

Universitetet i Stavanger



Sandnes, 14. juni 2009

# **Realinvesteringer i olje- og gasselskaper**

**Jonas S. Martinussen**

**Veileder: Klaus Mohn**

**Masteroppgave spesialisering Økonomisk Analyse**

**Institutt for økonomi og ledelse**

Universitetet i Stavanger

”Denne masteroppgaven er gjennomført som et ledd i masterstudiet i økonomisk-administrative fag ved Universitetet i Stavanger og er godkjent som sådan. Godkjenningen innebærer ikke at Universitetet inntår for de metoder som er anvendt, de resultater som er fremkommet eller de konklusjoner som er trukket i arbeidet”.

## Sammendrag

Denne masteroppgaven tar mål av seg og vise betydningen av et utvidet strategisk rammeverk for olje- og gasselskapers investeringsbeslutninger. Nåverdimetoden er i dag den vanligste metoden for å evaluere lønnsomheten til investeringsprosjekter i olje- og gassnæringen. Nåverdimetoden tar ikke høyde for den fleksibiliteten som ledelsen har i løpet av et investeringsprosjekts levetid. Denne fleksibilitetsverdien må inkluderes i verdsettelsen for å gi et riktigere bilde av prosjekters lønnsomhet. Olje- og gassnæringen er preget av ufullkommen konkurranse. Et selskaps investeringsbeslutninger blir gjerne påvirket av konkurrentenes investeringsvalg. I slike situasjoner der selskaper observerer sine konkurrenters adferd, der valg avhenger av hva andre gjør, vil det være en strategisk verdi inkludert. Også denne verdien må inkluderes i en investeringsanalyse, for å fange opp et prosjekts hele og fulle verdi.

For å kunne forstå olje- og gassnæringens investeringsbeslutninger er det viktig å ha kunnskaper om de næringsspesifikke forholdene som olje- og gasselskaper står overfor. En rekke faktorer som her er av betydning er behandlet etter teoridelen.

Neste steg har vært å verdsette et potensielt hypotetisk oljefelt. Her har noen tradisjonelle metoder blitt benyttet. I tillegg har oljefeltet blitt verdsatt ved å beregne nåverdi under usikkerhet ved hjelp av Monte Carlo simuleringer, og med realopsjonsteori. Her var målet å se på forskjeller i verdiestimat disse metodene gav. Avslutningsvis blir anbefalingen at nåverdi under usikkerhet gir et riktigere bilde av prosjektverdien enn den statiske netto nåverdien, som en følge av at mulige fremtidige prisbaner inkluderes ut fra forventet prisvolatilitet. Realopsjonsanalysen gir også et riktigere bilde av lønnsomheten siden fleksibilitetsverdien inkluderes, og er et meget godt supplement til investeringsanalysen for å kunne definere, strukturere, og forstå verdiutviklingen i et prosjekt.

Til slutt er det gitt en kort innføring i de eksogene faktorene som er av betydning for olje- og gasselskapers investeringsadferd. Stikkord her er næringspolitiske- og makroøkonomiske implikasjoner.

## **Innhold**

1. Innledning .....	1
1.1 Bakgrunn.....	1
1.2 Oppgavens struktur og oppbygning .....	2
2. Relevant teori og litteratur .....	4
2.1 Tradisjonelle metoder for investeringsanalyse .....	5
2.1.1 Nåverdimetoden.....	5
2.1.2 Avkastningskrav .....	8
2.1.3 Internrentemetoden .....	10
2.1.4 Annuitetsmetoden .....	13
2.1.5 Tilbakebetalingsmetoden.....	14
2.1.6 Investeringsanalyse er en omfattende prosess i praksis .....	16
2.2 Realopsjoner.....	17
2.2.1 Definisjon og verdidrivere.....	18
2.2.2 Oversikt over ulike typer av realopsjoner .....	20
2.2.3 Verdsettelse av realopsjoner.....	24
2.2.4 Forskjellen på finansielle opsjoner og realopsjoner.....	31
2.2.5 Realopsjonsanalysen begrensninger og ulemper .....	32
2.2.6 Realopsjonsanalyse – en firetrinnsprosess .....	33
2.3 Spillteori og strategiske beslutninger .....	34
2.3.1 Spilletts regler .....	34
2.3.2 Løsning av spillet.....	36
2.3.3 Ulike typer spill .....	38
2.3.4 Eksempel strategisk spill.....	40
3. Investeringer i olje- og gassvirksomheten .....	43
3.1 Næringsspesifikke forhold i olje og gassnæringen .....	44
3.2 Industristruktur, konkurranseforhold, og betydning av ufullkommen konkurranse.....	47
3.3 Finansmarkedspress og samspill med kapitalmarkedet .....	49
3.4 Oppsummering .....	50
4. Anvendelse/Case .....	52

4.1 Problemformulering .....	52
4.2 Modellering av kontantstrømmer og beregning av statisk netto nåverdi ..	52
4.2.1 Avkastningskrav .....	52
4.2.2 Estimering av fremtidig oljepris .....	56
4.2.3 Kontantstrømoppstilling og statisk netto nåverdi .....	57
4.3 Sensitivitets- og Break-Even analyse .....	61
4.3.1 Sensitivitetsanalyse .....	61
4.3.2 Break-even analyse .....	62
4.4 Netto nåverdi under usikkerhet .....	63
4.5 Realopsjonsanalyse.....	68
5. Overordnede mekanismer .....	75
5.1 Næringspolitiske implikasjoner .....	75
5.2 Makroøkonomiske implikasjoner .....	79
6. Avslutning.....	84
7. Litteraturliste .....	86
7. Vedlegg .....	88

## Oversikt over figurer og tabeller

Figur 1: Strategisk planlegging basert på selskapers markedsverdi (Smit, Trigeorgis 2004)....	1
Figur 2: CFO`s mest brukte verdsettelsesmetoder. ....	4
Figur 3: Internrenteberegning for gjennomgangseksempel. ....	12
Figur 4: De seks variablene som påvirker realopsjonsverdien (Copeland, Antikarov 2001). .	20
Figur 5: Forskjell på finansielle opsjoner og realopsjoner (Copeland, Antikarov 2001) .....	32
Figur 6: Copeland og Antikarovs firetrinnsmodell.....	33
Figur 7: Press om å være først får selskapene til å gjøre forhastede investeringer, selv om det vil være fordelaktig å vente (fangenes dilemma). ....	40
Figur 8: Makroøkonomiske indikatorer (Mohn 2007a). ....	43
Figur 9: Sammensatte opsjoner i olje- og gassnæringen (Smit, Trigeorgis 2004) .....	46
Figur 10: Kontantstrømmer i et stilisert feltprosjekt (Mohn 2007b) .....	47
Figur 11: Verdikjeden i olje- og gassnæringen. ....	48
Figur 12: Beta beregning StatoilHydro. ....	55
Figur 13: Oljefeltets produksjonsstruktur. ....	58
Figur 14: break-even analyse for investeringsprosjektet med hensyn på oljepris. ....	63
Figur 15: Oljeprisutvikling 04.03.1983 – 19.05.2009 (kilde: International Energy Agency (IEA)). ....	64
Figur 16: Monte Carlo simulering. ....	66
Figur 17: Netto nåverdiens kumulative stigning .....	67
Figur 18: Forventet oljeprisutvikling .....	67
Figur 19: Oljefeltets beslutningstre med opsjonsverdier. ....	72
Figur 20: Statlig organisering av olje- og gassvirksomheten (kilde: Faktahefte 2009, OED). 76	
Tabell 1: Kontantstrømoppstilling med netto nåverdiberegning (tall i tusen NOK). ....	6
Tabell 2: Netto kontantstrøm.....	10
Tabell 3: Kontantstrømmer for tre investeringsprosjekter .....	15
Tabell 4: Beregning av StatoilHydros netto rentebærende gjeld. ....	53
Tabell 5: Kontantstrømoppstilling og statisk NNV beregning.....	60
Tabell 6: Scenario analyse. ....	62

## Forord

Denne masteroppgaven er skrevet som et siste ledd i masterstudiene i økonomi- og administrasjon ved Universitet i Stavanger. Oppgaven handler om realinvesteringer i olje- og gassnæringen. Ulike analysemetoder kombineres med næringsspesifikke forhold for å gi et helhetlig bilde av investeringsprosessen.

Bakgrunnen for denne masteroppgaven var et ønske om å se på om realopsjonsteori kan erstatte eldre verdsettelsesmetoder, og få bedre innsikt i fallgruver ved verdsettelse av investeringsprosjekter med en høy grad av usikkerhet. Dette er da kombinert med en interesse for det tverrfaglige området mellom økonomistyring og finansiell økonomi. I tillegg var valg av tema drevet av et ønske om å få bedre kjennskap til olje- og gassnæringen.

Arbeidet med oppgaven har vært både utfordrende og tidkrevende, men dog lærerikt og interessant. I anvendelsesdelen ble det gjort en hel rekke egne forutsetninger for å finne frem til en noenlunde realistisk kontantstrømmodell. Subjektive vurderinger er også tilfelle for reelle verdsettelse av prosjekter. Dette har ført til at jeg har fått en bedre forståelse av hvor lett det er å gjøre feil når en har subjektive vurderinger om fremtiden.

Jeg vil rette en stor takk til min veileder Klaus Mohn for konstruktiv kritikk og tilbakemeldinger underveis. Dette har økt både nivået og kvaliteten på oppgaven og økt undertegnede innsikt og kunnskap innen investeringsteori og olje- og gassnæringen. Jeg vil også takke Helge Haugane i StatoilHydro for interessant informasjon om hvordan investeringsanalyse foregår i praksis, samt nyttige tips for utarbeidelsen av anvendelsesdelen i oppgaven.

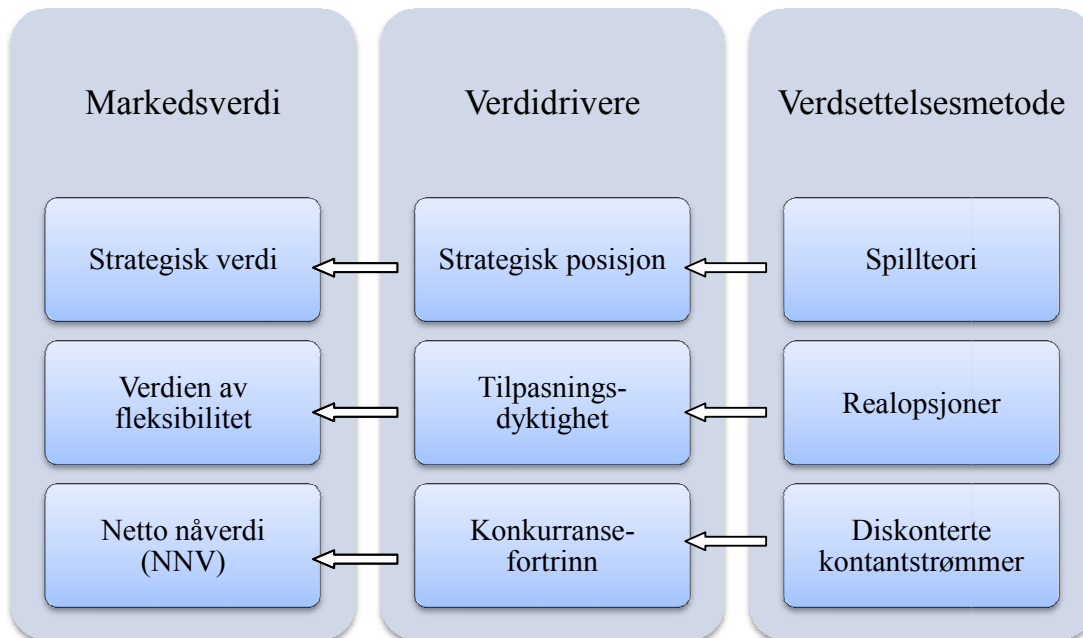
Sandnes, 14. Juni 2009

Jonas S. Martinussen

# 1. Innledning

## 1.1 Bakgrunn

I et stadig mer usikkert og globalisert marked, har selskapenes strategiske tilpasning blitt særdeles viktig for å maksimere potensialet fra fremtidige investeringsmuligheter. Med god strategisk tilpasning menes at selskaper responderer på en fordelaktig måte i forhold til konkurrenters adferd. Et selskaps vekstmuligheter (gjennom investeringer) kan ses på som en pakke av ulike realopsjoner som selskapene kan påvirke ved å gjøre gode strategiske valg. Og på den måten kan vi se sammenhengen mellom strategifaget og moderne finansiell teori. En kombinasjon av realopsjonsanalyse og spillteori kan være til god hjelp til å gi svar på strategiske spørsmål som er viktige for selskapers suksess. Smit og Trigeorgis (2004) gir en god illustrasjon av sammenhengene ved strategisk planlegging basert på markedsverdien til et selskap (modellen er noe forenklet):



Figur 1: Strategisk planlegging basert på selskapers markedsverdi (Smit, Trigeorgis 2004)

Figuren viser et utvidet strategisk rammeverk der det er tre nivåer av planlegging som har effekt på markedsverdien av investeringsmulighetene et selskap er i besittelse av. Nederste linje i figur 1 viser verdsettelsen fra finansteorien der man ser effekten av netto nåverdi fra estimerte kontantstrømmer (som et resultat av utnyttelsen av et konkurransefortrinn). I

midterste linje kommer det frem at strategisk planlegging av vekstmuligheter søker å fange opp fleksibilitetsverdien som er et resultat av et selskaps tilpasningsdyktighet, der fleksibilitetsverdien finnes ved å utføre en realopsjonsanalyse. I øverste rekke ser vi prosessen som har som formål å fange opp den strategiske verdien, fra å etablere, forbedre, eller forsvare en strategisk posisjon vis a vis konkurrenter basert på spillteori og organisasjonsteori.

En statisk netto nåverdianalyse klarer ikke å fange opp hele verdien av en investeringsstrategi som involverer realopsjoner. Nåverdimetoden antar en forpliktelse til de fremtidige planer for et prosjekt, og definerer en investeringsbeslutning som en ”nå eller aldri” avgjørelse. Den tar for eksempel ikke hensyn til en ”vent og se” strategi i beslutningsprosessen der verdien av et prosjekt endrer seg og der usikkerheten omkring det blir mindre. Investeringsbeslutninger burde derfor baseres på et utvidet netto-nåverdi-begrep som inkluderer, sammen med netto nåverdi av estimerte kontantstrømmer fra en investering som gjøres med en gang, også fleksibilitetsverdien som av de ulike opsjonene som kan knyttes til prosjektet, slik at:

$$\text{Utvidet netto nåverdi} = \text{statisk netto nåverdi} + \text{opsjonsverdien}$$

Et viktig neste steg for å slå sammen gapet mellom tradisjonell finansteori og strategi er å kombinere realopsjonstankegangen med spillteori, ved også å inkludere hvordan konkurrerende selskaper reagerer overfor hverandres handlinger. Vi snakker her om en forpliktelseeffekt som selskaper får overfor hverandre. Spillteori og strategisk verdi er mest anvendelig til å beskrive situasjoner i konkurransemarkeder der det er relativt få aktører, som for eksempel i markedet for olje- og gassproduksjon. Ved både å inkludere fleksibilitet og strategiske betraktninger, i tillegg til den statiske netto nåverdien til et projekts kontantstrømmer, vil det utvidede netto-nåverdi-begrepet (som reflekterer et selskaps totale markedsverdi) se slik ut:

$$\text{Utvidet netto nåverdi} = \text{statisk netto nåverdi} + \text{opsjonsverdien} + \text{strategisk verdi}$$

## **1.2 Oppgavens struktur og oppbygning**

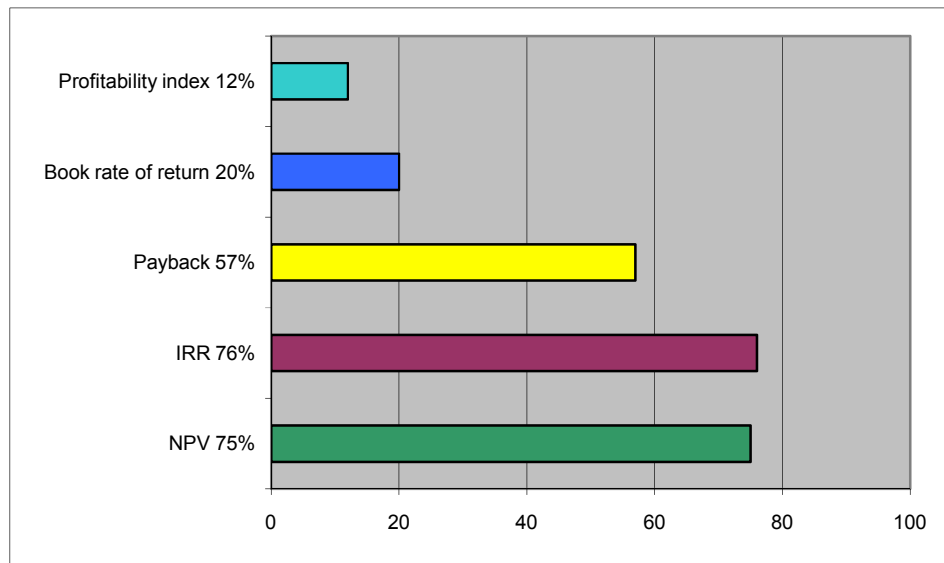
Denne oppgaven består i hovedsak av fire hoveddeler:



1. Del 1 tar for seg innledning og generell relevant teori omkring investeringsanalyse. Formålet her er å gi en oversikt over de vanligste tradisjonelle analysemetodene. For å komplettere det utvidede netto nåverdibegrepet beskrevet over, gis det deretter en innføring i hovedprinsippene for realopsjoner (verdien av fleksibilitet) og spillteori (strategisk verdi).
2. Del 2 gir en oversikt over de næringsspesifikke forholdene som påvirker olje- og gasselskapenes investeringsadferd. Dette er også en generell del som tar sikte på å beskrive næringen som helhet.
3. Del 3 er en anvendelsesdel der formålet er å benytte ulike verdsettelsesmetoder på et potensielt hypotetisk oljefeltprosjekt. Stikkord her er statisk netto nåverdi, netto nåverdi under usikkerhet, samt realopsjonsverdi. Et interessant element her er å belyse de ulike verdiene disse metodene gir.
4. Som en avslutning tar den fjerde og siste delen mål av seg å gi en kort innføring i faktorer som er utenfor selskapenes egen kontroll, men som i stor grad påvirker olje- og gasselskapenes investeringsadferd. De eksogene faktorene som her behandles er myndighetenes næringspolitikk og den politiske risiko den medfører. I tillegg blir det en gjennomgang av makroøkonomiske implikasjoner for olje- og gasselskapene.

## 2. Relevant teori og litteratur

Graham og Harvey (2001) presenterte en undersøkelse gjort blant 392 CFO om kapitalkostnad, kapitalstruktur, og kapitalbudsjettering. En del av undersøkelsen gikk på hvilke budsjetteringsmetoder som ble brukt for å verdsette investeringsmuligheter. Funnene i undersøkelsen er illustrert under<sup>1</sup>. De tradisjonelle metodene er overrepresentert der det er en svært lav andel av CFO som tar høyde for usikkerhet og verdien av fleksibilitet og strategisk verdi.



Figur 2: CFO's mest brukte verdsettelsesmetoder.

Investeringsanalyse er et omfattende fag der det finnes veldig mange forskjellige analysemetoder. I dette kapitlet følger en oversikt over de vanligste tradisjonelle metodene. Copeland og Antikarov (2001) hevder i sin bok *Realloptions; A Practitioners Guide* at realopsjonsanalyse vil være den dominerende analysemetoden for investeringsprosjekter innen ti år. Vi er nok ikke helt der enda, men metoden anvendes i større utstrekning enn tidligere. Den andre faktoren i det utvidede netto nåverdibegrepet, realopsjoner (verdien av fleksibilitet), vil bli gjennomgått. Til slutt vil den tredje faktoren i det utvidede netto nåverdibegrepet, spillteori (strategisk verdi), forklares.

<sup>1</sup> Hentet fra Brealey, Myers, Allen 2008.

## 2.1 Tradisjonelle metoder for investeringsanalyse

### 2.1.1 Nåverdimetoden

Nåverdimetoden er i dag det desidert mest benyttede verktøyet for å analysere investeringsprosjekters lønnsomhet. En viktig antakelse her er at selskapenes hovedanliggende er å maksimere sine eieres økonomiske verdier. Derfor er det i et selskaps eieres interesse at det investeres i alle prosjekter som er verdt mer enn de koster. Det første man gjør ved anvendelse av nåverdimetoden er å estimere de inntekter og kostnader (kontantstrømmene) som et prosjekt genererer i løpet av dets levetid. Neste steg i prosessen er å beregne det aktuelle prosjektets avkastningskrav (kapitalkostnad), som gjenspeiler prosjektets alternativkostnad og risiko. Høyere prosjektrisiko vil gi et høyere avkastningskrav og vice versa. Deretter brukes avkastningskravet,  $r$ , til å diskontere et prosjekts fremtidige kontantstrømmer for å finne frem til dets nåverdi,  $NV$ . Til slutt kalkulerer man netto nåverdi,  $NNV$ , ved å trekke fra investeringskostnaden,  $I$ , fra nåverdien. Er denne differansen mellom prosjektets nåverdi og investeringskostnad større enn null investerer man i det. Er differansen derimot mindre enn null forkaster man prosjektet da det ikke vil være lønnsomt. Dette kan illustreres i følgende formel:

$$NNV = -I + \sum_{t=1}^n \frac{K_t}{(1+r)^t}$$

Beslutningsregelen er som nevnt at man gjennomfører et prosjekt dersom netto nåverdi er større enn null:

$$NNV > 0 \rightarrow \sum_{t=1}^n \frac{K_t}{(1+r)^t} > I_0$$

I formlene over er  $I$  investeringskostnaden ved  $t = 0$ ,  $K$  er kontantstrøm ved tidspunkt  $t$ ,  $r$  er prosjektets avkastningskrav, og  $n$  er prosjektets levetid eller tidsrom.

Nåverdimetoden tar som vi ser høyde for tidsverdien av penger. En krone i dag er verdt mer enn en krone i morgen fordi at en krone i dag kan investeres for derigjennom tjene renter med en gang. Det at analysemetoden tar hensyn til tidsverdien av et prosjekts kontantstrømmer er

viktig og bidrar til enn bedre verdsettelse enn ved de metoder som ikke gjør det. En andre faktor som kommer frem av formlene over er at lønnsomheten ene og alene avhenger av prosjektets kontantstrømmer og kapitalkostnaden som er forbundet ved det. Dette er også hensiktsmessig da det blir feil å trekke inn inntekter og kostnader som ikke kan henføres til prosjektet. Ved å fokusere utelukkende kun på de kontantstrømmene som forbindes med prosjektet, vil man få et riktigere bilde av et dets lønnsomhet, og man vil på den måten være i bedre stand til å gjøre gode investeringsbeslutninger.

Den viktigste og mest krevende delen i arbeidet med verdsettelsen av et prosjekt er estimeringen av fremtidige kontantstrømmer. Kontantstrømmoppstillingen settes opp på bakgrunn i et investeringsprosjekts prognoser og budsjett. I hvilken utstrekning man får et godt bilde av et prosjekts lønnsomhet avhenger i stor grad av kvaliteten på arbeidet som gjøres her. For å belyse hovedpoengene kan det være hensiktsmessig med et enkelt talleksempel. Kontantstrømmoppstillingen vil i virkeligheten være langt mer omfattende, poenget her er å vise hovedprinsippene ved beregningen av et investeringsprosjekts netto nåverdi.

	Periode					
	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Salgsinntekt</b>		5500	5500	5500	5500	5500
<b>Varekostnad</b>		700	700	700	700	700
<b>Andre kostnader</b>		100	100	100	100	100
<b>Avskrivninger</b>		2000	2000	2000	2000	2000
<b>Skatt på operasjonell aktivitet</b>		756	756	756	756	756
<b>Resultat etter skatt</b>		1944	1944	1944	1944	1944
<b>Avskrivninger</b>		2000	2000	2000	2000	2000
<b>Endring arbeidskapital</b>	-1000	200	200	200	200	200
<b>Kapitalinvestering</b>	-10000					
<b>Netto kontantstrøm</b>	-11000	4144	4144	4144	4144	4144
<b>Nåverdi ved avkastningskrav 15%</b>	-11000	3603	3133	2725	2369	1060
<b>Netto nåverdi</b>	kr 2 891					

Tabell 1: Kontantstrømmoppstilling med netto nåverdiberegning (tall i tusen NOK).

Vi ser her at det har blitt gjort saldoavskrivninger som betyr at man avskriver med et fast beløp i hver periode, som er gitt ved  $1/5 * 10 = 2$  millioner. Alle tallstørrelser er gitt i nominelle størrelser, slik at det har blitt tatt hensyn til effektene av inflasjon på priser og kostnader.

Netto kontantstrøm er gitt ved salgsinntekter fratrukket for varekostnader, andre kostnader og skatt. De gjenværende kontantstrømmene inkluderer endring i arbeidskapital, investeringskostnaden. I investeringsprosjekter påløper det vanligvis også en avhendingskostnad som kalles *terminalverdien*. For olje- og gasselskaper kan dette for eksempel være kostnader forbundet med demontering av plattform og andre produksjonsfasiliteter. Jeg har utelukket terminalverdien i dette enkle talleksempelen. La oss anta at selskapet estimerer en nominell kapitalkostnad for denne type prosjekter til å bli 15%. Når alle kontantstrømmene er summert og diskontert vil prosjektet som vist i beregning under gi netto nåverdi på omkring NOK 2,9 millioner:

$$NNV = -11000 - \frac{4144}{1,15} + \frac{4144}{1,15^2} + \frac{4144}{1,15^3} + \frac{4144}{1,15^4} + \frac{4144}{1,15^5} = 2891$$

Som tidligere nevnt er det mest krevende og viktigste arbeidet i å analysere lønnsomheten til et prosjekt estimeringen av kontantstrømmene. Dette arbeidet er på ingen måte rutinepreget og det er ingen fast mal å følge, da alle prosjekter har forskjellig karakter. Men for å få et best mulig resultat er det noen forbehold man kan ta.

For det første er det viktig å huske at det er kontantstrømmene som skal diskonteres, og ikke profitt. Avskrivninger er ingen kontantstrøm, men de påvirker allikevel skattebetalingen. Avskrivninger trekkes ut av kontantstrømoppstillingen når skatten er beregnet. Og derav følger at man bør konsentrere seg om kontantstrømmer etter skatt, da skatten ikke er ubetydelig. Det er også viktig å huske på investeringen i arbeidskapital. Nå er ikke arbeidskapital relevant å trekke inn i olje- og gasselskapers kontantstrømmer. Arbeidskapital er gjeldene for tradisjonelle produksjonsbedrifter med store varelagre. Men størrelsen er et viktig generelt prinsipp ved estimeringen av investeringsprosjekters kontantstrømmer, og av den grunn sier jeg noen ord om behandlingen her. Arbeidskapitalen gjenspeiler investeringer i kortsiktige eiendeler forbundet med et investeringsprosjekt. Definisjonen er at *arbeidskapital er lik omløpsmidler minus kortsiktig gjeld*. I et investeringsprosjekt er relevante omløpsmidler som oftest varelager og kundefordringer. Relevant kortsiktig gjeld er normalt leverandørgjeld. Ettersom salgsinntekten øker vil det mest sannsynlig også være behov for en ytterligere investering i arbeidskapital. Når et prosjekt går mot slutten av sin levetid vil det gjøre opp for disse investeringene i arbeidskapital. Man bør også utelate finansinntekter/kostnader som er forbundet med et prosjekt, da dette vil gjøre beslutningstaker i stand til å skille mellom den

initielle investeringen og den finansielle beslutningen. Det er også viktig at en utelater faste kostnader som for eksempel lys og varme, da denne type kostnader som oftest ikke er relevante for et investeringsprosjekt.

For det andre må en beslutningstaker bare estimere kostnader som er forbundet med investeringsprosjektet. Man må inkludere alle indirekte effekter som et prosjekt medfører, som for eksempel økt salg av et selskaps andre produkter som en følge av introduksjon av et nytt produkt. Det er også viktig å huske på at ”sunk costs” i utgangspunktet er irrelevante i beslutningsprosessen omkring et prosjekt. På den andre siden er det viktig å inkludere eventuelle alternativkostnader. Hvis for eksempel StatoilHydro eier en stor tomt der det planlegges å bygge et nytt raffineri, der tomten kan selges hvis prosjektet ikke gjennomføres, må denne alternative salgsinntekten trekkes inn i prosjektets kontantstrøm.

For det tredje er det særdeles viktig å huske på at det er et konsistenskrav til inflasjon ved verdsettelse av prosjekter. Estimeres kontantstrømmene i nominelle størrelser, bruk nominelt avkastningskrav. Og vice versa, diskonter realkontantstrømmer med realrente. Hvis man ikke gjør dette vil verdsettelsen bli uriktig, og dermed vil faren for å gjøre en gal beslutning øke.

