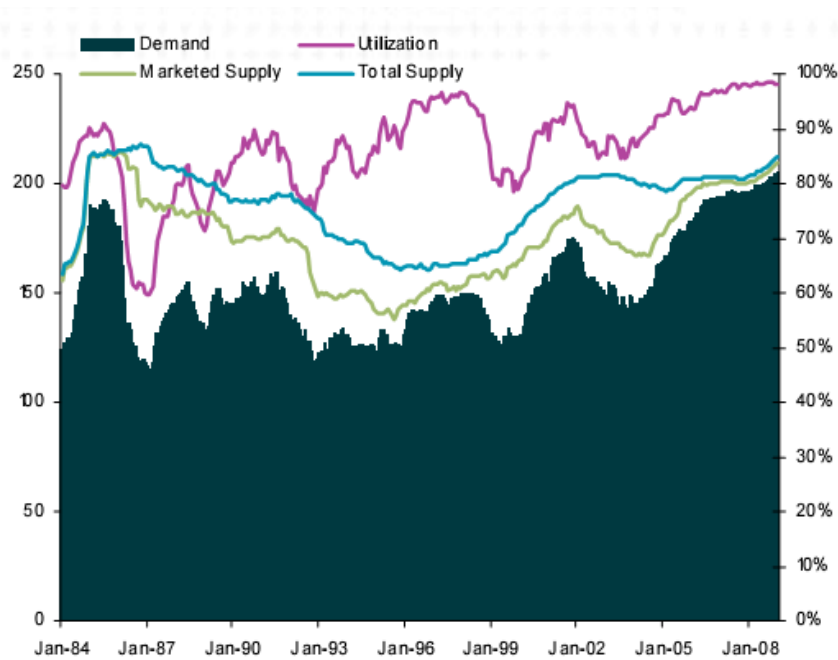
For øvrig har vi sett et skift mot at det kontraheres en større andel boreskip og dypvannsrigger enn tidligere. Denne trenden forventes å fortsette, siden nye oljefelt i større grad befinner seg på dypt vann. Det er også verdt å merke seg at det er mange gamle rigger på markedet, mange av disse trenger oppgraderinger for at de fremdeles skal kunne operere i markedet. Varigheten og omfanget av den kommende nedturen vil være avgjørende for om oppgraderinger av disse riggene vil bli funnet lønnsomme, eller om de blir fjernet fra markedet. Dette er også en aktuell problemstilling for FOE.

3.3 Markedsbalanse og dagrater

3.3.1 Historisk utvikling

Som vi tidligere har nevnt har tilbudssiden i riggmarkedet strukturelle svakheter, dette kan også observeres av figur 3.3.1. Vi ser at tilbudet av rigger øker når etterspørselen stiger og at dette fører til overkapasitet og lav utnyttelsesrate når etterspørselen avtar. I analysen av tilbudet så vi at det var negativ vekst i tilbudet på 90-tallet, mens vi ser at etterspørselen varierte sidelengs i den samme perioden. Tilbudet tok seg betydelig opp i perioden 1999 – 2002 sannsynligvis som en konsekvens av høy utnyttelsesgrad i perioden før 1999. Et økende tilbud sammen med en fallende etterspørsel i den samme perioden førte til en skikkelig nedtur i riggmarkedet i 1999. Deretter økte etterspørselen igjen og selv om tilbudet fortsatt var stigende var det et relativt stramt marked med høy utnyttelsesgrad. Den globale nedturen i verdensøkonomien i 2001 - 2002 førte til et nytt kraftig fall i etterspørselen og en ny nedtur for riggbransjen. Siden den gang har riggmarkedet hatt en veldig god utvikling anført av en kraftig økning i etterspørselen som følge av en stigende oljepris.

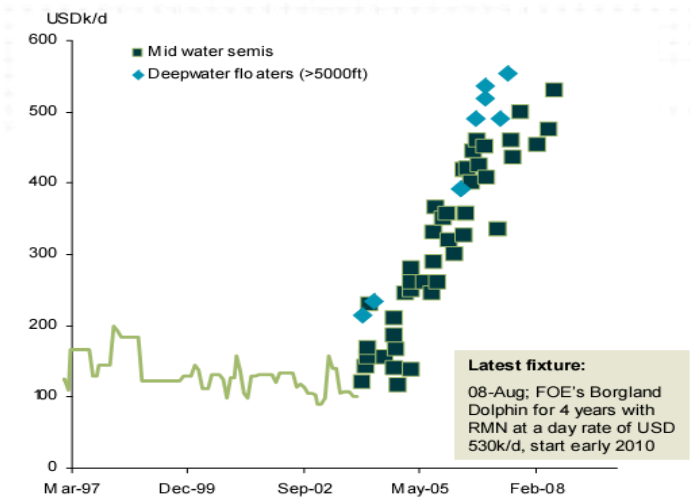
Utnyttelsesraten har de seneste årene ligget tett opp mot 100 % noe som har ført til rekordhøye riggrater.



Figur 3.3.1: Markedsbalanse for flytende borerigger.
(Kilde: First Securities)

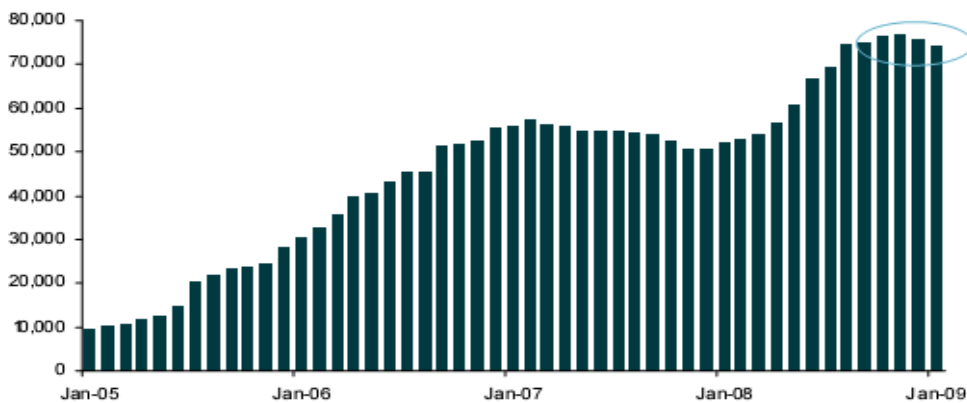
3.3.2 Den seneste utviklingen

Utviklingen i dagratene for halvt nedsenkbare rigger på norsk sokkel de siste årene illustreres i figur 3.3.2. Utviklingen de siste fem årene har vært voldsom, rater oppnådd i 2008 var opp mot 5 ganger høyere enn rater i 2003. Dette skyldes en utnyttelsesrate i riggmarkedet tilnærmet 100 %.



Figur 3.3.2: Utvikling i dagrater for halvt nedsenkbare rigger på norsk sokkel
(Kilde: First Securities)

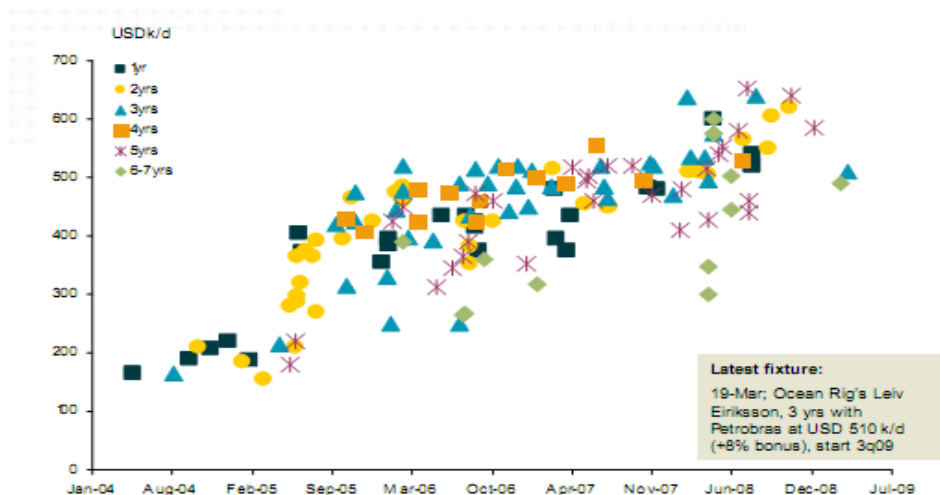
På grunn av den siste tidens usikkerhet rundt utviklingen i verdensøkonomien og oljeprisen har mange oljeselskaper som nevnt kuttet og utsatt prosjekter, og de utsetter inngåelse av borekontrakter. På norsk sokkel har det i markedet for flytende borerigger ikke blitt inngått kontrakter siden august i 2008. Vi har sett at store selskap på norsk sokkel som Statoil har signalisert at de mener riggratene er alt for høye og de venter med å inngå nye kontrakter (Segrov 2008). Forsiktighet på etterspørselssiden indikeres også i grafen under hvor man ser en fallende utvikling i amerikanske riggselskapers ordresreserve.



Figur 3.3.3: Ordresreserve for amerikanske riggselskaper.
(Kilde: First Securities)

I markedet for dypvannsrigger har man derimot sett flere kontraktsslutninger den siste tiden, dette kan man se av grafen under. Den siste bekreftede kontrakten fikk en av Ocean Rig sine dypvannsrigger som i mars inngikk en tre års kontrakt med Petrobras til 575 000\$/dagen

(Lunde 2009). Vi ser at riggselskapene har oppnådd rater rundt 600'\$/dagen i dypvanns segmentet det siste året. Selv om det er antydninger til at ratene for dypvannsrigger er på vei ned, kan Ocean Rig kontrakten være en indikasjon på ratenivået for dypvannsrigger fremdeles holder seg på et høyt nivå.

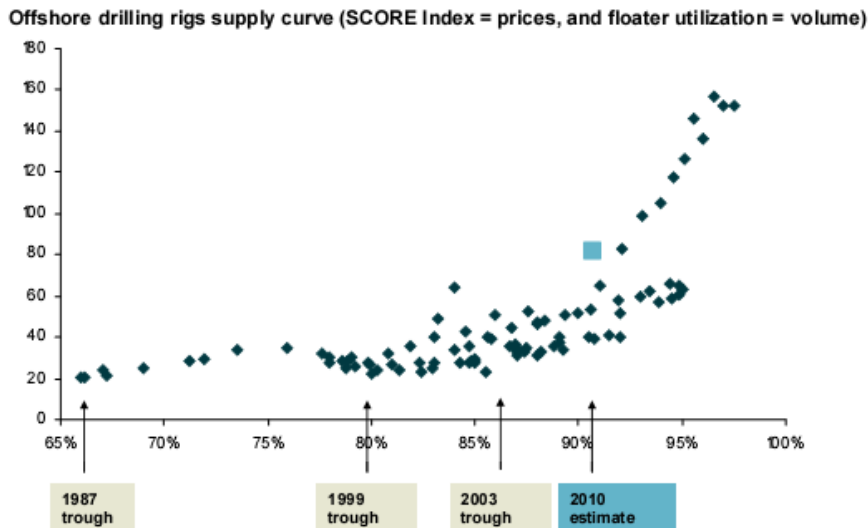


Figur 3.3.4: Dagrater utvikling for dypvannsrigger.
(Kilde: First Securities)

3.3.3 Fremtidsutsikter for riggmarkedet

Etter en lang periode med høy utnyttelsesgrad og høye dagrater i riggmarkedet tyder alt nå på at det går mot en nedtur. Vi har allerede begynt å observere dette i markedet ved at det nå blir inngått kontrakter til lavere dagrater enn i rekordåret 2008. Samtidig ser vi tegn på at ordreservene nå minsker som følge av at få kontrakter blir inngått.

Vi venter at etterspørselen de nærmeste årene vil falle samtidig som tilgjengeligheten på tilbudssiden vil øke, dette vil føre til lavere utnyttelsesgrad og lavere riggrater. I starten av januar 2009 lå utnyttelsesgraden på historiske høye 98,1 %. Per 17.04.09 er 209 av 217 flytende borerigger under kontrakt, dette vil si at utnyttelsesgraden nå har falt til 96,3 %. Det er vanskelig å spå hvor lavt utnyttelsesgraden vil falle i den kommende nedturen, men det er sannsynlig at den vil falle til omkring 90 % for flytere. Dette estimatet er betydelig over nivået fra nedgangsperiodene i 1999 og 2003, det begrunnes med at oljeprisen i disse periodene var under 20 dollar per fat og at selskapene nå har store ordreserver.



Figur 3.3.5: Historisk sammenheng mellom riggrater og utnyttelsesgrad i riggmarkedet.
(Kilde: First Securities)

Hvis vi ser på tidligere erfaringer fra riggmarkedet er det ikke unormalt at riggratene faller betraktelig. Grafen over viser sammenhengen mellom SCORE-indeksen¹¹ og utnyttelsesgrad i markedet. Vi observerer at riggratene er veldig følsomme for endringer i utnyttelsesgraden i intervallet 90 – 100 %. Hvis man ser på den historiske sammenhengen mellom riggrater og utnyttelsesgrad vil et fall til 90 % bety et kraftig fall i riggratene. Grovt observert av grafen vil dette bety et fall på omkring 60 – 70 %. På bakgrunn av at driftskostnadene og prisen på nye rigger har økt betraktelig i de seneste årene mener vi at dette scenarioet er urealistisk. Økte kostnader og større investeringer betyr at riggselskapene trenger høyere riggrater enn tidligere for å drive lønnsomt. Dette er delvis på grunn av at vi nå har et betydelig høyere antall dypvannsrigger i markedet enn tidligere. Vi tror på et scenario der den gjennomsnittlige riggraten for flytere vil falle omkring 50 % fra toppnivået i 2008 til en bunn i 2010/2011. Vi forventer at riggratene for dypvanns rigger vil falle mindre enn for riggene som opererer på mellomdypt og grunt vann. Det er selvfølgelig stor usikkerhet rundt dette estimatet siden riggratene aldri før har vært på et tilsvarende høyt nivå og at utsiktene i verdensøkonomien er særdeles usikre.

På lengre sikt ser det lysere ut for riggbransjen, som nevnt tidligere forventer vi at etterspørselen etter flytende boretjenester skal ta seg opp igjen. Det er vanskelig å spå hvordan tilbudet skal utvikle seg på lang sikt, men historisk har det variert syklisk med

¹¹ SCORE-indeksen målte lønnsomheten for dagratene for flyttbare offshore boreenheter sammenlignet med lønnsomhetstoppen som var i 1980-81 og ble publisert i perioden 1981 – 2006.

forventningene om avkastning i markedet. For tiden er kontraheringen av nye rigger lav som følge av dårlige utsikter og lite velfungerende kapitalmarkeder. Dette begrenser økningen av tilbudet av rigger på mellomlang sikt. På bakgrunn av dette har vi et positivt syn på riggmarkedet på lengre sikt, men det er vanskelig å si når det vil bedre seg og hvor kraftig riggratene vil øke.

4. Regnskapsanalyse

For å kunne utarbeide gode prognoser om framtidig ytelse for en virksomhet er det avgjørende å forstå den historiske utviklingen. Det er derfor viktig å gjennomføre analyser for å se hvordan selskapet har prestert og belyse underliggende årsaker til utviklingen over tid. For FOE som opererer innenfor en syklisk bransje bør man velge en analyseperiode som omfatter flere sykler. Informasjonen vi har tilgjengelig for FOE strekker seg bare tilbake til 2000, og i perioden 2000–2002 utgjorde ingeniør og fabrikkasjonstjenester en betydelig del av den totale virksomheten. Selv om vi har begrenset med historisk informasjon relevant for den nåværende driften inneholder denne perioden en dårlig og en god periode i riggbransjen. Analyseperioden varierer litt for de ulike analysene, men hovedfokus er perioden som et tilnærmet rent riggselskap fra 2003–2008.

Årsrapportene, som vi bruker som grunnlag for analysene, er ikke utarbeidet fra en investors ståsted, men derimot med tanke på kreditorer. Dette gjør at en analyse av historiske resultater kan være utfordrende, derfor er det ønskelig å omgruppere og bearbeide regnskapene slik at de er bedre egnet til vårt analyseformål. Et annet element som forstyrrer analysen er overgangen fra NGAAP til IFRS, dette er hovedsakelig et problem ved analyse av avkastning på investert kapital siden endringene av regnskapsreglene medførte store endringer i verdsettelsen av bokført egenkapital.

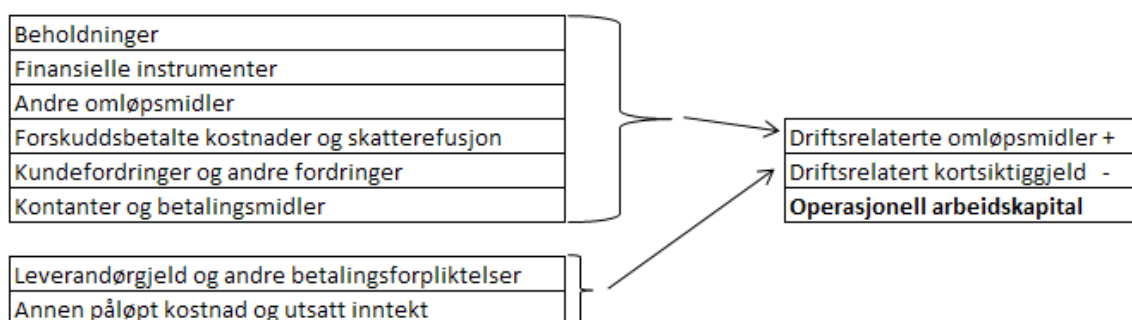
4.1 Omgruppering av balanse

Balansen som rapporteres i selskapenes årsrapporter er som kjent inndelt i eiendeler og gjeld. Hvis man bruker disse balansetallene til å beregne historisk avkastning på egenkapital og total kapital forstyrres bildet noe av eiendeler som ikke er knyttet til kjernevirksomhet og kapitalstruktur. Vi ønsker derfor å skille ut balanseposter som ikke er relatert til driften av selskapet og bruke et avkastningsmål som ikke påvirkes av kapitalstruktur. De målene vi sitter igjen med, ”investert kapital” og ”avkastning på investert kapital”, er uavhengig av kapitalstruktur og fokuserer utelukkende på den operasjonelle ytelsen (Koller, et al. 2005). Videre forklarer vi nå hvordan vi har gått fram for å skille ut ”investert kapital”, analysen av avkastningen kommer i et eget avsnitt.

Operasjonell arbeidskapital

Det første vi gjør er å finne netto operasjonell arbeidskapital, noe som gjøres ved at vi summerer driftsrelaterte omløpsmidler og trekker fra driftsrelatert gjeld. Her vurderes det om kontantbeholdningen i sin helhet er tilknyttet driften, eller om en del bør verdsettes separat som en finansiell eiendel. Overflødig kontantbeholdning er per definisjon ikke nødvendig for å utøve kjernevirksomheten til selskapet og bør derfor ikke inngå i investert kapital siden avkastningstallene til driften da blir for lave (Koller, et al. 2005).

FOE har i perioden 2003 – 2007 en gjennomsnittlig kontantbeholdning i forhold til inntekter på 24 %, dette er noe høyere enn industrigjennomsnittet¹² på 18 %. Dette er et veldig høyt tall sammenlignet med andre industrier, sannsynligvis grunnet industriens sykliske karakter. Kontantbeholdningen varierer forøvrig kraftig mellom selskapene. For å finne en andel på kontantbeholdning i forhold til salg som er nødvendig for drift anbefales det å se på selskapene som har det laveste kontanter/salg forholdet innen en industri (Koller, et al., 2005). Store forskjeller på hvor mye de ulike selskapene kan trekke opp nåværende gjeld gjør at vi mener at denne metoden ikke bør brukes i dette tilfellet. Vi antar heller at gjennomsnittet er representativt for hvor stor kontantbeholdning som er nødvendig for drift av selskapet. Vi avrunder til 20 % av inntekter, og antar at all kontantbeholdning utover dette er overflødig.

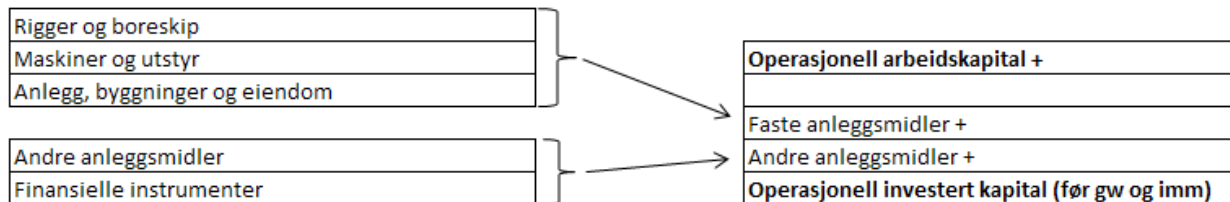


Figur 4.1.1: Omgruppering av operasjonell arbeidskapital.

¹² Industrigjennomsnittet er beregnet i perioden 2003 – 2007 og er et gjennomsnitt av selskapene Ensco International, Pride International, Atwood, Noble Corporation og Transocean.

Operasjonell investert kapital før goodwill og immaterielle eiendeler

For å komme fram til operasjonell investert kapital legges anleggsmidler til operasjonell arbeidskapital. Finansielle instrumenter antas i sin helhet å være tilknyttet drift siden dette er instrumenter brukt til valutasikring.



Figur 4.1.2: Omgruppering av anleggsmidler.

Operasjonell investert kapital etter goodwill og immaterielle eiendeler

Om man skal inkludere goodwill og immaterielle eiendeler i investert kapital er avhengig av hvilken analyse man ønsker å utføre. Derfor beregnes operasjonell investert kapital både før og etter goodwill og immaterielle eiendeler. Ulikt fysiske anleggsmidler forringes normalt ikke goodwill og immaterielle eiendeler, derfor legger vi til både bokførte verdier og akkumulerte avskrivninger (Koller, et al. 2005).

Egenkapital og gjeld

På egenkapitalsiden samler vi EK-elementene i en egenkapitalpost og legger til akkumulerte avskrivninger på goodwill og immaterielle eiendeler som en egen post. Utsatt skatt nettes ut mot utsatt skattefordel og legges inn som et EK-element. På gjeldssiden summerer vi ordinær finansiell gjeld i en post og legger inn pensjonsforpliktelser som eget element. For enkelhets skyld behandler vi også minoritetsinteresser som finansiell gjeld, dette gjelder uansett bare for 2000 og 2001 siden det senere ikke er minoritetsinteresser. Hvordan vi organiserer passivasiden av balansen er ikke viktig for regnskapsanalysen, men det er greit å organisere det slik med tanke på FCF-analysen.

4.2 Normalisering av historiske resultater

Formålet med justering av de historiske resultatene er for å vise ”reell” underliggende inntjening, uavhengig av tilfeldige inntekter og estimatendringer som tilhører andre perioder (Kinserdal 2008). På denne måten får vi en bedre forståelse av hva som driver resultatene og kan lage bedre framtidsprognoser. En ekstern analytiker har ikke den samme innsikten som en insider i selskapet, dermed kan justeringer av historisk resultat være en krevende oppgave og man må passe på at man ikke tilføyer mer støy i tallene.

I og med at vi bruker EBITDA får vi et fåtall med problemstillinger, men det er viktig å sjekke poster som:

- Estimatendringer
- Engangskostnader – og inntekter
- Fjerne finansielle poster fra driftsresultat
- Endringer i regnskapsprinsipper

Vi har brukt FOE sine kvartalsrapporter og årsrapporter for å normalisere historisk resultat. Vi har valgt å fjerne tap/gevinst ved salg av driftsmidler siden vi ser på det som unormalt at selskapet tjener eller taper på slike salg. Vi har også justert pensjonskostnadene for rentekostnader, avkastning på pensjonsmidler og estimatendringer siden dette ikke har noe med den operasjonelle driften å gjøre. Det er sannsynlig at FOE har andre poster som skulle vært justert. Ofte inneholder posten andre driftskostnader elementer som skulle vært normalisert, men siden årsrapportene mangler spesifisering av denne posten justerer vi ikke disse kostnadene ytterligere.

