

# Bacheloroppgave ved Handelshøyskolen BI

## Investeringsanalyse av Jette utbyggingsprosjekt i Nordsjøen med støtte i realopsjoner



**BTH 95031 – Økonomistyring og investeringsanalyse**

Innleveringsdato:  
07.06.2012

BI Trondheim

*"Denne oppgaven er gjennomført som en del av studiet ved Handelshøyskolen BI. Dette innebærer ikke at Handelshøyskolen BI går god for de metoder som er anvendt, de resultater som er fremkommet, eller de konklusjoner som er trukket."*

## Forord

Denne bacheloravhandlingen er skrevet som en avslutning på bachelorstudiet i økonomi og administrasjon ved BI Trondheim våren 2012. Vår fordypning har det siste året vært økonomistyring og investeringsanalyse, hvor nettopp investeringsanalyse har vært tema for denne oppgaven. Vi har vært så heldige og hatt Det norske som oppdragsgiver, hvor vi har fått lov til å jobbe med Jettefeltet i Nordsjøen. Prosjektet innebærer olje- og gassinvesteringer, og er preget av store utfordringer knyttet til makroøkonomiske forhold, lønnsomhetsberegninger og tilhørende beslutningsproblemer.

Vi har gjennom oppgaven anvendt en stor mengde pensum og kunnskap vi har tilegnet gjennom tre år på økonomi- og administrasjonsstudiet på BI. I tillegg har vi satt oss inn i store mengder ekstern litteratur for å være i stand til å løse problemstillingen. Ambisjonsnivået har vært høyt, og prosessen har utvilsomt vært lærerik og motiverende når man i ettertid ser hvordan kunnskap kan brukes i praksis på et reelt prosjekt. Vi har på bakgrunn av de store risikoelementene knyttet til olje- og gassinvesteringer vært meget kritiske til bruk av data for å gi en så nøyaktig lønnsomhetsberegning som mulig. Prosessen har vært svært tidkrevende og arbeidsom, men samtidig har det ført til at vi har fått god innsikt i petroleumsnæringen og utfordringene knyttet til realinvesteringer på norsk kontinentalsokkel. Dette er erfaringer og kunnskap vi ikke kunne vært foruten.

Avslutningsvis vil vi rette en stor takk til alle som har gitt oss god veiledning og støtte underveis, spesielt Hugo Breivik og Kjersti Hovdahl i Det norske, samt vår veileder ved BI Trondheim Olav Lilleberg.

Trondheim, 07. juni 2012

---

Kristoffer Sandvik

---

Thomas Hasting

---

## Sammendrag

Denne bacheloroppgaven består av en investeringsanalyse av Jettefeltet i Nordsjøen med støtte i lønnsomhetsberegninger gjort ved bruk av realopsjonsteori. Jette har planlagt oppstart av produksjon i 2013, og formålet med oppgaven er å beregne netto nåverdi for prosjektet ved bruk av anerkjent investeringsanalyseteori og noen mer utradisjonelle metoder.

Opgaven starter med en problemformulering og valgt tema, samt en kortfattet bedriftspresentasjon av Det norske. Deretter presenteres oljebransjen og næringssspesifikke forhold. Videre går vi inn på metodebruk og datainnsamling, hvor sekundærdata har blitt benyttet i stor grad. I den strategiske analysen kartlegges mikro- og makroøkonomiske faktorer som har innvirkning på prosjektet i form av en intern og ekstern analyse. Oljebransjen er preget av høy konkurranseintensitet, og resultatene av analysen som bunner ut i en SWOT oppsummerer styrker som tilgang på kompetanse, svakheter som manglende bransjepraksis som oppstrømsaktør, trusler i form av andre aktørers stordriftsfordeler og store ekspansjonsmuligheter.

I den økonomiske analysen har vi estimert fremtidige kontantstrømmer med bruk av reelle tall. Vi har lagt nåverdimetoden til grunn for investeringsanalysen, og totalkapitalkostnaden som risikojustert avkastningskrav ved nediskontering av kontantstrømmen. Avkastningskravet for Jetteprosjektet estimeres til 8 % etter skatt. I nåverdiberegningene ser vi på hvorvidt prosjektet er lønnsomt å gjennomføre eller ikke, og vi kom frem til en netto nåverdi etter skatt på 137 millioner i reell kroneverdi per 2011. I realopsjonsanalysen ble prosjektet verdsatt med opsjon om kontinuerlig produksjon samt muligheten til å avvikle til 756 millioner kroner i reell kroneverdi. Videre har vi tatt hensyn til følsomheten til prosjektet og sett på sammenhengen mellom nåverdi og risikofaktorer i form av en sensitivitetsanalyse og en scenarioanalyse.

På bakgrunn av analysene konkluderer vi at prosjektet er preget av høy risiko, og er svært følsomt for endringer i en eller flere variabler. Videre konklusjon er at Jette utbyggingsprosjekt er lønnsomt og bør iverksettes, og at det er store forskjeller mellom nåverdimetoden og realopsjonsteori. Det er interessant å se på verdien av fleksibilitet, og anbefales til bruk som støtte i store realinvesteringer i olje- og gassnæringen. Avslutningsvis har vi vurdert oppgaven med et kritisk syn og trukket inn svakheter med den som med fordel burde ha vært hensyntatt i en dypere utredning.

---

**Innholdsfortegnelse**

<b>FORORD .....</b>	<b>I</b>
<b>SAMMENDRAG .....</b>	<b>II</b>
<b>INNHOLDSFORTEGNELSE .....</b>	<b>III</b>
<b>FIGUR- OG TABELLOVERSIKT .....</b>	<b>VII</b>
<b>1. INNLEDNING .....</b>	<b>8</b>
<b>1. TEMA OG PROBLEMFORMULERING.....</b>	<b>9</b>
1.1 VALG AV TEMA.....	9
1.2 PROBLEMSTILLING.....	9
1.3 AVGRENSNINGER.....	10
<b>2. PRESENTASJON AV DET NORSKE.....</b>	<b>11</b>
2.1 BEDRIFTSBESKRIVELSE.....	11
2.2 VISJON.....	11
2.3 FORRETNINGSIDE.....	12
<b>3. PRESENTASJON AV OLJE- OG GASSNÆRINGEN.....</b>	<b>12</b>
<b>4. METODE .....</b>	<b>14</b>
4.1 UNDERSØKELSESDSIGN .....	14
4.1.1 <i>Eksplorativt design</i> .....	14
4.1.2 <i>Deskriptivt design</i> .....	15
4.1.3 <i>Kausalt design</i> .....	15
4.2 VALG AV UNDERSØKELSESDSIGN.....	15
4.3 DATAINNSAMLING .....	16
4.3.1 <i>Sekundærdata</i> .....	16
4.3.2 <i>Primærdata</i> .....	16
4.4 VALIDITET OG RELIABILITET.....	17
<b>5. STRATEGISK ANALYSE .....</b>	<b>17</b>
5.1 INTERN ANALYSE.....	17
5.1.1 <i>Synlige ressurser</i> .....	17
5.1.2 <i>Usynlige ressurser</i> .....	18

---

5.2	EKSTERN ANALYSE .....	19
5.2.1	<i>Identifisering av konkurransearenaen og dens verdipotensial</i> .....	20
5.2.2	<i>Analyse av egen og andre aktørers posisjon</i> .....	20
5.2.3	<i>Vurdere trusler og muligheter</i> .....	21
5.3	OPPSUMMERING.....	22
5.4	PESTEL .....	23
5.4.1	<i>Politiske forhold</i> .....	23
5.4.2	<i>Økonomiske forhold</i> .....	23
5.4.3	<i>Sosiokulturelle forhold</i> .....	24
5.4.4	<i>Teknologiske forhold</i> .....	24
5.4.5	<i>Samfunnsmessige forhold</i> .....	24
5.4.6	<i>Legale forhold</i> .....	25
<b>6.</b>	<b>INVESTERINGSANALYSETEORI .....</b>	<b>25</b>
6.1	NÅVERDIMETODEN .....	25
6.1.1	<i>Kontantstrømoppstillingen</i> .....	26
6.1.2	<i>Kapitalverdimodellen</i> .....	27
6.1.3	<i>Risikofri rente</i> .....	28
6.1.4	<i>Markedets risikopremie</i> .....	28
6.1.5	<i>Betaverdi</i> .....	29
6.1.6	<i>Gjeldskostnaden</i> .....	29
6.2	INTERNRENTEMETODEN .....	29
6.3	TILBAKEBETALINGSMETODEN (PAYBACK) .....	30
6.4	ANNUITETSMETODEN .....	30
6.5	VURDERING AV DE ULIKE METODENE .....	31
<b>7.</b>	<b>REALOPSJONSTEORI .....</b>	<b>31</b>
7.1	DEFINISJON OG VERDIDRIVERE .....	32
7.2	FORSKJELLEN MELLOM FINANSIELLE OPSJONER OG REALOPSJONER .....	33
7.3	ULIKE TYPER REALOPSJONER.....	34
7.4	VERDSETTELSE AV REALOPSJONER .....	35
7.4.1	<i>Binomisk opsjonsprisinde modell</i> .....	35
7.5	SAMMENSATTE OPSJONER I OLJE- OG GASSNÆRINGEN.....	37
7.5.1	<i>Usikkerhetsfaktorer og verdien av informasjon</i> .....	38

---

<b>8. RISIKO</b> .....	<b>39</b>
8.1 USYSTEMATISK RISIKO .....	39
8.2 SYSTEMATISK RISIKO .....	39
8.3 TOTAL RISIKO .....	39
8.4 RISIKO OG INFLASJON I INVESTERINGSANALYSER .....	40
<b>9. PETROLEUMSBESKATNING</b> .....	<b>40</b>
9.1 SKATTESATSER .....	40
9.2 AVSKRIVINGSREGLENE .....	41
9.3 FRIINNTÉKT .....	41
9.4 FREMFØRBART UNDERSKUDD .....	42
9.5 UTGIFTER TIL FJERNING AV SOKKELANLEGG .....	42
9.6 TERMINSKATT .....	42
<b>10. PROSJEKTETS KONTANTSTRØM</b> .....	<b>42</b>
10.1 ØKONOMISK LEVETID .....	43
10.2 INVESTERINGER .....	43
10.3 DRIFTSINNTEKTER .....	44
10.4 DRIFTSKOSTNADER .....	44
10.5 SKATTEKOSTNAD OG AVSKRIVINGER .....	45
10.6 ESTIMERT KONTANTSTRØM .....	47
<b>11. KONSISTENSBETINGELSER</b> .....	<b>47</b>
11.1 VALGT PERIODE .....	47
11.2 BRUK AV REELLE TALL .....	48
11.3 SKATT .....	48
11.4 RISIKOVURDERINGER .....	48
11.4.1 <i>Konsistente risikoelementer</i> .....	50
<b>12. ANALYSE</b> .....	<b>50</b>
12.1 AVKASTNINGSKRAV TIL EGENKAPITALEN .....	50
12.1.1 <i>Risikofri rente</i> .....	51
12.1.2 <i>Markedets risikopremie</i> .....	52
12.1.3 <i>Betaverdi</i> .....	52
12.1.4 <i>Egenkapitalkostnad etter skatt</i> .....	54

---

12.2	TOTALKAPITALKOSTNADEN .....	54
12.2.1	<i>Egenkapital- og gjeldsandel</i> .....	54
12.2.2	<i>Gjeldskostnaden</i> .....	55
12.3	DET RISIKOJUSTERTE AVKASTNINGSKRAVET .....	56
12.4	NÅVERDIBEREGNINGER .....	57
12.4.1	<i>Netto nåverdi før skatt</i> .....	57
12.4.2	<i>Nåverdi etter skatt</i> .....	58
12.4.3	<i>Nåverdiprofil</i> .....	58
<b>13.</b>	<b>REALOPSJONSANALYSEN .....</b>	<b>59</b>
13.1	VERDSETTING AV JETTE SOM ET PRODUSERENDE FELT .....	60
13.2	OLJEPRISVOLATILITET .....	60
13.3	VERDI UNDER KONTINUERLIG PRODUKSJON .....	60
13.4	VERDI MED OPSJON OM AVVIKLING AV PRODUKSJON.....	62
13.5	OPSJONEN TIL Å UTVIKLE OLJEFELTET .....	63
13.6	OPPSUMMERING AV REALOPSJONSANALYSEN.....	64
<b>14.</b>	<b>SENSITIVITETSANALYSE.....</b>	<b>64</b>
<b>15.</b>	<b>SCENARIOANALYSE .....</b>	<b>65</b>
<b>16.</b>	<b>KONKLUSJON OG ANBEFALING .....</b>	<b>67</b>
16.1	KONKLUSJON.....	67
16.2	ANBEFALING .....	68
<b>17.</b>	<b>OPPGAVEKRITIKK.....</b>	<b>69</b>
<b>18.</b>	<b>KILDEHENVISNINGER.....</b>	<b>71</b>
<b>19.</b>	<b>VEDLEGGOVERSIKT .....</b>	<b>76</b>

---

**Figur- og tabelloversikt**

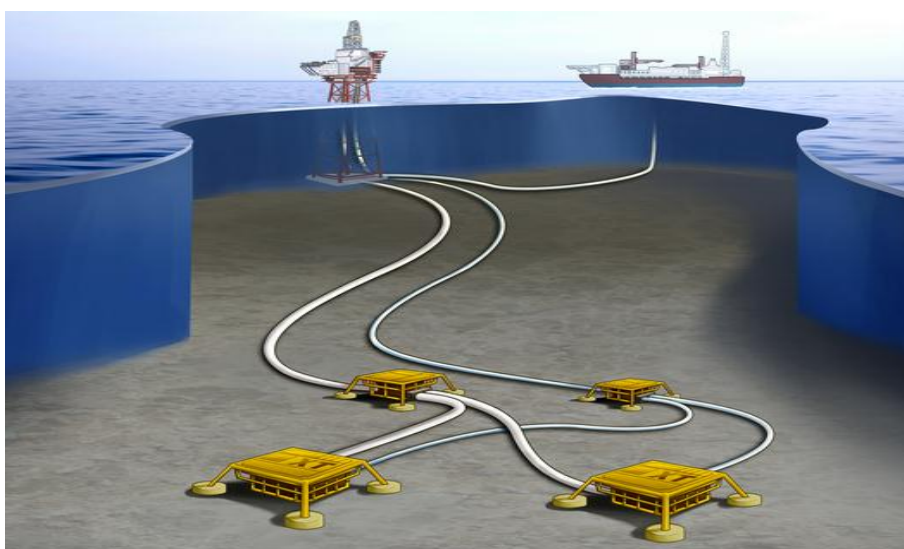
<i>Figur 1: Illustrasjonsbilde av Jette utbyggingsprosjekt i Nordsjøen.....</i>	8
<i>Figur 2: Verdikjeden i olje- og gassnæringen .....</i>	12
<i>Figur 3: Kontantstrømmer i et stilisert oljeprosjekt.....</i>	13
<i>Figur 4: Fordeling av ulike næringer i Norge.....</i>	14
<i>Figur 5: SWOT-analyse .....</i>	22
<i>Figur 6: De seks variablene som påvirker opsjonsverdien .....</i>	33
<i>Figur 7: Beslutningstre bestående av sammensatte opsjoner .....</i>	37
<i>Figur 8: Eksempel på et prosjekts verdi etter skatt .....</i>	41
<i>Figur 9: Valutakryss USD/NOK i perioden 16.05.11 til 10.05.12 .....</i>	49
<i>Figur 10: Betaberegning av Det norske .....</i>	53
<i>Figur 11: Betaberegning av Lundin Petroleum.....</i>	53
<i>Figur 12: Nåverdiprofil med tre ulike oljepriser (tall i MNOK) .....</i>	59
<i>Figur 13: 25-årig utvikling i oljeprisvolatiliteten.....</i>	60
<i>Figur 14: Sensitivitetsanalyse – Jette utbyggingsprosjekt.....</i>	64
<i>Tabell 1: Skjematisk fremstilling av ressursanalysen.....</i>	18
<i>Tabell 2: Trinn i konkurranseanalysen.....</i>	19
<i>Tabell 3: Vurdering av trusler og muligheter.....</i>	22
<i>Tabell 4: Kontantstrømoppstilling med netto nåverdiberegning.....</i>	26
<i>Tabell 5: Økonomiske forutsetninger .....</i>	43
<i>Tabell 6: Investeringskostnader .....</i>	44
<i>Tabell 7: Forventede årlige driftsinntekter .....</i>	44
<i>Tabell 8: Forventede årlige driftskostnader.....</i>	45
<i>Tabell 9: Effekten av fremførbart underskudd.....</i>	46
<i>Tabell 10: Forventede årlige driftskostnader.....</i>	46
<i>Tabell 11: Netto kontantstrøm etter skatt (tall i MNOK).....</i>	47
<i>Tabell 12: Effektiv rente på 5 års Statsobligasjoner .....</i>	51
<i>Tabell 13: Rentebærende gjeld per 31.12.2011 (tall i MNOK) .....</i>	54
<i>Tabell 14: Rentedeckningsgrader.....</i>	55
<i>Tabell 15: Syntetisk kredittrating .....</i>	56
<i>Tabell 16: Utdrag fra kontantstrømberegningene .....</i>	57
<i>Tabell 17: Sensitivitetsanalyse – NPV og IR ved prosentvis endring .....</i>	65
<i>Tabell 18: Scenarioanalyse – økning i pris/reduksjon i volum.....</i>	66
<i>Tabell 19: Scenarioanalyse – økning i volum/reduksjon i pris.....</i>	66



## 1. Innledning

Det norske har i de siste årene hatt en eventyrlig vekst, og er et interessant selskap å undersøke da de er i ferd med å utvinne sin første olje som operatør på eget felt med Jettelisensen. I de siste årene har selskapet vært med på flere funn som, hvor året 2011 kan betegnes som det mest suksessfulle. Det norske gjorde funn i seks av ni letebrønner, noe som resulterte i en tredobling av ressursene. Høydepunktet var definitivt funnet på Johan Sverdrup som betegnes som det tredje største funnet på norsk kontinentalsokkel gjennom tidene. (Det norske 2012)

Jette er et av de minste oljefeltene i Nordsjøen med estimerte utbyggingskostnader på rundt 2,5 milliarder kroner og estimert produksjon på 14 000 fat oljeekvivalenter daglig i de første produksjonsårene. Til sammen inneholder Jette rundt 14 millioner fat oljeekvivalenter basert på 30 % utvinningsgrad, men representerer likevel verdier for selskapene og samfunnet til tross for at ressursene er små. Med dagens oljepriser kan Jettefeltet potensielt gi brutto inntekter på åtte milliarder kroner, hvorav planlagt produksjon er i første kvartal 2013. Petoro er samarbeidspartneren på Jette med en eierandel i lisensen på 30 prosent. (Det norske 2012) Jettefeltet skal produseres med bruk av to horisontale brønner knyttet til den flytende produksjonsenheten på Jotun-plattformen. Feltet bygges ut og drives fra hovedkontoret til Det norske i Trondheim, hvorav den daglige driftsoppfølgingen vil bli håndtert av ExxonMobil. Figuren under viser hvordan Jettefeltet skal bygges ut med tilknytning til Jotun. (Det norske 2012)



*Figur 1: Illustrasjonsbilde av Jette utbyggingsprosjekt i Nordsjøen*

## **1. Tema og problemformulering**

### ***1.1 Valg av tema***

Når vi skulle velge tema for oppgaven så vi på flere deler av pensum, spesielt de delene som kunne være relevant i forbindelse med olje- og gassinvesteringer. Vi ville gjøre en investeringsanalyse, samt belyse en mer utradisjonell form for verdsettelse som er aktuelt for et slikt prosjekt – nemlig realopsjonsanalysen. Vi fant ut at en god løsning ville være å gjøre en investeringsanalyse med støtte i realopsjoner, slik at man kan få belyst begge tema på en god og oversiktlig måte uten at arbeidslasten ble for stor.

Investeringer i olje- og gassnæringen består av typiske sammensatte opsjoner, og er i hovedsak bakgrunnen for valg av tema. Vi skal derfor gjøre en investeringsanalyse av Jettefeltet i Nordsjøen som Det norske opererer. Formålet er å se på lønnsomheten av prosjektet på beslutningstidspunktet i 2011 når plan for utvikling og drift (PUD) ble sendt til myndighetene. For å sammenligne teorier vil vi i tillegg gjøre en kortfattet realopsjonsanalyse for å se på verdien av fleksibilitet i prosjektet, og om bruk av realopsjoner vil ha en signifikant effekt på lønnsomhetsberegningene og endelig beslutning.

### ***1.2 Problemstilling***

Investeringsanalyse som valgt tema bunner naturlig nok ut lønnsomhetsbeslutninger. I teorien ligger det en naturlig problemstilling på bakgrunn av beslutningskriteriene i nåverdimetoden. Er netto nåverdi større enn 0 og mindre enn internrenten i prosjektet skal det aksepteres. Det er imidlertid vesentlige risikofaktorer som er følsomme for endringer, og det er viktig å se på effekten av disse. Det er med andre ord avgjørende at krevende utbyggingsprosjekter i petroleumssektoren har et robust beslutningsgrunnlag for å kunne håndtere uforutsette hendelser på en god måte. Ulike risikoforhold må derfor belyses, og vi skal se på hvordan disse påvirker prosjektets nåverdi. Gjennom analysen skal vi derfor kartlegge sentrale faktorer som påvirker prosjektet, og finne ut hvor følsomt prosjektet er for endringer i disse faktorene. Problemstillingen skal inneholde alle disse elementene, og vil derfor bli noe mer utfyllende og uttrykkes på følgende måte:

*“Hvor lønnsom er utbyggingen av Jette på beslutningstidspunktet, og hva er lønnsomheten inkludert den relevante tilleggsverdien av fleksibilitet tilknyttet prosjektet?”*

Problemstillingen vil være interessant for Det norske og de respektive lisenseierne i form av at de kan sammenligne sine lønnsomhetsberegninger mot noe mer utradisjonelle metoder for verdsettelse og beslutningsteori.

### **1.3 Avgrensninger**

Investeringsanalyse av oljeprosjekter er såpass omfattende at vi må sette noen enkle avgrensninger. Vi bruker Det norskes egne lønnsomhetsberegninger til sammenligningsgrunnlag, og har derfor brukt noen av de samme avgrensningene som de har satt i forbindelse med beregning av relevante kontantstrømvariabler, økonomisk levetid og diskonteringstidspunkt. Dette løper seg blant annet til bruk av flat valutakurs, faste olje- og gasspriser samt at vi kommer til å bruke et fast risikøjustert avkastningskrav under hele den økonomiske levetiden. Det skal legges til at tallmaterialet som foreligger i plan for utvikling og drift av Jette er noe avrundet i forhold til de virkelige estimerte tallene. Nåverdiberegningen kommer derfor til å avvike noe fra Det norske sine egne tall, og er en avgrensning vi har satt. I konsistensbetingelsene i kapittel 12 blir det redegjort mer konkret om bruken av reelle tall som følge av mangel på informasjon vedrørende framtidsutsiktene.

I forbindelse med utregningene på realopsjoner har vi valgt å se bort fra verdien av tilleggsinformasjon når det kommer til lete- og prøveboring. På tidspunktet for beslutning er denne risikoen nedjustert da alt av geofysiske data og seismikk allerede foreligger. Realopsjonsanalysen vil derfor kun omhandle verdier som om feltet var i full produksjon. Beslutningstidspunktet er av praktiske årsaker satt til 1.7.2011 som også er dato for diskontering. Dette avviker noe fra datoen plan for utvikling og drift av Jette ble sendt til myndighetene i september, men vi forutsetter at planleggingen og lønnsomhetsberegningene ble gjort lenge før den tid.

## 2. Presentasjon av Det norske

### 2.1 *Bedriftsbeskrivelse*

Det norske oljeselskap ble i 1971 stiftet som det første nasjonale oljeselskapet i Norge, og konsentrerer seg per i dag om leting, utbygging og drift av petroleumssressursene på norsk sokkel. Da myndighetene åpnet for flere selskaper på norsk sokkel i 2004 startet eventyret til Det norske som har ført dem til det voksende og ledende leteselskapet i Norge som de er i dag. (Det norske 2012)

Hovedaksjonæren i Det norske er Aker Capital ASA med 50 % eierandel i selskapet. 2011 var et eventyrlig år for Det Norske hvor de gjorde funn i seks av ni letebrønner, noe som resulterte i en tredobling av ressursene. Høydepunktet var funnet på Johan Sverdrup som er det tredje største funnet på norsk sokkel gjennom tidene. (Det norske 2012) I tillegg gikk selskapet fra å være et rent leteselskap til deltager i sin første utbygging som operatør med Jettelisensen. I 2011 var samlet produksjon av olje og gass tilnærmet 548 000 fat med en gjennomsnittlig produksjon per dag på 1 501 fat. Jette vil alene produsere rundt 14.000 fat daglig, noe som potensielt kan femdoble oljeproduksjonen de kommende årene. I løpet av 2012 skal plan for utbygging og drift av Draupne overleveres myndigheten, noe som gjør at Det norske fra 2013 kan klassifiseres som et fullverdig oljeselskap på norsk sokkel med offensiv leting, betydelige utbyggingsprosjekter og egen produksjon. (Det norske 2012)

Det norske har per i dag 180 ansatte fordelt utover tre avdelinger i Oslo, Harstad og hovedkontoret i Trondheim. Ved utkanten av 2011 ble selskapet verdsatt til 11 milliarder kroner på Oslo Børs, hvor tilhørende markedsverdier av egenkapital og gjeld foreligger i vedlegg 1.