### **2.1.2 Avkastningskrav**

Avkastningskravet eller kapitalkostnaden er faktoren som gir et bilde av den risiko et prosjekt er eksponert for. Kapitalkostnaden er et uttrykk for den forventede avkastning som et sammenlignbart prosjekt med samme risiko har. Med andre ord er kapitalkostnaden den alternative avkastningen man oppnår ved å investere i liknende prosjekter. Det er naturlig å ha den oppfatning at prosjekter med samme risiko gir den samme avkastning. Problemet med å finne et prosjekts avkastningskrav er lettest når man er av den oppfatning at et prosjekts markedsrisiko er den samme som for selskapets eiendeler. I dette tilfellet er kravet om avkastning for et prosjekt lik kravet om avkastning for selskapets portefølje av aksjer (aksjekapitalen). Denne kapitalkostnaden kalles ” den vektete gjennomsnittlige kapitalkostnaden” (*WACC – weighted average cost of capital*). *WACC* er altså kapitalkostnaden for en investering i et selskap som helhet. Det er denne kapitalkostnaden investorer krever for å kompensere for risiko som gjenspeiler seg i forholdet mellom et selskaps egenkapital og gjeld. *WACC* er det korrekte avkastningskravet for prosjekter som har den samme risiko som et selskaps generelle forretningsvirksomhet. Mange selskaper derimot

bruker  $WACC$  som avkastningskrav for alle prosjekter uansett. Dette kan være en farlig prosedyre da dette alltid ikke er tilfellet. Dette fordi prosjekter bør evalueres med utgangspunkt i enkeltprosjektets spesifikke risiko.  $WACC$  er dog et hensiktsmessig avkastningskrav for gjennomsnittlig risikoeksponerte prosjekter. I tillegg er  $WACC$  et bra utgangspunkt for estimeringen av både sikrere og mer risikofylte prosjekter.  $WACC$  kan beregnes som et vektet gjennomsnitt av gjeldskostnad og egenkapitalkostnad:

$$WACC = \frac{G}{V}r_g(1 - T_c) + \frac{E}{V}r_e$$

Her er  $r_g$  gjeldens kapitalkostnad,  $r_e$  er egenkapitalens kapitalkostnad,  $G/V$  er gjeldandelen i selskapet, mens  $E/V$  er egenkapitalandelen i selskapet,  $T_c$  er skattesatsen.

Som vi ser av formel over behøver vi både kapitalkostnaden,  $k$ , for egenkapital og gjeld for å kunne beregne  $WACC$ . For å beregne disse kapitalkostnadene benytter vi oss av den såkalte kapitalverdimodellen ( $CAPM - capital asset pricing model$ ) som er gitt ved:

$$k_i = E(r_i) = r_f + \beta_i[E(r_m) - r_f]$$

I kapitalverdimodellen ser vi at kapitalkostnaden avhenger av risikofri rente  $r_f$ , beta  $\beta_i$  som er et mål på systematisk markedsrisiko, og markedets risikopremie  $E(r_m)$ . Egenkapitalens kapitalkostnad er gitt ved det avkastningskravet som investorer krever for å være villige til å investere i selskapets aksjer. For å beregne denne setter man for egenkapitalens beta sammen med risikofri rente og markedets risikopremie. Kapitalkostnaden for gjeld er gitt ved pengemarkedsrenten i landet som selskapet opererer i, tillegg til et risikopåslag som bankene krever på grunn av risiko ved å låne ut penger.

Hvis et prosjekt er eksponert for høyere risiko enn selskapets generelle forretningsvirksomhet, vil ikke  $WACC$  gi et korrekt signal for lønnsomhetsvurderingen av prosjektet. Et prosjekts avkastningskrav burde reflektere dets risikobidrag til den øvrige virksomheten i et selskap. Og i utgangspunktet burde hvert prosjekt diskonteres med hver sine respektive avkastningskrav. Dermed kan man si at et prosjekts beslutningsregel er at et selskap bør akseptere alle prosjekter som kompenserer for mer enn prosjektets beta. Selskapets beslutningsregel er å akseptere alle prosjekter som (uavhengig av risiko) kompenserer for mer enn selskapets kapitalkostnad ( $WACC$ ).

Empirisk forskning viser at svært spekulative investeringer har kapitalkostnader på omkring 30%. Nye produktintroduksjoner er også risikable og har som oftest avkastningskrav på cirka 20%. Prosjekter som omhandler ekspansjon av eksisterende virksomhet har avkastningskrav på rundt 15%, mens det er forbundet lavere risiko til prosjekter som har å gjøre med kostnadseffektivitet og allerede kjent teknologi, der man ser at man her pleier å ligge på rundt 10% (Brealey, Myers, Allen 2008).

### 2.1.3 Internrentemetoden

Internrente metoden (*IRR*) er en nær slektning av nåverdimetoden som analyseverktøy for investeringsprosjekter. I praksis er også denne metoden meget utbredt. Internrenten for et prosjekt er det avkastningskravet som gir en netto nåverdi lik null. Beslutningsregelen for metoden er å akseptere de investeringsprosjekter som har en kapitalkostnad mindre enn prosjektens internrente. Er kapitalkostnaden mindre enn internrenten vil netto nåverdi være positiv. Som ved nåverdimetoden er internrente metoden en teknikk som baserer seg på diskonterte kontantstrømmer. Og dermed vil metoden gi et godt mål på et prosjekts lønnsomhet, vel og merke hvis den brukes riktig. Forskjellen er at man setter netto nåverdi lik null og løser med hensyn på kapitalkostnaden. Det er altså sammenligningen mellom prosjektets kapitalkostnad og den internrente man beregner som er grunnlaget for investeringsbeslutningen. Dette kan vises i følgende formel:

$$NNV = K_0 + \frac{K_1}{1 + IRR} + \frac{K_2}{1 + IRR^2} + \dots + \frac{K_T}{1 + IRR^T} = 0$$

En viktig årsak til at internrente metoden er så utbredt er at *IRR* er svært enkel å beregne ved hjelp av eksemplvis finanskalkulator og Excel. Beregnes *IRR* manuelt finnes denne gjennom prøving og feiling. I vårt gjennomgangseksempel har vi følgende kontantstrømmer:

	Periode					
	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Netto kontantstrøm</b>	-11000	4144	4144	4144	4144	4144

Tabell 2: Netto kontantstrøm



Internrenten finner vi ved å løse med hensyn på  $IRR$  i følgende likning:

$$NPV = -11000 + \frac{4144}{1 + IRR} + \frac{4144}{(1 + IRR)^2} + \frac{4144}{(1 + IRR)^3} + \frac{4144}{(1 + IRR)^4} + \frac{4144}{(1 + IRR)^5} = 0$$

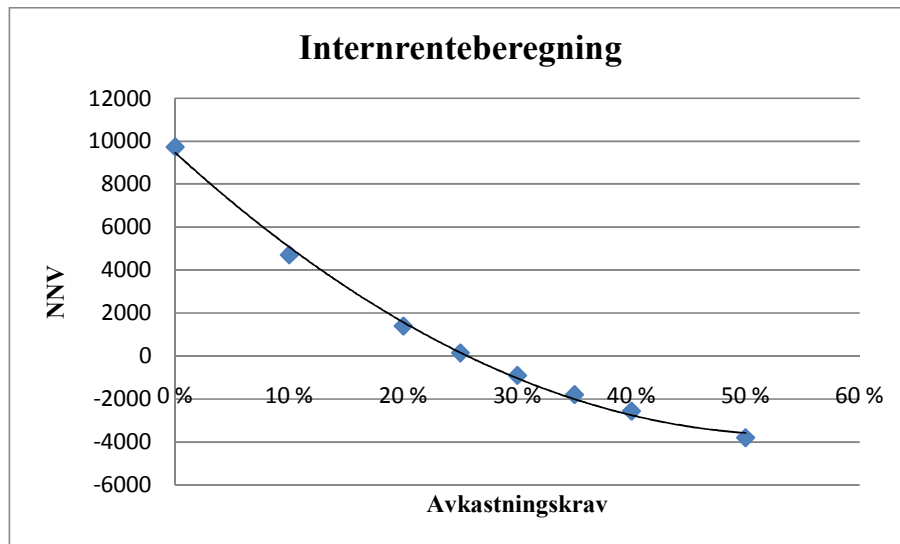
Prøver vi for eksempel med 0 som kapitalkostnad får vi:

$$NPV = -11000 + \frac{4144}{1,0} + \frac{4144}{1,0^2} + \frac{4144}{1,0^3} + \frac{4144}{1,0^4} + \frac{4144}{1,0^5} = 9720$$

Netto nåverdi er positiv og derfor må  $IRR$  være større enn null. La oss nå prøve med et avkastningskrav på 50%:

$$NPV = -11000 + \frac{4144}{1,5} + \frac{4144}{1,5^2} + \frac{4144}{1,5^3} + \frac{4144}{1,5^4} + \frac{4144}{1,5^5} = -3803$$

Netto nåverdi er negativ og derfor må  $IRR$  være mindre enn 50%. Fortsetter vi slik finner vi til slutt at  $IRR$  er lik 25,6% i dette tilfellet. Og er prosjektets kapitalkostnad mindre enn 25,6% aksepterer vi prosjektet. Enklere vil det også være å plote dataene inn i for eksempel en programmerbar kalkulator, for så å lage en graf. Internrenten finner man der grafen skjærer null på x-aksen.



Figur 3: Internrenteberegning for gjennomgangseksempel.

Internrentemetoden gir som nevnt et godt bilde av prosjekters lønnsomhet på samme måte som nåverdimetoden, med det forbehold at den brukes på riktig måte. Det er noen fallgruver man fort kan havne i hvis man ikke er klar over disse, og lønnsomhetsvurderingen vil i så tilfelle bli misvisende.

En første faktor å være observant på er at hvis et prosjekt gir positive kontantstrømmer etterfulgt av negative kontantstrømmer, Netto nåverdi kan øke ettersom avkastningskravet er økt. Man bør akseptere slike prosjekter hvis *IRR* er mindre enn kapitalkostnaden. Altså blir tankegangen motsatt ved finansieringsprosjekter.

Det er også viktig å presisere at hvis det er flere enn ett skifte i kontantstrømmenes fortegn over et prosjekts levetid, vil det også være tilsvarende mange internrenter, eller til og med kanskje ingen.

Gjensidig utelukkende prosjekter er prosjekter som ikke er mulig å sette i gang samtidig. Bestemmer man seg for det ene utelukker man samtidig det andre. Står man overfor en situasjon med ulike gjensidig utelukkende prosjekter, vil kanskje internrentemetoden gi en gal rangering av prosjekter som har forskjellig levetid eller forskjellig investeringskostnad. Hvis man insisterer på å bruke internrentemetoden på gjensidig utelukkende prosjekter er det viktig å beregne *IRR* på hvert prosjekt hver for seg.

Til slutt kan det være viktig å være klar over at kapitalkostnaden for kortsiktige kontantstrømmer kan være forskjellige for kapitalkostnaden til langsiktige kontantstrømmer. Ved bruk av internrentemetoden skal man sammenligne *IRR* med kapitalkostnaden. Men noen ganger er det en kapitalkostnad for ettårige kontantstrømmer, mens kapitalkostnaden kan være en annen for toårige kontantstrømmer osv. I slike tilfeller er det vanskelig å evaluere prosjekter med bakgrunn i internrentemetoden. Internrentemetoden forutsetter at kapitalkostnad er konstant over et prosjekts levetid.

#### 2.1.4 Annuitetsmetoden

Det kan her være hensiktmessig først å gi en kort forklaring på hva en annuitet er. Hvis for eksempel et selskap tar opp et lån i banken for å gjennomføre et investeringsprosjekt vil banken kreve at det i ettertid betales renter og avdrag på dette lånet. Prinsippet om annuitet innebærer at disse to komponentene (renter og avdrag) skal være de samme i løpet av lånets løpetid. Med andre ord skal lånets terminbeløp være konstant i lånets løpetid. Mange synes dette er praktisk da det er forutsigbart med den samme likviditetsmessige belastningen hvert år (eller hver måned). Et annet kjent alternativ er det som kalles serielån, der avdraget er konstant mens rentekostnaden faller over tid.

Annuitetsmetoden som analyseverktøy for investeringsprosjekter gir et mål på det aktuelle prosjektets årlige forbruk av kapital. Med årlig forbruk av kapital menes de totale rente- og avskrivingskostnader. Beslutningsregelen er at investeringen bør foretas dersom den årlige kontantstrømmen fra prosjektet er høyere enn annuitetsbeløpet av investeringsutgiften. Prinsippet skal nå vises for vårt gjennomgangseksempel. Vi har de samme kontantstrømmene som tidligere:

$$-11000 + 4144 + 4144 + 4144 + 4144 + 4144$$

Det årlige av annuitetsbeløpet av investeringskostnaden kan beregnes ved hjelp av følgende formel:

$$NV = K * \frac{(1 + r)^n - 1}{r(1 + r)^n}$$

Brøken her kalles annuitetsfaktoren ( $a$ ) og representerer forholdet mellom nåverdi og terminbeløp i en etterskuddsannuitet:

$$NV = aK, K = \frac{NV}{a} (= \frac{1}{a} * NV)$$

Av formlene over finner vi annuitetsbeløpet for kontantstrømmen over, vi antar fremdeles at prosjektets kapitalkostnad er beregnet til 15%:

$$\frac{NV}{a} = 11000 * \frac{0,15 * (1 + 0,15)^5}{(1 + 0,15)^5 - 1} = 11000 * 0,2983 = 3281$$

Som vi ser er den årlige kontantstrømmen (4144) større enn det årlige kapitalforbruket (3281), og dermed bør man i følge annuitetsmetoden investere i prosjektet.

### 2.1.5 Tilbakebetalingsmetoden

Enkelte selskaper forutsetter at investeringskostnaden til et prosjekt skal gjøres opp for innenfor et bestemt tidsrom. Tilbakebetalingsperioden for et prosjekt finner en ved å telle antall år det tar før den kumulative estimerte kontantstrømmen er lik investeringskostnaden.

Vi har gitt følgende tre prosjekter, som er gjennomgangseksempelet i tillegg til to andre:

	Periode						Tilbakbet. Periode	NNV ved 15%
	2009	2010	2011	2012	2013	2014		
<b>Prosjekt A</b>	-11 000	4 144	4 144	4 144	4 144	4 144	5	2 891
<b>Prosjekt B</b>	-11 000	3 000	3 000	8 000			3	-862
<b>Prosjekt C</b>	-11 000	8 000	3 000	3 000			3	198

Tabell 3: Kontantstrømmer for tre investeringsprosjekter

Nåverdimetoden hevder at vi her aksepterer prosjekt A og C, og forkaster prosjekt B. La oss nå se på hvor raskt de respektive prosjektene betaler tilbake investeringskostnaden. Prosjekt A og B trenger tre år på å gjøre opp for investeringskostnaden på NOK 2000. Mens prosjekt C bare behøver to år. Hvis selskapet av ulike grunner nå har et krav om at prosjektene skal gjøres opp for innen to år, vil bare prosjekt C realiseres fordi A og B ikke innfrir den tidshorisonten selskapet legger til grunn. Hvis selskapet legger til grunn en tidshorisont på tre år eller mer vil alle tre prosjektene aksepteres. Som vi ser gir tilbakebetalingsmetoden avhengig av valgt tilbakebetalingsperiode, forskjellige svar enn det nåverdimetoden gir. Tilbakebetalingsperioden tar med andre ord ikke hensyn til tidsverdien av penger, og dermed heller ikke prosjektenes kapitalkostnad.

Det er flere grunner til at tilbakebetalingsmetoden kan gi misvisende svar. For det første ignorerer metoden alle kontantstrømmene som kommer etter valgte tilbakebetalingsperiode. Hvis denne er to år, forkaster metoden prosjekt A og B uavhengig av kontantstrømmene som kommer etterpå.

For det andre gir tilbakebetalingsmetoden lik vekt til alle kontantstrømmene innenfor tilbakebetalingsperioden. Metoden sier at prosjektene B og C er like attraktive, men C har større kontantstrømmer inn tidligere enn B, og vil da ha en høyere netto nåverdi enn B for hvilket som helst avkastningskrav.

Noen ganger diskonterer selskaper kontantstrømmene før de bestemmer tilbakebetalingsperioden. Den diskonterte tilbakebetalingsmetoden spør, hvor mange år må et prosjekt vare før det gir en positiv netto nåverdi? Derav ser vi at prosjekt B ikke vil betale tilbake investeringskostnaden, og vil derfor forkastes med bakgrunn i den diskonterte tilbakebetalingsmetoden. Metoden aksepterer de prosjekter som har en positiv netto nåverdi. Men den vil allikevel aldri ta hensyn til kontantstrømmene etter valgt tilbakebetalingsperiode, slik at man risikerer å forkaste langsiktige lønnsomme prosjekter som for eksempel A.

Hvis man benytter seg av samme tilbakebetalingsperiode uavhengig av prosjektenes levetid, vil man fort akseptere mange dårlige kortsiktige prosjekter, mens man fort forkaster gode langsiktige prosjekter.

I praksis hos store bedrifter brukes gjerne flere forskjellige analyseverktøy samtidig for å analysere prosjekters lønnsomhet der resultatene sammenlignes. Investeringsanalyse er en omfattende prosess som selskapene forståelig nok legger betydelige ressurser i.

### **2.1.6 Investeringsanalyse er en omfattende prosess i praksis**

Vi har nå fått en kort innføring i de vanligste tradisjonelle metodene for verdsettelse av prosjekter. Ved bruk av nåverdimetoden kalkuleres et prosjekts netto nåverdi ved å estimere kontantstrømmene og diskontere disse med prosjektets kapitalkostnad som reflekterer dets risiko. Sluttresultatet blir prosjektets bidrag til selskapseiernes velferd. Å ha en forståelse kontantstrømanalyser er viktig, men prosjektanalyse innebærer mye mer enn bare det.

Store selskaper forbereder som oftest og setter opp en portefølje av investeringsprosjekter som planlegges gjennomført det kommende året. Og før en selskapsdivisjon starter opp et prosjekt vil detaljerte prognoser gjennomgås, netto nåverdianalyser vil gjennomføres, og i tillegg vil annen relevant informasjon som er av betydning vurderes. Etter at et prosjekt har blitt satt i gang vil jevnlig evalueringer gjøres for å forbedre og eventuelt lære av feil. God prosjektanalysepraksis innebærer å identifisere betydelige usikkerhets faktorer i et prosjekt, der man også evner å rekonfigurere prosjektene for å redusere usikkerheten omkring dem.

Det er flere måter et selskap kan forsøke å identifisere og evaluere trusler angående et prosjekts suksess. En kan utføre *sensitivitetsanalyser* i forbindelse med et prosjekt. Her regner man om netto nåverdi for optimistiske og pessimistiske verdier. Her finner man ut til hvilke variabler et prosjekt er sensitive til der variasjonen i netto nåverdi er størst, og da som oftest på den pessimistiske siden. Sensitivitetsanalyser leder ofte til *break-even analyser*, som identifiserer break-even verdier for nøkkel variabler. For eksempel i oljenæringen er det av stor interesse å finne ut hvilken oljepris et prosjekt tåler før det blir ulønnsomt. Fordelen med sensitivitetsanalyser og break-even analyser er de er enkle å beregne. Men en ulempe her er at de bare tar høyde for endring i en variabel om gangen. Man kan da gå videre med *scenario analyser* der man kan se på sammenhengene der flere variabler endres samtidig. Vil man her se på alle mulige kombinasjoner samtidig må man utføre såkalte *Monte Carlo simuleringer*.

Her må man lage en finansiell modell av prosjektet og spesifisere sannsynlighetsfordelingen for hver variabel som bestemmer kontantstrømmen. Deretter må man spørre datamaskinen om å trekke ut tilfeldige størrelser for hver variabel for så å finne frem til kontantstrømmene. Det man gjør her er å spørre datamaskinen om å gjøre dette tusenvis av ganger, for så å generere komplette fordelinger av fremtidige kontantstrømmer. Flere av de analysene som her er nevnt vil bli utført i anvendelsen senere, der disse også forklares mer utdypende.

I praksis modifierer selskapene hele tiden deres operasjoner. Er kontantstrømmene bedre enn først estimert vil man kanskje gjøre en ekspansjon av prosjektet, eller hvis de er dårligere vil kanskje prosjektet avsluttes før man først hadde tenkt. Vi er her inne på det som kalles for realopsjoner. Den fleksibiliteten som man har i gjennomføringen av et prosjekt har en verdi som nåverdimetoden ikke evner å fange opp, og neste kapittel handler om nettopp realopsjoner.

## 2.2 Realopsjoner

I 1973 gav Myron Scholes og Fischer Black ut deres artikkel, *The Pricing of Options and Corporate Liabilities*, der deres berømte Black-Scholes-Merton modell revolusjonerte og forenklet arbeidet i å prise og verdsette opsjoner i finansmarkedene. Et av hovedbudskapene i artikkelen var å få frem poenget at et selskaps egenkapital måtte sees på som en "opsjon på selskapet". Verdien av et selskap i seg selv avhenger av dets opsjoner til å utvikle "real" eiendeler, noe som Stewart Myers (1977) beskrev som realopsjoner.

Det er avgjørende for et selskap å finne de beste investeringsprosjektene, og finne den beste prioriteringen hvis man har en portefølje av flere potensielle prosjekter. Vi skal i det kommende se på hvordan den statiske nåverdimetoden kan ha en tendens til å undervurdere verdien av prosjekter og dermed investeringsmulighetene. Nåverdimetoden klarer nemlig ikke å fange opp de ulike opsjonene som ledelsen av et prosjekt har i løpet av dets levetid. Slike opsjoner kan for eksempel være å utvide et prosjekt som viser seg å være mer lønnsomt enn først antatt, eller å skalere ned eller til og med avslutte prosjekter som ikke viser seg å oppfylle forventningene. I motsetning til netto nåverdimetoden tar realopsjoner hensyn til økonomiske implikasjoner av fleksibiliteten i slike avveininger.

Realopsjoner refererer til de ulike valg om hvorvidt og hvordan man skal utføre investeringer. Realopsjonsanalyse hjelper et selskaps ledelse til å beslutte om investeringsprosjekter skal utsettes, ekspanderes, avsluttes, eller endres på en eller annen måte. Realopsjonsteori gir en ny dimensjon og innsikt til finansbeslutninger og strategivalg i selskaper. Fremdeles er de tradisjonelle analyseverktøyene de mest dominerende ute i den virkelige verden, men realopsjonsanalyse blir stadig mer populær for å analysere verdien på investeringsprosjekter i store selskaper (Smit, Trigeorgis 2004). Noe av grunnen til at metoden ikke blir brukt i større omfang, er at den er langt mer kompleks og sofistikert enn for eksempel nåverdimetoden.

Dagens markeder er preget av store svingninger og dermed høy volatilitet (volatilitet er et annet ord for risiko, der volatilitet måles ved å beregne standardavvik). På grunn av svingningene blir tidshorizonten for å estimere riktige kontantstrømmer derfor kortere, og selskapenes behov for mer fleksibilitet i investeringsprogrammene blir større. Verdien av en realopsjon øker i takt med volatiliteten i et investeringsprosjekt. Med det menes at med høyere volatilitet i et prosjekt vil sannsynligheten for en høyere verdi i morgen øke. Fremtiden er usikker og i løpet av levetiden til et investeringsprosjekt vil ledelsen lære, tilpasse seg, og endre på fremtidige investeringsbeslutninger ettersom uventede markedssituasjoner utvikler seg. En evaluering av prosjekter i dynamiske miljøer er som oftest mer komplekse enn hva nåverdimetoden foreslår. En stor fordel med realopsjonsanalyse er at den gir et dynamisk perspektiv til de tradisjonelle verdsettelsesmetodene ved å inkorporere verdien av fleksibilitet og vekstmuligheter i et usikkert marked (Smit, Trigeorgis 2004). Realopsjonsanalyse har størst nytteverdi når usikkerhet av et investeringsprosjekt er stor.

### **2.2.1 Definisjon og verdidrivere**

Per definisjon er en realopsjon er en rett, men ikke en forpliktelse, til å utføre en handling<sup>2</sup> til en forutbestemt kostnad som kalles utøvelsesprisen, innenfor et bestemt tidsrom som er gitt ved opsjonens tid til forfall (Copeland, Antikarov 2001).

Verdien av realopsjoner avhenger som sine finansielle slektninger av fem variabler (andre kan også være aktuelle), i tillegg til en viktig sjette variabel. De fem første er:

1. *Verdien av den underliggende eiendel, S.* For realopsjoner vil det her være snakke om verdien av et prosjekt, investering, eller en ervervelse av noe. Hvis verdien av den

---

<sup>2</sup> For eksempel utsette, ekspandere, begrense, eller avslutte et investeringsprosjekt.

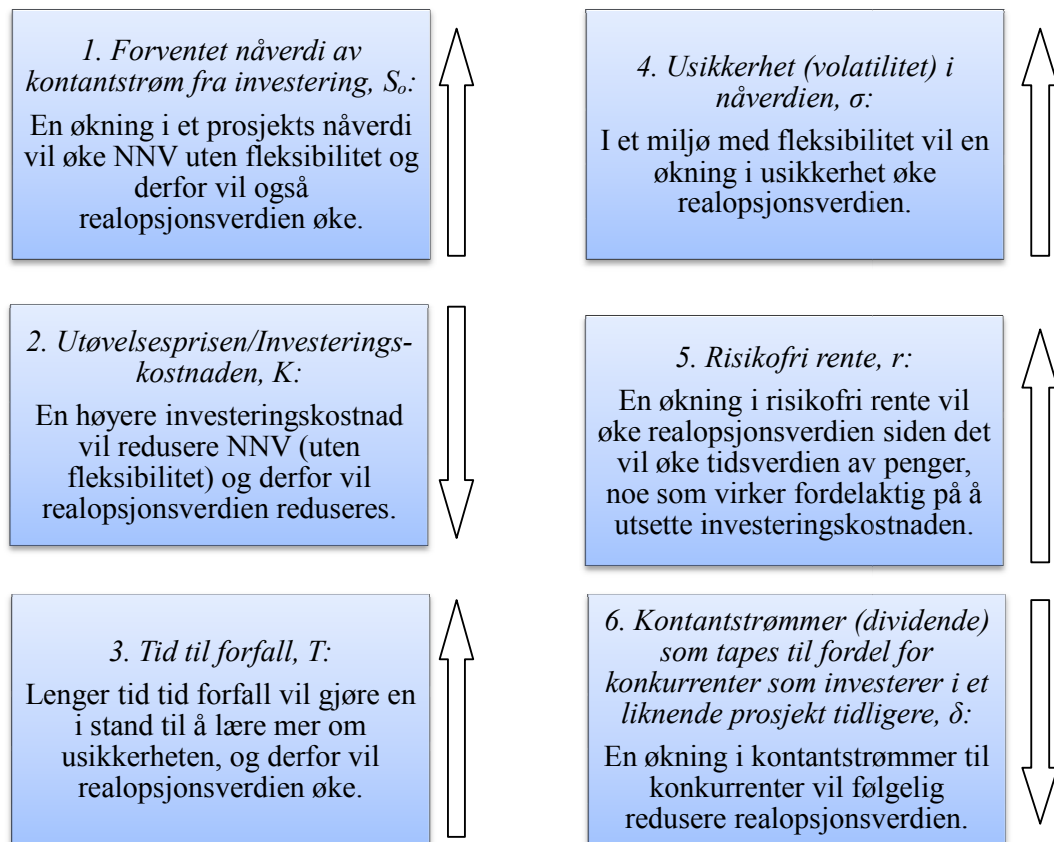


underliggende eiendelen øker, vil også verdien av opsjonen øke. En viktig forskjell mellom finansielle opsjoner og realopsjoner er at eieren av en finansiell opsjon ikke kan påvirke verdien på underliggende (for eksempel aksjekursen til StatoilHydro). Men i tilfellet med realopsjoner kan ledelsen som opererer et prosjekt øke dets verdi for deretter øke verdien av realopsjonen som avhenger av prosjektet.

2. *Utøvelsesprisen,  $K$ .* Utøvelsesprisen er pengebeløpet som investeres for å utøve opsjonen hvis man "kjøper" eiendelen (med en kjøpsopsjon), eller det pengebeløpet man mottar hvis man "selger" den (med en salgsopsjon). Øker utøvelsesprisen på en opsjon vil verdien av en kjøpsopsjon (call) synke, mens den for en salgsopsjon (put) vil øke.
3. *Tid til forfall for opsjonen,  $T$ .* Øker tiden til forfall for opsjonen vil også opsjonsverdien øke.
4. *Standardavviket (volatiliteten) til verdien av underliggende,  $\sigma$ .* Verdien av en opsjon øker proporsjonalt med risikoen til underliggende (prosjektet). Grunnen er at payoff for en kjøpsopsjon avhenger av at verdien på underliggende er større enn utøvelsesprisen, og sannsynligheten for dette øker med volatiliteten til underliggende.
5. *Risikofri rente i opsjonens levetid,  $r$ .* Hvis risikofri rente øker, vil også verdien av opsjonen øke. På samme måte som nåverdimetoden blir også realopsjoner påvirket av tidsverdien av penger.

Den sjette viktige variabelen som er av betydning for en opsjons verdi er *dividende* ( $\delta$ ). Dividende eller utbytte blir vedtatt på styremøte på bakgrunn av årets resultat, og blir utbetalt til eieren av verdipapiret og ikke opsjonseieren. Dette gjelder for finansielle opsjoner, mens for realopsjoner kan dividende ses på som verdien av tapte kontantstrømmer siden prosjektet ikke er igangsatt.

Disse seks variablene som påvirker realopsjoners verdi kan illustreres i følgende figur:



Figur 4: De seks variablene som påvirker realopsjonsverdien (Copeland, Antikarov 2001).

