

# Verdsettelse av Northern Offshore Ltd.

**Andrea Bergkvist Salvesen & Ane Fiskebekk**

**Veileder**

Leif Atle Beisland

*Masteroppgaven er gjennomført som ledd i utdanningen ved Universitetet i Agder og er godkjent som del av denne utdanningen. Denne godkjenningen innebærer ikke at universitetet inntår for de metoder som er anvendt og de konklusjoner som er trukket.*



# Forord

---

Denne utredningen er gjennomført som avsluttende oppgave på vårt masterstudie i Økonomi og administrasjon på Handelshøyskolen ved Universitetet i Agder. Oppgaven er skrevet innen spesialiseringen økonomisk styring og prosjektledelse våren 2015.

På bakgrunn av vår utdanning, med stor interesse for finans og finansregnskap, ønsket vi å ta i bruk finansielle verktøy ved å foreta en verdsettelse av et selskap. Vi var på søken etter et selskap som var del av et utfordrende og spennende marked. Interessen for oljebransjen og dets utvikling den siste tiden førte til et enkelt valg. Videre var det ønskelig å verdsette et selskap omsatt på Oslo Børs. Til slutt falt valget på det børsnoterte Contract Drilling selskapet Northern Offshore Ltd.

Prosessen har vært tidkrevende, utfordrende, spennende og ikke minst lærerik. Vi har fått glede av å bruke tilegnet kunnskap, i tillegg h lært mye nytt innen fagområdet. Dette er kunnskap vi vil ta med oss videre i livet.

Vi vil rette en stor takk til våre partnere Engin og Mats samt familie for kontinuerlig støtte og forståelse gjennom halvåret. Til slutt ønsker vi å takke Leif Atle Beisland for verdifull veiledning og gode råd gjennom arbeidsprosessen.

Kristiansand, 31. mai 2015

Andrea Bergkvist Salvesen og Ane Fiskebekk

# Sammendrag

---

Masteroppgaven omhandler en verdsettelse av Northern Offshore Ltd., der formålet er å estimere verdi av selskapets egenkapital per 31.12.14. Selskapet ble etablert i 2000 og er tilbyder av boreutstyr og driftstjenester i olje- og gassnæringen. Verdsettelsen utføres med bakgrunn i relevant informasjon samt verdsettelsesteori og -modeller. Estimater vurderes opp mot verdi på Oslo Børs, og mulige avvik identifiseres. Målet er å gi en anbefaling om kjøp, salg eller hold av Northern Offshores aksje på bakgrunn av våre beregninger.

Avhandlingen starter med en presentasjon av Northern Offshore og Contract Drilling markedet som selskapet hovedsakelig opererer i. Presentasjonen består i tillegg av tre sammenlignbare selskaper hvilket også er tilbydere i olje- og gassnæringen. Videre vurderes fordeler og ulemper ved et spekter av verdsettelsesmodeller, som fører til et valg av fundamental analyse ved bruk av superprofitt-fra-drift modellen.

Fundamental analyse starter med strategisk analyse, hvilket først tar for seg makroøkonomiske perspektiver med bakgrunn i et ustabil marked der oljeprisen har stor påvirkningskraft. Eksterne og interne forhold analyseres ved bruk av relevante modeller. Videre omstruktureres selskapets finansregnskap for klargjøring til vekst- og lønnsomhetsanalyse. Verdidrivere og historiske trender avdekkes. Med bakgrunn i det estimeres selskapets fremtid. Budsjettperiode settes til fire år, og for tiden etter benyttes en terminalverdi. Valgt modell tas i bruk med satt terminalverdi og avkastningskrav for å finne nåverdi av selskapets egenkapital.

Da det er knyttet mye usikkert til prognosene gjennomførte vi en sensitivitetsanalyse for utvalgte komponenter. Verdiestimatets sensitivitet for endring i komponentene ble avdekket. Til slutt ble det gjennomført en relativ verdsettelse for å supplere den fundamentale. Det ble gjort ved bruk av multiplikatorer med utgangspunkt i de markedsrepresentative selskapene.

Våre beregninger resulterte i en estimert aksjeverdi for Northern Offshore på NOK 11,15 per 31.12.14. På samme tidspunkt ble aksjen omsatt på Oslo Børs til NOK 4.12. Med dette konkluderes det med at Northern Offshores aksjeverdi er underpriset, og vi anbefaler kjøp av aksjen.

# Innholdsfortegnelse

---

<b>Forord</b> .....	<b>2</b>
<b>Sammendrag</b> .....	<b>3</b>
<b>Innholdsfortegnelse</b> .....	<b>4</b>
<b>Figurliste</b> .....	<b>8</b>
<b>Tabelliste</b> .....	<b>9</b>
<b>Kapittel 1: Innledning</b> .....	<b>12</b>
<b>Kapittel 2: Presentasjon av selskapet</b> .....	<b>13</b>
2.1 Selskapsprofil, målsetting og verdier .....	13
2.2 Konsernstruktur og virksomhet .....	15
2.2.1 Boreenheter .....	15
2.2.2 Produksjonsenheter .....	17
2.3 Ledelse og humankapital.....	18
2.4 Organisering og aksjonæroversikt.....	19
2.5 Risikofaktorer.....	20
2.5.1 Finansiell risiko .....	20
2.5.2 Operasjonell risiko .....	20
2.5.3 Kommersiell risiko.....	20
2.6 Markedet.....	21
2.7 Sammenlignbare selskaper .....	23
2.7.1 Songa Offshore SE .....	23
2.7.2 North Atlantic Drilling Ltd. ....	24
2.7.3 Vantage Drilling Co .....	25
<b>Kapittel 3: Verdsettelsesteori</b> .....	<b>26</b>
3.1 Verdsettelsesmetoder .....	26
3.1.1 Fundamental analyse .....	26
3.1.2 Relativ verdsettelse .....	30
3.1.3 Opsjonsbasert verdsettelse .....	31
3.1.4 Eiendelsbasert verdsettelse.....	32
3.2 Valg av verdsettelsesmetode .....	34
3.2.1 Faktorer knyttet til selskapet .....	34

3.2.2	Faktorer knyttet til analytikeren .....	35
3.2.3	Valg av verdsettelsesmetode .....	35
<b>Kapittel 4:</b>	<b>Strategisk analyse.....</b>	<b>37</b>
4.1	Makroøkonomiske perspektiver .....	37
4.1.1	Tilbud, etterspørsel og oljeprisen i dag .....	38
4.1.2	Contract Drilling markedet.....	39
4.2	Ekstern analyse.....	42
4.2.1	Mikroomgivelser - Konkurransanalyse .....	42
4.2.2	Makroomgivelser - PESTEL .....	46
4.3	Intern analyse .....	53
4.3.1	VRIO .....	53
4.4	Strategisk analyse oppsummert i SWOT .....	58
<b>Kapittel 5:</b>	<b>Regnskapsanalyse .....</b>	<b>60</b>
5.1	Rammeverk for regnskapsanalysen.....	60
5.1.1	Datainnsamling og valg av analyseperiode .....	60
5.1.2	Valg av analysenivå.....	61
5.1.3	Rammeverk .....	61
5.2	Omstrukturering av egenkapitaloppstillingen .....	62
5.3	Beregning av avkastning og vekst i alminnelig egenkapital .....	64
	Avkastning på alminnelig egenkapital .....	64
	Vekst i alminnelig egenkapital .....	64
5.4	Omstrukturering av balansen .....	66
5.5	Omstrukturering av resultatregnskap .....	69
5.6	Sammenligning av den omstrukturerte balansen og resultatregnskapet .....	71
5.6.1	Trendanalyse .....	71
5.7	Omstrukturering av kontantstrømoppstillingen .....	75
5.8	Lønnsomhetsanalyse .....	77
5.8.1	Førstegrads dekomponering .....	77
5.8.2	Andregrads dekomponering .....	79
5.9	Kjernerdriftsregnskapet & vekstanalyse.....	81
5.9.1	Kjernerdriftsregnskapet .....	81
5.9.2	Vekstanalyse.....	83
<b>Kapittel 6:</b>	<b>Avkastningskravet .....</b>	<b>88</b>

6.1 Risikoanalyse .....	88
6.1.1 Likviditetsanalyse – kortsiktig risikoanalyse .....	88
6.1.2 Soliditetsanalyse – langsiktig risikoanalyse .....	90
6.2 Avkastningskrav på egenkapital.....	93
6.2.1 Estimering av komponentene .....	93
6.2.2 Avkastningskrav på egenkapitalen.....	95
6.3 Avkastningskrav på gjeld .....	96
6.4 Avkastningskrav på total kapital .....	97
<b>Kapittel 7: Prognostisering.....</b>	<b>98</b>
7.1 Valg av budsjettperiode.....	98
7.2 Estimering av kjernedriftsresultat .....	100
7.2.1 Kjernedriftsinntekter .....	100
7.2.2 Kjernedriftskostander .....	102
7.2.3 Oppsummering av estimert kjernedriftsresultat .....	104
7.3 Estimering av netto operasjonelle eiendeler.....	106
7.3.1 Operasjonelle eiendeler .....	106
7.3.2 Operasjonell gjeld .....	111
7.3.3 Oppsummering av estimert netto operasjonelle eiendeler .....	113
<b>Kapittel 8: Fundamental verdsettelse.....</b>	<b>115</b>
8.1 Superprofitt-fra-drift modellen.....	115
8.2 Terminalverdi .....	117
8.3 Verdsettelse av Northern Offshore Ltd. ....	119
<b>Kapittel 9: Usikkerhet i prognosene .....</b>	<b>120</b>
9.1 Kjernedriftsinntekter og netto operasjonelle eiendeler .....	121
9.2 Avkastningskravet og skattesatsen .....	123
<b>Kapittel 10: Relativ verdsettelse .....</b>	<b>125</b>
10.1 Price-to-book value .....	125
10.2 Price-to-sales .....	127
10.3 Price-to-cash flow from operations .....	128
10.4 Gjennomføring av relativ verdsettelse .....	129
<b>Kapittel 11: Handlingsstrategi .....</b>	<b>130</b>

<b>Referanseliste .....</b>	<b>131</b>
<b>Vedlegg .....</b>	<b>139</b>
Vedlegg 1 – Northern Offshores årsregnskap 2010-2014.....	139
Northern Offshores balanse.....	139
Northern Offshores resultatregnskap .....	140
Northern Offshores kontantstrøm.....	141
Vedlegg 2 – Finansiell gjeldsgrad og SPREAD.....	142
Vedlegg 3 – Regresjonsanalyse av NOF beta .....	143
Vedlegg 4 – Utrekning av multipler.....	146



# Figurliste

---

Figur 1: Northern Offshores aksjeutvikling mot OSEBX og OSE10GI indeksene .....	19
Figur 2: Kontrakter på rigger per 30.09.14 (Songa Offshore SE, 2014b, s. 5) .....	24
Figur 3: Vantage Drilling Company flåtestatus (Vantage Drilling Company, 2015b) .....	25
Figur 4: Prosess for fundamental analyse, basert på Penman (2013, s. 85) .....	29
Figur 5: Kontantstrømmer og verdsettelsesmodeller, basert på Damodaran (2002, s. 948) ....	34
Figur 6: BNP-vekst for USA, euroområdet, Japan og Fastlands-Norge (Statistisk Sentralbyrå, 2014).....	38
Figur 7: Totalt tilbud og etterspørsel av råolje samt lagerendring og beholdning (U.S. Energy Information Administration, 2015b) .....	39
Figur 8: Verdensdekkende riggtelling og utnyttelsesgrad (Information Handling Services (IHS), 2015) .....	40
Figur 9: Porters fem krefter (Løwendahl et al., 2003, s. 197) .....	42
Figur 10: Primær energikilde fra 1980 til 2040 (U.S. Energy Information Administration, 2015a, s. 15) .....	44
Figur 11: LIBOR 1986 til 2015 (Macrotrends, 2015).....	48
Figur 12: Global populasjon og andel i forbrukerlassen (Lukoil Oil Company, 2013 Sitert i UN, IHS CERA, Mckinsey Global Institute). .....	49
Figur 13: Dekkomponering av ROCE, basert på Penman (2010, s. 364) .....	77

# Tabelliste

---

Tabell 1: Eierskap i bestemte datterselskaper i prosent (Northern Offshore Ltd, 2015a).....	15
Tabell 2: Toppledelsen (Northern Offshore Ltd, 2015a, s. 20).....	18
Tabell 3: Styret (Northern Offshore Ltd, 2015a, s. 20).....	18
Tabell 4: Aksjonæroversikt med tilhørende eierandel (Northern Offshore Ltd, 2014a, s. 53)	19
Tabell 5: Markedstilbud og utnyttelsesgrad (Information Handling Services (IHS), 2015)....	40
Tabell 6: Oppsummering av VRIO-analysen.....	57
Tabell 7: SWOT-analyse av Northern Offshore og selskapets omgivelser .....	58
Tabell 8: Omstrukturert egenkapitaloppstilling, beløp i 1000 USD .....	62
Tabell 9: Avkastning på alminnelig egenkapital, beløp i 1000 USD.....	64
Tabell 10: Prosentvis vekst i alminnelig egenkapital, beløp i 1000 USD.....	65
Tabell 11: Omstrukturert balanse, beløp i 1000 USD.....	66
Tabell 12: Omstrukturert resultatregnskap, beløp i 1000 USD.....	69
Tabell 13: Trendanalyse av utvalgte poster i den omstrukturerte balansen .....	71
Tabell 14: Trendanalyse av utvalgte poster i det omstrukturerte resultatregnskapet .....	73
Tabell 15: Omstrukturert kontantstrøm, beløp i 1000 USD.....	75
Tabell 16: Avkastning på netto operasjonelle eiendeler, beløp i 1000 USD .....	78
Tabell 17: Finansiell gjeldsgrad og SPREAD, beløp i 1000 USD.....	79
Tabell 18: Profittmargin, beløp i 1000 USD .....	79
Tabell 19: Eiendeleres omløpshastighet og RNOA, beløp i 1000 USD .....	80
Tabell 20: Kjernedriftsregnskapet, beløp i 1000 USD.....	82
Tabell 21: Endring i RNOA, fra endring i PM, ATO og UP, beløp i 1000 USD .....	84
Tabell 22: Endring i ROCE, fra endring i RNOA, FLEV og SPREAD .....	86
Tabell 23: Vekst i alminnelig egenkapital, beløp i 1000 USD.....	87
Tabell 24: Likviditetsgrad 1, beløp i 1000 USD .....	89
Tabell 25: Likviditetsgrad 2, beløp i 1000 USD .....	90

Tabell 26: Gjeldsgrad, beløp i 1000 USD .....	91
Tabell 27: Rentedekningsgrad, beløp i 1000 USD.....	92
Tabell 28: Historiske kjernedriftsinntekter, beløp i 1000 USD (Northern Offshore Ltd, 2015a) .....	100
Tabell 29: Prognostiserte kjernedriftsinntekter, beløp i 1000 USD .....	102
Tabell 30: Historiske kjernedriftskostnader, beløp i 1000 USD .....	102
Tabell 31: Korrelasjon mellom kjernedriftsinntekter og -kostnader (2011-2014).....	103
Tabell 32: Prognostisering av bore- og produksjonskostnader, beløp i 1000 USD .....	103
Tabell 33: Prognostisering av avskrivninger, beløp i 1000 USD.....	104
Tabell 34: Beregning av gjennomsnittlige generelle og administrative kostnader, beløp i 1000 USD.....	104
Tabell 35: Oppsummering av prognostisert kjernedriftresultat, beløp i 1000 USD .....	105
Tabell 36: Selskapets operasjonelle eiendeler med prosentvis endring, beløp i 1000 USD ..	106
Tabell 37: Korrelasjon mellom kjernedriftsinntekter og netto kundefordringer, beløp i 1000 USD.....	107
Tabell 38: Prognostisering av netto kundefordringer, beløp i 1000 USD.....	107
Tabell 39: Historiske andre omløpsmidler og gjennomsnittsberegning, beløp i 1000 USD..	108
Tabell 40: Utrekning av gjennomsnittlig endring på eksisterende flåte, beløp i 1000 USD..	108
Tabell 41: Historisk og prognose av fremtidig balanse på Newbuild Jackups, beløp i 1000 USD.....	109
Tabell 42: Historiske utsatte mobiliseringskostnader og prognostisering, beløp i 1000 USD .....	110
Tabell 43: Historiske og gjennomsnittlig tørrdokkostnader, beløp i 1000 USD.....	110
Tabell 44: Historiske andre anleggsmidler og gjennomsnittsberegning, beløp i 1000 USD .	111
Tabell 45: Selskapets operasjonelle gjeld med prosentvis endring, beløp i 1000 USD.....	111
Tabell 46: Historisk leverandørgjeld, gjennomsnittsberegning og prognoser, beløp i 1000 USD.....	112
Tabell 47: Gjennomsnittlig påløpte kostnader, beløp i 1000 USD .....	112
Tabell 48: Oppsummering av netto operasjonelle eiendeler, beløp i 1000 USD.....	113

Tabell 49: Verdsettelse av Northern Offshore Ltd., beløp i 1000 USD, aksjepris i USD og NOK .....	119
Tabell 50: Sensitivitetsanalyse av NOA og kjernedriftsinntektene 2015e, beløp i 1000 USD, aksjepris i NOK .....	121
Tabell 51: Sensitivitetsanalyse av avkastningskrav og skattesats, beløp i NOK .....	123
Tabell 52: Price-to-book value gjennomsnitt .....	125
Tabell 53: Price-to-sales gjennomsnitt .....	127
Tabell 54: Price-to-cash flow gjennomsnitt .....	128

# Kapittel 1: Innledning

---

Oljeindustrien er et volatilt marked preget av turbulens og svingninger. Dette reflekteres i den økte sysselsettingen fra 2007-2013 med hele 34 %. Dog har trenden snudd betraktelig det siste året grunnet fallet i oljeprisen. I januar 2015 rapporterte DNB Markets at om lag 8000 jobbkutt er kunngjort siden 2013 (Dagens Næringsliv, 2015). Spenningen i markedet har vekket en interesse, og et ønske om å utvikle våre kunnskaper og få en dypere forståelse av oljebransjen. Hvordan er fremtidsutsiktene for oljebransjen? Hvilke faktorer spiller inn på dette komplekse markedet? Disse spørsmålene trigget vår interesse og nysgjerrighet, som motiverte oss til å velge en verdsettelsesoppgave om et petroleumsselskap.

Formålet med oppgaven er å foreta en verdivurdering av Northern Offshore, Ltd., basert på regnskapsdata fra 2010 til 2014. Dette gjøres ved bruk av verdsettelsesmetoder hvilket anses som relevante for vurdering av selskapet. Northern Offshore, Ltd. ble notert på Oslo Børs 03.09.07 (Oslo Børs, s.a.-a). Ved at selskapet er børsnotert følger at egenkapitalverdi på selskapet endres på grunnlag av hva investorer er villige til å selge og kjøpe for. Den estimerte verdien på Northern Offshore, Ltd. blir sett opp mot aksjepris på Oslo Børs per 31.12.14. Oppgavens problemstilling lyder som følger:

*«Hva er verdien på egenkapitalen til Northern Offshore Ltd. per 31.12.14?»*

Begrensninger ved oppgaven er at den er skrevet fra et investorperspektiv og tar utgangspunkt i offentlig tilgjengelig informasjon per januar 2015. I tillegg er oljebransjen et stort og komplekst marked, og med dette avgrenses utredningen til å kun omfatte Contract Drilling markedet. Viktig å bemerke er også at analysen baseres på tall i amerikanske dollar. Ved sammenligning av aksjepris oppgitt på Oslo Børs benyttes valutakursen per 31.12.14. Verdsettelsen er avhengig av endringer i valutakurs, men for å forenkle prosessen tas det utgangspunkt i kurs på overnevnte dato.

# Kapittel 2: Presentasjon av selskapet

---

Før oppgaven tar sikte på å legge til grunn relevant teori for verdsettelsen er det ønskelig å presentere Northern Offshore Ltd. I følgende kapittel blir dermed selskapet og markedet beskrevet. Dette gjøres da det er aktuelt å kjenne til selskapets virksomhet ved en verdivurdering (Penman, 2013). Videre i oppgaven blir relevant informasjon brukt i blant annet strategisk analyse og regnskapsanalyse.

## 2.1 Selskapsprofil, målsetting og verdier

Northern Offshore, Ltd. er et holdingselskap registrert i Bermuda, som ble etablert i juli 2000. Et Ltd. tilsvarer et norsk aksjeselskap. Dette er en forkortelse for *limited*, i betydning av at aksjonærer kun holdes ansvarlig for investert kapital i selskapet (Store norske leksikon, 2014). Administrasjon og ledelse utøves og opprettholdes fra deres avdeling i Houston, Texas. Selskapet ble omorganisert i juni 2005 da et nytt styre ble valgt. Først i september 2007 ble Northern Offshore, Ltd. listet på Oslo Børs, og det har siden blitt kjøpt og solgt under handelssymbolet NOF (Northern Offshore Ltd, 2014a).

Selskapet er tilbyder av *boreutstyr på kontrakt* og *driftsservice* for offshore olje- og gassoperatører. Northern Offshore, Ltd. og dets datterselskaper eier og drifter både bore- og produksjonsrigger. Disse presenteres og beskrives nærmere i delkapittel 2.3. (Northern Offshore Ltd, 2015a). Per 09.05.15 har selskapet kontrakt på to av fem rigger. Resterende rigger er på vei til opplag i Bahrain eller skipsverft i Rotterdam. Med dette har selskapet hovedsakelig operasjoner i Nordsjøen (Northern Offshore Ltd, 2015a).

Videre har Northern Offshore Ltd. som mål å skape vekst i selskapet, i tillegg til å møte og overgå kundenes og aksjonærenes forventninger (Northern Offshore Ltd, s.a.-b). Northern Offshore, Ltd. og dets datterselskaper er forpliktet til å tilby boreentreprenørtjenester med høy kvalitet til olje- og gassnæringen på verdensbasis. Disse tjenestene skal gjennomføres med fokus på sikkerhet, profesjonalitet og effektivitet i samsvar med gjeldende lover og forskrifter (Northern Offshore Ltd, 2014a).

Northern Offshore Ltd (2015a) kjerneverdier blir presentert i selskapets årsrapporter og er som følger:

- *Northern Offshore skal tilfredsstille kundenes behov gjennom et dedikert team, hvilket består av dyktige og kvalifiserte medarbeidere.*
- *Northern Offshore skal utføre sine forretningsaktiviteter på en kompetent og etisk forsvarlig måte.*
- *Northern Offshore skal opprettholde olje- og gassindustriens aksepterte skikker og standarder, og aktivt overvåke endringer i industrien for å forbedre kvaliteten på sin virksomhet.*
- *Northern Offshore skal respektere kulturen og beskytte miljøet i hvert land det drives virksomhet i.*
- *Northern Offshore skal utføre alle aktiviteter i samsvar med sin kvalitet, helse, miljø, sikkerhet og miljøpolicyer.*

(Northern Offshore Ltd, 2014a, s. 4 [Oversatt])

## 2.2 Konsernstruktur og virksomhet

Northern Offshore, Ltd. har fokus rettet mot to forretningsområder; *boring* og *produksjon* (Northern Offshore, Ltd., s.a.(b)). Med Northern Offshore, Ltd. som moderselskap er det også opprettet flere datterselskaper som fordeler seg utover disse to hovedområdene. Northern Offshore, Ltd. og dets datterselskaper omtales videre som Northern Offshore. I det følgende vises en oversikt over datterselskaper med tilhørende adresse og eierandeler per 31.12.13.

Tabell 1: Eierskap i bestemte datterselskaper i prosent (Northern Offshore Ltd, 2015a)

<u>Investment in subsidiaries</u>	<u>Registered address</u>	<u>Share ownership</u>
Energy Endeavour Ltd.	Road Town, British Virgin Islands	100 %
Energy Enhancer Ltd.	Road Town, British Virgin Islands	100 %
Northern Offshore Enterprise Ltd.	Road Town, British Virgin Islands	100 %
Northern Offshore Energy Ltd.	Road Town, British Virgin Islands	100 %
Northern Offshore Leasing Limited	Labuan, Malaysia	100 %
Qualinar Shipping Company Limited	Nicosia, Cyprus	100 %
Jet Drilling (S) Pte. Ltd.	Singapore	100 %
Northern Offshore B.V.I. Ltd.	Road Town, British Virgin Islands	100 %
Northern Offshore Drilling Pte. Ltd.	Singapore	100 %
Northern Offshore U.K. Ltd.	London, U.K.	100 %
Northern Offshore Services Sdn Bhd	Kuala Lumpur, Malaysia	100 %
Sea Production Limited	Road Town, British Virgin Islands	100 %
Northern Offshore Energy International Ltd.	Road Town, British Virgin Islands	100 %
Northern Offshore International Drilling Company Ltd.	Road Town, British Virgin Islands	100 %
Northern Offshore Drilling Services U.S. Inc.	Houston, U.S.A.	100 %
Jet Shipping Limited	Kingstown, St. Vincent and the Grenadines	100 %
Northern Offshore Drilling Operations Ltd.	Road Town, British Virgin Islands	100 %

Innenfor forretningsområdene, *boring* og *produksjon*, har selskapet flere boreenheter samt en produksjonsenhet. Samtlige enheter i Northern Offshores flåte drives og eies av selskapet. Videre blir hver enkelt beskrevet (Rigzone, s.a.-a).

### 2.2.1 Boreenheter

Boreenheter av ulik art har forskjellig karaktersikta, inntjeningspotensial og etterspørsel. Blant hovedkategoriene av borerigger finnes *barge*, *jackup*, *semisubmersible* og *drillship* (Kaiser & Snyder, 2013). Northern Offshore har fire jackups, en semisubmersible og et drillship (Northern Offshore Ltd, 2015a).

### Jackups

Jackups er en av de vanligste riggtypene i verden. Riggeren er konstruert slik at den plasseres på oppjekkbare bein ved ankomsten lokasjon. Jackups kan dermed kun operere på havdybder



hvilket er lavere enn lengden på beina, vanligvis spenner dette mellom 25-150 meter (Kaiser & Snyder, 2013).

### *Energy Endeavour*

Energy Endeavour ble bygd i 1982, og er en av riggene i flåten som er bygd for noe røffere omgivelser (Northern Offshore Ltd, s.a.-c). Dette tilsier at Energy Endeavour er designet slik at den kan operere på helårsbasis i sørlige deler av Nordsjøen samt sesongvis i Sentral-Nordsjøen (Northern Offshore Ltd, s.a.-d). For øyeblikket er den å finne i Nordsjøen, Nederland, i kontrakt med operatøren Wintershall. Kontrakten er planlagt avsluttet mai 2015 (Northern Offshore Ltd, 2014b). Ifølge en pressemelding publisert 30.07.14 ble det inngått en 2½-års kontrakt med oljeselskapet Rosneft. Dog ble det klart i mai 2015 at Rosneft ikke ønsket å gå videre med kontrakten (Offshore Energy Today, 2015).

### *Energy Enhancer*

Energy Enhancer ble også bygd i 1982 for noe røffere omgivelser (Northern Offshore Ltd, s.a). I tillegg er også denne riggen designet for helårsbasis i sørlige deler av Nordsjøen, og sesongvis i Sentral-Nordsjøen (Northern Offshore Ltd, s.a.-d). Riggen har en 1-års kontrakt som går fra juli 2014 - juli 2015 med operatør Maersk Oil. Riggen operer i Nordsjøen, Danmark (Northern Offshore Ltd, 2014b).

### *Energy Encounter & Energy Engager*

I en pressemelding 04.10.14 kunngjorde Northern Offshore at kontrakt var signert på konstruksjon av to jackups i Dalian, Kina (Northern Offshore Ltd, 2014b). Northern Offshore har utsatt leveransen av riggene med ni måneder, og de er med dette forventet ferdigstilt 4. kvartal 2016 og 2. kvartal 2017 (Northern Offshore Ltd, 2015d). Energy Encounter og Engager, med deres styrkede design, vil tilføre selskapet og boreindustrien et allsidig og kostnadseffektivt verktøy innenfor prosesser som leting, produksjonsboring og vedlikehold (Northern Offshore Ltd, s.a.-d).

### *Semisubmersible*

Semisubmersible er en halvt-nedsenkbar rigg med et operativt dekk godt over havoverflaten. Riggen flyter, men senkes noe ned. For å holde seg på plass brukes anker, kontrollkabler og eventuelt motorsystemer. Ettersom semisubmersibles ikke er avhengige av kontakt med havbunnen kan de operere på noe dypere farvann, opptil 3000 meter (Kaiser & Snyder, 2013).

### *Energy Driller*

Energy Driller ble bygd i 1977, men har gjennomgått en rekke oppgraderinger i ettertid (Northern Offshore Ltd, s.a.-d). Rigger opererte på kontrakt i India, Sør-Asia, med ONGC (NOC) som operatør. Kontrakten avsluttet 18.04.15 og er på vei til stacking-lokasjon (Northern Offshore Ltd, 2015b, 2015c; Rigzone, s.a.-c).

### **Drillship**

Drillship er et fartøy som er fullstendig uavhengig og holdes på plass med dynamiske posisjoneringssystemer. I tillegg kan denne type rigg operere i mer varierte omgivelser, men den er mest brukt på dypvann opptil om lag 3650 meter.

### *Energy Searcher*

Energy Searcher er selskapets boreskip av typen *conventionally moored* og ble bygd i 1977 (Northern Offshore Ltd, s.a.-d). Status er *ready stacked* og med dette menes at skipet står uten kontrakt, men mesteparten av bemanningen beholdes. Fartøyet står dermed klart dersom en operatør skulle sende forespørsel om deres tjenester (Rigzone, s.a.-b, s.a.-d). Energy Searcher er på vei til stacking-lokasjon etter opphør av kontrakt med Oceanic i januar 2015 (Northern Offshore Ltd, 2014b, 2015b, 2015e).

## **2.2.2 Produksjonsenheter**

### **Floating Production Unit**

#### *Northern Producer*

Northern Producer er en *semisubmersible plattform*, også omtalt som FPF (Floating Production Facility). Semien ble først bygd som en borerigg i 1977, men ble senere omformet til et produksjonsanlegg (Northern Offshore Ltd, s.a.-d). EnQuest er selskapets klient og anlegget er lokalisert mellom vest og sør-vest Don Fields i Nordsjøen (EnQuest, 2014).

## 2.3 Ledelse og humankapital

Ved utgangen av 2014 besto Northern Offshore av om lag 450 ansatte og tilsammen utgjorde personellet 1,4 millioner arbeidstimer i løpet av dette året (Northern Offshore Ltd, 2015a). Northern Offshore består av en seniorledelse på tre personer og et styre på fem medlemmer (Northern Offshore Ltd, 2015a).

### *Toppledelsen*

Tabell 2: Toppledelsen (Northern Offshore Ltd, 2015a, s. 20)

Navn	Stillingstittel
<b>Gary W. Casswell</b>	President & CEO
<b>Paul Ravesies</b>	Sr. VP Marketing & Business Development
<b>Gary Bauer</b>	Sr. VP Operations

### *Styret*

Tabell 3: Styret (Northern Offshore Ltd, 2015a, s. 20)

Navn	Tittel
<b>Scott O'Keefe</b>	Styreleder
<b>Mark H. Rosenberg</b>	Styremedlem
<b>James LaChance</b>	Styremedlem
<b>Cecilie Fredriksen</b>	Styremedlem
<b>Harald Thorstein</b>	Styremedlem

Seniorledelsen i Northern Offshore gikk gjennom ulike utskiftninger i perioden 2009 til 2011. En av de viktigste hendelsene var da selskapets tidligere President og CEO seg fra stillingen i slutten av 2009. Deretter tiltrådte Gary W. Casswell stillingen i juli 2010 (Northern Offshore Ltd, 2010a, 2010b, 2010c, 2011b).

Casswell har over 30 års erfaring innen oljeindustrien, og har hatt ulike stillinger innen drift, markedsføring og forretningsutvikling. I sin siste stilling var han VP of Operations, på den østlige halvkule i Pride International. Ravesies og Bauer har også over 30 års erfaring innen oljebransjen, da spesielt innen boring (Bloomberg Businessweek, s.a.; Northern Offshore Ltd, 2014a, s.a.-a). Med bakgrunn i dette kan det vises til høy kompetanse og kunnskap innen olje og gass blant toppledelsen.

## 2.4 Organisering og aksjonæroversikt

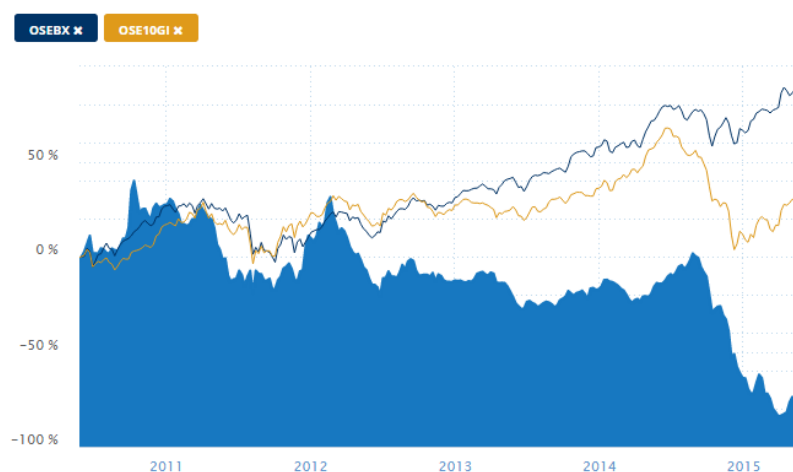
Northern Offshore er som beskrevet tidligere organisert som et limited selskap (jfr. delkapittel 2.1). Selskapets aksjer har vært tilgjengelige for handel siden notering i 2007 (Oslo Børs, s.a.-a). Ifølge årsrapporten for 2013 er selskapets aksjer fritt omsettelige. Enhver transaksjon av selskapets aksjer blir utført via Oslo Børs, eller med bakgrunn i dets kursen dersom transaksjoner blir utført på annen måte. Dette med ønske om å sikre lik behandling av samtlige aksjonærer (Northern Offshore Ltd, 2014a).

Totalt er det 164 469 622 utstedte aksjer per 31.12.14, hvilket inkluderer Northern Offshores egen beholdning av aksjer, og eventuelt aksjer notert på andre markedsplasser (Northern Offshore Ltd, 2015a). Aksjeprisen ved utgangen av 2014 var NOK 4,12 (Oslo Børs, s.a-a).

Tabell 4: Aksjonæroversikt med tilhørende eierandel (Northern Offshore Ltd, 2014a, s. 53)

Aksjonærer	Eierandel
<b>Geveran Trading Co Ltd.</b>	32 %
<b>MHR Fund Management LLC</b>	29 %
<b>Andre (totalt)<sup>1</sup></b>	39 %

Sammenligning av selskapets utvikling og hovedindeksen (OSEBX) presenteres under, i tillegg til utviklingen i indeksen for energi (OSE10GI) (Oslo Børs, s.a-a). Slik det fremstår av figuren har aksjeprisen falt med om lag 70 % siden 2011.



Figur 1: Northern Offshores aksjeutvikling mot OSEBX og OSE10GI indeksene

<sup>1</sup> Hver enkelt aksjonær overstiger ikke 5 % eierandel.

## 2.5 Risikofaktorer

I årsrapporten for 2014 la Northern Offshore Ltd (2015a) frem ulike risikofaktorer selskapet står ovenfor. De beskriver tre hovedtyper risiko: *finansiell*, *operasjonell* og *kommersiell*.

### 2.5.1 Finansiell risiko

Under finansiell risiko listes renteendringer, valutarisiko, verdisvingninger på flåten og eksisterende finansieringsrisiko. Det rettes fokus på verdisvingninger på flåten, da riggmarkedet er inne i en meget tøff periode. Selskapet er også utsatt for valutarisiko, ettersom de operer i ulike deler av verden, blant annet Norge, Danmark, India, UK og Singapore (Northern Offshore Ltd, 2015a). Elementer i den finansielle risikoen gjennomgås i kapittel 4.

### 2.5.2 Operasjonell risiko

Bank for International Settlements (2004, s. 137) definerer operasjonell risiko som: «*The risk of loss resulting from inadequate or failed internal processes, people and systems or from external events*». Av operasjonell risiko ser selskapet på fartøyoperasjoner, prosjektrisiko, ledelse og personell, forsikring samt lover og forskrifter (Northern Offshore Ltd, 2015a). I kapittel 4 vurderes noen av disse, da dette er faktorer som kan opptre faretruende for selskapet.

### 2.5.3 Kommersiell risiko

Nordea referer til kommersiell risiko som «*potential losses arising from the trading partners or the market*» (Nordea, s.a.). I årsrapporten 2014 har selskapet satt opp følgende underpunkter: kontraktrisiko, markedsrisiko, politisk risiko, skatterisiko, olje- og gasspriser samt kundenes kredittrisiko (Northern Offshore Ltd, 2015a). Med det ser man at Contract Drilling markedet påvirkes av en rekke faktorer. De mest aktuelle risikofaktorene vurderes videre i den eksterne analysen i kapittel 4.

## 2.6 Markedet

Olje- og gassnæringen består av flere forskjellige markeder og ulike inndelinger. Med dette fremstår næringen som særdeles kompleks. Det som omtales som *Offshore riggmarkedet* er en viktig del av næringen, og er markedet Northern Offshore hovedsakelig opererer i. Dette markedet kan deles inn i fem; *Contract Drilling Market*, *Newbuild Market*, *Upgrade Market*, *Secondhand Market* og *Scrap Market* (Kaiser & Snyder, 2013). Northern Offshore opptre i Contract Drilling markedet og dette delmarkedet er dermed i fokus videre i avhandlingen.

I Contract Drilling markedet leier leverandører ut rigger, hvilket de både eier og drifter, til olje- og gasselskaper ved at det betales dagrater til leverandørene. Med dagrater menes en pris selskapene betaler daglig som leie for rigg med mannskap. Andre kostnader relatert til boring og ferdigstillelse av brønn kommer i tillegg (Kaiser & Snyder, 2013). Viktige faktorer i markedet er *utnyttelse*, *størrelse på flåten* samt *dagrater*, og disse er utgangspunkt for fremstilling av utviklingen i markedet i kapittel 4.

Utnyttelse er et mål på hvor stor andel av rigger som er i aktivitet et bestemt område til et bestemt tidspunkt. Etersom selskapene kan tilføre flere rigger i et område som følge av nybygging og bytte av lokasjon, er kapasiteten ikke en fast ressurs. Grunnet lang levetid på rigger kan det oppstå overkapasitet som kan føre til nedsatt utnyttelse i tilfeller der etterspørsel går ned. I perioder med høy grad av utnyttelse øker dagratene, og dette signaliserer at ekstra kapasitet i markedet kan bli benyttet.

I tillegg til å øke med utnyttelsesgrad, beveger dagratene seg i takt med tilbud og etterspørsel. Hovedsakelig øker dagratene når etterspørsel etter rigger går opp. Det som i størst grad driver etterspørsel for boring er mønstre for olje- og gasselskapers pengebruk, og dette har gjerne grobunn i blant annet faktorer som operators forventninger om priser på olje og gass i fremtiden, areal tilgjengelighet, med mer. Viktig å presisere er at dagrater er en god indikator på forhold i markedet, og det viser seg at hele offshore service-industrien påvirkes i høy grad av nettopp de samme faktorene.

Størrelse på flåten bestemmes av hvor mange rigger som eksisterer i en bestemt klassifikasjon, og indikerer totalkapasitet i boremarkedet på et bestemt tidspunkt ved registrering regionalt (Kaiser & Snyder, 2013). Markedet består av både store og små aktører,

der et mindretall av de store aktørene sammen dominerer. I 2012 var Transeocean, Diamond Offshore, Ensco og Seadrill blant de dominerende i toppen, i et marked med om lag 100 kontraktører. Verdensflåten i 2011 bestod av totalt 868 rigger og hele 36 % av flåten var eid av kun topp-fire selskapene (Kaiser & Snyder, 2013). Ifølge Kaiser og Snyder (2013) er totalflåten i vekst, og over tid har utviklingen gått i retning av større og mer sofistikerte rigger bestående av både eldre og nyere teknologi. Dette med bakgrunn i operatørers større aktivitet på dypere hav samt omgivelser av mer utfordrende grad (Kaiser & Snyder, 2013).

## 2.7 Sammenlignbare selskaper

Markedet Northern Offshore opererer i består av en rekke store, middels og små aktører som sammen skaper stor aktivitet og samspill. I en verdsettelsesprosess er det nyttig å se Northern Offshore i sammenheng med andre selskaper som er representative for markedet. Med dette er det ønskelig å presentere tre selskaper. Disse velges med bakgrunn i størrelse, bransje, virksomhetsområde og -omfang samt struktur.

Songa Offshore SE, North Atlantic Drilling Ltd. og Vantage Drilling Co. anses som gode sammenlignbare selskaper. Bedriftene er noe større målt i markedsverdi, men har noenlunde lik struktur som Northern Offshore. I tillegg driver samtlige selskap med midwater drilling og deepwater drilling. Dermed betraktes selskapene som de mest representative på Contract Drilling markedet. Selskapene er notert på Oslo Børs (OSE) og New York Stock Exchange, henholdsvis NYSE MKT LLT og NYSE (New York Stock Exchange, s.a.-a, s.a.-b; Oslo Børs, s.a.-c).

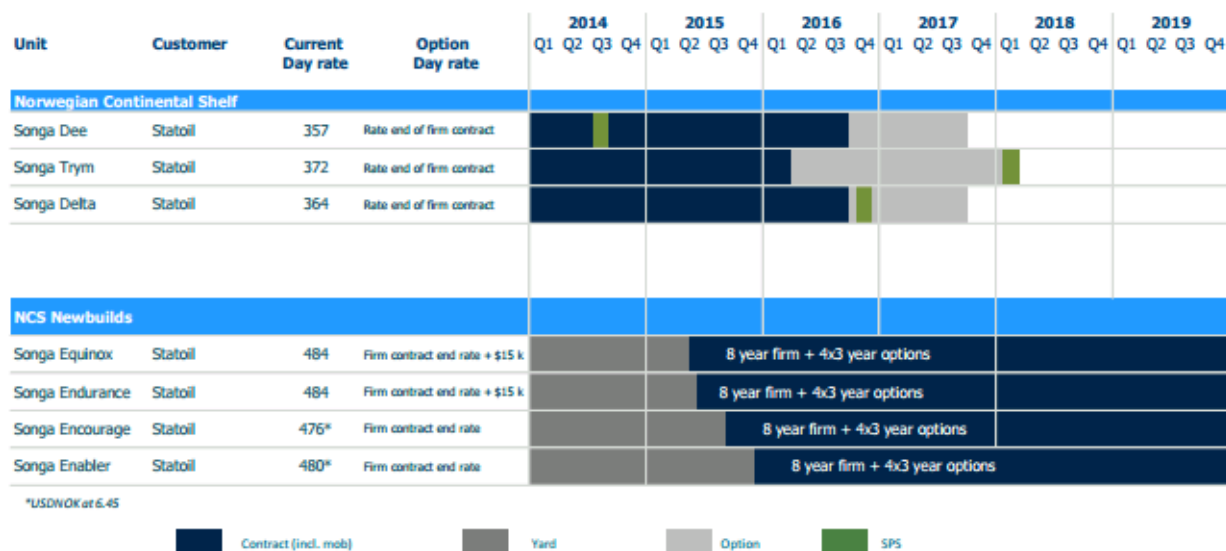
Videre i delkapittelet presenteres selskapene kort. Senere i avhandlingen foretas relevante beregninger på grunnlag av de nevnte selskapers årsrapporter.