### 2.2 *Visjon*

Visjonene til Det norske er hentet fra nettsidene (2012) og er som følger:

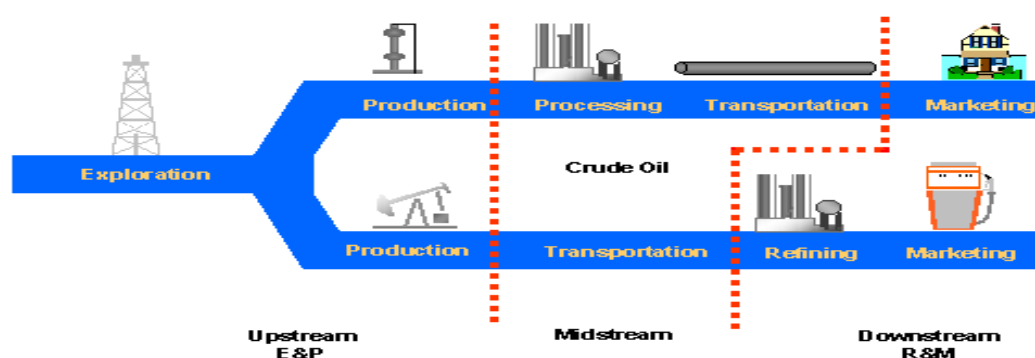
*«Det norske er et nyskapende uavhengig og utfordrende oljeselskap. Vi er raske, effektive og smarte. Det norske får mer ut av oljeressursene. Slik skaper vi mer verdier for samfunnet, aksjonærene og de ansatte. Det norske er i kraftig vekst. Vi skal fortsatt være det mest offensive oljeselskapet på norsk sokkel.»*

### 2.3 Forretningside

Forretningsideene smelter sammen med visjonene, men har blitt brutt ned her i en mer forklarende kontekst. Det norske skal ved å være et nyskapende uavhengig og utfordrende oljeselskap skape mer verdier for samfunnet, aksjonærer og de ansatte. Dette gjøres ved å legge stor vekt på effektivitet, hvor de ved full utnyttelse av reservene på norsk sokkel få mer ut av oljeressursene, samt skape en verdi for velstand for folk flest. Det norske skal tilby faglige utfordringer i et åpent miljø, og bygger særlig kompetanse på utvalgte letemodeller for å fremskaffe et faglig forsprang. Virksomheten skal drives på en sikker og ansvarlig måte i nært samarbeid med myndighetene, og selskapet er åpne i forhold til offentligheten ved å være et folkelig selskap for hele landet. Ved bruk av høyt kompetent arbeidskrav skal Det norske kort oppsummert ha offensiv leteaktivitet, gjennomføre utbygginger og raskt øke oljeproduksjonen.

### 3. Presentasjon av olje- og gassnæringen

Oljenæringen i Norge betegner petroleumsvirksomheten, nærmere bestemt den virksomheten som utvinner og foredler petroleumprodukter fra råolje, naturgasskondensat og naturgass. (Wikipedia 2011) Det er flere foretak som er involvert i denne bransjen, men i hovedsak oljeselskaper og leverandører av rigg- og boretjenester, samt geofysikk og seismikk.



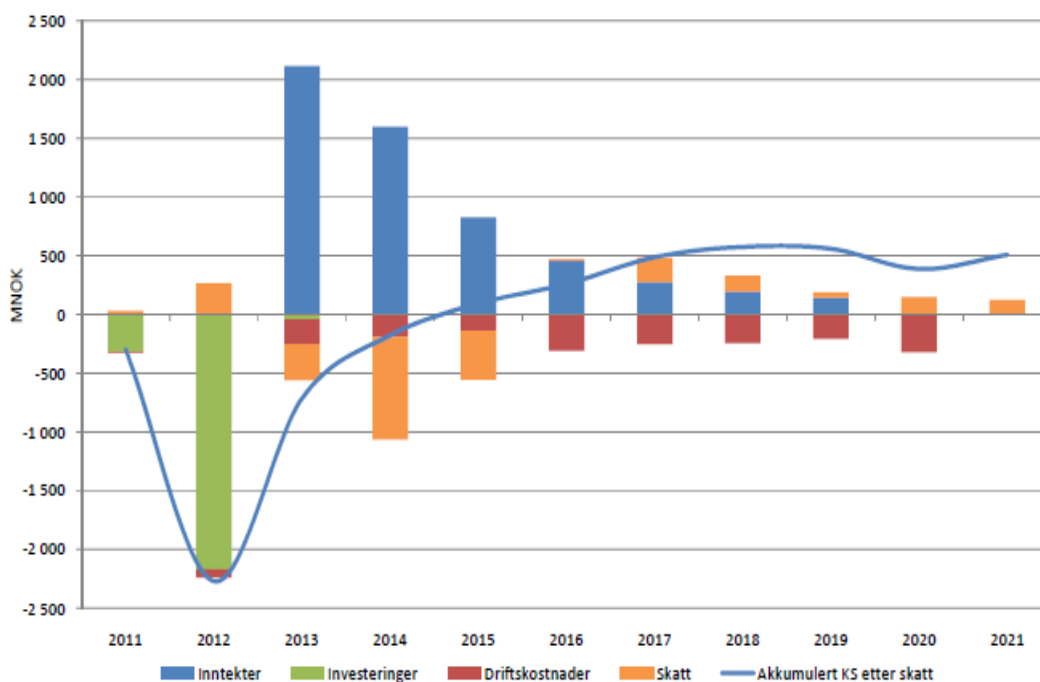
Figur 2: Verdikjeden i olje- og gassnæringen (Petrostrategies 2012)

Aktivitetene i petroleumssektoren deles inn i tre hovedkategorier som vi ser av figuren over. Oppstrøm (upstream) brukes om utvinnings- og produksjonssiden av oljeindustrien. Midtstrøm (midstream) betegner prosessering, lagring og frakt av ikke-raffinert petroleum og nedstrøm (downstream) omhandler det siste leddet

knyttet til offshoreindustrien som driver med oljeraffinering, distribusjon, markedsføring og salg av ferdige produkter. (Wikipedia 2011)

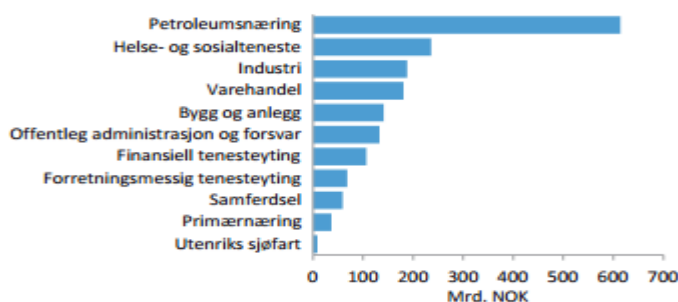
Mange deler oljevirkosomheten bare inn i opp- og nedstrømsaktiviteter, hvor Det norske betegnes som et E&P-selskap (Exploration and Production) som jobber med oppstrømsaktiviter. Det vil si at aktiviteten i hovedsak består av leting og utvikling av felt i form av letelisenser og produksjonslisenser, prosessering og transport blir outsourcet til større selskap som er regnet å være integrerte oljeselskaper, eller leverandører av disse. Nedstrømsaktiviteten berører forbrukerne gjennom flere tusen petroleumsprodukter i form av bensin, diesel, naturgass, propan, etc. Integrerte oljeselskaper er aktør i alle områdene av verdikjeden.

Figuren under illustrerer en typisk utvikling av et oljeprosjekt. Av figuren ser vi at det er et stort kapitalbehov for investeringer, og at med en lang tidshorisont er det nødvendig å legge store ressurser i produksjonsanlegg, infrastruktur og transport. Slike investeringer er karakterisert ved å være irreversible, og inntekten kommer først etter flere år med leting og utbygging. Inntektene er størst i startfasen på grunn av trykk i reservoaret, og går sakte med sikkert ned etter hvert som feltet nærmer seg slutten på sin levetid.



Figur 3: Kontantstrømmer i et stilisert oljeprosjekt

Olje- og gassnæringen er Norges desidert største næring og eksportkilde. Olje- og gassinvesteringer har derfor stor betydning for konjunkturer, kapitalstrømmer og konkurranseevne. Næringen består av flere aktører som vi skal komme nærmere innpå i den strategiske analysen, samt ulike mikro- og makroomgivelser som er av særskilt relevans knyttet til problemstillingen. Figuren under er hentet fra side 20 i oljedirektoratets faktahefte fra 2012, og viser hvor stor andel petroleumsnæringen har i Norge målt i milliarder kroner. (Oljedirektoratet 2012)



Figur 4: Fordeling av ulike næringer i Norge

## 4. Metode

Metode handler om å strukturere en planmessig fremgangsmåte for å løse problemer og tilegne seg kunnskap på en vitenskapelig god måte. Den fremgangsmåten som er best egnet i hver enkelt situasjon avhenger av hvilke mål som er satt, hvordan verden ser ut, og hvilke ressurser vi har til disposisjon. (Gripsrud, Olsson og Silkoset 2010, 34)

### 4.1 Undersøkellesdesign

Undersøkelsens design innebærer en beskrivelse av hvordan hele analyseprosessen skal legges opp for at man skal kunne løse den aktuelle problemstillingen. (Gripsrud, Olsson og Silkoset 2010, 58) Hovedsakelig skiller vi mellom tre typer design, henholdsvis eksplorativt, deskriptivt og kausalt.

#### 4.1.1 Eksplorativt design

Eksplorativt undersøkelsesdesign benyttes når beslutningstakeren i utgangspunktet besitter lite, eller ingen kunnskap om problemområdet som skal undersøkes. (Gripsrud, Olsson og Silkoset 2010) Utgangspunktet for eksplorativt design er typisk å utføre litteratursøk for å se på relevant eksisterende litteratur og teori.

#### *4.1.2 Deskriptivt design*

Deskriptivt undersøkelsesdesign er beskrivende, og benyttes når man i utgangspunktet innehar en grunnleggende forståelse av problemområdet. Formålet med denne type design er å beskrive en eller flere situasjoner i et bestemt område og sammenhengen mellom disse. (Gripsrud, Olsson og Silkoset 2010)

#### *4.1.3 Kausalt design*

Kausale undersøkelsesdesign er årsaksforklarende, og benyttes for å forklare mulige årsak-virkningsforhold, eksempelvis i form av et eksperiment. (Gripsrud, Olsson og Silkoset 2010)

### **4.2 Valg av undersøkelsesdesign**

Utgangspunktet for undersøkelsesdesignet er en investeringsanalyse basert på den tradisjonelle nåverdimetoden ved bruk av kapitalverdimodellen. Til sammenligning gjør vi en realopsjonsanalyse ved bruk av binomisk fremgangsmåte med ulike risikofaktorer. De empiriske undersøkelsene vil utelukkende basere seg på et utbyggingsprosjekt med tilhørende fleksibilitet i beslutningsalternativene. Grunnlaget for å gjøre korrelasjoner mellom statistiske sammenhenger i lønnsomhet og flere prosjekter foreligger derfor ikke. Sammenlikninger i form av det deskriptive designet vil derfor være egne lønnsomhetsberegninger mot Det norskes egne beregninger.

Basert på problemstillingen er det kunnskapsmessige formålet å forklare og se på årsak-virkningssammenhenger. Ved bruk av sensitivitetsanalyser skal vi manipulere blant annet risikofaktorer som oljepris, driftskostnader, investeringer og produksjonsvolum for å kartlegge hvorvidt disse har effekt på lønnsomheten. Prosjektanalysen av Jette er en analyse hvor formålet er å vurdere lønnsomhet av å anvende penger på et beslutningstidspunkt i dag, i håp om økt inntjening i fremtiden. Det vil i tillegg til å samle inn relevant teori og litteratur være naturlig å innhente primærdata, samt produsere noe av det selv.

Metodemessige begrensinger er at vi gjennom investeringsanalysen må basere oss på at en del sekundærdata som må tas for gitt. Sekundærdataene er imidlertid svært pålitelige.



### ***4.3 Datainnsamling***

Vi skiller mellom to hovedtyper av datainnsamling – primærdata og sekundærdata. Hovedsakelig ligger skillet i hvorfor dataene ble innsamlet. Primærdata er data som er innhentet selv, spesifikt for å løse de konkrete undersøkelsesspørsmålene knyttet til problemstillingen. Sekundærdata samles inn for et annet formål, men kan benyttes i en sekundær anvendelse. I tillegg skilles det mellom kvalitative og kvantitative data. Kvantitative data foreligger i form av tallmateriale, og er i stor grad den type data analysearbeidet består av.

#### *4.3.1 Sekundærdata*

For å produsere en egen lønnsomhetsanalyse og et robust sammenlikningsgrunnlag, er sekundærdata innhentet fra Det norske. De fysiske rammene for arbeidet er utført ved hovedkontoret til Det norske i Trondheim ved kontaktpersoner i analyseavdelingen. I tillegg er sekundærdata innhentet fra eksterne kilder som bibliotek og internett og er opplistet i referanselisten.

Følgende sekundærdata er fremskaffet fra Det norske:

- Plan for utvikling og drift av Jette (PUD)
- Forventede inntekts- og kostnadsdata for Jette på beslutningstidspunktet.
- Verdsettelse av Jette per 22. mars 2012 (Danske Markets Equities 2012)

Mesteparten av sekundærdataene vi har brukt er de samme Det norske har lagt til grunn for investeringsbeslutningen ved innsending av plan for utbygging og drift. Tilleggsinformasjon er ukerapporter fra Danske Markets Equities i forbindelse med beregningen av gjeldsgrad.

#### *4.3.2 Primærdata*

For innsamling av primærdata bruker vi både kvalikativ og kvantitativ tilnærming. Siden prosjektet som skal analyseres er Jette utbyggingsprosjekt, er det naturlig at personer med inngående ekspertise til prosjektet blir trukket inn i utvalget. Vi har hatt kontakt med følgende to personer i analyseavdelingen til net norske:

- Hugo Breivik – Head of Economic Analysis
- Kjersti Hovdahl - Økonomiansvarlig

---

Kvaliteten på utvalget er stort, og er vurdert på grunnlag av god innsikt i temaet som skal undersøkes. Følgende datainnsamling har skjedd gjennom åpne intervjuer i perioden januar – april 2012:

- Lønnsomhetsvurdering og PUD-dokumentet
- Skatteproblematikk og beslutningsgrunnlag
- Teoretisk grunnlag for opsjoner i oljesektoren

For beregningen av nåverdier, nominelle kontantstrømmer, etc., er blant annet Microsoft Excel og Crystal Ball benyttet. Jamfør med konsistensbetingelsene om bruk av reelle kontantstrømmer er forutsetningene om å bruke like tall som Det norske på beslutningstidspunktet konsistente.

#### ***4.4 Validitet og reliabilitet***

På bakgrunn av undersøkelsesdesignet og innsamling av data klassifiserer vi kvaliteten av selve undersøkelsen som svært høy. Både validitet og reliabilitet har høye verdier da tilgjengelig data og etterprøvhetsgraden i de respektive målingene er av høy kvalitet. Resultatene er inkorporert i de videre analysene av utbyggingsprosjektet.

### **5. Strategisk analyse**

Vi vil i den strategiske analyse ta for oss trusler og muligheter Det norske står overfor i petroleumsnæringen som fullverdig oppstrømsaktør.

#### ***5.1 Intern analyse***

I den interne analysen er formålet å se på interne styrker og svakheter i form av synlige og usynlige ressurser som kan gi bedriften konkurransefortrinn.

(Løwendahl og Wenstøp 2011) Vi legger 4 grunnleggende kriterier til grunn; **V**aluable, **R**are, **I**mitable og **O**rganized. (VRIO)

##### ***5.1.1 Synlige ressurser***

Det norske har hovedkontor i Trondheim, noe som kan gi visse ulemper da mesteparten av Norges petroleumskompetanse er lokalisert i Stavanger. På en annen side gir plasseringen tilgang på økonomer, ingeniører og geologer fra SINTEF og Reinertsen. Vi velger å se på plasseringen som en verdifull ressurs da tilgangen på relevant kompetanse på bakgrunn av beliggenheten er god.

---

### 5.1.2 Usynlige ressurser

Det norske har siden 80-tallet opparbeidet god kompetanse som leteselskap. Vi ser på kompetanse som et samlebegrep for flere faktorer som til sammen utgjør de evner, kunnskap og erfaringer som skal til for at ansatte er verdifulle for selskapet. I Det Norske utgjør akademisk trening, kunnskap, erfaring, holdninger og verdier, personlige egenskaper og nettverk og kontakter den samlede kompetansen. For å finne olje er Det norske avhengige av kompetente geologer som kan analysere seismiske data, kompetente økonomer som kan avgjøre om det er lønnsomt eller ikke og kompetente forhandlere som kan komme frem til avtaler som er fordelaktige for selskapet. Resultatene oppsummeres i tabellen under:

RESSURS	V	R	I	O	Implikasjon på konk.-fortrinn	Påvirkning på avkastning	Kost/-nytte
Beliggenhet	1	0	0	0	1	0	Kost
Geologisk kompetanse	1	1	0	1	1	1	Nytte
Økonomisk kompetanse	1	1	0	1	1	1	Nytte
Forhandlingskompetanse	1	1	0	1	1	1	Nytte
Etisk omdømme	1	1	0	1	1	1	Kost

Tabell 1: Skjematisk fremstilling av ressursanalysen

**Geologisk kompetanse:** Dette er viktig for å utføre en prøveboring og vite med en viss sannsynlighet om man treffer på petroleumforekomster eller ikke. Det norske har kompetente geologer som kan analysere og tolke slike seismiske data. En geolog som treffer petroleumforekomster i sine prediksjoner oftere enn andre er en verdifull ressurs for Det norske fordi det gir potensiale til høyere inntjening.

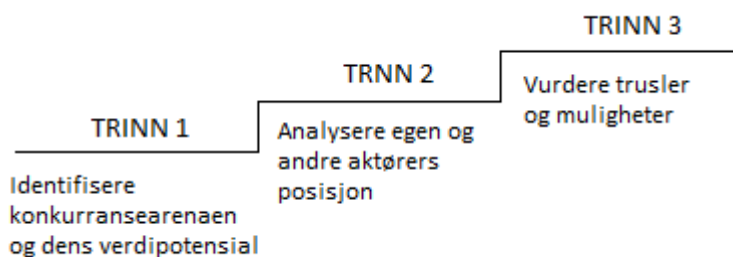
**Økonomisk kompetanse:** Dette innebærer evnen til å gjøre analyser og kalkyler som samsvarer godt med realiserte kostnadene. Budsjetter og kalkyler som samsvarer med faktiske tall gir finansiell stabilitet og minsker risikoen for budsjettoverskridelser. Økonomene er derfor en verdifull ressurs for Det norske fordi de skaper en økonomisk forutsigbarhet for fremtidige utbygginger.

**Forhandlingskompetanse:** Forhandlingskompetanse innebærer evnen til å forhandle og oppnå avtaler som er økonomisk gunstige, samt betingelser som samsvarer med hva man ønsker å få ut av sine ressurser. Med gode forhandlere er det mulig å oppnå superprofitt i prosjekter, i form av spesielt gunstige betingelser eller avtaler. Det vil si at en forhandler i seg selv ikke er sjelden, men en forhandler med lang erfaring, gode verdier eller personlige egenskaper som gjør vedkommende til en spesielt kompetent forhandler er sjelden.

**Etisk omdømme:** Etisk omdømme innebærer hvordan Det norske håndterer de miljømessige utfordringene i petroleumsvirksomheten. Dette er nødvendig av på grunn av omdømme. Det norske forholder seg til strenge etiske retningslinjer, og har som mål i sin HMS-politikk og unngå negative virkninger på miljøet og ansatte, samt sikre teknisk integritet. (Det norske 2012) Dette gjør etisk omdømme til en verdifull ressurs, fordi det skaper integritet og en seriøsitet blant publikum.

## 5.2 Ekstern analyse

Formålet med eksternanalysen er å kartlegge eksterne forhold som påvirker Det Norske. I den sammenheng vil vi analysere mikro- og makroomgivelsene, samt markedsarenaen og dens muligheter og trusler. Vi tar i bruk Porters fem krefter for å analysere mikroomgivelsene i form av konkurransearenaen til Det Norske. (Løwendahl og Wenstøp 2010, 197 – 228) Utfallet av konkurranseanalysen bunner ut i en SWOT-analyse. Porters fem krefter gjennomføres i en tretrinnsprosess som illustrert i figuren under:



Tabell 2: Trinn i konkurranseanalysen (Løwendahl og Wenstøp 2010, 199)

---

### 5.2.1 Identifisering av konkurransearenaen og dens verdipotensial

Konkurransearenaen i Norge består av aktører som Statoil, Marathon Petroleum, Exxonmobil Norge, Tallisman Energy Norge, Norske Shell, Conoco Phillips, BP Norge, CNR International, Total E&P, Lundin Norway, Wintershall Norge, Dong E&P Norge, ENI Norge, Maersk Oil, Petra og Hess Norge. De fire best etablerte aktørene av disse er Statoil, ConocoPhillips, ExxonMobil og BP. (Offshore 2012)

Markedet er med andre ord preget av de fire største selskapene i verden hvor masseproduksjon og skalafordeler er stikkord. Disse selskapene har lett for å trenge inn i nye markeder på bakgrunn av kompetansen som ligger i selskapene. De som kjenner mest på presset fra de store aktørene er de små leteselskapene som prøver å videreselge felt som har påviste petroleumsressurser. Statoil, Total, Eni, BP, er eiere av hele verdikjeden, og gjør at de kan prise annerledes, både ned til sluttbruker men også inn til andre oppstrømsaktører. Lønnsomhetsveksten i bransjen er preget av oljeprisen siden den selges ut på verdensmarkedet. Tendensen er at etterspørselen er økende i forhold til produksjonen, og lønnsomhetsveksten er avhengig av oljepris. Investeringssetterspørselen er derfor veldig syklisk. (Mohn 2007)

### 5.2.2 Analyse av egen og andre aktørers posisjon

Siden Det norske er forholdsvis fersk som oppstrømsaktør har de store utfordringer i forhold til de etablerte aktørene. En utfordring Det norske har er at de vet hvordan de skal drifte og lede egen produksjon som oppstrømsaktør i teorien, men mangler praktisk erfaring. Her har de imidlertid en stor fordel ved relasjonene deres til Akersystemet og DNO International som underleverandør og aksjonær. Disse aktørene har lang fartstid i norsk industri og oppstrømssektoren. Størrelsen og relasjonene til Det norske gjør at de kan gjøre lønnsomme investeringer i små felt. Vi vurderer trusselen fra konkurrentene som høy.

Det er plass til flere aktører på markedet da det er nok av uoppdagede ressurser. Det er imidlertid vesentlige inngangsbarrierer i form av statlige restriksjoner. Man må blant annet være forhåndsgodkjent av petroleumstilsynet. Videre er olje- og gassnæringen en kapitalintensiv bransje som tvinger frem samarbeid mellom aktørene, og deling på eierskap i forskjellige lisenser. (Finansdepartementet 2000)

Vi vurderer trusselen fra inntrengere som lav.

---

Oljebransjen har til nå kun fornybar og kjernefysisk energi som substitutter.

Fornybar energi har dog et stykke å gå før det kan erstatte bruken av fossilt brensel. (Globe 2012). Hva gjelder kjernekraft er det allment kjent at potensialet for katastrofe er for stort til at det brukes som primærenergikilde. Vi vurderer trusselen fra substitutter som lav på kort sikt, men bransjen bør investere i utviklingen.

Det norske har ingen kunder i tradisjonell forstand. Salg av olje og gass går gjennom Statoil og Talisman, institusjonelle kunder som har infrastruktur for transport, raffinering, salg og markedsføring av produktene som kommer ut av oljen. (Det norske 2011) Vi vurderer kundenes forhandlingsstyrke som middels da det kan forekomme byttestransaksjoner.

Leverandørene til Det norske knytter seg til rigger, forsyningskip og installasjonsarbeid. Det er mange leverandører knyttet til sektoren da hver enkelt aktør gjerne spesialiserer seg på ett felt. Byttekostnadene er høye da et eventuelt bytte av leverandør medfører store kostnader til eksempelvis dykking eller annet undervannsarbeid. Når det er sagt er tjenestene viktige for selskapene, og lojaliteten høy. Det foreligger en viss sannsynlighet for leverandørintegrasjon siden Aker Solutions gjennom Akersystemet er majoritetsaksjonær. (Proff. 2012) Vi vurderer derfor leverandørenes forhandlingsmakt som høy.

Offentlige aktører spiller en stor rolle i sektoren, myndighetene er med på å regulere sektoren gjennom organer som petroleumstilsynet, olje- og energidepartementet og statlige reguleringer i form av lovgivning.

