



Universitetet
i Stavanger

DET TEKNISK-NATURVITENSKAPELIGE FAKULTET

MASTEROPPGAVE

Studieprogram/spesialisering: Master i teknologi, Industriell Økonomi/Prosjektledelse	Vårsemesteret, 2012 Åpen / Konfidensiell
Forfatter: Tai Ngo (signatur forfatter)
Fagansvarlig: Atle Øglend, Universitetet i Stavanger Veileder: Erik Paulsen, Total E&P Norge	
Tittel på masteroppgaven: Investeringsbeslutning i olje- og gassindustri under usikkerhet – Metodeforslag for usikkerhetshåndtering i investeringsprosjekter for TOTAL – En utredning innenfor petroleumsøkonomi Engelsk tittel: Investment Decisions in the Oil- and Gas Industry – Method Proposal for Accounting Uncertainty in Investment Projects for TOTAL – A Study About Petroleum Economics	
Studiepoeng:	
Emneord: Beslutningstaking Prosjektøkonomi Usikkerhet Monte Carlo simulering	Sidetall:94..... + vedlegg/annet: ...11..... Stavanger, ...12.06/2012..... dato/år

Investeringsbeslutning i olje- og gassindustri under usikkerhet

Metodeforslag for usikkerhetshåndtering i investeringsprosjekter for TOTAL

En utredning innenfor petroleumsøkonomi

Masteroppgave skrevet av

Tai Ngo

Oppgaven utfyller kravene for graden Master i Teknologi

ved Universitetet i Stavanger

15.06.2012

Sammendrag

Med utgangspunkt i stadig større usikkerhet, ustabilitet og konstante forandringer i petroleumsindustrien er det i denne oppgavens utredning tatt for seg og redegjort for de viktigste elementene ved en investeringsbeslutning under usikkerhet. Usikkerheten som er knyttet opp til det aktuelle investeringsprosjektet vil innebære alle de usikre faktorene som er relatert til hele verdikjeden av et olje- og gasselskap.

Gjennom de siste 50 årene er det blitt beskrevet en rekke ulike teknikker og verktøy i litteraturen for investeringsbeslutning under usikkerhet. Dette har skapt forvirring rundt hvilket av beslutningsmetodene aktørene skal ta i bruk. Videre illustrerer litteraturen at beslutningsmetodene under usikkerhet er verken standardisert eller standardiserbar i bransjen. Dette betyr i praksis at det ikke finnes verktøy eller teknikker for investeringsbeslutning under usikkerhet som er allment godtatt blant aktørene, og at det er store sprik mellom meningene om hvilket av metodikkene som er mest hensiktsmessig å ta i bruk.

For å kunne forstå petroleumsnæringens 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 i teoridelen.

Denne masteroppgaven tar mål av seg og vise betydningen av et beslutningsverktøy som inkorporerer usikkerhetene knyttet opp til det aktuelle 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 de usikkerhetsfaktorene som prosjektet er utsatt for i løpet av investeringsprosjektets levetid. Denne usikkerheten må inkluderes i investeringsanalyser for å gi et riktigere bilde av prosjektenes lønnsomhet.

Med bakgrunn i det som er nevnt ovenfor er det i denne utredelsen gått nærmere inn på investeringsbeslutningsmetodikken for et spesifikt oljeselskap for å kunne kartlegge metodikken som er tatt i bruk. Dette innebærer å skaffe seg større innsikt i verdikjeden for det aktuelle selskapet, og ikke minst tilegne seg mer kunnskap i hva som menes med usikkerhet og hvordan disse håndteres i praksis. I tillegg inkluderer utredelsen en caseanvendelse av et hypotetisk oljefeltprosjekt. Denne caseanvendelsen er motivert frem av den oppfatning at beslutningsmetodikken i selskapet er noe typifisert, noe som vil stemme overens i forhold til litteraturen beskrevet omkring investeringsbeslutningsmetodikk under usikkerhet i industrien generelt. Grunnlaget for argumentet

er at det aktuelle selskapet benytter seg kun av de mest tradisjonelle og forenklete metoder og konsepter som er tilgjengelig for en beslutning under usikkerhet. Denne anvendelsen er utført i samarbeid med et av verdens største selskap og er basert på svært realistisk informasjon og data.

I caseanvendelsen er tradisjonelle metoder (i retning mot det aktuelle selskaps beslutningsmetodikk) blitt benyttet. I tillegg har oljefeltet blitt verdsatt ved å beregne nåverdi under usikkerhet ved hjelp av metodeforslaget ved å benytte Monte Carlo simuleringer. I tillegg til å legge frem forslaget var målet her å se nærmere 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. Med videreforskning på metodeforslaget som er presentert vil det kunne være et meget godt supplement til investeringsanalysen for å kunne definere, strukturere, og forstå verdiutviklingen i et prosjekt.

Caseanvendelsen er i seg selv noe forenklet, mens verktøyet som er presentert er basert på en kraftfull simuleringsteknikk som er godt anvendt i industrien. Forslaget legger opp til å klargjøre metodikkens forbedringspotensial, i tillegg å provosere frem nok motivasjon for videre studier omkring dette emne og inspirere til revolusjonering av beslutningsgrunnlaget for investeringer under usikkerhet i det aktuelle selskap og i bransjen generelt. Dette vil være positivt for de aller fleste aktørene i petroleumsindustrien og i industrien forøvrig.

Forord

Denne oppgaven er skrevet som min avsluttende del i mastergraden i industriell økonomi ved Universitet i Stavanger i samarbeid med TOTAL E&P Norge i Stavanger. Masteroppgaven tilsvarer 30studiepoeng som til vanlig vil tilsvare ett semesters arbeid.

Min masterstudie er industriell økonomi. Dette er et tverrfaglig studium med tekniske og økonomiske fag. Denne type masterstudie krever i tillegg til hardt arbeid, en teknisk innsikt, ved at man har fullført en teknisk bakgrunn i bachelorprogrammet. Jeg valget da ingeniør bygg - konstruksjonsteknikk som min bachelorutdanning, og startet på masterstudium direkte etter graden var fullført. I løpet av masteren velges da en type spesialisering, hvor i mitt tilfelle ble det valgt prosjektledelse og derfor synes jeg det var naturlig for meg å skrive en masteroppgave innenfor dette emne.

I slutten av høstsemester 2011 kom jeg i kontakt med TOTAL E&P i Stavanger, hvor jeg da i begynnelsen av vårsemesteret 2012 fikk muligheten til å skrive oppgave i samarbeid med dem. Jeg og min veileder i TOTAL E&P hadde flere samtaler i begynnelsen for å finne et passende tema, og for å definere rammene for oppgaven. Jeg har mine interesseområder innenfor økonomistyring og investeringsbeslutning, og derfor var det også interessant for meg å lære mer om dette. Flere alternativer ble drøftet, men vi fant ut at jeg kunne ta utgangspunkt i TOTAL E&P sine økonomiske modeller og se nærmere på og gjør rede for usikkerheten for en type investeringsbeslutning. I tillegg komme opp med et forslag for usikkerhetsinkorporering i en investeringsbeslutning. I den sammenheng vil det bety usikkerheten knyttet opp til leting av olje og utbygging for produksjon.

Denne prosessen med å skrive oppgaven, har ført til at jeg har fått en større interesse for fagfeltet og ser for meg at jeg kunne arbeidet med noe lignende i fremtiden.

Arbeidet har vært krevende. Noe jeg definitivt har lært er at det kreves gode forkunnskaper for å kunne ta en slik beslutning, og ikke minst ha kontinuerlige møter med andre avdelinger for å kunne avdekke usikkerhetsmomentene.

Uten bakgrunnskunnskap i petroleumsindustrien fra før av, måtte jeg hive meg på teorilesing relativt tidlig, samtidig klare å disponere tilgjengelig tid best mulig. Jeg føler ting stort sett løste seg til slutt, noe veileder på skolen og veileder hos TOTAL skal ha mye av æren for.

Jeg vil takke min eksterne veileder, Erik Paulsen ved TOTAL, for et godt samarbeid som har vært avgjørende nyttig og aldeles lærerikt på mange ulike måter. Jeg vil også benytte denne anledning og

takke Jean-Phillip Hiegel og Christian Pauchon i TOTAL som gav meg muligheten til å komme i kontakt med selskapet.

Min samboer Janne Andreassen har under hele oppgaveprosessen vært en fantastisk støtte, og bidratt med korrekturlesing og motivering.

Til slutt vil jeg vise min takknemlighet ved å takke min veileder Atle Øglend ved Universitetet i Stavanger for å ha hjulpet meg både i gang og igjennom masteroppgaven, og for god råd og veiledning underveis. Veileder ved skolen skal ha mye av æren for resultatet som er presentert i denne hovedoppgaven.

Jeg må også få takke TOTAL E&P for at jeg fikk skrive hovedoppgaven i samarbeid med selskapet.

Stavanger 15.06.2012

Tai Ngo

Total-gruppen, Total E&P Norge og Commercial



TOTAL-gruppen er Frankrikes statlige oljeselskap, og er et av verdens største oljeselskap. Gruppen ble etablert i 1924, og har forretningsområder innenfor hele olje- og gasskjeden, fra leting og produksjon av råolje og naturgass, til generering av energi, transportering, raffinering og markedsføring av oljeprodukter samt internasjonal handel av råolje og produkter. I dag har TOTAL-gruppen rundt 97 000 ansatte og aktiviteter i 130 land

TOTAL E&P Norge er en del av TOTAL - gruppen og har vært en av de aller største aktørene på norsk kontinentalsokkel i mer enn 40 år. TOTAL E&P Norge bidrar med hele 13 % av gruppens totale olje- og gassproduksjon. Heretter vil TOTAL E&P Norge omtales som TOTAL.

Commercial er en avdeling innenfor TOTAL som håndterer og arbeider med forskjellige typer investeringsbeslutninger og økonomikontroll innenfor prosjektområdene leting og utbygging. Blant annet håndterer avdelingen langtidsplanen for hele selskapets likviditet over en gitt periode, 10-20 år.

Innholdsfortegnelse

Sammendrag	ii
Forord	iv
Total-gruppen, Total E&P Norge og Commercial	vi
Innholdsfortegnelse	1
Figurliste	4
Tabelliste	5
Kapittel 1 Innledning	6
1.1 Introduksjon	6
1.2 Bakgrunn	6
1.2.1 «Hvorfor studere olje- og gassinvesteringer?»	6
1.2.2 Litteraturhistorie i beslutningsteori	10
1.3 Problemstillinger	13
1.3.1 «Hvilken teknikk bruker TOTAL for usikkerhetshåndtering?»	13
1.3.2 «Forslag til ny metodikk?»	14
1.4 Oppsett	15
1.5 Avgrensning	15
Kapittel 2 Metodikk	17
2.1 Introduksjon	17
2.2 Fremgangsmåte	17
2.2.1 Gjennomgang av litteratur	17
2.2.2 Samtaler og møter	18
2.2.3 Caseanvendelse	18
2.2.4 Palisade @risk Simuleringsmodell ved hjelp av Monte Carlo simulering	19
2.2.5 Diskusjon og konklusjon	19
2.3 Forbehold og forutsetninger	20
Kapittel 3 Relevant teori og litteratur	21
3.1 Introduksjon	21
3.2 Investeringsbeslutningsteori	21
3.2.1 Investeringsatferd	21
3.2.2 Beslutning under usikkerhet	24
3.3 Usikkerhet i olje- og gassvirksomhet	27

3.3.1 Generelt.....	27
3.3.2 Prissikkerhet	28
3.3.3 Teknologisk usikkerhet.....	29
3.3.4 Usikkerhet rundt kostnader og inflasjon.....	30
3.3.5 Volumusikkerhet	31
3.4 Usikkerhet rundt tidsspørsmålet.....	31
3.5 Usikkerhet i økonomisk analyse	32
3.6 Verdikjedeanalyse i petroleumsvirksomhet.....	33
3.6.1 Generelt.....	33
3.6.2 Prospekt og lisenser	34
3.6.3 Seismikk og leteboring	35
3.6.4 Ressurser under evaluering.....	36
3.6.5 Ressurser under utvikling	36
3.6.6 Ressurser i produksjon	36
3.6.7 Avvikling.....	37
3.7 Faser i utviklingen av olje- og gassfelt.....	37
Kapittel 4 Prosjektøkonomi	39
4.1 Introduksjon	39
4.2 Generelt.....	39
4.3 Tradisjonelle metoder for investeringsanalyse	40
4.3.1 Nåverdimetoden (NPV)	40
4.3.2 Avkastningskrav.....	44
4.3.3 Internrentemetoden (IRR).....	46
4.3.4 Annuitetsmetoden	48
4.3.5 Tilbakebetalingsmetoden	49
4.4 Redegjøring av usikkerhet i investeringsanalyser	50
4.4.1 Generelt.....	50
4.4.2 Sensitivitets-/følsomhetsanalyse	51
4.4.3 Scenarioanalyse.....	52
4.4.4 Break-even analyse.....	53
4.4.5 Monte Carlo simulering.....	53
4.4.6 Sannsynlighetsfordelinger	54
4.5 Investeringsanalyse i praksis	56
Kapittel 5 «Hvilket teknikk bruker TOTAL for usikkerhetshåndtering?».....	58

5.1 Introduksjon	58
5.2 Metode og konsept for usikkerhetshåndtering	58
5.2.1 Totals metode.....	58
5.2.2 Konseptene for EMV og beslutningstreanalyse	60
5.2.3 Eksemplifisering av metodikk.....	64
5.3 Kritikk mot forutsetningene for bruk av forventningsteori.....	67
Kapittel 6 Caseanvendelse	69
6.1 Introduksjon	69
6.2 Kontantstrømmodell og beregning av statisk NPV	71
6.2.1 Avkastningskrav.....	71
6.3 Sensitivitets- og break-even analyse	78
6.3.1 Sensitivitetsanalyse	78
6.3.2 Break-even analyse.....	80
6.4 Forslag til metode for usikkerhetshåndtering.....	81
Kapittel 7 Konklusjon.....	88
7.1 Introduksjon	88
7.2 Konklusjon	88
7.2.1 «Problemstilling 1».....	88
7.2.2 «Problemstilling 2».....	89
7.2.3 Konklusjon og diskusjon av resultat	90
7.3 Forbedringspotensialet og videreforskning	92
7.4 Avslutningsvis	94
Vedlegg.....	95
1. Skatteberegningen for det hypotetiske feltet.....	95
2. Utdrag fra TOTALs årsrapport 2010	97
3. Break even analyse med hensyn på oljepris	99
4. Produksjonsbaner for virkelige oljefelt	100
5. Sensitivitetsanalyse av nåverdi mhp. prisvariasjon.....	101
6. Beregning av oljeprisvolilitet	103
Litteraturliste.....	104
Referanse til internettsider	106

Figurliste

Figur I Norges posisjon i olje- og gassindustri	7
Figur II Global energiinvesteringer 2001-2030.....	8
Figur III Global energiinvesteringer 2001-2030.....	8
Figur IV Investeringsbehov for region og aktivitet	9
Figur V Årlige oljepriser 2000 - 2012	12
Figur VI Sammensatte opsjoner i olje- og gassindustrien	23
Figur VII Tolkning av risiko og usikkerhet.....	25
Figur VIII Olje- og gassindustrien: et flertrinns beslutningsprosess	32
Figur IX Verdikjede i petroleumsvirksomheten.....	34
Figur X Beslutninger i faser i utviklingen av olje- og gassfelt	37
Figur XI CFOs mest brukte verdsettelsesmetoder.....	40
Figur XII Eksempel på beregning av internrente	47
Figur XIII Posisjon av kumulativ kontantstrømkurve.....	49
Figur XIV Typisk spiderdiagram	52
Figur XV Illustrering av beslutningstaking og inputs i EMV/NPV.....	59
Figur XVI Illustrasjon av mulige utfall	60
Figur XVII Et eksempel på et beslutningstre.....	63
Figur XVIII Beslutningstre ved bruk av EMV	66
Figur XIX Tilbakeveien i beslutningstre.....	67
Figur XX Illustrasjon av letefasen	69
Figur XXI Produsert kvantum (fat).....	75
Figur XXII Break-even analyse for investeringsprosjektet med hensyn på oljeprisen	80
Figur XXIII Oljeprisutvikling 15.05.1987 – 04.05.2012.....	82
Figur XXIV NPV distribusjonen.....	85
Figur XXV Netto nåverdiens kumulative stigning	86
Figur XXVI Sannsynlighet for positiv NPV	86
Figur XXVII NPV distribusjon med lavere antatt standardavvik	87
Figur XXVIII Balanse	97
Figur XXIX Kontantstrømoppstilling	98
Figur XXX Statfjordfeltets oljeproduksjonsbane	100
Figur XXXI Gullfaksfeltets oljeproduksjonsbane.....	100

Tabelliste

Tabell 1 Konseptet for diskonterte kontantstrøm	42
Tabell 2 Kontantstrømoppstilling med netto nåverdiberegning.....	43
Tabell 3 Netto kontantstrøm.....	46
Tabell 4 Kontantstrømmer for tre investeringsprosjekter	49
Tabell 5 Beregning av egenkapital.....	71
Tabell 6 Beregning av netto rentebærende gjeld	72
Tabell 7 Kontantstrømoppstilling og beregning av statisk NPV med WACC 10,0%	77
Tabell 8 Scenario analyse	79
Tabell 9 Estimering av standardavvik- og gjennomsnitt av oljeprishistorikk	83
Tabell 10 Skatteberegningen i det hypotetiske oljefeltprosjektet.....	96
Tabell 11 Årlig oljeprisnedgang på 50%	101
Tabell 12 Årlig oljeprisoppgang på 50%	102
Tabell 13 Historisk årlig oljepris	103

Kapittel 1 Innledning

1.1 Introduksjon

Målet med dette kapitlet er å presentere studiet for denne oppgaven, samt formulering av problemstillingen og skissere frem viktige aktuelle temaer. Studiet vil gi en utredning om dagens aktuelle analysemetoder i investeringsbeslutningsprosess i et olje- og gasselskap. Studiet som presenteres i denne utredningen er forankret i oljeindustriens litteratur, og i eksisterende beslutningsteorier gjennomført av professorer, forfattere, analytikere og teoretikere. I tillegg til at studiet har som formål å oppnå mest mulig egenlæring, vil resultatet av studiet kunne gi en inspirasjon og motivasjon til revolusjon av beslutningsmetodikk i det aktuelle selskapet. Studiet vil i tillegg kunne bygge opp grunnlaget for videre forskning innenfor bruk og anvendelse av metoder i beslutningsanalyse innenfor olje- og gassbransjen, som kan være med å bidra til den aktuelle debatten om hvorvidt grunnlaget for investeringsbeslutning er standardiserbart i bransjen.

1.2 Bakgrunn

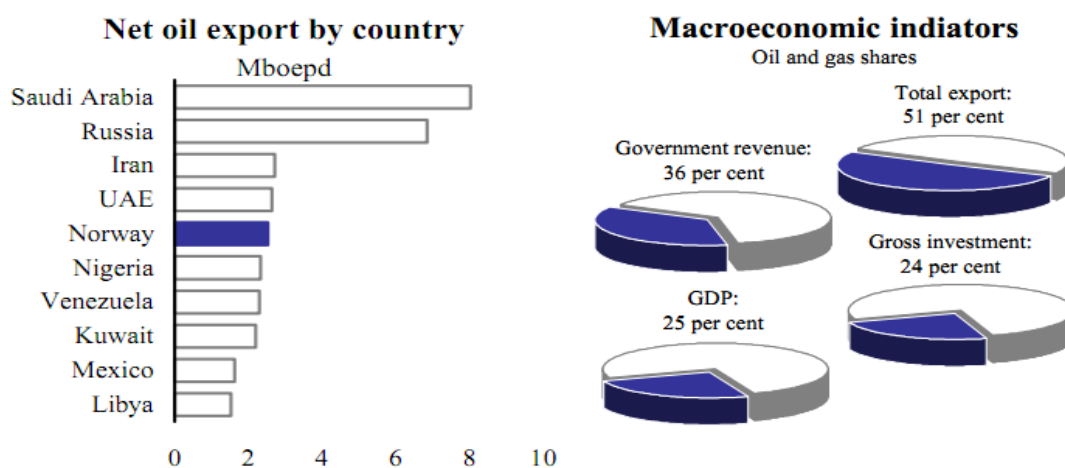
1.2.1 «Hvorfor studere olje- og gassinvesteringer?»

I de siste 15 årene har den internasjonale olje- og gassindustrien gått over fra en periode med stabilitet og forutsigbarhet til en periode med usikkerhet, ustabilitet og konstante forandringer (Mohn 2007). En rekke innovative utviklinger av løsninger og produkter har skapt et mer uforutsigbart forretningsmiljø. I tillegg til at det forventes høy grad av vekst og velstand vil det kreve store energiinvesteringer rundt om i hele verden i årene som kommer.

Olje og naturgass har lenge hatt en dominerende rolle i dagens globale energimarked. Studier av olje- og gassinvesteringer kan føre til ny verdifull kunnskap som kan gi positive utslag for forsynings sikkerheten i energimarkedet, fremme økonomisk vekst og redusere fattigdom ved bedre tilgang til energi.

Fra et innenlandsk norsk perspektiv, er det flere grunner å være interessert i olje- og gassinvesteringer. Siden første oppdagelsen i slutten av 1960-tallet har Norge utviklet seg raskt til å bli en av de største oljeeksportører på verdensbasis (se Figur I). Følgelig vil olje- og gassinvesteringer både på kort- og langt sikt spille en viktig rolle for næringen og for den makroøkonomiske utviklingen i Norge. God oversikt over mekanismene bak investeringene i olje- og gassindustrien er nyttig både for økonomer, markedsanalytikere, offentlige myndigheter og alle andre interessenter for svingninger i konjunkturer og kapitalmarkeder. I tillegg vil alle land med store olje- og gassforekomster ha interesse av godt utviklede strategier for ressursforvaltningen (Mohn 2008).

Figur I Norges posisjon i olje- og gassindustri



Source: (Norwegian) Ministry of Petroleum and Energy (MPE 2007).

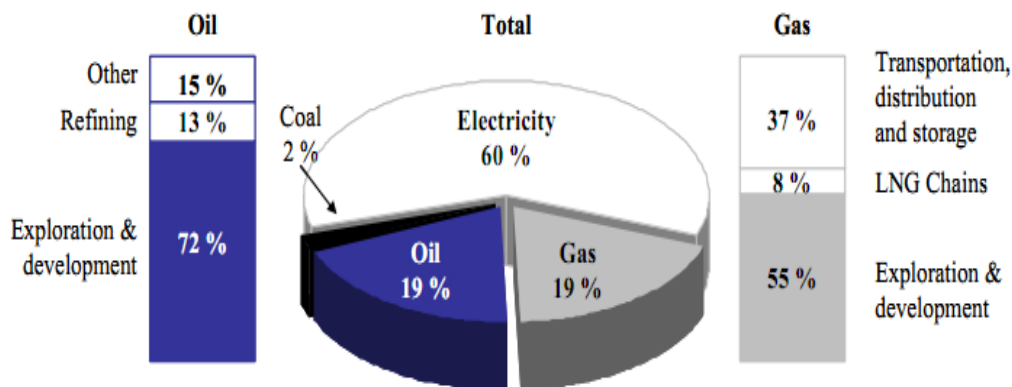
Petroleumssektoren representerer cirka tjuenefem prosent av bruttonasjonalprodukt (BNP). Olje- og gassinntekter representerer mer enn femti prosent av hele landets eksport, og hver tredjedel av statens inntekter kan tilskrives til olje- og gassaktiviteter.

Både i land i OECD¹ og kommende økonomier² er global etterspørsel etter olje i stor vekst. Sammen med stigende oljepris de siste årene har det vekket stor oppmerksomhet hos forbrukerne angående sikkerheten for forsyningen i fremtiden. For å ivareta generelle forventninger om global økonomisk vekst, har IEA (International Energy Agency) i år 2003 estimert at energiforsyningen må være støttet av kapitalutgifter på en sum på 16 billioner amerikanske dollar over en periode fra 2001-2030. Strømgenerering representerer 60 prosent av disse behovene, hvor de resterende 40 prosentene er relatert til fossilt drivstoff (se Figur II).

¹ Organisasjonen for økonomisk samarbeid og utvikling (engelsk: Organisation for Economic Co-operation and Development) er en internasjonal organisasjon av industriland. OECD-kretsen består i dag av 34 land som kjennetegnes ved velutviklet markedsøkonomi og demokrati samt et relativt høyt inntektsnivå.

² For eksempel land i Midtøsten, Latin-Amerika (Brasil), India og Russland og Kina (se OECD sine hjemmesider og <http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/dok/regpubl/stmeld/2008-2009/stmeld-nr-9-2008-2009-/3.html?id=541712>)

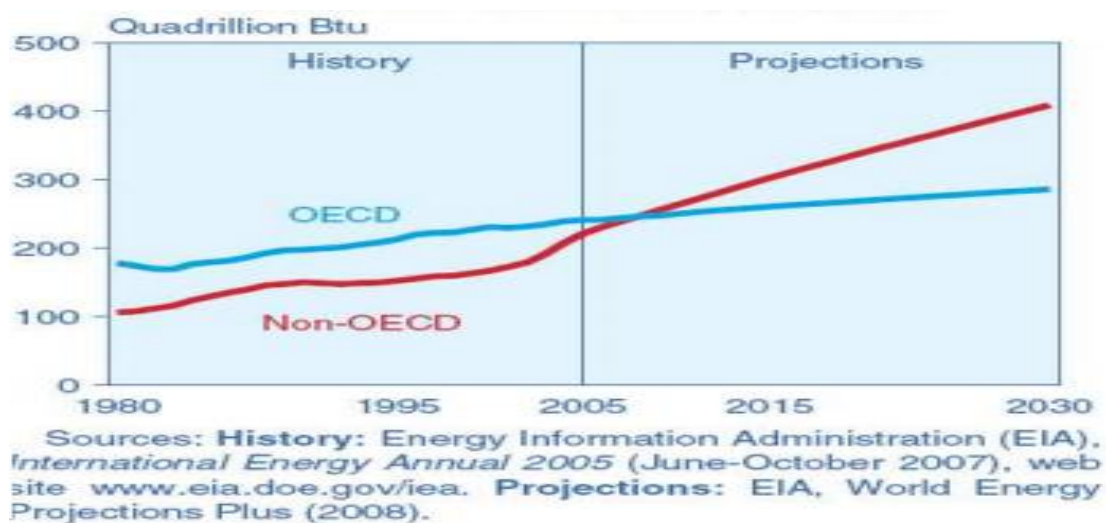
Figur II Global energiinvesteringer 2001 - 2030 (i prosent)



Source: International Energy Agency (2003).

Bakgrunnen for det enorme økonomiske engasjementet er behovet for å få utvidet forsyningen av elektrisitet og fossilt drivstoff til nye forbrukere i raskt utviklede og fremvoksende økonomier som India og Kina (IEA, 2007). Linken mellom økonomisk vekst og energietterspørsel er tydeligere i utviklingsland enn i land i OECD. Den industrialiserte delen av verden vil neppe miste sin posisjon i energimarkedet med det første, men land i raskt utviklede økonomier som ikke er i OECD vil være med å spille en viktig rolle i etterspørselen av energi (se Figur III). OECD er fortsatt ventet å stå for 40 prosent av verdens energiinvesteringer de neste 30 årene.

Figur III Global energiinvesteringer 2001 - 2030 (i prosent)

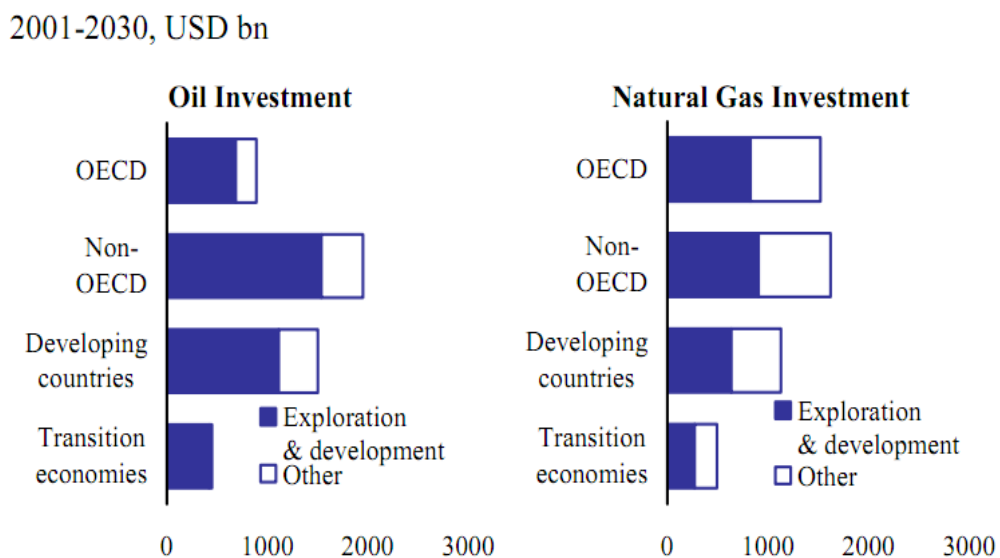


En rekke usikkerheter og utfordringer er involvert ved slike energiinvesteringer. Dette er gått nærmere inn på i de neste kapitlene, men foreløpig kan vi si at dette er usikkerheter som er viktige

for politikere, for olje- og gassindustrien og for finansielle arrangementer. På et overordnet nivå, er stabilitet og pålitelighet av energiforsyningen det mest kritiske for land, bedrifter og energikrevende husholdninger. Ikke minst vil spørsmålet om miljøkatastrofer som er relatert til energiforbruk og forbrenning ha sine implikasjoner for både produsenter og forbrukere. Det er flere ting som vil ha sin innvirkning på energiinvesteringer. Et «joker-kort» i dette «energi-miljø-spillet» er den teknologiske utviklingen som er viktig for nye energiløsninger, som igjen vil ha en viktig rolle i fremtidige investeringer i energi.

Ut i fra IEA sine figurer foreslås det at det deles likt mellom olje- og gassinvesteringer (se Figur IV). Av disse investeringene vil leting og utvikling stå for hoveddelen av investeringen.

[Figur IV Investeringsbehov for region og aktivitet](#)



Source: International Energy Agency (2003).

Investeringsatferd i olje- og gassindustri har flere karakteristiske likhetstrekk med den generelle investeringsatferden i bedrifter. Imidlertid er noen egenskaper spesifikk for olje- og gassproduksjon. Både leteaktiviteten og reservekonseptet er unikt for den ikke-fornybare energiindustrien. Andre typer egenskaper for industrien kan for eksempel være sykliske investeringer, store udelelige investeringsprosjekter, lang investeringsetterslep, ufullkommen konkurranse, omfattende politisk oppmerksomhet, og potensielle store profittmengder. Investeringsadferd i olje- og gassindustrien vil derfor måtte studeres varsomt og operere med stor usikkerhet, med tanke på valg og påvirkning av ulike forklaringsfaktorer.

Empiriske analyser av olje- og gassinvesteringer kan motiveres fra flere ulike vinkler. I et internasjonalt perspektiv er interessen knyttet til forhold som global inntektsfordeling og økonomisk vekst, men ikke minst også å være knyttet til miljøproblemstillinger rundt klimapolitikk og utslippsreduksjoner. I et innenlands perspektiv er olje- og gassinvesteringene viktige for konjunkturbevegelser og økonomisk politikk, samt for utviklingen av gode strategier for effektiv og langsiktig forvaltning av ressurser.

Med bakgrunn i det som er beskrevet til nå er det viktig å ha en overordnet forståelse av hvordan beslutninger blir utført i en investeringsprosess, samtidig ha god oversikt over littaturhistoriens beslutningsteorier som er presentert av de ulike forfatterne og teoretikerne. Dette skal vi da gå nærmere inn på i neste avsnitt.

1.2.2 Litteraturhistorie i beslutningsteori

I de siste førti årene har det blitt stadig mer populært med forskning innenfor investeringsbeslutning, og det finnes mange publiserte studier (for eksempel, Ford og Gioia, 2000; Milne and Chan, 1999; Burke and Miller, 1999). Disse studiene er nyttige i form av at det gir en bred innsikt innenfor feltet for investeringsbeslutning. Likevel er det svært få som har undersøkt teknikkene som brukes i investeringsbeslutningsprosessen i komplekse miljøer hvor det finnes betydelige risiko og usikkerhet, og hvor hver investeringsbeslutning krever store mengder kapitalutgifter uten utsikt til inntekter på mange år.

«En beslutningsanalyse er en etikett gitt til en normativ, aksiomatisk tilnærming til investeringsbeslutninger under betingelsen for risiko og usikkerhet» (Goodwin og Wright, 2004).

«Ved å bruke én, eller en kombinasjon av ulike beslutningsanalyseteknikker, vil beslutningstakeren få en indikasjon på hva deres investeringsbeslutning bør være, basert på logisk argument» (Clemen, 1996).

