

Småkraftverk: En realopsjonsanalyse

Ingemar Revdal

Håvard Jordet Langhammer



Forord

Denne prosjektoppgaven er gjennomført høsten 2006 ved institutt for industriell økonomi og teknologiledelse, som ledd i vår fordypning innen investering, finans og økonomistyring. Oppgaven er i stor grad en videreføring av arbeidet Bøckman, Fleten og Juliussen gjorde i forbindelse med deres artikkel "Investment timing and optimal capacity choice for small hydropower projects".

Vi vil rette en stor takk til alle som har bistått oss i arbeidet med oppgaven. Dette gjelder spesielt vår veileder Stein Erik Fleten, men også Asle Juul, Per Ludvig Bjerke og Bjørn Olav Folden ved Nord Trøndelag Elektrisitetsverk (NTE), Ståle Navrud ved Universitetet for Miljø og Biovitenskap (UMB) og Sjur Westgaard ved institutt for industriell økonomi og teknologiledelse.

Trondheim 19. desember 2006

Håvard Jordet Langhammer

Ingemar Revdal

Sammendrag

I denne oppgaven utledes og drøftes en realopsjonsmodell for investering i småskala vannkraftverk i et marked med usikre elektrisitetspriser. Med småskala vannkraftverk menes anlegg med en installert effekt opptil 10 MW. En lignende modell presenteres i Bøckman, Fleten og Juliussen (2004). Det faktum at pris og produksjon er negativt korrelert i vannkraftsammenheng tas ikke høyde for i deres modell. Denne oppgaven viderefører deres arbeid, og analyserer vårflommens innvirkning på kapasitetsvalget i et vannkraftverk. Høy produksjon i denne perioden fører til at man produserer mer når elektrisitetsprisene er lave, slik at den gjennomsnittlige årsprisen reduseres. I tillegg vil områdepriser som følge av begrenset overføringskapasitet i nettet påvirke valget. Disse faktorenes variasjon med kraftverkets installerte kapasitet er modellert ved hjelp av en korreksjonsfaktor i form av et andregrads polynomuttrykk. Ved å ta hensyn til denne korreksjonsfaktoren vil optimal kapasitet for vannkraftverket gå ned, og grensepris for investering i kraftverket gå opp.

Estimert verdi av et vannkraftverk er sterkt avhengig av hvilken fremtidig pris som legges til grunn for verdsettingen. Langsiktig elektrisitetspris estimeres i denne oppgaven ved hjelp av forwardpriser modellert som geometrisk brownsk bevegelse (GBM). Det er utført empiriske tester på forwardprisrekker fra Nord Pool for å rettferdiggjøre denne modelleringen. Ut i fra historiske data for forwardprisene ble parametrene i prismodellen estimert. Den langsiktige prisen, fratrukket variable driftskostnader, gitt av denne modellen antas å være prosjektets fremtidige sikkerhetsekvivalente kontantstrøm, diskontert med risikofri rente.

Innholdsfortegnelse

Innledning.....	1
1 Prosjektering av småkraftverk.....	2
1.1 Hydrologi	2
1.2 Dam og inntak	5
1.3 Vannvei	5
1.3.1 Rør.....	5
1.3.2 Tunnel.....	6
1.4 Turbin.....	7
1.5 Generator.....	8
1.6 Apparatlegg	8
1.7 Nett.....	8
1.8 Kostnader	9
1.8.1 Faste kostnader knyttet til investeringen.....	9
1.8.2 Variable produksjonskostnader	9
1.9 Tilskuddsordninger.....	9
2 Verdsetting og optimal kapasitet for småkraftverk	9
2.1 Stokastiske prosesser.....	9
2.1.2 Aritmetisk brownsk bevegelse	10
2.1.3 Ornstein-Uhlenbeck	10
2.1.4 Geometrisk brownsk bevegelse.....	11
2.2 Test av enhetsrot.....	11
2.3 ARCH/GARCH.....	13
2.4 Test av parameterstabilitet	14
2.5 Realopsjoner.....	15
2.6 Optimalt valg av kapasitet.....	16
2.6.1 Vårflommens innvirkning på kapasitetsvalg.....	16
2.6.2 Investeringskostnaden	19
2.6.3 Fortjeneste og total verdi.....	19
2.6.4 Optimal kapasitet.....	20
2.7 Uttrykket for opsjonsverdien.....	20
3 Resultater.....	23
3.1 Unit root test.....	23
3.1.1 Unit root test 3 års forward	23
3.1.2 Unit root test spot	23
3.2 ARCH.....	23
3.3 Langsiktig pris.....	24
3.3.1 Modellering av langsiktig pris.....	24
3.3.2 Estimering av langsiktig pris.....	24
3.4 Estimering av parametrene i GBM.....	25
3.5 Avkastningskravet.....	26
3.6 Resultater for kapasitet og grensepris	27
3.7 Optimalisering av Grytendal kraftverk	27
4 Diskusjon.....	28
5 Samfunnsøkonomisk kostnad ved vannkraftverk	29
5.1 Estimering av kostnader	29
6 Konklusjon	31
7 Referanser.....	32
Vedlegg 1	34

Vedlegg 2	35
Vedlegg 3	36

Innledning

Denne oppgaven tar utgangspunkt i artikkel ”Investment timing and optimal capacity choice for small hydropower projects” [Bøckman, Fleten & Juliussen, 2005]. Der utviklet de en realopsjonsmodell for investeringer i småkraftverk med installert kapasitet under 10 MW.