### *5.2.3 Vurdere trusler og muligheter*

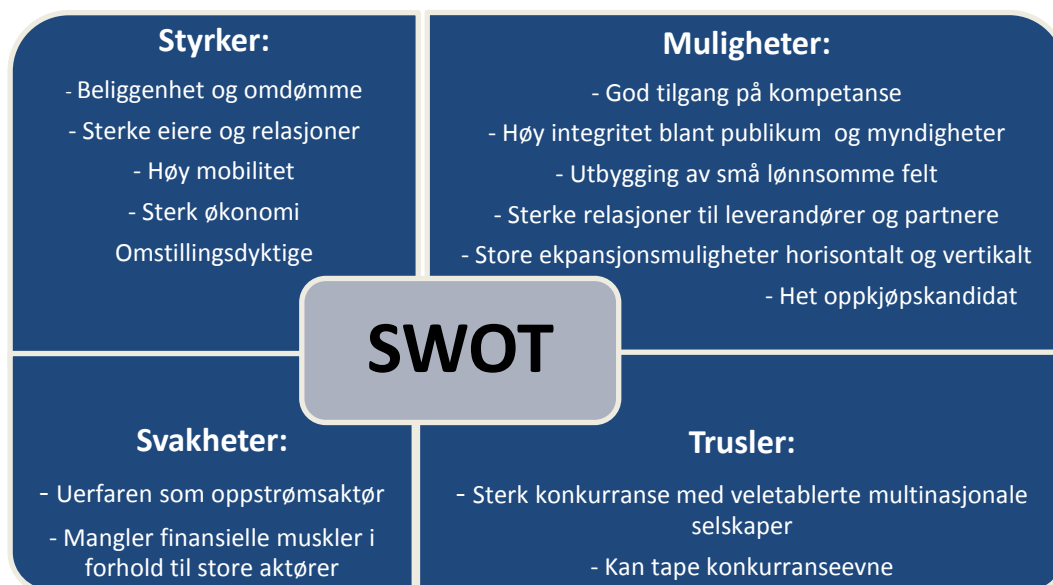
Det norske har lang fartstid som leteselskap, og beveger seg nå inn som fullverdig oppstrømsaktør. De har god tilgang på kompetanse og har alle forhold lagt til rette for et godt rennommé. Konkurransen er imidlertid høy og preget av internasjonale selskaper. Det er rom for nye aktører, men det foreligger store inngangsbarrierer. Truslene for Det norske er mange, men kan med rette tiltak sørge for en styrket posisjon. Samlet sett ser Det norske ut til å ha et sterkt utgangspunkt, oppsummert i tabellen under.

TRUSLER	VURDERING	TILTAK
Konkurrenter	Etablerte selskaper har stordriftsfordeler. Høy konkurranse og stor trussel.	Fortsette strategi om utbygging av små felt på eksisterende infrastruktur.
Inntrengere	Det er plass rom for nye aktører. Lav trussel på grunn av inngangsbarrierer.	Styrke egen posisjon gjennom tildeling av lisenser
Substitutter	Det foreligger substitutter med mangler. Lav trussel på kort sikt.	Investere i FoU og fornybar energi
Kunder	Kun institusjonelle kunder. Nedstrømsaktører med middels forhandlingsstyrke	Fortsette samarbeid med Eni som etablert midt- og nedstrømsaktør.
Leverandører	Sterke relasjoner til leverandører	Styrke forholdet til leverandører
Komplementære aktører	Offentlige myndigheter som regulator	Styrke relasjonen til offentlige aktører

Tabell 3: Vurdering av trusler og muligheter

### 5.3 Oppsummering

SWOT- analysen i figuren under oppsummerer Det norskes interne og eksterne forhold, og gir et oversiktlig bilde av konkurransesituasjonen og hvilke muligheter og trusler som foreligger i markedet:



Figur 5: SWOT-analyse

## 5.4 PESTEL

Vi skal nå se på et PESTEL-rammeverk over makroøkonomiske forhold som kan påvirke bedriftens verdiskapning. De seks PESTEL-kategoriene er: **P**olitical (politiske), **E**conomic (økonomiske), **S**ociocultural (sosiokulturelle), **T**echnological (teknologiske), **E**nvironmental (samfunnsmessige) og **L**egal (legale). (Løwendahl og Wenstøp 2010, 230)

### 5.4.1 Politiske forhold

Den lange prosessen med å utarbeide retningslinjene og regelverket for norsk sokkel har gitt investorer tillitt til Norge som investeringsobjekt. Gjennom politisk vilje til å utvikle sokkelen har staten med olje- og energidepartementet tilrettelagt et system som er nyttemaksimerende for begge parter. Gjennom medlemskapet i WTO og andre handelsfremmende organisasjoner har vi etablert et stabilt politisk system med lav politisk risiko.

Myndighetene i Norge spiller på mange måter på begge sidene av bordet. På den ene siden legger de opp rammeverket og spillereglene for petroleumsnæringen, samtidig er de majoritetsaksjonærer i blant annet Statoil som er den største aktøren på norsk sokkel. Dette er ikke problematisk, men kan i visse situasjoner gi uklarhet hvor man er usikker på om myndighetene agerer som investor eller lovgivende makt. På tross av dette er Norge et attraktivt land å investere i for utenlandske og innenlandske aktører.

### 5.4.2 Økonomiske forhold

Olje- og gassnæringen er naturlig nok knyttet opp mot den globale økonomien og etterspørselen etter energi. Verden er avhengig av olje for å kunne opprettholde levestandarden som det 21. århundre har medført uten å gå for mye inn på det historiske perspektivet. I korte trekk kan vi si at olje- og gassinvesteringene har vært avgjørende for Norge som en fungerende velferdsstat. I pengepolitisk rapport for 2012 fra Norges Bank ser vi at Norge har hatt en utvikling som historisk sett har gitt en sterk krone mot andre valutaer. (Norges Bank 2012) Dette har ført til en del utfordringer for eksportbedrifter. Profittmarginer blir spist opp av sterke kronekursen når varer eller tjenester selges til utlandet som kan føre til at norske varer eller tjenester i konkurranseutsatt sektor blir mindre konkurransedyktige.



---

Videre har Norge lav styringsrente som har svingt mellom 1-2 % siden 2010.

Norges Bank regner med at styringsrenten vil ligge i sjiktet mellom 3-4 % med 30 % sannsynlighet frem mot 2015. (Norges bank 2012) Inflasjonsmålet i Norge holder seg stabilt på 2,5 %, men har de siste 10 årene holdt seg noe under dette. (Norges Bank 2012)

Investeringene i petroleumsvirksomhet har falt fra 2010, men har i tillegg hatt en markant økning gjennom hele år 2011. Veksten i oljeinvesteringer og oljerelaterte næringer er med andre ord sterk, og vi fikk en tiltagende vekst i produksjonen i januar 2012. (Norges Bank 2012) Vi er avhengige av et jevnt investeringsnivå på norsk sokkel for å oppnå en maksimering av petroleumsressursene. Per dags dato tenderer utviklingen til at investeringsviljen er svært syklisk og avhengig av oljeprisen. (Mohn 2007)

#### *5.4.3 Sosiokulturelle forhold*

Funn av petroleumsforekomster har gjort Norge til en sterk velferdsstat hvor det er liten forskjell mellom rike og fattige. Vi har en høy andel av befolkningen med høyere høyskole eller universitetsutdannelse, og har et system som skal ta vare på alle deler av befolkningen. (SSB 2012)

#### *5.4.4 Teknologiske forhold*

Nordsjøen er kjent for å være et teknologilaboratorium for oljeindustrien. De store milømessige utfordringen i nordsjøen har gitt grobunn for henting av store verdier på norsk sokkel. Teknologien har gjort at vi i dag kan utvinne flere resurser oljereservoarer enn tidligere samt bore brønner som tidligere ikke kunne bores. (Oljedirektoratet 2011)

#### *5.4.5 Samfunnsmessige forhold*

Petroleumsvirksomheten i Norge har konsekvenser på miljøet og påvirker samfunnet i stor grad. Det er bred enighet i dag om at det foreligger kausalitet mellom forurensende utslipp og innvirkning på miljøet. Norge har gjennom KYOTO-avtalen forpliktet seg til å redusere utslippene med 5,2 % i forhold til utslippsnivået i 1990. (Wikipedia 2012) I tillegg til denne avtalen reguleres bransjen av forskrifter for avfall, vann og hav, kjemikalier, luft, hav- og polarområdene av klima- og forurensningsdirektoratet.

#### 5.4.6 *Legale forhold*

Petroleumsaktiviteten på norsk sokkel er først og fremst nedfelt i petroleumslovgivningen som har som hensikt å sørge for et solid rammeverk for alle aktører. Rammeverket har som overordnet mål å sørge for at mest mulig av verdiene av petroleumsforekomstene i Norge kommer samfunnet til gode. (Olje- og energidepartementet 2000) Lovgivningen består av bestemmelser for konsesjonssystemet, HMS, petroleumsvirksomhet og detaljforskrifter innenfor ressurs- og sikkerhetsforvaltning. (Finansdepartementet 2000)

Retningslinjene har hatt en rolig utvikling fra start, og overordnet mål er at norsk verftsindustri og leverandørindustri må tildeles fordeler. Kompetanse på oljeindustri skal utvikles i norske foretak, slik at forekomstene utvinnes i et tempo som er samfunnsøkonomisk optimalt. Dette stammer fra stortingsmeldingen fra 14. juni 1971, også kjent som de 10 oljebud. (Olje- og energidepartementet 2011)

## **6. Investeringsanalyseteori**

Det finnes mange forskjellige analysemetoder innen verdsetting og beslutningsteori, hvorav nåverdimetoden og internrentemetoden er blant de mest utbredte. I det følgende kapitlet vil tradisjonelle teorier på investeringsanalyse gjennomgås, med spesiell hovedvekt på nåverdimetoden.

### **6.1 Nåverdimetoden**

Det mest benyttede verktøyet i investeringsanalyse i dag er nåverdimetoden. Første steg er å estimere inntekter og kostnader som genereres i løpet av prosjektets levetid, nemlig kontantstrømmene, deretter beregnes prosjektets avkastningskrav. Kapitalkostnaden gjenspeiler alternativkostnaden og prosjektets risiko, hvor høyere risiko tilsier høyere avkastningskrav visa versa. Deretter diskonteres de fremtidige kontantstrømmene i prosjektet med avkastningskravet for å finne nåverdien. Netto nåverdi (NNV) kalkuleres ved å trekke fra investeringskostnaden fra nåverdien. Dersom differansen mellom prosjektets nåverdi og investeringskostnad er større enn null, er beslutningsregelen at det skal investeres. Er derimot differansen mindre enn null forkastes prosjektet, ettersom det kan tyde på at ikke er lønnsomt. (Bøhren og Gjørnum 2009, 192-204)

Nåverdimetoden tar høyde for tidsverdien av penger – mer bestemt tidsverdien av et prosjekts kontantstrømmer. Dette er viktig og vil resultere i en bedre analyse enn ved andre metoder som ikke tar høyde for det. Nåverdimetoden fokuserer utelukkende kun på kontantstrømmene som er forbundet med prosjektet, da lønnsomheten avhenger av prosjektets kontantstrømmer og kapitalkostnaden. I en tradisjonell nåverdianalyse er det feil å trekke inn inntekter og kostnader som ikke kan henføres prosjektet, da man på den måten er bedre rustet til å gjøre gode investeringsbeslutninger.

### 6.1.1 Kontantstrømoppstillingen

I hvilken grad man får et godt bilde av et prosjekts lønnsomhet avhenger av kvaliteten på arbeidet som gjøres med estimeringen av fremtidige kontantstrømmer. Kontantstrømoppstillingen i et prosjekt settes opp på bakgrunn i prosjektets prognoser og budsjett, og er det første steget i en investeringsanalyse. Alle relevante inn- og utbetalinger forårsaket av prosjektet skal inngå i kontantstrømmene. (Aage Sending 2009) Hovedmomentene i en kontantstrømberegning belyses i et enkelt talleksempel:

	2012	2013	2014	2015
<b>Salgsinntekt</b>		4 000	4 000	4 000
<b>Varekostnad</b>		600	600	600
<b>Andre kostnader</b>		80	80	80
<b>Avskrivninger</b>		1 000	1 000	1 000
<b>Skatt (28 %)</b>		650	650	650
<b>Resultat etter skatt</b>		<b>1 670</b>	<b>1 670</b>	<b>1 670</b>
<b>Avskrivninger</b>		1 000	1 000	1 000
<b>Endring arbeidskapital</b>	-600	200	200	200
<b>Kapitalinvestering</b>	-4 400			
<b>Netto kontantstrøm</b>	<b>-5 000</b>	<b>2 870</b>	<b>2 870</b>	<b>2 870</b>
<b>NV ved avk.krav 12 %</b>		2 563	2 288	2 043
<b>Netto nåverdi (NNV)</b>	<b>1 894</b>			

Tabell 4: Kontantstrømoppstilling med netto nåverdiberegning

I investeringsprosjekter påløper det vanligvis også en avslutningsvis kostnad som kalles *terminalverdien*. I olje- og gassnæringen er dette eksempelvis kostnader forbundet med plugging av brønner, demontering av plattformer og avfallsdumping.

---

### 6.1.2 Kapitalverdimodellen

Kapitalkostnaden representerer den investerte kapitalens minstekrav til avkastning. Avkastningskravet gjenspeiler risikoen et prosjekt eksponeres for, og gir et uttrykk for den forventede avkastningen som et sammenlignbart prosjekt med samme risiko har, eller den alternative avkastningen man oppnår ved å investere i liknende prosjekter. Det er vanlig å ta utgangspunkt i kapitalverdimodellen (KVM) når man skal beregne avkastningskravet for et prosjekt. Kapitalverdimodellen benyttes for beregning av avkastningskrav til egenkapital, gjeld og totalkapital, og gjelder for ethvert prosjekt som innebærer former for risiko. (Bøhren og Michalsen 2010, 72) Kapitalverdimodellen for egenkapitalkostnaden før skatt er gitt ved:

$$k_E = E(r_E) = r_f + \beta_E \cdot [E(r_m) - r_f]$$

Egenkapitalkostnaden  $k_E$  består av risikofri rente  $r_f$ , forventet avkastning på markedsporteføljen  $E(r_m)$ , samt et mål på systematisk markedsrisiko representert ved betaverdien  $\beta_E$ .  $[E(r_m) - r_f]$  i sin helhet kalles for markedets risikopremie, og viser hva markedsporteføljen gir i forventet avkastning utover risikofri rente. (Bøhren og Michalsen 2010, 73)

Avkastningskravet til totalkapitalen for et selskap eller prosjekt beregnes som et vektet gjennomsnitt av gjeldskostnaden og egenkapitalkostnaden. Vektene bestemmes av andelene som de to finansieringsformene utgjør av kapitalbehovet. Dette er «den vektede gjennomsnittlige kapitalkostnaden», eller «weighted average cost of capital» forkortet til WACC på engelsk. (Bøhren og Michalsen 2010, 300) Det er altså avkastningskravet for en investering i et selskap som helhet, og investorers minstekrav til avkastning for å kompensere risiko som gjenspeiles i forholdet mellom et selskaps egenkapital og gjeld. WACC beregnes etter følgende formel:

$$k_T = k_E \cdot \frac{E}{E + G} + k_G \cdot (1 - s_B) \cdot \frac{G}{E + G}$$

hvor:

$k_T, k_E$  = Total- og egenkapitalkostnad etter selskapsskatt

$k_G$  = Effektiv lånerente før selskapsskatt (gjennomsnittlig gjeldskostnad)

$s_B$  = Selskapets skattesats

$E + G$  = Markedsverdi av egenkapital og gjeld

---

Hovedregelen er at WACC benyttes for prosjekter som har samme risiko som et selskaps primære forretningsvirksomhet. WACC skal helst ikke benyttes for *alle* prosjekter, da prosjekter skal evalueres på bakgrunn av det enkelte prosjekts spesifikke risiko. Prosjekter kan bli verdsatt med feilaktig kapitalkostnad i forhold til innebærende risiko, som kan føre til at lavrisikoprosjekter vil bli forkastet til fordel for høyrisikoprosjekter. (Bøhren og Michalsen, 89 – 91) Dette er imidlertid ikke tilfelle for selskaper som fokuserer på en spesifikk verdikjede, og gjerne spesialiserer seg på få ledd i denne kjeden. Her er man av den oppfatning av at prosjektets markedsrisiko er den samme som for selskapets eiendeler. Selskapets kapitalkostnad er med andre ord risikomessig sammenlignbar med gjennomsnittlig risikonivå i eksisterende virksomhet. Problemet er her neglisjerbart, og man kan bruke selskapets kapitalkostnad for de aller fleste nye prosjekter. (Bøhren og Michalsen, 91)

### 6.1.3 Risikofri rente

Risikofri rente representerer avkastningen man kan forvente å få ved å plassere kapital i et risikofritt verdipapir. Det finnes ulike måter for å estimere risikofri rente på, blant annet ved å bruke en såkalt statskasseveksler eller statsobligasjoner. (Pål Berthling-Hansen 2011) Hovedforskjellen på disse rentepapirene er løpetid, samt tidspunktet for rentebetaling. Vanlig praksis er å koble rentepapirene til løpetiden til prosjektet, hvor for eksempel et 10-års prosjekt benytter seg av en 10-års statsobligasjon, effektiv rente.

### 6.1.4 Markedets risikopremie

Markedets risikopremie viser hva markedsporteføljen gir i forventet avkastning utover risikofri rente. Vanlig praksis for å estimere risikopremien er å benytte historiske estimater og forvente at disse blir gjeldende utover prosjektets løpetid. Den historiske markedspremien måles på flere måter, hovedsakelig ved bruk av geometriske og aritmetiske gjennomsnitt. (Pål Berthling-Hansen 2011)

$$[E(r_m) - r_f \cdot s_B]$$

### 6.1.5 Betaverdi

Betaverdien er et relativt risikomål som viser aksjens systematiske risiko i forhold til markedsporteføljens risiko, og uttrykker aksjens samvariasjon med markedet. (Bøhren og Michalsen 2010, 46) Betakoeffisienten for en aksje defineres som:

$$\beta_j = \frac{\text{Kov}(r_j, r_m)}{\text{Var}(r_m)} \quad \text{hvor; } r_j = \text{Avkastningen til aksje } j$$

$$r_m = \text{Avkastningen til markedsporteføljen}$$

Markedsporteføljens beta er definert lik 1, og en risikofri investering til beta lik 0. Det vil si at en aksje med beta lik 1 har gjennomsnittlig risiko (perfekt samvariasjon med markedet), mens en aksje med beta lik 0 har ingen risiko. Betaverdier høyere enn 1 angir da at aksjen vurderes å ha risiko som er større enn gjennomsnittsaktsjen i markedsporteføljen. Tilsvarende betyr betaverdier lavere enn 1 at risikoen er mindre enn den systematiske risikoen til markedsporteføljen. Dette sier også noe om hvor følsom aksjen er for markedsbevegelser, hvor høy beta tilsvarer større følsomhet og visa versa. (Bøhren og Michalsen 2010, 46)

### 6.1.6 Gjeldskostnaden

Det er komplisert å beregne gjeldskostnaden for selskaper som opererer med børsnoterte låneforpliktelser. Børsnotert gjeld er som regel bare en liten del av den totale gjelden. Vi kan bruke en forenkling i beregningene av gjeldskostnaden i slike tilfeller, hvor en metode går ut på å finne omtrentlig kredittrating og spread som legges på den risikofrie lånerenten. (Damodaran 2012)

## 6.2 Internrentemetoden

Internrenten er den diskonteringsrenten som gir prosjektet en nåverdi lik null, hvor denne metoden sier at et uavhengig investeringsprosjekt skal aksepteres dersom dets internrente er høyere enn kapitalkostnaden. Det er motsatt tilfelle for finansieringsprosjekter. (Bøhren og Gjærum 2009, 204 – 2013) Metoden er en nær slektning av nåverdimetoden, hvor internrenten  $i$  defineres ved:

$$\sum_{t=0}^T \frac{X_t}{(1+i)^t} = 0$$

Et av problemene ved internrentemetoden er at internrenten bare registrerer relativ lønnsomhet (investering) eller kostnad (finansiering). Det er i hovedsak tre situasjoner hvor problemer kan oppstå ved bruk av denne metoden;

---

Når én og samme kontantstrøm har flere internrenter, dersom kontantstrømmen ikke har noen internrente overhodet, og hvis avkastningskravet til prosjektet varierer over tid.

### **6.3 Tilbakebetalingsmetoden (Payback)**

Denne metoden går ut på å finne ut hvor lang tid det tar før prosjektets samlede innbetalinger overstiger investeringsutlegget. Antall perioder kalles for tilbakebetalingstiden. Kort payback er best – hvor man aksepterer et prosjekt dersom tilbakebetalingstiden er kortere enn tilbakebetalingskravet. (Bøhren og Gjærum 2009, 224) Metoden har to svakheter, hvor den første er at kontantstrømselementenes tidsfordeling ikke tillegges noen form for vektning innenfor tilbakebetalingsperioden. Den andre er at metoden ser bort fra den delen av prosjektets kontantstrøm som kommer etter tilbakebetalingstidspunktet. Det vil si at den implisitt antar at kapitalkostnaden er null innenfor payback-perioden, og uendelig stor utenfor perioden.

Man kan bruke tilbakebetalingstid med diskontering for å fjerne den første svakheten. Dette går ut på å diskontere alle kontantstrømelementene til nåverdi, for så å beregne tilbakebetalingstid baserte på de respektive verdiene. Selv med diskontert tilbakebetalingstid har denne metoden så grunnleggende svakheter at den ikke kan hamle opp med nåverdilogikken. Metoden gir et svar på hvorvidt investeringer er lønnsomme, men er ikke i stand til å estimere hvorvidt den er god eller dårlig.

### **6.4 Annuitetsmetoden**

Denne metoden kan brukes når et prosjekt har lik innbetalingsstrøm i hver periode, da kan man se på innbetalingene i annuitetsform. Annuitetsmetoden går ut på at man skal omgjøre investeringsbeløpet til årlige utbetalinger, for så å beregne differansen mellom årlige inn- og utbetalinger. Dette periodebeløpet reflekterer gjennomsnittskostnaden ved å forrente og avdra den kapitalen som er bundet i prosjektet over planperioden. Hvis gjennomsnittskostnaden for bundet kapital er lavere enn netto årlig innbetaling skal et uavhengig prosjekt aksepteres. (Bøhren og Gjærum 2009, 224)

---

Beslutningsreglene samsvarer med nåverdimetoden, men kun for uavhengige prosjekter. Hvis vi står ovenfor gjensidig utelukkende prosjekter med ulik levetid vil det oppstå uoverensstemmelser med nåverdimetoden, for annuitetsmetoden vil rangere det prosjektet med høyest gjennomsnittsoverskudd fremfor det med størst nåverdi. Da kan man ofte pådra seg store nåverditap, så man bør derfor begrense bruken av annuitetsmetoden til grovvurderinger av prosjekter.

### **6.5 Vurdering av de ulike metodene**

Hver av teoriene bruker hvert sitt lønnsomhetsmål, og de fleste metodene har nevneverdige svakheter i forhold til nåverdimetoden. Som nevnt innledningsvis er nåverdimetoden den mest robuste, men det er flere egenskaper man må ta hensyn til som ikke berøres av nåverdimetoden. Dette er spesielt relevant når det kommer til verdsetting av dynamiske investeringsprosjekter i eksempelvis olje- og gassnæringen. Dagligdagse investeringer kan til en viss grad karakteriseres av tre sentrale egenskaper. Den første er at investeringen er helt eller delvis irreversibel, som tilsier at deler av investeringsbeløpet betegnes som *sunk cost*. Den andre egenskapen er at fremtidig belønning er beheftet med usikkerhet. Den siste dreier seg om igangsettelsestidspunktet som ikke er entydig bestemt. Med andre ord betyr det at man alltid kan igangsette eller utsette handlinger for å fremskaffe mer informasjon om framtidsutsiktene. Et samspill mellom disse tre egenskapene gir en optimal investeringsbeslutning som vi skal se på i neste kapittel. (Klaus Mohn 2007)

## **7. Realopsjonsteori**

Verdien av fleksibilitet i investeringsbeslutninger tar utgangspunkt i alternativkostnader av ulike samfunnsøkonomiske og/eller miljømessige kriterier som er knyttet opp mot et prosjekt. Eksempelvis kan dette være verdien av å unnlate å bygge ut et oljefelt dersom oljeprisen går ned. Den tradisjonelle nåverdimetoden har en tendens til å undervurdere verdien av slike prosjekter på grunn av at den ikke fanger opp de ulike opsjonene som ledelsen av et prosjekt har i løpet av dets levetid, dermed også investeringsmulighetene. Realopsjoner tar hensyn til nettopp slike økonomiske implikasjoner av fleksibiliteten i slike avveininger.



---

### 7.1 Definisjon og verdidrivere

En realopsjon er definert som: «Rettigheten, men ikke forpliktelsen, til å utføre en handling (ekspandere, legge ned, kontraktsfeste, utsette, mv.) til en avtalt pris innenfor en avtalt tidsperiode. Verdien av realopsjoner avhenger av fem grunnleggende finansielle variabler i tillegg til en sjette. Det presiseres at andre variabler også kan være aktuelle. (Copeland og Antikarov 2003, 5) De seks variabler som påvirker opsjonsverdien er opplistet som følger:

*Verdien av den underliggende (aktivum) risikofylte eiendel (S):*

I tilfellet for realopsjoner vil det her være snakk om verdien av prosjekter, investeringer eller ervervelser. Dersom verdien av den underliggende eiendelen øker, vil det samme skje for verdien av opsjonen. Hovedforskjellen mellom finansielle opsjoner og realopsjoner er at eieren av en finansiell opsjon ikke kan påvirke verdien av det underliggende (for eksempel en aksjekurs).