Tidligere forskning på bruken av beslutningsanalyser i selskap har typisk basert seg på undersøkelser. Undersøkelsene har ført til bevis for at det finnes forskjell mellom beslutningsanalyseteknikker beskrevet i litteraturen, og beslutningsanalyseverktøy som fagpersonene eller utøverne velger å bruke (se for eksempel studier av Carr og Tomkins, 1998; Schuyler, 1997; Buckley, 2004). Det ser ut til at mens beslutningsanalytikerne beskriver et spekter av teknikker i beslutningsanalyse, velger organisatoriske beslutningstakere heller å bruke kun de mest forenklede verktøy og konsepter i en

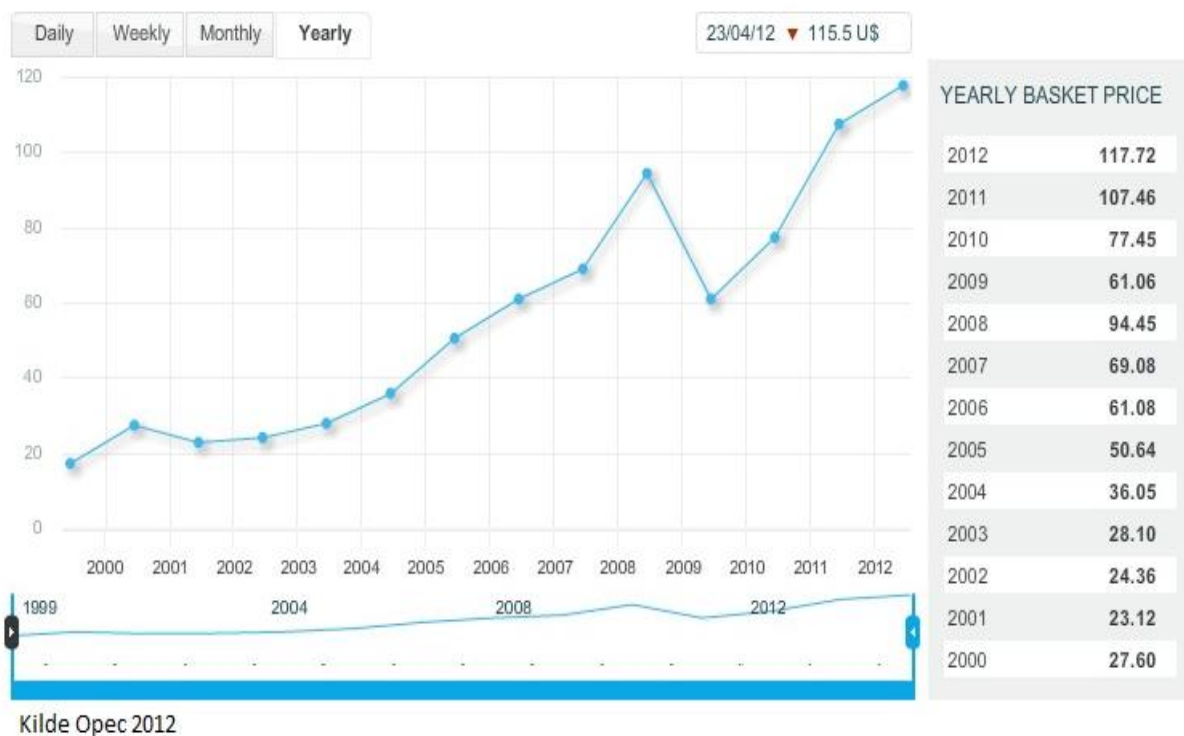
type investeringsbeslutningsprosess (Atrill, 2000). Imidlertid var det i følge Clemens (1996) slik at forskerne som sto bak tilnæringsmetodene var også avskåret fra å måtte gi en forklaring på hvorfor noen av teknikkene lykkes med å bli implementert, og andre ikke. Følgelig har forfattere som Tocher (1978), som er en typisk teoretiker i beslutningsatferd, forklart dette resultatet ved å argumentere for grunnen til at beslutningstakere ikke velger å bruke beslutningsanalyseteknikker er fordi bruken av dem gir ingen verdi til den organisatoriske prosessen for investeringsbeslutning, siden beslutningsanalyser ikke tas sikte på å forutsi hva beslutningstakeren skal gjøre, kun å foreslå hva dem burde gjøre. Clemen (1996) tilbyr en annen tolkning. Han mener at en av grunnene til at beslutningsanalyseteknikker og konsepter ikke er allment brukt i organisasjoner er fordi ingen studier enda har klart å legge frem bevis for at selskaper som bruker beslutningsanalyseverktøy gjennomfører en bedre investeringsbeslutning enn selskap som ikke bruker beslutningsanalyseverktøy. Selv etter femtiår med forskning på utviklingen av verktøy for beslutningsanalyser, god forståelse på atferdsmessige psykologiske aspekter ved investeringsbeslutningsprosesser og anvendelse av beslutningsanalyse til praktiske eksempler, har forskning ikke kommet fram til et entydig svar på hva som fungerer og hva som ikke gjør (Clemen 1996). Clemen (1996) mener at for å utbedre denne situasjonen, må fremtidens studier av investeringsbeslutning undersøke forholdet mellom ytelsen til organisasjonen, og bruk av beslutningsanalyseverktøy. Hvis mange beslutningsanalytikere mener at selskap som bruker beslutningsanalyser i investeringsbeslutningsprosessen utkonkurrerer selskap som ikke gjør, vil studiet bidra til den teoretiske debatten mellom beslutningsanalytikeren og beslutningsatferd teoretikerne. Teoretikeren i beslutningsatferd kan da ikke lenger hevde at det er ingen verdi i en teori som ikke tar sikte på å forutse hva beslutningstakeren skal gjøre. Slik forskning vil åpenbart også være verdifullt for interessentgruppene. På den andre siden er det en ganske god grunn for at slik studie har vært «treg». Utvilsomt er på grunn av trusselen studiet representerer overfor beslutningsanalytikeren:

«Og spør om beslutningsanalyser fungerer er risikabelt. Hva om svaret er negativt? Bidraget vil selvfølgelig være av vitenskapelig verdi, men mange individuelle konsulenter, akademikere, instruktører med egeninteresse i beslutningsanalyser kan miste faste klienter, eller til og med jobben.» (Clemen, 1996 s23-24)

På langt sikt tar denne utredningen retning mot å avhjelpe denne situasjonen ved å undersøke bruken av analyseverktøy i investeringsvurderinger i beslutningsprosessen i et av de største selskapene i olje- og gassindustrien. Forskning på investeringsbeslutning i olje- og gassindustri gir nytte til situasjonen beskrevet ovenfor, siden det er allment antatt at industrien typifiserer investeringsbeslutningen under risiko og usikkerhet (Newendorp og Schuyler, 2000). (Grunnlaget for

argumentet kan studeres nøyere i Newendorp og Schuyler, 2000). Det kan kort oppsummeres med at det operasjonelle miljøet for olje- og gassindustrien er forholdsvis relatert til usikkerhet. Det er umulig å forutsi resultatene av en investering med visshet. Videre er resultatet også avhengig av økonomiske faktorer som vil påvirke utnyttelsen av ressursene. Disse økonomiske faktorene er hevdet å ha trosset logisk predikasjon (Ikoku, 1984), en effekt som er forsterket spesielt i oljeindustrien siden leteprosjekter krever en stor startkapitalinvestering uten utsikt til inntekter i ti til femten år. Slike observasjoner førte til at Newendorp og Schuyler (2000) konkluderte med at risiko og usikkerhet er ofte de mest kritiske faktorene i en beslutningsprosess for kapitalinvestering i leting av ressurser. I praksis argumenterer han for at hver eneste gang beslutningstakeren bestemmer seg for å bore en brønn, spiller han et sjansespill hvor det finnes ingen sikkerhet om at han vil vinne (Newendorp og Schuyler, 2000). Det er uten tvil at graden av risiko og usikkerhet i det operasjonelle miljøet og forretningsomgivelsene i industrien aldri har vært høyere. Ved og for eksempel å se nærmere på oljeprisvariasjonen (se Figur V under tekst) er det tydelig at oljeprisen har gått over all forventning, og tidligere spekulasjoner om oljeprisen har tydeligvis slått inn temmelig feil. Industrien er i tillegg i en fase med betydelig restrukturering og utbygging. Effektene av disse utfordringene har økt oppmerksomheten til selskapene i petroleumsindustrien på investeringsbeslutningsprosessen.

Figur V Årlige oljepriser 2000 - 2012



Olje- og gassindustrien er ofte brukt som et slags laboratorium for utviklingen av nye beslutningsanalyseverktøy og konsepter (se for eksempel Dixit and Pindyck, 1994; Galli, Armstrong og Jehl 1999). Med unntak av finansindustrien er det anerkjent for å lede alle andre industrier, i grad av bruken av beslutningsanalyser (Schuyler, 1997).

Det er åpenbart at olje- og gassindustrien bidrar til nyttig informasjon for å kunne fastslå om relasjonen mellom bruk av beslutningsanalyser i investeringsvurderingen og suksess eksisterer.

I utgangspunktet (som nevnt i introduksjonen) har denne utredningen en kortsiktig målsetning om å oppnå mest mulig egenlæring og ikke minst bidra positivt til det aktuelle selskapet ved å forstå og ha oversikt over deres teknikker i beslutningsanalyse. I tillegg vil utredningen kunne gi en inspirasjon for modifisering av de forskjellige teknikkene. Som en lengre målsetning vil utredningen kunne bidra til å gi en indikasjon på hvorvidt beslutningsanalysene bør brukes i praksis. Siden TOTAL gruppen er en global aktør, vil resultatene også ha betydning for andre oljeselskapers investeringsbeslutning på verdensbasis. I tillegg vil utredningen også være nyttig for investeringsbeslutninger i industrier som har lignende forretningsomgivelser som i olje- og gassindustrien. Resultatet av denne utredningen legger opp til å provosere frem tilstrekkelig interesse for å stimulere slike studier i fremtiden.

Problemstillingene som oppgaven skal besvare og metodikken som er blitt brukt for besvarelsen er skissert i de følgende avsnittene. Problemstillingen som her er beskrevet skal forklare retningslinjene for oppgaven, og er formet av samtaler og diskusjoner med interne- og eksterne veileder.

1.3 Problemstillinger

1.3.1 «Hvilken teknikk bruker TOTAL for usikkerhetshåndtering?»

Denne problemstillingen er formet ut i fra observasjonen beskrevet i forrige avsnitt om at det til nå finnes få studier om selve bruken av et analyseverktøy i en investeringsbeslutningsprosess under usikkerhet i en organisasjon. Siden TOTAL er en av de største aktørene i verden vil deres investeringsbeslutningsmetodikk også påvirke i mer eller mindre grad andre aktørers syn på metodisk bruk av beslutningsverktøy. Av den oppfatning av at det er presentert mange forskjellige teknikker og/eller metoder for usikkerhetshåndtering i beslutningsanalyse i den akademiske verden, er det en viss faktor for at dette vil føre til forvirring blant beslutningstakerne rundt hvilket av

metodene som er mest hensiktsmessig å ta i bruk. På den andre siden er dette temaet aktuelt og bør komme frem i åpent lys ut i fra egen mening. Slikt vil bidra til klargjøring av aktuelle debatter om bruken av et investeringsbeslutningsverktøy.

Motivasjonen ved å klargjøre TOTAL sin beslutningsmetodikk for usikkerhetsinkorporering er for å vurdere om det finnes en mer hensiktsmessig måte å inkorporere usikkerheten på.

Bakgrunnskunnskapen for en slik klargjøring vil være basert på samtaler og møter med eksterne veileder hos TOTAL. Av hensyn til konfidensialitet vedrørende TOTAL sine økonomiske opplysninger og investeringsmetodikk, er det ikke gått inn med eksemplariske detaljer på hver enkel beslutningsmetode. Derimot er det ført notater underveis i samtaler og møter for å danne en helhetlig forståelse av teknikkene i bruk. Veileder har vært i bransjen i flere tiår og det tas for gitt at utgitt informasjon om selskapets investeringsbeslutning og metodikk er basert på et sterkt grunnlag med lang erfaring.

I tillegg med tanke på videre besvarelse av oppgavens problemstillinger er det viktig å danne seg et godt grunnlag av kunnskap og forståelse av de forskjellige metodikkene i selskapet og hvordan dem brukes i praksis.

1.3.2 «Forslag til ny metodikk?»

I samarbeid med veileder på Universitetet og eksterne veileder i TOTAL er det kommet fram til at oppgavens tyngdepunkt skal ligge på å komme opp med et forslag for håndtering av usikkerheten i investeringsanalyse for en beslutning. Metodikken som legges frem vil være av overfladisk natur og er i denne omgang kun for å sammenligne resultater, i tillegg å danne seg større innblikk i investeringsanalysens resultater. Forslaget kan gi en indikasjon om hvorvidt metodikken som foreslås er realiserbar og/eller håndterbar. Ved å samle all kunnskap tilegnet fra litteraturbeskrivelsen og samtidig gjør nytte av «first-hand» informasjon på erfaringsmessig nivå, er det da mulig å foreslå (på grovt vis) en teknikk som kan bidra til større innsikt i usikkerhetshåndtering for en type investeringsbeslutning i TOTAL, og for andre industrier med samme vilkår. Videre forskning på forslaget kan føre til positivt bidrag til ny allment metode for investeringsbeslutning i olje- og gassindustrien. Forslaget er presentert i kapittel 6.

Resultatet av dette kan i fremtiden være med å bidra til å redegjøre hvorvidt en beslutningsmetodikk påvirker det økonomiske resultat, og hvorvidt det finnes forbedringspotensial i et slikt selskap som TOTAL, og andre selskap i samme forretningsmiljø.

1.4 Oppsett

Utredningen vil hovedsakelig bestå av tre faser. Den første fasen, som innebærer kapittel 1 og 2, baserer seg på introduksjon av denne oppgavens utredning, og litteraturen bak formuleringen av problemstillingene, samt en redegjørelse av metodikken som er blitt brukt for løsning av problemstillingene. Den andre fasen vil bestå av 2 deler. Den første delen vil inneholde en presentasjon av avgjørende usikkerhetsfaktorer når en type investeringsbeslutning skal foretas. I tillegg presenteres hele verdikjeden for det aktuelle selskapet og bransjen for oversiktens skyld. Den andre delen vil ta for seg prosjektøkonomiens litteratur og teori. Her vil da de klassiske investeringsanalysene bli presentert. Fase to vil i hovedsak bestå av kapittel 3 og 4. Den tredje og siste fasen i denne utredningen vil på sin side basere seg på redegjørelsen av beslutningsverktøyene som brukes for usikkerhetshåndtering i praksis hos TOTAL. Videre vil det bli utført en caseanvendelse for et hypotetisk oljefeltprosjekt. Caseanvendelsen vil på forenklet vis basere seg på hvordan TOTAL utfører et slikt tenkt prosjekt i praksis. Via caseanvendelsen vil det bli lagt frem et forslag for usikkerhetsinkorporering for investeringsbeslutning i det hypotetiske oljefeltprosjektet som vil være tyngdepunktet i denne utredningen. Til slutt vil det bli lagt frem en fullstendig konklusjon av det som er gjennomgått og gjennomført.

1.5 Avgrensning

Avgrensning for studiet vil være innenfor prosjektøkonomiens rammer. Det vil si at utredningen er konsentrert omkring verktøyene som brukes for investeringsbeslutning under usikkerhet, og hvilken metodikk et spesifikt olje- og gasselskap, TOTAL, mener er mest hensiktsmessig å ta i bruk. Oppgaven vil i tillegg komme opp med et «bidragsverktøy» til eksisterende modell og teknikk i selskapet. Dette krever tid og ikke minst veiledning og erfaring.

Oppgaven vil ikke ta for seg historisk litteratur om investeringsbeslutningsteorier og dens evolusjon i denne utredningen. Dette kan leses separat (se for eksempel Schuyler, 1997; Galli, Armstrong og Jehl 1999; Newendorp og Schuyler, 2000) og er utelatt med tanke på litteraturhistoriens omfang. Det er likevel nevneverdig når det gjelder videre forskning på temaet som mange andre teoretikere og analytikere prøver å få bekreftet, nemlig hvorvidt det finnes en kobling mellom gode oppnådde resultater og beslutningsverktøyet.

Når det gjelder beskrivelsen av usikkerhet i oppgaven, er det tatt sikte på å utelate all form for empiriske analyser. Dette er på grunn av at tyngdepunktet i denne utredningen stiller ikke krav til redegjørelse av empiriske analyser knyttet opp til usikkerhet og usikre variabler, og er av den grunn også utelatt i fra denne utredningen. Usikkerheten som beskrives vil på den ene siden tas ut i fra eksterne veilederens råd om hva som er mest relevant i et investeringsprosjekt i olje- og gassindustri og dens effekt på type beslutningsanalyse. På den andre siden vil usikkerheten beskrevet i metodeforslaget inkorporere usikkerhet som er selv ment å være de mest kritiske, følgelig vil det også være naturlig å inkorporere disse usikkerhetene i forslaget.

I tillegg vil det bli gitt en generell innføring i Palisade @risk simuleringsmodell slik at resultatet simuleringsmodellen presenterer er relativt forståelig.

Kapittel 2 Metodikk

2.1 Introduksjon

I dette kapitlet presenteres fremgangsmåten for oppgaveutredningen. Målet er å vise til metodene som er tatt i bruk for å besvare oppgavens problemstillinger, i tillegg til at leseren skal kunne danne seg et bilde av hvordan arbeidets forløp har vært. Dette vil innebære en generell innføring av fremgangsmåten for problemløsning. Det vil også bli gitt en kort forklaring på samtaler og møter som har funnet sted. Videre presenteres en forklaring på hva caseanvendelsen vil innebære og formålet med denne. Til slutt beskrives hvorfor det er blitt valgt å bruke Palisade @risk Simuleringsmodell.

2.2 Fremgangsmåte

2.2.1 Gjennomgang av litteratur

Oppgaven tar sikte på å nå målsetningen om tilegning av så mye kunnskap som mulig. Det er derfor valgt å gå gjennom litteratur for investeringsbeslutning under usikkerhet i tillegg til utredningen om aktuelle beslutningsverktøy. Begrunnelse for dette er (slikt jeg har forstått) at det finnes mange forskjellige teorier innenfor investeringsbeslutning under usikkerhet. Derfor er det relevant å ha gjennomgått noe av litteraturhistorien for investeringsbeslutning og verktøy som brukes i et investeringsprosjekt for å kunne danne seg et godt grunnlag for oppgavens videre forløp (se Schuyler, 1997; Galli, Armstrong og Jehl , 1999; Newendorp og Schuyler, 2000; Clemen, 1999). Det er da tatt sikte på å gi et kortfattet utdrag av teoriene som er lagt til grunn for en investeringsbeslutning og teknikkene og verktøyene som har vært i bruk gjennom de siste femti årene. Dette innebærer da en gjennomgang av eventuelle relevante journaler og litteratur skrevet, og ulike teorier beskrevet av de forskjellige professorer, teoretikere, forfattere og analytikere innenfor investeringsbeslutnings og analyse. Teorien i denne utredning vil på den andre siden basere seg på uthentet informasjon fra møter og samtaler funnet sted i sammen med veilederne.

2.2.2 Samtaler og møter

Det vil bli presentert relevante spørsmål som er blitt brukt i samtaler og møter knyttet til problemstillingene, men siden det er relativt strenge retningslinjer for å opprettholde konfidensialitet i selskapet, TOTAL, vil det ikke bli lagt frem konkrete svar eller detaljer om samtaler som har funnet sted. Informasjonen som er tilegnet av samtlige samtaler og møter vil presenteres i form av helhetsforståelsen av problemstillingen og resultatet av denne utredningen. I tillegg vil det trekkes frem ulike usikkerhetsfaktorer som er lagt mest vekt på under en investeringsbeslutning. Dette er «first-hand» informasjon om hva som betegnes som en usikkerhet og hvilket av dem som er mest kritiske. Dette er emnet er gått nærmere inn på i kapittel 3. Problemstillingene er gått ut ifra dagens virkelige situasjon hos et olje- og gasselskap, kunnskap tilegnet gjennom samtaler, eksemplifisert metodikk og casestudie og teoretisk litteratur gjennomgått i denne perioden. Informasjonen som er uthentet og tilegnet i fra eksterne veileder vil ikke bare være nyttig i form av oppgavens teorigrunnlag og utredningen av denne, men også være svært nyttig da det kreves svært realistiske inputs når det skal foreslås en ny metodikk ved bruk av Palisade @risk modellsimulering hvis metodikkforslaget har som formål å lykkes. Dette er da beskrevet mer i følgende avsnitt.

2.2.3 Caseanvendelse

I samarbeid med eksterne veileder er det foreslått å gå nærmere inn på et eksempel på et investeringsprosjekt under usikkerhet. Grunnlaget for dette investeringsprosjektet vil være et hypotetisk oljefeltprosjekt med gitte antakelser underveis. Dette vil innebære og sette opp en forenklet kontantstrømmodell for det hypotetiske oljefeltet. Videre beregnes den statiske nåverdien på klassisk vis, i tillegg til at det vil bli utført sensitivitetsanalyser og «break-even» analyser som vil danne beslutningsgrunnlaget som vil stå i samsvar med TOTALs metodikk. Det tas skille mellom letefase og utbyggingsfase. Anvendelsens problemstilling konsentrer seg omkring (i denne omgang) utbyggingsfasen. Dette innebærer da kontantstrømoppstilling for en investeringskostnad for utbygging og kostnader og inntekt knyttet til videre produksjon og drift. Gjennom caseanvendelsen vil det legges frem et forslag for usikkerhetsinkorporering i modellen som er satt opp. Caseanvendelsen vil i stor grad bestå av følgende nøkkelord:

- Fiktive opplysninger
- Realistiske inputs og informasjon om fremgangsmåte

- Resultat er nåverdi (NPV)
- Etter skatt
- Inkorporering av usikkerhet
- Ny metode: Modellering og simulering
- Nytt resultat med usikkerhet inkorporert i nåverdi

Ved å sammenligne de metodene som er brukt og henholdsvis de respektive resultatene i dette hypotetiske eksemplet på et investeringsprosjekt, kan det muligens bidra til å påpeke eventuelle forbedringer og potensialet for videreutvikling og følgelig bidra til å foreslå en ny metodikk for beslutningsgrunnlaget i det aktuelle selskapet. Dette vil da eventuelt kreve ytterligere forskning på i ettertid og er diskutert og konkludert med i utredningens siste kapittel.

2.2.4 Palisade @risk Simuleringsmodell ved hjelp av Monte Carlo simulering

I kapittel 6 er det foreslått en metode som et tilleggsværktøy for investeringsbeslutningen under usikkerhet. I samarbeid med veileder med skolen er Palisade @risk Simuleringsmodell metodikken som er blitt valgt til grunn for usikkerhetshåndteringen i modellen beskrevet i forrige avsnitt. Denne simuleringsteknikken er basert på Monte Carlo simulering. I caseanvendelsen vil det bli presentert en generell innføring i hvordan verktøyet fungerer og de forutsetningene som må antas på forhånd for å kunne gjøre nytte av simuleringsmodellen. Valg av inputs i modellsimuleringen vil være basert på eget initiativ og egen mening om hvilke av de usikre variablene som er mest kritisk og mest interessant å redegjøre for. Dette er da drøftet i samarbeid med eksterne veileder. Selve gjennomførelsen av simuleringen veiledes på Universitetet. Resultatet av simuleringen vil legge frem en distribusjon, altså en sannsynlighetsfordeling av netto nåverdi for det gitte eksemplet/caseanvendelsen, og vil kunne bidra til større innblikk og oversikt i usikkerhetsbildet i en investeringsbeslutning.

2.2.5 Diskusjon og konklusjon

I sluttfasen av utredningen vil det bli lagt frem en diskusjon og en konklusjon. Denne delen vil igjen ta for seg problemstillingene beskrevet i innledningen for å beskrive hvordan dem er blitt løst gjennom denne perioden. Videre vil det bli presentert forslag (i grove trekk) om eventuelle forbedringer av

beslutningsprosedyren i selskapet. Her vil resultatene i caseanvendelsen bli diskutert og konkludert med. Til slutt blir det foreslått emner og studie for videreforskning, for å motivere og inspirere til viderestudier av optimalisering av beslutningsverktøyene som tas i bruk under usikkerhet i en investeringsbeslutning. Avslutningsvis er det henvist til profilerte aktører som i senere tid har benyttet verktøyet (som er beskrevet i metodeforslaget) i praksis. Dette kan bidra til å kvalitetsgjøre det verktøyet som er blitt anvendt i forslaget.

2.3 Forbehold og forutsetninger

Det tas forbehold om at noe av informasjonen uthentet i fra samtaler og møter med eksterne veileder er blitt noe forenklet i denne utredningen. I virkeligheten vil det være usikkerheter i nesten alle faser i en investeringsbeslutning, og det vil være umulig å håndtere alle usikkerhetene med visshet om deres konsekvenser. Likevel er det viktig å nevne at usikkerheten i en letefase vil være adskilt fra usikkerheten i en utbyggings- og produksjonsfase, og følgelig vil også investeringsbeslutningen i de to fasene være adskilt. I caseanvendelsen er det valgt å konsentrere seg om en utbyggings- og produksjonsfasen. Videre vil all usikkerhet knyttet opp til for eksempel teknologisk utvikling og makroøkonomiske og politiske faktorer samt mange andre faktorer spille sin rolle i en investeringsbeslutning og vil i virkeligheten måtte vurderes med varsomhet. Det er likevel valgt i caseanvendelsen å gjøre det slik som beskrevet i forrige avsnitt for enkelheten skyld. Dette vil på sin side ikke ha noen affekt på hovedmålet i denne utredningen. For å presisere igjen er hovedmålet med denne utredningen og legge frem et forslag for usikkerhetskåndtering i en investeringsbeslutning. Metodikkforslaget og verktøyet som brukes er vel og merke ikke av egen oppfinnelse, men er et verktøy som allerede gjøres nytte av i bransjen nå i senere tid.

Kapittel 3 Relevant teori og litteratur

3.1 Introduksjon

I dette kapitlet presenteres litteraturen som er gjennomgått i denne utredningen. Litteraturen i investeringsbeslutning er multidisiplinær og komplisert. Det er stor variasjon i emnet. Fra den matematiske siden og fra den sosiologiske er det bidratt til både det teoretiske og det empiriske i beslutningsprosessen. Det finnes et mangfold av litteratur innenfor investeringsbeslutning, og det vil være umulig å gjennomgå alt. Likevel er det nødvendig å forstå og være kritisk nok for å sikre at utredningen er forankret i litteraturen, og at utredningen vil bidra til aktuelle debatter. Det vil bli trukket frem viktige teorier innenfor investeringsbeslutning under usikkerhet. Det vil bli gitt en generell innføring i usikkerhetsbildet og i teoretisk litteratur bak usikkerhet i en type investeringsbeslutning. Avsnittene beskriver litteraturen bak de forskjellige teoriene, og teorien bak formuleringen av problemstillingene, samtidig vise til viktige faktorer som er lagt til grunn for besvarelsen av oppgaven i sin helhet.

3.2 Investeringsbeslutningsteori

3.2.1 Investeringsatferd

I lang tid har bedriftenes investeringsbeslutning vært gjenstand for intens oppmerksomhet blant akademiske forskere innen finans, næringsøkonomi, offentlig økonomi og makroøkonomi. I næringslivet er akkumulasjonen av kapital anerkjent som en genuint dynamisk prosess (Fevang, 2000). Kapitalen i selskapene øker over tid som følge av nye investeringer, samtidig som selskapene taper verdi gjennom teknologisk og økonomisk depresiering. Dynamikken i denne kapitaldannelsen er et typisk trekk ved nyklassisk teori for investeringsatferd (Fevang, 2000). De aller mest utbredte modellene for anvendte analyser tar også som regel utgangspunkt i at bedriften maksimerer egenprofitt over en lengre tidsperiode.

Empiriske analyser av investeringsatferd har etter hvert også en lang tradisjon innenfor økonomiforskningen, basert på både tidligere og senere teoretiske bidrag. I følge Mohn (2007) gir

Chirinko (1993) en omfattende oversikt over empiriske modeller og resultater fram til begynnelsen av 1990-tallet, hvor man tydelig kan se preg av todelingen mellom ulike modelleringsstrategier. På den ene side har vi anvendte nyklassiske modeller som er avledet direkte fra bedriftenes optimeringsproblem. På den andre siden har vi akselerator-modellene, hvor tidsegenskapene i datasettet blir kartlagt uten en direkte forbindelse til maksimerende atferd blant økonomiske aktører.

Det foretrekkes likevel modeller med direkte forankring i økonomisk teori. Problemet er imidlertid at denne klassen av modeller ofte gir en dårligere beskrivelse av empiriske data enn tilfellet er for de mer fleksible akselerator-modellene. Forskerne kan velge mellom fleksible statistiske modeller som er empirisk robuste, men konseptuelt sårbare på den ene siden, og strukturelle modeller med et godt teoretisk fundament, men med svakere datamessig grunnlag og prediksjonskraft på den andre.

Tidlig på 1980-tallet fikk den akademiske interessen for investeringsatferd ny vind i seilene, da flere studier innarbeidet en typisk asymmetri i investeringsbeslutningen. Mange typer investeringer er ugjenkallelige; når beslutningen er tatt, er det ingen vei tilbake. Bare å ha muligheten til å investere har derfor en egenverdi, og denne verdien refereres til som en realopsjon. Dixit og Pindyck (1994) gir en god oversikt over realopsjoner i teorier om irreversible investeringer. Et poeng fra litteraturen som må påpekes er at en økning i usikkerheten rundt investeringsbeslutningen også vil øke verdien av å vente med å investere. Dette tilsier i så fall at økt usikkerhet gir en utsettelse av investeringer. I følge Mohn (2007) støtter de fleste empiriske studier av investeringsatferd hypotesen om en negativ sammenheng mellom investeringer og usikkerhet (Carruth, Dickerson og Henley, 2000).

Det er imidlertid flere nyanser av forholdet mellom investeringer og usikkerhet. Det kan foreksempel vises til nyere teori om realopsjoner i investeringsprosessen som understreker at flere opsjoner er involvert enn den umiddelbare venteopsjonen. Beslutningen om å investere vil på sin side riktignok innebære at man oppgir en venteopsjon. Men kompensasjonen består ikke bare av nåverdien fra det aktuelle prosjektet, men også av tilgang til nye vekst- og utviklingsmuligheter. Verdien av alle disse opsjonene vil bli hevet på grunn av økt usikkerhet. Med slike sammensatte opsjoner er det ikke mulig å utelukke en positiv sammenheng mellom investeringer og usikkerhet (Mohn, 2007).

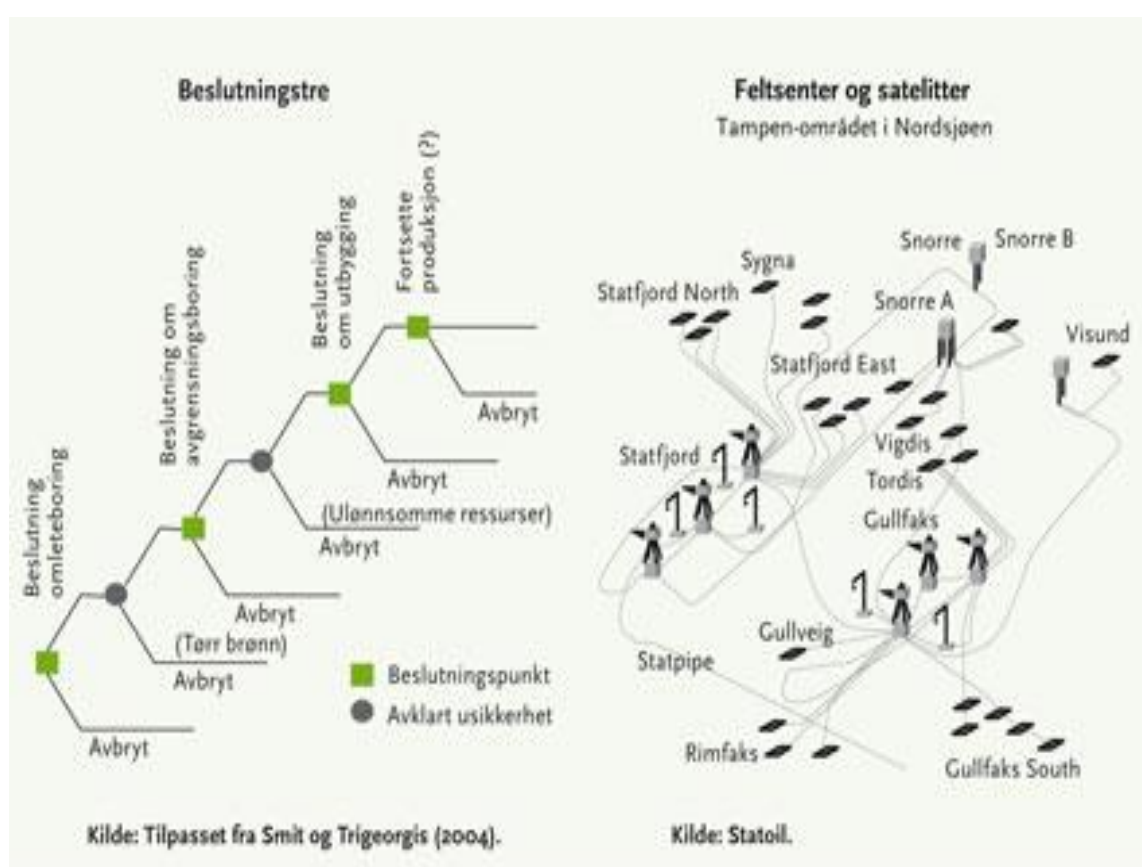
Ferske forskningsbidrag viser at verdien av og vente kan undergraves i et investeringskappløp mellom selskaper i ufullkommen konkurranse (Mohn, 2007). «Spillteori» anvendes i disse arbeidene for å beskrive det strategiske samspillet mellom selskaper som konkurrerer om de samme investeringsmulighetene. Konklusjoner fra disse bidragene påpeker at det å være først kan innebære at man oppnår verdifulle muligheter på bekostning av konkurrentene. Aggressive investeringer kan i så fall ha en egenverdi, som igjen kan dominere opsjonsverdien av å vente. Slike mekanismer styrker

sannsynligheten for at sammenhengen mellom investeringer og usikkerhet kan vippe i positiv retning. Uansett vil ikke investeringsteorien gi et klart svar når det gjelder virkningen av usikkerhet på investeringslysten. Det er derfor påkrevd med anvendte studier av data for å fastslå hvordan sammenhengen er i virkeligheten.

En annen retning i forskningen har konsentrert seg om betydningen av finansielle faktorer for investeringsutviklingen. Konklusjonen for Chirinkos (1993) litteraturoversikt sier nemlig at pris- og volumvariabler knyttet til framtidig inntjening ser ut til å spille en langt viktigere rolle for investeringene enn forhold som skatt, renter og leiepriser for kapital. Pris- og volumusikkerhet er gått nærmere inn på i de neste avsnitt.

Ufullkommen konkurranse og sammensatte opsjoner har vesentlig relevans for olje- og gassindustrien. Fra Figur VI (venstre halvdel) vises det at utviklingen av et olje- og/eller gassfelt kjennetegnes ved sekvensielle investeringsbeslutninger, lang investeringshorisont og omfattende investeringer i anlegg og infrastruktur for produksjon og transport. En plattforminvestering i Nordsjøen er på mange måter ugjenkallelig og aktualiserer teoriene for irreversible investeringer.

[Figur VI Sammensatte opsjoner i olje- og gassindustrien](#)



Etableringen av et nytt produksjonsområde innebærer samtidig grunnlagsinvesteringer i området. Dette kan redusere terskelen for videreutvikling i det samme området. Ut i fra Figur 4 (høyre halvdel) er det gjengitt en oversikt over produksjons- og transportanlegg i Tampen-området i Nordsjøen. Statfjord- og Gullfaksutviklingen på 1980-tallet, dannet et grunnlag for videreutvikling av tilstøtende felt og satellitt utbygginger i hele området. Umiddelbar realisering er kanskje ikke mulig, men kan bli utløst når betingelsene ligger til rette.

3.2.2 Beslutning under usikkerhet

Det finnes en rekke teoretiske litteraturer som beskriver usikkerhetsbildet i en investeringsbeslutning, og det er mange teoretikere som er uenige, og eller enige om at risiko og usikkerhet har lik definisjon (se Figur VII på neste side). Det er valgt og ikke gå dypere inn i presentasjonen av disse, likevel er det verdt å nevne at det kan virke som om de forskjellige lederne har vidt forskjellig synspunkt på håndtering av risiko og usikkerhet i forretningssituasjoner i industrien. Noen vil bruke en mer analytisk fremgangsmåte for å beskrive usikkerheten, mens andre tilsynelatende håndterer usikkerheten på en intuitiv basis.

På den akademiske siden er det også presentert mange forslag til tolkningen av risiko og usikkerhet, men det er fremdeles ikke kommet frem til en enighet for grunnlaget av definisjonen og tolkningen av risiko og usikkerhet (Lipshitz og Strauss, 1997). De forskjellige definisjonene av usikkerhet og risiko, samt hvordan disse tolkes av de forskjellige akademikerne og beslutningstakerne kan studeres nærmere utenom denne utredningen (se på for eksempel Lipshitz og Strauss, 1997; Goodwin og Wright, 2004; Newendorp og Schuyler, 2000).

Figur VII Tolkning av risiko og usikkerhet

AUTHORS	TERM	CONCEPTUALISATION
1. Anderson <i>et al.</i> (1981)	Uncertainty	A situation in which one has no knowledge about which of several states of nature has occurred or will occur
2. Anderson <i>et al.</i> (1981)	Uncertainty	A situation in which one knows only the probability of which several possible states of nature has occurred or will occur
3. Anderson <i>et al.</i> (1981)	Risk	Same as (1)
4. Anderson <i>et al.</i> (1981)	Risk	Same as (2)
5. Humphreys and Berkley (1985)	Uncertainty	The inability to assert with certainty one or more of the following: (a) act-event sequences; (b) event-event sequences; (c) value of consequences; (d) appropriate decision process; (e) future preferences and actions; (f) one's ability to affect future events
6. Lathrop and Watson (1982)	Risk	Potential for deleterious consequences
7. Lathrop and Watson (1982)	Uncertainty	Lack of information available concerning what the impact of an event might be
8. MacCrimmon and Wehrung (1986)	Uncertainty	Exposure to the chance of loss in a choice situation
9. Harrison (1995)	Risk	A common state or condition in decision-making characterised by the possession of incomplete information regarding a probabilistic outcome.
10. Harrison (1995)	Uncertainty	An uncommon state of nature characterised by the absence of any information related to a desired outcome.
11. Spradlin (1997)	Risk	The possibility of an undesirable result
12. Holmes (1998)	Risk	A situation which refers to a state where the decision-maker has sufficient information to determine the probability of each outcome occurring.
13. Holmes (1998)	Uncertainty	A situation where the decision-maker can identify each possible outcome, but does not have the information necessary to determine the probabilities of each of the possibilities.
Kilde Lipshitz og Strauss, 1997)		

Når det gjelder usikkerhet er det ett spørsmål som vil være relevant til beslutningstaking i investeringsprosesser og som vil ha betydningen for denne utredning:

«Hvordan beslutningstakerne takler risiko og usikkerhet i en investeringsbeslutningsprosess?»