Formålet med oppgaven er å utvikle en lignende modell, der vi undersøker betydningen av å implementere pris- og tilsigsvariasjoner gjennom året i modellen.

Investeringer i småkraftverk er en irreversibel beslutning i den betydning at kraftverket og dets komponenter ikke kan anvendes til andre formål enn det de opprinnelig er tiltenkt. Det er derfor avgjørende at investeringstidspunkt og kapasitet velges optimalt. Usikkerhet i både elektrisitetspriser og tilsig kompliserer investeringsbeslutningen. Det faktum at elektrisitetsprisene er lave på våren når man potensielt har høyest produksjon på grunn av vårflommen gjør beslutningen enda mer sammensatt. Høy produksjon i denne perioden vil gi lavere gjennomsnittspris over året, noe som vil ha innflytelse på valg av installert effekt i kraftverket. Kapasitetsvalget vil også påvirkes av såkalte områdepriser som oppstår som en følge av overføringsbegrensninger i nettet. I oppgaven introduseres det en faktor, omtalt som ρ , som tar hensyn til dette. Betydningen av ρ vises ved å sammenligne optimale beslutninger for prosjekter med og uten denne faktoren.

Oppgavens hovedcase er hentet fra Nord Trøndelag Elektrisitetsverks (NTE) planlagte vannkraftutbygging i Grytendalsvassdraget sør i Nordland fylke. Tekniske og økonomiske aspekter som drøftes i oppgaven settes i sammenheng med dette prosjektet. Ved drøfting av rhofunksjonen, benyttes også to caser hentet fra Bøckman, Fleten & Juliussen, 2005, i tillegg til Grytendalcaset.

For at leseren skal forstå grunnprinsippene i et vannkraftverk gis det en kort beskrivelse av de viktigste tekniske sidene ved kraftverket. Det redegjøres for ulike stokastiske modeller som kan brukes til å beskrive utviklingen til spot – og forwardpriser på Nord Pool. Ved hjelp av empiriske tester analyseres disse tidsrekkene for å finne den modellen som beskriver prisene best.

De økonomiske analysene som er utført i oppgaven er gjort ut fra et bedriftsøkonomisk ståsted. En vannkraftutbygging gir imidlertid ringvirkninger for samfunnet som også bør vurderes. Dette har vi belyst ved til slutt å diskutere den samfunnsøkonomiske kostnaden ved en slik utbygging.