Pilene i figuren indikerer hvordan opsjonsverdien responderer på en økning i den aktuelle variabelen. Utgangspunktet for beregningen av opsjonsverdien,  $C$ , kan da summeres opp med funksjonen:

$$C = f(S, K, \delta, r, \sigma, T, Call, Put).$$

### 2.2.2 Oversikt over ulike typer av realopsjoner

Realopsjonsanalyse er et nyttig verktøy for å kunne gjøre strategiske investeringsbeslutninger. For det første utvides den statiske netto nåverdien til også å inkludere fleksibilitet. For det andre forenkles den analytiske strukturen av komplekse beslutningssituasjoner ved å sette opp ulike realopsjoner. Vi skal i dette avsnittet se nærmere på de grunnleggende typer av realopsjoner. I et usikkert marked har selskaper opsjonen til å utsette oppstarten av et prosjekt, der muligheten til å forkaste det i planleggingsfasen er til stede. Andre typer opsjoner

inkluderer opsjonen til å ekspandere, eller innskrenke ressursbruken. Man har opsjon om å avslutte hele forretningsområder eller produksjonsfasiliteter til utraneringsverdi. Selskaper kan ha opsjoner om å bytte produksjonsfaktorer og konseptløsninger, der det også vil være en opsjon om midlertidig stans i produksjonen. Et selskap kan stå overfor sammensatte vekstopsjoner, der utøvelsen av en opsjon fører til nye muligheter der nye opsjoner blir tilgjengelige. Her følger en oversikt over de mest vanlige.

*Venteopsjon:* Opsjonen til å utsette et prosjekt er spesielt viktig når det planlegges å gjøre en irreversibel investeringsbeslutning der usikkerheten er stor. Hvis det ikke er mulig å gjenvinne kapitalbruken der utviklingen i prosjektet viser seg å være verre enn først antatt, er timing i beslutningen særs viktig og prosjektet bør i utgangspunktet utsettes frem til det gir en premie som overgår prosjektets netto nåverdi. I dette tilfellet kan investeringsmuligheten sees på som en kjøpsopsjon der underliggende eiendel er nåverdien av de forventede kontantstrømmer for prosjektet,  $S_0$ , og utøvelsesprisen er investeringskostnaden,  $K$ . Verdien av denne opsjonen er lik prosjektets netto nåverdi når denne er positiv, eller null hvis prosjektet forkastes:

$$Utvidet\ NNV = \text{Max}[NNV(S_0 - K), \text{forkaste}(0)]$$

Ved siden av fordelene ved en slik "vent og se" opsjon, kan en prosjektutsettelse også involvere ulemper i enkelte situasjoner. Ulemper kan oppstå hvis et produkt har en spesifisert levetid på grunn av for eksempel at patenttiden utgår. I en slik situasjon vil selskapet gi avkall på tidlige kontantstrømmer hvis et prosjekt ikke igangsettes tidlig. Denne effekten kan sammenlignes med dividendeutbetalinger. Selskapet er da tjent med å investere tidlig, der opsjonspremien gis opp for å skaffe seg konkurransefortrinn og unngå at konkurrenter kommer inn i markedet på et senere tidspunkt. Hvis for eksempel StatoilHydro har lisens til å lete etter olje og gass i et bestemt område, kan selskapet vente og se om det finnes noe der og om funnene er store nok til å være lønnsomme, før eventuelt store utbyggingsinvesteringer finner sted. Typiske næringer som har den operasjonelle fleksibiliteten som venteopsjoner beskriver, er alle selskaper som driver utvinning av naturressurser, byggenæringen, landbruk, papirproduksjon og så videre.

*Opsjon om utvidelse- eller innskrenkning av kapitalinnsats:* Med en gang et prosjekt er igangsatt har beslutningstaker fleksibiliteten til å endre på det ved forskjellige tidspunkter i

løpet av dets levetid. Og fleksibiliteten til å ekspandere eller redusere på ressursbruken i et prosjekts skala kan være verdifull. Når et selskap kjøper en tomt, eller når det bygges en liten fabrikk i et nytt geografisk område til å posisjonere seg for å utvikle et stort marked, skaffer selskapets seg en ekspansjonsopsjon. Opsjonen til å ekspandere skalaen av produksjon med  $e\%$  er analogt med en kjøpsopsjon,  $C$ , med ( $e\%$  av) verdien av prosjektet. Hvis etterspørselen er høy, kan ledelsen ekspandere kapasiteten (med  $e\%$  av verdien av kapasiteten som var utgangspunktet). Utøvelsesprisen vil her være verdien av den ekstra investeringskostnaden,  $K'$ , som er nødvendig for å utvikle tilleggskapasiteten for å møte den økte etterspørselen. Ved opsjonens forfall er verdien av muligheten for ekspansjon verdt:

$$C = \text{Max}[NNV \text{ av ekspansjon}(eS_0 - K'), 0]$$

Analogt til å utvide et prosjekt har man også opsjonen til å innskrenke eller redusere omfanget av ressursbruken til et prosjekt hvis markedet ikke tar i mot produktet på en slik måte som man hadde forventet. Opsjonen til å redusere kan i så måte sees på som en salgsoption på den delen av prosjektet som det skal innskrenkes på, der utøvelsesprisen er lik den delen av planlagt bruk som skal kanselleres. Hvis etterspørsel blir lavere enn forventet, kan et selskap operere på et nivå som er lavere enn det man har kapasitet til, eller til og med redusere på skalaen av operasjonene (med  $c\%$ ), for deretter å spare variable kostnader (eller å oppnå salgsverdi),  $R$ , fra reduksjonen i produksjon. Opsjonen til å redusere et prosjekts omfang med  $c\%$  er det samme som en salgsoption,  $P$ , med ( $c\%$  av) verdien av prosjektet:

$$P = \text{Max}[NNV \text{ av reduksjon}(R - cS_0), 0]$$

Den utvidede netto nåverdien av et prosjekt som har begge typer opsjoner (utvide og redusere) ved forfall vil være lik den statiske netto nåverdien i tillegg til  $\text{Max}[NNV \text{ ekspansjon}(eS_0 - K'), NNV \text{ reduksjon}(R - cS_0), \text{oppretholde nåværende kapasitet}(0)]$ . Alle typer virksomheter som driver i et syklisk marked står overfor opsjoner om utvidelse - og reduksjon av produksjon.

*Opsjon om midlertidig stans av produksjonen:* I noen tilfeller kan det være aktuelt å midlertidig stanse all produksjon. Det kan være aktuelt når inntektene ikke klarer å dekke opp

for de operasjonelle variable kostnadene. Eksempel kan denne problemstillingen ofte være aktuell for gruveselskaper. La oss anta at vi har et selskap som driver utvinning av gull. Selskapet vil være eksponert mot usikkerhet i gullprisene. For enkelhets skyld antar vi at hver periodes kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter er lik produsert kvantum,  $Q$ , multiplisert med spot prisen på gull,  $s$ , fratrukket variable enhetskostnader  $c$ , slik at,  $KS = Q(s - c)$ . Hvis ikke andre kostnader er involvert, kan ikke kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter fra opsjonen til å produsere være verdt mindre enn null. Selskapets ledelse kan kanskje midlertidig stenge produksjonen i perioder med lave gullpriser hvis marginen fra de operasjonelle aktivitetene blir negative, slik at,  $s - c < 0$ . Av dette får vi at verdien på opsjonen må bli  $KS = \text{Max}[Q * (s - c), 0]$ . Stanses produksjonen midlertidig ved lave gullpriser, kan denne startes opp igjen når prisene stiger slik at marginene igjen blir positive.

*Opsjon til å bytte produksjonsfaktorer og ferdigvarer:* Når prisene eller kvantum av råvarer eller sluttprodukter er usikre, vil fleksibilitet i produksjonsprosessen være verdifull for et selskap (Smit, Trigeorgis 2004). Et fleksibelt produksjonssystem gir et selskap en produktfleksibilitet, der man produserer en miks av eksisterende produkter med en liten omstillingstid mellom komponenttypene. Alternativt får man med et fleksibelt produksjonssystem også en prosessfleksibilitet, der man kan produsere nye produkter mer økonomisk eller raskere som en respons til endret etterspørsel i et dynamisk marked. En slik prosessfleksibilitet kan oppnås gjennom teknologi, ved å sørge for gode relasjoner til leverandører, eller ved å holde produksjonsfasilitetene ved ulike lokasjoner. I et slikt tilfelle kan selskapet flytte produksjonen til det stedet det er billigst å produsere. Et typisk eksempel er en kraftstasjon som utvinner kraft ved hjelp av kull. Hvis det så besluttes å konvertere og gjøre kraftstasjonen om til et gasskraftverk vil man få to alternativer: et system som bare går på gass, eller et dyrere alternativ, et fleksibelt system som kan utvinne kraft med både kull og gass. Det siste systemet kan gi en verdifull fleksibilitet der man kan bytte mellom å brenne kull og gass ettersom prisene på de to råvarene fluktuerer. En slik prosessfleksibilitet er viktig i industrier som utvinner naturressurser som for eksempel gruvedrift, olje/gass produksjon, elektrisitet osv. Produkt fleksibilitet er verdifullt for selskaper som har en strategi om et bredt produktspekter, eksempler her er bilindustrien, elektronikk, farmasi osv.

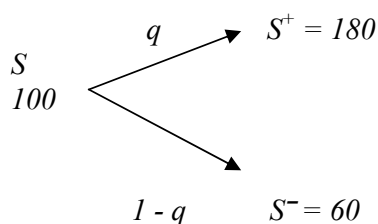
*Sammensatte opsjoner:* En sammensatt opsjon er også det man kan kalle en vekstoppsjon. Og det er denne type opsjoner som er spesielt relevante og viktige for olje- og gassnæringen. En tidlig investering (for eksempel i et oljefelt) eller en strategisk investering er starten på en kjede av nye investeringer, der utøvelsen av en opsjon frigjør en ny opsjon. Man har her

opsjoner på en opsjon i form av fremtidige vekstmuligheter. Slike sammensatte opsjoner finnes for øvrig i alle industrier der man står overfor sekvensielle stegvise investeringsprosesser. I anvendelseskapittelet senere i utredningen skal en sammensatt opsjon verdsettes.

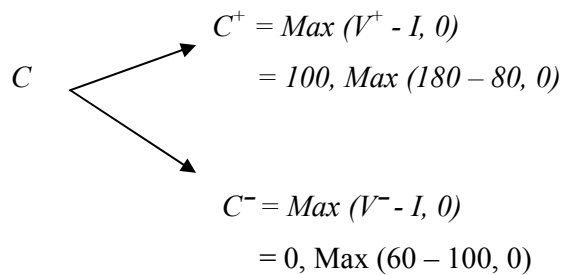
### 2.2.3 Verdsettelse av realopsjoner

Verdsettelse av realopsjoner baserer seg på de samme metodene som benyttes for finansielle opsjoner. Hovedideen er at opsjonsverdien fastsettes ved å anta at en dupliserende portefølje av finansielle instrumenter kan konstrueres slik at den har samme avkastning som opsjonen i enhver tilstand i fremtiden. Med lik avkastning følger det at opsjonen og porteføljen må samme pris. Eiendeler med den samme fremtidige utbetaling må ha prisen likt i markedet, for hvis ikke vil det eksistere arbitrasjemuligheter. Derfor kan vi verdsette en opsjon ved å finne kostnaden av å konstruere en dupliserende portefølje, som er kostnaden av en syntetisk opsjonsekvivalent.

Jeg vil i dette avsnittet vise prinsippene ved binomisk opsjonsprising for finansielle opsjoner, da de prinsippene også gjelder for verdsettelsen av realopsjoner. Som gjennomgangseksempel vil det brukes en enkel ett – stegs modell. La oss anta at prisen på underliggende aksje (verdi i dag,  $S = 100$ ) i neste periode enten vil gå opp til  $S^+ = 180$  (med en oppgangsfaktor,  $u = 180/100 = 1,8$ ), eller ned til  $S^- = 60$  (med en nedgangsfaktor,  $d = 60/100 = 0,6$ ), med sannsynlighetene  $q$  og  $(1-q)$  slik at vi får:



Verdien av opsjonen i perioden vil avhenge av prisen på underliggende aktiva. Hvis vi antar at utøvelsesprisen,  $K = 80$  og at risikofri rente,  $r$ , er lik 8% (0,08), har vi:

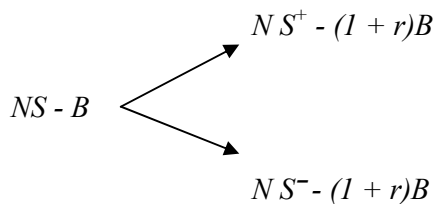


Her er  $C^+$  og  $C^-$  verdiene av kjøpsopsjonen ved slutten av perioden hvis aksjeprisen går opp eller ned. La oss nå konstruere en portefølje som beskrevet over, som består av kjøp av  $N$  aksjer av den underliggende aksje til dagens pris,  $S$ , delvis finansiert av et lån på beløp  $B$  til risikofri rente, til en kostnad  $NS - B$ . Vi får:

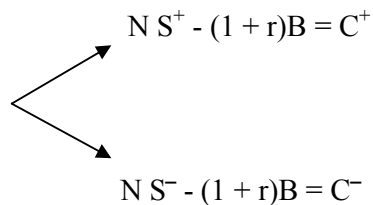
*Kjøpsopsjon  $\approx$  Kjøp av  $N$  aksjer til pris  $S_0$  og låne  $B$  til pris  $r$ ,*

Alternativt,  $C \approx (NS - B)$ .

Etter en periode må man betale tilbake det som har blitt lånt ved starten ( $B$ ) i tillegg til renter, eller  $(1 + r)B$ . Verdien av denne porteføljen i neste periode vil da bli:



Hvis porteføljen gir den samme avkastning som opsjonen i enhver tilstand ved slutten av perioden, har vi at:



Løser vi de to likningene (med betingelse om lik payoff) med hensyn på  $N$  og  $B$ , får vi:





$$0,83(60) - 0 = 50$$

Når man har muligheten til å konstruere en slik risikofri styring, kan risiko effektivt skvises ut av problemstillingen slik at investorenes syn på risiko ikke har noen betydning. Og dermed kan man få den korrekte opsjonsverdien ved å late som om man befinner seg i en risikonøytral verden der risiko er irrelevant. I en slik verden vil alle aktiva tjene til risikofri rente, og forventede kontantstrømmer (vektet med risikonøytral sannsynlighet,  $p$ ) vil da diskonteres med risikofri rente.

Inntekten,  $R$ , hvis aksjekursen går opp vil da utgjøre forholdet  $R^+ \equiv u - I = S^+ / S - I = 0,80$  eller 80% av verdi i dag. Og hvis inntekten går ned vil den utgjøre forholdet  $R^- \equiv S^- / S - I = -0,40$  eller -40% av verdien i dag. Den risikonøytrale sannsynligheten,  $p$ , kan alternativt finnes ut fra betingelsen at forventet avkastning på aksjen i risikonøytral verden må være lik risikofri rente, vi får at:

$$pR^+ + (1 - p)R^- = r$$

Løser vi med hensyn på  $p$  får vi:

$$\begin{aligned} p &= (r - R^-) / (R^+ - R^-) \\ &= [0,08 - (-0,40)] / [0,80 - (-0,40)], \text{ eller} \\ &= [(1 + r) - d] / (u - d) = (1,08 - 0,6) / (1,8 - 0,6) \\ &= 0,4. \end{aligned}$$

På samme måte må den forventede avkastning på opsjonen være lik den risikofrie renten i en risikonøytral verden:

$$[pC^+ + (1 - p)C^-] / C - I = r$$

Den ovenstående verdsettelsen av en call opsjon viser en eksakt formel for verdien av opsjonen ut fra variablene  $S$ ,  $K$ ,  $r$ , og aksjens volatilitet  $\sigma$  (spredning som finnes i forholdet  $u - d$ ). Uten dividende,  $C > S - K$  burde ikke en amerikansk opsjon (opsjon som kan utøves når som helst, ved eller før forfall) utøves tidlig. Hvis dividende inkluderes kan tidlig utøvelse rettferdiggjøres. Prisingen av opsjonen avhenger av betingelsen om at det ikke er noen arbitrasjemuligheter. Opp- og nedgangssannsynlighetene er ikke inkludert i verdsettelsesformelen. Av det følger at verdien av opsjonen ikke avhenger av investorers tanker omkring risiko eller egenskapene av andre aktiva – opsjonen prises bare relativt til

prisen på underliggende aktiva,  $S$ . Verdien av opsjonen kan på en korrekt måte estimeres i en risikofri verden da den er uavhengig av risiko preferansene. Et viktig poeng her er at den risikonøytrale sannsynligheten,  $p$ , er verdien oppgangsfaktoren,  $q$ , ville ha i likevekt i en verden der investorer er risikonøytrale. Som de ovenstående formlene hevder, i en risikonøytral verden der alle aktiva forventes å tjene risikofri rente, kan verdien på en opsjon beregnes med utgangspunkt i dens fremtidige verdier (ved å bruke risikonøytral sannsynlighet,  $p$ ) som diskonteres med den risikofrie renten.

En put opsjon kan verdsettes på samme måte som en call. Forskjellen er at man her selger (i stedet for å kjøpe) andeler av underliggende aktiva, og belåner (i stedet for å låne) til pris lik risikofri rente. Vi får:

*Put opsjon  $\approx$  Selge  $N$  andeler til  $S$  og belåne  $B$  til pris  $r$ .*

Delta for en put opsjon er den samme som for den korresponderende call opsjonen fratrukket 1. Vi får da at  $0,83 - 1 = -0,17$  i eksempelet som er brukt over (der minus tegnet indikerer at man selger i stedet for å kjøpe, altså 0,17 andeler av det underliggende aktiva). Vi har at  $P^- = A - S^- = 100 - 60 = 40$ , og beløpet som man låner ut er gitt ved:

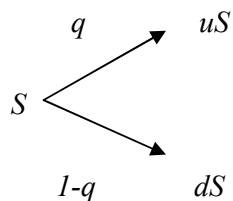
$$\begin{aligned} B &= (NS^- - P^-) / (1 + r) \\ &= (-0,17 * 60 - 40) / 1,08 = -46,3. \end{aligned}$$

For å lage en kopi av put opsjonen må man selge 0,17 andeler av aksjen når verdien  $S_0 = 100$  og låne ut 46,3 til risikofri rente. Verdien av put opsjonen blir da:

$$P = NS - B = (-0,17)(100) - (-46,3) = 29,6.$$

### *Den generelle multiplikative binomiske prosess*

Den generelle multiplikative binomiske opsjonsprisindelegasjonen ble i sin tid gjort rede for av Cox, Ross, og Rubinstein (1979). Den er basert på antakelsene over, bortsett fra at den underliggende aksjeprisen følger en multiplikativ binomisk prosess over antall perioder, beskrevet av:



Der aksjeprisen ved begynnelsen av en gitt periode,  $S$ , kanskje vil øke med (den multiplikative faktoren  $u$ ) med sannsynlighet  $q$  for  $uS$ , eller synke med sannsynlighet  $(1 - q)$  til  $dS$  ved slutten av perioden. Her representerer  $u$  og  $d$  (kontinuerlig eller logaritmisk) avkastningene hvis aksjeprisen øker eller synker, med  $d = 1/u$  (siden risikofrie lån koster risikofri rente  $r$ , og man må da unngå arbitrasjemuligheter, slik at  $u > (1 + r) > d$ ).

Fra vår notasjon har vi at  $S^+ \equiv uS$  og  $S^- \equiv dS$  der  $d = 1/u$ , eller alternativt:

$$u \equiv S^+/S^- = 1 + R^+$$

der  $R^+$  er oppgangsavkastningen, og

$$d \equiv S^-/S = 1 + R^-,$$

der  $R^-$  er nedgangsavkastningen.

Og vi får nå at:

$$N = [C^+ - C^-] / [(u - d)S],$$

$$B = [dC^+ - uC^-] / [(u - d)(1 + r)],$$

$$C = [pC^+ + (1 - p)C^-],$$

og

$$\begin{aligned} p &= [(1 + r) - d] / (u - d) \\ &= (1,08 - 0,6) / (1,8 - 0,6) = 0,4. \end{aligned}$$

Denne prosedyren for verdsettelse kan enkelt utvides til flere perioder. Hvis tid til forfall for opsjonen,  $T$ , deles inn i  $n$  like intervaller, hver med lengde  $h = t/n$ , og den samme verdsettelsesprosessen repeteres der man starter på forfallsdato for deretter å arbeide seg bakover i tid, vil den generelle binomiske prisingsformelen for  $n$  perioder være opprettholdt:

$$C = \sum \{n! / j!(n - j)!\} p^j (1 - p)^{n-j} \text{Max}(u^j d^{n-j} S - K, 0) / (1 + r)^n$$

Den første delen i formelen  $\{n! / j!(n-j)!\} p^j (1-p)^{n-j}$ , er den binomiske distribusjonsformelen som gir sannsynligheten for aksjen vil ta  $j$  hopp oppover i  $n$  steg, der hvert av stegene har (risikonøytral) sannsynlighet  $p$ . Den siste delen i formelen,  $Max (u^j d^{n-j} S - K, 0) / (1+r)^n$ , gir verdien av en call opsjon med utøvelseskostnad  $K$  ved forfall der aksjen har  $j$  hopp oppover med  $u\%$ , og  $n-j$  nedover med  $d\%$  innenfor  $n$  perioder. Summeringen av alle mulige opsjonsverdier (fra  $j = 0$  til  $n$ ) ved forfall, multiplisert med sannsynligheten for at hver av dem vil inntreffe, gir den forventede terminalopsjonsverdien, som igjen diskonteres med risikofri rente over  $n$  perioder.

Hvis vi lar  $m$  være det minste antall steg oppover  $j$  over  $n$  perioder som er nødvendig for at call opsjonen skal utøves "in the money" (gi avkastning), får vi  $u^m d^{m-n} S > K$ , eller ved logaritmisk transformasjon er  $m$  den minste positive variabel større enn  $\ln(K/Sd^n) / \ln(u/d)$ , og hvis vi deler disse betingelsene opp i to deler kan den binomiske opsjonsprisindeformelen skrives om på formen:

$$C = S\Phi [m; n, p'] - \{K/(1+r)^n\} \Phi [m; n, p]$$

der  $\Phi$  er den komplementære binomiske distribusjonsfunksjonen (som gir sannsynlighet for minst  $m$  steg opp ut fra  $n$  steg):

$$\Phi [m; n, p] = \sum \{n! / j!(n-j)!\} p^j (1-p)^{n-j},$$

og

$$p' \equiv [u / (1+r)]p \text{ med } p \text{ og } m \text{ definert som ovenfor.}$$

Man vil kanskje stille seg kritisk til denne diskrete periodiske binomiske verdsettelsesmetoden, siden aksjeprisene i praksis har mer enn to mulige utfall ved slutten av en periode, der handel i markedene skjer kontinuerlig og ikke i periode for periode. Allikevel, lengden av en periode kan velges å være forsvinnende liten, noe som da vil gi et riktig bilde av realiteten.

Ettersom lengden av en periode  $h$ , kan bli veldig mye mindre (gå mot 0) for en gitt tid til forfall,  $T$ , kan kontinuerlig verdi estimeres på en riktig og nøyaktig måte. Ved grensen for kontinuerlig tid, der  $n$  perioder går mot uendelig, vil den multiplikative binomiske prosessen gå over til å bli en logaritmisk normalfordelt *Wiener prosess*.

Ved å bestemme parameterne  $\{u, d, \text{ og } p\}$  slik av medianen og variansen til en kontinuerlig avkastning av den diskrete binomiske prosessen er konsistent i avgrensningen med dens kontinuerlige motpart, vil aksjeprisen bli logaritmisk normalfordelt og den binomiske distribusjonsfunksjonen  $\Phi[.]$  vil endre seg til en standard normalfordelingsfunksjon  $N[.]$ . Vi kan sette

$$u = \exp(\sigma \sqrt{h}),$$

$$d = 1/u$$

$$p = 1/2 + 1/2(\mu/\sigma) \sqrt{h},$$

der  $\mu \equiv \ln r - 1/2\sigma^2$ ,  $T$  er tid til opsjonens forfall,  $n$  er antallet perioder, og  $h \equiv t/n = dt$  er intervallet eller perioden av en liten handelsperiode (typisk som en del av et år). Cox, Ross, og Rubinstein (1979) viser at ettersom  $n \rightarrow \infty$  vil  $\Phi[m; n, p] \rightarrow N(x)$ , slik at den ovenstående binomiske formelen kan konverters til Black – Scholes formelen for opsjonsverdsettelse som forutsetter kontinuerlig tid:

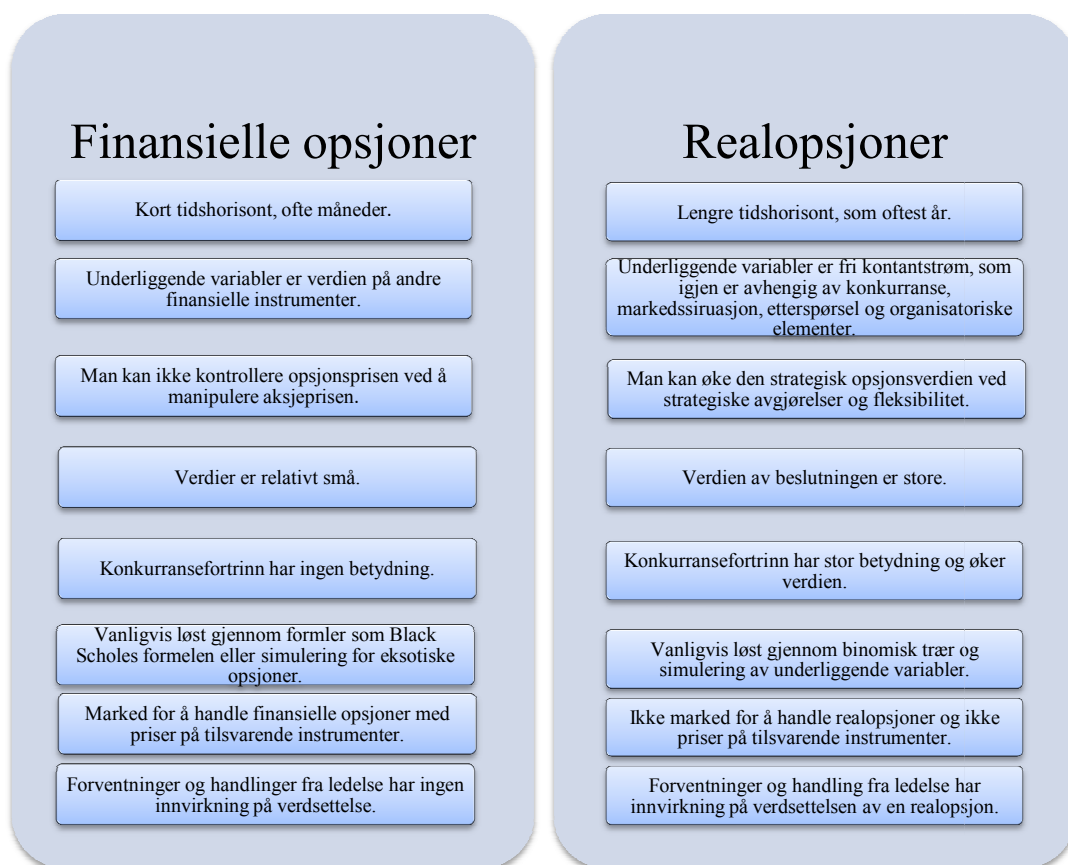
$$C = S N(x) - i (1 + r)^{-t} N(x - \sigma\sqrt{T}),$$

$$\text{der } x \equiv \ln(V/I (1 + r)^{-t}) / \sigma\sqrt{T} + 1/2\sigma \sqrt{T}.$$

For eksempel hvis  $T = 3 \text{ måneder} = 0,25 \text{ år}$  og  $n = 12 \text{ steg}$ , vil en diskret multiplikativ binomisk prosess med  $u = 1,1$  og ukentlige intervaller ( $h = t/n = 0,02 \text{ år}$ ) være konsistent med en lognormal diffusjonsprosess med et annualisert standardavvik,  $\sigma = \ln(u) / \sqrt{h} = \ln(1,1) / \sqrt{0,02} = 0,66$  eller 66%.

#### 2.2.4 Forskjellen på finansielle opsjoner og realopsjoner

Selv om finansielle opsjoner og realopsjoner deler de samme hovedprinsippene, er det allikevel forskjeller mellom dem som det kan være hensiktsmessig å være klar over. I tabell under er de viktigste forskjellene nevnt.



Figur 5: Forskjell på finansielle opsjoner og realopsjoner (Copeland, Antikarov 2001)

### 2.2.5 Realopsjonsanalysen begrensninger og ulemper

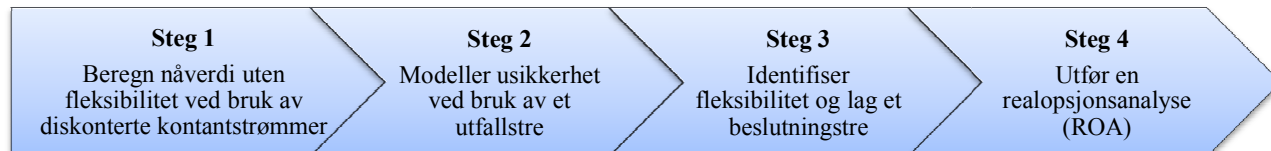
Hittil har jeg stort sett bare snakket varmt om realopsjonsanalyse som metode ved verdsettelse av et investeringsprosjekt. På grunn av den praktiske anvendelsen av realopsjonsanalyse er det viktig også å være klar over noen av metodens ulemper og begrensninger.

Implementeringen av realopsjonsanalyse og estimeringen av grensene i input parametre kan gi en potensiell begrensning i evalueringen av et prosjekt. Parametre som er vanskelige å estimere, som for eksempel volatilitet i oljepris, gjør verdsettelsesresultatene mer usikre. Å komplisere modellen ved å legge til flere parametre gjør heller ikke nødvendigvis verdsettelsen bedre og resultatene mer nøyaktige. Med høyere grad av kompleksitet vil mye av intuisjonen med å se på prosjekter som realopsjoner falle bort. Mer kompleksitet leder som oftest ikke til bedre og mer nøyaktige resultater. Effekten kan bli motsatt der man kan miste andre viktige trekk, slik som tilgang til metodologien, modellen kan bli svært vanskelig å bruke, økonomisk innsikt, og intuisjon. Det kan være vanskelig å forstå modellene for andre

enn ”ekspertene” hvis de blir for komplekse, som for eksempel administrerende direktør i et selskap. Toppledelsen i et selskap bør kunne forstå mekanismene bak resultatet i en investeringsanalyse, i motsatt fall faller hovedformålet med analysen bort.