Ved å besvare dette spørsmålet vil det være mulig å danne seg et bilde på hvordan beslutningstakerne håndterer usikkerheten ved bruk av beslutningsverktøyene som er tilgjengelig i industrien. Dette vil bidra til å besvare *problemstilling 1* som var presentert i innledningen.

«Beslutningstakerne bruker forskjellige strategier for å takle de forskjellige typene av usikkerhet». (Lipshitz og Strauss, 1997)

I den empiriske delen av beslutningsteorilitteraturen er det lagt frem forslag og hypoteser til empiriske bevis (på svakt grunnlag) når det gjelder beslutningstakernes tolkning og holdning til risiko og usikkerhet (Lipshitz og Strauss, 1997). Men det er likevel begrenset bevis om beslutningstakeren tolkning av risiko og usikkerhet har en affekt på modellene eller mekanismene som er brukt for å håndtere risiko og usikkerhet (Lipshitz og Strauss, 1997).

Smithson 1989 (på side 153) konstaterte følgende for å takle risiko og usikkerhet:

«Først, reduser ignoranse så mye som mulig ved å tilegne full informasjon og forståelse... For det andre oppnå så mye kontroll og forutsigbarhet ved å lære å respondere hensiktsmessig til omgivelsene... Til slutt, hvor ignoranse er ureduserbar, må usikkerheten behandles statistisk.»

Som Smithson (1989) argument beskriver ovenfor vil beslutningstakere og ledere av organisasjonene måtte ta mange vanskelige beslutninger i sine forretningsområder. Likevel er de mest utfordrende beslutninger som må tas relatert til valg av ulike alternativer for investeringsmuligheter av kapital (Hertz, 1979). Beslutningstakerne i slike situasjoner må gjøre et valg om å investere et fast beløp (i dag) i bytte mot en usikker strøm av fremtidige utbetalinger. I oljeindustrien må beslutningstakerne i et selskap for eksempel investere i leting under håp om å finne nye verdifulle oljereserver. Beslutningstakerne for produsentene må investere i nye fasiliteter og utstyr i håp om å effektivisere produksjonen i fremtiden og redusere produksjonskostnader. Farmasøytiske beslutningstakerne velger å investere i forskning og utvikling i håp om å utvikle et nytt legemiddel. En faktor som går igjen hos alle beslutningstakerne og ledere er at dem investerer inn i det uvitende. Usikkerheten knyttet opp til et investeringsprosjekt er avgjørende når det gjelder en type investeringsbeslutning. Med andre ord vil det med god sannsynlig forekomme feil vurderinger. Ofte er det slik at det oppstår kompleksitet og usikkerhet i en investeringsbeslutning. Kompleksitet i denne sammenheng beskrives som valget av de alternative fremgangsmåtene som beslutningstakeren har å velge mellom. For eksempel vil en beslutningstaker i oljeindustrien måtte ta valget mellom å bore en ytterligere avgrensingsbrønn, flere seismikk analyser for mer informasjon eller rett og slett begynne utbygging for produksjon. Usikkerhet finnes i alle typer investeringsbeslutning, men er spesielt relevant til investeringer hvor konsekvensene er svært viktige for organisasjonen. Videre vil vanligvis beslutningstakerne oppfylle flere av sine mål samtidig i sine investeringsbeslutninger og vil føre til et nødvendig kompromiss mellom avkastning og risikoen beslutningstakeren er villig å ta på seg. I

følgende avsnitt skal vi ta for oss hva som menes med usikkerhet og redegjøre for usikkerheten i et investeringsprosjekt i olje- og gassindustri.

3.3 Usikkerhet i olje- og gassvirksomhet

3.3.1 Generelt

Usikkerhet og risiko er begrep som ofte brukes, og i mange sammenheng, men det er likevel vanskelig å kunne gi en eksakt definisjon av hva begrepet beskriver best mulig. Det er fordi alle en gang har opplevd usikkerhet, og den subjektive tolkningen av begrepet er derfor stor. Usikkerhet og risiko i olje- og gassinvesteringer spiller en betydelig rolle når beslutninger om investering skal foretas. Men det er klare skiller mellom usikkerhetene. På ett nivå vil det globale og regionale reservepotensialet være påvirket av geologisk usikkerhet (risiko under bakken). På et annet nivå er det usikkerhet omkring tilgjengeligheten og tilgang til de gjenværende reservene, regulatoriske og markedsforhold (risiko over bakken). I stor grad er disse risikofaktorene spesifikke for olje- og gassinvesteringer, og vil derfor og måtte være adressert eksplisitt i empiriske vurderinger.

Situasjonen i dag i forhold til reservesituasjonen er at markedsorienterte provinser innenfor olje- og gassindustrien, som USA, Canada, Storbritannia og Norge vil måtte forholde seg til stadig uttømte reserver. Flertallet av den globale olje- og gassreservene er lokalisert utenfor OECD-området, og derfor har leting- og utviklingsaktiviteter gradvis skiftet retning mot det ressursrike regionene i verden (for eksempel Russland, Latin-Amerika... osv), som vil introdusere en rekke nye utfordringer i form av usikkerhet og risiko for vestlige olje- og gasselskap.

Det vil alltid være en rekke usikkerhetsfaktorer og risikoelementer ved investeringer i olje- og gassindustrien. Disse usikkerhetsfaktorene reduseres eller elimineres etter hvert i løpet av prosjektets levetid. Usikkerhetsfaktorene kan primært deles inn i fire grupper; geologiske usikkerhetsfaktorer; teknologisk usikkerhet; usikkerhet i markedsforholdene; og usikkerhet knyttet opp til offentlige reguleringer. Usikkerheten i denne utredningen er avgrenset til de usikkerhetsfaktorene som menes å være de mest kritiske for investeringsbeslutningen innen for prosjektøkonomi. I de neste avsnittene vil det presentert en kort forklaring på de forskjellige generelle usikkerhetsfaktorene som er knyttet opp til et olje- og gasselskap og en mer utdypende redegjørelse av de faktorene som er ment å ha mest betydning i en investeringsbeslutningsprosess.

3.3.2 Prissikkerhet

En av de viktigste faktorene som påvirker petroleumsindustrien er olje- og gassprisen.

«Vi mener det er umulig å forutse nivåene på oljeprisen i markedet»,

siterer Torbjørn Kjus i DNB Markets¹.

«Det eneste som er sikkert, er at oljeprisen er ustabil»,

siterer Øystein Noreng, professor i petroleumsøkonomi og ledelse ved BI handelshøyskole². Det er allment anerkjent at det er umulig å forutse fremtidige oljepriser, likevel har vi kunnskap om ulike faktorer som påvirker oljeprisen. Først av alt er oljeprisen bestemt av tilbud og etterspørsel. Oljekontrakter blir «trade» i New York Merkantile Exchange og ved International Petroleum Exchange. I ulike institusjoner, regjeringer i oljeeksporterende land, bedrifter, den globale økonomi, forventninger og uventede hendelser som naturkatastrofer og værforhold har alle potensialene til å kunne påvirke nivåene på oljeprisen. I følgende avsnitt gis en kort oppsummering av de viktigste faktorene som påvirker tilbud og etterspørsel av olje og gass.

OPEC³ er en internasjonal handelsorganisasjon bestående av oljeeksporterende land. OPEC ønsker å sikre stabilisering av oljemarkedet for å sikre en effektiv, økonomisk og regelmessig tilførsel av petroleum til forbrukerne, en jevn inntekt til produsentene og en rimelig avkastning på kapitalen til de som investerer i olje industrien. OPEC kontrollerer omlag to-tredeler av verdens oljereserver, og representerer ca 35 % av oljeproduksjonen på verdensbasis (se www.opec.org). Ideen er å samordne produksjonen for å kunne styre tilbudet av olje. OPEC har vært kjent for å ha god kontroll over nivåene på oljeprisen. Dette var for eksempel demonstrert i 1973 da OPEC stoppet leveransene av råolje til vesten, noe som resulterte i en dramatisk økning i oljeprisen fra \$ 3/fat til \$ 12/fat. Men OPECs makt har blitt redusert etter funn av olje i Mexicogolfen, Nordsjøen og åpningen av Russland.

Andre faktorer som påvirker oljetilbudet er regelverket og retningslinjer fastsatt av myndighetene som innehar olje- og gassreservene. Miljøspørsmål som klimaendringer, frykten for å ødelegge andre næringer (for eksempel fiskeriindustrien) og bevaring av naturen kan skape mindre leting- og mindre produksjon av olje og gass med tiden som går. Videre kan naturkatastrofer som orkaner og andre

¹ http://www.orapp.no/nyheter/pris_og_rente/-umulig-a-spa-oljeprisen/

² <http://www.hegnar.no/article81075.ece>

³ Organisasjonen av oljeeksporterende land (engelsk: Organization of the Petroleum Exporting Countries)

typer ekstreme værforhold ødelegge produksjonsanlegg og tvinge dem til «shut down». Dette kan skape lavere tilførsel av olje. Med lavere tilbud vil det føre til høyere nivå på oljeprisen.

Etterspørselssiden av olje og gass er like viktig. I Verden, med Kina i førersetet, har i løpet av de siste årene opplevd en global økonomisk boom. Som nevnt tidligere er det fremtidige forventninger om høy etterspørsel etter energi. Dette brakte oljeprisen til historiske nivåer i løpet av sommeren 2008 (\$ 143/fat 11.juli 2008)¹. Veksttempoet i den globale økonomien påvirker sterkt etterspørselen etter olje og gass. Mange ting har skjedd med den globale økonomiske situasjonen (for eksempel i siste halvdel av 2008). Aksjemarkedene og boligmarkedene stupte i hele verden, og store banker og finansielle institusjoner gikk konkurs. I mai 2009 var verden overfor finanskrisen og hadde lave forventninger til fremtidig vekst og utvikling. Dette reduserte oljeprisen til cirka 55\$/fat på den tiden. Med årene etter finanskrisen har markedet stabilisert seg igjen og vi er i en ny fase med høy etterspørsel etter energi, og er i en periode med vekst og utvikling i hele verden. Det er flere kilder som venter en høyere og mer stabil oljepris i fremtiden sammenlignet med dagens nivå på oljeprisen². Oljeprisen er i skrivende stund på cirka 95\$/fat.

I caseanvendelsen i kapittel 7 er det lagt frem en metode for investeringsanalyse ved å inkorporere prisusikkerheten inn i modellen. Resultatet viser at oljeprisen påvirker lønnsomheten og netto nåverdi i stor grad i investeringsprosjektet. Det er lagt vekt på at oljeprisen vil ha en lineær stigningsgrad med fast prosentvisøkning for hvert år av oljefeltprosjektet. Som antydnet ovenfor er dette i utgangspunktet urealistisk med en konstant stigning av oljeprisen, men for enkelthetskyld er beregningen i anvendelsen utført slik.

I de neste avsnittene skal vi gi en kort oppsummering på andre viktige og kritiske usikkerhetsfaktorer som kan påvirke investeringsbeslutningen. Disse usikkerhetsfaktorene er ikke tatt med i beregningen i caseanvendelsen, men er viktig å ha nevnt dem med tanke på deres betydelige rolle på investeringsbeslutningen, og innvirkning på resultatet i mer eller mindre grad.

3.3.3 Teknologisk usikkerhet

Med tiden som går vil leteaktiviteter føre til oppdagelse av nye petroleumsreserver i nye og gamle områder. Eksisterende og fremtidig teknologi gjør det mulig å iverksette og gjennomføre prosjekter i ukjente områder med svært vanskelige forhold. Eksempler på dette inkluderer

¹ <http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/hist/rbrteD.htm>

² <http://www.hegnar.no/analyser/aksjetips/article685914.ece>

petroleumsproduksjon i arktiske områder, på dypere havnivå og mer komplekse utbygging- og utviklingskonsepter og løsninger. I nyskapende og banebrytende prosjekter representerer teknologien en kritisk usikkerhetsfaktor hvor ny teknologi og nye konsepter spiller en betydelig rolle.

Investeringer i teknologi og mulighet for feil og forsinkelser gjør teknologien til en svært viktig usikkerhetsfaktor.

3.3.4 Usikkerhet rundt kostnader og inflasjon

Nivået på investeringer og medfølgende driftskostnader (opex = operational expenditure) er andre faktorer som representerer usikkerhets i petroleumsindustrien. Høyt nivå på oljeprisen fører dermed også til høy aktivitet i bransjen. Høy etterspørsel etter faglært arbeidskraft og petroleumsrelaterte tjenester driver opp kostnadsnivået i bransjen. Et høyt kostnadsnivå vil igjen påvirke prosjektenes lønnsomhet. Ifølge Emhjellen, Emhjellen og Osmundsen (2002), kan man forvente at kostnadsoverskridelser har samme sannsynlighet som fullførelsen av prosjekter som er under kostnadsanslaget. Men forfatterne argumenterer for at observasjoner klart indikerer en overrepresentasjon av kostnadsoverskridelser. Dette er muligens en konsekvens av to valgforskjeller:

- For det første: valg av prosjekt; det er vanligvis slik at prosjektene med de mest optimistiske interne kostnadsberegninger som blir forfulgt av investorer og investorfirmaer fast.
- For det andre: valg av anbud; konkurranse sørger for at anbud med pessimistiske og realistiske kostnadsanslag blir utelukket.

Forfatterne diskuterer viktigheten av nøyaktige kostnadsestimater og implikasjonen av disse estimatene på investeringsbeslutninger. Forfatterne peker også på en alternativ statistisk tilnærming for å estimere forventede kostnader. Artikkelen peker på Statoil og Norsk Hydro (på artikkelens tidspunkt var det de to store norske oljeselskapene, i dag er de et fusjonert selskapet Statoil ASA), ved å bruke et 50/50 (median) capex (kapitalutgifter) for prosedyren av kostnadsestimering. På grunn av statistiske egenskaper, vil denne metoden undervurdere kostnader og kan føre til dårlige investeringsbeslutninger. Forfatterne hevder i tillegg at kostnadsanslagene bør antas å være asymmetrisk og ikke symmetrisk. Usikkerhet om inflasjon over lange tidshorisonter skaper vanskeligheter i å kunne estimere reelle, fremtidige nivåer av inntekter og kostnader. Nivået på inflasjonen bør vurderes i investeringsanalysen og verdsettelsen av utbyggingen av et olje- og gassfelt.

3.3.5 Volumusikkerhet

En annen usikkerhetsfaktor er den nøyaktige mengden utvinnbare petroleumsreserver i olje- og gassfelt. Petroleumsreservene er prognosert av seismiske undersøkelser og leteboring. Beregninger og prediksjoner er gjort på grunnlag av disse resultatene. Feil og usikkerhet kan være til stede i disse beregningene. Den faktiske mengden av utvinnbare reserver kan vise seg til å være mindre enn det som er forventet. Prediksjoner om produksjonsrater er underlagt den samme usikkerheten som prediksjoner om mengden petroleum i reservene. Det karakteristiske til petroleumsreservoarer og trykket i produksjonsbrønnene vil påvirke produksjonsrater. Forutsigelser og beregninger om totale utvinnbare reserver og produksjonsrater er viktige inndatafaktorer i verdsettelsen av olje- og gassfeltutbygginger. Feil inndata kan føre til dårlige investeringsbeslutninger og ulønnsomme prosjekter.

3.4 Usikkerhet rundt tidsspørsmålet

Olje og gass feltutbygginger er ofte preget av lange tidshorisonter. Ekofisk var det første oljefeltet å bli oppdaget på norsk sokkel. Feltet, som er en av de største på norsk sokkel, begynte å produsere i 1971 og vil fortsette å produsere olje og gass fram til 2025-2030¹. Gyda startet produksjon i 1990 og vil fortsette å produsere inntil 2030². Statfjord, det største oljefeltet på norsk sokkel, startet produksjon i 1979 og vil fortsette å produsere inntil 2020³. Lange tidshorisonter påvirker usikkerheten i variabler som påvirker lønnsomheten av prosjekter. I tillegg vil verdsettelsen av inntekter og kostnader i en fjern fremtid innebære utfordringer med hensyn til valg av riktig diskonteringsrente. Vi vil i denne utredningen ikke gå lenger inn på usikkerheten rundt tidsspørsmålet, men er viktig å ha nevnt i sammenheng med realopsjonsteori (som vi var så vidt borti tidligere i utredningen) som er en av metodikkene som tar for seg usikkerheten rundt tidsbegrepet av når en investering skal foretas.

¹ <http://energilink.tu.no/leksikon/ekofisk.aspx>

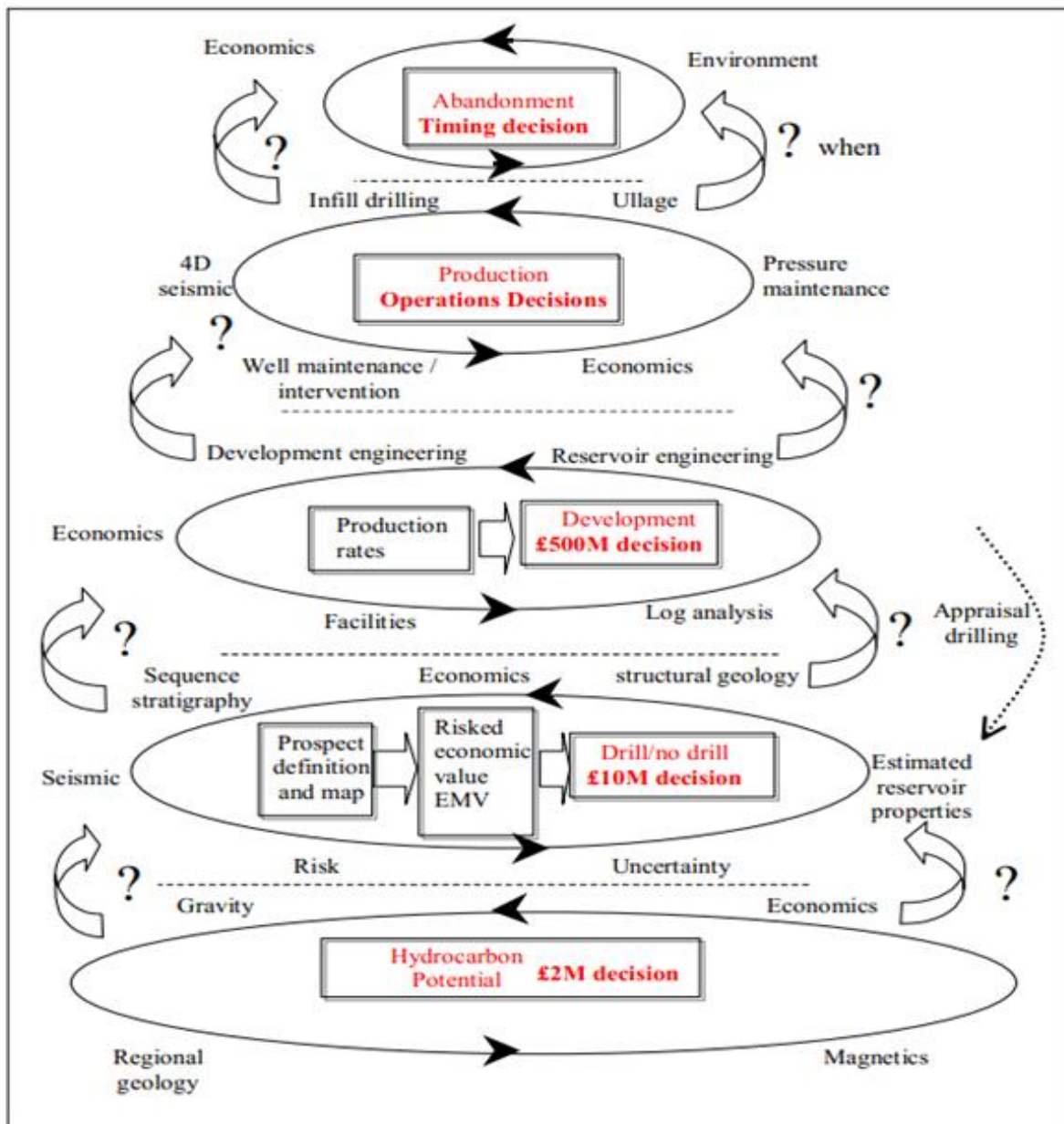
² http://petro.no/modules/module_123/proxy.asp?D=2&C=14&I=11060

³ <http://energilink.tu.no/leksikon/tampen%20link.aspx>

3.5 Usikkerhet i økonomisk analyse

En generell oversikt for prosessene i olje- og gassindustri er illustrert i Figur VIII nedenfor.

Figur VIII Olje- og gassindustrien: et flertrinns beslutningsprosess



Kilde: Fiona Macmillan 2000

Ved å studere Figur VIII nøyerer er det åpenbart at beslutningsprosessen i et investeringsprosjekt for et olje- og gasselskap er meget komplisert. Likevel trekker figuren frem viktige karakteristikk som en investeringsbeslutning er påvirket av. Her er det mulig å danne seg et bilde av risikoen og usikkerheten knyttet opp til den aktuelle investeringsbeslutning. Figuren indikerer poenget hvorvidt et investeringsprosjekt bør forsette eller avsluttes. Når et selskap foreksempel vurderer å bore en

ytterligere avgrensingsbrønn, trengs det å produsere et overslag over de totale utvinnbare reservene fra feltet. Dette brukes da som inndata til den økonomiske analysen. Den økonomiske analysen vil da modellere kontantstrømmen gjennom prosjektets levetid inkludert en prediksjon av når feltet vil bli forlatt/avsluttes og de estimerte kostnadene.

I likhet med andre industrier som den farmasøytiske industrien og flyindustrien er olje- og gassindustrien preget av lange tilbakebetalingsperioder. I kapittel 4 er det nevnt at tilbakebetalingperioden er definert ved tiden (i år) det tar før den kumulative estimerte kontantstrømmen er lik investeringskostnaden (se Figur XIII i kapittel 4). I olje- og gassindustrien er denne perioden typisk på ti til femten år. I Nordsjøen foreksempel er det et gjennomsnittlig gap på syv år mellom letefasen og utbyggingsfasen for produksjon. Det tar enda tre eller fire år før oljen faktisk er blitt produsert og oljefeltene produserer i rundt tjueår før de blir forlatt. (Det skal være sagt at respektive ledetiden for de enkelte fasene er for øyeblikket redusert gjennom et bredere innsyn i infrastrukter og teknologi.) De fleste viktigste kostnadene eller utgående kontantstrømmer påløper i de årene hvor det fortsatt er leteaktivitet og utbyggingsaktivitet i et prosjekt, mens inntektene er spredt over den aktive produktive levetiden til feltet. Dette gjør økonomisk modellering svært vanskelig siden ved hvert investeringsbeslutningspunkt som indikert er i prosesskartet i figur VIII må estimatene bli generert over et toårigt årsperspektiv som kan i enkelte tilfeller være betydelig inkorrekt, da noen av variablene som de økonomiske modellene er basert på er notorisk volatile, foreksempel oljepris og inflasjon hvor det er knyttet svært stor usikkerhet til prediksjonen av disse. I tillegg betyr dette at det er kritisk at diskonterte kontantstrøm teknikker er adoptert inn i en investeringsvurdering (Simpson, G. S., Lamb, F. E., and J. H. Finch, 2000). Den mest anerkjente verktøy som bruker diskonterte kontantstrøm som basis er nåverdimetoden også kalt NPV (dette er beskrevet i kapittel 4). Andre litteratur som tar for seg NPV som kan være av interesse er for eksempel Atrill (2000) og Brealey, Myers og Allen (2011).

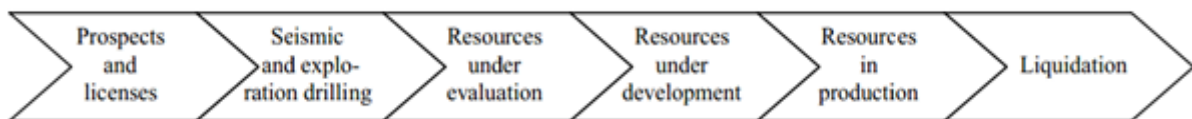
3.6 Verdikjedeanalyse i petroleumsvirksomhet

3.6.1 Generelt

For å kunne forstå investeringsbeslutninger i petroleumsvirksomheten kreves det en forståelse av næringens verdikjede. Konseptet av verdikjeden er å gjenkjenne og undersøke alle aktiviteter som

For å forstå investeringsbeslutninger i oppstrøms petroleumsvirksomhet kreves det forståelse av næringens verdikjede. Konseptet av verdikjeden er å gjenkjenne og undersøke alle aktiviteter som utføres i et firma eller i en bransje. Ved å gjøre dette, bør det være mulig å fastslå grunnlaget for konkurransefortrinn (Porter, 1985). Evaluering av konkurransefortrinn i petroleumsvirksomhet er ikke omfanget av denne oppgaven, men verdikjedeanalysen kan brukes i forhold til å forstå hvordan prosjektene i petroleumsindustrien er strukturert. De neste avsnittene utdyper de ulike aktivitetene i bransjen (se Figur IX), hvor det er lagt vekt på hvor og hvordan investeringsbeslutninger foretas.

Figur IX Verdikjede i petroleumsvirksomheten



Kilde Gjul og Ringvold 2006

3.6.2 Prospekt og lisenser

I denne delen vil litteraturen basere seg på en norsk tilnærming, relatert til det juridiske rammeverket og prosedyrer på norsk kontinentalsokkel. Petroleumsvirksomheten på norsk sokkel er regulert av Olje- og energidepartementet på vegne av den norske regjering. Oljeselskapene som opererer på norsk sokkel må stå i samsvar med eksisterende lovverk. Petroleumsloven (lov av 29. november 1996 nr. 72 om petroleumsvirksomhet) gir den juridiske rammen for lisenssystemet som regulerer norsk petroleumsvirksomhet, inkludert leting, produksjon og transport av petroleum.

Geografiske områder med potensialet for petroleumsressurser, må først godkjennes av myndighetene før en eventuell petroleumsaktivitet kan finne sted. Når de spesifikke leteområdene er godkjent, arrangerer regjeringen en konsesjonsrunde hvor interesserte oljeselskaper kan søke på områdene de finner interessante (se nylig 22.lisensrunde på norsk kontinental sokkel)¹.

Disse områdene kalles for blokker. Foreksempel har Olje- og energidepartementet i skrivende stund sendt forslag om blokker til utlysning i 22. konsesjonsrunde ut på offentlig høring. Forslaget

¹ <http://www.oslobors.no/Oslo-Boers/Om-oss/Nyhetsbrev/2011/Nr.-4-2011/22.-lisensrunde-paa-norsk-sokkel-kort-omtildelingsregimet>.

inkluderer totalt 86 blokker fordelt på 72 blokker i Barentshavet og 14 blokker i Norskehavet¹. Interesserte oljeselskaper kan søke individuelt eller i grupper. Utvinningstillatelser tildeles på grunnlag av upartiske, objektive, ikke-diskriminerende og publiserte kriterier og krav som teknologisk og driftskompetanse, finansiell styrke, geologisk tolkning og relevant erfaring. Olje- og energidepartementet setter sammen en gruppe av selskaper for hver lisens, eller gjør justeringer i grupper på dem som har sendt inn en felles søknad. Én operatør er ansvarlig for den daglige aktiviteten i feltet etter vilkårene i tillatelsen.

Lisenser inneholder både rettigheter og plikter. Det gir lisensinnehaverne en eksklusiv rett for å undersøke, letebore og utvinne petroleum innenfor et gitt geografisk område innenfor en angitt tidsperiode opp til ti år. Rettighetshaverne har eiendomsrett til petroleumen som er oppdaget i denne perioden. Hver lisens inneholder også en bestemt arbeidsforpliktelse som må bli møtt av innehaverne i en spesifisert tidsperiode. Disse forpliktelsene kan omfatte oppkjøp og undersøkelser av seismiske data og/ eller leteboring. Hvis alle rettighetshaverne er enige, kan lisensen tilbakeleveres til regjeringen etter at pliktarbeidet er blitt oppfylt.

Beslutninger i prospekt- og lisensfasen involverer å søke/ ikke søke på spesifikke lisenser. Det må tas hensyn til ressursinvesteringer som forekommer ved oppkjøp av seismiske data og undersøkelser, og/ eller leteboringer for å oppfylle forpliktelser i lisensen. Ved å søke på en lisens, er selskapet eller selskapene enige om å foreta investeringer som kan eller ikke kan avdekke lønnsomme petroleumsressurser.

3.6.3 Seismikk og leteboring

Resultater og tolkninger av seismiske undersøkelser fra områder med potensielt lønnsomme petroleumsressurser, er avgjørende når et selskap skal beslutte om det bør starte leteboring eller ikke. Leteboring kan allerede være forpliktet i lisensen, og må gjennomføres uavhengig av seismiske undersøkelser som utført. Hvis leteboring er frivillig, må selve innehaveren av lisensen bestemme seg for å bore eller ikke å bore. Leteboring er anerkjent for høye kostnader og høy risiko ved å bore et tørt hull.

¹ <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/pressesenter/pressemeldinger/2012/forslag-til-blokker-i-22-konsesjonsrunde.html?id=677413>

3.6.4 Ressurser under evaluering

Målet med leteboring er å kartlegge tilstedeværelsen av petroleumsressursene, størrelsen på reservoaret og kvaliteten av reservene. Disse indikatorene avgjør om et prosjekt bør tas til neste stadium, som er utvikling og utbygging. Innehaverne av lisenser må ta beslutninger om videre leteboring, vente, oppgi/forlate eller utvikling og utbygging av feltet. En endelig beslutning om utbygging bør inkorporere økonomiske, teknologiske og miljømessige hensyn. All risiko og usikkerheter som er nevnt og beskrevet i dette kapitlet bør vurderes. Beslutning om olje- og gass feltutbygginger kaprer både økonomiske ressurser og arbeidskraft i selskapet i en lang tidshorison, og burde gis stor oppmerksomhet.

3.6.5 Ressurser under utvikling

En beslutning om å utvikle et olje- og gassfelt innebærer at investeringer i produksjonsanlegg, nødvendig utstyr og infrastruktur må foretas. Hvis feltet er lokalisert nær andre felt, kan det være mulig å dra nytte av eksisterende infrastruktur og fasiliteter. Spørsmålet om transport av petroleumsressurser til raffinerier og forbrukere må løses og skaleres etter størrelsen av feltet. Prosessen med å utvikle, engineering, bygging og installasjon av teknologiske og praktiske løsninger kan være tidkrevende. Dette resulterer i en periode med høye investeringer og negative kontantstrømmer. Denne perioden etterfølges (forhåpentligvis for de gjeldende selskapene) av positive kontantstrømmer ettersom produksjonen er kommet i gang (se caseanvendelsen i kapittel 6).

3.6.6 Ressurser i produksjon

En normal produksjonsprofil innebærer en høy produksjon i begynnelsen av feltets levetid. Etter en periode begynner produksjonen å avta, og fortsetter å falle fram til slutten av feltets levetid (se caseanvendelsen i kapittel 6 og reelle produksjonsbaner av felt i vedlegg). Ulike utbyggingsløsninger og produksjonsrater kan gi ulike profiler for produksjonsmetodene. Ettersom feltet blir eldre, blir det brukt forskjellige teknikker for å opprettholde så høy produksjon som mulig. Dette resulterer ofte i økende marginale kostnader og synkende fortjeneste per fat olje. Beslutningen om «shutdown» og å oppgi feltet bør gjøres på grunnlag av de totale resterende utvinnbare reserver, produksjonsrater og

priser, olje prisnivåer, kostnadene ved avvikling og alternative investeringsmuligheter og mulighetene for ressursallokering. Når produksjonskostnadene tilsvarer prisen på olje, burde produksjonen stenges ned, og selskapet burde forlate feltet.

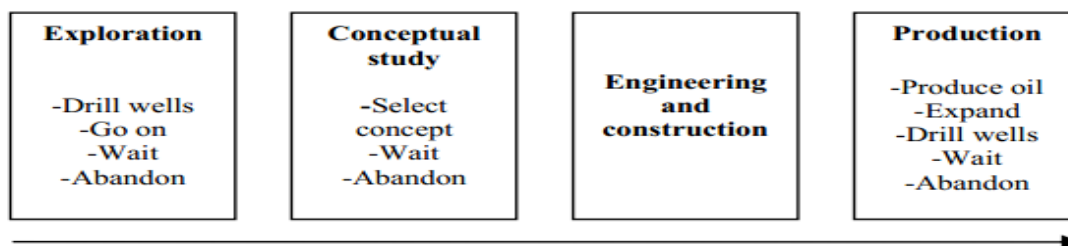
3.6.7 Avvikling

Innehavere av lisenser er ansvarlige for å stenge ned produksjonen og avviklingen av utviklede fasiliteter. Kostnader og gjennomføringen av avvikling burde tas hensyn til og beregnet allerede på tidspunktet for investeringsanalysen. Denne kostnaden er kjent som terminalverdien eller utrangeringskostnaden.

3.7 Faser i utviklingen av olje- og gassfelt

Lund (1999) presenterer en modell som bestemmer de ulike fasene av olje- og gass feltutbygginger. Modellen gir en oversikt over de ulike beslutninger som må tas i løpet av utviklingsprosjektene levetid, og fungerer som et supplement til analysen av verdikjeden som er utført i forrige avsnitt 3.6. Lund vurderer fire faser; leting, konseptuelle studier, engineering og konstruksjon og tilslutt produksjon (se Figur X).

[Figur X Beslutninger i faser i utviklingen av olje- og gassfelt](#)



Kilde Lund 1999

I den første fasen har selskapene mulighet til å avgjøre om å bore ytterligere brønner for å få mer informasjon om totale utvinnbare reserver og produksjonsrater og priser, for å gå videre med prosjektet umiddelbart, for å vente og se, eller å forlate prosjekter. Med andre ord, kan selskapene velge å investere i ytterligere letebrønner for å få mer informasjon.

I den andre fasen, bør selskapene bestemme en utbyggingsløsning. Et konsept er definert av den installerte produksjonskapasiteten i produksjonsanleggene og muligheten til å øke denne kapasiteten under produksjon. Produksjonskapasiteten er knyttet til utviklingsproduksjon, bearbeiding og lagring av fasiliteter. Med andre ord, bestemmer operatørene den innledende produksjonskapasitet og muligheten for å øke kapasiteten på et senere stadium. Selskapene kan velge å investere i et dyrere konsept med fleksibilitet for kapasiteten. I tillegg vil selskapene ha valget mellom å vente og se, og å forlate prosjekter.

Den tredje fasen, prosjektering og bygging, inneholder ingen beslutninger, men utfører de beslutningene som fattes i den konseptuelle utredningsfasen.

I den fjerde fasen, produksjonen, kan selskapene bestemme nivået på produksjonen i henhold til de valgene som er gjort i den konseptuelle utredningsfasen.

Boring av ytterligere produksjonsbrønner og ekspansjon av utviklingens produksjonskapasitet kan øke produksjonen og lønnsomheten dersom markedsforholdene er fordelaktige. I tillegg, som nevnt tidligere, kan bedriftene velge å vente og se og å forlate prosjekter.

