

# **Investering i småkraftverk i Norge**

*En analyse av mulighetene til en grunneier med fallretter*

**Hilde Holden**

**Veileder: Professor Øystein Gjerde**

Masteroppgave i finansiell økonomi

**NORGES HANDELSHØYSKOLE**

Dette selvstendige arbeidet er gjennomført som et ledd i masterstudiet i økonomisk-administrative fag ved Norges Handelshøyskole og godkjent som sådan. Godkjenningen innebærer ikke at høyskolen innestår for de metoder som er anvendt, de resultater som er fremkommet eller de konklusjoner som er trukket i arbeidet.

## Forord

Temaet for denne masteroppgaven er investering i norske småkraftverk. Jeg startet med utgangspunkt i hvilke faktorer som driver lønnsomheten i slike kraftverk, men underveis i oppgaven flyttet jeg hovedfokuset mot ulike omsetningsalternativer for kraften og valget mellom å bygge ut selv eller i samarbeid med en profesjonell aktør. Dette virket som mer aktuelle problemstillinger etter hvert som jeg fikk økt innsikt i temaet.

Semesteret har vært krevende og preget av mye frem og tilbake rundt både valg av tema og problemstilling og hvilket datamateriale jeg har fått tilgang til. Likevel har arbeidet vært både interessant og lærerikt, og det setter en fin slutt på mine fem år ved Norges Handelshøyskole.

Jeg vil rette en stor takk til veilederen min, professor Øystein Gjerde, for konstruktive tilbakemeldinger, raske svar og god veiledning. Denne veiledningen har vært viktig for å holde meg på rett spor underveis i arbeidet.

Gjennom arbeidet med masteroppgaven har jeg også vært i kontakt med flere personer som har bidratt med informasjon og innspill som har vært helt nødvendige for oppgaven. Spesielt vil jeg her takke Statnett ved Ane Elgesem, Anders Kringstad og Håkon Halvorsen for tilgang til datamateriale samt samtaler underveis, og aktører i småkraftbransjen som har tatt seg tid til å svare på mine henvendelser. Dette gjelder Rolf Amundsen og Ole Wormdal i Elvekraft, Tor Syverud i Tinfos, Arnulf Røkke i Småkraft og Vegard Willassen i Blåfall.

Jeg vil til slutt rette en takk til familie og venner for støtte gjennom semesteret. En spesiell takk rettes til faren min for tålmodige diskusjoner rundt problemstillingen og gjennomlesing av oppgaven.

Bergen, juni 2012

## Sammendrag

I denne masteroppgaven belyses investering i norske småkraftverk sett fra perspektivet til grunneiere med fallretter. Spesielt ligger fokuset på hvilke alternativer for utbygging grunneierne har for å utnytte ressursene på eiendommene sine, og hvilke alternativer som gir best avkastning i forhold til risiko.

Gjennom prosjekt- og risikoanalyse, med blant annet bruk av Monte Carlo-simuleringer, veies ulike alternativer for grunneierne opp mot hverandre. Det vurderes også flere alternative avtaler for salg av kraften. Ved marginalt lønnsomme prosjekter vil det lønne seg for grunneierne å inngå en avtale med et profesjonelt utbyggingselskap fremfor å bygge ut på egen hånd. Dette er hovedsakelig siden utbyggeren tar en stor andel av projektrisikoen. Ved mer lønnsomme prosjekter derimot, er det like godt for grunneierne å ta ansvaret for hele prosjektet selv, fordi de mer lønnsomme prosjektene ikke innebærer like stor risiko for grunneierne. Valget vil derfor da avhenge av de enkelte grunneiernes preferanser.

---

# Innholdsfortegnelse

<b>FORORD .....</b>	<b>2</b>
<b>SAMMENDRAG.....</b>	<b>3</b>
<b>INNHOLDSFORTEGNELSE .....</b>	<b>4</b>
<b>1. INNLEDNING .....</b>	<b>8</b>
1.1 HVORFOR ER DETTE INTERESSANT NÅ? .....	8
1.2 PROBLEMSTILLING .....	9
1.3 OPPBYGGING AV OPPGAVEN.....	9
<b>2. DET NORDISKE KRAFTMARKEDET OG KRAFTPRISER.....</b>	<b>10</b>
2.1 ELEKTRISK KRAFT SOM VARE.....	10
2.2 SYSTEMPRISEN OG PRISER FOR FYSISK OMSETNING.....	11
2.3 OMRÅDEPRISER.....	13
2.4 ELDERIVATER.....	15
2.5 ELSERTIFIKATER (GRØNNE SERTIFIKATER).....	17
<b>3. SMÅKRAFTVERK.....</b>	<b>20</b>
3.1 HVA ER ET SMÅKRAFTVERK? .....	20
3.2 HVORDAN BYGGE UT SMÅKRAFT?.....	21
3.3 ØKONOMIEN I ET SMÅKRAFTVERK .....	24
3.3.1 <i>Utgifter</i> .....	24
3.3.2 <i>Inntekter</i> .....	27
3.3.3 <i>Likviditet</i> .....	28
3.4 USIKKERHETSELEMENTER I FORBINDELSE MED SMÅKRAFTVERK .....	28
3.5 ULIKE OMSETNINGSSALTERNATIVER OG RISIKO.....	30
3.5.1 <i>Fastprisavtaler</i> .....	30

---

3.5.2	<i>Profesjonell utbygger</i> .....	31
3.6	ANDRE FORHOLD .....	33
<b>4.</b>	<b>TEORI</b> .....	<b>35</b>
4.1	ULIKE ANALYSEMETODER FOR LØNNSOMHET .....	35
4.1.1	<i>Paybackmetoden</i> .....	35
4.1.2	<i>Nåverdimetoden</i> .....	36
4.1.3	<i>Internrentemetoden</i> .....	37
4.1.4	<i>Valg av analysemetode for lønnsomhet</i> .....	38
4.2	RISIKO OG AVKASTNINGSKRAV .....	38
4.2.1	<i>Kort om kontantstrømsberegningen</i> .....	39
4.2.2	<i>Kort om avkastningskravet</i> .....	39
4.2.3	<i>Risiko ved et prosjekt</i> .....	40
4.3	RISIKOANALYSE AV ET PROSJEKT.....	41
4.3.1	<i>Følsomhetsanalyse</i> .....	42
4.3.2	<i>Scenarioanalyse</i> .....	43
4.3.3	<i>Simulering</i> .....	43
4.3.4	<i>Valg av risikoanalysemetode og fremgangsmåte</i> .....	45
4.4	TERMINKONTRAKTER .....	46
4.4.1	<i>Generelt rundt terminkontrakter</i> .....	46
4.4.2	<i>Prising av terminkontrakter for finansielle og fysiske aktiva</i> .....	47
4.4.3	<i>Terminkontrakter for elektrisitetsmarkedet</i> .....	50
<b>5.</b>	<b>MODELLEN</b> .....	<b>51</b>
5.1	VARIANTER AV MODELLEN .....	51
5.2	KRAFTVERKENE.....	54

---

5.3	PARAMETRE I MODELLEN .....	55
5.3.1	<i>Pris</i> .....	56
5.3.2	<i>Produksjon</i> .....	60
5.3.3	<i>Kostnader</i> .....	63
5.3.4	<i>Investeringskostnaden</i> .....	63
5.3.5	<i>Skatt</i> .....	64
5.3.6	<i>Avkastningskrav</i> .....	65
5.3.7	<i>Oppsummering av parametrene</i> .....	66
5.4	KJØRING AV MODELLEN .....	67
<b>6.</b>	<b>ANALYSE</b> .....	<b>68</b>
6.1	DEL 1: NEDDISKONTERING MED RISIKOFRI RENTE – SAMMENLIGNING AV MODELLENE .....	68
6.1.1	<i>Spotprismodellen</i> .....	70
6.1.2	<i>Fastprismodellen med volumbinding</i> .....	70
6.1.3	<i>Fastprismodellene uten volumbinding</i> .....	73
6.1.4	<i>Modellene med Utbygger AS</i> .....	76
6.1.5	<i>Oppsummering del 1</i> .....	78
6.2	DEL 2: VIDERE SAMMENLIGNING AV MODELLENE .....	79
6.2.1	<i>Risikojusterte avkastningskrav</i> .....	79
6.2.2	<i>Følsomhetsanalyser</i> .....	80
6.2.3	<i>Spotprismodellen</i> .....	81
6.2.4	<i>Fastprismodellen med volumbinding</i> .....	83
6.2.5	<i>Bruttoomsetningsmodellen</i> .....	85
6.2.6	<i>Overskuddsdelingsmodellen</i> .....	86
6.2.7	<i>Oppsummering del 2</i> .....	88

---

6.3	DEL 3: HVA HVIS PROSJEKTET ER MER LØNNSOMT? .....	89
6.3.1	<i>Spotprismodellen</i> .....	90
6.3.2	<i>Fastprismodellen med volumbinding</i> .....	91
6.3.3	<i>Fastprismodellene uten volumbinding</i> .....	92
6.3.4	<i>Modellene med Utbygger AS</i> .....	92
6.3.5	<i>Oppsummering del 3</i> .....	93
<b>7.</b>	<b>OPPSUMMERING OG KONKLUSJON</b> .....	<b>95</b>
7.1	HVILKE ALTERNATIVER HAR EN GRUNNEIER, OG HVILKE LØNNER DET SEG Å VELGE? .....	95
7.2	HVOR ROBUST ER LØNNSOMHETEN? .....	96
7.3	FORENKLINGER I ANALYSENE .....	96
	<b>BIBLIOGRAFI</b> .....	<b>98</b>
	<b>APPENDIKS</b> .....	<b>104</b>
	<i>A1. Resultater del 1 – HKV neddiskontert med risikofri rente</i> .....	104
	<i>A2. Resultater del 1 – MKV neddiskontert med risikofri rente</i> .....	107
	<i>A3. Resultater del 2 – Følsomhetsanalyse</i> .....	110
	<i>A4. Resultater del 2 – Nåverdiprofil</i> .....	110
	<i>A5. Resultater del 3 – HKV neddiskontert med risikofri rente</i> .....	111
	<i>A6. Resultater del 3 – MKV neddiskontert med risikofri rente</i> .....	112

# 1. Innledning

## 1.1 Hvorfor er dette interessant nå?

Nesten all kraftproduksjonen i Norge (ca. 98%) kommer fra vannkraft, og ved inngangen til 2011 var omtrent 60% av potensialet i landet utbygd (NVE, 2012d). Siden de store vassdragene for det meste allerede er utbygd eller vernet, ligger det resterende potensialet hovedsakelig i utbygging av småkraftverk og opprustning og utvidelse av allerede eksisterende større vannkraftverk.

Fra 1. januar 2012 ble det nye norsk-svenske markedet for elsertifikater innført med mål om å øke den fornybare energiproduksjonen i landene (NVE, 2012a). Selv om kraftproduksjonen i Norge nesten utelukkende er basert på fornybar energi, og Norge er den sjette største vannkraftprodusenten i verden, stammer ikke all strømmen vi forbraker her i landet fra fornybare kilder siden vi i perioder med lite nedbør importerer en betydelig mengde strøm fra land med andre kildesammensetninger. Norge har fremdeles et betydelig potensial for å øke bruken av fornybar energi innenfor blant annet vann, vind og biomasse. Økt fornybar energiproduksjon her til lands kan også gi Norge en enda bedre og mer stabil kraftforsyning, samt legge forholdene bedre til rette for at kraftkrevende industri kan videreutvikles og næringsutbygging i distriktene.

De siste årene har småkraft kommet frem som en ny inntektsmulighet for grunneiere, og enhver grunneier med en rennende elv gjennom eiendommen har i prinsippet muligheten til å bli en energiprodusent. Særlig i lys av den nye elsertifikatorordningen har det dukket opp svært mange nye søknader om konsesjon til utbygging hos Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). Dette innebærer at det er mange grunneiere med fallretter som må ta en beslutning om å bygge ut eller ikke, og dette er bare starten på en lang rekke beslutninger de må foreta hvis valget faller på å utnytte ressursene på eiendommene. Det er derfor interessant å få innblikk i økonomien i et slikt kraftverk og hva som påvirker denne, samt hvilken risiko som er forbundet med en utbygging.



## 1.2 Problemstilling

Som forklart i delkapitlet over, er utbygging av småkraftverk viktig for videreutvikling av energiproduksjonen i Norge av hensyn til blant annet klima, energiforsyning og næringsutbygging i distriktene. For at dette skal realiseres, er det viktig at grunneierne som eier fallrettene har økonomiske incentiver til å bygge ut, samt at de ikke blir utsatt for en større risiko enn de er villige til å påta seg.

Denne masteroppgaven bidrar til å belyse investering i småkraftverk i Norge sett fra grunneierens side. Grunneierne antas her å være rasjonelle aktører. Problemstillingen er delt inn i to hovedspørsmål:

- Hvilke alternativer for utbygging har en grunneier med fallretter, og hvilke lønner det seg å velge?
- Hvor robust er lønnsomheten for de ulike alternativene for utbygging av småkraftverk?

## 1.3 Oppbygging av oppgaven

Denne masteroppgaven er organisert i ulike kapitler. I kapittel 2 gir jeg en kort gjennomgang av det nordiske kraftmarkedet, inkludert den nye elsertifikatorordningen. Utbygging og drift av småkraftverk blir gjennomgått i kapittel 3, med fokus på økonomien og risikomomenter. Her inngår også en forklaring av hvordan grunneierne kan avlastes for deler av risikoen ved å velge ulike omsetningsalternativer eller ved å inngå en avtale med en profesjonell utbygger. I kapittel 4 går jeg gjennom teorien jeg vil benytte meg av i oppgaven, mens jeg i kapittel 5 retter fokuset mot modellen. Her diskuterer jeg de ulike variantene av modellen jeg vil benytte meg av og hvilke parametre jeg særlig vektlegger. Ved bruk av Monte Carlo-simuleringer sammenligner jeg de ulike variantene av modellen for representative kraftverk. Kapittel 6 bruker jeg til en gjennomgang av resultatene samt analyse av disse. I kapittel 7 oppsummerer jeg kort hva jeg har kommet frem til under arbeidet og svarer på problemstillingen. Jeg inkluderer også en diskusjon rundt forenklinger i analysen.

## 2. Det nordiske kraftmarkedet og kraftpriser

Norge er en del av et felles nordisk engrosmarked for kraft. I dette kapitlet går jeg kort gjennom hvordan det nordiske kraftmarkedet fungerer, de viktigste prisene i markedet samt det norsk-svenske elsertifikatsamarbeidet. Hovedkildene her er Wangenstein (2007) og Burger, Graeber og Schindlmayr (2007) samt nettsidene til Nord Pool, NVE og Statnett.

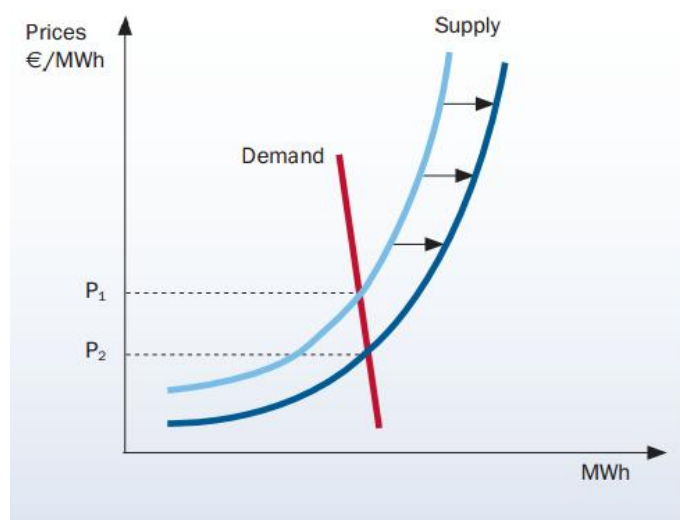
### 2.1 Elektrisk kraft som vare

Wangenstein (2007) understreker at for å skjønne hvordan markedet for elektrisitet fungerer, må man kjenne til hvordan elektrisk kraft som vare skiller seg fra andre råvarer. Det viktigste skillet her er at elektrisk kraft hovedsakelig ikke kan lagres, men må forbrukes i samme øyeblikk som den genereres. Unntakene fra dette er blant annet pumpekraftverk og batterier. I tillegg er det mulig å lagre et begrenset volum vann i et magasin til et vannkraftverk som gir mulighet til å generere energi på et senere tidspunkt. Mangelen på lagringsmuligheter fører blant annet til høy volatilitet i spotprisene for elektrisitet.

Siden elektrisk kraft ikke kan lagres, må balansen mellom produksjon og forbruk opprettholdes til enhver tid. Tidligere var man nødt til å opprettholde denne balansen internt i de geografiske områdene og innad i Norge, men i dag eksisterer det overføringslinjer til flere andre land. På grunn av kapasitetsbegrensninger i overføringslinjene og fordi det oppstår betydelig energitap ved kraftoverføringer over store avstander, ønsker man at produksjon og forbruk av strøm skal balanseres til en viss grad innenfor de ulike geografiske regionene (Statnett, 2011c).

Forbruket av elektrisitet varierer med et karakteristisk mønster gjennom døgnet, uken og året. For eksempel er forbruket svært høyt i arbeidstiden på ukedagene når industrien produserer og lavere om nettene når både husholdninger og industrien forbruker mindre strøm. Tilsvarende er prisen om vinteren høyere enn om våren/sommeren på grunn av den høye etterspørselen som følger av lav temperatur. Sistnevnte eksempel har store konsekvenser for inntekten til et småkraftverk som produserer lite om vinteren og mye om våren/sommeren, noe jeg vil komme tilbake til senere. I tillegg til dette mønsteret, er etterspørselen etter elektrisitet inelastisk på kort sikt og vesentlig mindre elastisk enn tilbudet

(Pöyry, 2010). Dette er illustrert i figur 2.1. Årsaken til dette er at elektrisitet er et nødvendighetsgode i dagens samfunn som det er få substitutter for. Dette betyr at det i stor grad er produsentene som må tilpasse sitt tilbud på kort sikt. Det er store forskjeller på reguleringssevnen til de ulike produksjonsformene. Store vannkraftverk med magasiner kan enkelt skru av og på produksjonen og spare opp vann i magasinene til perioder med høyere etterspørsel. For termiske kraftverk derimot, er det svært kostbart å drive slik regulering, mens vindkraftverk og småkraftverk uten magasiner kun produserer når forholdene ligger til rette for det, det vil si når det blåser eller renner vann i elven. Det er ikke spesielt kostbart å skru av og på et vind- eller småkraftverk, men begge produksjonsmetodene er forbundet med så lave marginalkostnader at det ikke er lønnsomt å stenge et slikt kraftverk selv om prisen til tider er lav.



Figur 2.1. Etterspørselen etter elektrisitet er inelastisk. Kilde: Ewea.org.

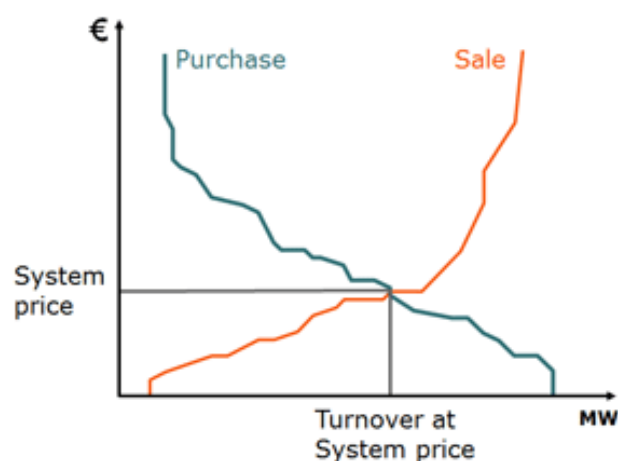
## 2.2 Systemprisen og priser for fysisk omsetning

Fysisk krafthandel på det nordiske kraftmarkedet skjer hovedsakelig via Nord Pool Spot. Dette selskapet er en del av Nord Pool-konsernet, som også står for omsetningen i det finansielle kraftmarkedet og clearing av kraftkontrakter. Nord Pool Spot eies av de systemansvarlige nettoperatorene (TSO'ene) i Norge, Sverige, Finland og Danmark. I 2010 ble 74% av all kraft i Norden omsatt via Nord Pool Spot, noe som gjør selskapet til verdens største marked for krafthandel. Dette sikrer høy likviditet i markedet og gode forutsetninger for korrekt prissetting under konkurranse. Den resterende kraften blir handlet gjennom

bilaterale avtaler mellom leverandører, meglere eller andre mellommenn og forbrukere. Dette er kontrakter som skreddersys ut fra partenes behov, og de kalles gjerne ”over the counter”-kontrakter siden de handles utenfor børsen. Pris og volum på disse kontraktene blir ikke offentliggjort.

Handelen av fysisk kraft via Nord Pool Spot skjer i to ulike markeder: Elspot for day-ahead trading og Elbas for intraday trading. Elspotmarkedet er klart det største av disse markedene, med nesten all omsetning, mens Elbas spiller en essensiell rolle ved å skape en nødvendig balanse mellom tilbud og etterspørsel.

Elspotmarkedet fungerer slik at aktørene i markedet melder inn bud på hvor mye de er villige til å kjøpe og selge til hvilken pris innen klokken 12:00 dagen før levering. Aktørene legger inn priser og volum for hver time dagen etter, slik at budene gis minst 12-36 timer i forkant av levering. Når alle aktørene har lagt inn sine ordrer, dannes det en likevektspris i skjæringspunktet mellom de aggregerte tilbuds- og etterspørselskurvene for hver time, se figur 2.2. Denne prisen kalles systemprisen. Systemprisen bestemmes ut fra aggregert tilbud og etterspørsel i det nordiske markedet og ser bort fra eventuelle kapasitetsbegrensninger i overføringsnett. Når Nord Pool har gjort sine beregninger angående systemprisen dagen etter, annonseres disse, og det gis beskjed til markedsaktørene hvor mye strøm de har kjøpt eller solgt de ulike timene neste døgn, og de systemansvarlige nettselskapene får beskjed om avtalt kjøp og salg. I tillegg til å være den nordiske kraftprisen for det fysiske markedet, fungerer systemprisen som en referansepris for det finansielle kraftmarkedet.



Figur 2.2. Dannelsen av systemprisen som skjæringspunktet mellom aggregert tilbud og etterspørsel. Kilde: Nordpoolspot.com.

---

For å kunne legge inn bud, må de ulike aktørene planlegge én dag frem i tid. En kjøper må planlegge hvor mye energi han trenger for å møte etterspørselen sin dagen etter og hvor mye han er villig til å betale for dette volumet, time for time. Tilsvarende må en selger bestemme hvor mye han kan levere og til hvilken pris for hver time dagen etter. Når alle medlemmene av Nord Pool Spot gjør dette, blir den samlede etterspørselen etter og tilbudet på kraft reflektert gjennom alle de innmeldte budene.

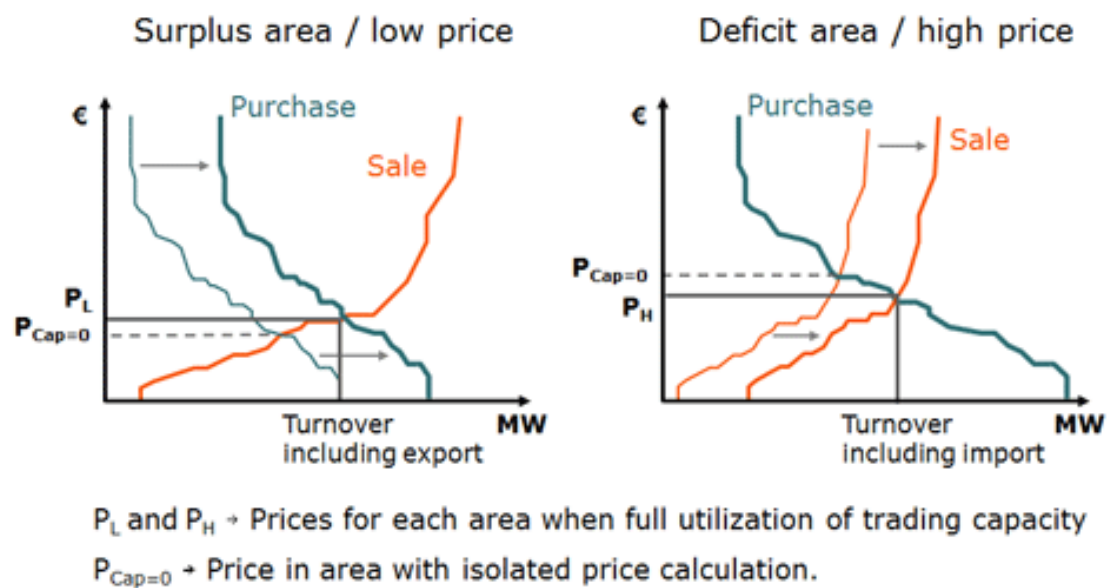
Selv om pris og volum blir fastsatt dagen i forveien, er det ikke sikkert at handlene skjer til disse prisene. Markedet kommer da i ubalanse. For eksempel kan det blåse mye mer i Danmark enn forutsatt, noe som resulterer i et høyere tilbud på kraft. Det motsatte kan skje hvis et kraftverk får en uforutsett produksjonsstopp. Derfor er Elbasmarkedet opprettet for å fungere som et balansemarked til Elspotmarkedet. På dette markedet kan kjøpere og selgere handle kraft nærmere reell tid for å få markedet tilbake i balanse. Handler kan skje helt frem til én time før levering. I tillegg til dette eksisterer et balansemarked kontrollert av Statnett, som opprettholder balansen mellom tilbud og etterspørsel ved leveringstidspunktet. I denne masteroppgaven fokuserer jeg på spotprisen, og jeg vil derfor ikke nevne Elbas- og balansemarkedet videre.

## 2.3 Områdepriser

I teorien gjelder den felles bestemte systemprisen for hele Norden, men i praksis er det gjerne ulike priser, både på tvers av landegrensene og innad i landene. Hovedårsaken til dette er at det ofte er overføringsbegrensninger mellom de ulike geografiske områdene, slik at man ikke får tilstrekkelig flyt mellom dem. Disse fysiske flaskehalsene i nettet danner da lokale elspotmarkeder, såkalte prisområder. I tillegg oppstår det et betydelig energitap ved kraftoverføringer over store avstander.

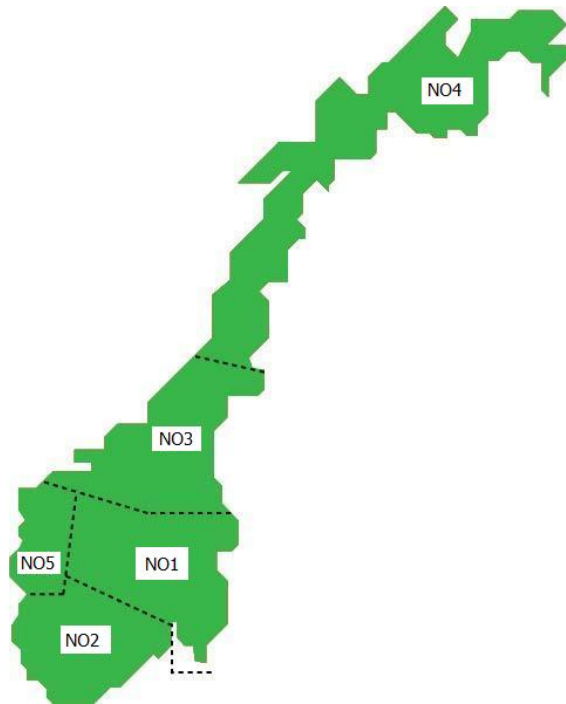
Hvert prisområde har sin egen pris som bestemmes av lokalt tilbud og etterspørsel. Denne prisen avviker gjerne noe fra den nordiske systemprisen, avhengig av om området har et overskudd eller underskudd på kraft. I figur 2.3 er det illustrert hva som menes med et høypris- og lavprisområde. Et høyprisområde, hvor prisen er høyere enn systemprisen, kan oppstå hvis det er tilbudt for lite strøm til systemprisen i et område, og flaskehalsen i nettet forhindrer tilførsel av tilstrekkelig strøm inn i området. Den høye prisen i området kan

resultere i høyere produksjon og lavere etterspørsel, slik at flaskehalsene løses opp (Econ Pöyry, 2007). På kort sikt økes produksjonen i eksisterende anlegg, mens på lang sikt kan den høye områdeprisen føre til mer investeringer i området. Tilsvarende kan det bli tilbudt for mye strøm til systemprisen i et område hvor ledningsnettet ikke kan transportere den nødvendige mengden strøm ut av området. Da oppstår det et lavprisområde, der prisen ligger under systemprisen. Som for systemprisen noteres områdeprisene på Nord Pool time for time for det påfølgende døgnet.



Figur 2.3. Høypris- og lavprisområde. Kilde: Nordpoolspot.com.

Norge er delt inn i fem prisområder, som illustrert i figur 2.4. Denne oppdelingen, samt grensene for de ulike prisområdene, har blitt endret over årene. For eksempel ble NO2 (Sørvest-Norge) og NO5 (Vest-Norge) opprettet i 2010. Disse lå tidligere under NO1 som da var et felles område for hele Sør-Norge. Det er Statnett som bestemmer områdeinndelingen i Norge.



*Figur 2.4. Oversikt over den geografiske inndelingen i prisområder i Norge. Gjeldende fra 5. september 2011. Kilde: Statnett.no.*

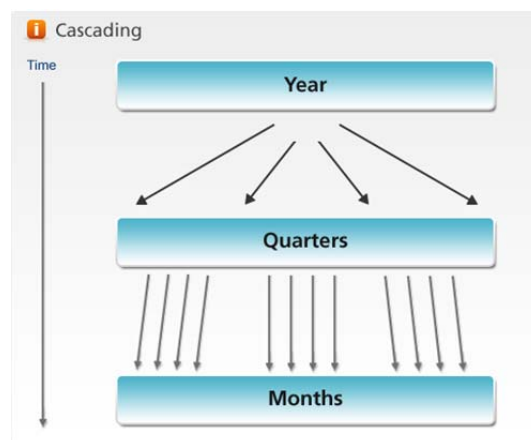
## 2.4 Elderivater

Det felles nordiske markedet inneholder som nevnt også et finansielt kraftmarked. Hovedkilden til dette delkapitlet er hjemmesidene til NASDAQ OMX Commodities, som fungerer som handleplassen for slike finansielle elderivater. Det omsettes en rekke typer elderivater, og volumet av dette markedet øker stadig. Systemprisen fungerer som referansepris for det finansielle markedet, og derivatmarkedet påvirkes derfor løpende av prisutviklingen i elspotmarkedet. Det er derimot en betydelig lavere volatilitet i dette markedet enn i elspotmarkedet, blant annet fordi man ikke kjenner til hvordan været vil påvirke tilbud og etterspørsel ved forfallstidspunktet (Burger, Graeber, & Schindlmayr, 2007). Elderivatkontraktene har kun et finansielt oppgjør, og det er følgelig ingen fysisk levering av kraft involvert i oppjøret. På det nordiske markedet omsettes det futures- og forwardkontrakter, contracts for difference (CfDs) og opsjoner. Delkapittel 4.4 drøfter teorien bak terminkontrakter.

Futureskontraktene notert på Nord Pool består av dags- og ukeskontrakter opptil seks uker frem i tid. Etersom kontraktens leveringsdato nærmer seg, brytes ukeskontraktene ned i

dagskontrakter. Oppgjøret for futureskontrakter omfatter både et daglig mark-to-market-oppgjør og et endelig kontantoppgjør basert på spotprisen når kontrakten går til leveranse. Mark-to-market-oppgjøret omfatter gevinst eller tap i forhold til de daglige endringene i kontraktens markedspris. Sluttoppgjøret, som starter når kontrakten går til leveranse, omfatter forskjellen mellom den siste stengningsprisen for futureskontrakten og systemprisen i leveringsperioden.

Forwardkontraktene notert på Nord Pool omfatter rullerende månedskontrakter for de neste seks månedene, rullerende kvartalskontrakter for dette året og de neste to kalenderårene samt årskontrakter for de påfølgende fem årene. Etter hvert som kontraktens leveringsdato nærmer seg, brytes årskontraktene ned i sesongkontrakter, og sesongkontraktene ned i månedskontrakter, som vist i figur 2.5. Månedskontraktene blir ikke brutt ned ytterligere. I handelsperioden frem til levering foregår det ikke et mark-to-market-oppgjør, men mark-to-market-beløpene akkumuleres underveis. Børs- og/eller clearingmedlemmet må imidlertid stille garantier gjennom leveringsperioden, enten i form av en pantsatt konto eller i form av en bankgaranti. Oppgjøret i leveringsperioden gjøres på samme måte som for futures.



Figur 2.5. De lange kontraktene brytes ned i kortere kontrakter etter hvert som forfallstidspunktet nærmer seg. Kilde: [Nasdaqomxcommodities.com](http://Nasdaqomxcommodities.com).

Aktørene i markedet benytter seg av futures- og forwardkontrakter blant annet til sikring (hedging) av pris på fremtidig produksjon eller forbruk. For eksempel kan en kraftprodusent ønske å sikre seg et visst prisnivå for kraften sin, eller en aktør innenfor en kraftkrevende industri kan ønske å sikre kostnadsnivået sitt fremover. Gjennom handel i slike elderivater kan aktørene hedge risikoen forbundet med fysisk kjøp og salg av kraft opp til fem år frem i



---

tid ved å handle kontrakter med andre markedsaktører som har muligheten til og er villige til å påta seg denne prisrisikoen. Det er også mulig å handle opsjoner med futures- eller forwardkontrakter som underliggende aktivum. Langt frem i tid er kontraktene gjerne på årsbasis, mens de brytes opp i kvartaler, måneder, uker og døgn etter hvert som leveringstidspunktet kommer nærmere.

Fullstendig prissikring ved bruk av futures eller forwards er kun mulig når områdeprisen er lik systemprisen. Dette er fordi den faktiske, fysiske leveringsprisen bestemmes av den lokale områdeprisen. Derfor innebærer det likevel en prisrisiko for kraftprodusenten i eksemplet i avsnittet over når han skal selge kraft siden han bærer risikoen for at områdeprisen synker i forhold til systemprisen. Aktøren kan da sikre seg mot områdeprisrisiko i leveringsperioden ved å benytte seg av Contracts for Difference (CfDs). En CfD er en forwardkontrakt som referer til forskjellen mellom områdeprisen og systemprisen. NASDAQ OMX Commodities handler CfD-kontrakter for de neste to månedene, tre kvartalene og tre årene.

Markedsprisen til en CfD reflekterer markedets forventning til prisdifferansen gjennom leveringsperioden. Denne kan være positiv, negativ eller null. CfDs blir handlet til positive priser når markedet forventer at den aktuelle områdeprisen blir høyere enn systemprisen, mens de blir handlet til negative priser når markedet forventer at den aktuelle områdeprisen blir lavere enn systemprisen. CfDs gjøres opp i henhold til samme prinsipper som forwards.

## 2.5 Elsertifikater (grønne sertifikater)

Som nevnt i innledningen, har Norge og Sverige inngått et samarbeid for å øke den fornybare kraftproduksjonen. Målet er å øke den årlige produksjonen i landene med 26,4 TWh innen 2020. Som et ledd i denne planen har landene fra 1. januar 2012 innført et nytt norsk-svensk marked for elsertifikater, også kalt grønne sertifikater. Sverige har hatt et eget elsertifikatmarked siden 2003, og i det felles systemet vil Norge knytte seg til den svenske modellen. Markedet får nå et større volum og flere aktører enn det nasjonale svenske markedet, noe som forventes å bidra til bedre konkurranse i markedet og mer stabile priser. I utgangspunktet skal Norge og Sverige ha like ambisjonsnivå for økning i produksjonen, men investeringene vil komme der forholdene ligger best til rette. Hvor investeringene i hovedsak

kommer kan være vanskelig å forutsi ettersom Norge har de beste ressursene, mens Sverige har et sterkere sentralnett som lettere kan takle en slik massiv utbygging (Statnett (Kube10), 2010). Generelt vil denne økningen i fornybar kraftproduksjon kreve nettførsterkninger både innenlands og til utlandet. Uten dette vil ikke utbyggingen fremme klima- og miljømål, men i stedet føre til lavere kraftpriser og høyere forbruk, bortsett fra hvis det økte forbruket skyldes for eksempel elbiler eller industri som flyttes til Norge.