### 2.2.6 Realopsjonsanalyse – en firetrinnsprosess

Ved bruk av realopsjonsanalyse kan det være hensiktsmessig å benytte seg av Copeland og Antikarovs firetrinnsmodell (Copeland, Antikarov 2001). Først beregnes prosjektets verdi uten fleksibilitet, deretter modelleres usikkerhet og fleksibilitet, og til slutt beregnes verdiene av realopsjonene ved bruk av numeriske metoder.



Figur 6: Copeland og Antikarovs firetrinnsmodell.

I denne generelle fremgangsmåten estimeres kontantstrømmene under forutsetning av fravær av fleksibilitet i steg 1, der den statiske netto nåverdien beregnes. Deretter modelleres prosjektets utfallstre i steg 2, der formålet er å få et bilde av usikkerheten som driver verdien (nåverdien) av det underliggende aktiva over tid (uten beslutningsnoder). Fleksibilitet er fremdeles ikke tatt hensyn til på dette stadiet. I steg 3 kobler beslutningstaker fleksibilitet opp mot utfallstreet. Det blir dermed til et beslutningstre med beslutningsnoder som viser utbetaling fra optimal strategi betinget av videre hendelsesforløp. Fleksibiliteten har her forandret risikokarakteristikken til et prosjekt, og ført til endret kapitalkostnad. I steg 4 gjøres numeriske beregninger ved bruk av opsjonsteori. Beslutningstaker kan dermed ta en beslutning basert på en modell som tar hensyn til fleksibilitet og usikkerhet.

## 2.3 Spillteori og strategiske beslutninger

I 1944 gav matematikeren John von Neumann og økonomen Oskar Morgenstern ut deres bok, *Theory of Games and Economic Behaviour*. Med utviklingen av spillteori ble det mulig å belyse og analysere interaksjonen mellom selskaper i et marked med ufullkommen konkurranse. Samtidig viste det seg at spillteori også hadde anvendelse for analyse innenfor andre områder, som for eksempel evolusjonær biologi, politikk, og til og med juss. En stor fordel med spillteori som analyseverktøy er at blir det lettere å identifisere vinn – vinn situasjoner for selskaper, i tillegg til at tankegangen er enkel å bruke i praksis.

Selskaper gjør ofte investeringsbeslutninger av strategiske grunner. Det som skiller strategiske investeringsbeslutninger fra andre typer beslutninger er at disse investeringene gjøres i en kontekst der et selskap også må ta hensyn til reaksjonen fra sine konkurrerende selskaper. Konkurrentenes reaksjon kan få stor innvirkning på selskapets investeringers verdi, både positivt så vel som negativt. Kjennskap til konkurrentenes reaksjon er dermed viktig, og kan bedre selskapets evne til å etablere en fordelaktig konkurransestrategi. Det er svært viktig å ha evnen til å kunne tilpasse seg konkurrentenes respons på egne handlinger, da dette er et viktig element for å kunne posisjonere seg riktig og følge en god investeringsstrategi i sitt marked.

### 2.3.1 Spillets regler

Et spill er karakterisert av fire dimensjoner: spillerne, tilgjengelige handlinger, timingen av disse handlingene, og payoff-strukturen fra hvert mulig utfall. Investeringsproblemets kontekst er også med på å bestemme kjennetegnene og spillets karakter. I praksis er strategiske beslutninger komplekse: i et marked er det kanskje flere aktører og potensielle inntrengere, der payoff kan være uklar. For å kunne benytte seg av spillteori for strategiske problemstillinger, er det viktig å kjenne de mulige handlingene og timingen som er tilgjengelig for hver enkelt rival (for eksempel investere i ny teknologi, oljeleting, eller gå inn i et nytt geografisk marked), og payoff fra å velge hver enkelt handling. Det å estimere disse faktorene kan være fullt mulig, da selskapene ofte har informasjon omkring sine konkurrenters teknologiske muligheter, investeringskostnad, og resultat/inntjening.

Spillteori har den gode egenskapen at det blir lettere å redusere et komplekst strategisk problem til i en enkel analytisk struktur av fire dimensjoner. Spillteori er også et bra verktøy for verdsettelse av strategiske beslutninger fordi det gir en løsning som er behjelpelig til å



forstå eller predikere konkurrenters adferd. Spillteori gir også en likevektsstrategi – og verdi for de strategiske beslutningene.

Jeg skal nå kort gjøre rede for de fire dimensjonene som bestemmer et spillers karakter. Beslutningstakerne er *spillerne*. I spill under usikkerhet kan også markedstilstanden være en spiller. Med det menes at det kan være eksogene faktorer som kan få innvirkning på beslutningstakernes handlinger, som for eksempel virkninger av ny teknologi, etterspørsel etter en ny aktørs produkt m.m. Men i hovedsak er det beslutningstaker som er spillerne.

*Timing-* eller interaksjonene av beslutningene mellom spillerne kan i hovedsak foregå på to måter. Hvis spillerne gjør sine beslutninger en etter en ved først å ha observert konkurrentens tidligere handling, har vi et *sekvensielt spill*. For eksempel når en pioner investerer tidlig i et nytt marked, er selskapet eksponert mot et sekvensielt spill vis a vis potensielle etterfølgere. For det første må selskapet se på hvordan deres investering påvirker deres konkurrenter og hvordan de vil handle. For eksempel hvorvidt de vil trekke seg ut av markedet eller gjøre ytterligere investeringer i markedet. På den måten finner selskapet ut hvordan deres egen verdi påvirkes, og dermed også deres fremtidige handlinger i markedet. I andre strategiske situasjoner står selskaper overfor problemstillinger der handlingene skjer *simultant*. I slike spill gjør konkurrerende selskaper sine investeringsvalg og handlinger på samme tid, så her foreligger det ingen fordeler om først å observere konkurrentens valg. Beslutningstaker må her ta inn i vurderingen at motstanderens strategiske prosess simultant har en påvirkning på ens egen posisjon.

Spillerne står ofte overfor *forskjellige valg og handlinger*, og har ulik informasjonstilgang til de beslutninger som fattes. Ved hver *beslutningsnode* vil tilgjengelig informasjon kanskje være forskjellig. Ved å stole på den informasjon spilleren har tilgang til ved hvert beslutningstidspunkt, velges den handlingen som gir den høyeste verdi (eller nytte). En *ren strategi* har man der en spiller har en optimal handling for *hvert* informasjonsnivå. I spill med *perfekt informasjon* vet alle spillernes om hverandres tidligere valg og handlinger i hver beslutningsnode. I spill med *komplett informasjon* antar man at alle spillernes handlinger og mulige utfall er et resultat av sunn fornuft. Ved *asymmetrisk (skjevdelt) informasjon* derimot, har ikke spillerne den samme informasjon om hverandre eller miljøet som spillet foregår i. Asymmetrisk informasjon er det man oftest finner i praksis, det vil alltid være noen som sitter på mer informasjon enn andre, noe som følger svært gunstig.

Hver sekvens av mulige handlinger av spillerne resulterer i et utfall for hver spiller. Alle spill har sin egen *payoff struktur*. Ved å velge de rette handlingene, kan selskapene i et spill søke å følge den strategien som maksimerer deres verdi. Hver spiller velger ens optimale eller beste sammensetning av handlinger ved hver beslutningsnode slik at payoff eller verdi maksimeres. Denne oversikten av spillets regler gir et grunnlag for å se nærmere på løsning av spillet.

### 2.3.2 Løsning av spillet

Som finansteorien antar standard spillteori at deltakerne opptrer rasjonelt. Med en gang spillets struktur er forstått, kan spillernes strategier og løsninger for spillet bestemmes. Sammensetningen av hver enkelt spillers beste valg/handlinger er det som former deres strategier. Og spillerne bestemmer ved starten av spillet hva man skal gjøre på senere tidspunkt i hver tilstand, gitt de andre spillernes mulige handlinger.

Et spills likevektsløsning kan ofte karakteriseres gjennom en *Nash likevekt*, som er oppkalt etter Nobelprisvinneren John Nash<sup>3</sup>. En Nash-likevekt har man i en sammensetning av strategier der ingen av spillerne kan gjøre det bedre ved å endre på sitt opprinnelige valg eller strategi. I en Nash-likevekt gjør hver spiller sitt beste valg, gitt de andre spillernes beste valg/strategi. Hvordan man finner en Nash-likevekt avhenger av hvordan spillet spilles, altså hvorvidt selskapene gjør sine valg simultant eller sekvensielt. Dixit og Nalebuff (1991) gir følgende liste av regler som en praktisk guide for å løse et spill:

1. *Finn dominante strategier*. For simultane spill bør man først undersøke om en spiller har en strategi eller en handlingsmulighet som er bedre enn alle andre uavhengig av hva de andre spillerne gjør. Uansett hva de andre spillerne gjør kan altså ikke spilleren bedre sin payoff eller verdi ved å velge en annen strategi.
2. *Eliminer dominerte strategier*. Selv om ikke dominante strategier er åpenbare for alle spillerne med en gang, burde de dominerende strategiene kunne utelukkes. Man burde fortsette å eliminere dominerte strategier til de er borte. Ved hvert steg vil eliminering av dominerte strategier for en spiller få frem dominerte strategier for de andre spillerne, der man til slutt kanskje finner dominante strategier for alle spillerne. Når en dominert strategi eksisterer, er alle andre strategier dominerte. Hvis det ikke finnes

---

<sup>3</sup> Filmen *Et vakkert sinn* (engelsk: *A beautiful mind*) er inspirert av hans liv. Filmen er løselig basert på biografien med samme tittel – skrevet av Sylvi Nasar. Biografien gir et langt mer etterrettlig bilde av Nash' liv.

noen dominert strategi for en spiller mens en konkurrent har det, burde man søke å finne det beste valg gitt den dominerte strategien som konkurrenten har.

3. *Finn Nash-likevekt i rene strategier.* Ikke alle spill kan løses gjennom eliminering av dominerte strategier. Ved å bruke forenklingen om eliminering av dominerte strategier, vil et simultant spill reduseres til sin enkleste form. Selv om det ikke er noen dominerte strategier, kan man finne Nash-likevekt ved å studere spillmatrisen nøye. Og siden man finner en Nash-likevekt der hver spiller gjør sitt beste valg gitt den beste strategien til sine rivaler, må spillerne gjøre sine valg ut fra antakelser av hva de tror rivalene vil gjøre. Og ettersom hver spiller vil basere sine valg på hva de tror rivalenes beste valg er, vil strategiene som alle disse spillerne velger lede til en Nash-likevekt, som representerer hver spillers beste valg gitt de andre spillernes optimale valg.
4. *Finn Nash-likevekt i blandede strategier.* Noen ganger finnes det ikke en Nash-likevekt i rene strategier, men optimale handlinger vil kanskje heller avhenge av sannsynligheten for at en tilstand skal inntreffe. I blandede strategier vil spillerne legge til en sannsynlighet for deres handlinger. Og i en *blandet-strategi-likevekt* vil spillerne tilfeldiggjøre deres handlinger slik at spillerne er indifferente mellom disse handlingene. I praksis fanger dette opp verdien av å være uforutsigbar, eller med andre ord søker man her å unngå at de andre spillerne ser noen systematikk i ens egne handlinger. Forutsigbarhet eller uforutsigbarhet i blandede strategier observeres best i repeterte spill, og da repeterte null-sum spill hvor det ene selskapets gevinst er det andre selskapets tap.
5. *Sekvensielle spill løses ved å arbeide seg bakover i tid.* Å finne dominerte strategier er en nyttig metode ved løsning av simultane spill. Men i sekvensielle spill er ofte dominerte strategier ikke lenger optimale på grunn av at konkurransemiljøet endrer seg ettersom spillet utvikler seg. I et sekvensielt spill der rivalen handler først, vil man alltid velge sin dominante strategi. Men hvis man har muligheten til å velge først, vil ikke rivalens valg være gitt, og kan derigjennom påvirkes av ens eget valg. Rivalen vil observere ens eget valg og handle som et resultat av det. Dette gjør at man er i stand til å påvirke rivalens valg. Derfor burde man i sekvensielle spill prøve å forutse konkurrentenes respons på egne valg og bruke den informasjonen til å optimere eget valg. Dette må derfor løses ved å predikere det som vil skje i fremtiden for så å gå bakover i tid. Man starter her i payoff til sluttnodene og jobber seg bakover til i dag. Dette krever da at man lager beslutningstrær som beskriver situasjonen.

6. *Finn et delspills perfekte likevekt.* Et delspill er et spill innenfor det totale spillet. Likevekten i et delspill er en sammensetning av strategier for hver spiller slik at hvilken som helst strategi også er en Nash likevekt for ethvert delspill i det totale spillet (Selten 1965). Likevektssammensetningen av ulike strategier i et spill med flere steg (perioder) under usikkerhet kan finnes ved at man arbeider seg bakover i tid ved bruken av et binomisk tre, der man starter med sluttnodenes payoff verdier for en gitt konkurransesituasjon. For hvert delspill består konkurransestrategien for hvert selskap av å kartlegge informasjon om rivalens handlinger. En spiller må noen ganger komme med *trusler* for å få rivalen til å tro at man vil innta en spesifikk strategi. Og i prosessen der man arbeider seg bakover i tid burde man bare ta hensyn til troverdige trusler og se bort fra trusler som ikke er det. For at en trussel skal være troverdig må det være i spillernes interesse å gjennomføre trusselen.
7. *Bruk realopsjons verdsettelse (binomisk) for sekvensielle spill under usikkerhet (tillagt av Smit og Trigeorgis).* I *opsjons - spill* er den forventede nytten som vanligvis benyttes i spillteori nå byttet ut med *realopsjonsverdien*. Ved å løse for likevekt i et spill over flere steg, benytter vi oss av binomisk opsjonsverdsettelse. Her benytter man seg av de risikonøytrale sannsynlighetene til å beregne opsjonsverdien i hver gren i treet. Og på denne måten kan tradisjonell spillteori forenes med binomisk opsjonsprising. Denne nye metoden gjør det mulig å verdsette komplette konkurransestrategier som er konsistent med både moderne økonomi og finanst teori.

### 2.3.3 Ulike typer spill

Det finnes en hel del forskjellige spill som avhenger av selskapenes muligheter og situasjon. Jeg skal nå liste opp og gi en kort forklaring av de mest grunnleggende.

Vi har såkalte "*fangens dilemma*" spill. To mennesker (spillere) arresteres og er mistenkte for en kriminell handling. Disse isoleres fra hverandre slik at de ikke kan kommunisere. Hver av de mistenkte kan løslates hvis han tilstår at de gjorde det. Hvis en av de mistenkte nekter å tilstå, vil han få den strengeste straffen, og hvis ingen tilstår vil begge få den laveste straffen. Paradokset er at likevektsutfallet der begge tilstår er dårligere for begge mistenkte, sammenlignet med utfallet der ingen av dem tilstår. Spillet passer bra for å beskrive innovasjonskappløp (symmetrisk) i høyteknologi industrier. I eksempelet under vil et slikt spill beskrives.

*"Grab the dollar"* spill gir en beskrivelse av et spill der to spillere har to mulige valg: ta dollaren, eller å vente. I en versjon av spillet der det er full informasjon (symmetrisk), vinner den spilleren som tar dollaren hvis han er den eneste som tar den, men taper hvis begge spillerne prøver å ta dollaren. Payoff her er lik som i et fangens dilemma spill, men begge spillerne oppdager at de har en negativ payoff hvis de spiller høyt. Spillet passer til å beskrive et innovasjonskappløp (asymmetrisk). I en strategisk kontekst vil bare den spilleren som investerer tjene noe, der en simultan investering vil føre til en kamp mellom selskapene der begge vil få en negativ forventet payoff. Slike problemer kan fort oppstå i industrier preget av høy vekst der nye produkter kommer på markedet og det blir en kamp om markedsandeler.

Ved *"Burning the bridge"* spill kan vi for oss to motstridende militære styrker som er satt til å okkupere en øy mellom deres to land, der det er bruforbindelse til begge landene fra øya. Begge militærstyrkene ville foretrekke å la øya gå til den andre part fremfor å måtte kjempe for den. Militærstyrke 1 som vi antar velger først, vil okkupere øya for deretter å brenne bruene over til sitt eget land (signaliserer her forpliktelse til å måtte kjempe for øya). Og da har militærstyrke 2 ingen annen mulighet enn å la styrke 1 få beholde øya, fordi de vet at styrke 1 ikke har annet valg enn å kjempe hvis de skulle bli angrepet. Paradokset her av forpliktelse er å vinne spillet ved å redusere rivalens muligheter (ved å brenne bruene bak seg). Denne type spill kan vi finne der det er en stor markedsleder, som for eksempel gjør en stor irreversibel investering i et nytt marked, der mindre konkurrenter vil se på dette som en trussel mot deres fremtidige inntjening hvis de skulle entre markedet, og bestemmer seg for å holde seg utenfor eller komme inn på et senere tidspunkt.

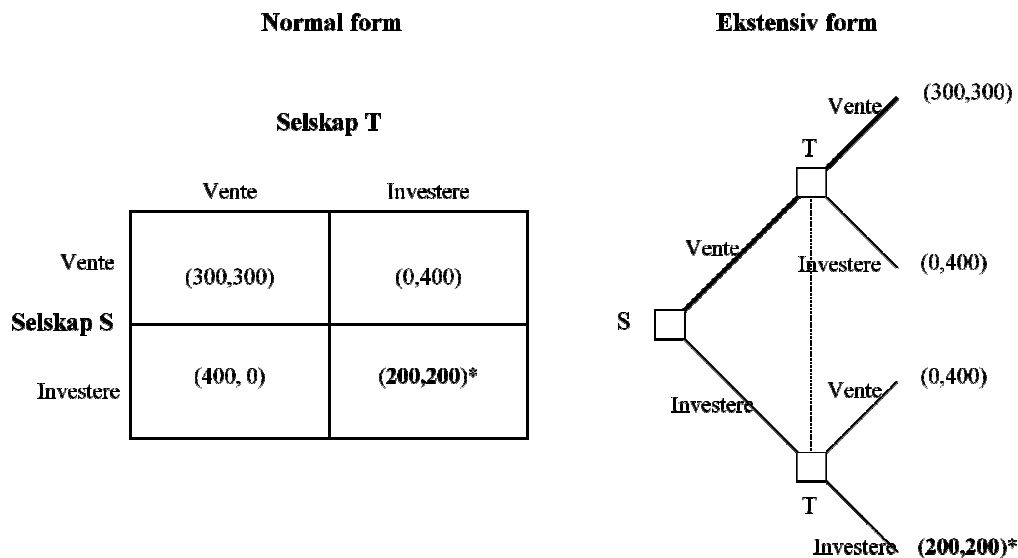
*"The market for lemons"* (Akerlof 1970). Det kan oppstå spill i mange situasjoner der det er informasjonsasymmetri. Informasjonsasymmetri omkring kvalitet vil kanskje gjøre at kvaliteten blir middelmådig på grunn av at selgerne vil ha incentiv til å tilby middelmådig kvalitet på grunn av informasjonsasymmetrien (adverse selection problem). Denne type spill finner man ofte i forsknings- og utviklingsintensive industrier.

*"Battle of the sexes"*. Et ektepar må velge mellom å gå på kino eller se et teaterstykke. Paret foretrekker å gjøre ting sammen i stedet for hver for seg, allikevel ønsker den ene parten å gå på kino mens den andre vil gå på teater. Paret vil komme bedre ut av det ved å samarbeide, ved noen ganger gå på kino og noen ganger gå på teater. La oss anta at vi har to (allianser av) selskaper som må velge mellom produktstandard A eller standard B. Begge vil komme bedre ut av det med en standard, men det ene selskapet foretrekker standard A, mens det andre

selskapet vil foretrekke standard B. Poenget er at samarbeid vil bli det beste langsiktige utfallet for begge selskapene. Denne type allianser finner man i mange industrier.

### 2.3.4 Eksempel strategisk spill

La oss nå se på et eksempel som illustrerer det som er nevnt over. Vi betrakter at to selskaper, StatoilHydro (S) og franske Total (T), som har fått tildelt to tilstøtende gasslisenser i Norskehavet. Transportkapasiteten fra området begrenser den samlede netto nåverdien (NNV paien) for en umiddelbar investering (enten fra bare ett av selskapene eller delt likt av begge selskapene) er 400 millioner. På litt sikt kan man imidlertid tenke seg at transportkapasiteten kan økes, for eksempel ved installasjon av flere kompressorer i transportsystemet. Vi legger til grunn at en slik økning i transportkapasiteten kan øke den samlede netto nåverdien slik at tilleggsverdien av en ”vent og se” strategi der transportkapasiteten er utvidet er 200 millioner. Dette resulterer i en total (delt) opsjonsverdi (opsjonspaien eller utvidet NNV) på 600 millioner hvis de to selskapene utnytter fleksibilitetsverdien av å vente fullt ut. Problemet kan illustreres slik:



Figur 7: Press om å være først får selskapene til å gjøre forhastede investeringer, selv om det vil være fordelaktig å vente (fangenes dilemma).

Denne strategiske situasjonen kan settes opp på normal form i en spillmatrise. Figur 7 over oppsummerer payoff ene (selskap S, selskap T) i fire forskjellige timing scenarier for

investeringer: når begge selskapene investerer umiddelbart (simultant) der de deler totale netto nåverdien likt ( $1/2 * 400$ ), som resulterer i en (200, 200) payoff for hvert selskap; når selskap S eller T investerer først og det andre selskapet venter, der det selskapet som investerer først sikrer seg hele NNV paien, noe som resulterer i en payoff (400, 0) og (0, 400), og; når begge selskapene velger å vente, der de deler verdien likt av investeringsopsjonen ( $1/2 * 600$ ), noe som resulterer i en payoff (300, 300).

Som vi ser kan spill også beskrives på ekstensiv form. Ved å sette opp problemet på ekstensiv form lager man et tre av spillet, for deretter å spesifisere hvem som velger først. Her får man et oversiktlig bilde av den informasjon og valg hvert selskap står overfor i hvert steg av spillet. I figuren indikerer den stiplede linjen mellom nodene til selskap T at spiller T har den samme informasjonen om spiller S venter eller investerer, og dette kalles spiller T's informasjonssammensetning.

For å kunne gjøre en optimal beslutning må en spiller forsøke å forutse hvordan rivalen vil opptre. Og valgene som en spiller står overfor som han ikke vil gjøre er dominert av bedre valg. Vi ser at selskap S's payoff fra en umiddelbar investering overgår payoff fra en "vent og se" strategi, uavhengig av hvilken strategi selskap T vil innta ( $400 > 300$  i venstre vent kolonne,  $200 > 0$  i høyre invester kolonne). Det betyr at vent og se strategien er dominert av strategien for å investere med en gang, dette også uavhengig av timingen til rivalen. Selskap T har også en dominant strategi om å investere umiddelbart uavhengig av hva S vil velge å gjøre ( $200 > 0$  og  $400 > 300$ ). Som tidligere nevnt burde en ren dominert strategi alltid elimineres, der payoff alltid gir en lavere payoff for en spiller som er lavere enn hvilket som helst annet valg uansett hva rivalen gjør.

Verdi – payoff strukturen i eksempelet gir en Nash likevekt i nedre høyre celle der begge selskapene investerer (200, 200). I en Nash likevekt gjør hver spiller sitt optimale valg gitt rivalens optimale valg. Ingen av selskapene kan gjøre det bedre ved å foreta et annet valg. Og hvilket som helst avvik vil lede tilbake til likevektsutfallet. Som vi ser vil bare selskapene stå i igjen med det nest verste utfallet (200, 200), noe som er et eksempel på det velkjente *fangens dilemma* problemet. Et interessant aspekt ved dette er at både StatoilHydro og Total ville kommet bedre ut ved å samarbeide om å vente (payoff 300, 300), til transportkapasiteten av gassen har blitt større.

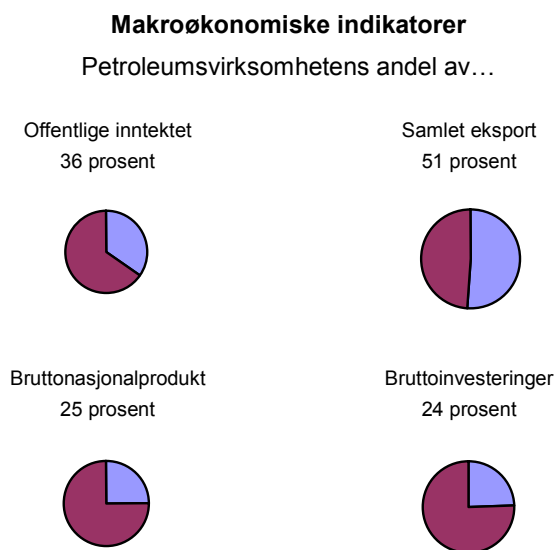
Hvis en spillers handling gjøres med sikkerhet, kaller man det for en ren strategi. I eksempelet over har begge selskapene en ren strategi om å investere umiddelbart. På den andre siden, hvis

det er en forventning om at en spiller kanskje vil velge mellom ulike handlinger (her investere eller vente) med en bestemt sannsynlighet, har vi en blandet strategi. Payoff i en blandet strategi estimeres ved å ta forventning om en payoff og vekte denne med den tilhørende sannsynligheten. En ren strategi er intet annet enn et spesialtilfelle av en blandet strategi der sannsynligheten for en bestemt handling er 1. Ikke alle spill har en ren likevektsstrategi, men en blandet strategi finnes alltid, slik at spill kan løses med blandede strategier når det ikke finnes noen ren strategi.



### 3. Investeringer i olje- og gassvirksomheten

Hvorfor er olje- og gassinvesteringene så viktige? I 2006 utgjorde energisektoren cirka 50% av markedsverdien på Oslo Børs, der antall børsnoterte selskaper var 62 (kilde Norges Bank). Næringen er landets desidert største, og den norske økonomien kan i stor grad regnes å være en petroleumsøkonomi. Olje- og gassinvesteringene har derfor en stor betydning for konjunkturer, kapitalstrømmer og konkurranseevne. Investeringene er store (utgjør om lag 6% av BNP i 2007), og en halvering av investeringene fra et år til et annet vil redusere BNP-veksten med anslagsvis 2 prosentpoeng før synergieffektene slår inn. Kapitaldannelsen på norsk sokkel er sentral for konjunkturtendensene i norsk økonomi. En god forståelse av mekanismene bak olje- og gassinvesteringene gir dermed nyttig kunnskap til makroøkonomer, markedsanalytikere, politikere, og andre som er interesserte i svingninger i økonomi og finansmarkeder (Mohn 2007a).



Figur 8: Makroøkonomiske indikatorer (Mohn 2007a).

I figur 8 over ser vi den norske petroleumsvirksomhetens andel av ulike makroøkonomiske størrelser. Som vi ser er petroleumsnæringen en svært viktig faktor for verdiskapningen i den

norske økonomien. Et kritisk element for denne verdiskapingen er olje- og gassinvesteringene.

I løpet av de siste ti årene har det vært en enorm økonomisk vekst internasjonalt, der dette vel og merke er noe dempet av siste års finanskriser. Denne globale økonomiske oppgangen sammen med en høy oljepris har ført til en et stort fokus på etterforsyning, der temaet har blitt flyttet opp mot toppen av den geopolitiske agendaen (Mohn 2007a). Oljeprisen gikk betraktelig ned som en følge av finanskrisen, men trenden har snudd våren 2009 der den igjen har steget og i skrivende stund ligger på cirka 54 dollar fatet. Analytikere i anerkjente meglerhus som Pareto Securities har tro på fortsatt oljeprisstigning i tiden som kommer. Begrunnelsen for dette er at den globale etterspørselen vil øke samtidig som reservene og tilgangen på olje- og gass minker. På verdensbasis er olje- og gassetterspørselen i stor grad drevet opp av fremvoksende økonomier som Brasil, Russland, India, og Kina. Enorme energiinvesteringer er påkrevd i tiden som kommer for å møte denne økte etterspørselen.

Formålet med dette kapittelet er å gi en kort oversikt over de særtrekk som olje- og gassnæringen har vedrørende investeringsadferd. Stikkord er næringsspesifikke forhold, industristruktur og betydning av ufullkommen konkurranse, samt betydningen av finansmarkedspress.