4.3 Lønnsomhetsanalyse

Det å lage gode prognoser for lønnsomheten til et selskap er essensielt i en verdsettelse, derfor er det også viktig å forstå hvordan lønnsomheten har utviklet seg historisk og hva som har påvirket utviklingen. Vi tar først for oss inntekter og kostnader hver for seg, deretter

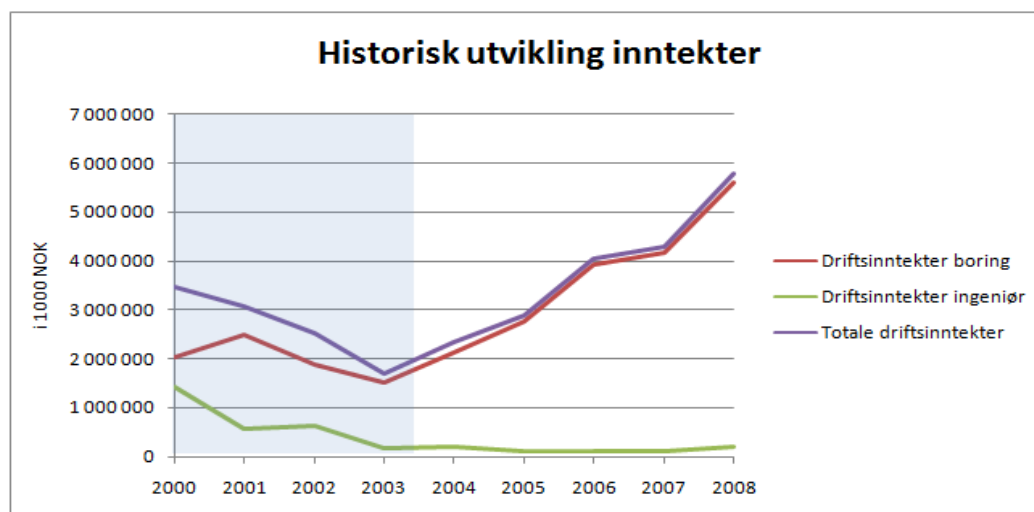
analyserer vi utviklingen i EBITDA¹³-marginen og sammenligner denne med andre riggselskaper.

4.3.1 Analyse av inntekter

Det er viktig for utarbeidelsen av framtidsprognosene at vi har en forståelse av den historiske utviklingen i inntekter, både hvordan det har utviklet seg og hvilke underliggende faktorer som har drevet utviklingen. Riggselskapenes inntekter avhenger av hvilke riggrater de oppnår i riggmarkedet, som igjen avhenger av tilbud og etterspørsel etter offshore boretjenester (jf. markedsanalyse). Riggratene varierer syklisk i samsvar med oljeselskapenes investeringer, men riggsyklene vil normalt etterslepe syklene i oljebransjen ettersom riggselskapene opererer på relativt lange kontrakter. Riggbransjens sykliske karakter gjør at det er vanskelig å finne trender i utviklingen. Et annet element som vanskeliggjør analysen er at selskapet inntekter er eksponert mot svingninger i valutamarkedet.

Konsernets totale inntekter har i perioden 2000-2008 fluktuert voldsomt, inntektene hadde et bunnivå i 2003 på ca 1,7 milliarder NOK og et toppnivå i 2008 på ca. 5,7 milliarder NOK. Man ser av figur 4.3.1 at volatiliteten i inntekter ikke bare skyldes utviklingen i riggmarkedet, men også at selskapet har gjennomgått strukturelle endringer. I tillegg har inntektene blitt påvirket av utviklingen i USD mot NOK, i og med at en stor del av inntektene er i USD og resultatet oppgis i NOK.

¹³ EBITDA = earnings before interest, taxes, depreciation and amortization of goodwill



Figur 4.3.1: Historisk utvikling av normaliserte inntekter.
(Kilde: Årsrapporter)

I år 2000 kom ca. 40 % av selskapets totale inntekter fra ingeniør virksomheten, som vi ser av figur 4.3.1 har ingeniør virksomheten blitt kraftig nedskalert og i 2008 var inntektene derfra ca 3 % totale driftsinntekter. Fra 2003 til 2008 har FOE fokusert på kjernevirksomheten, og ingeniørvirksomheten blir mest brukt til interne oppgraderinger og vedlikehold av selskapets rigger. Årene 2002, 2003 og deler av 2004 var dårlige år for riggbransjen, spesielt i Nordsjøen hvor selskapet hadde mange av sine rigger. Denne perioden var preget av lave riggrater, og at flere av riggene var uten arbeid og måtte forflytte seg til andre geografiske områder. Vi observerer at inntektene fra offshore boring i denne perioden er fallende.

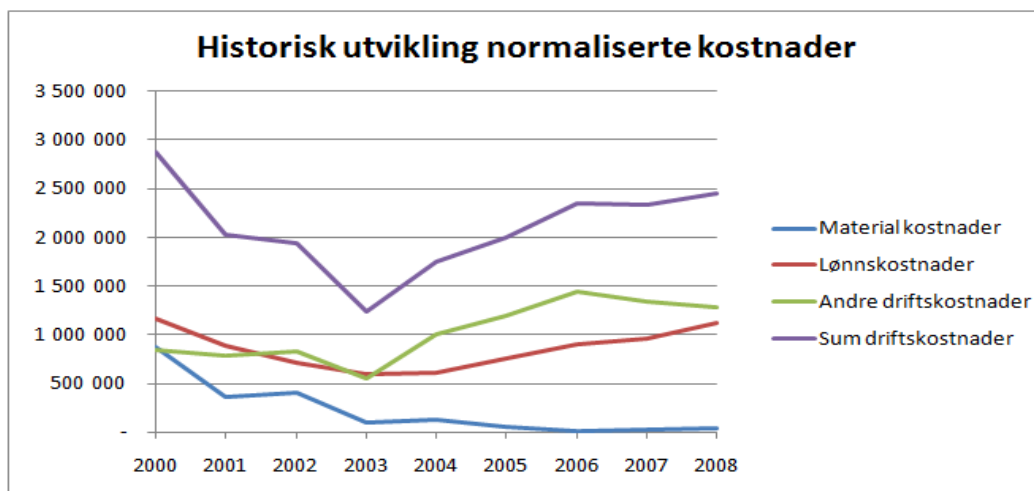
Aktiviteten i riggmarkedet bedret seg kraftig i perioden 2004-2008, dette resulterte i betydelig større inntekter fra offshore boring enn tidligere. Dette skyldes hovedsakelig at riggene kommer over på kontrakter med høyere riggrater og en større utnyttelsesgrad av riggflåten. Kjøpet av dypvannsriggeren Blackford Dolphin i 2005 påvirker ikke inntektene før i 4. kvartal 2008 i og med at den siden kjøpstidspunktet har vært utilgjengelig grunnet oppgraderinger. Dermed er det først i 4. kvartal 2008 vi ser et kvartal der selskapets nåværende riggflåte er fullt utnyttet.

I den perioden som er interessant for oss (2003-2008) har inntektene økt kraftig som følge av en sammenhengende opptur i riggbransjen. Selskapet har gradvis oppnådd bedre utnyttelsesgrad av riggflåten, og riggene har gradvis gått over på kontrakter med bedre rater.

Det er bare i siste kvartal av 2008 at selskapet har hatt full utnyttelse av sin riggflåte og det er først i 2008 at nesten¹⁴ alle riggene har kommet over på kontrakter med veldig høye riggrater. Når vi skal lage prognoser for inntektene i framtidsregnskapet de nærmeste årene er det viktig å se på de kontraktfestede inntektene til hver enkelt rigg, men det er likevel viktig å ta med seg analysen av totale inntekter for å ha et sammenlignings grunnlag på lengre sikt.

4.3.2 Kostnader

I tillegg til å forstå utviklingen i inntektene er det også viktig å forstå utviklingen i kostnadene og hva som driver denne utviklingen. Spesielt viktig er det å se kostnadsutviklingen i sammenheng med utviklingen i inntektene.



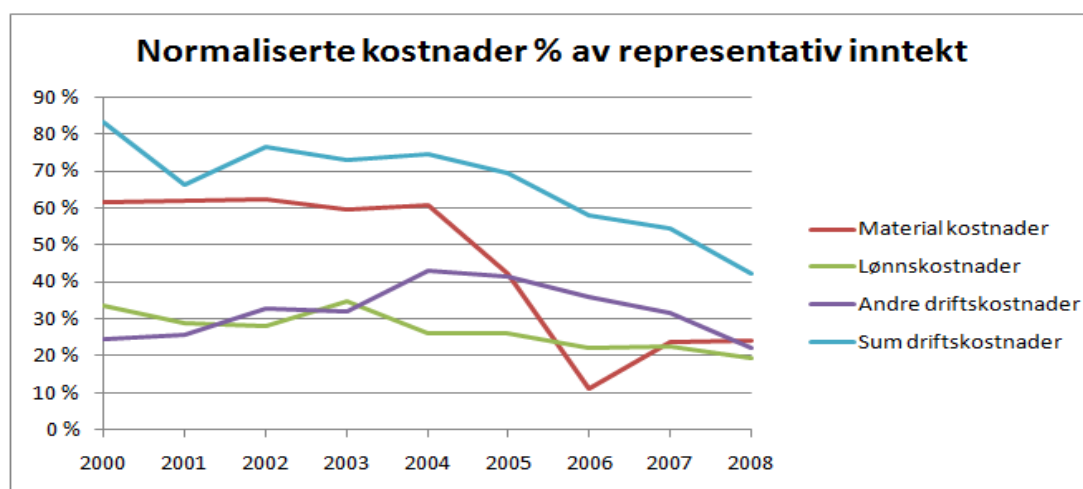
Figur 4.3.2: Historisk utvikling normaliserte kostnader.
(Kilde: Årsrapporter)

Vi ser av figur 4.3.2 at totale driftskostnader ble kraftig redusert i perioden 2000 – 2003. Denne reduksjonen er i hovedsak tilknyttet strukturelle endringer i konsernet som er kommentert i analysen av inntektene. I tillegg var 2003 et meget dårlig år for riggbransjen noe som førte til at kostnadene ble presset ned, blant annet på grunn av rigger i opplag. Deretter øker driftskostnadene kraftig i takt med høyere boreaktivitet.

¹⁴ Av de halvt nedsenkbare bore-riggene er det kun Borgny Dolphin som i 2008 er på kontrakt med en riggrate langt under nivået på riggratene i markedet de siste årene.

Materialkostnadene er i sin helhet knyttet til ingeniørvirksomheten til konsernet, og de er i likhet med ingeniøraktiviteten redusert til et minimum i løpet av perioden. Lønnskostnadene reduseres mot en bunn i 2003 grunnet restrukturering og lavt aktivitetsnivå for borevirksomheten. I perioden etter 2003 har det vært en høy lønnsvekst grunnet høy etterspørsel etter kvalifisert arbeidskraft som følge av høy aktivitet i riggbransjen. I tillegg har økt utnyttelsesgrad for riggene økt lønnskostnadene.

Andre driftskostnader (ADK) er hovedsakelig kostnader knyttet til offshore boring, dette kan også observeres av grafen over da ADK ikke ble redusert i samme grad under strukturendringene. ADK kan variere fra år til år siden behovet og mulighetene for reparasjoner og vedlikehold varierer. Den stigende trenden i ADK i årene etter 2003 skyldes en høyere utnyttelsesgrad av riggflåten og dermed høyere kostnader ved den daglige driften. ADK faller noe tilbake i 2007, dette kan skyldes lave kostnader ved reparasjon og vedlikehold. I 2008 ligger ADK egentlig på 2006-nivå hvis vi tar hensyn til at kostnader ved poolsamarbeid for riggen Bulford Dolphin er fjernet.



Figur 4.3.3: Normaliserte kostnader i prosent av representativ inntekt.
(Kilde: Årsrapporter)

For å vurdere utviklingen av kostnadseffektiviteten er det nyttig å se på kostnadene i prosent av inntektene. Riggbransjens sykliske karakter gjør at kostnadenes andel av inntekter varierer kraftig mellom gode og dårlige tider. Vi ser av grafen over at andelen driftskostnader av inntekt har en nedadgående trend fra 2004 – 2007, men hovedårsaken til dette er helt klart økte riggrater og ikke økt kostnadseffektivitet. I motsetning til de andre kostnadselementene er materialkostnadene sett i forhold til inntekter fra ingeniør virksomhet og ikke totale

inntekter. Utviklingen her er ikke veldig interessant siden dette virksomhetsområdet ikke lenger er en betydelig del av konsernets virksomhet.

Vi ser igjen at ADK hovedsakelig er knyttet til offshore boring. ADK i prosent av totale inntekter øker til og med 2004, grunnet nedskalering av ingeniør tjenester og svake år i riggmarkedet. Deretter faller andelen ADK av totale inntekter fra 2005 til 2008, men det er som nevnt veldig vanskelig å lese noe fornuftig ut av dette siden økingen i inntektene er knyttet både til høyere utnyttelsesgrad og høyere riggrater. Vi ser den samme utviklingen for den andre dominerende kostnadsfaktoren, lønnskostnadenes andel av inntektene faller i perioden 2003 – 2008. I likhet med ADK er det også her vanskelig å si noe om effektiviteten siden vi har få år med ren borevirksomhet og at inntektene øker som følge av økte riggrater. Et annet element som forstyrrer bildet av utviklingen i kostnadene på absoluttnivå og i forhold til inntektene er endringer i valutakursen. Konsernets regnskaper presenteres i NOK, mens kostnadene er en kombinasjon av utgifter i NOK, GBP og USD.

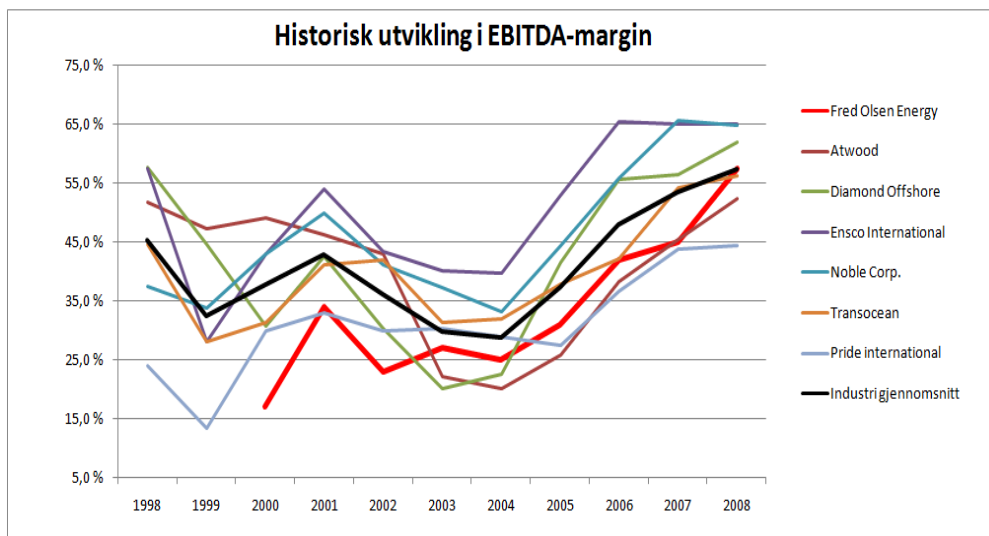
Det vi kan ta med oss fra denne analysen er utviklingen i perioden 2003-2008, da konsernet hovedsakelig har vært et riggselskap. Det er vanskelig å se noen trend i effektiviteten, men vi observerer i hvilket område lønnskostnader og ADK ligger i forhold til inntektene og at dette varierer i gode og dårlige tider. I perioden 2003-2008 har kostnadene økt i takt med høyere utnyttelsesgrad av riggflåten, mens kostnadene som andel av inntektene har falt grunnet økte riggrater. Det som er avgjørende for våre prognoser om kostnadenes andel av inntekter i framtidsregnskapet er blant annet antagelser om riggrater, utnyttelsesgrad og oppgraderinger av flåten. Dermed er det viktig å ta med seg den historiske utviklingen av kostnader sett i lys av disse faktorene.

4.3.3 Analyse av EBITDA-marginen

For å kunne si noe om hvilken margin FOE har på sin operative drift velger vi å se på EBITDA-marginen, den er ikke påvirket av kapitalstruktur, skattesatser og avskrivningssatser. Dette gjør at vi da kan sammenligne marginer enda selskapene har ulik kapitalstruktur og har forskjellige regler når det gjelder skatt og avskrivninger. Analysen av historisk EBITDA-margin er veldig viktig siden antagelsene om EBITDA-marginen i framtidsprognosene påvirker verdsettelsen av selskapet i stor grad.

Grafen under viser utvikling i historisk EBITDA-margin for FOE og våre sammenlignbare selskaper. Den fremhevede røde linjen viser FOE sin utvikling og den sorte fremhevede

linjen viser snittet av de sammenlignbare selskapene.



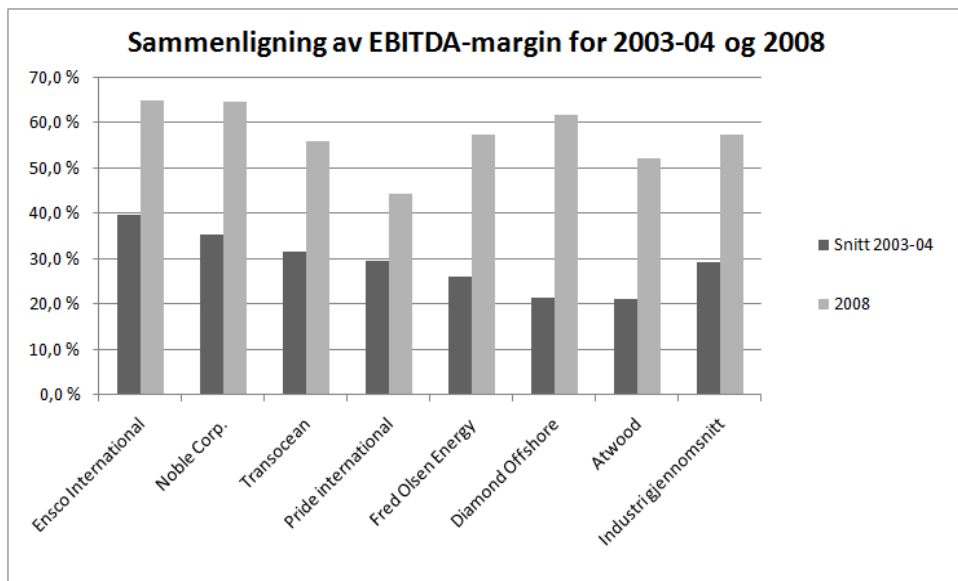
Figur 4.3.4: Historisk utvikling EBITDA-margin FOE og industri. (Kilde: Årsrapporter FOE og konkurrenter)

Vi ser at selskapets EBITDA-margin er ca. 35 % i 2001, som var et år med forholdsvis høye riggrater. 2002-2004 var preget av lav aktivitet i riggmarkedet, og vi ser at selskapet har en EBITDA-margin rundt 25 % i perioden. Fra og med 2005 stiger EBITDA-marginen i takt med den gode utviklingen i riggmarkedet, og i toppåret 2008 oppnådde selskapet en EBITDA-margin på 58 %.

Hvis vi sammenligner dette med resten av bransjen ser man at FOE har en EBITDA-margin som ligger under snittet for bransjen. Dette kan skyldes at FOE har en forholdsvis gammel riggflåte, siden gamle rigger krever mer når det gjelder vedlikehold og oppgraderinger. En annen forklaring kan være at FOE er et relativt lite selskap og dermed går glipp av stordriftsfordeler. Det at Atwoods EBITDA-margin, som også er et lite selskap, ligger under gjennomsnittet kan tyde på at dette er tilfelle. I tillegg blir et selskap med en liten flåte rammet hardere lønnsomhetsmessig av rigger som trenger oppgraderinger. I tillegg til de ovennevnte årsakene for at FOE ligger under gjennomsnittet i bransjen, kan det nevnes at aktivitetsnivået i Nordsjøen var hardt rammet ved inngangen til 2003. FOE hadde på dette tidspunktet en betydelig eksponering mot Nordsjøen, og fem (to) rigger var uten oppdrag ved inngangen til 2003 (2004).

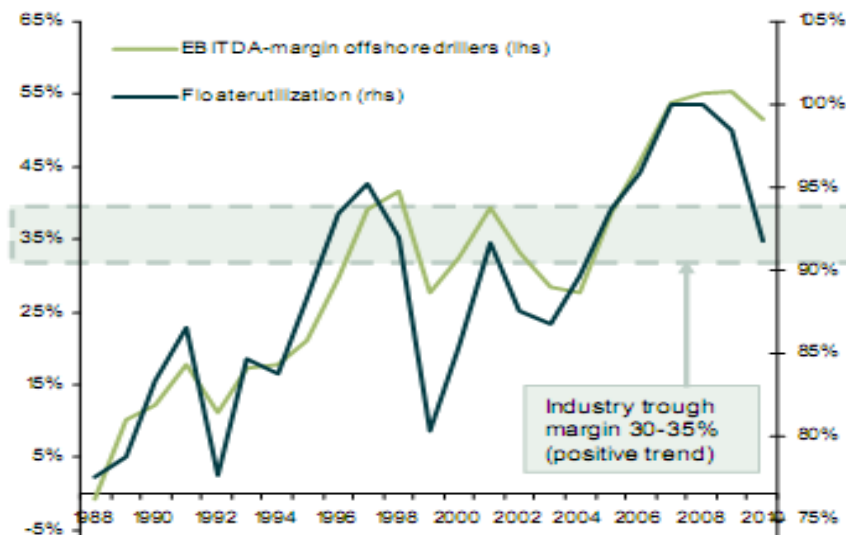
Figur 4.3.5 viser hvordan selskapene har prestert i 2003-2004 sammenlignet med 2008. Det er store forskjeller i EBITDA-marginen selskapene oppnår i gode og dårlige tider, i tillegg er

det store forskjeller mellom de enkelte selskapene i bransjen. Vi ser at FOE er blant selskapene som har størst differanse i margin for de to periodene, dette er trolig også på grunn av at de er et lite selskap og at de hadde en høy eksponering mot Nordsjøen i 2003-2004. Vi ser for øvrig at Ensco og Noble har en EBITDA-margin betydelig over bransjegjennomsnittet både i gode og dårlige tider. FOE sin EBITDA-margin ligger betydelig under de beste i bransjen i dårlige tider, men er noe nærmere i 2008.



Figur 4.3.5: Sammenligning av EBITDA-margin mellom periodene 2003-2004 og 2008. (Kilde: Årsrapporter FOE og konkurrenter)

Figur 4.3.6 viser utviklingen i EBITDA-margin for bransjen sammen med utviklingen i utnyttelsesgraden av flytere i perioden 1988 til 2008. Ikke uventet ser vi at utviklingen av EBITDA-marginen samvarierer sterkt med utnyttelsesgraden av flytere (jf. analyse av riggmarkedet). Utviklingen av EBITDA-marginen er preget av høy volatilitet, men har en positiv trend etter de store problemene man erfarte på slutten av 80-tallet (jf. tilbudssideanalyse). Det skraverte arealet på grafen viser at i 20 års perioden har EBITDA-marginen i snitt ligget rundt 30-35 %. Vi observerer at det i 2009 og 2010 forventes en nedgang i både flåte utnyttelse og EBITDA-margin.



Figur 4.3.6: EBITDA-margin for offshoreboring og flåteutnyttelse.
(Kilde: First Securities)

Det vi kan ta med oss videre fra denne analysen er at FOE historisk har oppnådd en EBITDA-margin som har vært lavere enn bransjen, men det positive er at de i 2008 har kommet seg opp på bransjenivået. Det at FOE er et relativt lite riggselskap med en aldrende riggflåte gjør at det kan bli vanskelig å beholde en EBITDA-margin på nivå med bransjen i framtiden, som nevnt tidligere kan den aldrende riggflåten være en utfordring særlig i dårlige tider. Et annet viktig poeng er at marginene varierer kraftig mellom gode og dårlige perioder. For FOE har denne forskjellen vært større enn for gjennomsnittet, men det at vi har bare en dårlig periode i analysen gjør det vanskelig å si om dette vil gjenta seg i en kommende nedtur. Det bør nevnes at selskapet ikke i like stor grad er eksponert mot Nordsjøen som ved forrige nedtur, men at de nå opererer i flere geografiske områder.