*Utøvelsesprisen (K):*

Dette er pengebeløpet som investeres for å utøve opsjonen hvis man kjøper eiendelen (med en kjøpsopsjon), eller pengebeløpet som mottas dersom man selger den (med en salgsopsjon). Verdien av en kjøpsopsjon (call) vil synke dersom utøvelsesprisen på en opsjon øker, og motsatt tilfellet for verdien av en salgsopsjon (put) som økes.

*Tid til forfall for opsjonen (T):*

Opsjonsverdien øker i takt med tiden til forfall på den gjeldende opsjonen.

*Standardavviket (volatiliteten) til verdien av den underliggende eiendelen ( $\sigma$ ):*

Verdien av en opsjon øker proporsjonalt med risikoen til underliggende (prosjektet) på bakgrunn av at payoff på kjøpsopsjoner avhenger av at verdien på underliggende er større enn utøvelsesprisen, samt at sannsynligheten for dette øker med volatiliteten til underliggende eiendel.

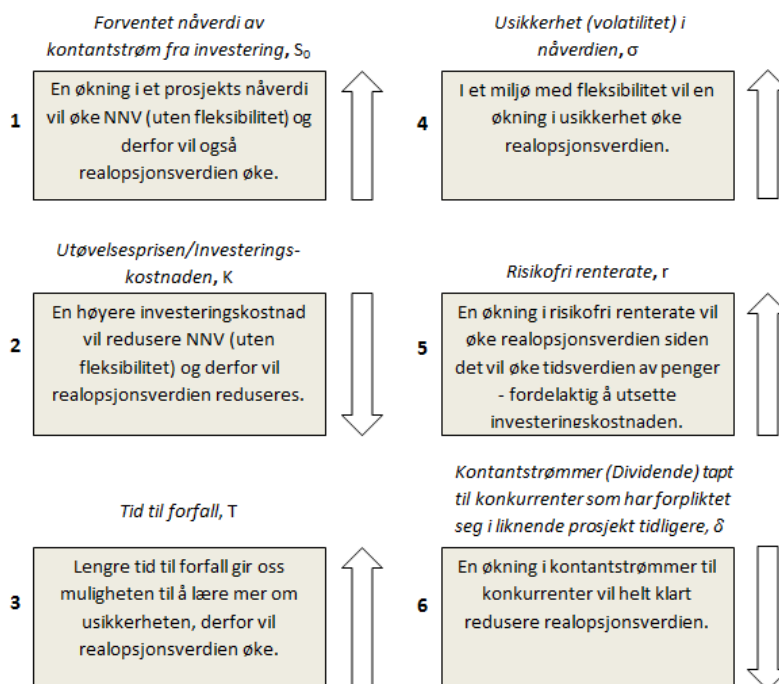
*Risikofri renterate i opsjonens levetid ( $r$ ):*

Utviklingen i risikofri rente gjennom opsjonens levetid vil redusere eller øke verdien av en opsjon.

*Dividende:*

En utsettelse av beslutningen vil kunne bety at konkurrentene tar en større andel av de fremtidige kontantstrømmene. For realopsjoner ses dividende på som verdien av tapte kontantstrømmer alt ettersom prosjektet er igangsatt eller ikke.

Hvordan disse variablene påvirker opsjonsverdien illustreres i følgende figur gjengitt fra Copeland og Antikarov (2003, 7):



Figur 6: De seks variablene som påvirker opsjonsverdien

## 7.2 Forskjellen mellom finansielle opsjoner og realopsjoner

Det er flere forskjeller mellom finansielle og realopsjoner. Det underliggende aktivum for en finansiell opsjon er eksempelvis en sikkerhet i form av en aksjeandel, eller en obligasjon. Realopsjoner har et håndgripelig aktivum i form av en bedriftsenhet eller prosjekt. Begge alternativene oppfyller definisjonen i form av at man har en rett, men ikke en plikt til å utføre en handling.

Finansielle opsjoner skrives ut på grunnlag av omsatte verdipapirer, noe som gjør at det er enkelt å beregne parametere. Sikkerhetsprisen er normalt enkelt å observere i slike tilfeller.

---

Med realopsjoner er det underliggende vanligvis ikke en omsatt eiendel, derfor kan vi gjøre den såkalte ‘‘Market Asset Disclaimer’’ antagelsen slik at vi kan beregne nåverdien av det underliggende uten fleksibilitet ved å benytte oss av tradisjonelle nåverditeknikker. (Copeland og Antikarov, 111)

En annen vesentlig forskjell er at de fleste finansielle opsjonene er såkalte «side bets», de er ikke utstedt av selskapet, men av uavhengige parter som skriver dem og kjøper de som er skrevet. Realopsjoner er annerledes fordi ledelsen kontrollerer verdien, og har mulighet til å øke eller nedjustere den i takt med utviklingen selv.

### ***7.3 Ulike typer realopsjoner***

Realopsjoner klassifiseres i all hovedsak på bakgrunn av den typen fleksibilitet som de tilbyr. Det finnes to hovedtyper av opsjoner; kjøpsopsjoner og salgsopsjoner. En kjøpsopsjon er retten til å kjøpe den avtalte eiendelen til en på forhånd avtalt pris. For en salgsopsjon har vi det motsatte, med andre ord retten til å selge den avtalte eiendelen til en på forhånd avtalt pris. I usikre marked foreligger opsjoner til å utsette oppstarten av et prosjekt. Andre typer opsjoner inneholder opsjonen til å ekspandere et prosjekt, eller rett og slett nedskalere ressursbruken. Vi har også opsjoner på å nedbygge hele forretningsområder og produksjonsområder til utraneringsverdi. (Smit og Trigeorgis 2004, 108)

Det finnes også vekstopsjoner hvor utøvelsen av en opsjon fører til nye investeringsmuligheter som igjen muliggjør nye opsjoner. Slike opsjoner klassifiseres som sammensatte opsjoner. Alle investeringsprosjekt som man kan dele opp i faser passer under denne klassifiseringen. Man har her opsjoner på en opsjon i form av fremtidige vekstmuligheter. For å illustrere med et eksempel tar vi for oss et utbyggingsprosjekt. Her har man muligheten til å dele opp byggingen i faser, eksempelvis arkitektfasen, beregningsfasen og selve byggefasen.

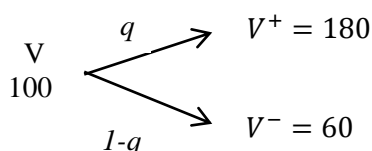
Prosjektet kan stoppes på ethvert tidspunkt i alle faser, men en forutsetning for å komme til beregningsfasen overhodet er at arkitektfasen ble gjennomført. Man kan da se på hver fase som en opsjon som er betinget av tidligere utøvelser av andre opsjoner – en opsjon på en opsjon. (Copeland og Antikarov 2003, 19) Vi skal redegjøre mer for sammensatte opsjoner i avsnitt 8.5, da denne typen opsjoner er av særskilt relevans.

## 7.4 Verdssettelse av realopsjoner

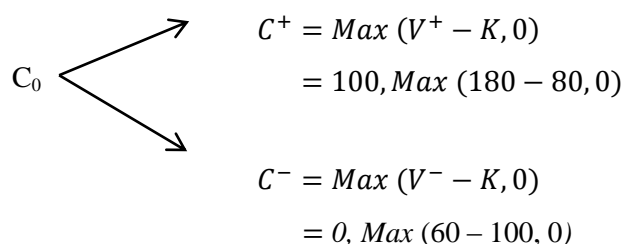
Når man skal verdsette realopsjoner tar man utgangspunkt i de samme metodene som benyttes for finansielle opsjoner. Realopsjoner deler de samme hovedprinsippene som de finansielle, men det er enkelte trekk man bør være klar over som nevnt i foregående avsnitt. Vi skal redegjøre for en binomisk opsjonsprisinde modell for finansielle opsjoner, hvor hovedideen er at opsjonsverdien fastsettes ved å anta at en dupliserende portefølje av finansielle aktiva kan konstrueres slik at man oppnår samme avkastning som opsjonen i enhver tilstand i fremtiden.

### 7.4.1 Binomisk opsjonsprisinde modell

Vi ser på en enkel ett-steps modell for å forklare hvordan den binomiske opsjonsprisinde modellen fungerer i praksis. Utgangspunktet tas i en repliserende strategi hvor man ved hjelp av det underliggende og det risikofrie aktivum konstruerer en portefølje hvis kontantstrøm er perfekt kopi av kontantstrømmen fra opsjonen i alle mulige fremtidige tilstander. (Smit og Trigeorgis 2004, 156) Vi antar at en aksje verdien  $V = 100$ . Videre antar vi at aksjekursen på det neste tidspunktet enten øker med en oppgangsfaktor  $u$  ( $180/100 = 1,8$ ) til  $V^+ = 180$  eller falle med en nedgangsfaktor  $d$  ( $60/100 = 0,6$ ) til  $V^- = 60$ . Sannsynlighetene for oppgang og nedgang er henholdsvis  $q$  og  $(1 - q)$  som illustrert i treet under:



Verdien av opsjonen finner vi ved å subtrahere utøvelsesprisen,  $K$ , fra prisen på underliggende aktiva. Vi antar at utøvelsesprisen,  $K = 80$  og at risikofri renterate,  $r = 0,08$  (8 %). I figuren under er verdien av kjøpsopsjonen ved endt periode dersom aksjeprisen går opp eller ned.



Vi starter alltid på enden av beslutningstreet og ser på de optimale utbetalingene (payoffs) ved utkanten av noden (kontantstrømmen) og jobber oss bakover for å finne prosjektets verdi ( $C$ ). Payoff ved slutten av hver periode formuleres som illustrert i figuren over lik:  $payoff = \text{Max}(V_t, K)$ .

La oss nå danne en dupliserende portefølje som består av  $N$  antall aksjer av underliggende aksje til dagens pris,  $V$ , og  $B$  kroner av en risikofri obligasjon. Da får vi at dagens verdi av kjøpsopsjonen må være:  $C = (NV - B)$  Etter endt periode må man betale tilbake det som har blitt lånt ved starten, i vårt tilfelle den risikofrie obligasjonen, i tillegg til renter. Dette kan formuleres som  $B(1 + r_f)$ . I og med at utløpsverdien i porteføljen ved *opp* ( $u$ ) og *ned* ( $d$ ) må tilsvare verdien av kjøpsopsjonen i samme tilfelle får vi to følgende ligninger:

$$\text{Opp } (u) : C^+ = NV^+ + B(1 + r_f)$$

$$\text{Ned } (d) : C^- = -[NV^- + B(1 + r_f)]$$

Kontantstrømmene av den dupliserende porteføljen må være de samme som for kjøpsopsjonen i henhold til regelen om lik avkastning, og løser vi ligningene med hensyn på  $N$  og  $B$  får vi at:

$$N = \frac{C^+ - C^-}{V^+ - V^-} = \frac{(100 - 0)}{(180 - 60)} = 0,83$$

$$B = \frac{mV^- - C^-}{(1 + r_f)} = \frac{(0,83 * 60) - 0}{1,08} = 46$$

Hedge ratio,  $N$ , er betegnelsen på det antallet av underliggende eiendel man må kjøpe for å kopiere en opsjon i neste periode. Vi kan med andre ord kopiere opsjonsavkastningen ved å kjøpe  $N$  (0,83) andeler av underliggende aksje til dagens pris,  $V$ , og låne beløpet  $B$  (46) til risikofri rente,  $r$ . I tillegg må vi ta hensyn til de risikonøytrale sannsynlighetene som gjelder i en risikonøytral verden der investorer er indifferente til risiko. Dersom vi utreder formlene over får vi formelen for opsjonsverdien til kjøpsopsjonen der risikonøytrale sannsynligheter er innberegnet:

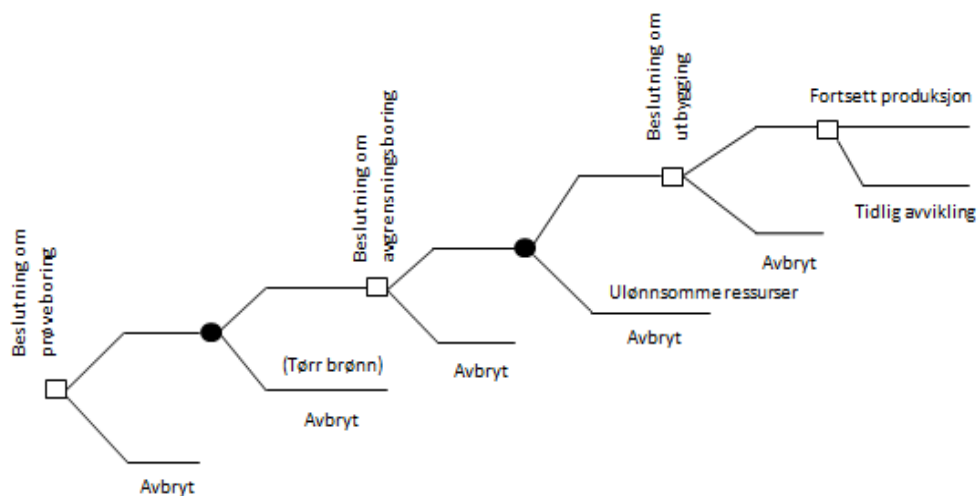
$$C_0 = \frac{[pC^+ + (1-p)C^-]}{(1+r_f)} = \frac{[0,4 * 100 + 0,6 * 0]}{(1,08)} = 37$$

hvor de risikojusterte sannsynlighetene er;

$$p = \frac{(1+r_f)V^+ - V^-}{(V^+ - V^-)} = \frac{1,08 * 100 - 60}{(180 - 60)} = 0,4 \text{ og } (1-p) = 0,6$$

### 7.5 Sammensatte opsjoner i olje- og gassnæringen

Sammensatte opsjoner har vesentlig relevans for olje- og gassindustrien. I et oljefelt er en tidlig investering starten på en kjede av nye investeringer der utøvelsen av en opsjon frigjør en ny opsjon. Leteaktivitet og utviklingen av naturressursene her har multiple faser i form av boring, konstruksjon av oljeraffineri, rørssystem, etc. Fleksibilitet som skapes av at informasjon gjennom aktivitet avsløres over tid har her stor verdi, og er av vesentlig betydning og bør tas med i verdsettelsen. (Klaus Mohn 2007)



Figur 7: Beslutningstre bestående av sammensatte opsjoner

Figuren over fra Smit og Trigeorgis (2004, 137) viser at hvert steg i et olje- eller gassprosjekt er av sekvensiell art bestående av sammensatte kjøpsopsjoner hvor utøvelsen av en opsjon frigjør en annen. Ut av figuren har vi følgende beslutningspunkt (opsjoner):

---

*Opsjonen om å starte prøveboring:* Geologiske og geofysiske undersøkelser brukes til å identifisere potensielle steder for boring. Basert på disse prospektene kan ledelsen søke om en letelisens og starte prøveboring.

*Opsjonen om å investere i avgrensingsboring:* Hvis det oppdages olje under prøveboringen, kan videre avgrensingsboring avgjøre om reservoarene er store nok til at de egner seg til kommersiell produksjon.

*Opsjonen om å investere i utbygging:* Etter letefasen og informasjonen om oljereservene foreligger, har ledelsen opsjonen om å utvikle feltet og starte utbygging, eller avvikle operasjonen.

*Opsjonen om å avvikle produksjon:* Ved slutten av et oljefelts levetid har man høye fjerningskostnader. Opsjonen om å avvikle produksjonen tidligere foreligger for å unngå ytterligere ekstra faste kostnader. I Nordsjøen har opsjonen om midlertidig stans av produksjon lav verdi, da det gir en svært rask forverring av rørledninger og anlegg. Endelig avvikling av produksjon vil skje når verdien for å fortsette (eller avvikle senere) faller under verdien av å avvikle produksjonen.

### 7.5.1 Usikkerhetsfaktorer og verdien av informasjon

Prøveboring gir oss verdifull informasjon på det geologiske aspektet av oljefeltet ved å kartlegge tilstedeværelsen av hydrokarboner. Avgrensingsboringen kan fastslå størrelsen på reservoaret. Denne informasjonen hjelper oss å redusere usikkerheten knyttet til reservoarstørrelsen, og er av stor verdi. En vesentlig usikkerhetsfaktor i oljeprosjekter er fluktuasjoner i oljeprisen. Størrelsen på reservoaret kombinert med estimater på fremtidig oljepris gjør oss i stand til å avgjøre om oljefeltet er skikket for kommersiell produksjon. Usikkerhet og risikoen knyttet til prosjektet utvikler seg over levetiden, så en beslutning om å investere i prøveboring kan først gjøres ved å se på fremtidige konsekvenser. Beslutninger bestående av verdifull informasjon kan gjøres ettersom usikkerhet reduseres over tid. For eksempel avhenger beslutningen om å investere i produksjonsfasiliteter av størrelsen på reservoaret som bestemmes i fase 1 hvor prøveboring foretas. Når prosjektet verdsettes starter vi med terminalnoden i beslutningstreet, og bestemmer den optimale beslutningen på hvert av punktene ved å jobbe oss bakover. (Smit og Trigeorgis 2004, 136)

## **8. Risiko**

Det er viktig å huske på når vi vurderer et prosjekts risiko at den må sees fra eiernes synspunkt, med utgangspunkt i hele deres formue. Det er rimelig å forutsette at investorer har risikoaversjon, noe som tilsier at de er villige til å betale dyrt for aksjer med lav usikkerhet og visa versa. I det følgende blir det redegjort for risikomomentet i prosjektanalyser. Vi starter med å dele opp den totale risikoen i to ulike typer for risiko - usystematisk og systematisk risiko.

### **8.1 Usystematisk risiko**

Usystematisk risiko er usikkerhet knyttet til eksempelvis en aksjes avkastning som investor kan bli kvitt ved å diversifisere sin portefølje. (Bøhren og Michalsen 2010, 44) Vi klassifiserer denne typen for risiko som diversifiserbar i så måte, hvor en veldiversifisert portefølje har nesten ingen usystematiske risikoelementer. Kjennetegnet på slike usystematiske elementer er at den er spesifikk for den ene, eller bare noen få bedrifter, en såkalt bedriftsspesifikk risiko.

### **8.2 Systematisk risiko**

Systematisk risiko er usikkerhet som investor ikke kan bli kvitt ved å diversifisere, og reflekteres i samvariasjonen mellom aksjens og markedsporteføljens avkastning. Dette er mer bestemt aksjens relevante risiko, og fremstilles i form av betaverdi for børsnoterte selskaper. (Bøhren og Michalsen 2010, 45) Kjennetegn på systematisk risiko er at den skyldes hendelser som virker på alle selskaper som investor ikke kan beskytte seg mot gjennom å diversifisere porteføljen. I og med at usystematisk risiko diversifiseres bort, består en veldiversifisert portefølje nesten bare systematisk risiko, hvor eksempelvis markedsporteføljen har utelukkende slik risiko, eller såkalt markedsrisiko.

### **8.3 Total risiko**

Summen av de to risikotypene kalles for total risiko. Det er stor variasjon mellom enkelte selskaper hvor stor andel av den totale risikoen som er systematisk, hvor eksempelvis 2/5 av usikkerheten er diversifiserbar i Norsk Hydro kontra 4/5 i Olav Thon Eiendom. (Bøhren og Michalsen 2010, 45)



---

#### **8.4 Risiko og inflasjon i investeringsanalyser**

Det er viktig at risiko og inflasjon behandles på en relevant måte når man skal estimere kontantstrømmer. Dersom man har en usikker kontantstrøm skal man benytte en realrente som inkluderer en risikopremie for usikkerhet. Det samme tilfellet gjelder for inflasjon, hvor man i slike tilfeller benytter seg av en rente som inkluderer inflasjon. Realrente består av risikofri rente + risikopremie, og er den avkastningen man får på en investering korrigert for inflasjon.

Nominell rente består av realrente + inflasjonskompensasjon, hvor inflasjon skal opprettholde pengenes kjøpekraft. (Aage Sending 2009) Reell kontantstrøm er beregnet i en fast kroneverdi uten inflasjonsjustering, hvor vi har motsatt tilfelle for den nominelle kontantstrømmen som beregnes i løpende inflatert kroneverdi.

En relevant måte å beregne kontantstrømmer på er at man benytter nominell rente på kontantstrømmer målt i nominelle kroner, og realrente på kontantstrømmer i faste priser. Den mest utbredte måten å utarbeide kalkylene på er å bruke fast kroneverdi da det er vanskelig å anslå fremtidig inflasjonsnivå. Det er imidlertid ingen dårlig måte å gjøre det på, i og med at man oppnår samme sluttresultat såfremt man benytter seg av riktig rente til relevant kontantstrøm.

### **9. Petroleumsbeskatning**

Skattelegging av petroleumsvirksomhet på norsk kontinentalsokkel berøres av petroleumsskatteloven, og er et vesentlig kontantstrømelement i forbindelse med en prosjektanalyse av et oljefelt. Loven bygger i utgangspunktet på reglene for ordinær bedriftsbeskatning, men inneholder i tillegg en særskatt som begrunnes i de spesielt gode fortjenestemulighetene ved sokkelvirksomhet.

#### **9.1 Skattesatser**

Skatteberegningen av petroleumsvirksomhet består av to skattesatser – selskapskatt og særskatt. Av inntekt fra olje- og gassproduksjon skal det betales alminnelig selskapskatt på 28 prosent. Beregningen av alminnelig inntekt bygger på reglene for skattelovens vanlige regler. Det er imidlertid særskilte regler for prisfastsettelsen, avskrivninger fremføring av underskudd fra tidligere år.

På bakgrunn av de spesielt gode fortjenestemulighetene ved sokkelvirksomhet skal det i tillegg svares særskatt av virksomheten. Denne satsen har vært 50

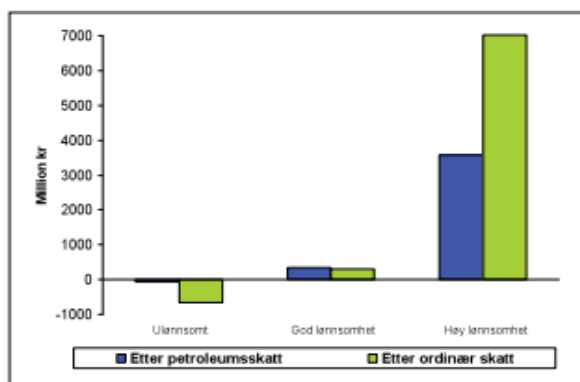
prosent siden 1992 og fastsettes årlig i Stortingets skattevedtak. Totalt ender oljeselskapenes marginalsatt da på 78 prosent. Det er imidlertid gitt et særskilt fradrag i beregningsgrunnlaget for særskatt kalt friinntekt. Gjennomsnittlig skattesats for sokkelselskaper vil derfor i praksis være lavere enn marginalsattesatsen. (Skatteetaten 2010)

### 9.2 Avskrivingsreglene

De viktigste driftsmidlene i forbindelse med sokkelvirksomheten skal avskrives med  $16 \frac{2}{3}$  prosent årlig fra året investeringsutgiften oppstår. Avskrivingsreglene gjelder kun for faste anlegg på norsk sokkel, og er ment for å gi en form for kompensasjon på bakgrunn av de høye investeringskostnadene i forbindelse med utvikling av oljeprosjekter. Dette kommer til sin rett i beregningen av skattegrunnlaget hvor slike avskrivninger gir rett til fradrag i alminnelig inntekt, og i særskattegrunnlaget i form av friinntekt. Andre driftsmidler avskrives etter saldometoden i henhold til de alminnelige reglene i skatteloven. (Skatteetaten 2010)

### 9.3 Friinntekt

Friinntekt (uplift) beregnes på grunnlag av de samme investeringene ovenfor som avskrives lineært over 6 år, og er følgelig et inntektsfradrag i særskattegrunnlaget i form av et ekstra avskrivningsfradrag. Friinntekt utgjør 7,5 prosent i 4 år, til sammen 30 prosent. Dersom friinntekten det enkelte år utgjør mer enn grunnlaget for særskatt, kan det framføres som overskytende friinntekt til fradrag i særskattegrunnlag et senere år. På denne måten sikrer friinntekten at det ikke påløper særskatt på svært marginalt lønnsomme felt.



Figur 8: Eksempel på et prosjekts verdi etter skatt

---

Figuren over er hentet fra utvinningsutvalgets rapport (2010) og viser et eksempel på hvordan skattesystemet påvirker et prosjekts verdi. Det er med andre ord først for svært lønnsomme felt at petroleumsskattesystemet gir en høyere skattebelastning enn det ordinære skattesystemet.