### **3.1 Næringsspesifikke forhold i olje og gassnæringen**

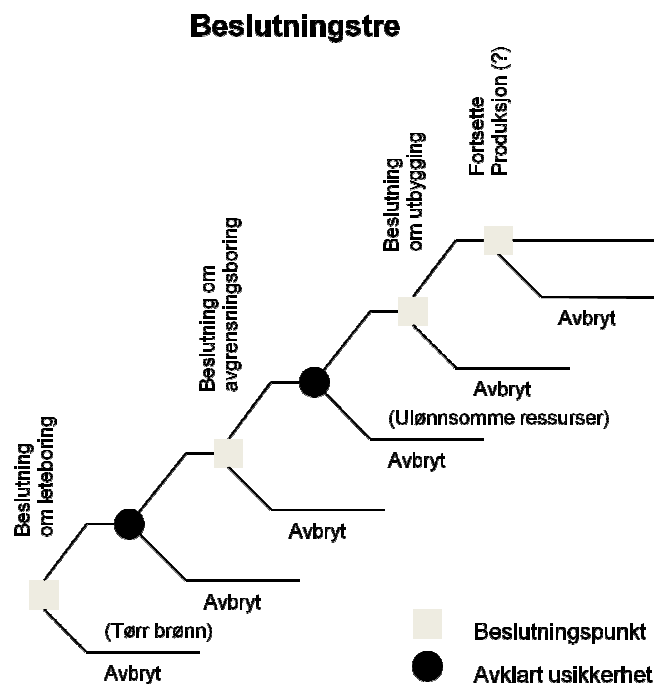
En faktor som næringen deler med andre industrier er at den er svært kapitalintensiv. Utvikling og produksjon av olje- og naturgass krever betydelige kapitalressurser, der dette gir realkapitalen en spesiell rolle og interesse. For selskapene sysselsettes realkapitalen i deres virksomhet. I virksomheten kan resultatene påvirkes gjennom kontinuerlig arbeid for å bedre effektivitet langs hele verdikjeden innenfor hvert investeringsprosjekt. I tillegg foregår det en løpende optimalisering av selskapenes portefølje av prosjekter – gjennom kjøp, salg, og bytteavtaler av prosjekter. Avkastingen av innsatsen finner man i investeringsprosjektenes netto kontantstrømmer, der overskudd som en følge av positive kontantstrømmer disponeres enten gjennom reinvesteringer i virksomheten, nedbetaling av gjeld, og/eller utbetaling til aksjonærer. Som en følge av konkurranseforhold, strategier, mål, og kostnader allokeres tilgjengelig kapital på de forskjellige investeringstyper – leting, prosjektutvikling, driftsinvesteringer, og eventuelle oppkjøp av prosjekter og andre virksomheter. Selskapenes

investeringsadferd påvirkes også av konkrete avkastningskrav, og priser på innsatsfaktorer og produkter som prosjektene krever.

Et viktig særtrekk med olje- og gassnæringen er at det produseres ikke- fornybare ressurser. En konsekvens av det er at tilgangen til produserbare reserver vil være en kritisk suksessfaktor for all olje- og gassproduksjon (Mohn 2007a). Det er en viktig forutsetning for olje- og gassselskapers langsiktige aktivitet og verdiskapning at man lykkes med å erstatte den løpende aktiviteten gjennom kontinuerlig reserveutvikling. Reservene tømmes og nye må identifiseres, og derfor må det ytes stor oppmerksomhet til leteaktiviteten. I tillegg til olje- og gassselskapenes leteaktivitet skjer selskapenes reserveutvikling hovedsakelig på to måter; gjennom tiltak for økt utvinning fra allerede produserende felt, og ved kjøp av påviste olje- og gassreserver. Olje- og gassselskapers leteaktivitet er forbundet med stor risiko der også investeringskostnaden er stor. Derfor ser man en tendens til at selskapene legger store ressurser i å tyne reserver som allerede er i produksjon, og om mulig er dette langt billigere og mindre risikabelt enn å finne nye felt og starte produksjon i disse. Anvendelse av ny produksjonsteknologi, nye injeksjonsteknikker og utstrakt boring av nye produksjonsbrønner er eksempler på tiltak som kan øke grunnlaget for å finne nye forekomster i olje- og gassfelt som allerede er i produksjon.

En annen faktor som er særegen ved olje- og gassnæringen er at investeringene er sykliske og prosjektene er store og udelbare. Grunnen til at investeringene bærer preg av å være sykliske er disse enorme kapitalbehovene, volatile olje- og gasspriser, samt skarp konkurranse mellom de store selskapene i næringen. Det at enkeltprosjektene ofte er store og udelbare kan føre til en opphopning i investeringsmønsteret, der det gir utfordringer til planlegging og styring av aktivitetene. En naturlig indikasjon av det vil være at størrelse og dermed skalafordeler kan være et stort konkurransefortrinn i næringen.

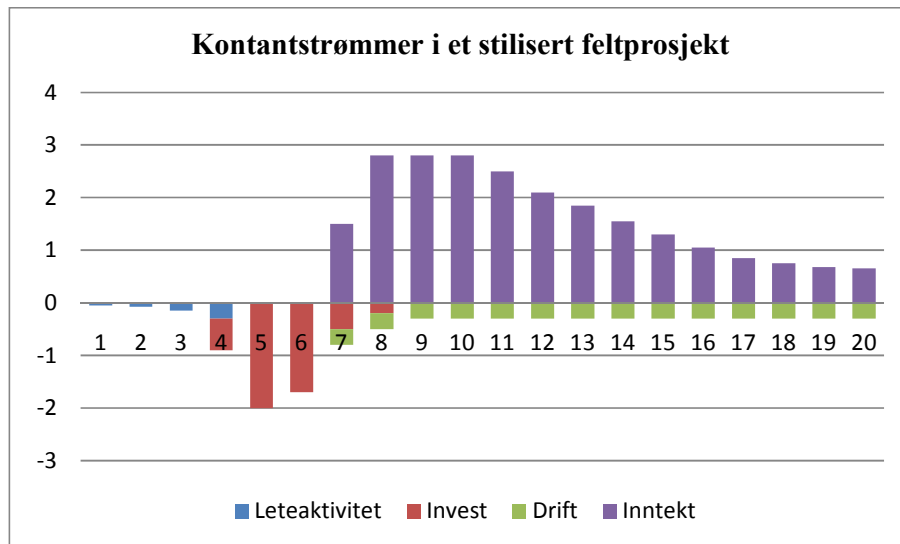
Utviklingen av et olje- og gassfelt kjennetegnes av en lang tidshorisont og sekvensielle investeringsbeslutninger (Smit, Trigeorgis 2004). S sammensatte opsjoner har dermed vesentlig relevans for næringen. Man finner også ofte eksempler på venteopsjoner, der det er stor usikkerhet omkring teknologi. Figur 9 viser at utviklingen i et olje- eller gassfelt gjerne har flere steg, der utøvelsen av en opsjon åpner for en ny opsjon. Dersom det kan påvises funn blir nye muligheter identifisert, slik at det må tas flere sekvensielle investeringsbeslutninger før produksjonen er i gang.



Figur 9: Sammensatte opsjoner i olje- og gassnæringen (Smit, Trigeorgis 2004)

Som vi ser av figuren kan ledetidene i et investeringsprosjekt bli lange, der det fort kan gå både fem og ti år fra letebeslutningen blir tatt til de første inntektene kommer. Snøhvit-prosjektet er et godt eksempel på dette, der det tok cirka 25 år fra ressursene ble påvist frem til produksjonen kom i gang i 2007. Et annet eksempel er Troll-prosjektet som var svært komplisert teknologisk, der det gikk i overkant av 15 år før man var i stand til å starte produksjonen.

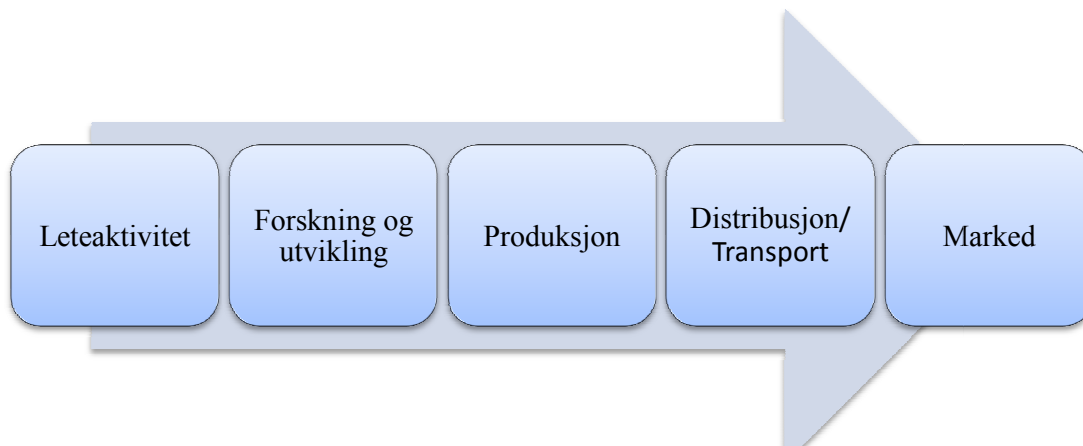
Figur 10 under viser kontantstrømmene fra et stilisert feltprosjekt. Av figuren ser man at det er et stort kapitalbehov i investeringer i nye reserver. Det er også lett å se at tidshorizonten er lang, der det også vil være behov for å legge store ressurser i produksjonsanlegg, infrastruktur og transport. En investering i et produksjonsanlegg i Nordsjøen er på mange måter ugjenkallelige og kan karakteriseres å være en irreversibel investering. Inntektene kommer som oftest etter noen år med leting og utbygging av produksjonsfasiliteter. Inntektene er også størst tidlig etter at et oljefelt er satt i produksjon, der de sakte men sikkert blir mindre og mindre etter hvert som man nærmer seg slutten av feltets levetid.



Figur 10: Kontantstrømmer i et stilisert feltprosjekt (Mohn 2007b).

### 3.2 Industristruktur, konkurranseforhold, og betydning av ufullkommen konkurranse

Olje- og gassindustrien kjennetegnes av det er relativt få aktører der virksomhetene også drives med et nokså forskjellig utgangspunkt. Det finnes alt fra store nasjonale oljeselskaper som opererer i myndighetenes interesse i næringen i det enkelte land. Vi har også internasjonale olje- og gasselskaper som selv gjør alt det operasjonelle i verdikjeden, alt fra produksjon til salg og distribusjon. Disse selskapene må forholde seg til de lønnsomhets- og avkastningskrav som er definert i markedet. I tillegg har vi mindre rene oppstrømselskaper, som utelukkende påtar seg oppstrømsengasjement av begrenset skala. Verdikjeden i olje- og gassvirksomheten kan illustreres ved hjelp av følgende figur:



Figur 11: Verdikjeden i olje- og gassnæringen.

I den siste tiden har man sett at enkelte gass-, elektrisitets- og infrastrukturesselskaper også er i ferd med å ta posisjoner i oppstrøms olje- og gassvirksomhet. Her er det snakk om selskaper med ulik eiersammensetning, andre avkastningskrav, og andre prisforutsetninger enn det man er vant til i olje- og gasselskapene. Dette er kanskje noe som vil bidra til et økt fokus på strukturendringer og vertikal integrasjon hos de selskapssegmentene som utsettes for konkurranse fra disse ”nye” selskapene.

Et sentralt kjennetegn ved olje- og gassindustrien er at det er ufullkommen konkurranse i markedene. Som tidligere nevnt er næringen svært kapitalintensiv, der dette setter sine begrensninger i form av tøffere inngangbarrierer i markedet. OPEC driver også utstrakt kartellvirksomhet i det internasjonale råoljemarkedet. Sammen med råolje som en politisk maktfaktor preger dette prisdannelsen på en måte som ikke har noen parallell i andre næringer. Det er mange som mener at markedsstrukturen som en følge av OPECs produksjonsbegrensninger er en viktig årsak til de kraftige svingningene i oljeprisen. Markedsstrukturen i olje- og gassvirksomheten er også preget av at virksomheten ofte gir ekstraordinært høy lønnsomhet, også fordi man står overfor utvinning av en ikke- fornybar ressurs. Dette gir spesielle utfordringer knyttet til politisk risiko og reguleringsrisiko.

### 3.3 Finansmarkedspress og samspill med kapitalmarkedet

Mye tyder på at også finansielle forhold spiller inn på investeringsadferden i olje- og gassnæringen. For at selskapene skal få tilgang til kapital stilles det krav til resultater og prestasjoner, de strategiene som føres, kapitalstruktur, samt systemer for virksomhetsstyring. Dermed er egenkapitalkostnaden trolig også påvirket av de samme forholdene. Som for de fleste andre selskaper spiller finansmarkedet en viktig rolle for olje- og gasselskapene. Finansmarkedet tjener som et mellomledd mellom investorer og selskapsledelsen. Det er ingen vei utenom verdsettingen i aksjemarkedet, og derfor blir det viktig å utvikle og opprettholde gode relasjoner til kapitalmarkedet (Mohn 2007a).

Siden slutten av 90-tallet har man sett en formidabel oljeprisøkning der den i 2007 hadde tredoblet seg, før den som en følge av finanskrisen har sunket. I skrivende stund ligger oljeprisen på rundt 65 dollar fatet. Disse svingningene har medført at olje- og gasselskapene har vært utsatt for et økende press fra finansmarkedet. Aksjeanalytikernes verdivurderinger har lagt større og større vekt på kortsiktig lønnsomhet og enkle regnskapsindikatorer. Forhold som skal opprettholde inntjeningen utover en 5-års horisont blir ofte undervurdert. Mekanismene mellom finansmarkedet og selskapsledelsen kjennetegnes ved at finansielle- og operasjonelle prestasjonsindikatorer blir kommunisert gjennom regelmessige presentasjoner for finansmarkedet. Selskaper som ikke klarer å møte sine egne- og finansmarkedets forventninger, får som oftest negativ oppmerksomhet både i finanspressen og i analytikernes rapporter, der dette kan gjenspeile seg i selskapenes aksjekurs. Dette presset kan medføre skjerpet kapitaldisiplin i olje- og gassnæringen, der konsekvensen kan bli at potensialet for produksjonsvekst og reserveutvikling dempes. Det er nærliggende å tro at fokuset på kortsiktig inntjening gir negative synergieffekter for leteaktiviteten. Det kan stilles spørsmål om aksjeanalytikernes horisont samsvarer med selskapenes interne planleggingshorisont. Dette kan være en av årsakene til at olje- og gasselskapene legger store ressurser i å tyne forekomstene i allerede produserende felt maksimalt, der dette gir lavere investeringskostnader og raskere kontantstrømmer inn til selskapene. Dog er det et faktum at økt fokus på selskapseiernes avkastning, kapitaldisiplin og avkastning på sysselsatt kapital har ført til en midlertidig stagnering i investeringsnivå og produksjonsvekst hos internasjonale oljeselskaper (Aune, Mohn, Osmundsen, Rosendahl 2008).

### 3.4 Oppsummering

Smit og Trigeorgis (2004) hevder i boken "Strategic Investments" at kombinasjonen av realopsjoner og spillteori ikke bare er gunstig for å evaluere enkeltprosjekter, men også for å *forme* et selskaps strategi. Utgangspunktet for en investeringsanalyse er de ulike kildene til økonomisk verdiskapning i et selskap. Når et investeringsprosjekt er identifisert beregnes først den statiske netto nåverdien. Verdien av et prosjekt blir ikke fullt ut fanget opp av netto nåverdien, man må også legge til for verdien av fleksibilitet og den strategiske verdien. Først da får man belyst mulighetene for å utnytte kontantstrømmene på en effektiv måte. Når et selskap bestemmer seg for en portefølje av investeringsprosjekter, tar selskapet også en posisjon i en forretningsstrategi. Flexibilitets- og de strategiske verdikomponentene er vevd inn sammen med den aktuelle strategiens logikk og design. Kvantitative verktøy som realopsjoner og spillteori er ment å komplettere den strategiske prosessen på en interaktiv måte, men ikke erstatte den. Ved å kombinere kvalitativ teori fra strategi (med de næringsspesifikke forholdene i olje- og gassnæringen i bakhodet) og ledelse med disse kvantitative verktøyene, kan man lettere forstå adferd omkring investeringer og hvorfor selskapene agerer slik de faktisk gjør. Strategisk ledelse og finans er derfor to utfyllende komponenter for verdsettelsen av en investeringsstrategi.

Det utvidede nåverdibegrepet vi har sett på gir en komplett analyse av alle de relevante verdikomponenter. Ved siden av netto nåverdien av forventede kontantstrømmer fra investeringer som et selskap allerede har forpliktet seg til, burde en investeringsanalyse også fange opp fleksibilitetsverdien og den strategiske verdien som prosjektene er i besittelse av. Alle de tre komponentene er like viktige. Netto nåverdianalysen fanger opp ledelsens forventede scenario av kontantstrømmer, der realopsjoner gir en god verdsettelsesprosedyre når fremtiden er usikker og sannsynligheten er stor for at den ikke blir som forventet. Olje- og gassnæringen er kjennetegnet med relativt få aktører der konkurrentene kan påvirke hverandres adferd. En utvidet strategisk analyse vil i så fall være nyttig, der prinsippene omkring spillteori kan være et bra verktøy. Det utvidede netto nåverdi begrepet ser på et selskaps vekstmuligheter som en pakke av realopsjoner som aktivt ledes av et selskaps ledelse, som igjen påvirkes av konkurrenters handlinger og introduksjonen av nye teknologier. Hvis et selskaps investeringsbeslutninger påvirkes av, og er sensitive i forhold til konkurrentenes valg, burde investeringsstrategiene analyseres ved å bruke en kombinasjon av opsjonsverdsettelse og spillteori prinsipper.



Den strategiske verdien av å gjøre en tidlig investeringsforpliktelse for å påvirke konkurrenters handlinger på en måte som er fordelaktig for det investerende selskapet må oppveies mot fleksibilitetsverdien eller opsjonsverdien av å vente med å investere, og det vil i så tilfelle rettferdiggjøre en tidlig investering. I det utvidede netto nåverdibegrepet kan investeringer ha to hovedeffekter på selskapsverdien sammenlignet med en ventestrategi; (1) en fleksibilitets- eller opsjonsverdieffekt, som reflekterer verdien av selskapets mulighet til å vente med å investere når usikkerheten er stor; og (2) en strategisk forpliktelsesverdieffekt, siden en tidlig investering kanskje vil signalisere en troverdig forpliktelse som kan påvirke konkurrentenes investeringsbeslutninger.

I denne utvidede konteksten som inkluderer fleksibilitets- og strategiske vurderinger av interaksjonen mellom selskaper, ved siden av verdien av et investeringsprosjekt forventede kontantstrømmer ved passivt å forplikte seg til fremtidige planer, må investeringsstrategi beslutninger baseres på det utvidede netto nåverdibegrepet som reflekterer den totale markedsverdien (se også figur 1):

$$\begin{aligned}
 & \textit{Utvidet(strategisk)NNV} \\
 & = \textit{passiv NNV} + \textit{fleksibilitets (opsjon)verdi} \\
 & + \textit{strategisk(spillteoretisk) verdi}
 \end{aligned}$$

Prinsippene i dette utvidede netto nåverdibegrepet er i høyeste grad relevant for olje- og gassnæringen. Investeringene i næringen er ofte forbundet med stor usikkerhet; i geologiske faktorer; teknologi; markeder; og næringspolitikk/reguleringer (Mohn 2008). Derfor kan realopsjonstankegangen være fordelaktig i mange tilfeller. Få aktører i markedet gjør at selskapene i mange tilfeller følger med på hverandres handlinger og fatter investeringsbeslutninger avhengig av det, der det også vil finnes en strategisk verdi.

I det følgende skal et hypotetisk potensielt oljefelt evalueres der både netto nåverdi (statisk og under usikkerhet) og realopsjonsverdi skal beregnes.

## 4. Anvendelse/Case

### 4.1 Problemformulering

Vi skal i det følgende gjøre en investeringsanalyse av et hypotetisk oljefelt. Utgangspunkt for problemstillingen er den 20. konsesjonsrunden av lisensutdelinger fra Olje- og Energidepartementet. Ved en lisensutdeling får olje- og gasselskapene utdelt områder der det kan startes letevirksomhet, der selskapet som har fått en lisens har førsteretten til aktivitet i området. La oss anta at for eksempel StatoilHydro har fått tildelt et område der det kan letes, for deretter å starte utvinning av olje hvis det er funn. Det antas videre at leteaktivitet startes umiddelbart der det mest sannsynlig kan konstateres at det finnes utvinnbare ressurser om to år (i 2011). Ved et eventuelt funn vil det også iverksettes avgrensingsboring. Videre antar vi at eventuell beslutning om utbygging og produksjon vil bli tatt i 2015.

### 4.2 Modellering av kontantstrømmer og beregning av statisk netto nåverdi

#### 4.2.1 Avkastningskrav

Som tidligere nevnt er ”den vektete gjennomsnittlige kapitalkostnad” (*WACC*) det korrekte avkastningskravet å bruke for investeringsprosjekter som har samme risiko som selskapet som utfører investeringen. *WACC* er altså kapitalkostnaden for en investering i et selskap som helhet og gjenspeiler den gjennomsnittlige risikoen for et selskaps prosjekter. I praksis er det vanligste å beregne *WACC* og bruke det som avkastningskrav, der man eventuelt modifierer avkastningskravet alt ettersom risikoen vurderes som høyere eller lavere enn normalt. *WACC* er gitt ved formelen:

$$WACC = \frac{G}{V} r_g (1 - T_c) + \frac{E}{V} r_e$$

I det følgende skal StatoilHydros *WACC* beregnes. Som vi ser av formelen over består *WACC* av ulike komponenter.  $G/V$  og  $E/V$  er henholdsvis gjeldens- og egenkapitalens andel av selskapets total kapital og beskriver selskapets kapitalstruktur. For å få et riktig estimat av *WACC* må vi beregne markedsverdiene av egenkapitalen, gjelden, og total kapitalen. Ved utgangen av 2008 hadde StatoilHydro 3 185 220 293 utestående aksjer. Aksjekurs 31.12.2008 var NOK 111,54. Markedsverdien av egenkapitalen er da antall utestående aksjer multiplisert

med aksjekursen, som er NOK 355 279 471 481. Vanligvis antar man at markedsverdien av gjelden er lik bokverdien av gjelden. Her er det viktig at det bare er den rentebærende gjelden som inkluderes i markedsverdien:

Finansielle forpliktelser	20 695,00
Ikke rentebærende finansielle forpliktelser	54 606,00
Kontanter og kontantekvivalenter	18 638,00
Finansielle investeringer	1 910,00
<b>Netto rentebærende gjeld</b>	<b>54 753,00</b>

Tabell 4: Beregning av StatoilHydros netto rentebærende gjeld.

Av tabellen ser vi at StatoilHydros markedsverdi av gjeld er NOK 54,75 milliarder.

Markedsverdi av totalkapitalen er da  $54\,753\,000\,000 + 355\,279\,471\,481 = \text{NOK } 410\,032\,471\,481$ . Egenkapitalandelen,  $E/V$ , er  $355\,279\,471\,481 / 410\,032\,471\,481 = 0,8665$ , og gjeldsandelen,  $G/V$ , er  $1 - 0,8665 = 0,1335$ .

For å finne StatoilHydros egenkapitalkostnad benyttes kapitalverdimodellen (CAPM) som er gitt ved

$$k_e = r_f + \beta(r_m - r_f)$$

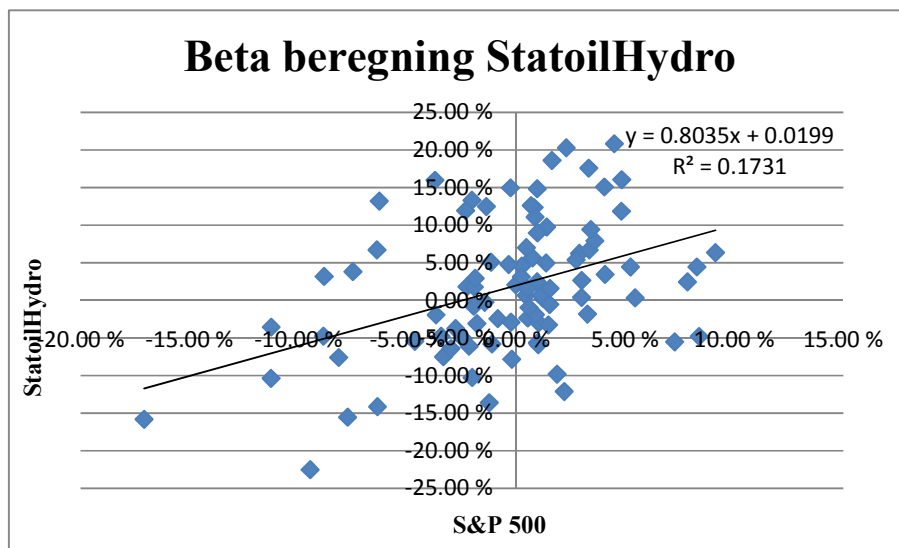
Det er to krav til et risikofritt aktivum. For det først må det ikke være noen risiko for konkurs, og for det andre må det ikke foreligge reinvesteringsrisiko. Det er vanlig å benytte verdipapirer utstedt av staten, der risikoen for ikke å oppfylle betalingskrav er tilnærmet lik null i de fleste utviklede land. Siden et risikofritt aktivum ikke skal innholde noen reinvesteringsrisiko bør man velge statsobligasjoner uten kupongutbetalinger, med en lengde lik kontantstrømmen som estimeres i verdsettelsen av prosjektet (Brealey, Myers, Allen 2008). Ideelt sett burde man benytte seg av en separat risikofri rente for hvert år av kontantstrømmen. Et problem i Norge er at det ikke utstedes statsobligasjoner uten kupong. Et alternativ er da å bruke et gjennomsnitt av korte renter over flere år som en tilnærming til

fremtidig risikofri rente. Det kan da være hensiktsmessig å bruke tre måneders norsk pengemarkedsrente (NIBOR) som risikofri rente, etter fradrag for reinvesteringsrisiko som anslås til 10%. Tre måneders NIBOR var ved utgangen av 2008 6,23%. Trekker man fra for reinvesteringsrisikopremie får man en risikofri rente på 5,61% (før skatt). Kontantstrømmer fra et investeringsprosjekt estimeres etter skatt. Dermed må også den risikofrie renten justeres for dette. Trekker vi fra 28% får vi at risikofri rente etter skatt er 4,04%. I beregning av StatoilHydros WACC kommer jeg derfor til å bruke en risikofri rente på 4%.

Siden 1900 har den gjennomsnittlige nominelle markedsavkastningen i USA vært på 11,7%, og markedets risikopremie ( $r_m - r_f$ ) har i gjennomsnitt vært 7,6% (Brealey, Myers, Allen 2008). Det er usikkert at den historiske risikopremien reflekterer den fremtidige risikopremien perfekt, og Brealey, Myers og Allen mener den bør ligge i intervallet 5 % til 8%. Under antakelsen om at risikopremien er noenlunde lik i USA og Norge benytter meg av en risikopremie på 7% i mine beregninger.

En annen faktor som er viktig for å beregne egenkapitalkostnaden er StatoilHydros beta ( $\beta$ ) som vi vet er et mål på systematisk risiko mellom aksjeavkastningen og markedsavkastningen. Beta forteller oss om sensitiviteten av aksjeavkastningen i forhold til markedsavkastningen. Hvis et selskap har en beta på 1,5 vil aksjekursen stige 1,5% per 1% økning i markedsavkastningen og vice versa. Beta på 1 er dermed gjennomsnittssensiviteten. For å finne markedsavkastningen er det vanlig å benytte seg av en aksjeindeks, der man for norske forhold ofte bruker ”benchmark” indeksen ved Oslo Børs (OSEBX). Det kan oppstå problemer ved bruk av en lokal indeks (Damodaran 2002). Dette på grunn av at de fleste land er tungt vektet innefor noen få bransjer, eller til og med noen få selskaper. Resultatet vil da bli at man ved estimering av beta måler aksjens sensitivitet overfor en bestemt bransje, og ikke systematisk risiko overfor hele markedet. Det kan også oppstå problemer når en enkeltaksje utgjør en stor del av indeksen man måler mot. Disse problemene virker relevante ved beregning av StatoilHydros beta. Oslo Børs er på mange måter en ”oljebørs”, der den tidligere var kjent som en ”shippingbørs”. StatoilHydro er en dominerende aktør på børsen, og en estimering av beta mot OSEBX vil trolig gi en beta nær 1 som er gjennomsnittsbetaen. Av den grunn har jeg valgt S&P 500 som en tilnærming til markedsporteføljen. S&P 500 er en verdivektet indeks av aksjeprisene til 500 av de mest handlede aksjene på New York Stock Exchange og NASDAQ. S&P 500 er sannsynligvis en langt mer diversifisert aksjeportefølje enn hva OSEBX er.

For børsnoterte selskaper beregnes beta enkelt ved å utføre en *regresjonanalyse*<sup>4</sup> mellom historiske aksjeavkastning og markedsavkastningen basert på månedlig avkastning fra perioden juni 2001- mai 2009 (kilde: finance.yahoo.com). Beregningen av StatoilHydros beta er vist i figur under. Her er markedsavkastningen og aksjeavkastningen justert for risikofri rente.



Figur 12: Beta beregning StatoilHydro.

Beta er gitt ved stigningstallet til regresjonslinjen mellom aksje- og markedsavkastningen. Som vi ser er StatoilHydros beta lik 0,803. Bare en liten del av aksjens totale risiko kommer fra bevegelser i markedet. Resten er unik eller usystematisk risiko.  $R^2$  måler proporsjonen av den totale variansen i aksjeavkastningen som kan forklares av markedsbevegelser. For StatoilHydros risiko var 17,3% systematisk (forklares av markedsbevegelser) der resten var unik risiko (selskapsspesifikk risiko).

StatoilHydros egenkapitalkostnad er dermed gitt ved:

$$r = 0,04 + 0,8 * 0,07 = 0,096 \approx 9,6\%$$

<sup>4</sup> Regresjonsanalyse er en statistisk analyse av sammenhenger mellom en avhengig variabel og en eller flere uavhengige variabler. I matematikk betegner begrepet regresjonsanalyse metoder for kurvetilpasning av innsamlede data. Kurvetilpasningen kan skje i en eller flere dimensjoner, og dataene inneholder i de fleste tilfeller målefeil. Kurvetilpasningen kan uttrykkes matematisk som  $y = f(x) + e$  i en dimensjon, og  $y = f(x_1, x_2, \dots, x_n) + e$  i  $n$  dimensjoner, hvor  $y$  er den målte verdien i et gitt punkt spesifisert av en eller flere uavhengige variable  $x$ .  $f$  er funksjonen man ønsker å finne og  $e$  er et restledd for statistisk støy.