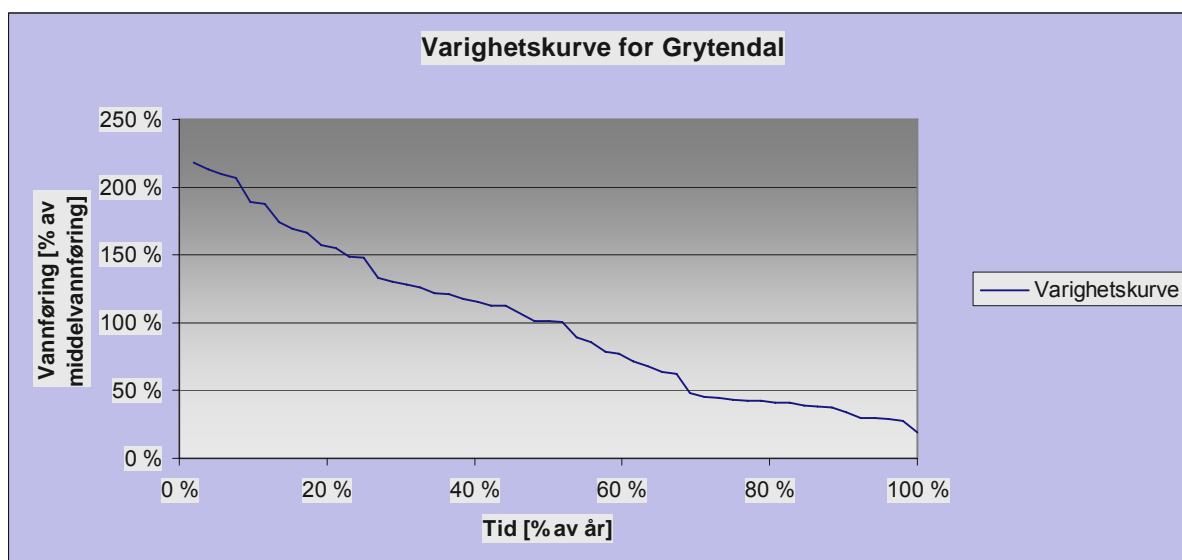
1 Prosjektering av småkraftverk

I denne delen vil vi beskrive de viktigste tekniske sidene ved et småskala vannkraftverk. Dette er ment som en kort innføring i hovedprinsippene ved kraftverket. For en mer detaljert beskrivelse viser vi til NVEs veileder for planlegging bygging og drift av små kraftverk fra 2003 [NVE-veileder, 2003].

1.1 Hydrologi

Hydrologiske forhold i området hvor kraftverket skal bygges er helt avgjørende for lønnsomheten til prosjektet. To viktige parametere i den sammenheng er vannføringens fordeling gjennom året, fra år til år, og forventet tilsig til inntakspunktet i løpet av året. Disse kan finnes ved å foreta målinger i vassdraget, eller ved å bruke måleserier fra et representativt vassdrag i kombinasjon med et avrenningskart. Førstnevnte er det beste alternativet, men også det som vil være mest ressurskrevende. I mange tilfeller er nøyaktigheten ved bruk av avrenningskart tilstrekkelig, og derfor en bedriftsøkonomisk optimal løsning. For at tilsigsserien skal være representativ bør den være over 30 år.

Når tilsigsfordelingen i vassdraget er kjent kan dette brukes til å finne forventet produksjon for kraftverket. Varighetskurven, som er en kurve der vannføringen er sortert fra høyest til lavest, viser hvor stor del av tiden vannføringen har ligget over gitte verdier. Kraftverkets største og minste vannføring bestemmer hvor mye av dette vannet som kan benyttes til kraftproduksjon.



Figur 1: Estimert varighetskurve for Bogelva¹

Ved å benytte et magasin kan man påvirke den naturlige vannføringen i vassdraget, og man er derfor ikke så avhengig av å benytte alt vannet når det kommer.

Det vil knyttes stor grad av usikkerhet til det hydrologiske grunnlaget som benyttes i vannkraftprosjekter, og det er viktig å være oppmerksom på risikoen dette gir i produksjon, og dermed økonomi. For en mer nøyaktig måleserie bør man i prinsippet være villig til å betale

¹ Estimert fra ukentlige snittdata for perioden 1909-2004

verdien av redusert usikkerhet i estimert fremtidig tilsig, gitt at de historiske dataene inneholder informasjon om det fremtidige tilsiget.

Grytendal kraftstasjon er planlagt bygd i fjell ca 3,5 km fra Bogelvas utløp i fjorden, like nedstrøms sammenløpet mellom Grytendalselva og Bogelva [Konsesjonssøknad, 2003]. Siden det ikke finnes hydrologiske data for vassdraget vil en representativ tilsigsserie for elva Åbjøra i perioden 1909 - 2004 brukes til beregningene av Bogelvas vannføring. Åbjøra har et nedbørsfelt på 384 km², og en spesifikk avrenning på 81 (l/s)/km². De samme verdiene for Bogelva er henholdsvis 25,6 km² og 90 (l/s)/km². Dette gir følgende korreksjonsfaktor:

$$\frac{90 \frac{l/s}{km^2} \cdot 25,6 km^2}{81 \frac{l/s}{km^2} \cdot 384 km^2} = 0,07407$$

På neste side vises en oversikt over området rundt det planlagte kraftverket i Grytendalsvassdraget.



KONSFOSSEKNAD									
HENVISNING									
MERKNAD									
	EKSISTERENDE TUNNEL / MED KRAFTSTASJON								
	NY TUNNEL / MED KRAFTSTASJON								
	REGULERT MAGASIN								
	UREGULERT								
	EKSISTERENDE REGULERTE FELT								
	NYE REGULERTE FELT								
	UREGULERT FELT								
	DAM								
	EKSISTERENDE KRAFTLINJE								
	NY 22 KV KRAFTLINJE								
INTESNET UREGULERTE FELT	A ESD 21.10.2003								
<table border="1"> <tr> <td>Forordning</td> <td>Rev.</td> <td>Sign.</td> <td>Dato</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table>		Forordning	Rev.	Sign.	Dato				
Forordning	Rev.	Sign.	Dato						
GRYTENDAL KRAFTVERK									
NEDBRISFELT									
OVERSKILT	150000	ESD	16.02.2003						
<table border="1"> <tr> <td>Minstefølg</td> <td>ESD</td> <td>16.02.2003</td> </tr> <tr> <td>Drøsting for</td> <td></td> <td></td> </tr> </table>		Minstefølg	ESD	16.02.2003	Drøsting for				
Minstefølg	ESD	16.02.2003							
Drøsting for									
	ÅKGRYB011								