#### ***9.4 Fremførbart underskudd***

Underskudd i sokkelvirksomhet skal fremføres med tillegg av en rente som nøytraliserer tidsverdien, og legges til underskuddet ved utgangen av hvert inntektsår. Renten for fremføring av underskudd og overskytende friinntekt fastsettes årlig av Finansdepartementet og er for 2011 på 1,9 % som forelagt i tabeller og satser på skatteetaten sine nettsider. (Skatteetaten 2011)

#### ***9.5 Utgifter til fjerning av sokkelanlegg***

I forbindelse med fjerningskostnadene som oppstår i avslutningen av petroleumsvirksomheten på et felt er det gitt en egen lov som heter Fjerningstilskuddsloven. Selskaper blir kompensert av myndigheten med et tilskudd som skal tilsvare gjennomsnittlig skatteprosent. Tilskuddet utbetales løpende med kostnadene, og kommer til uttrykk som et positivt fortegn i beregningen av skattekostnaden for tilhørende år.

#### ***9.6 Terminskatt***

Aktørene på norsk sokkel har løpende skatteinnbetalinger i seks terminer, hvor tre av terminene skal betales i inntektsåret. I praksis får man da en forskyvning av betalbar skatt på et halvt år som må periodiseres i beregningen av den totale skattekostnaden for respektive år.

### **10. Prosjektets kontantstrøm**

Kontantstrømmen beskriver de økonomiske konsekvensene av et prosjekt, og er den viktigste delen i en investeringsanalyse. Vi vil her med bakgrunn i presentasjonene av oljemarkedet i Norge og forutsetningene for utbygging og produksjon estimere de ulike variablene i kontantstrømmen til Jette utbyggingsprosjekt.

For å budsjettere kontantstrømmen har vi i samtaler med Det norske kommet frem til ulike økonomiske forutsetninger som grunnlag for nåverdianalysen. Vi bruker flat olje- og valutakurs (USD), noe vi tar hensyn til i scenario og følsomhetsanalyser senere i analysekapittelet. Omregningsfaktorer vedrørende oljeekvivalenter til relevante måletall er hentet fra vedlegg 4 i oljedirektoratets faktahefte fra 2012. (Oljedirektoratet 2012)

Utgangspunktet vårt er et base-case hvor følgende forutsetninger legges til grunn:

<i>Generelle forutsetninger</i>		2013	2014-
Oljepris	USD2011/fat	75	75
Gasspris (salgsgass)	NOK2011/Sm <sup>3</sup>	1,80	1,90
Valutakurs	NOK/USD	6,0	6,0
Inflasjon (NOK og USD)	% p.a.	2,5	2,5

Tabell 5: Økonomiske forutsetninger

### **10.1 Økonomisk levetid**

Det norske påbegynte planlegging og utvikling av Jettefeltet flere år tilbake. Estimerte volumer i Jettereservoaret løper fra år 2011 til 2020 på bakgrunn av tidspunktet hvor plan for utbygging og drift ble oversendt myndigheten, og vi får en potensiell økonomisk levetid på 10 år. Endelig økonomisk levetid på Jette vil hovedsakelig avhenge av oljepriser og produksjonsprofiler, men også produksjonsvolumer over Jotunplattformen. I Jettes plan for utvikling og drift er det tilrettelagt for videre utvikling av feltet som kan forlenge levetiden. Vi anslår den økonomiske levetiden til Jette å være 10 år av enkelthets skyld, men presiserer at i et realistisk scenario med en oljepris på 75 USD2011/fat vil Jette avslutte produksjon i 2017 og tilhørende installasjoner vil fjernes i 2018.

### **10.2 Investeringer**

Estimerte investeringer på Jette går over 3 perioder og summerer seg opp til totalt 2 528 MNOK. Investeringene består i hovedsak av modifiseringer på Jotun B plattformen, prosjektforberedelser, undervannsinstallasjoner og rør samt boring påfølgende komplettering av disse brønnene. Det er også inkludert en prosjektreserve på 500 MNOK som skal dekke eventuelle uforutsette forsinkelser

og følgekostnader fremlagt i vedlegg 2. Prosjektreserven er ikke inkludert i de økonomiske analysene. Kostnadsfordelingen (MNOK2011) hentet ut fra Det norske plan for utbygging av drift (PUD) er som følger:

	<b>SUM Invest.</b>	Prosjektledelse	Brønner	Subsea og rør	Jotun B modifikasjoner	Andre Invest.	Forsikring
<b>2011</b>	<b>318</b>	42	17	197	31	26	5
<b>2012</b>	<b>2170</b>	127	1140	628	118	127	30
<b>2013</b>	<b>40</b>	21	2	4		13	
<b>SUM</b>	<b>2528</b>	190	1159	829	149	166	35

Tabell 6: Investeringskostnader

### 10.3 Driftsinntekter

Forventede olje- og gassinntekter er beregnet ut fra en estimert salgsprofil som er redusert i forhold til olje- og gassproduksjonsprofilene til reservoaret. Denne avviker noe fra produksjonsprofilene i vedlegg 3. Utsettelse av gassproduksjonen på Jotun som følge av Jette kompenseres med en reduksjon av oljevolumer med 250 fat/dag i 2013, og deretter reduseres tallet med ti prosent per år. I gassprofilen er brenselgass og fakling hensyntatt ved å redusere gassvolumene med to prosent av olje- og gassproduksjonsvolumer i oljeekvivalenter.

Estimert salgsprofil er innhentet fra Det norske fra Jettes plan for utvikling og drift (2011) og foreligger i vedlegg 4. Vi får da følgende driftsinntekter for utbyggingsprosjektet:

<b>År</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
Driftsinntekter (MNOK 2011)	0	0	2111,9	1597,8	825,5

<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
456,3	274,9	193,6	146,4	0

Tabell 7: Forventede årlige driftsinntekter

### 10.4 Driftskostnader

Driftskostnadene er på lik linje med inntektene beregnet på bakgrunn av innhentet sekundærdata fra Det norske. Det presiseres at dette er forventede estimater som er beregnet på beslutningstidspunktet i 2011.

Estimerte driftskostnader består i hovedsak av kostnader på olje- og gastransport, brønnvedlikehold samt tariff og OPEX-delning med Jotun. I tillegg løper årlige kostnader på forskning og utvikling samt en kostnad for fjerning i år 2020 på kr 320 MNOK. (Vedlegg 5)

År	2011	2012	2013	2014	2015
Driftskostnader (MNOK 2011)	11	67	211	190	138

2016	2017	2018	2019	2020
308	252	243	206	320

Tabell 8: Forventede årlige driftskostnader

Tariffer og OPEX-delning med Jotun er den største driftskostnaden på Jette og er beregnet på bakgrunn av avtalen for tilkobling og prosessering med Jotun. (PUD) Avtalen går ut på deling av operasjonelle kostnader på Jotun basert på gjennomstrømningsrater og tariff. NO<sub>x</sub>- og CO<sub>2</sub>-avgift er inkludert som en del av denne avtalen og inngår i kostnaden for tariff og OPEX-delning. Gjennomsnittlige årlige kostnader for tariff og OPEX-delning med Jotun estimeres til 1 116,3 MNOK. Tilsvarende gjennomsnitt for operatørkostnader og brønnvedlikehold er 18,8 MNOK og 3 MNOK. Olje- og gastransport har årlige gjennomsnittlige kostnader på henholdsvis 9,8 og 3,5 mill. NOK. Fordeling av årlige driftskostnader hvor tariff og gjennomstrømningsrater er innberegnet foreligger i vedlegg 5 og er hentet fra PUD-dokumentet. (Det norske 2011)

### 10.5 Skattekostnad og avskrivninger

Skattelegging av petroleumsvirksomhet på norsk kontinentalsokkel berøres av den særskilte petroleumsskatteloven. Dette gjør skatteberegningen noe spesiell og krevende for et investeringsprosjekt som Jette. I hovedsak er det skattemessige konsolideringseffekter i form av fremførbart underskudd og godskrivning av skatt og fjerningskostnader som preger skatteberegningen.

Påfølgende tabell for beregning av særskatt illustrerer effekten av fremførbart underskudd med tilhørende rente avrundet til 2 prosent, samt friinntekt.

Beregningene på skattekostnaden i sin helhet finnes i vedlegg 6, hvor beregninger på avskrivninger og uplift foreligger i vedlegg 7.

		11	12	2013	14	15	16	17	18	19	2020
IB Særskatte- grunnlag			-89	-773	0	0	0	-281	-639	-709	-784
Endring		-88	-668	1290	797	100	-276	-345	-56	-60	-320
UB Særskatte- grunnlag		-88	-758	517	797	100	-276	-627	-696	-769	-1104
<b>Særskatt (50 %)</b>	<b>-707</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-259</b>	<b>-398</b>	<b>-50</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

Tabell 9: Effekten av fremførbart underskudd

Kolonnen for *endring* viser effekten av friinntekt, hvor tallene avviker som følge av fradraget i forhold til beregningene av alminnelig selskapsskatt i vedlegg 6. IB Skattegrunnlag er forrentet med 2 prosent rente fra UB Skattegrunnlag, og viser effekten av å ha fremførbart underskudd før man er i full skatteposisjon.

Som vi ser er Det norske i skatteposisjon i 2013 – 2015. På grunn av godskrevet skatt som følge av fremførbart underskudd samt effekten av terminskatt er betalbar skatt ikke lik beregnet skattekostnad. Når alle særreglene i petroleumsskatteloven er hensyntatt får vi følgende skattekostnad for produksjonsårene til Jette:

År	2011	2012	2013	2014	2015
Beregnet skatt (MNOK 2011)	30,92	265,42	-295,14	-866,95	-399,66
	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
	44,90	241,98	156,58	45,09	148,04

Tabell 10: Forventede årlige driftskostnader

Totale skattekostnader som er periodisert til netto nåverdi faller på – 628,82 MNOK. Den positive skatteeffekten på 124,8 MNOK i år 2021 skyldes en spesiell beregning på fjerningskostnaden. Fjerningskostnaden behandles skattemessig med at den gir et positivt fortegn på skatt, forskjøvet et halvt år.

## 10.6 Estimert kontantstrøm

Tabell 13 viser den totale netto kontantstrømmen etter skatt som er til fordeling i det enkelte år i reelle tall. Dette er den relevante kontantstrømmen som skal brukes i investeringsanalysen, hvor det er tatt hensyn til effekten av fremførbart underskudd og andre skattemessige konsolideringseffekter. Kontantstrømmen er beregnet i sin helhet ved bruk av Excel i vedlegg 8 hvor alle relevante kontantstrømfaktorer foreligger.

År	2011	2012	2013	2014	2015
FCF etter skatt	-298,08	-1971,6	1565,8	540,82	287,80
	2016	2017	2018	2019	2020
	193,15	264,85	107,22	-14,50	-171,96

Tabell 11: Netto kontantstrøm etter skatt (tall i MNOK)

## 11. Konsistensbetingelser

I forbindelse med beregninger av relevant avkastningskrav til kontantstrøm er det viktig at vi har samme beregningsgrunnlag på alle tilhørende kontantstrømelementer. Man skal eksempelvis benytte seg av fast realrente ved reelle kontantstrømmer målt i dagens kroneverdi, og løpende nominelle renter i motsatt tilfelle. Når vi skal beregne kapitalkostnaden til Jette utbyggingsprosjekt er det viktig at vi ser på noen sentrale områder som gjør beregningene konsistente.

### 11.1 Valgt periode

Når vi skal bestemme relevant periodelengde må vi ta visse forutsetninger på bakgrunn av at diskonteringsstidspunktet til Jette-prosjektet er satt til 1.7.2011. Vi forutsetter at alt av forberedelser og investeringer i perioden før har blitt gjort løpende hele året, slik at vi kan legge årlig periodelengde til grunn. Renter og netto kontantstrøm blir da belastet i slutten av hver periode – ikke halvårlig. Den økonomiske levetiden på 10 år vil da være konsistent med beregningene, da 9,5 år ville skapt problemer for det første året.



### **11.2 *Bruk av reelle tall***

I investeringsanalysen av Jette utbyggingsprosjekt bruker vi reelle (faste) tall beregnet i år 2011. Dette gjør vi på bakgrunn av at tallgrunnlaget som foreligger fra Jettes plan for utbygging og drift fra 2011. Tallene er gjennomgående konsistente i alle beregninger, hvor vi blant annet bruker flat valutakurs og oljepris for alle år. Dette gjøres på bakgrunn av anbefalinger fra Det norske da det ikke vil gi nevneverdig innvirkning på netto nåverdi når man opererer med såpass høye tall.

### **11.3 *Skatt***

I og med at vi skal beregne netto nåverdi etter skatt skal, må avkastningskravet justeres for en skattesats. Dersom vi skal legge den ordinære skattesatsen til grunn vil vi ende opp med en skattesats på 78 % for petroleumssektoren. Vi må imidlertid ta høyde for særskatten på 50 % som gir skattefordeler i form av friinntekt. Skattefordelen kan vi trekke fra skattesatsen over en gitt periode, slik at den marginale skattesatsen vil bli noe lavere. Vi etablerer dermed en relevant skattesats til 70 % til bruk i beregningene for kapitalkostnaden.

### **11.4 *Risikovurderinger***

Vi skiller i hovedsak mellom usystematisk og systematisk risiko når vi skal foreta risikovurderinger i forbindelse investeringsanalyse av prosjekter. I tillegg kan det lønne seg å konkretisere mer hvilken form for henholdsvis systematisk og usystematisk risiko vi har med å gjøre. Investeringsrisiko er usikkerhet som skrives fra selskapets innkjøp, produksjon og salg, med andre ord utelukkende fra eiendelssiden av balansen. Andre navn på investeringsrisiko er eksempelvis eiendelsrisiko, prosjektrisiko eller forretningsrisiko. (Bøhren og Michalsen 2010, 219) Risikokildene her avhenger av typiske makroøkonomiske forhold, hvor relevante risikofaktorer for Det norske vil være knyttet til investeringen i feltet i form av produksjonsvolumer, driftskostnader, oljepris og investeringskostnader. Videre ser vi på Jettes relevante risiko på bakgrunn av prosjektets samvariasjon med øvrig virksomhet. Totalrisikoen kan ses på som summen av risikoen i samtlige prosjekter Det norske er involvert i. Videre spiller eieres risikoappetitt en stor rolle her. Vi forutsetter at eierne er rasjonelle, og har risikoaversjon.

Systematisk risiko vil for Det norske typisk knytte seg til kommersiell og politisk risiko. For politisk risiko innebærer dette risikoen for endringer i de politiske rammebetingelsene, hvor det for eksempel kan være hvordan lisenstildelinger foregår og ulike rammebetingelser for aktørene. I PESTEL-analysen i den strategiske analysen konkluderte vi med at Norge har et stabilt politisk system med lav politisk risiko. Kommersiell risiko knyttes til valuta-, oljepris og gasspriserisiko. Både valutarisikoen og olje- og gasspriserisikoen er signifikant, og figuren under illustrerer volatiliteten i eksempelvis valutakurser.



Figur 9: Valutakryss USD/NOK i perioden 16.05.11 til 10.05.12. (Netfonds 2012)

Som figuren viser er det relativt stor volatilitet i valutakurser hvor USD/NOK svinger mellom 6 NOK og 5,35 NOK bare på ett år med tilhørende standardavvik mellom 0,18 og 0,04. Olje- og gasspriserisiko innebærer risikoen at Det norske får betalt for oljen sin etter forventningsverdiene. Valutakursen, olje- og gassprisene bestemmes av markedet hvor ingen enkeltaktør kan påvirke alene.

Det finnes og betydelig risiko forbundet med utbygging av feltet. I perioden 1994 til 1998 var det i gjennomsnitt 30 % budsjettoverskridelser i utbygginger på norsk kontinentalsokkel. (Fevang og Osmundsen 2000) Dette kan ha betydelig effekt på kontantstrømmer og øker usikkerhetsmomentet vedrørende inntjening og investeringskalkyler. Målbudsjettering (overdreven optimisme), manglende risikoprising, opphoping av utbygginger og strategisk budgiving er sentrale forklaringsfaktorer for overskridelsene på sokkelen og har gitt en svak økonomisk utvikling for flere av totalleverandørene til sokkelen. (Fevang og Osmundsen 2000)

---

### 11.4.1 Konsistente risikoelementer

Det er utvilsomt mange risikofaktorer bundet til et oljeprosjekt, hvor oljepris- og valutarisiko samt investeringsrisikoen er de største. Når vi skal definere relevant risiko for Jette utbyggingsprosjekt tar vi hensyn til alle risikofaktorer men etablerer noen spesifikke risikomomenter som er av særskilt relevans, henholdsvis investeringer, produksjon, driftskostnader og oljepris.

Usikkerheten i investeringer og driftskostnader har en sammenheng mellom de store budsjettoverskridelsene som forekommer på norsk sokkel, og er således en relevant risikofaktor. Risiko knyttet til produksjonsfaktorer har en sammenheng mellom størrelsen på reservoaret og hvor mye som kan hentes ut. Det er vanskelig å estimere korrekte produksjonsestimater på grunn av trykkfall og målefeil i de geofysiske undersøkelsene. Oljeprisfluktuasjoner er kanskje det største risikoelementet, hvor vi legger til grunn tre ulike scenario for å se på følsomheten i prosjektet ved endringer i oljeprisen. For de resterende faktorene legger vi til grunn en økning og/eller nedgang på 30 % når vi ser på følsomheten.

På grunn av de store usikkerhetsfaktorene, er vi nødt til å gjøre en del forenklinger når vi skal bruke reelle tallgrunnlag. I nåverdiberegningen bruker vi et base-case scenario med flat valutakurs og oljepris på henholdsvis kr 6,0 og 75 USD/fat.

## 12. Analyse

I dette kapitlet skal vi redegjøre for hvordan avkastningskravet for Jette utbyggingsprosjekt er beregnet med støtte fra teorigrunnlaget. Vi skal benytte oss av den vektete gjennomsnittlige kapitalkostnaden (WACC) i prosjektet for å gjenspeile den gjennomsnittlige risikoen for investeringer i petroleumssektoren. Til slutt bunner vi ut i nåverdiberegninger av prosjektet før og etter skatt med relevante diskonteringsrenter på bakgrunn av analysen.

### 12.1 Avkastningskrav til egenkapitalen

Det første steget er å finne egenkapitalkostnaden, hvor vi benytter kapitalverdimodellen for egenkapital (CAPM). Vi repeterer formelen fra teorikapitlet og redegjør for tilhørende komponenter:

$$k_E = r_f \cdot s^* + \beta_E \cdot [E(r_m) - r_f \cdot s^*]$$

*12.1.1 Risikofri rente*

Vi legger til grunn det teoretiske grunnlaget som tilsier at rentepapirer skal kobles til løpetiden til et prosjekt, hvor eksempelvis et 10-års prosjekt benytter seg av en 10-års statsobligasjon. (Pål Berthling-Hansen 2011) Undersøkelser gjort av Norske Finansanalytikere Forening og PWC i 2011 understreker at dette er den mest utbredte måten i Norge å vurdere risikofri rente på. (PWC 2012)

EFFEKTIV RENTE - 5 års Statsobligasjoner									
2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
6,358	4,576	3,614	3,272	3,898	4,770	4,435	3,329	2,826	2,557

Tabell 12: Effektiv rente på 5 års Statsobligasjoner (Norges Bank 2012)

Jette utbyggingsprosjekt har potensiell økonomisk levetid på 10 år, men vi legger til grunn 5-6 år som er perioden prosjektet har inntekter. Vi velger derfor å bruke 5 års statsobligasjoner som mål for risikofri rente. Som vi ser av tabellen var effektiv rente på 5 års statsobligasjon i 2011 på 2,56 %, noe som er oppsiktsvekkende lavt med tanke på at den er en refleksjon av det langsiktige inflasjonsmålet satt av Norges Bank på 2,5 %. (Norges Bank 2012) Hvis man legger et slikt tall til grunn kan man ende opp med en negativ risikofri realrente i terminalverdien.

Vi ser på gjennomsnittet av effektiv rente de siste 10 årene for å ta hensyn til den ujevne utviklingen, hvor 3,96 % blir resultatet på bakgrunn av estimatene i tabellen. Et gjennomsnitt av renten de siste 5 årene gir 3,58 % i snitt. Antatt likevektsrente i Norge er 4 % opp mot styringsrenten, og vi bør minimalt ligge opp mot denne. (Norges Bank 2012)

På bakgrunn av gjennomsnitt og de lave realrentene i 2011 og 2010 er 3,5 % som mål på den risikofrie renten ikke et dumt anslag. Det skal legges til at det ikke er optimalt i oljeprosjekter å benytte seg av et konstant risikojustert avkastningskrav. Mesteparten av risikoen i slike prosjekter er oljepriserisiko, hvor mange tror at prisen bever seg mot normalt over tid. I så tilfelle burde risikotillegget settes ned over tid, da man kan ende opp med å beregne et for høyt risikopåslag for prosjektet som helhet. I henhold til konsistensbetingelsene og råd fra Det norske benytter vi oss av risikofri rente på 3,5 % videre i beregningene.

---

### 12.1.2 Markedets risikopremie

Markedets risikopremie ( $[E(r_m) - r_f \cdot s^*]$ ) beregnes i praksis på bakgrunn av historiske tall og empirisk statistikk. Risikopremien i Norge ble estimert til 5,4 % basert på en empirisk 50-70 års statistikk av Førsteamanuensis Espen Sirnes i mai 2010. (Sirnes 2010) I 2012 ble det gjort en undersøkelse av Norske Finansanalytikerers Forening i samarbeid med PWC hvor gjennomsnittlig markedspremie basert på aritmetisk snitt og median i Norge ble estimert til 5,0 % i 2011. (PWC 2012) Det er nærliggende å tro at risikopremien på 5,4 % estimert av Espen Sirnes 2010 beveger seg ned mot 5-tallet når den reduseres for «Survivor Bias». (Pål Berthling-Hansen 2011). På bakgrunn av disse historiske estimatene velger vi å bruke en markedspremie på 5,0 %.

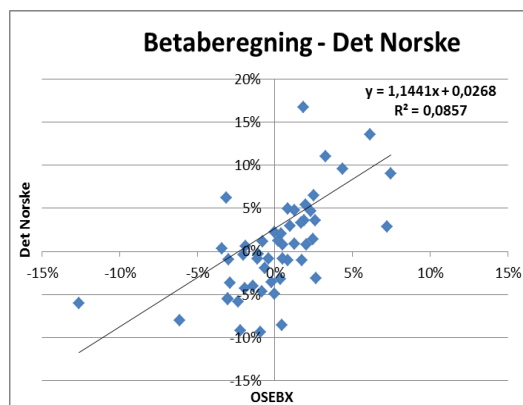
### 12.1.3 Betaverdi

Betaverdien måler systematisk risiko mellom aksje- og markedsavkastningen. For å finne markedsavkastningen benytter vi oss av aksjeindekser, hvor henholdsvis benchmark-indeksen ved Oslo Børs brukes i norske forhold. Det norske er et børsnotert selskap, hvor man enkelt kan finne betaverdien ved og utføre en *regresjonsanalyse*<sup>1</sup> mellom historisk aksje- og markedsavkastning. Regresjonsanalyses gjøres ved å måle forholdet mellom standardavviket på aksjeavkastningen mot standardavviket på markedsporteføljen – som i dette tilfelle er aksjen til Det norske og benchmark-indeksen til Oslo Børs.

Det norske har som tidligere nevnt rykket opp en divisjon ved å gå fra å være et rent leteselskap til å fokusere mer mot utbygging og produksjon det siste året. Det har skjedd store endringer i avkastningen, som gjør at vi bare kan gå 1 år tilbake i tid for å fremskaffe et reelt estimat. Regresjonsanalysen baseres derfor på ukentlig avkastning fra perioden april 2011 – april 2012. (Yahoo Finance 2012)

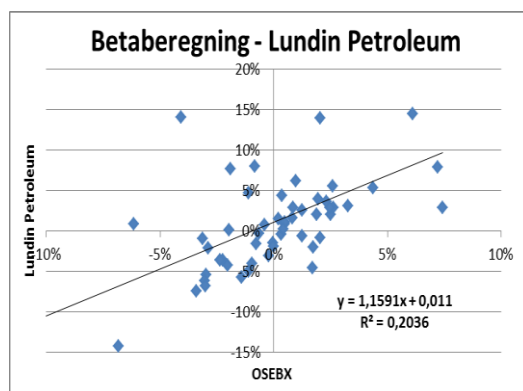
---

<sup>1</sup> Statistisk analyse av sammenhenger mellom en avhengig variabel og en eller flere uavhengige variabler. Metoden kan benyttes for å se på autokorrelasjonen mellom avkastningen til en aksje A og markedsporteføljen i de omgivelsene aksjen opererer i:  $Y_i = a + bX_i + u_i$ . Alfa (a) er konstant, og reflekterer gjennomsnittsverdien til Y. Beta (b) er stigningstallet og forklarer hvor mye gjennomsnittsverdien til Y øker eller avtar med én enhets endring i X.



Figur 10: Betaberegning av Det norske

Beta er gitt ved stigningstallet til regresjonslinjen ( $y$ ) mellom aksje- og markedsavkastningen. Det norske beta er 1,14, hvor bare en liten del av aksjens totale risiko kommer fra bevegelser i markedet.  $R^2$  måler proporsjonen av den totale variansen i aksjeavkastningen som kan forklares av markedsbevegelser. For DETNOR var 8,57 % systematisk risiko, hvor resten var unik selskapsspesifikk risiko. Før vi fastsetter betaen skal vi sammenligne verdien med Lundin Petroleum som har hatt en lignende utvikling som Det norske.