Gjeldens kapitalkostnad er gitt ved risikofri rente i tillegg til et risikopåslag fra utlånere/kreditorer. Vi antar at risikopåslaget for StatoilHydro er 1%<sup>5</sup>, slik at gjeldens kapitalkostnad blir 4,5%. Vi har da det vi behøver for å beregne *WACC*:

$$WACC = 0,1335 * 0,05 + 0,8665 * 0,096 = 0,0899 \approx 9\%$$

Som da er det naturlige avkastningskravet for StatoilHydros investeringsprosjekter med gjennomsnittlig risiko.

#### 4.2.2 Estimering av fremtidig oljepris

I futures markedene kan Brent Crude oil futures bare handles med en forfallsdato på seks måneder. For å verdsette oljefeltet må vi derfor bruke en hypotetisk langsiktig futures kontrakt for å oppveie den langsiktige posisjonen i feltet. I arbitrasjefrie markeder ville futuresprisen være lik dagens spotpris på olje pluss renten som er gjeldene frem til forfall av kontrakten. Men å gjøre det på den måten blir ikke helt nøyaktig. Tradere har ytterligere lagringskostnader eller produksjonsfordeler ved å fysisk eie olje, sammenlignet med å sitte på en futures kontrakt. For å unngå knapphet i ulike industrier kan man oljelagre opprettes for lengre perioder. Fordelene og kostnadene ved å ha et fysisk oljelager i stedet for en futures kontrakt kan refereres til det som kalles "*convenience yield*" i futures markedene. Convenience yield må tas hensyn til ved beregning av fremtidige oljepriser. Likningen under viser hva futuresprisen er med utgangspunkt i dagens spotpris. Spotprisen diskonteres med risikofri rente der det trekkes fra for (estimert) convenience yield. Som en følge av det kan ikke futuresprisen,  $F$ , bli ekstremt mye høyere enn spotprisen,  $S$ .

$$F_t = S_t(1 + r - \delta)^{T-t}$$

Stiller vi om på likningen får vi at

$$\delta^t = (1 + r)^{-(T-t)} \sqrt{(F_t/S_t)}$$

Der  $\delta$  er convenience yield,  $T-t$  er tid til forfall for futures kontrakten, og  $r$  er risikofri rente. Convenience yield er ikke en bestemt størrelse, og er derfor vanskelig å estimere. Dette er en

---

<sup>5</sup> Risikopåslaget til StatoilHydro var 0,5% under de økonomiske oppgangstidene frem til sommeren 2008. Men påslaget er trolig noe oppjustert som en følge av siste års resesjon.

teoretisk metode for å estimere fremtidig oljepris, men den er ugunstig når pris over 15-20 år skal estimeres. Metoden vil sannsynligvis gi en urimelig høy fremtidig oljepris i 2036, som er siste år som inngår i anvendelsen.

Hypotesen om adaptive forventninger representerer en alternativ teori for å estimere forventet fremtidig oljepris. Under denne hypotesen tilpasses prisforventningene i forhold til forventede median-priser, der forventet gjennomsnittlig oljepris over relevant tidshorisont for en investeringsaktivitet er i så fall gitt ved:

$$EP_{it} = \alpha_i P_{t-1} + (1 - \alpha_i) EP_{it-1}$$

der  $EP_{it}$  er forventet oljepris for evaluering av investeringsaktivitet  $i$ ,  $P_{t-1}$  er den observerte prisen i forrige periode, og  $\alpha_i$  er parameteren som bestemmer hastigheten for tilpasningen for investeringskategoriene. Investeringskategoriene i et oljefeltprosjekt deles ofte inn i tre grupper; investeringsaktiviteter; feltutvikling; og leteaktiviteten (Aune, Mohn, Osmundsen, Rosendahl 2009).

Basert på det som tidligere er nevnt omkring økt ressursknapphet og forventinger om økt energietterspørsel, antar jeg at oljeprisen vil øke. Jeg antar her at oljeprisen vil være \$70 per fat i 2035 (NOK 441). Dette vil ved å bruke en formel for kontinuerlig forrentning gi en årlig økning på 0,25%.

$$\ln\left(\frac{441}{413,73}\right)^{1/26} = 0,0025.$$

### 4.2.3 Kontantstrømoppstilling og statisk netto nåverdi

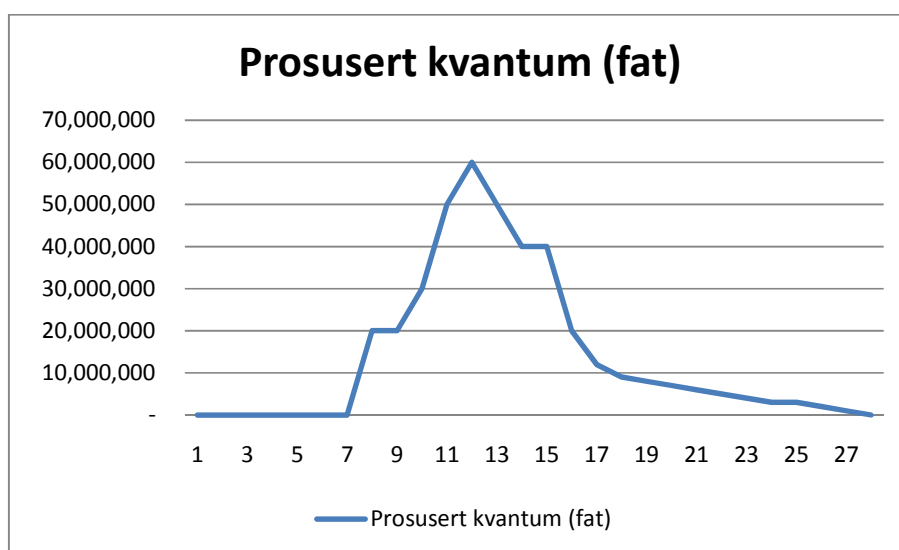
Jeg har her forsøkt å modellere et noenlunde realistisk oljefelt. Her har det blitt antatt en investeringskostnad for leteaktiviteten på 600 millioner NOK. Denne er nok noe høy sett i forhold til realiteten, men er satt slik for at netto nåverdi ikke skal bli for høy<sup>6</sup>. Videre er det vanlig å sette i verk avgrensingsboring hvis funn, for å kartlegge størrelsen og produksjonsegenskaper for det aktuelle reservoaret. I de fleste tilfeller settes det i gang produksjon etter avgrensingsboring, men ikke alltid, sannsynligheten for å starte utbygging

---

<sup>6</sup> Det er ønskelig med en marginal netto nåverdi, siden vi da får frem større effekter og forskjeller i verdiene av beregningene som kommer senere i anvendelsen.

og produksjon etter avgrensingsboring settes for enkelhets skyld til 90%.

Investeringskostnaden for å sette i gang utbygging og produksjon kan for komme opp i NOK 20-30 milliarder for større felt. Oljefelt med slike investeringskostnader bør i gjennomsnitt produsere 50 000-60 000 fat per dag. Feltet i anvendelsen inneholder totalt 390 millioner fat oljeekvivalenter. Oljedirektoratets hjemmeside gir nyttig informasjon omkring produksjonsforløpet for ulike oljefelt. Det som kjennetegnet de fleste felt var en relativt høy produksjon de første 5-6 årene, der produksjon gradvis ble lavere utover i feltenes levetid<sup>7</sup>. Denne type produksjonsbane legges derfor til grunn også for analysen som følger (jfr. figur 13).



Figur 13: Oljefeltets produksjonsstruktur.

Hvis funn er feltets levetid anslått til 20 år, dette samsvarer også til en viss grad med realiteten. Noen felt er følgelig i produksjon i både lengre og kortere tid. I kontantstrømmen må det også inkluderes en utrangeringskostnad, eller en opprydningskostnad. Dette kan for eksempel være kostnader forbundet med demontering av plattformen og lignende. Denne terminalverdien anslås til å være NOK 2 milliarder.

<sup>7</sup> Begrepet "Peak oil" eller *Hubbert's Peak of Oil Production* etter den amerikanske geologen og geofysikeren M. King Hubbert, er en betegnelse på toppunktet i utvinning av olje fra et eller flere oljefelt. Begrepet referer til en grafisk kurve over utvinningstakten. Tapping av olje fra et oljefelt følger alltid først en oppadgående kurve, fra man starter uttømmingen til man når en *peak* (topp), og deretter følger en nedadgående kurve. Dette er forårsaket av egenskaper i sedimentene som holder oljen i bakken og dessuten den tekniske apparatur som er installert for å ta opp oljen.



Feltets driftsinntekter er gitt ved produsert mengde multiplisert med oljeprisen. Driftskostnad er anslått til NOK 40 per produsert fat. Transportkostnadene er anslått å være 1\$ per fat (NOK 6,3). Dette utgjør totale driftskostnader.

I olje- og gassvirksomheten avskrives de viktigste driftsmidlene med  $16 \frac{2}{3}$  % årlig over 6 år. Med viktigste driftsmidler menes rørledninger og driftsinnretninger. Disse avskrives lineært, noe som betyr med samme beløp hvert år (kilde: skatteetaten.no).

Skatteberegningen i olje- og gassvirksomhet på norsk sokkel er noe spesiell. Av inntekt fra sokkelvirksomhet skal det betales alminnelig selskapsskatt. Satsen på den alminnelige selskapsskatten er 28%. Skattbar inntekt i vårt tilfelle er driftsinntekter fratrukket driftskostnader, transportkostnader, og avskrivninger. I tillegg skal det svares særskatt av virksomheten. Særskatten er begrunnet i de spesielt gode fortjenestemulighetene ved sokkelvirksomhet (grunnrente). Denne satsen fastsettes i Stortingets årlige skattevedtak og har vært 50% siden 1992. Olje- gasselskapenes marginalsatt er derved 78%. Men i beregningsgrunnlaget for særskatten gis det et særskilt fradrag kalt friinntekt som er ment å gi noe kompensasjon for de høye investeringskostnadene. På grunn av friinntekten er gjennomsnittlig skatt lavere enn marginalsatten. Friinntekten beregnes på grunnlag av de samme investeringene som kan avskrives over 6 år. Den kan derfor anses som et ekstra avskrivningsfradrag i særskattegrunnlaget. Friinntekten utgjør 7,5% i 4 år, til sammen 30% av disse investeringene. Friinntekten er fradragsberettiget ved beregning av særskatten (kilde: skatteetaten.no).

År	Produsert kvantum [Millioner fat]	Oljepris (NOK)	Drifts-inntekter (millioner NOK)	Drifts-kostnader (millioner NOK)	Transport-kostnader (millioner NOK)	Investerings-kostnad (millioner NOK)	Utrangerings-verdi (millioner NOK)	Avskr. (millioner NOK)	Skatt (millioner NOK)	Fri kontantstrøm (millioner NOK)	Vektet sannsynlighet kontantstrøm for funn og produksjon (25%, 90%) (millioner NOK)
2009	-	413,73	-	-	-	-600	-	100	-	-600	-600
2010	-	414,76	-	-	-	-	-	100	-	-	-
2011	-	415,80	-	-	-	-300	-	150	-	-300	-75
2012	-	416,84	-	-	-	-	-	150	-	-	-
2013	-	417,88	-	-	-	-	-	150	-	-	-
2014	-	418,93	-	-	-	-	-	150	-	-	-
2015	-	419,97	-	-	-	-30 000	-	5 051	-	-30 000	-6 750
2016	20	421,02	8 420	800	126	-	-	5 051	781	6 714	1 511
2017	20	422,08	8 442	800	126	-	-	5 001	836	6 679	1 503
2018	30	423,13	12 694	1 200	189	-	-	5 001	3 792	7 513	1 690
2019	50	424,19	21 210	2 000	315	-	-	5 001	10 837	8 058	1 813
2020	60	425,25	25 515	2 400	378	-	-	5 001	13 834	8 903	2 003
2021	50	426,31	21 316	2 000	315	-	-	-	14 821	4 180	941
2022	40	427,38	17 095	1 600	252	-	-	-	11 890	3 354	755
2023	40	428,45	17 138	1 600	252	-	-	-	11 923	3 363	757
2024	20	429,52	8 590	800	126	-	-	-	5 978	1 686	379
2025	12	430,59	5 167	480	76	-	-	-	3 597	1 015	228
2026	9	431,67	3 885	360	57	-	-	-	2 705	763	172
2027	8	432,75	3 462	320	50	-	-	-	2 411	680	153
2028	7	433,83	3 037	280	44	-	-	-	2 116	597	134
2029	6	434,92	2 609	240	38	-	-	-	1 819	513	115
2030	5	436,00	2 180	200	32	-	-	-	1 520	429	96
2031	4	437,09	1 748	160	25	-	-	-	1 219	344	77
2032	3	438,19	1 315	120	19	-	-	-	917	259	58
2033	3	439,28	1 318	120	19	-	-	-	920	259	58
2034	2	440,38	881	80	13	-	-	-	615	173	39
2035	1	441,48	4	40	6	-	-	-	308	87	20
2036	-	-	-	-	-	-	-2 000	-	-	-2 000	-375
<b>NNV med WACC 9%</b>			<b>kr 280 651 401</b>								
<b>IRR</b>			<b>10,44 %</b>								

Tabell 5: Kontantstrømoppstilling og statisk NNV beregning.

For å beregne den statiske netto nåverdien av feltprosjektet må vi vekte kontantstrømmene etter år 1 i oppstillingen med sannsynligheten for funn som er 25%, og sannsynligheten for utbygging og produksjon etter avgrensingsboring som er 90%. Denne statiske netto nåverdien kalles også for den *naive* netto nåverdien (Copeland, Antikarov 2001). Som vi ser

er investeringsprosjektets statiske netto nåverdi 281 millioner kroner. Investeringsprosjektets internrente er på 10,44%, noe som betyr at alle avkastningskrav under 10,44% gir en positiv netto nåverdi.

Tallene i kontantstrømsoppstillingen er forenklet i forhold til hvordan en oppstilling for et reelt feltprosjekt vil se ut. Jeg har her tatt med det viktigste av inntekter og kostnader, samt forklart hvordan skattebestemmelsene er for olje- og gassvirksomheten. Vanligvis vil det påløpe noen relativt små letekostnader hvert år frem mot oppstart av feltproduksjonen. Normalt vil det også være noen ytterligere investeringskostnader knyttet til produksjon i noen år etter at produksjonen er igangsatt. For enkelhetsskyld har jeg valgt å se bort fra disse investeringskostnadene.

### **4.3 Sensitivitets- og Break-Even analyse**

#### **4.3.1 Sensitivitetsanalyse**

Man er alltid eksponert for risiko eller usikkerhet når fremtidige kontantstrømmer skal estimeres. Det betyr at det er flere ting som kan skje, enn hva som faktisk vil skje. Derfor er det viktig å forsøke å finne ut hvilke andre utfall som kan oppstå.

Sensitivitetsanalyser har som formål å gi et bilde av hvordan kontantstrømmene (dermed også netto nåverdi) reagerer på endringer i nøkkelvariabler som inngår i investeringsprosjektet, og hvilke konsekvenser det har for netto nåverdi når disse nøkkelvariablene er feilestimert (Brealey, Myers, Allen 2008). Denne type analyser tvinger beslutningstaker til å identifisere de underliggende variablene som er drivere for et prosjekts verdi, samt indikerer hvor det ville være hensiktsmessig i finne ytterligere informasjon omkring nåverdiens sensitivitet ved en endring i en av variablene. Sensitivitetsanalyser kan være nyttig når man er i tvil om de estimerte kontantstrømmene gir et riktig bilde av realiteten. Analysene har også sine begrensinger da resultatene kan bli noe tvetydige. Hva betyr egentlig ”optimistisk” eller ”pessimistisk”? Grenser for disse kan variere fra en avdeling til en annen i et selskap, eller fra beslutningstaker til beslutningstaker. Det er vanskelig å vite eksakt hva som er riktige grenser for verste og beste utfall i en variabel.

I vårt tilfelle er oljeprisen den variabelen som det kan knyttes størst usikkerhet til. Da kan det være hensiktsmessig å se nærmere på noen sannsynlige scenarioer. Vi skal her se på hvordan

feltprosjektets netto nåverdi reagerer på en økning- og en nedgang i oljeprisen. Dette gjøres enkelt i Excel ved å gjøre en ”hva-skjer-hvis” analyse, der prisen endres for ulike scenarioer. Det kan være hensiktsmessig å undersøke hva som skjer med netto nåverdi hvis oljeprisen øker med 50% for alle årene som vil være ”best case” scenario, og hva som skjer hvis oljeprisen synker med 50%.

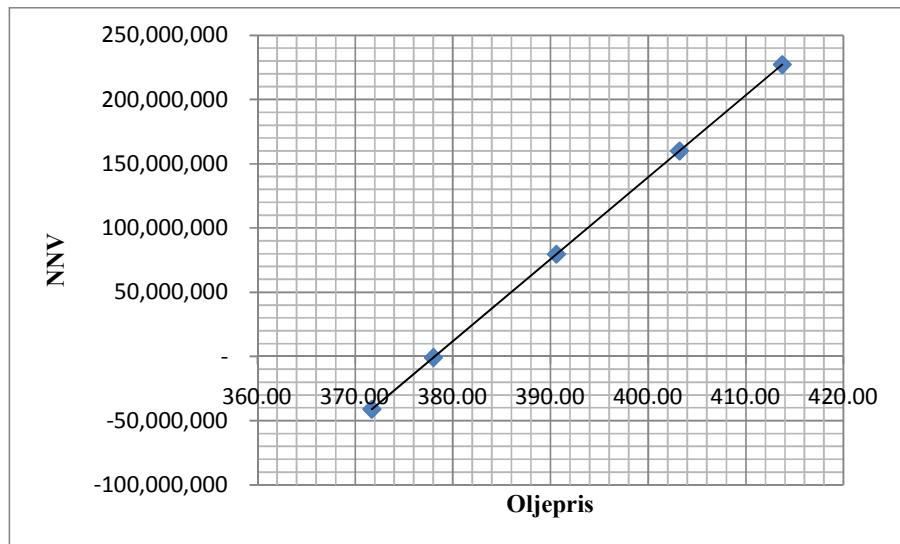
<b>Scenario analyse</b>		
<b>NNV Worst Case scenario (50% nedgang i oljepris)</b>	<b>NNV Base Case scenario</b>	<b>NNV Best Case scenario (50% oppgang i oljepris)</b>
-5 840 262 333	280 651 401	6 399 215 414

Tabell 6: Scenario analyse.

Her får vi en indikasjon på hvor viktig oljeprisen er for utfallet av netto nåverdi. Som vi ser er nåverdien svært sensitiv med hensyn på oljeprisen, der ”best case” scenario gir en positiv netto nåverdi med over 6 milliarder, mens ”worst case” scenario gir en negativ netto nåverdi med i nesten av 6 milliarder NOK. Ved prisoppgang vil gevinst bli veldig stor og vice versa, netto nåverdi vil endre seg med nesten et par tusen prosent med en 50% ned- eller oppgang i oljeprisen. Oppfatninger omkring fremtidig oljepris er derfor svært avgjørende for beslutning om utbygging og start av produksjon.

#### **4.3.2 Break-even analyse**

Når man utfører sensitivitetsanalyser for et prosjekt, eller når man ser på alternative scenarioer, vil man gjerne ha svar på hvor alvorlig det blir for prosjektets inntjening hvis for eksempel oljeprisen blir verre enn hva som er estimert. Hvis man snur på problemstillingen kan man spørre om hvor lav oljeprisen kan bli før prosjektet begynner å tape penger. Denne type analyser kalles for break-even analyser. Slike analyser baserer seg på scenarioanalysene. For å gjøre en break-even analyse med hensyn på oljeprisen i vårt tilfelle har jeg brukt ”hva-skjer-hvis” funksjonen i Excel. I og med at prosjektets netto nåverdi er forholdsvis lav vil break-even prisen for feltprosjektet være nokså nær dagens oljepris. Jeg har her laget et scenario for netto nåverdi med oljepriser i intervallet 371,70 – 413,73 NOK (\$59 - \$65,5). Lager vi en graf av de ulike scenarioene finner vi enkelt hvilken pris som gir en netto nåverdi lik null:



Figur 14: break-even analyse for investeringsprosjektet med hensyn på oljepris.

Investeringsprosjektet har en break-even pris like i overkant av NOK 378, og dermed vil det ikke gi en positiv inntjening dersom prisen skulle falle under \$60. Fremtidsutsikter om en stabil eller høyere oljepris er derfor en forutsetning for om inntjeningen skal bli positiv. Hvis oppfatningen er at oljeprisen vil synke vil det ikke være lønnsomt å starte leteboring i lisensområdet.

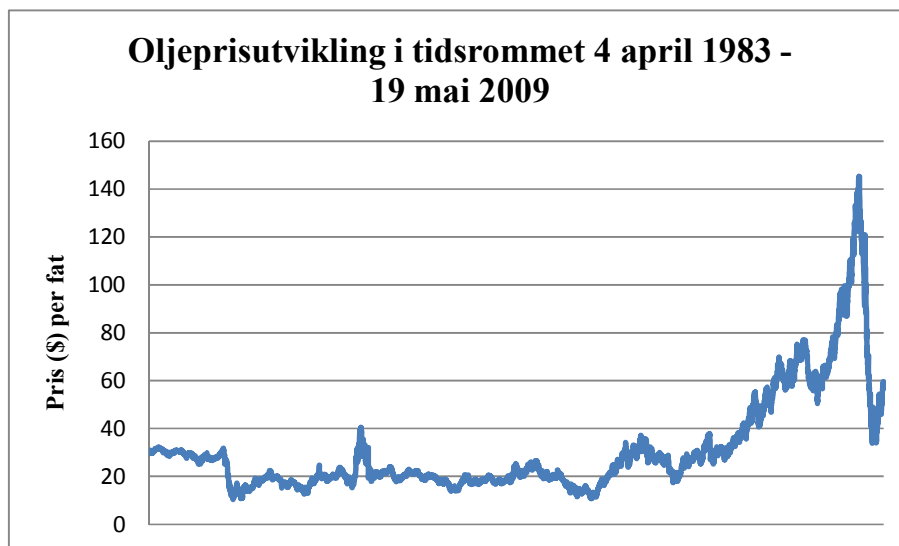
#### 4.4 Netto nåverdi under usikkerhet

Ved investeringer i olje- og gassindustrien vil det være en rekke usikkerhetsfaktorer eller risikoelementer som elimineres etter hvert i løpet av prosjektets levetid. Usikkerhetsfaktorene kan primært deles inn i fire grupper; geologiske faktorer; teknologi; markedsforhold; og offentlige reguleringer. Inn under disse fire gruppene kommer for eksempel faktorer som reservestørrelse, oljepris, valutakurs, driftskostnader m.m. I verdsettelsen av det hypotetiske oljefeltet kommer jeg bare til å inkludere en av usikkerhetsfaktorene, nemlig oljeprisen.

- Mye av usikkerheten omkring reservestørrelse elimineres gjennom lete- og avgrensingsaktiviteten. Vi antar dermed at prosjektets risiko er dominert av fluktuasjoner i oljeprisene. Vurderinger av størrelse på et oljefelt i kombinasjon med variasjon i oljeprisene danner grunnlag for å gjennomføre et investeringsprosjekt i olje- og gassnæringen.

Usikkerheten eller risikoen som et investeringsprosjekt er eksponert for utvikler seg over hele levetiden til prosjektet, der det hele tiden er endringer ettersom tiden går.

Volatilitet er et risikomål som forteller hvor stor spredning eller svingning en variabel har. Volatilitet finnes ved å beregne standardavviket av en tidsserie for en variabel. Figuren under viser oljeprisutviklingen fra april 1983 til frem til 19 mai 2009.



Figur 15: Oljeprisutvikling 04.03.1983 – 19.05.2009 (kilde: International Energy Agency (IEA)).

Standardavviket for tidsserien av oljepriser beregnes enkelt ved hjelp av for eksempel dataverktøy som Excel. Standardavviket for oljeprisen i perioden er 21,42%.

Et problem med den statiske netto nåverdien er at den ikke tar høyde for usikkerhet. All risikoeksponering er inkorporert i investeringsprosjektets avkastningskrav. Tradisjonelle virkemidler for å kompensere for disse usikkerhetsfaktorene er å øke diskonteringsrenten (tillegge "hurdle rates"), sammenligne pessimistisk og optimistisk scenario, og også utføre marginale sensitivitetsanalyser.

Sensitivitetsanalyser tillater bare beslutningstaker å vurdere effekten av å endre en variabel om gangen. Ved å se på prosjektet under alternative scenarioer, kan man vurdere effekten av et begrenset antall plausible kombinasjoner av variablene. *Monte Carlo simulering* er et

verktøy for å vurdere alle mulige kombinasjoner. Monte Carlo simulering har den gode egenskapen at den gjør beslutningstaker i stand til å evaluere hele fordelingen av et prosjekts utfall (Brealey, Myers, Allen 2008). Monte Carlo simulering i sin enkleste form, er en generator for tilfeldige variabler som er hensiktsmessig for prognoser, estimering, og risikoanalyse. En simulering kalkulerer et stort antall scenarier av en modell ved å plukke gjentatte verdier fra en bestemt sannsynlighetsfordeling for de usikre variablene der verdiene for disse variablene blir brukt for modellen (Mun 2004).

I store olje- og gasselskaper er den vanligste analysemetoden å beregne investeringsprosjektens netto nåverdi under usikkerhet. Det skal vi her gjøre for det hypotetiske feltprosjektet. Dette gjøres ved å utføre Monte Carlo simuleringer med oljepris som usikkerhetsfaktor. Prisuusikkerhetene tar utgangspunkt i volatiliteten for de historiske oljeprisene som er 21,42%. Vi antar at prisens konfidensintervall øker proporsjonalt med tiden (Copeland, Antikarov 2001). Dette er konsistent med sunn fornuft og teori fra økonometrifaget. Forventet volatilitet ved tid  $T$ , er dermed gitt ved:

$$\sigma_e = \sigma\sqrt{T}$$

Dette betyr at forventet volatilitet er lik dagens volatilitet multiplisert med kvadratroten av antall perioder. I vårt tilfelle er eksempelvis forventet volatilitet i 2022 lik

$$\sigma_{2022} = 21,24\%\sqrt{13} = 77,23\%$$

Monte Carlo simuleringer er utført på oljefeltets netto nåverdi (med pris som usikkerhetsfaktor) ved hjelp av programvaren ”@risk”, som er et tilleggsprogram for Excel for analyser omkring økonomiske problemstillinger og tekniske situasjoner som er påvirket av risiko.

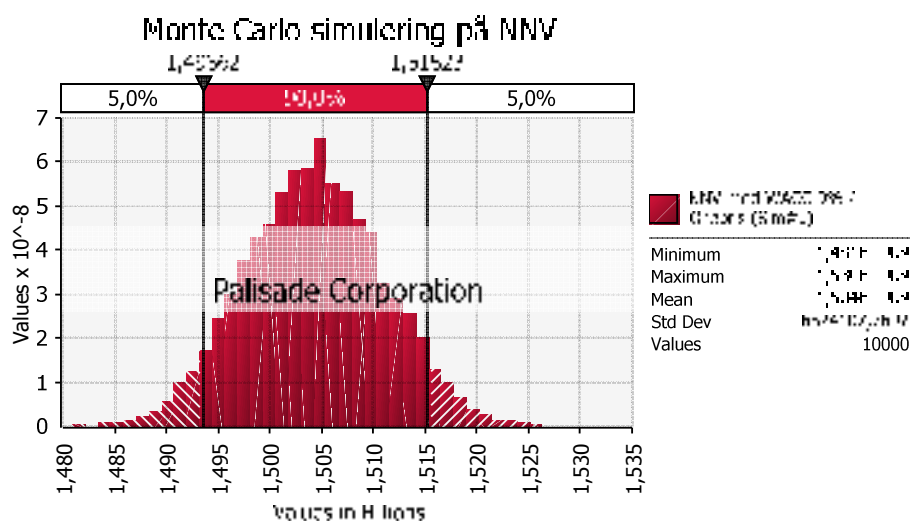
Modellen i oljefeltprosjektet er kontantstrømoppstillingen. Det første vi gjør er å definere sannsynlighetsfordelingen til de usikre variablene i modellen. Her er det mange valg for sannsynlighetsfordelinger, som for eksempel binomisk uniform, normal, lognormal fordeling. Vi velger den lognormale fordelingen<sup>8</sup>, fordi vi tror at prisene aldri vil bli negative, og fordi

---

<sup>8</sup> Den lognormale sannsynlighetsfordelingen er en sannsynlighetsfordeling av hvilken som helst tilfeldig variabel hvis logaritmen er normalfordelt. Hvis  $X$  er en tilfeldig variabel som er normalfordelt, da har  $Y = \exp(X)$  en log-normal fordeling. På samme måte, hvis  $Y$  er log-normal fordelt er  $\log(Y)$  normalfordelt. En variabel kan

kombinasjoner av lognormale fordelinger i seg selv er lognormale. Lognormal sannsynlighetsfordeling velges for oljepris for alle årene i modellen, der det legges inn for forventet prisvolatilitet for hvert år. Disse fordelingene er det som kalles input variable i programvaren.

Deretter velges output variabelen i @risk. Denne er følgelig netto nåverdi for investeringsprosjektet. Neste steg i prosessen er å tilpasse fordelingene til dataene. Når det er gjort er det bare å kjøre simuleringen. Her ble det valgt 10 000 iterasjoner der det ble utført 100 simuleringer. Resultatet ser vi i figur 16 under.