Kapittel 4 Prosjektøkonomi

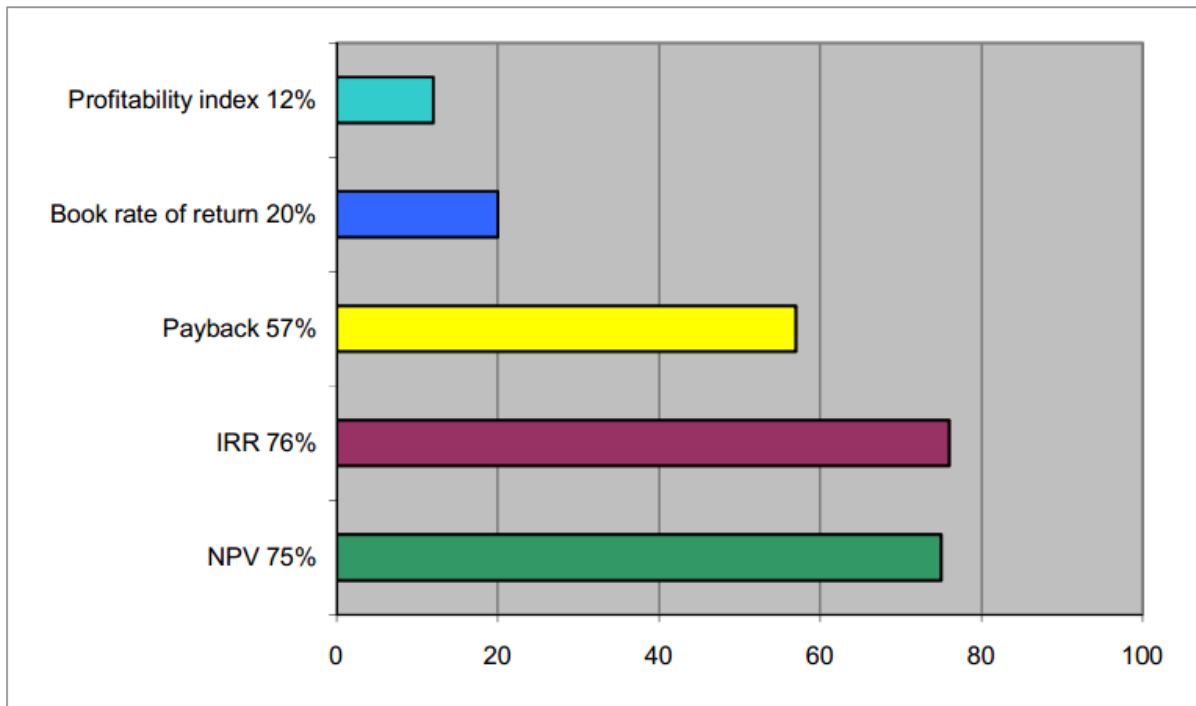
4.1 Introduksjon

I dette kapitlet presenteres de forskjellige investeringsanalyseteknikkene som på tradisjonelt vis har vært de dominerende verktøyene brukt i en investeringsbeslutning. Investeringsanalyse er et omfattende fag der det finnes mange forskjellige metoder. Det er derfor viktig å danne seg et sterkt kvalitetsmessig grunnlag av de forskjellige analysemetodene med tanke på bakgrunnskunnskap ved videre fremlegging av forslag til metodikk og anvendelse av casestudie i en investeringsbeslutning i olje- og gassindustri. Flere av analysene som er nevnt her i dette kapitlet vil i kapittel 6 bli utført i caseanvendelsen, der disse også forklares mer utdypende. Videre presenteres teori og bakgrunn bak redegjørelsen for usikkerhet i metodene for investeringsanalyse. Tanken bak dette er at det hypotetiske casescenarioet tar sikte på å inkorporere usikkerheten i den økonomiske investeringsanalysen. Følgelig er det nødvendig med forståelse av hvordan det aktuelle selskapet praktiserer deres metodikk for usikkerhetshåndtering. Dette er i tillegg hensiktsmessig da samtaler underveis med eksterne veileder har gitt oppfatningen at det er flere usikkerhetsmomenter både på et selskapeleg nivå og i selve verktøyene som brukes i et investeringsprosjekt. Disse bør vurderes nøye i en investeringsprosess.

4.2 Generelt

Graham og Harvey (2001) presenterte en undersøkelse gjort blant 392 CFO om kapitalkostnad, kapitalstruktur, og kapitalbudsjettering. En del av undersøkelsen gikk ut på hvilke budsjetteringsmetoder som ble brukt for å verdsette investeringsmuligheter. Funnene i undersøkelsen er illustrert på neste side (Figur XI). De tradisjonelle metodene er overrepresentert der det er en svært lav andel av CFO-ene som tar høyde for usikkerhet. Likevel er det viktig å ha en grunnleggende forståelse av hva disse metodene bidrar med. I neste avsnitt er de forskjellige metodene presentert.

Figur XI CFOs mest brukte verdsettelsesmetoder



Brealey, Myers og Allen (2011)

4.3 Tradisjonelle metoder for investeringsanalyse

4.3.1 Nåverdimetoden (NPV)

Nåverdimetoden er en type diskontert kontantstrøm modell. Fordelen med nåverdimetoden og andre diskonterte kontantstrømmodeller er flere. Først og fremst er det at prosjekter blir behandlet på lik linje og på den måten kan en få like kriterier for valg mellom dem. Dermed vil en ende opp med samme resultat uavhengig av risikopreferanser til investorene. Metoden gir en akseptabel nivå av presisjon og har en meget logisk fremgangsmåte noe som gjør den meget enkel å forstå. Følgelig er det også meget enkel å forklare resultater fra analysen. Per i dag er nåverdimetoden den mest anvendte og benyttet verktøy for å analysere lønnsomheten i et investeringsprosjekt. En antakelse av stor betydning her er at det foreligger et overordnet mål og visjon om å maksimere interessegruppens (eiere, investorer, partnere) økonomiske verdier. Eieren vil med det som bakgrunn ønske å investere i de prosjektene som er verdt mer enn det koster. Ved anvendelse av nåverdimetoden settes det først i gang med å estimere inntektene og kostnadene (kontantstrømmen) som vil genereres i løpet av prosjektets levetid. Videre i prosessen vil det

beregnes hva avkastningskravet vil være i det aktuelle prosjektet (kapitalkostnaden), som vil gjenspeile risikoen knyttet til prosjektet og alternativkostnader. Ved høy risiko i prosjektet vil avkastningskravet høy, likeså vil et lavrisikoprojekt inneholde et avkastningskrav som er forholdsvis lav. Avkastningskravet, r , brukes deretter til å diskontere fremtidige kontantstrømmer knyttet til det prosjektet som er aktuelt. Summen av de samtlige kontantstrømmene vil være prosjektets nåverdi. Til slutt kalkuleres netto nåverdi, NNV , (NPV på engelsk), ved å trekke i fra investeringskostnaden I fra nåverdien. Hvis differansen mellom nåverdi og investeringskostnaden er positiv (større enn null) er det grunnlag for investering. Er differansen derimot negativ vil prosjektet forkastes da det ikke vil være lønnsomt. Følgende formel illustrerer denne sammenhengen:

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

Investeringsprosjektet gjennomføres som nevnt dersom netto nåverdi er større en null:

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

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

Som vi kan se ovenfor, og i diskusjoner med eksterne veileder er det presisert at man heller ønsker penger i dag, enn om for eksempelvis ti år. Nåverdimetoden tar høyde for tidsverdien av penger. En krone i dag er verdt mer enn en krone i morgen fordi en krone i dag kan investeres og dermed tjene renter umiddelbart. Dette innebærer at penger som vil bli opptjent i fremtiden bør være diskontert slik at verdien kan sammenlignes med pengesummens verdi nå. Denne prosessen kalles å diskontere til nåverdi (Goodwin and Wright, 2004). Prosessen kan også tolkes som en funksjon av diskonteringsrenten. Valg av diskonteringsrenten er basert på skjønn og preferanser hos eiere og investorer. Men det er verdt å nevne at det finnes mange forsøk på å få valget av diskonteringsrenten til å være så objektiv som mulig, som gjør dette til et komplisert emne utenfor denne oppgavens rammeverk.

For mange situasjoner er det praktisk å la diskonteringsrenten reflektere den alternative kapitalkostnaden som blir investert (se avsnitt 4.3.3). De fleste selskap i olje- og gassindustri som bruker nåverdimetoden som grunnlag for sine investeringer har en diskonteringsrente mellom 9 prosent og 15 prosent for et leteprosjekt. Men det finnes et par selskap som vedtar en høyere diskonteringsrente som en grov mekanisme for å kvantifisere risiko og usikkerhet (Newendorp og

Schuyler, 2000). Dette er en praksis som ikke er særlig oppmuntret av mange teoretikere siden den ikke eksplisitt vurderer de varierende grader av risiko og usikkerhet mellom de konkurrerende investeringsalternativene (for hele diskusjonen se Newendorp og Schuyler, 2000)

Etter at valg av diskonteringsrenten er tatt er videre diskontering av kontantstrømmen lettvin (se eksempel Tabell 1).

[Tabell 1 Konseptet for diskonterte kontantstrøm](#)

YEAR	INVESTMENT	REVENUE	OPERATING EXPENDITURE	NET CASH FLOW	10% DISCOUNTED CASH FLOW	20% DISCOUNTED CASH FLOW
0	\$5000			\$-5000	\$-5000	\$-5000
1		\$2500	\$500	\$2000	\$1818	\$1667
2		\$2500	\$500	\$2000	\$1653	\$1389
3		\$2500	\$500	\$2000	\$1503	\$1157
4		\$2500	\$500	\$2000	\$1366	\$965
5		\$2500	\$500	\$2000	\$1242	\$804
TOTAL	\$5000	\$12,500	\$2500	\$5000	\$2582	\$982

Kilde Bailey 1997

Som nevnt tidligere tar nåverdimetoden som analysemetode hensyn til tidsverdien av prosjektets kontantstrømmer og bidrar dermed til en bedre verdsettelse enn andre som ikke gjør. Fra formelen over kan vi slå fast med at lønnsomheten ene og alene er avhengig av prosjektets kontantstrømmer og kapitalkostnaden knyttet til det. Metoden er bygget opp slik at ved å fokusere utelukkende kun på kontantstrømmene i prosjektet vil lønnsomhetsbildet bli riktigere, og dermed bidra til å være i bedre stand til å gjøre gode investeringsbeslutninger. Disse positive karakteristikkene er nok årsak til at diskonterte kontantstrømmodeller er blant de mest brukte metodene for å vedta nye prosjekter.

Nåverdimetoden er en metode som er enkel å forstå og å bruke, men det er noen svakheter med modellen der den ikke er konsistent med virkeligheten. Et av de største problemene er at nåverdimetoden antar at beslutningen om å iverksette prosjektet i dag, mens man i virkeligheten har flere valg. En annen ting er at nåverdimetoden antar at verdiene av input parameterne er kjent. For eksempel i tilfelle med petroleumsnæringen, forutsetter bruken av nåverdimetoden at analytikeren kjenner det opprinnelige oljereservelageret, nedgangsrente, oljeprisen for produksjon hvert år, kostnader for hvert år, diskonteringsrenten og skattestrukturen sammen med andre variabler (Gallia, 1999). Imidlertid er det åpenbart at i alle situasjoner er det usikkerhet omkring input variablene. Å

uttrykke slike parametre som enkle tall skaper en illusjon av nøyaktighet (dette er allerede drøftet i kapittel 3)

Estimeringen av fremtidige kontantstrømmer er den viktigste og mest krevende del i arbeidet med verdsettelsen av et prosjekt. Kontantstrømoppstillingen settes opp her på bakgrunn av 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. Kontantstrømoppstillingen vil i virkeligheten være langt mer omfattende, poenget her er å vise hovedprinsippene ved beregningen av et investeringsprosjekts netto nåverdi. Eksempel på en slik kontantstrømoppstilling er vist i Tabell 2.

[Tabell 2 Kontantstrømoppstilling med netto nåverdiberegning \(tall i tusen NOK\)](#)

	Periode							
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Salgsinntekt		7500	7500	7500	7500	7500	7500	7500
Varekostnad		1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Andre kostnader		350	350	350	350	350	350	350
Avskrivninger		3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
Skatt på operasjonell aktivitet		782	782	782	782	782	782	782
Resultat etter skatt		2368	2368	2368	2368	2368	2368	2368
Avskrivninger		3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
Endring arbeidskapital	-1800	300	300	300	300	300	300	300
Kapitalinvestering	-18000							
Netto kontantstrøm	-19800	5668	5668	5668	5668	5668	5668	5668
Nåverdi ved avkastningskrav								
15%	-19800	4929	4286	3727	3241	2818	2450	2131
Netto nåverdi	kr 3 781,26							

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 $1/6 * 18 = 3$ millioner.

Netto kontantstrøm er et resultat ved å trekke varekostnader, andre kostnader og skatt fra salgsinntektene. De gjenværende kontantstrømmene inkluderer endring i arbeidskapital og investeringskostnaden. I et olje- og gasselskap er det ofte forbundet avhendingskostnader som kalles *terminalverdien* i et investeringsprosjekt. Dette kan være kostnader forbundet med demontering av plattform og/eller andre produksjonsfasiliteter. Terminalverdien er utelatt i det enkle eksempelet ovenfor. Om vi antar at selskapet estimerer en nominell kapitalkostnad for denne type prosjekter til

å være 15 %, da vil de summerte og diskonterte kontantstrømmene av hele prosjektet gi en nåverdi (som vist i beregningen under) en netto nåverdi på 10,4 millioner kroner:

$$NPV = -19800 + \frac{5668}{1,15^1} + \frac{5668}{1,15^2} + \frac{5668}{1,15^3} + \frac{5668}{1,15^4} + \frac{5668}{1,15^5} + \frac{5668}{1,15^6} + \frac{5668}{1,15^7} = \mathbf{10381}$$

Som antydnet ovenfor (og i illustrasjonen på Figur XIII i avsnitt 4.3.5) når det er besluttet å investere i et prosjekt, kreves det generelt umiddelbart en forpliktelse til kapital. Imidlertid kommer den opptjente kapitalen for investeringen tilbake på ulike tidspunkt i fremtiden.

Som tidligere nevnt er det mest krevende og viktigste arbeidet i å analysere lønnsomheten til et prosjekt estimeringen av kontantstrømmene. Ut i fra samtaler med eksterne veileder er det bekreftet at dette arbeidet med å analysere lønnsomheten i et prosjekt 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 flere forbehold som tas, men dette er ikke gått nærmere inn på i denne utredningen. Det er likevel nevneverdig at i selskap som bruker nåverdimetoden som profittindikator kombinerer metoden med bidrag fra sensitivitetsanalyser som vi skal ta for oss i senere i avsnittene med redegjøring av usikkerhet.

4.3.2 Avkastningskrav

Risikobildet og usikkerheten som et prosjekt er eksponert for er representert ved hjelp av avkastningskravet eller kapitalkostnaden. Kapitalkostnaden i denne sammenheng gir et uttrykk på hva det forventede avkastningskravet er for et sammenlignbart prosjekt med lik usikkerhetsbildet. Ved å investere i andre typer lignende prosjekter, kan man altså oppnå en alternativ avkastning. Dette er det som kalles da for kapitalkostnaden. Naturligvis er det normalt å ha den oppfatning at prosjekter med lik risiko vil gi lik avkastning. Ved å ta utgangspunkt i at et prosjekts markedsrisiko er det samme for selskapets eiendeler, er det i dette tilfelle slik at kravet for avkastning er lik krav om avkastning for selskapets aksjeportefølje. Denne kapitalkostnaden er kjent som «den vektete gjennomsnittlige kapitalkostnaden» (*WACC – weighted average cost of capital*). Kapitalkostnaden for investeringen i et selskap som helhet er altså WACC. Investorer vil kreve denne kapitalkostnaden som kompensasjon for risikobildet som gjenspeiles i forholdet mellom et selskaps egenkapital og gjeld. For prosjekter som har den samme risiko i et selskaps generelle forretningsvirksomhet vil WACC være det korrekte avkastningskravet for prosjektene. Men av den oppfatningen av at mange selskap bruker WACC som avkastningskrav for alle prosjekter uansett, er det viktig å presisere at dette kan

være en farlig prosedyre da ikke alltid dette er tilfelle. Det anbefales dermed at prosjekter bør evalueres med utgangspunkt i de spesifikke risikoene knyttet til enkeltprosjektet. Men for gjennomsnittlige risikoeksponerte prosjekter er WACC likevel et hensiktsmessig avkastningskrav. I tillegg vil WACC være et bra utgangspunkt for estimeringen av både sikrere og mer risikoeksponerte prosjekter. Beregning av WACC kan sees på som et vektet gjennomsnitt av gjeldskostnad og egenkapitalkostnad og er her representert i følgende likning:

$$WACC = \frac{E}{V} \times R_e + \frac{G}{V} \times R_g \times (1 - T_c)$$

Her er R_e egenkapitalens kapitalkostnad, R_g er gjeldens kapitalkostnad, $\frac{E}{V}$ er egenkapitalandelen i selskapet, mens $\frac{G}{V}$ er gjeldandelen i selskapet, T_c er skattesatsen (corporate tax = selskapsskatt). Ut i fra formelen ovenfor behøver vi både kapitalkostnaden 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:

$$R_e = r_f + \beta \times (r_m - r_f)$$

I formelen for CAPM kan vi se at kapitalkostnaden er avhengig av risikofri rente, r_f , beta, β som er et mål på systematisk markedsrisiko, og markedets risikopremie 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, i tillegg til et risikopåslag som bankene krever på grunn av risiko ved å låne ut penger.

I tilfeller hvor prosjektet er eksponert for høyere risiko enn for selskapets generelle forretningsvirksomhet, vil WACC ikke kunne gi et korrekt signal for vurderingen av lønnsomheten av et prosjekt. I utgangspunkt burde hvert prosjekt diskonteres med hver sin respektive avkastningskrav. Slik vil et prosjekts avkastningskrav reflektere dets risikobidraget til den øvrige virksomheten i et selskap.

Om WACC brukes som beslutningsmetode i et selskap så vil selskapets beslutningsregel være å akseptere alle prosjekter som (uavhengig av risiko) kompenserer for mer enn selskapets WACC (kapitalkostnaden). Empirisk forskning bak avkastningskravmetodikken vil ikke bli gått nærmere inn på her, men kan studeres nøyer i andre litteraturer (se for eksempel Brealey, Myers, Allen, 2011).

4.3.3 Internrentemetoden (IRR)

Internrente metoden (IRR) kalkulerer den diskonteringsraten der nåverdien av forventede kontantstrømmer til et prosjekt er lik kontantstrømmer fra et prosjekt. Det vil si at internrenten er den verdien som gir $NPV = 0$. Beslutningsregelen for metoden er å akseptere de investeringsprosjekter som har en kapitalkostnad mindre enn prosjektenes internrente. Med andre ord er kapitalkostnaden mindre enn internrenten vil netto nåverdi være positiv

IRR er en metodikk som er i nær slektning med nåverdimetoden som analyseverktøy for investeringsprosjekter. Denne metoden er i praksis meget utbredt. 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, med forbehold om at metoden brukes riktig vel og merke. Forskjellen er at man setter netto nåverdi lik 0, og løser da ligningen med hensyn på kapitalkostnaden. Grunnlaget for investeringsbeslutning er altså sammenligningen mellom prosjektets kapitalkostnad og internrenten man beregner med (se formel under).

$$NNV = -I + \frac{K_1}{1 + IRR} + \frac{2}{1 + IRR^2} + \dots + \frac{K_t}{1 + IRR^t} = 0$$

IRR er svært enkel å beregne ved hjelp av eksempelvis finanskalkulator og eller Excel, og er en viktig årsak til at IRR metoden er så utbredt som den er. Om man beregner IRR manuelt, finnes denne gjennom en rekke prøving og feilinger. Nedenfor er det skissert beregningen av IRR:

Vi har for eksempelvis (fra forrige eksempel presentert i nåverdi metoden) følgende kontantstrøm:

[Tabell 3 Netto kontantstrøm](#)

	Periode							
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Netto kontantstrøm	-13200	5668	5668	5668	5668	5668	5668	5668

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

$$NPV = -13200 + \frac{5668}{IRR^1} + \frac{5668}{IRR} + \frac{5668}{IRR^3} + \frac{5668}{IRR} + \frac{5668}{IRR^5} + \frac{5668}{IRR} + \frac{5668}{IRR^7} = 0$$

Prøver vi foreksempel med null som kapitalkostnad får vi:

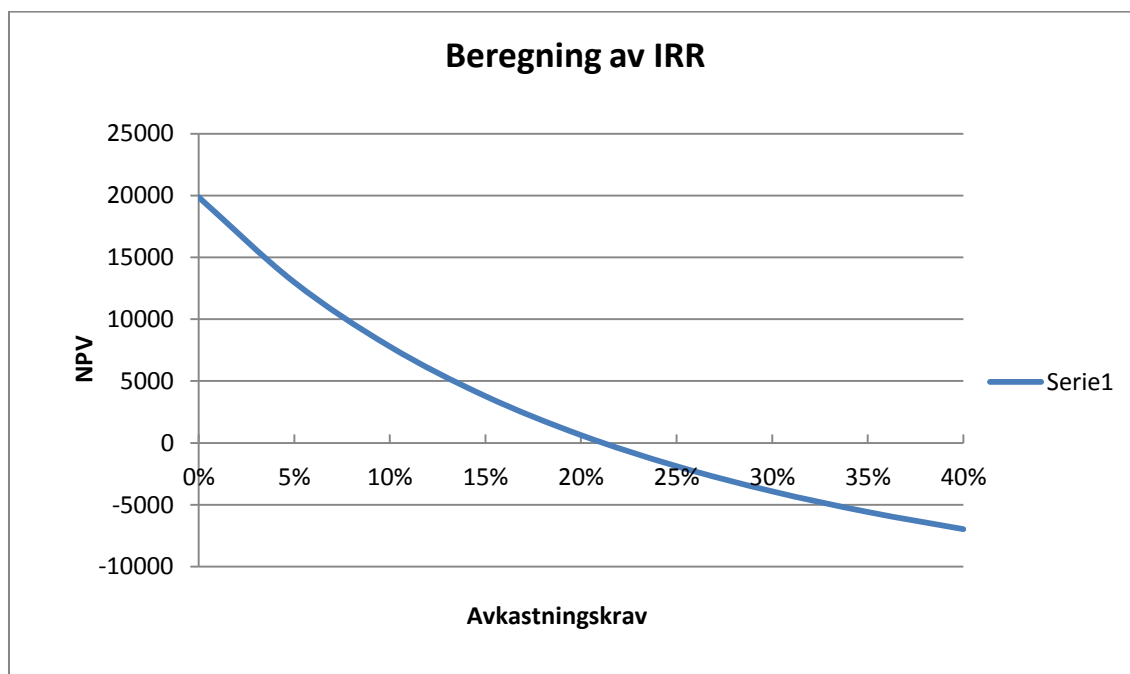
$$NPV = -13200 + \frac{5668}{1,0^1} + \frac{5668}{1,0^2} + \frac{5668}{1,0^3} + \frac{5668}{1,0^4} + \frac{5668}{1,0^5} + \frac{5668}{1,0^6} + \frac{5668}{1,0^7} = 26476$$

Nettonåverdi er positiv og derfor må IRR være større enn *null*. La oss nå prøve igjen med et avkastningskrav på 50%:

$$NPV = -13200 + \frac{5668}{1,5^1} + \frac{5668}{1,5^2} + \frac{5668}{1,5^3} + \frac{5668}{1,5^4} + \frac{5668}{1,5^5} + \frac{5668}{1,5^6} + \frac{5668}{1,5^7} = -2527$$

Nettonåverdi er negativ og derfor må IRR være mindre enn 50%. Om forsøket gjentas mange ganger vil vi finne en IRR lik 25,6% i dette tilfellet. Følgelig aksepterer vi prosjektet hvis prosjektets kapitalkostnad er mindre enn 25,6%. Det er og en muligheten og plote inn dataene i foreksempel en programmerbar kalkulator eller i Excel for så å få frem en graf. Internrenten finnes der hvor grafen skjærer null på x-aksen (se Figur XII).

[Figur XII Eksempel på beregning av internrente](#)



Som nevnt tidligere gir internrentemetoden et godt bilde av prosjekters lønnsomheten på samme måte som nåverdimetoden, med forbehold om at den brukes riktig. Det finnes flere fallgruver man fort kan havne i hvis man ikke er klar over disse, og i slike tilfeller vil lønnsomhetsvurderingen bli misvisende. Beskrivelse av disse fallgruvne er utelatt i fra denne utredningen, men vi kan konkludere med at interrentemetoden forutsetter at kapitalkostnaden er konstant gjennom et prosjekts levetid. I tilfeller hvor kapitalkostnaden er forskjellig fra ettårig kontantstrøm til toårige kontantstrømmer osv, er det vanskelig å evaluere prosjekter med bakgrunn i interrentemetoden.

4.3.4 Annuitetsmetoden

La oss først forklare kort hva en annuitet er. Hvis foreksempel et selskap tar opp et lån i banken for gjennomføring av et investeringsprosjekt, vil banken kreve at det i ettertid betales renter og avdrag på dette lånet. Annuitetsprinsippet handler om at de to komponentene (renter og avdrag) er et konstant samlet beløp for hver termin i løpet av lånets løpetid.

For et investeringsprosjekt hvor det er brukt annuitetsmetoden som analyseverktøy bidrar metoden til å legge frem et mål på prosjektets årlige kapitalforbruk. De totalte rente- og avskrivningskostnader vil stå for den årlige kapitalforbruken. Ved bruk av annuitetsmetoden er beslutningsregelen slik at dersom den årlige kontantstrømmen fra prosjektet er høyere enn annuitetsbeløpet av investeringsutgiften bør investeringen foretas. La oss se på et eksempel med de samme kontantstrømmene som tidligere:

$$-19800 + 5668 + 5668 + 5668 + 5668 + 5668 + 5668 + 5668$$

Det årlige 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%:

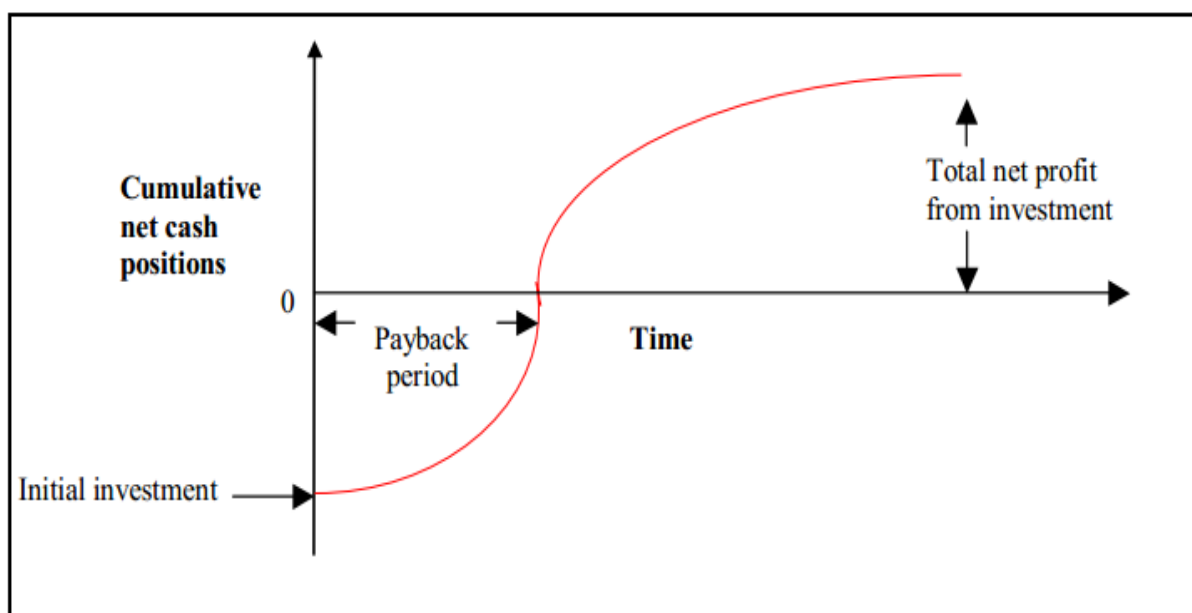
$$\frac{NV}{a} = 19800 * \frac{(1+0,15)^7}{(1+0,15)^7 - 1} = 19800 * 0,2404 = \mathbf{4759}$$

Som vi ser er den årlige kontantstrømmen (5668) større enn det årlige kapitalforbruket (4759), og dermed bør man i følge annuitetsmetoden investere i prosjektet.

4.3.5 Tilbakebetalingsmetoden

Bakgrunnen for tilbakebetalingsmetoden er at noen selskaper forutsetter at investeringskostnaden til et prosjekt skal tilbakebetales og gjøres opp for seg innfor et bestemt tidsrom. Ved å telle antall år det tar før den kumulative estimerte kontantstrømmen er lik investeringskostnaden får man frem tilbakebetalingsperioden (se illustrasjon i Figur XIII og eksempel i Tabell 4 under).

Figur XIII Posisjon av kumulativ kontantstrømkurve



Kilde Macmillan 2000

Vi har gitt følgende tre prosjekter, ett av de er det samme prosjektet i foreliggende eksempler i tillegg til to andre:

Tabell 4 Kontantstrømmer for tre investeringsprosjekter

Prosjekt	Periode								Tilbakebet. Periode	NPV ved 15%
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016		
A	-19800	5668	5668	5668	5668	5668	5668	5668	4	3781
B	-19800	5000	5000	8000	9000				4	-1266
C	-19800	12000	5000	5000	5000				3	562

Ut i fra nåverdien kan man hevde 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

trenger 4 år på å gjøre opp for investeringskostnaden på NOK 19,8 millioner, og prosjekt B trenger fire år. Mens prosjekt C trenger bare tre år. Hvis selskapet av ulike grunner nå har et krav om at prosjektene skal gjøres opp for innen 3 år, vil bare prosjekt C realiseres fordi A og B ikke innfrir den tidshorizonten selskapet legger til grunn. Hvis selskapet legger til grunn en tidshorizont 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 tre 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 A og B er like attraktive, men A har større kontantstrømmer inn tidligere enn B, og vil da ha en høyere netto nåverdi enn B for hvilket som helst avkastningskrav.

I praksis i de store selskapene, (spesielt i olje- og gassindustri som vi skal se nærmere på i kapittel 5) brukes det gjerne flere forskjellige analyseverktøy samtidig for å analysere prosjekters lønnsomhet der resultatene er sammenlignbare. Investeringsanalysedelen i et prosjekt er en omfattende prosess som selskapene naturligvis legger betydelige ressurser i.

4.4 Redegjøring av usikkerhet i investeringsanalyser

4.4.1 Generelt

I følge French og Gabrielli (2004) er verdsettelsesprosessen av et investeringsprosjekt påvirket av usikkerheten på to måter: først og fremst er kontantstrømmene i investeringen relativt usikre, for det andre er den resulterende verdsettelsesfiguren derfor også åpen for usikkerhet. Forfatterne beskriver det slik:

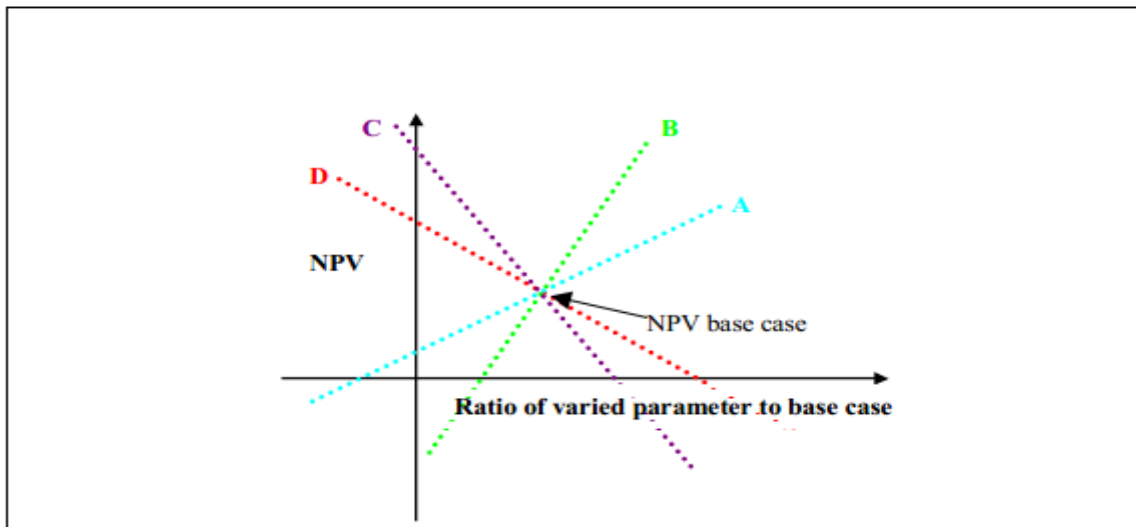
«Usikkerhet er alt det uvitne/usikre om utfallet eller resultatet av verdsettelsen på tidspunktet hvor verdsettelsen foretas, hvor risiko er måleenheten av verdien som ikke er estimert.» (French og Gabrielli 2004)

En stor utfordring ved verdsettelsen av olje- og gassfelt er å inkorporere usikkerhetsfaktorene inn i metoden for verdsettelse. Det finnes to hovedmetoder for håndtering av usikkerhet og risiko. Den første involverer å justere diskonteringsraten. Ved å øke diskonteringsraten, vil fremtidige og usikre kontantstrøm bli verdsatt lavere. Dette medfører da en lavere NPV i prosjektet, følgende vil det øke prosjektets krav til kvalitet og lønnsomhet for at verdsettelsen skal «godkjennes». Den andre metoden innebærer å justere på de fremtidige estimerte forventede kontantstrøm. Variablene som bestemmer kontantstrømmer beveger seg i forskjellige retninger. Selskapene kan da redegjøre for usikkerheten ved å utføre subjektive og statistiske forventninger av bevegelsen i disse variablene. Forventet NPV-er i prosjektene er kun så nøyaktig som nøyaktigheten av de forventede kontantstrømmene og «riktigheten» av diskonteringsraten. I følgende avsnitt vil det bli presentert kort om de forskjellige metoder for å gjør rede for usikkerheten ved å justere på forventede kontantstrømmer.

4.4.2 Sensitivitets-/følsomhetsanalyse

Når NPV for et bestemt investeringsprosjekt er generert frem, brukes sensitivitetsanalyser som en mekanisme for å undersøke om beslutningen om investering vil endre seg, med varierende forutsetninger som analysen er basert på. Sensitivitetsanalyse kan innebære ett, to eller alle de varierende parameterne verdier samtidig (Newendorp og Schuyler, 2000). «Spider» diagrammer blir ofte brukt til å presentere resultatene av en sensitivitetsanalyse med følsomheten på NPV til hver faktor, som gjenspeiles av skråningen i følsomhetslinjen (se Figur XIV). Ettersom kurven for en variabel blir brattere, så vil endringer i denne parameteren resultere i store endringer i den avhengige variabelen. Ettersom kurven blir flatere, er implikasjonen at endringer i verdien på parameteren forårsaker svært liten endring i den avhengige variabelen

Figur XIV Typisk spiderdiagram (hvor NPV er den avhengige variabelen og A, B, C og D er faktorer i den økonomiske analysen)



Sensitivitetsanalysen er enkel å bruke og den lar analytikerene fokusere på bestemte estimater. Men den vurderer ikke risiko, og beslektede variabler er ofte isolerende analysert som vil gi misvisende resultater (Atrill, 2000).