### 2.7.1 Songa Offshore SE

Selskapet Songa Offshore SE er en midwater riggoperatør som operer internasjonalt. Størstedelen av selskapets aktivitet foregår i det noe røffere miljøet som Nord-Atlanterhavsbassenget har å by på (Songa Offshore SE, s.a.-a). Songa Offshore ble etablert i januar 2005 og har vært notert på Oslo Børs siden 26.01.06 (Songa Offshore SE, s.a.-b). I likhet med Northern Offshore består selskapet av en rekke datterselskaper, dog holder ledelsen til i Kypros. Deres flåte består av tre semisubmersibles som Songa Offshore selv eier og driver. Flåten er i vekst og forventes å øke med fire rigger i 2015 som er under konstruksjon (Oslo Børs, s.a.-c).

Figur vist på neste side gir en oversikt over kontrakter per 30.09.14 samt noen år frem i tid. Diagrammet viser klart potensiale for vekst, og flere år med gode inntjeningsmuligheter.





Figur 2: Kontrakter på rigger per 30.09.14 (Songa Offshore SE, 2014b, s. 5)

Ifølge selskapets 3. kvartalsrapport kan det per 30.09.14 vises det til en backlog på fast kontraktert inntekt pålydende \$6,3 milliarder, med mulighet for en ytterligere verdi av \$8,4 milliarder (Songa Offshore SE, 2014b). Selskapet bestod ved utgangen av år 2013 av 783 ansatte og ledes av CEO Bjørnar Iversen (Songa Offshore SE, 2014a, 2014b).

## 2.7.2 North Atlantic Drilling Ltd.

North Atlantic Drilling er en boreoperatør som hovedsakelig operer i det røffe Nord-Atlanterhavsbassenget. Selskapet ble opprettet i 2011 som et limited selskap lokalisert i Bermuda. Om lag 70 % av aksjene eies av morselskapet Seadrill Limited, hvilket er et av markedets største aktører (jfr. delkapittel 2.6). North Atlantic Drilling har også en rekke heleide datterselskaper. Selskapet ble listet på NYSE i januar 2014 (North Atlantic Drilling Ltd, 2015).

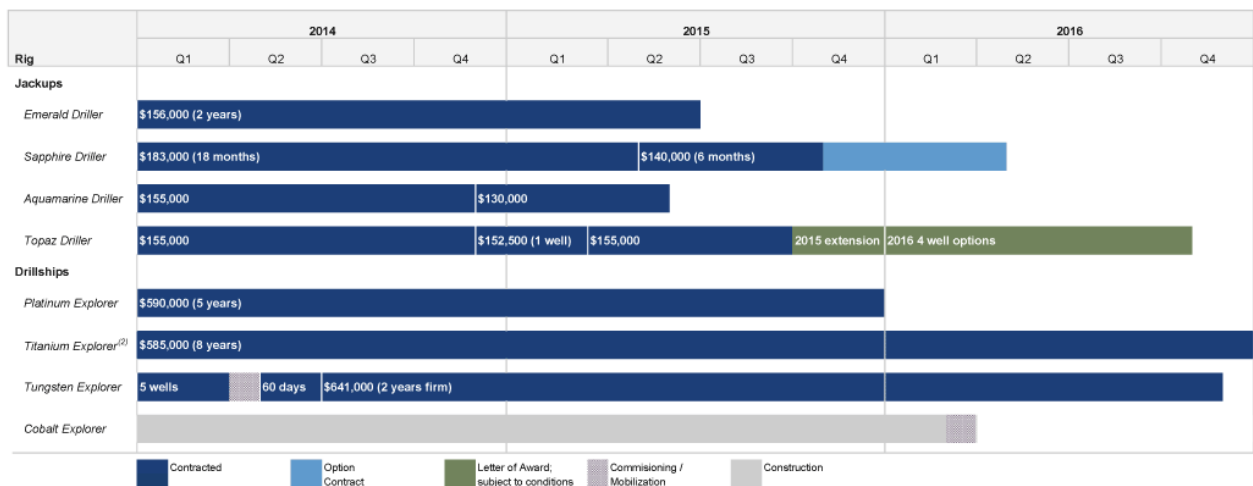
North Atlantic Drillings flåte består per 31.12.14 av tre jackups, fire semisubmersibles og et drillship. Selskapet har også en semisubmersible under konstruksjon og to jackups på bestilling (North Atlantic Drilling Ltd, 2015). Riggene har kontrakt og borer på norsk, russisk og britisk sokkel (North Atlantic Drilling Ltd, 2014). Dog utgår to av kontraktene i løpet av året 2015. Flåten består av relativt nye rigger fra 2000-tallet, i tillegg til to rigger fra 1980- og 1990-tallet (North Atlantic Drilling Ltd, 2015). Totalt har selskapet, med datterselskaper, 1405 ansatte og ledes av administrerende direktør Alf Ragnar Lovdal (North Atlantic Drilling Ltd, 2015).

### 2.7.3 Vantage Drilling Co

Vantage Drilling Company ble opprettet i 2007 på Caymen Island. Selskapet er en verdensdekkende boreoperatør med en relativt ny flåte. Selskapet er listet på NYSE MKT LLC, tidligere kjent som American Stock Exchange. Dette selskapet har en lik konsernstruktur som de øvrige selskapene med en rekke heleide datterselskaper (Vantage Drilling Company, 2015a).

Vantage Drilling består per mai 2015 av fire jackups og tre drillship. I starten av 2016 forventes det levering av et nytt drillship. Slik figuren nedenfor viser hadde selskapet kontrakter på samtlige rigger i 2014. Videre ventes det at to av kontraktene avsluttes før utgangen av 2. kvartal 2015. Dette kan indikere en noe stabil fremtid for selskapet.

#### VANTAGE DRILLING COMPANY



#### Notes:

(1) Average drilling revenue per day is based on the total estimated revenue divided by the minimum number of days committed in a contract. Unless otherwise noted, the total estimated revenue includes mobilization and demobilization fees and other contractual revenues associated with the drilling services.

(2) The average drilling revenue per day for the Titanium Explorer includes the achievement of the 12.5% bonus opportunity.

Figur 3: Vantage Drilling Company flåtestatus (Vantage Drilling Company, 2015b)

I motsetning til de øvrige selskapene operer Vantage hovedsakelig i Sørøst Asia og Vest-Afrika, i tillegg til Mexicogolfen og India. Selskapet ledes av Paul A. Bragg og består av 1295 ansatte (Vantage Drilling Company, 2015a).

# Kapittel 3: Verdsettelsesteori

---

Ved en verdivurdering av et selskap er hensikten å beregne en antatt omsetningsverdi, hvilket teoretisk sett estimeres ved å finne nåverdien av fremtidig kontantstrøm ved bruk av ulike modeller (Sørensen, 1998). I det følgende kapittel blir tradisjonelle modeller for verdivurdering presentert. Deretter foretas det et valg blant modellene som vil benyttes for å estimere verdien av Northern Offshore. Valget tas delvis med utgangspunkt i modellenes virkemåter, fordeler og ulemper. I tillegg er det flere faktorer knyttet til både selskapet og analytikeren som bør tas i betraktning før det endelige valg av metode tas (Damodaran, 2002). Hensikten med kapittelet er å få en oversikt over mulig tilnærminger for verdivurdering, og se disse opp mot hverandre for å være sikker på at rett modell tas i bruk. Hver enkelt tilnærming kan være den mest passende i ulike situasjoner. For suksessfull verdivurdering er det svært avgjørende å vite hvilke tilnærming som er den rette i et bestemt tilfelle (Damodaran, 2012b).

## 3.1 Verdsettelsesmetoder

Det eksisterer ifølge faglitteraturen et bredt spekter av verdsettelsesmodeller med ulik grad av kompleksitet. De tar gjerne utgangspunkt i svært forskjellige forutsetninger, men på bakgrunn av fellestrekk kan modellene deles inn i hovedkategorier. Videre i oppgaven presenteres hovedkategoriene som går igjen i litteraturen; *fundamental*, *relativ*, *opsjonsbasert* og *eiendelsbasert verdsettelse* (Damodaran, 2002; Penman, 2013).

### 3.1.1 Fundamental analyse

Penman (2013, s. 23) definerer fundamental analyse som: «... *a set of methods for determining the value of an investment*» Hovedforskjellen mellom denne analysen og de resterende er at fundamental analyse innebærer prognostisering av avkastning. Dette er en svært viktig del ved verdivurdering av selskaper, ettersom verdien på et selskap er avhengig av fremtidig avkastning. Innen fundamental analyse finnes en rekke verdsettelsesmodeller. Penman (2013) nevner blant annet:

- Dividendmodellen (Dividend Discount Model)
- Kontantstrømmetoden (Discounted Cash Flow Model)
- Superprofittmodellen (Residual Earnings Model)
- Superprofitt-fra-drift modellen (Residual Operating Income Model)

- Superprofitt vekstmodellen (Abnormal Earnings Growth Model)
- Superprofitt-fra-drift vekstmodellen (Abnormal Operating Income Growth Model)

Alle modellene gir i teorien lik verdi per aksje, men bruker ulike metoder for å komme frem til svaret. Ettersom oppgaven har interesse av å verdsette *egenkapitalen i et selskap* er det mest relevant å ta i bruk kontantstrømmetoden eller superprofitt-fra-drift modellen. Disse modellene vurderer verdi av egenkapitalen ved å se på selskapsverdien med fratrukk av gjeld (Penman, 2013).

### **Kontantstrømmetoden**

*Kontantstrømmetoden* baseres på nåverdi-regelen. Regelen sier at verdien av en eiendel tilsvarer nåverdien av den forventede fremtidige kontantstrømmen den generer (Damodaran, 2002). Ifølge Penman (2013) innebærer modellen prognostisering og neddiskontering av selskapets frie kontantstrøm samt kalkulering og neddiskontering av *terminalverdien* med en estimert vekstrate. Deretter trekkes verdien av gjeld fra.

### **Fordeler**

Modellen krever prognostisering og neddiskontering av selskapets frie kontantstrøm. Dette er en fordel da den ser frem i tid, hvilket er mest interessant for en investor. Utover dette bruker modellen et kjent økonomisk uttrykk, *kontantstrøm*, som er uavhengig av regnskapsregler (Penman, 2013).

### **Ulemper**

Fundamental kjennskap til bransjen er svært tidkrevende. Verdsettelsen kan også bli misvisende om man bruker metoden på kort sikt, ettersom selskapet kan holde tilbake investeringer for å skape høyere kontantstrømmer i en periode. En annen bakside med modellen er at kontantstrøm ikke fanger opp tilført verdi i selskapet. I tillegg er terminalverdien en vesentlig del av modellen og kan være vanskelig å estimere (Gjesdal, 2012; Penman, 2013).

### **Superprofitt-fra-drift modellen**

Den andre modellen som kan være aktuell å bruke i verdsettelsen av Northern Offshore er *superprofitt-fra-drift* metoden. Denne metoden er en videreføring av *superprofittmodellen*, hvilket tar utgangspunkt i bokført verdi av egenkapital, legger til nåverdi av superprofitt i den eksplisitte perioden og terminalverdi av superprofitt (Gjesdal, 2012). Ifølge Penman (2013)

tar superprofitt-fra-drift modellen utgangspunkt i samme faktorer, dog beregnes nåverdi og terminalverdi av superprofitt **fra drift**.

### *Fordeler*

Metoden har klare fordeler da den fokuserer på verdidriverne for selskapet; vekst og lønnsomhet. Dette er ikke mulig ved bruk av kontantstrømmetoden. Superprofitt-fra-drift modellen avdekker dermed om det er verdiskaping eller innskudd av kapital som har ført til vekst. Med andre ord viser modellen at vekst ikke er gratis (Kaldestad & Møller, 2011).

### *Ulemper*

Modellen bruker regnskapsmessige størrelser, men verdt å merke er at totalverdien ikke påvirkes av regnskapsføringen. Imidlertid kan konservativ regnskapsføring føre til ulikheter i bokført verdi og superprofitt. Med andre ord kan superprofitten overvurderes hvor konservativ regnskapsføring blir benyttet. Modellen er i tillegg mer kompleks enn kontantstrømmetoden (Penman, 2013).

## Prosesen i fundamental analyse

Penman (2013) introduserer en fem-steps prosess av fundamental analyse. De fire første stegene fører investoren gjennom verdsettelsesprosessen, mens det siste steget er handlingsstrategien når verdien av selskapet er kjent.

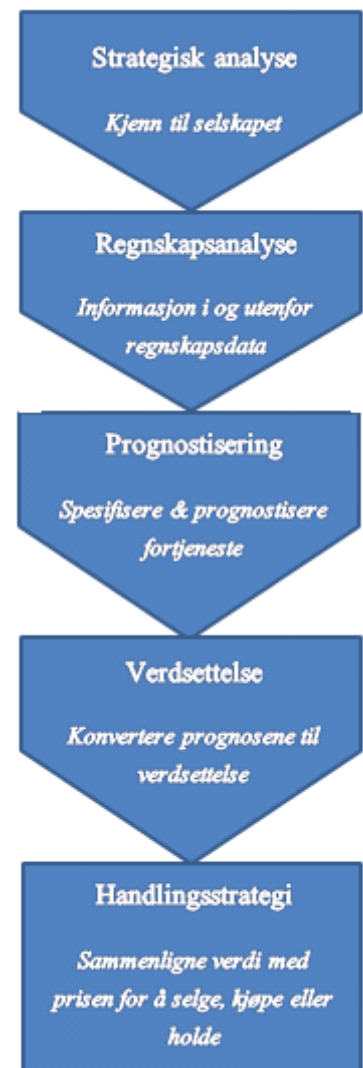
Strategisk analyse innebærer å kjenne til selskapet, det vil si produktene og ledelsen, dets kunnskapsgrunnlag samt konkurransen og restriksjoner det er utsatt for. Dette er en svært viktig del av verdsettelsen, da selskapets strategi har stor innvirkning på verdiskapingen (Penman, 2013).

Regnskapsanalysen tar for seg regnskapsmessige tall fra finansregnskapet. De harde fakta suppleres med annen relevant informasjon, blant annet teknologifremskritt, ledelsens kvalitet og kundenes smak. Regnskapsanalysen skal klargjøre den relevante informasjonen for prognostisering (Penman, 2013).

Prognostiseringen består av spesifisering av hvordan avkastning er målt, for deretter å prognostisere denne. Avkastningen kan måles i blant annet kontantstrømmer, profitt, bokførte verdier og utbytte (Penman, 2013).

Det fjerde steget innebærer å omgjøre prognosene til en verdivurdering. Dette gjøres ved å samle informasjonen fra prognosene og diskontere dette til nåverdi med hensyn på risiko. Dermed ender man opp med ett tall som kan forklare verdien av selskapet på et gitt tidspunkt (Penman, 2013).

Til slutt sammenligner man den estimerte verdien med markedsverdien for selskapet. En markedsverdi høyere enn estimert verdi tilsier at den eksterne investoren bør selge. I tilfeller der markedsverdien er lavere enn estimert verdi, bør investoren kjøpe aksjer (Penman, 2013).



Figur 4: Prosess for fundamental analyse, basert på Penman (2013, s. 85)

### 3.1.2 Relativ verdsettelse

#### Metoden

Relativ verdsettelse er en enklere verdsettelsesmetode enn fundamental analyse. Modellen har en rekke ulike navn. Penman (2013) henviser til *Multiple Analysis*, mens Damodaran (2002) skriver om *Relative Valuation*. Videre beskriver Penman (2013) at metoden innebærer å estimere verdien av en eiendel ved å se på markedsverdien til tilsvarende eiendeler. Ved verdivurdering av et selskap vil man dermed sammenligne det med lignende selskaper i markedet. Sammenligningen kan baseres på følgende multiplikatorer:

- *Price-to-book (P/B)*
- *Price-earnings (P/E)*
- *Price-to-sales (P/S)*
- *Price-to-cash flow from operations (P/CFO)*

Den relative verdsettelsen kan gjennomføres i en tre-steps prosess:

1. Identifiser sammenlignbare selskaper med tilsvarende driftsoperasjoner.
2. Identifiser målene i selskapenes regnskapsdata (profitt, bokført verdi, salg med mer).
3. Bruk en median eller gjennomsnitt av multipliktorene og mål oppimot selskapets verdier.

Penman (2013, s. 76)

#### Fordeler

Ifølge Damodaran (2012b) egner relativ verdsettelse seg bedre til å gjenspeile markedets oppfatning av selskapets verdi, enn hva kontantstrømmetoden gjør. I tillegg krever denne typen verdsettelse mindre informasjon og tid.

#### Ulemper

Mindre informasjon og tid betyr også at verdsettelsen er noe svakere enn hva fundamental analyse er. Slik som Penman (2013) poengterer kjøper ikke investorer bokførte verdier, salg eller profitt, altså deler av verdien, de kjøper det hele. En utfordring kan også være å finne perfekte sammenlignbare bedrifter for verdivurderingen. Ifølge Damodaran (2002) kan også markedssituasjoner, for eksempel finansbobler, føre til ukorrekte multipler. Dette får konsekvenser for relativ verdsettelse da det påvirker selskapene i bransjen.

### 3.1.3 Opsjonsbasert verdsettelse

#### Metoden

Opsjonsbasert verdsettelse er også blant de velkjente metodene og omtales i faglitteraturen som *Contingent Claim Valuation*. Dersom kontantstrømmen er avhengig av om en hendelse inntreffer eller ikke, er det i noen tilfeller slik at verdien av en eiendel er høyere enn nåverdien av forventet kontantstrøm. Med bakgrunn i dette har det blitt gjort forsøk på å ta i bruk opsjonsprisindekser for verdsettelse, hvilket vanligvis benyttes for verdivurdering av omsatte opsjoner. Omkring disse modellene har det vært stor utvikling de siste ti årene (Damodaran, 2002). Opsjonsbasert verdsettelse benyttes dermed for verdivurdering av eiendeler hvilket innehar likens egenskaper som opsjoner. Verdien innhentes ved bruk av underliggende aktiva (Damodaran, 2012b). Opsjonsbasert verdsettelse kan for eksempel være et nyttig verktøy ved vurdering av en uutviklet oljereserve som verdsettes med utgangspunkt i fremtidige forventede oljepriser. Det faktum at selskapet kun vil utvikle oljereserven dersom oljeprisen går opp, blir hensyntatt i en opsjonsprisindeksmodell (Damodaran, 2002). Særlig to modeller bemerker seg innenfor opsjonsbasert verdsettelse og disse beskrives i det følgende.

#### *Black-Scholes opsjonsprisindeksen*

*Black-Scholes opsjonsprisindeksen* har grobunn i ideen om å danne en *replikerende portefølje* for en gitt eiendel, der porteføljen består av enheter med samme kontantstrøm og kostnader. Dette for å oppnå rasjonell prising som tar en forutsetning om et arbitrasjefritt marked. Verdi estimeres ved hjelp av et lite sett av innsatsfaktorer, der risikofri rente kan være en av dem. Grunnet modellens karakteristika er den best egnet dersom eiendelen avhenger av verdien på noe annet (Damodaran, 2002).

#### *Den binomiske opsjonsprisindeksen*

Opsjonsprisindeksen kjennetegnes ved at den gir innblikk i hvilke faktorer som bestemmer opsjonsverdien. Faktorene avgjør utfallet i de ulike hendelsene som inntreffer i løpet av opsjonstiden. Nåværende pris settes som utgangspunkt og de ulike utfallene samt deres sannsynlighet føres opp i et *binomisk tre*. For å finne nåverdi foretas en neddiskontering av utfallene, og denne prosessen foregår baklengs i det binomiske treet. Modellen er høyst relevant i tilfeller der eiendelen avhenger av at en hendelse inntreffer (Damodaran, 2002).



## **Fordeler**

Den opsjonsbaserte verdsettelsesmodellen gjør det mulig å verdsette eiendeler som vanligvis ikke lar seg verdsette. Kontantstrømmetoden kan i enkelte tilfeller bli utilstrekkelig, og opsjonsbaserte modeller kan være løsningen. I tillegg byr denne tilnærmingen på innsikt i faktorer som er med på å bestemme verdien (Damodaran, 2012b). Den kaster et mer virkelighetsnært blikk over verdien av eiendelen og selskapet, da både usikkerhet i forbindelse med kontantstrøm samt fleksibilitet tas med i vurderingen (Damodaran, 2002).

## **Ulemper**

Det faktum at tilnærmingen bygger på en forutsetning om at eiendelen som verdsettes har likens egenskaper som opsjoner, er en begrensning da det ikke kan benyttes på alle typer eiendeler (Damodaran, 2002). Tilnærmingen byr også på utfordringer i form av at innsatsfaktorer i modellen kan være svært vanskelige å innhente, spesielt i forbindelse med realopsjoner. Da verdien må hentes fra underliggende aktiva, er det også slik at verdi på eiendelen først må settes. Med dette er det en tilnærming som kommer i tillegg til en annen modell, og står ikke alene. Ved bruk av denne modellen er det også fare for å foreta dobbelttelling av eiendeler (Damodaran, 2012b).

### **3.1.4 Eiendelsbasert verdsettelse**

#### **Metoden**

Eiendelsbasert verdsettelse er en tilnærming der det hele tar utgangspunkt i selskapets balanse. Enhver eiendel verdsettes og man kommer frem til selskapsverdi ved å se på disse samlet. Verdsettelse gjøres ved at eiendeler fratrekkes gjeld, der verdien av egenkapitalen settes til differansen mellom dem. Det eksisterer ulike varianter innenfor eiendelsbasert verdsettelse og to av disse presenteres nedenfor (Damodaran, 2002).

#### ***Likvidasjonsverdi***

Denne metoden innebærer at man for hver enkelt eiendel eid av selskapet estimerer salgsverdi, og sammenlagt utgjør disse estimatene selskapsverdien (Damodaran, 2002).

#### ***Erstatningsverdi***

Substansverdimetoden foretar verdsettelse med utgangspunkt i erstatningsverdien. Hver eiendel gis en verdi i form av hvor mye det vil koste å erstatte den, og sammenlagt utgjør disse estimatene selskapsverdien (Damodaran, 2002).

## Fordeler

Eiendelsbasert verdsettelse er en tilnærming som er passende å ta i bruk i et modent selskap, der det forventes liten eller ingen vekst i fremtiden (Damodaran, 2002). Penman (2013) poengterer at modellen gjerne benyttes i tilfeller der breakup-verdien skal settes for et selskap.

## Ulemper

Denne type verdsettelsesmetode byr også på utfordringer og anses som vanskelig, og med dette kan verdivurderingsprosessen bli dyr (Penman, 2013). Den er mer kompleks enn det kan se ut til ved første øyekast. Balansen kan være i uoverensstemmelse med den faktiske eiendelen, eksempelvis der bokført verdi er lavere enn markedsverdi som følge av avskrivninger. Dette vil gi et uklart bilde av virkeligheten (The Business Management Institute of America, s.a.). Videre blir ikke verdien av forventet vekst i fremtiden tatt med i vurderingen. Det samme gjelder verdi på meravkastning som følger med veksten (Damodaran, 2002).

## 3.2 Valg av verdsettelsesmetode

En kort presentasjon av tilnærminger og undermodeller innen verdsettelse er foretatt, og blant et hav av modeller skal det foretas et valg. Fordeler og ulemper ved metodene er meget avgjørende for valget. I tillegg, som nevnt innledningsvis, er det flere faktorer knyttet til selskapet og analytikeren som er viktige å ta i betraktning før det endelige valget tas (Damodaran, 2002).

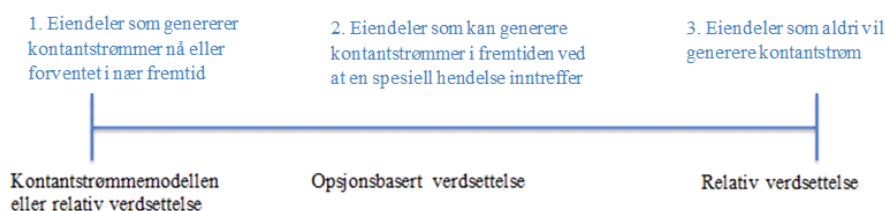
### 3.2.1 Faktorer knyttet til selskapet

#### Eiendelenes omsettelighet

Valg av modell vil avhenge av eiendelenes grad av delbarhet og omsettelighet. Likvidasjons- og erstatningsverdi modellene egner seg best i selskaper hvor det er høy grad av dette. I vekstselskaper, der eiendelene er vanskeligere å skille og det er lavere grad av omsettelig, benyttes andre verdsettelsesmodeller. Eksempler på dette er store merkevarer og kunnskapsbaserte bedrifter, med immaterielle eiendeler og såkalte *bundled goods* (Damodaran, 2002).

#### Evne til å generere kontantstrøm

Eiendelenes evne til å generere kontantstrøm er også avgjørende ved metodevalg, og kan deles inn i tre kategorier. Verdsettelsesmodellene varierer blant kategoriene, slik som vist nedenfor (Damodaran, 2002).



Figur 5: Kontantstrømmer og verdsettelsesmodeller, basert på Damodaran (2002, s. 948)

#### Unikhet

Unikhet er en variabel som også er viktig å ta med i vurderingen. Dersom selskapet er en av mange, med små forskjeller, egner relativ verdsettelse seg. Derimot om selskapet er unikt vil det være vanskelig å finne sammenlignbare bedrifter. I slike tilfeller gir opsjonsbasert

verdsettelse og kontantstrømmetoden (med det fundamental analyse) de beste estimatene. Desto mer unikt desto mer upålitelig blir relativ verdsettelse (Damodaran, 2002).

### **3.2.2 Faktorer knyttet til analytikeren**

#### **Tidshorisont**

Tidshorisonten for verdsettelsesprosessen er avgjørende for hvilke modell som er passende. Ifølge Damodaran (2002) skal man ta utgangspunkt i at selskapets levetid er evigvarende ved bruk av kontantstrømmetoden. Dette gjelder også for andre fundamentale verdsettelsesmetoder, hvilket muliggjør bruk av metodene ved lengre tidshorisonter. I andre enden av det ekstreme finnes likvidasjonsverdi der man antar at selskapets aktiviteter avsluttes umiddelbart. Mellom ytterpunktene befinner relativ og opsjonsbasert verdsettelse seg, og disse benyttes ved kortere tidshorisonter (Damodaran, 2002).

#### **Formål med verdsettelse**

Valg av metode varierer også med bakgrunn i verdsettelsens formål. Dersom verdsettelsen omfatter et marked der sammenligning er avgjørende, vil relativ verdsettelse være gunstig. I andre tilfeller der egenverdien av et selskap er interessant for verdivurderingen må fundamental analyse tas i bruk (Damodaran, 2002).

#### **Markedsoppfatning**

Hver enkelt metode bygger på ulike forutsetninger om hvordan markedet fungerer. Valg av verdsettelsesmodell avhenger dermed av investorens syn på markedet. Fundamental analyse bygger på en forutsetning om at et selskaps egenverdi og markedsverdien avviker fra hverandre på ulike tidspunkt, men rettes opp over tid. Ved opsjonsbasert verdsettelse menes man å få en fordel, da det antas at markedet ikke vurderer verdi av fleksibilitet i et selskap effektivt nok. Til slutt forutsettes det ved relativ verdsettelse at markedet er forholdsvis korrekt priset, tross for at enkeltelskaper kan være under- eller overpriset (Damodaran, 2002).

### **3.2.3 Valg av verdsettelsesmetode**

Northern Offshore har en stor andel delbare og omsettelige eiendeler, der riggene utgjør om lag 70 % av totale eiendeler. Dette indikerer bruk av eiendelsbasert verdsettelse. I Contract

Drilling markedet er det dessuten slik at eiendelenes evne til å generere kontantstrøm er stor, både nå og forventet i fremtiden (Northern Offshore Ltd, 2014a). I tillegg antyder nybyggingene av jackups fremtidig kontantstrøm. I slike dynamiske markeder med vekst vil eiendelsbasert og opsjonsbasert verdsettelse komme til kort (Simpson, 2010). Dermed anbefales fundamental analyse eller relativ verdsettelse, da disse tar hensyn til fremtidig profitt. Northern Offshore tilhører et homogent marked med god mulighet for sammenligning, igjen er relativ verdsettelse aktuell.

Northern Offshore forventes å ha videre drift og er et såkalt *going concern* (Northern Offshore Ltd, 2014a). Dermed har selskapet lang tidshorison og fundamental analyse egner seg bedre enn de andre metodene. Slik som beskrevet i delkapittel 3.1 er fundamental analyse den eneste analysen som tar hensyn til prognostisering av fremtidig verdi. Oppgavens formål er å foreta en verdivurdering av Northern Offshores egenverdi, hvilket resulterer i en handlingsstrategi. Dette skal utføres fra en utenforstående analytikers perspektiv. Når dette er målet med verdsettelsen uttrykker Damodaran (2002) at den best egnede metoden er kontantstrømmetoden. Denne modellen er også relevant når analytikeren har en markedsoppfatning av at selskapets egenverdi og markedsverdien avviker fra hverandre, men at det korrigeres over tid.

Med bakgrunn i faktorene og drøfting ovenfor faller det endelige valget på fundamental analyse. Det er viktig å kjenne de fundamentale forholdene i selskapet og bransjen, hvilket denne modellen har fokus på. Faktorene antyder også at dette er den mest egnede ved lange tidshorisoner og eventuell fremtidig vekst. Innenfor fundamental analyse står det så mellom superprofitt-fra-drift og kontantstrømmetoden. Gjesdal (2012) hevder at superprofittmetoden ikke har like mange svakheter som kontantstrømmetoden. Den sistnevnte metoden tar ikke for seg verdidriverne, lønnsomhet og vekst, i selskaper. Videre poengterer Kaldestad og Møller (2011) at superprofitt-fra-drift modellen avdekker om vekst faktisk stammer fra verdiskaping eller innskutt kapital. Kontantstrømmetoden omtales ifølge Gjesdal (2012) som noe enklere, men det forutsettes en estimering av fremtidig kontantstrøm direkte. En slik forenkling er etter Gjesdals mening ikke optimal. Med dette velges superprofitt-fra-drift modellen for verdivurdering av Northern Offshore. I tillegg peker også flere av faktorene i retning av relativ verdsettelse, og det er ønskelig å supplere verdivurderingen med denne metoden. Dette vil gi en sterkere og mer reliabel verdsettelse samt dypere innsikt.

# Kapittel 4: Strategisk analyse

---

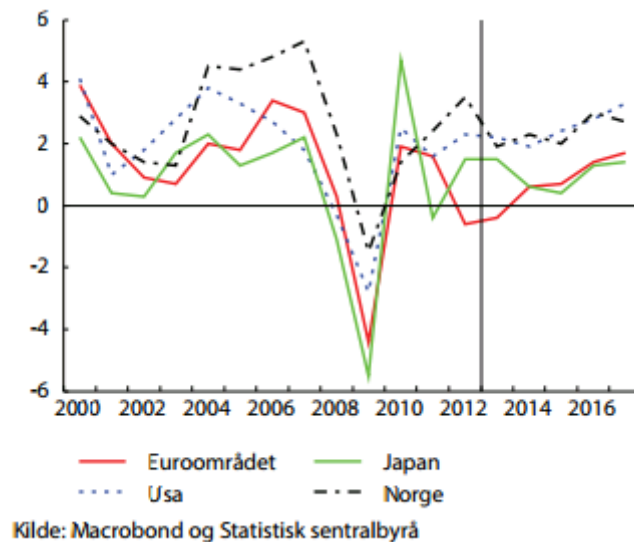
Utførelse av en strategisk analyse er det første steget i en fundamental verdsettelsesprosess. For en utenforstående analytiker omhandler strategisk analyse å få fundamental kjennskap og forståelse av bransjen og selskapet (Penman, 2013). Videre poengterer Penman (2013) at aksjekjøp mer enn et kjøp av verdipapir, investoren kjøper faktisk deler av et selskap. Et gammelt ordtak sier: «*If you are going to buy a business, know the business*» (Penman, 2013, s. 14).

Kapittelet består av en ekstern og intern analyse av Northern Offshore og dets omgivelser, der formålet er å bli godt kjent med selskapet. Før dette foretas en gjennomgang av makroøkonomiske perspektiver, med tanke på utviklingen både generelt og i Contract Drilling markedet. Deretter benyttes analyseverktøy som tar for seg eksterne forhold der fokus rettes mot muligheter og trusler. Videre analyseres interne forhold med fokus på styrker og svakheter innad i selskapet. *Knowing the business* er formålet med strategisk analyse, og det hele oppsummeres til slutt i en SWOT-matrise (Penman, 2013).

## 4.1 Makroøkonomiske perspektiver

Det er klart at den økonomiske utviklingen påvirker enhver bransje og organisasjon. Det er dermed interessant å ta for seg den økonomiske situasjonen verden befinner seg i, og hvordan fremtidsutsiktene er, både generelt og innen Contract Drilling markedet.

I løpet av de siste tiårene har verdensøkonomien endret seg betraktelig. Globalisering, teknologisk utvikling og internasjonalisering har ført til lavere barrierer for internasjonal handel. Dagens økonomier har dermed stor påvirkningskraft på hverandre, og konkurranse på tvers av landegrensene har økt. Dette bekreftes av finanskrisen hvilket ble utløst i USA i 2007. Figur 6 viser en nedgang i USAs BNP-vekst allerede i 2004. Dog var det først da bankene fikk problemer med sine lånekunder, grunnet drastisk fall i boligprisene, at finanskrisen inntraff for fullt. Usikkerhet og uro spredte seg raskt over landegrensene, og førte til en dyp lavkonjunktur i store deler av verden (Statistisk Sentralbyrå, 2009, 2014).



Figur 6: BNP-vekst for USA, euroområdet, Japan og Fastlands-Norge (Statistisk Sentralbyrå, 2014)

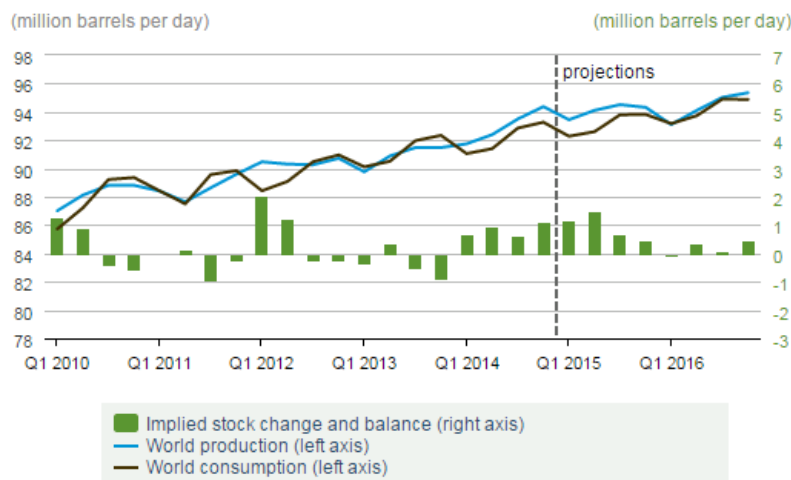
Olje- og gassindustrien, Contract Drilling markedet inkludert, er intet unntak. Contract Drilling markedet er globalt og av høy aktivitet. I tillegg er det meget transparent og aktivitetene følges gjennomgående i hele industrien (Kaiser & Snyder, 2013). Hovedfaktoren som spiller inn på markedet er oljeprisen, ettersom råolje er sluttproduktet i verdikjeden. Oljeprisen er da naturligvis utslagsgivende for investeringsvilligheten til E&P-selskapene, hvilket Contract Drilling selskaper yter service til. Globalisering, internasjonalisering og oljeprisens store påvirkningskraft fører til at ulike hendelser og avgjørelser verden over spiller inn på industrien. Noen av de avgjørende faktorene er blant annet politiske utfordringer, statlige bankers avgjørelser, valutasvingninger samt ny og forbedret teknologi (Kaiser & Snyder, 2013).

Videre tar oppgaven for seg utviklingen og utsiktene i Contract Drilling markedet. Dette gjøres med fokus på tilbud og etterspørsel, dagrater, utnyttelsesgrad og størrelse på flåten (jfr. kapittel 2). Disse faktorene gir en god indikasjon på tilstanden i markedet (Kaiser & Snyder, 2013).

#### 4.1.1 Tilbud, etterspørsel og oljeprisen i dag

I løpet av 2014 begynte oljeprisen å falle, hvilket skyldes flere årsaker. I USA har en drastisk økning i oljeproduksjon over de siste årene ført til store oljelagre (U.S. Energy Information Administration, 2015d). I tillegg har OPEC, som står for 60 % av den totale råoljeeksporten i verden, valgt å ikke sette en produksjonskvote for deres medlemsland (U.S. Energy

Information Administration, 2015e). Resultatet av dette er et høyere tilbud enn etterspørsel av olje. U.S. Energy Information Administration (EIA) publiserte i mars 2015 grafen nedenfor. Figuren viser hvordan tilbud og etterspørsel av olje har vært de siste fem årene samt estimerte fremtidsutsikter.



eia Source: Short-Term Energy Outlook, March 2015

**Figur 7: Totalt tilbud og etterspørsel av råolje samt lagerendring og beholdning (U.S. Energy Information Administration, 2015b)**

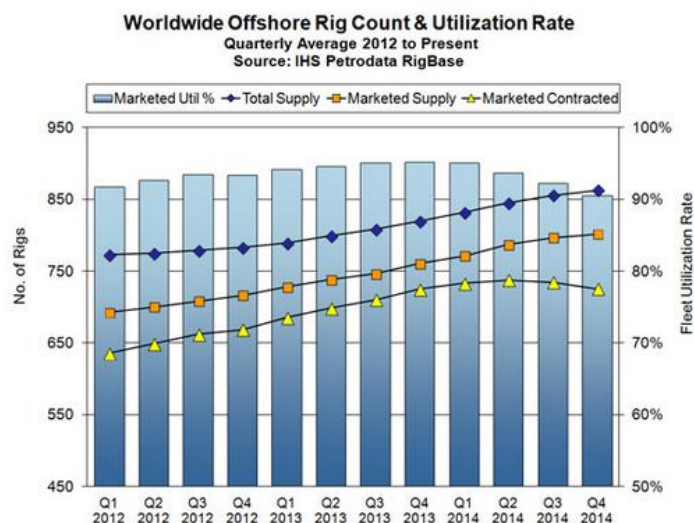
Grafen viser tydelig at det er et tilbudsoverskudd fra begynnelsen av 2014. Dette har ført til et markant fall i oljeprisen. I januar 2015 nådde oljeprisen en bunn på \$50 fatet (International Energy Agency, 2015). Oljeprisutviklingen det siste året har ført til at flere prosjekter har blitt ulønnsomme, og avtaler utsettes eller avbrytes. Contract Drilling selskaper setter rigger i opplag eller skroter dem (Økland, 2014b). Dog tar det ifølge U.S. Energy Information Administration (2015b) lang tid før lavere produksjon og lagre av olje oppstår som følge av reduksjon i investeringer og kontrakter. Dette betyr at oljeprisene vil ligge på et lavere nivå, inntil tilbudet av olje er tilpasset etterspørselen. Videre uttrykker IEAs prognoser at kuttene i investeringene ikke vil gi noe effekt før 2016, da slike justeringer normalt tar flere måneder, om ikke år (International Energy Agency, 2015; Økland, 2015b). Contract Drilling markedets utvikling fremstilles videre ved å se på de tre hovedfaktorene; dagrater, utnyttelsesgrad og flåtestørrelse.

#### 4.1.2 Contract Drilling markedet

2011 til 2013 var gode år for offshoremarkedet, og en rekke rigger ble bestilt. Bemerkningsverdig er at det tar to til fire år etter inngått avtale før flåtestørrelsen økes, da dette er konstruksjonstiden for offshore-rigger. Figur 8 viser en jevn økning i markedstilbudet



av rigger, mens rigger på kontrakt flater ut og faller noe i løpet av 2014. Man har altså et høyere tilbud av rigger enn hva markedet etterspør, og dette gir en lavere utnyttelsesgrad enn tidligere.



Figur 8: Verdensdekkende riggtelling og utnyttelsesgrad (Information Handling Services (IHS), 2015)

Nyere tall fra 2015 viser at denne trenden fortsatt er et faktum. Information Handling Service publiserer ukentlig markedstilbud av rigger, og per 27.03.15 var følgende tall kunngjort:

Tabell 5: Markedstilbud og utnyttelsesgrad (Information Handling Services (IHS), 2015)

	2014	2015
Markedstilbud	779	784
Rigger på kontrakt	738	688
Utnyttelsesgrad	94,7 %	87,8 %

Tabellen viser en klar nedgang i utnyttelsesgraden med 6,9 %. Trenden gjenspeiler seg også i dagratene, hvilket er en god indikator på markedsforhold i Contract Drilling markedet. Dagratene sies å være medsykliske med etterspørselen, og man har den siste tiden sett at disse er presset ned. Det er klare tendenser til dette i det amerikanske markedet der selskapenes betalingsvillighet på leie av rigg, ifølge The New York Times, har gått ned 10 % den siste tiden (Krauss, 2015).

Gjennomgående 2014 og frem til i dag (vår 2015) har riggmarkedet fått kjenne på motgang. Olje- og gasselskapene innså at dagratene ble for høye, og det medførte at prosjekter måtte revurderes og eventuelt utsettes. Dette er fortsatt tilfellet. Bedrifter begrenser deres pengeforbruk og sparer til utbytte, dermed blir flere rigger stående ledige (Koranyi, 2014;

Økland, 2014c). Overkapasitet oppstår som følge av at kontrakter utgår og kampen om nye er stor. Contract Drilling selskaper tilbyr lavere dagrater, og rigger uten kontrakt må settes i opplag eller vrakes (jfr. delkapittel 4.1.1). Med dette foretas tiltak for kostnadsutt, deriblant nedbemanning, da dette er høyst nødvendig. Krisen i det internasjonale riggmarkedet er en realitet og utfordringer står for tur (Økland, 2014c). Tross dette har man sett noen oppturer i oljeprisen i løpet av våren 2015. Prisendringer har forekommet med grobunn i ukentlige rapporter på antall aktive rigger. En nedgang i aktive rigger betyr at man vil se en reduksjon i tilbud med tiden, hvilket tilsier en høyere oljepris. Dette er noe som tar tid og forventninger om en varig og markert opptur må også la vente på seg (jfr. delkapittel 4.1.1.).

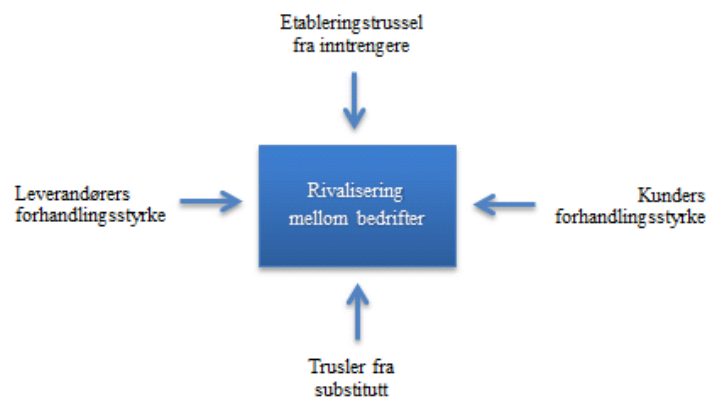
Dette er situasjonen i markedet og vil helt klart ha en innvirkning på Northern Offshore. Uttrykt av Rune Magnus Lundetræ, CFO i Seadrill, i forbindelse med en industrikonferanse i 2014: «*The market is going to be bad this year, it is going to be worse next year, then it will be stabilizing*» (Koranyi, 2014). Uten tvil blir dette et spennende marked å følge fremover.