1.2 Dam og inntak

Vannhastigheten bør være lav ved inntaket til kraftverket, og dette plasseres derfor i et rolig parti av elva. Man sikrer at hastigheten er tilstrekkelig lav ved å konstruere en dam foran inntaket. Fordeler med å ha lav vannhastighet ved dette punktet er:

- ✓ Inntaket blir liggende tilstrekkelig langt under vannflaten, slik at dette ikke dekkes til av is.
- ✓ Vannoverflaten i området rundt inntaket vil lettere dekkes av is, slik at isflak som flyter med elva fanges opp før inntaket.
- ✓ Sedimenter rekker å synke til bunns før inntaket.
- ✓ Unngår at det dannes bakevjer og luftvirvler som gir falltap.
- ✓ Lettere å renske varegrinda.

Vanligste damtype for småkraftverk er betong gravitasjonsdam fundamentert i fjell. For å unngå såkalt gliding eller velting av dammen, konstrueres den slik at den stabiliseres av sin egen vekt, og man kan i tillegg anvende stabiliserende bolter. Dammen bør bygges slik at vann som avledes ved flom ikke skader fundamenteringen av dammen eller omgivelsene. For å sikre en eventuelt pålagt minstevannføring, bør dammen utstyres med et tappeorgan. Den bør også kunne tømmes ved behov for reparasjon eller fjerning av rask og sedimenter.

Inntaket utstyres med varegrind for å hindre fremmedlegemer å komme inn i kraftverket, da disse kan medføre store skader på utstyr. I tillegg installerer man en luke, eventuelt en ventil for å kunne stenge vanntilførselen helt.

I Grytendals tilfelle reduseres problemer knyttet til flom ved å benytte en mindre betongdam i Grytendalsvatnan som flomdempningsmagasin. Dette oppnås ved å tilpasse tappekapasiteten slik at magasinet fylles opp ved stort tilløp for så å tømmes igjen når tilløpet minker. I Grytendalsvatnet (inntaksmagasinet) vil man forsøke å ligge nærmest mulig høyeste regulerte vannstand for å utnytte fallet best mulig [Konsesjonsøknad, 2003].

1.3 Vannvei

Målet ved utforming av vannveien er å minimere kostnader, og friksjonstap, samtidig som man ender opp med en teknisk akseptabel løsning. Kostnader er her både investerings- og vedlikeholdskostnader. Vannveien kan være i form av rør, tunnel, kanal, eller en kombinasjon av disse tre.

1.3.1 Rør

Ved valg av leggemåte for rør må man vurdere fordeler og ulemper ved de ulike løsningene, opp mot de aktuelle lokale forholdene. I motsetning til nedgravde rør, er frittliggende rør lette å inspisere og vedlikeholde utvendig. De krever dog nøye prosjektering i forhold til demping av krefter som virker fra rørene på grunnforholdene. Går løsmassene så dypt at man kan grave ned røret uten å måtte sprengne i fjellet, er denne leggemåten gunstig økonomisk. Fordeler med nedgravde rør er blant annet at de ikke er synlige i terrenget, og frostproblemer vil sjeldnere oppstå. Omfyllingsmassene må ikke skade rørene utvendig, og god drenering er viktig.

Type rørmateriale som anvendes avhenger blant annet av hvilken diameter som er ønskelig, hvilket trykk/undertrykk røret må tåle og behov for vedlikehold. I tillegg må man vurdere hvilken bruddkonsekvensklasse det aktuelle området ligger i. Denne settes ut fra en vurdering

av skadeomfanget et eventuelt brudd vil påføre omgivelsene. Stålrør er den vanligste rørtypen, men det anvendes også rør i støpejern, glassfiber(GUP), tre og plast (PE).

For en gitt vannmengde, påvirkes rørtapet av rørets lengde og diameter, samt ruheten til rørets indre overflate.

$$(1) \quad h_{\text{tap}} = \lambda \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{C^2}{2 \cdot g} \quad [\text{m}]$$

Der	λ	-Friksjonskoeffisient	[-]
	L	-Rørlengde	[m]
	D	-Rørdiameter	[m]
	C	-Vannhastighet	[m/s]
	g	-Gravitasjonskonstanten	[9,81 m/s ²]

Friksjonskoeffisienten avhenger av ruheten, vannhastigheten og diameteren til røret. Falltapet øker med vannhastigheten i røret. Diameteren optimaliseres ved å beregne hvilken verdi for denne som minimerer rørkostnader og fremtidige kostnader for falltap. Rørdiameteren er gitt av uttrykket

$$(2) \quad D = \sqrt{\frac{4Q}{\pi C_{\text{maks}}}} \quad [\text{m}]$$

Der	Q	-Turbinens slukeevne	[m ³ /s]
	C _{maks}	-Maksimal vannhastighet (=Q/A)	[m/s]
	A	-Rørtverrsnitt	[m ²]
	π	-3,1415	[-]

Etter optimalisering vil vannhastigheten ligge i området 2-4 m/s om man baserer seg på gjennomsnittlig turbinvannføring.