4.4 Analyse avkastning

Det å forstå selskapets historiske evne til å skape verdier er ikke direkte relevant for framtidsprognosene og kalkuleringen av selskapsverdien basert på fri kontantstrøm, men det kan brukes som validering av resultatene i en slik analyse. Det er uansett greit å få et inntrykk av selskapets evne til å skape verdier.

ROIC før skatt

For å vurdere selskapets historiske evne til å skape verdier er det formålstjenlig å se på avkastning på totalt investert kapital for å vurdere konsernets evne til å skape avkastning. Et slikt avkastningsmål kan deretter brytes ned for å få større innsikt i hva som driver avkastningen. Vi velger å se på ROIC (return on invested capital) siden vi allerede har beregnet investert kapital og at det er enkelt å finne et konsistent inntjeningsmål (EBITA) til investert kapital. Vi velger å se på forholdstallet før skatt ettersom endring i skatteregler¹⁵ og store fremførbare underskudd gjør det vanskelig å finne en normal effektiv skattesats.

ROIC før skatt er definert som (Koller, et al. 2005):

$$ROIC = \frac{EBITA}{Investert\ Kapital}$$

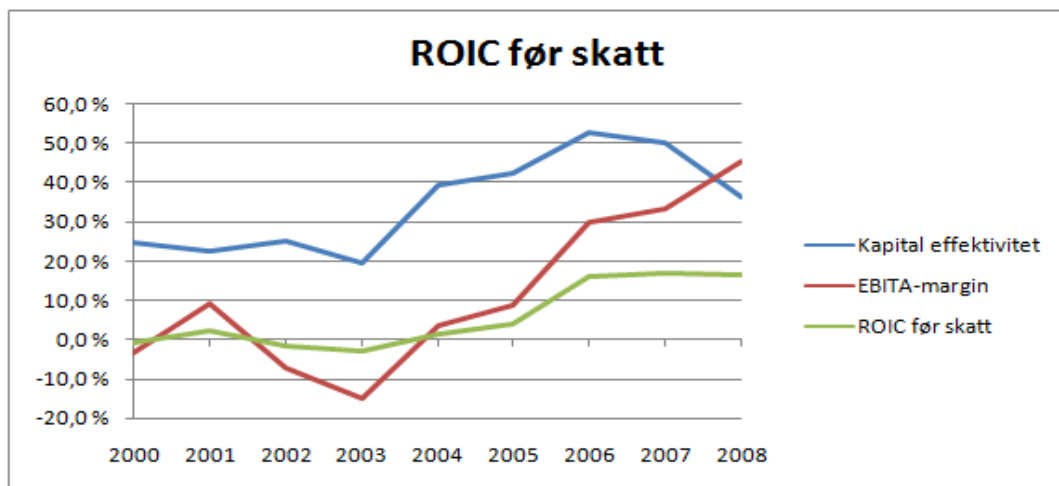
Vi ser på investert kapital før nedskrivninger og avskrivninger av goodwill og immaterielle eiendeler, tallene hentes fra den omgrupperte balansen.

I en ”steady state” der avskrivningene tilsvarende investeringsbehovet kan ROIC etter skatt sammenlignes WACC for å se om selskapet evner å skape verdier. FOE er ikke i en ”steady state” situasjon og vi ser på målet før skatt, men det har likevel stor verdi å utføre denne analysen.

ROIC før skatt kan brytes ned i kapitaleffektivitet og EBITA-margin (Koller, et al. 2005):

$$ROIC\ før\ skatt = \frac{EBITA}{Inntekter} \cdot \frac{Inntekter}{Investert\ Kapital}$$

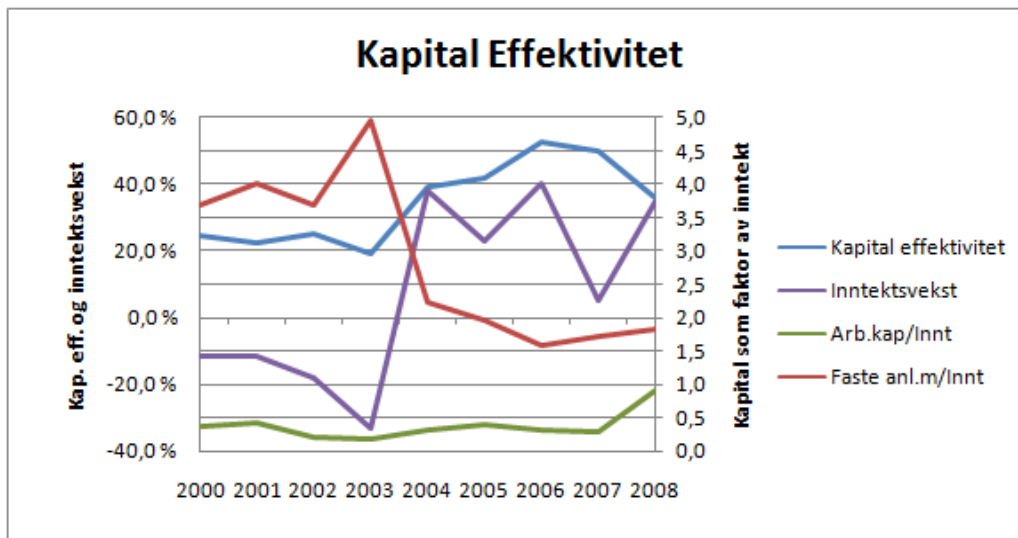
¹⁵ Konsernets historiske skatting har vært veldig kompleks siden FOE blant annet har gått under rederibeskatning og har datterselskaper registrert i utlandet.



Figur 4.4.1: ROIC før skatt dekomponert i kapital effektivitet og EBITA-margin.
(Kilde: Årsrapporter)

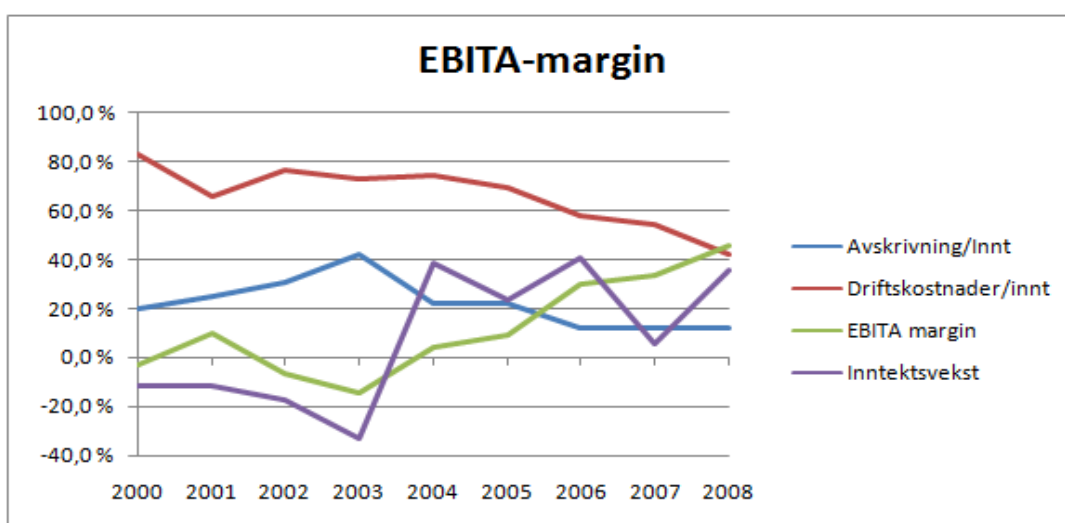
Hvis kapitaleffektiviteten hadde vært 100 %, ville EBITDA-marginen (driftsmarginen) fullstendig forklart ROIC før skatt. Kapital effektiviteten bestemmer altså i hvor stor grad driftsmarginen slår ut i ROIC før skatt. Vi ser at kapitaleffektiviteten bedret seg kraftig fra 2003 til 2004, dette er dog et skjevt bilde av virkeligheten siden IFRS gjorde det mulig å bokføre eiendelene til virkelig verdi. 2004 var som nevnt tidligere et svakt år for riggbransjen og eiendelene ble nedskrevet kraftig ved overgangen til IFRS. Vi ser også at driftsmarginen bedres kraftig i 2004. En del av dette har basis i samme årsak siden avskrivningene naturlig nok ble lavere enn årene før, men også på grunn av stigende inntekter uten tilsvarende driftskostnadsøkning.

Det har derfor mest hensikt å se på tallene i perioden 2004-2008. EBITA-marginen bedres kraftig i løpet av perioden 2004-2007 som følge av en kraftig økning i inntekter uten en tilsvarende økning i driftskostnadene. Dette skyldes hovedsakelig økende riggrater, men også en høyere utnyttelsesgrad av riggflåten. Dette bedrer selvfølgelig også kapitaleffektiviteten. ROIC før skatt bedres derfor markant i løpet av denne perioden mot den høyeste avkastningen før skatt på 16.8 %.



Figur 4.4.2: Kapital effektivitet dekomponert i andel arb.kap- og faste anl.m. av inntekt.
(Kilde: Årsrapporter)

Kapital effektivitet kan igjen brytes ned i arbeidskapital og faste anleggsmidler i forhold til inntekt. Her ser vi enda tydeligere overgangen til IFRS, faktoren faste anleggsmidler over inntekt går fra 4,96 til 2,24. Samtidig ser vi at inntekten øker med ca 38 % fra 2003 til 2004, det er derfor en todelt effekt fra 2003 til 2004. I perioden 2004-2007 ser vi at faste anleggsmidler på inntekt fortsatt har en fallende trend, dette forteller oss om en inntektsvekst basert på pris økning. Vi observerer for øvrig at arbeidskapital på inntekt holder seg stabilt på et nivå rundt 0,3 – 0,4, dette betyr at arbeidskapitalen ikke uventet samvarierer mer med inntekter enn faste anleggsmidler.



Figur 4.4.3: EBITA-margin dekomponert i avskrivninger og driftskostnader ifht. Inntekt.
(Kilde: Årsrapporter)

Av grafen over observerer vi effektene vi kommenterte under ROIC før skatt grafen. EBITA-marginen fra 2003 til 2004 påvirkes av et fall i avskrivningene som følge av regnskapsendringer. I perioden 2004-2008 ser vi en sterk inntektsvekst, selv om den er varierende. Driftskostnadenes andel av inntektene faller markant i perioden, det samme gjør også avskrivningenes andel av inntektene.

Totalt sett domineres avkastningsbildet av stigende riggrater noe som har bidratt til en sterk vekst i ROIC før skatt, økte riggrater bidrar både til økt kapitaleffektivitet og bedret EBITA-margin. I perioden fra 2003 til 2008 gikk riggmarkedet fra å være svakt til særdeles sterkt, i denne perioden øker FOE sin ROIC før skatt fra -2.9 % til 17 %. Dette bekrefter at avkastningen på investert kapital for riggselskapene er syklisk og sterkt avhengig av forholdene i riggmarkedet. Avkastningen vil ”lagge” utviklingen i riggratene siden riggselskapene opererer på forholdsvis lange kontrakter.

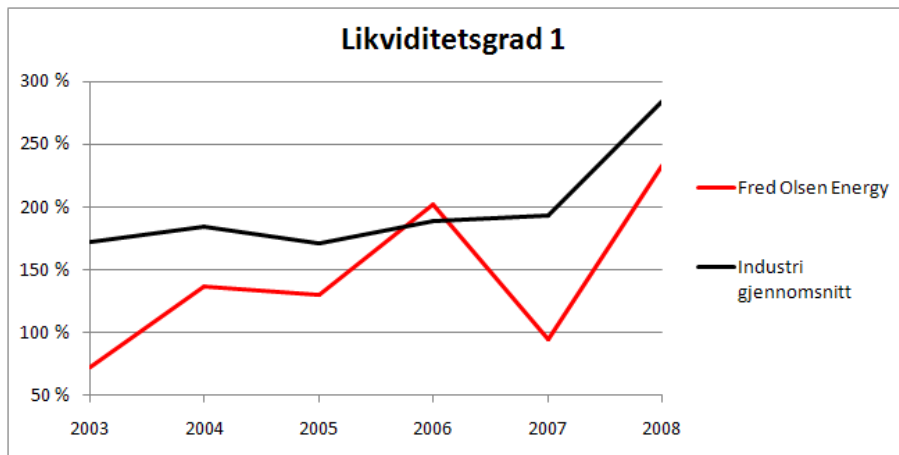
4.5 Likviditets- og soliditetsanalyse

Formålet med denne analysen er å få innsikt i hvordan selskapet er rustet til å innfri sine kortsiktige og langsiktige forpliktelser. Foruten den generelle innsikten dette gir om selskapet, er analysen viktig for videre analyse av gjeldsrente og kapitalstruktur i beregningen av avkastningskravet (WACC). I den kortsiktige kredittrisikooanalysen vil vi gå igjennom selskapets likviditet, mens i den langsiktige analysen vil vi se nærmere på selskapets finansieringsstruktur og soliditet. Vi har sammenlignet forholdstallene til FOE med et industrigjennomsnitt som består av det samme utvalget av riggselskaper som tidligere.

4.5.1 Analyse av likviditet

Likviditetsgrad 1

Likviditetsgrad 1 = $\frac{\text{Omløpsmidler}}{\text{Kortsiktig gjeld}}$, viser forholdet mellom omløpsmidler og kortsiktig gjeld. I figur 4.5.1 kan man se utviklingen i likviditetsgrad 1 for FOE og industrisnittet.



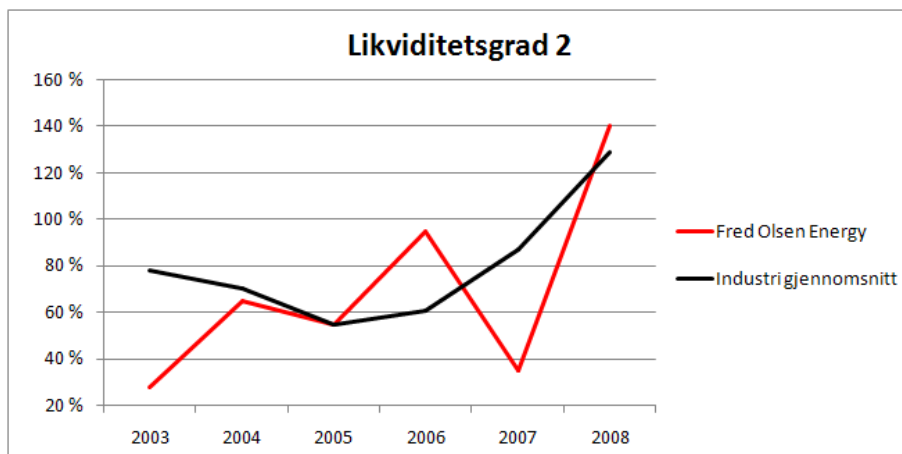
Figur 4.5.1: Likviditetsgrad 1 for FOE sammenlignet med industri gjennomsnittet.
(Kilde: Årsrapporter FOE og konkurrenter)

Et selskaps omløpsmidler blir brukt til å dekke deres kortsiktige gjeld, det er derfor viktig at omløpsmidler overstiger den kortsiktige gjelden. Hva forholdstallet burde ligge på avhenger av mange faktorer blant annet selskapets betalingsbetingelser fra kunder og leverandører.

I løpet av perioden observerer vi en positiv, men volatil trend. Beregningen er basert på balanseførte verdier per 31.12 hvert år, og hva selskapet har av kortsiktig gjeld og omløpsmidler akkurat denne dagen av året kan påvirkes av tilfeldigheter. Nedgangen i 2007 skyldes opptak av to kortsiktige lån på til sammen 175 millioner dollar. Hvis vi sammenligner med industrigjennomsnittet ser vi at FOE ligger under dette med unntak av 2006. Vi merker oss også at omløpsmidler er over dobbelt så store som kortsiktig gjeld i 2008 noe som er høyst tilfredsstillende.

Likviditetsgrad 2

For å få et ytterligere inntrykk av selskapets kortsiktige kredittrisiko er det hensiktsmessig å se på likviditetsgrad 2 som viser forholdet mellom de mest likvide omløpsmidlene og kortsiktig gjeld. I figur 4.5.2 kan man se utviklingen i likviditetsgrad 2.

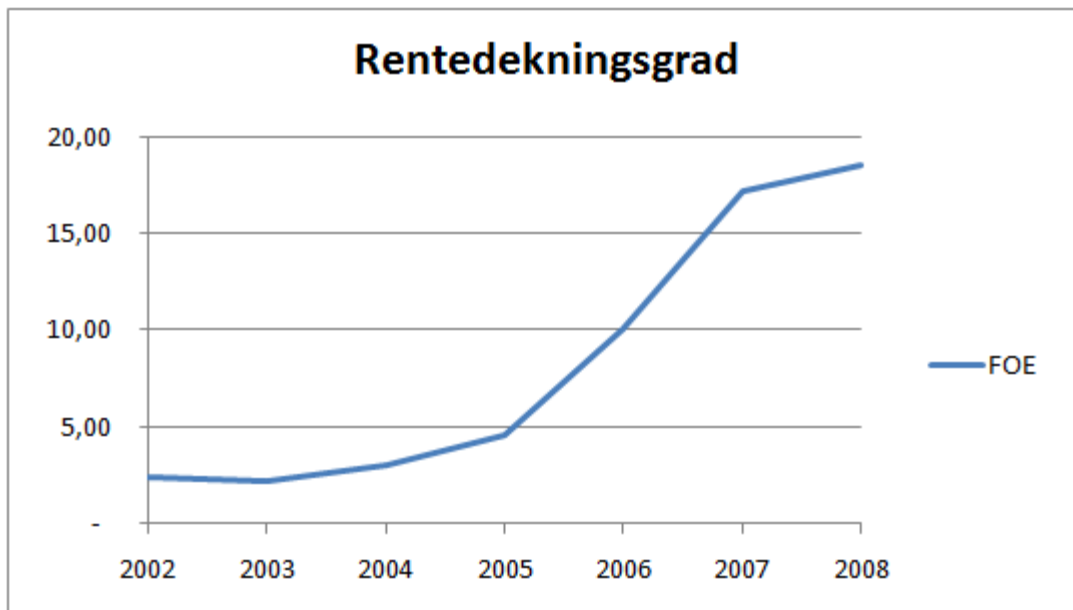


Figur 4.5.2: Likviditetsgrad 2 for FOE sammenlignet med industri gjennomsnittet.
(Kilde: Årsrapporter FOE og konkurrenter)

Her kan også beregningene påvirkes av tilfeldigheter, kontantbeholdningen kan variere betydelig fra topp til bunn i løpet av et år. Vi ser her den samme positive utviklingen med en midlertidig nedgang i 2007, som også her er betraktelig under industrigjennomsnittet. Selskapet har i 2008 tatt opp langsiktige lån som de fortsatt ikke har investert eller delt ut i utbytte, derfor besitter de en stor kontantbeholdning og dette gjør at likviditetsgrad 2 er høy. Alt i alt kan man konkludere med at selskapets likviditet for tiden er meget sterk og dette underbygger vår tidligere påstand om at selskapet per i dag har sterk finansiell posisjon.

Rentedekningsgrad

I beregningen av rentedekningsgrad har vi sett på EBITDA over rentekostnader, noe som viser tilgjengelig kontantstrøm til å betale rentekostnader før skatt og investeringer. Et selskaps rentedekningsgrad forklarer om et selskap genererer nok inntekter ved drift til å behandle renter på sin gjeld og hvilken kapasitet de har til å ta opp ny gjeld. For at et selskap skal overleve på kort sikt må forholdstallet være over 1, men på lengre sikt trenger man også kapital til å investere i videre drift av eiendeler. Figur 4.5.3 viser utviklingen i FOE sin rentedekningsgrad.

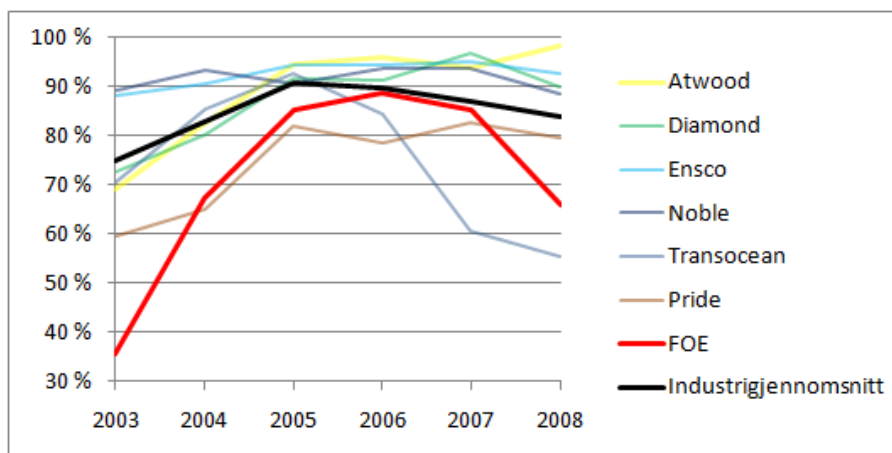


Figur 4.5.3: Rentedeckningsgrad for FOE.
(Kilde: Årsrapporter FOE)

Rentedeckningsgraden var ikke på et tilfredsstillende nivå i 2002 og 2003, men fra 2004 og fram til i dag har utviklingen vært veldig god. Dette skyldes at rentekostnadene til selskapet synker på grunn av redusert gjeld og et fallende rentenivå, i tillegg har inntektene økt betydelig fra og med 2004. I 2008 er inntektene betydelig høyere enn i 2007, men rentedeckningsgraden stiger minimalt. Dette skyldes at selskapets rentekostnader også har økt betydelig som følge av opptak av ny gjeld. Alt i alt har rentedeckningsgraden vært mer enn tilfredsstillende de seneste årene.

4.5.2 Analyse av soliditet

Markedsverdi egenkapitalprosent



Figur 4.5.4: Egenkapital prosent for FOE og konkurrenter.
(Kilde: Årsrapporter FOE og konkurrenter)

I perioden 2003-2008 har FOE sin egenkapitalprosent basert på markedsverdier ligget under industriegjennomsnittet, men hvis man ser på egenkapitalprosenten til de andre selskapene ser man at deres balanser har vært meget sterke i perioden. Dette kan tyde på at de har brukt de seneste årene på å betale ned gjeld for å forberede seg på dårligere tider. En egenkapitalprosent som ligger over 50 % er vanligvis et tegn på soliditet, men i en bransje preget av store sykliske svingninger bør egenkapitalprosenten være høyere enn dette i gode perioder.

I 2003 var egenkapitalverdien til FOE på 35 % noe som ikke kan sies å være tilfredsstillende. Selskapet hadde da en bokført gjeld som var nesten dobbelt så stor som markedsverdien av egenkapitalen og markedsutsiktene var usikre. Etter 2003 refinansierte selskapet låneporteføljen og markedsutsiktene bedret seg, dette førte til at markedsverdien av egenkapitalen økte. Som man ser har selskapets utvikling etter dette vært sterk, og de nærmer seg bransjenivå i 2005. Det siste årets nedgang i egenkapitalandel fra 85 % til 65 % skyldes at FOE har økt langsiktig gjeld. Dette trenger ikke å være negativt i og med at 65 % egenkapitalandel må sies å være tilfredsstillende.

Lånestruktur

Selskapets langsiktige forpliktelser har fra 2007 økt fra ca 3 milliarder til 8,5 milliarder i 2008. Til sammen har selskapet rentebærende forpliktelser på ca 10 milliarder ved utgangen av 2008, i 2007 var dette tallet 4,2 milliarder. Selskapets rentebærende forpliktelser relaterer seg hovedsakelig til et flåtelån (USD) som ble tatt opp i mai 2008. Dette lånet skal betales tilbake over 6 år, med halvårlige avdrag på 110 millioner USD¹⁶. Med dagens dollarkurs utgjør dette årlige avdrag på ca 1,4 milliarder kroner. Selskapet har flytende rente på ca 70 % av flåtelånet, denne renten er basert på USD Libor pluss en margin.

Hvis vi ser på selskapets sterke betalingsevne i 2008 er det ikke knyttet problemer ved å betjene avdrag og renter. I tillegg vet vi at de har langsiktige kontrakter på de fleste av sine rigger, noe som vil sikre de en sterk inntjening i årene framover. Ut fra dette virker det som om selskapets lånestruktur er fornuftig og ikke vil by på problemer i årene som kommer.