Elsertifikatene fungerer som en teknologinøytral støtteordning for produsenter av fornybar kraft ved at kraftverk basert på fornybare energikilder mottar et elsertifikat per MWh de produserer. Disse sertifikatene kan selges videre, slik at de representerer en ekstra inntektskilde for produsenter av fornybar kraft. På denne måten kan det stimuleres til økt produksjon av elektrisitet fra energikilder som vann, vind og biomasse. Kraftverkene kan få elsertifikater i maksimalt femten år og kan selge elsertifikatene når som helst innenfor denne perioden. Dette betyr at en produsent av fornybar kraft kan vente med å selge elsertifikatene hvis han har en oppfatning om at markedsprisen vil stige fremover. Kraftleverandører og enkelte strømkunder er pålagt av myndighetene å kjøpe en viss kvote elsertifikater for en andel av strømmen de selger eller bruker. Kraftleverandørene legger elsertifikatkostnaden inn i strømprisen, slik at det til slutt er strømkundene som finansierer ordningen over strømregningen.

For å motta elsertifikater, må kraftprodusentene søke NVE om godkjenning av kraftverkene samt søke Statnett om konto. Dette krever blant annet at kraftverkene er satt i drift før 2020. For kraftverk som allerede er i produksjon er det etablert en overgangsordning. Per 23. april 2012 har det kommet inn 172 søknader om godkjenning, og 28 har hittil blitt godkjent. Alle disse anleggene faller inn under den norske overgangsordningen og kommer derfor i tillegg til Norges forpliktelse om finansiering av 13,2 TWh ny fornybar produksjon innen 2020.

I motsetning til for kjøp og salg av kraft, finnes det ingen offisiell handelsplass for omsetning av elsertifikater. Transaksjoner skjer derfor enten via megler eller direkte mellom selger og kjøper (Statnett, 2012a). Sertifikatprisen bestemmes ut fra tilbud på og etterspørsel etter sertifikater. Tilbudet bestemmes av hvor mye fornybar kraft som produseres. Mange produsenter fører til mange sertifikater i markedet og følgelig til en lavere pris. Hvis det derimot er få som ønsker å bygge kraftverk, øker elsertifikatprisen til den til slutt når et nivå hvor investorene kommer på banen. Etterspørselen avhenger av hvor mye strøm som blir brukt og den fastsatte elsertifikatkvoten for hvert år. Siden denne kvoten kan justeres, er det

mulig for politikerne å styre prisen på sertifikatene til en viss grad. Hvert femte år vil det være kontrollstasjoner for å justere potensielle utfordringer ved systemet (Nena, 2012), for eksempel hvis det er et overskudd av sertifikater i markedet. Den første kontrollstasjonen er i 2015.

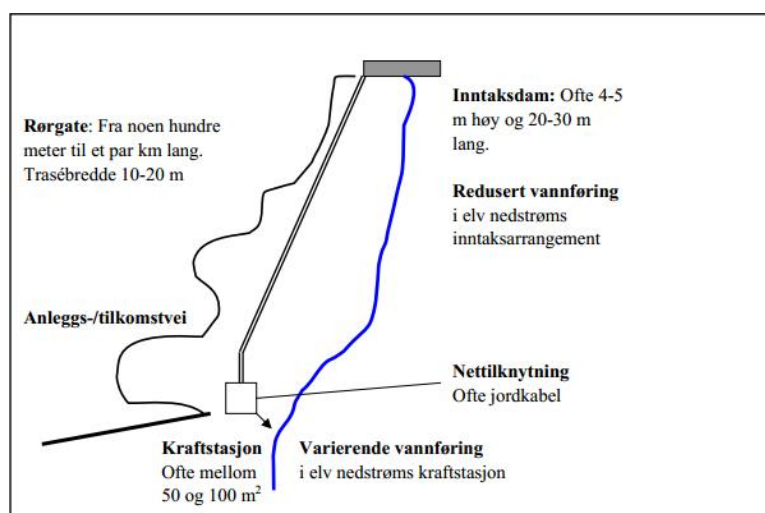
Ifølge NVE er investeringer i fornybar elektrisitetsproduksjon i de fleste tilfeller ikke lønnsomt. For å få realisert mer fornybar elektrisitetsproduksjon, må investeringer derfor støttes av myndighetene gjennom subsidier. I Europa foregår dette hovedsakelig ved at produsentene får en forhåndsgarantert kraftpris eller påslag i tillegg til kraftprisen eller gjennom en markedsbasert støtteordning. Elsertifikater er et eksempel på sistnevnte alternativ. Med en slik markedsbasert støtteordning bestemmer myndighetene hvor mye som skal bygges ut, mens tilskuddet (sertifikatprisen) bestemmes av markedet (Olje- og energidepartementet, 2012). I et system med produksjonsstøtte derimot, såkalte ”feed-in”-tariffer, bestemmer myndighetene prisen på elektrisitet gjennom tilskuddene som gis, mens markedet bestemmer hvor mye som bygges ut. Enkeltprosjekter får ingen egen økonomisk støtte fra myndighetene utover elsertifikatene. Etter regjeringens syn er støtte til forskning og utvikling mer hensiktsmessig enn å støtte enkeltprosjekter (NVE, 2012c). Med ny teknologi vil kraftverkene i større grad utnytte potensialet, og utbyggingene vil bli mer lønnsomme på en generell basis.

### 3. Småkraftverk

I dette kapitlet forklarer jeg kort hva et småkraftverk er og hvilke faktorer som må vurderes for en ikke-profesjonell aktør ved utbygging, med vekt på økonomiske problemstillinger og risikoaspekter. Mot slutten av kapitlet går jeg nærmere inn på hvilke alternativer grunneierne har for å avlastes for risikoen forbundet med å bygge ut selv. Hovedkilden for dette kapitlet er NVEs veileder i planlegging, bygging og drift av småkraftverk fra 2010. Denne tar sikte på å veilede ikke-profesjonelle utbyggere i hvordan en vellykket planlegging og utbygging av småkraftverk gjennomføres. I tillegg har jeg brukt hjemmesidene til NVE og Småkraftforeninga, en interesseorganisasjon for småkraftnæringen som hovedsakelig representerer grunneiere.

#### 3.1 Hva er et småkraftverk?

Et småkraftverk utnytter stillingsenergien i rennende vann til kraftproduksjon. Ved hjelp av en turbin omgjøres fallenergien i vannet til mekanisk energi. Videre omdanner en generator energien til elektrisk strøm. I vassdrag med mye vann kan man klare seg med lave fallhøyder, mens man i vassdrag med lite vann trenger større fallhøyde for å utnytte potensialet best mulig. Figur 3.1 viser en skissemessig fremstilling av et småkraftverk.



Figur 3.1. Skissemessig fremstilling av et småkraftverk. Kilde: Olje- og energidepartementet (Regjeringen.no).

---

Som småkraftverk regnes vannkraftverk med installert effekt opp til 10 MW (10 000 kW), og disse deles videre inn i undergrupper etter installert effekt:

- Mikrokraftverk: under 100 kW.
- Minikraftverk: 100 kW – 1 000 kW.
- Småkraftverk: 1 000 kW – 10 000 kW.

Fokuset for denne masteroppgaven er kraft som produseres for markedet. Det ses derfor bort fra de helt minste kraftverkene, da disse gjerne produserer til eget forbruk eller direkte til en sluttbruker.

Mens større vannkraftverk gjerne har magasiner hvor de kan lagre vannet, har småkraftverk ingen eller små magasiner. Mangelen på magasinkapasitet gjør at produsenten har ingen eller lav reguleringsevne og må tilpasse produksjonen etter vannføringen i elven. Konsekvensen av dette er at et småkraftverk vil få en lavere forventet strømpris enn et magasinkraftverk siden det typisk produserer når prisene er lavere. Dette kan for eksempel være under snøsmeltingen om våren eller i perioder med mye nedbør. Et magasinkraftverk kan derimot spare opp en del vann i magasinene og produserer derfor også om vinteren eller i tørre perioder.

### 3.2 Hvordan bygge ut småkraft?

Utbyggingen av et småkraftverk fra idé til anlegget er i drift kan være en lang prosess, og ifølge Småkraftforeninga kan den fort komme opp i 6-8 år. Både Småkraftforeninga og NVE understreker at ikke-profesjonelle utbyggere trenger erfarne og kompetente rådgivere gjennom store deler av denne prosessen, for eksempel til hydrologiske og biologiske undersøkelser, optimalisering av anlegget og valg av leverandører.

Det første som må klargjøres ved en potensiell utbygging av et småkraftverk er at det er tilstrekkelig med vann i vassdraget og et relativt konsentrert vannfall. NVE anbefaler at man oppretter en målestasjon for vannstand/vannføring, og at arbeidet utføres av en konsulent med hydrologisk kompetanse for å utnytte vannet på best mulig måte. Det er gjerne ikke optimalt å bygge ut et så stort anlegg at det aldri går noe vann til spille, selv under

vårflommen, siden utbyggingskostnadene da overstiger verdien av utnyttelsen av vannet. Hoveddimensjonene for kraftverket bestemmes ved en økonomisk optimaliseringsberegning.

En eventuell utbygging av et småkraftverk må godkjennes av NVE. Hvis allmenne interesser og verdier berøres av utbyggingen, må det søkes NVE om konsesjon for byggingen etter vannressursloven. Dette er for å sikre at prosjektets nytteverdi er større enn skadeomfanget for samfunnet. For å oppnå godkjenning av kraftverket kan det for eksempel kreves minstevannføring eller settes andre vilkår for utbygging. Minstevannføring betyr at kraftverket ikke kan ta alt vannet i elven slik at den blir helt tørrlagt, men må drive noe forbitapping på grunn av estetikk, fisk eller annet liv i elven. Dette reduserer produksjonen. For kraftverk under 1 000 kW (1 MW) kan det være aktuelt å søke NVE om fritak fra konsesjon slik at prosjektet behandles som en byggesak i kommunen etter plan- og bygningsloven. Da må det dokumenteres at allmenne interesser og verdier ikke berøres. For større kraftverk enn dette gis det sjelden konsesjonsfritak. Konsesjonssøknaden i seg selv kan være en flaskehals i prosjektet ettersom behandlingen ifølge NVE erfaringsmessig tar 1-3 år siden NVE mottar flere søknader enn de har kapasitet til å håndtere. Småkraftforeninga derimot, har et anslag her på 3-6 år. I lys av den nye elsertifikatordningen har NVE opprettet en ny ordning for en mer effektiv saksbehandling av konsesjonssøknader, slik at nye kraftverk skal rekke å bli med i ordningen. Her blir søknader i samme geografiske område i stor grad behandlet samtidig, og visse områder prioriteres. For eksempel prioriterer NVE prosjekter i NO3 siden kraftsituasjonen i denne regionen er anstrengt (Nena, 2012). Tilsvarende blir områder med utfordringer i sentral- eller regionalnettskapasiteten nedprioritert. Denne nye ordningen effektiviserer også planleggingen av nettoppgraderinger.

Småkraftforeninga definerer linjenettet som den kanskje mest betydelige flaskehalsen for utbygging av mer fornybar produksjon i Norge. Dette gjelder både for nettet innad i Norge og for kabler til utlandet. Sistnevnte sikrer at man som produsent får tilstrekkelig markedstilgang også i perioder med lite forbruk i Norge. Kapasitet i lokalt linjenett er likevel det mest nærliggende for en utbygger av småkraftverk. En avtale med det lokale nettselskapet må være avklart ved konsesjonssøknad.

Mens produksjon og omsetning av kraft ble utsatt for konkurranse da det norske kraftmarkedet ble deregulert i 1990, er det monopol på levering av strøm i Norge i hvert geografiske område (Statnett, 2012b). Årsaken er at nettvirksomheten tradisjonelt anses som et naturlig monopol som følge av kostnadsstrukturen som gjør at det ikke er hensiktsmessig

---

å organisere den i flere konkurrerende virksomheter (ECgroup AS, 2009). Det vil si at det for hvert område er ett selskap som innehar konsesjoner for nettanlegg. Konsesjonæren har tilknytningsplikt, noe som innebærer at selskapet har en plikt til å tilknytte nye anlegg for produksjon og forbruk av elektrisk energi. Plikten innebærer også at selskapet må investere i nettanlegg hvis dette er nødvendig. Tilknytningsplikten gjelder kun til eksisterende nett. Et småkraftverk ligger sjelden i direkte tilknytning til en eksisterende kraftledning, og det må derfor legges kabler fra stasjonen til nærmeste overføringslinje med riktig spenning og tilstrekkelig overføringskapasitet. Forbindelsen mellom produksjonssted og eksisterende nett er utbyggers ansvar. Her finnes det ulike løsninger ut fra om grunneierne ønsker å drifte og eie denne selv eller overlate det til områdekonsesjonæren. I NVEs veileder identifiseres avstand til eksisterende kraftlinje som en av nøkkelfaktorene for å kunne gjøre en ressurs økonomisk utnyttbar og mulig å utnytte i praksis.

Nettselskapene kan fastsette et anleggsbidrag for å dekke anleggskostnader ved nye nettilknytninger eller ved forsterkninger av nettet til eksisterende produsenter. Denne kostnaden må avklares med nettselskapet. Både tilknytning til nettet og en eventuell oppgradering av dette kan utgjøre betydelige kostnader for en utbygger. Frem til nå har det vært et ”første mann til mølla”-prinsipp, hvor de som har bygd ut kraftverk når det har vært tilstrekkelig kapasitet har sluppet unna, mens det kraftverket som har utløst investeringsbehovet har måttet ta hele kostnaden. NVEs nye prioriteringssystem for behandling av konsesjonssøknader kan føre til en mer rettferdig fordeling av disse kostnadene siden flere potensielle kraftverk i samme område blir behandlet samtidig.

I tillegg til konsesjon og avtaler med nettselskap, må det også inngås avtaler om finansieringen og organiseringen av prosjektet. Når det gjelder finansieringen av prosjektet, vil långiver hovedsakelig legge vekt på to forhold. Disse er at låntaker (prosjektet) har en forsvarlig betjeningsevne, og at det stilles tilfredsstillende sikkerhet for lånet. Sistnevnte kan for eksempel være krav til prissikring av deler av volumet. Långiverne kan også stille krav om sidesikkerhet i form av kausjonsavgivelse eller pantsettelse av fast eiendom. Hvis ikke grunnen hvor fallretter og installasjon befinner seg er utskilt fra hovedbruket, vil en pantsettelse omfatte hele eiendommen. Dette kan innebære en betydelig risiko for grunneierne som i verste fall kan miste gård og grunn.

Det er flere fallrettseiere involvert i de fleste småkraftprosjekter. Hvordan disse organiserer seg er følgelig av betydning, og da gjelder både prosjektorganiseringen og valg av

selskapsform. Det er flere måter å organisere prosjektet på. Enten kan grunneierne gå sammen om prosjektet, eller så kan de inngå en avtale med profesjonelle aktører om finansiering og utbygging. Det siste alternativet diskuteres grundigere senere i kapitlet. Det er flere ulike selskapsformer som er aktuelle ved etableringen av et småkraftverk. De vanligste selskapsformene er aksjeselskap (AS), delt ansvar (DA), begrenset ansvar (BA) eller ansvarlig selskap (ANS). Hovedskillet mellom de ulike selskapsformene er at de gir forskjellige risikoprofiler både for grunneierne, kraftverkseierne og finansieringskilden(e). I tillegg innebærer selskapsformene ulike skattemessige krav.

### 3.3 Økonomien i et småkraftverk

I dette kapitlet forklares kort de viktigste økonomiske aspektene rundt utbygging av et småkraftverk. Flere av disse studeres nærmere i kapittel 5.

#### 3.3.1 Utgifter

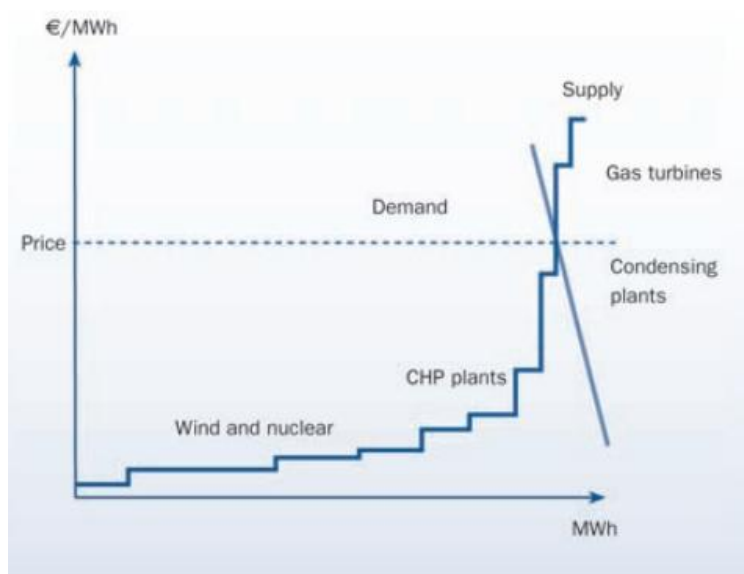
Den helt klart dominerende kostnaden ved et småkraftverk er selve investeringskostnaden. NVE sier som en tommelfingerregel at utbyggingskostnaden bør være under 4-5 kr/kWh ganget med forventet årlig produksjon for at kraftverket skal være lønnsomt hvis energiproduksjonen for det meste skal gå til salg via et e-verk. De understreker imidlertid at denne grensen i stor grad avhenger av tiltakshavers økonomiske ryggrad og risikovillighet. Hvis likviditeten er anstrengt, bør utbyggingskostnaden være lavere enn dette for å sikre investeringen mot uforutsette kostnader, tørre perioder eller lave energipriser, spesielt de første årene.

Utstyr til kraftproduksjonen, som turbin og generator, forventes å utgjøre rundt 50% av utbyggingskostnadene. Dette varierer svært mye fra prosjekt til prosjekt, men understreker likevel betydningen av å velge riktig leverandør på utstyrssiden. Det er store prisforskjeller på utstyr hos de ulike leverandørene i markedet. NVE fastslår at det her er viktig ikke bare å tenke på prisen, men også på kvaliteten, siden nedetid er kostbart. Økonomisk drift av småkraftverk avhenger av lengst mulig problemfri driftstid, noe som stiller store krav til beredskap, tilsyn, utstyr og vedlikehold. Småkraftforeninga anbefaler derfor standardiserte



løsninger og velkjente leverandører. I tillegg anbefaler de gode forsikringer. Driftsproblemer kan for eksempel oppstå hvis inntaket i kraftverket blir tettet igjen av løv og kvist, nedising om vinteren eller lynnedslag.

Under selve driften påløper det drifts- og vedlikeholdskostnader i tillegg til kapitalkostnader på investeringen. Som nevnt i kapittel 2, er kraftproduksjon fra småkraftverk forbundet med svært lave marginalkostnader i forhold til andre produksjonsmetoder, med unntak av blant annet vindkraft. Som en konsekvens av dette er det ikke lønnsomt å stenge et småkraftverk selv om strømprisen er lav. Dette betyr at et småkraftverk vil produsere når det er mulig hver dag hele året. Unntaket fra dette er hvis strømprisen blir negativ, noe som har forekommet på kontinentet. For produksjonsmetoder med høyere marginalkostnader kan det derimot lønne seg å skru av kraftverket i perioder med lave strømpriser. Prisen forventes å være lavere i perioder med mye produksjon fra produksjonsmetoder med lave marginalkostnader, som vind og småkraft, enn i andre perioder. Dette er kjent som merit order-effekten (Pöyry, 2010). Merit order utgjør tilbudskurven i strømmarkedet og er en beskrivelse av når de forskjellige produsentene av elektrisk energi går inn og ut av produksjon med basis i deres marginalkostnader og hvilke markedspriser som er gjeldende. En produsent med lave marginale enhetskostnader vil være i produksjon mye lenger enn en produsent med høye marginalkostnader. Følgelig er småkraft- og vindkraftprodusenter de siste produsentene som går ut av kraftmarkedet. Dette er illustrert i figur 3.2.



Figur 3.2. Tilbudskurven settes sammen basert på de ulike produksjonsmetodenes marginalkostnad. Kilde: Ewea.org.

Vannkraft er ikke med på denne figuren. Årsaken til dette er at de store vannkraftprodusentenes bud gjerne er strategiske på grunn av muligheten til å regulere ved bruk av magasinene (Pöyry, 2010). Små vannkraftprodusenter kunne vært med på denne kurven sammen med vindkraft. Vannkraftprodusenter med magasiner kunne alternativt blitt plassert noe høyere opp på kurven siden deres marginalkostnader også inneholder alternativkostnaden ved å bruke vannet på et senere tidspunkt.

Småkraftverk må forholde seg til en rekke ulike skatter, og det har vært en del oppmerksomhet rundt det svært høye skattenivået noen utbyggere har blitt utsatt for (Sunde, 2011). Spesielt grunnrenteskatten har vært debattert. For skatter som virker nøytralt, blir nåverdien til et prosjekt den samme om man beregner den før skatt og neddiskonterer med avkastningskravet før skatt, eller om man bruker kontantstrømmen etter skatt og neddiskonterer med avkastningskravet etter skatt. Da er skattesystemet innrettet slik at det ikke påvirker aktørens marginale tilpasning siden den relative lønnsomhetsvurderingen blir lik før og etter skatt (Finansdepartementet, 1996). Imidlertid fungerer skattereglene for småkraft slik at de beste samfunnsøkonomiske prosjektene ikke nødvendigvis er bedriftsøkonomisk lønnsomme (NVE, 2010).

Småkraftverk må, som andre bedrifter, betale en skatt på overskuddet. Hvordan denne beregnes avhenger av selskapsformen. Det vanligste er at den utgjør 28% av skattbart resultat. I tillegg må småkraftverk gjerne betale naturressursskatt og grunnrenteskatt siden produksjonen utnytter naturressurser. For kraftverk med generatorytelse under 5500 kVA skal det verken betales naturressursskatt eller grunnrenteskatt. Eierne av kraftverket kan også måtte betale formuesskatt. Denne skatteplikten er avhengig av organisasjonsform. For eksempel betaler ikke aksjeselskap formuesskatt. Dette innebærer at de fleste eiere av kraftverk ikke betaler formuesskatt (NVE, 2010). Kraftverk må i tillegg ofte betale eiendomsskatt, som er en skatt det er opp til den enkelte kommune om den vil innføre eller ikke. Eiendomsskatten kan maksimalt være på 7 promille (0,7%) av kraftverkets takstgrunnlag. For kraftverk under 10 000 kVA (småkraftverk) beregnes eiendomsskatten på grunnlag av skattemessig nedskrevet verdi av investeringene, det vil si skattemessig verdi per 1. januar i ligningsåret.

Et småkraftverk må betale innmatingstariff for å mate inn kraft i elnettet. Denne avgiften er satt sammen av et energiledd, som varierer med produsentens innmating, og et fastledd basert på midlere årsproduksjon. Fastleddet er uavhengig av produsentens innmating av kraft

---

og skal sørge for at nettselskapene får tilstrekkelig inntekt i forhold til inntektsrammene fastsatt av NVE. Sentralnettets fastledd er retningsgivende for fastleddet ved innmating av kraft i regional- og distribusjonsnettet. For 2010 er innmatingstariffen 0,8 øre/kWh basert på de siste 10 års midlere årsproduksjon. Energileddet er derimot avhengig av produsentens innmating av kraft. Ved overføring av kraft utvikles det varme i ledninger og transformatorer slik at noe av kraften går tapt. Energileddet skal reflektere kostnadene ved endret tap av kraft når en ekstra kWh overføres. Dette kalles marginaltap. I visse tilfeller kan økt produksjon redusere nettapet. Da blir energileddet negativt, og produsenten får følgelig betalt for å mate kraft inn i nettet.

Ved levering av elektrisk kraft til forbruker og ved uttak til eget bruk hos nettselskapet, transportøren eller produsenten, oppstår det en forbruksavgift per kWh. Kraftverk med generatorytelse under 100 kVA er ikke avgiftspliktige. Selv om denne avgiften betales av den som bruker kraften, og ikke småkraftverket, nevnes den kort likevel. Dette fordi avgiftsfrie kraftverk kan inngå en bilateral avtale med en stor sluttbruker hvor de deler på fordelene som oppstår ved at forbruksavgiften unngås.

### 3.3.2 Inntekter

Inntekten til et småkraftverk avhenger av produksjonsvolumet og hvilken pris de oppnår. Under det nye samarbeidet med Sverige vil dette også inkludere elsertifikatprisen.

Det er mange alternativer for en produsent av elektrisitet ved salg av strøm. Salg på spotmarkedet, bilaterale avtaler, omsetning til sluttbruker og eget forbruk er de vanligste måtene. Hvis man tar strømmen rett fra anlegget, blir man ikke belastet med nettleie. Hvis forholdene ligger til rette for det, er dette derfor den gunstigste måten å utnytte kraften på. Da vil inntekten være alternativkostnaden ved å måtte kjøpe kraften i markedet. Dette er mest aktuelt for svært små kraftverk eller for storforbrukere, og det ses videre i oppgaven bort fra denne muligheten. Det ses også bort fra muligheten til å omsette direkte til sluttbruker, da dette krever at en innehar omsetningskonsesjon.

Det ligger en risiko både i produsert volum og oppnådd pris, og valg av omsetningsform vil påvirke den totale risikoen ved et kraftprosjekt. Jeg går nærmere inn på disse risikoelementene senere i kapitlet.

### 3.3.3 Likviditet

Ved investering i et småkraftverk må utbyggeren vurdere likviditeten i prosjektet. Likviditet er bedriftens evne til å møte sine kortsiktige forpliktelser, det vil si dens betalingsevne (Sættem, 2006). Ved en eventuell likviditetskrise kan en risikere at et prosjekt som i realiteten var godt går konkurs. En slik krise kan for eksempel oppstå dersom det forekommer problemer under byggingen. Dette kan medføre både økte kostnader og senere idriftsettelse av kraftverket, som igjen fører til at inntektene kommer senere enn forventet. Andre årsaker kan være flere tørre år på rad eller lavere kraftpriser enn medregnet. NVEs veileder understreker at det er meget viktig for prosjektet at det er sikret finansiering for hele prosjektet selv om det skulle få uforutsette tilleggskostnader i byggeperioden. Veilederen påpeker også viktigheten av å medregne merverdiavgiften i likviditetsbudsjettet i byggefasen, da denne først senere blir tilbakebetalt fra staten. Det er mulig å ha kassekreditt hos banken for å bedre likviditeten (Landkreditt Bank, 2012a). Renten her blir relativt høy, så det er uansett viktig å prøve å unngå for høyt bruk av denne.

Det er blant annet på grunn av likviditetsaspektet at NVEs veileder anbefaler at utbyggingskostnadene generelt bør være lavere for en privat aktør enn for et stort selskap.

## 3.4 Usikkerhetselementer i forbindelse med småkraftverk

Som forklart over, kommer mesteparten av utgiftene i forbindelse med en utbygging av småkraftverk med en gang, mens mye av inntektene kommer langt frem i tid og er usikre. Dette aspektet har store konsekvenser for investeringsbeslutningen og valg av omsetningsform, og det påvirker i stor grad småkraftmarkedet i dag. I denne masteroppgaven ligger hovedfokuset på risiko i forbindelse med fremtidig produksjonsvolum og kraftpris. Dette delkapitlet gir likevel et mer helhetlig bilde av den risikoen en utbygger står overfor.

De viktigste usikkerhetselementene er ifølge NVE utbyggingskostnaden, fremtidig kraftpris og produksjonen/tilsaget. Risikoen rundt hydrologien og produksjonen kan blant annet følge av tørrårsproblematikk og at målingene i området ikke er så gode som ønsket. I tillegg kommer risiko forbundet med likviditet, teknisk drift, variasjon i lånerente og skadeverk av naturlig art eller som hærverk. Småkraftforeninga vektlegger også den politiske risikoen

---

forbundet med en utbygging siden det vil ha store konsekvenser for småkraftbransjen om rammevilkårene rundt bransjen endres. Et eksempel som gjerne trekkes frem i denne sammenhengen er grunnrenteskatten, en skatt som oppstår på grunn av den ekstraordinære avkastningen som følger av utnyttelsen av felles naturressurser i kraftproduksjonen. Kraftverk over 5500 kVA, ca. 5 MW, må betale grunnrenteskatt på 30% av hele sin produksjon. Som et resultat av dette, ser man at det er bygget ut mange småkraftverk opp til denne grensen, mens det finnes få rett over grensen i området 5-10 MW (Småkraftforeninga, 2010). I noen tilfeller nedskaleres utbyggerne anleggene i forhold til hva som ville vært optimal utbygging av vassdraget på grunn av denne skatten. I statsbudsjettet for 2008 la regjeringen frem et forslag om å senke denne grensen til 1500 kVA, men fikk ikke gjennomslag for dette. En slik endring i skattesystemet ville hatt store konsekvenser for lønnsomheten av utbygginger av kraftverk med kapasitet mellom 1500 og 5500 kVA (Econ Pöyry, 2008). Småkraftforeninga understreker at markedet for småkraft hadde sett ganske annerledes ut i dag hvis denne endringen hadde blitt gjennomført. Den politiske risikoen kan imidlertid også virke noe dempende på usikkerheten siden politikerne ønsker å stimulere til økt miljøvennlig energiproduksjon. Men samtidig vil de ønske å regulere pris og øke skatter om produksjonen blir meget lønnsom. En utbygger må derfor vurdere lønnsomheten i sitt prosjekt i forhold til de fleste andre tilsvarende utbygginger. Et meget lønnsomt prosjekt kan høste godene uten å risikere økte skatter, mens et marginalt prosjekt kan risikere økte skatter på grunn av at bransjen går godt, uten selv å ha god økonomi.

Det ligger også stor usikkerhet i forhold til konsesjonssøknaden og nettilknytningen. Det er en usikkerhet om man får konsesjon, og i en konsesjon kan det stilles krav til avbøtende tiltak. Dette kan være krav til minstevannsføring, som reduserer mulig produksjon i kraftverket. Hvis utfallet av konsesjonsbehandlingen gjør det umulig å bygge ut kraftverk, har utbygger brukt mye tid og ressurser uten å oppnå resultater. Usikkerhet rundt nettilknytning er et av de største risikomomentene. Som forklart over, kan både tilknytning til eksisterende nett og en eventuell oppgradering av nettet gjennom anleggsbidrag utgjøre betydelige kostnader for utbygger. Disse usikkerhetene vil imidlertid være avklart når beslutningen vedrørende investering tas og vil følgelig ikke være tema for denne masteroppgaven.

Noen av momentene som skaper risiko i en utbygging av småkraftverk kan reduseres ved å gjennomføre visse tiltak. For eksempel kan risikoen for tekniske driftsproblemer og tilgang på reservedeler og teknisk bistand reduseres ved å velge gode og standardiserte

utstysleverandører. Tilsvarende kan kapitalkostnadsrisikoen reduseres ved å binde lånerenten. NVE anbefaler forsikringer som et viktig bidrag for å redusere eiernes totale ansvar og risiko. Man kan for eksempel inngå en bygge- og anleggsforsikring i byggeperioden eller avbruddsforsikring som dekker det inntektstapet man får hvis anlegget skulle bli satt ut av drift over en bestemt periode. I det neste delkapitlet forklares det nærmere hvordan grunneierne kan avlastes for prisrisiko og deler av den totale prosjektrisikoen.

## 3.5 Ulike omsetningsalternativer og risiko

Dette delkapitlet er i tillegg til kildene ellers i kapitlet, utarbeidet etter samtaler og mailkorrespondanser med flere aktører i småkraftbransjen og fra deres og andre tilsvarende selskapers hjemmesider. Dette er blant annet Blåfall AS, Elvekraft AS, Småkraft AS og Tinfos AS. På grunn av konfidensialitet rundt deres avtaler, har jeg ikke muligheten til å konkretisere hvilken informasjon som kommer fra hvilken aktør, med unntak av offentlig kjent informasjon. Derfor blir diskusjonen rundt avtalene på en mer generell basis.

Bygging av et småkraftverk utgjør en stor investering. Det kan derfor få svært omfattende konsekvenser for private utbyggere, familiene deres og eiendommene de har hvis prosjektet blir mislykket. Det er ofte for stor nedsiderisiko for private aktører som ikke har finansielle muskler til å takle et stort tap. Jeg går derfor gjennom to måter grunneierne kan avlastes for risiko: fastprisavtaler og utleie av fallrettene til en profesjonell utbygger.

### 3.5.1 Fastprisavtaler

Hvis grunneierne selger kraften sin på spotmarkedet, må de ta hensyn til de prissvingningene dette innebærer. I løpet av de siste årene har kraftprisen opplevd store svingninger og variert fra en nedre grense på under 10 øre/kWh og opp mot 10kr/kWh (NVE, 2010). Fremtidig kraftpris innebærer derfor en betydelig risiko for grunneierne og kan påvirke både lønnsomheten av prosjektet totalt og likviditeten noen av årene.

---

En måte å redusere prisrisikoen på er å inngå en bilateral avtale med en kjøper om salg av hele eller deler av fremtidig produksjon til en avtalt pris. Dette kan for eksempel være med en lokal kraftleverandør, en kraftmegler, det lokale nettselskapet eller aktører som Statkraft og Hydro. En slik fastprisavtale innebærer at grunneierne ”taper” penger dersom kraftprisen blir høyere enn den avtalte fastprisen, men til gjengjeld oppnår de en garantert pris selv om kraftprisen synker. Dette kan sørge for en forutsigbarhet i innbetalingene. Enkeltstående småkraftverk, og spesielt de minste, selger derfor ofte all kraften de produserer til en avtalt enhetspris. Banken vil i visse tilfeller også kreve en slik prissikringsavtale for å være villige til å låne ut investeringsmidler til grunneierne.

En fastprisavtale har tradisjonelt gitt en klart lavere pris og avkastning enn spotprisen (NVE, 2010). Grunneierne må derfor på en generell basis forvente en lavere fastpris enn forwardprisen (Blåfall AS, 2012b). Dette er årsaken til at utbyggere med flere kraftverk og god likviditet som regel benytter seg av spotmarkedet. Dette gjelder også hovedsakelig for aktørene jeg har vært i kontakt med.

Fastprisavtaler har gjerne volumbindinger hvor kjøper både kan kreve en minimums- og en maksimumslevering. Ved bruk av minimumskrav forplikter grunneierne seg til å levere en viss mengde kraft til den forhåndsbestemte prisen. Hvis grunneierne ikke har produsert tilstrekkelig selv, må de kjøpe denne kraften i markedet. Denne volumusikkerheten kan utgjøre et betydelig risikoelement for grunneierne (Blåfall AS, 2012a). Det eksisterer fastprisavtaler uten volumbindinger også, hvor grunneierne selger til en avtalt pris uavhengig av produksjonsvolum. Slike avtaler er det ikke lett å få for flere år, og den oppnådde prisen blir sannsynligvis betydelig lavere enn forwardprisen siden det er kjøper som tar volumrisikoen. Ifølge Blåfall er det så kostbart å kvitte seg med denne volumrisikoen at det er å fraråde dersom man har noe annet valg. Begge disse påstandene fra Blåfall støttes av andre utbyggingsselskaper og blir videre undersøkt i analysedelen av denne masteroppgaven.

### **3.5.2 Profesjonell utbygger**

En annen måte grunneierne kan avlastes for risiko er ved å inngå en avtale om fremleie av fallrettene til et profesjonelt utbyggingsselskap. Det er flere utbyggingsselskaper på markedet, både offentlige og private, som inngår avtaler med fallrettseiere, og dette har blitt mer vanlig de siste årene (NVE, 2010). Utbygger har hovedansvaret for realiseringen av

prosjektet med utredning av alternativer, finansiering, utbygging, konsesjonssøknad, drift og vedlikehold og salg av kraften i et visst antall år og betaler en leie til grunneierne for dette. Grunneierne har i noen av disse avtalene en mulighet til å være medeier i prosjektet opp til en andel på 49%. Da får grunneierne to roller: både som investor i prosjektet og som utleier av fallrettene. Denne rettigheten kan utformes som en opsjon for grunneierne, hvor de kan velge om de vil kjøpe seg inn i prosjektet etter at kraftverket er bygd ut og klart til drift. Det vanligste er imidlertid at grunneierne kun er utleier, og at selskapet fungerer som utbygger og eier av prosjektet. Etter endt kontraktsperiode, kan grunneierne enten forlenge avtalen med utbygger eller kjøpe kraftverket og fortsette driften selv. Lengden på en slik kontraktsperiode er typisk 40-60 år.

Grunnlaget for leien til grunneierne varierer. Det er to hovedmodeller her. I den ene modellen får grunneierne en fast prosentsats av bruttoomsetningen, mens de i den andre modellen får en fast prosentsats av overskuddet etter fradrag for de kraftverksspesifikke skattene, som eiendomsskatt og grunnrenteskatt. Hvor store disse satsene er, avhenger blant annet av hvor godt prosjektet anses å være. Blåfall oppgir for eksempel at deres leiesats av bruttoomsetningen varierer grovt sett et sted mellom 0 og 50%. Disse to modellene henvises senere til som henholdsvis bruttoomsetningsmodellen og overskuddsdelingsmodellen. De to avtalene utsetter grunneierne for noe ulik form for risiko, men felles for dem begge er at selskapet har overtatt store deler av projektrisikoen. Det finnes noen mellommodeller mellom disse to og ulike undermodeller for de to hovedmodellene. Noen ganger er det også mulig å inngå en avtale med en fast leieinntekt i noen år. Disse løsningene går jeg ikke nærmere inn på.