## 4.2 Ekstern analyse

Videre tar den strategiske analysen for seg de eksterne faktorene som påvirker selskapet. Dette delkapittelet ser på Northern Offshores mikro- og makroomgivelser. Porters fem krefter analyserer mikroomgivelsene, det vil si Northern Offshores konkurransearena. Til slutt i den eksterne analysen vurderes de makroøkonomiske forholdene til selskapet ved bruk av PESTEL-rammeverket. Den eksterne analysen skal gi informasjon om markedet, bransjen og selskapet. I tillegg gir den en indikasjon på hvilke muligheter og trusler Northern Offshore står ovenfor (Løwendahl, Wenstøp, & Fjeldstad, 2003).

### 4.2.1 Mikroomgivelser - Konkurransanalyse

Konkurransanalysen har til hensikt å avdekke hvor store verdier som skapes på konkurransearenaen, og hvilke aktører som har makten til å ta ut disse verdiene. Analysen viser hvem de sentrale aktørene på konkurransearenaen er, og hvilke muligheter og trusler de representerer. Porters fem krefter er et populært verktøy for konkurranseanalyse, som tar for seg de ulike aktørene et selskap må forholde seg til. Figuren nedenfor illustrer de fem kreftene; konkurrenter, inntrengere, substitutter, kunder og leverandører (Løwendahl et al., 2003).



Figur 9: Porters fem krefter (Løwendahl et al., 2003, s. 197)

Konkurransanalysen gjennomføres i tre trinn ved bruk av Porters fem krefter som presentert i Løwendahl et al. (2003, s. 199):

1. Identifisere konkurransearenaen og dens verdipotensial
2. Analysere egen og andre aktørers posisjon
3. Vurdere muligheter og trusler

## Identifisering av konkurransearenaen

Ved identifisering av konkurransearenaen og dens verdipotensial er det først og fremst viktig å determinere hvilket marked Northern Offshore operer i (Løwendahl et al., 2003). Konkurransearenaen til Northern Offshore er Contract Drilling markedet, og det er relativt stort både i antall aktører og verdi (jfr. kapittel 2.6). Ifølge Kaiser og Snyder (2013) består markedet av over 100 selskaper og det genererte \$25-50 milliarder årlig i transaksjoner, fra 2005 til 2012. I markedet eksisterer det et knippe store og mellomstore selskaper samt mange små. Transocean, Diamond Offshore, Ensco og Seadrill er fire av de store bedriftene på markedet, hvilket eier hele 36 % av verdensflåten (jfr. delkapittel 2.6). Northern Offshore er en av de mange små aktørene. Flåten til Northern Offshore består totalt av seks rigger, der to er under konstruksjon. Seadrill på sin side eier 71 rigger (Seadrill, 2015).

Løwendahl et al. (2003) poengterer også et annet viktig spørsmål å stille seg; hvilken livssyklus er markedet i? Contract Drilling markedet er som nevnt inne i en tøff periode etter et markant fall i oljeprisen siden juni 2014. Dette gjør at markedet anses som mindre attraktivt å etablere seg i. Kotler, Hansen, Brady, Goodman, og Keller (2009) skiver om fire faser i produktens livssyklus; *introduksjon*, *vekst*, *modningsfase* og *avskalling*. Produktet, riggtjeneste, kan sies å være inne i modningsfasen.

## Analysing av Northern Offshores og andre aktørers posisjon

### *Konkurrenter*

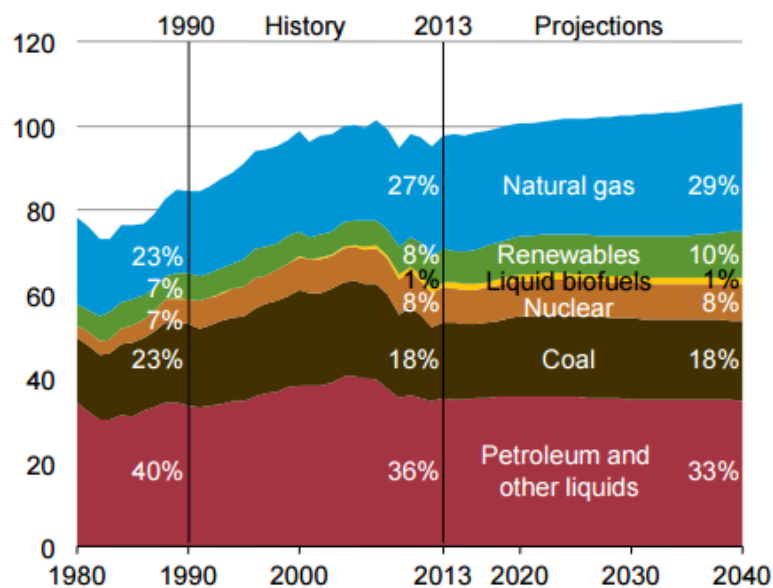
Northern Offshore og de øvrige aktørene operer i et marked med høy konkurranseintensitet. Kjennetegn på at markedet har høy konkurranseintensitet er blant annet; *mange og like konkurrenter*, *lav markedsvekst*, *høye faste kostnader eller lagerkostnader* og *vanskelighet med produktdifferensiering* (Løwendahl et al., 2003). Contract Drilling markedet er som tidligere beskrevet et stort marked bestående av aktører i ulik størrelse (jfr. delkapittel 2.6). Det er liten mulighet for produktdifferensiering og selskapene har ofte høye faste kostnader grunnet investeringer i dyrbare rigger. Dessuten er det knyttet store kostnader til avvikling av selskaper på grunn av vrakkkostnadene på rigger. Selv om markedet har en lavere vekst i dag enn de siste årene betyr det ikke at vekst ikke er tilstede. Markets and Markets (2014) prognostiserte i september 2014 en årlig vekstrate fra da til 2019 på 9,27 % i Contract Drilling markedet.

### *Inntrengere*

Inntrengere på Contract Drilling markedet anses som lite sannsynlig grunnet at det er inne i modningsfasen og inngangsbarrieren er høy. Det å etablere seg på dette markedet krever store investeringer og mye spesialkompetanse, der selskapene må kjempe om kundene (Løwendahl et al., 2003).

### *Substitutter*

Aktuelle substitutter er i hovedsak andre primære energikilder. Dette er substitutter til råolje som er inntektsdriveren i verdikjeden Northern Offshore operer i. Behovet for energikilder vil øke med årene, men petroleum vil ikke ha noen spesiell vekst. Veksten ligger i hovedsak i naturgass og fornybar energi. Dette blir en økende trussel med tiden, ettersom verden forbereder seg på at oljealderen går mot slutten. Lav oljepris og mindre lønnsomme oljeprosjekter fører til økt interesse for investeringer i fornybar energi. Tross dette er petroleum fortsatt den største energikilden (U.S. Energy Information Administration, 2015a).



Figur 10: Primær energikilde fra 1980 til 2040 (U.S. Energy Information Administration, 2015a, s. 15)

### *Kunders forhandlingskraft*

Kunders forhandlingskraft er en avgjørende faktor for Contract Drilling selskaper. I tider med lav oljepris innehar E&P-selskapene en sterk forhandlingsposisjon da tilbud er høyere enn etterspørsel. Dette innebærer lavere dagrater og dermed dårligere inntjening. For øyeblikket er det *buyers market* og Contract Drilling selskaper må kjempe om å få nye oppdrag på riggene. I tider med høye oljepriser er det motsatte tilfelle (Løwendahl et al., 2003).

### *Leverandørers forhandlingskraft*

Indikasjoner på sterk forhandlingskraft hos leverandører er høy produkt differensiering, høye byttekostnader samt et lite antall leverandører i forhold til konkurrenter (Løwendahl et al., 2003). Det eksisterer en rekke Oilfield Equipment selskaper som tilbyr produkter til Contract Drilling markedet. Det er derimot et fåtall av dem som er leverandør til Northern Offshore (Northern Offshore Ltd, s.a.-d). Dessuten knyttes det høye byttekostnader ved å gå fra en leverandør til en annen. Det å skifte utstyr på rigg krever mye tid og penger, og kan innebære produksjonsstopp og nedetid. Det er dermed viktig med gode kontrakter på nybygg, ettersom en binder seg til leverandøren i lang tid. Dette indikerer at Oilfield Equipment selskapene besitter sterk forhandlingskraft.

### **Vurdering av muligheter og trusler**

Løwendahl et al. (2003, s. 221) stiller spørsmålet: «*Hvilke aktører utgjør de største trusler på konkurransearenaen, og hvor finnes det nye muligheter som kan minimere disse truslene?*». Vurderingene i første og andre steg gir en indikasjon på hvilke muligheter og trusler Northern Offshore har i sine mikroomgivelser.

**Konkurransenintensiteten** anses som relativt høy på Northern Offshores konkurransearena. Dette grunnet et høyt antall like aktører og en rekke større selskaper med stor markedsandel. Det forventes at konkurranseintensiteten vil forbli høy årene fremover, selv om det er estimert en årlig vekstrate på 9,27 % frem til 2019. Konkurrentene utgjør en klar trussel for Northern Offshore.

Eventuelle **inntrengere** utgjør en lav trussel ettersom inngangsbarrieren og konkurransen er høy. I tillegg er riggtjenesten inne i en modningsfase.

**Substitutter** representerer en lav trussel. I nær fremtid er det ikke forventet at andre energikilder vil slå ut i lavere konsum av petroleum. Dermed vil det fortsatt være behov for tjenesteyting av boring og produksjon til E&P-selskaper.

**Kundenes forhandlingskraft** vurderes til høy da det for øyeblikket er *buyers market*. Dette kommer av lav oljepris og kampen om tilværelsen for selskapene.

**Forhandlingsmakten til leverandørene** anses å være moderat. Dette kommer av høye byttekostnader på produktene samt produkt differensiering.

#### 4.2.2 Makroomgivelser - PESTEL

PESTEL er som beskrevet innledningsvis et rammeverk for å analysere makroomgivelsene til et selskap. Løwendahl et al. (2003) presiserer at formålet med denne analysen er å gi opplysninger om viktige makroøkonomiske forhold. PESTEL representerer de seks faktorene; *politiske, økonomiske, sosiokulturelle, teknologiske, samfunnsmessige og legale forhold*. Sander (2014a) mener målet er å rette søkelyset mot forhold innenfor de ulike kategoriene som vil kunne ha innvirkning på selskapets posisjon, vekst og kurs i tiden fremover. Ved avdekking av disse elementene får man en bedre innsikt i selskapet, hvilket fører til en mer reliabel verdsettelse. Tidligere i oppgaven har noen av disse faktorene blitt nevnt, men i det følgende analyseres hver enkelt grundigere (jfr. delkapittel 2.5).

##### Politiske forhold

Politiske forhold omhandler blant annet handelsbarrierer og politiske situasjoner i markedet selskapet operer i (Løwendahl et al., 2003). Dette er faktorer som har stor påvirkningskraft på råoljeprisen, og er dermed avgjørende for Contract Drilling aktører. Politiske uroligheter, kriger og opptøyer har historisk sett ført til en rekke oljekriser (Hamilton, 2011). I perioden 1950-1990 har verden opplevd oljeknapphet og høye oljepriser grunnet politiske konflikter. I 1951 nasjonaliserte Iran sin oljevirksomhet og verden boikottet landet med England og USA i spissen. Dette førte til at om lag 19 millioner fat per måned ble fjernet fra oljemarkedet (Hamilton, 2011).

I nyere tid har man også sett at politiske uroligheter, spesielt i Midtøsten og Nord-Afrika, har ført til oljeprishopp (Statistisk Sentralbyrå, 2015). I juni 2014 resulterte frykten for at IS skulle true oljeproduksjonen i Irak til en midlertidig økning i oljeprisen. SSB nevner også konflikten mellom Russland og Ukraina, og sanksjonene EU og USA har mot det førstnevnte landet. Dog har SSB liten tro på at sanksjonene vil slå ut i eksportkutt, da begge parter er gjensidig avhengig av handelen (Statistisk Sentralbyrå, 2015). I dagens situasjon med lav oljepris resulterer politiske uroligheter til lavere tilbud av olje og således høyere oljepris. I den forstand bedrer dette tilstanden for selskaper som ikke operer i konfliktsoner. Tross dette anses disse politiske usikkerhetene å være en risiko for Northern Offshore. Konfliktene

hindrer selskapet i å operere i store deler av verden med mye potensiale for borevirksomhet. Det knyttes høy risiko vedrørende operasjoner i Midtøsten eller Nord-Afrika hva gjelder opptøyer, konflikter og sanksjoner (Northern Offshore Ltd, 2014a). Denne usikkerheten representerer med andre ord en moderat trussel for selskapet.

Tidligere beskrevet er OPECs petroleumpolitikk avgjørende for oljeprisen (jfr. delkapittel 4.1). Dette medfører påvirkning på E&P-selskapenes investeringsvillighet og Contract Drilling aktørers muligheter for borekontrakter. I november 2014 endret oljekartellet strategi ved å ikke kvotere produksjonen, hvilket resulterte i fortsatt fall i oljeprisen. OPEC startet en priskrig og aktørene i markedet har fått kjenne på hard konkurranse (Ekeseth, 2015). OPECs petroleumpolitikk utgjør, nå og i fremtiden, en trussel for Northern Offshore.

Morselskapet, Northern Offshore Ltd., er hjemmehørende på Bermuda og følger deres skatte- og avgiftspolitik. Ifølge Bureau of Economic and Business Affairs (2012) eksisterer det ikke skatt på blant annet inntekt, overskudd, salg, kapitalgevinster og kapitaloverføring samt merverdi- og omsetningsavgift. Det er ikke en stor fare for endringer i disse lovene, eller noe politisk urolighet på øya. Bemerkningsverdig er at datterselskapene er registrert og operer i ulike deler av verden (jfr. delkapittel 2.2). Dette medfører at selskapet må forholde seg til andre lands skatte- og avgiftspolitik, men faktoren representerer hverken en trussel eller mulighet for selskapet.

### Økonomiske forhold

Økonomiske forhold innebærer blant annet renter, inflasjon, valuta, sparing, inntektsnivå og arbeidsledighet (Løwendahl et al., 2003). Dette er elementer som har en direkte og indirekte påvirkning på Northern Offshore, i tillegg til andre markedsspesifikke faktorer.

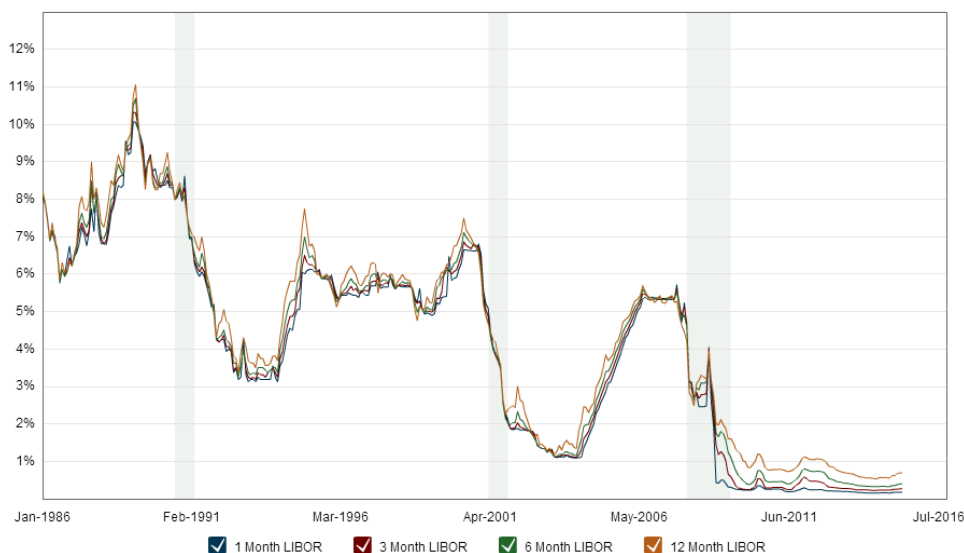
*«The Offshore Contract Drilling Industry is cyclical and volatile...»*

Northern Offshore Ltd (2014a, s. 9)

Riggmarkedet er med andre ord sensitivt for ulike endringer i økonomien. Spesielt gjelder dette den globale råoljeprisen, investeringsvilligheten, antall rigger på markedet og den samfunnsøkonomiske tilstand i verden (Northern Offshore Ltd, 2014a). I tilfeller hvor inntektsnivået er lavt og arbeidsledigheten høy, påvirkes etterspørselen av drivstoff negativt, og dermed også råoljeetterspørselen.



Renter og valuta er som beskrevet tidligere nevnt under risikofaktorer i Northern Offshores årsrapport (jfr. delkapittel 2.5). Valuta er spesielt avgjørende fordi selskapet operer i flere deler av verden. Følgende valutaer er verdt å bemerke seg ifølge selskapet; norske kroner, danske kroner, britiske pund, singaporske dollar og indiske rupi. I tider med sterk amerikansk dollar i forhold til nevnte valutaer vil selskapets inntekter og kostnader reduseres (Northern Offshore Ltd, 2014a). Selskapet er også utsatt for renteendringer. Deres rullerende kapitalkreditt har en rente på 3 % over LIBOR, i tillegg til 1 % i avgift på ubenyttet kreditt. Denne avgiften betales etterskuddsvis hvert kvartal (Northern Offshore Ltd, 2015a). Videre rapporterer Macrotrends (2015) at LIBOR på sitt laveste siden benchmarket for første gang ble publisert i 1986. Dog utgjør dette ikke en stor mulighet for selskapet på grunn av den lave oljeprisen og et dårlig marked. Det kan ventes en økning i LIBOR, men dette kommer gjerne ved en bedring i verdensøkonomien. Valuta- og renteendringer sees hverken på som trussel eller mulighet



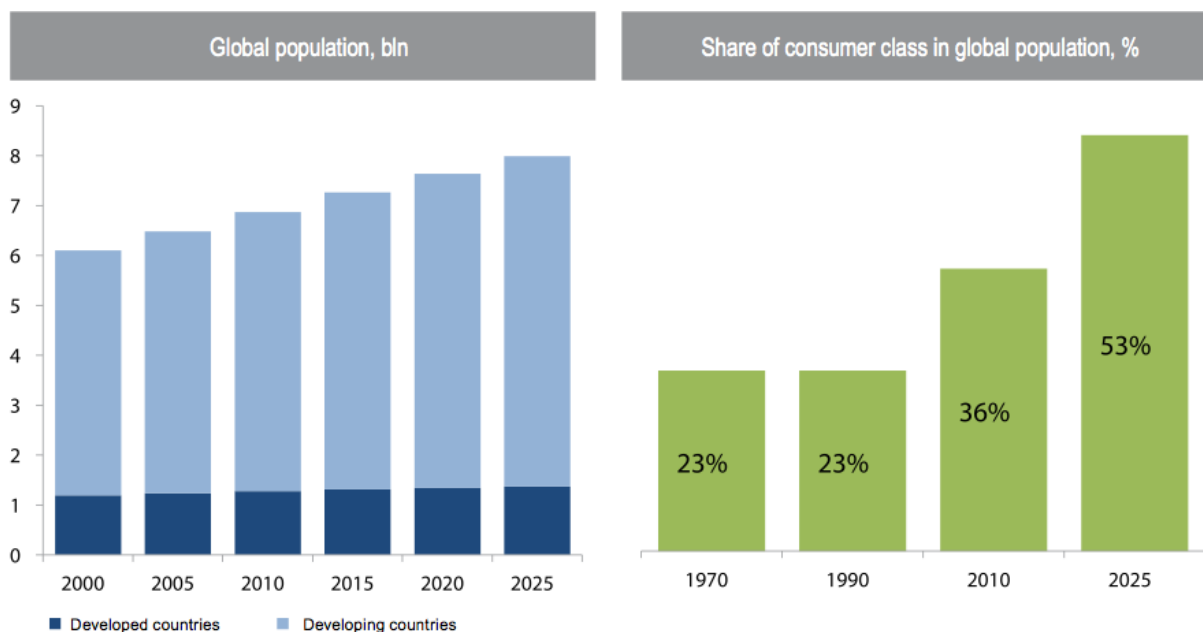
Figur 11: LIBOR 1986 til 2015 (Macrotrends, 2015)

Generelt sett er Contract Drilling markedet inne i en tøff periode, men det ventes at 2016 vil bli et bedre år enn 2014 og 2015 (jfr. delkapittel 4.1). Det ekstreme fallet i oljeprisen reflekteres spesielt i verdien av flåten. I årsrapporten for 2013 understrekes følgende: «An extended period of weak market conditions may reduce drilling rigs' fair value» (Northern Offshore Ltd, 2014a, s. 15). Oljepris utgjør altså en stor trussel for selskapet slik situasjonen er nå, hva gjelder mulige kontrakter i fremtiden og virkelig verdi på riggene.

## Sosiokulturelle forhold

Sosiokulturelle forhold innebærer deriblant inntektsfordeling, utdanningsnivå og befolkningsutvikling. Disse kan gi indikasjon på hva selskapet kan møte i årene fremover (Løwendahl et al., 2003).

Utvikling i den globale populasjonen kan være en god indikator på etterspørsel for olje, og således for tjenestene Northern Offshore leverer. Verdens populasjon oversteg 7,3 milliarder våren 2015 (Worldometers, 2015). Ut fra figur 12 (venstre bilde) kan man se at siden 2000 til 2015 har verdens befolkning økt med 1 milliard. Dette er en betraktelig økning, og ut ifra deres estimer forventes det god vekst også i tiden fremover. Den største veksten er forventet i utviklingslandene, mens populasjonen i industrilandene forutsees å være relativt stabil. I utviklingslandene vil det med dette følge økt grad av urbanisering og et høyere forbruk. Det som omtales som *urban consumer class* er forventet å øke med 1 milliard innen 2025. Videre vil middelklassen utgjøre mer enn 50 % av verdens befolkning (se høyre bilde i figur 12). Utviklingen trekker i retning av økende etterspørsel etter kjøretøy, bolig, infrastruktur og høyteknologivarer. Dette vil resultere i økt behov for energikilder, og med det også bore- og produksjonstjenester. For Northern Offshore anses dette som en fremtidig mulighet (Lukoil Oil Company, 2013).



Figur 12: Global populasjon og andel i forbrukerlassen (Lukoil Oil Company, 2013 Sitert i UN, IHS CERA, Mckinsey Global Institute).

## Teknologiske forhold

Den teknologiske utviklingen innen oljeindustrien er svært hyppig. Innovative teknologiske løsninger i bransjen kan resultere i forbedret effektivitet. Lavere oljepriser har fått aktører i markedet til å respondere med kostnadsreduksjon og effektivitetsforbedringer ved å tenke nytt. Eksempelvis kan ny teknologi føre til kortere boretid per brønn og lavere kostnader. Dette er viktig for selskapene i kampen om nye kontrakter. Mulighet for lavere dagrater vil gi dem store konkurransefordeler (Anagnos & Howard, 2015). I senere tid har også et svært interessant prosjekt blitt satt i gang av West Group, dette vil tilføre industrien noe svært innovativt i de kommende år. Prosjektet omhandler modelltesting og bygging av en borerobot, en såkalt Continuous Motion Rig. 30-50 % mer effektiv boring er forventet samt reduksjon i feltkostnadene med inntil 1/3 (Frafjord, 2015). Ny teknologi kan dermed oppleves som muligheter for aktørene i Contract Drilling markedet, og dermed Northern Offshore.

## Samfunnsmessige forhold

For Northern Offshore vil energiforbruk være blant de viktigste faktorene å vurdere innenfor kategorien *samfunnsmessige forhold*. Det globale forbruket av primære energikilder varierer med tiden og kan gi indikasjon på viktige muligheter og trusler i markedet. Spesielt den globale etterspørselen av olje og gass er av stor betydning for Northern Offshores muligheter i dag, og i tiden fremover. Figur 10 viser utvikling og prognoser i fremtidige år for de primære energikildene (jfr. delkapittel 4.2.1). Historien viser noe jevn nedgang i andel av forbruket tilhørende råolje (petroleum) fra 1980 til 2013. Dog sees en oppgang i andel av naturgass, og ser man disse under ett (hvilket ofte gjøres) er det forholdsvis stabilt. Prognosene frem mot 2040 går i samme retning. Dette gir indikasjon på liten vekst i markedet, og dermed få utvidelsesmuligheter. Andre energikilder, slik som fornybar energi, viser til noe økende vekst (U.S. Energy Information Administration, 2015a).

Uttalelser i media går i ulike retninger angående i hvilken grad man kan forvente et grønt skifte i nærmeste fremtid. På den ene siden menes det at oljealderens glanstid er over, og at det er tid for omstilling til et grønt eventyr. Andre mener at dagens lave oljepriser er med på å forsinke dette grønne skiftet (Therkelsen, 2015). Økt interesse for andre energikilder og en mulig omstilling kan opptre som en svært truende faktor for Northern Offshore. Per dags dato (2015) er det meget vanskelig å basere avgjørelser på dette. Det kommer av at det er et mangfold av faktorer som kan spille ballen i den ene eller andre retning. Av denne grunn fokuseres det på det figur 12 viser til, nemlig at olje- og gassandelen viser stabilitet også i

tiden fremover. Det viktig å presisere at det helt klart er vesentlig for Northern Offshore å være oppmerksom på dette i tiden som kommer.

En annen faktor som er verdt å ta betraktning er *muligheten til å tilfredsstille* det globale behovet for råolje. *Peak oil* er et mye omtalt begrep, og en situasjon flere mener verden vil stå ovenfor i nærmeste fremtid. Hydrokarbonreservoarer, som trengs for å utvinne råolje, vil med tiden tømmes og dermed vil utvinningsmulighetene synke. Peak oil er allerede blitt en realitet i enkelte land og produksjonen går nedover. Med tiden vil dette også gjelde verdensmarkedet som helhet (Patterson, 2015). Dette vil også være en trussel for industrien og Northern Offshore. Deres mulighet for videre virksomhet i et langtidsperspektiv vil stå i fare der oljereservoarene tappes og kampene om de gjenværende feltene blir tøffe.

Olje- og gassindustrien er også i skuddlinja for miljøaktivister og andre interessegrupper, i forbindelse med forurensning og miljøskader (jfr. delkapittel 2.5). Disse faktorene utgjør en operasjonell risiko og trussel i form av driftsstans og erstatningsansvar. Selskapet har implementert et forsikringsprogram for å beskytte seg mot dette (Northern Offshore Ltd, 2014a). I tillegg må selskapet på lik linje med resten av markedet forholde seg til miljølovgivning, og opptre i forhold til krav og forventninger. Dette utgjør hverken noe særlig trussel eller mulighet for Northern Offshore.

### Legale forhold

Northern Offshore er et Bermuda-registrert selskap. Med dette følger at deres inkorporering, organisering og ledelse i stor grad styres av *The Bermuda Companies Act of 1981*. Selskapet berøres av lover og regler i Bermuda, men også internasjonalt da de opererer i flere deler av verden (Northern Offshore Ltd, 2014a). Et eksempel på dette kan være høye spesifikasjonskrav til rigger på norsk sokkel. Dersom selskapet ikke klarer å nå kravene som stilles kan dette true deres mulighet i kampen om nye kontrakter. Kravene kan være kostbare å oppfylle, og dersom disse ikke møtes kan mulig inntekt gå tapt (Økland, 2014a). Da dette er spilleregler samtlige konkurrenter må forholde seg til, utgjør det ikke en direkte trussel for Northern Offshore. Siden selskapet er listet på Oslo Børs blir også *Norwegian securities law* og *Continuing Obligations* gjeldende. Dessuten må de ta del i *Norwegian Code of Practice for Corporate Governance* (Northern Offshore Ltd, 2014a). Dette er også å anse som spilleregler som må følges, og ikke faktorer av truende art.

Til slutt er det verdt å bemerke seg at det er store krav til kontrakter i Contract Drilling markedet. Med dette følger kontraktrisiko, ettersom høye krav gjerne forbindes med betydelig ansvar og risiko (Northern Offshore Ltd, 2014a). Selskapet må dermed kvalitetssikre sine kontrakter for å unngå å stå til ansvar for andre aktørers uaktsomhet, hvilket kan være vanskelig å kontrollere. Dette er å anse som en truende faktor som det er viktig å være oppmerksom på.

## 4.3 Intern analyse

I dette delkapittelet utføres det en intern analyse av selskapet ved bruk av VRIO. Analyseverktøyet setter Northern Offshores styrker og svakheter i fokus. I analysen fremkommer følgende; hva selskapet besitter av ressurser, deres utnyttelsesgrad og hvor avgjørende disse er i en konkurransesammenheng. I en verdivurdering er selskapets ressurser viktige faktorer å ta i betraktning, da de gir uttrykk for hvor selskapet står sterkt og svakt i markedet (Sander, 2014b). VRIO omtales som det aller viktigste verktøyet for å oppnå en intern analyse av kvalitet. Analyseverktøyet gir dyp innsikt i selskapets markedspotensial, og er med dette relevant for oppgaven (Barney & Hesterly, 2008).

### 4.3.1 VRIO

De engelske begrepene *Value*, *Rarity*, *Imitability* og *Organization* skaper sammen *VRIO* (Barney & Hesterly, 2008). Analysen belyser ressurser selskapet besitter som gir fortrinn i et konkurransepreget marked. Mulige ressurser som kan oppnås fremkommer også. Modellen byr på fire status-klassifiseringer; *verdifull*, *sjelden*, *kostbar å imitere* samt *organisering*, og vurderer ressursene etter disse (Sander, 2014b).

Disse status-klassifiseringer beskriver Jugdev (2005) som i det følgende. En *verdifull* ressurs utnytter muligheter, samtidig som den nøytraliserer og håndterer trusler i den grad det lar seg gjøre. Disse ressursene tilfører effektivitet i et selskap. En ressurs som går inn under *sjelden* besittes kun hos et fåtall av konkurrerende selskaper, og kan medvirke en konkurransemessig posisjon. *Imiterbare* ressurser er enkle for selskaper å kopiere. De av det motsatte er unike og spesielle, og mulighet for duplikasjon er liten. Det er sist, men ikke minst viktig å vurdere i hvilken grad selskapet er *organisert* på en slik måte at ressurser av typen verdifulle, sjeldne samt kostbare å imitere blir utnyttet. Sander (2014b) legger til at ressurser som kommer høyt opp på status-klassifiseringene gir selskapet et fortrinn i et konkurransebasert marked. Bevisstgjøring av konkurransedyktige ressurser er essensielt for utvikling og utnyttelse av ressursene som i størst grad styrker selskapets posisjon (Sander, 2014b).

En grundig gjennomført VRIO-analyse deler videre ressursene inn i fire hovedkategorier; *finansielle*, *fysiske*, *menneskelige* og *organisatoriske ressurser* (Barney & Hesterly, 2008). I det følgende presenteres selskapets ressurser under tilhørende kategori, og vurderes etter VRIOs klassifiseringer.

## Finansielle ressurser

Finansielle ressurser er essensielt for oppnåelse av suksess i Contract Drilling markedet. I dette markedet er besittelse av tilgjengelig kapital nødvendig da investeringer og annen aktivitet er meget kostbart og binder mye kapital. Northern Offshore har en egenkapitalandel på hele 68 %. De konkurrerende selskapene beskrevet i kapittel 2, Songa Offshore, North Atlantic Drilling og Vantage Drilling har henholdsvis 41 %, 12 % og 15 %. Dette tatt i betraktning, har Northern Offshore et godt utgangspunkt, og ligger høyt på listen i forhold til konkurrentene. En egenkapitalandel på 68 % uttrykker at selskapet har god soliditet, og vil med dette svært ofte score høyt hos kredittvurderingsforetak. Dette er en trygghet for selskapet i forbindelse med behov for lånopptak (North Atlantic Drilling Ltd, 2015; Northern Offshore Ltd, 2015a; Songa Offshore SE, 2015; Vantage Drilling Company, 2015a).

I tillegg til god egenkapitalandel, inngikk selskapet i 2011 en avtale med Metrogas om kredittstøtte. Metrogas stiller med kreditt hvilket kan nyttes ved vanlige forretningsformål samt opptre som sikkerhet for selskapet. Avtalen ble i 2012 endret til fordel for Northern Offshore, med en rullerende kapitalgrense på opptil totalt \$75 millioner (Northern Offshore Ltd, 2014a).

Sammen utgjør disse finansielle ressursene en styrke for selskapet, og anses som verdifulle. Sett opp mot konkurrentene er disse ressursene dog ikke sjeldne. Det vil dermed falle inn under kategorien *konkurransemessig paritet*.

## Fysiske ressurser

Fysisk teknologi benyttet i et selskap er å anse som fysiske ressurser (Barney & Hesterly, 2008). Lokaler, utstyr og maskiner samt flåte er fysiske ressurser av betydelighet for Northern Offshore. Med tanke på at flåten er hovedinntektskilden anses denne ressursen som verdifull. Slik som beskrevet tidligere er flere av enhetene i flåten noe eldre (jfr. delkapittel 2.2). Selv om enhetene aktivt oppgraderes vil de etter en viss levetid ha høyere operasjonelle kostnader enn flåter av nyere art (Jensen, 2014). Det er dermed høyst sannsynlig at vraking og utbyttinger må foretas med tiden. På den andre siden består flåten av to jackups under konstruksjon (jfr. delkapittel 2.2.1), hvilket vil styrke flåten. Det er også fordeler med eldre flåter. Mulighet for lavere dagrater er tilstede, og det er enklere å ta opp kampen med nye, mer lånbetonte rigger om kontrakter (Økland, 2015a). Så lenge flåten godkjennes for videre

arbeid i aktuelle regioner, noe som antas da annet ikke er opplyst, er også de eldre enhetene i flåten verdifulle.

Songa Offshore, North Atlantic Drilling og Vantage Drilling leverer samme type tjenester. Selskapene besitter også flåter med enheter av både eldre og nyere sort (North Atlantic Drilling Ltd, s.a.; Songa Offshore SE, s.a.-c; Vantage Drilling Company, s.a.). Dette tilsier at Northern Offshores fysiske ressurser ikke er sjeldne, da majoriteten av aktørene i markedet har det samme. Disse er ei vanskelige å kopiere, og det oppnås *konkurransemessig paritet*.

### **Menneskelige ressurser**

Menneskelige ressurser er de ressurser selskapet besitter gjennom personell, ledelse og styret. Ressursene ligger i deres intelligens, kompetanse, ferdigheter, erfaring, opplæring og kursing samt evner (Barney & Hesterly, 2008). Det foreligger risiko i de disse menneskelige ressursene, hvilket uttrykkes i årsrapportene (jfr. delkapittel 2.5.2). Fokus rettes mot to grupper; *seniorledelsen* og *styret*.

Seniorledelsen består som beskrevet i delkapittel 2.3 av tre personer; Casswell, Ravesies og Bauer. De har alle høyere utdanning innen økonomi og ledelse eller ingeniørfag. Den teoretiske kompetansen er svært god. Sammen besitter de bred erfaring med over 30 år i ulike industrier, men med tyngde innen olje og gass. I løpet av disse 30+ årene har de opparbeidet seg kompetanse innen områder slik som drift, forretningsutvikling, økonomi og ledelse samt markedsføring (Northern Offshore Ltd, s.a.-a). Dette er å anse som en styrkende ressurs for Northern Offshore. Ressursen er definitivt verdifull, men sjelden er den dog ikke. Dette er av typen ressurs de fleste anser som nødvendig, og dermed noe samtlige arbeider for å oppnå. *Konkurransemessig paritet*.

Styret i Northern Offshore er også sammensatt av en profesjonell gruppe av velutdannede mennesker med høy fartstid i bransjen. Sammen innehar de kunnskap og erfaring innen økonomi og ledelse, finansiering og investering, olje og gass samt andre områder som er essensielt for et styre (Northern Offshore Ltd, s.a.-a). For selskapet er denne kunnskapen antatt å være av stor verdi, men igjen kan ikke denne menneskelige ressurs sies å være unik. Her konkluderes det også med *konkurransemessig paritet*.



## Organisatoriske ressurser

I motsetning til menneskelige ressurser, der enkeltindivider er i fokus, rettes det her søkelys mot individer og deres interaksjon. Organisatoriske ressurser innebærer aspekter slik som rapporteringsstruktur, koordineringssystem, planlegging og kontroll, renommé samt interaksjon mellom grupper innad i selskapet og med omgivelsene (Barney & Hesterly, 2008). Da tilgang på intern informasjon er noe begrenset, fokuseres det her på *struktur* og *intern kontroll* samt *kunderelasjon*.

Årsrapporten for 2013 viser til at styret skal sikre at selskapet besitter intern kontroll og et system for risikoledelse. De foretar en årlig gjennomgang av systemene der de ser på effektiviteten av disse med fokus på risikoutsatte elementer. Det jobbes fortsatt med å utvikle gode maler og prosedyrer for samtlige områder i selskapet (Northern Offshore Ltd, 2014a). Dette uttrykker i høy grad god struktur og kontroll innad i selskapet. Dette medfører også god informasjonsflyt ut til alle ledd i selskapet. I tillegg offentliggjøres alle rapporter, pressemeldinger og annen data gjennom Oslo Børs og deres egne nettsider (Northern Offshore Ltd, 2014a). Dette viser også at Northern Offshore er et selskap med struktur, ryddighet og at de er pliktoppfyllende i aller høyeste grad. *Konkurransemessig paritet*.

Det er stor konkurranseintensitet i markedet, og blant mange homogene deltakere er det vanskelig for et selskap å skille seg ut (jfr. delkapittel 4.2.1). Produkter og tjenester som leveres er like selskapene seg i mellom, og oppnåelse av differensiering er utfordrende. Northern Offshores tjenester er kvalitetsvare og de er gode på det de gjør, men det er også deres konkurrenter. Derfor er relasjonsbygging viktig for nye kontraktinngåelser. Tillit er essensielt, og et svært viktig element i Northern Offshores arbeid ut mot kunder (Northern Offshore Ltd, 2014a). Ved å oppnå gode kundeforhold med tillit og tilfredsstillelse, anses dette som verdifullt, men det er ikke en sjelden ressurs. Med dette oppnås *konkurransemessig paritet*.

## Oppsummering av VRIO-analysen

Funn fra VRIO-analysen oppsummeres i tabell nedenfor, der også en kort konklusjon fattes.

Tabell 6: Oppsummering av VRIO-analysen

		Verdifull	Sjelden	Kostbar å imitere	Utnyttet ved organisering	Konkurransmessig potensial	Styrke eller svakhet
<b>Finansielle ressurser</b>	<b>Kapital og andre finansielle ressurser</b>	Ja	Nei	-	-	Paritet	Styrke
<b>Fysiske ressurser</b>	<b>Flåte samt maskiner &amp; utstyr</b>	Ja	Nei	-	-	Paritet	Styrke
<b>Menneskelige ressurser</b>	<b>Kompetanse og erfaring Seniorledelse</b>	Ja	Nei	-	-	Paritet	Styrke
	<b>Kompetanse og erfaring styret</b>	Ja	Nei	-	-	Paritet	Styrke
<b>Organisatoriske ressurser</b>	<b>Struktur og intern kontroll</b>	Ja	Nei	-	-	Paritet	Styrke
	<b>Kunderelasjon</b>	Ja	Nei	-	-	Paritet	Styrke

I VRIO-analysen gjennomført for Northern Offshore og deres besittelse av ressurser kom det tydelig frem at selskapet står stødig i samtlige ressurskategorier. De har gode finansielle, fysiske, menneskelige og organisatoriske ressurser, og det oppnås konkurransemessig paritet. Selskapet sitter på verdifulle ressurser, hvilket er å anse som en styrke i et konkurransepreget marked. Deres styrker er jevnt over hverken unike eller sjeldne, og er å finne også blant deres konkurrenter. Dette tilsier at Northern Offshore ikke besitter ressurser som gir konkurransemessige fortrinn, hverken av midlertidig eller varig art. Verdifulle ressurser gir økonomiske fordeler, men det antas å ikke være utover det normale.

## 4.4 Strategisk analyse oppsummert i SWOT

Den strategiske analysen i dette kapittelet oppsummeres i en såkalt SWOT-analyse. Dette er et analyseverktøy som presenterer selskapets interne styrker og svakheter, og videre eksterne muligheter og trusler i markedet (Kotler, 2008).

Tabell 7: SWOT-analyse av Northern Offshore og selskapets omgivelser

	<b>Styrker</b>	<b>Svakheter</b>
<b>INTERNE</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Høy egenkapitalandel</li> <li>➤ Kredittstøtte fra Metrogas</li> <li>➤ Verdifull flåte</li> <li>➤ God kompetanse og erfaring i seniorledelsen og styret</li> <li>➤ God struktur og intern kontroll</li> <li>➤ Gode kunderelasjoner</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Lite selskap</li> <li>➤ Utnyttelsesgrad</li> <li>➤ Eldre enheter i flåten</li> </ul>
<b>EKSTERNE</b>	<b>Muligheter</b>	<b>Trusler</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Økt etterspørsel som følge av global populasjons økning</li> <li>➤ Ny teknologi</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Høy konkurranseintensitet</li> <li>➤ Kunders høye forhandlingskraft</li> <li>➤ Leverandørers moderate forhandlingskraft</li> <li>➤ Politisk usikkerhet</li> <li>➤ Lav oljepris over en lengre periode</li> <li>➤ Færre kontrakter</li> <li>➤ Kontraktrisiko og andres handlinger</li> <li>➤ Peak oil</li> </ul>

Den eksterne analysen avdekker et komplekst og volatilt marked med høy konkurranseintensitet. Det forekommer flere faktorer som er truende for Northern Offshores suksess, eksistens og markedsverdi. Dog ligger det klare muligheter i ny teknologi innen utstyr og boremetoder i Contract Drilling markedet. I tillegg fører vil en økning i populasjonen til høyere etterspørsel av energi. Northern Offshore står stødig, men deres interne ressurser byr ikke på sjeldenhet. Dette gjør at selskapet spiller på lik linje med flere av konkurrentene. Contract Drilling markedet er fortsatt verdiskapende og lovende tross den lave oljeprisen. Derimot må tiltak innføres som en tilpasning på et volatilt og svingende marked, for at små og store selskaper skal ha mulighet for videre lønnsom drift.

Funnene fra den strategiske analysen brukes så i den fundamentale verdsettelsesprosessen. I det følgende gjennomføres det først en regnskapsanalyse. Denne har til hensikt å fremstille

harde fakta om Northern Offshore og å bygge opp om den strategiske analysen, i form av konkrete tall (Penman, 2010). Totalt sett skal dette gi et godt grunnlag for prognostisering og verdsettelse av selskapet.

# Kapittel 5: Regnskapsanalyse

---

Etter gjennomgang av eksterne og interne forhold i Northern Offshore, er neste steg i den fundamentale verdsettelsen *regnskapsanalyse*. Tallmateriale og annen data om selskapet organiseres, og relevant informasjon skilles fra irrelevant. Med bakgrunn i allerede tilegnet kunnskap om selskapet foretas en omstrukturering av finansregnskapet, det vil si egenkapital, balanse, resultatregnskap og kontantstrøm (jfr. kapittel 2, 3 og 4). Et omstrukturert finansregnskap klargjør informasjon til videre analyse av selskapets lønnsomhet og vekst. Det hele gir relevant informasjon som anvendes i prognostiseringen i kapittel 7 (Penman, 2013).

## 5.1 Rammeverk for regnskapsanalysen

### 5.1.1 Datainnsamling og valg av analyseperiode

Regnskapsdata og annet materiale som benyttes i regnskapsanalysen er hentet fra selskapets årsrapporter publisert på deres hjemmeside og Oslo Børs. Finansregnskapet fra årsrapportene 2010-2014 er å finne i vedlegg 1. Det er data som er tilgjengelig for utenforstående investorer og gir klar informasjon om Northern Offshores økonomiske situasjon. For et investorperspektiv gir denne type data indikasjon på hva som kan forventes i tiden fremover, hvilket er høyst nyttig i videre prognostisering. Finansregnskapet er utarbeidet i tråd med vanlige amerikanske regnskapsprinsipper (US GAAP), og dette tas hensyn til i regnskapsanalysen (Northern Offshore Ltd, 2014a).