¹⁶ Årsrapport 2008

5. Framtidsprognoser

5.1 Rammeverk

Før vi begynner å utarbeide prognosene må vi fastsette lengden og detaljnivået prognosene skal ha. Den typiske løsningen er å lage eksplisitte prognoser for et visst antall år, for deretter å verdsette resterende år ved bruk av en formel (Koller, et al. 2005). Den eksplisitte perioden velger vi å kalle budsjetteringshorisonten, mens verdsettelsen av de resterende årene refereres til som terminalverdien. Alle de ulike tilnærmingene for å beregne terminalverdi antar en ”steady state” situasjon i de resterende årene (Koller, et al. 2005). Budsjetteringsperioden skal derfor i teorien være lang nok til at selskapet når ”steady state”. Dette innebærer konstant avkastning på både ny og eksisterende investert kapital, i tillegg til konstant vekst.

Fra den strategiske analysen og markedsanalysen vet vi at riggmarkedet er syklisk av natur, og at det med høy sannsynlighet vil fortsette å være syklisk. Dette innebærer at selskapet aldri vil oppnå ”steady state”. For sykliske selskaper anbefales det å velge en tilstrekkelig lang budsjetteringshorisont for å fange opp minst en topp og en bunn i syklen. Videre anbefales det å utvikle ulike scenario for utviklingen basert på tidligere sykler (Koller, et al. 2005). Det at vi har begrenset med data om historiske sykler vanskeliggjør denne framgangsmåten. I tillegg mener vi at usikkerheten rundt utviklingen er alt for stor til at det gir noen mening å estimere riggratene år for år, selv om vi vektlegger ulike scenario. Dette er spesielt vanskelig på lang sikt, siden utviklingen på tilbudssiden er veldig usikker. I stedet vil vi ta utgangspunkt i våre konklusjoner fra markedsanalysen for å estimere et normalnivå på riggratene i fremtiden. Vi vil ikke bruke ulike scenario for normalnivå på riggratene. Vi mener vårt scenario er det mest sannsynlige gjennomsnittlige utfallet og at muligheten for avvik og størrelsen på eventuelle avvik er lik på opp- og nedsiden av vårt estimat.

Ettersom flere av riggene har lange kontrakter, trenger vi en budsjetteringshorisont som er lang nok til at alle riggene kommer over på framtidige kontrakter der vi antar et normalnivå på ratene. Selskapet har kontraktsreserver på enkelte rigger ut 2013. For at hele riggflåten skal videreføres fra 2013 kreves det angivelig investeringer på enkelte rigger i 2014 og

2015¹⁷. Basert på at vi vil benytte et normalnivå på framtidige kontrakter antar vi at selskapet når ”steady state” i 2016 og velger derfor en budsjetteringshorisont fra 2009 – 2016.

5.2 Inflasjon

Vi velger å bruke nominelle verdier i verdsettelsen, noe som innebærer at framtidsprognosene også må inneha nominelle verdier. Derfor tar vi en antagelse om framtidig inflasjon før vi begynner med estimeringen av de ulike elementene i framtidsprognosene. Vi antar for enkelhets skyld at den representative inflasjonen for selskapet er inflasjonsnivået i Norge. Vi antar derfor at framtidig inflasjon vil være lik Norges Banks inflasjonsmål på 2,5 %. Dette er et noe tilfeldig estimat. Vi mener det er sannsynlig med en lav inflasjon i årene framover, siden finanskrisen har dempet forventningene om økonomisk vekst den nærmeste tiden.

5.3 Investeringer

Investeringer kan påvirke riggenes levetid, driftsregularitet og hvilke rater de kan oppnå, derfor velger vi å foreta estimering av framtidige investeringer før vi estimerer inntektene. På denne måten blir det samsvar mellom investeringer og inntekter. I framtidsbudsjettene vil vi prøve å finne det mest sannsynlige scenarioet, mens vi mot slutten av budsjetteringshorisonten prøver å finne et normalnivå for investeringene som brukes i terminalverdiberegningen.

¹⁷ Kilde: Årsrapport 2008. Note 7. Antatt levetid rigger.

5.3.1 Historiske investeringer og avskrivninger



Figur 5.3.1: Investeringer og avskrivninger i perioden 2000 – 2008.
(Kilde: Årsrapporter)

I en normal situasjon ønsker vi å se på investeringer som andel av inntekter, men dette har ingen hensikt i en situasjon hvor både inntekter og investeringer varierer i så stor grad. Grafen over viser netto investeringer og avskrivninger i perioden 2000 – 2008, ut i fra den ser vi at investeringsnivået har svingt kraftig. Dette er hovedsakelig på grunn av kjøpet av Belford Dolphin og Bredford Dolphin i 2000 (ca 3,3 mrd NOK), salg av anleggsmidler i 2003 og oppgraderingen av Blackford Dolphin i perioden 2006 – 2008. I årsrapportene oppgis totale investeringer og hva de fortrinnsvis er benyttet til, men selskapet oppgir ingen detaljert oversikt over investeringene. Vi har likevel forsøkt å beregne ”normale” investeringer ved å fjerne kjøp av rigger, ekstraordinære salg av anleggsmidler og store oppgraderinger. Typiske normalinvesteringer er 5-års klassifiseringer og mindre utbedringer av riggene.

Investeringene i perioden 2004 - 2008 er dominert av den kraftige dypvanns oppgraderingen av Blackford Dolphin, og oppgraderingen av Bredford Dolphin. De grovt normaliserte investeringene ligger i den samme perioden gjennomsnittlig i underkant av 400 mill. kroner. Det bør nevnes at prisnivået på nybygg og oppgraderinger har økt betydelig i løpet av denne perioden som følge av et etterspørselspress på leverandørene.

Veksten i avskrivningene i perioden 2006 – 2008 skyldes hovedsakelig en kraftig økning i bokført verdi av Blackford Dolphin fra 212 mill. kroner i 2006 til 4,7 mrd. kroner i 2008.

Den fulle effekten av oppgraderingen vil ikke slå inn i regnskapstallene før i 2009. I perioden 2006 -2008 har også hele flåten blitt skrevet opp i verdi på grunn endringer i valutakurser. På bakgrunn av kvartalsdata for 4. kvartal 2008 og 1. kvartal 2009, der både den fulle effekten av oppgraderingen og endringen i valutakursen har slått inn for fullt, ser det ut til at avskrivningene i 2009 vil bli omkring 1 milliard kroner.



Figur 5.3.2: Avskrivninger som andel av faste anleggsmidler i perioden 2000 – 2008
(Kilde: Årsrapporter)

I grafen over ser vi på avskrivninger som andel av faste anleggsmidler i perioden 2001 – 2008, estimatet for 2009 er beregnet på bakgrunn av tall fra 1. kvartals resultater. Vi ser at andelen varierer, men at den gjennomsnittlig ligger omkring 8 %. Det bør nevnes at valutakursendringer gjør at balanseverdiene svinger betydelig fra år til år.

5.3.2 Investeringer i budsjetteringsperioden

I de seneste årene har oppgraderingen av Blackford Dolphin ført til unormalt høye investeringer, siden oppgraderingen nå er fullført forventer vi et kraftig fall i investeringene de nærmeste årene. Historisk har ikke selskapet prioritert investeringer i nye rigger, i den senere tid er det kun Belford Dolphin som er kjøpt ny. Derfor mener vi det er lite sannsynlig at dette vil skje i budsjetteringsperioden. Selskapet har tidligere valgt å oppgradere eldre rigger, dette er en strategi vi tror FOE vil fortsette med. Likevel antar vi at selskapet ikke vil foreta store oppgraderinger av riggflåten de nærmeste årene, siden de fleste riggene har kontrakter som når langt ut i budsjetteringsperioden.

Som nevnt i den strategiske analysen har FOE en aldrende riggflåte, dette har ført til og vil også i framtiden medføre et betydelig investeringsbehov for å opprettholde aktiviteten. I 1.

kvartal 2009 ble det ikke utført 5-års klassifiseringer og alle riggene er på kontrakter, men likevel ble det investert for 135,8 mill. kroner. Siden fire rigger skal 5-års klassifiseres i løpet av året, vil investeringene i 2009 også mest sannsynlig bli litt høyere enn det historiske ”normal” gjennomsnittet på 400 mill. kroner. Vi antar investeringene i 2009 til å utgjøre 500 mill. i nominelle kroner. I de påfølgende årene tror vi investeringsnivået vil ligge litt under det historiske ”normal” gjennomsnittet, ettersom flere rigger opererer på lange kontrakter og at vi forventer at etterspørselspresset på leverandørene vil avta. Vi antar at investeringene i 2010 vil beløpe seg til 350 mill. nominelle kroner. Vi bruker dette nivået som et forventet normalnivå for resten av budsjetteringshorisonten og antar at det øker med en inflasjon på 2,5 %.

Riggen Borgny Dolphin har estimert levetid til 2014, mens riggene Borgsten og Byford Dolphin har estimert levetid til 2015¹⁸. I samtaler med selskapet har vi fått opplyst at disse levetidene er basert på økonomiske betraktninger og at skroget til riggene har betraktelig lengre levetid. Siden det er usikkerhet rundt framtidige riggrater, er levetiden til disse riggene satt til terminen for 5-årsklassifiseringene i 2014 og 2015. En 5-års klassifisering koster i følge selskapet omkring 25 mill. USD og er i dagens marked økonomisk lønnsomt siden investeringen tjenes inn i løpet av 3-4 måneder. Hvis situasjonen ikke forverrer seg betraktelig vil derfor disse riggene bli klassifisert og fortsatt være operative. I vår markedsanalyse konkluderte vi med at riggmarkedet vil bedre seg på lang sikt, dette er et syn også selskapet gir uttrykk for, derfor finner vi det rimelig å anta at disse investeringene vil bli gjennomført.

5-årsklassifiseringer går inn under det vi betegner som normale investeringer, men siden disse riggene er av de eldste vil vi anta at det skjer ytterligere oppgraderinger¹⁹ utover en normal klassifisering. Vi mener vi at en investering på 200 mill. reelle kroner pr rigg utover det forventede normalnivået vil være tilstrekkelig. Ved en oppgradering av disse riggene opprettholdes aktivitetsnivået gjennom budsjetteringsperioden. Under følger en oversikt over investeringsbehov i budsjetteringsperioden:

¹⁸ Kilde: Årsrapport 2008, note 7.

¹⁹ Vi antar at disse oppgraderingene bare vil påvirke levetid og opprettholde den gjennomsnittlige driftsregulariteten. Vi antar med andre ord ingen oppgraderinger som påvirker inntektene riggene vil oppnå.

millioner NOK	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Normalt investeringsbehov	500	350	359	368	377	386	396
Investeringer i enkelt rigger						226	464
Totalt investeringsbehov	500	350	359	368	377	613	860

Figur 5.3.3: Oppsummering av prognosene for investeringsbehov i budsjetteringsperioden.

5.3.3 Langsiktig investeringsnivå

For det siste året i budsjetteringsperioden og videre i terminalverdiberegningen ønsker vi å finne et investeringsnivå som vil opprettholde aktivitetsnivået, uten realvekst. Vi utelukker ikke her at selskapet vil gjøre store oppgraderinger/oppkjøp eller vil endre flåteprofilen, det eneste vi antar er at aktivitetsnivået i gjennomsnitt vil ligge på dagens nivå.

Vi antar dermed at selskapet når en ”steady state” situasjon i 2016. Ved ”steady state” og null inflasjon vil avskrivningene være lik investeringene (Kinserdal 2008). I virkeligheten, med inflasjon, vil investeringene måtte være høyere enn avskrivningene siden anleggsmidlene er anskaffet på et tidligere tidspunkt. De historiske avskrivningene har som nevnt i gjennomsnitt vært 8 % av faste anleggsmidler. Hvis man legger balansetall for 31. mars 2009 til grunn utgjør 8 % i avskrivninger i underkant av 800 millioner kroner i avskrivninger.

Siden selskapet ikke har vært i ”steady state” i perioden 2000 – 2008 må vi vurdere om avskrivningsandelen som er hentet fra denne perioden er representativ for et framtidig investeringsbehov. Avskrivningene beregnes lineært basert på eiendelenes estimerte levetid. For riggene er estimert levetid 15 -25 år, levetiden for boreskipet estimeres til 25 år²⁰. Disse estimatene for levetid er veldig forsiktige, blant analytikere er det vanlig å anta 30-35 års levetid for rigger (Thoresen 2009). En normal levetid for boreskip er nok også betydelig høyere enn selskapets estimat. Ved en god balanse mellom nye og eldre eiendeler vil ikke dette føre til komplikasjoner, siden fullstendig nedskrevne anleggsmidler vil veie opp for høye avskrivninger på de nye. Her mener vi derimot avskrivningene blir for høye på grunn av store investeringer som avskrives over for kort periode, samtidig som det er avskrivninger på de riggene som ikke er oppgradert.

²⁰ Kilde: Årsrapport 2008, note 1.

Selv når vi tar hensyn til at inflasjon har økt gjenanskaffelseskostnaden til dagens anleggsmidler mener vi at det forventede årlige avskrivningsnivået (ca 800 mill. kroner) er høyere enn det framtidige årlige investeringsbehovet for å opprettholde aktiviteten. Samtidig forventer vi at det langsiktige investeringsbehovet vil ligge over investeringsbehovet i budsjetteringsperioden. Vi velger å sette investeringsnivået i ”steady state”, fra og med 2016, til 700 mill. reelle (2008) kroner per år. Dette er et grovt anslag, men vi mener dette nivået er tilstrekkelig for å opprettholde dagens aktivitetsnivå.

5.4 Inntekter

For å komme fram til et best mulig estimat av inntektene i framtidsbudsjettet vil vi prøve å estimere inntektene for hver enkelt rigg og for ingeniørvirksomheten. Inntektene i 2016 som blir benyttet i beregningen av terminalverdien er derfor basert på dagens riggflåte. Dette betyr likevel ikke at vi antar at selskapet vil ha den samme riggflåten i all framtid. Siden inntektene fra ingeniørvirksomheten er ubetydelige sammenlignet med inntektene fra boredivisjonen blir det naturlig å fokusere mest på inntektene fra riggene. Vi har tidligere foretatt en analyse av riggmarkedet som vi vil bruke som grunnlag for å estimere inntektene til de enkelte riggene utover kontraktsfestede inntekter. For ingeniørvirksomheten vil vi foreta en helhetsvurdering hovedsakelig basert på historisk utvikling.

Et element som kan føre til store fluktasjoner i inntektene er svinginger i valutakurs. Siden selskapets inntekter kommer hovedsakelig i US dollar eksponeres selskapet i stor grad mot endringer i kursen på USD/NOK. På lengre sikt blir imidlertid deler av denne eksponeringen nøytralisert, siden en betydelig andel av selskapets gjeld er i USD²¹. Ettersom riggratene blir oppgitt i USD/dag må vi anta en dollarkurs for å beregne framtidige inntekter i NOK. Valutamarkedet er som kjent blant de mest effisiente markedene og vi har ingen forutsetning for å spå utviklingen i USD/NOK. Vi antar at utviklingen følger en ”random walk” og at dagens kurs er det beste estimatet for den framtidige utviklingen. Vi legger derfor til grunn en kurs på 6,5 NOK/USD²².

²¹ Kilde: Årsrapport 2008. Styrets beretning.

²² Kilde: www.finance.yahoo.com

Vi ønsker å ta utgangspunkt i dagrater for å finne inntektene for riggdivisjonen, derfor trenger vi et estimat for riggflåtenes gjennomsnittlige utnyttelsesgrad. Den gjennomsnittlige utnyttelsesgraden påvirkes av all nedetid, det være seg vedlikehold/reparasjoner, oppgraderinger, mobilisering, klassifisering og andre forhold som fører til at riggene ikke er operative. Ettersom vi ønsker å gjennomføre en sensitivitetsanalyse på denne antagelsen antar vi en gjennomsnittlig utnyttelsesgrad for hele budsjetteringsperioden, dette vil også påvirke terminalverdberegningen siden det siste året i budsjetteringsperioden er utgangspunktet for denne beregningen. På grunn av mangel på informasjon om denne faktoren baserer vi våre estimater på eksterne observasjoner og estimater. Pareto Securities har gitt oss tilgang på deres tall for utnyttelsesgrad i perioden 2006 -2008 og estimater for 2009 og 2010. I 2006 var utnyttelsesgraden 93 %, i 2007 og 2008 lå den litt under dette nivået på 86 % mest trolig på grunn av kjøpet og den langvarige oppgraderingen av Blackford Dolphin. For 2009 og 2010 ligger estimatene på henholdsvis 90 % og 91 %, en økning som sannsynligvis skyldes operativ drift av Blackford. På bakgrunn av denne informasjonen velger vi å sette den gjennomsnittlige utnyttelsesgraden til 90 %, vi mener dette er oppnåelig på bakgrunn av at alle riggene nå er operative.

5.4.1 Kontraktsfestede rigginntekter

Det finnes heldigvis også aspekter med riggmarkedet som ikke innebærer stor usikkerhet. Selskapet har kontraktsfestede inntekter i perioden 2009 – 2013. Riggene er tildelt kontrakter med fastsatt lengde og fastsatt dagrate, slik at usikkerheten rundt disse inntektene er hovedsakelig knyttet til utvikling i valutakursen NOK/USD og driftsregularitet. Figuren under viser nåværende kontraktsreserver for selskapet.

	Kunde	Region	Kontrakt utløp	Dagrate \$'/Dag	2009		2010		2011		2012		2013		2014	
					1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q
Borgsten	Maersk	UK	jun. 09	385												
Borgholm	BG	UK	okt. 09	225	225\$/day											
Bredford	AGR *	Norge	jun. 10	392	392\$/day											
Bideford	Statoil	Norge	jan. 11	384	384\$/day											
Blackford	Reliance	India	nov. 11	424	398\$/day											
Byford	Senergy/TBC**	UK	jan. 13	405	405\$/day		410\$/day									
Belford	Anadarko	USA	apr. 13	439	439\$/day		525\$/day									
Borgny	Petrobras	Brasil	sep. 13	235	235\$/day											
Borgland	Statoil/Misc.***	Norge	jan. 14	344	344\$/day		502\$/day									

* BG, DETNOR, Endavour, Lundin, Revus

** Stort oljeselskap. Letter of award

*** BP, Bridgde, Discoverer, EON, Nexen, OMT, Rocksource, Wintershall

Figur 5.4.1: Kontraktsreserver for FOE sin riggflåte med tilhørende dagrater i USD.
(Kilde: Årsrapporter, børsmeldinger og Pareto Securities)

Vi har tidligere antatt en valutakurs på 6,5 NOK/USD og gjennomsnittlig driftsregularitet for de ulike riggene. Siden dette er kontrakter med nominelle rater trenger vi ikke tenke på inflasjon. På bakgrunn av dette er det en enkel oppgave å beregne prognoser for de kontraktsfestede inntektene. Under følger en oversikt over kontraktsfestede inntekter for de ulike år og en oversikt over hvilke rigger inntektene kommer fra.



Figur 5.4.2: Estimerte kontraktsfestede inntekter i budsjetteringsperioden.



Figur 5.4.2: Estimerte kontraktsfestede inntekter i budsjetteringsperioden fordelt på de ulike riggene.

5.4.2 Rigginntekter utover nåværende kontrakter

Det er ingen enkel oppgave å skulle estimere svingningene i riggmarkedet framover. Som nevnt vil vi estimere normalrater som riggene vil oppnå på sine framtidige kontrakter etter at

nåværende kontrakter er avsluttet. Estimer for den generelle utviklingen baseres på konklusjoner fra markedsanalysen.

I markedsanalysen konkluderte vi med at riggratene for flytende boreenheter på et generelt nivå skal falle med omkring 50 % fra toppnivåene i 2008 mot en bunn i 2010 eller 2011. På lengre sikt konkluderer vi med at riggmarkedet vil bedre seg. Fallet på 50 % indikerer nedgangen fra topp til bunn i nåværende sykel, vi mener derfor et normalnivå bør ligge et sted i dette intervallet. Hvis man ser på historien impliserer et slikt intervall en utnyttelsesgrad i riggmarkedet mellom 90 % og 98 %. Vi mener situasjonen de siste årene har vært unormalt god, og mener det er lite sannsynlig at markedsbalansen vil bli så stram i framtiden. Vi tror derfor det vil være fornuftig å anta en utnyttelsesgrad i nedre del av dette intervallet, mer eksakt velger vi å anta en normal utnyttelsesgrad på 93 %. Hvis vi går tilbake til markedsanalysen og figur 3.3.5 ser vi at riggratene ved denne utnyttelsesgraden tidligere har vært omkring 30 % lavere enn nivået i 2008. Vi antar derfor et gjennomsnittlig reelt normalnivå som ligger 30 % lavere enn toppnivået i 2008. Det er selvfølgelig stor usikkerhet rundt et slikt estimat. Historisk har riggratene vært veldig følsomme for endringer i utnyttelsesgrad mellom 90 % og 100 %, samtidig er datagrunnlaget for sammenhengen mellom riggrater og utnyttelsesgrad svakt.

I markedsanalysen forventer vi at nedgangen for dypvanns rigger og boreskip vil være svakere enn for rigger som opererer på mellomdypt og grunt vann. Sammen med den generelle markedsutviklingen kan det også være andre forhold ved den enkelte rigg eller området den opererer i, som kan påvirke ratene den vil oppnå. Noen av kontraktene som riggene opererer under er inngått for mange år siden og reflekterer ikke hva de eventuelt kunne oppnådd når markedet var på topp. Det er derfor viktig å merke seg at vi forutsetter normalrater 30 % lavere enn toppnivået i 2008 og at vi antar at dette er et reelt nivå.

Norsk sokkel

Riggene Bredford Dolphin, Bideford Dolphin og Borgland Dolphin opererer på norsk sokkel, siden de er sertifisert for drift på norsk sokkel vil de sannsynligvis operere der i framtiden også. Bredford hadde i 2007 en stor oppgradering, det er derfor naturlig å anta at den kan oppnå ca de samme ratene som de to fjerdegenerasjonsriggene. Borgland inngikk en 4 års kontrakt i oktober 2008 med en rate på 502’\$/dagen. Vi vil derfor bruke denne kontrakten som utgangspunkt når vi skal beregne framtidig kontraktsnivå for de nevnte riggene.

FOE har god operasjonell historikk i det norske markedet og de ovennevnte riggene er konkurransedyktige. I tillegg stilles det strenge krav til sikkerhet for å operere i det norske markedet, noe som gir selskapets rigger en fordel i forhold til rigger som ikke kvalifisert til å arbeide på norsk sokkel. Vi antar at et normalnivå som ligger 30 % under Borgland kontrakten vil være sannsynlig. Dette vil gi oss et normalnivå på ca 350'\$/dagen for de nevnte riggene.

Britisk sokkel

Boreriggene Borgsten Dolphin og Byford Dolphin som opererer på britisk sokkel, er klassifisert som andregenerasjonsrigger. Det vil være sannsynlig at de oppnår lavere rater enn fjerdegenerasjonsriggene. Byford inngikk en 3 års kontrakt i oktober 2008 med en rate på 410'\$/dagen, dette underbygger vår påstand om lavere rater for andregenerasjonsrigger. Denne kontrakten brukes som utgangspunkt når vi skal beregne framtidige kontrakter for de to nevnte riggene. Boligriggen Borgholm Dolphin holder også til på engelsk sokkel, ratene for boligrigger er på et lavere nivå enn borerigger. Det er verdt å merke seg at markedet for slike rigger avhenger mest av oljeproduksjon og ikke leteboring. Dette har gjort at ratene har vært mer motstandsdyktige mot tidligere nedturer i riggbransjen. Inneværende kontrakt ble inngått i 2008 og gir Borgholm 225'\$/dagen.