Sensitivitetsanalyser er en mye brukt metode for å se på usikkerheten i prosjektet, siden dette er en enkel metode for å finne endringer i analysen (foretatt i forkant av en investeringsbeslutning) hvis noen variabler endrer seg. Denne metoden tar utgangspunkt i tradisjonell nåverdianalyse for å beregne effekten av endringen i noen variabler. Vanligvis så gjøres dette ved å sette en øvre og nedre verdi for noen valgte variabler og beregne «worst-case»- og «best-case» scenario. Da får man en nedre og øvre grense, mens den tradisjonelle verdsettelsen har den sannsynlige verdsettelsen. Det finnes mange programmer for å få frem slike analyser (Excel Solver, SolverTable, Excel What-If analyse), og beskrives i dette avsnittet som en kort utredning av verktøyet, siden dette emnet vil tas opp igjen i caseanvendelsen.

4.4.3 Scenarioanalyse

En mulig tilnæringsmåte, tatt i betraktning at viktige faktorer kan være korrelert, er å analysere de mulige ulike scenarioene. Et eksempel på anvendelsen av denne tilnærmingen er den norske Oljedirektoratets scenarioanalyse om utviklingen av norsk sokkel. Analysen foreslår fire mulige

scenarier¹. Dette gjøres ved å forutse utviklingen av olje- og gasspriser, mengden og størrelsen på nye funn, og global tilbud og etterspørsel av olje og gass.

Med hensyn til olje- og gass feltutbygginger, kan scenarioanalyse brukes til å forutse ulike olje- og gass prisnivåer med kombinasjoner av ulike verdier av andre viktige faktorer. Den lar prosjektlederne se ulike, men konsistente kombinasjoner av nøkkelfaktorer. Ulike NPV-er beregnes under ulike scenarier, og fungerer som et verktøy for å beskrive sensitiviteten i prosjektet ved en beslutningsprosess. (Brealey, Myers og Allen, 2011).

4.4.4 Break-even analyse

Break-even analyse innebærer å stille spørsmålet: «På hvilket nivå av olje- og gasspriser er prosjektet ikke lenger lønnsomt?», eller alternativt: «Hva mengde utvinnbare reserver trenger feltet for å være lønnsomt?». Målet med analysen er å finne nivåer av viktige faktorer som sikrer at prosjekter ikke taper penger. Disse målingene er enkle å tolke, lette å forstå og en intuitiv måte å komponere investeringsbeslutninger på. (Brealey, Myers og Allen, 2011).

4.4.5 Monte Carlo simulering

Metodene som er beskrevet ovenfor vurderer endringer i en eller et begrenset antall av nøkkelfaktorene om gangen. Monte Carlo simulering er et verktøy for å vurdere alle mulige kombinasjoner og gir beslutningstakeren muligheten til å inspisere en hel fordeling av prosjektets resultater. Monte Carlo simulering er en teknikk for problemløsning som brukes til sannsynlighetsgjøring for visse utfall ved å kjøre flere prøverunder med tilfeldige variabler². En Monte Carlo simulering foretas ved å modellere et prosjekt og dets sentrale faktorer som påvirker lønnsomheten i prosjektet. En datamaskin med riktig programvare er da bedt om å simulere alle mulige utfall for det spesifikke prosjektet. Simuleringen bør gjøres så mange ganger som mulig. Ved å analysere resultatene er det mulig å plote en fordeling av frekvensen av resultatene og å beregne forventningsverdier, øvre- og nedre grenseverdier.

¹ se www.npd.no – ressursrapporter

² <http://www.investopedia.com/terms/m/montecarlosimulation.asp>

Simuleringsprosessen kan deles inn i fire trinn. Steg nummer én er å modellere prosjektet. Datamaskinen trenger en nøyaktig modell av prosjektet, som inkluderer ligninger for inntekter og kostnader, og den gjensidige avhengigheten mellom ulike perioder og ulike variabler. Trinn to innebærer at man spesifiserer sannsynligheten for beregningsfeil. Estimering av ulike nøkkelfaktorer bør gis med tilsvarende optimistiske og pessimistiske anslag. Dette burde gjøre deg i stand til å spesifisere sannsynligheter for beregningsfeil. Trinn nummer tre innebærer simulering av kontantstrømmer. Datamaskinen «sampler» ut ifra fordelingen av prognosefeilene, og beregner resulterende kontantstrømmer for hver periode, og registrerer dem. Etter mange simuleringer vil det oppstå nøyaktige estimater av sannsynlighetsfordelinger av prosjektets kontantstrøm. Det siste trinnet innebærer beregning av netto nåverdien. Distribusjonen av prosjektets kontantstrømmer burde hjelpe beslutningstakeren til å beregne forventede kontantstrømmer mer nøyaktig. (Brealey, Myers og Allen, 2011).

Monte Carlo simulering gir beslutningstakeren muligheten til å kombinere kunnskap fra mange individer i én modell. Ulike analytikere fra bestemte kompetanseområder, for eksempel kostnader, markedsforhold og engineering kan kommunisere deres meninger om prosjektet. Disse meningene kan bli forvandlet til sannsynlighetsfordelinger og blir dermed innarbeidet i en modell av Monte Carlo simuleringer. Monte Carlo simulering lar ulike eksperter arbeide individuelt, men samtidig inkludere all ekspertise inn en modell og en utgang (McCray, 1975).

Ulempene ved Monte Carlo simulering er tiden og ressurser det tar å bygge opp en nøyaktig modell av prosjektet. Det er vanskelig å anslå sammenhengen mellom variabler og underliggende sannsynlighetsfordelinger. Hvis modellen og de underliggende variablene er feil, vil resultatene av simuleringene også være feil. Simuleringen vil bare være så god som estimatene og riktigheten av modellen. (Brealey, Myers og Allen, 2011)

4.4.6 Sannsynlighetsfordelinger

Verdsettelse av prosjekter krever at investeringsanalytikeren har noen tanker om hvor sikker han eller hun er på utviklingen av ulike inndata og innsatsfaktorer i investeringsanalysen. Avhengig av markedsforholdene, vil analytikeren ha en mening om inndataene burde vurderes opp eller ned eller forbli på dagens nivå. Ifølge French og Gabrielli (2004), kan denne tankeprosessen representeres i statistisk form ved hjelp av en sannsynlighetsfordeling. Like sannsynligheter for det vedtatte tallet resulterer i en symmetrisk fordeling, ulike sannsynligheter vil resultere i en skjev fordeling. Hver

inndata i modellen er representert ved en sannsynlighet tetthetsfunksjonen (probability density function), som lar beslutningstakeren vurdere en rekke verdier i stedet for én enkelt verdi. Den ene verdien er den mest sannsynlige verdien. Usikkerheten som er knyttet til dette tallet er representert ved omfanget av området rundt det tallet. I Artikkelen French og Gabrielli (2004) blir dette diskutert.

I den samme artikkelen, diskuterer French og Gabrielli den korrekte sannsynlighetsfordelingen som brukes i verdsettelse av eiendommer. De mener at en modell basert på sannsynlighet med en trekantet tilnærming og Monte Carlo simulering er av det mest hensiktsmessige. Den trekantede tilnærmingen krever at analytikeren må gi tre absolutte sannsynligheter om en gitt inndata, nemlig mest sannsynlig, maksimum og minimum. Dette er en lukket distribusjon som kan enten være symmetrisk eller skjev. Det er en lett og enkel tilnærming som bruker analytikerens subjektive oppfatninger om fremtiden. Disse tallene kan brukes i en Monte Carlo simulering, noe som gir ulike statistiske mål som brukes videre i investeringsbeslutninger.

Fransk og Gabrielli (2004) drøfter også den normale sannsynlighetsfordelingen. Fordelingen er en symmetrisk fordeling, som betyr at det er lik sannsynlighet for at det observerte tallet vil være over eller under den sentrale antatte verdien. Standardavviket er et mål på hvor spredt verdiene er fra gjennomsnittsverdien (middelverdien). Sannsynlighetsfordelingen er lett å forstå, og kan modelleres kun med referanse til distribusjonen til gjennomsnittet og standardavviket. Gjennomsnittet og standardavviket kan brukes i en Monte Carlo simulering, som vil da produsere ulike statistiske mål som brukes i investeringsbeslutninger (French og Gabrielli, 2004).

French og Gabrielli henviser til verdivurderinger av eiendommer. Mange av deres argumenter kan tilføres olje- og gassfeltutbygginger. Nivå på oljeprisen, som kanskje er den viktigste inndataen i slike prosjekter, har allerede blitt beskrevet tidligere som vanskelig og/eller umulig å forutsi. Til tider kan det være mer hensiktsmessig å bruke subjektive oppfatninger og meninger, gjennomsnittsverdier og historiske dataer for å vurdere mulige utfall av fremtidige oljeprisnivåer. Historien har vist at etterspørsel, tilbud, spekulasjoner og uventede hendelser driver oljeprisen opp og ned. Sammenlignet med statistisk estimering, kan det være lettere å vurdere dagens oljeprisnivå, de siste års utvikling og gjennomsnittsverdier for å kunne forutsi retningen av fremtidige oljepriser. Det kan hevdes at egenskapene til oljemarkedet ikke støtter bruk av en normal sannsynlighetsfordeling. Det kan være mer hensiktsmessig å bruke en trekantet fordeling i prosjektet verdivurdering. Argumentet for å bruke en trekantet distribusjon i verdsettingen av olje- og gassfeltutbygginger er støttet av McCray (1975).

4.5 Investeringsanalyse i praksis

I dette i kapitlet er det gjennomgått en kort innføring i de vanligste tradisjonelle metodene. Ved bruk av nåverdimetoden kalkuleres et prosjekts netto nåverdi ved å estimere kontantstrømmene og diskontere disse med prosjektets kapitalkostnad som reflekter dets risiko. Sluttresultatet er prosjektets bidrag til selskapseiernes velferd. Det er viktig å ha en forståelse av kontantstrømanalyser, men investeringsanalyse av prosjekter er mye mer enn som så.

For eksempel vil det i store selskap i olje- og gassindustri ha en portefølje med investeringsprosjekter som er planlagt gjennomført i det kommende året. I forkant av prosjektstart vil det bli gjennomført deltaljerte prognoser, analyser av netto nåverdi, og i tillegg vil annen relevant informasjon av betydning komme frem og bli vurdert. Når prosjektet er satt i gang vil det bli satt i gang jevnlig evalueringer for å forbedre eventuelle feil og mangler, og lære av dem forholdsvis. En god praksis i prosjektanalyse vil innebære å identifisere betydelige usikkerhetsfaktorer knyttet til et investeringsprosjekt, der muligheten for å rekonfigurere prosjektene er tilstede for å redusere usikkerheten omkring investeringen.

Som nevnt tidligere sensitivetsanalyser er et godt verktøy for å få dannet et bilde av usikkerheten knyttet til prosjektet. Ved å utføre sensitivetsanalyser i forbindelse med et prosjekt er det mulig å identifisere og evaluere risikoen for prosjektsuksess. Nåverdien regnes da om til optimistiske og pessimistiske verdier. Ved å sammenligne der nettoverdien har stort variasjon finner man ut hvilket variabler et prosjekt er sensitive til. Dette fører ofte til en «break-even» analyse, som identifiserer break-even verdier for nøkkelvariablene. For eksempel i oljenæringen er det av stor interesse å finne ut hvilken oljepris et prosjekt tåler før det blir ulønnsomt. Fordelen med disse to analysene er at de er svært enkle å beregne. Men på den andre siden tar analysene bare for seg en variabel om gangen. Om man ønsker å endre flere variabler på likt å se på og se på alle mulige kombinasjoner samtidig må man som nevnt i forrige avsnitt utføre såkalte Monte Carlo simuleringer (dette er diskutert og konkudert med i utredningens siste kapittel).

I praksis vil selskapene kontinuerlig modifisere deres operasjoner. Kanskje blir det foretatt en ekspansjon ved bedre kontantstrøm enn hva analysene hadde predikert, likeså vil kanskje selskapet avslutte prosjektet før man hadde tenkt, på grunn av dårligere kontantstrøm. Det er mulig at et selskap vil inkorpere usikkerheten i metodene sine ved å kombinere flere forskjellige metoder, for så å sammenligne resultater. Det er enda uklarhet om en slik kombinasjon er i relevant praksis, men foreløpig vil metodikkene bli presentert hver for seg i denne utredningen. I neste kapittel skal vi nå se

nærmere på de metodene som er i bruk i en investeringsbeslutningsprosess for et olje- og gasselskap, TOTAL.

Kapittel 5 «Hvilket teknikk bruker TOTAL for usikkerhetshåndtering?»

5.1 Introduksjon

Målsetningen med dette kapitlet er å introdusere metodikken som er tatt i bruk for usikkerhetshåndtering og beslutningsteknikk i et investeringsprosjekt hos TOTAL. Dette vil løse oppgavens første problemstilling. Metodikken som legges frem vil stort sett baseres på teori og litteratur innenfor de forskjellige beslutningsteoriene, i tillegg til informasjon hentet ut fra samtaler og diskusjoner med eksterne veileder. Det vil bli presentert en generell innføring i beslutningsteknikkene som er tatt i bruk i TOTAL. Hver av teknikkene har sine begrensninger, så det er utilrådelige å basere investeringsbeslutningen kun på resultatet/outputen fra det ene verktøyet. Men det er likevel viktig å ha en god oversikt over metodikken som er tatt i bruk slik at det er lettere å forstå hvordan selskapet inkorporerer og håndterer usikkerheten i de aktuelle investeringsprosjektene. Dette vil bygge opp grunnlaget for å forstå og kunne kategorisere TOTAL sine beslutningspreferanser. I tillegg vil det bidra til å komme opp med forslag til ny metodikk for usikkerhetshåndtering, som vil være denne utredningens andre og siste problemstilling. Forslaget vil legges frem via en caseanvendelse i neste kapittel.

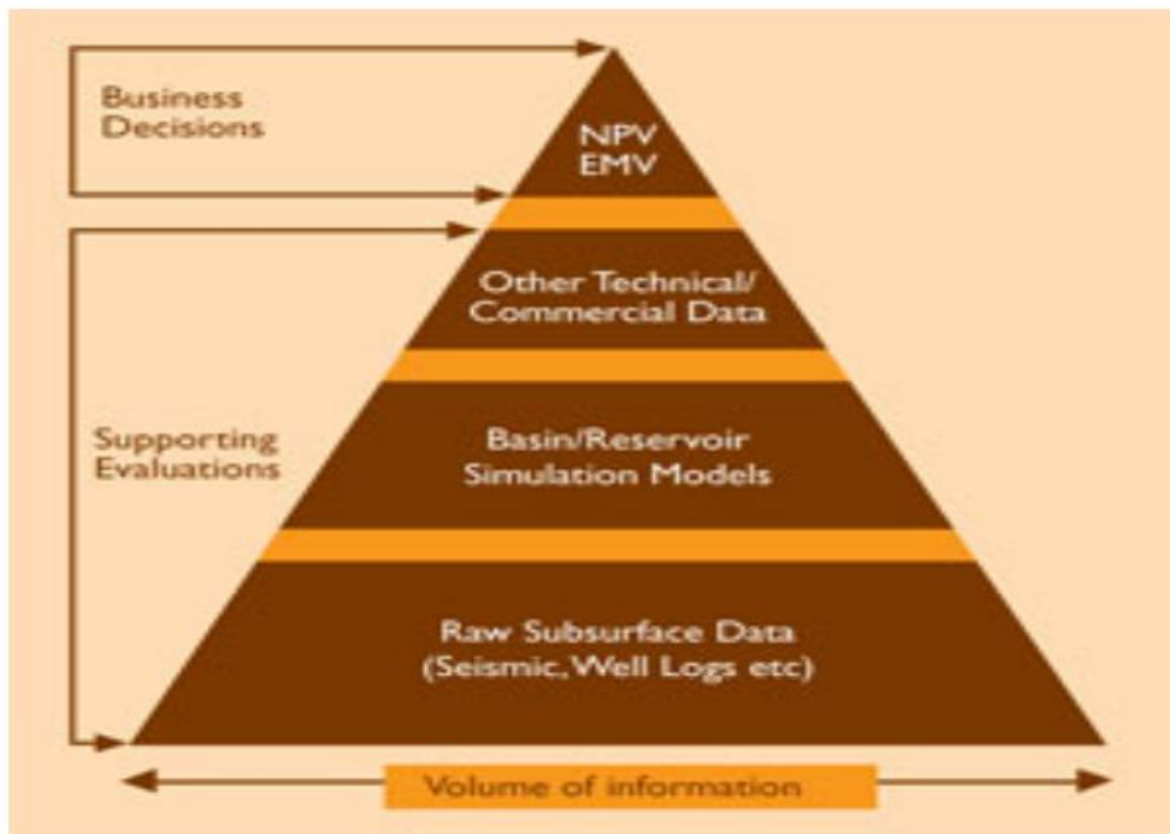
5.2 Metode og konsept for usikkerhetshåndtering

5.2.1 Totals metode

Figur XV illustrerer hvordan EMV (Expected Monetary Value) konseptet og NPV metodikken brukes i beslutninger i et olje- og gasselskap. Det er viktig å presisere at i en investeringsprosess for et oljefeltprosjekt under usikkerhet vil beslutningsmetodikken bestå av to faser; letefasen og utbyggings- og produksjonsfasen. For TOTAL vil grunnlaget for usikkerhetshåndtering i en beslutningprosess i letefasen stort sett bestå av EMV konseptet/forventningsteori og konseptet for beslutningstreanalyser.

Konseptene vil på den ene siden danne beslutningsgrunnlaget i letefasen, men vil på den andre siden også danne grunnlaget for en eventuelt utbygging for produksjon, da utbygging vil kun skje dersom det er funn av olje. For å kunne finne olje må det selvsagt på forhånd bli tatt en beslutning om å lete. Beslutning for investering i leting vil hovedsakelig være adskilt fra investeringsbeslutning for utbygging og produksjon.

Figur XV Illustrering av beslutningstaking og inputs i EMV/NPV (kilde: Bg-group)



I den andre fasen vil TOTALs beslutning under usikkerhet for utbygging og produksjon ved eventuelle funn stort sett basere seg på prosjektøkonomiens investeringsanalyser. Usikkerheten håndteres og vurderes gjennom utførelse av sensitivitetsanalyser av netto nåverdi og scenario analyser som «worst-case», «base-case» og «best-case» scenarioer. Sammen med sensitivitet- og scenarioanalyser vil de diskonterte kontantstrømmodellene være den avgjørende faktoren for en investeringsbeslutning i utbygging og produksjon. De resulterende nåverdier vil bestemme om investeringen skal foretas eller ikke. Teknikkene som brukes i andre fase er allerede presentert i forrige kapittel. Videre i denne utredningen vil det i dette kapitlet bli presentert teori og litteratur omkring EMV-konseptet og konseptet for beslutningstreakanalyser. Av den oppfatning at det meste av usikkerheten håndteres gjennom bruken av en kombinasjon av disse to teknikkene er det naturlig å utdype mer om konseptet bak disse teknikkene. Eksemplene som presenteres i følgende avsnitt vil

ikke direkte være knyttet opp til noen spesielt selskap, men vil eksemplifisere hvordan konseptene anvendes i praksis ut i fra skrevne litteraturer og teorier beskrevet gjennom historien.

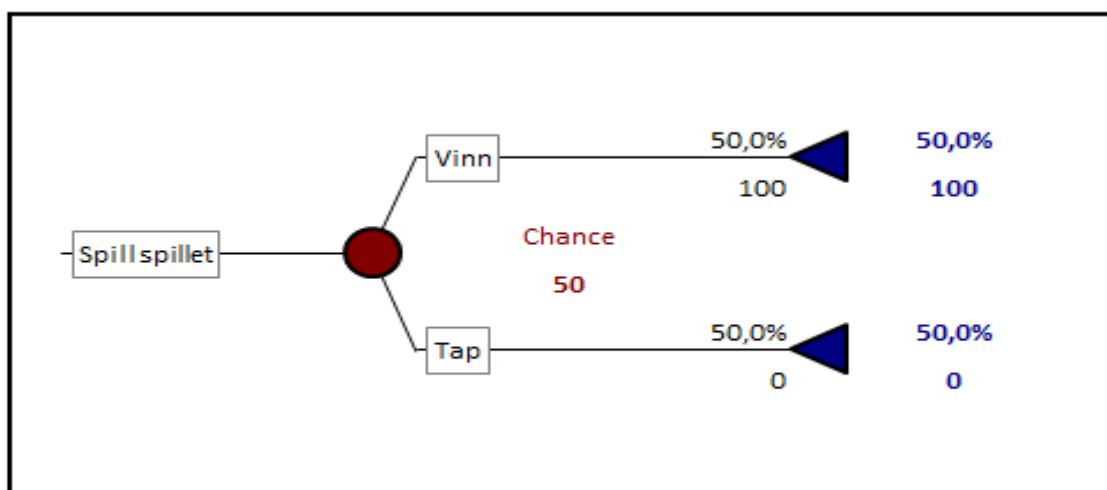
5.2.2 Konseptene for EMV og beslutningstreanalyse

Hvis man på en eller annen måte kunne nøyaktig fastlå resultatet av de forskjellige alternativene i en beslutning så hadde investeringsbeslutning vært mye lettere. Man kunne foreksempel enkelt kalkulere verdien av hvert av alternativene og valgt alternativet med høyest verdi. I virkeligheten er beslutninger dessverre ikke så simpelt. Men, i en beslutningsprosess er det fortsatt krav om å velge det mest verdifulle alternativet. I dette avsnittet vil det bety alternativet med den høyeste EMV som er i bunn og grunn et mål på probabilistiske verdier.

Tenk deg at du får mulighet til å spille et enkelt spill. En venn flipper en mynt. Hvis mynten viser krone, vinner du 100 NOK. Hvis mynten derimot viser mynt, vinner du ingenting. Hva er verdien av dette spillet for deg? Sagt på en annen måte, «hvor mye ville du betale for å spille dette spillet?».

Hver gang du spiller dette spillet har du en 50% sjanse for å vinne 100 NOK og en 50prosent sjanse for å ikke vinne noenting. Hvis det er slik at du spiller spillet flere ganger, vil du i gjennomsnitt vinne 50 NOK for hver gang du spilte. Derfor er 50 NOK EMV for dette spillet. Grafisk kan dette spillet illustreres som følger:

Figur XVI Illustrasjon av mulige utfall



Dette diagrammet viser at det er én usikker hendelse med to mulige utfall. Vinn, som har en verdi på 100 NOK, og ikke vinn som har en verdi på 0 kroner. Videre er det en 50 prosent sjanse for hvert

utfall. Tilslutt er EMV ut i fra denne hendelsen 50 NOK (i rødtfarget skrift). Dette enkle diagrammet kommuniserer med alle viktige detaljer i situasjonen du står overfor.

EMV beregnes ved å multiplisere verdien av hvert utfalls sannsynlighet og legge alle resultatene sammen (se formel under).

$$\text{Forventningsverdi EMV} = \sum_{n=1}^n \text{verdi}_n * \text{sannsynlighet}_n$$

Figur XV illustrerer mulige utfall og EMV er beregnet ved bruk av formelen ovenfor:

$$EMV = (100 \text{ NOK} * 0,50) + (0 \text{ kroner} * 0,50) = \mathbf{50 \text{ NOK}}$$

Verdien som vises under hver node navn er forventet verdi ved å nå det punktet i treet. Før du spiller spillet, er du på «spill spillet» noden og den samlede verdien av alle hendelser etter denne noden er 50 NOK. Tilsvarende, hvis du vinner, flytter du til «vinn» noden med en verdi på 100 NOK.

Fundamentalt for beslutningsanalyser er konseptet for EMV og beslutningstreanalyser. Begge verktøyene har fått mye oppmerksomhet i litteraturen og har blitt anvendt i reelle og hypotetiske eksempler i industrilitteraturen. Vi skal videre se på disse to konseptene i relasjon med olje- og gassindustrien og TOTAL.

EMV konseptet er en metode for å kombinere estimatene for lønnsomhet med risiko og usikkerhet, for å gi en risikojustert beslutningskriterium. Regelen for beslutning ved bruk av EMV (forventet verdi) er å velge det alternativet som har maksimalt forventet verdi, gitt at beslutningsalternativene er lignende med like faktorer. EMV i beslutningsalternativene er tolket som den gjennomsnittlige verdien av penger per beslutning som skal realiseres, hvis beslutningstakeren vedtok beslutningsalternativet over en rekke gjentatte forsøk. Nøkkelordene i denne tolkningen, spesielt for beslutninger for leteaktiviteten i olje- og gassindustri (se Newendorp og Schuyler (2000) side 67) er «per beslutning» og «repeterte forsøk»

«Dersom beslutningstakeren konsekvent velger alternativet med høyest positiv forventet verdi (EMV), vil hans totale gevinst for alle beslutninger være høyere enn andre alternativer for valg av beslutningmetode under usikkerhet. Denne uttalelsen er sann selvom hver enkel beslutning er en annen boreprospekt med ulike sannsynligheter og betingede sannsynligheter.» (Newendorp og Schuyler, 2000)

I denne uttalelsen hevdes det at så lenge beslutningstakeren adopterer metoden om å maksimere EMV, så vil han eller hun gjøre det bedre i det lange løp enn en annen beslutningstaker som bruker

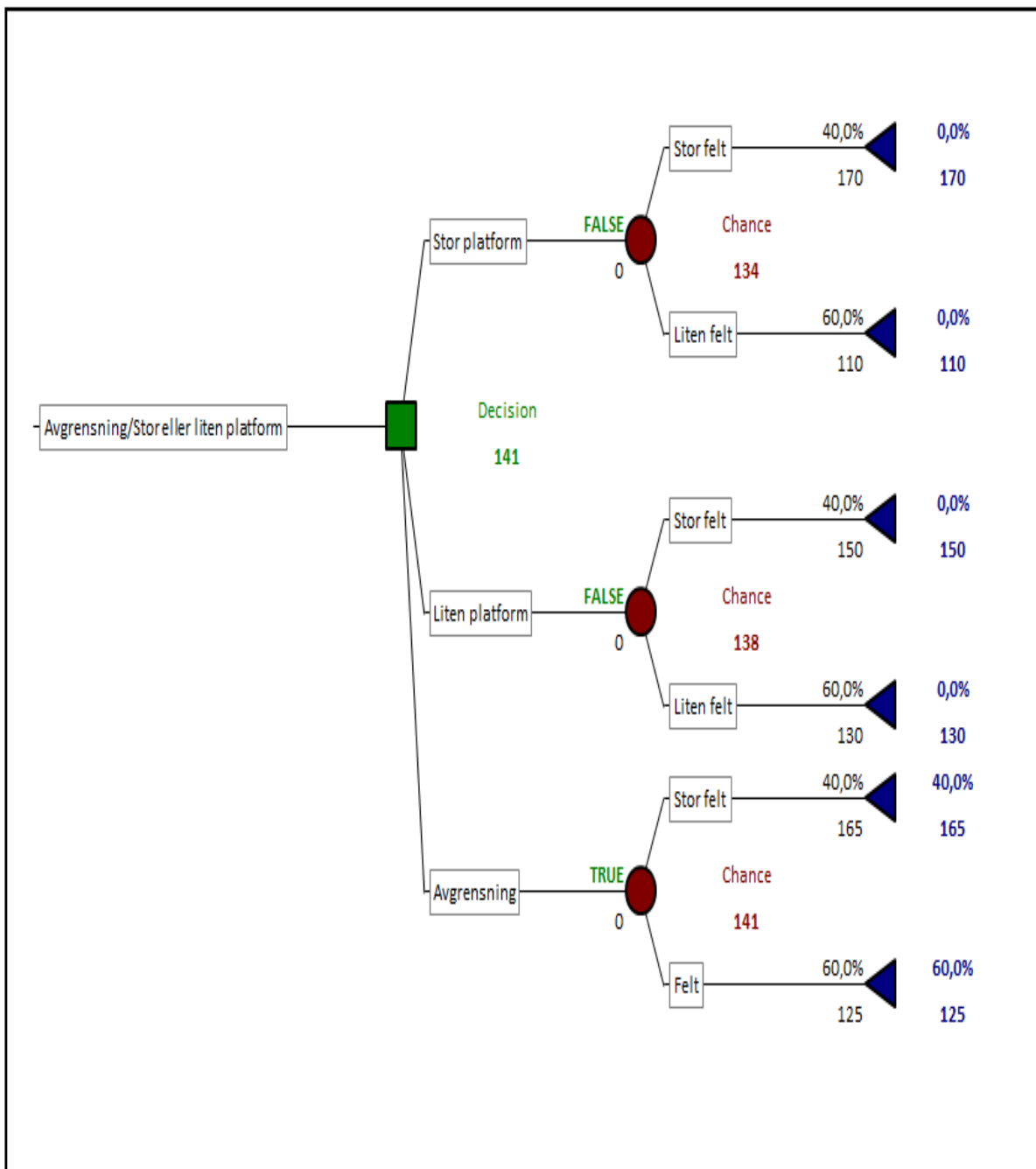
andre strategier for valg av beslutningsalternativer under usikkerhet. Følgelig mener Newendorp og Schuyler (2000) at EMV heller bør sees som en strategi, eller filosofi for konsekvent beslutningstaking enn et absolutt mål på en verdi. Videre kan EMV strategien kun brukes til fordel med forutsetning om at det brukes konsekvent fra dag til dag:

«Beslutningstaker kan ikke bruke forventet verdi i dag, et annet kriterium i morgen, og i tillegg en tredje kriteriet på den tredje dagen». (Newendorp og Schuyler, 2000)

På den ene siden er det slik at mange beslutningstakere har valgt å ikke bruke EMV metodikken på grunn av vanskelighetsgraden med å tildele sannsynligheter til variablene som er brukt som grunnlag for å beregne forventningsverdien (Newendorp og Scuyler, 2000). På den andre siden har konseptet hatt økt aksept i investeringsbeslutninger i foreksempel olje- og gassindustrien. Dette er på grunn av forretningsmiljøet i industrien har blitt mer komplisert som nevnt i innledningen (se også Schuyler, 2001). Foreksempel i industrien er hver beslutning for boring egentlig unike, men beslutningstakeren vil over tid ta mange flere investeringsbeslutninger som involverer tilsvarende monetære summer slik at inntektene vil forsatt bli maksimert ved å forholde seg konsistens til kriteriet. Dette har ført til hevdelse om at EMV konseptet passer best til store organisasjoner siden de har ressursene til å opprettholde tap på prosjekter som representerer bare en liten del av deres virksomhet (Goodwin og Wright, 2004). Dette kan være med å forklare hvorfor mindre selskap har avvist bruken av EMV metodikken (se mer i Newendorp og Schuyler, 2000).

Ved å bruke et beslutningstre som i eksempelet ovenfor er det lett å illustrere beregningen av EMV. Beslutningstre som verktøy for analyse lar beslutningstakeren vurdere hele det sekvensielle forløpet av handlinger, før den opprinnelige beslutningen (Newendorp og Schuyler, 2000). Det er allment akseptert at beslutningstre er et viktig verktøy for beslutningstakeren for å få en forståelse på strukturen av de problemene som møter dem. Følgende eksempel relatert til olje- og gassindustrien, kombinerer EMV og beslutningstre til et og samme verktøy (se Figur XVII).

Figur XVII Et eksempel på et beslutningstre



Anta at en letebrønn resulterte i oppdagelsen av et felt som kan ha enten store eller små reserver. I det første tilfellet er det optimalt å installere en stor plattform. En liten plattform er mer hensiktsmessig i det andre tilfellet. Å installere feil størrelse plattformen er åpenbart en kostbar feil. Ingeniøren som er ansvarlig for prosjektet ønsker hente ut mer informasjon før en beslutning, men dette er kostbart. Hva er den beste beslutningen?

I beslutningstreeksemplet ovenfor i figur VI er beslutningene representert ved kvadratene. Grenene som kommer fra disse kvadratene samsvarer med mulige beslutninger (for eksempel installere en større plattform umiddelbart, installere en liten en, eller hente ut mer informasjon). Usikre hendelser (sjanse) er representert ved rundinger/sirkler. I eksempelet på vil store reserver ha en sannsynlighet på 60% og små reserver en sannsynlighet på 40%. I slutten av hver gren er den endelige NPV merket med blå farge. For eksempel å installere en stor plattform når reserven viser seg å være stor genererer en NPV på 170 under forutsetning at det utføres umiddelbart, sammenlignet med en NPV på 165 hvis ytterligere informasjon er innhentet.

For å sammenligne de alternative beslutninger, så beregnes EMV for hver beslutningsalternativ ved hver node. For eksempel er EMV for den øverste grenen bergnet slik:

$$170 * 0,4 + 110 * 0,6 = \mathbf{134}$$

På grunn av at EMV på de to andre nodene er respektivt 138 og 141 er beslutningen om å gjennomføre ytterligere avgrensingsboring det beste valget, før valget av størrelsen på plattformen. I neste avsnitt skal vi eksemplifisere denne typen metodikk for en spesifikk letefase. Eksempelet kan gi grunnlag for å danne seg et bilde av hvordan TOTALs metodikk er i en letefase for investeringsbeslutning under usikkerhet, selvom eksemplet ikke er direkte forankret i selskapets data.

5.2.3 Eksemplifisering av metodikk

Vi skal nå ta for oss et eksempel for å få eksemplifisert denne metodikken som er tatt i bruk i beslutningsprosess for letefasen. Eksemplet har tatt utgangspunkt i en tenkt investeringsbeslutning i leting under usikkerhet i olje-og gassindustrien generelt¹.

La oss anta at en lisensinnhaver av et oljefelt har frivillig leteboring. Lederen i et oljeselskap vil da stå overfor en beslutning om å bore en brønn. Beslutningstakeren vil da ha tre alternativer å velge mellom:

- En, å bore umiddelbart
- To, betale for å anskaffe og tolke seismiske data for deretter å beslutte valget om å bore eller ikke, avhengig av resultatene av testen av seismiske dataer.

¹ Tallene i eksemplet kan være noe upresise da det er valgt å ha gjort det slik for at eksemplifiseringen skal stå noenlunde i samsvar med caseanvendelsen i neste kapittel. Det er da forklart nærmere på de antakelsene som er foretatt.

- Tre, la alternativet falle bort.

Den seismiske analysen kan utføres til en fast avgift på 600millioner NOK, og brønnen kan bores til en ytterligere fast avgift på 600millioner NOK.

En stor organisasjon har lovet beslutningstakeren dersom denne brønnen oppdager olje, vil det kjøpe selskapets rettigheter til oljen for 6000millioner altså 6milliarder NOK. Geologene har beregnet at det er en 55% sannsynlighet for at det er funn av olje hvis en brønn bores. Pålitelighetsdata fra den seismiske analysen indikerer at dersom analysen er gunstig vil sannsynligheten for funn av olje øke til 85%. Derimot hvis analysen er ugunstig vil sannsynligheten falle ned til 10% sannsynlighet for funn av olje..

Geologene har i tillegg beregnet at det vil være en 60% sannsynlighet for at resultatet vil være gunstig dersom det utføres en seismisk tolkning (se talldata i beslutningstre for dette eksempelet i Figur XVIII).