Analyseperiode er også en viktig del av rammeverket for regnskapsanalysen. Avgjørende for valg av periode er i hvilken grad selskapet kan sies å være i en stabil situasjon. Northern Offshore ble først listet på Oslo Børs i 2007 (syv år fra oppstart). Slik som beskrevet i strategisk analyse operer selskapet i et turbulent og volatilt marked (jfr. kapittel 4). Oljeprisen er stadig utsatt for store svingninger og det hele påvirker selskapet. Dette har innvirkning på valg av analyseperiode. Det velges med det et noe lengre perspektiv på fem år, og analyseperioden settes til årene 2010-2014. En femårsperiode velges da de gir et langt nok perspektiv for å fange opp trender i markedet, i tillegg til at historisk informasjon ikke blir for gammel. Selv om det enkleste ville vært å gå ett år tilbake i tid, da regnskapsdata fra året 2014 publiseres først i april, er det ønskelig å inkludere dette året. Situasjonen i markedet er av stor interesse for verdsettelsen med tanke på hvor omfattende og stor innvirkning det har på

selskapet (jfr. delkapittel 4.1 og 4.2). Ved en verdsettelse er det dessuten essensielt å ha så ny data som mulig (Dahl, Hansen, Hoff, & Kinserdal, 1997).

### 5.1.2 Valg av analysenivå

Northern Offshore består av moderselskapet og flere opprettede datterselskaper (jfr. delkapittel 2.2). Analysen gjøres av konsernet som helhet, det vil si at moderselskapet og samtlige datterselskaper analyseres under ett. Det optimale ville vært å analysere alle enhetene hver for seg. Grunnet kompleksitet, lokalisering samt tid velges det å analysere gruppen med bakgrunn i konsernregnskapet. Dette resulterer i et mer helhetlig bilde av selskapets økonomiske situasjon.

### 5.1.3 Rammeverk

Regnskapsanalysen gjennomføres med bakgrunn i Penman (2013, s. 321), i følgende *åtte-steps prosess*:

- 1) Omstrukturere egenkapitaloppstillingen med hensyn til fullstendig nettoresultat
- 2) Beregne avkastning og vekst i alminnelig egenkapital ut fra den omstrukturerte egenkapitalen
- 3) Omstrukturere balansen for å skille operasjonelle og finansielle aktiviteter
- 4) Omstrukturere resultatregnskapet for å skille operasjonelle og finansielle poster
- 5) Sammenligne den omstrukturerte balansen og resultatregnskapet gjennom en felles størrelse
- 6) Omstrukturere kontantstrømoppstillingen
- 7) Utføre en lønnsomhetsanalyse
- 8) Utføre en vekstanalyse

## 5.2 Omstrukturering av egenkapitaloppstillingen

Egenkapitaloppstillingen anses som mindre viktig i verdsettelsessammenheng, men er essensiell å gjennomføre da den inneholder transaksjoner som påvirker egenkapitalen i selskapet (Penman, 2010). Omstruktureringen har til hensikt å skille *transaksjoner med felles aksjonærer* og *dirty-surplus poster*. Penman (2013) definerer dirty-surplus elementer som alle regnskapsposter i egenkapitalen, sett bort i fra *rapportert nettoresultat* og *transaksjoner med aksjonærer*. Dette er med andre ord poster som er balanseført og ikke resultatført. Ved å ta høyde for eventuelle dirty-surplus poster samt rapportert nettoresultat får man *fullstendig nettoresultat*. Denne avdekkingen er viktig, ettersom verdsettelsesmodellene er avhengige av fullstendig nettoresultat (Penman, 2010).

Tabell 8: Omstrukturert egenkapitaloppstilling, beløp i 1000 USD

	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Inngående balanse alminnelig egenkapital</b>	<b>391 489</b>	<b>251 587</b>	<b>236 547</b>	<b>234 962</b>	<b>219 255</b>
<b>Transaksjoner med felles aksjonærer</b>					
Utbetalt utbytte	-	-13 976	-23 772	-32 299	-33 760
<b>Sum transaksjoner med aksjonærer</b>	<b>-</b>	<b>-13 976</b>	<b>-23 772</b>	<b>-32 299</b>	<b>-33 760</b>
<b>Fullstendig nettoresultat</b>					
Nettoresultat rapportert	-141 131	-3 385	19 209	11 304	36 977
Betalt skatt på opptjente aksjer	-443	-435	-1 065	-396	-979
Aksjebasert kompensasjon	1 672	2 756	4 043	5 684	4 954
<b>Sum fullstendig nettoresultat</b>	<b>-139 902</b>	<b>-1 064</b>	<b>22 187</b>	<b>16 592</b>	<b>40 952</b>
<b>Utgående balanse alminnelig egenkapital</b>	<b>251 587</b>	<b>236 547</b>	<b>234 962</b>	<b>219 255</b>	<b>226 447</b>
Alminnelig egenkapital (CSE)	251 587	236 547	234 962	219 255	226 447

Den omstrukturerte egenkapitaloppstillingen justeres først og fremst for poster som ikke inngår i *alminnelig egenkapital* (CSE). Dette innebærer ifølge Penman (2010) blant annet foretrukne aksjer og utsatt utbytte. Utsatt utbytte er den eneste aktuelle posten som det skal justeres for i dette tilfellet. Ifølge GAAP skal utsatt utbytte rapporteres som gjeld. Dette må omstruktureres ettersom aksjonærer ikke kan skyldes utbytte til seg selv (Penman, 2010). Omstruktureringen har ført til et påslag av utsatt utbytte på inngående og utgående balanse.

Slik det fremstår i tabellen ovenfor består transaksjoner med felles aksjonærer kun av *utbetalt utbytte*. Posten tar utgangspunkt i utbytte rapportert i egenkapitaloppstillingen, trekker fra inneværende års utsatte utbytte og legger på fjorårets utsatte utbytte (Penman, 2010).

Det fremkommer to dirty-surplus poster i Northern Offshores egenkapitaloppstilling, *betalt skatt på opptjente aksjer* og *aksjebasert kompensasjon*. Ifølge Penman (2013) skal disse

postene medregnes i selskapets fullstendige nettoresultat. Videre sier hans teori at kun deler av denne vurderes som uvanlig post og resterende føres som utøvde aksjeopsjoner. I omstruktureringen for Northern Offshore vurderes aksjebasert kompensasjon i helhet som uvanlig post. Dette gjøres ettersom det ikke kommer tydelig frem i årsrapporten om selskapet har utstedt aksjer til subsidiert pris. Det kan tyde på at dette har blitt gjort, men siden summene er marginale sees det bort ifra dette.



### 5.3 Beregning av avkastning og vekst i alminnelig egenkapital

I det andre steget av regnskapsanalysen brukes den reformulerte egenkapitaloppstillingen til å estimere avkastning og vekst på alminnelig egenkapital. De to nøkkeltallene blir videre presentert og vurdert.

#### Avkastning på alminnelig egenkapital

Avkastning på alminnelig egenkapital er på engelsk kjent som *Return on Common Equity* (ROCE). Nøkkeltallet uttrykker aksjonærenes lønnsomhet på en investering (Penman, 2010).

$$\begin{aligned} \text{Avkastning på alminnelig egenkapital}_t \text{ (ROCE}_t\text{)} \\ = \frac{\text{Fullstendig nettoresultat}}{\text{Gjennomsnittlig alminnelig egenkapital}} \end{aligned}$$

Penman (2013, s. 365)

Northern Offshores ROCE presenteres i tabellen under. Her ser man at det er store svingninger fra år til år. Negativ avkastning i 2010 og 2011 kommer av de negative nettoresultatene. Totalt sett er utviklingen av ROCE positiv.

Tabell 9: Avkastning på alminnelig egenkapital, beløp i 1000 USD

	2010	2011	2012	2013	2014
Sum fullstendig nettoresultat	-139 902	-1 064	22 187	16 592	40 952
Inngående balanse CSE	391 489	251 587	236 547	234 962	219 255
Utgående balanse CSE	251 587	236 547	234 962	219 255	226 447
Gjennomsnittlig CSE	321 538	244 067	235 755	227 109	222 851
<b>Avkastning på CSE (ROCE)</b>	<b>-43,51 %</b>	<b>-0,44 %</b>	<b>9,41 %</b>	<b>7,31 %</b>	<b>18,38 %</b>

I Penman (2013) er det presentert en tabell for ROCE-median i ulike bransjer og industrier med data fra Standard & Poor's Compustat. I tabellen fremstilles olje- og gassutvinning med en ROCE-median på 9,1 %. I forhold til denne data har Northern Offshore hatt en akseptabel ROCE de tre siste årene. Dog er det viktig å bemerke at dette er data fra 1963 til 1999. Høy ROCE i 2014 skyldes i hovedsak en økning i rapportert nettoresultat. En fortsatt reduksjon i gjennomsnittlig egenkapital fra 2010 til 2014 fører også til en gunstigere ROCE.

#### Vekst i alminnelig egenkapital

Videre beregnes vekst i alminnelig egenkapital, og er vist i tabell 10. Vekstraten kommer av endring i egenkapital, hvilket uttrykkes i fullstendig nettoresultat og transaksjoner med aksjonærer sett opp mot inngående balanse (Penman, 2013).

### Prosentvis vekst i alminnelig egenkapital

$$= \frac{\text{Fullstendig nettoresultat} + \text{Transaksjoner med aksjonærer}}{\text{Inngående balanse i alminnelig egenkapital}}$$

Penman (2013, s. 267)

Tabell 10: Prosentvis vekst i alminnelig egenkapital, beløp i 1000 USD

	2010	2011	2012	2013	2014
Sum fullstendig nettoresultat	-139 902	-1 064	22 187	16 592	40 952
Sum transaksjoner med aksjonærer	-	-13 976	-23 772	-32 299	-33 760
Sum endringer i CSE	-139 902	-15 040	-1 585	-15 707	7 192
Inngående balanse CSE	391 489	251 587	236 547	234 962	219 255
<b>Prosentvis vekst i alminnelig egenkapital</b>	<b>-35,74 %</b>	<b>-5,98 %</b>	<b>-0,67 %</b>	<b>-6,68 %</b>	<b>3,28 %</b>

Fra 2010 til 2013 har selskapet hatt en negativ prosentvis vekst i CSE. I 2010 skyldes dette et negativt fullstendig nettoresultat, grunnet nedskrivning av flåten på hele \$205,4 millioner. Fullstendig nettoresultatet forbedres betraktelig året etter, men det er fortsatt negativt. Ved å gå dypere i tallmaterialet ser man at selskapet har en markant nedgang i omsetning på \$96,4 millioner fra 2010 til 2011 (Northern Offshore Ltd, 2012). Ser man bort fra nedskrivningen i 2010, så er 2011 et dårligere år hva gjelder operasjonelle inntekter og kostnader. Dette ses nærmere på i kjernedriftsregnskapet (delkapittel 5.9). I 2011 utbetales det i tillegg utbytte på om lag \$14,0 millioner, hvilket medfører en større negativ utvikling i CSE.

I 2012 og 2013 kan selskapet vise til positive fullstendige nettoresultater, men en fortsatt økning i utbetalt utbytte forårsaker negativ utvikling. Det er først i 2014 at Northern Offshore har en positiv vekst i egenkapitalen. Selskapet øker utbetalt utbytte noe, men har et sterkere fullstendig nettoresultat. Med dette kan det ses et håp om bedring i prosentvis vekst i CSE. Videre ventes det i 2015 dårligere utnyttelsesgrad, og dermed lavere dagrateinntekter grunnet avsluttede kontrakter og rigger i opplag (jfr. delkapittel 4.1). Dette gir konsekvenser for prognosene som gis senere i avhandlingen.

## 5.4 Omstrukturering av balansen

Balansen i finansregnskapet er en oppstilling av et selskaps eiendeler, gjeld samt egenkapital. En omstrukturering av balansen gjør det mulig å analysere selskapets evne til å skape profit. Dette innebærer å skille operative balanseposter fra finansielle. Første del av omstruktureringen består av operasjonelle eiendeler og gjeld. Sammen gir disse netto operasjonelle eiendeler (NOA). Deretter vises finansielle eiendeler og gjeld som sammen uttrykker netto finansiell gjeld (NFO). Hensikten med omstrukturering av balansen er å foreta en vurdering av de operasjonelle elementene alene og deres evne til å generere profit. Det er dette fokuset ligger på ettersom disse ofte er kilde til verdiskapning (Penman, 2013).

Tabell 11: Omstrukturert balanse, beløp i 1000 USD

	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Operasjonelle eiendeler</b>					
Netto kundefordringer	55 686	36 649	29 386	24 158	48 909
Forskuddsbetalte kostnader	4 785	3 905	4 099	3 508	3 425
Utsatte mobiliseringskostnader, kortsiktig del	-	-	2 209	2 202	368
Utsatt forsikringspremie	-	-	1 869	1 627	1 855
Andre omløpsmidler	700	532	1 711	1 382	366
Eiendom, anlegg & utstyr - eksisterende flåte	252 397	253 740	201 077	180 329	155 267
Eiendom, anlegg & utstyr - newbuild jackups	-	-	-	17 829	84 924
Utsatte mobiliseringskostnader, langsiktig del	-	-	1 596	368	-
Tørrdokkostnader	-	4 967	5 093	2 859	1 085
Andre anleggsmidler	1 677	224	1 748	1 665	1 154
<b>Sum operasjonelle eiendeler</b>	<b>315 245</b>	<b>300 017</b>	<b>248 788</b>	<b>235 927</b>	<b>297 353</b>
<b>Operasjonell gjeld</b>					
Betalbar skatt	3 429	2 926	933	1 282	2 775
Leverandørgjeld	17 528	27 435	13 377	9 275	11 973
Påløpte kostnader	18 616	7 035	12 592	19 310	14 439
Utsatte inntekter	2 396	4 813	2 062	-	-
Annen langsiktig gjeld	-	-	-	-	47 793
<b>Sum operasjonell gjeld</b>	<b>41 969</b>	<b>42 209</b>	<b>28 964</b>	<b>29 867</b>	<b>76 980</b>
<b>Netto operasjonelle eiendeler - NOA</b>	<b>273 276</b>	<b>257 808</b>	<b>219 824</b>	<b>206 060</b>	<b>220 373</b>
<b>Finansielle eiendeler</b>					
Kontanter og kontantekvivalenter	12 587	10 601	26 504	19 537	16 604
Bundne midler, kortsiktig del	6 445	7 604	-	1 000	6 436
Bundne midler, langsiktig del	-	5 436	5 436	5 436	-
Utsatte finansieringsavgifter	2 279	534	-	-	-
Depositumskonto	-	-	5 198	9 222	12 034
<b>Sum finansielle eiendeler</b>	<b>21 311</b>	<b>24 175</b>	<b>37 138</b>	<b>35 195</b>	<b>35 074</b>
<b>Finansiell gjeld</b>					
Annen kortsiktig gjeld (løpende kredittstøtte)	43 000	45 436	22 000	22 000	29 000
<b>Sum finansiell gjeld</b>	<b>43 000</b>	<b>45 436</b>	<b>22 000</b>	<b>22 000</b>	<b>29 000</b>
<b>Netto finansiell gjeld (eiendeler) NFO (NFA)</b>	<b>21 689</b>	<b>21 261</b>	<b>-15 138</b>	<b>-13 195</b>	<b>-6 074</b>
<b>Alminnelig egenkapital (CSE = NOA - NFO)</b>	<b>251 587</b>	<b>236 547</b>	<b>234 962</b>	<b>219 255</b>	<b>226 447</b>

*Forskuddsbetalte kostnader* finnes under omløpsmidler på eiendelssiden i selskapets balanse. Denne posten antas å tilhøre operasjonelle eiendeler ettersom noe annet ikke kan antas ut ifra samtlige årsrapporter (Northern Offshore Ltd, 2011a, 2012, 2013, 2014a, 2015a).

I de to siste årene av analyseperioden oppstår posten *eiendom, anlegg & utstyr - newbuild jackups* i balansen hvilket klassifiseres som anleggsmiddel. I tillegg legges det til en langsiktig gjeld det siste året. Denne posten er ifølge Northern Offshore: « ... *associated with the liability recorded to reflect the percentage of completion for the newbuild jackup*» (Northern Offshore Ltd, 2015a, s. 22). Med andre ord er postene *annen langsiktig gjeld* og *newbuild jackups* knyttet til konstruksjonen av riggene (installeringskostander) (Northern Offshore Ltd, 2015a). Det er rimelig å anta at disse i fremtiden vil være en del av den operasjonelle driften. Dermed plasseres begge inn under det operasjonelle, henholdsvis som eiendel og gjeld, og blir en del av NOA-beregningene.

*Andre anleggsmidler* kommenteres ikke i årsrapportene til Northern Offshore. Med dette ligger det lite informasjon til grunn for kategoriseringen. I tillegg er posten av ubetydelig størrelse, og plasseringen av den vil ha liten innvirkning. Andre anleggsmidler antas å være tilknyttet drift, og kategoriseres som operasjonell eiendel.

*Påløpte kostnader* fratrekkes utbetalt utbytte i omstrukturert balanse. Dette forekommer som følge av at utbetalt utbytte er inkludert i alminnelig egenkapital (jfr. delkapittel 5.2) (Penman, 2013).

Posten *kontanter og kontantekvivalenter* er ført i balansen under omløpsmidler. Sammenslåing av kontanter og kontantekvivalenter gjør det vanskelig å identifisere kontanter som brukes til operasjonelle aktiviteter. Grunnet mangel på tilgjengelig informasjon, på hvor stor andel som kan tilskrives det operasjonelle, er det ifølge Penman (2013) tryggest å plassere hele posten som finansiell eiendel. Dermed anses hele posten som finansiell.

*Bundne midler* er øremerkede midler, og i tilfeller der beløpet er vesentlig skilles det fra *kontanter og kontantekvivalenter* samt føres i en egen post (Penman, 2013). Dette er tilfellet for Northern Offshore, der de plasseres delvis som omløpsmidler og delvis som anleggsmidler. Det opplyses i årsrapport for 2010 at bundne midler er relatert til kontraktsobligasjoner, i form av avsatte midler som sikkerhet for mulige tap i kontraktrelasjon

(Northern Offshore Ltd, 2011a). Ifølge Penman (2013) skal obligasjoner reformuleres til finansielle eiendeler, og med dette vil begge postene for bundne midler føres der. Fra et teoretisk ståsted kan denne kategoriseringen problematiseres, men da tallene er marginale følges teorien til Penman (2013).

## 5.5 Omstrukturering av resultatregnskap

Et resultatregnskap rapporterer et selskaps resultater fra forretningsaktiviteter, og dermed i hvilken grad det har ført til økning eller reduksjon i aksjonærenes egenkapital. En omstrukturering av resultatregnskapet innebærer å skille mellom operasjonelle og finansielle elementer slik som ved balansen. I tillegg deles operasjonelle poster inn i inntekt fra handel med kunder og annen inntekt (Penman, 2013). Til slutt legger man til dirty-surplus elementer fra egenkapitaloppstillingen (jfr. delkapittel 5.2). Dette gir *fullstendig nettoresultat* på bunnlinja, et uttrykk av nødvendighet for videre verdsettelse (jfr. delkapittel 5.2).

Tabell 12: Omstrukturert resultatregnskap, beløp i 1000 USD

	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Driftsinntekter</b>	<b>257 488</b>	<b>161 121</b>	<b>182 848</b>	<b>174 864</b>	<b>246 285</b>
<b>Driftskostnader</b>					
Boring og produksjon	-104 680	-114 621	-122 500	-116 236	-159 733
Avskrivninger	-58 110	-34 167	-34 471	-31 895	-33 574
Generelle og administrative	-7 213	-5 798	-6 437	-8 265	-7 183
Nedskrivning av anleggsmidler	-205 361	-	-	-	-
<b>Driftsresultat på salg (før skatt)</b>	<b>-117 876</b>	<b>6 535</b>	<b>19 440</b>	<b>18 468</b>	<b>45 795</b>
<b>Skatt</b>					
Rapportert skattekostnad	-13 886	-2 195	-4 125	-3 647	-6 968
Skattefordel fra netto finansielle kostnader	-1 874	-1 205	-720	-735	-370
Skatt avsatt til andre driftsinntekter	-	-340	1 499	32	-
<b>Sum skatt</b>	<b>-15 760</b>	<b>-3 740</b>	<b>-3 346</b>	<b>-4 350</b>	<b>-7 338</b>
<b>Driftsresultat på salg (etter skatt)</b>	<b>-133 636</b>	<b>2 795</b>	<b>16 094</b>	<b>14 118</b>	<b>38 457</b>
Effektiv skattesats (Gjennomsnitt: 20,13 %)	-13 %	57 %	17 %	24 %	16 %
<b>Andre driftsinntekter (kostnader) som behøver skattetildeling</b>					
Gevinst (tap) på salg av eiendeler	-	-1 701	7 493	159	-
Skatteeffekt på andre driftsinntekter (kostnader) (20%)	-	340	-1 499	-32	-
<b>Gevinst (tap) på salg av eiendeler etter skatt</b>	<b>-</b>	<b>-1 361</b>	<b>5 994</b>	<b>127</b>	<b>-</b>
<b>Andre inntekter etter skatt (driftsrelatert dirty-surplus)</b>					
Betalt skatt på opptjente aksjer	-443	-435	-1 065	-396	-979
Aksjebasert kompensasjon	1 672	2 756	4 043	5 684	4 954
<b>Sum andre inntekter etter skatt</b>	<b>1 229</b>	<b>2 321</b>	<b>2 978</b>	<b>5 288</b>	<b>3 975</b>
<b>Driftsresultat (salg og andre inntekter) etter skatt</b>	<b>-132 407</b>	<b>3 755</b>	<b>25 066</b>	<b>19 533</b>	<b>42 432</b>
<b>Finansposter</b>					
Netto rentekostnader	-6 236	-2 022	-2 406	-1 513	-1 917
Amortisering av utsatte finansieringsavgifter	-2 573	-2 593	-512	-483	-161
Andre finansposter, netto	-560	-1 409	-681	-1 680	228
<b>Sum finansposter</b>	<b>-9 369</b>	<b>-6 024</b>	<b>-3 599</b>	<b>-3 676</b>	<b>-1 850</b>
Skatteeffekt på finansposter (20 %)	1 874	1 205	720	735	370
<b>Netto finanskostnader etter skatt</b>	<b>-7 495</b>	<b>-4 819</b>	<b>-2 879</b>	<b>-2 941</b>	<b>-1 480</b>
<b>Fullstendig nettoresultat</b>	<b>-139 902</b>	<b>-1 064</b>	<b>22 187</b>	<b>16 592</b>	<b>40 952</b>

Omstruktureringen har til hensikt å uttrykke alle resultatene etter skatt. Det må derfor foretas en skattetildeling av såkalte *før-skatt poster*, hvilket forutsetter en skattesats. Northern Offshore har ingen skattekostnader på Bermuda, men driver operasjoner rundt om i verden. Det er dermed ikke mulig å ta utgangspunkt i en nominell skattesats for utregningene. Grunnet dette er det estimert et gjennomsnitt av skattesatsene i land selskapet hovedsakelig operer i, og det settes en skattesats på 20 % (Northern Offshore Ltd, 2015a; Organisation for Economic Co-operation and Development, 2015). Dessuten har selskapet en gjennomsnittlig effektiv skattesats på 20,13 %, som er illustrert i tabell 12. Dette er med på å forsvare den forutsatte skattesatsen.

Tabell 12 presenterer Northern Offshores omstrukturerte resultatregnskap. Reformuleringen starter ved å ta for seg driftsinntekter og -kostnader fra salg. Ettersom *gevinst (tap) på salg av eiendeler* ikke generer lønnsomhet gjennom handel med kunder flyttes denne posten (Penman, 2010). Posten er en før-skatt post og plasseres under *andre driftsinntekter (kostnader) som behøver skattetildeling*. Dette medfører en skatteeffekt som det også justeres for under skatt.

Videre inkluderes dirty-surplus postene; *betalt skatt på opptjente aksjer og aksjebasert kompensasjon*. Hele posten aksjebasert kompensasjon vurderes som dirty-surplus element (jfr. delkapittel 5.2). Disse postene er såkalte *etter-skatt poster* og skal ikke tildeles skatt.

Til slutt listes finanspostene med endring for skatteeffekt da disse også er før-skatt poster. Det hele resulterer i fullstendig nettoresultat.

## 5.6 Sammenligning av den omstrukturerte balansen og resultatregnskapet

Ifølge Penman (2013) kan et selskaps prestasjoner vurderes ved å sammenligne dets historiske data eller med andre sammenlignbare selskaper. I regnskapsanalysen for Northern Offshore foretas en sammenligning av selskapets historiske tall, hvilket er en såkalt *tidsserieanalyse*. Den omstrukturerte balansen og resultatregnskapet benyttes til en *trendanalyse* (Penman, 2013). Sammenligning med konkurrenter foretas i kapittel 10 gjennom en relativ verdsettelse.

### 5.6.1 Trendanalyse

En trendanalyse gir et bilde av hvordan selskapet utvikler seg over tid med utgangspunkt i et bestemt år. Basisåret settes til 2010 og har en indeks på 100 (Penman, 2013). Aktuelle poster i den omstrukturerte balansen og resultatregnskapet for 2011 til 2014 vurderes i forhold til indeksen. Med dette gir trendanalysen et uttrykk for positiv eller negativ utvikling i elementene vist i form av prosent over eller under 100 (Penman, 2013). I det følgende presenteres først trendanalyse av den omstrukturerte balansen, og deretter for det omstrukturerte resultatregnskapet.

#### Trendanalyse av omstrukturert balanse

I trendanalysen nedenfor presenteres kun et utdrag av poster fra operasjonelle eiendeler og gjeld. De resterende postene eksisterte ikke i basisåret og er dermed ikke mulig å beregne trenden på.

Tabell 13: Trendanalyse av utvalgte poster i den omstrukturerte balansen

	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Operasjonelle eiendeler</b>					
Netto kundefordringer	100 %	66 %	53 %	43 %	88 %
Forskuddsbetalte kostnader	100 %	82 %	86 %	73 %	72 %
Andre omløpsmidler	100 %	76 %	244 %	197 %	52 %
Eiendom, anlegg & utstyr - eksisterende flåte	100 %	101 %	80 %	71 %	62 %
Andre anleggsmidler	100 %	13 %	104 %	99 %	69 %
<b>Sum operasjonelle eiendeler</b>	<b>100 %</b>	<b>95 %</b>	<b>79 %</b>	<b>75 %</b>	<b>94 %</b>
<b>Operasjonell gjeld</b>					
Betalbar skatt	100 %	85 %	27 %	37 %	81 %
Leverandørgjeld	100 %	157 %	76 %	53 %	68 %
Påløpte kostnader	100 %	38 %	68 %	104 %	78 %
Utsatte inntekter	100 %	201 %	86 %	0 %	0 %
<b>Sum operasjonell gjeld</b>	<b>100 %</b>	<b>101 %</b>	<b>69 %</b>	<b>71 %</b>	<b>183 %</b>
<b>Netto operasjonelle eiendeler (NOA)</b>	<b>100 %</b>	<b>94 %</b>	<b>80 %</b>	<b>75 %</b>	<b>81 %</b>
<b>Netto finansiell gjeld (eiendel) - NFO (NFA)</b>	<b>100 %</b>	<b>98 %</b>	<b>-70 %</b>	<b>-61 %</b>	<b>-28 %</b>
<b>Egenkapital (NOA-NFO)</b>	<b>100 %</b>	<b>94 %</b>	<b>93 %</b>	<b>87 %</b>	<b>90 %</b>



Utviklingen frem til 2014 viser tendenser til at egenkapitalen til selskapet ligger rundt om 90 % av basisåret. **Operasjonelle eiendeler** falt betraktelig fra 2011 til 2013, dette tilskrives avskrivninger gjennomgående i perioden (Northern Offshore Ltd, 2012, 2013, 2014a). Økningen i operasjonelle eiendeler i 2014 skyldes bestilling av to nye jackups og en økning i kundefordringer (Northern Offshore Ltd, 2015a). Videre blir *netto kundefordringer og eiendom, anlegg & utstyr – eksisterende flåte* kommentert. *Forskuddsbetalte kostnader, andre omløpsmidler og andre anleggsmidler* er vanskelig å vurdere i detalj ettersom postene blir minimalt beskrevet i årsrapportene.

*Netto kundefordringer* falt i løpet av de tre årene etter 2010, for så å ta seg godt opp i 2014. Dette kan sees i sammenheng med endringene i driftsinntektene de samme årene, hvilket uttrykkes i tabell 13. I tider med lav utnyttelsesgrad og lavere inntekt kan det ventes lavere kundefordringer. Verdt å merke er at 2012 er et unntak. Dette året har selskapet høyere inntekter, men lavere kundefordringer. Grunnen er at selskapet mottar flere innbetalinger, hvilket føres under kontanter og kontantekvivalenter (Northern Offshore Ltd, 2013). Hvordan kundefordringene utvikler seg fremover blir sett nærmere på i prognosene for selskapet.

Posten *eiendom, anlegg & utstyr – eksisterende flåte* reduseres jevnt de siste tre årene. 2011 er et unntak med en økning i verdi. Dette kommer av at selskapet balanseførte oppgraderinger på Energy Searcher og Energy Driller. I tillegg forekommer salget av riggen Energy Exerter i 2012, noe som fører til en tydelig nedgang i posten (Northern Offshore Ltd, 2013).

**Operasjonell gjeld** endres betraktelig over årene, både i positiv og negativ retning. I 2012 og 2013 ser man en nedgang på cirka 30 % fra basisåret. Nedgangen her skyldes lavere leverandørgjeld og påløpte kostnader. Den markante økningen i 2014 kommer av gjeld tilknyttet nybygging av jackups (jfr. delkapittel 5.4). Slik det fremkommer i analysen er det ikke tydelige trendmønstre i de enkelte gjeldspostene. Disse kommenteres dermed i detalj i det kommende.

I 2011 foretar selskapet, som nevnt over, oppgraderinger på to av sine rigger. Dette resulterer i en betraktelig økning i *leverandørgjeld* dette året (Northern Offshore Ltd, 2012). Årene etter ligger leverandørgjelden på et lavere nivå enn basisåret grunnet betalinger. Hva som forventes av fremtidig leverandørgjeld sees nærmere på under prognostiseringen i kapittel 7.

Posten *påløpte kostnader* falt noe fra 2010 til 2011 på grunn av nedbetaling av gjelden (Northern Offshore Ltd, 2012). I tillegg fremkommer det i 2013 en økning, før den reduseres året etter. Dette kommer av at Northern Offshore i 2013 bokfører påløpte kostnader knyttet til vedlikehold og oppgraderinger på Northern Producer. Året etter mottar selskapet en refusjon på dette (Northern Offshore Ltd, 2014a, 2015a).

*Utsatt inntekt* eller *uopptjent inntekt* er gjeld hovedsakelig tilknyttet mobilisering av rigger. 2011 viser til en dobling av gjelden. Tross dette kommenteres ikke posten i detalj i årsrapporten. Det er dermed vanskelig å si noe om dens trend, men det fremkommer i årsrapporten 2013 at selskapet nedbetalte gjelden for fullt.

**Netto finansielle forpliktelser (eiendeler)** endres vesentlig over årene. Fra 2011 til 2012 går Northern Offshore fra å ha netto finansielle forpliktelser til eiendeler. Dette kommer av en reduksjon i *løpende kredittstøtte* og en økning i *kontanter og kontantekvivalenter* fra 2011 til 2012. Dermed fremstår prosentene i minus de tre siste årene.

### Trendanalyse av omstrukturert resultatregnskap

Videre analyseres trenden av utvalgte poster i det omstrukturerte resultatregnskapet. De mest essensielle postene er driftsinntekter og -kostnader. Da noen av resultatene er negative i 2010 illustreres ikke trenden optimalt og utelates derfor.

Tabell 14: Trendanalyse av utvalgte poster i det omstrukturerte resultatregnskapet

	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Driftsinntekter</b>	<b>100,0 %</b>	<b>62,6 %</b>	<b>71,0 %</b>	<b>67,9 %</b>	<b>95,6 %</b>
Boring og produksjon	100,0 %	109,5 %	117,0 %	111,0 %	<b>152,6 %</b>
Avskrivninger	100,0 %	58,8 %	59,3 %	54,9 %	<b>57,8 %</b>
Generelle og administrative	100,0 %	80,4 %	89,2 %	114,6 %	<b>99,6 %</b>
Nedskrivning av anleggsmidler	100,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	<b>0,0 %</b>
<b>Sum driftskostnader</b>	<b>100,0 %</b>	<b>41,2 %</b>	<b>43,5 %</b>	<b>41,7 %</b>	<b>53,4 %</b>
<b>Fullstendig nettoresultat</b>	<b>100,0 %</b>	<b>0,8 %</b>	<b>-15,9 %</b>	<b>-11,9 %</b>	<b>-29,3 %</b>

Northern Offshores driftsinntekter ble betraktelig redusert fra 2010 til 2011. Ifølge selskapet skyldes dette hovedsakelig lavere dagrater og utnyttelsesgrad på riggen Energy Searcher. Energy Driller hadde også en lavere inntjening. Dette kom av endt treårskontrakt og 24 dager med *zero-rate* på grunn av defekt utstyr (Northern Offshore Ltd, 2012). På den positive siden økte dagrateomsetningen for Energy Enhancer og Endeavour grunnet høyere utnyttelsesgrad, sammenlignet med basisåret 2010 (Northern Offshore Ltd, 2012). Året etter hadde selskapet

noe høyere inntjening på samtlige rigger utenom Energy Searcher (Northern Offshore Ltd, 2013).

Fra 2011 til 2014 har selskapet en økning i bore- og produksjonskostnader. Økningen fra basisåret til 2011 skyldes i hovedsak høyere utnyttelsesgrad av Energy Enhancer og Endeavour (Northern Offshore Ltd, 2012). I tillegg møter selskapet på en rekke vedlikeholds- og reparasjonskostnader, spesielt på Energy Driller (Northern Offshore Ltd, 2012). Tabell 14 viser en sterk økning i bore- og produksjonskostnader i 2014. Dette kommer av en bedret utnyttelsesgrad og driftsinntekter sett i forhold til 2013 (Northern Offshore Ltd, 2015a).

Tross en økning i bore- og produksjonskostnader reduseres sum driftskostnader. Nedgangen kommer av lavere avskrivninger i perioden 2011-2014, hvilket igjen skyldes at flåten ble nedskrevet med \$205,4 millioner i 2010 (Northern Offshore Ltd, 2011a, 2012).

Trendanalysen viser negative prosenter for fullstendig nettoresultat i noen år. Dette kommer av at selskapet viser til underskudd på \$139,9 millioner i basisåret. Sett i helhet har selskapet forbedret fullstendig nettoresultat betraktelig over årene. Det blir spennende å se trenden i 2015 og videre, ettersom utnyttelsesgraden av flåten er svært usikker. I mai og juli 2015 ender kontraktene for Energy Enhancer og Endeavour. Dessuten er Energy Driller og Searcher på vei til stacking-lokasjon. Det er dermed kun Northern Producer som står med en sikker fremtidig kontrakt (Northern Offshore Ltd, 2015b).

## 5.7 Omstrukturering av kontantstrømoppstillingen

En kontantstrømoppstilling viser inn- og utstrømmer i selskapet for en regnskapsperiode. Kontantstrømmene fordeles etter hva slags aktiviteter de har opphav fra: *operasjonelle aktiviteter*, *investeringsaktiviteter* og *finansielle aktiviteter*. En omstrukturering av kontantstrømoppstillingen klarlegger hensiktsmessige kontantstrømmer, og fremhever de som er av viktighet for videre analyser. I første del av det nye oppsettet identifiseres den *frie kontantstrømmen* ( $C - I$ ), hvilket er kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter minus kontantstrøm fra investeringsaktiviteter. Fri kontantstrøm uttrykker selskapets evne til å betale ned gjeld samt til å returnere kapital til aksjonærene. Til slutt identifiseres egenkapitalfinansiering (d) og gjeldsfinansiering (F) som sammen gir *total finansieringsstrøm* (Penman, 2013).

Tabell 15: Omstrukturert kontantstrøm, beløp i 1000 USD

	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Fri kontantstrøm</b>					
<b>Operasjonelle aktiviteter</b>					
Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	96 546	50 324	31 997	57 245	53 937
Netto rentekostnader etter skatt	3 990	587	2 242	667	682
Amortisering av utsatte finansieringsavgifter	-2 573	-2 593	-512	-483	-161
<b>Kontantstrøm operasjonelle aktiviteter (C)</b>	<b>97 963</b>	<b>48 318</b>	<b>33 727</b>	<b>57 429</b>	<b>54 458</b>
<b>Investeringsaktiviteter</b>					
Netto kontantstrøm (benyttet) fra investeringsaktiviteter	3 852	39 009	-32 330	32 056	30 015
<b>Kontantstrøm investeringsaktiviteter (I)</b>	<b>3 852</b>	<b>39 009</b>	<b>-32 330</b>	<b>32 056</b>	<b>30 015</b>
<b>Fri kontantstrøm (C-I)</b>	<b>94 111</b>	<b>9 309</b>	<b>66 057</b>	<b>25 373</b>	<b>24 443</b>
<b>Total finansieringsstrøm</b>					
<b>Egenkapitalfinansiering</b>					
Utbetalt utbytte	-	14 230	23 518	31 760	32 874
Betalt skatt på opptjente aksjer	443	435	1 065	396	979
<b>Kontantstrøm egenkapital (d)</b>	<b>443</b>	<b>14 665</b>	<b>24 583</b>	<b>32 156</b>	<b>33 853</b>
<b>Gjeldsfinansiering</b>					
Benyttet løpende kredittstøtte	-100 000	-52 436	-24 564	-	-25 000
Avdrag på løpende kredittstøtte	57 000	50 000	48 000	-	18 000
Tilbakebetaling av obligasjonslån	100 000	-	-	-	-
Avdrag på terminlån	97 500	-	-	-	-
Kostnad på gjeldsopptak	4 326	1 072	405	-	-
Netto renteutgifter etter skatt	3 990	587	2 242	667	682
Nedbetaling av utsatte finansieringsavgifter	-2 573	-2 593	-512	-483	-161
Nettoendring i kontanter og kontantekvivalenter	-66 575	-1 986	15 903	-6 967	-2 931
<b>Kontantstrøm gjeld (F)</b>	<b>93 668</b>	<b>-5 356</b>	<b>41 474</b>	<b>-6 783</b>	<b>-9 410</b>
<b>Total finansieringsstrøm (d+F)</b>	<b>94 111</b>	<b>9 309</b>	<b>66 057</b>	<b>25 373</b>	<b>24 443</b>

Ettersom selskapet følger US GAAP regnskapsstandard er *netto renteutgifter etter skatt* en del av kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter. Dette justeres det for da det i større grad tilhører kontantstrøm for finansielle aktiviteter (Penman, 2013). Med dette legges posten til operasjonelle og finansielle aktiviteter. Dette forbedrer fri kontantstrøm (C-I), og øker den totale finansieringsstrøm (d+F).

En korrigerende foretas også for posten *nedbetaling av utsatte finansieringsavgifter*. Dette gjøres fordi den anses som en finansieringskostnad, og er ikke tilknyttet den normale driften til selskapet. Plasseringen kan diskuteres, men siden posten er såpass ubetydelig har dens plassering minimalt å si. Posten flyttes fra operasjonelle til finansielle aktiviteter.

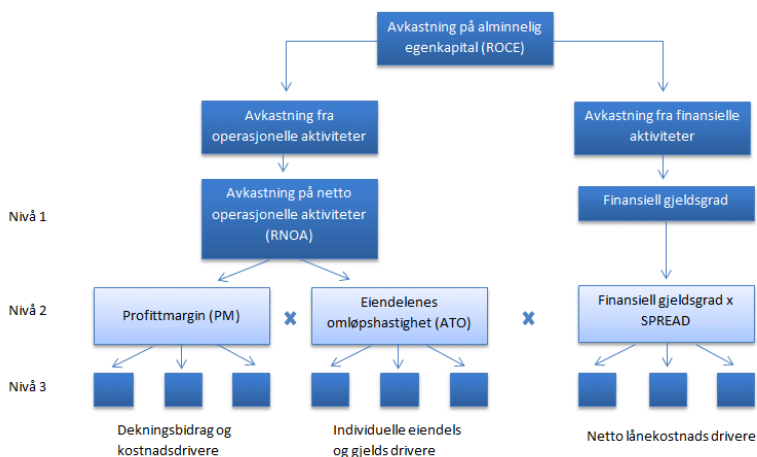
Videre fordeles den totale finansieringsstrømmen på egenkapital- og gjeldsfinansiering. Posten *betalt skatt på opptjente aksjer* kan være relatert til opsjonene, og ville da gått under gjeldsfinansiering. Da det ikke er noe grunnlag for å kunne si dette med sikkerhet, tas det forutsetning om at dette ikke er tilfellet. Posten plasseres dermed som egenkapitalfinansiering.

Til slutt vurderes *nettoendring i kontanter og kontantekvivalenter* tilhørighet. Da man ikke med sikkerhet vet hvor stor andel av posten som knyttes til operasjonelle aktiviteter, settes det hele under gjeldsfinansiering.

## 5.8 Lønnsomhetsanalyse

Ved bruk av superprofittmodellen er det ifølge Gjesdal (2012) fokus på verdidriverne *lønnsomhet* og *vekst* (jfr. delkapittel 3.1.1). Disse faktorene bestemmer selskapets verdi, da lønnsomhet skaper merverdi (utover bokført verdi) hvilket forsterkes av vekst. For å muliggjøre prognostisering er det nødvendig å forstå hva som driver disse (Penman, 2013). I første omgang analyseres lønnsomheten.

En lønnsomhetsanalyse beskriver tilstanden selskapet er i og driverne til dets avkastning (ROCE). Formålet med analysen er å identifisere kilder til verdiskaping. Dette gjøres ved å dekomponere ROCE i tre nivåer. I oppgaven utføres kun to av nivåene da det er disse som er mest aktuelle for Northern Offshore. I det første nivået deles ROCE inn i operasjonelle og finansielle aktiviteter, og disse analyseres. Det neste nivået identifiserer profittmarginen (PM) og eiendelenes omløpshastighet (ATO) (Penman, 2013). Dekomponeringen fremstilles i figuren nedenfor, deretter utføres de to første analysenivåene.



Figur 13: Dekomponering av ROCE, basert på Penman (2010, s. 364)

### 5.8.1 Førstegrads dekomponering

Første nivå i analysen består av dekomponering av ROCE som beskrevet innledningsvis. Nøkkeltallet består av tre drivere; *avkastning på netto operasjonelle eiendeler* (RNOA), *finansiell gjeldsgrad* (FLEV) og *operasjonell spread* (SPREAD) (Penman, 2010).

$$ROCE = RNOA + [FLEV \times (RNOA - NBC)]$$

$$ROCE = RNOA + [FLEV \times SPREAD]$$

Penman (2010, s. 364)

De tre driverne blir i det følgende beskrevet og analysert.

## Avkastning på netto operasjonelle eiendeler

RNOA forklarer selskapets evne til å generere ROCE gjennom operasjonelle aktiviteter (Penman, 2010). Nøkkeltallet anerkjenner altså at lønnsomhet må komme fra netto eiendeler investert i drift (Nissim & Penman, 2003). Penman (2010, s. 246) viser til følgende beregning av RNOA:

$$RNOA = \frac{\text{Driftsresultat etter skatt}}{\text{Gjennomsnittlig NOA}}$$

Tabellen nedenfor viser Northern Offshores RNOA fra 2011 til 2014.