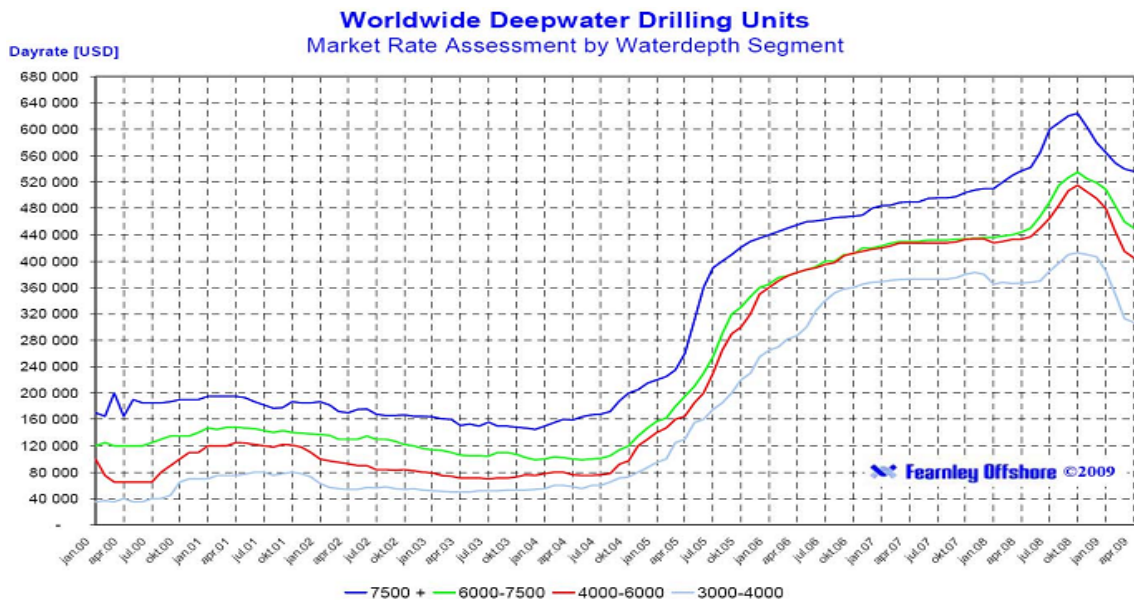
Vi tror at normalratene de ovennevnte boreriggene vil oppnå, vil falle mer enn 30 % sammenlignet med 2008 nivået. Dette skyldes at riggene er andregenerasjonsrigger som ikke vil være like konkurransedyktige som de nye riggene. Vi forutsetter derfor et fall på 40 %, noe som vil gi oss et normalnivå på 240'\$/dagen. For boligriggen ser vi for oss et fall på 30 %, dette gir oss et normalnivå på 155'\$/dagen.

Riggen Borgny Dolphin er på langtidskontrakt i Brasil med det brasilianske oljeselskapet Petrobras. Denne kontrakten utløper etter andre kvartal 2013 og er på 235'\$/dagen. Siden denne riggen er klassifisert som en andregenerasjonsrigg velger vi å bruke det samme normalnivået på framtidige kontrakter som for de sammenlignbare andregenerasjonsriggene stasjonert på britisk sokkel.

Dypvannssegmentet

FOE opererer som kjent to rigger med dypvannskapasitet, Blackford Dolphin og Belford Dolphin. Som nevnt i markedsanalysen ser vi for oss at segmentet for dypvannsrigger vil være mer robust i årene framover. På lang sikt tror vi også at dette segmentet vil klare seg

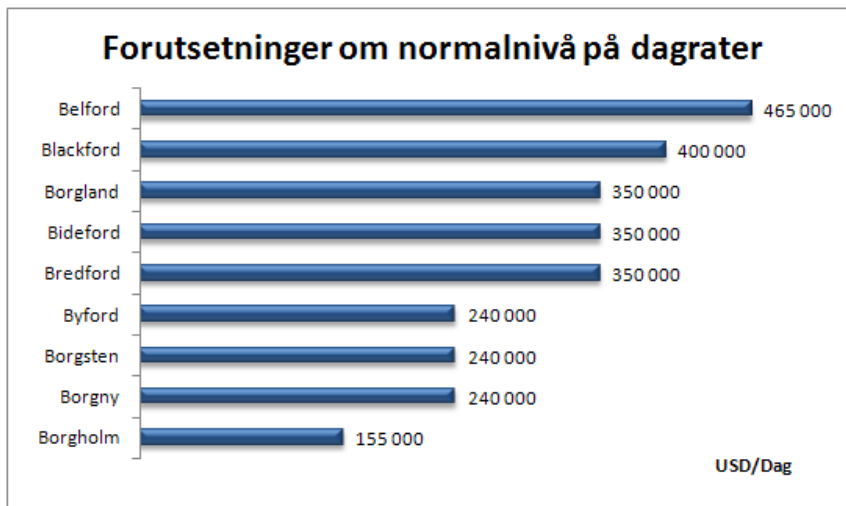
bedre enn segmentet for rigger som opererer på mellomdypt og grunt vann. Derfor antar vi et normalnivå som ligger 25 % under kontrakter inngått i 2008. De nevnte riggene opererer på kontrakter som er inngått i starten av 2006 og slutten av 2007, derfor vil vi heller prøve å se på kontraktsslutninger som ble inngått når markedet var på topp for å beregne normalnivået.



Figur 5.4.3: Rateoversikt for ulike typer dypvannsrigger.
(Kilde: FOE, Presentasjon av resultater 1. kv. 2009)

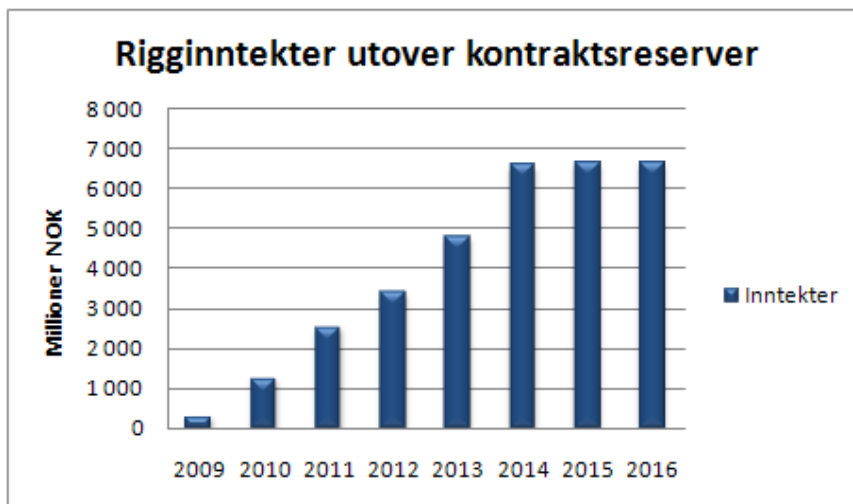
Grafen over viser dagrate utviklingen for ulike deler av dypvannssegmentet i perioden 2000 – 2009. Basert på dybdekapasitet er den blå linjen representativ for Belford Dolphin, vi ser at toppnivået ligger på 620’\$/dagen. Et antatt fall på 25 % gir oss et normalnivå på 465’\$/dagen. Den grønne linjen i grafen er representativ for Blackford Dolphin. Vi ser at toppnivået ligger på 530’\$/dagen, noe som gir oss et normalnivå på 400’\$/dagen.

Oppsummering dagrater



Figur 5.4.4: Oversikt over våre antagelser om normalrater for de ulike riggene.

Siden normalnivåene på ratene er reelle antar vi at de øker med inflasjonen på 2,5 %. En slik jevn utvikling skjer selvfølgelig ikke i virkeligheten, men siden vi har antatt et normalnivå på ratene mener vi dette er en rimelig antagelse. Siden bransjen opererer med nominelle kontrakter påvirker inflasjon bare inntektene ved inngåelse av nye kontrakter. Derfor antar vi at riggene oppnår rater på aktuelt nivå i de årene de fullfører nåværende kontrakter. Vi antar videre at dette ratenivået holdes ut budsjetteringsperioden²³. Figuren under viser vår prognose på rigginntektene utover nåværende kontrakter.



Figur 5.4.5: Oversikt over våre estimater for rigginntektene utover kontraktsreservene.

²³ Dette blir en forenkling siden noen av riggene går av kontrakter tidlig og enkelte historisk har operert på korte kontrakter, men forenklingen kan veie opp mot det faktum at kontrakter ofte inngås lenge før oppstart.

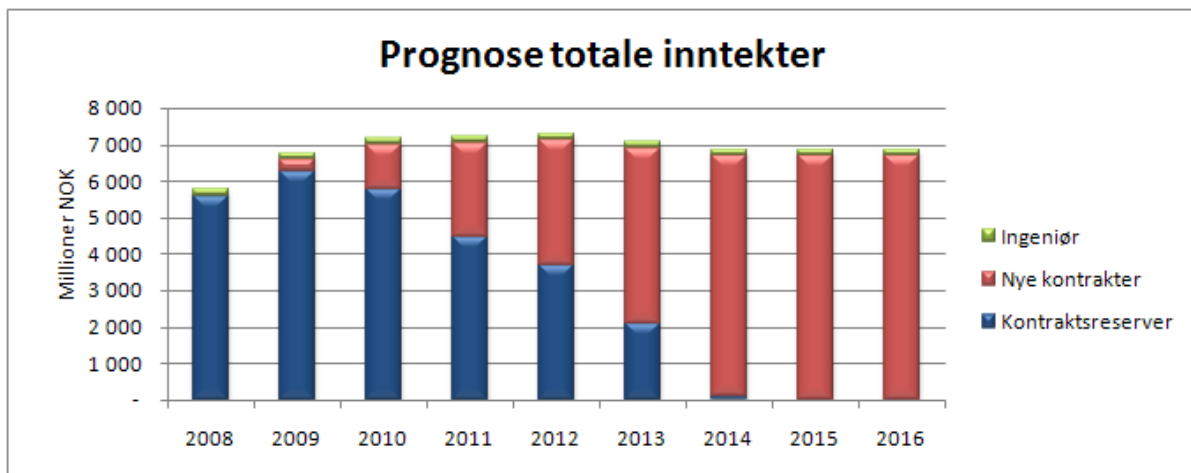
5.4.3 Inntekter fra Ingeniør- og fabrikkasjonstjenester

Inntekter fra denne divisjonen består av virksomhet forbundet med skipsverftet Harland & Wolff. Som nevnt i analysen av inntekter i regnskapsanalysen er inntekter herfra minimale etter restruktureringsprosessen fram til 2003, inntektene er presentert i tabellen under:

i 1000 NOK	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Inntekter	177 000	213 208	127 083	113 525	127 166	194 108

Det er vanskelig å finne den informasjonen vi trenger for å kunne si noe om hvordan utviklingen vil bli for ingeniør- og fabrikkasjonstjenester. Inntektene fra denne divisjonen vil variere avhengig av hvor mye av kapasiteten som blir brukt til arbeid på selskapets rigger. Vi ser at inntektene i perioden 2003 til 2008 ikke følger noen klar trend, men holder seg rundt det samme nivået. Vi velger derfor å bruke gjennomsnittet av inntektene som utgangspunkt for framtidige inntekter fra divisjonen. Utgangspunktet blir derfor gjennomsnittlige inntekter på 160 millioner NOK, vi antar at dette øker med inflasjon.

5.4.4 Prognoser for totale inntekter i budsjetteringsperioden



Figur 5.4.6: Oversikt over våre prognoser for totale inntekter i budsjetteringsperioden.

Grafen over viser våre prognoser for totale inntekter i budsjetteringsperioden. Hovedårsaken til den betydelige økningen i inntekter fra 2008 til 2009 er at Blackford vil være i drift i hele 2009. Årsaken til oppgangen i inntektene i perioden fra 2009 til 2012 er at Borgland og Belford begynner arbeid på bedre kontrakter. Samt at nedgangen i ratenivået for riggene som kommer over på nye kontrakter er beskjeden. Mot 2014 trekkes inntektsnivået litt ned på

grunn av at rigger som har vært på gode kontrakter går over på normalkontrakter. Fram mot ”steady state” i 2016 flater inntektene ut siden alle riggene kommer over normalkontraktene.

Vi ser at våre at våre antakelser fører til en prognose der inntektene øker til i overkant av 7 mrd. NOK og holder seg ganske stabilt rundt dette nivået, dette kan virke litt rart siden vi antar at riggratene vil falle markant. Hovedårsaken til at vi ikke får et kraftig fall i inntektene er at nivået på kontraktsreservene ikke representerer toppnivået i riggmarkedet i 2008 siden de fleste kontraktene er inngått på et tidligere tidspunkt til lavere riggrater.

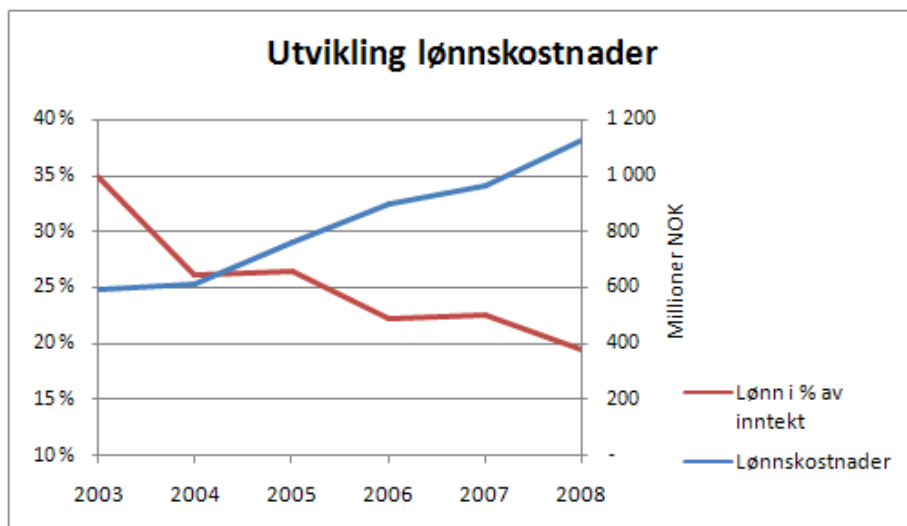
5.5 Kostnader

For å estimere kostnadene i framtidsbudsjettet og for ”steady state” vil vi ta utgangspunkt i drøftingen av kostnader i regnskapsanalysen. Selskapets kostnader består hovedsakelig av lønnskostnader og andre driftskostnader, men vi vil også vurdere materialkostnader som relaterer seg til ingeniørdivisjonen. Det er ønskelig å se kostnader i forhold til inntekter siden disse normalt er sterkt knyttet til hverandre. I denne bransjen er derimot ikke denne sammenhengen nødvendigvis like sterk ettersom en økning i riggratene kan gi økte inntekter uten en økning i kostnadene. Derfor må vi ta riggrater med i betraktning når vi ser på relativt nivå. Når vi nærmer oss terminalverdien må vi komme fram til et normalestimat på kostnadene i forhold til inntekt siden ”steady state” innebærer konstant avkastning på kapital.

5.5.1 Lønnskostnader

Grafen under viser utviklingen av lønnskostnader, både på absoluttnivå og relativt til inntekter, i perioden 2003 – 2008. Som vi så i regnskapsanalysen har lønnskostnadene i absoluttverdi økt kraftig i denne perioden. Dette skyldes hovedsakelig at utnyttelsesgraden til riggflåten i denne perioden har vært økende og at lønningene i bransjen har økt kraftig grunnet stor etterspørsel etter arbeidskraft²⁴. Utviklingen i lønnskostnader relativt til inntekter har vist motsatt utvikling og falt betydelig grunnet den kraftige riggrateoppgangen.

²⁴ Kilde: Årsrapporter 2003 – 2008. Styrets beretning.



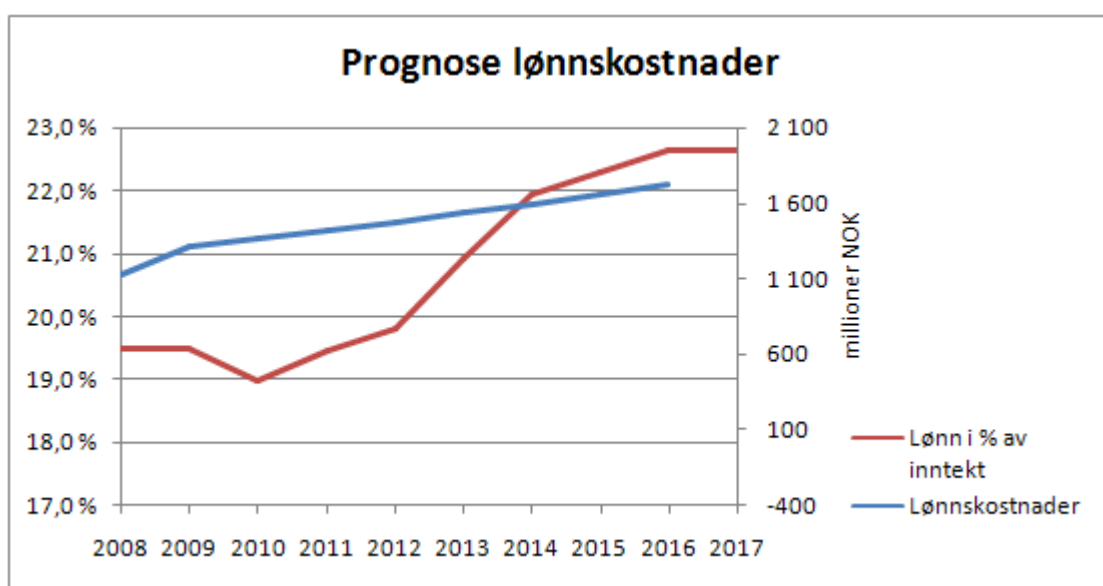
Figur 5.5.1: Utvikling i lønnskostnader i perioden 2003 - 2008.
(Kilde: Årsrapporter)

Som vi vet økte aktiviteten betydelig fra 2003 til 2008, og den vil øke ytterligere fra 2008 til 2009. Grunnen til den ytterligere økningen er at Blackford Dolphin vil være i drift hele 2009 mot ett kvartal i 2008. Et høyere aktivitetsnivå i 2009 enn før gjør at det historiske lønnsnivået ikke er representativt for 2009. I regnskapet for 4. kvartal 2008 og 1. kvartal 2009, der Blackford er i drift, er ikke lønnskostnader spesifisert. Det blir dermed vanskelig å estimere lønnskostnadsbidraget fra Blackford i 2009. Derfor velger vi å se på lønnskostnader relativt til inntekt for å estimere økingen fra 2008 til 2009. Som nevnt tidligere vil andelen lønnskostnader av inntekt kunne variere på grunn av endringer i riggratene, men siden den gjennomsnittlige riggraten for selskapets kontrakter i 2008 og 2009 i praksis er den samme mener vi det er sannsynlig at andelen vil være den samme. Vi antar dermed implisitt at Blackford har det samme forholdet mellom lønnskostnader og inntekter som "gjennomsnittsriggeren" i flåten. I 2008 var andelen lønnskostnader av inntekter 19,5 %, vi antar samme andel i 2009.

Videre i budsjetteringsperioden vil vi ta utgangspunkt i estimatet for 2009 ettersom vi har antatt at aktivitetsnivået i 2009 skal opprettholdes. Vi vil derfor prøve å estimere en lønnsvekst i budsjetteringsperioden. Som nevnt i den strategiske analysen har det vært en kraftig lønnsvekst i riggbransjen de seneste årene og at det er en fare for at denne veksten kan fortsette siden mange nybygg som kommer inn på markedet må bemannes. Vi tror likevel på en lavere vekst de nærmeste årene på grunn av problemene i verdensøkonomien og en forventet nedgang i riggmarkedet. Likevel tror vi lønnsveksten kan ligge over lønnsvekst i andre sektorer på grunn av den forventede økningen i etterspørselen etter

arbeidskraft. På sikt tror vi at tilbudet av arbeidskraft vil tilpasse seg etterspørselen og at vi får en mer stabil utvikling i lønnsveksten. Vi vil derfor estimere en konstant lønnsvekst i perioden. Vi antar en reallønnsvekst på 1,5 % per år i budsjetteringsperioden, noe som betyr en antatt nominell lønnsvekst på 4 %. Siden vi antar en gjennomsnittlig utnyttelsesgrad av flåten fører en lønnsvekst på 4 % til en vekst i lønnskostnader på 4 % i budsjetteringsperioden.

Vi antar en økning på 4 % i lønnskostnader i hele budsjetteringsperioden, deretter antar vi for terminalverdi beregningen at lønnskostnadene er knyttet til utviklingen i inntekter med andelen på 22,7 % i 2016. Dette er konsistent med antagelsen om ”steady state” i 2016.



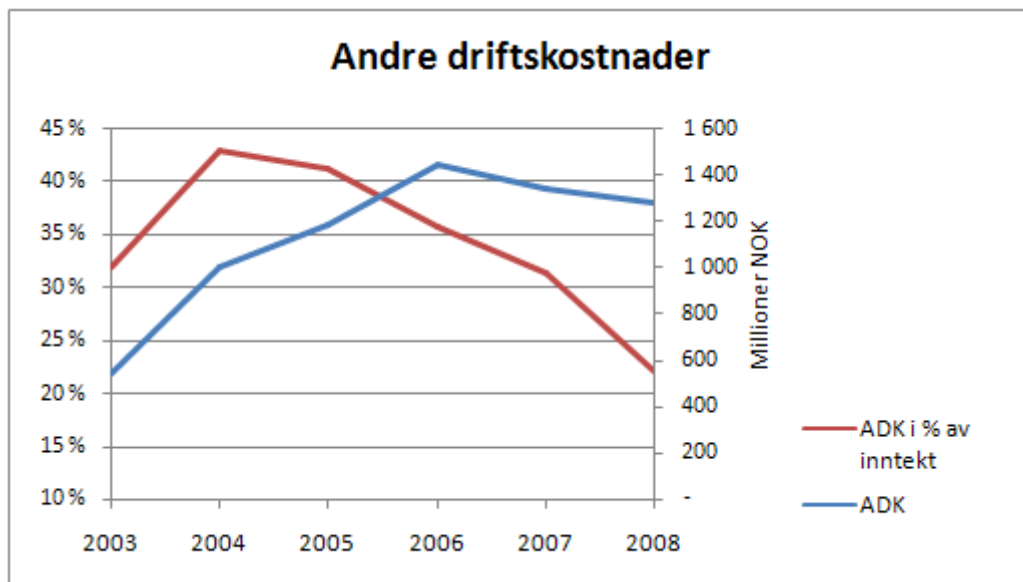
Figur 5.5.2: Våre prognoser for lønnskostnadene i budsjetteringsperioden.

Grafen over viser våre prognoser for utvikling i lønnskostnadene. Vi ser at lønnskostnadene gjør et hopp fra 2008 til 2009 på grunn av full drift av Blackford Dolphin, for deretter å øke jevnt. Andelen lønnskostnader av inntekter er som antatt de samme i 2008 og 2009. Andelen faller på grunn av bedre kontrakter i 2010 og øker deretter siden lønnsveksten er høyere enn antatt inntektsvekst.

5.5.2 Andre driftskostnader

Grafen under viser utviklingen i driftskostnader (ADK) fra 2003, vi viser til regnskapsanalysen for en den fulle drøftingen av utviklingen. Her ser vi et godt eksempel på at utviklingen i kostnadene ikke nødvendigvis følger utviklingen i inntektene, i en periode der inntektene økte kraftig har absolutte kostnader falt. Dette har ført til at ADK relativt til

inntekter har falt kraftig. Deler av det absolutte fallet i inntekter fra 2006 skyldes delvis at selskapet har gått ut av pool samarbeidet om Bulford Dolphin, resten av fallet kan skyldes tilfeldig nedgang i behovet for vedlikehold.