Ved rask lukking/åpning av ventilen foran turbinen vil det oppstå trykkvariasjoner i tilløpet. Den maksimale trykkstigningen øker med rørlengden og vannhastigheten. Det er derfor viktig å ta hensyn til hvilket maksimalt trykk rørene skal dimensjoneres for ved røroptimaliseringen. Dimensjonerende trykk bestemmes av maksimal trykkvariasjon og fallhøyde. Ved fallhøyder over 200 m kan man anslå maksimal trykkstigning til ca 10 prosent av brutto fallhøyde. For lavere trykk settes denne til ca 15-20 prosent.

Lukketiden for ventilen foran turbinen må vurderes basert på turtallsøkningen for turbinaggregatet og trykkvariasjoner i tilløpet. Kort lukketid gir liten turtallsøkning men store trykkvariasjoner, og lang lukketid gir stor turtallsøkning men små trykkvariasjoner. Denne ventilen kan enten være en spjeldventil eller en kuleventil. Valg av ventil må vurderes ut fra belastning, funksjons- og sikkerhetskrav, dimensjoner, og pris.

1.3.2 Tunnel

For større vannføringer kan tunneler være et alternativ til stålrør med diameter over 1 meter. Ved minstetverrsnittet på 10-12 m² blir meterprisen rundt 5-6000 NOK. Hvis i tillegg vinterforhold, friksjonstap og vedlikeholdskostnader er gunstige, kan det lønne seg å velge tunnel.

$$(3) \quad h_{\text{tap}} = \frac{L \cdot Q^2}{M^2 \cdot A^2 \cdot R^{4/3}} \quad [\text{m}]$$

Der	Q	-Volumstrøm	$[\text{m}^3/\text{s}]$
	L	-Tunnellengde	$[\text{m}]$
	M	-Manning friksjonskoeffisient	$[\approx 33]$
	A	-Tunneltverrsnitt	$[\text{m}^2]$
	R	-Hydraulisk radius (=A/O)	$[\text{m}]$
	O	-Våt omkrets	$[\text{m}]$

På grunn av høye stålpriser, og fordi terrenget rundt kraftverket er for bratt til å legge rør, har NTE vedtatt at vannet skal føres i tunnel fra inntaket og ned til kraftstasjonen [Folden, 2006].

1.4 Turbin

Turbinen utnytter vannets hastighet og trykk, og omdanner denne energien til mekanisk energi. I Norge er det i all hovedsak fire typer turbiner som benyttes i vannkraftverk. Den vanligste er Francis som benyttes ved middels vannføring, og fallhøyder mellom 50 og 600 m. Peltonturbinen brukes ved liten vannføring, og fallhøyder over 500 m, mens Kaplan og rørturbiner brukes når vannføringen er stor og fallhøyden er under 50 m. Turbinens fartstall er i de fleste tilfeller bestemmende for valget. Fartstallet er en funksjon av turbinens turtall, volumstrøm og fallhøyde og beregnes slik:

$$(4) \quad \Omega = \frac{\text{turtall} \cdot 2\pi}{60 \cdot \sqrt{2gH}} \cdot \sqrt{\frac{Q}{\sqrt{2gH}}}$$

Der	Q	-Volumstrøm	$[\text{m}^3/\text{s}]$
	Ω	-Fartstall	$[-]$
	H	-Netto fallhøyde	$[\text{m}]$

Fartstall	Turbin
$\Omega < 0,2$	Pelton
$0,2 > \Omega < 1,5$	Francis
$\Omega > 1,5$	Kaplan

Tabell 1: Valg av turbintype basert på fartstallet

I grensetilfellene mellom de ulike turbintypene bør turbinen velges ut fra et teknisk-økonomisk optimaliseringskriterium. Turbinens virkningsgrad, pris, driftsforhold og reparasjonstid er da de viktigste kriteriene som gjelder [NVE veileder 2003].

Virkningsgradskurvene til de ulike turbinene (1 - 10 MW) viser at Francisturbinen har den høyeste virkningsgraden for høye vannføringer, se vedlegg 1. Dette gjør at Francisturbinen er godt egnet når man har magasinerings.

Småkraftprogrammet som Bøckman og Juliussen utviklet i forbindelse med sin hovedoppgave beregnet et fartstall for Grytendal kraftverk lik 0,287 [Bøckman & Juliussen, 2005]. Hvis man skal velge turbin basert på fartstall, innebærer dette valg av Francisturbin i Grytendals tilfelle. Turbintype er foreløpig ikke endelig bestemt for kraftverket.