Årsaken til at fallrettene fremleies til utbygger og ikke selges, er at det er strenge lover som regulerer salg av deler av gårdseiendommer (Landbruks- og matdepartementet, 1995). Det er i prinsippet mulig å få solgt fallrettene etter Jordloven § 12, men utbyggerne jeg har snakket med sier at det som en hovedregel ikke ses på som en mulighet. Gjennom avtalene med de profesjonelle utbyggerne ligger fallrettene hele tiden til gården.

Det kan generelt være mange fordeler med en slik avtale for grunneierne. I situasjoner hvor det er flere grunneiere som eier fallrettene sammen, kan det være enklere for samarbeidet å skulle forholde seg til en profesjonell aktør. I tillegg er utbyggingen av et kraftverk et svært komplisert prosjekt hvor det trengs ekspertise på mange ulike fagfelt. Når en profesjonell utbygger står for både planleggingen, utbyggingen og driften, er det mer sannsynlig at det



---

gjøres bedre valg slik at man unngår for eksempel driftsstans. Profesjonelle utbyggere har også muligheten til å investere i utstyr og løsninger med høy kvalitet og lang levetid. Det er også utbyggeren som tar kostnaden forbundet med utredning av prosjektet, inkludert konsesjonskostnad og lignende, hvis prosjektet ikke blir realisert. Kanskje enda viktigere for grunneierne er at de slipper kapitalrisiko rundt likviditetsproblemer, kostnadssprekk under byggingen og nedsiderisikoen for prosjektet. Et større selskap vil ikke være like utsatt for denne risikoen, da det har bedre tilgang til kapital. I tillegg kan et større selskap ta mer risiko enn enkeltstående grunneiere. Disse forholdene kan føre til at det er større mulighet for å gjennomføre en investering hvis et profesjonelt selskap er ansvarlig, enn hvis grunneierne ønsker å bygge ut selv.

Ulempen med denne løsningen er imidlertid at en del av gevinsten må deles med et utbyggingsselskap, noe som kan føre til at grunneierne oppnår en lavere andel av verdien på fallrettene sine. I tillegg får ikke grunneierne like stor kontroll over utbyggingen og kan miste eierfølelsen til fallrettene.

### 3.6 Andre forhold

Ved utbygging av småkraftverk må miljø- og samfunnsmessige hensyn også vektlegges. Selv om kraftproduksjon fra vannkraft er ren, fornybar kraft, kan en utbygging også ha negative konsekvenser for miljøet (Olje- og energidepartementet, 2007). Dette kan være naturinngrep i byggefasen, kraftverkets og kraftledningenes landskapspåvirkning eller betydning for fiskelivet i vassdraget og andre dyr i området. I tillegg kan en utbygging ha betydning for reiselivsnæringen på grunn av det Småkraftforeninga refererer til som ”visuell forurensning”. Dette innebærer at konsesjon for utbygging gjerne gis med forbehold om at det gjennomføres visse avbøtende tiltak for å redusere negative konsekvenser av utbyggingen. Direktoratet for naturforvaltning mener småkraftverk er en lite effektiv måte for vannkraftproduksjon siden utbygging av småkraftverk gir færre kWh enn oppgraderinger og utvidelser av eksisterende store vannkraftverk for samme naturskade (Nilsen, 2011b). Denne påstanden har fått støtte fra flere hold, men møtte derimot stor kritikk fra småkraftbransjen (Amundsen, Grimstad, & Skumsvoll, 2012).

Imidlertid kan slike utbygginger ha positive eksternaliteter, som å opprettholde sysselsetting og bosetting i distriktene og bygging av ny eller forbedret infrastruktur, som for eksempel tilgangsveier (Småkraftforeninga, 2012e). I tillegg gir kraftverksbeskatningen betydelige inntekter til kommunen og fylkeskommunen (Idsø, 2012). For flere av disse punktene kan effektene for lokalsamfunnet bli redusert ved bruk av en profesjonell utbygger. For eksempel er det mindre sannsynlig at den lokale banken og lokale leverandører blir benyttet, i tillegg til at kommunen mottar en lavere inntektsskatt med mindre den profesjonelle utbyggeren har tilholdssted i samme kommune som kraftverket. Flere småkraftselskaper, som Elvekraft og Norges Småkraftverk, understreker imidlertid at de ønsker å satse lokalt ved blant annet bruk av lokale entreprenører under utbyggingen hvis mulig.

I tillegg til slike miljø- og samfunnsmessige spørsmål, må det klargjøres rundt juridiske spørsmål omkring for eksempel fallretter og øvrige grunneierrettigheter siden det gjerne er mange grunneiere som eier et vassdrag sammen. I denne masteroppgaven ser jeg i hovedsak bort fra disse aspektene og holder hovedfokuset på de økonomiske problemstillingene og bedriftsøkonomisk lønnsomhet.

## 4. Teori

I dette kapitlet gjennomgår jeg teorien som benyttes senere i oppgaven. Første del av teoridelen omhandler investeringsanalyse med fokus på ulike metoder for lønnsomhet, relevant risiko og risikohåndtering av en investering. Andre del fokuserer på bruken av terminkontrakter til sikring og prognosering av fremtidig spotpris.

### 4.1 Ulike analysemetoder for lønnsomhet

Ledelsen i en bedrift driver verdiskapning for eierne ved å akseptere lønnsomme investeringsprosjekter. Analyse av lønnsomheten ved et prosjekt kan gjennomføres basert på flere ulike investeringskriterier. I dette delkapitlet presenterer jeg kort de mest aktuelle metodene for en prosjektanalyse. Deretter konkluderes det med hvilke metoder som vil være aktuelle å benytte for prosjekter i denne masteroppgaven. I de påfølgende delkapitlene går jeg konkret inn på prosjektets avkastningskrav og risikovurdering gjennom metoden det blir argumentert for i dette delkapitlet. Hovedkildene til disse tre første delkapitlene er Brealey, Myers og Marcus (2012), og Bøhren og Gjærum (2009).

#### 4.1.1 Paybackmetoden

Ved bruk av paybackmetoden finner en hvor lang tid det tar før et prosjekts kontantstrømmer har tilbakebetalt den opprinnelige investeringen. Dette kalles paybackperioden, eller tilbakebetalingsperioden på norsk. Hvis paybackperioden ikke overstiger et forhåndsbestemt antall år, aksepteres prosjektet.

Denne metoden er svært enkel å bruke og gir raskt innblikk i hvordan inntjeningene står i forhold til investeringen i prosjektet. Imidlertid understreker Brealey et al. (2012) at denne metoden bare kan brukes som et grovt anslag for en investeringsanalyse. Årsaken er at analysemetoden ikke tar hensyn til hvordan innbetalingene er fordelt innenfor tilbakebetalingsperioden eller innbetalingene utenfor tilbakebetalingsperioden. Det blir det samme som å anta en diskonteringsrate lik null innad i perioden og en uendelig stor rate utenfor perioden. Ved å benytte seg av paybackmetoden med diskontering innad i

tilbakebetalingsperioden, kan man bli kvitt det førstnevnte problemet. I tillegg til svakhetene nevnt allerede, har denne metoden en tendens til feilaktig å forkaste langsiktige prosjekter siden en kort tilbakebetalingstid indikerer at prosjektet er godt.

Til tross for ulempene ved paybackmetoden, benyttes metoden ofte i praksis. Spesielt gjelder dette som et supplement til nåverdimetoden, som blir belyst i neste avsnitt. Dette skyldes enkeltheten i paybackanalysen og fordi metoden gir tilleggsinformasjon om prosjektet. Metoden kan brukes på et tidlig stadium i beslutningsprosessen for å filtrere bort prosjekter som gir uakseptabel risiko og avkastning. Dette kan bidra til å gjøre beslutningsprosessen mer effektiv. I tillegg gir den et grovt mål på likviditeten i prosjektet. Mange investorer vil derfor gjerne se denne før de velger mellom prosjekter.

### 4.1.2 Nåverdimetoden

Nåverdimetoden er det mest brukte investeringskriteriet. Her finner man prosjektets netto nåverdi (NPV)<sup>1</sup> ved å neddiskontere fremtidige kontantstrømmer fra prosjektet til investeringstidspunktet med et passende avkastningskrav og trekke fra investeringsbeløpet. Formel 4.1 uttrykker dette.

$$NPV = -I_0 + \sum_{t=1}^T \frac{CF_t}{(1+k)^t} \quad (4.1)$$

$k$  = avkastningskravet

$I_0$  = investeringskostnaden

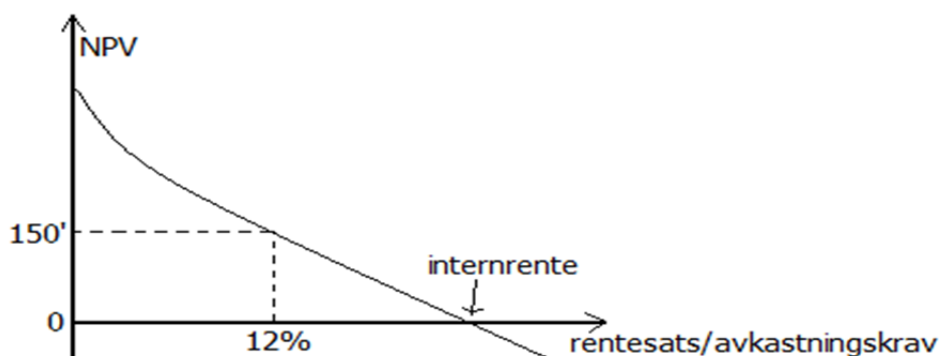
$CF_t$  = kontantstrømmen tidspunkt  $t$

$T$  = tid til forfall

Hvis nåverdien er positiv, aksepteres prosjektet. Nåverdien viser hvor mye rikere investorene blir i dag ved å foreta investeringen i prosjektet fremfor et alternativ som gir avkastning lik avkastningskravet. Nåverdien synker når avkastningskravet øker, som illustrert i nåverdiprofilen i figur 4.1.

---

<sup>1</sup> Senere i oppgaven benyttes *nåverdi* istedenfor *netto nåverdi*



Figur 4.1. Nåverdiprofil for et prosjekt.

Ved valg mellom flere gjensidig utelukkende prosjekter velges det prosjektet som gir den høyeste positive nåverdien. Derimot oppstår det et problem ved bruk av nåverdimetoden ved valg mellom flere prosjekter når bedriften har kapitalbegrensninger og følgelig ikke kan velge alle prosjektene med positiv nåverdi. Prioriteringsmekanismen blir da å få mest mulig nåverdi per investerte krone. Det vil si at prosjektene rangeres etter deres nåverdiindeks.

### 4.1.3 Internrentemetoden

Ved bruk av internrentemetoden finner man den diskonteringsraten som gir nåverdi lik null, det vil si den prosentvise avkastningen som investeringen forventes å gi. Hvis denne overstiger den avkastningen som investorene forlanger, aksepteres prosjektet. Formel 4.2 benyttes for å finne et prosjekts internrente.

$$0 = -I_0 + \sum_{t=1}^T \frac{CF_t}{(1+y)^t} \quad (4.2)$$

$y = \text{internrenten}$

Mens nåverdimetoden måler absolutt lønnsomhet i kroner, måler internrentemetoden en relativ lønnsomhet, det vil si hvilken avkastning man oppnår per krone investert. Nåverdimetoden og internrentemetoden er ekvivalente så lenge prosjektets nåverdi synker

glatt når avkastningskravet øker, og metodene fører da til samme beslutning angående prosjektet. Derimot er ikke alltid dette tilfelle. For eksempel kan det oppstå et problem hvis prosjektets kontantstrøm skifter fortegn flere ganger siden prosjektet da kan få flere internrenter. Videre oppstår det vanskeligheter ved å benytte seg av denne metoden hvis kontantstrømmen ikke har en internrente, eller hvis avkastningskravet til prosjektet varierer over tid. Det kan i tillegg være et problem å rangere gjensidige utelukkende prosjekter etter internrenten, siden hvilket prosjekt som har høyest lønnsomhet kan variere med kapitalkostnaden og lengden av prosjektet.

#### **4.1.4 Valg av analysemetode for lønnsomhet**

I lønnsomhetsberegningene i denne masteroppgaven benyttes i all hovedsak nåverdimetoden. Dette er fordi denne metoden gir entydige svar på hvilket prosjekt det er mest lønnsomt å investere i. Dessuten er det ikke kapitalbegrensninger involvert, slik at det ikke oppstår problemer ved bruk av nåverdimetoden.

I de tilfellene hvor det er relevant suppleres nåverdiberegningene med prosjektets internrente. Når grunneierne inngår en avtale med et profesjonelt utbyggingsselskap derimot, vil ikke dette kravet være aktuelt siden prosjektet fra grunneiernes side ikke har en internrente som følge av at de ikke foretar noen investering.

Det at paybackmetoden favoriserer prosjekter med kort levetid, gjør at denne metoden er lite egnet for å vurdere et småkraftverk med levetid på rundt 40 år. I tillegg fører metodens andre svakheter, som diskutert i avsnitt 4.1.1, til at den ikke blir benyttet som investeringskriterium her.

## **4.2 Risiko og avkastningskrav**

Alle investeringsprosjekter har usikkerhet knyttet til fremtidig kontantstrøm. Utrekningen av nåverdi er basert på forventet kontantstrøm, mens det tas hensyn til usikkerheten når avkastningskravet bestemmes. De to hovedutfordringene ved bruk av nåverdimetoden er å

---

finne fremtidig kontantstrøm og et passende avkastningskrav. I dette delkapitlet går jeg kort gjennom disse problemstillingene samt en diskusjon rundt relevant risiko ved et prosjekt.

### **4.2.1 Kort om kontantstrømsberegningen**

Ved beregning av nåverdien av en investering, er det kontantstrømmen, og ikke resultatene, som skal neddiskonteres. Derfor er det viktig å skille mellom hvilke poster som har resultateffekt og hvilke som har kontantstrømeffekt. I tillegg kan poster uten direkte kontantstrømeffekt ha en indirekte effekt gjennom påvirkning på skatten. Et eksempel på dette er avskrivninger. Avskrivninger har i seg selv ikke kontantstrømeffekt, men påvirker kontantstrømmen indirekte på grunn av skattefordelen.

Det gjøres en rekke forenklinger i en slik investeringsanalyse. For det første henføres alle inn- og utbetalinger i løpet av en periode til bestemte tidspunkter. Vanligvis er det kun ett tidspunkt per år, og dette er gjerne ved årets slutt. I tillegg antas det at skatt betales eller skattefordelen ved et negativt resultat oppnås i samme år som inntjeningen fra investeringen oppnås.

Beregning av nåverdien av en investering kan skje enten på grunnlag av totalkapitalens kontantstrøm eller egenkapitalens kontantstrøm. Disse to blir den samme hvis det ikke tas opp lån. Tilsvarende kan man beregne nåverdien med enten nominell eller reell kontantstrøm. Den nominelle kontantstrømmen er basert på de løpende, faktiske kronebeløpene, mens den reelle kontantstrømmen er justert for inflasjon, det vil si at den er basert på deflaterte kronebeløp. Det anbefales likevel å starte med å finne den nominelle kontantstrømmen først siden avskrivninger og skatt baserer seg på faktiske kronebeløp. I denne masteroppgaven blir beregningene gjort med de nominelle kontantstrømmene. Dette er også fordi masteroppgaven belyser eventuelle likviditetsproblemer i prosjektet i tillegg til lønnsomheten.

### **4.2.2 Kort om avkastningskravet**

Avkastningskravet på en investering gir investoren kompensasjon både for tidsverdien av de investerte pengene og for risikoen ved investeringen. Hvis prosjektets kontantstrøm

fremover er sikker, skal den neddiskonteres med risikofri rente. I virkeligheten derimot, er fremtidige kontantstrømmer usikre og må følgelig neddiskonteres med et avkastningskrav som består av risikofri rente pluss et risikopåslag som kompenserer for relevant risiko. Hvor stort dette påslaget er, avhenger av prosjektet og hvor risikabelt det er. Dess mer risikabelt et prosjekt anses å være, dess høyere bør avkastningskravet settes. Avkastningskravet skal representere hva investoren ellers kan oppnå i en tilsvarende risikabel investering. Grunntanken her er at en risikabel krone er mindre verdt enn en sikker krone.

I en nåverdianalyse er det essensielt å ha konsistens mellom avkastningskrav og kontantstrøm. For eksempel ved bruk av nominell kontantstrøm, må det benyttes nominelt avkastningskrav. Tilsvarende gjelder for valg mellom totalkapitalens og egenkapitalens kontantstrøm og kontantstrøm før og etter skatt.

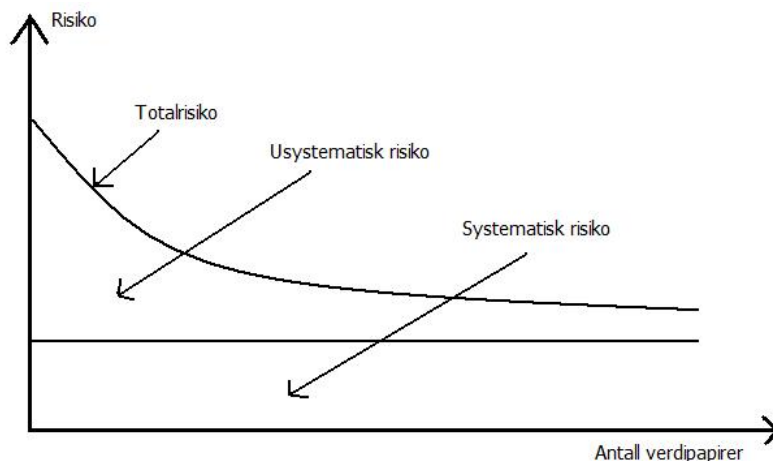
### **4.2.3 Risiko ved et prosjekt**

Ved valg av avkastningskrav for et prosjekt, må man finne ut hva som er den relevante risikoen for bedømming av prosjektet. Begrepet totalrisiko brukes om den usikkerheten et prosjekt har dersom det vurderes isolert, det vil si utenfor porteføljesammenheng. Totalrisikoen ved et prosjekt kan uttrykkes ved variansen eller standardavviket til nåverdien, som er numeriske mål på volatiliteten og spredningen i nåverdien. Variansen er det gjennomsnittlige kvadrerte avviket fra gjennomsnittet, og standardavviket er kvadratroten av variansen. Hvis kontantstrømmen, og følgelig nåverdien, er sikker, er både variansen og standardavviket lik null.

Totalrisikoen består av usystematisk og systematisk risiko, også kalt henholdsvis bedriftsspesifikk risiko og markedsrisiko. Den usystematiske risikoen er risikofaktorer som bare påvirker den bestemte bedriften eller dens nærmeste konkurrenter. Den systematiske risikoen derimot, er makroøkonomiske risikokilder som påvirker hele markedet. Dette kan være endringer i rentenivået, inflasjonen og valutakurser. Mens den usystematiske risikoen kan elimineres ved diversifisering, kan ikke den systematiske risikoen unngås. Diversifisering er en strategi for å redusere risiko ved å spre porteføljen over mange investeringer som ikke har altfor nært relaterte utfall. Dette er illustrert i figur 4.2. Som vist i figuren, er det bare den systematiske risikoen som er av betydning for en rimelig veldiversifisert investor. Veldiversifiserte investorer vil følgelig ikke kreve høyere



avkastning for å bære usystematisk risiko. Kapitalverdimodellen (CAPM) forutsetter at alle investorer er veldiversifiserte, og de får følgelig ikke belønning for å holde usystematisk risiko.



Figur 4.2. Dekomponering av totalrisiko i systematisk og usystematisk risiko.

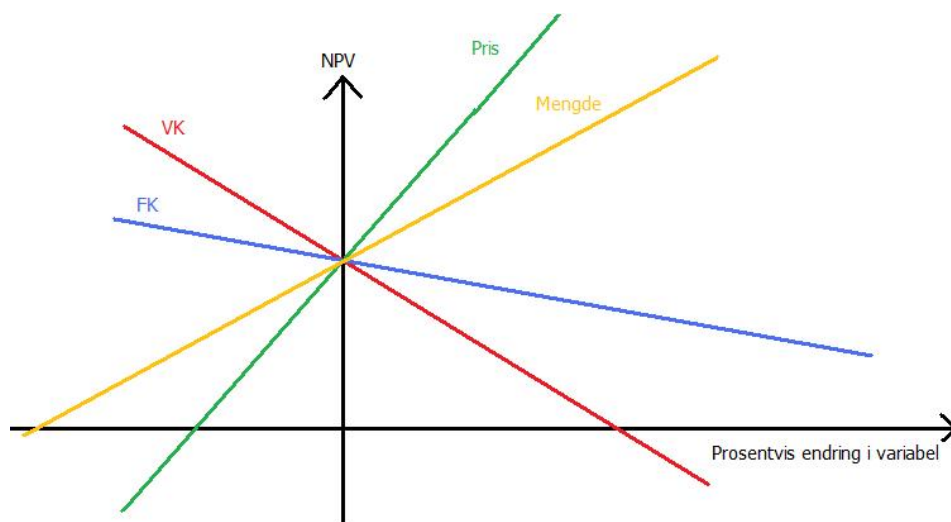
De aller fleste grunneiere med fallretter er udiversifiserte investorer. Her vil prosjektet bety svært mye for investorene, som har investert store deler av formuen sin i prosjektet. For slike investorer er det totalrisikoen som er den relevante. Følgelig er ikke kapitalverdimodellen velegnet for å finne et passende avkastningskrav for denne typen investorer.

### 4.3 Risikoanalyse av et prosjekt

Prognosene for fremtidige kontantstrømmer er usikre. Beslutningstaker for et prosjekt må derfor undersøke konsekvensene av dårlige prognoser og undersøke om det er noen deler som burde ses nærmere på før investeringsbeslutningen tas. Det er flere ulike tilnærminger til håndtering av totalrisiko, og i dette delkapitlet belyses tre av dem. I slutten av delkapitlet konkluderer jeg med hvilke metoder som benyttes videre i masteroppgaven.

### 4.3.1 Følsomhetsanalyse

En følsomhetsanalyse, eller sensitivitetsanalyse, viser effekten på prosjektets lønnsomhet ved endringer i variablene som inngår i beregningen av investeringens nåverdi. Her ser man på variablene hver for seg. Dette kan for eksempel gjøres ved bruk av et stjernediagram, som er en enkel grafisk metode for å sammenfatte resultatene av mange beregninger. Et stjernediagram analyserer hvordan prosentvise endringer i de ulike variablene påvirker prosjektets nåverdi. Man foretar slike beregninger for flere av variablene og fremstiller dem i samme diagram som viser den relative effekten av hver usikkerhetskilde, som illustrert i figur 4.3. Kurvenes bratthet sier da noe om hvor kritiske de ulike faktorene er for prosjektets nåverdi. En bratt kurve viser at prosjektet er sensitivt overfor endringer i faktoren, mens en slak kurve indikerer at denne variabelen kan endres relativt mye uten å ha særlig betydning for prosjektets lønnsomhet.



Figur 4.3. Eksempel på et stjernediagram.

En følsomhetsanalyse er enkel å gjennomføre, tolke og sammenligne, og denne enkeltheten gjør denne metoden til den trolig mest brukte metoden for å undersøke effekten av usikkerhet. Samtidig er en følsomhetsanalyse partiell. Det vil si at man kun ser på én faktor av gangen, slik at analysen ikke sier noe om sammenhenger eller samvariasjon mellom de ulike variablene. Analysen fanger heller ikke opp samtidige endringer. Analysen antar implisitt at det er økonomisk meningsfylt å endre bare én faktor av gangen uten at dette får virkninger for noen av de andre faktorene. Brealey et al. (2012) advarer derfor mot at bruken

av en slik analyse dras for langt. Likevel gir den en indikasjon på hvilke variabler som er særlig viktige for nåverdien til prosjektet og som burde bli nærmere overvåket. En følsomhetsanalyse sier ingenting om hvor sannsynlige endringene i faktorene er, og Bøhren og Gjærum (2009) sier derfor at et stjernediagram burde suppleres med en skjønnsmessig vurdering av hvor sannsynlige de ulike avvikene anses å være.

### **4.3.2 Scenarioanalyse**

Den største innvendingen mot følsomhetsanalysen er at man ikke får med samvariasjon mellom de ulike variablene. En scenarioanalyse derimot, belyser også hvordan ulike sammenhenger mellom variablene påvirker kontantstrømmen fremover. Dette gjøres ved at man ser på noen av basisforholdene i modellen og lager ulike fremtidsbilder av økonomien. Et scenario blir altså en bestemt kombinasjon av faktorer som påvirker prosjektets kontantstrøm.

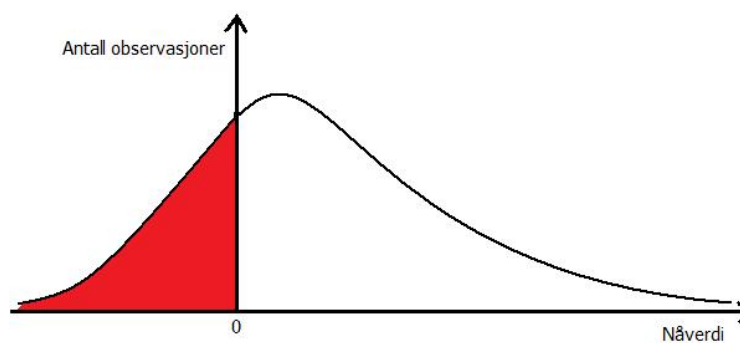
En scenarioanalyse brukes gjerne når variablene er innbyrdes forbundet og det er flere diskrete alternativer. Et eksempel på en situasjon hvor det kan lønne seg å bruke en slik analyse er hvis man er usikker på om en konkurrent vil etablere seg i ditt marked. Da vil man bli utsatt for både lavere salg på grunn av markeds konkurranse og lavere marginer på grunn av priskonkurranse.

Denne analysemetoden er en forbedring i forhold til følsomhetsanalysen fordi elementer som avhengighet og samvariasjon mellom variablene ivaretas på en bedre måte. Likevel er ikke scenarioanalysen uproblematisk. Det er vanskelig å finne interessante og konsistente scenarioer å bruke i en slik analyse. I tillegg sier analysen ingenting om hvor sannsynlige endringene i faktorene er.

### **4.3.3 Simulering**

Simulering er en utvidelse av scenarioanalysen. I stedet for å identifisere et relativt begrenset antall scenarioer, får man en datamaskin til å generere flere tusen mulige kombinasjoner av variablene ut fra spesifiserte sannsynlighetsfordelinger. På denne måten kan man se på hver enkelt kombinasjon av variabler som et scenario. Prosjektets nåverdi, eller andre resultater

av interesse, kan da bli beregnet for hver kombinasjon av variablene. I motsetning til for de to tidligere metodene får man, basert på sannsynlighetsfordelingene for inngangsdata, produsert utgangsdata i form av sannsynlighetsfordelte kontantstrømmer, lønnsomhetsmål og andre resultatvariable. Dette kan da fremstilles som en sannsynlighetstetthet, som vist i figur 4.4. Fra en slik fremstilling kan man for eksempel enkelt finne hva sannsynligheten for negativ nåverdi er, noe som er av særlig betydning for investorene. Samtidig har simulering heller ikke den svakheten at metoden bare kan brukes til å undersøke partielle endringer i variablene, slik som følsomhetsanalysen. Bruken av denne analysemetoden er derfor særlig verdifull når sammenhengene mellom variablene er forholdsvis komplekse.



Figur 4.4. Eksempel på resultat av simuleringer fra en modell.

Selv om denne analysemetoden har flere fordeler, er den langt mindre utbredt enn følsomhetsanalysen. Bøhren og Gjærum (2009) mener at dette trolig skyldes at simuleringer er mer krevende både å utføre og å forstå. For eksempel må man finne passende sannsynlighetsfordelinger for de ulike variablene og inkludere avhengigheten mellom dem.

Ved beregning av nåverdi ved simulering neddiskonterer man med risikofri rente (Bøhren & Gjærum, 2009). Det vil si at man bare diskonterer med en tidskostnad uten å legge på en risikokostnad. Dette er for å unngå dobbeltregning av risiko ved både å diskontere med en risikostjustert rente og bruke spredningen i mulige nåverdier som et skjønnsmessig mål på risiko.

#### 4.3.4 Valg av risikoanalysemetode og fremgangsmåte

I denne masteroppgaven benyttes både enkle følsomhetsanalyser og simuleringer. Følsomhetsanalysene brukes for å illustrere hvor følsom lønnsomheten er overfor de enkelte ulike variablene som inngår i nåverdiberegningene. Ved selve beregningen av lønnsomhet benyttes simuleringer for å få frem den samlede effekten av flere av de usikre variablene samtidig. I en simulering er det mulig både å inkludere usikkerhet i parametere som gjennomsnittlig driftsstans og tilfeldige variabler som nedbør og variasjonen i energiprisene. Denne analyseformen gir også muligheten til å inkludere sammenhenger mellom de ulike variablene, som for eksempel en negativ korrelasjon mellom pris og produksjon. Det benyttes ikke scenarioanalyse på grunn av vanskeligheten forbundet med å konstruere konsistente scenarioer og deres sannsynligheter.

Det er typisk fire trinn i en simuleringsalgoritme (Bøhren & Gjørnum, 2009):

- *Trekking*: trekke et tall fra sannsynlighetsfordelingene for hver av variablene.
- *Beregning*: beregne kontantstrømmen og nåverdien for denne kombinasjonen av verdier for variablene.
- *Gjentatte trekninger og beregninger*: gjennomføre de to punktene over flere ganger ved hjelp av en datamaskin og lagre resultatene.
- *Opptelling*: konstruere den simulerte sannsynlighetsfordelingen ut fra resultatene.

Før denne simuleringsprosessen kan starte, må investeringsprosjektet modelleres og sannsynlighetsfordelingene for de ulike variablene og sammenhengene mellom dem spesifiseres.

I denne masteroppgaven følges fremgangsmåten over ved bruk av Monte Carlo-simuleringer til å finne et anslag på forventet nåverdi ved et prosjekt. Estimatet for forventet nåverdi er gjennomsnittet av alle de simulerte nåverdiene siden gjennomsnittet er en forventningsrett estimator for forventningen. Ved bruk av Monte Carlo-simuleringer må man sette antall simuleringer ut fra hvor nøyaktige man ønsker at resultatene skal være (McDonald, 2006). Dette kan uttrykkes ved standardavviket i estimatet. Standardavviket i Monte Carlo-estimatet avhenger av standardavviket for én trekning og er inverst proporsjonalt med kvadratroten av antall trekninger, som vist i formel 4.3. Standardavviket til én trekning finnes ved å regne ut standardavviket til alle trekningene.

$$\sigma_n = \frac{1}{\sqrt{n}} \sigma_c \quad (4.3)$$

$\sigma_n$  = standardavviket til Monte Carlo – estimatet

$\sigma_c$  = standardavviket til én trekning

$n$  = antall trekkninger

Kvantilene i fordelingen for nåverdi estimeres ut fra andelen av de simulerte nåverdiene som er over den aktuelle verdien. Ved simuleringer kan man finne om fordelingen er skjev eller har tunge haler, det vil si at det er sannsynlig med ekstreme verdier i positiv eller negativ retning.

## 4.4 Terminkontrakter

Som belyst i avsnittene over, er det stor usikkerhet rundt fremtidig kontantstrøm. Aktører i markedet kan derfor ønske å sikre enten fremtidige inntekter eller kostnader ved bruk av terminkontrakter, som forward- og futureskontrakter, eller andre derivater. Et derivat er et verdipapir hvis verdi avhenger av et underliggende aktivum, som for eksempel et verdipapir, som en aksje, eller en fysisk vare, som olje (McDonald, 2006). For en produsent på småkraftmarkedet er det mest nærliggende å foreta sikring på inntektssiden gjennom å sikre den oppnådde kraftprisen. Dette delkapitlet går først gjennom generelle terminkontrakter og sikringsaspektet, før det går nærmere inn på bruken av terminkontrakter i kraftmarkedet. I denne masteroppgaven foretas det ingen analyser vedrørende elderivater, men de benyttes i prognosene av fremtidig kraftpris. Hovedkildene til dette delkapitlet er McDonald (2006) og Burger, Graeber og Schindlmayr (2007).

### 4.4.1 Generelt rundt terminkontrakter

Forward- og futureskontrakter er begge terminkontrakter. En terminkontrakt er en avtale mellom kjøper og selger om salg av en bestemt mengde av et underliggende aktivum på et senere tidspunkt til en forhåndsbestemt pris. Ingen penger skifter hånd ved avtaletidspunktet, og en slik kontrakt har derfor verdi lik null ved avtaletidspunktet. En kjøper av en slik

---

kontrakt har en forpliktelse til å kjøpe underliggende aktivum til den fastsatte prisen ved forfall.

Mens futureskontraktene er standardiserte avtaler som selges over børs, er forwardkontraktene skreddersydde, individuelle kontrakter. Dette fører til at futureskontrakter er mer likvide og innebærer mindre kredittrisiko enn forwardkontrakter. Ved futureskontrakter er det daglig oppgjør av tap eller gevinst forbundet med posisjonen. Dette refereres til som mark-to-market. For forwardkontrakter er det derimot kun oppgjør ved levering. Som forklart i kapittel 2, gjelder dette også for kontrakter på elektrisitetmarkedet.

Det er flere årsaker til at en investor kan ønske å investere i terminkontrakter. Noen av disse er risikostyring, spekulering, redusering av transaksjonskostnader eller innhenting av informasjon om fremtidige priser. I denne masteroppgaven ligger fokuset på risikostyring og informasjonsinnhenting. Førstnevnte er forbundet med at en småkraftprodusent kan ønske å sikre inntektssiden sin ved å inngå en fastprisavtale, en mulighet som blir omfattende undersøkt senere i oppgaven. Produsenten inngår da en avtale om å selge til terminprisen uavhengig av hvordan kraftprisen utvikler seg. Informasjonsinnhentingsaspektet blir brukt ved at forwardprisene brukes som anslag på fremtidige spotpriser. Senere i dette delkapitlet begrunner jeg hvorfor forwardkontraktene kan benyttes til dette formålet.

#### **4.4.2 Prising av terminkontrakter for finansielle og fysiske aktiva**

I dette avsnittet går jeg kort gjennom prisingen av terminkontrakter for finansielle aktiva, som aksjer, valuta og obligasjoner, og for fysiske varer, som gull, olje og elektrisitet. I diskusjonen rundt prisingen av terminkontrakter ses det bort fra mindre forskjeller i prisingen av forward- og futureskontrakter, som kan skyldes blant annet de daglige mark-to-market-oppgjørene for futureskontrakter.

Prisen på en terminkontrakt for et aktivum reflekterer kostnaden selger får ved å motta betalingen senere og fordelen kjøper går glipp av, i form av eierfordeler (convenience yield), ved å bli eier av aktivumet senere. Disse eierfordelene kan være positive, slik som dividendeutbetalinger for aksjer, eller negative, slik som lagringskostnader for en fysisk vare. Denne prisingsteorien refereres til som lagringskostnadshypotesen, og den ser

terminprisen som en sum av dagens spotpris og lagringskostnaden (Bodie, Kane, & Marcus, 2009). Lagringskostnaden blir i dette tilfellet renten ved å eie aktivumet justert for eierfordelene.

Ved å konstruere syntetiske forwardkontrakter beviser McDonald (2006) at formelen for den finansielle terminprisen blir lik formel 4.4 når både renten og eierfordelene beregnes kontinuerlig.

$$F_{0,T} = S_0 e^{(r-c)T} \tag{4.4}$$

$S_0$  = spotpris underliggende aktivum i dag

$r$  = kontinuerlig forrentet rente

$c$  = kontinuerlig forrentet eierfordel (convenience yield)

$T$  = tid til forfall

Det er en vanlig feil å anta at terminprisen på et finansielt aktivum uttrykker hva markedets forventning til fremtidig spotpris er, som uttrykt med formel 4.5. Denne teorien kalles forventningshypotesen (Bodie, Kane, & Marcus, 2009).

$$F_{0,T} = E_0(S_T) \tag{4.5}$$

$E_0(S_T)$  = dagens forventning til spotpris på tidspunkt  $T$

Ut fra formel 4.4 er det derimot trivielt å se at når man kjenner dagens spotpris, eierfordelen og den risikofrie renten, inneholder ikke terminprisen noen ekstra informasjon om forventet spotpris. I tillegg gir terminprisen systematiske feil i predikeringen av fremtidig spotpris, det vil si at terminprisen er en forventningsskjev estimator for fremtidig spotpris. Årsaken til dette er risikopremien til det underliggende aktivumet, det vil si underliggende aktivums forventede avkastning minus risikofri rente. Man vil forvente en positiv avkastning på en terminkontrakt lik risikopremien til det underliggende aktivumet siden man er eksponert for usikkerheten i aktivumet. Dette kan bare skje hvis terminprisen er lavere enn forventet fremtidig spotpris. Dette kan ses fra formel 4.6 hvis forventet avkastning på aktivumet er over risikofri rente, det vil si at risikopremien er positiv. Forventningsskjevheten innebærer



---

ikke at en terminkontrakt er en god investering, men at risikopremien til et aktivum kan skapes uten en initial kostnad og derfor har verdi lik null.

$$F_{0,T} = E_0(S_T)e^{(r-\alpha)T} \quad (4.6)$$

$\alpha =$  *forventet avkastning på aktivum*

Formel 4.6 innebærer at hvis investorene er risikonøytrale, eller risikopremien er lik null, holder forventningshypotesen. I tillegg avhenger dette i stor grad av om varen kan lagres eller ikke, noe som blir ytterligere belyst i neste avsnitt.