Figur 11: Betaberegning av Lundin Petroleum

En lignende regresjonsanalyse med samme tidsestimater mot benchmark-indeksen til Oslo Børs gir Lundin Petroleum en betaverdi på 1,15. (Yahoo Finance 2012) Vi konkluderer en tilnærmet lik utvikling da betaverdiene stemmer overens. E24 estimerer årlig betaverdi av Det norske å være på 1,1205 (E24 2012). Det er nærliggende å tro at betaberegningene gjort av E24 baseres på daglige observasjoner av aksjeavkastningen. Vi bruker derfor en betaverdi på 1,13 som er noe nedjustert fra betaverdiene fra regresjonsanalysene.

### 12.1.4 Egenkapitalkostnad etter skatt

Vi har nå alle elementene vi trenger for å estimere egenkapitalkostnaden. Innsatt i kapitalverdimodellen får vi et risikojustert avkastningskrav på 8,10 % til bruk i videre beregninger til totalkapitalen.

$$k_E = 0,035 \cdot (0,70) + 1,13 \cdot 0,05 = 8,10 \%$$

## 12.2 Totalkapitalkostnaden

I følgende avsnitt skal vi beregne avkastningskravet for totalkapitalen som gjelder for beta og tilsvarende avkastningskrav for all eksisterende virksomhet. Først og fremst finner vi de ulike komponentene totalkapitalkostnaden består av.

### 12.2.1 Egenkapital- og gjeldsandel

Egenkapital- og gjeldsandelene beregnes ved å finne markedsverdiene av henholdsvis egenkapitalen, gjelden og total kapitalen. Per 31.12.2011 hadde Det norske 127 915 786 aksjer hvor aksjekursen på samme tidspunkt var på kr 88,00. (Det norske 2011) Markedsverdien av egenkapitalen er antall aksjer multiplisert med aksjekursen som blir NOK 11 256 589 168 (NOK 11 257 millioner) som også er notert børsverdi i selskapets årsrapport for 2011. Markedsverdi av gjeld finner vi ved å beregne det som klassifiseres som rentebærende gjeld. Utrengninger med tallene fra årsregnskapet 2011 gir netto rentebærende gjeld per 31.12.2011 på NOK 966 561 000. (Det norske 2011)

Finansielle forpliktelser	1 000 000
Ikke rentebærende finansielle forpliktelser	3 156
Etableringsgebyr og kurtasje	- 16 145
Periodiserte lånekostnader	- 20 450
<b>Rentebærende gjeld per 31.12.2011</b>	<b>966 569</b>

Tabell 13: Rentebærende gjeld per 31.12.2011 (tall i MNOK)

Markedsverdien av totalkapitalen per 31.12.2011 er da  $966,6 + 11\,257 = 12\,223$  MNOK. Da har vi en egenkapitalandel av denne på  $11\,257/12\,223 = 0,9209$  (92,09 %) hvor gjeldsandelen er  $1 - 0,9209 = 0,0791$  (7,91 %). Detaljert utregning av markedsverdier og andel av totalkapital foreligger i vedlegg 1.

---

### 12.2.2 Gjeldskostnaden

For selskaper som opererer med børnoterte låneforpliktelser er det komplisert å beregne gjeldskostnaden. Om man først skal begi seg ut på en slik affære, er det viktig å skille mellom pantelån og obligasjoner ettersom disse har ulik gjeldskostnad. Det er også viktig å fokusere på hva det er som er de nye låneforpliktelsene, hvor Det norske blant annet tok opp et usikret obligasjonslån med 3M NIBOR rente og kupong på 6,75 % i januar 2011. (Det norske 2011) I sikkerhetsnotatet foreligger en gjeldende rente ved låneopptak var da 9,49 %, som også var gjeldskostnaden på tilhørende tidspunkt.

I løpet av 2011 har Det norske vært med på flere funn og er således i stand til å låne til en lavere rente enn hva som var tilfelle i januar 2011. Selskapet har forandret seg betraktelig fra å være et rent leteselskap til å drive med blant annet produksjon og utbygging. Dette tas i betraktningene, og vil gjøre en nøyaktig utregning komplisert og krevende. I en verdsettelse er avkastningskrav en omtrentlig faktor, så en nøyaktig kostnad er i dette tilfelle heller ikke nødvendig. Vi bruker derfor en forenkling i beregningene av gjeldskostnaden som går ut på å finne omtrentlig kredittrating og spread. (Damodaran 2012) Vi finner hvilken rating og spread Det norske har ved å bruke rentedekningsgrad. I tabellen under er snittet av siste 3 års rentedekningsgrader, samt en prognose for 2012 tatt med i beregningen. Tallene er hentet fra en verdsettelse gjort av Danske Markets i april 2012. (Danske Markets 2012) Vi har foretatt en kontrollregning med tall fra årsregnskapene til Det norske for 2010 og 2011.

	2009	2010	2011	2012	Snitt
Ordinært resultat før skatt	n/a	-2 183 427	-1 390 877	-	
Rentekostnader	n/a	218 647	273 824	-	
Andre finanskostnader	n/a	105 844	23 111	-	
Rentedekningsgrad	<b>39,5</b>	<b>-8,99</b>	<b>-4,08</b>	<b>-4,8</b>	<b>5,41</b>

Tabell 14: Rentedekningsgrader

Videre benytter vi oss av en tabell fra Damodaran som viser hvordan rating og spread er ut fra rentedekningsgraden. Rentedekningsgraden til Det norske på 5,41 % gir i følge denne modellen en spread på 1,65 %. Spread representerer differansen mellom gjeldskostnaden og risikofri rente. (Damodaran 2012)



<i>If interest coverage ratio is greater than</i>	<i>≤ to</i>	<i>Rating is</i>	<i>Spread is</i>
-100000	0,5	D	12.00%
0,5	0,8	C	10.50%
0,8	1,25	CC	9.50%
1,25	1,5	CCC	8.75%
1,5	2	B-	6.75%
2	2,5	B	6.00%
2,5	3	B+	5.50%
3	3,5	BB	4.75%
3,5	4	BB+	3.75%
4	4,5	BBB	2.50%
4,5	6	A-	1.65%
6	7,5	A	1.40%
7,5	9,5	A+	1.30%
9,5	12,5	AA	1.15%
12,5	100000	AAA	0.65%

Tabell 15: Syntetisk kredittrating (Damodaran 2012)

Spread lik 1,65 % legges på risikofri rente som er estimert til 3,5 %.

Gjeldskostanden kan med en slik forenkling forutsettes til å være 3,5 % + 1,65 % = 5,15 %. NOU2000:18 legger til grunn at oljeselskaper kan låne til en prosent over risiko fri rente. (Finansdepartementet 2000) I vårt tilfelle ville gjeldskostnaden da blitt 4,5 %. Det er derfor ikke urimelig å estimere gjeldskostnaden til Det norske å være 5 %.

### 12.3 Det risikojusterte avkastningskravet

Totalkapitalkostnaden som vi bruker som mål på risikojustert avkastningskrav for nåverdien av Jette utbyggingsprosjekt blir med alle tilhørende komponenter:

$$k_T = 0,0810 \cdot 0,9209 + 0,05 \cdot 0,70 \cdot 0,0791 = 7,73\%$$

Vi runder opp og estimerer det endelige avkastningskravet til 8 % til bruk for å neddiskontere kontantstrømmen til totalkapitalen etter skatt. Avkastningskravet representerer relevant total risiko og er et mål på systematisk risiko for Det norske. Det skal legges til at diskonteringsrenten Det norske bruker i sine beregninger er 8 %, og vårt estimat samsvarer i så måte med underliggende forutsetninger og konsistensbetingelser.

## 12.4 Nåverdiberegninger

I dette avsnittet skal vi foreta nåverdiberegninger før og etter skatt for å se på lønnsomheten i prosjektet. Netto nåverdiberegning før og etter skatt finnes i sin helhet i vedlegg 8. I tabellen under viser vi et utdrag som viser de første årene, samt de siste årene hvor avviklingskostnader ligger til grunn:

Jette (Base-case)	Total	2011	2012	2013	2018	2019	2020
<i>Driftsinntekter:</i>							
Oljeinntekter		0	0	1904,9	161,3	121,7	0
Gassinntekter		0	0	207	32,3	24,7	0
<b>INNTEKTER</b>	5606,3	0	0	2111,9	193,6	146,4	0
<i>Driftskostnader:</i>							
Tariffer og OPEX	-1163	0	0	-133	-190	-171	0
Operatørkostnader	-188	0	-13	-25	-25	-25	0
Brønnvedlikehold	-30	0	0	0	-15	0	0
Oljetransport	-98	0	0	-38	-3	-2	0
Gasstransport	-35	0	0	-10	-2	-1	0
HLFoU	-112	-11	-54	-5	-8	-7	0
Fjerningskostnader	-320	0	0	0	0	0	-320
Totale avskrivninger	-2528	-53	-414,6	-421,3	-6,7	0	0
<b>KOSTNADER</b>	-4474	-64	-481,7	-632,3	-249,7	-206	-320
<b>DRIFTSRESULTAT</b>		-64	-481,7	1479,6	-56,03	-59,6	-320
<i>Investeringer:</i>							
Brønninvesteringer	-1159	-17	-1140	-2	0	0	0
Subsea investeringer	-829	-197	-628	-4	0	0	0
Andre investeringer	-540	-104	-402	-34	0	0	0
<b>INVESTERINGER</b>	-2528	-318	-2170	-40	0	0	0
Totale avskrivninger	2528	53	414,7	421,3	6,7	0	0
<b>KS før skatt</b>		-329	-2237	1860,9	-49,5	-59,6	-320
<b>SKATTEKOSTNAD</b>	-628,8	30,9	265,4	-295,1	156,6	45,1	148,1
<b>KS etter skatt</b>		-298,1	-1971,6	1565,8	107,2	-14,5	-171,9

Tabell 16: Utdrag fra kontantstrømberegningene

### 12.4.1 Netto nåverdi før skatt

Ved å bruke nåverdimetoden som omtalt i tidligere kapittel finner vi en absolutt verdi på investeringen. Nåverdi før skatt diskonteres med et avkastningskrav på 7 % basert på anbefalinger fra Det norske. Diskonteringstidspunktet var på beslutningspunktet 1.7.2011, dermed korrigeres den årlige nåverdien vi får av formlene slik at netto nåverdi før skatt ender på totalt 787,01 MNOK etter skatt med tilhørende internrente på 27 %. (Vedlegg 8)

#### *12.4.2 Nåverdi etter skatt*

Netto nåverdi etter skatt er preget av skattemessige konsolideringseffekter, og er den relevante verdien vi skal finne. Det er lagt til grunn at underskudd i sin helhet er fremførbart, hvor skatteposisjon oppnås i 2013. Skattemessige avskrivninger og behandling av uplift er hensyntatt som nevnt i avsnittet om skattekostnad.

Effekten av periodiseringen av skattekostnaden samt en høyere diskonteringsrente på 8 % gjør at vi havner på en positiv nåverdi for prosjektet på kr 126,72 MNOK. Kontantstrømberegningene fra vedlegg 8 gir netto nåverdi på kr **131,69** MNOK med tilhørende internrente på 11,47 prosent.

Resultatene viser at Jette er et lønnsomt investeringsprosjekt med en absolutt reell verdi i overkant av 130 millioner. Avkastningskravet på 8 % er lavere enn internrenten på 11,47, og prosjektet kan aksepteres.

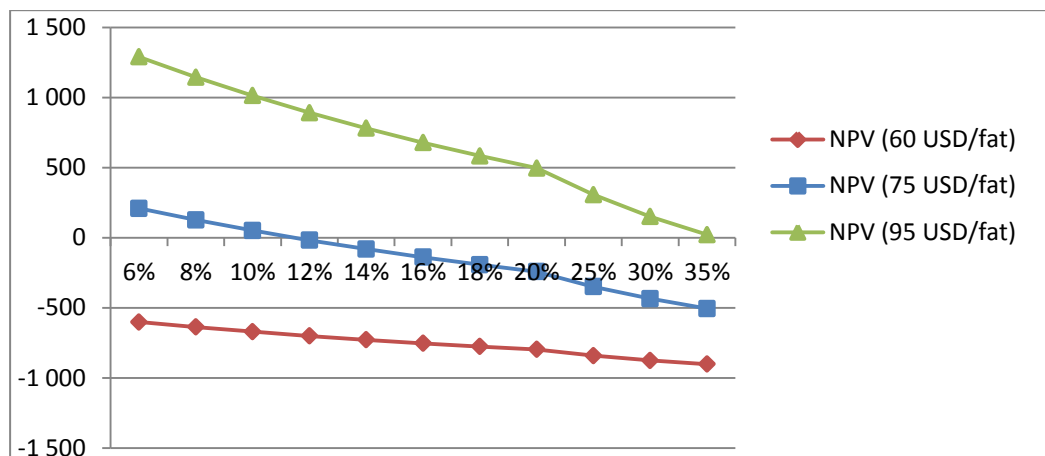
Det norskes egne beregninger gir netto nåverdi før og etter skatt på henholdsvis 755MNOK og 113 MNOK med de samme diskonteringsrentene. Tallene samsvarer godt, hvor forskjellene ikke utgjør mer enn 17 millioner NOK i absolutte verdier etter skatt. Vi konkluderer dermed med at investeringsanalysen og tallgrunnlagene som foreligger er av pålitelighet og er et solid beslutningsgrunnlag.

#### *12.4.3 Nåverdiprofil*

Fluktuasjonen i oljeprisen er som nevnt et stort risikomoment, og vi skal nå se på en enkelt måte hvor følsomt prosjektet er for endringer i oljeprisen.

Nåverdiprofilen gir en enkel illustrasjon av risikoforskjeller som følge av endringer i oljeprisen og avkastningskrav. Nåverdiene er i vårt tilfelle av reell art, og indikerer om Jette utbyggingsprosjekt er en robust investering for eierne eller ikke. Nåverdiprofilen illustrerer forholdet mellom avkastningskravet og prosjektets nåverdi, og i figuren under er det den blåstiplede linjen vårt base-case. Base-case for Jette utbyggingsprosjekt som vi har beregnet til nå har oljepris på 75 USD/fat og flat valutakurs på kr 6. Vi tester følsomheten ved å beregne nåverdier med ulike avkastningskrav for følgende oljepriser: 60 USD/fat og 95 USD/fat.

Resultatene fremstilles i en nåverdiprofil som følger av figuren under:



Figur 12: Nåverdiprofil med tre ulike oljepriser (tall i MNOK)

Oljeprisen i base-case på 75 USD/fat er i utgangspunktet en pessimistisk verdi, og et fall til 60 USD/fat kan hevdes å være noe urealistisk. I så tilfelle er ikke investeringen lønnsom, da vi har en gjennomgående negativ internrente for den verdien. En økning i oljeprisen til 95 USD/fat gir en internrente på i overkant av 30 % som vi ser av figuren. Med et avkastningskrav på 8 % gir den økningen en netto nåverdi på 1145 MNOK. Legger vi til grunn en lav prisstigning i oljeprisen de kommende årene kan vi konkludere med at investeringen er robust og har en god margin. Et drastisk fall i oljeprisen kan imidlertid få store konsekvenser. Beregninger av nåverdi ved de ulike avkastningskravene følger i vedlegg 9.

### 13. Realopsjonsanalysen

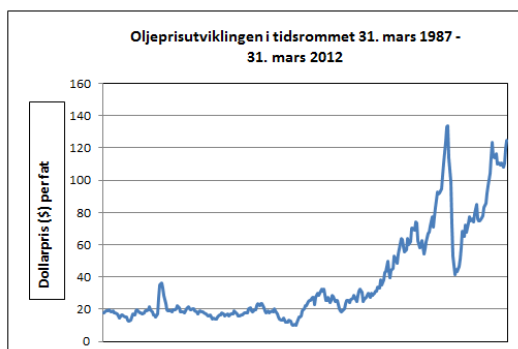
For å se på forskjeller mellom den tradisjonelle nåverdimetoden og realopsjonsanalysen tar vi for oss Jette utbyggingprosjekt som et produserende oljefelt, hvor vi ser på to mulige opsjoner som har en verdi av fleksibilitet. Vi ser på opsjoner om kontinuerlig drift og avvikling av produksjon, i tillegg til at feltet ses på som ikke-utviklet (kjøpsopsjon) til slutt. Beregninger og tallmaterialet er forenklet og avrundet av praktiske årsaker, da svarene i hovedsak er ment som en illustrasjon på vesentlige forskjeller mellom de to nåverdimetodene. Vi ekskluderer opsjonen for prøveboring og avgrensning av enkelthets skyld da risiko og usikkerhetsfaktorer knyttet til reservoarstørrelse foreligger.

### 13.1 Verdssetting av Jette som et produserende felt

Realopsjonsanalysen av et produserende felt er basert på den binomiske fremgangsmåten som går ut på å konstruere en portefølje med tilnærmet risikokarakteristikker som prosjektet i finansmarkedet. Oljeselskaper som eier produserende felt kan oppveie posisjonen, dermed og finne verdien av feltet umiddelbart ved å selge en kortsiktig en fremtidig olje futures portefølje som passer feltets produksjonsprofil. (Smit og Trigeorgis, 138)

### 13.2 Oljeprisvolatilitet

Vi bruker volatilitet som et risikomål ettersom vi vil vite hvor stor spredning eller svingning oljeprisen har hatt de siste årene. I vårt tilfelle beregner vi standardavviket av månedlige observasjoner av oljeprisen i tidsrommet fra 31. mars 1987 til 31. mars 2012 med enkelthet i Excel. (Indexmundi 2012) Grafen under illustrerer oljeprisutviklingen på de 25 årene og vi får et standardavvik for oljeprisen på 29,70 %.



Figur 13: 25-årig utvikling i oljeprisvolatiliteten

### 13.3 Verdi under kontinuerlig produksjon

Når vi skal verdsette oljefeltet med bruk av realopsjoner starter vi på høyresiden av beslutningstreet der feltet verdsettes som om det er i full produksjon, deretter jobber vi oss bakover i tid. Vi tar ikke høyde for usikkerhet rundt størrelsen på reservoaret da det allerede foreligger en gitt produksjonsprofil i prosjektet. Videre antas produksjonsprofilen å følge et bestemt mønster over feltets levetid, slik at oljeprisdynamikken vil korrelere med bevegelsene i prosjektets kontantstrømmer. Oljeprisvolatiliteten er den faktoren som styrer investeringsprosjektets risiko.

Realopsjonsanalysen er en multiplikativ binomisk prosess hvor vi i hver delperiode i form av et år modellerer med at prisene øker med en oppgangsfaktor  $u$ , eller synke med en nedgangsfaktor  $d$ . (Smit og Trigeorgis 2004) Oppgangs- og nedgangsfaktorer er gitt ved:

$$u = e^{\sigma} \text{ og } d = \frac{1}{u}$$

Oljeprisvolatiliteten representert ved standardavviket fra de månedlige observasjonene av oljeprisen er 29,70 %, og opp- og nedgangsfaktorene for prosjektet blir som følger:

$$u = e^{0,2970} = \mathbf{1,35} \text{ og } d = \frac{1}{1,35} = \mathbf{0,75}$$

Med disse faktorene kan vi estimere de risikonøytrale sannsynlighetene  $p$  og  $(1 - p)$  som er gitt ved:

$$p = \frac{(1 + r_f) - d}{u - d}$$

Vi får dermed risikonøytrale sannsynligheter for oppgang og nedgang på henholdsvis:

$$p = \frac{(1 + 0,035) - 0,75}{1,35 - 0,75} = 0,475 \text{ (47,50 \%)}$$

$$1 - p = 1 - 0,4750 = 0,525 \text{ (52,50 \%)}$$

Vi antar at Jettefeltet følger et fast produksjonsmønster hvor usikkerheten rundt de årlige kontantstrømmene er drevet av oljeprisene. Verdsettelsesmåten for et produserende felt av dette slag er å starte ved terminalnoden i beslutningstreet, for så å arbeide seg bakover i tid til starten av produksjonsfasen.

I den siste produksjonsperioden ( $t=9$ , år 2020), er prosjektverdien lik den frie kontantstrømmen  $CF_s$ . For hver tilstand for oljeprisen,  $S$ , bruker vi følgende formel for å summere alle tilstandene til prosjektets kontantstrømmer når vi arbeider oss bakover i tid:

$$V_t = CF_t + \frac{pV_{t+1}^+ + (1 - p)V_{t+1}^-}{1 + r}$$

$V_t$  er prosjektverdien under kontinuerlig produksjon. Av enkelthets skyld har vi valgt å avrunde og forenkle tallene som brukes, da såpass vesentlige forskjeller mellom bruk av tradisjonell nåverdianalyse og realopsjonsanalysen oppstår slik at sammenligningsgrunnlaget er det samme.

Vi finner verdien eksempelvis i år 2018, slik at  $V_t$ :

$$V = 107 + \frac{(0,475 * 63) + 0,525 * 0}{1,035} = 136,9 \text{ MNOK}$$

Vi gjentar denne prosedyren der vi starter ved siste node og summerer disse for hvert av årene vi har innkommende kontantstrømmer. Under forutsetning om kontinuerlig produksjon er oljefeltet verdt **kr 3724 MNOK**.

### **13.4 Verdi med opsjon om avvikling av produksjon**

Vi skal nå betrakte det produserende feltet med en ytterligere tvist. Ved slutten av den økonomiske levetiden til prosjektet, er det vanlig at selskapet må betale for nedstenging og fjerning av produksjonsfasiliteter. Fjerningskostnader i forbindelse med Jette utbyggingsprosjekt er estimert til kr 320 MNOK. Videre har selskapet opsjonen om å avslutte produksjonen tidligere hvis den operative verdien skulle bli negativ og overgå terminalkostnadene. Denne fleksibiliteten er spesielt verdifull for mindre underutviklede reserver, samt gjennom perioder med lav oljepris. (Smit og Trigeorgis 2004, 143)

Ved slutten av prosjektets levetid har vi at:

$$V_t^* = A \quad \text{for} \quad Q_T = 0$$

Vi går bakover i treet ved å bruke følgende likning:

$$V^* = \text{Max} \left[ A, \frac{pV^+ + (1-p)V^-}{1+r} \right]$$

$V^*$  er den korrigerte prosjektverdien inkludert opsjonen om å avvikle tidlig hvor  $A$  er avviklingskostnadene. Likningen viser at når man går tilbake i treet, vil den korrigerte prosjektverdien,  $V^*$ , tilsvare maksimum av den operative verdien  $V$ , og den ikke-operative verdien fra umiddelbar avslutning. (lik terminalkostnaden  $A$ , der  $A < 0$ ).

Kontantstrømmene til Jette oljefelt etter 2014 gir verdi lavere enn terminalkostanden lik 320 MNOK. Derfor vil verdien etter 2014 være 320 MNOK for alle år feltet er i produksjon, på grunn av at leddet til høyre i likningen for  $V^*$  vil være under terminalkostnaden. Verdien i 2014 vil tilsvare:

$$V_{2014}^* = \frac{(0,475 * 736) + 0,525 * 0}{1,035} = 337$$

Gjentatt og summert for alle årene det er produksjon får vi at  $V^* = 3284$  MNOK.