1.5 Generator

Den mekaniske energien fra turbinen omdannes til elektrisk energi av generatoren. Man skiller mellom to ulike typer generatore: Synkrongenerator og asynkrongenerator. Førstnevnte er selvmagnetiserende, og kan dermed benyttes på isolerte nett, mens sistnevnte er avhengig av nettilknytning for å kunne produsere aktiv energi. I valget mellom de to typene er det generelt sånn at asynkrone generatore vil bli billigst for installerte effekter opp til 1000 kW, uten krav til kondensatorbatteri for magnetisering [NVE veileder 2003]. For større effekter er synkrone generatore mer lønnsomme på grunn av tapsforholdene i maskinene [Norconsult, 2001]. Nettforholdene kan imidlertid være en begrensende faktor for valg av asynkrongenerator. Hvis nettet ikke kan magnetisere generatoren, må den utstyres med et kondensatorbatteri. Dette vil øke kostnadene betydelig.

Ved dimensjonering av generatorens ytelse må man ta hensyn til at den skal kunne tåle turbinens maksimale ytelse. I tillegg er dimensjoneringen avhengig av turbinens rusetall, netteiers krav eller behov for spenningsregulering og/eller produksjon av reaktiv effekt og nettets overføringskapasitet.

Grytendal kraftverk er et forholdsvis stort småkraftverk, og NTE har søkt om å få installere en generator på inntil 7,5 MVA. Den eksakte ytelsen bestemmes som nevnt ut i fra ulike turbinfaktorer. Type generator for prosjektet er foreløpig ikke bestemt.

1.6 Apparatlegg

Apparatlegg vil si de komponenter som sørger for at den elektriske energien overføres fra generatoren til nettet med ønskede egenskaper.

Et apparatlegg består i hovedsak av transformator, effektbryter og jordingsanlegg. Transformatorens oppgave er å heve spenningen på den elektriske energien til spenningsnivået i nettet. Valg av transformator avhenger i hovedsak av: Generatorens merkespenning og variasjonsområde, spenning og spenningsvariasjon i nettet man skal tilkobles, ønsket plassering, sikkerhetskrav og pris [Norconsult, 2001].

Effektbryterens oppgave er å koble kraftverket fra nettet dersom en feil oppstår i generatoren eller i nettet. For småkraftverk med en høy installert effekt bør det vurderes om bygging av en koblingsstasjon trengs [NVE-veileder, 2003].

Jordingsanlegg installeres av hensyn til personsikkerheten. Det er viktig å ha kartlagt jordingsforholdene på stasjonsstedet, slik at jordingen blir tilfredsstillende [NVE-veileder, 2003].

1.7 Nett

Kraftprodusenten har rett til å knytte seg til overføringsnettet så fremt dette har nok kapasitet, men må selv betale kostnadene for utbygging av linjennettet fram til tilknytningspunktet. Hvis strømmettet ikke har tilstrekkelig kapasitet kan netteier også kreve at kraftprodusenten betaler anleggsbidrag for oppgradering av det eksisterende nettet. Netteieren kan forlange at kraftprodusenten betaler inntil 100 % av de kostnadene som tilknytningen medfører. Kraftprodusenten må i tillegg betale nettleie for bruk av nettet [NVE veileder 2003].

Fra Grytendal kraftverk vil det bygges en 2,5 km lang luftledning som tilknyttes 22 kV nettet.

1.8 Kostnader

1.8.1 Faste kostnader knyttet til investeringen

Kostnader knyttet til turbin, generator og tilløpstunnel varierer fra prosjekt til prosjekt, og utgjør i Grytendals tilfelle nesten 40 prosent av de estimerte kostnadene for utbyggingen av kraftverket [konsesjonssøknad, 2003]. De resterende kostnadene varierer mindre. Disse er i hovedsak: Reguleringer, kraftstasjon m/kran, apparat- og kontrollanlegg, adkomstvei, nettilkobling og diverse – og uforutsette kostnader. Grytendals samlede utbyggingskostnader er anslått til 50 mill NOK₂₀₀₂. Se vedlegg 2 for et detaljert kostnadsoverslag.

1.8.2 Variable produksjonskostnader

De variable produksjonskostnadene er i hovedsak kostnader i forbindelse med overføring av den produserte elektriske energien. Statnett oppgir den faste innmatningstariffen til regionalnettet til å være 5,60 kr/MWh for 2007. I tillegg vil man ha en nettkostnad som er avhengig av nettsituasjonen i området. Denne ligger vanligvis i området ± 10 prosent av elektrisitetsprisen, og settes her til en kostnad på 2 kr/MWh [Bøckman, Fleten & Juliussen, 2005]. Mindre småkraftsprodusenter må betale en større produsent for å selge kraften som produseres. I Grytendals tilfelle vil man ikke stå ovenfor en slik kostnad, da det er NTE, som selv handler kraft aktivt, som er utbygger. Variable kostnader blir derfor satt til 7,60 kr/MWh.