Generelt kan terminpriser for fysiske varer beskrives ved hjelp av formel 4.4, slik som for finansielle aktiva. Tilsvarende som for finansielle terminkontrakter blir derfor terminprisene for fysiske varer generelt forventningskjevne estimater på fremtidig spotpris når varene inneholder en risikopremie. Egenskapene til kontraktene varierer derimot mellom markedene for de ulike varene. Hvert marked har sine unike økonomiske karakteristikk som må forstås for å skjønne terminprisingen i det markedet. Terminkurvene for ulike varer reflekterer ulike egenskaper for blant annet lagringsmulighet, lagringskostnad, forbruk, produksjon, etterspørsel, sesongvariasjoner, levering og markedsregulering. For eksempel er det store forskjeller på terminprisingen av gull, olje og elektrisitet. Lagringsmulighet og kostnaden forbundet med lagring er spesielt viktige faktorer for å bestemme forholdet mellom spotprisen og terminprisen. Lagringskostnaden vil blant annet avhenge av om varen hovedsakelig eies for forbruk eller investering. Gull handles hovedsakelig for investeringsårsaker, og det eksisterer følgelig enkel og standardisert lagring for denne varen. Olje derimot, blir hovedsakelig handlet for forbruk. Det er derfor ofte begrensede lagringsmuligheter for å balansere forskjeller i produksjon og forbruk over en lengre tidsperiode. Dette har stor innflytelse på terminprisen, som her i stor grad avhenger av markedsforventninger om fremtidig tilgang på varen. Elektrisitet er et tredje alternativ siden denne varen hovedsakelig ikke er mulig å lagre. Derfor representerer terminpriser i større grad prisen på en fremtidig produsert vare. Dette blir diskutert nærmere i neste avsnitt.

### 4.4.3 Terminkontrakter for elektrisitetsmarkedet

Som for alle andre fysiske varer, har karakteristikene ved markedet for varen mye å si for prisingen av terminkontrakter i kraftmarkedet. Elektrisitet blir for eksempel vanligvis ikke levert på ett tidspunkt, men over en leveringsperiode, slik som forklart i delkapittel 2.4. I tillegg trenger varen også en spesiell infrastruktur for å bli levert. Som nevnt i delkapittel 2.1, følger etterspørselen etter elektrisitet et sesongmessig mønster i tillegg til et relativt fast mønster gjennom døgnet og uken. Generelt når det er et slikt mønster i tilbudet eller etterspørselen etter en vare, vil varen bli lagret, og terminkurven reflekterer lagringskostnadene. Elektrisitet derimot, er det hovedsakelig ikke mulig å lagre. Derfor blir sesongvariasjonene også synlige i prisene.

Den viktigste egenskapen som skiller elektrisitetsmarkedet fra finansielle aktiva og de fleste andre fysiske varer er at den ikke kan lagres. Burger et al. (2007) slår derfor fast at terminprisene i dette markedet blir bestemt av forventningene om fremtidig tilgjengelighet og produksjonskostnadene, og ikke av dagens spotpris. Dette gjelder særlig for de lange kontraktene. Forwardmarkedet gir derfor informasjon, som ikke kan anskaffes ellers, om de fremtidige prisene i markedet. McDonald (2006) mener at formel 4.6 er den beste tolkingene av disse forwardprisene. Da inneholder kontraktene informasjon om hva markedsaktørene er villige til å betale for kraft en gang i fremtiden og gir derfor et bilde av hvordan de ser fremtiden i dag. Om denne estimatoren er forventningsrett avhenger da av markedets risikopremie. Hvis denne er null, stemmer forventningshypotesen. Hvis risikopremien er positiv, som for de fleste aktiva, blir derimot forwardprisen et forventningsskjevt estimat på fremtidig spotpris. Eydeland og Wolyniec (2003) finner at de ikke kan forkaste en nullhypotese om at forventningshypotesen stemmer for elektrisitetsmarkedet. Det vil si at det ikke er grunnlag for å påstå at denne hypotesen ikke stemmer for elektrisitetsmarkedet. Under forventningshypotesen blir forwardprisene da forventningsrette estimater for fremtidig spotpris.

Senere i oppgaven benyttes derfor forwardprisene på kraft som anslag på fremtidige spotpriser. Dette transparente markedet gjør det enklere for markedsaktørene, og særlig de mindre, å få et korrekt prisbilde fremover. Alternativet blir å gjøre dette gjennom bilaterale avtaler med begrenset informasjon om prisbildet.

## 5. Modellen

I dette kapitlet går jeg gjennom modellene jeg bruker for å belyse lønnsomheten av småkraftverk med hensyn på noen utvalgte variabler. Først forklarer jeg kort de ulike modellene jeg har valgt for å illustrere hvilke valgmuligheter en grunneier med fallretter har. Så går jeg videre til å identifisere type kraftverk jeg ser på og de ulike parametrene, før jeg forklarer hvordan jeg inkluderer risikoen i analysen og selve oppbyggingen og kjøringen av modellene.

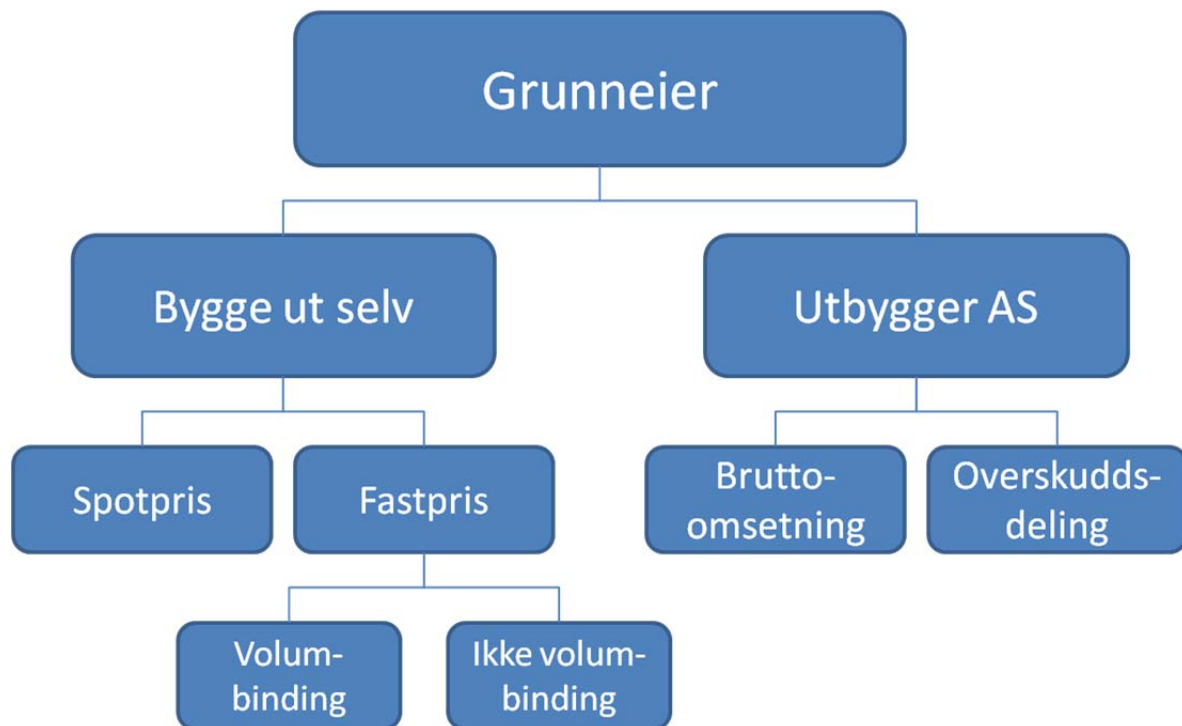
Sentralt i modellene er modellering av pris og produksjon som korrelerte stokastiske variabler. Prisen er modellert ut fra en trend basert på forwardpriser og med en realistisk variasjon på års- og ukesgjennomsnitt. Produksjonen er modellert korrelert med prisen og med en realistisk variasjon på års- og ukesgjennomsnitt. Det er nødvendig å ha alle disse egenskapene for å kunne sammenligne de ulike modellene. For alle modellene vil snitt på ukespriser og ukesproduksjon gi et realistisk bilde av inntjeningen. Det er derfor ikke nødvendig med ytterligere oppløsning i tid i modellen. Hvis jeg hadde inkludert et mindre magasin i småkraftverkene, ville det derimot være nødvendig å modellere pris og produksjon på timesbasis.

### 5.1 Varianter av modellen

Jeg sammenligner tre hovedtyper modeller for utbygging av småkraftverk:

- Grunneierne bygger ut selv og selger til spotpris.
- Grunneierne bygger ut selv og selger til avtalt fastpris.
- Grunneierne leier ut fallrettene til en profesjonell utbygger og mottar leieinntekter.

Med ulike varianter under hovedmodellene får jeg til sammen seks modeller. Figur 5.1 oppsummerer de ulike modellene.



Figur 5.1. Oversikt over de ulike modellene.

### **Grunneierne bygger ut selv og selger til spotpris**

Utgangspunktet er en modell hvor grunneierne går sammen og bygger ut kraftverket selv og selger kraften til spotpris.

### **Grunneierne bygger ut selv og selger til avtalt fastpris**

Banker eller andre finansieringskilder vil ofte kreve at grunneierne prissikrer hele eller deler av produksjonen i alle fall noen år frem i tid. Spesielt gjelder dette for enkeltstående grunneiere. Dette kan grunneierne gjøre ved å inngå avtaler med for eksempel kraftleverandører eller det lokale nettselskapet. Dette er fra bankens side for å sikre at den får sine innbetalinger på lån og avdrag. Fastprisen settes med utgangspunkt i prognoser for ukesprisen for kraften. Jeg har laget tre ulike modeller for en slik prissikring:

- *Med volumbinding.* Her avtaler grunneierne å levere en fast prosentandel av gjennomsnittlig historisk ukesevolum til en fastsatt pris. Grunneierne inngår denne avtalen for fem år av gangen og reforhandler avtalen til samme vilkår hvert femte år.

- 
- *Uten volumbinding 1.* Her avtaler grunneierne å selge all eller deler av den faktiske produksjonen til en på forhånd fastsatt pris. Grunneierne inngår denne avtalen for fem år av gangen og reforhandler avtalen til samme vilkår hvert femte år.
  - *Uten volumbinding 2.* Dette er samme avtale som den forrige, men grunneierne reforhandler ikke avtalen etter fem år. Etter fem år selger grunneierne kraften til spotpris.

For alle disse tre modellene undersøker jeg ulike alternativer ut fra hvor stor andel av produksjonen grunneierne binder i fastprisavtalen. I disse modellene driver grunneierne kun prissikring av den ordinære kraftinntekten og ikke elsertifikatinntekten. Årsaken til at jeg ikke har inkludert sikring av elsertifikatinntekten er at det ville blitt basert på enda sterkere antagelser siden dette markedet er såpass nytt og standarden ikke er etablert ennå.

### **Grunneierne leier ut fallrettene til profesjonell utbygger og mottar leieinntekter**

Her har jeg sett på de to hovedmåtene grunneierne kan inngå en avtale med en profesjonell utbygger, som nevnt i avsnitt 3.5.2. Heretter kaller jeg den profesjonelle utbyggeren for Utbygger AS.

- *Bruttoomsetningsmetoden.* Her får grunneierne en fast prosentandel av kraftverkets bruttoomsetning, inkludert elsertifikatinntektene, i leieinntekter fremover. Utbygger AS selger til spotpris.
- *Overskuddsdelingsmodellen.* Her får grunneierne en fast prosentandel av kraftverkets overskudd etter de kraftverksspesifikke skattene er trukket fra og Utbygger AS har fått en avkastning på NIBOR (12 måneder)<sup>2</sup> pluss et påslag som gjerne er avhengig av hvor lønnsomt kraftverket anses å være ved utbygging. Dette påslaget settes til 2,5% når prosjektet er marginalt lønnsomt og nedjusteres til 1,5% når prosjektet er mer lønnsomt.

For begge disse modellene undersøker jeg ulike proSENTSATSER for leieinntektene. Jeg ser kun på grunneierens fortjeneste, ikke utbyggers.

---

<sup>2</sup> Anslaget på NIBOR er tatt fra Norges Banks hjemmesider 3. mai 2012

I del 1 av analysen sammenligner jeg disse ulike modellene ved simuleringer med diskontering med risikofri rente, som forklart i avsnitt 4.3.3. I del 2 bruker jeg risikojusterte avkastningskrav og utfører følsomhetsanalyser med blant annet stjemediagram. I del 3 ser jeg på tilfellet hvor kraftverkene er mer lønnsomme og undersøker om det er noen forskjeller.

## 5.2 Kraftverkene

Jeg har valgt å bruke data fra to ulike reelle kraftverk som grunnlag for analysen for å illustrere variasjonen mellom forskjellige småkraftverk. Det er derfor lettere å trekke konklusjoner på et generelt grunnlag. Det må imidlertid nevnes at utbyggingskostnader, produksjonskostnader og andre kostnader samt antagelser om nettilknytning og andre forutsetninger ikke er relaterte til disse kraftverkene. Denne masteroppgaven er en studie av to representative kraftverk, og den er ikke ment som grunnlag for investeringsbeslutninger i konkrete kraftverk. Siden mange parametre varierer mellom forskjellige kraftverk, bør en utbygger gjøre tilsvarende beregninger som i denne modellen, eller noe forenklet, for sin aktuelle utbygging.

De to kraftverkene er ett kraftverk med installert effekt på 150 MW i Hallingdal og ett med 140 MW i Mauranger. Jeg henviser senere til disse kraftverkene som HKV (Hallingdal Kraftverk) og MKV (Mauranger Kraftverk). Førstnevnte kraftverk ligger i sone NO1, og det andre ligger i sone NO2. MKV har imidlertid tidligere ligget både i sone NO1 og NO5. Effekten til de valgte kraftverkene ligger utenfor grensen for et vanlig småkraftverk på 10 MW, og jeg har derfor valgt å justere ned disse to effektene ved å dele på 100, slik at de to kraftverkene får installerte effekter på henholdsvis 1,5 MW og 1,4 MW. Årsaken til at jeg gjør dette er at det trolig vil være lite aktuelt for private grunneiere å vurdere å bygge ut et kraftverk i den opprinnelige størrelsesordenen. Denne nedjusteringen vil ikke føre til problemer siden jeg først og fremst bruker produksjonsdataene til å finne ut hvordan tilsiget varierer i løpet av året.

For begge kraftverkene antar jeg at det er tilstrekkelig kapasitet i nåværende kraftlinje. Dette er en forenkling i analysen siden nettilgang kan representere en betydelig usikkerhet for mange småkraftutbyggere. For et typisk småkraftverk, slik som jeg er interessert i å se på, er

---

ikke dette et problem. Det er derfor mest hensiktsmessig å holde denne usikkerheten utenfor modellen.

Ifølge NVE er det normalt å bruke inntekter fra 40 års drift i nåverdiberegningene for et vannkraftanlegg, selv om den økonomiske levetiden vil være vesentlig lengre for de fleste anleggsdelene. For de minste kraftverkene foreslår de derimot å bruke en noe kortere levetid, blant annet fordi andelen bygg- og fjellarbeid med svært lang levetid er vesentlig mindre enn for store kraftverk. For de to kraftverkene med installert effekt på 1,4 MW og 1,5 MW, bruker jeg likevel 40 år i nåverdiberegningene. Dette kan forsvares siden de ikke er blant de minste kraftverkene og kontantstrømmer som kommer etter 40 år har mindre betydning for verdien på grunn av neddiskontering. I tillegg utgjør 40 år gjerne avtaleperioden med profesjonelle utbyggere. Å anta samme levetid forenkler derfor sammenligningene mellom de ulike alternativene. Jeg antar at de bygde kraftverkene vil være i drift fra uke 1 i 2013 til ut året i 2052. Jeg ser i masteroppgaven bort fra muligheten ved å utsette investeringen. Dette er delvis for at kraftverkene skal få tatt del i elsertifikatordningen, noe som krever produksjonsstart før 2020.

Når grunneierne inngår en avtale med en profesjonell utbygger, får de muligheten til å forlenge avtalen eller kjøpe kraftverket ved endt avtaleperiode. Jeg antar at dette ikke innebærer noen merverdi for grunneierne i forhold til videre drift av et eget utbygd kraftverk etter 40 år, og følgelig inkluderer jeg det ikke i beregningene. Dette gjelder også i de avtalene hvor grunneierne får kraftverket etter endt avtaleperiode, siden jeg antar at den verdien dette representerer fører til en lavere utbetaling under avtaleperioden.

### 5.3 Parametre i modellen

Modellene er bygd opp som nåverdiberegninger for verdien av en utbygging hvor jeg har lagt inn usikkerhet i pris- og produksjonsleddene. I dette delkapitlet går jeg gjennom de ulike forutsetningene jeg har gjort for de forskjellige parametrene og hvilke data jeg har brukt, før jeg forklarer Monto Carlo-simuleringene og kjøringen av modellene.

### 5.3.1 Pris

Som nevnt tar jeg utgangspunkt i en modell hvor grunneierne bygger ut selv og selger til spotpris. Under dagens ordning er det to priser som er relevante for en utbygger som selger kraften i markedet, nemlig spotprisen i området og elsertifikatprisen. For en utbygger som inngår en fastprisavtale for hele produksjonen, er det fastprisen og elsertifikatprisen som bestemmer inntekten.

#### Spotpris (områdepris)

Prisprognosene for systemprisen er basert på forwardkontrakter fra NASDAQ OMX Commodities hentet 16. april 2012. Forwardprisene er oppgitt til og med 2017. Etter 2017 er prisutviklingen regnet ut på basis av tenkte prisbaner med en prosentvis utvikling i prisen hvert år. Forwardprisen i 2013 er 39,6 EUR/MWh, mens den er 43,2 EUR/MWh i 2017. Det er altså en gjennomsnittlig årlig vekst over disse årene på 2,2%. Jeg antar at denne veksten vil fortsette ut driftsperioden til kraftverkene. Forwardprisene er oppgitt i euro, og jeg bruker den fremtidige valutakursen jeg har utledet, noe forenklet, fra forwardprisene jeg har funnet i Datastream (kilde: Reuters, 24. april 2012) for å få disse omregnet til NOK. Disse har jeg funnet for de neste fem årene, og etter dette har jeg antatt at kursen ligger konstant.

Det er flere ulike scenarioer for hvordan prisen på elektrisitet vil utvikle seg fremover. For eksempel kan den storslåtte planlagte økningen i produksjonen fra uregulerbare fornybare produksjonsmetoder med lav marginalkostnad, som vind og småkraft, føre til at prisene synker. Pöyry (2010) finner i sine undersøkelser at en økt gjennomtrengning av vindkraft på kraftmarkedet vil redusere spotprisen via merit order-effekten. Dette skjer ved at tilbudskurven i figur 3.2 skiftes mot høyre. På grunn av de lave marginalkostnadene vil et vindkraftverk produsere hver gang det blåser. En dag med mye vind vil da føre til svært mye kraft på markedet siden det er kostbart å stenge ned blant annet termiske kraftverk. Følgelig synker prisene. På den annen side kan flere europeiske land bli nødt til å stenge ned termiske kraftverk eller atomkraftverk av miljø- og sikkerhetshensyn, noe som vil redusere tilbudet av kraft og øke prisene.

På grunn av denne usikkerheten angående fremtidig pris legger jeg på en usikkerhet i forwardprisbanen. Denne usikkerheten representeres i modellen ved å gange



---

forwardprisbanen med en faktor trukket fra en normalfordeling med forventning 1 og standardavvik på 20%. For hver simulering trekkes det en faktor som skal ganges med forwardbanen, og slik får jeg en estimert forwardprisbane for hver av realisasjonene. Jeg kommer tilbake til valg av fordeling og størrelse på standardavviket i neste avsnitt. I tillegg legger jeg inn en minimums- og maksimumsverdi for å unngå ekstreme utfall av simuleringene, da disse er svært lite sannsynlige. Hvis for eksempel strømprisen blir svært lav, vil andre alternative energikilder med høyere produksjonskostnader bli utkonkurrert. Når markedet er i balanse, er det altså marginalkostnaden på alternative energikilder som bestemmer strømprisen (Pöyry, 2010). Hvis strømprisen derimot blir svært høy, kan man kanskje forvente at myndighetene griper inn av hensyn til næringslivet og husholdningene. Siden normalfordelingen er symmetrisk, må jeg trunkere den likt på begge sider for å beholde forventningen i fordelingen. Her har jeg satt maksimal økning eller reduksjon til 70% i forhold til den beregnede forwardprisbanen. Denne trunkeringen gir ikke store utslag for fordelingen av nåverdien fordi den er så langt ut i halene på fordelingen, over tre standardavvik.

I tillegg til at jeg for hver realisasjon legger inn en usikkerhet i prisbanen fremover, legger jeg inn en usikkerhet for de enkelte årene. Dette skyldes årsaker som gir utslag i prisene for det enkelte år, men som ikke kan relateres til prisbanen over flere år. Det kan være tørre eller våte år, endringer i brenselpriser og kabler som er nede over lengre tid. Ved å gange hvert års forwardpris med en faktor for hvert år får jeg inkludert denne usikkerheten i modellen. Denne faktoren trekkes fra en normalfordeling med forventning 1 og standardavvik på 25%. Også her har jeg lagt inn minimums- og maksimumsgrenser på 70% for å forhindre urimelige utfall. Standardavviket har jeg beregnet fra historiske tall for systemprisen fra 1999 til 2011. Disse har jeg delvis hentet fra Nord Pool Spots hjemmesider (dato: 15. april 2012) og delvis fått fra Statnett. Her blir standardavviket for prisen 21% når jeg har justert for utviklingstrenden over årene. Denne er beregnet på bakgrunn av kun tretten priser, og så få tall kan resultere i en overtilpasning av trenden. Derfor setter jeg standardavviket til 25%. Det er rimelig å anta at usikkerheten i den langsiktige trenden er lavere enn usikkerheten for et enkelt år fordi markedskreftene vil kunne utjevne prisvariasjonen i trenden, mens den årlige prisen i større grad er avhengig av en inelastisk etterspørsel. Derfor satte jeg standardavviket for forwardprisbanen til 20%. Ved å plote avviket fra trenden for hvert av de tretten årene i et søylediagram, finner jeg at dataene er brukbart normalfordelte. Her må det også nevnes at jeg har svært få data. Jeg har også sjekket for autokorrelasjon for den

årlige variasjonen i prisen justert for trenden. Dette kan for eksempel skyldes at tørrperioder varer over flere år. Jeg får en autokorrelasjon mellom  $-0,1$  og  $-0,2$ , avhengig av om undersøkelsene gjøres for systemprisen eller områdeprisene. Det dårlige datagrunnlaget fører til at det er vanskelig å estimere denne størrelsen ordentlig, men resultatene tyder på at autokorrelasjonen er negativ. Dette betyr at effekten av prisutslag vil midles ut over årene, og behovet for å legge inn et anslag for autokorrelasjonen i modellen er ikke like stort.

Anslaget på forwardpriser for investeringsperioden antas å uttrykke forventningen til hva den gjennomsnittlige systemprisen vil være det året. I modellen ønsker jeg ukespriser for å illustrere forskjellen i både pris og produksjon over året. Dette er som nevnt viktig for en småkraftprodusent, som har den dominerende produksjonen i deler av året med lave priser. I tillegg må jeg gjøre om disse systemprisene til korrekte områdepriser ut fra hvor kraftverket ligger. For HKV er det NO1-priser som er de riktige. Jeg gjør dette ved å se på historiske prisvariasjoner på ukesbasis for systemprisen og NO1 og finner da passende faktorer jeg kan gange med for å få prisene på ukesbasis og for NO1. Faktoren for ukesbasis er lik den gjennomsnittlige andelen av systemprisen per uke for årene 1999-2011, mens faktoren for områdeforskjellen er tatt fra tidsperioden 2002-2011. Selv om soneinndelingen endret seg noe i 2010 med opprettelsen av to nye soner som tidligere tilhørte sone 1, har jeg brukt eldre data siden mer datagrunnlag veier tyngre enn en forskjell i soneinndelingen. For MKV gjør jeg det på tilsvarende måte, men med riktige soner for det kraftselskapet.

Årsaken til at jeg legger til forskjellen mellom systemprisen og NO1 på ukesbasis, og ikke på årsbasis, er at det historisk har vært større forskjeller mellom de to prisene på ukesbasis enn det den gjennomsnittlige årsprisen skulle tilsi. For de historiske dataene har jeg utelukket uke 53, som forekommer både i år 2004 og i år 2009. Dette er både for å forenkle utregningene fremover samt at det er veldig lite datagrunnlag for denne uken. Disse observasjonene er også noe atypiske i forhold til uken før og etter.

## **Elsertifikatpris**

Fra Nenas rapport for fremtidige elsertifikatpriser for våren 2012 har jeg funnet et estimat på hva elsertifikatprisen kommer til å ligge på frem mot 2035, og det er disse jeg har brukt som prisprognoser fremover. Det er kun i denne perioden det vil bli solgt elsertifikater. Disse er oppgitt i SEK, slik at jeg må regne om til NOK. Fremtidig valutakurs har jeg funnet ved å se

---

på de fremtidige forwardkursene for NOK/EUR og SEK/EUR (kilde: Datastream, Reuters, 24. april 2012) og regnet om siden jeg ikke fant forwardkurser for NOK/SEK.

Jeg har lagt inn en usikkerhet for elsertifikatprisen på samme måte som jeg gjorde for systemprisen, det vil si både en usikkerhet i prisbanen og en årlig usikkerhet. Mens kraft må handles med en gang den produseres, kan innehaverne av elsertifikater velge selv når i perioden de ønsker å selge sertifikatene. Dette gir dem et incentiv til å lagre sertifikater i år med overforsyning og bruke dem i år med underforsyning, slik at priskurven blir glatt gjennom systemets levetid. Kontrollstasjonene hvert femte år kan også bidra til en jevn prisbane. Nena har i sine prognoser antatt en helt glatt reell priskurve siden de nominelle anslagene på prisene fremover er gitt som 2012-prisen justert med en cost-of-carry lik den risikofrie renten utledet fra den europeiske sentralbankens rentekurve. Erfaringer fra det svenske markedet har derimot indikert fallende sertifikatpriser i år med overforsyning. Årsaken til dette kan for eksempel være at produsentene ønsker å selge sertifikatene med en gang av likviditetsårsaker, selv om de tror prisene vil stige senere. Dette kan også skje i det felles norsk-svenske markedet, men økningen i antall markedsdeltagere kan hindre disse bevegelsene i å bli like store som tidligere. Siden sertifikater ikke kan lånes fra fremtidig produksjon, er det også en risiko for at etterspørselsoverskudd etter sertifikatene i et enkelt år kan øke prisene betydelig. Det å ha et akkumulert overskudd av sertifikater kan senke muligheten for å oppleve sprikende sertifikatpriser i perioder med lave temperaturer, lite nedbør og lav vindproduksjon. Uansett gir det grunn til å tro at prisen på elsertifikater er mindre usikre enn den på kraft. Derfor har jeg lagt inn et standardavvik på kun 15% i prisbanen og et på 10% i årlig pris, i forhold til henholdsvis 20% og 25% for kraftprisen.

Et kraftverk kan kun motta elsertifikater i femten år, slik at denne inntekten vil forsvinne etter år 2027 for de to kraftverkene jeg ser på. Selv om produsentene kan selge sertifikatene når de vil innenfor perioden, antar jeg at de får elsertifikatinntektene det året de produserer strømmen og mottar elsertifikatene. I tillegg antar jeg at denne prisen holder seg jevn over hele året, eventuelt at produsentene selger til samme gjennomsnittlige pris over året.

### **Fastpris**

Når grunneierne inngår en fastprisavtale, oppnår de gjerne en lavere pris enn fremtidig spotpris. For avtalen hvor grunneierne har volumbinding, antar jeg at denne prisen ligger 1

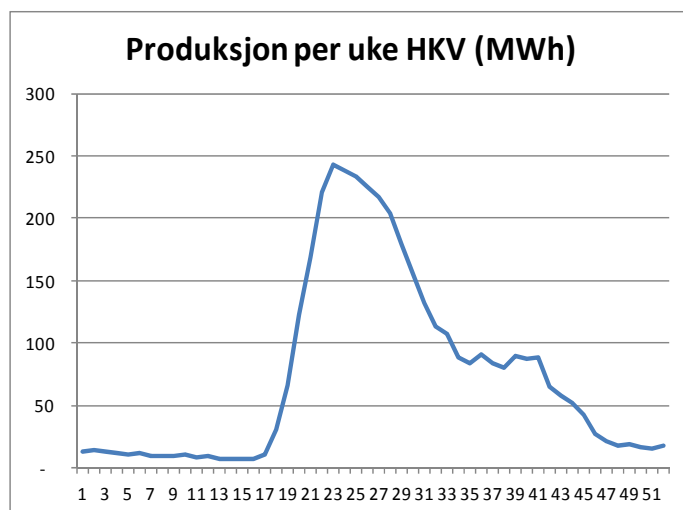
øre/kWh under forwardprisen, blant annet på grunn av transaksjonskostnader. For avtalene uten volumbinding har jeg antatt at den avtalte fastprisen ligger 7 øre/kWh under forwardprisen siden det her er motparten som tar volumrisikoen. Ut fra samtaler jeg har hatt med aktører i bransjen virker disse anslagene rimelige.

Forskjellen mellom fastpris og systempris blir justert med 2,2% årlig, tilsvarende stigningen i forwardkursen. Reduksjonen kommer da på årlig systempris, og jeg antar at grunneierne får områdepris for de ulike ukene i året basert på historiske forskjeller. Siden grunneierne bare inngår en avtale for fem år av gangen, justeres fastprisen hvert femte år ut fra den stokastiske verdien av forwardkurven. Grunneierne er dermed fremdeles utsatt for endringen i forwardprisbanen etter de første fem årene. De er derimot ikke utsatt for usikkerheten i forwardkurven de første 5 årene og usikkerheten i prisene i enkeltår.

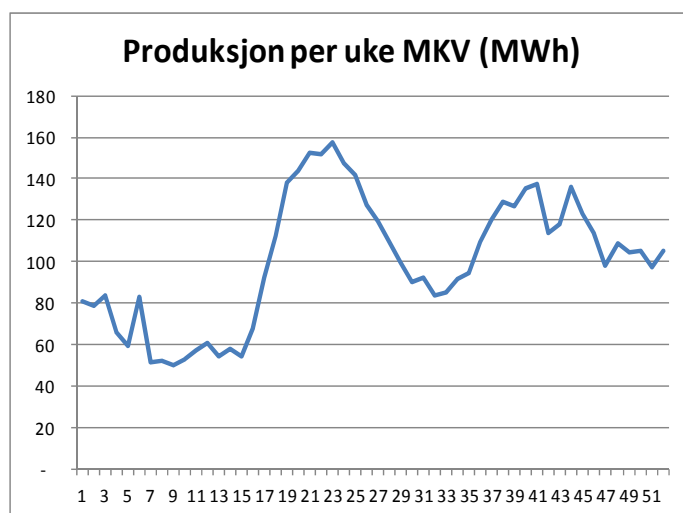
For alle fastprisavtalene selger grunneierne en bestemt andel av produksjonen til fastpris. Resten selges til spotpris. Det er ingen prissikring av elsertifikatprisen, slik at grunneierne fremdeles er eksponert for usikkerheten i denne.

### **5.3.2 Produksjon**

Fra Statnett har jeg fått tilgang til data for uregulert produksjon på ukesbasis for de to kraftverkene over 47 år fra 1967 til 2008. Uregulert produksjon vil si simulert produksjon for det gitte kraftverket med den spesifikke installerte effekten for tilsigsårene. Jeg har regnet ut den gjennomsnittlige ukesproduksjonen over disse årene og antar at det er slik produksjonen vil forventes å fordele seg utover året fremover. De gjennomsnittlige produksjonskurvene for HKV og MKV er vist i figurene 5.2 og 5.3. MKV produserer mer jevnt over året enn HKV på grunn av sin plassering i et mildere vestlandsklima. Likevel er det store svingninger i produksjonen innad i året for dette kraftverket også. Figurene illustrerer tydelig hvor kritisk uforutsett nedetid i perioder med potensielt høy produksjon kan være. Disse kurvene brukes til å beregne ukesproduksjonen. Kurvene gir andelen av årsproduksjonen i hver uke og skaleres med simulert årsproduksjon for hvert år.



Figur 5.2. Gjennomsnittlig uregulert ukesproduksjon for HKV 1967-2008.



Figur 5.3. Gjennomsnittlig uregulert ukesproduksjon for MKV 1967-2008.

Jeg legger inn en usikkerhet for produksjonen i årene fremover. Det er naturlig at variasjonen i produksjonen er korrelert med variasjon i prisen, siden prisene typisk er høye i de årene hvor det blir produsert lite. For vannkraftnasjonen Norge er dette hovedsakelig år med lite nedbør og følgelig høye priser, selv om vi importerer noe fra andre land. Denne sammenhengen bekreftes av korrelasjonen mellom årspris i sone 1 og årsproduksjon for årene 2002-2008 på  $-0,372$  for HKV og  $-0,401$  for MKV. Årsaken til at disse ikke er høyere, er at det er andre forklaringsmomenter enn produksjon som forklarer pris. Eksempler på dette kan være hvis noe av kjernekraften i Sverige legges ned, linjeutfall, kabelutfall og brenselspriser. Årsproduksjonen simuleres slik at den får riktig forventning og standardavvik

i forhold til historiske tall for produksjon og riktig korrelasjon med pris. I beregningene benytter jeg meg av en korrelasjon på årsbasis mellom pris og produksjon på  $-0,6$ . Årsaken til at jeg bruker en høyere korrelasjon her enn den historiske, er trunkeringen av usikkerheten i pris, samt at det multipliseres med et støyledd for å modellere variasjonen i ukesproduksjon. Begge disse effektene reduserer korrelasjonen mellom pris og produksjon. For å oppnå en korrelasjon i de estimerte pris- og produksjonsdataene som er mest mulig lik den historiske, setter jeg derfor korrelasjonen noe høyere.

Et småkraftverk vil sjelden drives hver dag i løpet av året. Produksjonsstopp kan skyldes planlagt rutinemessig vedlikehold, men også uforutsette hendelser som for eksempel at løv/kvist eller andre fremmedelemerter har satt seg fast i grinden i inntaket, nedising av rør eller lynnedslag (Småkraftforeninga, 2012a). Derfor legger jeg inn en usikkerhet i forhold til slike driftsstopp som representerer hvor mye av produksjonstiden kraftverket er stanset. Denne finner jeg ved å trekke et tall mellom 1% og 4% fra en uniform fordeling. Dette er basert på samtaler med aktører i bransjen. Hvis jeg for eksempel et år trekker 3%, betyr det at den årlige produksjonen blir redusert med 3% i forhold til den estimerte mulige produksjonen det året.

I tillegg legger jeg på en usikkerhet i forhold til ukesproduksjonen, slik at jeg får illustrert at produksjonen også kan variere innad i året i forhold til historiske tall. Særlig er dette viktig for fastprismodellen med volumbinding siden det uten denne usikkerheten ville blitt slik at kraftverket enten oppfyller eller ikke oppfyller volumkravene hver uke i samme år. Denne usikkerheten representeres ved en faktor trukket fra en normalfordeling med forventning 1 og standardavvik 30%. Trunkeringen her er på 0 og 2, det vil si at ukesproduksjonen hver uke kan gå ned til null eller dobles i forhold til den estimerte produksjonen. Denne variasjonen er satt ut fra produksjonsdataene i perioden 1967-2008.