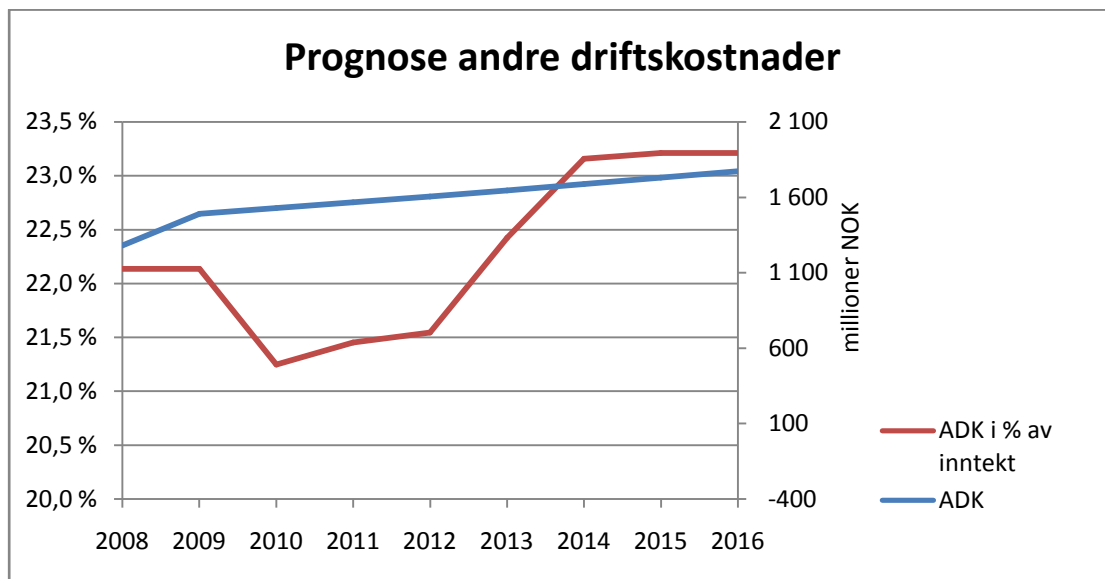


Figur 5.5.3: Utvikling i andre driftskostnader i perioden 2003 - 2008.
(Kilde: Årsrapporter)

I likhet med lønnskostnadene vil også ADK øke fra 2008 til 2009 siden Blackford Dolphin vil være i drift hele 2009. Vi velger derfor her også å ta utgangspunkt i andelen ADK av inntekter i 2008 og antar at andelen er representativ for inntektene i 2009. Dette kan vi som nevnt gjøre på grunn av at den antatte gjennomsnittlige riggraten bare øker minimalt fra 2008 til 2009. Vi antar dermed at Blackford Dolphin har samme forhold mellom ADK og inntekter som resten av selskapet totalt. Dette er ikke en rimelig antagelse ettersom en ny rigg vil ha lavere vedlikeholdskostnader i starten, men med en slik antagelse tar vi høyde for at noe av fallet fra 2006 var tilfeldig.

En betydelig andel av ADK består av vedlikehold og reparasjoner. I den strategiske analysen drøftet vi leverandørenes forhandlingsmakt, vi konkluderte med at de har høy forhandlingsmakt og kan ta seg godt betalt i gode tider. Siden vi nå har passert en topp og forventer en nedtur vurderer vi det slik at prisen på å bruke eksterne leverandører ikke vil vokse kraftig i budsjetteringsperioden. I tillegg har selskapet intern kapasitet til å foreta reparasjoner og vedlikehold. Vi antar derfor at ADK bare vil vokse med inflasjon i budsjetteringsperioden. Det at vi antar en gjennomsnittlig driftsregularitet for alle år gjør at prognosene for ADK ikke vil variere på grunn av utnyttelsesgrad av flåten. I 2016 vil

veksten i ADK være konsistent med ”steady state” siden totale inntekter også vokser med inflasjon i 2016.

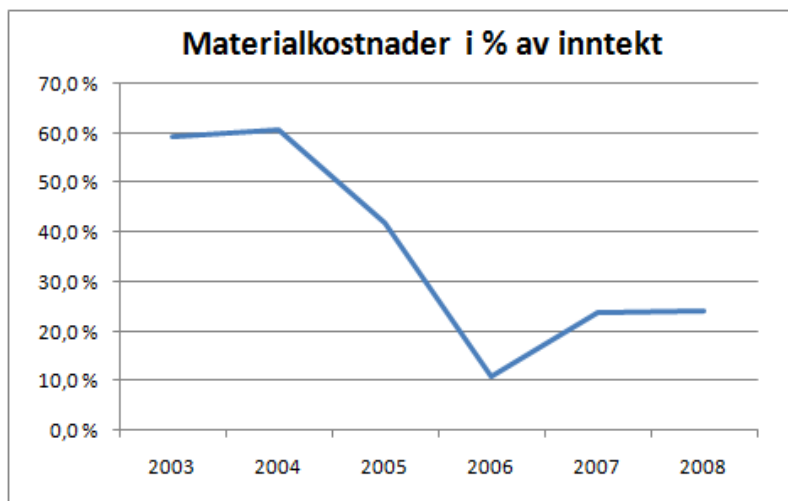


Figur 5.5.4: Våre prognoser for andre driftskostnader i budsjetteringsperioden.

Grafen over viser våre prognoser for ADK og andel ADK av inntekter i budsjetteringsperioden. I likhet med prognosene for lønnskostnader øker ADK betydelig i 2009 som følge av full drift av Blackford og øker deretter jevnt med antatt vekst. Andelen ADK av inntekter holdes som antatt stabil fra 2008 til 2009, reduseres mot 2010 som følge av økte riggrater og øker deretter mot ”steady state” i 2016.

5.5.3 Materialkostnader

Materialkostnadene er i sin helhet knyttet til ingeniør- og fabrikkasjonstjenester. Grafen under viser utviklingen i materialkostnadene i prosent av inntekter fra ingeniør- og fabrikkasjonstjenester fra 2003.

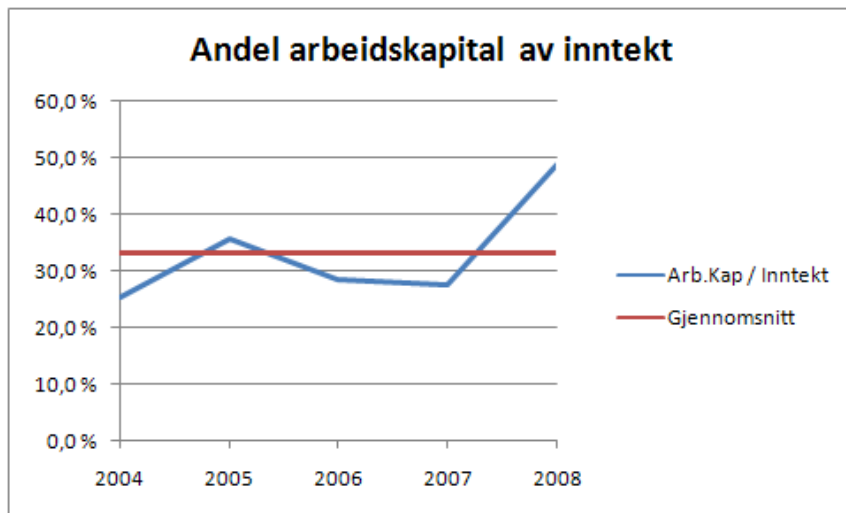


Figur 5.5.5: Utvikling i materialkostnader i perioden 2003 - 2008.
(Kilde: Årsrapporter)

Vi ser at materialkostnadene utgjorde en betydelig større andel av tilhørende inntekter i 2003 til 2005, enn hva vi har sett de siste årene. Som tidligere nevnt har vi lite informasjon om denne divisjonen, men vi ser at andelen av inntekter er stabil fra 2007 til 2008. Vi mener at andelen fra 2007 og 2008 kan være representative for fremtiden og bruker derfor gjennomsnittlig andel i disse årene. Vi antar derfor at andelen materialkostnader av inntekter fra ingeniør- og fabrikkasjontjenester vil være 24 % i budsjetteringsperioden. Dette er konsistent med ”steady state” i 2016 siden inntektene for ingeniør- og fabrikkasjontjenester er antatt å vokse på lik linje med øvrige inntekter fra 2015 til 2016.

5.6 Prognoser for endring i operasjonell arbeidskapital

Beregningen av operasjonell arbeidskapital er beskrevet i omgrupperingen av balansen i regnskapsanalysen. I regnskapsanalysen så vi at operasjonell arbeidskapital samvarierte mer med inntekter enn faste anleggsmidler. Grafen under viser arbeidskapital som andel av inntekter i perioden 2004 – 2008. Som vi ser varierer denne andelen en del, hovedårsaken til dette er tilfeldigheter rundt hva som er bokført av kundefordringer og delvis hva som er bokført av leverandørgjeld pr 31.12. i de enkelte årene. Riggratenivået vil ikke forstyrre bildet i like stor grad som for andre forholdstall ettersom kundefordringer svinger i takt med inntektene. Driftsrelatert kontantbeholdning bidrar ikke til svingninger i andelen, siden denne allerede er antatt å være en fast andel av inntekter.



Figur 5.6.1: Utvikling andel arbeidskapital av inntekt i perioden 2004 - 2008.
(Kilde: Årsrapporter)

Gjennomsnittlig andel i denne perioden er ca 33 %. I prognosene våre antar vi en andel på 30 % på grunn av at vi mener andelen i 2008 er unormalt høy. Antagelsen er uproblematisk i forhold til ”steady state” siden endringer i arbeidskapitalen knyttes til endringer i inntekt.

millioner NOK	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Arbeidskapital	2 022	2 159	2 192	2 237	2 203	2 187	2 236	2 292
Endring Arb.Kap	799	-137	-33	-45	34	16	-49	-56

Figur 5.6.2: Antagelser om nivå og endring i operasjonell arbeidskapital i budsjetteringsperioden.

5.7 Prognose avskrivninger

For å beregne skattekostnaden i fri kontantstrøm beregningen i verdsettelsen må vi gjøre antagelser om avskrivningene. Dette påvirker ikke verdsettelsen i stor grad, men vi mener likevel det blir for grovt å anta at avskrivningene er lik investeringene siden prognosene for investeringene svinger betydelig i budsjetteringsperioden. Som nevnt i diskusjonen rundt investeringsprognosene ser det ut til at avskrivningene i 2009 blir omkring 1 mrd. NOK. Vi tar derfor utgangspunkt i dette tallet og antar for enkelthets skyld at avskrivningene faller jevnt i budsjetteringsperioden og ender på et nivå lik investeringene i 2016. Vi antar dermed at avskrivningene blir lik investeringene i terminalverdien.

millioner NOK	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Avskrivninger	1000	978	956	934	913	893	872	853

Figur 5.7.1: Antagelser om avskrivninger i budsjetteringsperioden.

5.8 Selskapets effektive skattesats

Endringer i skatteregler, store framførbare underskudd og at riggene eies av selskaper registrert i Singapore gjør estimeringen av den effektive skattesatsen for FOE veldig komplisert. Før 2006 ble selskapet skattlagt under reglene for rederibeskatning, det er derfor mest relevant å se på effektiv skattesats fra og med 2006. Den effektive skattesatsen i 2006, 2007 og 2008 har vært henholdsvis 2,3 %, 1,8 % og 1 %. Grunnen til at effektiv skattesats har vært lav skyldes at selskapet har hatt store framførbare underskudd samtidig som riggene er registrert i Singapore-selskaper. Reglene for hvordan riginntekter skattlegges i forskjellige regioner og land er veldig kompliserte og det er derfor vanskelig for oss å finne et troverdig estimat for framtidig effektiv skattesats.

Etter en samtale med selskapets IR-ansvarlig har vi fått vite at selskapet mener at effektiv skattesats i framtiden ville ligge rundt 5 %. Årsaken til den lave effektive skattesatsen er at riggene er eid av Singapore registrerte selskaper. Den effektive skattesatsen vil kunne variere noe ut fra hvor riggene opererer siden noen land opererer med direkte skatter.

Vi velger å anta en effektiv skattesats på 5 % for budsjetteringsperioden og terminalverdiberegningen. Vi forutsetter da at framførbare underskudd er tatt hensyn til og disse vil dermed ikke bli verdsatt separat.

6. Fundamental versettelse FOE

Gjennom hele oppgaven har vi beskrevet og analysert selskapet, hovedsaklig ved strategisk analyse, markedsanalyse og regnskapsanalyse. Kunnskapene og innsikten vi har tilegnet oss i disse analysene ble brukt for å lage framtidspregninger. Vi skal nå benytte disse prognosene for å estimere framtidige kontantstrømmer for selskapet, som deretter neddiskonteres med et relevant avkastningskrav. På denne måten verdsetter vi selskapet basert på fundamentale forhold.

6.1 Rammeverk

Modellen vi vil bruke for å beregne verdien av egenkapitalen er en nåverdiberegning av fri kontantstrøm (FCF) til totalkapitalen. I nåverdiberegningen vil vi bruke et vektet kapitalkrav for totalkapitalen. På denne måten finner vi den totale verdien av framtidig operasjonell drift. Deretter vil vi legge til markedsverdien av ikke-operasjonelle eiendeler og trekke fra markedsverdien av krav på totalkapitalen som ikke er knyttet til egenkapitalen, for deretter å komme fram til en verdi på egenkapitalen. (Koller, et al., 2005)

Vi har allerede diskutert valget av budsjetteringshorisont og valgt en budsjetteringshorisont på 8 år. Fra 2016 har vi antatt "steady state" noe som gjør at vi kan beregne terminalverdien av den operative driften utover 2016 ved hjelp av Gordons formel. Vi får dermed følgende inndeling av verdiberegningen av den operasjonelle driften:

Verdi av op.drift = NV av FCF i budsjettperiode + NV av FCF etter budsjettperiode

6.2 Weighted average cost of capital (WACC)

Det er viktig at avkastningskravet vi bruker i verdsettelsen er konsistent med beregnede kontantstrømmer (Koller, et al., 2005). Etersom vi bruker frie kontantstrømmer tilgjengelig for både kreditorer og aksjonærer trenger vi et avkastningskrav som tar hensyn til dette. Vi bruker derfor WACC som vokter kapitalkravet for aksjonærene og kreditorene basert på markedsverdier av gjeld og egenkapital (Brealey, et al., 2006):

$$WACC = r_d \cdot (1 - t_c) \cdot \frac{D}{V} + r_e \cdot \frac{E}{V},$$

hvor $r_d \cdot (1 - t_c)$ er gjeldskostnaden etter skatt, r_e er avkastningskravet til egenkapitalen, D/V er gjeldens andel av total kapitalen og E/V er egenkapitalens andel av total kapitalen. Når man bruker denne metoden for å beregne avkastningskravet får vi vektet de to gruppens avkastningskrav med tilhørende markedsvekter og kravet blir dermed konsistent med kontantstrømmene over brøkstreken i DCF beregningen. Vi vil nå gjennomgå de ulike elementene i modellen for å estimere verdiene.

6.2.1 Avkastningskravet til egenkapitalen

Avkastningskravet for en investering defineres som forventet avkastning på en investering i kapitalmarkedet med tilsvarende risiko, eller med andre ord en alternativkostnad for investeringen. For å estimere avkastningskravet til FOE må vi derfor bestemme forventet avkastning for selskapets aksjer, noe som gjøres ved hjelp av en prisingsmodell (Koller, et al., 2005). Den mest kjente og hyppigst brukte modellen for dette formålet er kapitalverdimodellen (CAPM). Teorien bak CAPM er beskrevet i uttallige lærebøker og vi ser derfor ingen hensikt i å gjennomgå denne her. Vi velger heller å fokusere på anvendelse av modellen.

Vi antar fullstendig skatteskjold, dette impliserer en antagelse om at den personlige beskatningen av renteinntekter og aksjegevinst/-utbytte er lik for marginalinvestoren (Brealey, et al., 2006). Vi får dermed denne versjonen av kapitalverdimodellen:

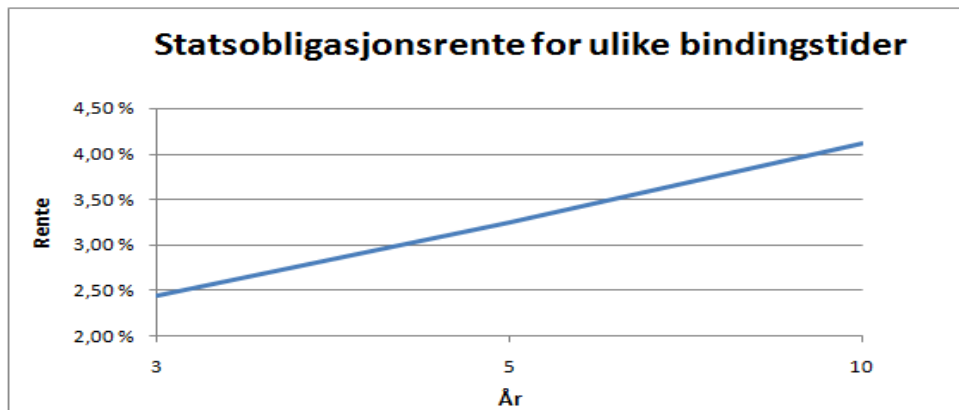
$$E(R_i) = r_f + \beta_i(E(R_m) - r_f),$$

hvor $E(R_i)$ er forventet avkastning, r_f er risikofri rente, β_i er et uttrykk for systematisk risiko og $E(R_m) - r_f$ er forventet markedspremie (Brealey, et al., 2006). Vi vil nå gjennomgå de ulike faktorene i modellen og gjøre antakelser, for å komme fram til et avkastningskrav for egenkapitalen.

Risikofri rente

Den risikofrie renten skal reflektere den avkastningen investoren kan oppnå uten å ta risiko. Når man gjør en langsiktig investering er det viktig at den risikofrie renten som brukes i avkastningskravet passer best mulig med den gjennomsnittlige risikofrie renten i investeringsperioden (Koller, et al., 2005). I teorien ville det vært best å diskontere hver kontantstrøm med et avkastningskrav som inneholder en rente med tilsvarende løpetid. I praksis velges en rente som best matcher kontantstrømmene som skal verdsettes. For en

uendelig horisont ville det kanskje vært naturlig å velge en lang rente som for eksempel 30 års statsobligasjonsrente, men siden disse rentepapirene ofte er lite likvide og at vårt selskap har store kontantstrømmer i nær framtid og lite vekst vil det være bedre å bruke en kortere rente.



Figur 6.2.1: Norske statsobligasjonsrenter.
(Kilde: Norges Bank)

Grafen under viser norske statsobligasjonsrenter per 8. mai 2009, for henholdsvis 3, 5 og 10 år. Vi ser at grafen er bratt, dette skyldes forventninger om høyere rentenivå. I dag ser vi at rentenivået er lavt, dette skyldes sentralbankenes forsøk på å stabilisere økonomien. Dette nivået kan derfor ikke ses på som et normalnivå for renten. Vi velger derfor å bruke den 10-årige statsobligasjonsrenten siden vi mener denne renten er det beste estimatet for framtidig risikofri rente, dermed får vi en risikofri rente på 4,1 %.

Markedets risikopremie

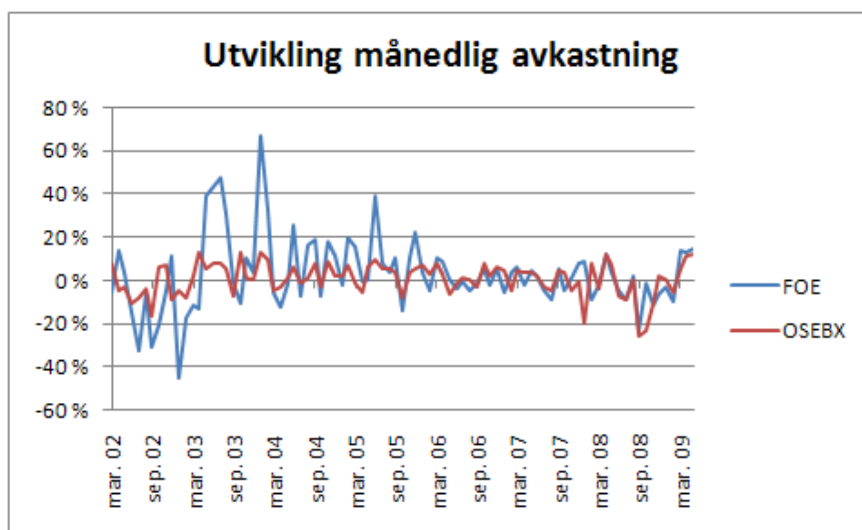
Markedets risikopremie er differansen mellom markedets forventede avkastning og risikofri rente. Denne faktoren er en av de mest omdiskuterte innen finans, siden markedets forventede avkastning ikke kan observeres (Koller, et al., 2005). Det finnes derfor mange ulike metoder for å estimere markedets risikopremie, en av disse metodene er å se på historisk meravkastning. Investorer er risikoaverse og krever derfor en premie for å holde aksjer istedenfor obligasjoner. Hvis vi antar at nivået på risikoaversjon ikke endrer seg betyr dette at den historiske risikopremien er et godt estimat for den framtidige risikopremien. Det har blitt hevdet at risikopremien ved Oslo Børs har sunket de senere år på grunn av økt likviditet, globalisering og mer transparente markeder, men hvis man ser på volatiliteten for hovedindeksen de siste 10 årene viser denne ikke noen avtakende trend (Kinsersdal 2008). Vi finner det derfor rimelig å bruke historiske meravkastningstall for Oslo Børs for å estimere forventet risikopremie.

Vi velger å se på perioden 1958 til 2004, siden dette er en relativt kort periode fjernes de 10 % høyeste og 10 % laveste observasjonene. Dette gir oss en forventet risikopremie for Oslo Børs på 5,5 % (Kinserdal 2008).

Egenkapital beta

I følge CAPM er en aksjes avkastning drevet av beta som er et uttrykk for systematisk risiko. Beta kan ses som tendensen en aksje har til å respondere på svingninger i markedet. Beta verdien kan ikke observere direkte, men må estimeres ved en regresjonsanalyse. (Koller, et al., 2005)

Det er flere valg som må tas når man skal utføre en slik regresjonsanalyse. Man må velge hvilken periode man skal analysere, hvilke avkastningstall (daglig, ukentlig eller månedlig) man vil bruke og hvilken børsindeks man ønsker som forklaringsvariabel. Siden FOE er notert på Oslo Børs velger vi å bruke OSEBX-indeksen²⁵ som forklaringsvariabel. Før vi diskuterer hvilken periode og hvilke avkastningstall vi ønsker å bruke, vil vi se på utviklingen i avkastning og volatilitet for FOE og OSEBX.

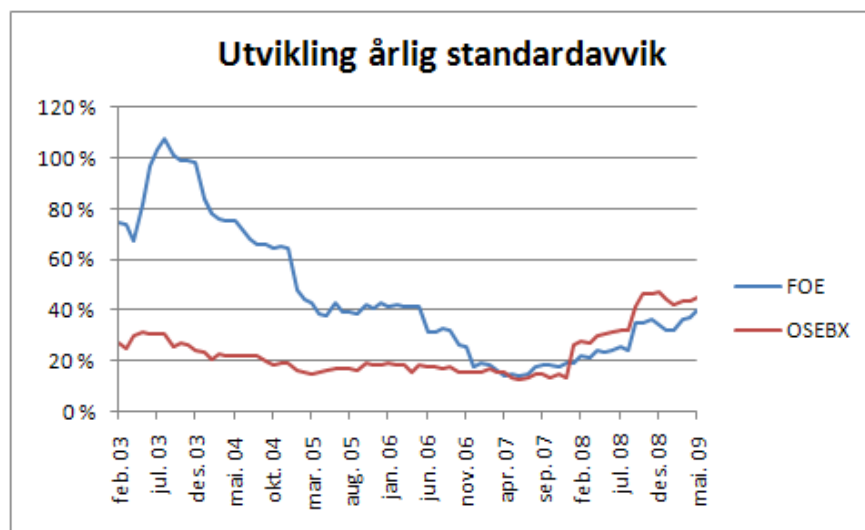


Figur 6.2.2: Utvikling månedlig avkastning for FOE og OSEBX.
(Kilde: Oslo Børs)

Grafen over viser utviklingen i månedlige avkastningstall for FOE og OSEBX fra 2002 og fram til i dag. Vi ser at perioden 2002 – 2004 er preget av store svingninger for FOE, dette skyldes at selskapet hadde finansielle problemer med bakgrunn i dårlige tider i riggmarkedet

²⁵ Oslo Børs Hovedindeks

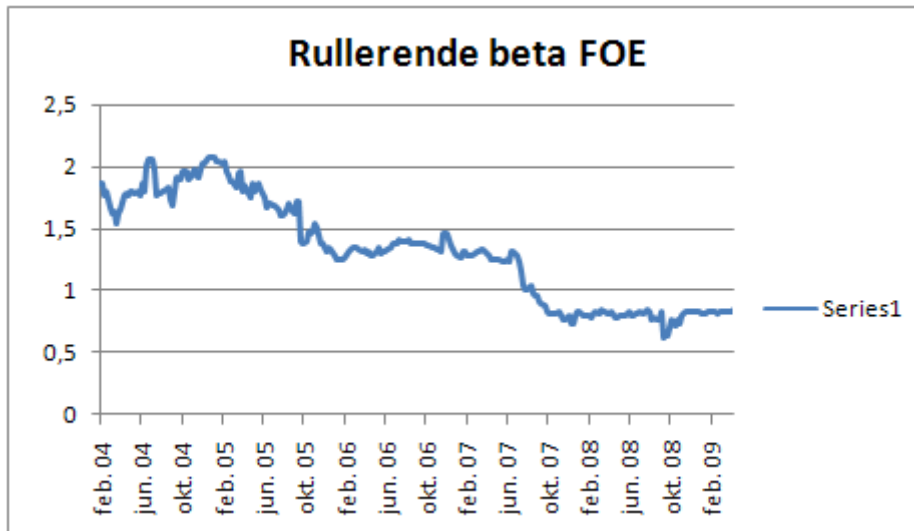
og høy gjeldsgrad. Deretter stabiliserte utviklingen seg noe, man observerer ikke like store svingninger i perioden 2004 - 2009. OSEBX hadde en forholdsvis stabil utvikling fram mot høsten 2007, deretter ser vi at finanskrisen har ført til større svingninger den seneste tiden.