I figuren ovenfor kan vi se at EMV (grønn farge) som er forventningsverdien for hver beslutningsalternativ. For eksempel er den øverste forventningsverdien

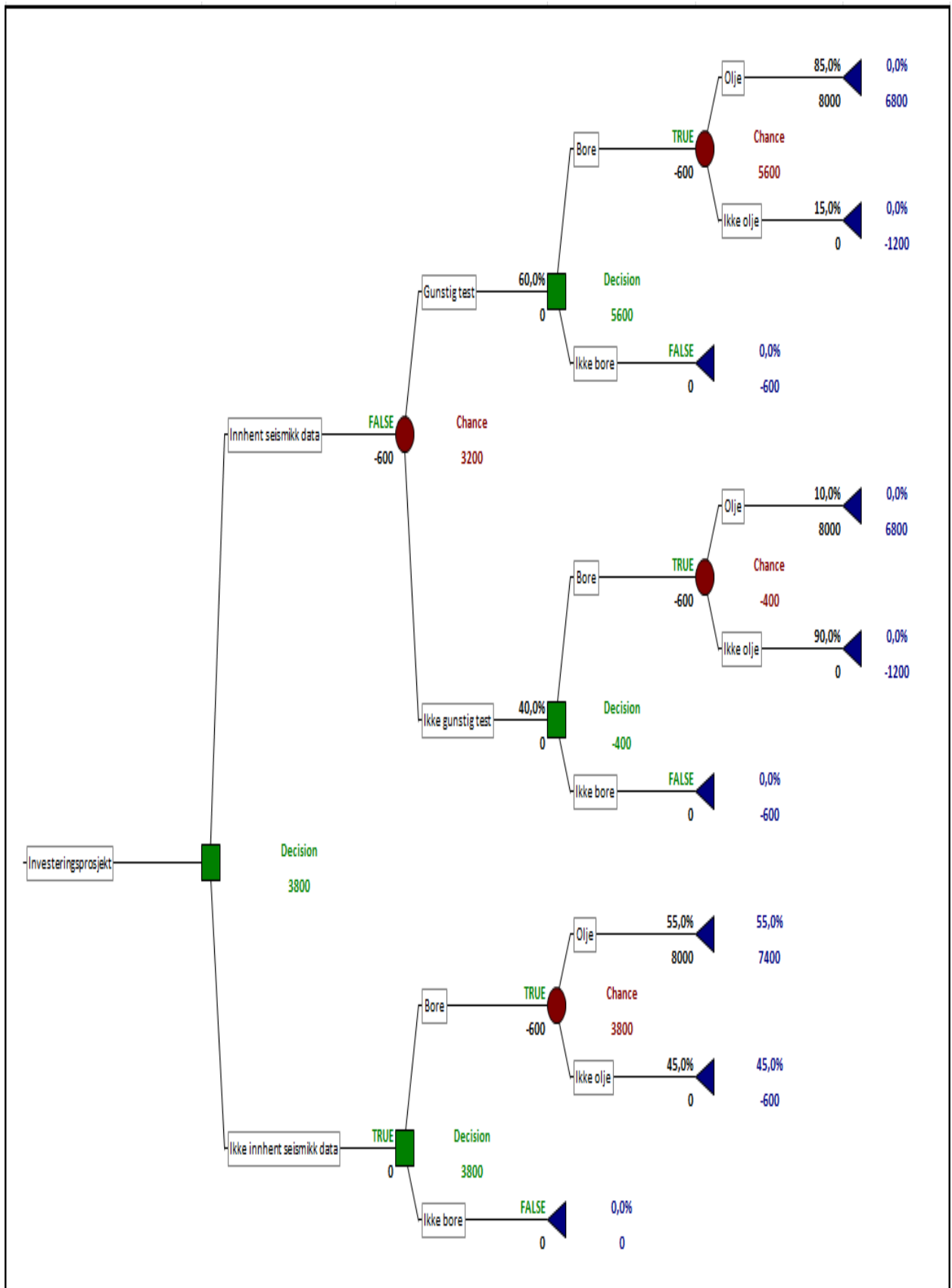
$$6800 * 0,85 + (-1200) * 0,15 = \mathbf{5600\text{millioner NOK}}$$

Ved å gå tilbakeveien i beslutningstreet (høyre til venstre) vil beslutningstakeren ende opp med beslutningstreet illustrert på Figur XIX og beslutningen vil være å bore umiddelbart i følge EMV kriteriet, fordi umiddelbar boring har en høyere forventningsverdi enn forventningsverdien ved å innhente seismikk data først:

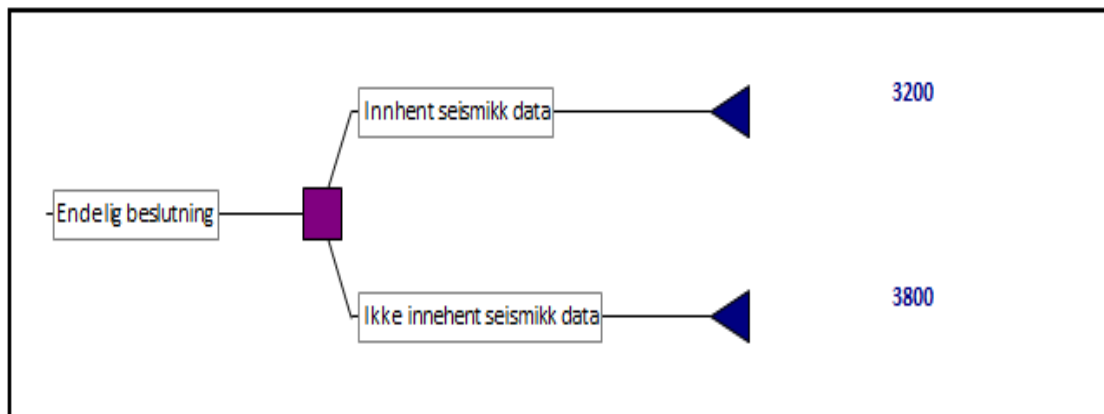
$$EMV_{\text{Innhent seismikk data}} = 5600 * 0,6 + (-400) * 0,4 = \mathbf{3200}$$

$$EMV_{\text{Ikke innhent seismikk data}} = \mathbf{3800}$$

Figur XVIII Beslutningstre ved bruk av EMV



Figur XIX Tilbakeveien i beslutningstre



Enkelte studier har illustrert at beslutningstakerens estimer, valg og beslutning påvirkes av hvordan kunnskapen er lagt frem. Til tross for dette er verdien av beslutningsanalyser fortsatt ubestridt, ikke minst fordi beslutningsanalyser ikke er utelukkende knyttet til EMV som er knyttet opp mot tvilsomme antakelser om beslutningstakerens holdning til penger. Kritikken mot antakelsene bak forventningsteori er tatt opp og drøftet i neste avsnitt.

5.3 Kritikken mot forutsetningene for bruk av forventningsteori

Beslutninger ved bruk av EMV metoden er basert på flere antakelser. For det første forutsettes det at beslutningstakeren har en upartisk holdning til penger. Følgelig har denne antakelsen blitt mye kritisert (se Bernoulli, 1954). La oss utvide vårt eksempel på Figur XVI:

En beslutningstaker tilbyr følgende spill. En rettferdig mynt skal flippes helt til mynten viser krone for første gang. Beslutningstakeren utbetales 200 NOK hvis mynten viser krone etter første flipp. Hvis mynten viser krone på det andre kastet utbetales det 400 NOK, hvis krone på tredje kast utbetales 800 NOK og så videre. Samme som i eksemplet i figur 8 er spørsmålet hvor mye bør beslutningstakeren være villig til å betale for å få sjansen til å delta i dette spillet? Den forventede avkastningen på dette spillet vil bli

$$200 \text{ NOK} * 0,5 + 400 \text{ NOK} * 0,25 + 800 \text{ NOK} * 0,125 + \dots + osv,$$

noe som tilsvarer

$$100 + 100 + 100 + \dots + osv$$

til det uendelige. Forventet avkastning vil da være uendelig stort. På basis av dette burde beslutningstakeren være villig til å betale en grenseløs pengesum for å delta i dette hypotetiske spillet. Men gitt at det er en 50% sjanse for at avkastningen er på 200 NOK og 87,5% på at den vil bli 800 NOK eller mindre, er det tvilsomt at beslutningstakere er villige til å betale summen beskrevet av EMV kriteriet.

For det andre antar EMV kriteriet at beslutningstakeren har en lineær funksjon for verdien av penger. En økning i avkastning fra 0 NOK til 1 million NOK er mye mer å foretrekke fra en beslutningstaker synspunkt, enn en økning fra 9 millioner NOK til 10 millioner NOK selvom EMV kriteriet antar at begge tilfellers økning er like ønskelige.

For det tredje antar EMV kriteriet at beslutningstakeren er bare interessert i økonomisk vinning (Goodwin og Wright,2004). Imidlertid, foreksempel når et selskap skal bestemme hvordan de best mulig kan avvikle en offshore produksjonsanlegg, er det ønskelig å vurdere andre faktorer også som selskapets image og hensyn til miljøet. Disse situasjonene, som den økonomiske avkastningen vil være assosiert med en viss grad av risiko og usikkerhet.

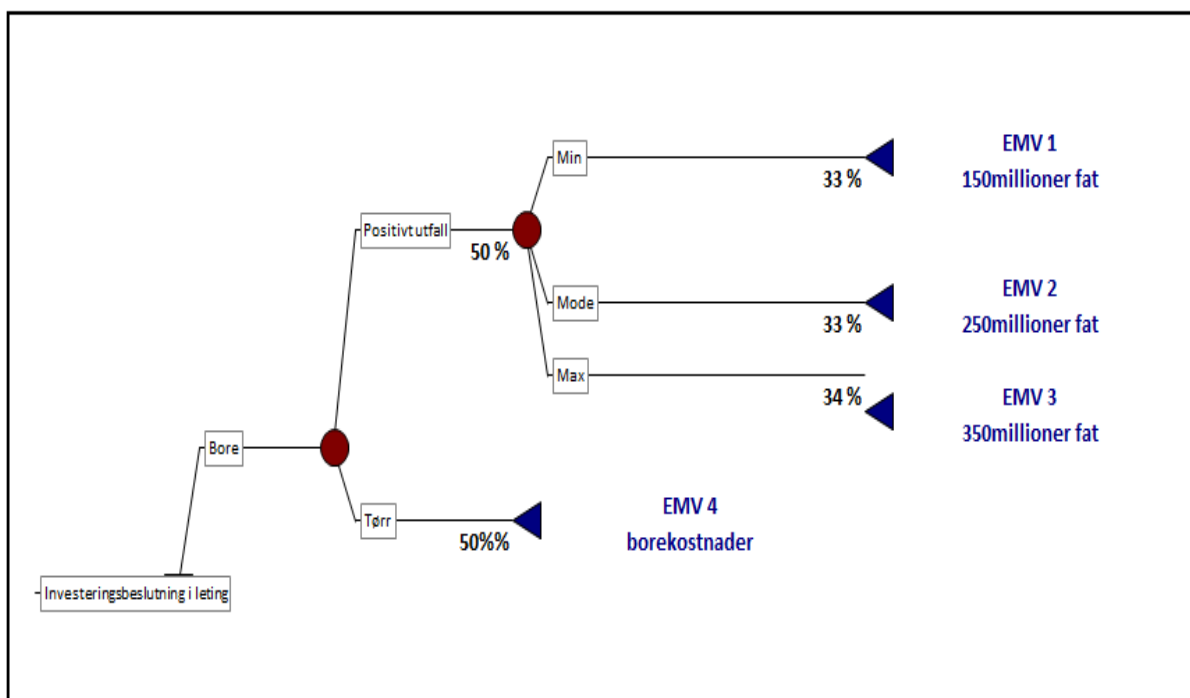
Brukerne av forventningsverditeorien har lenge anerkjent disse svakhetene ved metodikken. Det har vært forsøk fra akademikernes side på å endre konseptet slik at det inkluderer disse svakhetene. I hovedsak har disse forsøkene prøvd å fange beslutningstakernes immaterielle følelser. Denne fremgangsmåten er typisk referert til «Preferanseteori» (preference theory). Av den oppfatning av at denne type teori ikke står i samsvar med TOTALs metodikk vil det ikke gå nærmere inn på dette emnet.

Kapittel 6 Caseanvendelse

6.1 Introduksjon

I dette kapittelet skal oppgavens siste problemstilling besvares, nemlig å komme opp med et forslag til en ny metodikk for usikkerhetshåndteringen. Oppgaven vil i hovedsak bestå av investeringsanalyse av et hypotetisk tenkt felt hvor detaljer og opplysninger er tatt ut ifra selskapet TOTAL. Utgangspunktet vil være basert på tenkt utdelt lisens runde for TOTAL, hvor TOTAL har fått tildelt områder for leting, for deretter å starte produksjon og utvinning av olje hvis det er funn. Som nevnt tidligere er det vanskeligheter for TOTAL å utlevere slik materiale, så enkelte tallberegninger vil være basert på egne forutsetninger.

Figur XX Illustrasjon av letefasen



For å tydeliggjøre TOTALs metodikk i letefasen kan beslutningsgrunnlaget for leteboring innebære et slikt beslutningstre illustrert i Figur XX hvor teorien er gjennomgått i forrige kapittel. Et slikt beslutningstre med de forskjellige prosentvisfordelte scenarione vil i hovedsak bestå av all usikkerhetsinkorporering i letefasen. Imidlertid vil grunnlaget for de estimerte sannsynlighetene være

basert på geofysikernes og geologenes antakelser, og andre ingeniørtekniske analytikernes beregninger og estimater.

I denne caseanvendelsen ligger hovedvekten på å tydeliggjøre beslutningsverktøyet for å inkorporere usikkerheter. Derfor vil videre anvendelse innebære en antakelse om at avgrensingsboring er allerede funnet sted, med et gitt estimert funn av olje, la oss si estimatet er på 250 millioner fat som vil tilsvare en minimum case ved et gitt positiv utfall fra leteboringen. Videre vil kontantstrømmodellen og den resulterende nåverdi av investeringsprosjektet være avgjørende for at en investeringsbeslutning i utbygging av feltet skal finne sted. På den andre siden vil det naturligvis ikke være lurt av selskapet å investere dersom nåverdien av prosjektet skulle vise seg å være av negativ verdi (f.eks for lav driftsinntekt grunnet lav oljepris kontra for høy investerings-, produksjons- og transportkostnader..osv). Investeringskostnadene for utbygging er for enkelhets skyld samlet til en samlet beløp som er trukket fra i kontantstrømmodellen i allerede år 2013.

I den statiske kontantstrømmodellen vil jeg da bruke teori og litteratur i NPV metodene for å sette opp den statiske kontantstrømmodellen for investeringsprosjektet. Kontantstrømmodellen vil innebære prosjektøkonomien for hele utbyggings- og produksjonfasen. Dette vil også innebære utrangeringskostnader eller oppryddingskostnader (terminalverdien) ved prosjektavslutning.

Det er valgt å ta for seg oljeprisens usikkerhet og få inkorporert denne usikkerheten i den metodikken som er blitt valgt å bruke. Metoden vil være basert på Monte Carlo simulering utført ved hjelp av et program som heter Palisade @risk. Utbytte fra denne simuleringen er en sannsynlighetsfordeling for NPV, som kan være nyttig bidrag for en mer oversiktlig bilde av NPV og for å lettere forstå NPV i en investeringsbeslutningsprosess.

Kunnskap bak dette forslaget vil være basert på gjengitt litteratur i kapittel 3 og 4 samt gode innspill fra skolen. Fokuset vil ligge på TOTALs beslutningspreferanser. Informasjon og data presentert i denne casebeskrivelsen er basert på samtaler og møter med eksterne veileder. Det vil likevel ikke bli presisert hva opplysninger og data som kommer fra eksterne veileders- og TOTALs side, men casestudiet presenteres ut i fra en helheltlig forståelse av eksterne veileders kunnskap, erfaring og tolkninger i TOTAL og TOTALs investeringsprosess.

6.2 Kontantstrømmodell og beregning av statisk NPV

6.2.1 Avkastningskrav

Vi vil i dette forslaget bruke WACC som avkastningskrav for det hypotetiske investeringsprosjektet vårt. Dette begrunnes med at det er tidligere nevnt i Kapittel 4 at WACC er det mest korrekte avkastningskravet å bruke i investeringsprosjekter som har lik risiko som selskapet selv. WACC er altså kapitalkostnaden for en investering i et selskap som helhet og gjenspeiler den gjennomsnittlige risikoen for et selskaps prosjekter. Avkastningskravet vil eventuelt modifieres alt ettersom risikoen anses som høyere eller lavere enn normalt. WACC er som i kapittel 4 gitt følgende formel:

$$WACC = \frac{E}{V} \times R_e + \frac{G}{V} \times R_g \times (1 - T_c)$$

I det følgende skal TOTALs WACC beregnes. Som vi ser av formelen ovenfor består WACC av ulike komponenter. $\frac{G}{V}$ og $\frac{E}{V}$ 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 markedsverdien av egenkapitalen, gjelden, og total kapitalen. Dataene som er presentert nedenfor er hentet ut i fra TOTALs årsrapport 2010¹. Grunnen til at det er brukt data fra år 2010 og ikke 2011 er at årsrapporten for år 2011 er enda ikke offisielt på deres hjemmesider. Følgende data er hentet ut i fra årsrapporten (tall i millioner NOK):

[Tabell 5 Beregning av egenkapital](#)

<p><i>Selskapskapital (4 201 000 aksjer à 1000,00) = 4201</i></p> <p><i>Overkursfond = 2340</i></p> <p><i>Annen egenkapital = 48</i></p> <p><i>Sum egenkapital = 4201 + 2340 + 48 = 6589</i></p>
--

Vanligvis antas det at markedsverdien av gjelden er lik bokverdien av gjelden. Det antas her at ved å trekke fra beholdningen av kortsiktig gjeld og kontanter og ekvivalenter fra den bokførte verdien av gjelden vil vi få ut den netto rentebærende gjelden (se beregning i Tabell 6, tall i millioner NOK):

¹ For spesifikke beregninger av dataene oppgitt se TOTALs årsrapport for år 2010 i vedlegg.

Tabell 6 Beregning av netto rentebærende gjeld

$Sum\ gjeld = 50261$
$Kortsiktig\ gjeld = 25463$
$Beholdning\ av\ kontanter\ og\ ekvivalenter = 328$
$Netto\ rentebærende\ gjeld = 50261 - 25463 - 328 = \mathbf{24470}$

Av tabell 6 ser vi at TOTALs markedsverdi av gjeld er 24,5 milliarder NOK. Følgelig er markedsverdien av totalkapitalen (tall i millioner nok):

$$Totalkapitalen = 6589 + 24470 = \mathbf{31059}$$

Egenkapitalandelen, er da:

$$Egenkapitalandelen = \frac{E}{V} = 31059 = \mathbf{0,212}$$

og gjeldsandelen, er:

$$Gjeldsandel = \frac{G}{V} = \frac{24470}{31059} = \mathbf{0,788}$$

For å finne TOTALS egenkapitalkostnad benyttes kapitalverdimodellen (CAPM gjennomgått i kapittel 4) som er gitt ved:

$$Re = r_f + \beta \times (r_m - r_f)$$

Risikofri rente er et teoretisk begrep og representerer den avkastningen man kan få på kapitalen ved å plassere den i et sikkert, risikofritt aktivum. Det stilles to krav til et risikofritt aktivum. For det første må det ikke være noen form for risiko for konkurs i selskapet. For det andre må det heller ikke foreligge noen reinvesteringsrisiko. Kravene antas å være oppfylt for TOTAL. Ofte brukes renten på statspapirer som mål på risikofri rente¹ der risikoen for å ikke oppfylle betalingskrav er tilnærmet lik null i de fleste utviklede land.

Det bør velges statsobligasjoner uten kupongutbetalinger, med en lengde lik kontantstrømmen som estimeres i verdsettelsen av prosjektet, siden et risikofritt aktivum ikke skal inneholde noen reinvesteringsrisiko (Brealey, Myers og Allen,2011). Ideelt sett burde det benyttes seg av en separat

¹ http://www.storebrand.no/Storebrand/Internett/stb_ordliste.nsf/Ordlisten?OpenView&RestrictToCategory=R

risikofri rente for hvert år av kontantstrømmen. Et problem er at det i Norge ikke utsteder statsobligasjoner uten kupong¹. Et alternativ er da å bruke et gjennomsnitt av korte renter over flere år som en tilnærming til fremtidig risikofri rente. Hensiktsmessig kan være å bruke 3 måneders norsk pengemarkedsrente (NIBOR) som risikofri rente, etter fradrag for reinvesteringsrisiko som anslås til 4,7%². Tre måneder NIBOR var på 2,3% den 04.05.2012 (før skatt). Trekker man fra for reinvesteringsrisikopremien får man en risikofri rente på 2,19%. I beregning av TOTALs WACC vil det bli brukt en risikofri rente på **2,2%**. Denne risikofrie renten kan ved første øyekast anses som for lav. Med bakgrunn i at rentenivåene i skrivende stund i Europa og Norge er på historisk lave nivåer³ antas denne risikofrie renten å være korrekt beregnet.

Siden 1900-tallet 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 og Allen, 2011). Det er usikkert at den historiske risikopremien reflekterer den fremtidige risikopremien perfekt (Brealey, Myeres og Allen, 2011). Forfatterne mener den bør ligge i intervallet 5% til 8%. I nylige publikasjoner fra regnskaps- og rådgivningsfirmaet PwC (PricewaterhouseCoopers) er det i en undersøkelse foretatt lagt frem den vektete gjennomsnittlige markedsrisikopremien i det norske marked til å være på **5,2%**⁴.

En annen faktor som er viktig for å beregne egenkapitalkostnaden er TOTALs beta β som er et mål på systematisk risiko mellom aksjeavkastningen og markedsavkastningen. Hvis beta er 1,5 for et selskap vil aksjekursen stige 1,5% per 1% økning i markedsavkastningen og vice versa. Beta på 1 er dermed gjennomsnittssensitiviteten. For å kunne beregne denne betaen må data mellom historiske aksjeavkastning og markedsavkastningen basert på månedlig avkastningen fra en bestemt periode være tilgjengelig. Siden TOTAL E&P ikke er børsnotert vil slikt data ikke være tilgjengelig. I tillegg til av egenoppfatning at selskapet ikke opererer med en slik beta, vil betaen i dette tilfellet antas til å være på 0,5 over gjennomsnittssensitiviteten, beta er lik **1,5**, for å få høynet det endelige avkastningskrav.

Da har vi det vi trenger for å beregne TOTALs egenkapitalkostnad, R_e :

$$R_e = 0,022 + 1,5 * 0,052 = 0,10 = \mathbf{10,0\%}$$

Gjeldens kapitalkostnad, R_g , er gitt ved den risikofrie renten i tillegg til et risikopåslag fra utlånere og kreditorer og som banken. Risikopåslaget gjenspeiler bankens kompensasjon for risikoen knyttet til investeringen. Siden uroen i finansmarkedet startet, har risikopåslagene for norske bankkonsern

¹ <http://www.norges-bank.no/no/prisstabilitet/statsgjeld/statsobligasjoner/>

² <http://www.imarkedet.no/mobile/Article.aspx?id=87972>

³ <http://www.pwc.no/no/publikasjoner/deals/risiko-pdf.pdf>

⁴ <http://www.pwc.no/no/publikasjoner/deals/risiko-pdf.pdf>

steget og blitt værende på et høyere nivå enn i årene før 2008¹. Vi antar at bankens risikopåslag for TOTAL er satt til **7,0%**, slik at gjeldens kapitalkostnad, R_g , blir:

$$R_g = 2,2\% + 7,0\% = \mathbf{9,2\%}$$

Vi har da det vi behøver for å beregne WACC:

$$WACC = 0,212 * 0,10 + 0,788 * 0,092(1 - 28\%) = 0,0734 = \mathbf{7,34\%}$$

Denne WACC er noe lav i forhold til hva TOTAL bruker som avkastningskrav og vil derfor rundes av til **10,0%** for beregningens skyld. Følgelig vil denne WACC være det naturlige avkastningskravet for TOTALs investeringsprosjekter med vektet gjennomsnittlig risiko.

6.2.2 Estimering av fremtidig oljepris

Som nevnt i kapittel 3 er det stor usikkerhet rundt estimeringen av oljepris på grunn av at prisen estimeres for en periode over femten til tjue år. Vi skal likevel gjøre et forsøk. Metoden vil sannsynligvis gi en urimelig høy fremtidig oljepris i 2031, som er siste år som inngår i anvendelsen.

I verdsettelsen av et oljefeltprosjekt, for å beregne den statiske nåverdien så vil det være nødvendig å gjør noen antakelser om hva oljeprisen kommer til å være og i hvilken retning den kommer til å bevege seg i. Basert på det som er tidligere nevnt omkring økt ressursknapphet og forventninger om økt energietterspørsel, antas det at oljeprisen vil øke. Det antas her at oljeprisen vil være på \$110,dollar (05.06.2012 6,10kr/\$² i NOK671) per fat i 2031 mot en oljepris i 2012 på \$95,5 (05.06 per fat (582NOK)). Ved å bruke en formel for kontinuerlig forrentning vil det gi en årlig økning på **0,712%**:

$$\ln \left(\frac{671}{582} \right)^{\frac{1}{20}} = \mathbf{0,007115}$$

6.2.3 Kontantstrømoppstilling og NPV

I følgende modellering er det forsøkt å ta for seg et noenlunde realistisk oljefelt. Inndata er basert egenlæring og på eksterne veileders erfaring. Det er iverksatt avgrensingsboring og funn på reserven har en størrelse lik 200 millioner fat olje. I de fleste tilfeller er det slik at utbygging og

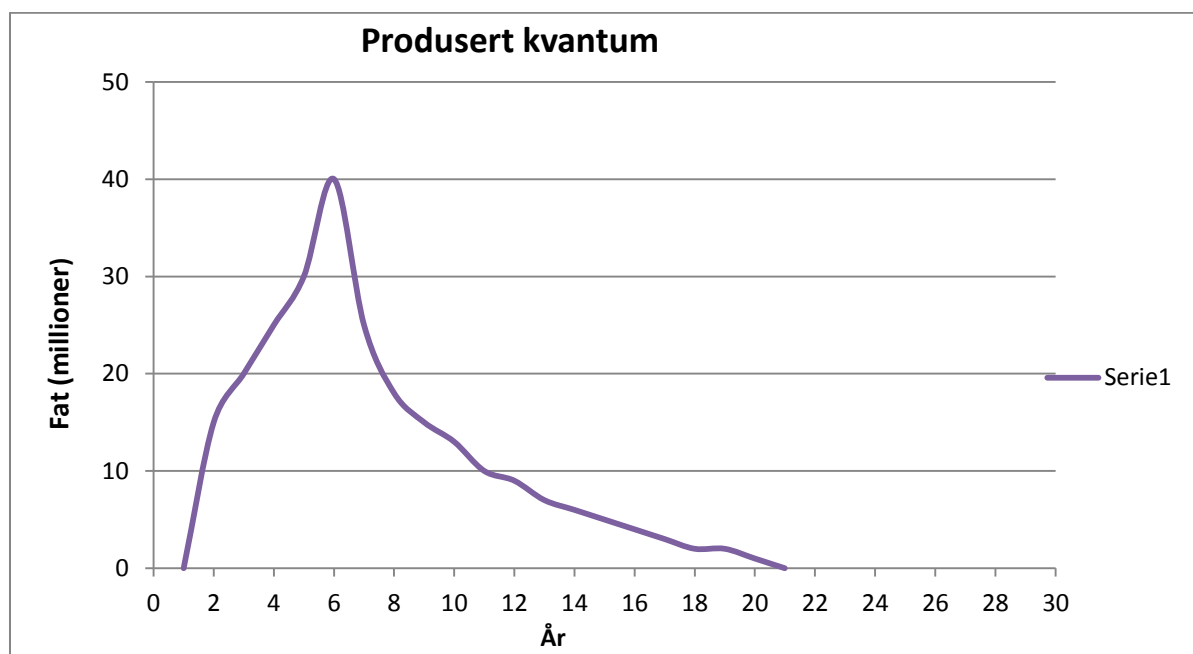
¹ http://www.norges-bank.no/pages/88775/Aktuell_kommentar_2012_%207.pdf

² www.dn.no

produksjonen startes etter en avgrensingsboring, men dette er ikke alltid tilfelle. I vårt tilfelle skal vi sette opp kontantstrømpstillingen for å se om prosjektet har en positiv statistisk nåverdi.

Investeringskostnaden for utbygging og produksjon kan fort komme opp i 20-30 milliarder NOK for et større felt. Slike typer større oljefelt bør i gjennomsnitt produsere 30 000-40 000 fat per dag med tanke på de store investeringsbeløpene. (se mer på oljedirektoratets hjemmeside). I denne anvendelsen velger jeg å bruke en fast kostnad for utbyggingen som vil tilsvare en sum på **30 milliarder NOK**. I virkeligheten vil det nok ta 4-6 år å bygge ut en investering på 30 milliarder, i tillegg til at beløpet vil mest sannsynlig ikke være et samlet beløp, men mange løpende kostnader knyttet opp til usikkerhet. Følgelig vil også de medfølgende skattemessige avskrivningene og friinntekten være forskjellig fra år til år. I denne caseanvendelsen er det valgt å trekke den totale utbyggingskostnaden fra kontantstrømmodellen året før produksjonstart, nemlig år 2012. Produksjonen antas videre å starte umiddelbart, i år 2013.

[Figur XXI Produsert kvantum \(fat\)](#)



Feltet i denne hypotetiske anslaget inneholder totalt 300 millioner fat oljeekvivalenter. Det som kjennetegner de fleste felt er en relativ høy produksjon de første 5-6årene, der produksjonen gradvis blir lavere utoverer feltenes levetid (se Figur XXI ovenfor og i vedlegg Figur XXX).

Feltets levetid er anslått til å være på tjuer år i tilfelle funn. Dette samsvarer til en viss grad med realiteten. Noen felt i virkeligheten er selvfølgelig i både lengre og kortere tid, men både av egne undersøkelser foretatt og informasjon fra veileder er en tjuerårsperiode for et felt et godt utgangspunkt. Kontantstrømmodellen må inkluderes utrangeringskostnad, eller en

opprydningskostnad. Dette vil bli trekt i det siste året av feltets levetid. Dette kan for eksempel være kostnader forbundet med demontering av plattformen og lignende. Denne verdien anslås til å være på **6 milliarder NOK**. Feltets driftsinntekter er gitt ved produsert mengde multiplisert med oljeprisen. Driftskostnad er anslått til NOK 80 per produsert fat. Transportkostnadene er anslått å være **2\$** per fat (NOK 2*6,10 per fat). Dette utgjør det totale driftskostnader.

Skattemessige avskrivninger i olje- og gassvirksomheten for de viktigste driftsmidlene er 1/6 årlig over 6 år mot 78% marginalsatt. Dette innebærer en skattemessig avskrivning på :

$$30 \text{ milliarder} / 6 * 0,78 = 3,9 \text{ milliarder}$$

Disse avskrives lineært, altså med det samme beløpet hver år i 6 år. Skatteberegningen i olje- og gassvirksomhet på norsk sokkel er noe spesiell. Av inntekt fra sokkelvirksomheten skal det betales alminnelig selskapsskatt. Denne selskaptssatsen er **28%**. Skattbar inntekt i denne caseutredningen er driftsinntekter fratrukket driftskostnader og transportkostnader. I tillegg kommer særskatten av virksomheten. Særskatten er begrunnet i de spesielt gode fortjenestemulighetene ved sokkelvirksomhet. Stortingens årlige vedtak står for fastsettelsen av denne satsen og er på **50%** og har vært det siden 1992. Olje- og gasselskapenes marginalsatt er derved **78%**. Men i beregningsgrunnlaget for særskatten gis det et særskilt fradrag kalt friinntekt som er ment for å kompensere for i de tilfellene det er svært høye investeringskostnader. Denne friinntekten beregnes på grunnlag av de samme investeringene som kan avskrives over 6 år. Den kan anses som et ekstra avskrivningsfradrag i særskattegrunnlaget. Friinntekten er på 7,5% i 4år mot 50% særskatt, tilsammen 15% av disse investeringene. Friinntekten er dermed fradragsberettiget ved beregning av særskatten¹. Tilsammen vil dette bestå av totale skattemessige avskrivninger på **93%**. Videre i beregningen er grunnlag for skatteberegningen basert på TOTALs virkelige situasjon. De fradragsberettigede skattemessige avskrivningene vil avskrives umiddelbart ved en investering, da TOTAL er i en tilstrekkelig sterk nok økonomisk posisjon til å kunne absorbere de fremtidige skattekostnadene uten fradrag (for skatteberegningen se vedlegg).

¹ Se se mer på skatteetaten.no og Tabell 10 i vedlegg for skatteberegning

Tabell 7 Kontantstrømoppstilling og beregning av statisk NPV med WACC 10,0%

År	Produsert kvantum (Millioner fat)	Oljepris (NOK)	Driftsinntekter (millioner NOK)	Driftskostnader (millioner NOK)	Transportkostnader (millioner NOK)	Investeringskostnad (millioner NOK)	Utrangeringsverdi (millioner NOK)	Skatt/skattefradrag (millioner NOK)	Fri kontantstrøm (millioner NOK)	WACC = 10%
1	0	582	0		0	30000	0	-5025	-24975	-24975
2	15	586	8792	750	92	0	0	1176	6774	6158
3	20	590	11806	1000	122	0	0	3309	7376	6095
4	25	595	14863	1250	153	0	0	5474	7986	6000
5	30	599	17962	1500	183	0	0	8798	7481	5110
6	40	603	24120	2000	244	0	0	13163	8713	5410
7	25	607	15182	1250	153	0	0	10748	3032	1711
8	18	612	11009	900	110	0	0	7799	2200	1129
9	15	616	9239	750	92	0	0	6550	1848	862
10	13	620	8065	650	79	0	0	5721	1614	684
11	10	625	6248	500	61	0	0	4436	1251	482
12	9	629	5663	450	55	0	0	4023	1135	398
13	7	634	4436	350	43	0	0	3154	889	283
14	6	638	3829	300	37	0	0	2724	768	223
15	5	643	3214	250	31	0	0	2288	645	170
16	4	647	2589	200	24	0	0	1845	520	125
17	3	652	1956	150	18	0	0	1394	393	86
18	2	657	1313	100	12	0	0	937	264	52
19	2	661	1322	100	12	0	0	944	266	48
20	1	666	666	50	6	0	0	476	134	22
21	0	671	0	0	0	0	6000	0	-6000	-6000
	250									4073

NPV med WACC 10% = 4,073 milliarder

IRR = 13,6%

Som vi kan se ut i fra kontantstrømoppstillingen (Tabell 7) er investeringsprosjektets statiske netto nåverdi 4,073 milliarder NOK. Investeringsprosjektets internrente er 13,6%. Dette betyr at avkastningskrav under 13,6% gir en positiv netto nåverdi som vil tilsynelatende anbefale en investering for det aktuelle prosjektet. Det skal være sagt at tallene oppgitt i kontantstrømoppstillingen er noe forenklet i forhold til hvordan en slik oppstilling er for et reelt feltprosjekt. Likevel er det tatt med det viktigste av inntekter og kostnader, samt presentert en generell innføring på hvordan skattebestemmelsene er for et olje- og gasselskap. Til vanlig er det løpende kostnader knyttet til små letekostnader hvert år frem mot oppstart av feltproduksjon. I tillegg vil det normalt sett være ytterligere investeringskostnader knyttet til produksjon i noen år etter at produksjonen er igangsatt. For enkelhetsskyld er det blitt valgt å se bort i fra disse ekstra kostnadene.

6.3 Sensitivitets- og break-even analyse

6.3.1 Sensitivitetsanalyse

Som vi har nevnt tidligere i kapittel 4 så er man 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. Det er derfor som presisert i kapittel 4 viktig å forsøke å finne ut hvilke andre utfall som kan oppstå.