Tabell 16: Avkastning på netto operasjonelle eiendeler, beløp i 1000 USD

	2010	2011	2012	2013	2014
Driftsresultat (salg og andre inntekter) etter skatt	-132 407	3 755	25 066	19 533	42 432
IB Netto operasjonelle eiendeler - NOA		273 276	257 808	219 824	206 060
UB Netto operasjonelle eiendeler - NOA	273 276	257 808	219 824	206 060	220 373
Gjennomsnittlig NOA		265 542	238 816	212 942	213 217
<b>Avkastning på netto operasjonelle eiendeler - RNOA</b>		<b>1,41 %</b>	<b>10,50 %</b>	<b>9,17 %</b>	<b>19,90 %</b>

Data fra Penman (2013) presenterer RNOA-median innen olje- og gassutvinning på 8,3 %. Damodaran (2015b) viser til nyere data fra 05.01.15. Den innsamlede data har et utvalg på 1140 selskaper fra E&P industrien, deriblant Northern Offshore samt andre Contract Drilling selskaper. Her fremkommer *Return on Invested Capital* (ROIC) på 11,72 %. Ifølge Penman (2013) er betegnelsene *Return on Invested Capital* det samme som RNOA. Ser en Northern Offshore opp mot denne data har selskapet en akseptabel RNOA spesielt for 2014.

Tabellen viser en relativt stigende RNOA. Dette kommer av en jevn nedgang i gjennomsnittlig NOA og en økning i driftsresultat etter skatt. Tabell 16 viser at 2013 er et unntak. Det fremkommer i det omstrukturerte resultatregnskapet at 2012 også hadde hatt et relativt dårlig resultat, hadde det ikke vært for gevinst på riggsalget. I lys av dette er ikke nedgangen i 2013 resultatet like betydelig. RNOA i 2014 økte til hele 19,60 %. Oppgangen skyldes høy utnyttelsesgrad og dagrateomsetninger på flåten (jfr. delkapittel 5.6.1).

## Finansiell gjeldsgrad & SPREAD

De to komponentene, FLEV og SPREAD, gir uttrykk for hvor effektivt selskaper utnytter sin belåning (Riley, 2008). Først og fremst gir FLEV muligheten til å ha en større andel eiendeler enn hva egenkapitalen utgjør. Dermed kan den finansielle gjeldsgraden øke avkastning på alminnelig egenkapital. Dette er med forbehold om lavere lånekostnad enn avkastning på investeringer gjort med den lånte kapitalen (SPREAD) (Palepu, 2007). Finansiell gjeldsgrad

fremkommer av gjennomsnittlig NFO delt på gjennomsnittlig CSE. Dette gir uttrykk for i hvilken grad NOA er finansiert av CSE eller NFO. Med andre ord er ROCE avhengig av hvilken grad operasjonelle eiendeler er finansiert av netto finansiell gjeld (Penman, 2010).

Tabell 17: Finansiell gjeldsgrad og SPREAD, beløp i 1000 USD

	2010	2011	2012	2013	2014
Finansiell gjeldsgrad - FLEV		0,09	0,01	-0,06	-0,04
SPREAD		-21,03 %	-83,55 %	29,93 %	35,26 %
<b>FLEV*SPREAD</b>		<b>-1,85 %</b>	<b>-1,08 %</b>	<b>-1,87 %</b>	<b>-1,52 %</b>

I tabell 17 presenteres effekten av belåning. Slik det fremkommer har selskapet en ugunstig finansiell gearing i alle år, men komponentene har marginal effekt på ROCE. Da tallene for FLEV og SPREAD kan fremstå som noe forvirrende i tabellen, presenteres og forklares dette grundigere i vedlegg 2. Dermed går ikke oppgaven nærmere inn på dette.

### 5.8.2 Andregrads dekomponering

Det neste nivået bryter ned RNOA i driverne *profittmargin* (PM) og *eiendeleres omløpshastighet* (ATO). Denne dekomponeringen er ifølge Penman (2010) kalt *Du Pont modellen*. Her ser man på PM som et lønnsomhetsmål og ATO som et effektivitetsmål. Hver enkelt driver blir presentert individuelt og deretter vurdert under ett.

$$ROCE = (PM \times ATO) + [FLEV \times SPREAD]$$

Penman (2010, s. 371)

#### Profittmargin

Profittmargin uttrykker profitt per dollar av salg, og selskaper med det øke lønnsomheten ved å øke profittmarginen. Formelen og Northern Offshores beregning av profittmargin presenteres nedenfor.

$$Profittmargin (PM) = \frac{Driftsresultat etter skatt}{Salg}$$

Penman (2013, s. 373)

Tabell 18: Profittmargin, beløp i 1000 USD

	2010	2011	2012	2013	2014
Driftsresultat (salg og andre inntekter) etter skatt	-132 407	3 755	25 066	19 533	42 432
Driftsinntekter (salg)	257 488	161 121	182 848	174 864	246 285
<b>Profittmargin - PM</b>	<b>-51,42 %</b>	<b>2,33 %</b>	<b>13,71 %</b>	<b>11,17 %</b>	<b>17,23 %</b>



## Eiendelers omløpshastighet

Endring i effektivitetsmålet, ATO, er en annen måte å øke lønnsomhet på. Selskaper kan gjøre dette ved å øke salg gjennom effektivisert bruk av operasjonelle eiendeler og gjeld (Penman, 2010).

$$\text{Eiendelenes omløpshastighet (ATO)} = \frac{\text{Salg}}{\text{Netto operasjonelle eiendeler (NOA)}}$$

Penman (2010, s. 371)

Tabell 19: Eiendelers omløpshastighet og RNOA, beløp i 1000 USD

	2010	2011	2012	2013	2014
Driftsinntekter (salg)	257 488	161 121	182 848	174 864	246 285
Gjennomsnittlig NOA		265 542	238 816	212 942	213 217
<b>Eiendelers omløpshastighet - ATO</b>		<b>0,61</b>	<b>0,77</b>	<b>0,82</b>	<b>1,16</b>
<b>RNOA (PM*ATO)</b>		<b>1,41 %</b>	<b>10,50 %</b>	<b>9,17 %</b>	<b>19,90 %</b>

Siden 2010 har Northern Offshore hatt en markant endring i profittmargin, med en gjennomsnittlig bedring. Det vil si at selskapet har økt lønnsomhet for hver dollar av salg. Penman (2010) noterer at gjennomsnittlig PM innen olje- og gassutvinning ligger på rundt 13 % og en gjennomsnittlig ATO på om lag 0,57. Litteraturen til Wahlen, Baginski, og Bradshaw (2010) viser til gjennomsnittlig PM og ATO på henholdsvis 6 % og 0,45. Med dette kan man si at Northern Offshore kan vise til en representativ PM og ATO de tre siste årene.

*Profittmarginen* i 2010 er verdt å merke seg. Den svært negative profittmarginen kan igjen forklares i nedskrivningen dette året (jfr. delkapittel 5.6.1). Videre har selskapet en økning i PM grunnet forbedrede resultater, som følge av endring i forholdet mellom inntekter og kostnader. *Eiendelers omløpshastighet* har også bedret seg over årene. Dette kommer av en nedgang i NOA samt en økning i driftsinntekter som beskrevet tidligere (jfr. delkapittel 5.6.1).

## 5.9 Kjernedriftsregnskapet & vekstanalyse

For å muliggjøre prognostisering er det også nødvendig å forstå hva som driver vekst. Ved måling av vekst i et selskap vil ikke vekst i profitt opptre som et valid måletall. Selv om et selskap har økt profitt betyr det ikke at det generer avkastning utover avkastningskravet. Et aktuelt måleinstrument er superprofitt, hvilket avdekker tilført verdi ved profittvekst. Vekst avdekkes dermed ved å se på vekst i superprofitt (Residual Earnings). Dette beskytter investorer i å betale for mye for *vekst i profitt* som kommer av investeringer og regnskapsmetodikk, og ikke faktisk tilført verdi (Penman, 2013).

Analyse av vekst starter ved å skille poster som er vekstskapende (også i tiden fremover) fra poster som gir vekst i form av engangstilfeller. Dette uttrykkes i form av et kjernedriftsregnskap. Deretter rettes fokus mot superprofittmodellen, og det foretas analyse på vekst gjennom lønnsomhet og vekst i alminnelig egenkapital. Det hele tar utgangspunkt i kjernedriftsregnskapet (Penman, 2013).

### 5.9.1 Kjernedriftsregnskapet

Som en forprosess av selve kjernevekstanalysen foretas en «*cutting to the core*» – prosess. Bærekraftig profitt skilles fra unormale elementer i resultatregnskapet, og stilles opp i et såkalt kjernedriftsregnskap. En isolasjon av kjernedriftsaktivitetene foretas og det oppstår et klart skille mellom stabil fremtidig vekst og profittskapende elementer av sjeldenhet (Penman, 2013). Dette presenteres i tabell 20.

Tabell 20: Kjernerdriftsregnskapet, beløp i 1000 USD

	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Kjernerdriftsinntekter</b>	257 488	161 121	182 848	174 864	246 285
<b>Kjernerdriftskostnader</b>					
Boring og produksjon	-104 680	-114 621	-122 500	-116 236	-159 733
Avskrivninger	-58 110	-34 167	-34 471	-31 895	-33 574
Generelle og administrative	-7 213	-5 798	-6 437	-8 265	-7 183
Sum kjernerdriftskostnader	-170 003	-154 586	-163 408	-156 396	-200 490
<b>Kjernerdriftsresultat fra salg før skatt</b>	<b>87 485</b>	<b>6 535</b>	<b>19 440</b>	<b>18 468</b>	<b>45 795</b>
	-111 893	-120 419	-128 937	-124 501	-166 916
<b>Skatt</b>					
Rapportert skattekostnad	-13 886	-2 195	-4 125	-3 647	-6 968
Skatteeffekt på uvanlige poster (før-skatt poster)	-41 072	-340	1 499	32	-
Skattefordel av netto finansielle kostnader	-1 874	-1 205	-720	-735	-370
Sum skatt	-56 832	-3 740	-3 346	-4 350	-7 338
<b>Kjernerdriftsresultat fra salg etter skatt</b>	<b>30 653</b>	<b>2 795</b>	<b>16 094</b>	<b>14 118</b>	<b>38 457</b>
	64,96 %	57,23 %	17,21 %	23,56 %	16,02 %
<b>Uvanlige poster</b>					
Nedskrivning av anleggsmidler	-205 361	-	-	-	-
Gevinst (tap) på salg av eiendeler	-	-1 701	7 493	159	-
Skatteeffekt av uvanlige poster (20 %)	41 072	340	-1 499	-32	-
Uvanlige poster etter skatt (før-skatt poster)	-164 289	-1 361	5 994	127	-
Betalt skatt på opptjente aksjer (etter-skatt poster)	-443	-435	-1 065	-396	-979
Aksjebasert kompensasjon (etter-skatt poster)	1 672	2 756	4 043	5 684	4 954
Sum uvanlige poster etter skatt	-163 060	960	8 972	5 415	3 975
<b>Driftsresultat etter skatt</b>	<b>-132 407</b>	<b>3 755</b>	<b>25 066</b>	<b>19 533</b>	<b>42 432</b>
<b>Finansposter</b>					
Netto rentekostnader	-6 236	-2 022	-2 406	-1 513	-1 917
Amortisering av utsatte finansieringsavgifter	-2 573	-2 593	-512	-483	-161
Andre finansposter, netto	-560	-1 409	-681	-1 680	228
Skatteeffekt på finansposter (20 %)	1 874	1 205	720	735	370
Netto finansielle kostnader etter skatt	-7 495	-4 819	-2 879	-2 941	-1 480
<b>Fullstendig nettoresultat</b>	<b>-139 902</b>	<b>-1 064</b>	<b>22 187</b>	<b>16 592</b>	<b>40 952</b>

Et sett med poster fra driftsregnskapet skilles ut fra kjernerdriftsposter og klassifiseres som uvanlige poster. *Nedskrivning av anleggsmidler* plasseres under uvanlige poster. Dette kan relateres til nedskrivning av jackups i 2010 som følge av lavere dagrater og utnyttelsesgrad (jfr. delkapittel 5.6.1). Det er en post som tilhører sjeldenheten, og forventes ikke å skulle gjentas jevnlig. Dette gjelder også *gevinst (tap) på salg av eiendeler*. Denne posten varierer fra tid til annen, og tas ikke med som en del av kjernerdriftsresultatet da det ikke antas å være bærekraftig. Det beregnes videre en skatteeffekt av uvanlige poster, med utgangspunkt i forutsetning om 20 % skatt tatt tidligere i regnskapsanalysen (jfr. delkapittel 5.5).

Senere i den fundamentale verdsettelsesprosessen er prognostisering en svært essensiell del. Med prognostisering som mål er det viktig å ikke bare skille ut elementer som inntreffer sjeldent, men også elementer som inntreffer ofte og som er vanskelige å prognostisere

(Penman, 2013). Denne type elementer er blant annet driftsrelatert dirty-surplus. Dermed plasseres postene *betalt skatt på opptjente aksjer og aksjebasert kompensasjon* under uvanlige poster.

Finansposter kommer til slutt i oppsettet og må også tillegges skatt. Skatteeffekten på uvanlige poster og finansposter korrigeres dermed for. Dette gjøres for å få kjernedriftsresultatet fra salg uttrykt etter skatt.

Med dette er kjernedriftsregnskapet klargjort. Det er nå mulig å utføre selve analysen av vekst gjennom lønnsomhet og vekst i alminnelig egenkapital.

### 5.9.2 Vekstanalyse

Vekstanalysen er en meget viktig del av den fundamentale verdsettelsen. Analysen gir et uttrykk for vekst som kommer av faktisk tilført verdi, hvilket er det interessante element for potensielle investorer. *Superprofitten* (RE) er derfor mest relevant. Prestasjonsmålebegrepet gir en indikasjon på selskapets konkurransemessige posisjon (Penman, 2013). Dette kan tilføre og støtte opp om vurderingene foretatt i den strategiske analysen av Northern Offshore. Superprofitten uttrykkes ifølge Penman (2013, s. 407) ved avkastning på alminnelig egenkapital (ROCE) og alminnelig egenkapital (CSE):

$$\text{Superprofitt}_t(RE_t) = (ROCE - r_E) \times CSE_{t-1}$$

Superprofitten dekomponeres videre i vekstdriverne *lønnsomhet* og *alminnelig egenkapital*. Dette muliggjør en grundig analyse av hver komponent (Penman, 2013). Prestasjonsmålebegrepet kan maksimeres ved å øke ROCE. Det gjøres gjennom RNOA og ved å øke investeringer som har effekt på CSE (Penman, 2010).

#### Vekst gjennom lønnsomhet

Vekst gjennom lønnsomhet uttrykkes ved ROCE, hvilket ble presentert i lønnsomhetsanalysen (jfr. delkapittel 5.8), og er en av driverne i superprofitten (Penman, 2013).

$$ROCE = RNOA + [FLEV \times SPREAD]$$

Før vekst gjennom lønnsomhet presenteres i helhet dekomponeres RNOA. I lønnsomhetsanalysen kom det frem at denne driveren utgjorde størstedelen av ROCE for

Northern Offshore (jfr. delkapittel 5.8). I tillegg viser kjernedriftsregnskapet at det er kjernedriftsaktivitetene som står for den bærekraftige og stabile veksten i selskapet (jfr. delkapittel 5.9.1). Dermed dekomponeres RNOA i *kjerne RNOA* og *RNOA fra uvanlige poster (UP)*. Penman (2010, s. 405-406) viser til følgende dekomponering:

$$RNOA = \frac{Kjerne\ DR}{NOA} + \frac{UP}{NOA}$$

$$RNOA = \frac{Kjerne\ DR\ fra\ salg}{NOA} + \frac{Kjerne\ andre\ DR}{NOA} + \frac{UP}{NOA}$$

Kjerne RNOA består altså av *kjernerdriftsresultat fra salg* og *annet kjernerdriftsresultat*. I tillegg kan *kjerne DR fra salg* dekomponeres i *profittmargin* og *eiendelers omløpshastighet*. Ettersom det videre er ønskelig å se på hvilken vekst dette tilfører ROCE presenteres endring i RNOA nedenfor. Formelen fra Penman (2013, s. 408) viser til endring i kjerne RNOA i de tre første leddene i formelen:

$$\Delta RNOA_t = (\Delta Kjerne\ PM_t \times ATO_{t-1}) + (\Delta ATO_t \times Kjerne\ PM_t)$$

$$+ \Delta \left( \frac{Annet\ kjerne\ DR}{NOA} \right) + \Delta \left( \frac{Uvanlige\ poster}{NOA} \right)$$

I Northern Offshores kjernerdriftsregnskap eksisterer det ikke noe *annet kjernerdriftsresultat*, dermed utgår det tredje leddet. Beregningene er vist i tabell 21.

**Tabell 21: Endring i RNOA, fra endring i PM, ATO og UP, beløp i 1000 USD**

	2010	2011	2012	2013	2014
Kjernerdriftsresultat fra salg etter skatt	30 653	2 795	16 094	14 118	38 457
Kjernerdriftsinntekter (salg)	257 488	161 121	182 848	174 864	246 285
<b>Kjerne PM</b>	11,90 %	1,73 %	8,80 %	8,07 %	15,61 %
<b>ΔKjerne PM</b>		<b>-10,17 %</b>	<b>7,07 %</b>	<b>-0,73 %</b>	<b>7,54 %</b>
Kjernerdriftsinntekter (salg)	257 488	161 121	182 848	174 864	246 285
Gjennomsnittlig NOA		265 542	238 816	212 942	213 217
<b>ATO</b>		<b>0,61</b>	<b>0,77</b>	<b>0,82</b>	<b>1,16</b>
<b>ΔATO</b>			<b>0,16</b>	<b>0,06</b>	<b>0,33</b>
Uvanlige poster (UP)	-163 060	960	8 972	5 415	3 975
Gjennomsnittlig NOA		265 542	238 816	212 942	213 217
<b>Uvanlige poster/NOA</b>		<b>0,36 %</b>	<b>3,76 %</b>	<b>2,54 %</b>	<b>1,86 %</b>
<b>ΔUvanlige poster/NOA</b>			<b>3,40 %</b>	<b>-1,21 %</b>	<b>-0,68 %</b>
<b>ΔRNOA</b>			<b>9,08 %</b>	<b>-1,32 %</b>	<b>10,73 %</b>
ΔRNOA fra ΔKjerne PM			4,29 %	-0,56 %	6,19 %
ΔRNOA fra ΔATO			1,40 %	0,45 %	5,21 %
ΔRNOA fra ΔAnnet kjerne DR			0	0	0
ΔRNOA fra ΔUP			3,40 %	-1,21 %	-0,68 %
<b>Total ΔRNOA</b>			<b>9,08 %</b>	<b>-1,32 %</b>	<b>10,73 %</b>

Total  $\Delta$ RNOA i år 2012 er på 9,08 %. Denne veksten tilskrives  $\Delta$ Kjerne PM med 4,29 %. Dette kommer av en økning i kjerneprofittmarginen på 7,07 % og fjorårets omløpshastighet på 0,61. I tillegg har det vært en merkbar økning i uvanlig poster på 3,40 %. Økningen er tilknyttet gevinsten på salget av Energy Exerter (jfr. delkapittel 5.6.1).

I 2013 har selskapet en beskjeden nedgang i total  $\Delta$ RNOA. Den største endringen ligger i uvanlige poster som følge av gevinsten på salg året før. Gjennom året har det vært en nedgang i kjerne PM og følgelig en forbedring av ATO. Dette er ifølge Penman (2010) vanlig. Sammen oppstår en negativ endring i RNOA på 1,32 %.

Siste året i analyseperioden opplever Northern Offshore en god vekst i RNOA. Endring skyldes i hovedsak stor økning i kjerneprofittmarginen og omløpshastigheten. I 2014 viser selskapet til større vekst i kjernedriftsresultatet sett i forhold til kjernedriftsinntekter, og kostnadseffektivisering antas. I den strategiske analysen kom det frem at det tar tid før endringer i markedet slår ut i dårligere resultater. Det er normalt å igangsette kostnadseffektiviseringstiltak tidlig for å imøtekomme tøffe perioder. Omløpshastigheten fortsetter i positiv retning i 2014 og står for 5,21 % av endring i RNOA. Denne andelen hadde ikke vært like stor hadde det ikke vært for høy kjerne PM dette året.

Den strategiske analysen avdekket trusler og svakheter for selskapet. Det er i den kommende tiden forventet lave oljepriser, færre kontrakter og lavere utnyttelsesgrad av flåten (jfr. kapittel 4). Northern Offshore må derfor forberede seg på en tøff tid med fokus på kostnadseffektivisering. Dette er et nødvendig tiltak for å fortsette å være en aktuell Contract Drilling aktør i markedet. Hvis selskapet ikke foretar tilpasninger vil profittmarginen reduseres betraktelig. Slik som beskrevet tidligere har selskapet to rigger på vei til stacking-lokasjon (jfr. delkapittel 5.6.1). Dette fører til store tap av kjernedriftsinntekter, men riggene vil fortsatt drive noe kostnader. Det kan dermed forventes en dårligere kjerneprofittmargin.

Fremover er det ventet en økning i operasjonelle eiendeler tilknyttet nybygging av jackups. Ifølge en pressemelding i april forhandlet selskapet frem en utsettelse på leveransen av riggene med ett år, henholdsvis til 2016 og 2017 (Northern Offshore Ltd, 2015d). Dette medfører en noe lavere økning i NOA enn planlagt. Dog vil ATO påvirkes negativt med denne økningen av NOA. I tillegg antas en reduksjon i kjernedriftsinntekter hvilket fører til en enda lavere ATO.

Til slutt presenteres de tre driverne og deres totaleffekt i tabell 22. Northern Offshore har tydelige svingninger i  $\Delta ROCE$ . I 2012 ses en klar oppgang på 9,85 %. I 2013 er veksten noe negativ, for så å ha en positiv endring på 11,07 % det siste året av analyseperioden. Slik som beskrevet ovenfor og i lønnsomhetsanalysen (jfr. kapittel 5.8) har RNOA størst utslagseffekt på ROCE. FLEV og SPREAD utgjør kun en liten del av ROCE gjennomgående i alle år. Disse driverne blir dermed ikke kommentert i detalj.

**Tabell 22: Endring i ROCE, fra endring i RNOA, FLEV og SPREAD**

	2010	2011	2012	2013	2014
<b><math>\Delta RNOA</math></b>			<b>9,08 %</b>	<b>-1,32 %</b>	<b>10,73 %</b>
Finansiell gjeldsgrad - FLEV		0,09	0,01	-0,06	-0,04
Spread		-21,03 %	-83,55 %	29,93 %	35,26 %
FLEV*SPREAD		-1,85 %	-1,08 %	-1,87 %	-1,52 %
<b><math>\Delta FLEV*SPREAD</math></b>			<b>0,77 %</b>	<b>-0,78 %</b>	<b>0,34 %</b>
<b><math>\Delta ROCE</math></b>			<b>9,85 %</b>	<b>-2,11 %</b>	<b>11,07 %</b>

### Vekst i alminnelig egenkapital

Avkastningen på den alminnelige egenkapitalen er ikke den eneste driveren av superprofitt. Det er også nødvendig å se på veksten i alminnelig egenkapital som er utgangspunkt for avkastningen (Penman, 2013). Endring i alminnelig egenkapital uttrykkes som følger:

$$\Delta CSE = \Delta NOA - \Delta NFO$$

$$\Delta CSE = \Delta \left( Salg \times \frac{1}{ATO} \right) - \Delta NFO$$

$$\Delta CSE = \left( \Delta Salg \times \frac{1}{ATO} \right) + \left( \Delta \frac{1}{ATO} \times Salg \right) - \Delta NFO$$

Penman (2013, s. 410)

Dekomponeringen består av tre ulike elementer som viser egengenerert vekst i CSE (Penman, 2013):

- Vekst i salg
- Endring i NOA per dollar av salg
- Endring i netto gjeld benyttet til å finansiere endring i NOA (fremfor egenkapital)

Endring i salg opptrer som hoveddriver i dette uttrykket, men for at vekst i salg skal skje kreves også endringer i NOA og dermed gjeld (eller egenkapital) (Penman, 2013). Slik som beskrevet på forrige side kan superprofitten maksimeres gjennom økte investeringer. Dette gjøres ved maksimering av salg og minimering av investeringer per dollar av salg.

Tabell 23: Vekst i alminnelig egenkapital, beløp i 1000 USD

	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Kjernerdriftsinntekter (salg)</b>	<b>257 488</b>	<b>161 121</b>	<b>182 848</b>	<b>174 864</b>	<b>246 285</b>
<b>ΔKjernerdriftsinntekter (salg)</b>		<b>-96 367</b>	<b>21 727</b>	<b>-7 984</b>	<b>71 421</b>
ATO		0,61	0,77	0,82	1,16
<b>1/ATO</b>		<b>1,65</b>	<b>1,31</b>	<b>1,22</b>	<b>0,87</b>
<b>Δ1/ATO</b>			<b>-0,34</b>	<b>-0,09</b>	<b>-0,35</b>
Gjennomsnittlig NFO (NFA)		21 475	3 062	-14 167	-9 635
<b>ΔGjennomsnittlig NFO (NFA)</b>			<b>-18 414</b>	<b>-17 228</b>	<b>4 532</b>
ΔCSE fra ΔKjernerdriftsinntekter			35 808	-10 428	86 973
ΔCSE fra ΔATO			-62 534	-15 446	-86 699
ΔCSE fra ΔNOA			-26 726	-25 874	275
ΔCSE fra ΔNFO			-18 414	-17 228	4 532
<b>ΔCSE (ΔNOA-ΔNFO)</b>			<b>-8 313</b>	<b>-8 646</b>	<b>-4 258</b>

Tabell 23 viser endringer i de nevnte komponentene og samlet effekt på endring i CSE. De to første komponentene legges sammen og utgjør endring fra NOA. For å få ΔCSE trekkes ΔNFO fra ΔNOA. Alle balansetall er gjennomsnittlige, beregnet med utgangspunkt i IB og UB.

Slik tabellen viser har selskapet hatt en negativ endring i gjennomsnittlig CSE over årene. I 2012 ser man en økning i kjernerdriftsinntekter. Dette medfører i teorien en økning av investeringer i NOA. Dog har selskapet en økning i ATO, hvilket betyr at de har bedret evnen til å generere profitt gjennom NOA. Med dette har selskapet et lavere behov for investeringer i NOA, og i tillegg en reduksjon i netto finansiell gjeld. Likevel er ikke reduksjonen i NFO stor nok til å kompensere for lavere NOA. Northern Offshore ender dermed med en negativ endring i alminnelig egenkapital. Dette gjelder også for året 2013, der reduksjonen i NOA kommer av både negativ kjernerdriftsinntekt og at investeringen per krone av salg ble redusert med 0,09.

I 2014 hadde selskapet en kraftig økning i kjernerdriftsinntekter sett opp mot 2013. Som følge av fortsatt økning i ATO blir behovet for investeringer redusert. Igjen fører en økning av netto finansiell gjeld til negativ endring av alminnelig egenkapital.



# Kapittel 6: Avkastningskravet

---

Før verdsettelsen kan utføres må det estimeres et avkastningskrav på totalkapitalen. Et avkastningskrav er nødvendig for å neddiskontere fremtidsestimaterne og terminalverdien, hvilket fremkommer senere i oppgaven. Det gjøres for at all data i verdsettelsen skal uttrykkes i en form; *nåverdi* (Penman, 2013). Dette steget i den fundamentale analysen er meget krevende og essensielt for verdsettelsen. Totalavkastningskravet defineres som «... *selskapets vektete, gjennomsnittlige kapitalkostnad*» (Kaldestad & Møller, 2011, s. 105). Ettersom selskapet bruker ulike finansieringskilder blir det beregnet et avkastningskrav på henholdsvis egenkapital og gjeld. Deretter blir de to avkastningskravene vektet for deres andel av totalkapitalen (Berk & DeMarzo, 2014). Videre presiserer Kaldestad og Møller (2011) at tidsverdi, inflasjon samt risiko blir kompensert for i avkastningen på selskapet. Avkastningskravet har altså til hensikt å reflektere markeds- og bedriftsrisiko (Kaldestad & Møller, 2011).

Kapittelet starter ved å gjennomføre en risikoanalyse av Northern Offshore. Dette gjøres for å avdekke selskapets evne til å håndtere gjeld og dets sannsynlighet for å gå konkurs.

## 6.1 Risikoanalyse

En risikoanalyse av Northern Offshore gir altså indikasjon på sannsynligheten for at selskapet kan gå konkurs. Analysen består av en likviditets- og soliditetsanalyse. Begge analysene er gode indikatorer på et selskaps tilbakebetalingsevne. Det som skiller dem er tidsperspektivet. Analyse av likviditet har et kortsiktig perspektiv, mens en soliditetsanalyse har et langsiktig perspektiv (Penman, 2013).

### 6.1.1 Likviditetsanalyse – kortsiktig risikoanalyse

En likviditetsanalyse omhandler en vurdering av selskapets tilbakebetalingsevne i nærmeste fremtid – altså etterhvert som forpliktelsene forfaller (Penman, 2013). Under likviditetsanalysen blir nøkkeltallene *likviditetsgrad 1* og *2* vurdert med bakgrunn i selskapets balanse. Generelt sies det at likviditetsgrad 1 bør være høyere enn 2, hvilket vil si at omløpsmidler er det dobbelte av kortsiktig gjeld, og minimum 1 (Finanskalkulator, s.a.-a). Videre sies det at likviditetsgrad 2 bør være høyere enn 1 (Finanskalkulator, s.a.-b).

Verdt å bemerke er kritikken gitt av Tellefsen og Langli (1999). Det diskuteres i hvilken grad normtallene kan være veiledende den dag i dag, i tillegg til å være bransjespesifikke. Forfatterne mener tiden har endret seg fra da disse standardene ble satt. Dagens markeder opererer på et klart raskere nivå med kontinuerlige vareleveranser, kortere transporttid og et helt annet behandlings- og transaksjonsnivå. Behovet for besittelse av en høyere andel omløpsmidler er derfor mindre i dag, og forholdstall på et noe lavere nivå er akseptabelt. Spesielt når det kommer til likviditetsgrad 2 er type bransje svært avgjørende og det vanskelig å si noe generelt om (Tellefsen & Langli, 1999). I det følgende blir Northern Offshores likviditet kalkulert og vurdert, hvor kritikken tas hensyn til.

### Likviditetsgrad 1

Likviditetsgrad 1 er et nøkkeltall som viser forholdet mellom omløpsmidler og kortsiktig gjeld. Likviditetsgraden uttrykker i hvilken grad selskapet er i stand til å betjene den kortsiktige gjelden. Selskapets evne til å betale når forpliktelsene forfaller er bedre jo høyere dette forholdstallet er. Likviditetsgrad 1 kan ifølge Tellefsen og Langli (1999, s. 577) beregnes på følgende måte:

$$\text{Likviditetsgrad 1} = \frac{\text{Omløpsmidler}}{\text{Kortsiktig gjeld}}$$

Tabell 24: Likviditetsgrad 1, beløp i 1000 USD

	2010	2011	2012	2013	2014
Omløpsmidler	82 482	59 825	65 778	53 414	77 963
Kortsiktig gjeld	84 969	87 899	51 503	52 753	58 206
<b>Likviditetsgrad 1</b>	<b>0,97</b>	<b>0,68</b>	<b>1,28</b>	<b>1,01</b>	<b>1,34</b>

I de to første årene av analyseperioden hadde selskapet en noe lav likviditetsgrad 1. Videre forbedres forholdstallet seg med årene, og selskapet hadde i 2014 en god likviditetsgrad på 1,34. Dette er innenfor hva som generelt anbefales som minimumgrad. Bemerkningsverdig er at all gjeld i selskapet er definert som kortsiktig med unntak av 2014. Dette kommer av at løpende kredittstøtte er klassifisert som kortsiktig og står for om lag 50 % av gjelden. Sett i lys av dette og kritikken beskrevet ovenfor er likviditetsgraden til Northern Offshore akseptabel.

### Likviditetsgrad 2

Likviditetsgrad 2 er det andre nøkkeltallet som anbefales for måling av et selskaps betalingsevne. Dette er også et forholdstall mellom omløpsmidler og kortsiktig gjeld, men

skiller seg fra grad 1 ved at det kun er de mest likvide omløpsmidlene som tas i betraktning (Finanskalkulator, s.a.-b). Med dette menes omløpsmidler som kan omgjøres til likvider i løpet av om lag tre måneder (Finansleksikon, s.a.). Likviditetsgrad 2 kan ifølge Tellefsen og Langli (1999, s. 577) beregnes som følger:

$$\text{Likviditetsgrad 2} = \frac{\text{Mest likvide omløpsmidler}}{\text{Kortsiktig gjeld}}$$

Tabell 25: Likviditetsgrad 2, beløp i 1000 USD

	2010	2011	2012	2013	2014
Mest likvide omløpsmidler	68 273	47 250	55 890	43 695	65 513
Kortsiktig gjeld	84 969	87 899	51 503	52 753	58 206
<b>Likviditetsgrad 2</b>	<b>0,80</b>	<b>0,54</b>	<b>1,09</b>	<b>0,83</b>	<b>1,13</b>

Som mest likvide midler i Northern Offshore settes *kontanter og kontantekvivalenter* samt *netto kundefordringer*. Posten *bundne midler* er ifølge selskapets rapportering forbundet med riggkontrakter, og det er usikkert hvor likvide disse er. Grunnet dette velges det å ikke iberegne dette i mest likvide omløpsmidler (Northern Offshore Ltd, 2015a).

Gjennom analyseperioden har nøkkeltallet ligget rundt 1, både over og under. Dette er med unntak av år 2011 der likviditetsgrad 2 er helt nede i 0,54. Denne nedgangen skyldes hovedsakelig nedgang i netto kundefordringer med om lag \$19 millioner. I tabellen for likviditetsgrad 1 kan man også se at dette nøkkeltallet er lavt for år 2011 som følge av endring i netto kundefordringer. Tross dette kan det sies at Northern Offshore har en akseptabel likviditetsgrad 2 med Tellefsen og Langlis kritikk tatt i betraktning, som beskrevet innledningsvis.

### 6.1.2 Soliditetsanalyse – langsiktig risikoanalyse

En soliditetsanalyse omhandler en vurdering av selskapets evne til å bære tap, der hovedfokus rettes mot en lengre periode (Penman, 2013). I følgende soliditetsanalyse vil nøkkeltallene *gjeldsgrad* og *rentedekningsgrad* vurderes med bakgrunn i selskapets balanse og resultat.

#### Gjeldsgrad

Gjeldsgraden uttrykker hvor mye kreditorene finansierer per dollar aksjonærene står for. Det vil si total gjeld delt på total egenkapital. For høy gjeldsgrad kan indikere at selskapet har «overdreven» belåning. Selskapet er da avhengig av gjeld for å finansiere drift, i tillegg

indikerer det en større risiko for selskapets evne til å betjene gjelden (Bodie, Kane, & Marcus, 2009). Dog medfører høyere risiko økt forventet inntjening per aksje ifølge Bøhren og Michalsen (2010). Det er dermed ikke nødvendigvis negativt med en høy gjeldsgrad. Formelen for gjeldsgrad og Northern Offshores beregninger presenteres nedenfor.

$$Gjeldsgrad = \frac{Total\ gjeld}{Total\ egenkapital}$$

Penman (2010, s. 702)

Tabell 26: Gjeldsgrad, beløp i 1000 USD

	2010	2011	2012	2013	2014
Total gjeld	84 969	87 899	51 503	52 753	105 999
Total egenkapital	251 587	236 293	234 423	218 369	226 428
<b>Gjeldsgrad</b>	<b>0,34</b>	<b>0,37</b>	<b>0,22</b>	<b>0,24</b>	<b>0,47</b>

Ifølge data fra Damodaran (2015a) er den gjennomsnittlige gjeldsgraden i olje- og gassindustrien på 0,47. Det er også slik at gjeldsgraden varierer avhengig av størrelsen på selskapet innen oljebransjen (Dumont, s.a.). Store selskaper kan tåle en høyere gjeldsgrad enn hva små selskaper gjør. Ved å ta høyde for selskapets størrelse har Northern Offshore en akseptabel gjeldsgrad, men den er noe høy i 2014. Denne økningen skyldes hovedsakelig gjeld tilknyttet prosentvis ferdigstilling av riggkonstruksjonene samt en mindre økning i løpende kredittstøtte. Dette kan bli en utfordring i 2015 når konstruksjonene får en høyere prosentvis ferdigstilling, i tillegg til at fire av fem rigger står uten fremtidige kontrakter (Northern Offshore Ltd, 2015b). Ut fra gjeldsgraden kan det dermed sies at selskapet har en middels god soliditet.

### Rentedekningsgrad

Rentedekningsgraden forteller oss hvor mange ganger driftsresultatet dekker rentekravet (Penman, 2010). Desto høyere rentedekningsgrad desto større sannsynlighet er det for at selskapet klarer å møte sine renteutgifter uten problemer (Van Horne & Wachowicz, 2008). Innsatsfaktorene i formelen nedenfor kommer fra det reformulerte resultatregnskapet, henholdsvis *driftsresultat før skatt* og *netto rentekostnader*.

$$Rentedekningsgrad = \frac{Driftsresultat\ før\ skatt}{Netto\ rentekostnader}$$

Penman (2010, s. 702)

Tabell 27: Rentedeckningsgrad, beløp i 1000 USD

	2010	2011	2012	2013	2014
Driftsresultat	-117 876	6 535	19 440	18 468	45 795
Netto rentekostnader	6 236	2 022	2 406	1 513	1 917
<b>Rentedekningsgrad</b>	<b>-18,90</b>	<b>3,23</b>	<b>8,08</b>	<b>12,21</b>	<b>23,89</b>

Rentedekningsgraden har hatt en jevn forbedring med årene. Slik situasjonen har vært de to siste årene har selskapet en relativt god soliditet. Verdt å merke er at selskapet er sensitivt for endringer i markedet, da det er et lite selskap i forhold til sine konkurrenter. I 2015 kan det forventes noe høyere netto rentekostnader siden de i løpet av 2014 har en økning i gjeld. I tillegg antas et lavere driftsresultat i året som kommer. Med dette vil det være rimelig å anta at rentedekningsgraden vil falle noe.

Ut fra nøkkeltallene i soliditetsanalysen kan det sies at det ikke er en stor sannsynlighet for at selskapet går konkurs. Med det er Northern Offshore et going concern, tross dårligere tider i sikte.

## 6.2 Avkastningskrav på egenkapital

Videre tar oppgaven for seg beregning av avkastningskrav på egenkapitalen. Beregningen tar utgangspunkt i en av de mest brukte modellene, *kapitalverdimodellen*. Modellen er bedre kjent som *Capital Asset Pricing Model (CAPM)*. CAPM gir et benchmark for vurdering av potensielle investeringer, hvilket er målet i denne avhandlingen (Bodie et al., 2009). Berk og DeMarzo (2014, s. 401) presenterer modellen med følgende formel:

$$E(R_i) = r_i = r_f + \beta_i \times [E(R_{Mkt}) - r_f]$$

Formelen ovenfor viser at avkastningskravet kommer av risikofrirente og risikopremie, ved å bruke selskapets betaverdi (Penman, 2010). Videre utvides modellen ved å ta hensyn til investorskatt på 27 %. Schølberg (2009) presenterer kapitalverdimodellen med justering for investorskatt som følgende:

$$E(R_i) = (r_f \times (1 - s) + \beta_j \times [E(R_{Mkt}) - r_f \times (1 - s)])$$

$E(R_i)$  = Selskapets avkastningskrav på egenkapitalen

$r_f$  = Risikofrirente

$s$  = Skattesats (27 %)

$\beta_j$  = Selskapets betaverdi

$E(R_{Mkt})$  = Forventet avkastning på markedsportefølje

Berk og DeMarzo (2014) beskriver de tre forutsetningene modellen baseres på. Først og fremst antas det at investorer kan kjøpe og selge verdipapirer til konkurrerende markedspriser samt låne med risikofri rente. I tillegg forutsettes det at investorer kun har effisiente porteføljer av verdipapirer. Til slutt antas homogene forventninger hva gjelder volatilitet, korrelasjon og forventet avkastning. Tross antakelsene er CAPM mye brukt da den gir et godt estimat på aksjens risiko og forventet avkastning (Bodie et al., 2009).

### 6.2.1 Estimering av komponentene

#### Risikofri rente

Risikofri rente uttrykker renten en investor kan få ved sparing eller belåning. Renten har ingen systematisk risiko (beta) eller standardavvik (Berk & DeMarzo, 2014). Ifølge Bøhren og Michalsen (2010) kan man blant annet bruke renten til en kortsiktig statsobligasjon eller sparekonto. Ved verdsettelse av et selskap skal en ifølge Koller, Copeland, Wessels, og

Goedhart (2005) bruke renten til en tiårig statsobligasjon. Ettersom selskapet hovedsakelig omsettes på Oslo Børs er det naturlig å ta utgangspunkt i norsk risikofri rente. Rentestatistikken til Norges Bank (2015a) 11.05.15 viser til en rente på 2,52 % på tiårig statsobligasjoner.

### Markedsrisikopremie

Markedsrisikopremien består av forventet avkastning på markedsporteføljen med fratrukk for risikofri rente etter skatt:  $E(R_{Mkt}) - r_f \times (1 - s)$ . Markedets risikopremie er lik for alle selskaper (Berk & DeMarzo, 2014; Bøhren & Michalsen, 2010). Ifølge PwC og Norske Finansanalytikerens Forening (2014, s. 24) er markedets risikopremie «... *meravkastningen en investor krever på en diversifisert portefølje (markedet) i forhold til risikofri rente*». Undersøkelsen viser til en uendret risikopremie på 5,4 % fra 2011 og 2012 til 2014. Ifølge PwC skyldes dette at selskaper heller justerer for endret risikobilde i prognosene (Lem, 2015). Damodaran (2015c) viser i sin data til en markedsrisikopremie på 5,75 % i Norge. Med bakgrunn i nevnt data settes en markedsrisikopremie på 5,75 %.

### Betaverdi

Betaverdien er den eneste faktoren som er selskapsspesifikk. Den måler hvor sensitiv selskapets avkastning er opp mot markedet, det vil si systematisk risiko. Betaverdi større (mindre) enn 1 tilsier at selskapet svinger mer (mindre) enn hva markedet gjør, målt i prosent. Med dette gir beta et godt estimat på markedsrisiko for et bestemt verdipapir (Berk & DeMarzo, 2014; Lem, 2015).

Det finnes en rekke ulike metoder for å beregne et selskaps betaverdi. Det ble først utført en regresjonsanalyse av Northern Offshores beta. Denne tok utgangspunkt i avkastningen på henholdsvis Northern Offshore og *MSCI World Index*. Regresjonsanalysen og kommentarer til denne finnes i vedlegg 3. Slik det fremkommer i regresjonsanalysen har Northern Offshore en regresjonsbeta på 0,74. Videre sies det at man ved beregning av regresjonsbeta bør foreta en justering, da det er forventet at beta går mot 1 (Western Libraries, s.a). Det utføres derfor en justering av betaen, hvilket er presentert i vedlegg 3. Dog anses resultatet av analysen som utroverdig med en lav forklaringsgrad ( $R^2$ ) på 0,0148. Med bakgrunn i dette foretas en ny beregning av betaverdien.