Oppsummert simuleres pris og produksjon på årsbasis med historiske verdier for forventning og varians og en negativ korrelasjon mellom pris og produksjon. I tillegg legges det på usikkerhet i produksjon for produksjonsstans på årsbasis og variasjon i nedbør på ukesbasis. Figur 5.4 i avsnitt 5.3.7 oppsummerer dette. Alle disse delene av den simultane og tidsavhengige modellen for pris og produksjon er viktige for vurderingen av lønnsomheten av småkraftverket. Blant annet er det viktig å få med at prisene er lavest når produksjonen er høyest. Variasjonen i produksjon på ukesbasis er spesielt viktig når man selger med volumbindingskontrakter. Sannsynligheten for produksjonsstans er viktig for forventnings-

---

verdien, men tidsvariasjonen i denne er ikke viktig for noen av modellene og kan derfor gjøres på årsbasis.

### 5.3.3 Kostnader

Ifølge NVEs veileder varierer drifts- og vedlikeholdskostnadene mye fra kraftverk til kraftverk, men de ligger gjerne på rundt 3-6 øre/kWh. Jeg har derfor antatt at disse ville vært 4,5 øre/kWh i 2012, og at de øker med inflasjonen fremover på 2,5%. For Utbygger AS har jeg redusert disse kostnadene til 4 øre/kWh, siden en profesjonell utbygger trolig kan drive kraftverkene noe mer effektivt. Viktige poster her er arbeidslønn til ansatte i forbindelse med drift, vedlikeholdsutgifter, forsikringer, falleie og leie av grunn. Jeg går også ut fra at det variable energileddet i innmatingsavgiften er inkludert her. Innmatingsavgiften tilsvarer produsentens nettleie og er den tariffen kraftprodusentene betaler for å mate inn kraft på et punkt i strømmettet.

Jeg inkluderer også noen årlige faste kostnader. Disse består hovedsakelig av det faste leddet i innmatingsavgiften, i tillegg til at jeg legger inn andre faste kostnader. Dette er salgs- og administrasjonskostnader, forsikringer og kostnader forbundet med faste inspeksjoner av kraftverkene. Disse settes til 70 000 NOK per år og stiger med inflasjonen. Innmatingsavgiften kan variere mye og må bestemmes etter avtale med det lokale nettselskapet for hvert enkelt kraftverk. I områder hvor det nettmessig er gunstig med ny kraftproduksjon, tilbys det redusert innmatingstariff. Sentralnettes fastledd er retningsgivende for fastleddet ved innmating av kraft i regional- og distribusjonsnettet. Denne er ifølge NVEs veileder 0,8 øre/kWh for nye kraftverk basert på forventet produksjon. Jeg antar at dette blir den faste innmatingsavgiften for de to kraftverkene.

### 5.3.4 Investeringskostnaden

Investeringskostnaden er en av de viktigste postene for om prosjektet får en positiv nåverdi og innebærer en betydelig risiko. Jeg har likevel ikke lagt inn en usikkerhet i denne. I del 2 og 3 av analysen ser jeg derimot hva som skjer med de ulike alternativene hvis denne endres.

Jeg legger i del 1 av analysen til grunn en investeringskostnad på 3,9 kr/kWh. Denne ganges med den forventede årlige produksjonen for å få den totale investeringskostnaden. Dette er fordi det i NVEs veileder står at investeringer med en kostnad på opp til 4-5 kr/kWh som en tommelfingerregel kan være lønnsomme. Det betyr at jeg i utgangspunktet ser på et prosjekt som kan være lønnsomt, men ikke veldig gunstig sett i forhold til utbyggingskostnadene. Her avhenger valg av utbygging av økonomisk ryggrad og risikovillighet. Det er verdt å nevne at denne grensen kan ha økt noe etter innføringen av elsertifikater. I del 3 av analysen ser jeg på et mer lønnsomt prosjekt med utbyggingskostnad på 2,4 kr/kWh. Når grunneierne inngår avtale med en profesjonell utbygger, setter jeg de to utbyggingskostnadene til henholdsvis 3,5 kr/kWh og 2,0 kr/kWh. Dette er fordi den profesjonelle utbyggeren trolig kan gjøre visse deler av utbyggingen mer kostnadseffektivt enn grunneierne selv. For eksempel reduseres sannsynligvis utgifter til eksternt konsulentarbeid, i tillegg til at utbyggeren kan oppnå stordriftsfordeler ved å bygge ut flere kraftverk. En profesjonell utbygger kan ha råd til å ha kompetent personell med erfaring innenfor ulike deler av utbyggingen og bedre utstyrsavtaler. Her antar jeg at grunneierne og den profesjonelle utbyggeren velger å bygge ut samme prosjekt med samme fallengde, bredde på rørgate, osv., og at de velger samme kvalitet på utstyret som turbiner og generatorer. Det er ingen selvfølge at dette gjelder. For eksempel kan privatpersoner med mindre kjennskap til bransjen velge billigere leverandører som gir lavere investering og dårligere kvalitet. Dette kan senere straffe seg i form av produksjonsstans eller vedlikeholdskostnader.

Jeg antar også at denne investeringskostnaden inkluderer tilkobling til eksisterende linje med tilstrekkelig kapasitet. Dette er en viktig forutsetning siden kostnader forbundet med tilkobling til nettet samt eventuell oppgradering av nettet kan utgjøre en betydelig risiko og kostnadspost. Det er likevel vanskelig for meg å legge inn en slik usikkerhet fordi den vil variere mye fra kraftverk til kraftverk.

### **5.3.5 Skatt**

Som forklart tidligere i oppgaven, må småkraftverk forholde seg til en rekke ulike skatter. Siden skatten småkraftverk pålegges ikke virker nøytralt, har jeg valgt å bruke kontantstrøm etter skatt i analysene. Dette krever imidlertid at jeg må gjøre flere forutsetninger i beregningene.



---

Småkraftverk må betale en inntektsskatt på 28% av overskuddet. For å beregne denne, må jeg finne skattbart resultat. Det betyr at jeg må ta hensyn til skattefradrag på grunn av avskrivninger og renter. For å kunne finne rimelige anslag på disse, må jeg gjøre noen antagelser om både finansieringsform på prosjektet og hvor stor del av investeringskostnadene som skal avskrives.

Investeringsbeløpene for disse prosjektene er i overkant av 15 millioner kroner for HKV og 20 millioner kroner for MKV ved høy utbyggingskostnad, og de blir 40% lavere ved lav utbyggingskostnad. Jeg antar at grunneierne som ønsker å bygge ut disse kraftverkene har en relativt begrenset egenkapital og ønsker 80% lånefinansiering. Jeg antar videre at de får dette som et serielån over 30 år med 6% årlig rente. Denne renten virker rimelig ut fra mine undersøkelser (Landkreditt Bank, 2012c). Utbygger AS vil for det tilsvarende prosjektet kun låne 60% av investeringskostnaden og oppnå en lavere lånekostnad på 5,5% på grunn av høyere soliditet. Når kraftverkene har en lavere utbyggingskostnad, oppnår både grunneierne og Utbygger AS et halvt prosentpoeng lavere lånerente enn utgangspunktet.

NVEs veileder inneholder en inndeling av hvordan investeringskostnadene typisk fordeles utover de ulike postene. Ut fra denne finner jeg det rimelig at omtrent 45% av kostnadene har gått til komponenter som skal nedskrives, som for eksempel turbin og generator. Jeg lar denne nedskrivningen gå over prosjektets levetid på 40 år, slik at den årlige avskrivningssatsen blir på 2,5%.

I modellene hvor grunneierne inngår en avtale med Utbygger AS må de skatte en kapitalskatt på 28% av leieinntektene de mottar.

Kraftverk kan også måtte betale grunnrenteskatt og naturressursskatt hvis de er større enn 5500 kVA. Kraftverkene jeg ser på er mindre enn dette og slipper følgelig disse skattene. Jeg ser også bort fra formuesskatt siden de kan slippe denne hvis kraftverket for eksempel er organisert som et aksjeselskap. Kraftverkene jeg ser på må derimot betale eiendomsskatt, og jeg antar en maksimal skattesats på 7 promille av kraftverkernes takstgrunnlag.

### **5.3.6 Avkastningskrav**

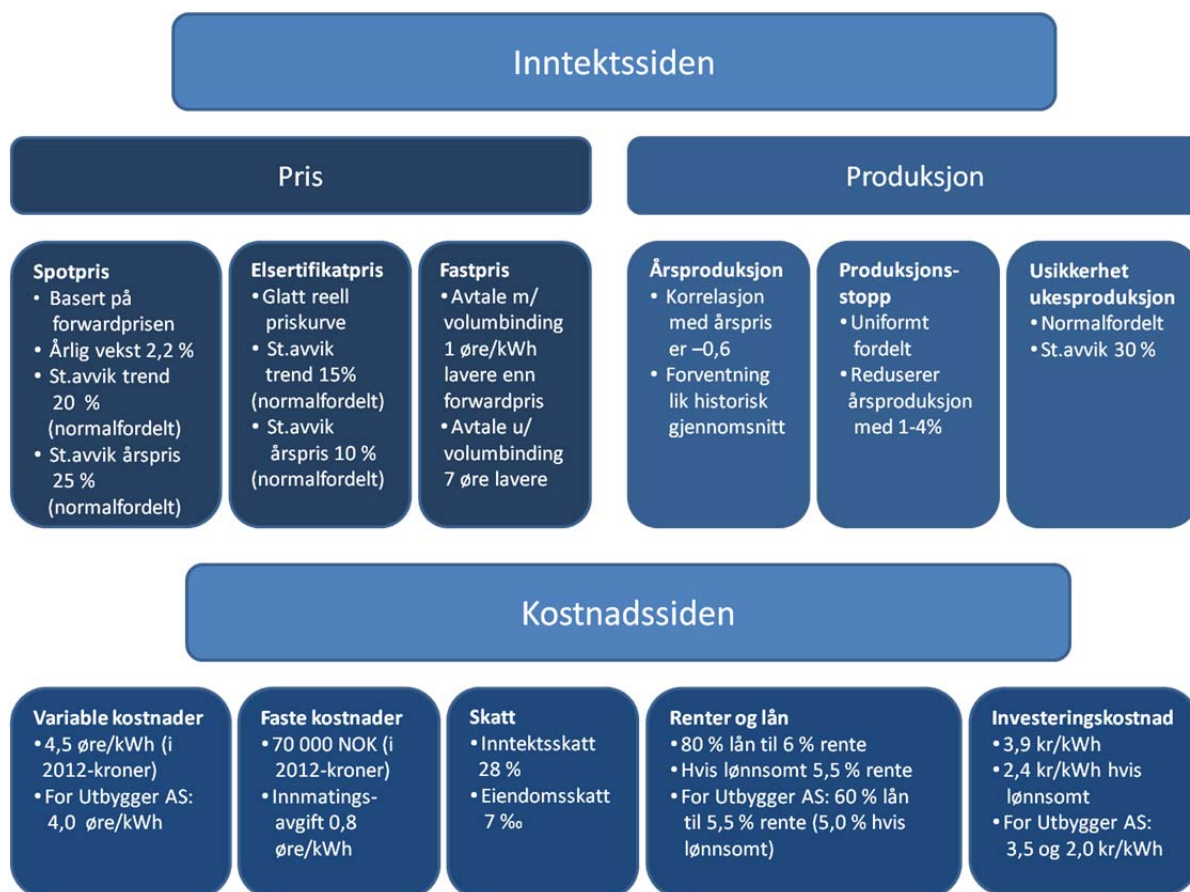
I del 1 av analysen sammenlignes de ulike alternativene ved hjelp av risikofri rente. Da kan jeg diskutere risikoen i de ulike modellene ved hjelp av sannsynlighetsfordelingene fra

simuleringene. Hvis jeg hadde inkludert risikoen i risikopåslaget i de ulike avkastningskravene for hver modell, ville diskusjonen rundt risiko bli dobbelt opp, som forklart i avsnitt 4.3.3. Som et anslag på risikofri rente benytter jeg meg av renten på statsobligasjoner med løpetid 10 år. Denne var på 3,12% for 2011 (Norges Bank, 2012b).

I del 2 av analysen bruker jeg risikojusterte avkastningskrav for å undersøke følsomhetene i de ulike modellene. Anslagene på avkastningskrav tar utgangspunkt i avkastningskravet fra NVEs veileder og tilpasser dette for de ulike modellene basert på resultatene i del 1.

### 5.3.7 Oppsummering av parametrene

Figur 5.4 oppsummerer parametrene benyttet i modellen.



Figur 5.4. Parametrene i modellen.

---

## 5.4 Kjøring av modellen

Jeg har brukt Monto Carlo-simuleringer og simulert 3000 realisasjoner for hvert alternativ for begge kraftverkene. Dette er et tilstrekkelig antall, siden jeg da oppnår et standardavvik for forventet nåverdi på litt over 1% beregnet etter formel 4.3. For kvantilene og de andre størrelsene lenger ut i halene er usikkerheten i estimatene noe større. For testing av likviditet og i følsomhetsanalysene har jeg brukt 1000 realisasjoner. Dette gir et standardavvik for forventet nåverdi på så vidt over 2%.

Selve Monte Carlo-simuleringene har jeg utført i Excel med trekking av tilfeldige tall for ulike prosjektdata fra fordelingene som spesifisert for hver variabel tidligere i kapitlet. Disse er normalfordelinger med unntak av én uniformt fordelt variabel. Tilfeldige tall fra den uniformt fordelte variabelen trekkes i Excel ved hjelp av den innebygde RAND-funksjonen. Det er to vanlige måter å trekke tall fra en normalfordeling når man har en metode for å trekke uniformt fordelte tilfeldige variabler (McDonald, 2006). I denne masteroppgaven benytter jeg en av disse. Først trekker jeg et tilfeldig tall  $u$  fra en uniform fordeling mellom 0 og 1, det vil si  $U \sim U(0,1)$ . Deretter konverteres dette til et normalfordelt tilfeldig tall,  $z$ , ved hjelp av den inverse kumulative normalfordelingen ved å tolke tallet som en kvantil istedenfor et tall. Hvis for eksempel  $u$  er 0,70, tolker jeg dette som en 70%-kvantil ved at  $P(U \leq 0,7) = 70\%$ . Så bruker jeg den inverse fordelingsfunksjonen til å finne verdien fra normalfordelingen som samsvarer med den verdien, det vil si at jeg finner for hvilken verdi av  $z$  som gir  $P(Z \leq z) = 0,70$ . Denne operasjonen gjennomføres ved NORMINV-funksjonen i Excel.

## 6. Analyse

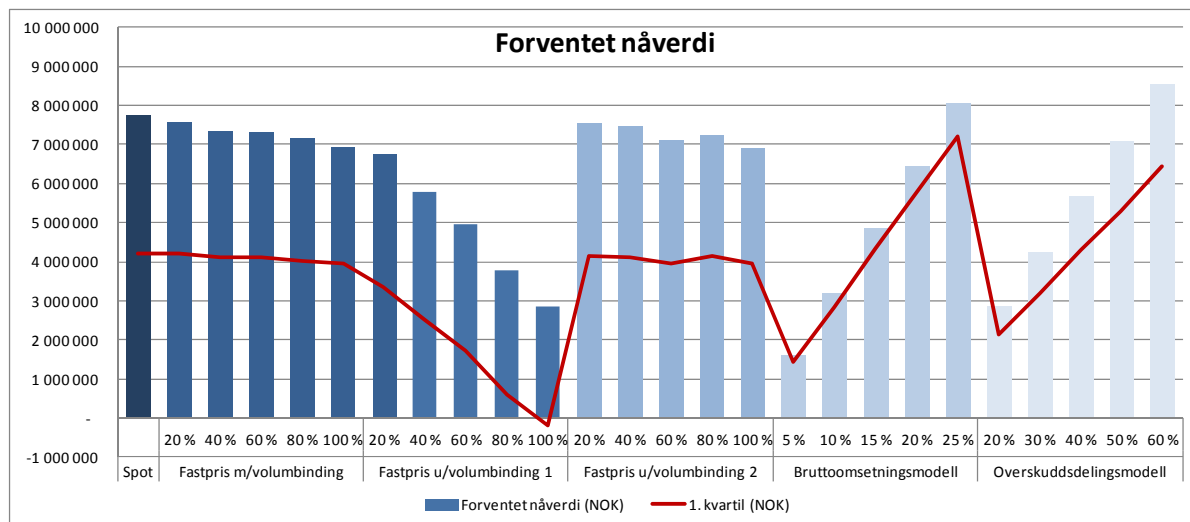
I dette kapitlet fremlegger jeg resultatene fra modellen og inkluderer en diskusjon rundt disse. I analysen fokuserer jeg både på forventede nåverdier og sannsynlighetene for lavere, eller i verste fall negative, nåverdier. Jeg analyserer også økonomien de første årene, som er mest kritiske for likviditeten i prosjektet.

### 6.1 Del 1: Neddiskontering med risikofri rente – sammenligning av modellene

Tabellene 6.1 og 6.2 oppsummerer hovedresultatene fra kjøringen av modellene for henholdsvis HKV og MKV. Figurene 6.1 og 6.2 viser hvordan forventet nåverdi varierer for de ulike modellene. Mer utfyllende resultater finnes i appendiksene.

SPOTPRISMODELLEN			FASTPRIS M/VOLUMBINDING		
			Andel fastprisavtale	40 %	100 %
Investert egenkapital	3 021 145		Investert egenkapital	3 021 145	3 021 145
Forventet nåverdi	7 748 155		Forventet nåverdi	7 347 475	6 938 125
Standardavvik	5 177 363		Standardavvik	4 736 552	4 486 409
P(X < 0)	6,57 %		P(X < 0)	5,70 %	6,07 %
5%-kvantil, P(X < x) = 5%	-779 122		5%-kvantil, P(X < x) = 5%	-423 400	-507 746
1. kvartil, P(X < x)=25%	4 206 191		1. kvartil, P(X < x)=25%	4 118 698	3 949 931
FASTPRIS U/VOLUMBINDING 1			FASTPRIS U/VOLUMBINDING 2		
			Andel fastprisavtale	40 %	100 %
Investert egenkapital	3 021 145	3 021 145	Investert egenkapital	3 021 145	3 021 145
Forventet nåverdi	5 798 348	2 863 153	Forventet nåverdi	7 488 348	6 909 902
Standardavvik	4 901 294	4 557 922	Standardavvik	4 921 172	4 463 283
P(X < 0)	12,03 %	26,17 %	P(X < 0)	6,43 %	5,77 %
5%-kvantil, P(X < x) = 5%	-2 266 321	-4 600 988	5%-kvantil, P(X < x) = 5%	-450 847	-293 271
1. kvartil, P(X < x)=25%	2 517 600	-190 909	1. kvartil, P(X < x)=25%	4 112 252	3 952 457
BRUTTOOMSETNINGSMODELLEN			OVERSKUDDSDDELINGSMODELLEN		
			Andel av overskuddet grunneier	30 %	40 %
Investert egenkapital	1 615 543	4 853 780	Investert egenkapital	4 258 899	5 701 804
Standardavvik	261 338	767 398	Standardavvik	1 509 387	2 037 561
5%-kvantil, P(X < x) = 5%	1 195 909	3 606 084	5%-kvantil, P(X < x) = 5%	1 849 543	2 444 991
1. kvartil, P(X < x)=25%	1 432 509	4 338 495	1. kvartil, P(X < x)=25%	3 202 054	4 317 747

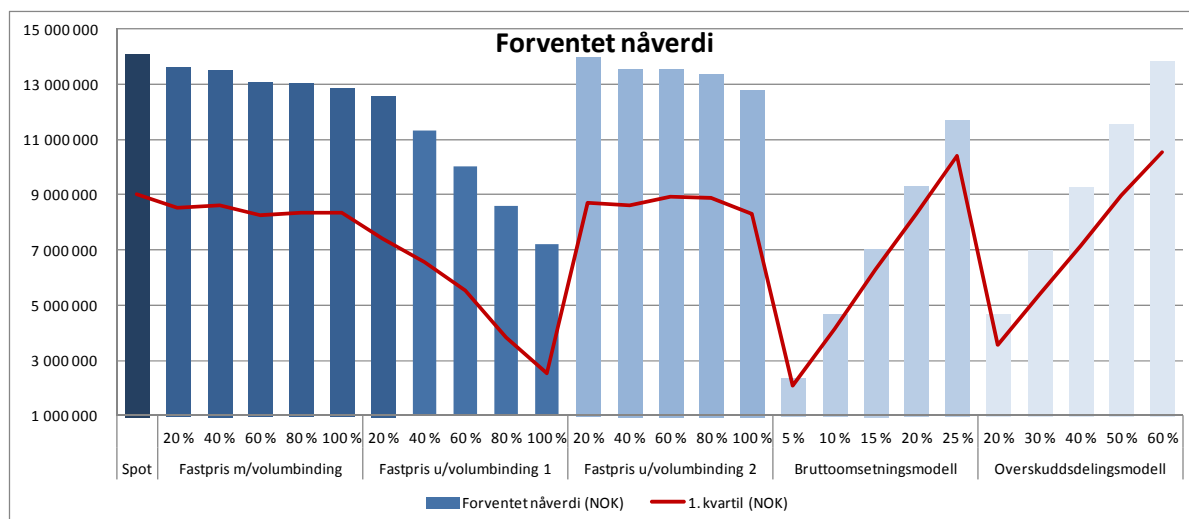
Tabell 6.1. Hovedresultatene fra simuleringene for HKV. Alle størrelser i NOK hvis ikke annet er oppgitt.



Figur 6.1. Forventet nåverdi og første kvartil for de ulike modellene for HKV diskontert med risikofri rente. Avstanden mellom forventet nåverdi og første kvartil viser spredningen i fordelingene.

SPOTPRISMODELLEN			FASTPRIS MED VOLUMBINDING		
Investert egenkapital	4 077 320		Andel fastprisavtale	40 %	100 %
Forventet nåverdi	14 077 313		Investert egenkapital	4 077 320	4 077 320
Standardavvik	7 486 901		Forventet nåverdi	13 498 369	12 852 440
P(X < 0)	2,67 %		Standardavvik	7 189 276	6 642 883
5%-kvantil, P(X < x) = 5%	1 668 530		P(X < 0)	2,97 %	2,57 %
1. kvartil, P(X < x)=25%	8 999 922		5%-kvantil, P(X < x) = 5%	1 858 727	2 422 298
			1. kvartil, P(X < x)=25%	8 635 456	8 331 481
FASTPRIS UTEN VOLUMBINDING 1			FASTPRIS UTEN VOLUMBINDING 2		
Andel fastprisavtale	40 %	100 %	Andel fastprisavtale	40 %	100 %
Investert egenkapital	4 077 320	4 077 320	Investert egenkapital	4 077 320	4 077 320
Forventet nåverdi	11 334 847	7 189 001	Forventet nåverdi	13 547 290	12 811 742
Standardavvik	7 150 113	6 797 040	Standardavvik	7 263 702	6 672 106
P(X < 0)	5,57 %	13,77 %	P(X < 0)	2,63 %	2,20 %
5%-kvantil, P(X < x) = 5%	-480 278	-4 019 380	5%-kvantil, P(X < x) = 5%	1 890 801	1 912 564
1. kvartil, P(X < x)=25%	6 543 312	2 535 428	1. kvartil, P(X < x)=25%	8 610 058	8 289 331
BRUTTOOMSETNINGSMODELLEN			OVERSKUDDSEDELINGSMODELLEN		
Andel omsetning grunneier	5 %	15 %	Andel av overskuddet grunneier	30 %	40 %
Forventet nåverdi	2 330 342	7 048 114	Forventet nåverdi	6 992 379	9 264 930
Standardavvik	383 336	1 160 852	Standardavvik	2 320 060	3 041 550
5%-kvantil, P(X < x) = 5%	1 707 978	5 176 596	5%-kvantil, P(X < x) = 5%	3 223 114	4 394 060
1. kvartil, P(X < x)=25%	2 070 264	6 269 889	1. kvartil, P(X < x)=25%	5 387 732	7 120 968

Tabell 6.2. Hovedresultatene fra simuleringene for MKV. Alle størrelser i NOK hvis ikke annet er oppgitt.



Figur 6.2. Forventet nåverdi og første kvartil for de ulike modellene for MKV diskontert med risikofri rente. Avstanden mellom forventet nåverdi og første kvartil viser spredningen i fordelingene.

### 6.1.1 Spotprismodellen

Ved spotprismodellen oppnår grunneierne den høyeste forventede nåverdien av alle modellene jeg har undersøkt for begge kraftverkene. Samtidig er de også utsatt for den største risikoen, representert ved standardavviket. I tillegg er det nesten 7% og 3% sannsynlighet for negativ nåverdi for henholdsvis HKV og MKV.

### 6.1.2 Fastprismodellen med volumbinding

Avtalen med volumbinding innebærer at prosjektets forventede nåverdi synker når prosentandelen av produksjonen som bindes i avtalen øker. Dette skyldes reduksjonen på 1 øre/kWh i forhold til forwardprisen forbundet med å inngå denne avtalen. For alle andeler er forventet nåverdi lavere enn ved salg til spotpris. Tilsvarende reduseres også risikoen, representert ved standardavviket, ved prosjektet når andelen med volumbinding øker. Siden grunneierne her binder forventet fremtidig produksjon til en fast pris, ville en kanskje forventet at risikoen skulle blitt redusert ytterligere. Årsaken til den relativt beskjedne reduksjonen er den negative korrelasjonen mellom pris og produksjon. Denne medfører en demping av usikkerheten i spotprismodellen siden ulempen forbundet med for eksempel lav produksjon blir delvis oppveid av en høyere pris. Når man reduserer usikkerheten i pris

gjennom en fastprisavtale, øker avhengigheten av produksjonen. Man oppnår derfor ikke den dempingen av usikkerheten som finnes i spotprismodellen. Når produksjonen er høy, er ofte prisen lav for det som produseres over volumbindingen. Hvis produksjonen er svært lav, kan grunneierne risikere å måtte kjøpe energi på spotmarkedet til en høyere pris for å holde volumkravet. Dette innebærer at grunneierne må betale relativt mye for avviket fra forventet produksjon.

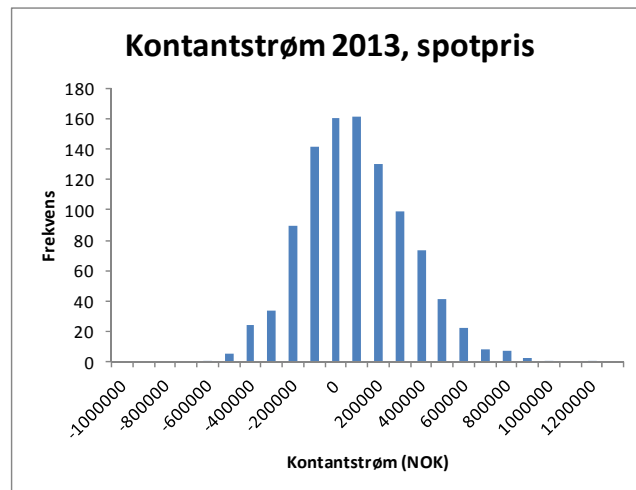
Ved fastprisavtalen med volumbinding reduseres både forventet avkastning og risiko i forhold til spotprisavtalen, slik at det ikke er opplagt om en slik avtale lønner seg for grunneierne. Kvantilene i resultatene gir heller ingen indikasjon på hva som er det beste valget, og grunneierne må derfor her gjøre en avveining mellom avkastning og risiko. Hvis man legger vekt på nedsiden, kan det for HVK virke som det er optimalt å binde maksimalt 60-80% av historisk produksjon siden nedsiderisikoen øker for alternativet med 100% binding. Denne trenden vises derimot ikke for MKV. Likevel virker det naturlig at det er en maksimal andel det lønner seg å binde i en slik fastprisavtale. Hvis denne andelen blir for høy, må grunneierne ofte kjøpe i spotmarkedet. Hvis jeg hadde inkludert ekstra transaksjonskostnader ved slike kjøp i modellen, ville trolig denne effekten blitt forsterket.

En årsak til at banken kan kreve at man som utbygger inngår en slik volumbindingsavtale er for å sikre god nok likviditet til nedbetaling på lånet. Resultatene viser derimot at en slik løsning ikke fører til bedret likviditet, se tabell 6.3. Disse resultatene er for HKV, men det samme gjelder for MKV.

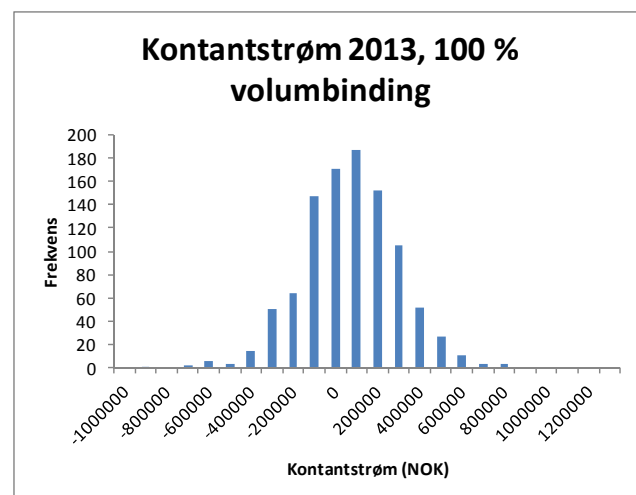
ÅR	2013	2014	2015
<b>Spotpris</b>			
Gjennomsnittlig kontantstrøm	44 991	93 194	138 670
Standardavvik	250 176	256 562	254 797
P(X < 0)	45 %	36 %	30 %
P(negative KS 2013 og 2014)	17 %		
P(negative KS 2013-2015)	5 %		
<b>Fastpris med 40 % volumbinding</b>			
Gjennomsnittlig kontantstrøm	35 475	85 434	127 101
Standardavvik	207 597	213 665	219 445
P(X < 0)	47 %	37 %	30 %
P(negative KS 2013 og 2014)	15 %		
P(negative KS 2013-2015)	4 %		
<b>Fastpris med 100 % volumbinding</b>			
Gjennomsnittlig kontantstrøm	19 857	57 524	117 910
Standardavvik	223 039	231 056	246 907
P(X < 0)	46 %	36 %	30 %
P(negative KS 2013 og 2014)	16 %		
P(negative KS 2013-2015)	6 %		

Tabell 6.3. Fordelingen til kontantstrømmene de tre første årene for HKV. Kontantstrømmen og standardavviket er i NOK.

Sannsynligheten for negative kontantstrømmer de første tre årene er nesten nøyaktig like stor for spotprismodellen og fastprismodellen med volumbinding, både med 40% og 100% av historisk volum bundet. Usikkerheten i kontantstrømmene er også relativt lik, som vist i figurene 6.3 og 6.4. Fastpris kan faktisk gi dårligere likviditet siden gjennomsnittlig kontantstrøm blir lavere de tre første årene ettersom andelen bundet i fastprisavtalen øker. Dette kan også forklares ved at kraftverket oppnår en lavere pris enn forwardprisen på grunn av fastprisavtalen.



Figur 6.3. Fordelingen for kontantstrøm 2013 ved spotprismodellen (HKV).



Figur 6.4. Fordelingen for kontantstrøm 2013 ved fastprismodellen med 100% volumbinding (HKV).



---

Det at fastprisavtalen ikke fører til mer stabile kontantstrømmer er ved første øyekast et noe overraskende resultat. Imidlertid stemmer dette resultatet med undersøkelser gjort av to av de profesjonelle utbyggerne av småkraftverk jeg har vært i kontakt med, som også finner at spotpris kan gi en jevnere kontantstrøm. Årsaken til dette er at prissikringsavtalen *ikke* er en sikring av produsentens inntjening siden den kun sikrer pris og ikke volum. Blåfalls påstand fra avsnitt 3.5.1 om at volumusikkerheten utgjør et betydelig risikoelement for grunneierne, ser derfor ut til å stemme.

Dette resultatet kan forklares ved tørrårseffekten. De årene produksjonen ikke er stor nok til å fylle volumbindingen er gjerne tørrår, det vil si år med vesentlig mindre nedbør enn normalt. Da vil prisene i Norden sannsynligvis være relativt høye. Med fastpris får ikke grunneierne kompensert for lav produksjon med høy pris, slik man gjør med salg til spotpris. Grunneierne kan til og med risikere å måtte gå ut i markedet og kjøpe den kraften de mangler til en høy markedspris, og det som i utgangspunktet skulle være en sikringsstrategi blir svært dyrt. Selv om midlere produksjon i en sesong tilsvarer for eksempel 60% av normalproduksjonen, vil variasjon i ukesproduksjon medføre at kraftverket må kjøpe energi i enkeltuker der prisene er spesielt høye. Da oppnår det et veldig dårlig resultat. I våtår derimot, er det typisk lave spotpriser. Hvis kraftverket har prissikret noe av volumet, oppnår det da et svært bra resultat som følge av både høyere pris enn markedet og den høye produksjonen. På dette viset kan volumbindingsmodellen gi økt usikkerhet i resultatet istedenfor å redusere usikkerheten ved en prisgaranti.

Siden denne modellen ikke gir bedret likviditet de første årene, er det heller ikke noe poeng for grunneierne å inngå en slik fastprisavtale de første årene for å oppnå stabile kontantstrømmer i den kanskje mest kritiske fasen av prosjektet. Selv om en fastprisavtale med volumbinding ikke bedrer likviditeten, er det likevel noen banker som krever at produsenten inngår en slik avtale. Det kan skyldes at bankene ikke kjenner til denne effekten, eller at de vurderer effekten som mindre enn det denne analysen indikerer.

### **6.1.3 Fastprismodellene uten volumbinding**

Når grunneierne inngår en fastprisavtale uten volumbinding for hele prosjektperioden, synker nåverdien kraftig, både i forhold til spotprismodellen og fastprisavtalen med volumbinding. Nåverdien synker mer ettersom andelen bundet i fastprismodellen øker.

Samtidig reduseres ikke prosjektets risiko betydelig ved at motparten tar volumrisikoen, og nedsiderisikoen har økt mye på grunn av den lave prisen. Alle kvantilene er også lavere for dette alternativet enn for spotprismodellen. Denne modellen blir da dominert av den forrige, og jeg vil derfor ikke se mer på denne modellen.

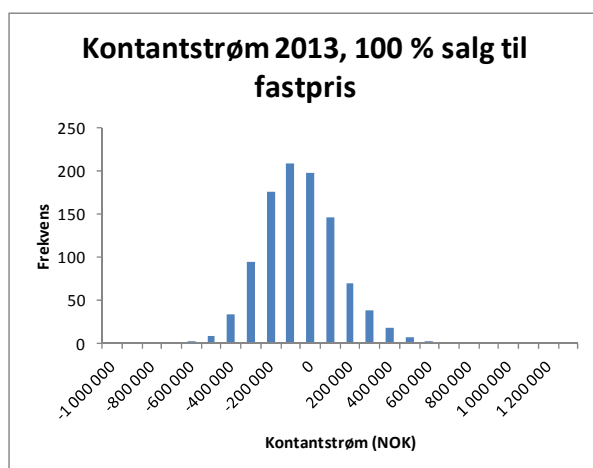
Grunneierne kan alternativt inngå en slik fastprisavtale for de første fem årene av prosjektperioden for så senere å selge til spotpris. Også for denne modellen synker både forventet nåverdi og standardavvik ettersom andelen bundet i fastprisavtalen øker, men reduksjonen i nåverdien er betydelig lavere enn for den forrige modellen. Reduksjonen i standardavviket i forhold til spotprismodellen er derimot svært lik som for modellen over. Man er altså utsatt for så å si samme usikkerhet, men i modellen over betaler man 7 øre/kWh i 35 år for dette. Det betyr at det ikke er noe å vinne på å reforhandle fastprisavtalen etter fem år fordi man da er utsatt for den samme dominerende usikkerheten, nemlig usikkerheten i pristrenden, siden usikkerheten i årlig variasjon utjevnes over 35 år. Grunneierne får både redusert avkastning og risiko ved en slik avtale. Valget mellom en slik avtale og spotpris kan gjøres ved å se på kvantilene. Jeg antar da at de fleste grunneiere er spesielt opptatt av nedsiderisikoen, representert i modellen ved 5%- og 25%-kvantilene. For 5%-kvantilen er det liten forskjell mellom de ulike avtalene, mens 25%-kvantilen (1. kvartil) er klart i favør av spotprismodellen siden 1. kvartil er vesentlig høyere for denne modellen enn for fastprismodellene. Det er derfor ikke rasjonelt for de fleste grunneiere å benytte seg av en slik fastprisavtale sett ut fra nåverdiperspektivet.

Tilsvarende som for fastprisavtalen med volumbinding, kan banken kreve at kraftverket inngår en slik avtale for å sikre innbetalinger. Som vist i tabell 6.4, er det derimot betydelig større sannsynlighet for negative kontantstrømmer de første tre årene ved denne modellen enn ved spotprismodellen (vist i tabell 6.3). Tabell 6.4 viser resultater for HKV, men samme trenden eksisterer for MKV. Dette er fordi de første årene er år med både betydelig reduserte forventede innbetalinger på grunn av den lave prisen oppnådd i avtalen, samtidig som det er store renteutbetalinger.