Figur 6.2.3: Utvikling annualiserte standard avvik for FOE og OSEBX 2003 – 2009.
(Kilde: Oslo Børs)

Grafen over viser annualiserte standardavvik for FOE og OSEBX fra 2003 og fram til i dag. Disse tallene ettersleper utviklingen i avkastningen siden standardavvikene på de ulike tidspunktene er basert på tall et år tilbake i tid, men de bekrefter likevel bildet fra avkastningsutviklingen. Vi ser at FOE hadde en ekstremt høy volatilitet i starten av perioden, men at utviklingen gradvis stabiliseres. Vi ser at OSEBX hadde en stabil utvikling, med et standard avvik på omkring 20 %, fram til finanskrisen. Usikkerheten på børsen den seneste tiden har gjort at FOE har hatt lavere volatilitet enn OSEBX fra 2008.

Vi observerer to forhold vi mener er unormale i denne perioden som vi ikke tror vil være representativ for framtiden. De store svingningene for FOE i perioden 2002 – 2004 vil sannsynligvis ikke gjenta seg, i tillegg mener vi det er usannsynlig at FOE vil ha en lavere volatilitet enn børsen når finansmarkedene fungerer optimalt igjen.



Figur 6.2.4: Rullerende beta for FOE 2004 – 2009.
(Kilde: Oslo Børs)

I grafen over har vi beregnet en rullerende beta for selskapet basert på ukentlig data²⁶. Vi ser at de systematiske skiftene også påvirker beta. Betaverdien var opp på 2-tallet i starten av perioden på grunn av store svingninger grunnet konkursfare, i slutten av perioden faller betaverdien under 1 i siden volatiliteten i indeksen øker kraftig. Vi mener at det er riktig at den systematiske risikoen har avtatt etter vanskelighetene og den høye gjeldsgraden i perioden 2002 – 2004, men vi ser ingen systematiske skift i selskapets drift eller finansiering som skulle tilsi at beta skulle falle under en. Vi mener derfor verdiene på beta i starten og slutten av denne perioden ikke er representative for framtiden og ønsker derfor en beregning av beta basert på perioden 2005 – 2007.

Helt fra de tidlige empiriske testene av beta har det vært en tommelfingerregel å bruke 5 år med månedlige avkastnings data for å beregne beta. Senere empirisk testing av optimal måleperiode har bekreftet denne regelen (Koller, et al., 2005). Begrunnelsen for dette er at det trengs minst 60 datapunkter for å kunne tilpasse en god regresjonslinje og at månedlige data inneholder mindre støy enn ukentlige og daglige (Koller, et al., 2005). Siden vi ikke har en representativ periode på 5 år blir vi nødt til å bruke ukentlige data i stedet for månedlige.

²⁶ Beregningen er gjort på bakgrunn av 60 uker før aktuell dato.

Problemet rundt det å bruke ukentlige data gjelder hovedsakelig lite likvide aksjer, og siden FOE er blant de mest omsatte aksjene på OSEBX medfører ikke dette problemer²⁷.

Ved beregning av beta i perioden 2005 – 2007 basert på ukentlige data finner vi en beta på 1,21. Denne regresjonen har en forklaringsgrad (R^2) på 40 %, dette betyr at OSEBX forklarte 40 % av svingningene i FOE i perioden 2005 – 2007. En forklaringsgrad på 40 % er et akseptabelt tall innenfor CAPM-litteraturen (Benninga 2008). En beta på 1,21 innebærer at FOE er en mer risikabel aksje enn den typiske aksjen på OSEBX.

Det er betydelig usikkerhet rundt estimatet på EK-betaen, med et konfidensintervall på 95 % ligger betaverdien mellom 0,98 og 1,45. Det er derfor normalt å finne en gjennomsnittlig selskapsbeta i industrien for å sammenligne med selskapsbeta for det aktuelle selskapet. Vi har forsøkt å finne industri beta for riggbransjen, men vi fant bare tall for den amerikanske oljeservicesektoren. Ved beregning av EK-beta basert på markedsverdier på EK og gjeld, og en gjennomsnittlig selskapsbeta for amerikanske oljeserviceselskaper gir en EK-beta langt over konfidensintervallet. Dette skyldes trolig at FOE er ganske lik OSEBX, mens den amerikanske oljeservicebetaen er målt mot S&P 500 som langt ifra er noen oljebørs. Derfor er ikke denne industribetaen representativ når vi bruker en bruker en markedspremie for Oslo Børs. Når man ikke noen representativ industribeta tilgjengelig kan beta-glatting være et alternativ. Årsaken til at dette gjøres er at man historisk har observert at betaverdier vender tilbake til gjennomsnittet. En anbefalt måte å gjøre dette på er ved formelen (Koller, et al., 2005):

$$\text{Justert Beta} = 0.33 + 0.67 \cdot \text{Beta}$$

Vi velger å bruke denne justeringen og ender opp med en justert EK-beta på 1,14.

Avkastningskravet til egenkapitalen

De antagelsene vi har tatt om risikofri rente, markeds risikopremie og EK-beta gir oss et avkastningskrav til egenkapitalen på 10,4 %.

²⁷ Det kan oppstå forstyrrelser hvis en aksje ikke handles daglig slik at rapportert avkastning blir 0. Et annet problem kan være en stor "spread" mellom "bid/ask", noe som kan føre til store svingninger. Vi har sjekket datamaterialet og finner ingen verken store sprik mellom "bid/ask" eller rapportert 0 avkastning for ukentlig data.

6.2.2 Gjeldsrente

En finansiell långiver vil kreve en avkastning på gjeld som inneholder (Kinserdal 2008):

- Risikofri nominell rente
- Risikopremie for systematisk operasjonell risiko
- Risikopremie for konkurrisiko (kredittrisikopremie)

Risikopremien for systematisk operasjonell risiko antas ofte å være 0 siden kovariansen mellom avkastningen i markedet og avkastning på obligasjoner antas å være 0 (Kinserdal 2008). Vi har den siste tiden sett at dette ikke stemmer, det kraftige fallet i aksjemarkedet har blitt fulgt av et kraftig fall i verdien på obligasjoner. Riktignok er slike hendelser sjeldne, men de gjør at gjeldsbetaen er svakt positiv. Vi velger likevel å anta at det ikke er risikopremie for systematisk risiko siden slike hendelser er svært sjeldne.

For store selskaper utarbeides det ofte en kredittrating som i stor grad bestemmer hvilken kredittrisikopremie selskapet skal ha. For FOE finnes det ingen slik rating, men faktorene som vurderes av ratingselskapene er hovedsakelig likviditet og soliditet. Som vi så i likviditets- og soliditetsanalysen er selskapet per i dag godt rustet til å møte sine forpliktelser, men siden selskapet opererer i en syklisk bransje vil man se svingninger i inntektene. Derfor vil selskapets forhandlingsposisjon ovenfor utlånere variere.

I faget FIE 425 ble vi anbefalt å bruke en tommelfingerregel for kredittrisikopåslag. For selskap som opererer i en syklisk bransje og har en egenkapitalprosent rundt 50 % ble vi anbefalt et tillegg på 2 % utover risikofri rente. Dette gir oss en gjeldsrente i avkastningskravet på 6,1 % før skatt. Vi antar at den marginale skattesatsen til selskapet er lik skattesatsen brukt i fri kontantstrøm beregningen, noe som fører en gjeldsrente etter skatt på 5.8 %.

6.2.3 Kapitalstruktur

Kapitalstrukturen man bruker i WACC skal være representativ for selskapets kapitalstruktur i årene framover. For å finne en mest mulig representativ kapitalstruktur anbefales det å se på følgende punkter (Koller, et al., 2005):

- Beregn selskapets nåværende kapitalstruktur basert på markedsverdier.
- Sammenlign med selskaper i samme bransje.
- Gir ledelsen noen tegn til å ville endre kapitalstruktur i årene framover?



Figur 6.2.4: *Utvikling i egenkapitalprosent for FOE 2003 – 2008.*
(Kilde: Årsrapporter)

Som nevnt i regnskapsanalysen har vi sett en solid styrkelse i selskapets egenkapitalprosent etter de finansielle problemene i 2003. Ved utgangen av 2008 var egenkapitalprosenten 66 %, per 11. mai 2009 er den økt til nesten 72 % grunnet økt markedsverdi av egenkapitalen. Som nevnt tidligere ser vi ikke for oss at selskapet vil endre seg betydelig fra den nåværende situasjonen, dette gjelder også kapitalstrukturen. Vi tror at selskapets gjeldsnivå vil være stabilt og at overflødig kontantstrøm fra driften hovedsaklig går til utbytte. I virkeligheten vil selskapets egenkapitalprosent variere med syklene, men vi tror at dagens nivå vil kunne reflektere et normalnivå. I regnskapsanalysen så vi at sammenlignbare selskaper stort sett hadde en egenkapitalprosent høyere enn FOE i 2008, dette tyder på at FOE har mer gjeld enn det typiske riggselskapet. Vi velger likevel å bruke dagens kapitalstruktur siden selskapets ledelse ikke har gitt noen indikasjoner på at de vil endre sin finansieringsstrategi.

På bakgrunn av dette antar vi en kapitalstruktur med en egenkapitalprosent på dagens nivå. Det vært store svinginger i egenkapitalprosenten bare de seneste månedene, men vi velger å anta en egenkapitalprosent på 70 %.

6.2.4 Oppsummering WACC

Basert på antagelsene om et avkastningskrav til egenkapitalen på 10,4 %, en gjeldsrente etter skatt på 5,5 % og en egenkapitalprosent på 70 % ender vi opp med en WACC på 9,0 %. Det er betydelig usikkerhet rundt et slikt estimat, siden det er basert på en rekke antakelser om fremtiden for selskapet og verdipapirmarkedet.

6.3 Beregning FCF

Fri kontantstrøm (FCF) er en betegnelse på kontantstrøm etter skatt som er tilgjengelig for alle investorer, både gjeldsinnehavere og aksjonærer. FCF er uavhengig av finansiering og ikke operasjonelle elementer (Koller, et al., 2005). FCF er definert som (Johnsen 2008):

$$FCF = EBIT \cdot (1 - T) + Avskrivninger - Capex - \Delta Op. Arb. Kap.$$

Siden vi tar utgangspunkt i EBITDA får vi denne formelen for utregning av FCF:

$$FCF = EBITDA - Skatt - Capex - \Delta Op. Arb. Kap. ,$$

hvor skatt er $EBIT \cdot T$ og Capex (capital expenditure) er investeringer.

Vi har allerede beregnet eller tatt antagelser om de ulike faktorene i kapitlet om framtidspregninger. Beregningen av FCF blir derfor en enkel oppgave, figuren under viser vår beregning av FCF.

FCF (mill. NOK)	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
EBITDA	3 894 979	4 261 569	4 276 725	4 330 499	4 117 017	3 959 338	4 016 233	4 091 704
- Skatt	144 749	164 202	166 059	169 821	160 197	153 339	157 187	161 941
- Capex	500 000	350 000	358 750	367 719	376 912	612 616	859 870	852 882
- endring op. arb.kap.	798 559	-137 227	-32 715	-45 250	33 943	16 183	-49 244	-55 909
FCF	2 451 671	3 884 594	3 784 632	3 838 210	3 545 965	3 177 199	3 048 419	3 132 790

Figur 6.3.1: Beregning av FCF i budsjetteringsperioden.

6.4 Terminalverdi beregning

Vi bruker Gordons formel for beregning av terminalverdien. For vårt formål kan formelen defineres som (Johnsen 2008):

$$TV_t = \frac{FCF_{t+1}}{WACC-g} = \frac{FCF_t \cdot (1+g)}{WACC-g},$$

hvor FCF_{t+1} er frikontantstrøm i det første året etter budsjetteringsperioden (2017), g er vekst og t er antall år i budsjetteringsperioden.

Som vi ser av formelen er vi avhengig av å finne en langsiktig vekst for å beregne terminalverdien. Vi kan dele inn vekst i to ulike typer, vekst på bakgrunn av investeringer og organisk vekst i resultatet. Den første typen har vi allerede utelukket i prognosene for investeringene siden vi antar at selskapet investerer for å opprettholde aktiviteten. Denne antagelsen ble tatt på bakgrunn av selskapets konservative investeringsstrategi. Den andre typen vekst kommer ved økte inntekter på grunn av økning i pris eller økt produksjon. Siden produksjonen her begrenses av antall rigger står vi igjen med muligheten for organisk vekst på grunn av langsiktig prisvekst på boretjenester.

Vi har allerede gjennomgått en lang drøfting av riggmarkedet og riggrater. Vi har konkludert med at vi er positive til riggmarkedet på langsikt, men at utviklingen er veldig usikker hovedsakelig på grunn av strukturelle svakheter på tilbudssiden. Våre konklusjoner om langsiktigutvikling i riggmarkedet er allerede hensyn tatt i estimeringen av de reelle normalratene for riggene. Vi antar på bakgrunn av dette en vekst lik antagelsen om inflasjon på 2,5 %, dette er konsistent med antagelsene om realverdi på normalratene.

6.5 Verdiberegning

6.5.1 Fra total kapital (EV) til egen kapital (EK)

Når vi har beregnet total kapitalverdien i DCF-modellen må denne justeres for markedsverdi av ikke-operasjonelle eiendeler og andre krav på total kapitalen (Koller, et al., 2005). For FOE justerer vi for driftsuavhengige kontanter, rentebærende gjeld og underdekning av pensjonsforpliktelser. Vi ser bort i fra minoritetsinteresser, siden vi mener størrelsen på 4 mill. NOK er neglisjerbar.

I regnskapsanalysen forutsatte vi at driftsavhengige kontanter utgjør 20 % av inntekter. Dette betyr at vi antar resterende kontanter ikke er nødvendig for å drive selskapet og derfor ikke anvendt kapital for å skape kontantstrømmene i vår DCF-modell. Derfor legges markedsverdien av ikke-driftsrelaterte kontanter til i vår beregning av egenkapitalverdien. Med vår antagelse utgjør ikke-driftsrelaterte kontanter og betalingsmidler 2,516 milliarder per 31.12.2008.

Ifølge selskapets balanse per 31.12.2008 utgjør rentebærende driftsuavhengig gjeld 9,963 milliarder kroner. Siden FCF beregningen ikke tar hensyn til hvordan virksomheten er finansiert må rentebærende gjeld trekkes ifra beregnet selskapsverdi.

Selskapet har per 31.12.2008 netto pensjonsforpliktelser på 192 millioner, dette må også trekkes ifra beregnet total kapitalverdi.

6.5.2 Effekten av kontrollerende eier

Det at selskapet i praksis har en majoritetsaksjonær kan i teorien påvirke verdien av selskapet på flere måter. Først og fremst påvirker det prisingen ved at minoritetsaksjonærer ikke har noen innflytelse på selskapet og at majoritetsaksjonæren kan ta beslutninger som ikke er optimale sett fra minoritetsaksjonærenes ståsted. Dette problemet begrenses litt hvis det er betingelser knyttet til gjelden som begrenser majoritetsaksjonærens handlefrihet, men denne situasjonen gjør at minoritets aksjonærer vil kreve en rabatt for mangel på kontroll (Pratt 2008). En undersøkelse av kontrollpremier de siste 20 år viser at median rabatten for mangel på kontroll er ca 24 %. Forhold som påvirker rabatten er hovedsaklig konsentrasjonen av kontrollerende eiere og mulighetene til å gjøre endringer med selskapet (Risius 2008). I FOE er det i praksis en kontrollerende eier og mulighetene for å gjøre endringer antas å være høye, derfor er det sannsynlig at rabatten basert på denne undersøkelsen ligger rundt 24 %. Noe som også vil påvirke en eventuell rabatt er historiske avgjørelser gjort av majoritetsaksjonæren. Fred Olsen & Co har vært majoritetsaksjonær i selskapet siden det kom på børs i 1998, i denne perioden er det oss bekjent ikke vært konflikter med minoritetsaksjonærene. Dette skaper tillit og minsker sannsynligvis en

eventuell rabatt²⁸. Det skal også legges til at vi tror selskapet har en noe konservativ strategi, som kan være med på å skape en rabatt, men dette er kun spekulasjoner fra vår side.

Villalonga har undersøkt hvordan familieeierskap, kontroll og ledelse påvirker selskapsverdien. Kort fortalt har forfatteren funnet at familieeierskap kan skape merverdi ved enkelte former for kontroll og ledelsesansvar. Når grunnleggeren av bedriften er enten CEO²⁹ eller styreleder skaper det verdier og når etterkommere av grunnlegger er CEO eller styreleder ødelegger dette verdier (Villalonga et al 2004). I dag er det etterkommer av grunnlegger som styreleder. Vi legger ikke mye vekt på dette, men det kan være verdt å merke seg at familieeierskap kan skape merverdi for selskapet. Dette funnet betyr ikke nødvendigvis at det ikke skal være noen rabatt, en merverdi kan for eksempel ha oppstått hvis en rabatten for slike selskap har blitt redusert i analyseperioden.

Et annet element som kan påvirke prisingen er hvis en dominerende eier gjør at likviditeten i aksjen til selskapet er lav. Her kreves det rabatt hvis aksjer ikke kan selges raskt uten at det medfører tap i verdi (Pratt 2008). Vi anser dette problemet som neglisjerbart for FOE, siden aksjen er en av de mest omsatte på Oslo Børs.

Det er veldig vanskelig å bestemme hva rabatten skal være, det beste ville vært å se på historisk prising og sammenligne dette med lignende selskaper. For på denne måten å undersøke om FOE priser lavere enn de sammenlignbare selskapene, men dette er veldig vanskelig siden lignende selskaper avviker på mange måter. Vi velger å sette rabatten til 20 % på bakgrunn av Risius sin artikkel og at majoritetseieren sannsynligvis har stor tillit i markedet.

²⁸ Et eksempel på det motsatte er Kjell Inge Røkke sine transaksjoner mellom Aker og Aker Solutions.

²⁹ Chief Executive Officer / Administrerende direktør

6.5.3 Oppsummering

Verdikalkulering	
EV budsjetteringsperiode	17 201 763
EV terminal verdi	18 582 021
EV	35 783 785
Finansiell gjeld	9 963 000
Pensjonsforpliktelser	192 000
Excess cash	2 516 000
Fair Value EK før rabatt	28 144 785
Rabatt	5 628 957
Fair Value EK	22 515 828
Pris per aksje	337.6

Som vi ser er kommet omtrent halvparten av "entreprise value" fra budsjetteringsperioden og resten fra terminalverdien. Grunnen til at en så stor del av verdien ligger i budsjetteringsperioden skyldes at vi har en forholdsvis lang budsjetteringshorisont, høye inntekter i budsjetteringsperioden og lav vekst i terminalverdi beregningen.

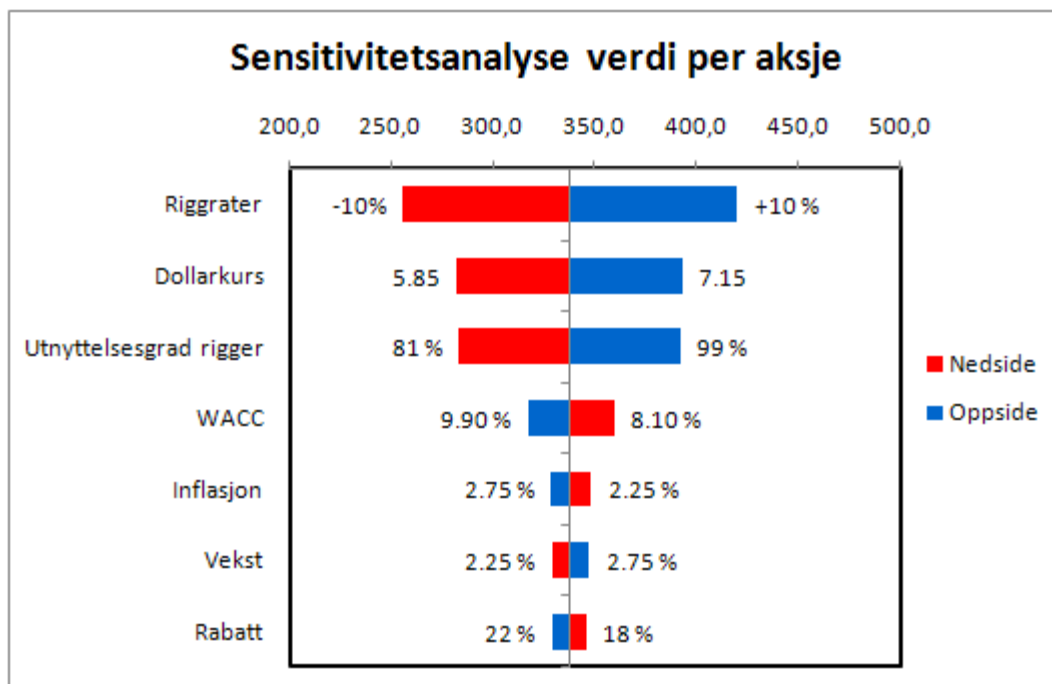
Vi har tidligere gjennomgått justeringene for finansiell gjeld, driftsuavhengig kontanter og pensjonsforpliktelser. Vi justerer deretter for kontrollrabatten og får en egenkapitalverdi på ca 22,5 milliarder NOK, dette er verdien per 31.12.2008. Beregnet verdien for egenkapitalen per 31.5.2009 er 23,3 mrd. NOK, eller 350 NOK per aksje³⁰. Per 22.5.2009 er prisen per aksje 354 NOK noe som gir en markedsverdien av egenkapitalen på omtrent 17 milliarder. Dette innebærer at vårt verdierestimater ligger 38 % høyere enn dagens markedsverdi.

6.6 Sensitivitetsanalyse

Verdien man får ut av en DCF-modell er fullt ut avhengig av hvilke antakelser man putter inn i modellen. Det er derfor nyttig å finne ut hvor robust modellen er overfor endringer i antagelsene (Koller, et al., 2005). For å analysere dette utfører vi sensitivitetsanalyser der vi ser på hvor store utslag i aksjeverdi endringer i ulike antagelser gir.

Den første sensitivitetsanalysen vi har valgt å utføre er å gjøre endringer på +/- 10 % for alle antagelsene. Figur 6.6.1 viser de sju antagelsene som gav størst utslag i aksjeverdien.