Koller et al. (2005) presenterer en annen måte å beregne eller forbedre beta på. Metoden tar utgangspunkt i industribetaen, og justerer for selskapers gjeldsgrad. Damodaran (1999, s. 25) presenterer samme metode, med hensyn til selskapsskatt:

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

$\beta_e$  = Selskapets egenkapitalbeta (Equity beta)

$\beta_u$  = Ubelånt industribeta (Unlevered beta)

$t$  = Selskapsskatt (20 %)

$\frac{D}{E}$  = Gjeldsgrad

Damodaran (2015d) besitter innsamlet data for 1140 olje- og gassutvinningselskaper, inkludert Northern Offshore. Datasettet presenterer blant annet gjennomsnittlig *unlevered beta* på 1,10 (per 05.01.15). Ut fra dette kan Northern Offshores egenkapitalbeta estimeres. Gjeldsgraden beregnes fra utgående balanse 2014 (Northern Offshore Ltd, 2015a). Selskapsskatt på 20 % benyttes, som forutsatt tidligere (jfr. delkapittel 5.5).

$$\beta_e = 1,10 \left( 1 + (1 - 0,20) \left( \frac{105\,999}{226\,428} \right) \right) = 1,51$$

Denne betaestimeringen anses som mer troverdig, da den er basert på data fra hele 1140 olje- og gassutvinningselskaper. I tillegg fremstiller børsinformasjonen hos E24 (s.a) en betaverdi på 1,08 (per 13.05.15). Det er dermed rimelig å anta at sistnevnte metode er bedre egnet enn regresjonsanalyse. Betaverdien fra valgt metode representerer i større grad den usikkerhet selskapet står ovenfor (jfr. kapittel 4).

Betaverdien for Northern Offshore som brukes videre blir dermed 1,51. Slik det fremstår av beregningen er Northern Offshore mer risikofylt og svinger mer enn hva markedet gjør.

## 6.2.2 Avkastningskrav på egenkapitalen

Basert på de tre faktorene bestemt i delkapittel 6.2.1 estimeres Northern Offshores avkastningskrav på egenkapitalen som følger:

$$E(R_i) = 0,0252 \times (1 - 0,27) + 1,51 \times [0,0575 \times (1 - 0,27)] = 8,18 \%$$



### 6.3 Avkastningskrav på gjeld

Ved estimering av avkastningskrav på gjeld finnes det ulike fremgangsmåter. Koller et al. (2005) hevder at en kan bruke gjeldsrenten på selskapets langsiktige gjeld for denne estimeringen.

Northern Offshore referer til all gjeld som kortsiktig. Dette kommer av at selskapet har en løpende kredittstøtte som nedbetales og refinansieres årlig. Den nåværende kredittstøtten ble inngått i 2011 og kan dermed anses som langsiktig (Northern Offshore Ltd, 2015a). I 2014 rapporteres det en rente på 3 % over LIBOR på den benyttede delen av den løpende kredittstøtten (jfr. delkapittel 4.2.2). I tillegg betales det avgift på 1 % for den ubenyttede delen. Etersom avgiften kun utgjør en liten rentekostnad på *ubenyttet* kredittstøtte, tas den ikke med i beregningen.

Ifølge Ice Benchmark Administration (2014) er LIBOR publisert for fem valutaer; USD, GBP, EUR, JPY og CHF. Grunnet uklar informasjon om hvor kreditoren operer fra er det noe vanskelig å vite hvilken LIBOR man skal ta utgangspunkt i. Det tas dermed utgangspunkt i hvor selskapet styres fra, og USD LIBOR velges som mål. Av praktiske grunner velges det altså å ta utgangspunkt i to ulike risikofrie renter ved beregning av avkastningskravet på totalkapitalen. Per 14.05.15 er ettårig (USD) LIBOR 0,72 % (Ice Benchmark Administration, 2015). Dette er også nær gjennomsnittlig LIBOR. Denne tillegges selskapets rente på 3 %. Avkastningskravet på gjeld er dermed beregnet til å være 3,72 %.

## 6.4 Avkastningskrav på totalkapital

Avkastningskravet på totalkapitalen settes ved å bruke vektet gjennomsnittlig kapitalkostnad, bedre kjent som *Weighted Average Cost of Capital (WACC)*. Slik som beskrevet innledningsvis vektet de to avkastningskravene for andelen de utgjør av totalkapitalen. Bøhren og Michalsen (2010) fremstiller totalkapitalkostnaden etter skatt følgende:

$$r_{WACC} = \frac{E}{E + D} r_E + \frac{D}{E + D} r_D (1 - \tau_C)$$

$r_{WACC}$  = Avkastningskravet på totalkapital

$r_E$  = Avkastningskravet på egenkapital

$r_D$  = Avkastningskravet på gjeld

$E$  = Egenkapital

$D$  = Gjeld

$\tau_C$  = Skattesats på selskapets skattbare overskudd

Slik det fremkommer av formelen beregnes gjeldskostnader etter skatt. Skattesatsen er som tidligere beskrevet satt til 20 % (jfr. delkapittel 5.5).

$$r_{WACC} = \frac{226\,428}{226\,428 + 105\,999} 0,0818 + \frac{105\,999}{226\,428 + 105\,999} 0,0372(1 - 0,20)$$

$$r_{WACC} = 5,57\% + 0,95\% = 6,52\%$$

Northern Offshores avkastningskrav på totalkapitalen er 6,52 %.

# Kapittel 7: Prognostisering

---

Det tredje steget i prosessen av en fundamental analyse innebærer ifølge Penman (2013) *prognostisering*. Prognostisering vil si å estimere selskapets fremtidige resultater (Penman, 2013). Dette kan gjennomføres og nyttes til flere formål. I denne oppgaven gjøres det for å muliggjøre verdsettelse. Investorer utnytter god prognostisering til å bestemme i hvilken grad selskapets verdi (aksjeverdi) påvirkes av ulike hendelser som kan inntreffe, slik som forventninger til salg (Investopedia, s.a-a). Prognostiseringen tar utgangspunkt i kjernedriftsresultat og netto operasjonelle eiendeler (Penman, 2013).

Ved prognostisering rettes fokuset ifølge Penman (2013) mot elementene som skaper verdi i selskapet. I regnskapsanalysen ble normale poster skilt fra de unormale og mer sjeldne. Dette fremhevet kjerneaktivitetene, og med det den bærekraftige profitten i form av stabil fremtidig vekst. Ved å omstrukturere balansen ble også operasjonelle eiendeler og gjeld skilt fra finansielle poster, ettersom disse ofte er kilden til verdiskapning (Penman, 2013). Ifølge Penman (2013) kan selskapets potensiale for vekst i fremtiden avdekkes ved å ta utgangspunkt i selskapets konkurransemessige posisjon og dets kjerneaktiviteter. Prognostiseringen gjøres dermed med bakgrunn i omformulert data fra regnskapsanalysen samt opparbeidet kjennskap til Northern Offshore (jfr. kapittel 2, 4 og 5). For verdsettelsen, som det hele til slutt ender i, benyttes superprofitt-fra-drift-modellen hvilket ble bestemt tidligere i oppgaven (jfr. delkapittel 3.2.3). Ved prognostiseringen er det da kjernedriftsregnskapet og NOA som er utgangspunktet for estimeringen. Før selve prognostiseringen må valg av budsjettperiode foretas (Koller et al., 2005).

## 7.1 Valg av budsjettperiode

Avgjørende for valg av prognostiseringshorisont er på hvilket tidspunkt Northern Offshore kan forventes å nå *steady state*. Steady state vil si en tilstand der selskapets vekstrate er konstant i all fremtid, og der en konstant andel av operasjonell profitt reinvesteres hvert år i selskapet. Avkastning på investert kapital er også konstant i steady state. Tilstanden forutsettes ved bruk av samtlige terminalverditilnæringer. Med bakgrunn i dette må budsjettperioden være lang nok til at selskapet har mulighet til å nå steady state. I tillegg lang

nok periode til at veksten i selskapet er mindre eller tilnærmet lik vekst i generell økonomi (Koller et al., 2005).

Som beskrevet i den strategiske analysen har riggmarkedet den siste tiden fått kjenne på motgang (jfr. kapittel 4). Oljeprisen er svingende, prosjekter revurderes og utsettes, og det er vanskelig å inngå nye kontrakter. Mange faktorer i markedet viser til ustabile tider. Lundetræ uttrykte i 2014 at situasjonen ville forverres i 2015, for så å stabilisere seg i 2016 (jfr. delkapittel 4.1.2). Med dette er det ønskelig å ha en noe lenger budsjettperiode, da steady state forventes nådd først etter noen år. Etter vurdering av situasjonen i markedet antas Northern Offshore å nå *steady state* i år 2018. Det vil dermed settes opp prognoser for de fire kommende år etter endt analyseperiode, altså fra 2015-2018.

## 7.2 Estimering av kjernedriftsresultat

Prognostiseringen tar først for seg kjernedriftsresultatet, henholdsvis kjernedriftsinntekter og -kostnader. Regnskapsanalysen og strategisk analyse opptrer som bakgrunn for forutsetninger som tas ved estimering av disse. Til slutt i delkapittelet oppsummeres prognosene.

### 7.2.1 Kjernedriftsinntekter

Northern Offshore rapporterer kun én inntekt, hvilket refereres til som *driftsinntekt*. Notene i årsrapportene presenterer følgende inndeling av inntekten: *jackups*, *floaters*, *FPF* og *annet* (Northern Offshore Ltd, 2011a, 2012, 2013, 2014a, 2015a). Dette er postene det tas utgangspunkt i ved prognostisering av kjernedriftsinntekter. Disse blir videre presentert og estimert med hensyn på tilbud og etterspørsel samt Northern Offshores konkurransemessige posisjon (jfr. kapittel 4).

Tabell 28: Historiske kjernedriftsinntekter, beløp i 1000 USD (Northern Offshore Ltd, 2015a)

	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Kjernedriftsinntekter</b>					
Jackups (2) (3 Q4 2016, 4 Q2 2017)	20 599	39 625	53 539	76 814	104 240
Floaters (2)	177 496	62 706	87 986	57 904	110 602
FPF (1)	46 924	52 299	41 323	40 146	31 443
Annet (administrasjonstjenester)	12 469	6 490	-	-	-
<b>Kjernedriftsinntekter</b>	<b>257 488</b>	<b>161 120</b>	<b>182 848</b>	<b>174 864</b>	<b>246 285</b>

I løpet av 2014 frem til i dag har man sett en negativ endring i oljemarkedet. Dette er som beskrevet tidligere ikke noe nytt i bransjen. I 2010 var bransjen inne i en lignende situasjon som i dag. Fra juli til desember 2008 falt oljeprisen fra \$144 til \$35 fatet, og ikke før begynnelsen av 2011 passerte den \$100 fatet igjen (Fattouh, 2010; U.S. Energy Information Administration, 2015c). Dette medførte at 2010 var preget av høyere tilbud enn etterspørsel og lavere utnyttelsesgrad enn året før (jfr. delkapittel 4.1). I årsrapporten 2010 sees en drastisk nedgang på jackup-flåten til selskapet på hele 80 % (Northern Offshore Ltd, 2011a). Ifølge selskapet kom dette av lavere utnyttelsesgrad på flåten. Året etter viser selskapet til en økning i inntekter på hele 90 %. Videre stiger inntekten på jackups med om lag 30-40 % frem til 2014. Dette viser at inntekten på riggflåten er svært volatil og sensitiv til endringer i markedet. Dette kommer av at selskapet er avhengig av store prosjekter og kontrakter. Ved å legge til grunn de historiske tallene og forståelsen av markedet kan utsiktene for selskapet vurderes.

**Jackup-flåten.** Northern Offshores jackup-flåte har kontrakt frem til henholdsvis mai og juli 2015, men ingen ventede kontrakter etter dette (jfr. delkapittel 2.2.1). Slik det fremkommer i

strategisk analyse har ikke selskapet en spesiell konkurransemessig posisjon, og antall nye kontrakter på markedet er få. Tross dette har reduksjon i antall aktive rigger ført til noe lavere konkurranse (jfr. kapittel 4). Det ventes dermed en tøff konkurranse for nye kontrakter i 2015. Det må også beregnes tid til mobilisering og vedlikehold på rigg før den er klar for oppstart på nytt felt. Med dette forventes det det en klar nedgang på inntjening fra jackup-flåten, men ikke like dramatisk som i 2010. Det prognostiseres en reduksjon på 60 %. I tillegg må det presiseres at 2014 var et meget stabilt år for Northern Offshore hva gjelder riggkontrakter på jackup-flåten. Gjennomgående i året hadde selskapet tilnærmet full utnyttelsesgrad på riggene (Northern Offshore Ltd, 2015a). Dette er grunnen til at fallet i inntjeningen kan oppfattes som drastisk, men forsvarlig med tanke på markedet og kontraktsutsiktene.

Videre forventes en bedring i både markedet og selskapets inntjening (jfr. delkapittel 4.1). Det må tas høyde for at en rekke nye jackups er på bestilling og antall aktive rigger vil øke med årene (Rystad Energy, 2015). I 2016 forventes det dermed en oppgang på 20 % fra fjoråret. Året etter antas en kraftig økning grunnet dobling av jackup-flåten. Levering forventes i henholdsvis desember 2016 og juni 2017 (Northern Offshore Ltd, 2015d). Økning på inntjening fra 2016 til 2017 settes til 100 %. I det siste budsjettåret settes en oppgang på 10 %. Dette kommer av at markedet ikke venter en videre økning i etterspørsel av denne type rigg fra 2017-2025 (McKinsey, 2014). Økningen i inntjening forventes å komme av økte dagrater. Kalkuleringene fremstilles i tabell 29.

**Floaters.** Etterspørselen for *floaters* forventes ifølge Clara Cuvelier, Di Fiori, og Brinkman (2014) å falle i 2015 frem til markedet når bunnen i begynnelsen av 2016. En nyere prognose fra samme analytikere viser til en nedgang på etterspørsel på 8,4 % og en nedgang i flåteutnyttelse på 68 % frem til 2017 (Clara Cuvelier, Di Fiori, & Brinkman, 2015). Slik som beskrevet tidligere medfører lav etterspørsel lavere dagrater (jfr. delkapittel 4.1). Med dette forventes en nedgang på 80 % i Northern Offshores inntjening fra 2014 til 2015. Dette kommer av deres lave utnyttelsesgrad så langt i år og reduksjonen i dagrater. Riggene har stått uten kontrakt siden henholdsvis 5. januar 2015 og 18. april 2015. Både drillshipet og semien er på vei til opplag hvor de markedsføres for nye oppdrag (jfr. delkapittel 2.2.1) (Northern Offshore Ltd, 2015b, 2015e). Slik som beskrevet ovenfor er det ventet at markedet for floaters snur og bedrer seg i begynnelsen av 2016. Dette kommer av justeringer av aktive rigger i markedet og en økning i etterspørsel. Dermed settes en økning i 2016, 2017 og 2018 til 20 %. Inntektsendringen vises i tabell 29.

**Floating Production Facility.** Dette er den eneste enheten i flåten som har hatt en relativt stabil inntjening over de siste fem årene. Inntjening avhenger av dens produktivitet og oljeprisen i markedet (Northern Offshore Ltd, 2015a). Ettersom oljeprisen har falt med gjennomsnittlig 30 % fra 2014 til 2015, antas en lik reduksjon i inntjening på FPF i 2015 (Investing, 2015). En nedgang forventes også av Northern Offshore selv, hvilket uttrykkes i årsrapporten for 2014 (Northern Offshore Ltd, 2015a). Videre antas en jevn økning fra 2016 til endt budsjettperiode på 20 % per år. Disse estimeringene er også å finne i tabell 29.

**Annet.** Posten er knyttet til *administrasjonstjenester* og var kun tilstede i 2010 og 2011. Det antas at denne inntekten ikke vil forekomme i årene fremover.

**Tabell 29: Prognostiserte kjernedriftsinntekter, beløp i 1000 USD**

	2014	2015e	2016e	2017e	2018e
<b>Kjernedriftsinntekter</b>					
Jackups (2) (3 Q4 2016, 4 Q2 2017)	104 240	41 696	50 035	100 070	110 077
Floaters (2)	110 602	22 120	26 544	31 853	38 224
FPF (1)	31 443	22 010	26 412	31 695	38 033
Annet (administrasjonstjenester)	-	-	-	-	-
<b>Kjernedriftsinntekter</b>	<b>246 285</b>	<b>85 827</b>	<b>102 992</b>	<b>163 618</b>	<b>186 335</b>

## 7.2.2 Kjernedriftskostander

Selskapets kjernedriftskostnader består av *boring og produksjon, avskrivninger* samt *generelle og administrative* kostnader. Kjernedriftskostnadene og utviklingen i samtlige av disse fra 2010-2014 er presentert i tabell 30. I tillegg til dette presenteres en tabell som viser korrelasjon mellom kjernedriftskostnadene og kjernedriftsinntektene beskrevet ovenfor. Dette gjøres for å se i hvilken grad de ulike kostnadene korrelerer med inntektene. Selskapets kjernedriftsinntekter forutsettes å gjenspeile aktivitetsnivået i den aktuelle perioden, og resultatene i tabellen for korrelasjon uttrykker hvorvidt kostnadene følger inntektene ved endringer i aktivitetsnivået.

**Tabell 30: Historiske kjernedriftskostnader, beløp i 1000 USD**

	2010	2011	2012	2013	2014	Gjennomsnitt
<b>Kjernedriftskostnader</b>						
Boring og produksjon	104 680	114 621	122 500	116 236	159 733	
<b>Δ Boring og produksjon</b>		<b>9,50 %</b>	<b>6,87 %</b>	<b>-5,11 %</b>	<b>37,42 %</b>	<b>12,17 %</b>
Avskrivninger	58 110	34 167	34 471	31 895	33 574	33526,75
<b>Δ Avskrivninger</b>		<b>-41,20 %</b>	<b>0,89 %</b>	<b>-7,47 %</b>	<b>5,26 %</b>	<b>-10,63 %</b>
Generelle og administrative	7 213	5 798	6 437	8 265	7 183	
<b>Δ Generelle og administrative</b>		<b>-19,62 %</b>	<b>11,02 %</b>	<b>28,40 %</b>	<b>-13,09 %</b>	<b>1,68 %</b>

Ved utregning av korrelasjon for de tre kostnadspostene tas det utgangspunkt i årene 2011-2014. Dette kommer av at 2010 er et år der forholdet mellom inntekter og kostnader avviker fra den historiske trenden i resten av analyseperioden.

**Tabell 31: Korrelasjon mellom kjernedriftsinntekter og -kostnader (2011-2014)**

	<b>Kjernedriftsinntekter</b>
<b>Kjernedriftskostnader</b>	
Boring og produksjon	0,99
Avskrivninger	0,02
Generelle og administrative	0,25

**Boring og produksjon.** Slik det fremkommer av tabell 31 har inntekter og bore- og produksjonskostnader tilnærmet perfekt samvariasjon. Dette kommer også frem i årsrapportene hvor kostnadene i stor grad varierer sammen med utnyttelsesgrad av flåten, og dermed kjernedriftsinntektene (Northern Offshore Ltd, 2011a, 2012, 2013, 2014a, 2015a). Ved prognostisering av boring- og produksjonskostnader tas det utgangspunkt i endring i kjernedriftsinntekter. Utregningen er fremstilt i tabellen under.

**Tabell 32: Prognostisering av bore- og produksjonskostnader, beløp i 1000 USD**

	<b>2014</b>	<b>2015e</b>	<b>2016e</b>	<b>2017e</b>	<b>2018e</b>
Kjernedriftsinntekter	246 285	85 827	102 992	163 618	186 335
ΔKjernedriftsinntekter		-65 %	20 %	59 %	14 %
<b>Boring og produksjon</b>	<b>159 733</b>	<b>55 664</b>	<b>66 797</b>	<b>106 118</b>	<b>120 851</b>

**Avskrivninger.** Kostnadsposten består av avskrivninger på eiendeler slik som data- og forretningsprogramvare, møbler og inventar samt flåte. Selskapets varige driftsmidler bokføres til kostpris med fratrukk for akkumulerte avskrivninger. Ved beregning av avskrivninger benyttes lineær avskrivningsmetode med utgangspunkt i forventet levetid (Northern Offshore Ltd, 2011a, 2012, 2013, 2014a, 2015a).

Avskrivninger og kjernedriftsinntekter har som forventet en lav korrelasjon, men posten er relativt forutsigbar da benyttes lineær avskrivningsmetode. Det tas utgangspunkt i gjennomsnittlige avskrivninger fra de siste fire årene. 2010 blir utelatt i beregningen, da det dette året ble ført en nedskrivning på flåten (jfr. delkapittel 5.3). Verdt å merke er at det i 2016 og 2017 leveres to nye rigger, og det må tas høyde for. Riggene avskrives ifølge Northern Offshore Ltd (2015a) over 30 år. Med dette estimeres det en årlig avskrivning på \$10,68 millioner for riggene.



**Tabell 33: Prognostisering av avskrivninger, beløp i 1000 USD**

	2014	2015e	2016e	2017e	2018e
Avskrivninger på eksisterende AM	33 574	33 527	33 527	33 527	33 527
Avskrivninger på newbuild jackups				10 680	10 680
<b>Avskrivninger</b>	33 574	33 527	33 527	44 207	44 207

**Generelle og administrative.** Ifølge selskapets årsrapporter innebærer denne posten først og fremst kompensasjon til administrasjon og ledelse (*executive compensation*) (Northern Offshore Ltd, 2011a, 2012, 2013, 2014a, 2015a). Kuepper (s.a.) påpeker at kompensasjon benyttes som insentiver til prestasjon, og medfører ofte skattefordeler for de gjeldene. Kompensasjon kan blant annet innebære lønn, opsjonstilskudd, pensjonspakker og andre goder gitt til ledelsen. Kostnader relatert til kompensasjon er meget viktig for investorer å vurdere i investeringssammenheng, da det indikerer ledelsens motivasjon til å jobbe i retning av aksjonærenes interesser (Kuepper, s.a.). Til slutt innebærer posten også kostnader ved innleid ekstern arbeidskraft (outside services).

Denne kjernedriftskostnaden har en lav negativ samvariasjon med kjernedriftsinntektene. Forventningene til korrelasjon var større, spesielt med tanke på at kompensasjon ofte benyttes som insentiv for prestasjon. Ettersom det ikke oppgis tilstrekkelig informasjon om hvor stor andel av posten som tilhører kompensasjon, er det vanskelig å si noe mer om korrelasjonen. Det vil med dette ikke tas utgangspunkt i kjernedriftsinntekten. Tabellen nedenfor viser at generelle og administrative kostnader er nokså jevne i analyseperioden. Estimeringene for budsjettperioden baseres dermed på et gjennomsnitt av disse og holdes konstant.

**Tabell 34: Beregning av gjennomsnittlige generelle og administrative kostnader, beløp i 1000 USD**

	2010	2011	2012	2013	2014	Gjennomsnitt
Generelle og administrative	-7 213	-5 798	-6 437	-8 265	-7 183	-6 979

### 7.2.3 Oppsummering av estimert kjernedriftsresultat

Det estimerte kjernedriftsresultatet for årene 2015-2018 fremkommer i tabell 35. Tabellen oppsummerer prognostisering av selskapets kjernedriftsinntekter og -kostnader, og viser kjernedriftsresultatet etter skatt.

Northern Offshore er lokalisert på Bermuda, og oppført skatt kommer av at selskapet opererer i flere land rundt om i verden. I regnskapsanalysen ble det foretatt en forutsetning om skatt på 20 %, som følge av at selskapet forholder seg til ulike skattesatser rundt om i verden (jfr.

delkapittel 5.5). Ved prognostisering av skatt i budsjettperioden tas det videre utgangspunkt i den forutsatte skattesatsen på 20 %.

**Tabell 35: Oppsummering av prognostisert kjernedriftsresultat, beløp i 1000 USD**

	<b>2014</b>	<b>2015e</b>	<b>2016e</b>	<b>2017e</b>	<b>2018e</b>
<b><i>Kjernerdriftsinntekter</i></b>	246 285	85 827	102 992	163 618	186 335
<b><i>Kjernerdriftskostnader</i></b>					
Boring og produksjon	-159 733	-55 664	-66 797	-106 118	-120 851
Avskrivninger	-33 574	-33 527	-33 527	-44 207	-44 207
Generelle og administrative	-7 183	-6 979	-6 979	-6 979	-6 979
<b>Kjernerdriftsresultat før skatt</b>	<b>45 795</b>	<b>-10 344</b>	<b>-4 312</b>	<b>6 314</b>	<b>14 298</b>
Skatt	-9 159	2 069	862	-1 263	-2 860
<b>Kjernerdriftsresultat etter skatt</b>	<b>36 636</b>	<b>-8 275</b>	<b>-3 449</b>	<b>5 052</b>	<b>11 438</b>

Slik det fremkommer av prognosene er det estimert et underskudd i både 2015 og 2016, i årene etter ser man en økning i kjernerdriftsresultatet. Det estimerte resultatet blir videre brukt til verdsettelsen av selskapet i kapittel 8.

## 7.3 Estimering av netto operasjonelle eiendeler

Videre prognostiseres Northern Offshores *netto operasjonelle eiendeler (NOA)* for budsjettperioden. For å komme frem til NOA estimeres først operasjonelle eiendeler og deretter operasjonell gjeld. Til slutt settes estimatene sammen og resulterer i netto operasjonelle eiendeler for de fire årene.

### 7.3.1 Operasjonelle eiendeler

Samtlige operasjonelle eiendeler presenteres i tabellen nedenfor. Utsatte mobiliseringskostnader (omløps- og anleggsmidler) er slått sammen til en post. Dette gjøres da tilgjengelig informasjon ikke uttrykker hva som går inn under de respektive. Tabell 36 viser den historiske utviklingen i analyseperioden og endring i verdi fra år til år. Dette tallmateriale samt kjennskap til selskap og bransje, fra strategisk analyse, benyttes som beregningsgrunnlag i prognoseprosessen. På slutten av delkapittelet fremkommer det en tabell som oppsummerer estimering av operasjonelle eiendeler, gjeld og med det netto operasjonelle eiendeler.

**Tabell 36: Selskapets operasjonelle eiendeler med prosentvis endring, beløp i 1000 USD**

<i>Operasjonelle eiendeler</i>	2010	2011	2012	2013	2014	Gjennomsnitt
Netto kundefordringer	55 686	36 649	29 386	24 158	48 909	
<b>Δ Netto kundefordringer</b>		<b>-34,19 %</b>	<b>-19,82 %</b>	<b>-17,79 %</b>	<b>102,45 %</b>	<b>7,66 %</b>
Forskuddsbetalte kostnader	4 785	3 905	4 099	3 508	3 425	
<b>Δ Forskuddsbetalte kostnader</b>		<b>-18,39 %</b>	<b>4,97 %</b>	<b>-14,42 %</b>	<b>-2,37 %</b>	<b>-7,55 %</b>
Utsatt forsikringspremie	-	-	1 869	1 627	1 855	
<b>Δ Utsatt forsikringspremie</b>				<b>-12,95 %</b>	<b>14,01 %</b>	<b>0,53 %</b>
Andre omløpsmidler	700	532	1 711	1 382	366	
<b>Δ Andre omløpsmidler</b>		<b>-24,00 %</b>	<b>221,62 %</b>	<b>-19,23 %</b>	<b>-73,52 %</b>	<b>26,22 %</b>
Eiendom, anlegg & utstyr - eksisterende flåte	252 397	253 740	201 077	180 329	155 267	
<b>Δ Eiendom, anlegg &amp; utstyr - eksisterende flåte</b>		<b>0,53 %</b>	<b>-20,75 %</b>	<b>-10,32 %</b>	<b>-13,90 %</b>	<b>-11,11 %</b>
Eiendom, anlegg & utstyr - newbuild jackups	-	-	-	17 829	84 924	
<b>Δ Eiendom, anlegg &amp; utstyr - newbuild jackups</b>					<b>376,33 %</b>	<b>376,33 %</b>
Utsatt mobiliseringskostnader (OM og AM)	-	-	3 805	2 570	368	
<b>Δ Utsatte mobiliseringskostnader (OM og AM)</b>				<b>-32,46 %</b>	<b>-85,68 %</b>	<b>-59,07 %</b>
Tørrdokkostnader	-	4 967	5 093	2 859	1 085	
<b>Δ Tørrdokkostnader</b>			<b>2,54 %</b>	<b>-43,86 %</b>	<b>-62,05 %</b>	<b>-34,46 %</b>
Andre anleggsmidler	1 677	224	1 748	1 665	1 154	
<b>Δ Andre anleggsmidler</b>		<b>-86,64 %</b>	<b>680,36 %</b>	<b>-4,75 %</b>	<b>-30,69 %</b>	<b>139,57 %</b>

**Netto kundefordringer.** Med dette menes at selskapet har foretatt salg, men ennå ikke mottatt betaling (Investopedia, s.a-b). For Northern Offshore består denne posten av; *netto kundefordringer, ufakturerte fordringer og andre fordringer* (Northern Offshore Ltd, 2011a, 2012, 2013, 2014a, 2015a). Da gjennomsnittlig endring i kundefordringer ikke gjenspeiler virkeligheten optimalt benyttes ikke dette ved estimering. Det er derimot normalt at kundefordringer korrelerer med inntekter. I tabell 37 presenteres korrelasjonsberegningen mellom kjernedriftsinntekter og kundefordringer fra 2010-2014.

Tabell 37: Korrelasjon mellom kjernedriftsinntekter og netto kundefordringer, beløp i 1000 USD

	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Kjernedriftsinntekter</b>	257 488	161 120	182 848	174 864	246 285
<b>Netto kundefordringer</b>	55 686	36 649	29 386	24 158	48 909
Korrelasjon	<b>0,88</b>				

Beregnet korrelasjonskoeffisient mellom de aktuelle målevariablene er på 0,88, hvilket tilsier en meget god lineær samvariasjon. Dette er en trend som antas å fortsette i budsjettperioden. Prognostisering av netto kundefordringer beregnes med utgangspunkt i de estimerte kjernedriftsinntektene. Dette presenteres nedenfor.

Tabell 38: Prognostisering av netto kundefordringer, beløp i 1000 USD

	2014	2015e	2016e	2017e	2018e
Kjernedriftsinntekter	246 285	85 827	102 992	163 618	186 335
Δ Kjernedriftsinntekter		-65,15 %	20,00 %	58,87 %	13,88 %
<b>Netto kundefordringer</b>	<b>48 909</b>	<b>17 044</b>	<b>20 453</b>	<b>32 492</b>	<b>37 004</b>

**Forskuddsbetalte kostnader.** Dette er kostnader som er betalt inn på forskudd der forfall forventes i nær fremtid. Det føres som eiendeler i form av omløpsmidler, og verdien kostnadsføres etter hvert som varen eller service mottas. Etterhvert som kostnad føres i resultatregnskapet, reduseres *forskuddsbetalte kostnader* (Investopedia, s.a-b). I årsrapportene er det minimalt med informasjon om hva slags forskuddsbetalte kostnader Northern Offshore har, hvilket vanskeliggjør estimeringsprosessen (Northern Offshore Ltd, 2011a, 2012, 2013, 2014a, 2015a). I tabell 36 ser man at balanseposten har vært nokså jevn med tendenser til svak nedgang. Det er ingenting som tilsier at denne kommer til å endres betraktelig, og da posten er såpass marginal antas forskuddsbetalte kostnader å være lik som i år 2014. Denne holdes konstant gjennom hele budsjetteringsperioden, og blir \$3,425 millioner.

**Utsatt forsikringspremie.** Posten *utsatt forsikringspremie* innebærer at selskapet har betalt inn forsikringspremie på forskudd, og det føres dermed som en utsatt eiendel. Denne posten reduseres ettersom tjenesten leveres til selskapet (Accounting Coach, s.a). Som vist i tabell 36 fremkommer det i selskapets årsrapporter kun utsatt forsikringspremie fra år 2012 og ut analyseperioden (Northern Offshore Ltd, 2011a, 2012, 2013, 2014a, 2015a). Post opptrer svært jevnt i disse tre årene. Ved prognostisering settes beløpet i 2014 konstant alle årene i budsjettperioden; \$1,855 millioner.

**Andre omløpsmidler.** Eiendelsposten *andre omløpsmidler* er en normal klassifikasjon under omløpsmidler. Disse omfatter småposter hvilket ikke fremkommer som individuelle poster i

balansen. Posten er ofte svært lav og opererer som en restpost for andre elementer av mindre betydelig størrelse (Accounting Tools, s.a). I analyseperioden er det klare svingninger, som det fremkommer i tabell 36. Det forekommer ikke et identifiserbart mønster, og i samtlige årsrapporter gis det svært lite informasjon om denne balanseposten. Da det er marginale summer fremkommer estimatene for budsjettperioden ved å beregne et gjennomsnitt fra analyseårene. I samtlige år prognostiseres denne posten til \$0,938 millioner, og det er vist nedenfor.

**Tabell 39: Historiske andre omløpsmidler og gjennomsnittsberegning, beløp i 1000 USD**

	2010	2011	2012	2013	2014	Gjennomsnitt
Andre omløpsmidler	700	532	1 711	1 382	366	938

**Eiendom, anlegg & utstyr – eksisterende flåte.** I Northern Offshores rapporter noteres følgende poster under eiendom, anlegg & utstyr: *produksjons- og boreenheter, møbler og inventar* samt *dataprogrammer og hardware* (Northern Offshore Ltd, 2011a, 2012, 2013, 2014a, 2015a). Denne posten forventes å ha en jevn nedgang grunnet lineære avskrivninger. Ved prognostisering av fremtidig verdi på eksisterende flåte tas det utgangspunkt i årene 2012-2014. Dette kommer av at det er endringer i årene før knyttet til nedskrivning og salg av rigg. Utgående balanse i 2012 er med andre ord justert for salget av jackupen Energy Exerter. Det vil si at de tre siste årene gir en bedre indikasjon på fremtidige avskrivninger for selskapet.

**Tabell 40: Utregning av gjennomsnittlig endring på eksisterende flåte, beløp i 1000 USD**

	2012	2013	2014	Gjennomsnitt
Eiendom, anlegg & utstyr - eksisterende flåte	201 077	180 329	155 267	
<b>Δ Eiendom, anlegg &amp; utstyr - eksisterende flåte</b>		<b>-10,32 %</b>	<b>-13,90 %</b>	<b>-12,11 %</b>

Slik det fremstår av utregningen ovenfor settes det en gjennomsnittlig reduksjon i eksisterende flåte på 12,11 %.

**Eiendom, anlegg & utstyr – newbuild jackups.** Posten newbuild jackups knyttes til konstruksjon av Energy Encounter og Engager, hvilket startet i 2013. Balanseførte beløp i 2013 og 2014 var på henholdsvis \$17,829 og \$84,924 millioner. Riggene forventes levert desember 2016 og juni 2017 med en totalpris på \$160,2 millioner per rigg (Northern Offshore Ltd, 2014a, 2015d).

Ved estimering av denne posten tas det en rekke forutsetninger. Konstruksjonen av Energy Engager antas å ha startet et halvår tidligere enn Encounter, ettersom den skal leveres et

halvår før. Videre forutsettes det at riggene har en lik balanseføring under konstruksjonstiden, men det tas høyde for ulik leveringstid. I tabellen viser lys og mørk gråtone antatt konstruksjonstid på riggene.

**Tabell 41: Historisk og prognose av fremtidig balanse på Newbuild Jackups, beløp i 1000 USD**

	2013		2014		2015e		2016e		2017e		2018e	
	1. halvår	2. halvår	1. halvår	2. halvår	1. halvår	2. halvår	1. halvår	2. halvår	1. halvår	2. halvår	1. halvår	2. halvår
Energy Engager		17 829		67 095		93 105		160 200		154 860		149 520
Energy Encounter		-	17 829		67 095		93 105	160 200	154 860			149 520
Newbuild Jackups (UB)		17 829		84 924		160 200		253 305		309 720		299 040

Ved prognostisering av balanseverdien for årene frem til 2017 tas det utgangspunkt i kostpris for hver enkelt rigg ved levering. I tabellen fremkommer kostpris-beløpene i siste kolonne for riggenes konstruksjonstid (\$160,2 millioner). I 2017 kommer den første avskrivningen på riggene. I følge selskapets årsrapporter avskrives rigger og fartøy lineært over 30 år (Northern Offshore Ltd, 2015a). Med dette beregnes en årlig avskrivning på \$5,340 millioner per rigg (jfr. delkapittel 7.2.2). Den nye jackup-flåtens balanseverdi fremkommer på nederste linje i tabell 41.

**Utsatte mobiliseringskostnader (OM og AM).** Kostnader relatert til flytting av riggenheter fra et sted til et annet føres som *utsatte mobiliseringskostnader*. Dette registreres som en eiendelspost, da det er en utført tjeneste som det fortsatt ventes betaling for (Northern Offshore Ltd, 2011a, 2012, 2013, 2014a, 2015a). I selskapets balanse vises denne posten kun i de tre siste analyseårene. Det må presiseres at selskapet naturligvis hadde mobiliseringskostnader også i de to første årene. I årsrapporten for 2011 ser det ut til at det kun fremkommer som en innkalkulering i kontraktens verdi (Northern Offshore Ltd, 2012). Da det er usikkerhet rundt hvordan dette egentlig har blitt registrert, tas ikke disse årene med for å unngå å ta utgangspunkt i galt grunnlag.

Etter å ha undersøkt kontrakts-historikk og påfølgende mobilisering ned på detaljnivå, bekreftes en klar sammenheng. Utsatte mobiliseringskostnader en meget krevende post å estimere da det er flere faktorer som er avgjørende. Dette være seg hvor ofte forflytting av rigg foretas, distanse mellom rigglokasjoner og i hvilken grad riggene er kontraktert til enhver tid. I tillegg er datagrunnlaget svært mangelfullt fra utenforstående investorers ståsted. Vist i tabell 36 reduseres posten gjennomgående analyseperioden med en gjennomsnittlig prosentsats på 59,07. Dog er reduksjonen preget av svingninger. Å ta utgangspunkt i gjennomsnittlig *endring* i løpet av perioden anses ikke som nøyaktig nok grunnet

svingningene. Da historikken også viser til nokså marginale tall sett i forhold til helheten, settes prognosene ved å beregne et gjennomsnitt fra analyseperioden. Deretter legges det til en ekstrasats i form av prosent i år 2015. Grunnen til dette er at fire av fem rigger står ovenfor kontraktendelse i løpet av året, og med det forventes økte mobiliseringskostnader (jfr. delkapittel 2.2). En ekstrasats på 80 % ilegges gjennomsnittsbeløpet. Det samme er gjeldende for årene 2017 og 2018 da to nye jackups tilføres selskapets flåte. Det antas at det vil medføre flere kontraktinngåelser og økt mobilisering. Ekstrasats disse årene settes likedan til 80 %.

I tabell 42 presenteres gjennomsnittsberegningene og deretter totalestimering for budsjettperioden ilagt ekstrasats for de aktuelle årene.

**Tabell 42: Historiske utsatte mobiliseringskostnader og prognostisering, beløp i 1000 USD**

	2010	2011	2012	2013	2014	Gjennomsnitt
Utsatt mobiliseringskostnader (OM & AM)	-	-	3 805	2 570	368	2 248
	2014	2015e	2016e	2017e	2018e	
Historisk gjennomsnittsberegning	368	2 248	2 248	2 248	2 248	
Ekstrasats (80 %)	-	1 798	-	1 798	1 798	
<b>Utsatt mobiliseringskostnader (OM &amp; AM)</b>	368	<b>4 046</b>	<b>2 248</b>	<b>4 046</b>	<b>4 046</b>	

**Tørrdokkostnader.** Ifølge KPMG (2014) skal enkelte komponenter av *eiendom, anlegg & utstyr* balanseføres for seg selv, hvilket refereres til som *tørrdokkostnader*. Dette kommer av at utstyr på riggene har ulik levetid. Balanseposten reflekterer med dette verdier på flåten tilknyttet større reparasjoner på enkelte komponenter, for eksempel femårs klassinger. Slike store vedlikeholdsprosjekter antas å forekomme omtrent hvert tredje år (KPMG, 2014). De historiske tørrdokkostnadene for Northern Offshore er presentert i tabell 37. Slik det fremkommer i tabellen er tørrdokkostnadene varierende fra år til år. Ved prognostisering av denne posten tas det dermed utgangspunkt i gjennomsnittlig beløp fra årene 2011 til 2014, vist i tabell 43.

**Tabell 43: Historiske og gjennomsnittlig tørrdokkostnader, beløp i 1000 USD**

	2010	2011	2012	2013	2014	Gjennomsnitt
Tørrdokkostnader	-	4 967	5 093	2 859	1 085	3 501

Første analyseår utelates da tørrdokkostnader ikke fremkommer i dette året. Verdt å merke er at ulik regnskapsskikk kan ha ført til at denne posten var en del av eiendom, anlegg & utstyr. Ettersom nybyggene ikke leveres før 2016 og 2017 ventes det ikke en økning i tørrdokkostnader før 2019. Årlig tørrdokkostnad settes til \$3,501 millioner i budsjettperioden.

**Andre anleggsmidler.** Kontoen består av anleggsmidler som ikke naturlig hører inn under andre kontogrupper i årsrapporten, deriblant tomter, bygninger og annen fast eiendom (Kontohjelp, s.a.). Posten er ikke kommentert eller forklart i detalj i årsrapportene. Med dette har man få muligheter til å ta forutsetninger om dens fremtid. Dessuten er posten av marginal størrelse, og det estimeres derfor et gjennomsnitt av de historiske balanseføringene. Gjennomsnittet på \$1,294 millioner føres i samtlige år.

**Tabell 44: Historiske andre anleggsmidler og gjennomsnittsberegning, beløp i 1000 USD**

	2010	2011	2012	2013	2014	Gjennomsnitt
Andre anleggsmidler	1 677	224	1 748	1 665	1 154	<b>1 294</b>

### 7.3.2 Operasjonell gjeld

Selskapets operasjonelle gjeld og den historiske utviklingen i analyseperioden er presentert i tabellen nedenfor. Endring i postene fra år til år er også beregnet, da det på en oversiktlig måte uttrykker prosentvis utvikling. Hver post prognostiseres deretter med bakgrunn i dette og kjennskap til Northern Offshore og oljebransjen. Det hele oppsummeres i slutten av delkapittelet.

**Tabell 45: Selskapets operasjonelle gjeld med prosentvis endring, beløp i 1000 USD**

<b>Operasjonell gjeld</b>	2010	2011	2012	2013	2014	Gjennomsnitt
Betalbar skatt	3 429	2 926	933	1 282	2 775	
<b>Δ Betalbar skatt</b>		<b>-14,67 %</b>	<b>-68,11 %</b>	<b>37,41 %</b>	<b>116,46 %</b>	<b>17,77 %</b>
Leverandørgjeld	17 528	27 435	13 377	9 275	11 973	
<b>Δ Leverandørgjeld</b>		<b>56,52 %</b>	<b>-51,24 %</b>	<b>-30,66 %</b>	<b>29,09 %</b>	<b>0,93 %</b>
Påløpte kostnader	18 616	7 035	12 592	19 310	14 439	
<b>Δ Påløpte kostnader</b>		<b>-62,21 %</b>	<b>78,99 %</b>	<b>53,35 %</b>	<b>-25,23 %</b>	<b>11,23 %</b>
Utsatte inntekter	2 396	4 813	2 062	-	-	
<b>Δ Utsatte inntekter</b>		<b>100,88 %</b>	<b>-57,16 %</b>	<b>-100,00 %</b>		<b>-18,76 %</b>
Annen langsiktig gjeld	-	-	-	-	47 793	
<b>Δ Annen langsiktig gjeld</b>						<b>-</b>

**Betalbar skatt.** Denne posten innebærer forventet skatt fra regnskapsåret, og er beregnet med utgangspunkt i det skattemessige resultat. Posten betales året etter det gjeldende regnskapsåret. Ved estimering av denne posten er det viktig å være oppmerksom på at betalbar skatt ikke alltid er den endelige skatten som skal betales, altså utlignet skatt. Det kan oppstå permanente forskjeller, og dette utgjør kostnaden *utsatt skatt* (e-conomic, s.a). Da det er svært vanskelig å ta noe stilling til utsatt skatt med datagrunnlaget om besittes, forutsettes det at betalbar skatt blir lik utlignet for de respektive årene. Betalbar skatt settes dermed til 20 % av skattemessig resultat (jfr. delkapittel 5.5).