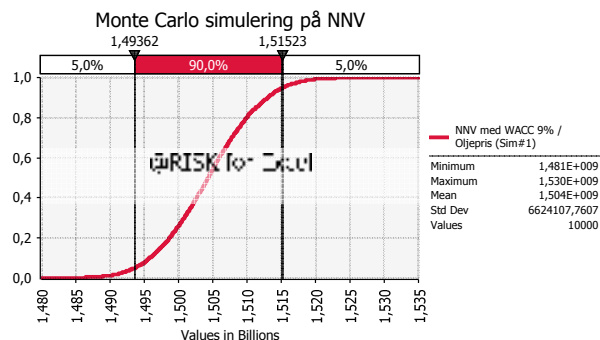
Figur 16: Monte Carlo simulering.

Netto nåverdiens kumulative stigning kan vises i figur 17 under:

---

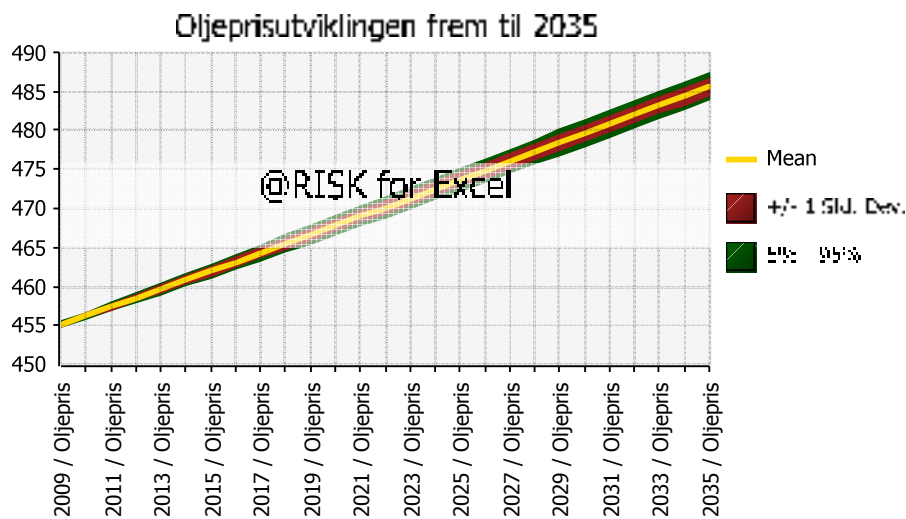
modelleres som log-normal hvis den kan sees på som et multiplikativt produkt av mange tilfeldige uavhengige variabler som alle er positive.





Figur 17: Netto nåverdiens kumulative stigning.

Oljeprisutviklingens trend der det har blitt tatt høyde for forventet fremtidig volatilitet kan illustreres i figur 18:



Figur 18: Forventet oljeprisutvikling.

Vi ser her hvordan investeringsprosjektets prisbaner utvider seg ettersom tiden går og forventet volatilitet blir høyere.

Figur 16 viser at netto nåverdi under usikkerhet beregnet ved hjelp av Monte Carlo simuleringer, ble en ganske annen enn hva tilfellet er for den statiske netto nåverdien. Netto nåverdi under usikkerhet gir oss et riktigere bilde av prosjektets verdi på grunn av at det tas høyde for mulige prisbaner/utfall som en følge av forventet prisvolatilitet. Med de prisbanene

som forventet volatilitet genererer vil netto nåverdi med 90% sannsynlighet ligge i intervallet 1,49 – 1,51 milliarder NOK. Og det er 100% sikkert at netto nåverdi ligger i intervallet 1,48 – 1,53 milliarder NOK. Middelverdien (medianen) for netto nåverdi er 1,5 milliarder, som er den netto nåverdien man vil oppnå hyppigst.

## 4.5 Realopsjonsanalyse

Sekvensen av de ulike stegene for investeringsprosjektet over kan sees på som en gruppe av samlede kjøpsopsjoner. De ulike beslutningene man står overfor ved utviklingen av oljefeltet er noenlunde de samme som er beskrevet i beslutningstreet i figur 9 i forrige kapittel.

Realopsjonsanalysen av oljefeltprosjektet er et komplekst problem, der StatoilHydro står overfor en situasjon som inkluderer en sammensatt opsjon. Verdien av den sammensatte opsjonen avhenger av verdien av andre opsjoner. I vårt tilfelle står beslutningstaker overfor følgende beslutninger eller opsjoner:

- *Opsjonen om å starte leteboring.* Geologiske og geofysiske studier kan være til hjelp for å finne ut hvor i lisensområdet det kan ligge oljereserver.
- *Opsjonen om å investere i avgrensingsboring.* Gjøres det funn gjennom leteaktiviteten, kan ytterligere avgrensingsboring kartlegge om reservene er store nok, samt hvorvidt reservene er skikket for kommersiell produksjon.
- *Opsjonen om å investere i utvikling og produksjon.* Etterfulgt av letefasen der størrelsen på feltet er undersøkt, kan oljeselskapet avgjøre om det skal startes utbygging og produksjon av feltet, eller om operasjon skal avvikles.
- *Opsjonen om å avvikle produksjonen.* Ved slutten av feltets levetid må ledelsen inkludere og pådra seg en utrangeringskostnad. Denne er 2 milliarder for oljefeltprosjektet. Ledelsen har også opsjonen om å stenge ned produksjonen tidligere for å unngå å utsette seg for ytterligere faste kostnader. Opsjon om midlertidig stans av produksjonen i Nordsjøen er ikke til stede siden det i næringen er en hurtig forringelse av produksjonsutstyr og fasiliteter ellers.

For å verdsette oljefeltet ved realopsjonsanalyse må vi starte på høyresiden av beslutningstreet over, der feltet verdsettes som om det allerede er i produksjon, for deretter å arbeide oss bakover i tid der til slutt leteaktiviteten verdsettes.

I vårt tilfelle tar vi ikke høyde for usikkerhet rundt størrelsen på oljefeltet, der produksjonsprofilen antas å følge et bestemt mønster over feltets levetid. Dermed er oljeprisdynamikken sterkt korrelert med de dynamiske bevegelsene i feltprosjektets operasjonelle kontantstrømmer. Oljeprisvolatiliteten regnes derfor å være volatiliteten som styrer investeringsprosjektets risiko. Som vi tidligere har sett antas de fremtidige oljeprisene å følge en lognormal prosess, som i en realopsjonsanalyse må modelleres i diskret tid av en multiplikativ binomisk prosess. I hver del-periode i form av et år, vil prisene øke med multiplikativ oppgangsfaktor  $u$ , eller synke med en nedgangsfaktor  $d$ . Oppgangsfaktoren er gitt ved:

$$u = e^{\sigma\sqrt{\Delta t}} \text{ og nedgangsfaktoren er da } d = \frac{1}{u}.$$

Oljeprisvolatiliteten er 21,42% og oppgangs- og nedgangsfaktorene for feltprosjektet er

$$u = e^{0,2142} = 1,24 \text{ og } d = \frac{1}{1,24} = 0,81.$$

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

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

Der den risikonøytrale oppgangssannsynligheten i vårt tilfelle er

$$p = \frac{(1+0,04)-0,81}{1,24-0,81} = 0,5349.$$

Den risikonøytrale nedgangssannsynligheten er

$$1 - p = 1 - 0,5349 = 0,4651.$$

Under antakelsen om at feltets produksjon vil ha et fast produksjonsmønster er usikkerheten omkring de årlige kontantstrømmene drevet av oljeprisene og ikke produsert kvantum. For hver potensielle oljepris er fri kontantstrøm estimert ut fra årlig produksjon multiplisert med forventet spotpris, fratrukket for diverse kostnader og skatt. Oljeprisrelaterte bevegelser

resulterer på den måten en serie av potensielle operasjonelle kontantstrømmer.

Verdsettelsesprosedyren for det operative feltet skjer ved å gjøre gjentakende beregninger der man starter i terminalnoden i det binomiske treet, for så å arbeide seg bakover i tid til starten av produksjonsfasen. I den siste produksjonsperioden ( $t=20$ ), er prosjektverdien lik den frie kontantstrømmen  $KS_t$ . For hver tilstand for oljeprisen brukes følgende formel for å summere tilstandene i kontantstrømmer der vi arbeider oss bakover i tid:

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

Der  $V$  er prosjektverdien under kontinuerlig produksjon. Eksempelvis er verdien i 2034 lik:

$$V = 173\,394\,736 + \frac{(0,5349 * 19561405) + 0,4651 * 0}{1,04} = 183\,455\,693$$

Gjør vi denne operasjonen der vi starter ved siste (node) kontantstrøm og summerer disse for hvert av årene det kommer kontantstrømmer inn, finner vi at oljefeltet under forutsetning om kontinuerlig produksjon er verdt NOK 80 592 029 224.

La oss nå betrakte det hypotetisk produserende feltet med en ytterligere vridning. Ved slutten av prosjektets økonomiske levetid er det vanlig at selskapet må betale for å demontere plattformen og andre produksjonsfasiliteter. Denne terminalverdien vet vi er på NOK 2 milliarder. Videre har selskapet opsjonen til å avslutte produksjonen tidligere hvis resterende operativ verdi skulle bli negativ og overgå terminalkostnadene. Denne fleksibiliteten er spesielt verdifull for mindre underutviklede reserver, og gjennom perioder med lave oljepriser. Følgende likning trekker fra kostnaden ved slutten av prosjektets levetid for å gjenopprette omgivelsene slik de var før:

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

Ved igjen å gå bakover i treet ved å bruke likningen:

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

Som er den korrigerede prosjektverdien  $V^*$ , lik maksimum av den operasjonelle verdien  $V$ , og den ikke- operative verdien fra umiddelbar avslutning (lik terminalkostnaden  $A$ , der  $A < 0$ ).  $V^*$  = verdien av reserven inkludert opsjonen til å avslutte feltprosjektet tidligere enn antatt. Etter

2023 er verdien 2 milliarder for alle år feltet er i produksjon for etter det vil leddet til høyre i likningen være under terminalkostnaden på 2 milliarder. Eksempelvis er verdien i 2023 lik:

$$V_{2023}^* = \frac{(0,5349 * 4\,230\,144\,543) + 0,4651 * 0}{1,04} = 2\,175\,677\,222$$

Ved å gjøre denne beregningen og summere for alle årene der det er produksjon finner vi at  $V^* = \text{NOK } 60\,649\,375\,056$ .

La oss nå betrakte verdsettelsen av feltet i en tidligere fase. Oljefeltet er her enda ikke utviklet, og selskapet må bestemme seg for om og når det skal investere mange milliarder for å få satt det i produksjon. For å få feltet i produksjon må selskapet investere i offshoreplattformer og alt som hører med. Som vi vet må StatoilHydro investere 30 milliarder for et oljefelt av en slik størrelse som her verdsettes. Et ikke-utviklet felt ved dette steget kan sees på som en kjøpsopsjon. Underliggende eiendel er verdien av et komplett opererende felt (inkludert opsjonen til å avslutte tidlig). I likning under er nåverdien av investeringskostnaden i produksjonsfasiliteter,  $I$ , lik utøvelsesprisen. Hvis verdien av det produserende feltet med tiden overgår investeringskostnaden, vil selskapet investere og netto nåverdien for oljefeltet vil være  $NPV^* = V^* - I$ . Men på grunn av usikkerhet i oljeprisen, kan netto nåverdi bli negativ. I så tilfelle vil kanskje ikke selskapet gjøre investeringen, og netto nåverdien vil da være null. Ved siden av "vent og se" fordelen, har utsettelse av investeringen sine ulemper. For eksempel vil selskapet motta de operasjonelle kontantstrømmene med en forsinkelse. Verdien på muligheten for å investere i produksjon og utbygging er lik

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

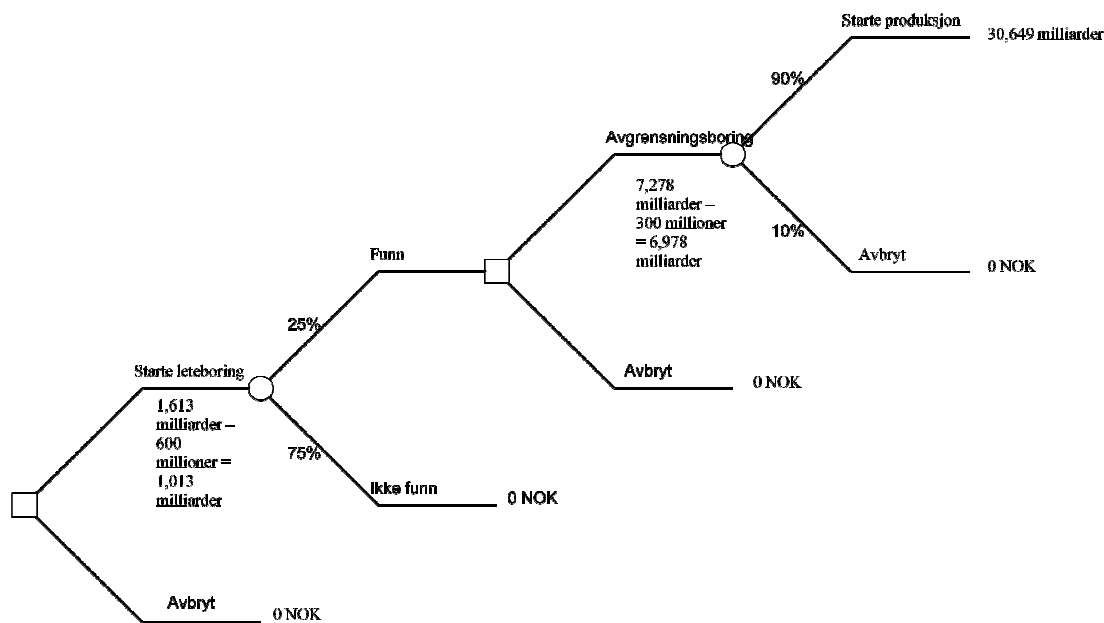
Der  $NNV^*$  =netto nåverdi (av feltet som om det er i produksjon) inkludert verdien av fleksibilitet,  $I$ =investeringskostnaden for utbygging og produksjon.

$$NNV^* = \text{Max}[30\,649\,375\,056, 2\,073\,731\,557, 0]$$

Slik at  $NNV^* = 30\,649\,375\,056$  NOK.

Neste steg blir å betrakte verdsettelsene av letefasen. Gjennom letefasen er den geologiske fordelingen av reservestørrelsen oppdatert to ganger: leteaktiviteten avdekker om det i det hele tatt finnes olje i lisensområdet, mens avgrensingsboringen sørger for ytterligere informasjon omkring størrelsen på oljefeltet. Figur 19 under presenterer et eksempel på en to-stegs verdsettelses prosedyre. Vi starter fra verdien av det produserende feltet som er vist til høyre. Kalkulering av verdien for avgrensingsboring baserer seg på verdien av det produserende feltet og sannsynligheten for funn ved avgrensingsboring. Prosedyren fortsetter så med å arbeide seg bakover i tid der vi finner verdien av leteaktiviteten, der sannsynligheten for funn benyttes.

### Oljefeltets beslutningstre



Figur 19: Oljefeltets beslutningstre med opsjonsverdier.

Først i denne prosessen betrakter vi et ikke-utviklet felt der StatoilHydro nettopp har avdekket at det finnes olje i lisensområdet. For leteboringen kan spesialiserte oljeserviceselskaper (for eksempel Seadrill) leies inn til en bestemt dagsrate (totalt NOK 600 millioner). Geologiske forventninger må rettferdiggjøre en ytterligere investering på NOK 300 millioner for avgrensingsboring for å estimere reservestørrelsen mer nøyaktig. Usikkerheten knyttet til kvantiteten av oljereserver er urelatert til den samlede økonomien, og er derfor usystematisk.

På grunn av at denne usikkerheten helt og fullt kan diversifiseres, kan vi estimere verdien av et ikke-utviklet felt med å bruke risikofri rente der også de virkelige sannsynligheter for fordelingen kan benyttes til å utforme verdiforventningen. Verdien vi har funnet over ( $NPV^*$ ) må multipliseres med sannsynligheten for å finne olje som er betinget på leteaktiviteten og avgrensingsboringen, som er 25% for funn og 90% for produksjon etter avgrensingsboring. Den forventede verdien må deretter diskonteres tilbake for fire år med avgrensingsboring der risikofri rente brukes. Den forventede verdien av brønnen er gitt ved

$$V^{funn} = \frac{(P(funn)/P(produksjon))NPV^*}{(1+r)^{T-t}}$$

$V^{funn}$  er verdien av leteprogrammet etter funn av olje,  $T-t$  er den fireårige tidsperioden mellom avgrensingsboring og produksjon. Den betingede sannsynligheten for å finne olje og starte produksjon av feltet er 25% / 90%. Den forventede verdien av for funn av olje er

$$\frac{0,25}{0,9} * 30\,649\,375\,056 = 8\,513\,715\,293$$

Nåverdien av brønnen blir da lik

$$\frac{8\,513\,715\,293}{1,04^4} = 7\,277\,559\,514 \text{ NOK}$$

Avgrensingsboringen krever en investering på 300 millioner; derfor ville selskapet på dette tidspunkt (2011) fortsette med å gjøre avgrensingsboring siden 7,278 milliarder – 300 millioner = 6,978 milliarder NOK.

Siste steg i verdsettelsesprosedyren er å estimere verdien av opsjonen til å starte leteboring:

$$V^{leting} = \frac{P(funn)\{Max(V^{funn} - I^{avgr}, 0)\}}{(1+r)^{T-t}}$$

Der  $V^{leting}$  er verdien av leteaktiviteten;  $I^{avgr}$  er investeringskostnaden for avgrensingsboring;  $T-t$  tidsperioden mellom leteboring og avgrensingsboring.

$NPV$  etter avgrensingsboring er 6 978 milliarder, og den kumulative sannsynligheten for å finne olje er 25%. Derfor er opsjonsverdien for å investere i leteboring lik

$$V^{leting} = \frac{0,25 * 6\,977\,559\,514}{1,04^2} = 1\,612\,786\,500$$

For å finne netto nåverdi (inkludert fleksibilitetsverdien) må vi trekke fra investeringskostnaden for leteboring fra opsjonsverdien, og vi får da

$$NPV = 1\,612\,786\,500 - 600\,000\,000 = 1\,012\,786\,500$$

Som vi ser er verdien av oljefeltet langt høyere når fleksibilitet er inkludert, enn hva tilfellet er for den statiske netto nåverdien.



## 5. Overordnede mekanismer

Oppsummeringsvis kan det være hensiktsmessig å gi en oversikt over de overordnede mekanismene som påvirker investeringsadferden for selskapene i olje- og gassnæringen. Det er her snakk om eksogene faktorer som i utgangspunktet er utenfor selskapenes kontroll, men som likevel er viktige og av stor betydning for selskapenes investeringsnivå og inntjening.

Her følger en gjennomgang av det næringspolitiske rammeverket som olje- og gasselskapene står overfor, og hvordan myndighetene tilrettelegger for drift og investeringer i olje- og gassnæringen. Næringspolitikken som styresmakten medfører også at olje- og gasselskapene eksponeres mot *politisk risiko*. Makroøkonomiske konjunkturer har også stor innvirkning på investeringsnivået i olje- og gassnæringen. Et godt eksempel på det er det siste årets finanskrise. Oljeprissjokk som disse konjunkturer kan medføre har stor innflytelse på selskapenes investeringsadferd.

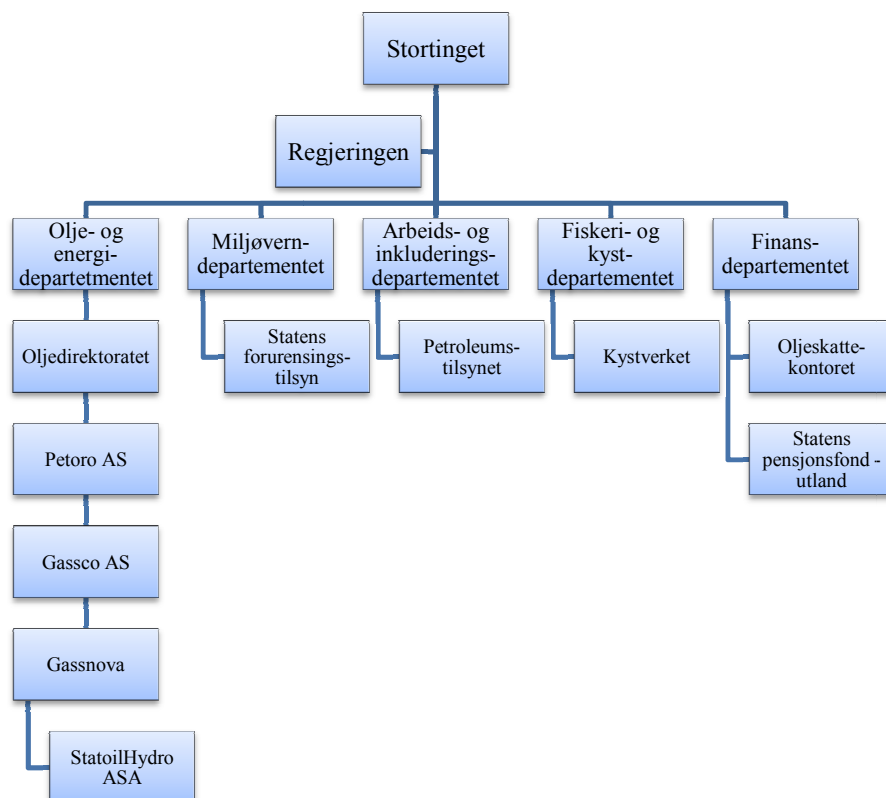
### 5.1 Næringspolitiske implikasjoner

Interessen for oljeleting på norsk kontinentalsokkel tok til i begynnelsen av 1960-årene. På det tidspunktet fantes det ingen norske oljeselskaper, og svært få andre norske institusjoner, offisielle eller private, hadde kunnskaper om oljerelatert virksomhet. Det var også knyttet usikkerhet til om det i det hele tatt fantes noen utvinnbare ressurser på norsk sokkel. Helt fra starten av var det nødvendig med nasjonal administrasjon og kontroll over petroleumsaktiviteten på norsk kontinentalsokkel. Den gangen var det knyttet store utfordringer å etablere et system for forvaltningen av petroleumsressursene som maksimerte verdiene for det norske folket og det norske samfunnet (Faktahefte 2009, OED).

Myndighetene valgte i starten en modell med utenlandske selskaper til å drive ressursforvaltningen på norsk sokkel, der det norske engasjementet ble opprettet gjennom stiftelsen av Statoil der norske myndigheter var eiere. I tillegg var Norsk Hydro med i petroleumsvirksomheten. Et annet privat norsk selskap, Saga Petroleum, kom også til, men ble senere kjøpt opp av Norsk Hydro. Samspillet og konkurransen mellom selskapene på kontinentalsokkelen har spilt en viktig rolle i og med at de har hatt ulik teknisk, organisatorisk, og kommersiell kompetanse. Denne politikken har medvirket til at Norge i dag

har egne oljeselskaper og en konkurransedyktig leverandørindustri, og at landet er sikret store inntekter fra olje- og gassnæringen.

For at oljeselskapene skal kunne ta rasjonelle investeringsbeslutninger er det en forutsetning at rammeverket er forutsigbart og transparent. Organiseringen av virksomhetens og rolle og ansvarsdelingen skal i Norge sikre viktige samfunnshensyn og at verdiskapningen kommer fellesskapet til gode.



Figur 20: Statlig organisering av olje- og gassvirksomheten (kilde: Faktahefte 2009, OED).

Det er stortinget som setter rammene for olje- og gassvirksomheten i Norge. Regjeringen har den utøvende makten over petroleumspolitikken og står til ansvar overfor Stortinget for politikken sin. Til å utøve politikken får regjeringen hjelp fra departementene, direktoratet og underliggende tilsyn. Ansvar for de ulike rollene i utøvelsen av petroleumspolitikken er fordelt slik:

- Olje- og energidepartementet; ansvar for ressursforvaltningen og sektoren under ett.
- Arbeids- og inkluderingsdepartementet; ansvar for helse, arbeidsmiljø og trygghet.
- Finansdepartementet; ansvar for inntektene til staten.

- Fiskeri- og kystdepartementet; ansvar for oljevernberedskapen.
- Miljøverndepartementet; ansvar for det ytre miljøet.

Konkurranse mellom oljeselskapene gir de beste resultatene når olje- og ressursenes verdi skal maksimeres. Samtidig er det viktig at styresmakten kan forstå og evaluere avgjørelsene som olje- og gasselskapene tar. Norge har derfor etablert et system der olje- og gasselskapene skaper ideene og utfører det tekniske arbeidet som skal til for å utvinne ressursene, men aktivitetene deres krever offentlig godkjenning. Offentlig godkjenning er nødvendig i alle stadier av petroleumsaktiviteten. Det være seg i sammenheng med leteboring, planer for utbygging, og planer for avslutning av olje- og gassfelt. I dette systemet skaper olje- og gasselskapene løsningene som kreves for å utvinne ressursene, mens norske styresmakter sikrer at disse løsningene samsvarer med målet om å maksimere verdiene for hele det norske samfunnet.

Olje- og gasselskapene fungerer på en måte som agenter for det norske samfunnet for å maksimere verdiene på norsk sokkel, dermed er det nødvendig med et rammeverk som gjør gir næringen incentiv til å oppfylle statens mål, samtidig som de oppfyller sine egne mål, som er å maksimere egen profitt. Via petroleumsskattesystemet og Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) får staten en betydelig del av inntektene fra olje- og gassvirksomheten. Samtidig gis det et skattefradrag for (investerings-) kostnadene forbundet med olje- og gassvirksomheten. I et slikt skattesystem fungerer den norske staten som en passiv eier utvinningstillatelsene på norsk kontinentalsokkel. Dette systemet innebærer at dersom selskapene i tjener penger vil heller ikke den norske staten tjene penger. Alle aktørene i næringen får dermed en felles interesse av at utvinningen av de norske ressursene skaper så store verdier som mulig.

Den norske staten ønsker konkurranse i olje- og gassnæringen (Faktahefte 2009, OED). Det er også ønskelig at selskapene som opererer på sokkelen samarbeider. Derfor utdeles utvinningslisenser til en gruppe av selskaper i stedet for bare ett selskap. Lisenser deles ut i forbindelse med utdelingsrundene. De viktigste kriteriene er tildeling av geologisk forståelse, teknisk ekspertise, finansiell styrke, og selskapenes omdømme. Basert på de søknader som kommer inn setter olje- og energidepartementet opp en rettshavergruppe. Her utveksler selskapene ideer og annet, samtidig som de deler kostnadene fra utvinningstillatelsen. På den måten legges det opp til konkurranse samtidig som de må samarbeide for å maksimere

verdiene i utvinningstillatelsen de har fått tildelt. Med dette blir ekspertise og annen kunnskap fra flere selskaper fra hele verden samlet i så å si alle utvinningstillatelsene på norsk kontinentalsokkel. Rettshavergruppen fungerer også som et internt kontrollsystem i utvinningstillatelsen, der hver rettshaver har rollen som kontrollør av arbeidet til operatøren.

Norske myndigheter har et ønske om at olje- og gassvirksomheten blir drevet av teknologisk nyvinning. For å maksimere verdiene på norske kontinentalsokkel er det en forutsetning å sikre at olje- og gasselskapene hele tiden benytter seg av den beste tilgjengelige teknologien, og at de gjør den nødvendige forskningen. De norske myndighetene har derfor etablert et miljø som fremmer teknologisk utvikling. Det er i dag et nært samarbeid mellom olje- og gasselskapene, forskningsinstitusjoner, leverandørindustrien og styresmaktene når det gjelder teknologi og forskning.

Olje- og gassnæringen er den største og viktigste næringen i Norge og dermed har også investeringsnivået mye å si for verdiskapningen i landet. Norske myndigheter har derfor et sterkt ønske om å støtte opp om og legge til rette for en positiv utvikling i olje- og gassinvesteringene. Men myndighetene gjør ikke dette til enhver pris, og derfor er olje- og gasselskapene eksponert mot en næringspolitisk risiko. Norske myndigheter kan legge begrensninger på svært lønnsomme potensielle investeringsprosjekter. Dette kan for eksempel være av miljømessige hensyn, som en følge av klimakrisen stilles det trolig strengere krav fra myndighetenes side til utslipp av forurensende gasser som for eksempel  $CO_2$ . Olje- og gasselskapenes inntjening kan svekkes kraftig som en følge av at de blir pålagt å investere i dyre renseanlegg og lignende. Politisk risiko kan også innebære myndighetenes ønske om å verne bestemte geografiske områder, der vi den siste tiden har vært vitne til debatten om å starte leteaktivitet og mulig utvinning i Lofoten området, noe som har resultert i stor motstand fra miljøvernorganisasjoner og enkelte politiske kretser. I nordområdene i Barentshavet har styresmaktene også vært skeptiske til utvinning av olje- og gass, der det for eksempel er motstridende diskusjoner om produksjon i Goliat feltet.

StatoilHydro er eksponert mot politisk risiko ved verdsettelsen av potensielle oljefelt som er gjort i anvendelsesdelen i oppgaven. Etter noen år med produksjon kan det for eksempel vise seg at forurensningen fra utvinningen er større enn forventet. Denne forurensningen kan få negative ringvirkninger for nærmiljøet rundt plattformen i form av forringelse av sårbar natur, påvirke fiskebestand osv. Dette kan medføre at StatoilHydro blir pålagt ekstrakostnader for å bøte for dette, eller at selskapet blir pålagt å redusere utslippene. Reduksjon i utslipp krever

teknologiutvikling, noe som kan være svært kostbart. Det kan til og med beordres stans i produksjonen. Slike aspekter har følgelig stor betydning for selskapets inntjening.