ÅR	2013	2014	2015
<b>Fastpris med 40 % solgt til fastpris</b>			
Gjennomsnittlig kontantstrøm	18 269	38 478	81 011
Standardavvik	214 910	201 638	206 099
P(X < 0)	51 %	45 %	37 %
P(negative KS 2013 og 2014)	23 %		
P(negative KS 2013-2015)	9 %		
<b>Fastpris med 100 % solgt til fastpris</b>			
Gjennomsnittlig kontantstrøm	-101 001	-53 349	-13 124
Standardavvik	187 861	190 935	209 467
P(X < 0)	72 %	61 %	56 %
P(negative KS 2013 og 2014)	44 %		
P(negative KS 2013-2015)	26 %		

Tabell 6.4. Fordelingen til kontantstrømmene de tre første årene for MKV. Kontantstrømmen og standardavviket er i NOK.

Likevel er ikke denne modellen nødvendigvis like mye dårligere likviditetsmessig enn spotprismodellen som disse tabellene gir inntrykk av. Dette kan illustreres ved hjelp av figur 6.5, som viser fordelingen til kontantstrømmen i 2013 for fastprismodellen hvor 100% av volumet selges til fastpris. Dette histogrammet kan sammenlignes med det for spotprismodellen i figur 6.3. Her ser man at det er større spredning i kontantstrømmen for 2013 ved spotprismodellen enn ved denne fastprismodellen. Det er ikke så store forskjeller i nedsiden for disse to alternativene, selv om fastprismodellen kommer noe dårligere ut. Det er like stor sannsynlighet for de største tapene og større sannsynlighet for de middels store tapene for fastprismodellen. Derimot er det store forskjeller i oppsiden. Det er derfor ikke rasjonelt for banken å kreve en slik avtale for å sikre likviditeten.



Figur 6.5. Fordelingen for kontantstrøm 2013 ved fastprismodellen hvor 100% selges til fastpris (HKV).

Siden denne modellen verken vil kreves av banken eller ønskes av grunneierne, forkaster jeg denne modellen og ser ikke på den videre. Resultatene stemmer overens med påstanden fra Blåfall i avsnitt 3.5.1 om at det er for kostbart å kvitte seg med volumusikkerheten til at det lønner seg.

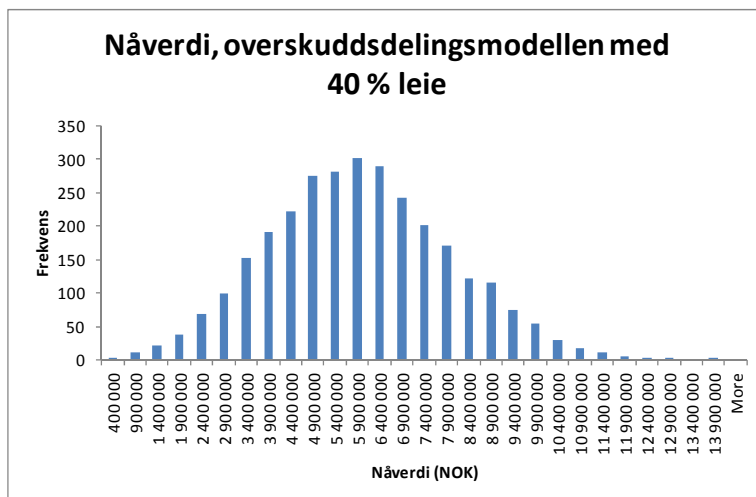
I alle de tre fastprismodellene er sammenhengen mellom økt andel bundet i fastprisavtalen og forventet nåverdi lineær. Det er faktorer som kan føre til at dette ikke gjelder i virkeligheten. For eksempel kan banken kreve en lavere rente når en økt andel av produksjonen er bundet i fastprisavtalen.

#### **6.1.4 Modellene med Utbygger AS**

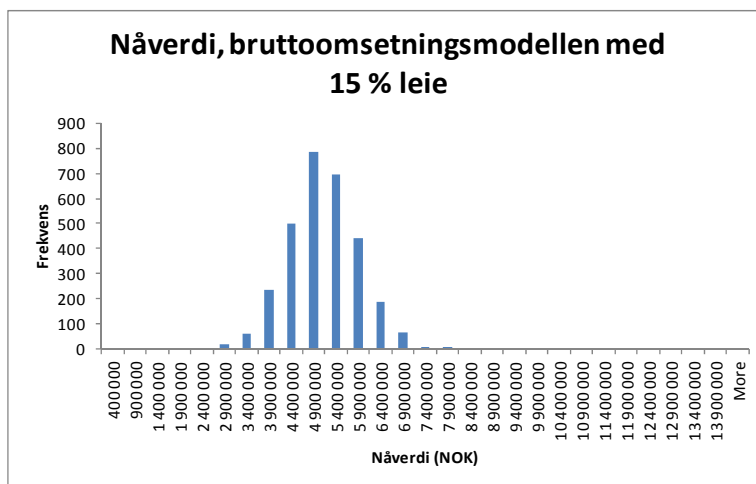
Når det gjelder avtalene med en profesjonell utbygger, avhenger resultatet svært mye av hvor stor prosent grunneierne får av bruttoomsetningen eller overskuddet. For bruttoomsetningsmodellen må denne prosentsatsen opp i ca. 25% for HKV og 30% for MKV for å få samme forventningsverdi som spotprismodellen. Tilsvarende må prosentsatsen for overskuddsdelingsmodellen opp i ca. 55% for HKV og 60% for MKV for å oppnå samme forventningsverdi. For et kraftverksprosjekt med en såpass marginal utbyggingskostnad som de jeg ser på, virker det lite trolig at grunneierne kan oppnå en slik leieinntekt. Dette innebærer at det er spotprismodellen som får den høyeste forventede nåverdien når alle prosjektene er neddiskontert med risikofri rente med realistiske forutsetninger om hvilken leie grunneierne kan oppnå. Dette er naturlig ettersom Utbygger AS her vil ta en del av overskuddet.

For mine prosjekter antar jeg at grunneierne maksimalt kan oppnå 15% av omsetningen eller 40% av overskuddet, men det kan godt være at disse andelene er betydelig lavere. Andelen er trolig noe lavere for HKV enn for MKV siden førstnevnte er et mindre lønnsomt prosjekt som følge av produksjonsfordelingen over året. For disse tilfellene, i tillegg til for andre realistiske antagelsene om prosentandeler, vil grunneierne oppnå en høyere nåverdi ved å velge overskuddsdelingsmodellen. Derimot øker dette også risikoen for grunneierne. De to typene avtaler har en svært forskjellig tapsfunksjon, noe som kan illustreres ved hjelp av histogrammene som viser fordelingen av nåverdier i figurene 6.6 og 6.7. Årsaken til dette er at grunneierne tar del i en større del av projektrisikoen ved å velge overskuddsdelingsmodellen. Ved å motta en fast prosent av omsetningen slipper grunneierne å bli utsatt for

prosjektrisiko som kostnadssprekk og endring i skattenivået, noe de vil være utsatt for ved overskuddsdelingsmodellen. Eksempelen med innslagpunktet for grunnrenteskatt, brukt i delkapittel 3.4, kan illustrere sistnevnte. Imidlertid har gjerne den profesjonelle utbyggeren reforhandlingsrett hvis slike betydelige rammevilkår for bransjen endres, slik at ulempen da deles mellom utbygger og grunneierne.



Figur 6.6. Fordelingen av nåverdi ved overskuddsdelingsmodellen når grunneierne får 40% av overskuddet for HKV.



6.7. Fordelingen av nåverdi ved bruttoomsetningsmodellen når grunneierne får 15% av omsetningen for HKV.

I begge avtalene med en profesjonell utbygger er grunneierne utsatt for både volum- og prisrisiko. Volumrisikoen er både i forhold til nedbør og i forhold til om utbygger når de produksjonsforventninger som er satt. Avvik fra sistnevnte kan for eksempel skyldes

produksjonsstopp. Grunneierne er stilt overfor samme prisrisiko som hvis de selger til spotpris. De profesjonelle utbyggerne fremlegger derimot det at grunneierne får tilgang til spotmarkedet som en av sine store fordeler, siden de viser til at dette mest sannsynlig gir en høyere avkastning. De oppnår stordriftsfordeler i salg til spotpris gjennom bedre megleravtaler og lavere transaksjonskostnader, i tillegg til at de lettere kan få finansiering uten å måtte prissikre deler av volumet. Disse utbyggerne har også bedre kjennskap til markedet og har økonomisk ryggrad til å tåle midlertidige tap.

Begge alternativene innebærer en betydelig redusert risiko i forhold til å bygge ut selv, som forklart i avsnitt 3.5.2. Det mest fremtredende her er at det ikke er mulig for grunneierne å få en negativ kontantstrøm eller nåverdi. I tillegg har likviditetsrisikoen tilnærmet forsvunnet. Dette gjelder i alle fall i forhold til kostnader og tilbakebetaling av lån. Grunneierne har derimot fremdeles en usikkerhet rundt hvor store de fremtidige kontantstrømmene blir. Et annet moment som reduserer risikoen er kompetansen og erfaringen de profesjonelle utbyggerne har. Dette øker sannsynligheten for å velge bedre prosjekter og leverandører.

### **6.1.5 Oppsummering del 1**

Alternativet der grunneierne bygger ut selv og selger til spotpris gir den høyeste avkastningen, men også den høyeste risikoen. Grunneierne kan redusere noe risiko ved å inngå en fastprisavtale med volumbinding, og risikoen reduseres ytterligere når en økt andel av forventet produksjon bindes. Denne avtalen har derimot en pris i form av redusert forventet avkastning. Resultatene for HKV indikerer at det kan være farlig å binde for stor andel av forventet volum i en slik avtale. En årsak til at flere grunneiere velger en fastprisavtale med volumbinding er for å redusere likviditetsrisikoen. Resultatene viser derimot at en slik avtale *ikke* fører til bedret likviditet i prosjektet.

Jeg har forkastet begge modellene hvor grunneierne inngår en fastprisavtale uten volumbinding på grunn av den store reduksjonen i forventet nåverdi og den relativt beskjedne reduksjonen i risiko.

En avtale med en profesjonelle utbygger, Utbygger AS, reduserer både grunneiernes avkastning og risiko betraktelig. I bruttoomsetningsmodellen er reduksjonen størst siden grunneierne der er utsatt for mindre prosjektrisiko i forhold til overskuddsdelingsmodellen.

---

Mellom de fire modellene jeg sitter igjen med, må grunneierne ta et valg basert på en avveining mellom forventet nåverdi og risiko. Dette er et individuelt valg som vil variere fra grunneier til grunneier. Banken kan imidlertid i noen tilfeller kreve at grunneierne skal inngå en fastprisavtale. Det kan også være tilfeller der grunneierne ikke får finansiering, men hvor en profesjonell utbygger kan få det.

## 6.2 Del 2: Videre sammenligning av modellene

I denne delen av analysen ser jeg nærmere på de ulike modellene som ikke ble forkastet i del 1 og veier dem opp mot hverandre ved hjelp av følsomhetsanalyser. Jeg sammenligner da spotprismodellen, fastprismodellen med 60% volumbinding, bruttoomsetningsmodellen hvor grunneierne får 15% og overskuddsdelingsmodellen hvor leien ligger på 40%. Jeg har gjort dette kun for MKV, siden det ikke har vært særlige forskjeller mellom de to kraftverkene til nå. Derfor antar jeg at resultatene ville blitt tilsvarende for HKV. Jeg benytter samme modell som i del 1 og simuleringer med usikkerheten i parametrene som beskrevet i kapittel 5.

### 6.2.1 Risikojusterte avkastningskrav

Når jeg undersøker sensitiviteten i modellene, bruker jeg risikojusterte avkastningskrav. Da kan modellene sammenlignes på grunnlag av forventet nåverdi fordi risikoen er tatt hensyn til i avkastningskravet.

I NVEs veileder foreslår de et reelt avkastningskrav på 5-7% etter skatt for grunneier. Dette tilsvarer et nominelt krav på 7,6-9,7% når inflasjonen er på 2,5%. Ut fra mine samtaler med utbyggingsselskaper virker det som at avkastningskravet burde ligge i det øvre sjiktet av dette intervallet. Jeg setter derfor avkastningskravet i tilfellet der grunneierne bygger ut selv og selger til spotpris til 9%. Hvis grunneierne velger å inngå en fastprisavtale for 60% av forventet volum, reduseres risikoen slik som forklart under del 1. Dette gir også utslag i et lavere avkastningskrav siden risikopåslaget i avkastningskravet da skal reduseres. Fordi reduksjonen i risiko er relativt beskjeden, setter jeg avkastningskravet for denne modellen til 8,5%.

Når grunneierne inngår en avtale med Utbygger AS, reduseres risikoen kraftig. Spesielt gjelder dette for bruttoomsetningsmodellen. Derfor setter jeg kravet for denne modellen til 5%, og for overskuddsdelingsmodellen settes kravet til 7%. Siden jeg fokuserer på grunneierne, gjør jeg ingen antagelser rundt Utbyggers AS sitt avkastningskrav. Tabell 6.5 oppsummerer resultatene fra simuleringene med de nye, risikojusterte avkastningskravene.

SPOTPRISMODELLEN		FASTPRISMODELL M/VOLUMBINDING 60 %	
Forventet nåverdi	2 792 418	Forventet nåverdi	2 978 567
Standardavvik	3 257 175	Standardavvik	3 052 566
P(X < 0)	20 %	P(X < 0)	17 %
OVERSKUDDSDDELINGSMODELLEN 40 % LEIE		BRUTTOOMSETNINGSMODELLEN 15 % LEIE	
Forventet nåverdi	5 162 039	Forventet nåverdi	5 228 947
Standardavvik	1 702 123	Standardavvik	816 102
5 %-kvantil, P(X < x) = 5%	2 413 717	5 %-kvantil, P(X < x) = 5%	3 879 304

Tabell 6.5. Hovedresultatene MKV med risikojusterte avkastningskrav. Nåverdier og standardavvik i NOK.

## 6.2.2 Følsomhetsanalyser

NVE nevner utbyggingskostnader, fremtidig kraftpris og produksjon/tilsig som de viktigste risikomomentene for en småkraftutbygger. I tillegg til disse momentene ønsker jeg å belyse hvor sensitivt prosjektet er overfor endringer i avkastningskravet, variable kostnader og lånerenten. For modellene med Utbygger AS belyser jeg også endringer i leieandelen.

For å belyse usikkerheten i pris, ser jeg på endringer i prisøkningen fremover og standardavviket i denne trenden. Jeg finner at sistnevnte ikke er av signifikant betydning for noen av modellene, og inkluderer ikke denne videre. Tilsvarende fører ikke endringer i standardavviket til usikkerheten i produksjon til noen endringer av betydning. Derfor ser jeg ikke ytterligere på usikkerhet i produksjonen enn det jeg allerede har gjort gjennom simuleringene.

Jeg endrer de ulike variablene med  $\pm 20\%$  og illustrerer dette i et stjernerdiagram for hver av de fire modellene. Ved hjelp av et stjernerdiagram er det enkelt å se hvilke faktorer som er av størst betydning for nåverdien ved å se på helningen på kurvene i diagrammet. Det er imidlertid noen svakheter med en slik fremstilling, som belyst i avsnitt 4.3.1. Diagrammet



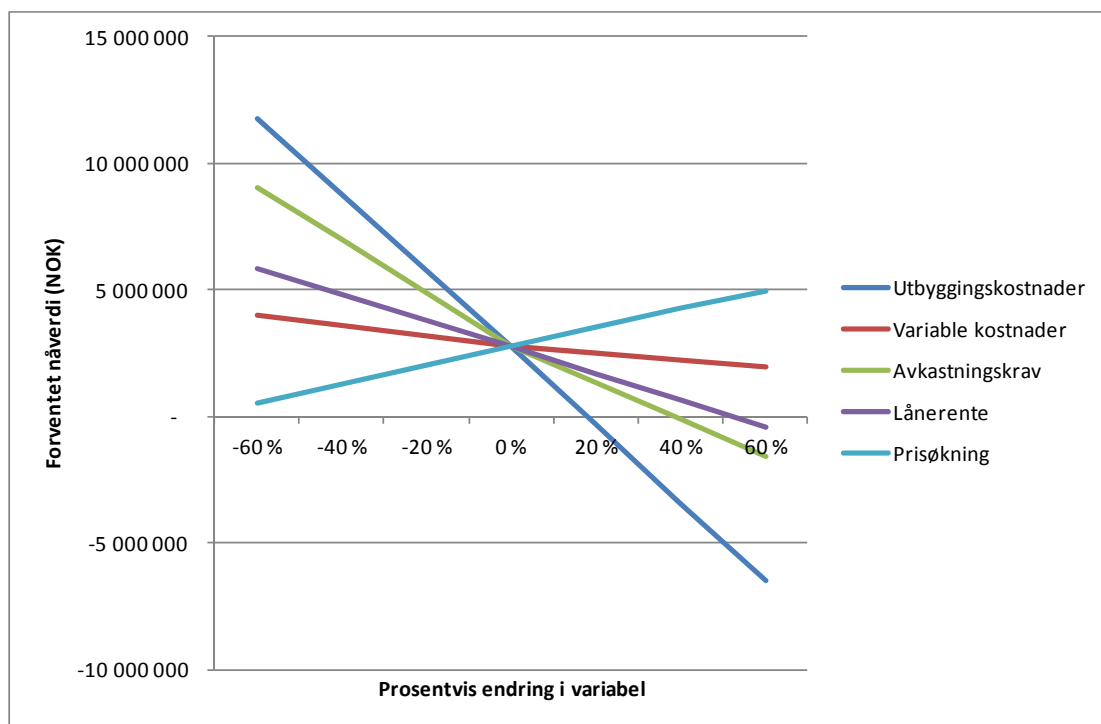
---

belyser kun endringer i én faktor av gangen og antar at dette ikke påvirker andre faktorer. Dette er en forenkling siden en endring i for eksempel utbyggingskostnadene også kan påvirke lånekostnaden gitt av banken eller hvilken rente Utbygger AS krever på sin investerte egenkapital. I analysene er det gjort antagelser rundt avkastningskravet. Følgelig er det viktig å belyse hvordan nåverdien vil avhenge av endringer i disse. Derfor inkluderes det også en nåverdiprofil for avkastningskravet. Likevel inkluderes avkastningskravet i stjernerdiagrammet for å indikere hvor viktig denne er for nåverdien i forhold til de andre variablene.

Jeg sammenligner de fire modellene ved hjelp av stjernerdiagrammene og nåverdiprofilene og undersøker om det er forskjeller i hvor sensitive de er overfor ulike endringer. Det gis en kort skjønnsmessig vurdering av hvor sannsynlige de ulike endringene er. I tillegg veier jeg prosjektene opp mot hverandre og finner grensen for når den ene modellen er bedre enn den andre.

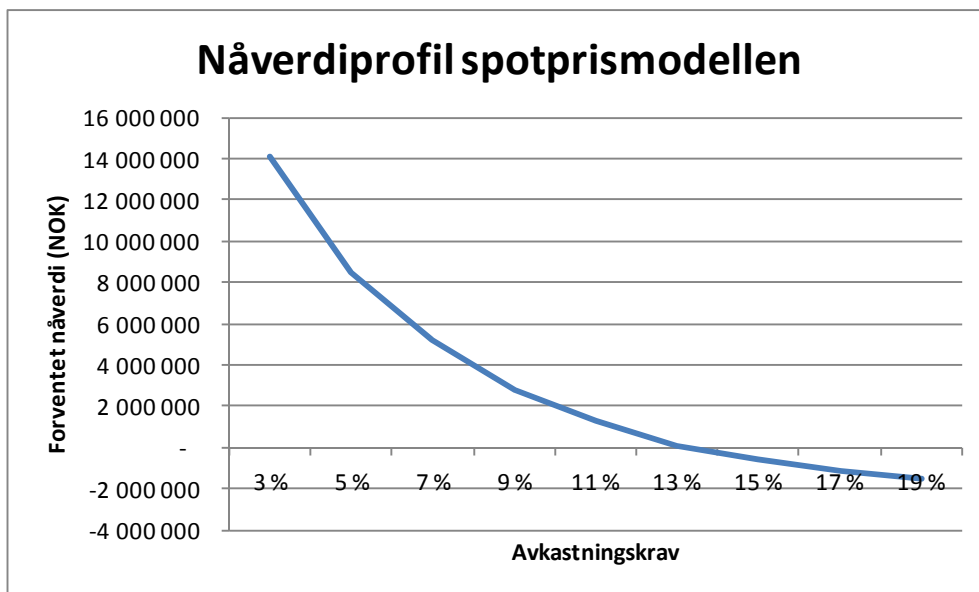
### **6.2.3 Spotprismodellen**

Med et avkastningskrav på 9%, får grunneiernes kontantstrøm en forventet nåverdi på 2,8 millioner kroner ved spotprismodellen. Resultatene fra simuleringene i modellen (se tabell 6.5) viser at sannsynligheten for en negativ nåverdi er nesten 20%. Stjernerdiagrammet i figur 6.8 gir et bilde av følsomhetsanalysen. Linjene er beregnet ved å endre én og én parameter 20% i begge retninger i simuleringsmodellen og simulere 1000 realisasjoner. Linjene er forlenget ut til  $\pm 60\%$  ved å anta lik endring som før de første 20%. Alle linjene her heller nedover med unntak av den for prisstigningen. Dette er fordi en økning i prisstigningen vil føre til en høyere nåverdi, mens en økning i en av de andre faktorene vil redusere nåverdien.



Figur 6.8. Følsomhetsanalyse for spotprismodellen for MKV.

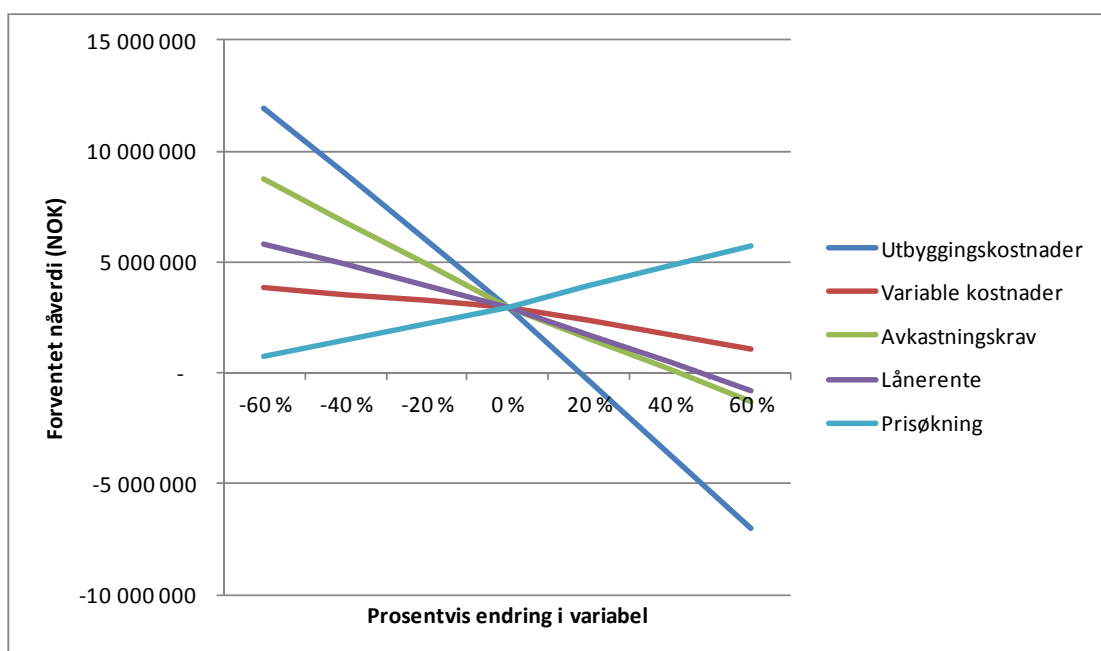
Nåverdien er mest følsom overfor prosjektets utbyggingskostnader. En økning på under 20% vil føre til en negativ forventet nåverdi. En slik økning i kostnadene er ifølge NVEs veileder ikke å regne som usannsynlig. Landkreditt Bank oppgir at de krever at det er tatt høyde for 10-20% budsjettsprikk i tillegg til uforutsette poster i budsjettet for å gi finansiering til småkraftverk. Etter utbyggingskostnadene er det avkastningskravet som har mest å si for nåverdien. Denne faktoren er også illustrert i nåverdiprofilen i figur 6.9. Her er punktene på kurven funnet ut fra simuleringer for hvert avkastningskrav. Fra denne figuren kan man se at prosjektets internrente blir på litt i overkant av 13%. Lånerenten er også av stor betydning for nåverdien, hvor en 50% økning i renten fører til negativ forventet nåverdi. Lånerenten kan stige betydelig ved makroøkonomiske endringer eller ved høyere risikopåslag som følge av økte utbyggingskostnader eller fallende energipriser. Deretter følger prisøkningen og variable kostnader. Prisøkningen fremover må reduseres fra 2,2% til omtrent 0,8% for at grunneierne skal oppnå en negativ forventet nåverdi. Dette representerer et kraftig reelt prisfall i kraftprisen. Det virker rimelig at de variable kostnadene har lite å si siden vannkraft er en produksjonsform forbundet med svært lave variable kostnader.



Figur 6.9. Nåverdiprofil for spotprismodellen for MKV.

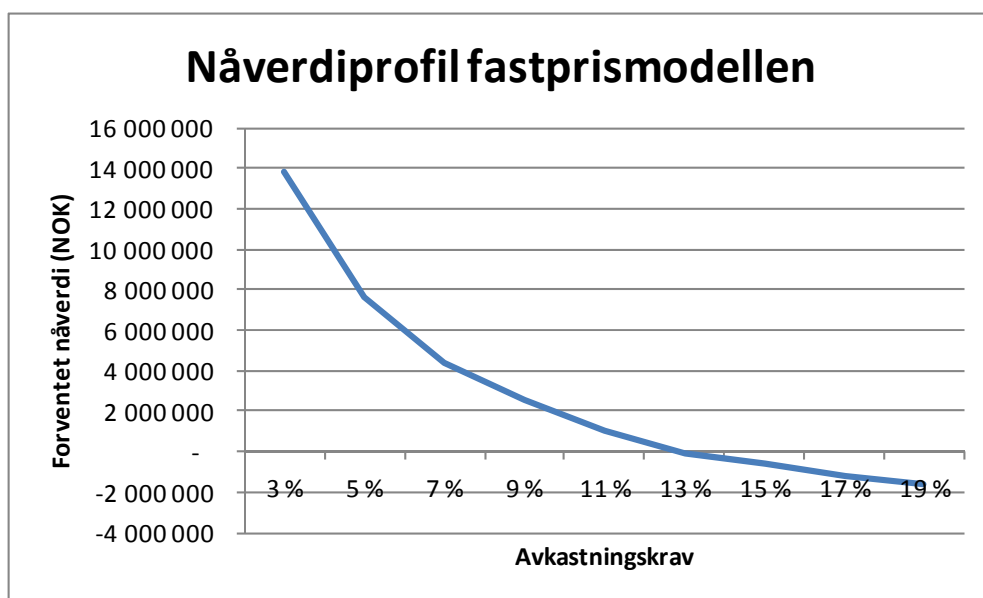
## 6.2.4 Fastprismodellen med volumbinding

Med et avkastningskrav på 8,5%, får denne modellen en forventet nåverdi på 3,0 millioner kroner. Sannsynligheten for en negativ nåverdi er på 17%, se tabell 6.5. Resultatet fra følsomhetsanalysen er oppsummert i figur 6.10.



Figur 6.10. Følsomhetsanalyse for fastprismodellen for MKV.

Rekkefølgen på hvilke faktorer nåverdien er mest følsom overfor er helt tilsvarende som for spotprismodellen. Nåverdien er mest sensitiv overfor endringer i utbyggingskostnaden og minst sensitiv overfor endringer i variable kostnader. Mens fastprismodellen er noe mer sensitiv overfor utbyggingskostnaden enn spotprismodellen, virker det som det er motsatt for avkastningskravet. Sistnevnte er det derimot bedre å illustrere med en nåverdiprofil, som gjort i figur 6.11. Denne har samme form som for spotprismodellen, men ligger så vidt under. Det vil si at med samme avkastningskrav kommer spotprismodellen bedre ut. Internrenten for denne modellen blir på litt under 13%. Det virker derfor som de to modellene er omtrent like følsomme overfor endringer i avkastningskravet. Fastprismodellen er noe mer sensitiv overfor endringer i variable kostnader og prisøkningen, mens det er omtrent likt for lånerenten i de to modellene.

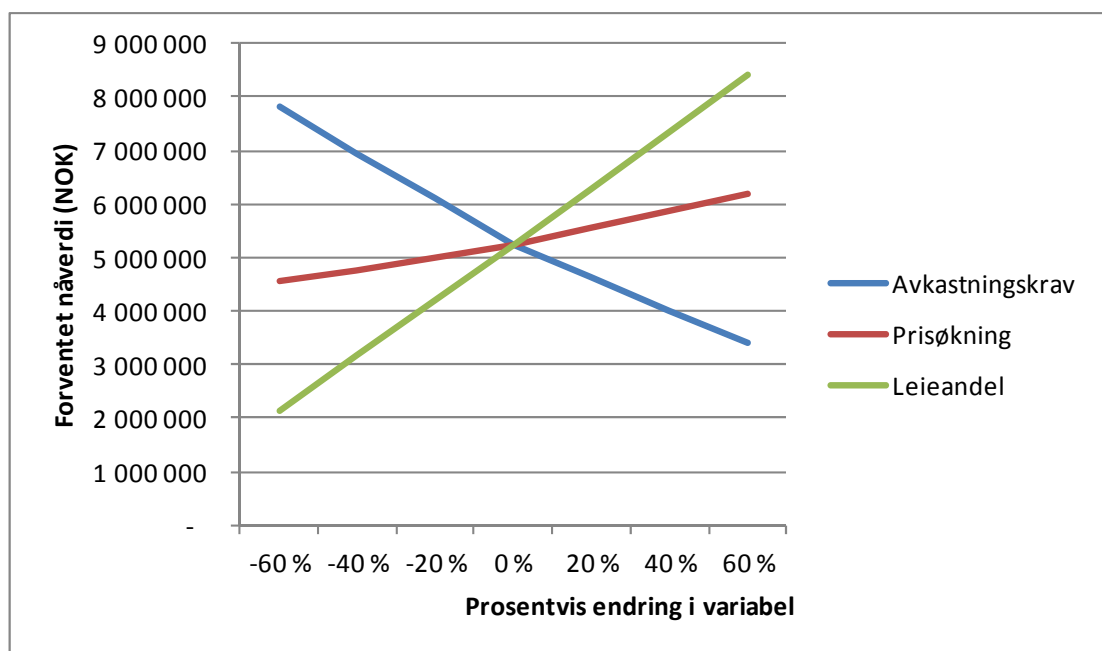


Figur 6.11. Nåverdiprofil for fastprismodellen for MKV.

Neddiskontert med de valgte avkastningskravene virker fastprismodellen med 60% volumbinding så vidt bedre enn spotprismodellen siden den oppnår en høyere forventet nåverdi. Den er derimot noe mer sensitiv overfor endringer i variable kostnader, prisøkning og utbyggingskostnader. Siden de valgte avkastningskravene påvirker nåverdien i så stor grad, kan jeg ikke trekke en klar konklusjon på om det er best for grunneierne å inngå en fastprisavtale med volumbinding eller å selge til spotpris.

## 6.2.5 Bruttoomsetningsmodellen

For denne modellen påvirker ikke endringer i utbyggingskostnader, variable kostnader eller lånerente grunneiernes nåverdi, og det gir derfor ikke mening å se på disse her. Derimot inkluderer jeg usikkerheten i andelen av bruttoomsetningen grunneierne mottar i leie. Resultatene vises i stjernerdiagrammet i figur 6.12.



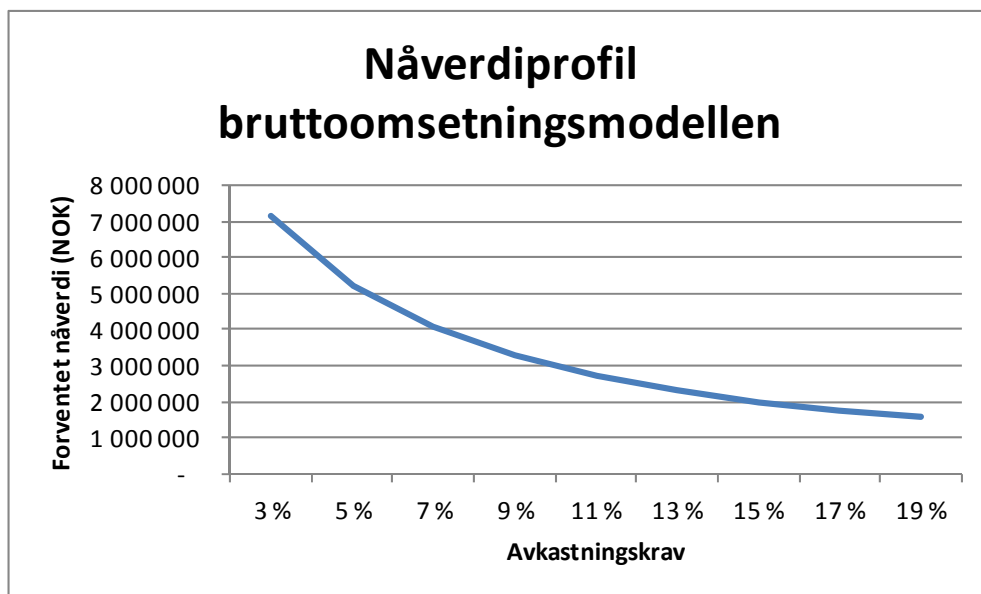
Figur 6.12. Følsomhetsanalyse for bruttoomsetningsmodellen for MKV.

Ved å neddiskontere grunneiernes kontantstrøm med 5%, fikk jeg en forventet nåverdi på 5,2 millioner kroner. Jeg har her antatt en leieinntekt på 15% av bruttoomsetningen. Fra følsomhetsanalysene finner jeg, ikke overraskende, at nåverdien er mest sensitiv overfor endringer i denne leieinntektsandelen. Hvis andelen halveres til rundt 8%, blir forventet nåverdi for bruttoomsetningsmodellen like god som spotprismodellen og fastprismodellen. Det er stor usikkerhet knyttet til hvilken leie grunneierne kan oppnå i en slik avtale, men samtidig er denne avklart før de tar investeringsbeslutningen.

Fra følsomhetsanalysen er det klart at nåverdien i bruttoomsetningsmodellen ikke er like sensitiv overfor endringer i avkastningskravet som de to tidligere modellene. Nåverdies sensitivitet er ytterligere beskrevet ved nåverdiprofilen i figur 6.13. Denne kurven er betraktelig slakere enn for modellene uten Utbygger AS, og man må opp i hele 10%

avkastningskrav for å få samme forventede nåverdi som spotpris- og fastprismodellene. Hvilket alternativ som er det beste for grunneierne, er derfor vesentlig mer avhengig av avkastningskravet til disse modellene enn for bruttoomsetningsmodellen. Siden grunneierne her ikke foretar noen investeringer, kan denne modellen aldri få negativ nåverdi.

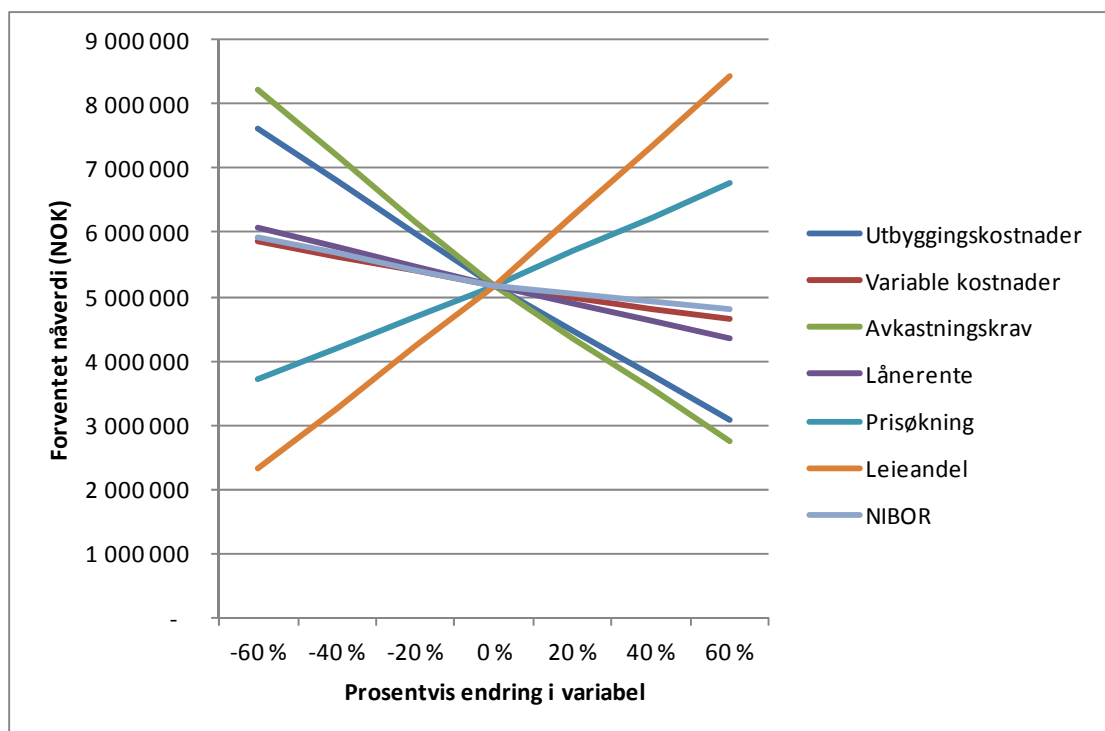
Bruttoomsetningsmodellen er mindre sensitiv overfor endringer i prisnivået fremover enn det spotprismodellen er. Dette resultatet virker rimelig siden grunneierne for eksempel bare får deler av den oppsiden prosjektet nyter hvis prisnivået skulle stige, siden de kun mottar en andel av omsetningen.