### 13.5 Opsjonen til å utvikle oljefeltet

La oss betrakte verdsettelsen av feltet i en tidlig fase, som i vårt tilfelle kommer til å være i 2011 på beslutningstidspunktet. Jettefeltet er ennå ikke utviklet, og man skal ta en avgjørelse på om det skal investeres flere milliarder for å få satt det i produksjon. Estimerte investeringskostnader på Jette utbyggingsprosjekt påløper seg til kr 2500 MNOK<sub>2011</sub>. Et ikke-utviklet felt ved dette steget kan ses på som en kjøpsopsjon, hvor underliggende eiendel er verdien av et komplett produserende felt, inkludert opsjonen til å avslutte tidlig. Utøvelsesprisen er i likningen under lik nåverdien av investeringskostnadene. Hvis verdien av feltet med tiden overgår investeringskostnaden, vil Det norske investere og nåverdien for Jettefeltet vil være  $NPV^* = V^* - I$ . (Smit og Trigeorgis 2004, 144)

På grunn av usikkerhet i oljeprisen, kan netto nåverdi i enkelte tilfeller være negativ. Da vil ikke selskapet gjøre investeringen, og NPV vil være lik null. Verdien av muligheten for å investere i produksjon og utbygging er lik:

$$NPV^* = \text{Max} \left[ V^* - I, \frac{p * NPV^+ + (1 - p)NPV^-}{1 + r}, 0 \right]$$

$NPV^*$  er netto nåverdi av feltet inkludert verdien av fleksibilitet, hvor  $I$  er investeringskostnaden for utbygging. Netto nåverdi av feltet i produksjon blir som følger:

$$NPV^* = 3284 - 2500 = 756 \text{ MNOK}$$



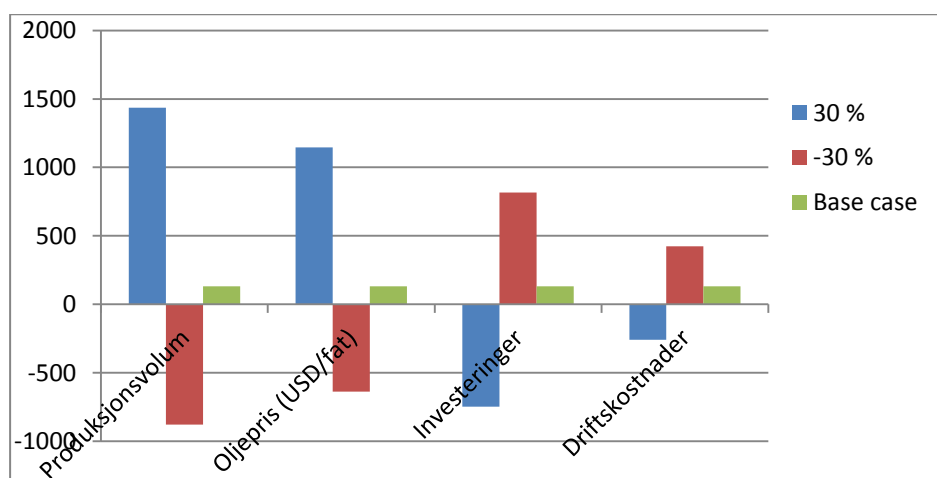
### 13.6 Oppsummering av realopsjonsanalysen

Vi noterer en vesentlig forskjell i nåverdi kontra den tradisjonelle metoden. Feltet i full produksjon gir ved bruk av realopsjoner en netto nåverdi på 756 MNOK kontra den tradisjonelle metoden som gir en nåverdi på omtrent 130 MNOK. Av resultatene kan vi konkludere med at bruken av realopsjoner i store investeringsprosjekter i aller høyeste grad er et tema man bør se nærmere på i forbindelse med verdsettingen av disse. Verdien av fleksibilitet kan i enkelte tilfeller forenkle beslutningssituasjoner, og er høyaktuelle når man står overfor et beslutningsproblem med sammensatte opsjoner i olje- og gassnæringen.

## 14. Sensitivitetsanalyse

For å finne ut hvor følsom netto nåverdi er overfor de respektable risikovariablene gjennomfører vi en sensitivitetsanalyse. I kapittel 12.4 vurderte vi ulike risikofaktorer for Jette utbyggingsprosjekt, hvor vi klassifiserte produksjonsvolum, investeringer, oljepris og driftskostnader som de mest relevante.

Vi tar for oss base-caset for prosjektet hvor det ikke foreligger noen form for endring og ser på hvor følsom nettonåverdi er ved opp- og nedgang på 30 % på hver enkelt variabel. Vi lar imidlertid oljeprisen stå fast på 75 USD/fat, hvor oppgang og nedgang gir henholdsvis 95 og 60 USD/fat. Figuren under illustrerer forskjellen i nåverdi når man endrer én variabel. Tilhørende internrenter med endringer i variablene følger av tabell 17.



Figur 14: Sensitivitetsanalyse – Jette utbyggingsprosjekt

	NÅVERDI		INTERNRENTE	
<b>Base case</b>	<b>131,7</b>		<b>11,40 %</b>	
<i>ENDRING</i>	<b>30 %</b>	<b>-30 %</b>	<b>30 %</b>	<b>-30 %</b>
Produksjonsvolum	1435,19	-879,79	42,02 %	-
Oljepris (USD/fat)	1145,31	-637,42	35,90 %	-
Investeringer	-747,53	816,69	-7,13 %	36,44 %
Driftskostnader	-259,61	423,19	-3,56 %	18,00 %

Tabell 17: Sensitivitetsanalyse – NPV og IR ved prosentvis endring

Vi ser av sensitivitetsanalysen at Jetteprosjektet kan tåle et fall i risikoelementene, men at det ikke skal mye til før prosjektet får en negativ nåverdi. Endringer på 30 % kan få store konsekvenser for prosjektet, men er i utgangspunktet ganske optimistiske og pessimistiske endringsestimater. Det som utvilsomt er positivt er at økninger i produksjonsvolum og oljepris gir store verdiforskjeller kontra base-caset. I og med at produksjonsvolum er beregnet med en utvinningsgrad på bare 30 % er det mye som tilsier at disse estimatene kommer til å øke. Historisk blir det lagt til grunn en lav prisøkning på råolje, noe som fører til at endringen kan komme til å utvikle seg i positiv retning.

Det største usikkerhetsmomentet konkluderer vi med at er investeringer. Øker investeringskostnadene, øker avskrivninger og dermed skattekostnaden. Prosjektet tåler ikke store oppgangen før det ikke blir lønnsomt, men som nevnt er det lagt til grunn en prosjektreserve på 500 millioner for å dekke opp eventuelle endringer her. Det er ikke lagt til grunn i beregningene av nåverdi, men ligger til grunn i Jettes plan for utvikling og drift (PUD).

Har vi dette i bakhodet så er utbyggingsprosjektet utvilsomt følsomt for endringer, men er likevel robust når vi deler opp risikofaktorene hver for seg og ser på framtidsutsikter og forutsetningene som er lagt til grunn for eventuell økning og nedgang.

## 15. Scenarioanalyse

Vi gjennomfører en scenarioanalyse for å se på hvordan nåverdien påvirkes når vi tar både investeringer og produksjonsvolum i betraktning. Det er rimelig å anta at produksjonsvolum og pris har en sammenheng med nåverdien, og det er i så måte interessant å se på samvariasjonen mellom disse. Av tabellen under ser vi hvordan nåverdi samvarierer med prosentvise prisøkninger og volumreduksjon.

		ØKNING I PRIS			
		0 %	10 %	20 %	30 %
REDUKSJON I VOLUM	0 %	126,8	508,7	890,7	1272,6
	-10 %	-269,8	77,5	424,7	771,9
	-20 %	-600,2	-281,9	36,4	354,7
	-30 %	-879,8	-585,9	-292,2	1,7

Tabell 18: Scenarioanalyse – økning i pris/reduksjon i volum

Dersom prisen øker og produksjonsvolum reduseres tilsvarende vil man alltid oppnå en positiv nåverdi. Det er imidlertid marginalt med en volumreduksjon og prisøkning på 30 prosent, da det bare vil gi en positiv nåverdi på 1,7 millioner kroner. Det er med andre ord ingen fare for lønnsomheten dersom økning og reduksjon skjer med tilsvarende prosentandel, og prisøkningen er større enn den prosentvise nedgangen i produksjonsvolum.

Vi har lik sammenheng dersom vi snur helt om på scenarioet. Her tåler prosjektet imidlertid større prisreduksjoner når produksjonsvolumet øker. Dersom produksjonen øker med 30 prosent og prisen går ned tilsvarende vil vi få en nåverdi på 289,3 millioner kroner som vi ser av tabellen under. I likhet med foregående scenario vil en større økning av volum kontra pris gi positive nåverdier, men det er marginalt dersom prisreduksjon er større en volumøkning.

		ØKNING I VOLUM			
		0 %	10 %	20 %	30 %
REDUKSJON I PRIS	0 %	126,7	562,9	999,1	1435,2
	-10 %	-220,5	180,9	582,3	983,7
	-20 %	-509,9	-137,4	235,1	607,6
	-30 %	-754,8	-406,7	-58,7	289,3

Tabell 19: Scenarioanalyse – økning i volum/reduksjon i pris

Av tabellene kan vi konkludere med at prosjektet er følsomt med en stabil oljepris på 75 USD/fat og produksjonsvolumer med 30 % utvinningsgrad. Legger vi til grunn at oljeprisene kommer til øke i fremtiden vil scenarioene indikere en positiv fremtid, men er imidlertid vanskelig å forutse.

---

## 16. Konklusjon og anbefaling

### 16.1 Konklusjon

Vi har gjennom arbeidet kommet frem til at verdien av Jette utbyggingsprosjekt ved bruk av den tradisjonelle nåverdimetoden gir en netto nåverdi på kr 131,60 millioner (MNOK2011) etter skatt. Med en tilhørende internrente på 11,47 % som er høyere enn avkastningskravet kan prosjektet aksepteres. Minimumskravet på 8 % er dermed tilfredsstillt, og vi har av nåverdiprofilen at et fall på oljeprisen til 60 USD/fat vil få alvorlige konsekvenser for prosjektet og således være ulønnsomt. Det har vært mye spekulering på oljeprisen som er umulig å forutse, og alt av forskning og historikk indikerer at den kommer til å stige i overskuelig fremtid, men kan variere med oppgang og nedgang fra år til år. Det er derfor et scenario vi ikke ser på som nevneverdig reelt, og konkluderer med at prosjektet er en robust investering alle forhold tatt i betraktning.

Det er høy risiko knyttet til fire relevante faktorer i prosjektet, henholdsvis investeringer, driftskostnader, produksjonsvolum og oljepris. Gjennom sensitivitetsanalysen kom vi frem til at prosjektet er meget følsomt for endringer i alle faktorer, men at en oppgang på driftskostnadene ikke utgjør store konsekvenser. I tillegg skal det legges til at det foreligger en prosjektreserve i analysen som ikke er tatt med i beregningene som skal ta høyde for en oppgang i investeringsutgifter.

Vi anser igjen prosjektet som robust, og står igjen med to relevante risikofaktorer som vi så på i scenarioanalysen – oljepris og produksjonsvolum. Parallell endringer i oppgang- og nedgang på de respektive variablene vil ikke gi en negativ nåverdi, men har vi lavere produksjonsvolum enn prisøkningen. Dersom produksjonsvolum øker 30 % tåler vi en prisnedgang på 30 % og vel så det. Med en prisøkning på 30 % tåler prosjektet en produksjonsnedgang på 30 %, men den er imidlertid marginal og gir en netto nåverdi på kun 1,7 millioner kroner.

---

Realopsjonsanalysen så på verdien av tilleggsinformasjon som om feltet var under kontinuerlig produksjon. Her havnet vi på en positiv nåverdi på kr 757 millioner, noe som avviker stort fra den tradisjonelle metoden.

Gjennom arbeidet med realopsjonene fant vi ut at det beste er å gjøre en slik form for analyse før testresultater fra lete- og prøveboring foreligger. På den måten får man den fulle effekten av de sammensatte opsjonene som foreligger i et oljeprosjekt. Det er imidlertid et interessant sammenligningsgrunnlag å se på verdien av fleksibilitet. På bakgrunn av våre analyser underbygger verdien av realopsjonene at prosjektet er en lønnsom investering, gitt at man ved hvert år har muligheten til å avvikle produksjonen og på forhånd har forutsatt kontinuerlig produksjon. I forbindelse med risikostyring vil dette være et nyttig verktøy siden man kontinuerlig kan tillegge beslutninger en verdi ingen annen form for analyseverktøy gjør.

## ***16.2 Anbefaling***

Vår anbefaling til Det norske vil være å fullføre investeringen i Jettefeltet med de forutsetningene som ligger til grunn. I Jettereservoaret foreligger det mulighet til å foreta ytterligere avgrensingsboringer. Vi anbefaler i tillegg at det gjennomføres en fullverdig realopsjonsanalyse for å se på verdien av feltet ved utkanten av hvert produksjonsår. På den måten vil man enkelt se hvilket år det kan lønne seg å foreta en merinvestering for å videreutvikle feltet. Man vil da kunne utnytte oljeressursene på en bedre måte i samsvar med Det norskens overordnede forretningside. Planlagt oppstart for produksjon i Jettefeltet er i 2013, men det anbefales at oppstarten fremskyndes såfremt det lar seg gjøre da betydelig risiko er nedjustert som følge av at geofysiske og seismiske data allerede foreligger.

## 17. Oppgavekritikk

Vi har gjennom denne oppgaven forsøkt å vurdere lønnsomheten til Jettefeltet i Nordsjøen på bakgrunn av relevant beslutningsteori og realopsjoner. Olje- og gassinvesteringene på norsk kontinentalsokkel er et stort tema, og omhandler de aller fleste aspekter innenfor relevant beslutningsteori. Vi har bare tre års erfaring innen økonomi fra BI, og har ikke hatt noen tidligere erfaringer innen petroleumsnæringen. Det er derfor tatt høyde for at vi kan ha utelatt relevante temaer og risikoelementer vi burde ha tatt hensyn til i våre beregninger. Sett bort fra det er det enkelte temaer vi bevisst har sett bort fra som burde ha vært med i en dypere utredning av et slikt prosjekt.

Vi kunne med fordel ha gjort simuleringer for å beregne et estimat på fremtidig oljepris og convenience yield. Hadde vi i tillegg tatt høyde for fremtidig prisstigning og inflasjon kunne vi ha beregnet nominelle kontantstrømmer og innhentet en fremtidsrettet nåverdi målt i inflaterte kroneverdier. I tidligere masteravhandlinger er slike ting tatt i betraktning, og gir en liten indikasjon på hvor ambisjonsnivået i denne oppgaven lå ved oppstart.

Forutsetningene vi har gjort ved beregning av fremtidige kontantstrømmer er utelukkende basert på estimater gjort på beslutningstidspunktet av Det norske i 2011. Disse tallene er ikke nødvendigvis representative for fremtiden. Det finnes også argumenter mot å bruke et konstant risikojustert avkastningskrav i slike prosjekter. Mesteparten av risikoen i oljeprosjekter er oljepriserisiko, hvor mange tror at prisen bever seg mot normalt over tid. Risikotillegget bør derfor settes ned over tid, da man kan ende opp med å beregne et for høyt risikopåslag for prosjektet som helhet.

I beregningene på oljeprisvolatiliteten har vi brukt en internasjonal standard målt i Brent Crude oil, og vi ble anbefalt å bruke Brent Blend av Det norske som ville nedjustert tallanslaget noe. Med en lavere oljeprisvolatilitet ville utfallet av realopsjonsanalysen blitt noe nedjustert på bakgrunn av endringer i de risikojusterte sannsynlighetene. Videre kritikk til realopsjonsanalysen er at vi har utelatt opsjonsverdiene av lete- og prøveboring. Skal en slik analyse gjøres skikkelig må man ha mer innsikt i oljebransjen, og en betydelig større oversikt over produksjonsestimater og kostnader.

Vi kunne med fordel ha etterspurt flere estimater og informasjon om framtidsutsiktene for å være i stand til å gjøre en fullverdig analyse. Utfordringen har vært det brede spekteret av litteratur og pensum vi har vært innom gjennom denne oppgaven. Temaet som omhandler realopsjoner er såpass stort at en fullverdig analyse hadde vært nok til en egen bacheloravhandling i seg selv, noe vi ikke kunne forutse på forhånd da vi valgte problemstilling. Validiteten og reliabiliteten i den analysen er derfor blitt brukt som et sammenligningsgrunnlag, og gir i så måte ikke et så robust beslutningsgrunnlag som det var tiltenkt.

Vi har prøvd å ta hensyn til verdien av ny informasjon for å kompensere litt for begrensningene til nåverdimetoden som ikke tar hensyn til eventuelle opsjonsverdier. Ved bruk av sensitivitetsanalyser og scenarioanalyser har vi sett på følsomheten og robustheten i nåverdiberegningen, men det kunne med fordel blitt kjørt ytterligere scenario ved å se på flere risikofaktorer.

Forståelse for olje- og gassnæringen er en avgjørende del for å kunne gjøre en god investeringsanalyse i vårt tilfelle, og preger blant annet oppgaven i form av flere avsnitt på vesentlige mikro- og makroøkonomiske forhold man må ha god kunnskap og forståelse for. Hadde vi valgt et smalere tema ville vi vært i stand til å foreta mer spissrettede analyser og beregninger, samt tatt i bruk flere metoder for investeringsanalyse.

Oppgaven har kort oppsummert omhandlet så store tema at flere av avgrensningene vi har satt har svekket oppgavens validitet og reliabilitet. For å teste dette burde man ha sett på alternative metoder med lønnsomhetsberegninger og flere scenario som involverer alle risikofaktorene i et oljeprosjekt.

---

## 18. Kildehenvisninger

- Berthling-Hansen, Pål og Espen Skaldehaug. 2011. "Utdelt materiale og forelesninger i kurset BST9502 – Økonomistyring og investeringsanalyse." Trondheim: Handelshøyskolen BI.
- Brekke, Kjell Arne. 2005. *Realopsjoner og fleksibilitet i store offentlige investeringsprosjekter*. Concept rapport 8. Trondheim: Norges teknisk- og naturvitenskapelige universitet. Hentet 12. mai 2012.  
<http://www.concept.ntnu.no/Publikasjoner/Rapportserie/Concept%208%20Realopsjoner.pdf>
- Bøhren, Øyvind og Dag Michalsen. 2010. *Finansiell økonomi: Teori og praksis*. Bergen: Fagbokforlaget Vigmostad & Bjørke.
- Bøhren, Øyvind og Per Ivar Gjørum. 2009. *Prosjektanalyse: Investering og finansiering*. Bergen: Fagbokforlaget Vigmostad & Bjørke.
- Copeland, Tom og Vladimir Antikarov. 2003. *Real Options: a practitioner's guide*. New York: Cengage Learning.
- Damodaran. 2012. "Ratings, Interest Coverage Ratios and Default Spread." Hentet 2. mai 2012.  
[http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New\\_Home\\_Page/datafile/ratings.htm](http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ratings.htm)
- Danske Markets. 2012. "Detnor pre-Aldous appraisal drilling flash note." Hentet 22. mars 2012. Oslo: Danske Markets Equities. (Ikke publisert)
- Det Norske. 2011. "Plan for utvikling og drift av Jette." Overlevert myndighetene 05.09.2011: Myndighetsgodkjenning forelå 17.02.2012. (Ikke publisert)
- Det Norske. 2011. "Securities Note." Hentet 22. mars 2012.  
[http://www.detnor.no/images/stories/2011/Investor/Security\\_Note.pdf](http://www.detnor.no/images/stories/2011/Investor/Security_Note.pdf)
- Det Norske. 2011. "Styrets årsberetning og årsregnskap 2011." Hentet 24. mars 2012. <http://www.detnor.no/no/investor/finansielle-rapporter/1003-arsrapport-2011>



---

Det norske. 2011. "Årsrapport 2011." Hentet 24. mars 2012.

<http://www.detnor.no/no/investor/finansielle-rapporter/1003-arsrapport-2011>

Det norske. 2012. "Det norske nå." Hentet 27. mai 2012. <http://detnor.no/no/om-oss/om-det-norske>

Det norske. 2012. "Jette – lite men lønnsomt." Hentet 27. mai 2012.

<http://detnor.no/no/var-virksomhet/utbygging/jette>

Det norske. 2012. "Pengene på plass." Hentet 27. mai 2012.

<http://www.detnor.no/ar2011no/?p=1154>

Det norske. 2012. "Produksjon." Hentet 27. mai 2012. <http://detnor.no/no/var-virksomhet/produksjon>

Det norske. 2012. "Vår visjon." Hentet 27. mai 2012. <http://detnor.no/no/om-oss/om-det-norske/687-var-visjon>

Det norske. 2012. "Selskapets HMS-politikk." Hentet 27. mai 2012.

<http://detnor.no/no/om-oss/hms-politikk>

Det norske. 2012. "Etske retningslinjer." Hentet 27. mai 2012.

<http://www.detnor.no/no/om-oss/etske-retningslinjer>

E24. 2012. "Det Norske Oljeselskap: Nøkkeltall." Hentet 12. mars 2012.

<http://bors.e24.no/e24/portal/e24no/instrument?ticker=detnor.OSE>

Fevang, Hans Jacob og Petter Osmundsen. 2000. "Investeringsvingninger og risikostyring i petroleumsnæringen." *Magma: Econas tidsskrift for økonomi og ledelse*. Hentet 12. mai 2012.

<http://www.magma.no/investeringsvingninger-og-risikostyring-i-petroleumsnaeringen>

Finansdepartementet. 2000. "Skattlegging av petroleumsvirksomhet." NOU 2000: 18. Oslo: Finansdep. Hentet 13. mars 2012.

<http://www.regjeringen.no>

Finansdepartementet. 2000. "En strategi for sysselsetting og verdiskapning." NOU 2000: 21. Oslo: Finansdep. Hentet 25. mai 2012.

- 
- Finansdepartementet. 2007. "Petroleumsbeskatning." Oslo: Finansdep. Hentet 13. mars 2012. <http://www.regjeringen.no>
- Globe. 2012. "Renewable energy output must more than quadruple to replace fossil fuel: study." Hentet 27. mai 2012. <http://www.globe-net.com/articles/2012/april/3/renewable-energy-output-must-more-than-quadruple-to-replace-fossil-fuel-study/>
- Gripsrud, Geir og Ulf H. Olsson og Ragnhild Silkoset. 2010. *Metode og dataanalyse: beslutningsstøtte for bedrifter ved bruk av JMP*. Kristiansand: Høyskoleforlaget.
- Gujarati, Damodar N. og Dawn C. Porter. 2010. *Essentials of Econometrics*. New York: McGraw-Hill
- Indexmundi. 2012. "Dated Brent Monthly Price." Hentet 14. april 2012. <http://www.indexmundi.com/commodities/?commodity=crude-oil-brent&months=360>
- Løwendahl, Bente R. og Fred E. Wenstøp. 2011. *Grunnbok i strategi: 3. utgave*. Oslo: Cappelen Damm.
- Mohn, Klaus. 2007. "Hva er det med oljeinvesteringene?" *Magma: Econas tidsskrift for økonomi og ledelse*. Hentet 10. mars 2012. <http://www.magma.no/hva-er-det-med-oljeinvesteringene1>
- Netfonds. 2012. "US Dollar/Norwegian Krone i perioden 16.05.11 til 10.05.12." Hentet 10. mai 2012. <http://hopeynetfonds.no/analysis.php?paper=USDNOK.FXSB>
- Norges Bank. 2012. "Statsobligasjoner: Årsgjennomsnitt." Oslo: Norges Bank. Hentet 15. mars 2012. <http://www.norgesbank.no/no/prisstabilitet/rentestatistikk/statsobligasjoner-rente-arsgjennomsnitt-av-daglige-noteringer>
- Norges Bank. 2012. "Pengepolitisk rapport." Rapportserie 1. Oslo: Norges Bank. Hentet 12. april 2012. [http://www.norges-bank.no/pages/88292/PPR\\_1\\_12.pdf](http://www.norges-bank.no/pages/88292/PPR_1_12.pdf)

---

Offshore. 2012. "Felt og prosjekter på norsk sokkel." Hentet 27. mai 2012.

<http://offshore.no/Prosjekter/Olje-felt-oversikt.aspx>

Olje- og energidepartementet. 2000. "Olje- og gassvirksomheten – lover og regler" St.meld. nr. 39. Oslo: Olje- og energidepartementet. Hentet 15. mai 2012.

<http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/regpubl/stmeld/19992000/stmeld-nr-39-1999-2000-.html?id=193218>

Olje- og energidepartementet. 2010. "Økt utvinning på norsk kontinentalsokkel." Utvinningsutvalgets rapport. Oslo: Olje- og energidepartementet. Hentet 28. mai 2012.

<http://www.regjeringen.no/upload/OED/pdf%20filer/Oktutvinning.pdf>

Olje- og energidepartementet. 2011. "En næring for fremtida – om petroleumsvirksomheten." Meld. St. 28: *Mål og sammendrag*. Oslo: Olje- og energidepartementet. Hentet 28. mai 2012.

<http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/regpubl/stmeld/2010-2011/meld-st-28-2010-2011.html?id=649699>

Oljedirektoratet. 2012. "Fakta 2012." Stavanger: Oljedirektoratet. Hentet 20. mai 2012. <http://www.npd.no/no/Publikasjoner/Faktahefter/Fakta-2012/>

Oljedirektoratet. 2011. "Petroleumssressursene på norsk kontinentalsokkel." Ressursrapport 2011: Kapittel 1.

<http://www.npd.no/Templates/OD/Article.aspx?id=3940>

Petrostrategies. 2012. "Oil and Gas Value Chains." Hentet 29. mai 2012.

[http://www.petrostrategies.org/Learning\\_Center/oil\\_and\\_gas\\_value\\_chains.htm](http://www.petrostrategies.org/Learning_Center/oil_and_gas_value_chains.htm)

Proff. 2012. "Det norske oljeselskap ASA." Hentet 15. mai 2012.

<http://www.proff.no/roller/det-norske-oljeselskap-asa/trondheim/oppf%C3%B8ringer-uten-bransjetilknytning/Z01126WE/>

PWC (Price Waterhouse Coopers). 2012. "Risikopremien i det norske markedet 2011 og 2012." Hentet 4. april 2012.

<http://www.pwc.no/no/publikasjoner/deals/risiko-pdf.pdf>

---

Sending, Aage. 2009. "Analyse av prosjekter." Kap. 13 i *Økonomistyring 2*.

Bergen: Fagbokforlaget Vigmostad & Bjørke. Hentet 22. mai 2012.