**Leverandørgjeld.** Denne gjeldsposten viser historisk sett til betydelige svingninger, vist i tabell 45. Gjennomsnittlig vekst er om lag 1 %, men på grunn av de kraftige svingningene er det ikke grunnlag for å benytte denne satsen for prognostisering. Det ble også gjennomført en korrelasjonsberegning mellom leverandørgjeld og henholdsvis kostnader og inntekter. Det ble avdekket at det ikke var noe samvariasjon mellom dem. Ettersom andre estimeringer ikke lar seg gjøre og at posten er relativt marginal i forhold til NOA tar oppgaven utgangspunkt i gjennomsnittet. Beregnet gjennomsnitt av analyseårene presenteres nedenfor.

**Tabell 46: Historisk leverandørgjeld, gjennomsnittsberegning og prognoser, beløp i 1000 USD**

	2010	2011	2012	2013	2014	Gjennomsnitt
Leverandørgjeld	17 528	27 435	13 377	9 275	11 973	15 515

**Påløpte kostnader.** Balanseposten *påløpte kostnader* er en kortsiktig gjeldspost hvilket omfatter kostnader som er påløpt, men ikke betalt (Kontohjelp, s.a). I selskapets årsrapporter gis det minimalt med informasjon rundt denne posten. Det eneste det opplyses om er at kostnaden øker i 2013 grunnet vedlikehold og oppgraderinger på Northern Producer (Northern Offshore Ltd, 2014a). Da informasjonen er liten, er det vanskelig å foreta estimering med bakgrunn i andre aktiviteter. Tabell 45 viser til en gjennomsnittlig vekst på 11,23 %, men ikke til noe identifiserbart mønster som kan antas videre da det forekommer store svingninger. Det velges dermed å ta et gjennomsnitt av den historiske data og dette beløpet settes konstant i budsjettperioden. Påløpte kostnader for samtlige år \$14,398 millioner, blir som vist i tabell 47.

**Tabell 47: Gjennomsnittlig påløpte kostnader, beløp i 1000 USD**

	2010	2011	2012	2013	2014	Gjennomsnitt
Påløpte kostnader	18 616	7 035	12 592	19 310	14 439	14 398

**Utsatte inntekter.** Denne gjeldsposten omhandler uopptjent inntekt for selskapet, og føres kun i de tre første årene av analyseperioden, vist i tabell 45. Det opplyses i årsrapportene at dette er utsatt inntekt i forbindelse med Maersk og CNOOCs riggkontrakter, og at det hele ble fullstendig nedbetalt i juni 2013 (Northern Offshore Ltd, 2011a, 2012, 2013, 2014a). Da dette er en post som ikke fortsetter i de resterende årene velges det å se bort ifra denne i budsjettperioden.

**Annen langsiktig gjeld.** Gjeldsposten *annen langsiktig gjeld* forekommer kun i 2014, og er knyttet til gjeld som er registrert for å reflektere fullføringsprosenten for jackups under konstruksjon (Northern Offshore Ltd, 2015a). Riggene er forventet levert i henholdsvis

desember 2016 og juni 2017 (jfr. delkapittel 2.2.1). Årsrapportene uttrykker at det foreligger en avtale på en totalbetaling på \$320,4 millioner samlet for riggene (Northern Offshore Ltd, 2011a, 2012, 2013, 2014a, 2015a). Som det fremkommer av tabell 45 er gjeld det siste analyseåret på om lag \$47,8 millioner. Da gjeldsposten reflekterer prosentvis ferdigstillelse antas det at om lag 15 % ( $\$47,8/\$320,4$ ) er balanseført i dette året. Slik det forstås ut fra årsrapporten 2014 skal totalbeløpet betales ved leveransetidspunktet (Northern Offshore Ltd, 2015a). Det resterende á om lag \$273 millioner vil dermed fordeles på årene frem til leveranse. Grunnet mangel på informasjon om hvordan fullføringsprosenten vil utvikle seg, forutsettes det at gjelden vil øke med likt beløp i 2015 og 2016, og være noe mindre i 2017. Årsaken til en noe lavere økning det siste året er fordi det kun er en rigg igjen under konstruksjon som forventes levert i juni (Northern Offshore Ltd, 2011a, 2012, 2013, 2014a, 2015a). De estimerte endringer blir som følger; \$121 millioner (2015), \$121 millioner (2016) og \$30,6 millioner (2017). Endring i balansen kan ses i oppsummeringen i neste delkapittel.

### 7.3.3 Oppsummering av estimert netto operasjonelle eiendeler

Estimert netto operasjonelle eiendeler for satt budsjettperiode fremkommer i tabellen nedenfor. Tabellen illustrerer prognosene av henholdsvis operasjonelle eiendeler og gjeld, hvilket på bunntlinja gir netto operasjonelle eiendeler.

Tabell 48: Oppsummering av netto operasjonelle eiendeler, beløp i 1000 USD

	2014	2015e	2016e	2017e	2018e
<b>Operasjonelle eiendeler</b>					
Netto kundefordringer	48 909	17 044	20 453	32 492	37 004
Forskuddsbetalte kostnader	3 425	3 425	3 425	3 425	3 425
Utsatt forsikringspremie	1 855	1 855	1 855	1 855	1 855
Andre omløpsmidler	366	938	938	938	938
Eiendom, anlegg & utstyr - eksisterende flåte	155 267	136 467	119 943	105 420	92 656
Eiendom, anlegg & utstyr - newbuild jackups	84 924	160 200	253 305	309 720	299 040
Utsatt mobiliseringskostnader (OM & AM)	368	4 046	2 248	4 046	4 046
Tørrdokkostnader	1 085	3 501	3 501	3 501	3 501
Andre anleggsmidler	1 154	1 294	1 294	1 294	1 294
<b>Sum operasjonelle eiendeler</b>	<b>297 353</b>	<b>328 770</b>	<b>406 962</b>	<b>462 691</b>	<b>443 758</b>
<b>Operasjonell gjeld</b>					
Betalbar skatt	2 775	- 2 069	- 862	1 263	2 860
Leverandørgjeld	11 973	15 515	15 515	15 515	15 515
Påløpte kostnader	14 439	14 398	14 398	14 398	14 398
Utsatte inntekter	-	-	-	-	-
Annen langsiktig gjeld	47 793	168 793	289 793	320 393	320 393
<b>Sum operasjonell gjeld</b>	<b>76 980</b>	<b>196 637</b>	<b>318 844</b>	<b>351 569</b>	<b>353 166</b>
<b>Netto operasjonelle eiendeler - NOA</b>	<b>220 373</b>	<b>132 132</b>	<b>88 118</b>	<b>111 123</b>	<b>90 593</b>

Slik det fremkommer i tabell 48 kommer selskapet til å ha en reduksjon i netto operasjonelle eiendeler. Det kan ses på som en konsekvens av endringene i inntektene. Videre blir netto operasjonelle eiendeler brukt for verdsettelsen av selskapsverdien til Northern Offshore i neste kapittel.

# Kapittel 8: Fundamental verdsettelse

---

Det fjerde steget i den fundamentale verdsettelsesprosessen er *verdsettelse*. I denne delen omgjøres prognosene til en verdivurdering. Ettersom prognosene viser fremtidig avkastning og investorer foretrekker nåverdi utføres en diskontering for tidsverdi (Penman, 2010). Da fremtidsestimater medfører usikkerhet er det også nødvendig å diskontere for risiko. Dette ble hensyntatt i kapittel 6 der avkastningskravet ble satt.

*«Valuation combines forecasts with the cost of capital to get a present value»*

(Penman, 2013, s. 445)

Som sitat av Penman (2013) uttrykker er neste steg i prosessen dermed å omgjøre prognosene til en verdivurdering presentert i nåverdi ved å hjelp av avkastningskravet satt tidligere (jfr. delkapittel 6.4).

Først i kapittelet presenteres modellen superprofitt-fra-drift som benyttes ved verdsettelsen (jfr. delkapittel 3.2.3). Videre tas det stilling til passende terminalverdi for selskapet. Modellen tas så i bruk for å komme frem til estimert verdi på selskapets aksje. Det estimerte fremtidsregnskapet samt beregnet avkastningskrav benyttes som grunnlag for anvendelse av modellen. Det endelige målet er å presentere estimert verdi på aksje i Northern Offshore.

## 8.1 Superprofitt-fra-drift modellen

Det ble tilbake i kapittel 3 foretatt et valg av metode for den fundamentale verdsettelsen. Valget falt på superprofitt-fra-drift modellen (jfr. delkapittel 3.2.3). Ifølge Penman (2013) kan superprofitt fra drift omtales som et mål på verdi tilført selskapet. Det er en videreføring av superprofittmodellen, der forskjellen hovedsakelig ligger i fokuset rettet mot de operasjonelle aktiviteter i videreføringen. Ved superprofitt fra drift benyttes bokført verdi av egenkapital og deretter legger man til nåverdi av superprofitt fra drift. Med dette avdekker modellen merverdi utover bokført verdi (jfr. delkapittel 5.8). Det forutsettes så at NFO settes til markedsverdi, hvilket betyr at det forventes en merkostnad lik null utover gjeldskostnad. Dette gir diskontert nåverdi lik bokført verdi (Penman, 2013).

Superprofitt fra drift kan ifølge Penman (2013, s. 439) uttrykkes som følger:

$$ReOI_t = OI_t - (p_F - 1)NOA_{t-1}$$

OI = Driftsresultat etter skatt

$(p_F - 1)$  = Avkastningskrav for operasjonelle aktiviteter

NOA = Netto operasjonelle eiendeler

t = Tidspunkt  $t$

Uttrykket viser at superprofitt fra drift tar utgangspunkt i driftsresultat etter skatt med fratrukk for avkastning på netto operasjonelle eiendeler. Slik det fremkommer i kapittel 7 er det kun mulig å prognostisere kjerneaktivitetene i selskapet. Det tas derfor utgangspunkt i *kjernerdriftsresultat etter skatt* ved benyttelse av modellen. NFO antas å være lik markedsverdi, og variabelen er ikke en del av uttrykket.

Videre kan verdi av alminnelig egenkapital uttrykkes ved  $V_0^E = V_0^{NOA} - V_0^{NFO}$ . Med dette kan en ved antakelse om at NFO er lik markedsverdi si at verdi av alminnelig egenkapital kan uttrykkes ved formelen nedenfor. Dette er ifølge Penman (2013) modell for verdsettelsen uttrykt i fullstendighet:

$$V_0^E = CSE_0 + \frac{ReOI_1}{p_F} + \frac{ReOI_2}{p_F^2} + \frac{ReOI_3}{p_F^3} + \dots + \frac{ReOI_T}{p_F^T} + \frac{CV_T}{p_F^T}$$

(Penman, 2013, s. 440)

Verdien settes ved å ta utgangspunkt i bokført verdi i egenkapital (NOA-NFO), legge til nåverdi av superprofitt fra drift fra prognoseårene samt en terminalverdi. Terminalverdien som inngår som siste ledd i modellen beskrives og tas stilling til i delkapittelet som følger (Penman, 2013).

## 8.2 Terminalverdi

Terminalverdien representerer ifølge Penman (2013) forventet superprofitt fra drift i tiden etter budsjettperioden. Videre presiserer Kaldestad og Møller (2011) at siden alle selskaper forventes å leve evig tillegges en terminalverdi for perioden etter oppnådd steady state og stabil vekst. Ved dette unngår man å måtte prognostisere mer enn for en kortere periode frem til selskapet når «steady state»-tilstanden. Terminalverdien omtales som Continuing Value (CV) i det engelske språk, hvilket viser til en verdi som fortsetter i evigheten (Kaldestad & Møller, 2011). Terminalverdien som legges til kan ifølge Penman (2013, s. 440) foreligge som følger:

- Scenario 1:  $CV_T = 0$
- Scenario 2:  $CV_T = \frac{ReOI_{T+1}}{p_F - 1}$
- Scenario 3:  $CV_T = \frac{ReOI_{T+1}}{p_F - g}$

Terminalverdien som settes for selskapet kan ha et av de tre mulige utfallene. I scenario 1 antas superprofitt fra drift å bli lik 0. Dette vil si at kun forventet avkastning i selskapet vil forekomme i tiden etter budsjettperiode. Dette fordi avkastningen på NOA er lik kapitalkostnaden. I scenario 2 forventes superprofitt fra drift, men den holdes konstant. Det tredje scenarioet innebærer en evigvarende vekst i superprofitt fra drift, uttrykt ved en vekstrate  $g$  (Penman, 2013).

For verdsettelsen av Northern Offshore må scenario velges ut ifra hva som er mest sannsynlig at vil forekomme med hensyn til selskapet og situasjonen det er i. Ifølge Penman (2013) skal terminalverdi gjenspeile investorenes syn på utvikling etter budsjettperioden. Med bakgrunn i kjennskapen til selskapet, opparbeidet gjennom strategisk analyse og regnskapsanalyse samt prognostisering i den eksplisitte perioden forventes det superprofitt fra drift. Dog forventes denne å være konstant.

Uendelig vekst i superprofitt fra drift er grunnet flere faktorer noe optimistisk å forvente for Northern Offshore. Først og fremst ventes det ifølge McKinsey (2014) en stabil etterspørsel av jackups med liten eller ingen vekst fra år 2017-2025. Flåten til Northern Offshore vil i denne perioden (om ikke påbegynte planer endres) bestå av i underkant 60 % jackups (jfr. delkapittel 7.2). Å anta uendelig vekst vil i en slik situasjon være urealistisk. Med forventning om fremtidig peak oil på verdensmarkedet vil et langtidsperspektiv med ventet vekst i

superprofitt fra drift trues. Dette ved at oljereservoarene tappes og kampen om gjenværende felt blir tøff (jfr. delkapittel 4.2). Dessuten er markedet i en modningsfase der kampen om kundene er stor (jfr. delkapittel 4.2). Markedet består av mange homogene aktører, og Northern Offshore besitter ikke noen spesielt gode konkurransemessige fortrinn sett i forhold til resten. Med dette tatt i betraktning settes en terminalverdi med forventning om fremtidig superprofitt fra drift, men den holdes konstant i tiden etter budsjettperioden 2015-2018.

### 8.3 Verdsettelse av Northern Offshore Ltd.

Med bakgrunn i prognosene for budsjettperioden, valg av terminalverdi og satt avkastningskrav fremkommer et verdiesimat for Northern Offshores egenkapital på \$246,84 millioner. Da selskapet 31.12.14 hadde 164 470 000 aksjer, gir dette en aksjeverdi på \$1,50. Med en valutakurs på NOK 7,43 per amerikansk dollar er verdiesimat per aksje for selskapet NOK 11,15 (Norges Bank, 2015b). Det hele er presentert i tabellen nedenfor.

Tabell 49: Verdsettelse av Northern Offshore Ltd., beløp i 1000 USD, aksjepris i USD og NOK

	2014	2015e	2016e	2017e	2018e
Kjernerdriftsinntekter	246 285	85 827	102 992	163 618	186 335
Kjernerdriftskostnader	-200 490	-96 170	-107 303	-157 304	-172 037
<b>Kjernerdriftsresultat før skatt</b>	<b>45 795</b>	<b>-10 344</b>	<b>-4 312</b>	<b>6 314</b>	<b>14 298</b>
Skattekostnad	9 159	-2 069	-862	1 263	2 860
<b>Kjernerdriftsresultat etter skatt</b>		<b>-8 275</b>	<b>-3 449</b>	<b>5 052</b>	<b>11 438</b>
NOA	220 373	132 132	88 118	111 123	90 593
RNOA (%)		-3,76 %	-2,61 %	5,73 %	10,29 %
<b>ReOI</b>		<b>-22 642</b>	<b>-12 063</b>	<b>-693</b>	<b>4 194</b>
Avkastningskravet (6,52 % i år t)		1,0676	1,1398	1,2168	1,2991
Nåverdi av ReOI		-21 208	-10 584	-569	3 228
Total nåverdi av ReOI	-29 133				
Terminalverdien (CV)					64 333
Nåverdi av terminalverdien	49 522				
Selskapsverdi	240 763				
NFO (NFA)	-6 074				
<b>Egenkapitalverdi</b>	<b>246 837</b>				
Shares issued	164 470				
Aksjeverdi (USD)	1,50				
Valutakurs	7,43				
<b>Aksjeverdi (NOK)</b>	<b>11,15</b>				

Videre gis en handlingsstrategi med bakgrunn i en sammenligning av estimert aksjeverdi og markedsverdi gitt på Oslo Børs. Først gjennomføres en sensitivitetsanalyse samt en relativ verdsettelse i de to kommende kapitler.



## Kapittel 9: Usikkerhet i prognosene

---

Den fundamentale verdsettelsesprosessen er gjennomført og resulterte i et verdiestimat på NOK 11,15 per aksje (jfr. kapittel 8). Dog medfører prognostisering grad av usikkerhet. Grunnet dette er det hensiktsmessig å foreta en sensitivitetsanalyse (Penman, 2013). I kapitlet rettes fokuset mot usikkerheten i verdiestimatene, og en sensitivitetsanalyse av de mest kritiske faktorene gjennomføres.

Sensitivitetsanalyse er en form for analyse der man tester hvordan selskapsverdi (aksjeverdi) påvirkes av endringer i de forskjellige komponenter (Koller et al., 2010). Ifølge Penman (2013) avdekkes sensitivitet ved alternative fremtidige estimater der fokuset rettes mot de kritiske faktorene. I tillegg til å uttrykke usikkerhet ved enkelte estimatvariabler besvarer analysen også *hva-skjer-hvis* spørsmål i forhold til de fremtidige estimatene (Penman, 2013). Ved gjennomføring av en sensitivitetsanalyse er det ønskelig å oppnå et enda bedre grunnlag for å kunne ta en avgjørelse på om Northern Offshores aksjer er verdt å investere i (Van Horne & Wachowicz, 2008).

Variablene som er mest kritiske for verdsettelsen av Northern Offshore er *kjernerdriftsinntekter, netto operasjonelle eiendeler, avkastningskravet* samt *skattesatsen*. Da estimatene som fremkom ved den fundamentale verdsettelsen kan være under- eller overvurdert, analyseres alternative endringer i variablene ved å se på høyere og lavere verdier. Viktig å presisere er at andre komponenter holdes konstante gjennomgående i sensitivitetsanalysen.

Analysen kan ifølge Penman (2013) fremstilles i form av flere dimensjoner. I sensitivitetsanalyse for Northern Offshore utføres det først en to-dimensjonal fremstilling av kjernerdriftsinntekter og NOA, og deretter en av avkastningskrav og skattesats. Samtlige av dem presenteres i matriser og kommenteres i det følgende.

## 9.1 Kjernerdriftsinntekter og netto operasjonelle eiendeler

Kjernerdriftsinntekter og netto operasjonelle eiendeler er to av flere komponenter i verdsettelsen som anses å være kritiske. Matrisen under viser en to-dimensjonal sensitivitetsanalyse av komponentene med utgangspunkt i 2015. Første prognose år velges da det er knyttet stor usikkerhet til året og drastiske endringer i komponentene ble estimert.

Tabell 50: Sensitivitetsanalyse av NOA og kjernerdriftsinntektene 2015e, beløp i 1000 USD, aksjepris i NOK

	Kjernerdriftsinntekter										
	11,15	10 827	35 827	60 827	85 827	110 827	135 827	160 827	185 827	210 827	235 827
	82 132	8,74	9,59	10,43	11,28	12,13	12,97	13,82	14,67	15,51	16,36
	107 132	8,68	9,52	10,37	11,22	12,06	12,91	13,75	14,60	15,45	16,29
	<b>132 132</b>	8,61	9,46	10,30	11,15	12,00	12,84	13,69	14,54	15,38	16,23
	157 132	8,55	9,39	10,24	11,09	11,93	12,78	13,63	14,47	15,32	16,16
	182 132	8,48	9,33	10,18	11,02	11,87	12,71	13,56	14,41	15,25	16,10
<b>NOA</b>	207 132	8,42	9,26	10,11	10,96	11,80	12,65	13,50	14,34	15,19	16,03
	232 132	8,35	9,20	10,05	10,89	11,74	12,59	13,43	14,28	15,12	15,97
	257 132	8,29	9,14	9,98	10,83	11,67	12,52	13,37	14,21	15,06	15,91
	282 132	8,22	9,07	9,92	10,76	11,61	12,46	13,30	14,15	14,99	15,84
	307 132	8,16	9,01	9,85	10,70	11,55	12,39	13,24	14,08	14,93	15,78
	332 132	8,10	8,94	9,79	10,63	11,48	12,33	13,17	14,02	14,87	15,71

Som man kan se er estimert aksjeverdi merket med lys gråtone. Vertikal bevegelse i tabellen viser i hvilken grad verdiestimatet påvirkes av endringer i NOA, der kjernerdriftsinntekter holdes konstant. Horisontal bevegelse viser effekten av endringer i kjernerdriftsinntekter, der NOA holdes konstant. Analyseresultatene viser en noe større sensitivitet for endringer i kjernerdriftsinntekter enn i NOA.

*Endringer i NOA* med et intervall på \$25 000' medfører jevne endringer (NOK 0,06) i estimert verdi. Investering i eksempelvis nye rigger vil øke verdien av NOA. Dette kan medføre en lavere aksjepris såfremt nyinvesteringen (NOA) ikke generer en høyere inntekt. Med dette har man at en økning i NOA fra \$132 132' – 157 132' (om lag 18,91 %) utgjør en negativ effekt på estimert aksjeverdi fra NOK 11,15 – 11,09 (0,58 %). Sensitiviteten som forekommer er jevn og svært lav, og NOA må endres betraktelig før det gir betydelig utslag i verdiestimatet. Dog er det ofte slik at investeringer foretas når positiv nåverdi forventes, og dette øker aksjeverdien. I tilfeller som dette er NOA og inntekt korrelerte.

Videre viser analyseresultatene større grad av sensitivitet ved *endringer i kjernerdriftsinntekter*. Ved å øke inntektene med \$100 000', fra \$85 827' til \$185 827', utgjør dette en effekt på verdien á NOK 3,39. Dette er betraktelig mer enn hva en lik økning i NOA hadde utgjort, hvilket ville vært en reduksjon på NOK 0,26. Det kan da konkluderes med at

verdiestimatet i større grad er sensitivt for endringer i kjernedriftsinntekter enn i netto operasjonelle eiendeler. Dette har å gjøre med at kjernedriftsinntektene er den viktigste inntektskilden i selskapet.

## 9.2 Avkastningskravet og skattesatsen

Avkastningskravet og skattesatsen er komponenter det også er knyttet usikkerhet til. Avkastningskravet, beregnet tidligere i oppgaven, består av flere variabler; *risikofri rente*, *markedsrisikopremie* samt *selskapets betaverdi* (jfr. kapittel 6). Da det er knyttet usikkerhet til forutsetninger foretatt og kapitalverdimodellen er det ønskelig å se i hvilken grad verdiestimatet er sensitivt for høyere og lavere avkastningskrav. Videre er det, da ble foretatt en forutsetning om skattesats på 20 %, også interessant å gjennomføre en sensitivitetsanalyse av denne komponenten (jfr. delkapittel 5.5). Ettersom selskapet opererer med flere skattesatser er det relevant å se hvordan verdiestimatet endres med høyere og lavere skattesats enn antatt. I følgende matrise presenteres en sensitivitetsanalyse der variablene settes opp mot hverandre. Dette er interessant da skattesatsen har en innvirkning på avkastningskravet (jfr. kapittel 6). Sensitivitetsanalysen viser den estimerte verdien som funksjon av et spekter av avkastningskrav og skattesatser.

**Tabell 51: Sensitivitetsanalyse av avkastningskrav og skattesats, beløp i NOK**

	Skattesats									
	11,15	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %	25 %	30 %	35 %	40 %
	5,02 %	15,30	14,80	14,30	13,80	13,30	12,80	12,30	11,79	11,29
	5,52 %	14,30	13,84	13,39	12,93	12,47	12,02	11,56	11,10	10,65
	6,02 %	13,44	13,02	12,60	12,18	11,77	11,35	10,93	10,51	10,09
	<b>6,52 %</b>	12,70	12,31	11,92	11,54	11,15	10,76	10,38	9,99	9,60
	7,02 %	12,05	11,69	11,33	10,97	10,61	10,25	9,89	9,53	9,17
	7,52 %	11,47	11,13	10,80	10,46	10,12	9,79	9,45	9,11	8,77
<b>Avkastningskrav</b>	8,02 %	10,95	10,63	10,32	10,00	9,68	9,37	9,05	8,74	8,42
	8,52 %	10,48	10,18	9,88	9,58	9,28	8,99	8,69	8,39	8,09
	9,02 %	10,04	9,76	9,48	9,20	8,92	8,63	8,35	8,07	7,79
	9,52 %	9,65	9,38	9,11	8,84	8,58	8,31	8,04	7,77	7,51
	10,02 %	9,28	9,02	8,77	8,51	8,26	8,01	7,75	7,50	7,24
	10,52 %	8,93	8,69	8,45	8,20	7,96	7,72	7,48	7,24	6,99
	11,02 %	8,61	8,38	8,15	7,91	7,68	7,45	7,22	6,99	6,76
	11,52 %	8,31	8,08	7,86	7,64	7,42	7,20	6,97	6,75	6,53
	12,02 %	8,02	7,80	7,59	7,38	7,17	6,95	6,74	6,53	6,31

I tabellen viser vertikal bevegelse endring i avkastningskrav, mens horisontal bevegelse viser endring skattesats. Estimert verdi er markert med lys gråtone.

I analysen legges det inn et 0,5 % endringsintervall for *avkastningskravet*. Satt avkastningskrav er fremhevet i tabellen. Høyere avkastningskrav fører til lavere aksjepris, hvilket må gjelde. En interessant observasjon er at endring i aksjepris blir gradvis større ved lavere avkastningskrav. Dette viser til en betydelig sensitivitet i forhold til avkastningskrav ved verdsettelse av Northern Offshore. Denne økende endringen i aksjeprisen ville vært enda tydeligere hadde selskapet forventet superprofitt med *vekst* etter budsjettperioden.

For skattesatsen legges det inn et endringsintervall på 5 %. I tabell 51 blir også forutsatt skattesats fremhevet. Som forventet er det negativ samvariasjon mellom skattesats og aksjeverdi, alt annet konstant. Det betyr at verdierestimatet reduseres med høyere skattesats. Ved avkastningskravet ble det konstatert at reduksjon i avkastningskrav gir en gradvis større endring i aksjepris. Dette er ikke tilfellet ved skattesatser. Verdierestimatet viser til lik økning ved benyttelse av lavere skattesatser. Ut ifra sensitivitetsanalysen kan man konkludere med at verdierestimatet er sensitivt for begge komponenter, men i noe større grad for avkastningskravet.

# Kapittel 10: Relativ verdsettelse

---

I kapittel 3 ble relativ verdsettelse valgt til å supplere den fundamentale analysen av selskapet (jfr. delkapittel 3.2). Det er med det ønskelig å foreta en relativ verdsettelse av Northern Offshore sett opp mot gjennomsnittet av de representative selskapene presentert i delkapittel 2.8. Den relative verdsettelsen består av tre av multiplikatorene presentert i delkapittel 3.2; *price-to-book value*, *price-to-sales* og *price-to-cash flow from operations*. *Price-to-earnings* er ikke mulig å beregne da to av tre selskaper har negative resultater i 2014 (North Atlantic Drilling Ltd, 2015; Songa Offshore SE, 2015; Vantage Drilling Company, 2015a).

De tre multiplikatorene beregnes ved å ta utgangspunkt i selskapenes markedsverdi og rapporterte verdier på egenkapital (book value), inntekt (sales) samt kontantstrøm fra drift (cash-flow from operations). Markedsverdien reflekterer forventningene markedet har til selskapets resultat og kontantstrøm (Damodaran, 2012a). Videre presenteres multiplene og estimert verdi av Northern Offshores aksje. Til slutt presenteres resultatet av den relative verdsettelsen som kalkuleres ved å regne gjennomsnittet av de tre aksjeprisene (Penman, 2010). For full utregning av multiplene se vedlegg 4.

## 10.1 Price-to-book value

Først og fremst beregnes price-to-book value (P/B) som uttrykker forholdet mellom markedsverdi og bokført verdi av egenkapital. Verdt å merke seg er at bokførte verdier er sensitive for ulike regnskapsregler og -skikker. Dermed er det ofte slik at bokført verdi er noe undervurdert grunnet konservativ regnskapsføring (jfr. delkapittel 3.1.1). I tabell 52 presenteres de sammenlignbare selskapenes P/B og gjennomsnittet av dem.

Tabell 52: Price-to-book value gjennomsnitt

	P/B
Songa Offshore	0,18
North Atlantic Drilling	0,85
Vantage Drilling	0,27
<b>Gjennomsnitt</b>	<b>0,43</b>
Northern Offshore	0,40

Slik det fremkommer i tabell 52 er den gjennomsnittlige P/B målt til 0,43. Verdt å merke er det ifølge Damodaran (2012a) ofte slik at ratioen er 1 eller større. Dette betyr at markedsverdi er høyere enn bokført verdi, hvilket ofte kommer av konservativ regnskapsføring som

beskrevet innledningsvis. Den relativt lave P/B på 0,43 viser at bokført verdi er høyere enn markedsverdi. Dette kan indikere at investorer feilaktig undervurderer selskaper eller forventer et fall i egenkapitalen. Reduksjon i egenkapital kan komme av nedskrivninger av flåter og tap på fordringer for å nevne noe. Dette kan ha grobunn i det ustabile markedet. I vedlegg 4 kan man se at bokførte verdier er betraktelig høyere enn markedsverdiene. Videre kan Northern Offshores aksjeverdi kalkuleres ifølge Penman (2013) som nedenfor.

$$\text{Verdi per aksje} = \frac{P/B \times \text{Bokført egenkapital}}{\text{Antall aksjer}}$$

$$\text{Verdi per aksje} = \frac{0,43 \times \$226\,428\,000}{164\,470\,000} = \$0,60$$

$$\text{Verdi per aksje i NOK} = \$0,60 \times 7,43 = 4,46$$

Ved bruk av P/B vurderes Northern Offshores aksje til NOK 4,46. Dette er en aksjepris ikke langt fra faktisk markedsverdi på NOK 4,12 (jfr. delkapittel 2.4). Slik det fremkommer i tabellen er Northern Offshores P/B tilnærmet lik hva gjennomsnittet er. Gjennomsnittet fremkommer noe høyere grunnet North Atlantic Drilling. Dette kan komme av at selskapet står sterkere da det eies av en av markedets største aktører, Seadrill Limited. Med dette tatt i betraktning forventes det en lavere forringelse av Northern Offshore, enn Songa og Vantage.

## 10.2 Price-to-sales

Den andre multiplikatoren, price-to-sales (P/S), måler verdien av egenkapitalen i forhold til inntektene den genererer. P/S ratioen har blitt mer populær med tiden. Dette da den i motsetning til P/B, ikke påvirkes av regnskapsføringen på blant annet avskrivninger samt forskning og utvikling. I tillegg fremstår multippelen alltid som positiv, noe P/E og P/B ikke alltid gjør (Damodaran, 2012c). Gjennomsnittlig P/S presenteres i tabellen nedenfor og er beregnet til 0,68.

Tabell 53: Price-to-sales gjennomsnitt

	P/S
Songa Offshore	1,56
North Atlantic Drilling	0,31
Vantage Drilling	0,17
<b>Gjennomsnitt</b>	<b>0,68</b>
Northern Offshore	0,37

Verdi per aksje kan ifølge (Penman, 2013) beregnes ved følgende formel:

$$\text{Verdi per aksje} = \frac{P/S \times \text{Inntekter}}{\text{Antall aksjer}}$$

$$\text{Verdi per aksje} = \frac{0,68 \times \$246\,285\,000}{164\,470\,000} = \$1,02$$

$$\text{Verdi per aksje i NOK} = \$1,02 \times 7,43 = 7,47$$

Slik det fremkommer i beregningen ovenfor er Northern Offshores aksjepris ved bruk av P/S ratioen NOK 7,47. Verdien på aksjen er betraktelig høyere ved bruk av denne ratioen sett i forhold til P/B. Northern Offshores P/S ligger noe under gjennomsnittet. Dette resulterer i en høyere estimert aksjepris enn verdi på Oslo Børs.



### 10.3 Price-to-cash flow from operations

Til slutt beregnes price-to-cash flow from operations (P/CFO), hvilket kalkuleres ved å se markedsverdi opp mot selskapenes kontantstrøm fra drift. Multippelen er noe mindre populær enn de to øvrige. Dog er ratioen ikke like manipulerbar som P/E og P/B. I likhet med P/S blir den ikke påvirket av såkalte *ikke-kontantfaktorer*, som for eksempel avskrivninger (Loth, s.a).

Tabell 54: Price-to-cash flow gjennomsnitt

	P/CFO
Songa Offshore	1,94
North Atlantic Drilling	1,97
Vantage Drilling	0,60
<b>Gjennomsnitt</b>	<b>1,50</b>
Northern Offshore	1,69

Tabellen ovenfor viser en gjennomsnittlig P/CFO på 1,50. Northern Offshores aksjepris beregnes med følgende formel (Penman, 2013):

$$\text{Verdi per aksje} = \frac{P/CFO \times \text{Kontantstrøm fra drift}}{\text{Antall aksjer}}$$

$$\text{Verdi per aksje} = \frac{1,50 \times \$53\,935\,000}{164\,470\,000} = \$0,49$$

$$\text{Verdi per aksje i NOK} = \$0,49 \times 7,43 = 3,67$$

Aksjeprisen blir NOK 3,67 ved bruk av P/CFO ratioen, dette er noe under aksjeprisen på børs. Northern Offshores ratio ligger over gjennomsnittet og ser bra ut ved første øyekast. Verdt å merke seg er at Vantage Drilling trekker ned gjennomsnittet betraktelig. Ser man Northern Offshore opp mot de to resterende selskapene kan det se ut til at forventinger til vekst i kontantstrøm er større for disse. Det betyr at investorer er villige til å betale mer for respektive aksjer enn for Northern Offshore.

## 10.4 Gjennomføring av relativ verdsettelse

De tre utregningene gir en noe ulik indikasjon på aksjeprisen sett i forhold til markedsverdien. Dog viser samtlige estimerte aksjepriser til en lavere verdi enn hva den fundamentale verdsettelsen gjør. Gjennomsnittlig estimert aksjepris blir følgende:

$$\text{Aksjepris på Northern Offshore} = \frac{4,46 + 7,47 + 3,67}{3} = 5,22$$

Den relative verdsettelsen av Northern Offshore gir en aksjepris på NOK 5,22. Dette kan tyde på at markedet undervurderer selskapets verdi og potensiale med bakgrunn i forventinger om fremtiden. Årsaken til at estimeringen resulterer i en høyere aksjepris enn markedsverdien kan tilskrives den store usikkerheten i markedet. Dette kan komme av dagens ustabile situasjon i Contract Drilling markedet, og at selskapene i stor grad er avhengige av fremtidige kontrakter på riggene sine. Det sies at aktørene i markedet må gjennom en stor omstillingsprosess for å opprettholde lønnsom drift (jfr. kapittel 4).

# Kapittel 11: Handlingsstrategi

---

Avslutningsvis presenteres en konkluderende handlingsstrategi for Northern Offshore. Ifølge Penman (2013) utgjør dette siste steg i den fundamentale analysen. Handlingsstrategien innebærer en sammenligning av funnene fra den fundamentale verdsettelsen og markedsverdi på Oslo Børs, der eventuelle avvik avdekkes. Med bakgrunn i dette, relativ verdsettelse samt sensitivitetsanalyse gis det en anbefaling på kjøp, hold eller salg av aksjen (Penman, 2013).

Beregninger fra den fundamentale verdsettelsen ga et verdiestimat av egenkapitalen på \$246,84 millioner, tilsvarende NOK 1834,00 millioner med en valutakurs på 7,43. Dette resulterer i en estimert aksjeverdi for Northern Offshore på NOK 11,15 per 31.12.14 (jfr. delkapittel 8.3). På samme tidspunkt ble aksjen omsatt på Oslo Børs til NOK 4,12 (jfr. delkapittel 2.4). Som man ser oppstår det en differanse mellom markedsverdi og estimert verdi på NOK 7,03, hvilket tyder på en underprising av aksjen. Dette kan indikere at markedet forventer et fall i selskapets egenkapital. Den relative verdsettelsen som ble gjennomført i kapittel 10 viser det samme, med et gjennomsnittlig verdiestimat på NOK 5,22.

Slik det fremkommer av den strategiske analysen opererer selskapet i et marked preget av turbulens og høy volatilitet. Selskapers markedsverdi avhenger i stor grad av oljeprisens utvikling. Fallet som oljeprisen har vært utsatt for i løpet av 2014 reflekteres i stor grad i flere av aktørenes markedsverdi. Dette ble hensyntatt i prognostiseringen av Northern Offshore. Videre fremkommer det i sensitivitetsanalysen at det foreligger usikkerhet i flere av de estimerte komponentene. Dog må det forekomme betydelige endringer i disse før estimert verdi nærmer seg markedsverdi. Dessuten viser Oslo Børs en gjennomsnittlig aksjepris på NOK 9,44 i 2014 (Oslo Børs, s.a.-b). Med andre ord bekrefter dette at det ikke er et helt urimelig estimat som fremkommer av den fundamentale verdsettelsen.

Med bakgrunn i den fundamentale analysen og vurderingene ovenfor konkluderes det med at Northern Offshores aksjeverdi er underpriset. Underprisingen er nødvendigvis ikke så stor som den fundamentale verdsettelsen gir uttrykk for. Dette da verdiestimatet med bakgrunn i usikkerheten og relativ verdsettelse fremstår som noe høyt. Generelt gis en kjøpsanbefaling der markedsverdi er lavere enn estimert verdi (jfr. delkapittel 3.1.1). Det gis dermed en hold anbefaling til eksisterende aksjonærer, og en kjøpsanbefaling til nye investorer.

# Referanseliste

---

## Bøker

- Barney, J. B., & Hesterly, W. S. (2008). *Strategic management and competitive advantage : concepts and cases* (2 utg.). Upper Saddle River, N.J: Pearson/Prentice Hall.
- Berk, J., & DeMarzo, P. M. (2014). *Corporate finance* (3 utg.). Boston: Pearson.
- Bodie, Z., Kane, A., & Marcus, A. J. (2009). *Investments* (8 utg.). Boston, Mass: McGraw-Hill.
- Bøhren, Ø., & Michalsen, D. (2010). *Finansiell økonomi : teori og praksis* (3 utg. Vol. 2). Bergen: Fagbokforl.
- Dahl, G. A., Hansen, T., Hoff, R., & Kinserdal, A. (1997). *Verdsettelse i teori og praksis* (1. utg.). Oslo: Cappelen Akademisk Forlag.
- Damodaran, A. (2002). *Investment valuation: tools and techniques for determining the value of any asset* (2 utg.). New York: Wiley.
- Damodaran, A. (2012a). Book Value Multiples. *Investment valuation: tools and techniques for determining the value of any asset* (3 utg.). Hoboken, N.J Wiley.
- Damodaran, A. (2012c). Revenue Multiples *Investment valuation: tools and techniques for determining the value of any asset* (3 utg.). Hoboken, N.J: Wiley.
- Kaiser, M. J., & Snyder, B. F. (2013). The Offshore Drilling Industry and Rig Construction in the Gulf of Mexico Vol. 8. *Lecture Notes in Energy* doi:10.1007/978-1-4471-5152-4
- Kaldestad, Y., & Møller, B. (2011). *Verdivurdering : teoretiske modeller og praktiske teknikker for å verdsette selskaper*. Oslo: Revisorforeningen.no.
- Koller, T., Copeland, T. E., Wessels, D., & Goedhart, M. (2005). *Valuation: measuring and managing the value of companies* (4 utg.). Hoboken, N.J: Wiley.
- Koller, T., Copeland, T. E., Wessels, D., Goedhart, M., Murrin, J., McKinsey, & Company. (2010). *Valuation: measuring and managing the value of companies* (5 utg.). Hoboken, N.J: Wiley.
- Kotler, P. (2008). *Markedsføringsledelse* (3. utg. Vol. 4.). Oslo: Gyldendal Norsk Forlag AS.
- Kotler, P., Hansen, T., Brady, M., Goodman, M., & Keller, K. L. (2009). *Marketing management* (Europisk utg.). Essex: Pearson/Prentice Hall.
- Løwendahl, B. R., Wenstøp, F., & Fjeldstad, Ø. D. (2003). *Grunnbok i strategi* (2 utg.). Oslo: Damm.
- Palepu, K. G. (2007). *Business analysis and valuation: text and cases* (IFRS utg.). London: Thomson.
- Penman, S. H. (2010). *Financial statement analysis and security valuation* (4 utg.). Boston, Mass: McGraw-Hill.
- Penman, S. H. (2013). *Financial statement analysis and security valuation* (5 utg.). New York: McGraw-Hill.
- Tellefsen, J. T., & Langli, J. C. (1999). *Årsregnskapet*. Oslo: Universitetsforlaget.
- Van Horne, J. C., & Wachowicz, J. M. (2008). *Fundamentals of financial management* (13 utg.). Harlow: Financial Times Prentice Hall.

Wahlen, J., Baginski, S., & Bradshaw, M. (2010). *Financial Reporting, Financial Statement Analysis and Valuation: A Strategic Perspective*: Cengage Learning.

## Artikler

Dagens Næringsliv. (2015, 16.04). Nå er 15.000 oljefjobber borte, *DN - Dagens Næringsliv*.

Hentet fra <http://www.dn.no/nyheter/2015/04/16/0652/Olje-og-gass/n-er-15000-oljefjobber-borte>

Damodaran, A. (1999). *Estimating Risk Parameters*. Hentet fra

<https://archive.nyu.edu/handle/2451/26789>

Ekeseth, F. C. (2015, 15.04). Det er det man har ventet på, *DN - Dagens Næringsliv*. Hentet

fra <http://www.dn.no/nyheter/energi/2015/04/15/0934/Oljepris/-det-er-det-man-har-ventet-p>

Gjesdal, F. (2012). Valg av verdsettelsesmodell. *Magma*(2).

Ice Benchmark Administration. (2014). Ice Benchmark Administration Limited - Overview.

Jugdev, K. (2005). The VRIO Framework of Competitive Advantage.

KPMG. (2014). Component accounting. *Accounting And Auditing Update*(May 2014).

Krauss, C. (2015, 07.01.15). U.S. Oil Producers Cut Rigs as Price Declines, *The New York*

*Times*. Hentet fra [http://www.nytimes.com/2015/01/08/business/us-oil-producers-cut-rigs-as-price-declines.html?\\_r=0](http://www.nytimes.com/2015/01/08/business/us-oil-producers-cut-rigs-as-price-declines.html?_r=0)

Lem, C. H. (2015). Forventer stabil risikopremie i 2015. *Magma*(1).

Nissim, D., & Penman, S. H. (2003). Financial Statement Analysis of Leverage and How It

Informs About Profitability and Price-to-Book Ratios *Review of Accounting Studies*(8), 531–560.

PwC, & Norske Finansanalytikeres Forening. (2014). Risikopremien i det norske markedet.

Rystad Energy. (2015). The oil price collapse hits the MODU markets, *Oilfield Service*

*Newsletter*. Hentet fra

<http://www.rystadenergy.com/AboutUs/NewsCenter/Newsletters/OfsArchive/ofs-february-2015>

Schølberg, O. (2009). Finanst teori anvendt i praksis. *Magma*(8).

Statistisk Sentralbyrå. (2009). Økonomisk utsyn. *Økonomiske analyser*, 28(1).

Statistisk Sentralbyrå. (2014). Konjunkturtendensene. *Økonomiske analyser*, 33(6).

Statistisk Sentralbyrå. (2015). Konjunkturtendensene internasjonalt. *Økonomiske Analyser*,

34(1).

Sørensen, R. (1998). Verdivurdering som prosess. *Magma*(2).