Figur 6.13. Nåverdiprofil for bruttoomsetningsmodellen for MKV.

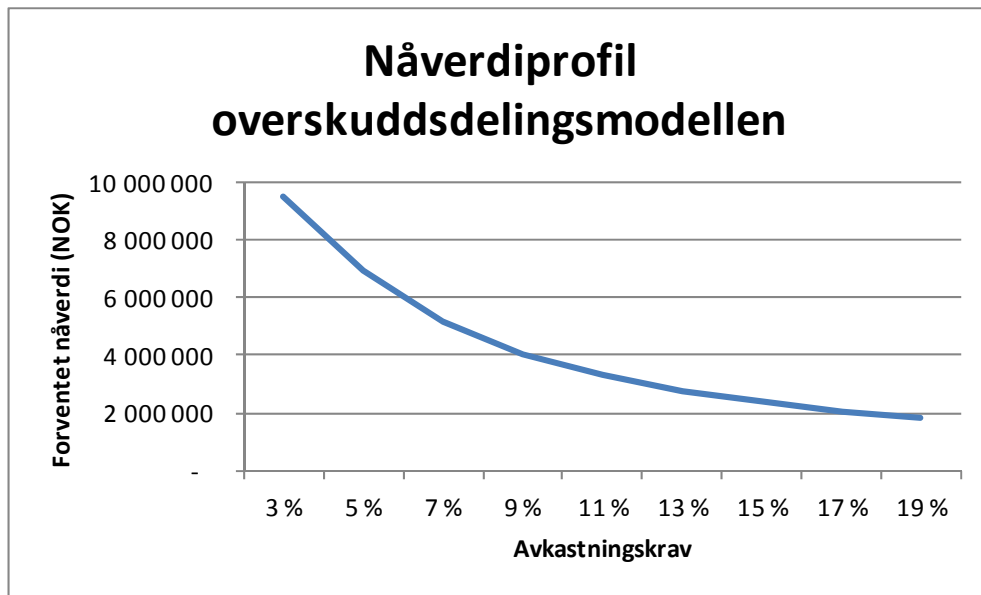
## 6.2.6 Overskuddsdelingsmodellen

For denne modellen gir et avkastningskrav på 7% en forventet nåverdi på 5,2 millioner kroner, det vil si tilsvarende som bruttoomsetningsmodellen. For denne modellen belyser jeg alle faktorene som for spotprismodellen og fastprismodellen, i tillegg til andelen av overskuddet grunneierne mottar i leieinntekt og NIBOR. Endringer i sistnevnte vil påvirke renten Utbygger AS tar på sin investerte egenkapital. Følsomhetsanalysen er vist i figur 6.14.



Figur 6.14. Følsomhetsanalyse for overskuddsdelingsmodellen for MKV.

Som for bruttoomsetningsmodellen, er grunneiernes nåverdi mest sensitiv overfor leieandelen. Hvis denne halveres, det vil si til i overkant av 20%, får overskuddsdelingsmodellen omtrent samme forventede nåverdi som spotpris- og fastprismodellen. Dette betyr at den er like sensitiv overfor endringer i leieandelen som bruttoomsetningsmodellen. For denne modellen virker det ut fra stjernerdiagrammet som at avkastningskravet er av større betydning enn utbyggingskostnaden, det vil si motsatt av de tidligere modellene. Nåverdien er også betydelig mindre sensitiv overfor utbyggingskostnadene enn spotpris- og fastprismodellene. Dette virker rimelig siden det ikke er grunneierne, men Utbygger AS, som investerer i kraftverket. I tillegg har Utbygger AS en lavere investeringskostnad og behov for å låne en mindre andel av investeringen. Grunneierne påvirkes av økte utbyggingskostnader gjennom økte renter og avkastning på Utbygger AS sin investerte egenkapital. Virkningen av endringer i avkastningskravet er ytterligere illustrert i nåverdiprofilen i figur 6.15. Denne har lik form som nåverdiprofilen til bruttoomsetningsmodellen, men kurven ligger hele tiden litt over. For denne modellen må avkastningskravet stige til rundt 12% for å bli like god som spotpris- og fastprismodellene. Også for denne modellen blir derfor grunneiernes valg mer avhengig av avkastningskravet til de to andre modellene.



Figur 6.15. Nåverdiprofil for overskuddsdelingsmodellen for MKV.

Nåverdien er mer sensitiv overfor endringer i prisøkningen, fulgt av lånerenten foran variable kostnader. Endringer i NIBOR har omtrent like mye å si som endringer i variable kostnader. Slik som for utbyggingskostnaden, er nåverdien også mindre sensitiv for endringer i disse faktorene i overskuddsdelingsmodellen enn i de to modellene uten samarbeid med Utbygger AS. Prisøkning er derimot av større betydning for overskuddsdelingsmodellen enn for bruttoomsetningsmodellen. Disse resultatene virker fornuftige siden grunneierne har en større prosentandel i leieinntekter i overskuddsdelingsmodellen enn i bruttoomsetningsmodellen, men selvsagt mindre enn når de bygger ut selv. En økning i for eksempel lånerenten er derfor av større betydning da enn for overskuddsdelingsmodellen.

Med de valgte avkastningskravene er bruttoomsetningsmodellen og overskuddsmodellen like gode. En endring i avkastningskravene eller leieinntektsandelen for en av modellene vil endre dette forholdet.

## 6.2.7 Oppsummering del 2

I denne delen har jeg sammenlignet de ulike modellene ved bruk av risikojusterte avkastningskrav. Ved å se på den forventede nåverdien er det helt klart mest lønnsomt for



grunneierne å inngå en avtale med Utbygger AS, som illustrert i tabell 6.6, men dette avhenger betydelig av hvilke leieinntektsandel de oppnår. Hvis grunneierne velger å bygge ut selv, tyder resultatene på at det kan lønne seg å inngå en fastprisavtale med volumbinding. Her er det imidlertid ingen klar trend.

Modell	Nåverdi (MNOK)
Spotprismodellen	2,8
Fastprismodellen med 60% volumbinding	3,0
Bruttoomsetningsmodellen (15% leie)	5,2
Overskuddsdelingsmodellen (40% leie)	5,2

Tabell 6.6. Oppsummering nåverdi med risikojusterte avkastningskrav.

Ifølge følsomhetsanalysene er forventet nåverdi mest avhengig av utbyggingskostnadene og avkastningskravet, og deretter lånerenten og prisøkningen fremover når grunneierne bygger ut selv. Når grunneierne leier ut fallrettene, er deres nåverdi mest avhengig av leieinntektsandelen og så avkastningskravet. Bruttoomsetningsmodellen påvirkes ikke av endringer i kostnadsnivået, som utbyggingskostnadene eller lånerenten. Overskuddsdelingsmodellen påvirkes av slike endringer, men betydelig mindre enn modellene hvor grunneierne bygger ut selv.

### 6.3 Del 3: Hva hvis prosjektet er mer lønnsomt?

Jeg har foreløpig kommet frem til anbefalinger for hva en grunneier burde gjøre ved et marginalt lønnsomt prosjekt. I denne delen av analysen undersøker jeg om disse endres ved et mer lønnsomt prosjekt. Jeg undersøker derfor hvordan prosjektene ville utviklet seg hvis jeg så på to kraftverk med utbyggingskostnader på kun 2,4 kr/kWh. Siden det er mer lønnsomme prosjekter, nedjusterer jeg her lånekostnaden med et halvt prosentpoeng til 5,5%.

I tillegg nedjusteres påslaget Utbygger AS krever i tillegg til NIBOR på sin egenkapital i overskuddsdelingsmodellen til 1,5%. Ellers er de to prosjektene helt like. Den profesjonelle utbyggeren vil få utbyggingskostnader på 2,0 kr/kWh og en lånekostnad på 5%.

Jeg sammenligner modellene ved hjelp av risikofri rente, som i del 1, og med risikojusterte avkastningskrav, som i del 2. På sistnevnte del ser jeg, som i del 2, kun på MKV. Her nedjusteres avkastningskravene fra del 2 noe på grunn av den økte lønnsomheten av prosjektene, som medfører svært lav sannsynlighet for både en negativ nåverdi på prosjektene og konkurs på grunn av dårlig likviditet de første årene. Reduksjonen i nedsiderisiko medfører at grunneierne vil akseptere en lavere avkastning. Det er ikke aktuelt å belyse likviditetsaspektet i denne delen av analysen når prosjektene er så lønnsomme. Dette kan illustreres ved at sannsynligheten for negativ kontantstrøm i 2013 kun er på omtrent 1% for fastprismodellen uten volumbinding for HKV, som var den modellen som kom dårligst ut likviditetsmessig i del 1. Jeg gjennomfører heller ikke følsomhetsanalyser for denne delen, siden disse trolig vil ha samme trender som for de mindre lønnsomme prosjektene.

### 6.3.1 Spotprismodellen

Når prosjektene er mer lønnsomme, stiger den forventede nåverdien rimeligvis kraftig. For spotprismodellen neddiskontert med risikofri rente er forventet nåverdi for HKV nå 14,8 millioner kroner, og for MKV er den 23,6 millioner kroner, som vist i tabell 6.7. Da kraftverkene var mindre lønnsomme, var disse på henholdsvis 7,7 og 14,1 millioner kroner. Standardavvikene er ikke endret som følge av den økte lønnsomheten. Risikoen for negativ nåverdi er derimot betydelig redusert og er under 0,2% for begge kraftverkene.

SPOTPRISMODELLEN			
HKV		MKV	
Avkastningskrav	Risikofri rente	Risikofri rente	Risikojustert rente
Forventet nåverdi	14 778 761	23 574 111	10 510 350
Standardavvik	5 174 341	7 512 660	3 614 857
P(X < 0)	0,13 %	0,03 %	0,10 %
5%-kvantil, P(X < x) = 5%	5 900 597	10 949 541	4 435 574

Tabell 6.7. Hovedresultatene for spotprismodellen del 3. Alle størrelser i NOK hvis ikke annet er oppgitt.

Den reduserte utbyggingskostnaden og lånerenten påvirker prosjektet og fører til at nedsiderisikoen blir betydelig mindre. For eksempel har risikoen for negativ nåverdi for HKV blitt redusert fra 6,6% til 0,1%. Derfor nedjusterer jeg avkastningskravet for spotprismodellen med ett prosentpoeng til 8%. For MKV blir da forventet nåverdi omtrent 10,5 millioner kroner.

### 6.3.2 Fastprismodellen med volumbinding

Som da kraftverkene var mindre lønnsomme, synker både risiko og avkastning når andelen bundet i fastprisavtalen øker, som illustrert i tabell 6.8. Reduksjonen i forventet nåverdi er tilnærmet den samme som før i forhold til spotprismodellen for begge kraftverkene. Dette representerer da en lavere prosentvis reduksjon. Reduksjonen i standardavviket er tilsvarende som tidligere.

FASTPRISMODELL M/VOLUMBINDING					
Avkastningskrav	HKV		MKV		
	Risikofri rente		Risikofri rente		Risikojustert
Andel bundet i fastprisavtale	40 %	100 %	40 %	100 %	60 %
Forventet nåverdi	14 425 318	13 935 545	23 370 976	22 332 136	10 910 050
Standardavvik	4 866 822	4 431 489	7 065 367	6 494 284	3 286 793
P(X < 0)	0,07 %	0,07 %	0,07 %	0,00 %	0,00 %
5%-kvantil, P(X < x) = 5%	6 332 553	6 822 666	11 596 333	11 478 548	5 298 812

Tabell 6.8. Hovedresultatene for fastprismodellen med volumbinding del 3.  
Alle størrelser i NOK hvis ikke annet er oppgitt.

Fastprismodellen påvirkes, som spotprismodellen, mye av endringer i utbyggingskostnadene og lånekostnaden. Reduksjonen i nedsiderisikoen er tilsvarende som den for spotprismodellen. Derfor nedjusterer jeg også avkastningskravet for denne modellen med ett prosentpoeng til 7,5%. Forventet nåverdi for MKV blir da 10,9 millioner kroner, så vidt høyere enn for spotprismodellen. Som tidligere blir det derfor vanskelig å trekke en konklusjon om det er best for grunneierne å inngå en fastprisavtale eller å selge til spotpris. Da prosjektet var mindre lønnsomt, kunne det hende at banken stilte strenge krav til volumbinding. Bankene stiller gjerne mindre eller ingen krav til volumbinding når prosjektet er mer lønnsomt.

### 6.3.3 Fastprismodellene uten volumbinding

Også for disse avtalene synker risiko og avkastning når andelen bundet i fastprisavtalen øker. Avkastningen synker omtrent like mye som for de mindre lønnsomme kraftverkene for avtalen som gjelder for hele investeringsperioden, det vil si at det er en lavere prosentvis reduksjon. For fastprisavtalen som ikke reforhandles etter fem år, er det en noe lavere absolutt reduksjon i forventet nåverdi for begge kraftverkene. Reduksjonen i standardavviket er tilsvarende som tidligere for begge modellene. Konklusjonen om å forkaste blir lik som før.

### 6.3.4 Modellene med Utbygger AS

Bruttoomsetningsmodellen blir helt lik som for de mindre lønnsomme kraftverkene, men her kan grunneierne forvente å motta en høyere andel i leie på grunn av de reduserte utbyggingskostnadene. En realistisk antagelse kan ligge på 20-30%. For overskuddsdelingsmodellen kan grunneierne også forvente en høyere leieinntekt. Her kan en realistisk antagelse ligge på 50-55%. Økningen blir trolig ikke større siden grunneierne allerede får ta del i fordelene den lave utbyggingskostnaden representerer, slik som lavere lånerente og lavere avkastning på Utbygger AS sin egenkapital. Resultatene er oppsummert i tabell 6.9.

BRUTTOOMSETNINGSMODELLEN				
	HKV		MKV	
Avkastningskrav	Risikofri rente	Risikofri rente	Risikojustert	
Andel i leie	25 %	25 %	30 %	
Forventet nåverdi	8 047 822	11 686 822	10 537 287	
Standardavvik	1 300 580	1 888 192	1 642 393	
5%-kvantil, $P(X < x) = 5\%$	5 893 998	8 585 848	7 918 875	
OVERSKUDDSEDELINGSMODELLEN				
	HKV		MKV	
Avkastningskrav	Risikofri rente	Risikofri rente	Risikojustert	
Andel i leie	50 %	50 %	55 %	
Forventet nåverdi	10 081 853	15 426 818	10 612 558	
Standardavvik	2 649 428	3 941 323	2 539 558	
5%-kvantil, $P(X < x) = 5\%$	5 844 713	9 105 385	6 402 477	

Tabell 6.9. Hovedresultatene for modellene med Utbygger AS del 3. Alle størrelser i NOK hvis ikke annet er oppgitt.

---

For begge modellene med avtaler med Utbygger AS går grunneierne glipp av flere millioner kroner i forhold til det de gjorde da prosjektene var mindre lønnsomme. Derimot oppnår de en høyere andel av den forventede nåverdien ved spotprismodellen. Årsaken til dette er at de har sterkere forhandlingskraft overfor utbygger siden de har et bedre potensielt prosjekt. På grunn av den harde konkurransen i markedet for profesjonelle utbyggere, sitter grunneierne igjen med størstedelen av fordelene ved å ha et gunstig prosjekt.

Siden bruttoomsetningsmodellen ikke påvirkes av de reduserte utbyggingskostnadene, forblir det risikjusterte avkastningskravet på 5%. Da får grunneierne i MKV en forventet nåverdi på 10,5 millioner kroner hvis de mottar 30% leie. Overskuddsdelingsmodellen derimot, påvirkes av endringer i både utbyggingskostnader og lånerenten, men ikke like mye som spotpris- og fastprismodellene. I tillegg vil ikke grunneiernes nedsiderisiko påvirkes her siden de ikke kan motta en negativ nåverdi. Derfor nedjusteres dette avkastningskravet kun med et halvt prosentpoeng til 6,5%. Hvis grunneierne mottar 55% av overskuddet i leieinntekter, blir den forventede nåverdien her på 10,6 millioner kroner, det vil si tilnærmet det samme som for bruttoomsetningsmodellen. Det er naturlig at grunneierne blir tilbudt andeler i de to avtalene slik at de blir like gode.

### 6.3.5 Oppsummering del 3

Når prosjektene blir mer lønnsomme, er risikoen, representert ved standardavviket, lik som før for spotpris- og fastprismodellene neddiskontert med risikofri rente. Den absolutte reduksjonen i forventet nåverdi i fastprismodellene når andelen bundet til fastpris øker, er også tilnærmet den samme. Konklusjonen om forkastning av fastprismodellene uten volumbinding holder derfor fremdeles. Forholdet mellom spotprismodellen og fastprismodellen med volumbinding er relativt likt som før neddiskonteringen med risikjusterte avkastningskrav. Det kan ikke trekkes klare konklusjoner mellom de to, men resultatene heller i retning av fastprismodellen med volumbinding.

Siden prosjektenes lønnsomhet øker, kan grunneierne forvente å få en høyere andel i leieinntekter i bruttoomsetningsmodellen og overskuddsdelingsmodellen. Likevel er det ikke lenger klart om grunneierne burde inngå en avtale med Utbygger AS, slik det var for det marginalt lønnsomme prosjektet. Denne forskjellen mellom prosjektene er illustrert i tabell

6.10. Her fremstår alle modellene omtrent like gunstige for grunneierne. Årsaken til dette er at de mer lønnsomme prosjektene ikke innebærer like stor risiko for grunneierne.

Nåverdi (MNOK)	Marginalt lønnsomt	Lønnsomt
Spotprismodellen	2,8	10,5
Fastprismodellen med 60% volumbinding	3,0	10,9
Bruttoomsætningsmodellen (15 og 30% leie)	5,2	10,5
Overskuddsdelingsmodellen (40 og 55% leie)	5,2	10,6

Tabell 6.10. Oppsummering nåverdi med risikojusterte avkastningskrav.

## 7. Oppsummering og konklusjon

### 7.1 Hvilke alternativer har en grunneier, og hvilke lønner det seg å velge?

Grunneiere med fallretter kan gå sammen og bygge ut kraftverket selv eller inngå et samarbeid med et profesjonelt utbyggingsselskap. Hvis grunneierne velger sistnevnte alternativ, fremleier de fallrettene til utbyggeren, som da står for selve prosjektet. Grunneierne mottar en leie som en fast prosentandel av enten bruttoomsetningen eller overskuddet etter kraftverksspesifikke skatter.

Hvis grunneierne velger å bygge ut på egen hånd, kan de drive prissikring ved å inngå fastprisavtaler med eller uten volumbinding. Alternativet er å selge til spotpris. En fastprisavtale *med* volumbinding reduserer både forventet avkastning og risiko noe i forhold til å selge til spotpris. Reduksjonen i forventet avkastning skyldes transaksjonskostnader forbundet med å selge til fastpris. Det er en relativt beskjeden reduksjon i risiko på grunn av at grunneierne fremdeles er eksponert for volumrisiko. Denne volumrisikoen er også årsaken til at likviditeten i en slik modell ikke er bedret i forhold til når grunneierne selger til spotpris, i motsetning til en vanlig oppfatning hos blant annet flere finansieringskilder. Likevel fremstår denne avtalen som et godt alternativ til å selge til spotpris. Fastprisavtalene *uten* volumbinding derimot, lønner seg ikke for grunneierne siden motparten i avtalen vil ta seg godt betalt for å bære volumrisikoen.

Når kraftverket er marginalt lønnsomt i forhold til utbyggingskostnadene, finner jeg at det lønner seg for grunneierne å inngå et samarbeid med en profesjonell utbygger selv om de må dele overskuddet med utbyggeren. Årsaken til dette er den store reduksjonen i risiko for grunneierne forbundet med en slik avtale. Når kraftverket derimot blir mer lønnsomt, oppnår grunneierne samme forventede nåverdi ved å bygge ut selv og ved å inngå en avtale. Valget her vil da avhenge av de enkelte grunneiernes preferanser.

## 7.2 Hvor robust er lønnsomheten?

Lønnsomheten i utbyggingen av et småkraftverk er klart mest avhengig av utbyggingskostnadene. Ved et i utgangspunktet lønnsomt prosjekt kreves det derfor relativt store endringer i variablene før prosjektet får en negativ forventet nåverdi.

Etter utbyggingskostnadene finner jeg at forventet nåverdi er mest avhengig av avkastningskravet, fulgt av lånerenten og prisøkningen fremover.

Når grunneierne inngår en avtale med et profesjonelt utbyggingselskap, er deres forventede nåverdi mye mindre avhengig av endringer i slike underliggende prosjektvariabler. Mens overskuddsdelingsmodellen påvirkes noe av slike endringer i kostnadsnivået, påvirkes ikke bruttoomsetningsmodellen i det hele tatt.

## 7.3 Forenklinger i analysene

Underveis i modellen og analysen har jeg gjort visse forenklinger, som jeg nå vil kommentere.

For det første har jeg kun belyst noen risikomomenter. Elementer som usikkerhet i konsesjonsbehandlingen og nettilkoblingen samt politisk risiko, klimaendringer, regulatoriske endringer og endringer i balansen mellom tilbud og etterspørsel i kraftmarkedet er for eksempel ikke med i modellen. Dette er hovedsakelig fordi disse er vanskelige å kvantifisere, samtidig som flere av disse vil variere ekstremt fra kraftverk til kraftverk blant annet på grunnlag av geografisk beliggenhet.

I tillegg har jeg flere steder i modellen brukt historiske data til å lage prognoser for fremtiden. Det er ikke sikkert at historisk observerte sammenhenger også vil gjelde i fremtiden, og dette kan derfor slå feil ut i modellen. Dette gjelder for eksempel for historisk variasjon mellom system- og områdepris, og hvordan prisen varierer i løpet av et år. Sistnevnte kan for eksempel endres hvis vi får en storstilt utbygging av nye kraftprosjekter hovedsakelig fra små kraftverk uten magasiner eller annen uregulerbar produksjon. Da vil mer produksjon bli innfaset i markedet i sommerhalvåret og føre til ytterligere press på sommerprisene. Et annet forhold som er av betydning her er fremtidig utbygging av



overføringskapasitet til de andre nordiske landene, Storbritannia og kontinentet. Mens norsk produksjon er meget fleksibel på grunn av dominansen av vannkraft med magasiner, er kraftproduksjonen på kontinentet vesentlig mindre fleksibel. En økt overføringskapasitet kan derfor føre til nye mønstre i elektrisitetsprisene i Norge, som for eksempel store variasjoner innad i døgnet. I tillegg kan det føre til en lavere korrelasjon mellom pris og norsk produksjon, som har betydning for lønnsomheten av de ulike modellene for en småkraftprodusent, slik som belyst i denne masteroppgaven.

I analysene har jeg antatt at beslutningstakerne er rasjonelle aktører som velger type avtale kun ut fra hvor de får høyest avkastning og hvilken risikoeksponering de er villige til å utsette seg for. Dette gjenspeiler ikke virkeligheten i småkraftmarkedet fullt ut. De fleste utbyggingsselskapene jeg har snakket med mener at grunneierne i dag har blitt flinkere til å hente inn mer informasjon rundt mulighetene sine enn tidligere. Likevel er det ofte mange andre aspekter enn avkastning og risiko som spiller inn når de foretar en beslutning. Når det gjelder valget mellom å bygge ut selv eller inngå en avtale med en profesjonell utbygger, spiller aspekter som å føle et eierskap til kraftverket også inn. Ved valg mellom flere utbyggingsselskaper kan valget ofte avhenge av faktorer som muligheten til selv å få være med i prosjektet eller i hvilken grad de stoler på de ulike representantene fra selskapene.

## Bibliografi

Amundsen, P.-W., Grimstad, O., & Skumsvoll, H. (2012). *Representantforslag om norsk vannkraftpolitikk*. Oslo: Representanter.

Blåfall AS. (2012a). *Fastpris*. Hentet Mai 9, 2012 fra Blåfall.no:  
<http://www.blaafall.no/index.php/om/kraftogklima/fastpris>

Blåfall AS. (2012b). *Kraftpriser*. Hentet Mai 9, 2012 fra Blåfall.no:  
<http://www.blaafall.no/index.php/om/kraftogklima/kraftpriser>

Blåfall AS. (2012c). *Om oss*. Hentet April 20, 2012 fra Blåfall.no:  
<http://www.blaafall.no/index.php/om/>

Blåfall AS. (2012d). *Prosess: Slik jobber vi*. Hentet April 20, 2012 fra Blåfall.no:  
<http://www.blaafall.no/index.php/prosess>

Bodie, Z., Kane, A., & Marcus, A. J. (2009). *Investments*. New York: McGraw-Hill.

Brealey, R. M., Myers, S. C., & Marcus, A. J. (2012). *Fundamentals of Corporate Finance*. New York: McGraw-Hill/Irwin.

Burger, M., Graeber, B., & Schindlmayr, G. (2007). *Managing Energi Risk: An intergrated view on power and other energy markets*. Chichester: Wiley Finance.

Bøhren, Ø., & Gjærum, P. I. (2009). *Prosjektanalyse: Investering og finansiering*. Bergen: Fagbokforlaget.

ECgroup AS. (2009). *Hvor naturlig monopol er en kabel? Eierskap til utenriksforbindelser i et samfunnsøkonomisk perspektiv*. Oslo : ECgroup AS.

Econ Pöyry. (2008). *Provenyvirkninger av bunnfradrag for nye små vannkraftverk*. Hentet Mai 9, 2012 fra Småkraftforeninga.no: <http://kraftverk.net/downloadfile.php?blobId=10>

Econ Pöyry. (2007). *Vilkår for ny kraftproduksjon*. Oslo : Olje- og Energidepartementet .

Elvekraft AS. (2012a). *Hvordan arbeider vi?* Hentet April 20, 2012 fra Elvekraft.no:  
[http://elvekraft.no/vi\\_tilbyr/](http://elvekraft.no/vi_tilbyr/)

---

Elvekraft AS. (2012b). *Om oss*. Hentet April 20, 2012 fra Elvekraft.no:

[http://elvekraft.no/om\\_elvekraft/](http://elvekraft.no/om_elvekraft/)

Eydeland, A., & Wolyniec, K. (2003). *Energy and Power Risk Management: New developments in modeling, pricing and hedging*. Hoboken: John Wiley & Sons.

Finansdepartementet. (1996). *Grønne skatter - en politikk for bedre miljø og høy sysselsetting*. Hentet Mai 23, 2012 fra Regjeringen.no:

<http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/dok/nouer/1996/nou-1996-9/19.html?id=340449>

Finansdepartementet. (2000). *Skattlegging av petroleumsvirksomhet*. Hentet Mai 23, 2012 fra Regjeringen.no: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/dok/nouer/2000/nou-2000-18/12/2.html?id=359893>

Fjellkraft AS. (2012). *Om Fjellkraft*. Hentet April 21, 2012 fra Fjellkraft.no:

<http://www.fjellkraft.no/index.php?content=103>

Idsø, J. (2012). *Småkraft og regionaløkonomisk vekst*. Sogndal: Høgskulen i Sogn- og Fjordane.

Landbruks- og matdepartementet. (1995). *Lov om jord (Jordlova)*. Hentet Mai 18, 2012 fra Lovdata.no: <http://www.lovdata.no/all/hl-19950512-023.html#1>

Landkreditt Bank. (2012a). *Finansiering*. Hentet Mai 21, 2012 fra Landkredittbank.no:

<https://www.landkredittbank.no/bedrift/prislister/lan/>

Landkreditt Bank. (2012b). *Kassekreditt*. Hentet Mai 21, 2012 fra Landkredittbank.no:

<https://www.landkredittbank.no/bedrift/finansiering/kassekreditt/>

Landkreditt Bank. (2012c). *Planer om kraftverk?* Hentet Mai 21, 2012 fra

Landkredittbank.no: <https://www.landkredittbank.no/bedrift/kraftverk/kraftverk/>

McDonald, R. L. (2006). *Derivatives Markets*. Boston: Pearson Education.

NASDAQ OMX Commodities. (2012a). *Market Summary*. Hentet April 15, 2012 fra Nasdaqomxcommodities.com:

[http://www.nasdaqomxcommodities.com/trading/marketprices/market\\_summary/](http://www.nasdaqomxcommodities.com/trading/marketprices/market_summary/)

NASDAQ OMX Commodities. (2012b). *Markets*. Hentet April 15, 2012 fra Nasdaqomxcommodities.com: <http://www.nasdaqomxcommodities.com/trading/markets/>

NASDAQ OMX Commodities. (2012c). *Product Specification*. Hentet April 15, 2012 fra Nasdaqomxcommodities.com:

<http://www.nasdaqomxcommodities.com/trading/productspecification/power/>

Nena. (2012). *Electricity Certificates Outlook 2012-2035*. Oslo: Nena.

Nilsen, J. (2011a). - *Myndighetene må avklare egen politikk*. Hentet Mai 14, 2012 fra Teknisk Ukeblad: <http://www.tu.no/energi/2011/10/14/-myndighetene-ma-avklare-egen-politikk>

Nilsen, J. (2011b). *Vil ha større kraftverk*. Hentet Mai 14, 2012 fra Teknisk Ukeblad: <http://www.tu.no/energi/2011/10/14/vil-ha-storre-vannkraftverk>

Norges Bank. (2012a). *NIBOR. Daglige noteringer av nominell rente*. Hentet Mai 3, 2012 fra Norges-bank.no: <http://www.norges-bank.no/no/prisstabilitet/rentestatistikk/nibor-nominell-rente-daglige-noteringer/>

Norges Bank. (2012b). *Statsobligasjoner: Årsgjennomsnitt*. Hentet April 15, 2012 fra Norges-bank.no: <http://www.norges-bank.no/no/prisstabilitet/rentestatistikk/statsobligasjoner-rente-arsgjennomsnitt-av-daglige-noteringer/>

Norges Småkraftverk AS. (2012). *Vårt formål - lokal verdiskapning skal forbli lokalt*. Hentet April 21, 2012 fra Smaakraftverk.net: <http://www.smaakraftverk.net/hXGXym2RnO39.7.idium>

NVE. (2012a). *Elsertifikater*. Hentet Mars 17, 2012 fra NVE.no: <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Elsertifikater/>

NVE. (2012b). *Nye rutiner for behandling av søknader om konsesjon for småkraft*. Hentet Mai 8, 2012 fra NVE.no: <http://www.nve.no/PageFiles/4211/Overordnede%20saksbehandlingsrutiner%20for%20behandling%20av%20sm%C3%A5kraftverk.pdf>

- 
- NVE. (2012c). *Program for små vannkraftverk*. Hentet Juni 4, 2012 fra NVE.no:  
<http://www.nve.no/no/Energi1/Fornybar-energi/Vannkraft/Smaakraftverk/>
- NVE. (2012d). *Ressurskartlegging små vannkraftverk*. Hentet Mars 17, 2012 fra NVE.no:  
<http://www.nve.no/no/Energi1/Fornybar-energi/Vannkraft/Ressurskartlegging/>
- NVE. (2012e). *Vannkraft*. Hentet Mars 17, 2012 fra NVE.no:  
<http://www.nve.no/no/Energi1/Fornybar-energi/Vannkraft/>
- NVE. (2010). *Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk*. Oslo: NVEs hustrykkeri.
- Olje- og energidepartementet. (2012). *Hva er elsertifikater?* Hentet April 28, 2012 fra Regjeringen.no: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/tema/fornybar-energi/hva-er-gronne-sertifikater.html?id=517462>
- Olje- og energidepartementet. (2007). *Retningslinjer for små vannkraftverk: til bruk for utarbeidelse av regionale planer og i NVEs konsesjonsbehandling*. Oslo: Olje- og energidepartementet.
- Pöyry. (2010). *Wind Energy and Electricity Prices: Exploring the "merit order effect"*. European Wind Energy Association (EWEA).
- Småkraft AS. (2012). *Hvorfor Småkraft?* Hentet April 20, 2012 fra Smaakraft.no:  
<http://www.smaakraft.no/hvorfor-smakraft/>
- Småkraftforeninga. (2012a). *Hvordan bygge småkraftverk*. Hentet Mars 27, 2012 fra Småkraftforeninga.no: [http://www.kraftverk.net/wiki/doku.php?id=innledning\\_vann](http://www.kraftverk.net/wiki/doku.php?id=innledning_vann)
- Småkraftforeninga. (2012b). *Konsesjonsbehandling*. Hentet Mars 27, 2012 fra Småkraftforeninga.no: <http://www.kraftverk.net/visside.php?id=21>
- Småkraftforeninga. (2012c). *Nett*. Hentet Mars 27, 2012 fra Småkraftforeninga.no:  
<http://www.kraftverk.net/visside.php?id=22>
- Småkraftforeninga. (2012d). *Skatter og avgifter*. Hentet April 25, 2012 fra Småkraftforeninga.no: [http://www.kraftverk.net/wiki/doku.php?id=skatter\\_og\\_avgifter](http://www.kraftverk.net/wiki/doku.php?id=skatter_og_avgifter)

Småkraftforeninga. (2012e). *Vannkraft*. Hentet Mars 27, 2012 fra Småkraftforeninga.no: [http://www.kraftverk.net/wiki/doku.php?id=hva\\_er\\_vannkraft](http://www.kraftverk.net/wiki/doku.php?id=hva_er_vannkraft)

Småkraftforeninga. (2010). *Ytterligere skatteskjerpinger for fornybar næring*. Hentet Mai 9, 2012 fra Småkraftforeninga.no: <http://kraftverk.net/visartikkel.php?id=1957>

Statnett (Kube10). (2010). *Grønne sertifikater og Statnett: Hva vil innføringen av et felles, grønt sertifikatmarked med Sverige bety for Statnetts virksomhet?* Oslo: Statnett.

Statnett. (2012a). *Elsertifikater*. Hentet Mars 18, 2012 fra Statnett.no: <http://www.statnett.no/no/Kraftsystemet/Elsertifikater/>

Statnett. (2011a). *Kraftsituasjonen*. Hentet Mai 20, 2012 fra Statnett.no: <http://www.statnett.no/no/Kraftsystemet/Produksjon-og-forbruk/Kraftsituasjonen/>

Statnett. (2010). *Markedsområder for strøm*. Hentet April 19, 2012 fra Statnett.no: <http://www.statnett.no/no/Kraftsystemet/Produksjon-og-forbruk/Markedsomrader-for-strom/>

Statnett. (2012b). *Monopol på transport av strøm*. Hentet Mai 23, 2012 fra Statnett.no: <http://www.statnett.no/no/Om-Statnett/Statnett-pa-1-2-3/Monopol-pa-transport-av-strom/>

Statnett. (2011b). *Nettutviklingsplan 2011*. Oslo: Statnett.

Statnett. (2011c). *Områdeinndeling for elspot og elbas*. Hentet Mai 8, 2012 fra Statnett.no: <http://www.statnett.no/no/Kraftsystemet/Markedsinformasjon/Flaskehalshandtering-og-bruk-av-elspotomrader-Ny-inndeling-fra-1112010/>

Statnett. (2011d). *Tilknytning av nye kunder til sentralnettet*. Hentet Mai 8, 2012 fra Statnett.no: <http://www.statnett.no/no/Kraftsystemet/Systemansvaret-FoS/Tilknytning-av-nye-kunder-til-sentralnettet-/>

Sunde, L. (2011). *Byrkjelo Kraft betalte 141 prosent skatt*. Hentet Mai 23, 2012 fra Bondebladet.no: <http://www.bondebladet.no/naeringsutvikling/2011/06/03/byrkjelo-kraft-betalte-141-prosent-skatt.aspx>

Sættem, O. (2006). *Bedriftens finansregnskap: en caseorientert tilnærming*. Molde: Los Forlag.