1.9 Tilskuddsordninger

Regjeringen Stoltenberg II skrinla prosjektet om elsertifikater/grønne sertifikater i 2006. Sertifikatene var tenkt å skulle stimulere kraftprodusentene til å kjøpe og formidle fornybar energi til forbrukerne [Horn, 2006]. Selv om prosjektet foreløpig er lagt på is har den sittende regjeringen lovet at bortfallet av ordningen skal kompenseres med økt satsing på eksisterende ordninger rettet mot fornybar energi [Odd Roger Enoksen, 2006]. Fra 2008 vil vannkraftverk få et tilskudd på 4 øre/kWh opp til de første 3MW av installert effekt [OED, 2006]. Fornybar energi vil i så måte bli mer lukrativt i framtiden.

2 Verdsetting og optimal kapasitet for småkraftverk

Vi vil i følgende del presentere hvordan småkraftverk kan verdsettes ved hjelp av realopsjoner, og hvordan man kan bestemme optimal kapasitet for kraftverket.

2.1 Stokastiske prosesser

En stokastisk prosess er en variabel som utvikler seg over tid på en måte som er delvis eller fullstendig stokastisk. Stokastiske prosesser kan anvendes til å modellere prisrekker og andre tidsserier med usikkerhet. En av de enkleste prosessene er Wienerprosessen, også kalt Brownsk bevegelse. I seg selv er den for enkel til å beskrive en virkelig prosess, men den går igjen som byggekloss i svært mange mer komplekse prosesser. Hvis Z er en Wienerprosess, så er endringen i Z over Δt gitt av:

$$\Delta Z = \varepsilon_t \sqrt{\Delta t}$$

Når $\Delta t \rightarrow dt$ får man

$$dZ = \varepsilon_t \sqrt{dt}$$

Her er ε_t en normalfordelt, stokastisk variabel med forventningsverdi lik 0 og standardavvik lik 1. Variansen til endringen i en Wienerprosess vokser lineært med tidsintervallet. Over det lange løp vil variansen til Wienerprosessen gå mot uendelig, noe som innebærer at Wienerprosessen er ikke-stasjoner. En Wienerprosess har egenskapene til en Markovprosess. Dette vil si at sannsynlighetsfordelingen til variabelen X_{t+1} kun er avhengig av X_t , og ikke av hva som skjedde før tidspunkt t . Forwardprisene på Nord Pool kan sies å ha Markovegenskaper, da forwardprisen i morgen kun er avhengig av tilgjengelig informasjon i dag. Tidligere priser og annen offentlig informasjon er allerede reflektert i dagens pris. Dette kalles semi-strong market efficiency [Brealy & Myers, 2003]. Hvis ikke dette hadde vært tilfelle ville det vært arbitrasjemuligheter som aktører kunne utnytte ved teknisk analyse [Dixit & Pindyck, 1994]. En annen egenskap ved Wienerprosessen er at endringen i et tidsintervall er uavhengig av alle andre tidsintervall.

2.1.2 Aritmetisk brownsk bevegelse

Aritmetisk brownsk bevegelse (ABM) er gitt av uttrykket

$$(5) \quad dX = \alpha dt + \sigma dZ$$

Her er dZ inkrementet til en Wienerprosess. Siden dZ har varians lik 1, har σdZ varians lik σ^2 . Det første leddet betyr i praksis at X økes med α for hvert tidsinkrement. Her er X en normalfordelt variabel. En svakhet ved ABM er at X kan være både positiv og negativ, noe som ikke er gunstig når man skal beskrive prisutvikling for elektrisitetspriser og annet som ikke kan ha negativ verdi [McDonald, 2003]. En annen svakhet med denne modellen er at den ikke tar hensyn til den absolutte størrelsen på X . Både forventningsverdi og variansen til den absolutte endringen av X er uavhengig av nivået X ligger på.

2.1.3 Ornstein-Uhlenbeck

I denne modellen endrer man ABM slik at X går mot sin langsiktige forventningsverdi. Hvis verdien på X er tilstrekkelig høy, er sannsynligheten større for at den vil falle enn at den vil stige videre. En tilstrekkelig lav verdi, betyr at sannsynligheten er større for at den vil stige enn at den vil falle videre. For de fleste handelsvarer er mean reversion til stede i prisutviklingen. Man kan forvente at tilbud i et handelsvaremarked i likevekt vil øke når prisene er relativt høye, siden produsenter med høye produksjonskostnader da vil entre markedet. Prisene vil da presses ned. Når prisene er relativt lave vil tilbud avta, siden noen av disse produsentene da vil gå ut av markedet. Prisene vil da presses opp. Denne mekanismen induserer altså mean reversion [Schwartz, 1997]. På kort sikt kan det være store svingninger i pris, grunnet spesielle hendelser i verden, men på lang sikt vil det være naturlig at prisen går tilbake til å ligge rundt marginalkostnaden for produksjon av råvaren. Ornstein-Uhlenbeck-prosess er den enkleste formen for en mean-reverting prosess, og er gitt av uttrykket