U.S. Energy Information Administration. (2015c). Petroleum & Other Liquids.

Økland, J. (2014a, 08.04.). Gamle rigger presses ut av Norge, *Offshore.no*. Hentet fra

[http://www.offshore.no/sak/61074\\_gamle\\_rigger\\_presses\\_ut\\_av\\_norge](http://www.offshore.no/sak/61074_gamle_rigger_presses_ut_av_norge)

Økland, J. (2014b, 08.12.). Riggmarkedet satt ti år tilbake, *Offshore.no*. Hentet fra

[http://www.offshore.no/sak/62770\\_riggmarkedet\\_satt\\_ti\\_aar\\_tilbake](http://www.offshore.no/sak/62770_riggmarkedet_satt_ti_aar_tilbake)

Økland, J. (2014c, 22.12.). Slik rammer riggekrisen, *Offshore.no*. Hentet fra

[http://www.offshore.no/sak/62907\\_slik\\_rammer\\_riggkrisen](http://www.offshore.no/sak/62907_slik_rammer_riggkrisen)

Økland, J. (2015a, 13.02.). Hvem er mest desperat?, *Offshore.no*. Hentet fra

[http://www.offshore.no/sak/63255\\_hvem\\_er\\_mest\\_desperat](http://www.offshore.no/sak/63255_hvem_er_mest_desperat)

Økland, J. (2015b, 16.01.). Riggmarkedet krymper med 11 milliarder, *Offshore.no*. Hentet fra [http://www.offshore.no/sak/63054\\_riggmarkedet\\_krymper\\_med\\_11\\_milliarder](http://www.offshore.no/sak/63054_riggmarkedet_krymper_med_11_milliarder)

### Offentlige rapporter og pressemeldinger

- Anagnos, J., & Howard, H. (2015). *MLPS Oil & Gas Drilling Technology Leads To Efficiency Gains* (s. 7). Cbreclarion.com: CBRE Clarion Securities.
- Bank for International Settlements. (2004). *International Convergence of Capital Measurement and Capital Standards*. Hentet fra <http://www.bis.org/publ/bcbs107.pdf>
- Bureau of Economic and Business Affairs. (2012). *2012 Investment Climate Statement - Bermuda*: Bureau Of Economic And Business Affairs.
- Fattouh, B. (2010). *Oil Market Dynamics through the Lens of the 2002-2009 Price Cycle*: Oxford Institution for Energy Studies.
- Hamilton, J. D. (2011). Historical Oil Shocks: National Bureau of Economic Research.
- Lukoil Oil Company. (2013). Global trends in oil & gas markets to 2025 (s. 64). Lukoil.com: Lukoil Oil Company.
- Markets and Markets. (2014). *Offshore Drilling Market by Services, Applications & by Geography - Global Trends & Forecasts to 2019* (s. 278). marketsandmarkets.com.
- North Atlantic Drilling Ltd. (2014). Fleet Status Report. fra [http://www.nadlcorp.com/stream\\_file.asp?iEntityId=1418](http://www.nadlcorp.com/stream_file.asp?iEntityId=1418)
- North Atlantic Drilling Ltd. (2015). *Annual Report 2014 on Form 20-F*. Bermuda: Hentet fra [http://www.nadlcorp.com/stream\\_file.asp?iEntityId=1422](http://www.nadlcorp.com/stream_file.asp?iEntityId=1422).
- Northern Offshore Ltd. (2010a). *Northern Offshore Announces SVP Resignations*.
- Northern Offshore Ltd. (2010b). *Northern Offshore Appoints New CEO*.
- Northern Offshore Ltd. (2010c). *Northern Offshore Appoints New Senior Vice President*.
- Northern Offshore Ltd. (2011a). *2010 Annual Report*. Hamilton, Bermuda: Oslo Børs Hentet fra <http://www.oslobors.no/markedsaktivitet/#/details/NOF.OSE/messages>.
- Northern Offshore Ltd. (2011b). *Northern Offshore Appoints New Senior Vice President*.
- Northern Offshore Ltd. (2012). *2011 Annual Report*. Hamilton, Bermuda: Oslo Børs Hentet fra <http://www.oslobors.no/markedsaktivitet/#/details/NOF.OSE/messages>.
- Northern Offshore Ltd. (2013). *2012 Annual Report*. Hamilton, Bermuda: Oslo Børs Hentet fra <http://www.oslobors.no/markedsaktivitet/#/details/NOF.OSE/messages>.
- Northern Offshore Ltd. (2014a). *2013 Annual Report*. Hamilton, Bermuda: Oslo Børs Hentet fra <http://www.newsweb.no/newsweb/search.do?messageId=351296>.
- Northern Offshore Ltd. (2015a). *2014 Annual Report*. Hamilton, Bermuda: Oslo børs Hentet fra <http://www.newsweb.no/newsweb/search.do?messageId=376951>.
- Northern Offshore Ltd. (2015d). *Northern Offshore Announces Negotiated Delay of New Construction Jackup Shipyard Deliveries*. Oslo Børs.
- Northern Offshore Ltd. (2015e). *Northern Offshore Discloses Contract Dispute with CAMAC Energy affiliate in Nigeria*.
- Songa Offshore SE. (2014a). *Annual Report 2013*. Limassol, Kypros: Songa Offshore SE Hentet fra <http://www.songaoffshore.com/Reports/Annual%20Report%202013.pdf>.
- Songa Offshore SE. (2014b). *Songa Offshore SE Q3 2014 Report*. Limassol, Kypros: Songa Offshore SE Hentet fra

<http://www.songaoffshore.com/Reports/Songa%20Offshore%20SE%20Q3%202014%20Report.pdf>.

Songa Offshore SE. (2015). *Annual Report 2014*. Limassol, Cyprus: Songa Offshore SE  
Hentet fra <http://www.songaoffshore.com/Pages/Reports.aspx>.

U.S. Energy Information Administration. (2015a). Annual Energy Outlook 2015 with projections to 2040. <http://eia.gov/>; U.S. Department of Energy.

U.S. Energy Information Administration. (2015b). *Global Petroleum and Other Liquids*: U.S. Energy Information Administration.

Vantage Drilling Company. (2015a). *Annual Report 2014 on FORM 10-K*. Hentet fra <http://globaldocuments.morningstar.com/documentlibrary/Document/7609d5d69d137e00180bdd9e69b36a19.msdoc/original>.

## Internett

Accounting Coach. (s.a). *What is a deferred cost?* Hentet 19.05, 2015, fra <http://www.accountingcoach.com/blog/deferred-cost>

Accounting Tools. (s.a). *Accounting Dictionary - Other Current Assets*. Hentet 19.05, 2015, fra <http://www.accountingtools.com/other-current-assets>

Bloomberg Businessweek. (s.a). *Northern Offshore, Ltd (NOF:Oslo)*. Hentet 14.01.15, fra <http://investing.businessweek.com/research/stocks/people/person.asp?personId=186033&ticker=NOF:NO>

Cuvelier, C., Di Fiori, L., & Brinkman, M. (2014). *Oil price declines and the implications for the offshore drilling market*. Hentet 18.05.15, fra <http://www.mckinseyenergyinsights.com/insights/offshore-drilling.aspx>

Cuvelier, C., Di Fiori, L., & Brinkman, M. (2015). *Offshore floating rigs – from bad to worse*. Hentet 18.05.15, fra <http://www.mckinseyenergyinsights.com/insights/offshore-floating-rigs-from-bad-to-worse.aspx>

Damodaran, A. (2012b). *An Introduction to Valuation*. Hentet 02.03.15, fra [https://www.google.no/?gfe\\_rd=cr&ei=eoP1VLGGM6Sr8wePt4CYBA&gws\\_rd=ssl#q=an+introduction+to+valuation](https://www.google.no/?gfe_rd=cr&ei=eoP1VLGGM6Sr8wePt4CYBA&gws_rd=ssl#q=an+introduction+to+valuation)

Damodaran, A. (2015a). *Debt Ratio Trade Off Variables by Industry (Global)*. Hentet 15.05.15, fra [http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New\\_Home\\_Page/datacurrent.html#capstru](http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datacurrent.html#capstru)

Damodaran, A. (2015b). *Price and Value to Book Ratio by Sector (Global)*. Hentet 05.05.15, fra [http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New\\_Home\\_Page/datacurrent.html#capstru](http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datacurrent.html#capstru)

Damodaran, A. (2015c). *Risk Premiums for Other Markets (Global)*. Hentet 11.05.15, fra [http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New\\_Home\\_Page/datacurrent.html#capstru](http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datacurrent.html#capstru)

Damodaran, A. (2015d). *Total Beta By Industry Sector (Global)*. Hentet 19.05.15, fra [http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New\\_Home\\_Page/datacurrent.html#capstru](http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datacurrent.html#capstru)

Dumont, C. (s.a). *4 Leverage Ratios Used In Evaluating Energy Firms*. Hentet 14.05.15, fra <http://www.investopedia.com/articles/fundamental-analysis/12/4-leverage-ratios-used-in-evaluating-energy-firms.asp>

E24. (s.a). *Nøkkeltall - Northern Offshore*. Hentet 13.05.15, fra <http://bors.e24.no/e24/portal/e24no/instrument?ticker=NOF.OSE>

e-conomic. (s.a). *Betalbar skatt - hva er betalbar skatt?* Hentet 18.05.15, fra <https://www.e-conomic.no/regnskapsprogram/ordliste/betalbar-skatt>

EnQuest. (2014). *Northern Producer – West Don, Don South West + Conrie*. Hentet 14.01.15, fra [http://www.enquest.com/~/\\_/media/Files/E/Enquest/documents/EnQ-ICOP-Dons-20120829-markup-20122014.pdf](http://www.enquest.com/~/_/media/Files/E/Enquest/documents/EnQ-ICOP-Dons-20120829-markup-20122014.pdf)

Finanskalkulator. (s.a.-a). *Likviditetsgrad 1*. Hentet 04.05, 2015, fra <http://www.finanskalkulator.no/finans/likviditetsgrad-1>

Finanskalkulator. (s.a.-b). *Likviditetsgrad 2*. Hentet 05.05, 2015, fra <http://www.finanskalkulator.no/verktoy/finanskalkulatorer/285-likviditetsgrad-2>

Finansleksikon. (s.a.). *Likvide omløpsmidler*. Hentet 05.05, 2015, fra [http://www.finansleksikon.no/Regnskap/L/Likvide\\_omlopsmidler.html](http://www.finansleksikon.no/Regnskap/L/Likvide_omlopsmidler.html)

Frafjord, E. (2015). *Snart får Stavanger to borerigger på land*. Hentet 15.04, 2015, fra <http://www.sysla.no/2015/03/27/oljeenergi/ullrigg-blir-storebror/>

Ice Benchmark Administration. (2015). *ICE LIBOR Historical Rates* [Diagram]. Hentet 15.05.15, fra <https://www.theice.com/marketdata/reports/170>

Information Handling Services (IHS). (2015). *IHS Petrodata™ Weekly Rig Count*. Hentet 27.03.15, fra <https://www.ihs.com/products/offshore-oil-rig-data.html>

International Energy Agency. (2015). *Oil Market Report*. Hentet 03.03.15, fra <https://www.iea.org/oilmarketreport/omrpublic/>

Investing. (2015). *Brent Historical Data*. Hentet 19.05.15, fra <http://www.investing.com/commodities/brent-oil-historical-data>

Investopedia. (s.a-a). *Forecasting*. Hentet 11.05.15, fra <http://www.investopedia.com/terms/f/forecasting.asp>

Investopedia. (s.a-b). *Prepaid Expense*. Hentet 18.05.15, fra <http://www.investopedia.com/terms/p/prepaidexpense.asp>

Jensen, T. C. (2014). *Taper på gamle rigger*. Hentet 06.04.15, fra <http://www.dn.no/nyheter/finans/2014/08/05/1900/Brskommentar/taper-p-gamle-rigger>

Kontohjelp. (s.a). *Egenkapital og gjeld - Påløpte kostnader*. Hentet 18.05.15, fra <https://kontohjelp.no/kontoplan/egenkapital-og-gjeld-20-29/2961-annen-p%C3%A5l%C3%B8pt-kostnad>

Kontohjelp. (s.a.). *Eiendeler - Andre anleggsmidler*. Hentet 20.05.15, fra <https://kontohjelp.no/>

Koranyi, B. (2014). *Offshore oil drilling market to suffer through 2015-execs*. Hentet 26.02.15, fra <http://www.reuters.com/article/2014/09/10/drilling-outlook-idUSL5N0RB23320140910>

Kuepper, J. (s.a.). *Evaluating Executive Compensation*. Hentet 13.05.15, fra [http://www.investopedia.com/articles/stocks/07/executive\\_compensation.asp](http://www.investopedia.com/articles/stocks/07/executive_compensation.asp)

Loth, R. (s.a). *Investment Valuation Ratios: Price/Cash Flow Ratio*. Hentet 25.05.15, fra <http://www.investopedia.com/university/ratios/investment-valuation/ratio3.asp>

Macrotrends. (2015). *Historical LIBOR Rates Chart* [Diagram]. 19.05.15, fra <http://www.macrotrends.net/1433/historical-libor-rates-chart>

McKinsey. (2014). *Perspective on Offshore Drilling*. Hentet 19.05.15, fra <http://www.mckinseyenergyinsights.com/insights/offshore-drilling-infographic.aspx>



MSCI. (2015). *MSCI World Index (USD)*. Hentet 12.05.15, fra [https://www.msci.com/resources/factsheets/index\\_fact\\_sheet/msci-world-index.pdf](https://www.msci.com/resources/factsheets/index_fact_sheet/msci-world-index.pdf)

New York Stock Exchange. (s.a.-a). *North Atlantic Drilling Ltd. (NYSE:NADL)*. Hentet 24.05.15, fra <https://www.nyse.com/quote/XNYS:NADL>

New York Stock Exchange. (s.a.-b). *Vantage Drilling Company (NYSE MKT:VTG)*. Hentet 24.05.15, fra <https://www.nyse.com/quote/XASE:VTG/sec>

Nordea. (s.a.). *Commercial risks - Risk Management*. Hentet 20.01.15, fra <http://www.nordea.fi/corporate+customers/risk+management/foreign+operations/commercial+risks/1137422.html>

Norges Bank. (2015a). *Statsobligasjoner årgjennomsnitt*. Hentet 11.05.15, fra <http://www.norges-bank.no/Statistikk/Rentestatistikk/Statsobligasjoner-Rente-Arsgjennomsnitt-av-daglige-noteringer/>

Norges Bank. (2015b). *Valutakurs for Amerikanske dollar (USD)*. Hentet 23.05.15, fra <http://www.norges-bank.no/Statistikk/Valutakurser/valuta/USD/>

North Atlantic Drilling Ltd. (s.a.). Complete list as of 4Q 2013. Hentet 29.05.15, fra [http://www.nadlcorp.com/drilling\\_units/all\\_units](http://www.nadlcorp.com/drilling_units/all_units)

Northern Offshore Ltd. (2014b). *August 19, 2014 Fleet Status Report*. Hentet 14.01.15, fra [http://www.northernoffshorelimited.com/fleet\\_status.html](http://www.northernoffshorelimited.com/fleet_status.html)

Northern Offshore Ltd. (2015b). *April 21, 2015 Fleet Status Report*. Hentet 07.05.15, fra [http://www.northernoffshorelimited.com/fleet\\_status.html](http://www.northernoffshorelimited.com/fleet_status.html)

Northern Offshore Ltd. (2015c). *February 6, 2015 Fleet Status Report*. Hentet 23.03.15, fra [http://www.northernoffshorelimited.com/fleet\\_status.html](http://www.northernoffshorelimited.com/fleet_status.html)

Northern Offshore Ltd. (s.a). *Energy Enhancer*. Hentet 19.05.15, fra <http://www.northernoffshorelimited.com/documents/EnhancerShortSpecifications23rdAugust2012.pdf>

Northern Offshore Ltd. (s.a.-a). *Board of Directors and Management*. Hentet 15.01.15, fra <http://www.northernoffshorelimited.com/board.html>

Northern Offshore Ltd. (s.a.-b). *Company profile and history*. Hentet 12.01.15, fra [http://www.northernoffshorelimited.com/company\\_profile.html](http://www.northernoffshorelimited.com/company_profile.html)

Northern Offshore Ltd. (s.a.-c). *Energy Endeavour*. Hentet 19.05.15, fra <http://www.northernoffshorelimited.com/documents/EndeavourShortSpecificationsJuly31st2013.pdf>

Northern Offshore Ltd. (s.a.-d). *Rig fleet*. Hentet 14.01.15, fra [http://www.northernoffshorelimited.com/rig\\_fleet.html](http://www.northernoffshorelimited.com/rig_fleet.html)

Offshore Energy Today. (2015). *Rosneft cancels 'Energy Endeavor' deal*. Hentet 19.05.15, fra <http://www.offshoreenergytoday.com/rosneft-cancels-energy-endeavor-deal/>

Organisation for Economic Co-operation and Development. (2015). *Table II.1. Corporate income tax rate* Hentet 06.05.15, fra <http://stats.oecd.org//Index.aspx?QueryId=58204>

Oslo Børs. (s.a-a). *Northern Offshore - Kursoversikt*. Hentet 25.05.15, fra <http://www.oslobors.no/markedsaktivitet/#/details/NOF.OSE/overview>

Oslo Børs. (s.a-b). *Songa Offshore - Kursoversikt*. Hentet 27.05.15, fra <http://www.oslobors.no/markedsaktivitet/#/details/SONG.OSE/overview>

Oslo Børs. (s.a.-a). *Northern Offshore - Data*. Hentet 26.05.15, fra <http://www.oslobors.no/markedsaktivitet/#/details/NOF.OSE/data>

- Oslo Børs. (s.a.-b). *Northern Offshore - Kursoversikt*. Hentet 25.05.15, fra <http://www.oslobors.no/markedsaktivitet/#/details/NOF.OSE/overview>
- Oslo Børs. (s.a.-c). *Songa Offshore SE - Aksje- og selskapsdata*. Hentet 20.01.15, fra [http://www.oslobors.no/markedsaktivitet/stockData?newt\\_ticker=SONG&newt\\_menuCtx=1.1.18](http://www.oslobors.no/markedsaktivitet/stockData?newt_ticker=SONG&newt_menuCtx=1.1.18)
- Patterson, R. (2015). *Why we are at Peak Oil Right Now*. Hentet fra <http://peakoilbarrel.com/peak-oil-right-now/>
- Rigzone. (s.a.-a). *Offshore Rig Search Results - Northern Offshore, Ltd*. Hentet 15.01.15, fra <http://www.rigzone.com/data/results.asp>
- Rigzone. (s.a.-b). *Offshore Rig Status Descriptions*. Hentet 14.01.15, fra [http://www.rigzone.com/data/rig\\_statusdescriptions.asp](http://www.rigzone.com/data/rig_statusdescriptions.asp)
- Rigzone. (s.a.-c). *Rig Data: Energy Driller*. Hentet 15.01.15, fra [http://www.rigzone.com/data/offshore\\_drilling\\_rigs/256/Semisub/Northern\\_Offshore\\_Ltd/Energy\\_Driller](http://www.rigzone.com/data/offshore_drilling_rigs/256/Semisub/Northern_Offshore_Ltd/Energy_Driller)
- Rigzone. (s.a.-d). *Rig Data: Energy Searcher*. Hentet 14.01.15, fra [http://www.rigzone.com/data/offshore\\_drilling\\_rigs/180/Drillship/Northern\\_Offshore\\_Ltd/Energy\\_Searcher](http://www.rigzone.com/data/offshore_drilling_rigs/180/Drillship/Northern_Offshore_Ltd/Energy_Searcher)
- Riley, N. (2008). *Get A Richer Picture With The Penman-Nissim Framework*. Hentet 04.05.15, fra <http://www.investopedia.com/articles/fundamental-analysis/08/penman-framework.asp>
- Sander, K. (2014a). *PESTEL – analyse (analyse av makroomgivelsene)*. Hentet 13.04.15, fra <http://kunnskapssenteret.com/pestel-analyse/>
- Sander, K. (2014b). *VRIO - analyse (ressursanalyse)*. Hentet 18.03.15, fra <http://kunnskapssenteret.com/vrio-analyse-ressursanalyse/>
- Seadrill. (2015). *Fleet Status Report*. Hentet 09.04.15, fra <http://www.seadrill.com/~media/Files/S/Seadrill/our-fleet/sdrl-fleet-status-q4-2014.pdf>
- Simpson, S. D. (2010). *A Primer On Offshore Drilling*. Hentet 25.02.15, fra <http://www.investopedia.com/articles/fundamental-analysis/10/a-primer-on-offshore-drilling.asp>
- Songa Offshore SE. (s.a.-a). *Company overview*. Hentet 20.01.15, fra <http://www.songaoffshore.com/Pages/Company-Overview.aspx>
- Songa Offshore SE. (s.a.-b). *History*. Hentet 20.01.15, fra <http://www.songaoffshore.com/Pages/History.aspx>
- Songa Offshore SE. (s.a.-c). *Rigs & Activities: Rig Fleet & Operations - The rigs*. Hentet 20.01.15, fra <http://www.songaoffshore.com/Pages/Rigs.aspx>
- Store norske leksikon. (2014, 21.07.). *Limited*. Hentet 28.05.15, fra <https://snl.no/limited>
- The Business Management Institute of America. (s.a.). *Advantages and Disadvantages of Valuation Methods*. Hentet 05.03, 2015, fra <http://www.bmioa.com/docs/bv004.pdf>
- Therkelsen, H. (2015). *Prisfallet bremsar grønt skifte*. Hentet 15.04.15, fra <http://www.dagsavisen.no/innenriks/prisfallet-bremser-gr%C3%B8nt-skifte-1.310331>
- U.S. Energy Information Administration. (2015d). *Today in Energy - U.S. oil production growth in 2014 was largest in more than 100 years*. Hentet 07.04.15, fra <http://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=MCRFPUS1&f=M>

U.S. Energy Information Administration. (2015e). What Drives Crude Oil Prices? *Supply: OPEC*. Hentet 07.04.15, fra <http://www.eia.gov/finance/markets/supply-opec.cfm>

Vantage Drilling Company. (2015b, 07.05). *Rig fleet status* Hentet 25.05.15, fra <http://vantagedrilling.com/rig-fleet/rig-fleet-status/>

Vantage Drilling Company. (s.a.). Vantage Rig Fleet. 29.05.15, fra <http://vantagedrilling.com/rig-fleet/>

Western Libraries. (s.a). *Betas by database - Bloomberg definition of beta*. Hentet 23.05.15, fra <https://www.lib.uwo.ca/business/betasbydatabasebloombergdefinitionofbeta.html>

Worldometers. (2015). *Verdens befolkning*. Hentet 15.04.15, fra <http://www.worldometers.info/no/>

# Vedlegg

## Vedlegg 1 – Northern Offshores årsregnskap 2010-2014

Datamaterialet er hentet fra Northern Offshores årsregnskap fra 2010 til 2014 (Northern Offshore Ltd, 2011a, 2012, 2013, 2014a, 2015a).

### Northern Offshores balanse

	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Omløpsmidler</b>					
Kontanter og kontantekvivalenter	12 587	10 601	26 504	19 537	16 604
Bundne midler, kortsiktig del	6 445	7 604	-	1 000	6 436
Netto kundefordringer	55 686	36 649	29 386	24 158	48 909
Forskuddsbetalte kostnader	4 785	3 905	4 099	3 508	3 425
Utsatte mobiliseringskostnader	-	-	2 209	2 202	368
Utsatt forsikringspremie	-	-	1 869	1 627	1 855
Utsatte finansieringsavgifter	2 279	534	-	-	-
Andre omløpsmidler	700	532	1 711	1 382	366
<b>Sum omløpsmidler</b>	<b>82 482</b>	<b>59 825</b>	<b>65 778</b>	<b>53 414</b>	<b>77 963</b>
<b>Anleggsmidler</b>					
Eiendom, anlegg & utstyr - eksisterende flåte	252 397	253 740	201 077	180 329	155 267
Eiendom, anlegg & utstyr - newbuild jackups	-	-	-	17 829	84 924
Bundne midler, fratrukket kortsiktig del	-	5 436	5 436	5 436	-
Depositumskonto	-	-	5 198	9 222	12 034
Utsatte mobiliseringskostnader, fratrukket kortsiktig del	-	-	1 596	368	-
Tørrdokkostnader	-	4 967	5 093	2 859	1 085
Andre anleggsmidler	1 677	224	1 748	1 665	1 154
<b>Sum anleggsmidler</b>	<b>254 074</b>	<b>264 367</b>	<b>220 148</b>	<b>217 708</b>	<b>254 464</b>
<b>Totalkapital (OM+AM)</b>	<b>336 556</b>	<b>324 192</b>	<b>285 926</b>	<b>271 122</b>	<b>332 427</b>
<b>Kortsiktig gjeld</b>					
Leverandørgjeld	17 528	27 435	13 377	9 275	11 973
Påløpte kostnader	18 616	7 289	13 131	20 196	14 458
Betalbar skatt	3 429	2 926	933	1 282	2 775
Annen kortsiktig gjeld (løpende kredittstøtte)	43 000	45 436	22 000	22 000	29 000
Utsatt inntekt	2 396	4 813	2 062	-	-
<b>Sum kortsiktig gjeld</b>	<b>84 969</b>	<b>87 899</b>	<b>51 503</b>	<b>52 753</b>	<b>58 206</b>
<b>Langsiktig gjeld</b>					
Annen langsiktig gjeld	-	-	-	-	47 793
<b>Sum gjeld</b>	<b>84 969</b>	<b>87 899</b>	<b>51 503</b>	<b>52 753</b>	<b>105 999</b>
<b>Egenkapital</b>					
Aksjekapital	39 176	39 546	40 122	40 933	41 117
Annen innskutt egenkapital	166 632	168 583	170 985	175 462	179 253
Akkumulert annet fullstendig tap	-6 691	-6 691	-6 691	-6 691	-6 691
Tilbakeholdt overskudd/ opptjent kapital	52 470	34 855	30 007	8 665	12 749
<b>Sum egenkapital</b>	<b>251 587</b>	<b>236 293</b>	<b>234 423</b>	<b>218 369</b>	<b>226 428</b>
<b>Totalkapital (G+EK)</b>	<b>336 556</b>	<b>324 192</b>	<b>285 926</b>	<b>271 122</b>	<b>332 427</b>

## Northern Offshores resultatregnskap

	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Driftsinntekter</b>	<b>257 488</b>	<b>161 121</b>	<b>182 848</b>	<b>174 864</b>	<b>246 285</b>
<b>Driftskostnader</b>					
Boring og produksjon	-104 680	-114 621	-122 500	-116 236	-159 733
Avskrivninger	-58 110	-34 167	-34 471	-31 895	-33 574
Generelle og administrative	-7 213	-5 798	-6 437	-8 265	-7 183
Gevinst/tap på salg av eiendeler	0	-1 701	7 493	159	0
Nedskrivning av anleggsmidler	-205 361	0	0	0	0
<b>Sum driftskostnader</b>	<b>-375 364</b>	<b>-156 287</b>	<b>-155 915</b>	<b>-156 237</b>	<b>-200 490</b>
<b>Driftsresultat før skatt</b>	<b>-117 876</b>	<b>4 834</b>	<b>26 933</b>	<b>18 627</b>	<b>45 795</b>
Netto rentekostnader	-6 236	-2 022	-2 406	-1 513	-1 917
Amortisering av utsatte finansieringsavgifter	-2 573	-2 593	-512	-483	-161
Andre finansposter, netto	-560	-1 409	-681	-1 680	228
<b>Sum andre kostnader, netto</b>	<b>-9 369</b>	<b>-6 024</b>	<b>-3 599</b>	<b>-3 676</b>	<b>-1 850</b>
<b>Inntekt (tap) før skatt</b>	<b>-127 245</b>	<b>-1 190</b>	<b>23 334</b>	<b>14 951</b>	<b>43 945</b>
Skattekostnad	-13 886	-2 195	-4 125	-3 647	-6 968
<b>Resultat etter skatt</b>	<b>-141 131</b>	<b>-3 385</b>	<b>19 209</b>	<b>11 304</b>	<b>36 977</b>
<b>Fortjeneste per aksje</b>	<b>-0,91</b>	<b>-0,02</b>	<b>0,12</b>	<b>0,07</b>	<b>0,23</b>
<b>Weighted average common shares</b>					
Basic (Grunnleggende)	154 358	155 018	155 940	157 377	159 394
Diluted (Utvannet)	154 358	155 018	155 940	157 420	159 640

## Northern Offshores kontantstrøm

	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter</b>					
Netto tap/gevinst	-141 131	-3 385	19 209	11 304	36 977
<b>Justeringer for å avstemme årets resultat mot netto kontantstrøm fra OA</b>					
Aksjebasert kompensasjon	1 672	2 756	4 043	5 684	4 954
Avskrivninger	58 110	34 167	34 471	31 895	33 574
Nedskrivning av anleggsmidler	205 361	-	-	-	-
Amortisering av utsatte finansieringsavgifter	2 573	2 593	512	483	161
Tap (gevinst) ved salg av eiendeler	-	1 701	-7 493	-159	-313
<b>Endringer i operasjonelle eiendeler og arbeidskapital</b>					
Kundefordringer	-6 492	19 091	7 263	5 228	-24 751
Forskuddsbetalte kostnader	787	517	-1 789	591	83
Utsatt mobiliseringskostnader			-3 449	1 235	2 202
Utsatt skatt	-	-286	-	-	-
Andre omløps- og anleggsmidler	-1 996	-2 871	-2 695	2 236	3 009
Leverandørgjeld	-8 635	5 421	-15 152	-3 940	2 304
Andre påløpte forpliktelser	-11 668	-11 327	1 810	4 384	-5 756
Utsatt inntekt	-2 076	2 417	-2 751	-2 062	-
Betalbar skatt	-333	-503	-1 993	349	1 493
Annet, netto	374	33	11	17	-
<b>Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter</b>	<b>96 546</b>	<b>50 324</b>	<b>31 997</b>	<b>57 245</b>	<b>53 937</b>
<b>Kontantstrøm fra investeringsaktiviteter</b>					
Kapitalkostnader - eksisterende flåte	-13 246	-32 416	-14 578	-9 362	-8 700
Kapitalkostnader - newbuild jackups	-	-	-	-17 829	-18 816
Endring av bundne midler	9 394	-6 593	7 604	-1 000	-
Endring i depositumskonto	-	-	-5 198	-4 024	-2 812
Inntekter fra salg av eiendeler	-	-	44 502	159	313
<b>Netto kontantstrøm (benyttet) fra investeringsaktiviteter</b>	<b>-3 852</b>	<b>-39 009</b>	<b>32 330</b>	<b>-32 056</b>	<b>-30 015</b>
<b>Kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter</b>					
Benyttet løpende kredittstøtte	100 000	52 436	24 564	-	25 000
Avdrag på løpende kredittstøtte	-57 000	-50 000	-48 000	-	-18 000
Tilbakebetaling av obligasjonslån	-100 000	-	-	-	-
Avdrag på terminlån	-97 500	-	-	-	-
Kostnad på gjeldsopptak	-4 326	-1 072	-405	-	-
Betalt skatt på opptjente aksjer	-443	-435	-1 065	-396	-979
Utbetalt utbytte	-	-14 230	-23 518	-31 760	-32 874
<b>Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter</b>	<b>-159 269</b>	<b>-13 301</b>	<b>-48 424</b>	<b>-32 156</b>	<b>-26 853</b>
<b>Nettoendring i kontanter og kontantekvivalenter</b>	<b>-66 575</b>	<b>-1 986</b>	<b>15 903</b>	<b>-6 967</b>	<b>-2 931</b>
IB kontanter og kontantekvivalenter	79 162	12 587	10 601	26 504	19 537
<b>UB kontanter og kontantekvivalenter</b>	<b>12 587</b>	<b>10 601</b>	<b>26 504</b>	<b>19 537</b>	<b>16 606</b>
<b>Supplerende opplysninger til kontantstrømmen</b>					
<i>Kontanter betalt i perioden for:</i>					
Skatt	2 946	2 505	2 561	787	
Renter	4 987	734	2 802	834	
<i>Signifikante ikke-kontantransaksjoner i perioden for:</i>					
Påløpte kapitalkostnader	3 000	4 849	3 592	1 795	
Påløpt utbytte	-	254	539	886	
Utsatt - annet	525	109	-	-	

## Vedlegg 2 – Finansiell gjeldsgrad og SPREAD

Utrekningen av finansiell gjeldsgrad og SPREAD presenteres i tabellen nedenfor. Slik det fremkommer av tabellen har Northern Offshore netto finansielle eiendeler i årene 2012-2014. Tross dette har selskapet netto finanskostnader etter skatt alle årene. Det finnes ulike grunner til at selskapet har netto finanskostnader på netto finansielle eiendeler. Selskapet kan for eksempel ha en høyere gjeldsrente enn innskuddsrente. En annen årsak kan være at selskapet i løpet av året har hatt netto finansiell gjeld, men har nedbetalt denne helt på slutten av året. Til slutt er det slik at deler av kontanter og kontantekvivalenter kan ha en lav avkastning, og at deler av det skulle vært klassifisert som drift. De ulike scenarioene ovenfor kan ha ført til at selskapet har netto finanskostnader i alle år.

	2010	2011	2012	2013	2014
IB Netto finansiell gjeld (Netto finansielle eiendeler) NFO (NFA)		21 689	21 261	-15 138	-13 195
UB Netto finansiell gjeld (Netto finansielle eiendeler) NFO (NFA)	21 689	21 261	-15 138	-13 195	-6 074
Gjennomsnittlig NFO (NFA)		21 475	3 062	-14 167	-9 635
Gjennomsnittlig NOA		265 542	238 816	212 942	213 217
Gjennomsnittlig egenkapital - CSE		244 067	235 755	227 109	222 851
<b>Finansiell gjeldsgrad - FLEV</b>		<b>0,09</b>	<b>0,01</b>	<b>-0,06</b>	<b>-0,04</b>
	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>
Netto finanskostnader etter skatt	7 495	4 819	2 879	2 941	1 480
Gjennomsnittlig NFO (NFA)		21 475	3 062	-14 167	-9 635
Netto lånekostnader - NBC		22,44 %	94,05 %	-20,76 %	-15,36 %
Avkastning på netto operasjonelle eiendeler - RNOA		1,41 %	10,50 %	9,17 %	19,90 %
Netto lånekostnader - NBC		22,44 %	94,05 %	-20,76 %	-15,36 %
Finansiell gjeldsgrad - FLEV		0,09	0,01	-0,06	-0,04
SPREAD		-21,03 %	-83,55 %	29,93 %	35,26 %
<b>FLEV*SPREAD</b>		<b>-1,85 %</b>	<b>-1,08 %</b>	<b>-1,87 %</b>	<b>-1,52 %</b>

### Vedlegg 3 – Regresjonsanalyse av NOF beta

Betaverdien kan måles opp mot ulike indekser, og gir med det ulike betaverdier. Koller et al. (2005) poengterer at det er viktig å bruke en diversifisert indeks, eksempelvis *S&P 500* eller *MSCI World Index*. Sistnevnte består av 1631 aksjer fra 23 utviklede land (MSCI, 2015). Etersom Northern Offshore opptrer på et globalt marked er det ønskelig å estimere betaverdien med bakgrunn i en global indeks. MSCI World Index anses derfor som et godt utgangspunkt.

Bøhren og Michalsen (2010) poengterer at en behøver mellom 50-60 observasjoner for at estimeringsteknikken skal fungere tilfredsstillende. I tillegg må man være forsiktig med å bruke for gammel data. Estimeringen av betaverdien er her basert på ukentlig data fra mai 2014 til mai 2015.

Beregningen tar med dette utgangspunkt i ukentlig sluttkurs (det siste året) på MSCI World Index og Northern Offshore. Videre kalkuleres avkastning som brukes til regresjonsanalysen. Dette resulterer i en regresjonsbeta på 0,74.

Ulik bruk av antall observasjoner, tidsperiode samt markedsindekser fører til forskjellige målinger av betaverdier for samme selskap. Videre er det slik at hele 52 % av deltakende selskaper bruker skjønn ved justering av den estimerte betaen (PwC & Norske Finansanalytikerens Forening, 2014). Damodaran (1999) belyser også at det er normalt å justere betaen til å nærme seg 1. Han nevner at Bloomberg justerer regresjonsbetaen ved følgende formel:

$$\begin{aligned} \text{Justert beta} &= \text{Regresjonsbeta} \times (0,67) + 1 \times (0,33) \\ &= (0,74 \times 0,67) + (1 \times 0,33) = 0,8258 \end{aligned}$$

Northern Offshores beta er nå estimert og justert til 0,8258. Tross denne estimeringen anses regresjonsanalysen og regresjonsbetaen som utroverdige. Dette kommer av en  $R^2$  på 0,014. En så svak forklaringsgrad kan komme av for kort historikk eller feil indeks. Det ble dog gjennomført regresjonsanalyse på basis av samme indeks med månedlige observasjoner tre år tilbake. I tillegg ble utført regresjonsanalyse med bruk av OSEBX indeksen, hvilket ikke resulterte i en bedre forklaringsgrad.



Dato	NOF	MSCI		Avkastning NOF	Avkastning MSCI
08.05.15	3,10	1794,7			
30.04.15	2,85	1778,4		-0,08065	-0,00908
23.04.15	2,09	1792,31		-0,26667	0,00782
16.04.15	2,04	1786,58		-0,02392	-0,00320
09.04.15	1,90	1771,86		-0,06863	-0,00824
01.04.15	1,75	1738,15		-0,07895	-0,01903
24.03.15	2,20	1772,41		0,25714	0,01971
16.03.15	2,50	1740,09		0,13636	-0,01824
09.03.15	3,00	1741,84		0,20000	0,00101
02.03.15	3,20	1776,65		0,06667	0,01998
23.02.15	3,50	1770,35		0,09375	-0,00355
16.02.15	4,34	1752,91		0,24000	-0,00985
09.02.15	4,60	1714,23		0,05991	-0,02207
02.02.15	3,25	1694,35		-0,29348	-0,01160
26.01.15	3,30	1712,56		0,01538	0,01075
19.01.15	3,25	1681,89		-0,01515	-0,01791
12.01.15	3,80	1676,71		0,16923	-0,00308
05.01.15	4,20	1671,25		0,10526	-0,00326
29.12.14	4,18	1731,71		-0,00476	0,03618
22.12.14	4,56	1723,26		0,09091	-0,00488
15.12.14	5,30	1654,56		0,16228	-0,03987
08.12.14	5,50	1726,47		0,03774	0,04346
01.12.14	5,58	1729,89		0,01455	0,00198
24.11.14	7,63	1740,09		0,36738	0,00590
17.11.14	7,90	1714,96		0,03539	-0,01444
10.11.14	8,03	1626,86		0,01646	-0,05137
03.11.14	8,60	1675,29		0,07098	0,02977
27.10.14	8,79	1666,82		0,02209	-0,00506
20.10.14	8,00	1626,05		-0,08987	-0,02446
13.10.14	8,60	1613,61		0,07500	-0,00765
06.10.14	9,65	1679,82		0,12209	0,04103
30.09.14	10,75	1698,41		0,11399	0,01107
23.09.14	10,65	1716,23		-0,00930	0,01049
16.09.14	10,55	1732,55		-0,00939	0,00951
09.09.14	11,30	1733,21		0,07109	0,00038
02.09.14	11,80	1747,22		0,04425	0,00808
26.08.14	12,00	1749,17		0,01695	0,00112
19.08.14	11,15	1734,89		-0,07083	-0,00816
12.08.14	11,00	1699,37		-0,01345	-0,02047
05.08.14	11,00	1698,24		0,00000	-0,00066
29.07.14	11,00	1744,22		0,00000	0,02708
22.07.14	10,75	1750,78		-0,02273	0,00376
15.07.14	10,35	1741,46		-0,03721	-0,00532
08.07.14	10,25	1741,64		-0,00966	0,00010
01.07.14	10,50	1754,76		0,02439	0,00753
24.06.14	10,30	1737,83		-0,01905	-0,00965
17.06.14	9,99	1728,74		-0,03010	-0,00523
10.06.14	9,77	1735,32		-0,02202	0,00381
03.06.14	9,80	1715,82		0,00307	-0,01124
27.05.14	9,99	1707,67		0,01939	-0,00475
20.05.14	9,64	1678,01		-0,03504	-0,01737
13.05.14	9,19	1697,99		-0,04668	0,01191
06.05.14	9,18	1683,53		-0,00109	-0,00852

SAMMENDRAG (UTDATA)								
<i>Regresjonsstatistikk</i>								
Multipel R	0,121820212							
R-kvadrat	<b>0,014840164</b>							
Justert R-kvadrat	<b>-0,00486303</b>							
Standardfeil	0,110295307							
Observasjoner	52							
<i>Variansanalyse</i>								
	<i>fg</i>	<i>SK</i>	<i>GK</i>	<i>F</i>	<i>Signifikans-F</i>			
Regresjon	1	0,009162544	0,009162544	0,753185599	0,389615901			
Residualer	50	0,608252732	0,012165055					
Totalt	51	0,617415276						
	<i>Koeffisienter</i>	<i>Standardfeil</i>	<i>t-Stat</i>	<i>P-verdi</i>	<i>Nederste 95%</i>	<i>Øverste 95%</i>	<i>Nedre 95,0%</i>	<i>Øverste 95,0%</i>
Skjæringspunkt (alfa)	0,027786545	0,015323257	1,813357663	<b>0,07578097</b>	-0,002991122	0,058564212	-0,00299112	0,058564212
X-variabel 1 (beta)	<b>0,749976129</b>	0,86416453	0,867862661	<b>0,389615901</b>	-0,985749412	2,48570167	-0,98574941	2,48570167

## Vedlegg 4 – Utregning av multipler

Ved beregning av multiplene ble det tatt utgangspunkt i selskapenes årsrapporter og markedsverdier fra Oslo Børs og New York Stock Exchange (New York Stock Exchange, s.a.-a, s.a.-b; North Atlantic Drilling Ltd, 2015; Northern Offshore Ltd, 2015a; Oslo Børs, s.a.-a, s.a.-b; Songa Offshore SE, 2015; Vantage Drilling Company, 2015a).

<b>MARKEDSVERDI</b>			
	<b>Aksjepris</b>	<b>Utestående aksjer</b>	<b>Markedsverdi</b>
Songa Offshore	0,20	873 913	174 077
North Atlantic Drilling	1,63	241 143	393 063
Vantage Drilling	0,49	304 101	148 645
Northern Offshore	0,55	164 470	91 200
<b>RELATIV VERDSETTELSE</b>			
	<b>Markedsverdi</b>	<b>Bokførtverdi</b>	<b>P/B</b>
Songa Offshore	174 077	1 035 768	0,17
North Atlantic Drilling	393 063	461 600	0,85
Vantage Drilling	148 645	555 674	0,27
Gjennomsnitt	238 595	684 347	0,43
	<b>Markedsverdi</b>	<b>Resultat</b>	<b>P/E</b>
Songa Offshore	174 077	-56 663	n/a
North Atlantic Drilling	393 063	-320 500	n/a
Vantage Drilling	148 645	42 006	3,54
Gjennomsnitt	238 595	-111 719	n/a
	<b>Markedsverdi</b>	<b>Salg</b>	<b>P/S</b>
Songa Offshore	174 077	494 752	0,35
North Atlantic Drilling	393 063	1 263 700	0,31
Vantage Drilling	148 645	875 561	0,17
Gjennomsnitt	238 595	878 004	0,28
	<b>Markedsverdi</b>	<b>Kontantstrøm</b>	<b>P/CFO</b>
Songa Offshore	174 077	42 364	4,11
North Atlantic Drilling	393 063	199 100	1,97
Vantage Drilling	148 645	247 624	0,60
Gjennomsnitt	238 595	163 029	2,23