Tinfos AS. (2012). *Prosessen*. Hentet April 20, 2012 fra Tinfos.no:  
<http://www.tinfos.no/smakraftverk/prosessen>

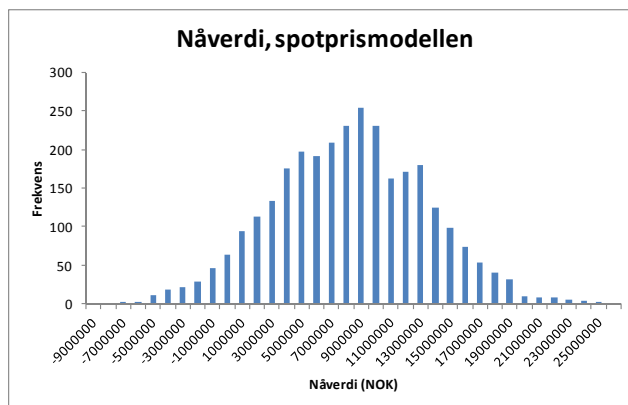
Wangensteen, I. (2007). *Power System Economics - the Nordic Electricity Market* .  
Trondheim: Tapir Academic Press .

## Appendiks

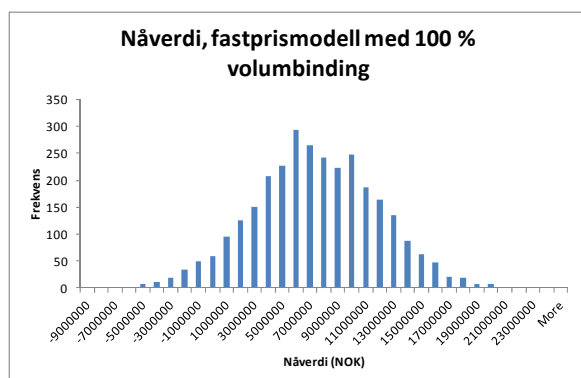
Alle verdier inklusiv standardavviket er oppgitt i NOK, med mindre annet er oppgitt.

### A1. Resultater del 1 – HKV neddiskontert med risikofri rente

SPOTPRISMODELLEN	
Minimumsverdi	-8 612 903
Maksimumsverdi	24 834 451
Forventet nåverdi	7 748 155
Standardavvik	5 177 363
$P(X < 0)$	6,57 %
5%-kvantil, $P(X < x) = 5\%$	-779 122
1. kvartil, $P(X < x) = 25\%$	4 206 191
Median	7 873 985
3. kvartil, $P(X < x) = 75\%$	11 324 807

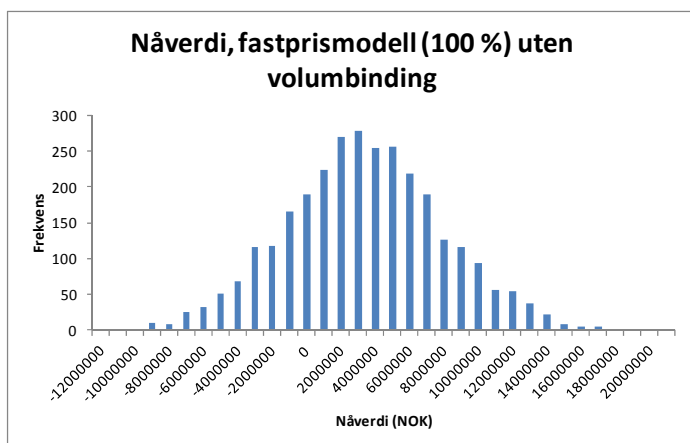


FASTPRISMODELL M/VOLUMBINDING	0 %	20 %	40 %	60 %	80 %	100 %
Andel bundet i fastprisavtalen	0 %	20 %	40 %	60 %	80 %	100 %
Minimumsverdi	-9 544 855	-8 882 163	-9 678 323	-10 395 365	-8 993 843	-8 395 058
Maksimumsverdi	25 653 724	24 247 143	21 723 554	25 639 913	21 927 148	23 797 850
Forventet nåverdi	7 647 272	7 556 742	7 347 475	7 319 023	7 161 602	6 938 125
Standardavvik	5 074 382	5 022 638	4 736 552	4 653 683	4 529 961	4 486 409
$P(X < 0)$	6,60 %	6,37 %	5,70 %	5,40 %	5,37 %	6,07 %
5%-kvantil, $P(X < x) = 5\%$	-556 909	-617 637	-423 400	-162 195	-142 793	-507 746
1. kvartil, $P(X < x) = 25\%$	4 200 059	4 216 713	4 118 698	4 113 692	4 029 204	3 949 931
Median	7 673 021	7 558 885	7 343 150	7 283 080	7 178 711	6 814 931
3. kvartil, $P(X < x) = 75\%$	11 015 175	10 834 526	10 547 997	10 524 485	10 262 350	9 962 721

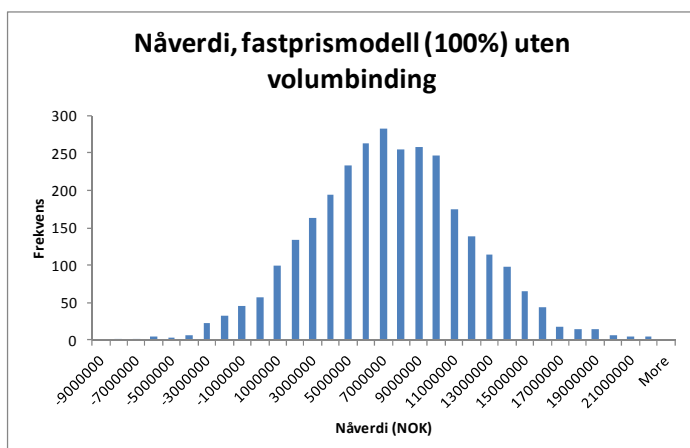


FASTPRISMODELL U/VOLUMBINDING 1	0 %	20 %	40 %	60 %	80 %	100 %
Andel bundet i fastprisavtalen	0 %	20 %	40 %	60 %	80 %	100 %
Minimumsverdi	-10 399 844	-12 272 450	-10 420 187	-10 572 399	-11 351 297	-11 932 210
Maksimumsverdi	25 025 159	23 710 455	23 160 394	21 781 054	20 496 557	19 408 597
Forventet nåverdi	7 783 076	6 744 896	5 798 348	4 967 897	3 781 428	2 863 153
Standardavvik	5 128 954	5 064 672	4 901 294	4 755 255	4 662 965	4 557 922
$P(X < 0)$	6,7 %	9,6 %	12,0 %	15,1 %	21,3 %	26,2 %
5%-kvantil, $P(X < x) = 5\%$	-738 354	-1 521 104	-2 266 321	-2 883 246	-3 785 364	-4 600 988
1. kvartil, $P(X < x) = 25\%$	4 303 277	3 353 964	2 517 600	1 731 618	605 002	-190 909
Median	7 852 934	6 771 307	5 803 706	4 997 735	3 613 691	2 788 609
3. kvartil, $P(X < x) = 75\%$	11 255 865	10 180 032	8 986 631	8 276 164	6 935 355	5 796 452

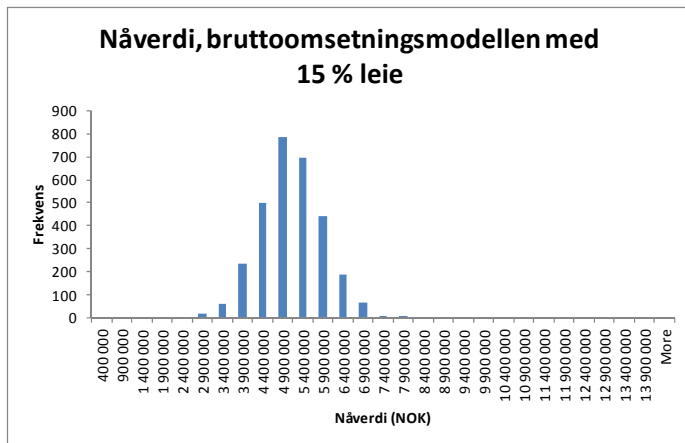




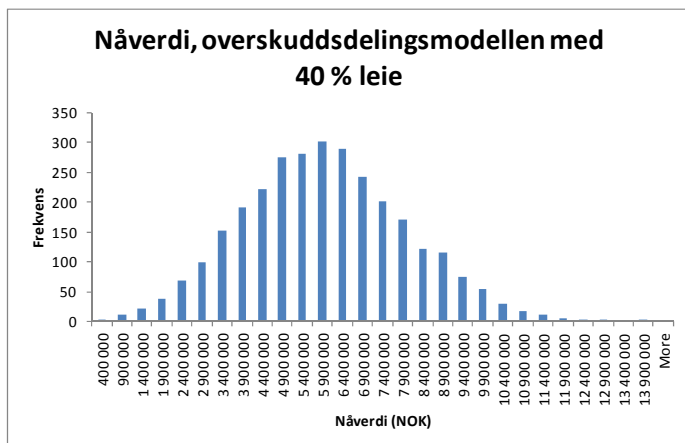
FASTPRISMODELL U/VOLUMBINDING 2						
Andel bundet i fastprisavtalen	0 %	20 %	40 %	60 %	80 %	100 %
Minimumsverdi	-8 085 003	-7 996 061	-8 591 822	-7 206 273	-5 421 671	-8 476 646
Maksimumsverdi	25 305 875	23 462 602	24 268 994	24 872 009	23 437 052	21 784 364
Forventet nåverdi	7 831 639	7 546 813	7 488 348	7 131 249	7 241 708	6 909 902
Standardavvik	5 057 405	4 953 179	4 921 172	4 668 121	4 501 836	4 463 283
P(X < 0)	6,4 %	5,9 %	6,4 %	6,2 %	5,0 %	5,8 %
5%-kvantil, P(X < x) = 5%	-488 351	-443 334	-450 847	-407 089	46 307	-293 271
1. kvartil, P(X < x) = 25%	4 400 784	4 143 312	4 112 252	3 949 416	4 153 604	3 952 457
Median	7 811 380	7 451 615	7 484 179	7 035 637	7 116 328	6 854 002
3. kvartil, P(X < x) = 75%	11 224 451	10 838 446	10 746 374	10 244 176	10 267 328	9 729 596



BRUTTOOMSETNINGSMODELLEN						
Andel av overskuddet i leie	2,5 %	5 %	10 %	15 %	20 %	25 %
Minimumsverdi	413 249	767 119	1 640 341	2 436 010	3 004 210	4 004 984
Maksimumsverdi	1 309 407	2 562 020	4 957 540	7 842 373	10 015 357	12 254 860
Forventet nåverdi	806 834	1 615 543	3 201 897	4 853 780	6 460 160	8 047 822
Standardavvik	125 547	261 338	511 281	767 398	1 039 945	1 300 580
5%-kvantil, P(X < x) = 5%	601 162	1 195 909	2 380 319	3 606 084	4 743 639	5 893 998
1. kvartil, P(X < x) = 25%	722 670	1 432 509	2 846 464	4 338 495	5 769 556	7 197 231
Median	806 119	1 612 111	3 198 012	4 841 320	6 462 031	8 038 467
3. kvartil, P(X < x) = 75%	890 852	1 786 882	3 550 098	5 360 144	7 177 260	8 898 836

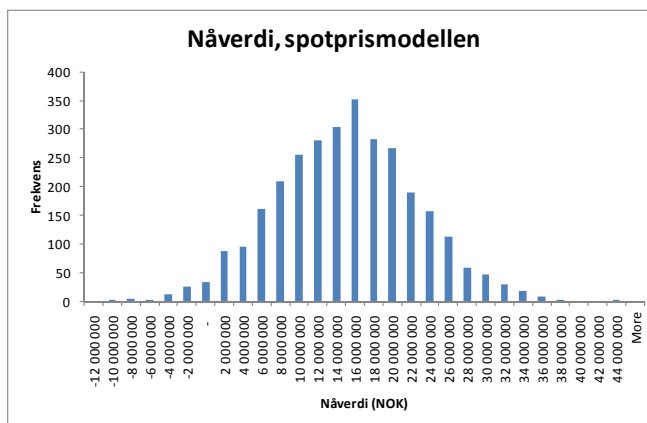


OVERSKUDDSDDELINGSMODELLEN						
Andel av overskuddet i leie	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %
Minimumsverdi	119 908	135 765	500 687	327 627	278 984	439 489
Maksimumsverdi	3 322 679	7 710 915	9 816 691	13 558 648	16 069 305	18 592 556
Forventet nåverdi	1 412 470	2 858 574	4 258 899	5 701 804	7 098 998	8 568 926
Standardavvik	503 464	1 014 037	1 509 387	2 037 561	2 548 469	2 994 995
5%-kvantil, $P(X < x) = 5\%$	607 388	1 224 334	1 849 543	2 444 991	3 018 112	3 736 293
1. kvartil, $P(X < x) = 25\%$	1 064 028	2 128 417	3 202 054	4 317 747	5 301 009	6 444 657
Median	1 404 305	2 818 019	4 201 197	5 630 059	7 048 793	8 503 932
3. kvartil, $P(X < x) = 75\%$	1 749 412	3 537 645	5 247 105	7 055 249	8 807 286	10 572 134

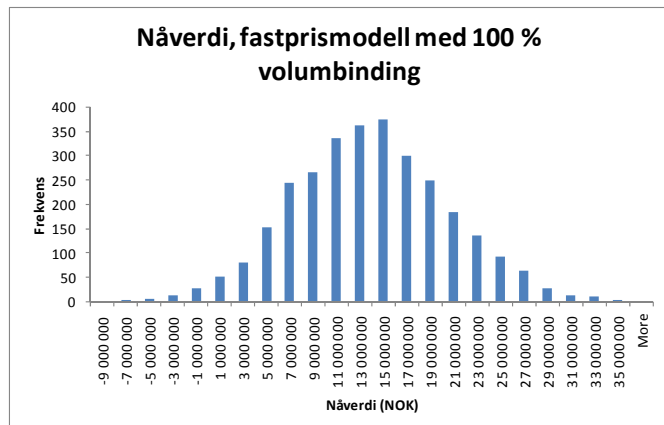


## A2. Resultater del 1 – MKV neddiskontert med risikofri rente

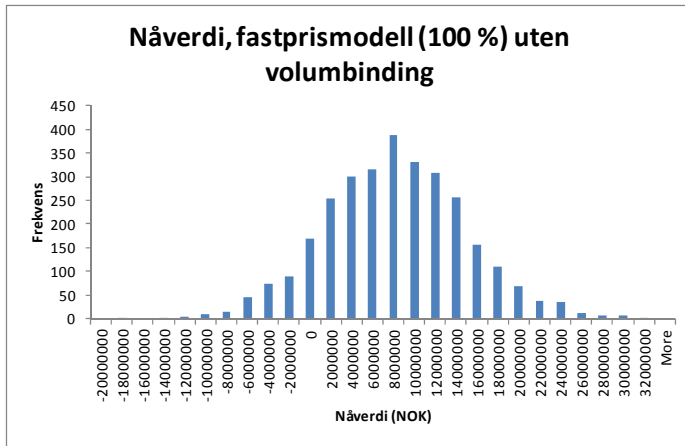
SPOTPRISMODELLEN	
Minimumsverdi	-11 531 881
Maksimumsverdi	42 235 710
Forventet nåverdi	14 077 313
Standardavvik	7 486 901
$P(X < 0)$	2,67 %
5%-kvantil, $P(X < x) = 5\%$	1 668 530
1. kvartil, $P(X < x) = 25\%$	8 999 922
Median	14 162 077
3. kvartil, $P(X < x) = 75\%$	18 938 144



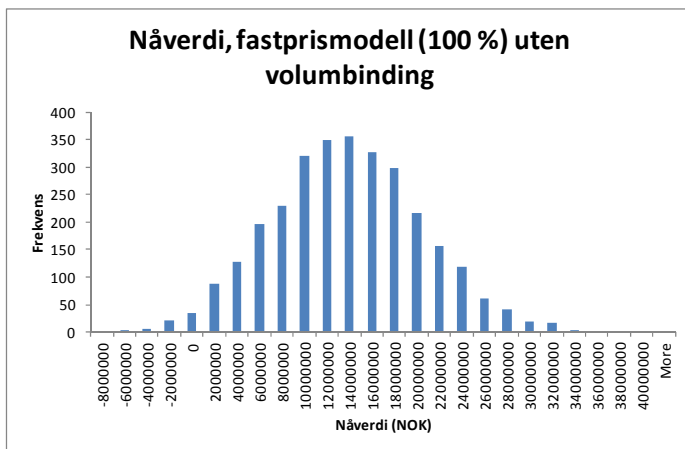
FASTPRISMODELL M/VOLUMBINDING	0 %	20 %	40 %	60 %	80 %	100 %
Andel bundet i fastprisavtalen	0 %	20 %	40 %	60 %	80 %	100 %
Minimumsverdi	-13 407 117	-10 918 031	-12 032 130	-9 236 409	-10 383 944	-8 173 364
Maksimumsverdi	40 538 631	40 449 484	40 604 573	36 661 046	37 459 812	34 264 386
Forventet nåverdi	14 251 048	13 620 477	13 498 369	13 055 310	13 018 957	12 852 440
Standardavvik	7 541 364	7 260 272	7 189 276	6 880 125	6 759 457	6 642 883
$P(X < 0)$	2,63 %	2,60 %	2,97 %	2,67 %	2,73 %	2,57 %
5%-kvantil, $P(X < x) = 5\%$	2 012 422	1 941 010	1 858 727	1 643 643	2 151 491	2 422 298
1. kvartil, $P(X < x) = 25\%$	9 183 405	8 523 445	8 635 456	8 279 710	8 330 129	8 331 481
Median	14 004 415	13 505 132	13 516 224	13 283 023	12 860 480	12 703 247
3. kvartil, $P(X < x) = 75\%$	19 216 427	18 758 307	18 165 673	17 705 057	17 586 754	17 175 309



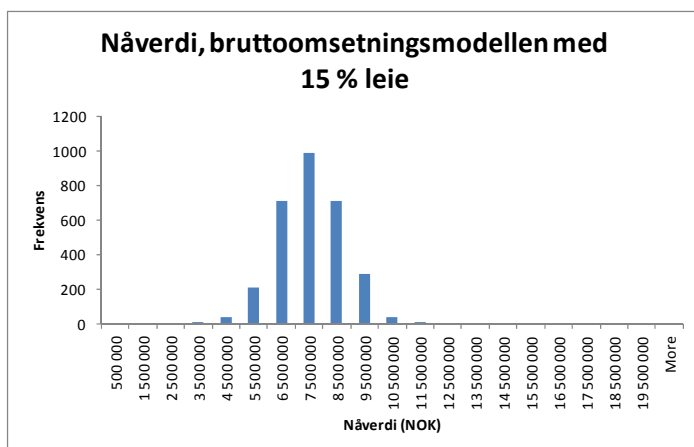
FASTPRISMODELL U/VOLUMBINDING 1	0 %	20 %	40 %	60 %	80 %	100 %
Andel bundet i fastprisavtalen	0 %	20 %	40 %	60 %	80 %	100 %
Minimumsverdi	-13 668 184	-11 886 679	-13 525 361	-12 457 045	-12 405 214	-19 729 836
Maksimumsverdi	40 699 828	41 919 173	36 691 259	39 336 941	31 904 970	31 964 114
Forventet nåverdi	13 895 793	12 572 412	11 334 847	10 042 955	8 608 252	7 189 001
Standardavvik	7 528 011	7 387 149	7 150 113	6 848 777	6 762 429	6 797 040
$P(X < 0)$	3,2 %	3,9 %	5,6 %	6,9 %	10,2 %	13,8 %
5%-kvantil, $P(X < x) = 5\%$	1 659 597	778 876	-480 278	-1 234 799	-2 202 002	-4 019 380
1. kvartil, $P(X < x) = 25\%$	8 948 059	7 393 255	6 543 312	5 521 107	3 820 592	2 535 428
Median	13 833 630	12 533 783	11 244 066	10 094 766	8 620 649	7 072 862
3. kvartil, $P(X < x) = 75\%$	18 898 935	17 544 785	16 081 558	14 614 413	13 081 828	11 614 883



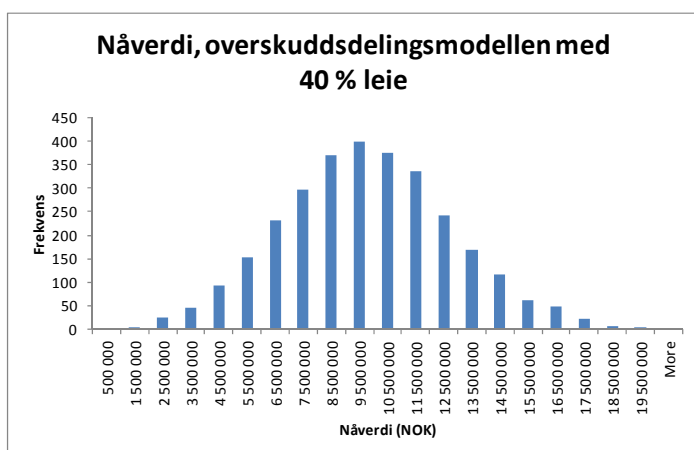
FASTPRISMODELL U/VOLUMBINDING 2	0 %	20 %	40 %	60 %	80 %	100 %
Andel bundet i fastprisavtalen						
Minimumsverdi	-10 401 376	-11 805 988	-11 137 910	-12 468 726	-10 902 580	-7 711 226
Maksimumsverdi	38 722 521	41 055 811	40 455 053	37 941 311	35 995 627	36 981 760
Forventet nåverdi	14 398 332	13 950 028	13 547 290	13 559 885	13 388 863	12 811 742
Standardavvik	7 513 788	7 494 926	7 263 702	6 858 548	6 736 999	6 672 106
P(X < 0)	2,9 %	2,6 %	2,6 %	2,2 %	2,1 %	2,2 %
5%-kvantil, P(X < x) = 5%	2 149 503	1 844 328	1 890 801	2 479 986	2 299 044	1 912 564
1. kvartil, P(X < x)=25%	9 335 237	8 704 756	8 610 058	8 908 481	8 903 656	8 289 331
Median	14 313 984	13 772 684	13 418 949	13 492 717	13 313 642	12 742 504
3. kvartil, P(X < x) = 75%	19 323 140	18 904 385	18 287 523	18 099 466	17 975 264	17 247 632



BRUTTOOMSETNINGSMODELLEN	2,5 %	5,0 %	10,0 %	15,0 %	20,0 %	25,0 %
Andel av overskuddet i leie						
Minimumsverdi	512 750	1 074 084	2 172 229	3 053 864	4 179 084	5 442 076
Maksimumsverdi	1 826 761	3 653 560	7 346 324	10 902 965	14 256 498	18 583 645
Forventet nåverdi	1 165 621	2 330 342	4 656 515	7 048 114	9 321 879	11 686 822
Standardavvik	188 343	383 336	756 646	1 160 852	1 515 187	1 888 192
5%-kvantil, P(X < x) = 5%	862 992	1 707 978	3 417 762	5 176 596	6 832 269	8 585 848
1. kvartil, P(X < x)= 25%	1 037 923	2 070 264	4 143 346	6 269 889	8 302 110	10 424 041
Median	1 159 981	2 328 409	4 655 582	7 046 639	9 294 108	11 668 930
3. kvartil, P(X < x) = 75%	1 290 175	2 590 799	5 151 849	7 831 438	10 384 084	12 942 250



OVERSKUDDSEDELINGSMODELLEN						
Andel av overskuddet i leie	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %
Minimumsverdi	244 918	515 793	843 613	934 406	470 125	526 227
Maksimumsverdi	5 213 527	11 012 863	14 750 951	19 481 914	24 862 386	32 836 713
Forventet nåverdi	2 346 960	4 642 486	6 992 379	9 264 930	11 557 724	13 820 949
Standardavvik	762 034	1 559 873	2 320 060	3 041 550	3 740 791	4 570 991
5%-kvantil, $P(X < x) = 5\%$	1 122 659	2 166 768	3 223 114	4 394 060	5 740 561	6 519 126
1. kvartil, $P(X < x) = 25\%$	1 795 962	3 546 615	5 387 732	7 120 968	8 993 725	10 560 420
Median	2 333 280	4 622 810	6 928 196	9 191 985	11 485 846	13 808 560
3. kvartil, $P(X < x) = 75\%$	2 856 106	5 631 070	8 553 207	11 228 548	13 901 918	16 849 785



### A3. Resultater del 2 – Følsomhetsanalyse

Prosentvis endring	-20 %	0 %	20 %
<b>SPOTPRISMODELLEN</b>			
Utbyggingskostnader	5 788 947	2 792 418	-312 072
Variable kostnader	3 199 796	2 792 418	2 508 252
Avkastningskrav	4 882 933	2 792 418	1 340 623
Lånerente	3 808 696	2 792 418	1 710 580
Prisøkning	2 031 674	2 792 418	3 515 703
<b>FASTPRISMODELLEN MED 60 % VOLUMBINDING</b>			
Utbyggingskostnader	5 967 230	2 978 567	-351 428
Variable kostnader	3 254 491	2 978 567	2 351 370
Avkastningskrav	4 889 845	2 978 567	1 561 322
Lånerente	3 922 129	2 978 567	1 724 540
Prisøkning	2 234 747	2 978 567	3 894 084
<b>BRUTTOOMSETNINGSMODELLEN MED 15 % LEIE</b>			
Avkastningskrav	6 092 729	5 228 947	4 624 457
Prisøkning	5 004 397	5 228 947	5 552 598
Leieandel	4 192 380	5 228 947	6 284 816
<b>OVERSKUDDSDDELINGSMODELLENE MED 40 % LEIE</b>			
Utbyggingskostnader	5 980 153	5 162 039	4 466 394
Variable kostnader	5 395 168	5 162 039	4 988 582
Avkastningskrav	6 177 282	5 162 039	4 360 922
Lånerente	5 469 754	5 162 039	4 887 870
Prisøkning	4 681 726	5 162 039	5 701 623
Leieandel	4 218 017	5 162 039	6 248 300
NIBOR	5 416 338	5 162 039	5 044 835

### A4. Resultater del 2 – Nåverdiprofil

	5 %	7 %	9 %	11 %	13 %	15 %	17 %
Avkastningskrav							
Spotprismodellen	8 501 366	5 200 005	2 792 418	1 281 569	98 104	-565 480	-1 127 611
Fastprismodellen med 60 % volumbinding	7 674 178	4 394 209	2 525 580	1 052 325	-87 156	-641 132	-1 248 336
Bruttoomsetningsmodellen med 15 % leie	5 228 947	4 062 178	3 266 113	2 703 553	2 299 099	1 989 778	1 751 830
Overskuddsdelingsmodellen	6 918 764	5 162 039	4 048 502	3 339 079	2 789 952	2 390 009	2 078 625

## A5. Resultater del 3 – HKV neddiskontert med risikofri rente

SPOTPRISMODELLEN	
Minimumsverdi	-1 030 848
Maksimumsverdi	34 272 393
Forventet nåverdi	14 778 761
Standardavvik	5 174 341
P(X < 0)	0,13 %
5%-kvantil, P(X < x) = 5%	5 900 597
1. kvartil, P(X < x)=25%	11 395 591
Median	14 854 084
3. kvartil, P(X < x) = 75%	18 108 838

FASTPRISMODELL M/VOLUMBINDING						
Andel bundet i fastprisavtale	0%	20%	40%	60%	80%	100%
Minimumsverdi	-3 007 465	-3 137 118	-1 542 487	-2 117 964	-1 998 867	-1 306 966
Maksimumsverdi	32 863 329	30 332 887	34 414 564	33 728 849	31 300 571	30 334 295
Forventet nåverdi	14 795 547	14 733 310	14 425 318	14 382 507	14 081 655	13 935 545
Standardavvik	5 155 539	4 913 936	4 866 822	4 645 659	4 553 185	4 431 489
P(X < 0)	0,20%	0,23%	0,07%	0,17%	0,10%	0,07%
5%-kvantil, P(X < x) = 5%	6 316 148	6 753 291	6 332 553	6 615 575	6 390 368	6 822 666
1. kvartil, P(X < x)=25%	11 387 031	11 485 839	11 162 591	11 243 074	11 100 772	10 905 883
Median	14 756 181	14 729 998	14 498 862	14 466 964	14 029 165	13 896 995
3. kvartil, P(X < x) = 75%	18 114 305	18 116 722	17 741 239	17 465 354	17 072 010	16 892 516

FASTPRISMODELL U/VOLUMBINDING 1						
Andel bundet i fastprisavtale	0%	20%	40%	60%	80%	100%
Minimumsverdi	-3 709 350	-4 217 993	-3 851 447	-3 196 114	-4 843 309	-5 640 449
Maksimumsverdi	35 669 374	32 617 961	30 588 876	31 761 457	26 971 368	24 579 552
Forventet nåverdi	14 648 651	13 923 010	12 851 095	12 001 432	11 027 848	10 022 679
Standardavvik	5 127 960	4 971 641	4 935 673	4 699 076	4 705 449	4 457 060
P(X < 0)	0,17%	0,20%	0,47%	0,40%	0,87%	1,30%
5%-kvantil, P(X < x) = 5%	6 298 687	5 889 603	4 722 614	4 595 210	3 195 080	2 649 091
1. kvartil, P(X < x)=25%	11 253 041	10 448 579	9 552 442	8 754 135	7 744 445	6 959 729
Median	14 577 835	13 948 952	12 877 875	11 995 691	11 119 687	10 071 169
3. kvartil, P(X < x) = 75%	17 958 198	17 239 909	16 158 798	15 155 238	14 262 774	12 974 100

FASTPRISMODELL U/VOLUMBINDING 2						
Andel bundet i fastprisavtale	0%	20%	40%	60%	80%	100%
Minimumsverdi	-2 182 970	-1 236 058	-1 747 707	-2 612 813	-1 761 186	-2 507 674
Maksimumsverdi	33 924 789	31 450 920	33 533 806	31 517 402	29 509 530	31 592 945
Forventet nåverdi	14 723 985	14 706 673	14 544 224	14 345 168	14 322 245	14 140 119
Standardavvik	5 062 783	4 962 687	4 856 629	4 769 522	4 654 271	4 503 798
P(X < 0)	0,1%	0,1%	0,1%	0,2%	0,2%	0,1%
5%-kvantil, P(X < x) = 5%	6 462 715	6 623 458	6 487 396	6 559 202	6 603 205	6 766 327
1. kvartil, P(X < x)=25%	11 361 836	11 450 221	11 327 824	11 064 489	11 156 316	11 093 692
Median	14 771 955	14 623 032	14 491 806	14 276 534	14 400 419	14 126 476
3. kvartil, P(X < x) = 75%	18 076 025	17 902 395	17 838 034	17 662 498	17 330 414	17 207 324

OVERSKUDDSDDELINGSMODELLEN						
Andel av overskuddet i leie	10%	20%	30%	40%	50%	60%
Minimumsverdi	294 422	522 494	729 037	1 696 703	2 546 649	1 288 838
Maksimumsverdi	3 826 048	7 623 872	11 550 668	15 700 910	19 953 518	23 002 975
Forventet nåverdi	2 022 756	4 010 040	5 981 827	7 959 927	10 081 853	11 943 111
Standardavvik	539 255	1 055 970	1 583 658	2 122 409	2 649 428	3 167 571
5%-kvantil, P(X < x) = 5%	1 127 570	2 230 082	3 395 788	4 617 481	5 844 713	6 870 881
1. kvartil, P(X < x)= 25%	1 671 440	3 309 364	4 878 390	6 486 011	8 193 956	9 772 433
Median	2 019 064	4 004 571	5 988 360	7 908 523	10 034 772	11 902 499
3. kvartil, P(X < x) = 75%	2 389 030	4 676 378	7 051 515	9 364 663	11 864 761	14 118 590

## A6. Resultater del 3 – MKV neddiskontert med risikofri rente

SPOTPRISMODELLEN	
Minimumsverdi	-2 011 580
Maksimumsverdi	49 243 635
Forventet nåverdi	23 574 111
Standardavvik	7 512 660
P(X < 0)	0,03 %
5%-kvantil, P(X < x) = 5%	10 949 541
1. kvartil, P(X < x) = 25%	18 478 364
Median	23 764 881
3. kvartil, P(X < x) = 75%	28 635 680

FASTPRISMODELL M/VOLUMBINDING						
Andel bundet i fastprisavtale	0 %	20 %	40 %	60 %	80 %	100 %
Minimumsverdi	600 199	-1 438 815	-1 929 827	206 557	880 050	1 775 035
Maksimumsverdi	53 767 543	47 155 829	51 527 964	51 063 441	48 132 776	45 612 555
Forventet nåverdi	23 937 529	23 418 701	23 370 976	23 022 896	22 637 738	22 332 136
Standardavvik	7 668 158	7 425 369	7 065 367	6 963 360	6 719 113	6 494 284
P(X < 0)	0,00 %	0,10 %	0,07 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
5%-kvantil, P(X < x) = 5%	11 355 693	11 308 180	11 596 333	11 697 554	11 692 822	11 478 548
1. kvartil, P(X < x)=25%	18 609 607	18 242 805	18 644 737	18 315 760	18 023 696	18 037 786
Median	24 041 224	23 386 528	23 411 091	23 044 926	22 639 216	22 280 607
3. kvartil, P(X < x) = 75%	29 099 533	28 418 231	28 196 906	27 591 505	27 185 718	26 759 448

FASTPRISMODELL U/VOLUMBINDING 1						
Andel bundet i fastprisavtale	0 %	20 %	40 %	60 %	80 %	100 %
Minimumsverdi	-550 134	485 437	-2 078 394	-4 321 674	-7 754 922	-4 376 702
Maksimumsverdi	52 910 713	46 656 091	44 819 196	44 340 786	45 618 545	38 790 528
Forventet nåverdi	23 493 904	22 436 864	20 921 896	19 726 311	18 068 584	16 659 988
Standardavvik	7 598 250	7 259 617	7 205 162	7 146 510	6 870 884	6 642 023
P(X < 0)	0,0 %	0,0 %	0,2 %	0,1 %	0,4 %	0,6 %
5%-kvantil, P(X < x) = 5%	11 455 634	10 257 870	9 268 014	7 914 109	6 644 471	5 843 831
1. kvartil, P(X < x)=25%	18 263 340	17 447 654	15 895 835	14 910 588	13 504 520	12 271 317
Median	23 350 840	22 411 846	20 918 912	19 704 839	18 039 184	16 613 512
3. kvartil, P(X < x) = 75%	28 617 257	27 345 495	25 903 019	24 617 281	22 646 026	21 055 519

FASTPRISMODELL U/VOLUMBINDING 2						
Andel bundet i fastprisavtale	0 %	20 %	40 %	60 %	80 %	100 %
Minimumsverdi	-2 554 139	568 872	-3 778 024	1 950 140	-3 605 878	-464 082
Maksimumsverdi	49 669 276	50 626 168	50 674 361	48 005 052	49 529 493	51 067 955
Forventet nåverdi	23 757 746	23 273 666	23 246 498	23 025 210	22 913 036	22 684 159
Standardavvik	7 575 118	7 335 201	7 124 265	6 848 177	6 759 060	6 591 259
P(X < 0)	0,1 %	0,0 %	0,1 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
5%-kvantil, P(X < x) = 5%	11 353 605	11 516 912	11 608 718	11 843 252	12 110 238	12 077 653
1. kvartil, P(X < x)=25%	18 715 770	18 018 061	18 457 188	18 283 975	18 312 996	18 101 531
Median	23 667 896	23 267 189	23 217 681	22 900 005	22 829 769	22 686 538
3. kvartil, P(X < x) = 75%	29 025 959	28 180 497	27 931 517	27 871 417	27 491 852	27 114 546

OVERSKUDDSDDELINGSMODELLEN						
Andel av overskudd i leie	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %
Minimumsverdi	647 715	1 162 249	1 943 885	2 600 073	1 678 385	5 903 065
Maksimumsverdi	5 802 741	12 359 309	18 135 540	24 748 220	30 612 800	36 908 818
Forventet nåverdi	3 098 505	6 213 249	9 266 030	12 425 534	15 426 818	18 520 949
Standardavvik	784 675	1 590 166	2 373 036	3 139 555	3 941 323	4 702 595
5%-kvantil, P(X < x) = 5%	1 823 589	3 547 683	5 352 715	7 363 593	9 105 385	10 977 778
1. kvartil, P(X < x)=25%	2 566 285	5 185 255	7 683 705	10 268 715	12 761 133	15 252 814
Median	3 086 770	6 224 609	9 254 916	12 416 830	15 304 824	18 336 477
3. kvartil, P(X < x) = 75%	3 616 090	7 267 568	10 877 021	14 471 723	18 048 097	21 689 610