<http://aagesending.no/Prosjektanalyse%20nett%20OK-2.pdf>

Sirnes, Espen. 2010. "Risikopremien for Oslo Børs 1915-2009." Hentet 11. april

2012. <http://ansatte.uit.no/esi000/risikopremieOB.xls>

Skatteetaten. 2010. "Om petroleumsskattesystemet." Oslo: Skatteetaten. Hentet

13. mars 2012. [http://www.skatteetaten.no/no/Artikler/Presentasjon-av-](http://www.skatteetaten.no/no/Artikler/Presentasjon-av-Oljeskattekontoret/Om-petroleumsskattesystemet/)

[Oljeskattekontoret/Om-petroleumsskattesystemet/](http://www.skatteetaten.no/no/Artikler/Presentasjon-av-Oljeskattekontoret/Om-petroleumsskattesystemet/)

Skatteetaten. 2011. "Rente for fremføring av underskudd og overskytende

friinntekt." Oslo: Skatteetaten. Hentet 13. mars 2012.

[http://www.skatteetaten.no/no/Tabeller-og-satser/Rente-for-fremforing-av-](http://www.skatteetaten.no/no/Tabeller-og-satser/Rente-for-fremforing-av-underskudd-og-overskytende-friinntekt/2011/)

[underskudd-og-overskytende-friinntekt/2011/](http://www.skatteetaten.no/no/Tabeller-og-satser/Rente-for-fremforing-av-underskudd-og-overskytende-friinntekt/2011/)

Smit, Han T. J. og Lenos Trigeorgis. 2004. *Strategic Investment: Real Options*

*and Games*. New Jersey: Princeton University Press.

SSB (Statistisk sentralbyrå). 2010. "Stadig økende andel med høyere utdanning."

Hentet 27. mai 2012. <http://www.ssb.no/utniv/>

Wikipedia. 2011. "Oljeindustri." Hentet 27. mai 2012.

<http://no.wikipedia.org/wiki/Oljeindustri>

Wikipedia. 2012. "Kyoto-avtalen." Hentet 28. april 2012.

<http://no.wikipedia.org/wiki/Kyoto-avtalen>

Yahoo Finance. 2012. "DETNOR.OL - Historical Prices." Hentet 14. april 2012.

<http://finance.yahoo.com/q/hp?s=DETNOR.OL+Historical+Prices>

Yahoo Finance. 2012. "OSEBX.OL – Historical Prices." Hentet 14. april 2012.

<http://finance.yahoo.com/q?s=OSEBX.OL+Historical+Prices>

Yahoo Finance. 2012. "LUPE.ST – Historical Prices." Hentet 14. april 2012.

<http://finance.yahoo.com/q/hp?s=LUPE.ST+Historical+Prices>

---

**19. Vedleggsversikt**

<b>VEDLEGG 1: MARKEDSVERDIER AV EGENKAPITAL OG GJELD ...</b>	<b>77</b>
<b>VEDLEGG 2: INVESTERINGER .....</b>	<b>78</b>
<b>VEDLEGG 3: PRODUKSJONSPROFILER .....</b>	<b>79</b>
<b>VEDLEGG 4: SALGSPROFIL .....</b>	<b>80</b>
<b>VEDLEGG 5: DRIFTSKOSTNADER OG TARIFFER .....</b>	<b>81</b>
<b>VEDLEGG 6: BEREGNING AV SKATTEKOSNAD .....</b>	<b>82</b>
<b>VEDLEGG 7: AVSKRIVNINGER OG UPLIFT .....</b>	<b>85</b>
<b>VEDLEGG 8: NÅVERDIBEREGNING AV JETTE .....</b>	<b>86</b>
<b>VEDLEGG 9: NÅVERDIPROFIL .....</b>	<b>88</b>

**VEDLEGG 1.****MARKEDSVERDIER AV EGENKAPITAL OG GJELD***Beregninger på egenkapital- og gjeldsandel*

<b>MARKEDSVERDI AV GJELD:</b>	<b>31.12.2011</b>
Hovedstol lån Norsk Tillitsmann	600 000 000,00
Etableringsgebyr og kurtasje ved etablering	-16 145 000,00
Amortisering av etableringskostnader	3 156 000,00
Letefasilitet i DnB NOR	400 000 000,00
Periodiserte lånekostnader	-20 450 000,00
<b>Netto rentebærende gjeld per 31.12.11</b>	<b>966 561 000,00</b>

<b>MARKEDSVERDI AV EGENKAPITALEN:</b>	<b>31.12.2011</b>
Antall aksjer 31.12.11:	127 915 786,00
Pålydende:	1,00
Aksjekurs 31.12.11:	88,00
<b>Børsverdi per 31.12.11</b>	<b>11 256 589 168,00</b>

<b>MARKEDSVERDI AV TOTALKAPITALEN:</b>	<b>31.12.2011</b>
Rentebærende gjeld	966 561 000,00
Markedsverdi av egenkapitalen	11 256 589 168,00
<b>TOTALKAPITAL per 31.12.2011</b>	<b>12 223 150 168,00</b>

<b>ANDELER AV TOTALKAPITAL:</b>	<b>31.12.2011</b>
<b>GJELDSANDEL</b>	<b>0,079076</b>
<b>EGENKAPITALANDEL</b>	<b>0,920923</b>

*Kilder:*

Det Norske. 2011. "Årsrapport". Hentet 12. april 2012.

<http://www.detnor.no/no/investor/finansielle-rapporter/1003-arsrapport-2011>

Det Norske. 2011. "Styrets beretning og årsregnskap". Hentet 12. april 2012.

[http://www.detnor.no/images/stories/2012/Investor/GF\\_2012/Styrets\\_rsberetning\\_og\\_rsregnskap\\_2011.pdf](http://www.detnor.no/images/stories/2012/Investor/GF_2012/Styrets_rsberetning_og_rsregnskap_2011.pdf)

**VEDLEGG 2.****INVESTERINGER***Fordeling og periodisering av estimerte investeringer på Jette*

	<b>SUM Invest.</b>	Prosjekt- ledelse	Brønner	Subsea og rør	Jotun B modifika- sjoner	Andre Invest.	Forsikring
<b>2011</b>	<b>318</b>	42	17	197	31	26	5
<b>2012</b>	<b>2170</b>	127	1140	628	118	127	30
<b>2013</b>	<b>40</b>	21	2	4		13	
<b>SUM</b>	<b>2528</b>	190	1159	829	149	166	35
Prosjekt- reserve	500						
<b>SUM</b>	<b>3028</b>						

*Kilde:*

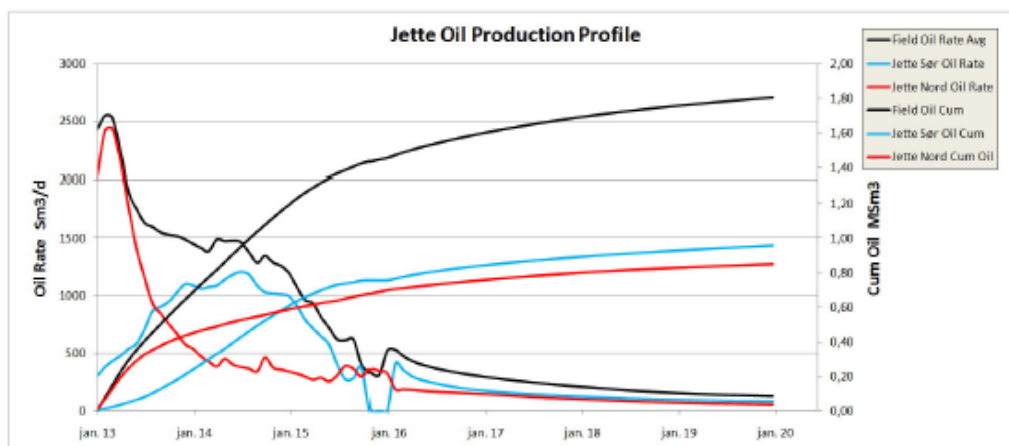
Det Norske. 2011. ‘Plan for utbygging og drift av Jette’. Overlevert myndighetene 05.09.2011: Myndighetsgodkjennele forelå 17.02.2012. (Ikke publisert)

## VEDLEGG 3.

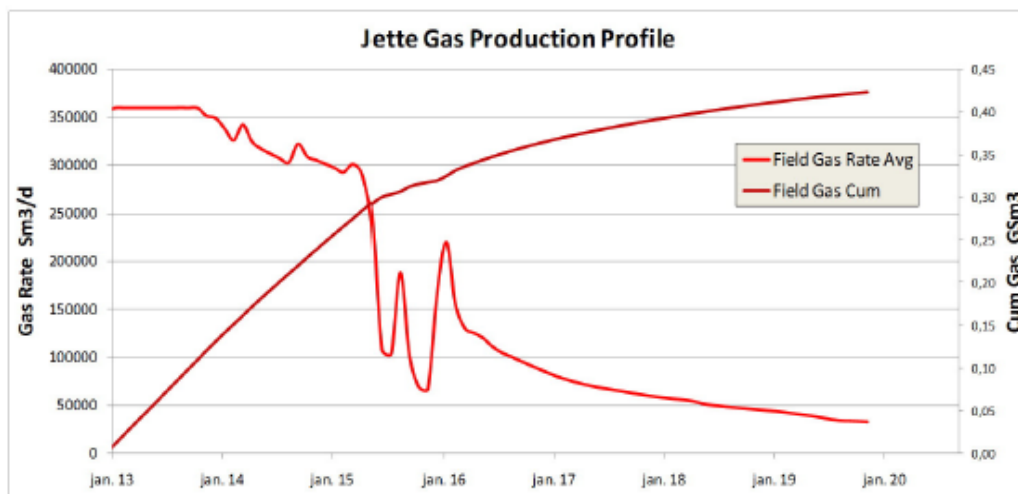
## PRODUKSJONSPROFILER

*Olje- og gassproduksjonsprofiler for begge brønnene på Jettefeltet*

## Oljeproduksjonsprofil: (Base-case)



## Gassproduksjonsprofil: (Base-case)

*Kilde:*

Det Norske. 2011. "Plan for utbygging og drift av Jette". Overlevert myndighetene 05.09.2011: Myndighetsgodkjennele forelå 17.02.2012. (Ikke publisert)



**VEDLEGG 4.****SALGSPROFILER***Estimerte produksjonsvolum med kompensasjon til Jotun*

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	SUM
<b>Oljeproduksjon (MSm<sup>3</sup>)</b>	0,688	0,507	0,260	0,144	0,091	0,066	0,051	<b>1,807</b>
<b>Kompensasjon til Jotun (MSm<sup>3</sup>)</b>	0,015	0,013	0,012	0,011	0,010	0,009	0,008	<b>0,078</b>
<b>Oljeeksport (MSm<sup>3</sup>)</b>	0,674	0,494	0,248	0,134	0,082	0,057	0,043	<b>1,732</b>
<b>Gassproduksjon (GSm<sup>3</sup>)</b>	0,131	0,117	0,071	0,046	0,026	0,019	0,014	<b>0,424</b>
<b>Brenselgass og fakling (GSm<sup>3</sup>)</b>	0,016	0,012	0,006	0,004	0,002	0,002	0,001	<b>0,043</b>
<b>Gasseksport (GSm<sup>3</sup>)</b>	0,115	0,105	0,065	0,042	0,023	0,017	0,013	<b>0,380</b>

*Kilde:*

Det Norske. 2011. ‘‘Plan for utbygging og drift av Jette’’. Overlevert myndighetene 05.09.2011: Myndighetsgodkjennele forelå 17.02.2012. (Ikke publisert)

**VEDLEGG 5.****DRIFTSKOSTNADER***Årlig nedbryting av estimerte driftskostnader og tariffer*

	<b>Sum driftskostn.</b>	Tariffer og OPEX-delning Jotun	Operatørkostn.	Brønnvedlik.	Oljetransp.	Gass- transp.	HL-FoU	Fjerning
<b>2011</b>	<b>11</b>						11	
<b>2012</b>	<b>67</b>		13				54	
<b>2013</b>	<b>211</b>	133	25		38	10	5	
<b>2014</b>	<b>190</b>	122	25		28	10	5	
<b>2015</b>	<b>138</b>	74	25	15	14	6	4	
<b>2016</b>	<b>308</b>	261	25		8	4	10	
<b>2017</b>	<b>252</b>	212	25		5	2	8	
<b>2018</b>	<b>243</b>	190	25	15	3	2	8	
<b>2019</b>	<b>206</b>	171	25		2	1	7	
<b>2020</b>	<b>320</b>							320
<b>SUM</b>	<b>1946</b>	<b>1163</b>	<b>188</b>	<b>30</b>	<b>98</b>	<b>35</b>	<b>112</b>	<b>320</b>

*Kilde:*

Det Norske. 2011. 'Plan for utbygging og drift av Jette'. Overlevert myndighetene 05.09.2011: Myndighetsgodkjennele forelå 17.02.2012. (Ikke publisert)

**VEDLEGG 6. BEREGNING AV SKATTEKOSTNAD**

1 av 3

	<b>Total</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	2021
Driftsinntekter	5606,33	0	0	2111,93	1597,77	825,46	456,26	274,87	193,64	146,41	0	0
Driftskostnader	-1626,00	-11,00	-67,00	-211,00	-190,00	-138,00	-308,00	-252,00	-243,00	-206,00	0	0
Fjerningskostnad	-320,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-320	0
Resultat før skatt	3660,33	-11,00	-67,00	1900,93	1407,77	687,46	148,26	22,87	-49,36	-59,59	-320	0
Investeringer	-2528,00	-318,00	-2170,00	-40,00	0	0	0	0	0	0	0	0
Avskrivninger	-2528,00	-53,00	-414,67	-421,33	-421,33	-421,33	-421,33	-368,33	-6,67	0	0	0
Uplift	758,4	23,85	186,60	189,60	189,60	165,75	3,00	0	0	0	0	0
<b>Skattepliktig resultat</b>	<b>1132,33</b>	<b>-64,00</b>	<b>-481,67</b>	<b>1479,59</b>	<b>986,43</b>	<b>266,13</b>	<b>-273,08</b>	<b>-345,46</b>	<b>-56,03</b>	<b>-59,59</b>	<b>-320</b>	<b>0</b>
Cash Flow		-329,00	-2237,00	1860,93	1407,77	687,46	148,26	22,87	-49,36	-59,59	-320	0
<b>BEREGNING AV SELSKAPSSKATT:</b>												
IB Skattegrunnlag			-65,28	-557,89	0	0	0	-278,54	-636,48	-706,36	-781,27	-1123,3
Endring		-64,00	-481,67	1479,59	986,43	266,13	-273,08	-345,46	-56,03	-59,59	-320	0
UB Skattegrunnlag		-64,00	-546,95	921,71	986,43	266,13	-273,08	-624,00	-692,51	-765,95	1101,27	-1123,29
<b>SUM Selskapsskatt (28%)</b>	<b>-608,79613</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-258,08</b>	<b>-276,201</b>	<b>-74,516</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>BEREGNING AV SÆRSKATT:</b>												
IB Særskattegrunnlag			-89,61	-773,03	0	0	0	-281,60	-639,60	-709,54	-784,51	-1126,60
Endring		-87,85	-668,27	1289,99	796,83	100,38	-276,08	-345,46	-56,03	-59,59	-320,00	0
UB Særskattegrunnlag		-87,85	-757,87	516,96	796,83	100,38	-276,08	-627,06	-695,63	-769,13	1104,51	-1126,60
<b>SUM Særskatt (50%)</b>	<b>-707,0882</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-258,48</b>	<b>-398,42</b>	<b>-50,19</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

<b>A. BETALBAR SKATT</b>	-1315,884	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-516,56</b>	<b>-674,62</b>	<b>-124,71</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Godskriving av skattefordel til NPV:												
- Selskapsskatt (28 %)		17,92	134,87	-	-	-	76,46	96,73	15,69	16,68	89,60	-
- Særskatt (50 %)		43,93	334,13	-	-	-	138,04	172,73	28,01	29,79	160,00	-
<b>B. GODSKREVET SKATT</b>	1354,587	<b>61,85</b>	<b>469,00</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>214,50</b>	<b>269,46</b>	<b>43,70</b>	<b>46,48</b>	<b>249,60</b>	<b>-</b>
- Spart skatt (2 % årlig forrentning)		-	63,08	64,34	-	-	-	-	-	-	-	-
		-	-	478,38	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>C. SPART SKATT</b>	-542,724	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>542,72</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

	<b>Total</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
<b>SUM SKATTEKOSTNAD (A+B+C)</b>	<b>-504,021</b>	61,85	469,00	1059,28	-674,62	-124,71	214,50	269,46	43,70	46,48	249,60	0
Periodisert til NPV	<b>-628,821</b>	<b>30,92</b>	<b>265,42</b>	<b>-295,14</b>	<b>-866,95</b>	<b>-399,66</b>	<b>44,90</b>	<b>241,98</b>	<b>156,58</b>	<b>45,09</b>	<b>148,04</b>	124,80

Kontrollregning:	Total											
Resultat før skatt x 78%		-8,58	-52,26	1482,72	1098,06	536,22	115,64	17,84	-38,50	-46,48	-249,6	0
Avskrivinger x 78%		41,34	323,44	328,64	328,64	328,64	328,64	287,3	5,2	0	0	0
- Friinntekt x 50%		-11,925	-93,3	-94,8	-94,8	-82,875	-1,5	0	0	0	0	0
<b>SUM Skattekostnad</b>	-504,02	<b>61,85</b>	<b>469,00</b>	<b>1059,28</b>	<b>-674,62</b>	<b>-124,71</b>	<b>214,50</b>	<b>269,46</b>	<b>43,70</b>	<b>46,48</b>	<b>249,60</b>	0
Periodisert til NPV	-628,82	30,9	265,42	-295,14	-866,95	-399,66	44,90	241,98	156,58	45,09	148,04	

**VEDLEGG 7.****AVSKRIVINGER OG UPLIFT***Fordeling av årlige avskrivninger og friinntekt til beregning av særskatt***ÅRLIG FORDELING AV AVSKRIVNINGER OVER 6 ÅR**

<b>INVESTERINGER:</b>			<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>
2011	318	6	53,00	53,00	53,00	53,00	53,00	53,00		
2012	2170	6		361,67	361,67	361,67	361,67	361,67	361,67	
2013	40	6			6,67	6,67	6,67	6,67	6,67	6,67
<b>SUM:</b>			<b>53,00</b>	<b>414,67</b>	<b>421,33</b>	<b>421,33</b>	<b>421,33</b>	<b>421,33</b>	<b>368,33</b>	<b>6,67</b>

**ÅRLIG FORDELING AV UPLIFT (7,5 %) OVER 4 ÅR**

<b>UPLIFT: (30 %)</b>			<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
2011	95,4	4	23,85	23,85	23,85	23,85		
2012	651	4		162,75	162,75	162,75	162,75	
2013	12	4			3	3	3	3
<b>SUM:</b>			<b>23,85</b>	<b>186,60</b>	<b>189,60</b>	<b>189,60</b>	<b>165,75</b>	<b>3</b>

**VEDLEGG 8.****DRIFTSRESULTAT OG KONTANTSTRØM***Kontantstrøm- og nåverdiberegning før og etter skatt**Kontantstrømoppstilling fra år 2011 – 2015:*

<b>Jette (Base-case)</b>	<b>SUM</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
<i>Driftsinntekter:</i>						
Oljeinntekter		0	0	1904,93	1398,27	701,96
Gassinntekter		0	0	207	199,5	123,5
<b>SUM INNTEKTER</b>	5606,33	0	0	2111,93	1597,77	825,46
<i>Driftskostnader:</i>						
Tariffer og OPEX	-1163	0	0	-133	-122	-74
Operatørkostnader	-188	0	-13	-25	-25	-25
Brønnvedlikehold	-30	0	0	0	0	-15
Oljetransport	-98	0	0	-38	-28	-14
Gasstransport	-35	0	0	-10	-10	-6
HLFoU	-112	-11	-54	-5	-5	-4
Fjerningskostnader	-320	0	0	0	0	0
Totale avskrivinger	-2528	-53,00	-414,67	-421,33	-421,33	-421,33
<b>SUM KOSTNADER</b>	-4474	-64	-481,67	-632,33	-611,33	-559,33
<b>DRIFTSRESULTAT</b>		-64	-481,67	1479,59	986,434	266,131
<i>Investeringer:</i>						
Brønninvesteringer	-1159	-17	-1140	-2	0	0
Subsea investeringer	-829	-197	-628	-4	0	0
Andre investeringer	-540	-104	-402	-34	0	0
<b>SUM INVESTERINGER</b>	-2528	-318	-2170	-40	0	0
Totale avskrivinger	2528	53	414,67	421,33	421,33	421,33
<b>Kontantstrøm f. skatt</b>	1.7.11	-329	-2237	1860,93	1407,767	687,464
NPV (7 %) før skatt	787,01	<b>760,84</b>				
Internrente		<b>27,37 %</b>				
<b>SKATTEKOSTNAD</b>	-628,82	30,92	265,42	-295,14	-866,95	-399,66
<b>Kontantstrøm e. skatt</b>	1.7.11	-298,08	-1971,58	1565,79	540,82	287,80
NPV (8 %) etter skatt	131,691	<b>126,72</b>				
Internrente		<b>11,47 %</b>				

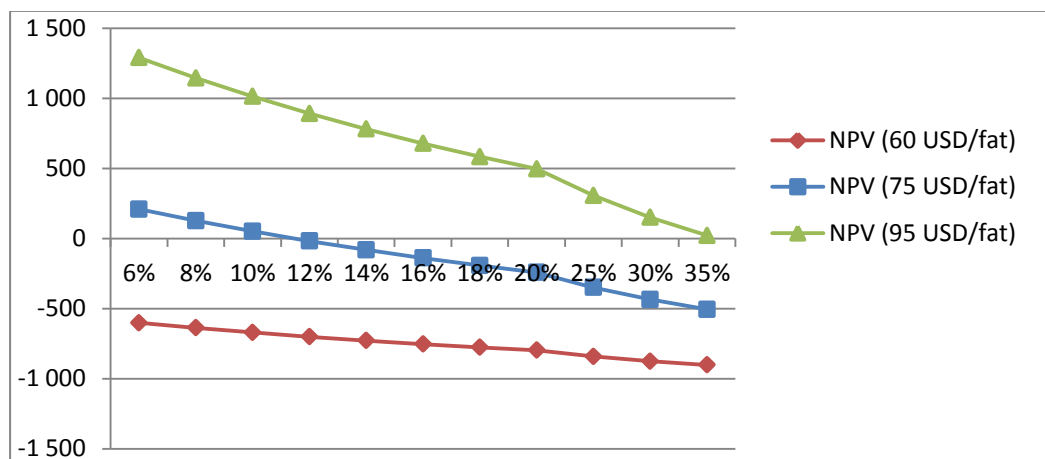
**Kontantstrømoppstilling fortsetter fra år 2016 – 2020:**

<b>Jette (Base-case)</b>	<b>SUM</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
<i>Driftsinntekter:</i>						
Oljeinntekter		376,46	229,27	161,34	121,71	0
Gassinntekter		79,8	45,6	32,3	24,7	0
<b>SUM INNTEKTER</b>	5606,33	456,26	274,87	193,64	146,41	0
<i>Driftskostnader:</i>						
Tariffer og OPEX	-1163	-261	-212	-190	-171	0
Operatørkostnader	-188	-25	-25	-25	-25	0
Brønnvedlikehold	-30	0	0	-15	0	0
Oljetransport	-98	-8	-5	-3	-2	0
Gasstransport	-35	-4	-2	-2	-1	0
HLFoU	-112	-10	-8	-8	-7	0
Fjerningskostnader	-320	0	0	0	0	-320
Totale avskrivinger	-2528	-421,33	-368,33	-6,67	0	0
<b>SUM KOSTNADER</b>	-4474	-729,33	-620,33	-249,67	-206	-320
<b>DRIFTSRESULTAT</b>		-273,077	-345,463	-56,03	-59,589	-320
<i>Investeringer:</i>						
Brønninvesteringer	-1159	0	0	0	0	0
Subsea investeringer	-829	0	0	0	0	0
Andre investeringer	-540	0	0	0	0	0
<b>SUM INVESTERINGER</b>	-2528	0	0	0	0	0
Totale avskrivinger	2528	421,33	368,33	6,67	0	0
<b>Kontantstrøm f. skatt</b>	1.7.11	148,2565	22,8705	-49,36	-59,589	-320
NPV (7 %) før skatt	787,01	<b>760,84</b>				
Internrente		<b>27,37 %</b>				
<b>SKATTEKOSTNAD</b>	-628,82	44,90	241,98	156,58	45,09	148,04
<b>Kontantstrøm e. skatt</b>	1.7.11	193,15	264,85	107,22	-14,50	-171,96
NPV (8 %) e. skatt	131,691	<b>126,72</b>				
Internrente		<b>11,47 %</b>				



**VEDLEGG 9.****NÅVERDIPROFIL**

*Nominelle endringer i NNV og IRR som følge av opp- og nedgang i oljepris*

**Grafisk:****Kontantstrøm med oljepriser på 75, 60 og 95 USD/fat:**

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
FCF (75)	-298	-1971	1565	540	287	193	264	107	-14	-171
FCF (60)	-298	-1971	1184	261	147	117	219	75	-38	-171
FCF (95)	-298	-1971	2073	913	474	293	325	150	17	-171

**Nåverdi med ulike avkastningskrav (%):**

%	6	8	10	12	14	16	18	20	25	30
NPV (75)	209	127	51	-18	-81	-140	-193	-242	-349	-435
NPV (60)	-601	-637	-670	-700	-728	-753	-776	-797	-841	-875
NPV (95)	1290	1145	1013	892	781	678	584	497	307	151