Sensitivitetsanalyse har som formål å identifisere viktige faktorer som bestemmer lønnsomheten av prosjekter. Dette innebærer 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 variablene er feilestimert (Brealey, Myers og Allen, 2011). I utviklingen av olje- og gassfelt er en av viktigste usikre faktorene som nevnt tidligere oljeprisen inkludert, blant de usikkerhetsfaktorene som total mengde utvinnbare ressurser, produksjonsrater, opex og capex. Andre uidentifiserte variabler blir muligens identifisert når prosjektet beveger seg fremover. Denne type analyser tvinger beslutningstakeren til å måtte identifisere de underliggende variablene som er drivere for et prosjekts verdi. Samtidig indikerer analysene hvor det ville være hensiktsmessig i å finne ytterligere informasjon omkring sensitiviteten av nåverdien ved en endring i en av variablene. Når man er i tvil om de estimerte kontantstrømmene gir et riktig bilde av realiteten kan sensitivitetsanalyser være nyttige. En begrensning for analysene er at resultatene kan

bli tvetydige. Hva betyr egentlig "optimistisk case" eller "pessimistisk case"? Grensene som er satt for disse forskjellige casene kan variere fra en avdeling til en annen i et selskap, eller fra beslutningstaker til beslutningstaker. Hva som er de riktige grensene for verste og beste utfall i en variabel, er vanskelig å vite eksakt.

Med hensyn til utvikling av olje- og gassfelt kan sensitivitetsanalyser brukes til å forutse forskjellige netto nåverdier ved å variere foreksempel oljeprisen, som vil bidra i beslutningsprosessen (Brealey, Myers og Allen, 2011). Vi skal nå gjøre en sensitivitetsanalyse i vårt hypotetiske oljefeltprosjekt.

I vårt hypotetiske oljefeltprosjekt er det forutsatt at oljeprisen er den variabelen som det knyttes størst usikkerhet til. Det kan davære hensiktsmessig å se nærmere på noen mulige scenarier knyttet til oljeprisvariasjon. 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 gjennomføre en "What-If" analyse, der oljeprisen endres for ulike scenarier.

Det kan være hensiktsmessig å undersøke hva som skjer med netto nåverdi hvis oljeprisen øker konstant med 50% for hvert av årene i levetiden for prosjektet, som vil være "best case" scenario, og hva som skjer hvis oljeprisen synker med 50% konstant («worst-case» scenario). Se tabell 8. Fra tabell ser vi at scenarionene er i virkeligheten urealistiske, likevel beskriver scenarioanalysen viktige faktorer.

[Tabell 8 Scenario analyse \(millioner NOK\)](#)

NPV worst case scenario (50% kontinuerlig nedgang i oljepris hvert år)	594610
NPV base case scenario (gitte forutsetninger beskrevet i tekst)	4073
NPV worst case scenario (50% kontinuerlig nedgang i oljepris hvert år)	-13173

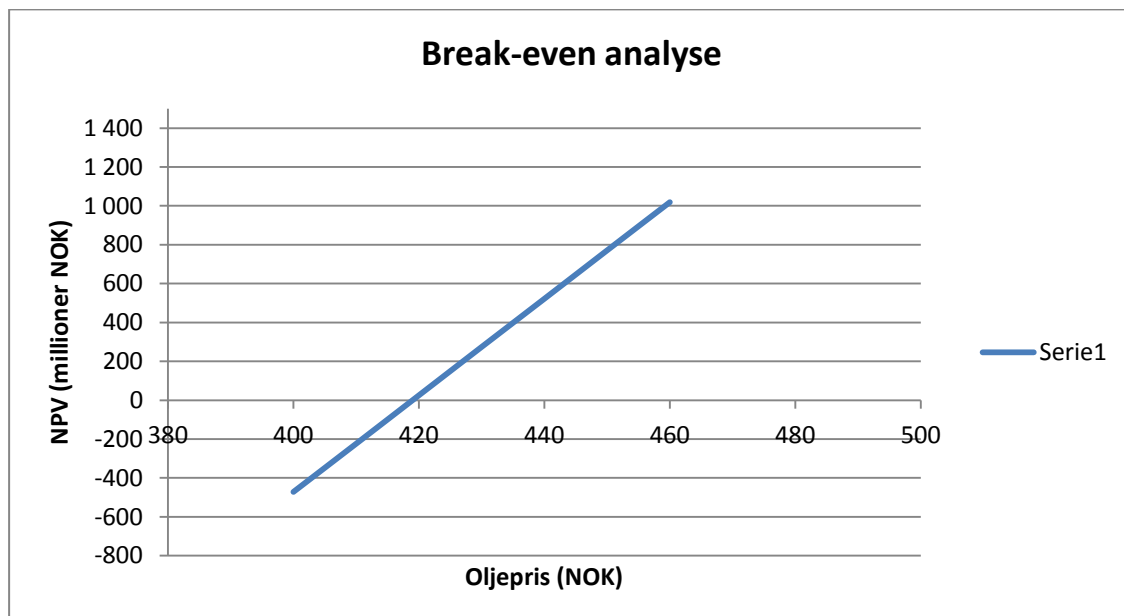
Sensitivitetsanalysen som her er blitt gjennomført gir en indikasjon på hvor viktig oljeprisen er for utfallet av den resulterende netto nåverdi. Som vi kan se ut i fra analysen er nåverdien svært sensitiv med hensyn på oljeprisen, der «best case» scenario gir en positiv netto nåverdi med nesten 390 milliarder, mens «worst case» scenario gir en negativ netto nåverdi på litt under 14,5 milliard NOK. Ved en oppgang i oljepris vil gevinsten bli veldig stor og vice versa. Dette innebærer at en 50% ned-

eller oppgang i oljeprisen for hvert år av feltets levetid, vil endre netto nåverdien med et par hundre prosent. Oppfatninger omkring fremtidig oljepris er derfor svært avgjørende for beslutning om utbygging og start av produksjon.

6.3.2 Break-even analyse

Som presisert i kapittel 4 innebærer break-even analyser (i dette tilfelle) å stille spørsmålet ved hvilken nivå av olje- og gasspriser prosjektet ikke lenger vil være lønnsomt. Når man utfører sensitivitetsanalyser for et prosjekt, eller når man ser på alternative scenarier, vil man gjerne ha svar på hvor alvorlig det blir for prosjektets inntjening hvis for eksempel oljeprisen blir verre enn hva som er estimert. Snur man om på denne problemstillingen blir spørsmålet formulert av hvor lav oljeprisen kan bli før prosjektet begynner å tape penger. Denne type analyser kalles for breakeven analyser. Slike analyser baserer seg på scenarioanalysene. For å gjøre en breakeven analyse med hensyn på oljeprisen i vårt tilfelle har jeg brukt «What-if» funksjonen i Excel. I og med at prosjektets netto nåverdi er forholdsvis lav vil breakeven prisen for feltprosjektet være nokså nær dagens oljepris. Her er det laget et scenario for netto nåverdi med oljepriser i intervallet 371,70 – 413,73 NOK (\$ 59 – \$ 69,5) . Videre lager vi en graf av de ulike scenarier. Vi finner enkelt hvilken pris som gir en netto nåverdi lik null (se Figur XXII).

Figur XXII Break-even analyse for investeringsprosjektet med hensyn på oljeprisen



Investeringsprosjektet har en breakeven pris like i overkant av NOK 419, og dermed vil det ikke gi en positiv inntjening dersom prisen skulle falle under \$ 68,7 per fat. Fremtidsutsikter om en stabil eller høyere oljepris er derfor en forutsetning for om inntjeningen skal bli positiv ved bruk av statisk nettonåverdi. Hvis oppfatningen er at oljeprisen vil synke vil det naturligvis ikke være lønnsomt å starte leteboring i lisensområdet.

6.4 Forslag til metode for usikkerhetshåndtering

Som nevnt tidligere i kapittel 3, så kan usikkerhetsfaktorene i hovedsak deles inn i fire grupper; geologiske faktorer, teknologi, markedsforhold, og offentlige reguleringer. Inn under disse fire gruppene finnes det usikkerhetsfaktorer av betydelig grad som påvirker resultatet av prosjektet. (For eksempel volum, oljepris, valutakurs, driftskostnader og så videre. Vurderinger av størrelse på et oljefelt i kombinasjon med variasjon i oljeprisene danner grunnlag for å gjennomføre et investeringsprosjekt i olje og gassnæringen. I denne verdsettelsen av TOTALs hypotetiske oljefelt er det antatt at mye av usikkerheten omkring reservestørrelse vil elimineres gjennom lete- og avgrensingsaktiviteter tidlig i investeringsprosjektet. Det antas dermed at prosjektets risiko er dominert av fluktuasjoner i oljeprisene. Det vil bare være en av usikkerhetsfaktorene som er inkludert i beregningen og i videre simulering i denne caseanvendelsen, nemlig usikkerheten knyttet opp mot nivået på oljeprisen.

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 mål på risiko som beskriver hvor stor spredning eller svingning en variabel er utsatt for. Volatilitet finnes ved å beregne standardavviket av en tidsserie for en variabel. Veileder på skolen har gitt råd om å bruke den historiske oljeprisutviklingen som grunnlag for å beregne standardavviket i foreliggende oljepriser gjennom de siste årene. Figur XXIII under viser oljeprisutviklingen fra 15. mai 1987 til frem til slutten av 4. mai 2012.

Figur XXIII Oljeprisutvikling 15.05.1987 – 04.05.2012 (kilde U.S Energi Information Administration 2012)



Beregningen av oljeprisens standardavvik vil basere seg på datagrunnlaget for den historiske oljeprisutviklingen som er offisielt tilgjengelig på EIAs hjemmeside (se Tabell 9 på neste side og Figur V i introduksjonen). Det er blitt brukt EXCEL som verktøy for å beregne standardavviket for denne tidsserien av oljepriser. Standardavviket for oljeprisen i denne perioden (beregnet med dagens dollarkurs på 6,10NOK) er estimert til å være 190,43 NOK.

Som nevnt tidligere, er det et problem med at den statiske netto nåverdien ikke tar høyde for usikkerheter. All risikoeksponering er i stor grad inkorporert i avkastningskravet i investeringsprosjektet. Tradisjonelle virkemidler for å kompensere for disse usikkerhetsfaktorene er som nevnt i kapittel 4 og for eksempel øke diskonteringsrenten, sammenligne pessimistisk og optimistisk scenario, og også utføre marginale sensitivitetsanalyser. Men det skal være nevnt at

Tabell 9 Estimering av standardavvik- og gjennomsnitt av oljeprishistorikk

Standardavvik de siste 26 årene i NOK	
kr	190,43 (1987-2012)
Gjennomsnitt de siste 26 årene i NOK	
kr	231,01 (1987-2012)
Standardavvik de siste 10 årene i NOK	
kr	165,93 (2003-2012)
Gjennomsnitt de siste 10 årene i NOK	
kr	418,88 (2003-2012)
Standardavvik de siste 5 årene i NOK	
kr	126,61 (2008-2012)
Gjennomsnitt de siste 5 årene i NOK	
kr	536,84 (2008-2012)

sensitivitetsanalyser tillater beslutningstakeren kun å vurdere effekten av å endre én usikkerhetsvariabel om gangen. Ved å se på prosjektet under alternative scenarioer, kan beslutningstakeren vurdere effekten av et begrenset antall rimelige eller plausible kombinasjoner av variablene. For å vurdere flere mulige kombinasjoner av variablene kan beslutningstakeren ta i bruk *Monte Carlo simuleringer* (selv om det er kun tatt hensyn til én variabel i denne caseanvendelsen). Den gode egenskapen med Monte Carlo simuleringer er at den lar beslutningstakeren vurdere effekten av alle mulige kombinasjoner av variablene som anses som en usikkerhet. I tillegg til at

Monte Carlo simuleringer gjør beslutningstakeren i stand til å evaluere hele fordelingen av et prosjekts utfall (Brealey, Myers og Allen 2011). 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).

Som nevnt i tidligere er netto nåverdimetoden den vanligste metoden for bruk i en investeringsbeslutning. Derfor er det rimelig å beregne denne nåverdien under usikkerhet. Dette gjøres ved å utføre Monte Carlo simuleringer med nivået på oljeprisen som usikkerhetsfaktor. Usikkerheten rundt oljeprisen vil ta utgangspunkt i oljeprishistorikkens volatilitet de siste årene. Som beregnet på forrige side er standardavviket estimert til å være på 182,20 NOK. Dette standardavviket antas å være noe urimelig da volatiliteten i oljeprishistorikken siden 1980-tallet fram til nå har variert i meget stor grad. Med denne antagelsen tatt i betraktning vil videre presentasjon av simuleringen og estimering av standardavvik basere seg på de siste 5 års prishistorikk (da volatiliteten de siste 5 årene har vært noe mer stabil, men anses fortsatt som ustabil). Denne er estimert til å være på 126,61 NOK. I tillegg vil det bli gjort en antakelse på at prisens volatilitet øker proporsjonalt med tiden (Copeland og Antikarov, 2001). Dette er konsistent med sunnfornuft og teori fra økonometrifaget. Dermed vil forventet volatilitet ved tiden, T , gitt ved:

$$\sigma_t = \sigma\sqrt{t}$$

Dette betyr at forventet volatilitet er lik dagens volatilitet multiplisert med kvadratroten av antall perioder. I vårt tilfelle er eksempelvis forventet volatilitet i 2025 lik:

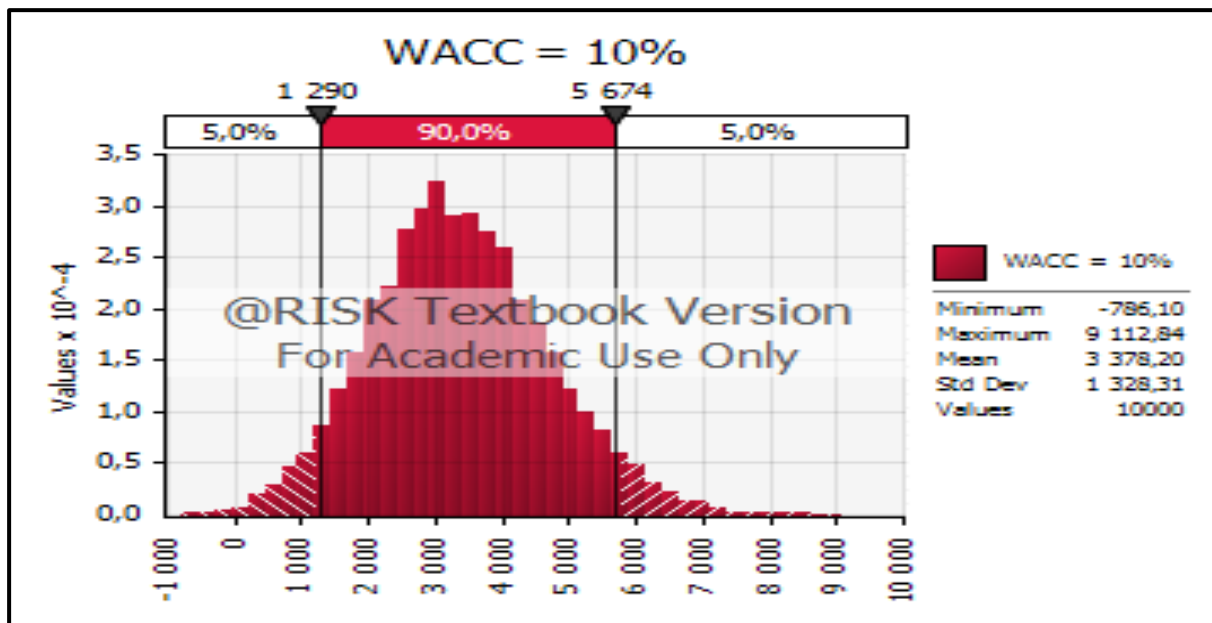
$$\sigma_{2025} = 126,61 * \sqrt{13} = 456,50 \text{ NOK}$$

Med bakgrunn i det som er tidligere nevnt omkring økt ressursknapphet og forventninger om økt energietterspørsel, antas oljeprisen i (denne omgang) å ha en gjennomsnittsverdi lik dagens oljepris på NOK 582. Dette er drøftet med veileder på skolen og eksterne veileder og det er enighet om at gjennomsnittsoljepris lik dagens oljepris er en rimelig antagelse, selv om det skal være sagt at ingenting er sikkert. Vi har da ferdigsett grunnlaget for videre simulering.

Vi vil i denne caseanvendelsen presentere en ny metodikk for utførelsen av Monte Carlo simuleringene knyttet til oljeprisusikkerheten. Verktøyet som brukes er en programvare av Palisade, hvor simuleringsverktøyet som tas i bruk i denne caseanvendelsen er et tilleggsverktøy i EXCEL som

heter @risk. Dette er et verktøy som kjører analyser omkring økonomiske problemstillinger og tekniske situasjoner påvirket av usikkerhet og risiko. Programvaren behøver da modellen som skal simuleres, som er da i denne caseanvendelsen den oppstilte kontantstrømmen for hele oljefeltprosjektets levetid. Det første som må da gjøres er å definere sannsynlighetsfordelingen til de usikre variablene som finnes i modellen, med andre ord må det på forhånd bestemmes en sannsynlighetsfordeling av oljeprisusikkerheten. Her er det mange valg for sannsynlighetsfordelinger, som for eksempel binomisk uniform, normal, lognormal fordeling. Vi velger den lognormale fordelingen¹, fordi (vi tror) at prisene aldri vil bli negative, og fordi 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 av årene. Disse fordelingene vil da være det som kalles inndata variablene i programvaren. Videre må det velges hva utbyttet (output) skal være. Denne er følgelig den resulterende netto nåverdi for hele investeringsprosjektet. Neste steg vil være å tilpasse fordelingene til dataene (oljepris lognormalfordelt med gjennomsnittsverdi lik NOK 582 og standardavvik lik NOK 126,61 , for å så kjøre simuleringen. Her som et eksempel (se Figur XXIV) er det valgt 10000iterasjoner hvor det vil bli utført 100simuleringer. Resultatet er presentert under.

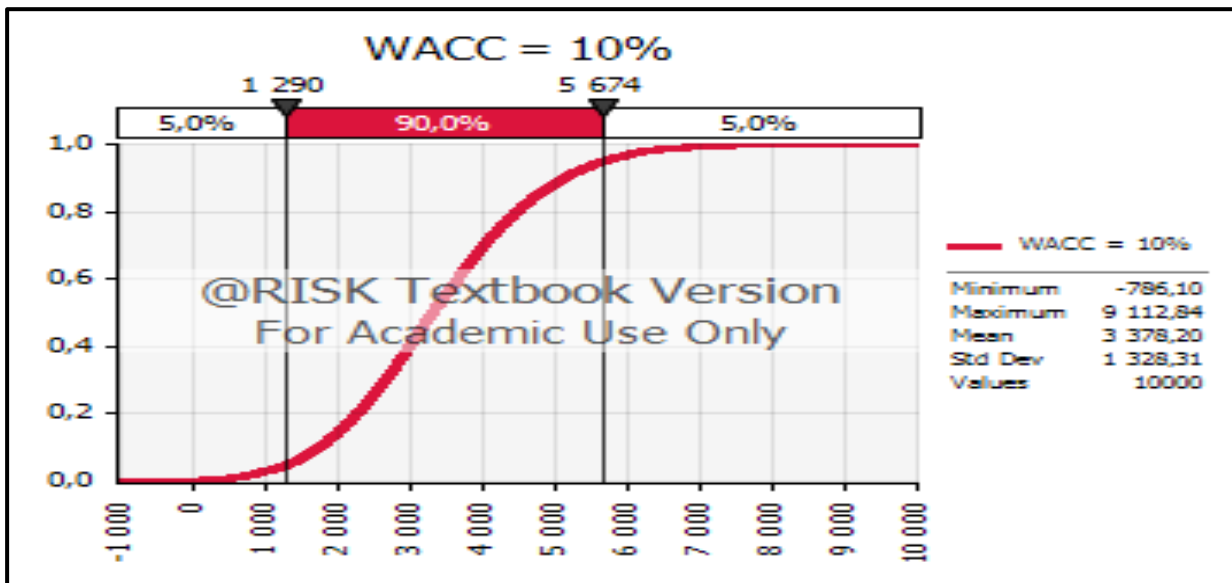
Figur XXIV NPV distribusjonen



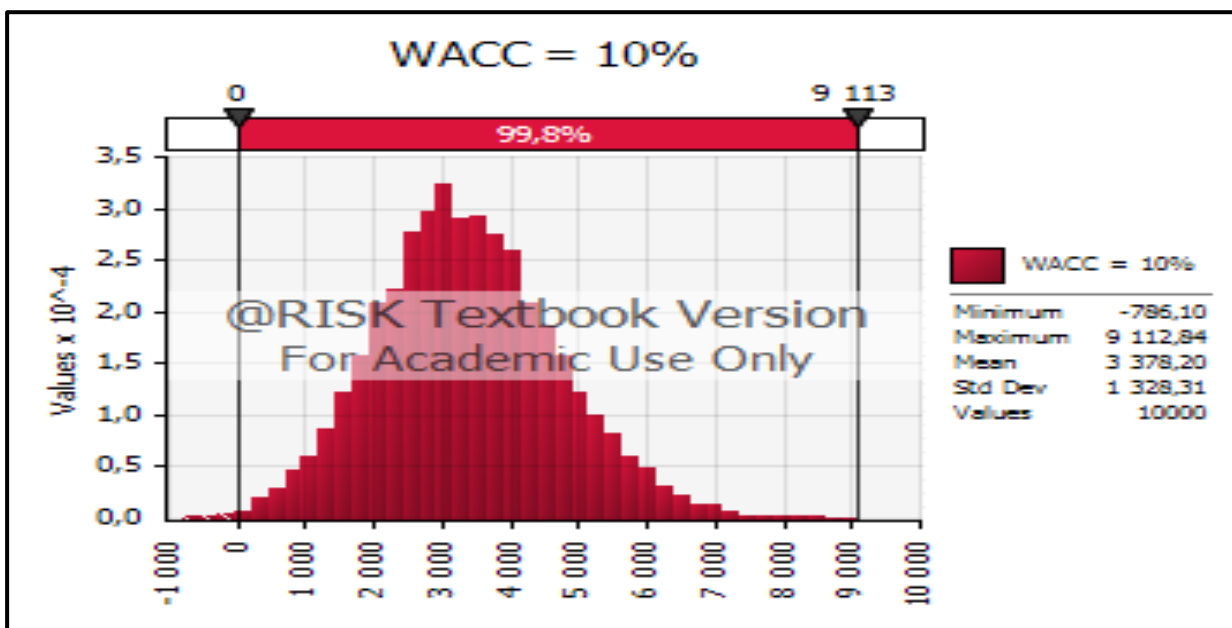
¹ Den lognormale sannsynlighetsfordelingen er en sannsynlighetsfordeling av hvilken som helst tilfeldig variabel hvis logaritmen er normalfordelt. Hvis X er en tilfeldig variabel som er normalfordelt, da har $Y = \exp(X)$ en log normal fordeling. På samme måte, hvis Y er lognormal fordelt er $\log(Y)$ normalfordelt. En variabel kan modelleres som lognormal hvis den kan sees på som et multiplikativt produkt av mange tilfeldige uavhengige variabler som alle er positive.

Netto nåverdiens kumulative stigning er vist under i Figur XXV:

Figur XXV Netto nåverdiens kumulative stigning



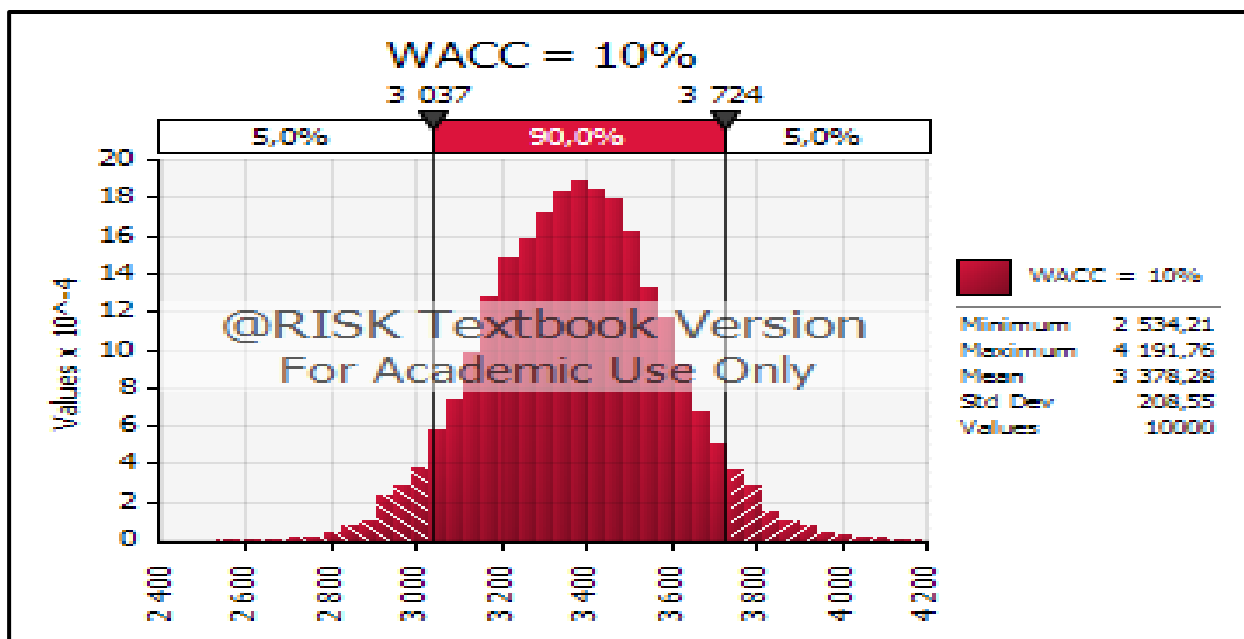
Figur XXVI Sannsynlighet for positiv NPV



Figur XXVI viser at den statistiske netto nåverdien beregnet tidligere i caseanvendelsen er ganske annerledes enn hva den netto nåverdien er under usikkerhet beregnet ved hjelp av Monte Carlo simuleringer. Netto nåverdi under usikkerhet gir 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 1,29 –

5,67 milliarder NOK. Det er 99,8% for at prosjektet skal ende opp med et positivt resultat og det er 100% sikkert at netto nåverdi ligger i intervallet -786 millioner – 9,11 milliarder NOK. Gjennomsnittsverdien eller middelverdien (medianen) for netto nåverdi er 3,38 milliarder NOK, som er den netto nåverdien som vil oppnås aller hyppigst. Grunnen til at det er så stort sprik i intervallet er at prisvolatiliteten er fortsatt relativt høy, basert på at den er på 126,61 NOK. For anledningens skyld er det blitt kjørt en simulering på samme nevnte gjennomsnittsverdi, men med et standardavvik på 20 NOK det første året. Denne standardavvikken vil i samme tilfellet som tidligere øke proporsjonalt utover i prosjektets levetid. Et standardavvik på 20 NOK er i utgangspunktet urealistisk med tanke på den historiske prisvolatiliteten, men er i denne caseanvendelsen tatt med for å illustrere verktøyets egenskap. Netto nåverdi i dette tilfellet vil med 90% sannsynlighet ligge i intervallet 3,04 milliarder – 3,72 milliarder og vil med 100% sikkerhet ligge i intervallet 2,53 milliarder – 4,2 milliarder NOK (se Figur XXVII).

Figur XXVII NPV distribusjon med lavere antatt standardavvik



Kapittel 7 Konklusjon

7.1 Introduksjon

Målet med dette kapitlet er å redegjøre for studiets fullstendige konklusjon. Dette innebærer å gå tilbake til de problemstillingene som er beskrevet i kapittel 1, og vurdere hvordan dem er blitt løst gjennom denne perioden. Videre vil konklusjonen inkludere en diskusjon av det resultatet som er nådd i dette studiet. Her er det gått nærmere inn på sammenligningen mellom beslutningsmetodikken under usikkerhet i TOTAL og forslaget presentert for usikkerhetshåndtering. Av egeninteresse for fagfeltet er det i tillegg presentert områder for videreforskning innen forbedringspotensialet og bruk av beslutningsverktøy i en investering under usikkerhet. Hensikten her er å motivere frem tilstrekkelig inspirasjon slik at det aktuelle selskapet vil bruke sine begrensede ressurser på mer forskning på dette fagområdet. Videreforskning vil kunne gi nytte i form av kunnskap og innblikk i hvilken grad selskapets beslutningsmetodikk under usikkerhet er optimalisert og hvorvidt bruk i praksis har en sammenkobling med gode økonomiske resultater. Som nevnt i kapittel 1 vil videreforskning også kunne bidra til den aktuelle debatten hvorvidt beslutningsmetodikken under usikkerhet er standardiserbar og hvorvidt verktøyet er av nytteverdi for selskapet. Dette vil både være positivt for selskapets egeninteresser og for selskapets interesser på gruppenivå.

7.2 Konklusjon

7.2.1 «Problemstilling 1»

Innledningsvis i kapittel 1 er det diskutert og lagt frem denne utredningens første problemstilling. Problemstillingen innebærer å få kartlagt hvilken type verktøy som er tatt i bruk i TOTAL i en investeringsbeslutning under usikkerhet. Denne problemstillingen er motivert frem av samtaler og diskusjoner med eksterne veileder i TOTAL. Kunnskapen tilegnet fra dette samarbeidet, samt litteraturen gjennomgått i beslutningsteori under usikkerhet, danner det et kvalifisert grunnlag for å evnen til å forstå og anvende metodikken i en praksis sammenheng.

Besvarelsen av denne problemstilling er presentert i kapittel 5. Besvarelsen er basert på litteraturen beskrevet i kapittel 3 og 4. Litteraturen som er beskrevet danner grunnlaget for beslutningsteori og metodikk/analyseverktøy, samt usikkerhetsfaktorene som selskapet er utsatt for under en investeringbeslutning. I tillegg har litteraturen bidratt med mer kunnskap i hvordan TOTAL håndterer usikkerheter i beslutningsmetodikken deres. Her er det viktig å ha et godt overblikk over de forskjellige faktorene i verdikjeden som er knyttet opp mot usikkerhet, for å kunne danne et kvalitetsmessig grunnlag for viderebeslutning av det aktuelle investeringsprosjektet. TOTALS metodikk for usikkerhetshåndtering vil som beskrevet i litteraturen i kapittel 1 være relativt typifisert. Dette er som nevnt tidligere et utbredt problem i industrien generelt. Stort sett baserer metodikken i TOTAL seg på EMV- konseptet og beslutningstreanalyser. Mye av usikkerhetsmomentene omkring det teknologiske og geologiske er her allerede avklart. For eksempel i et beslutningstreanalyse er de gitte estimatene for funnsannsynlighet og sannsynlighetene for reservestørrelse en måte å uttrykke usikkerheten på. Disse estimatene er på forhånd estimert av analytikerne i «geoscience» og geologene. Videre vil de økonomiske aspektet av usikkerhet bli håndtert og redegjort for gjennom tradisjonelle investeringsanalyser og deres medfølgende sensitivitets- og scenarioanalyser. En fullstendig utredning av de tilgjengelig investeringsanalysemetodene og metodene for usikkerhetshåndtering er gjennomgått i kapittel 4.

Beslutningsgrunnlaget for et investeringsprosjekt i TOTAL vil til syvende og sist bli lagt mest vekt på det endelige resultatet av kontantstrømoppstillingen, nemlig den resulterende netto nåverdi. Med bakgrunn i presentasjonen av TOTALS metodikk for usikkerhetshåndtering i kapittel 5, sammen med innholdet i caseanvendelsen i kapittel 6 anses behovene for problemløsning av utredningens første problemstilling «Hvilket teknikk bruker TOTAL for usikkerhetshåndtering?» som tilfredstilt og at metodikken som er presentert i denne utredningen gir et korrekt bildet av beslutningsmetodikken i selskapet. Denne metodikken er i caseanvendelsen anvendt i et hypotetisk oljefeltprosjekt. Dette har sammenheng med besvarelsen av oppgavens andre problemstilling som vi skal gå nærmere inn på i neste avsnitt.

7.2.2 «Problemstilling 2»

Med bakgrunn i TOTALS metodikk for usikkerhetshåndtering i en investeringsbeslutning er løsningen av denne utredningens andre problemstilling «Forslag til metode for usikkerhetshåndtering» presentert gjennom caseanvendelsen beskrevet i kapittel 6. Caseanvendelsen er noe forenklet, og er basert på egne forutsetninger og antakelser. Likevel vil metodikkforslaget som er presentert være av

kvalitetsmessig grunnlag med tanke på interne veileders kunnskap innenfor verktøyet som er tatt i bruk i anvendelsen og metodeforslaget.

Palisades @risk simuleringsmodell er et brukbart verktøy i beslutningsteknikk som i senere tid også er blitt anvendt i industrien. Dette skal vi gå nærmere inn på i neste avsnitt, men foreløpig kan det konkluderes med at metodikkforslaget for usikkerhetshåndtering som er presentert i caseanvendelsen, er i selv seg en meget forenklet versjon i forhold til hva slags virkelige positive forbedringer @risk kan bidra med i beslutningsgrunnlaget for en investering under usikkerhet. Forslaget legger vekt på å trekke frem potensialet i verktøyet til å kunne tilpasses TOTALS investeringsbeslutningsmetodikk. Som nevnt i forrige avsnitt vil en beslutning for et investeringsprosjekt i TOTAL hovedsaklig basere seg på den endelige nåverdien. Metodikkforslaget presentert i caseanvendelsen lar brukeren av verktøyet vurdere hele sannsynlighetsfordelingen av nåverdien som et uttrykk på de inkorporerte variasjonene eller estimatusikkerhetene i de usikre faktorene i et investeringsprosjekt. Dette er åpenbart av positiv nytteverdi for selskapet. Følgelig anses metodeforslaget som vellykket i denne utredningen. Imidlertid er det viktig å presisere at det vil kreve ytterligere videreforskning på- og testing av metodikkforslaget før en eventuell implementering av verktøyet som er foreslått for usikkerhetshåndtering i en investeringsbeslutning skal finne sted. Med bakgrunn i det som er nevnt til nå i dette avsnittet konkluderes det med at det er funnet en tilstrekkelig løsning for utredningens andre og siste problemstilling, og vil med det også avslutte den formelle utredningen av dette studiet.

7.2.3 Konklusjon og diskusjon av resultat

Vi har i denne utredningen sett at olje- og gassinvesteringene er av svært viktig betydning for selskapenes egen fremtidige inntjening, og i tillegg bidraget investeringenes inntekter gir til landets befolkning i form av skattepliktige ytelser. I litteraturdelen av prosjektøkonomi beskrevet i kapittel 4 innebærer det en gjennomgang av tradisjonell teori omkring investeringsanalyse samt metodikkene for usikkerhetshåndtering ved en investeringsanalyse. Denne delen har som formål å påpeke at den statiske netto nåverdien har lett for å undervurdere eller overvurdere investeringsprosjekters verdi, siden det her ikke tas høyde for usikkerhetene som er knyttet opp mot den aktuelle investeringen. For å få et riktigere og klarere bilde av et investeringsprosjekts totale verdi må også disse usikkerhetene inkluderes i beregningen av den endelige nåverdi.

For å koble sammen det teoretiske rammeverket med oljeindustrien ble det i kapittel 3 redegjort for de næringsspesifikke kjennetegnene som er gjeldene. I petroleumsnæringen består et oljefeltprosjekt av sekvensielle beslutninger for investering der ledetidene er lange. Det er mange usikkerhetsfaktorer knyttet til investeringer i næringen. Større usikkerhet gjør at den resulterende nåverdien også vil være påvirket av større usikkerheter.