## 5.2 Makroøkonomiske implikasjoner

Makroøkonomiske konjunktursvingninger påvirker olje- og gassvirksomheten i mer eller mindre grad på samme måte som for alle andre næringer og sektorer. Generelt er disse svingningene i økonomien er kjennetegnet ved at det er mange samtidige bevegelser i et stort antall av økonomiske aktiviteter, og ikke bare i en variabel som for eksempel BNP.

Konjunktursvingninger er et fenomen som oppstår i desentraliserte markedsøkonomier av den typen vi i den vestlige verden har. På kort sikt har markedsøkonomien og svingningene den karakter at en periode med ekspansjon i økonomisk aktivitet er etterfulgt av en periode med nedgang der aktiviteten reduseres. Med andre ord er svingningene sykliske. En konjunktursvingning er kjennetegnet med høy grad av persistens der den varer i mer enn ett år. Fluktuasjoner med kortere varighet kan ikke karakteriseres som en konjunktursvingning. Med persistens menes at en økonomisk ekspansjon varer en stund der ekspansjonskreftene tenderer å være selvforsterkende, og når en nedgang i aktiviteten skjer, er tendensen at også nedgangen varer en stund på samme måte som ekspansjonen. De økonomiske svingningene er tilbakevendende men bærer ikke preg av å være faste og periodiske. Konjunktursvingningenes varighet har historisk variert fra litt over et år til 10-12 år, og en *resesjons* styrke kan også variere betraktelig, der en resesjon noen ganger kan bli til en *depresjon* (Sørensen, Whitta-Jacobsen 2005). Fra myndighetenes side er det ønskelig å glatte disse konjunktursvingningene siden de skaper uforutsigbarhet og gir ulike velferdskostnader. Myndighetene kan gjøre ulike stabiliseringstiltak gjennom penge- og finanspolitikken. Gjennom pengepolitikken bruker styresmaktene renten som virkemiddel for å styre inflasjon, produksjon, og realvalutakurs i ønsket retning.

Disse økonomiske konjunktursvingningene har en stor betydning og påvirkning for olje- og gasselskapenes aktivitet, og dermed deres investeringsnivå. De makroøkonomiske virkningene gir først og fremst utslag for oljeprisen, som er en svært viktig faktor for olje- og gasselskapenes investeringsadferd. En sterk vekst og ekspansjon i økonomien medfører gjerne en høyere oljepris, og vice versa. Et bevis for det er den økonomiske veksten eksplosjonen i

oljeprisen frem til våren 2008. For å redegjøre for oljeprisens implikasjon på investeringene kan det være hensiktsmessig å gjøre en inndeling av virkningene på tre faktorer; *utgiftseffekter*; *inntektseffekter*; og *formueseffekter*.

Utgiftseffekter; Olje- og gasselskapenes utgiftseffekter danner markedsgrunnlaget for leverandører og underleverandører. Investeringene er her spesielt viktige, siden de som oftest er svært store, svinger mye, og skaper betydelig sysselsetting. Empiriske studier hevder at totale investeringer er mange ganger mer volatile i en konjunktursvingning enn BNP. Det kommer også frem at investeringene er den mest ustabile komponenten i aggregert etterspørsel.<sup>9</sup> Økonomisk teori og observasjoner fra næringen tilsier at investeringsnivået på norsk sokkel kan kobles til oljeprisutviklingen (kilde:ssb.no). Det kan likevel være fornuftig å se på ulike investeringsarter hver for seg, da responsen i investeringsaktiviteten ikke nødvendigvis er den samme for alle investeringskategorier (Mohn 2007b). Høy oljepris og stor usikkerhet medfører gjerne at investeringsaktiviteten konsentreres om aktiviteter som gir avkastning på kort sikt. På den måten oppnår gjerne selskapene god inntjening fra til og med små prosjekter med kort tidshorisont. Tunge investeringer i feltutbygginger svinger ikke på samme måte som kortsiktige oljeprissvingninger. Nye feltutbygginger forutsetter en større og mer varig oljeprisøkning enn kortsiktige investeringer i produserende felt. I tillegg kommer forutsetningen om drivverdige funn, noe som bringer oss over på investeringer i leteaktivitet. Leteaktiviteten er kjennetegnet med høy risiko og lang investeringshorisont, og responderer derfor langsomt på en økning i oljeprisen. Drivkreftene for leteaktiviteten er knapphet på olje- og gassressurser, og utsikter til varige høye oljepriser. For konjunkturutviklingen i Norge spiller gjerne svingningene i investeringene en viktigere rolle enn nivået. Et stabilt investeringsnivå har den makroøkonomiske effekten at det skaper forutsigbarhet for leverandørene. Impulsene fra olje- og gassnæringen har som oftest trukket i samme retning som andre etterspørselsjokk, og har dermed bidratt til å forsterke konjunkturutslagene i den ene eller andre retning. Øker investeringsnivået i olje- og gassnæringen er en direkte virkning at det gir høyere aktivitet og sysselsetting i olje- og gasselskapene, i industribasert leverandørvirksomhet, og ikke minst i tjenesteytende næringer som er tilknyttet virksomheten. Her kan nevnes bygg og anlegg, hotell- og restaurantnæringen, transportnæringen m.m. I siste instans gir høyere aktivitet og sysselsetting en økning i husholdningers inntekter, forbruk, og boliginvesteringer, som igjen gir positive ringvirkninger til næringer knyttet til privat konsum.

---

<sup>9</sup> Kilde: Bureau of Economic Analysis, Bureau of Labor Statistics, Federal Reserve Bank of At. Louis. Studien ble utarbeidet ved å analysere historiske fluktuasjoner i USA og Storbritannia.

I en petroleumsøkonomi har olje- og gassinvesteringene stor betydning for den økonomiske veksten for hele norske økonomien. En oljeprisøkning/nedgang, responsen i investeringene og de makroøkonomiske ringvirkningene illustrerer at god oversikt over mekanismene bak olje- og gassinvesteringene er viktige for forståelsen av svingninger i norske konjunkturer.

Inntektseffekter; Ettersom utgiftene på norsk sokkel gradvis blir avløst av inntekter oppstår et nytt sett av virkninger. Etter investeringer i leteaktivitet, utbygging og produksjon, samt driftskostnader kommer til slutt inntektene. Inntektene kommer altså ikke før et godt stykke ut i et feltprosjekts levetid. Som en følge av den høye oljeprisen (spesielt frem til våren 2008), sammen med høy produksjon, samt stabilisering av investeringene, har staten sett en betydelig økning i netto kontantstrøm fra olje- og gassvirksomheten. I så måte gir disse inntektseffektene seg i utslag av økte konsummuligheter i både privat og offentlig sektor. I Norge ville offentlig sektors finanser sett helt annerledes ut uten inntektene fra olje- og gassnæringen, der de også politiske prioriteringene sannsynligvis ville vært annerledes. Oljeinntektene har gitt en større fleksibilitet og færre restriksjoner i finanspolitikken enn hva tilfellet ville ha vært uten olje- og gassforekomstene. Empiriske studier har konkludert med at olje- og gassvirksomheten legger grunnlag for høyere vekst i offentlige utgifter enn hva tilfellet er for våre naboland (Cappelen m. fl. 1996). Disse forskjellene er gjeldene den dag i dag. I tillegg har olje- og gassvirksomheten gitt høyere sysselsettingsvekst, lavere arbeidsledighet, og høyere lønnsvekst enn våre handelspartnere. Høyere lønnsnivå, konsum, offentlig forbruk etc. er positivt, men bare til en viss grad. Stiger disse faktorene mye sett i forhold til våre handelspartnere kan dette påvirke inflasjon, rentenivå, samt realvalutakurser på en slik måte at det blir for dyrt for utlendinger å investere og gjøre handel i Norge, for derigjennom svekke Norges konkurransevne overfor våre handelspartnere. Vi står her overfor fenomenet som kalles for *Hollandsk syke*. Her finner vi noe av årsaken til at norske myndigheter ikke vil bruke for mye av oljeinntektene med en gang, men også la de fremtidige generasjoner få ta del i disse inntektene. Hovedutfordringen med en oljedrevet svekkelse konkurransevnen er at den øker omstillingskostnadene knytte til fremtidig nedbygging av petroleumsvirksomheten.

Formueseffekter; En økning i oljeprisen vil åpenbart gi en økning i verdien av olje- og gassressursene på norsk kontinentalsokkel. Verdiøkningen kommer til uttrykk gjennom høyere inntekter fra olje- og gassproduksjonen og raskere oppbygging av finansformue, spesielt på statens hånd. En nedgang i oljeprisen vil følgelig gi en motsatt effekt. En interessant effekt av en oljeprisøkning er at det kan medføre endringer i volumet av

utvinnbare ressurser. Dette skyldes ikke økt leteaktivitet ved oljeprisøkning, men også at funnresultatene bli bedre, fordi selskapene tar på seg mer leterisiko når oljeprisen er høy. Videre vil en oljeprisøkning gi bedre lønnsomhet for påviste reserver med forholdsvis høye utbyggingskostnader, noe som kan utløse nye feltutbygginger med tilhørende vekst i reservegrunnet. En annen formueseffekt vi ser som en følge av en høy oljepris er aksjeavkastningen for energiaksjer. For olje- og gasselskaper er det en relativt stor samvariasjon i oljepris og aksjekurser. Nettopp fordi at høyere oljepris gir synergieffekter i form av høyere investeringsnivå, økte løpende inntekter, samt høyere verdsetting av reserver og kapitalutstyr. Fra 1999 og frem til 2007 steg de norske energiaksjene på Oslo Børs der gjennomsnittlig avkastning var på 20%. Dette medførte en årlig gjennomsnittlig avkastning på hele børsen var 15%, noe som er i sterk kontrast til europeiske aksjer som hadde en årlig gjennomsnittlig avkastning på 2% (Mohn 2007b). Økningen i oljeprisen frem mot våren 2008 la et grunnlag for en betydelig formuesvekst både i privat og offentlig sektor. Disse formuesverdiene kan virke motiverende både på investeringer og forbruk, blant annet via boligprisene.

Olje- og gassforekomstene på norsk sokkel har gjort Norge til et av de rikeste landene i verden. Men rikdommen kommer ikke helt uten utfordringer. En liten åpen oljeøkonomi er prisgitt økonomiske og politiske sjokk utenfor egen kontroll.

Siden høsten 2008 har hele den internasjonale økonomien vært preget av en kraftig resesjon der det har vært en stor nedgang i den økonomiske aktiviteten. Den internasjonale finanskrisen har sitt utspring fra bankvesenet i USA der det ble utstedt for mye lån, og da særlig boliglån. Mange års kredittvekst bidro til å blåse opp en boble av boligverdier og tilknyttede verdipapirer. Boblen sprakk når verdiveksten stoppet opp og førte til likviditetsvansker og omfattende kollaps i bankvesenet. Disse banktapene har gitt en generell redusert låneevne og har bidratt til et internasjonalt realøkonomisk tilbakeslag.

Finanskrisen har resultert i et kraftig fall i oljeprisen. Siden toppen i juli 2008 der den var på 147 dollar fatet, er den i skrivende stund på rundt \$65. Hvorvidt en del av dette prisfallet er en korrigering fra et unormalt høyt nivå i oljeprisen kan så absolutt diskuteres. I tråd med det som er nevnt over omkring investeringsnivåets respons på svingninger i oljeprisen er det nærliggende å anta en reduksjon i olje- og gassinvesteringene. Når det er mindre kapital tilgjengelig og større usikkerhet rundt oljeprisene, vil dette trolig føre til utsettelse av flere



investeringsprosjekter. Disse aspektene fører til at olje- og gasselskapene kanskje må utvikle nye forretningsmodeller og tenkemåter for å skape vekst gjennom investeringsaktivitet. Videre har vi også sett en kraftig nedgang i olje- og gassaksjene. Dårligere utsikter for selskapenes inntjening gjør også at det må rettes et større fokus på kostnadsbildet. Kostnadsutviklingen er også en usikker faktor, der vi vet at kostnadskutt er satt i verk i de store olje- og gasselskapene, gjennom for eksempel ansettelsesstopp og utsettelse av de mest risikable høykostnadsprosjektene. Det hypotetiske feltprosjektet som er verdsatt i anvendelsesdelen er nettopp et slikt høykostnadsprosjekt. Som vi har sett tåler ikke dette prosjektet noen særlig nedgang i oljeprisen. Utbygging og produksjon fra dette feltet ville høyst sannsynlig utsettes frem til de økonomiske utsiktene bedrer seg og oljeprisen blir høyere. Mange olje- og gasselskaper har signalisert at de vil investere mindre, eksempelvis ConocoPhillips, Chevron, Tess osv. Situasjonen vi i dag står overfor er uoversiktlig og det er vanskelig å se konsekvensene av finanskrisen og dens påvirkning på olje- og gassnæringen. Det er i dag et høyt nivå på leteaktiviteten. Norsk sokkel har også forutsigbare rammebetingelser og et stabilt skatteregime, og disse faktorene kan bidra til å holde aktiviteten på et akseptabelt nivå. Det må også nevnes at eventuelle utsettelser av store investeringsprosjekter vil gi negative ringvirkninger til leverandørindustrien. Det vil kanskje gå verst ut over disse selskapene, der de store produserende olje- og gasselskapene kanskje ikke vil merke så mye negativt.

Ferske tall fra Statistisk Sentralbyrå gir derimot grunn til optimisme. Det sies her at investeringene til olje- og gassvirksomheten for 2010, inkludert rørtransport, blir i førstegangsanslaget 136,1 milliarder NOK. Samtidig oppjusteres anslagene for 2009 til 145,2 milliarder NOK. Anslaget for 2010 er 16,4% høyere enn førstegangsanslaget for 2009. Det rapporteres også om utsikter til rekordhøye leteinvesteringer i 2010. Utsiktene som SSB her presenterer vitner ikke om noen spesiell nedgang i aktiviteten på norsk kontinentalsokkel.

## 6. Avslutning

Vi har sett at olje- og gassinvesteringene er svært viktige for selskapenes egen fremtidige inntjening, og i tillegg bidraget investeringenes inntekter gir til landets befolkning i form av bedret velferd.

Oppgaven innledes med en gjennomgang av tradisjonell teori omkring investeringsanalyse, etterfulgt av hovedprinsippene rundt realopsjonsanalyse (verdien av fleksibilitet) og spillteori (strategisk verdi). Denne delen har som formål å påpeke at den statiske netto nåverdien har lett for å undervurdere investeringsprosjekters verdi, siden det her ikke tas høyde for fleksibilitetsverdien og den strategiske verdien. For å få et riktigere og mer fullstendig bilde av et investeringsprosjekt totale verdi må også disse to verdikomponentene inkluderes i tillegg til den statiske netto nåverdien. Det utvidede netto nåverdibegrepet som oppgaven har tatt sikte på å belyse er:

$$\text{Utvidet netto nåverdi} = \text{statisk netto nåverdi} + \text{opsjonsverdien} + \text{strategisk verdi}$$

For å koble sammen det teoretiske rammeverket med olje- og gassnæringen ble det redegjort for de næringsspesifikke kjennetegnene som er gjeldene. I olje- og gassnæringen består et feltprosjekt av sekvensielle investeringsbeslutninger der ledetidene er lange. Det er mange usikkerhetsfaktorer knyttet til investeringer i næringen. Større usikkerhet gjør at realopsjoner får større relevans og ofte bidrar til mer korrekte verdsettelse, der verdien av fleksibilitet trekkes inn. Olje- og gassnæringen er kjennetegnet med relativt få aktører der konkurrentene kan påvirke hverandres adferd. En utvidet strategisk analyse vil i så fall være nyttig, der prinsippene omkring spillteori kan være et bra verktøy. Det utvidede netto nåverdi begrepet ser på et selskaps vekstmuligheter som en pakke av realopsjoner som aktivt ledes av et selskaps ledelse, som igjen påvirkes av konkurrenters handlinger og introduksjonen av nye teknologier.

Et potensielt hypotetisk oljefelt har blitt verdsatt ved å bruke noen tradisjonelle verdsettelsesmetoder. Den statiske netto nåverdien ble beregnet. Et interessant element her var å se på hvordan verdsettelsen varierte som en følge av oljeprisendringer. Oppfatninger om fremtidig oljepris er derfor av stor betydning for hvilke beslutninger som tas. Dette åpnet for å

se på alternative verdsettelsesmetoder som tar høyde for denne typen endringer, og hva det gjør med verdiestimatet på verdsettelsen.

Verdsettelsen av det potensielle oljefeltet varierte kraftig alt etter hvilken metode som ble brukt. Den statiske netto nåverdien gav en relativt lav verdi, der all usikkerhet er inkorporert i avkastningskravet. Kontantstrømmen som denne er basert på er preget av mange subjektive vurderinger om hvordan fremtiden vil bli, og det er ganske innlysende at den ikke vil bli som budsjettet. Verdsettelsen ble den samme ved bruk av sensitivitetsanalyse, men her fikk vi et bilde av hvor avgjørende oljeprisen er for prosjektets lønnsomhet. Break-Even analysen gav indikasjoner på at prosjektet ikke tåler noe særlig fall i oljeprisen for at det skal være lønnsomt.

Beregningen av netto nåverdi under usikkerhet ved hjelp av Monte Carlo simuleringer ble veldig mye høyere enn hva verdien var for den statiske. Grunnen til dette er at fremtidig usikkerhet omkring prisene ble inkludert i verdsettelsen, gjennom forventet fremtidig prisvolatilitet. Dette gir et riktigere bilde av prosjektverdien siden ulike fremtidige prisbaner/utfall trekkes inn i vurderingen. Oljeprisen er den faktoren for investeringer i olje- og gassnæringen som det kan knyttes størst usikkerhet til. Også realopsjonsanalysen gav en langt høyere verdi enn hva tilfellet var for den statiske netto nåverdien. Feltprosjektet ble verdsatt som en sammensatt opsjon der verdien av å starte leteboring i dag ble beregnet på grunnlag av verdien av underliggende opsjoner. Også resultatet her blir mer korrekt siden fleksibilitet inkluderes i verdsettelsen. I og med at verdiene ble høyere, vil verdsettelsesmetodene der usikkerhet trekkes inn i verddivurderingen styrke sannsynligheten for at det startes leteaktivitet.

Avslutningsvis ble det redegjort for de overordnede eksogene mekanismene som er av betydning for olje- og gasselskapenes investeringsadferd. Vi så her at næringspolitiske- og makroøkonomiske faktorer har stor betydning for selskapenes investeringsnivå. Selskapene er eksponert mot politiske risiko fra myndighetene i det landet det opereres i, samt makroøkonomiske konjunktursvingninger har stor innvirkning på oljeprisen.

## 7. Litteraturliste

- Aune, F. R., Mohn, K., Osmundsen, P., Rosendahl, K. E., (2008). *Financial Market Pressures, Tacit Collusions and Oil Price Formation*. Energy Economics.
- Brealey, R. A., Myers, S. C., Allen, F., (2008). *Principles of Corporate Finance* (9th ed.). New York: McGraw-Hill.
- Bøhren, Ø., Gjørørum, P. I., (2003). *Prosjektanalyse* (2 ed.). Skarvet Forlag AS: Gjøvik.
- Copeland, T., Antikarov, V., (2001). *Real Options; A practioner`s guide* (1 ed.). New York: Texere LLC.
- Damodaran, A., (2002). *Investment Valuation; Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset* (2 ed.). New Jersey: John Wiley and Sons.
- Glomsrød, S., Osmundsen, P., (2005). *Petroleum Industry Regulation within Stable States* (1 ed.). Aldershot: Ashgate Publishing Limited.
- Hull, J., (2008). *Options, Futures, and other Derivatives* (7th ed.). New Jersey: Pearson Education Limited.
- Misund, B., Forelesningsnotater i MØA 140 Finans, våren 2008, Universitetet i Stavanger.
- Misund, B., Forelesningsnotater MØA 210 Derivater og Risikostyring, høsten 2008, Universitetet i Stavanger.
- Mohn, K., (2007a). Hva er det med oljeinvesteringene? *MAGMA*, 6/2007, 83-95.
- Mohn, K., (2007b). *Oljepris, petroleumsvirksomhet og norsk økonomi*. *Samfunnsøkonomen*, 1/2008, 29-39.
- Mohn, K., Forelesningsnotater BIP 190: Bedriftsøkonomi og Entreprenørskap, våren 2007, Univeritetet i Stavanger.
- Mohn, K., (2008). PhD Thesis; *Investment Behaviour in the International Oil and Gas Industry; Essays in Emprirical Petroleum Economics*. Stavanger: University of Stavanger, Faculty of Science and Engineering, Department of Industrial Economics.
- Mohn, K., (2009). *Elastic Oil; A Primer on the Economics of Exploration and Production*. Kommer i Bjørndal, E., Bjørndal, M., *Energy, Natural Resource and Environmental Economics*. London: Springer.
- Mun, J., (2004). *Applied Risk Analysis; Moving Beyond Uncertainty in Business* (1 ed.). New Jersey: John Wiley & Sons.
- Normann, R., (2001). *Reframing Business* (1 ed.). West Sussex: John Wiley & Sons.

- Oljedirektoratets Faktahefte, (2009).
- Schlosser, Michel., (2002). *Business Finance; Applications, Models, and Cases* (1 ed.). Essex: Pearson Education Inc.
- Smit, T. J., (1997). *Investment Analysis of Offshore Concessions in the Netherlands*. Financial management.
- Smit, H. T. J., Trigeorgis, L., (2004). *Strategic Investment; Real Options and Games* (1 ed.). New Jersey: Princeton University Press.
- Stock, J. H., Watson, M. W., (2007). *Introduction to Econometrics* (2 ed.). Boston: Pearson Education Inc.
- Sørensen, P. B., Whitta Jacobsen, H. J., (2005). *Introducing Advanced Macroeconomics; Growth & Business Cycles* (1 ed.). New York: McGraw-Hill Education.
- Trigeorgis, L., (1996). *Real options: Managerial flexibility and strategy in resource allocation* (1 ed.). Cambridge: MIT Press.

**Internettreferanser:**

- Dagens Næringsliv: [www.dn.no](http://www.dn.no).
- Hognar Media: [www.hegnar.no](http://www.hegnar.no).
- International Energy Agency: [www.iea.org](http://www.iea.org).
- Norges Bank: [www.norges-bank.no](http://www.norges-bank.no).
- Norsk Petroleumsforening: [www.npf.no](http://www.npf.no).
- Oljedirektoratets: [www.oljedirektoratet.no](http://www.oljedirektoratet.no).
- Oljeindustriens Landsforening: [www.olf.no](http://www.olf.no).
- Olje- og Energidepartementet: [www.regjeringen.no/nb/dep/oed.html?id=750](http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed.html?id=750).
- Skattetaten: [www.skattetaten.no](http://www.skattetaten.no).
- Statistisk Sentralbyrå: [www.ssb.no](http://www.ssb.no).
- StatoilHydros nettsted: [www.statoilhydro.com](http://www.statoilhydro.com).
- Yahoo: [www.finance.yahoo.com](http://www.finance.yahoo.com).

## 7. Vedlegg

### 1. Skatteberegningen for det hypotetiske oljefeltprosjektet:

År	Driftsresultat	Selskapsskatt	Friinntekt (7,5% i 4 år)	Særskatt 50%	Skatt
2016	2 443 486 078	684 176 102	2 250 000 000	96 743 039	780 919 141
2017	2 514 547 318	704 073 249	2 250 000 000	132 273 659	836 346 908
2018	6 303 976 779	1 765 113 498	2 250 000 000	2 026 988 390	3 792 101 888
2019	13 893 519 536	3 890 185 470	-	6 946 759 768	10 836 945 238
2020	17 736 052 001	4 966 094 560	-	8 868 026 001	13 834 120 561
2021	19 000 699 693	5 320 195 914	-	9 500 349 846	14 820 545 760
2022	15 243 191 154	4 268 093 523	-	7 621 595 577	11 889 689 100
2023	15 285 929 131	4 280 060 157	-	7 642 964 566	11 923 024 723
2024	7 664 386 977	2 146 028 354	-	3 832 193 489	5 978 221 842
2025	4 611 517 767	1 291 224 975	-	2 305 758 883	3 596 983 858
2026	3 468 326 671	971 131 468	-	1 734 163 335	2 705 294 803
2027	3 091 590 433	865 645 321	-	1 545 795 217	2 411 440 538
2028	2 712 714 733	759 560 125	-	1 356 357 367	2 115 917 492
2029	2 331 691 517	652 873 625	-	1 165 845 759	1 818 719 383
2030	1 948 512 705	545 583 557	-	974 256 353	1 519 839 910
2031	1 563 170 189	437 687 653	-	781 585 095	1 219 272 748
2032	1 175 655 836	329 183 634	-	587 827 918	917 011 552
2033	1 178 942 226	330 103 823	-	589 471 113	919 574 936
2034	788 157 888	220 684 209	-	394 078 944	614 763 152
2035	395 179 891	110 650 370	-	197 589 946	308 240 315

Tabell: Skatteberegningen.

For eksempel er skatten i 2016 beregnet slik:

$$\text{Selskapsskatten} = \text{Driftsinntekter} * 28\% = 684\,176\,102$$

Friinntekten er 7,5% av investeringskostnad i 4 år, og er fradragberettiget ved beregning av særskatt, som er gitt ved:

$$30\,000\,000\,000 * 0,075 = 2\,250\,000\,000$$

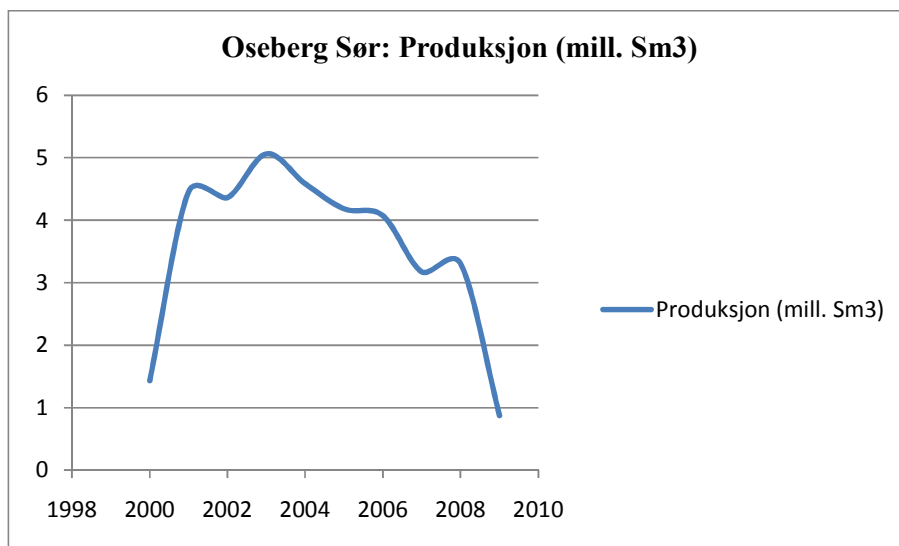
Dette beløpet trekkes fra driftsinntektene for deretter å beregne 50% særskatt:

$$(2\,443\,486\,078 - 2\,250\,000\,000) * 0,5 = 96\,743\,039$$

Der den totale skattekostnaden blir:

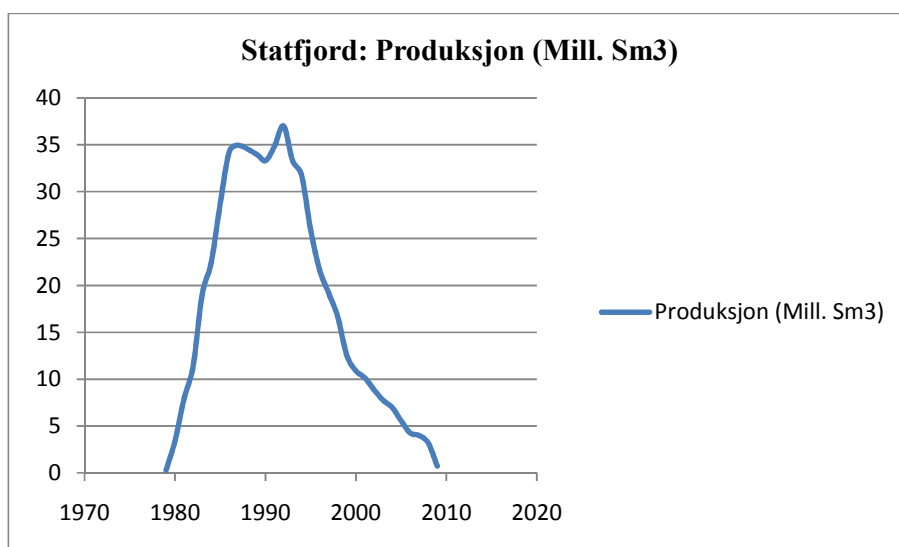
$$684\,176\,102 + 96\,743\,039 = 780\,919\,141.$$

## 2. Produksjonsbaner for virkelige oljefelt:



Figur 21: Oseberg Sørs oljeproduksjonsbane (kilde: faktasidene på oljedirektoratet.no)

Dette er oljeproduksjonsbanen for feltet Oseberg Sør. Dette feltet er fremdeles i produksjon, men vi ser tydelig at toppen (peak) er nådd der produksjonen er på nedover.



Figur 22: Statfjordfeltets oljeproduksjonsbane (kilde: faktasidene på oljedirektoratet.no).

Samme tendens ser vi for Statfjord feltet som er et av de største feltene som har vært i produksjon på norsk kontinentalsokkel. Som vi ser var produksjonen på sitt høyeste på 80- og 90 tallet. Statfjord har vært i produksjon i 30 år, og er det enda. Feltet nærmer seg uttømming der det er cirka 6 millioner Sm<sup>3</sup> igjen av reserven.