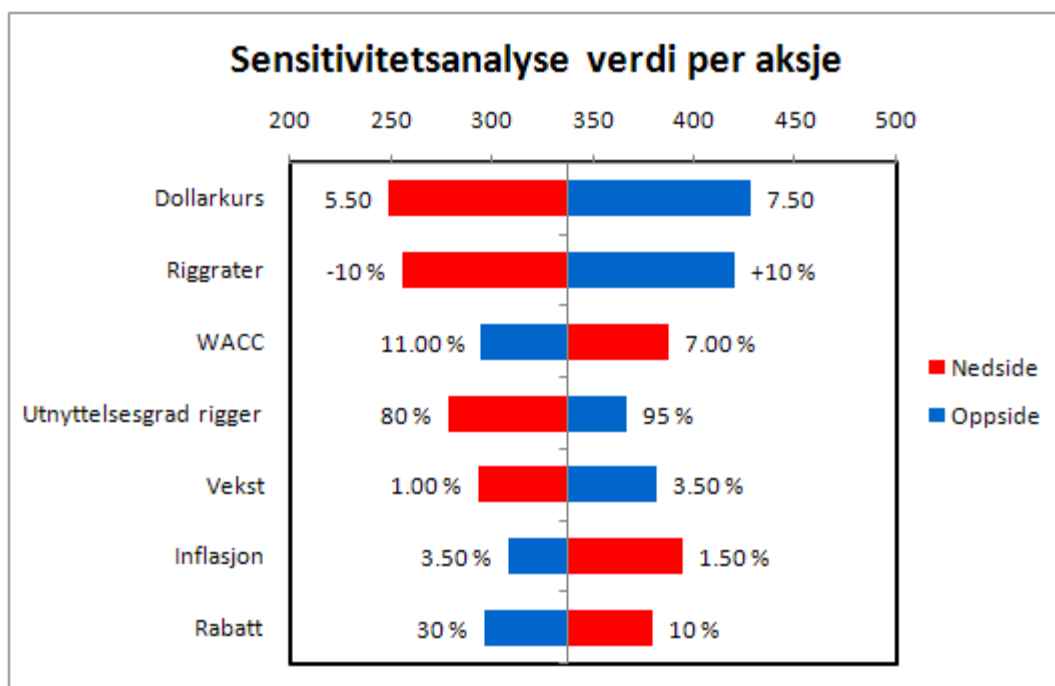
³⁰ Verdien vokser med avkastningskravet.



Figur 6.6.1: Sensitivitetsanalyse verdi per aksje baser på +/- 10 % endring i antagelsene.

Som vi ser er modellen helt klart mest sensitiv for endringer i riggratene³¹, dollarkursen og utnyttelsesgrad når man ser på endringer på +/- 10 % for antagelsene. Det er ikke overraskende at modellen er svært sensitiv for endringer i disse verdiene, siden endringer i disse faktorene vil påvirke inntektene voldsomt. Som vi tidligere har nevnt er selskapet delvis beskyttet mot endringer i dollarkursen siden nesten all gjeld er i dollar. Hvis vi antar en momentan dollar depresiering til 5,85 NOK/USD vil dette bety at gjelden per aksje vil synke med ca 15 kroner, med andre ord ville utslagene fremdeles vært store. En +/- 10 % endring for alle forutsetningene gir veldig små endringsintervaller for enkelte faktorer, vi ønsker derfor å se på egendefinerte endringsintervaller.

³¹ Her har vi beregnet endringer i dollarverdien på de ulike kontraktene.



Figur 6.6.2: Sensitivitetsanalyse verdi per aksje basert på utvalgte intervaller på antagelsene.

I sensitivitetsanalysen som illustreres i figuren over har vi lagt til grunn egen definerte intervaller for de ulike antagelsene. Dette er et grovt anslag på konfidensintervaller med bakgrunn i det vi mener er et sannsynlige utfallsrom for de ulike antagelsene.

Aksjeverdien er fremdeles mest sensitive for endringer i dollarkurs og riggrater, vi ser at endringer i disse faktorene kan gi store utslag for aksjeverdien. Vi ser at et 10 % intervall på opp- og nedside av vårt estimat på riggratene kan gi en aksjeverdi fra i overkant av 250 til omkring 420 NOK. Vi vil få omtrent den samme spennvidden i aksjeverdi for endringene i dollarkurs når vi justerer for gjeld i USD. Særlig er den store sensitiviteten for dollarkursen foruroligende siden vi ikke har noen formening om hvordan denne skal bevege seg og at kursen har variert utenfor dette intervallet de senere årene. Vi har utført en grundig analyse av riggratene, men også her er det stor usikkerhet rundt estimatet vårt siden markedet har strukturelle svakheter.

Gitt vårt intervall for WACC påvirker også verdien på avkastningskravet verdien i stor grad. Årsaken til det relativt brede intervallet på WACC er at beregningen av denne verdien er basert på en rekke usikre estimater om framtidige verdier. Gitt våre antagelser om utfallsrom er modellen omtrent like robust for endringene i variablene utnyttelsesgrad, vekst, inflasjon og rabatt. Rabatten har en 1:1 effekt på egenkapitalverdien med et intervall på 20 %. Vi

synes det er overraskende at det er så mange faktorer som påvirker aksjeverdien like mye og mer enn rabatten på grunn av mangel på kontroll over selskapet.

I tillegg til å se på hva endringer i de enkelte faktorene alene gjør med verdien av selskapet kan vi se på hvordan endringer på to faktorer sett i sammenheng gjør med aksjeverdien. I appendiks 1 har vi sett på flere ulike faktorer i sammenheng. I selve sensitivitetsanalysen velger vi å se på hvordan de to faktorene riggrater og utnyttelsesgrad påvirker aksjeverdien. Disse to faktorene er spesielt interessante siden høye riggrater og høy utnyttelsesgrad ofte henger sammen, og vice versa.

Utnyttelsesgrad	Riggrater								
	-20.0 %	-15.0 %	-10.0 %	-5.0 %	0.0 %	5.0 %	10.0 %	15.0 %	20.0 %
80 %	130.9	167.5	204.1	240.7	277.3	313.9	350.5	387.1	423.7
85 %	152.2	191.0	229.8	268.6	307.4	346.2	385.1	423.9	462.7
90 %	173.4	214.5	255.5	296.5	337.6	378.6	419.6	460.7	501.7
95 %	194.7	237.9	281.2	324.5	367.7	411.0	454.2	497.5	540.7
100 %	215.9	261.4	306.9	352.4	397.8	443.3	488.8	534.3	579.8

Figur 6.6.3: Sensitivitetstabell med antagelsene om utnyttelsesgrad av flåten og riggrater.

I tabellen over ser vi hvordan simultane endringer i utnyttelsesgrad³² av riggflåten og endringer rundt våre estimater på riggratene påvirker aksjeverdien. Disse to faktorene sammen påvirker aksjeverdien voldsomt, selv ved små endringer. Dette gjelder også andre faktorer sett i sammenheng, men her er det særlig relevant siden bevegelser i disse faktorene ofte korrelerer.

I det store og hele kan vi konkludere med at modellen ikke er særlig robust mot endringer i antagelsene. I tillegg til de normale verdidriverne WACC og vekst er modellen sensitiv for endringer i EBITDA margin gjennom operative antagelsene om riggrater, utnyttelsesgrad og dollarkurs. Dette vil ikke si at vi mener modellen er verdiløs, vi mener våre antagelser er basert på grundige analyser av fundamentale forhold og framtidsutsikter. Vi må likevel ta hensyn til at modellen er lite robust overfor endringer i antagelsene i våre konklusjoner om selskapsverdi og vår anbefaling på bakgrunn av denne verdien.

³² Må ikke forveksles med utnyttelsesgrad av totalt tilgjengelige rigger i riggmarkedet, og sammenhengen mellom denne utnyttelsesgraden og riggrater.

7. Peer review

Diskontert kontantstrømanalyse er den mest nøyaktige og fleksible metoden for å verdsette et selskap, men alle analyser er kun så nøyaktige som forutsetningene de bygger på. I komparativ verdsettelse sammenlignes et aktivas verdi med markedsverdien av sammenlignbare aktiva. Innebygd i enhver multiplikator er de samme forutsetningene som i nåverdi beregningen, den store forskjellen er at ved bruk av en multiplikator impliseres forutsetningene ut i fra markedsverdier (Damodaran 2002).

Det finnes mange ulike multiplikatorer som kan brukes ved komparativ verdsettelse. Det er viktig at teller og nevner i multiplikatoren er konsistente slik at de er beregnet på samme måte for alle selskaper. Vi vil kun se på $EV^{33}/EBITDA$, siden denne er uavhengig av selskapenes kapitalstruktur, avskrivningssatser og ikke er påvirket av ikke-operasjonelle elementer (Kinserdal 2008). Selv om dette er en god multiplikator gir den selvfølgelig skjevheter hvis de sammenlignbare selskapene er forskjellige med tanke på kontantstrømspotensial, risiko, vekst og marginer. Likevel vil denne multiplikatoren gi oss nyttig innsikt hvis man tar hensyn til ulikheter mellom selskapene i analysen. En annen ting man må ta hensyn til ved bruk av multiplikatorer er at de reflekter markedsstemningen. Siden riggbransjen er en syklisk bransje vil vår multippel avhenge av hvor på syklen vi er (Damodaran 2002).

Vi vil først se på $EV/EBITDA$ for de ulike selskapene ved utgangen av 2008, i tillegg har vi beregnet $EV/EBITDA$ for 2009 og 2010 basert på estimater for framtidig $EBITDA^{34}$. EV er basert på tall per 13.5.2009 og hentet fra samme kilde som $EBITDA$ estimatene. Vi velger å basere vår komparative verdsettelse hovedsakelig på framtidige inntjeningsestimater siden der er fremtidig inntekt og ikke historisk inntekt som bestemmer verdien på et selskap.

³³ Enterprise value

³⁴ Estimaterne er hentet fra www.Infinancials.com og er basert på konsensus blant analytikere.

EV/EBITDA	2008	2009e	2010e
Fred Olsen Energy	6.7	5.2	4.8
Atwood	5.4	4.8	3.9
Diamond	4.5	4.3	4.4
Ensco	2.4	3.0	3.5
Noble	3.5	3.2	3.5
Transocean	5.0	5.2	5.3
Pride	3.4	4.5	4.6
Justert snitt	4.6	4.7	4.5
Premium(rabatt) i forhold til multiplikator	47 %	10 %	6 %

Figur 7.1.1: EV/EBITDA for FOE og sammenlignbare selskaper basert på EBITDA konsensus.

Vi bruker konsensus estimater for FOE, siden dette er en uavhengig verdiberegning. Vi ser at FOE har en relativt høy multiplikator for 2008, dette skyldes hovedsakelig at EBITDA for 2008 ikke reflekter de framtidige inntektene som kommer fra Blackford Dolphin, dette er derimot reflektert i EV.

Av de sammenlignbare selskapene har vi regnet ut et justert gjennomsnitt. I dette gjennomsnittet har vi med selskapene Atwood, Diamond, Transocean og Pride. Grunnen til at vi velger å utelate Ensco og Noble er at de har høy eksponering mot ”jack-up” segmentet. Vi tror dette er en av hovedgrunnene til at de har så lave EV/EBITDA multiplikatorer, siden markedet tror på en svakere framtidig utvikling for dette segmentet (Segrov 2009).

Når vi ser på multiplikatoren for 2009 og 2010 ser vi at FOE har en høyere multiplikator enn det justerte gjennomsnittet. Noe som kan indikere at det ligger en premie i dagens pris i forhold til sammenlignbare selskaper. Dette strider imot vår tidligere påstand om at FOE handles til en rabatt med tanke på kontrollerende eier, men som nevnt tidligere er det flere forhold som kan påvirke EV/EBITDA multiplikatoren.

Vi vil nå gå igjennom noen momenter vi mener kan være forklarende. En av grunnene til at FOE handles til en høyere multiplikator enn snittet kan skyldes at selskapet har en lavere effektiv skattesats enn de andre selskapene. Etter samtale med FOE har vi fått opplyst at effektiv skattesats vil ligge rundt 5 % i framtiden, for de andre selskapene er denne betydelig høyere. Det at de sammenlignbare selskapene har høyere effektiv skattesats kan skyldes at de fleste av deres rigger opererer i USA hvor direkte skattene er høye. Cet. par. vil dette føre til at FOE skal ha en høyere EV/EBITDA enn de andre selskapene. En annen grunn kan være at

FOE har ingen nybygningsrisiko, de fleste andre selskapene har bestilt nybygg som leveres i årene framover. Den relativt høye multiplikatoren for FOE kan tyde på at deres konservative strategi med tanke på nybygg blir satt pris på av investorer i dagens turbulente marked. Dette ville muligens virket motsatt i et mer positivt marked. I tillegg har FOE lange kontrakter på de fleste av sine rigger, noe som senker risikoen ved framtidige kontantstrømmer. For eksempel har Atwood en betydelig andel av sine rigger ledige fra 2009. Det siste momentet vi kan se er at FOE ikke har noen jack-up rigger. Dette har vi allerede delvis tatt hensyn til i det justerte snittet, men alle de sammenlignbare selskapene er eksponert mot jack-up i varierende grad. Siden utsiktene som nevnt er mer usikre for dette segmentet kan det gjøre at FOE handles til en høyere EV/EBITDA.

Som vi har sett vil ulikheter i faktorene vekst, risiko og kontantstrøms potensial kunne gjøre at relativt sammenlignbare selskaper kan handles til ulik EV/EBITDA. Ved første øyekast kan det virke som FOE prises for høyt i forhold til konkurrenter, men hvis man ser nærmere på hva som ligger bak tallene trenger ikke det å være tilfelle. Det kan virke som om selskapets høye visibilitet og den relativt lave risikoen gjør at FOE blir sett på som et "utbytte case" i motsetning til konkurrentene som har fokusert mer på vekst og blir priset deretter i et turbulent marked.

Som nevnt virker det ut fra denne multiplikatoren som om FOE prises for høyt i forhold til sammenlignbare selskaper, noe vi har prøvd å forklare. Selv med disse forklarende elementene vil vi få problemer med å forklare vår beregnede DCF-verdi på FOE, som er høyere enn dagens markedsverdi, ut i fra markedsverdier på sammenlignbare selskaper. Dette betyr likevel ikke at vi har beregnet en for høy verdi. Forskjellen kan hovedsakelig forklares på bakgrunn av at vi har et positivt syn på riggmarkedet for flytende boreenheter på lang sikt og at aksjemarkedet har vært veldig turbulent den siste tiden. Vi har sannsynligvis et mer optimistisk syn på riggmarkedet enn konsensus på lang sikt og man kan heller ikke se bort i fra at aksjemarkedet er negativt preget av psykologi etter den siste tidens turbulente aksjemarked.

8. Konklusjon

Det sies ofte at verdsettelse er mer kunst enn vitenskap. Dette skyldes at det ikke finnes noen ”korrekt” måte å utføre en verdsettelse på, og at det er veldig vanskelig å spå framtiden. I vår verdsettelse, ved bruk av kontantstrømsmodellen, har vi måtte forholde oss til usikkerhet rundt forutseningene om framtidige inntekter, kostnader og investeringer. Vi har etter beste evne prøvd å gå i dybden på våre antagelser for å forstå hvilke underliggende forhold som påvirker selskapet. Vi mener at analysene som ligger bak antagelsene i verdsettelsesmodellen er grundige, samt at det er konsistens mellom analysene og antagelsene. På denne måten er det vårt syn på de fundamentale forholdene som ligger til grunn for verdien vi kommer fram til.

I den fundamentale verdsettelsen kommer vi frem til en verdi per aksje 354 NOK, noe som er omtrent 38 % høyere enn dagens markedsverdi. Som vi så i sensitivitetsanalysen er ikke kontantstrømsmodellen veldig robust, små endringer i antagelsene kan gi store utslag i vår beregnede selskapsverdi. Særlig virker utviklingen i dollarkurs og riggrater å være viktig for verdien av FOE.

Vi legger lite vekt på ”peer review” siden forskjeller mellom selskaper kan føre til skjevheter i resultatene. Likevel er det verdt å merke seg at FOE ikke virker å være lavt priset i forhold til sammenlignbare selskaper, dette kan tyde på at vi har et mer positivt syn på det generelle riggmarkedet enn markedet.

Usikkerheten rundt selskapsverdien er stor, både på oppsiden og nedsiden av vårt estimat. Som vi så av sensitivitetsanalysen er det ingen enkelt antagelser alene som gjør at vår beregnede verdi havner under markedsverdien ved våre valgte intervaller. På bakgrunn av dette gir vi en kjøpsanbefaling på Fred Olsen Energy, med et kursmål på 354 NOK per aksje. Den underliggende årsaken til at vi mener markedet priser FOE for lavt er at vi har et mer positivt syn på riggmarkedet på lang sikt.

Litteraturliste

Bøker

Barney, J., 2002. Gaining and sustaining competitive advantage. 2nd ed. Upper Saddle River, N.J.: Prentice Hall.

Benninga, S., 2008. Financial modeling. 3rd ed. Cambridge, Massachusetts: The MIT Press.

Brealey, R. Myers, S. & Allen, F., 2006. Corporate Finance. New York, NY: The McGraw-Hill Companies, Inc.

Grant, R., 2008. Contemporary strategy analysis. Malden: Blackwell.

Koller, T. Goedhart, M. & Wessels, D., 2005. Measuring and managing the value of companies. 4th ed. Hoboken, N.J.: John Wiley & Sons, Inc.

Porter, M., 1998. Competitive strategy: techniques for analyzing industries and competitors. New York: Free Press

Pratt, S. 2008. Valuing a business. 5th ed. New York, NY: The McGraw-Hill Companies, Inc.

Risius, J., 2008. Business valuation: a primer for the legal profession. Chicago, IL: American Bar Association.

Damodaran, A., 2002. Investment Valuation. 2nd ed. USA: John Wiley & Sons, Inc.

Internett sider

Birkenes, Magnus., 2008. Riggstormen kommer. [Online] Tilgjengelig på:
<http://www.oilinfo.no/index.cfm?event=doLink&famId=37288> [Besøkt 6. feb. 2009]

EIA., 2009. Short-term energy and summer fuels outlook. [Online] Tilgjengelig på:
<http://www.eia.doe.gov/steo> [Besøkt 17. apr. 2009]

Eide, Anders., 1998. F-144 Ressursøkonomi [Online] Tilgjengelig på:
http://www.nfh.uit.no:8080/webM/arne/html/arne/F-144/forelesning_4.html [Besøkt 6. feb. 2009]

Exxon Mobil., 2009. The outlook for energy: A view to 2030. [Online] Tilgjengelig på:
http://www.exxonmobil.com/corporate/files/news_pub_2008_energyoutlook.pdf [Besøkt 19. apr. 2009]

Hauge, Kjell., 2008. Følsom på bunnen [Online] Tilgjengelig på:
<http://www.forskning.no/artikler/2007/november/1195206683.54> [Besøkt 6. feb. 2009]

IMF., 2009. World Economic Outlook (Update April 2009). [Online] Tilgjengelig på:
<http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2009/01/index.htm> [Besøkt 18. apr. 2009]

Nordhaug, L., 2006. Norsk olje og gass i Vest-Afrika: En oversikt [Online] Tilgjengelig på: <http://www.norwatch.no/filer/OljeVestAfrika.pdf> [Besøkt 15. mai. 2009]

Offshoreguides.com., 2007. Types of rigs. [Online] Tilgjengelig på: http://offshoreguides.com/BOOK/04_types_of_rigs.htm [Besøkt 26. jan. 2009]

Villalonga, B., 2004. How do family owner ship, control, and management affect firm value? [Online] Tilgjengelig på: http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=556032 [Besøkt 12. mai 2009]

World-petroleum.org., 2007. Offshore drilling. [Online] Tilgjengelig på: <http://www.world-petroleum.org/education/offdrill/index.html> [Besøkt 26. jan. 2009]

Journal og avisartikler

- Bjerkholt, B., 2009. Ikke bare trist. *Dagens Næringsliv*, 1. apr. s. 39.
- Jensen, T., 2008. Ingen julegaver fra StatoilHydro. *Dagens Næringsliv*, 23. des. s. 25.
- Jensen, T., 2008. Petrobras øker investeringene. *Dagens Næringsliv*, 27. jan. s 33.
- Jørgensen, K., 2000. Intuisjon som koster. *Dagens Næringsliv*, 27. jun. s. 30.
- Kontorvich, A., 2009. Estimate of global oil resource and the forecast for global oil production in the 21st century. *Russian Geology and Geophysics* 25 sep. s 237
- Linderud, E., 2009. Bommet med fire milliarder. *Dagens Næringsliv*, 16. feb. s. 4.
- Segrov, B., 2008. Kansellerer nybygg. *Dagens Næringsliv*, 28. nov. s. 12.
- Segrov, B., 2008. Uenige om riggrater. *Dagens Næringsliv*, 23. des. s. 5.
- Segrov, B., 2009. Scorpion får dårligere betalt. *Dagens Næringsliv*, 27. mai. s. 14.
- Ånestad, M., 2009. Frykter for store oljekutt. *Dagens Næringsliv*, 28. mai. s. 48.

Upubliserte kilder

Kinserdal, F., 2008.

- Forelesning 4 BUS 425: Normalisering av historiske resultater.
- Forelesning 8a BUS 425: Estimering av fremtidige investeringer.
- Forelesning 9 BUS 425: Kapitalkostnad.
- Forelesning 11 BUS 425: Har vi regnet riktig? Sensitivitet og peer reviews

Johnsen, T., 2008. Forelesning FIE 428: Valuation

First Sec., 2009. Offshore drillers weekly update 29. Januar 2009.

E-post korrespondanse

Thoresen, B., bjorn.thoresen@first.no, 2009. RE: Info Fred Olsen Energy [E-post] Sendt 03.02.2009.

Personlig kommunikasjon

Investor Relations Fred Olsen Energy. 2009. Investeringer og skatt [Telefonsamtale] 13.05.2009

Appendiks 1: Sensivitetstabeller

Utnyttelsesgrad	WACC								
	7.0 %	7.5 %	8.0 %	8.5 %	9.0 %	9.5 %	10.0 %	10.5 %	11.0 %
0.75	287.6	276.9	266.6	256.7	247.1	237.9	229.0	220.4	212.2
0.80	321.3	309.6	298.4	287.6	277.2	267.2	257.6	248.2	239.2
0.85	355.0	342.4	330.3	318.6	307.4	296.5	286.1	276.0	266.3
0.90	388.6	375.1	362.1	349.6	337.5	325.9	314.7	303.8	293.4
0.95	422.3	407.9	394.0	380.6	367.6	355.2	343.2	331.6	320.5

Riggrater	WACC								
	7.0 %	7.5 %	8.0 %	8.5 %	9.0 %	9.5 %	10.0 %	10.5 %	11.0 %
-15 %	247.7	239.0	230.5	222.3	214.4	206.8	199.5	192.4	185.6
-10 %	294.7	284.3	274.4	264.7	255.5	246.5	237.9	229.5	221.5
-5 %	341.7	329.7	318.2	307.2	296.5	286.2	276.3	266.7	257.5
0 %	388.6	375.1	362.1	349.6	337.5	325.9	314.7	303.8	293.4
5 %	435.6	420.5	406.0	392.0	378.5	365.6	353.0	341.0	329.4
10 %	482.6	465.9	449.9	434.4	419.6	405.2	391.4	378.1	365.3
15 %	529.6	511.3	493.8	476.9	460.6	444.9	429.8	415.3	401.3

Dollarkurs	WACC								
	7.0 %	7.5 %	8.0 %	8.5 %	9.0 %	9.5 %	10.0 %	10.5 %	11.0 %
5.75	316.8	305.2	294.2	283.5	273.2	263.3	253.7	244.5	235.6
6.00	340.7	328.5	316.8	305.5	294.6	284.1	274.0	264.3	254.9
6.25	364.7	351.8	339.5	327.6	316.1	305.0	294.3	284.1	274.1
6.50	388.6	375.1	362.1	349.6	337.5	325.9	314.7	303.8	293.4
6.75	412.6	398.4	384.8	371.6	358.9	346.7	335.0	323.6	312.7
7.00	436.6	421.7	407.4	393.7	380.4	367.6	355.3	343.4	331.9
7.25	460.5	445.0	430.1	415.7	401.8	388.5	375.6	363.2	351.2

Dollarkurs	Riggrater								
	-20.0 %	-15.0 %	-10.0 %	-5.0 %	0.0 %	5.0 %	10.0 %	15.0 %	20.0 %
5.75	128.0	164.3	200.6	236.9	273.2	309.5	345.8	382.1	418.4
6.00	143.2	181.0	218.9	256.8	294.7	332.6	370.4	408.3	446.2
6.25	158.3	197.8	237.2	276.7	316.1	355.6	395.0	434.5	474.0
6.50	173.4	214.5	255.5	296.5	337.6	378.6	419.6	460.7	501.7
6.75	188.6	231.2	273.8	316.4	359.0	401.6	444.2	486.9	529.5
7.00	203.7	247.9	292.1	336.3	380.5	424.6	468.8	513.0	557.2
7.25	218.8	264.6	310.4	356.1	401.9	447.7	493.4	539.2	585.0