De fleste av metodikkene presentert i denne utredningen, som EMV metodikken, er basert på analytikerens evne til å generere subjektive probabilistiske estimater av variabler under etterforskning. Dette er en type mekanisme for å kunne kvantifisere risiko og usikkerhet i et investeringsprosjekt. Tradisjonelt sett har analytikerne brukt single verdier på estimatene for sannsynlighet, for å uttrykke graden av risiko og usikkerhet knyttet til de usikre parameterne. Dette har sammenheng med det som er nevnt innledningsvis at organisatoriske beslutningstakere velger kun å bruke de mest forenklede verktøy og konsepter som er tilgjengelige i en type investeringsbeslutning. Beslutningsgrunnlaget i selskapet vil automatisk begrense analytikerens evne til å kunne predikere og estimere usikkerhetene i et investeringsprosjekt. Følgelig vil også den resulterende nåverdi være utsatt for større usikkerhet. Denne type kritikk har ført til at det er blitt mer populært nå å generere subjektive sannsynlighetsestimater ved bruk av risikomodellering for eksempel ved bruk av Palisade @risk.¹

I metodeforslaget er det valgt å ta for seg oljeprisusikkerheten som den variable. Her er et potensielt hypotetisk oljefeltprosjekt verdsatt ved å bruke tradisjonelle metoder for investeringsanalyse i samsvar med TOTALs beslutningsmetodikk. Den statiske netto nåverdien ble beregnet og det ble utført sensitivitetsanalyser av nåverdien i form av scenario- og breakeven analyse. Et interessant element her var å se på hvordan investeringsgrunnlaget varierte som en følge av oljeprisendringer med gitte forutsetninger. Oppfatninger om fremtidig oljepris er derfor av stor betydning for hvilke beslutninger som tas. Dette åpnet opp for et forbedringsalternativ ved å inkorporere flere usikkerhetsfaktorer inn i simuleringsmodellen og se hva slags endringer det vil påføre verdiestimatet i investeringsanalysen.

Den resulterende nåverdien i investeringsanalysen av det potensielle oljefeltet varierte kraftig alt etter hvilken metode som ble brukt. For utbyggings- og produksjonsfasen gav den statiske netto nåverdien en relativt høy verdi, der all usikkerhet er inkorporert i avkastningskravet. Kontantstrømoppstillingen 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. Nåverdien ble den samme ved bruk av sensitivitetsanalyse, men her fikk vi et bilde av hvor avgjørende

¹Se www.palisade.com

oljeprisen er for prosjektets lønnsomhet. Selv om resultatet av sensitivitetsanalysen vil i virkeligheten være noe urealistisk, gav resultatet fortsatt et innblikk i hvor stort sprik det kan forekomme mellom de resulterende nåverdier som en følge av oljeprisvariasjonen. Break-even analysen gav indikasjoner på at prosjektet tåler noe fall i oljeprisen, men ikke noe særlig heller, for at investeringen skal resultere i lønnsomhet. Metodeforslagets beregning av netto nåverdi under usikkerhet ved hjelp av Palisade @risk Monte Carlo simuleringer ble veldig mye lavere enn hva verdien var for den statiske. Grunnen til dette er at fremtidig usikkerhet omkring oljeprisene inkluderes i investeringsanalysen, gjennom forventet fremtidig gjennomsnitt og den historiske prisvolatiliteten. Resultatet innebærer i tillegg til den gjennomsnittlige nåverdien, altså den nåverdien som vil oppnås hyppigst, en sannsynlighetsfordeling av den resulterende nåverdien. Sannsynlighetsfordelingen av fremtidige kontantstrømmer hjelper beslutningstakeren å beregne forventede kontantstrømmer mer nøyaktig (Brealey, Myers og Allen (2011)). Dette gir et riktigere bilde av prosjektverdien siden ulike fremtidige prisbaner/utfall trekkes inn i vurderingen. Oljeprisen er den faktoren for investeringer i petroleumsnæringen som det kan knyttes størst usikkerhet til, og det har derfor også vært naturlig å ha gjennomgått og håndtert denne usikkerheten i denne utredningen.

Ut i fra det som er diskutert og konkludert fram til nå i dette avsnittet, vil konklusjonen av denne utredningen innebære å forske mer på simuleringsverktøyet som er foreslått. Simuleringsverktøyet har stort potensialet for å lykkes i en investeringsbeslutning under usikkerhet og vil med god margin kunne beskrive forskjellen på bruken av en simuleringsmodell som beslutningsgrunnlag for en investeringsbeslutning under usikkerhet og bruken av de typifiserte, tradisjonelle beslutningsmetodene for usikkerhetskåndtering, samt de tradisjonelt beregnede statiske nåverdier som beslutningsgrunnlag. Imidlertid er det viktig å presisere en ulempe ved simuleringsmodellen som er av betydning for denne utredningen. Ulempen er at det kreves mye tid og ressurser for å bygge opp en nøyaktig og presis modell for simulering. Dette kan indirekte føre til et redusert behov fra selskapets side i å bruke mer ressurser på videreforskning på modellen. I neste avsnitt presenteres områder for forbedring og videreforskning innenfor dette emnet.

7.3 Forbedringspotensialet og videreforskning

Konklusjonen i denne utredningen åpner opp for et forbedringspotensialet i utvikling av et konkurransedyktig verktøy som kan føre til en bedre investeringsbeslutning under usikkerhet. Ved å inkludere flere usikkerhetsfaktorer i tillegg til oljeprisusikkerheten i @risk simuleringsmodellen presentert i metodeforslaget, vil modellen kunne gi beslutningstakeren muligheten til å kombinere

kunnskap fra mange individer i én modell. For eksempel å inkludere usikkerheter i reservestørrelse og i utbyggingskostnader for produksjon i modellen, vil tre av de største usikkerhetsfaktorene som et investeringsprosjekt er utsatt for, være håndtert gjennom simuleringen i @risk. Den resulterende nåverdien og medfølgende sannsynlighetsfordeling kan bidra til større innsikt og kvalitetsmessig sikrere og bedre beslutningstaking i fremtidige større og mindre prosjekter. For at inkorporeringen av usikkerhetsfaktorer i modellen skal bli vellykket, for eksempel inkorporering av usikkerhetsfaktorene reservestørrelse og utbyggingskostnader for produksjon, vil det være nødvendig å studere/forske nærmere på de historiske dataene fra tidligere og eksisterende aktuelle oljefeltprosjekter. Dette er på grunn av simuleringens nødvendige input som (i dette tilfellet) er basert på estimatet av fremtidige gjennomsnittlig reservestørrelse og utbyggingskostnader, og medfølgende reservestørrelsevariasjon og variasjonen i utbyggingskostnader.

Det anbefales at dette studiet burde videreforskes på i sammenheng med for eksempel neste års masteroppgave og eventuelt ved bruk av andre typer ressurser/arbeidskraft, da studiet vil kunne bidra i form av positiv nytteverdi for det aktuelle selskapet i en investeringsbeslutning knyttet opp til usikkerhet. Av hensyn til selskapets holdning til konfidensialitet foreslås det at videreforskning av studiet og opplysninger om selskapet, samt resultat som blir lagt frem av forskningen burde holdes innenfor de aktuelle aktørene i selskapet og universitetets veiledere. Dette gjøres ved signering av en konfidensialitetsavtale. Selskapet vil da kunne betrygge seg med at ingen konfidensielle opplysninger vil komme på avveie. I tillegg vil han eller hun som utfører videreforskningen få større innblikk i situasjonen og forstå og håndtere videreforskningen bedre, da konkrete virkelige data er mye lettere å bearbeide enn ved foreksempel fiktivt hypotetisk tenkning.

Som nevnt innledningsvis vil fremtidig forskning innenfor dette emne kunne føre til en avklaring av den aktuelle debatten mellom beslutningsteoretikerne og beslutningsanalytikerne om hvorvidt beslutningsverktøyet er av verdi for selskapet. Ved en positivt avklaring, kan ikke beslutningsteoretikerne lenger hevde at beslutningsverktøyet er verdiløst. På den andre siden vil en negativ avklaring av beslutningsverktøyets verdi for selskapet, kunne føre til sårbarhet i beslutningsanalytikernes posisjon i litteraturen og industrien forøvrig. Likevel er det åpenbart at en slik avklaring vil være positivt for det aktuelle selskapet og for andre aktører i bransjen.

7.4 Avslutningsvis

For anlednings skyld skal det nevnes at Palisade @risk simuleringsmodell allerede gjøres nytte av i industrien nå, for eksempel ved at Det Norske Veritas (DNV) har anvendt denne praksisen i virkeligheten¹. I tillegg har Petrobras (som er det statseide oljeselskapet i Brasil) også hevet seg på denne bølgen². Det sies at Palisades @risk hjelper med å redusere kalkulasjonstiden for prosjektering som før brukte å ta opptil mange tusen timer³.

Avslutningsvis er det viktig å presisere at usikkerhetene som er knyttet opp til en investeringsbeslutning, vil (i tillegg til de usikkerhetsfaktorene beskrevet i denne utredningen) i stor grad være påvirket av andre overordnede eksogene mekanismer. Ingenting vil for så vidt være sikkert. Det vil heller være usikkerhet knyttet opp til alt i et investeringsprosjekt. Med erfaring og kunnskap vil mye av usikkerhetsfaktorene kunne reduseres og avklares, kanskje vil funnsannsynligheten til og med øke, men forsatt vil de næringspolitiske- og makroøkonomiske faktorer ha stor innvirkning på for eksempelvis oljeprisen, som naturligvis vil føre til en innvirkning for det aktuelle selskapets investeringsnivå. Det oppfordres å inkludere disse faktorene i en investeringsbeslutning, for å kunne danne seg det mest optimaliserte bildet av usikkerhetene knyttet opp til en investeringsbeslutning. Dette vil føre til positiv nytteverdi for egeninteressen og for interessen på selskapeleg- og gruppenivå.

¹ http://www.palisade.com/news/2012/03_news.asp

² <http://www.palisade.com/cases/Petrobras.asp?caseNav=byProduct>

³ <http://blog.palisade.com/blog/microsoft-excel-statistics>

Vedlegg

1. Skatteberegningen for det hypotetiske feltet

For eksempel er skatten i 2015 beregnet slik (alle tall i millioner NOK):

$$\text{Selskapsskatten} = \text{Driftsresultat } 13\,460 * 28\% = \mathbf{3\,769}$$

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

$$30\,000 * 0,075 = \mathbf{2\,250}$$

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

$$(13\,460 - 2\,250) * 0,5 = \mathbf{5\,605}$$

Totale skattekostnader eventuelt skattefradrag er da:

$$\text{Total skattekostnad og fradrag for år 2015} = 3\,769 + 5\,605 - 3\,900 = \mathbf{5\,474}$$

(Se Tabell 10)

Tabell 10 Skatteberegningen i det hypotetiske oljefeltprosjektet

År	Driftsresultat (millioner NOK)	Skattemessige avskrivninger	Selskapsskatt (millioner NOK)	Friinntekt		Skatt/skattefradrag (millioner NOK)
				(7,5% i 4år, millioner NOK)	Særskatt 50% (i millioner NOK)	
2012	0	-3900	0	-2250	-1125	-5025
2013	7951	-3900	2226	-2250	2850	1176
2014	10684	-3900	2992	-2250	4217	3309
2015	13460	-3900	3769	-2250	5605	5474
2016	16279	-3900	4558	0	8140	8798
2017	21876	-3900	6125	0	10938	13163
2018	13780		3858	0	6890	10748
2019	9999		2800	0	5000	7799
2020	8398		2351	0	4199	6550
2021	7335		2054	0	3668	5721
2022	5687		1592	0	2843	4436
2023	5158		1444	0	2579	4023
2024	4043		1132	0	2022	3154
2025	3493		978	0	1746	2724
2026	2933		821	0	1467	2288
2027	2365		662	0	1182	1845
2028	1787		500	0	894	1394
2029	1201		336	0	600	937
2030	1210		339	0	605	944
2038	610		171	0	305	476

2. Utdrag fra TOTALs årsrapport 2010

Figur XXVIII Balanse

Millioner kroner	Noter	2010	2009	Variasjon
EGENKAPITAL PER 31.12				
INNSKUTT EGENKAPITAL				
Selskapskapital (4 201 000 aksjer à 1 000,00)	13	4 201	4 201	0
Overkursfond	13	2 340	2 340	0
SUM INNSKUTT EGENKAPITAL		6 541	6 541	0
OPPTJENT EGENKAPITAL				
Annen egenkapital	13	48	94	(46)
SUM OPPTJENT EGENKAPITAL		48	94	(46)
SUM EGENKAPITAL		6 589	6 635	(46)
GJELD				
LANGSIKTIGE AVSETNINGER				
Pensjonsforpliktelser	4	464	422	42
Utsatt skatt	9	14 232	15 213	(981)
Avsetning for nedstengnings- og fjerningskostnader	7, 15	8 973	8 862	111
SUM LANGSIKTIGE AVSETNINGER		23 670	24 497	(827)
ANNEN LANGSIKTIG GJELD				
Lån fra selskap i samme konsern	14	1 000	7 000	(6 000)
Lån fra andre selskap	14	0	1 141	(1 141)
Annen langsiktig gjeld		129	19	110
SUM ANNEN LANGSIKTIG GJELD		1 129	8 160	(7 031)
KORTSIKTIG GJELD				
Kassakreditt	12	0	861	(861)
Leverandørgjeld og skyldige omkostninger	12	2 272	2 788	(517)
Skyldige offentlige avgifter		39	59	(20)
Betalbar skatt	9	13 699	10 547	3 152
Avsatt utbytte		9 400	5 800	3 600
Annen kortsiktig gjeld		53	102	(49)
SUM KORTSIKTIG GJELD		25 463	20 158	5 305
SUM GJELD		50 261	52 815	(2 554)
SUM EGENKAPITAL OG GJELD				
Garantiansvar	3	319	281	

Styret i TOTAL E&P NORGE AS, 25. mars 2011



Eric Denelle



Kristine Holm*



Harriet Elizabeth Dreyer*



Alain Lehner



Martin Tiffen

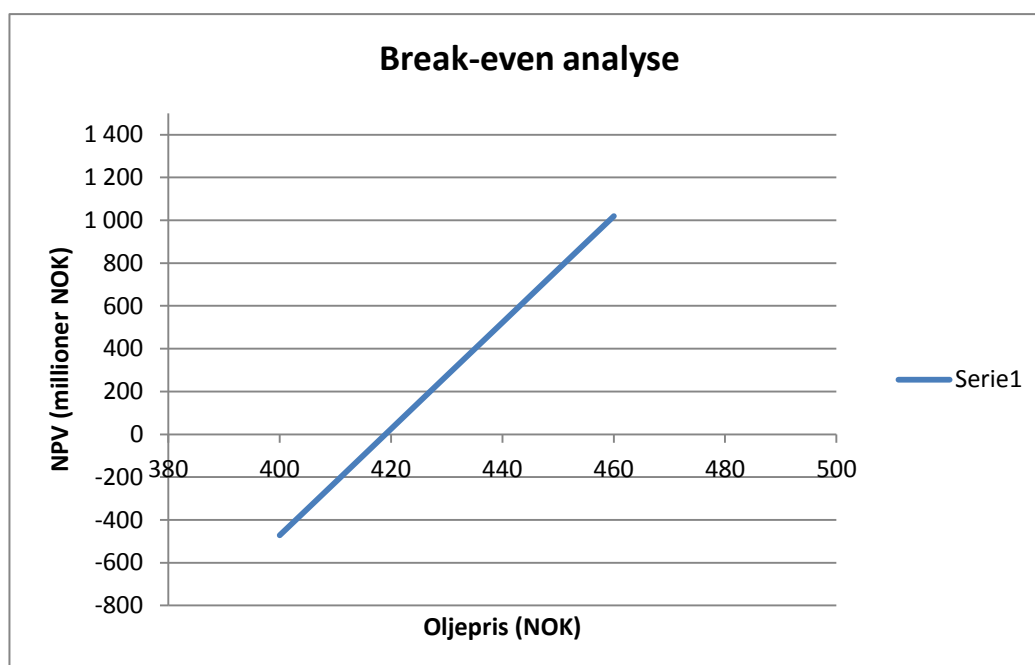
ADMINISTRERENDE DIREKTØR

Figur XXIX Kontantstrømoppstilling

Millioner kroner	2010	2009	Variasjon
KONTANTSTRØMMER FRA OPERASJONELLE AKTIVITETER			
Ordinært resultat før skattekostnad	29 539	22 140	7 399
Betalbar skatt	(21 165)	(14 129)	(7 036)
Avskrivninger	6 183	7 318	(1 135)
Langsiktige avsetninger	659	474	185
Tap/(gevinst) ved avhendelse av driftsmidler	(1 504)	0	(1 504)
Tilskudd fra driften (cash flow)	13 711	15 804	(2 093)
Kontantstrøm fra endringer i:			
Fordringer og forskuddsbetalinger	(407)	(769)	362
Lagerbeholdninger	37	(47)	84
Leverandørgjeld og påløpne utgifter	(579)	263	(842)
Skattegjeld	3 152	(2 836)	5 988
Langsiktige fordringer	13	15	(2)
NETTO KONTANTSTRØMMER FRA OPERASJONELLE AKTIVITETER	15 927	12 430	3 497
KONTANTSTRØMMER FRA INVESTERINGSAKTIVITETER			
Investeringer i driftsmidler	(8 308)	(9 615)	1 307
Innbetalinger ved salg av driftsmidler	6 403	4	6 399
NETTO KONTANTSTRØMMER FRA INVESTERINGSAKTIVITETER	(1 905)	(9 611)	7 706
KONTANTSTRØMMER FRA FINANSIERINGSAKTIVITETER			
Økning/(nedgang) i lån fra selskap i samme konsern	(6 000)	7 000	(13 000)
Økning/(nedgang) i andre langsiktige lån	(1 031)	(212)	(819)
Økning/(nedgang) kassekreditt	(861)	(107)	(754)
Utbetalt utbytte	(5 800)	(9 500)	3 700
NETTO KONTANTSTRØMMER FRA FINANSIERINGSAKTIVITETER	(13 692)	(2 819)	(10 873)
Netto endringer i kontanter og ekvivalenter	328	0	328
Beholdninger av kontanter og ekvivalenter 01.01	0	0	0
BEHOLDNING AV KONTANTER OG EKVIVALENTER 31.12	328	0	328

3. Break even analyse med hensyn på oljepris

Figur XXII Break-even analyse for investeringsprosjektet med hensyn på oljeprisen

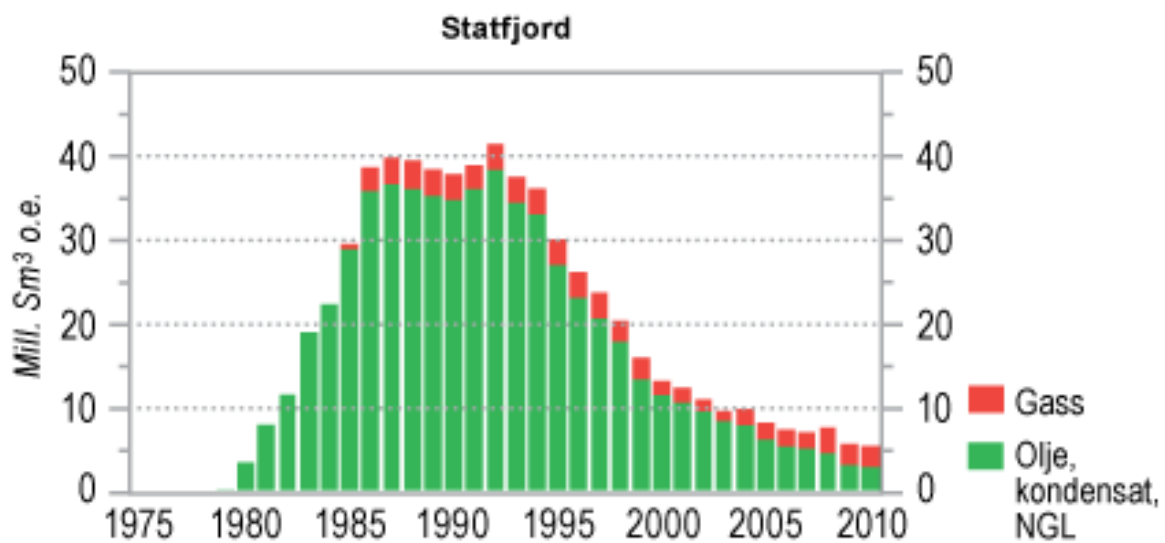


Oljepris (NOK)	NPV (millioner NOK)
400	-472
410	-224
420	25
430	274
440	522
450	771
460	1019

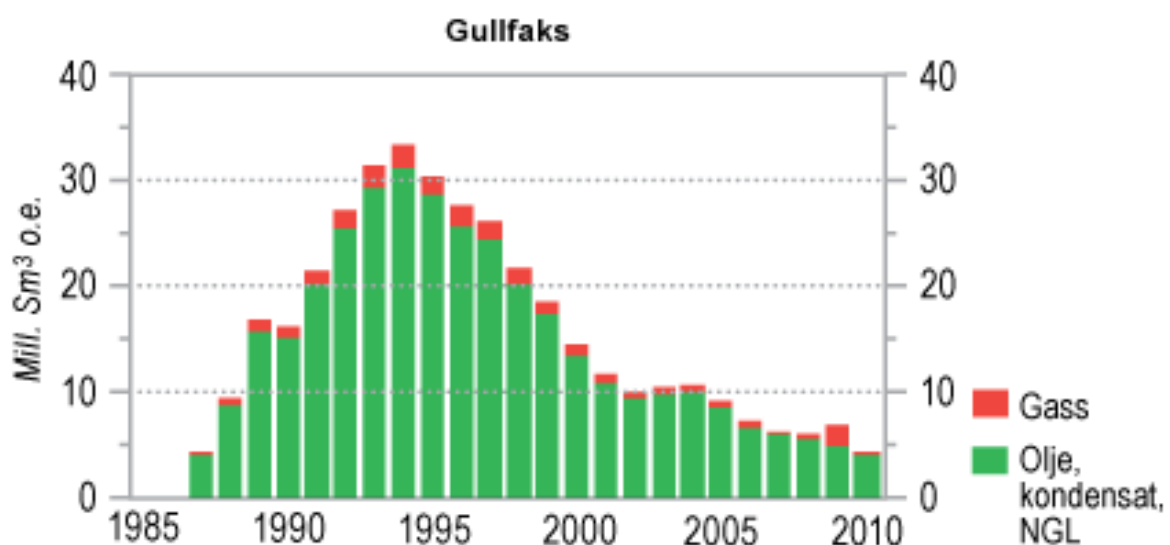
4. Produksjonsbaner for virkelige oljefelt

Vi ser tydelig toppen er nådd (peak) der produksjonen går nedover i Statfjord og Gullfaks feltet som er to av de største feltene 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. Men det skal være sagt at feltet nærmer seg uttømming.

Figur XXX Statfjordfeltets oljeproduksjonsbane (kilde: faktasidene på oljedirektoratets hjemmeside www.npd.no)



Figur XXXI Gullfaksfeltets oljeproduksjonsbane (kilde: faktasidene på oljedirektoratets hjemmeside www.npd.no)



5. Sensitivitetsanalyse av nåverdi mhp. prisvariasjon

Tabell 11 Årlig oljeprisnedgang på 50%

Produsert kvantum (Millioner fat)	Oljepri s (NOK)	Driftsinntekter (millioner NOK)	Driftskostnader (millioner NOK)	Transportkostnader (millioner NOK)	Investeringskostnader (millioner NOK)	Utrangeringsverdi (millioner NOK)	Skatt/skattefradrag (millioner NOK)	Fri kontantstrøm (millioner NOK)	WACC = 10%
1	0	582	0	0	30000	0	-5025	-24975	-24975
2	15	291	4365	750	92	0	-2277	5800	5273
3	20	146	2910	1000	122	0	-3630	5418	4478
4	25	73	1819	1250	153	0	-4700	5117	3844
5	30	36	1091	1500	183	0	-4362	3770	2575
6	40	18	728	2000	244	0	-5083	3566	2214
7	25	9	227	1250	153	0	-917	-259	-146
8	18	5	82	900	110	0	-724	-204	-105
9	15	2	34	750	92	0	-630	-178	-83
10	13	1	15	650	79	0	-557	-157	-67
11	10	1	6	500	61	0	-433	-122	-47
12	9	0	3	450	55	0	-392	-111	-39
13	7	0	1	350	43	0	-306	-86	-27
14	6	0	0	300	37	0	-262	-74	-21
15	5	0	0	250	31	0	-219	-62	-16
16	4	0	0	200	24	0	-175	-49	-12
17	3	0	0	150	18	0	-131	-37	-8
18	2	0	0	100	12	0	-88	-25	-5
19	2	0	0	100	12	0	-88	-25	-4
20	1	0	0	50	6	0	-44	-12	-2
21	0	0	0	0	0	6000	0	-6000	-6000
	250								-13173

Tabell 12 Årlig oljeprisoppgang på 50%

År	Produsert kvantum (Millioner fat)	Oljepris (NOK)	Driftsinntekter (millioner NOK)	Driftskostnader (millioner NOK)	Transportkostnader (millioner NOK)	Investeringskostnader (millioner NOK)	Utrangeringsverdi (millioner NOK)	Skatt/skattefradrag (millioner NOK)	Fri kontantstrøm (millioner NOK)	WACC = 10%
1	0	582	0		0	30000	0	-5025	-24975	-24975
2	15	873	13095	750	92	0	0	4533	7721	7019
3	20	1310	26190	1000	122	0	0	14528	10540	8711
4	25	1964	49106	1250	153	0	0	32184	15520	11660
5	30	2946	88391	1500	183	0	0	63732	22976	15693
6	40	4420	176783	2000	244	0	0	132240	42298	26264
7	25	6629	165734	1250	153	0	0	128178	36153	20407
8	18	9944	178992	900	110	0	0	138826	39156	20093
9	15	14916	223740	750	92	0	0	173861	49038	22876
10	13	22374	290862	650	79	0	0	226304	63829	27070
11	10	33561	335611	500	61	0	0	261339	73711	28419
12	9	50342	453074	450	55	0	0	353004	99565	34897
13	7	75512	528587	350	43	0	0	411991	116203	37026
14	6	113269	679611	300	37	0	0	529834	149440	43288
15	5	169903	849514	250	31	0	0	662402	186831	49199
16	4	254854	1019417	200	24	0	0	794970	224222	53677
17	3	382281	1146844	150	18	0	0	894407	252269	54901
18	2	573422	1146844	100	12	0	0	894451	252281	49912
19	2	860133	1720266	100	12	0	0	1341720	378434	68065
20	1	1290200	1290200	50	6	0	0	1006312	283832	46409
21	0	1935299	0	0	0	0	6000	0	-6000	-6000
	250									594610

6. Beregning av oljeprisvolalitet

Tabell 13 Historisk årlig oljepris (kilde www.iea.gov)

År	Oljepris i \$/fat
1983	30,66
1984	29,44
1985	27,89
1986	15,05
1987	19,15
1988	15,96
1989	19,58
1990	24,5
1991	21,5
1992	20,58
1993	18,48
1994	17,19
1995	18,4
1996	22,03
1997	20,61
1998	14,4
1999	19,3
2000	30,26
2001	25,95
2002	26,15
2003	30,99
2004	41,47
2005	56,7
2006	66,25
2007	72,41
2008	99,75
2009	62,09
2010	79,61
2011	95,11

Tabell 9 Estimering av standardavvik- og gjennomsnitt av oljeprishistorikk

Standardavvik de siste 26 årene i NOK	
<i>(1987-</i>	
kr	190,43 <i>2012)</i>
Gjennomsnitt de siste 26 årene i NOK	
<i>(1987-</i>	
kr	231,01 <i>2012)</i>
Standardavvik de siste 10 årene i NOK	
<i>(2003-</i>	
kr	165,93 <i>2012)</i>
Gjennomsnitt de siste 10 årene i NOK	
<i>(2003-</i>	
kr	418,88 <i>2012)</i>
Standardavvik de siste 5 årene i NOK	
<i>(2008-</i>	
kr	126,61 <i>2012)</i>
Gjennomsnitt de siste 5 årene i NOK	
<i>(2008-</i>	
kr	536,84 <i>2012)</i>

Litteraturliste

Albright, S. C. and Winston, W. L., (2012). *Management Science Modeling*, South-Western Cengage Learning.

Atrill, P., (2000). *Financial Management for Non-specialists* (3rd ed.), Prentice Hall, Financial Times.

Aune, F. R, Mohn, K., Osmundsen P., and Rosendahl, K. E., (2008). Financial Market Pressure, Tacit Collusion, and Oil Price Formation, *Energy Economics* No. 32, pp389–398.

Bernoulli, D., 1954, Exposition of a New Theory on the Measurement of Risk, *Econometrica*, Vol. 22, No. 1. (January) pp23-36.

Brealey, R. A., Myers, S. C., and Allen, F., (2011). *Principles of Corporate Finance* (10th ed.), McGraw-Hill Irwin.

Buckley, A., (2004). *Multinational Finance* (5th ed.), Prentice Hall, Financial Times.

Burke, L. A., and Miller, M. K., (1999). Taking the Mystery out of Intuitive Decision Making, *The Academy of Management Executive*, Vol. 13, No. 4, November, pp19.

Carr, C., and Tomkins, C., (1998). Context, Culture, and the Role of the Finance Function in Strategic Decisions: A Comparative Analysis of Britain, Germany, the U.S.A. and Japan, *Management Accounting Research*, No. 9, pp213-239.

Clemen, R. T. and Reilly, T., (2001). *Making Hard Decision with Decision Tools* (2nd ed.), Duxbury/Thomson Learning.

Clemen, R. T., (1996). *Making Hard Decision: An Introduction to Decision Analysis* (2nd ed.), Duxbury Press.

Copeland, T. og Antikarov, V., (2001). *Real Options: A Practitioner's Guide* (1st ed.), Texere LLC.

Dixit, A. K. and Pindyck, R. S., (1994). *Investment under Uncertainty*, Princeton University Press.

Emhjellen, M., Emhjellen, K. and Osmundsen P., (2001). Cost Overruns and Cost Estimation in the North Sea. Working Paper No. 52/01, The Research Council of Norway.

Emhjellen, K., Emhjellen, M., and Osmundsen, P., (2002). Investment Cost Estimates and Investment Decisions, *Energy Policy*, No. 30, pp91-96.

Fevang, H. J., (2001). Investeringsanalyse og styring av usikkerhets i investeringsprosjekter, *Magma – Econas tidsskrift for økonomi og ledelse*.

Ford, C. M. and Gioia, D. A., (2000). Factors Influencing Creativity in the Domain of Managerial Decision Making, *Journal of Management*, Vol. 26, No. 4, pp705-732.

Forelesningsnotater i Investeringsanalyse MIN100, (2010). Mohn, K.,Haugene, H., Ødegaard, B. H. og Roll, K.

French, N. and Gabrielli, L., (2004). The Uncertainty of Valuation, *Journal of Property Investment & Finance*, Vol. 22, No. 6, pp484-500.

Galli, A. G., Armstrong, M. and Jehl, B., (1999). Comparison of Three Methods for Evaluating Oil Projects, *Journal of Petroleum Technology*, pp44-50.

Gilboa, I., Postlewaite, A. W. and Schmeidler, D., (2008). Probability and Uncertainty in Economic Modeling, *Journal of Economics Perspectives*, Vol. 22, No. 3, pp173-178.

Gjul, I. A. and Ringvold, C., (2006). Er E&P selskaper på Oslo Børs overpriset i et internasjonalt perspektiv?, *Norges Handelshøyskole*.

Goodwin, P., and Wright G., (2004). *Decision Analysis for Management Judgement* (3rd ed.), John, Wiley & Sons Inc.

- Hertz, D. B., (1979). Risk Analysis in Capital Investment, Harvard Business School Reprint.
- Ikoku, C. U., (1984). Natural Gas Reservoir Engineering, Wiley.
- Johnson, E. J., and Weber, E. U. (2008). Neuroeconomics: Decision Making and the Brain (1st ed.) – Chapt. 10, Decisions Under Uncertainty: Psychological, Economic, and Neuroeconomic Explanations of Risk Preference, Academic Press.
- Ligero, E. L., Schiozer, D. J. and Santos, J. A. M., (2004). Risk Assessment for Reservoir Development under Uncertainty, Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering, Vol.26 No.2.
- Lipshitz, R., and Strauss, O., (1997). Coping with Uncertainty: A Naturalistic Decision-Making Analysis, Organisational Behaviour and Human Decision Processes, Vol. 69, No. 2, pp149-163.
- Lund, M. W., (1999). Real Options in Offshore Oil Field Development Projects, Natural Gas Marketing and Supply, Statoil.
- Macmillan, F., (2000). PhD Thesis; Risk, Uncertainty and Investment Decision - Making in the Upstream Oil and Gas Industry, University of Aberdeen.
- Mccray, A. W., (1975). Petroleum Evaluations and Economic Decisions, Prentice Hall Inc.
- Milne, J. J. and Chan, C. C. C., (1999). Narrative Corporate Disclosure: How Much of a Difference Do They Make to Investment Decision Making?, The British Accounting Review, Vol. 31, No. 4, pp439-457.
- Misund, B., Mohn, K., (2006). Investment and Uncertainty in the International Oil and Gas industry, University of Stavanger, Faculty of Science and Engineering, Department of Industrial Economics.
- Mohn, K., (2007). Hva er det med oljeinvesteringene? Magma – Econas tidsskrift for økonomi og ledelse.
- Mohn, K., (2007). Oljepris, petroleumsvirksomhet og norsk økonomi. Samfunnsøkonomen, 1/2008, 2939.
- Mohn, K., (2008). PhD Thesis; Investment Behaviour in the International Oil and Gas Industry; Essays in Empirical Petroleum Economics, University of Stavanger, Faculty of Science and Engineering, Department of Industrial Economics.
- Mun, J., (2004). Applied Risk Analysis: Moving Beyond Uncertainty in Business (1st ed.), John, Wiley & Sons Inc.
- Newendorp, P. D. and Schuyler, J. R., (2000). Decision Analysis for Petroleum Exploration, (2nd ed.), Planning Press.
- Osmundsen, P., Asche, F., Misund, B. and Mohn, K., (2004). Valuation and Investment Behavior in the Petroleum Industry, University of Stavanger, Faculty of Science and Engineering, Department of Industrial Economics.
- Regjeringens faktahefte, (2011). Fakta Norsk Petroleumsvirksomhet 2011, 07 Gruppen AS.
- Samuelson, J., (2006). A Guide to Norwegian Petroleum Taxation, Advokatfirmaet Harboe & Co. AS
- Schuyler, J. R., (1997). Best Practices in Project Evaluation and Influence on Company Performance, Journal of Petroleum Technology, pp818-834.
- Schuyler, J. R., (2001). Risk and Decision Analysis in Projects (2nd ed.), Project Management Institute Inc.
- Smithson, M., (1989). Ignorance and Uncertainty: Emerging Paradigms, Springer-Verlag.
- Tocher, K. D., (1978). Viewpoints, Journal of Operational Research Society, No. 29, pp179-182.

Referanse til internettsider

Dagens Næringsliv: www.dn.no

Econometrica: www.wiley.com; onlinelibrary.wiley.com

US. Energy Information and Administration: www.eia.gov

Hegnar Media: www.hegnar.no

International Energy Agency: www.iea.org

Investeringslitteratur: www.investopedia.com

Mendeley litteraturside: www.mendeley.com

Norges Bank: www.norgesbank.no

Norsk Petroleumsforening: www.npf.no

Oljedirektoratets: www.npd.no

OPEC: www.opec.org

OECD: www.oecd.org

Oslo børs: www.oslobors.no

Olje og Energidepartementet: www.regjeringen.no/nb/dep/oed.html?id=750

Pricewaterhousecooper: www.pwc.no

Palisade: www.palisade.com

Regjeringen: www.regjeringen.no

Society of Petroleum Engineer: <http://www.spe.org/jpt>

Skattetaten: www.skattetaten.no

Statistisk Sentralbyrå: www.ssb.no

Storebrand: www.storebrand.no/Storebrand

Total E&P Norge: www.total.no

Yahoo: www.finance.yahoo.com

BG Group: http://www.thetimes100.co.uk/downloads/bg_group/bg_group_11_4.pdf

<http://www.jptonline.org/>

<http://www.sciencedirect.com/science/journal/>

<http://www.aonline.org/aom.asp?ID=3>

<http://journalseek.net/cgi-bin/journalseek/journalsearch.cgi?field=issn&query=0896-3789>