$$(6) \quad dX = \lambda(\alpha - X)dt + \sigma dZ$$

α er det "normale" nivået til X . λ er her mean reversion-hastigheten. Jo høyere λ er, jo raskere beveger X seg mot α . Denne prosessen har ikke uavhengige inkremitter, slik de andre prosessene som omtales her. Ligning (6) er den kontinuerlige utgaven av en førsteordens autoregressiv prosess i diskret tid. Den er grensetilfellet når $\Delta t \rightarrow 0$ for en AR(1)-prosess.

2.1.4 Geometrisk brownisk bevegelse

Geometrisk brownisk bevegelse beskrives av uttrykket

$$(7) \quad dX = \alpha X dt + \sigma X dZ$$

Det første leddet på høyre side er deterministisk, mens det andre leddet er stokastisk. Over korte tidsperioder er det det stokastiske leddet som dominerer prosessen, men over større tidsintervall er det driftleddet som dominerer. Ser man på daglig avkastning på X er denne derfor tilnærmet rent stokastisk. Dette gjelder generelt for brownisk bevegelse.

Hvis prisen følger GBM, er den lognormalfordelt, det vil si

$$(8) \quad \ln[P(T)] \sim N\left(\ln[P(0)] + [\alpha - 0,5\sigma^2]T, \sigma^2 T\right)$$

og derfor

$$(9) \quad E[X(t)] = X(0)e^{\alpha t}$$

α er derfor den kontinuerlige forventede avkastningen på X .

2.2 Test av enhetsrot

Som nevnt over er det vanlig å ta utgangspunkt i GBM, mean reversion eller andre stokastiske modeller når man skal beskrive prismodeller. For at prismodellen skal kunne fungere optimalt er det essensielt at den grunnleggende modellen er riktig. En modell basert på GBM kan gi en helt annen investeringsbeslutning enn en modell basert på mean reversion [Pindyck, 1999]. En enhetsrotstest vil gi svar på om prisrekken er stasjonær eller ikke stasjonær.. En mean reversion prosess inneholder ikke enhetsrøtter (stasjonær), og kjennetegnes ved at prisene vender tilbake mot, og varierer rundt en pris etter store hopp. En GBM prosess har enhetsrøtter (ikke-stasjonær), og er dermed konsistent med random walk. Enhetsrotstesten tar utgangspunkt i at man kan ha tre ulike typer stokastiske prosesser [Gujarati, 2003]:

✓ Y_t er en random walk.

$$(10) \quad \begin{aligned} Y_t &= \rho Y_{t-1} + u_t & -1 \leq \rho \leq 1 \\ Y_t - Y_{t-1} &= \rho Y_{t-1} - Y_{t-1} + u_t \\ \Delta Y_t &= \delta Y_{t-1} + u_t \end{aligned}$$

der u_t er et feilledd kun bestående av hvit støy², $\delta = \rho - 1$ og Δ er differensialoperatoren. Det er teoretiske og praktiske grunner til at regresjonen skrives på differensiert form.

² Hvit støy innebærer at feilleddet er ukorrelert med feilledd i tidligere perioder.

✓ Y_t er en random walk med drift

$$(11) \quad \Delta Y_t = \beta_1 + \delta Y_{t-1} + u_t$$

✓ Y_t er en random walk med drift rundt en stokastisk trend

$$(12) \quad \Delta Y_t = \beta_1 + \beta_2 t + \delta Y_{t-1} + u_t$$

Den mest kjente enhetsrotstesten er Dickey-Fuller testen. Tankegangen bak denne er at man kjører en regresjon med Y_t som avhengig variabel og Y_{t-1} som uavhengig variabel, for å finne ut om δ er statistisk signifikant lik null eller ikke. Hvis δ er statistisk signifikant lik null indikerer det at tidsserien er ikke-stasjonær. Hvis det motsatte skjer, at nullhypotesen $\delta = 0$ forkastes, vil Y_t være en stasjonær tidsserie. Tilfelle 1 vil da være stasjonær med gjennomsnitt lik null, tilfelle 2 med gjennomsnitt $= \beta_1/(1-\rho)$, og tilfelle 3 stasjonær rundt en deterministisk trend. Teststatistikken i enhetsrottesten er

$$(13) \quad \tau = \frac{\hat{\beta}_2}{SE(\hat{\beta}_2)}$$

Denne følger ikke den vanlige t-fordelingen ettersom nullhypotesen antar ikke-stasjonær tidsrekke. Teststatistikken følger derimot en fordeling der de kritiske signifikansverdiene er beregnet ved hjelp av Monte Carlo simuleringer [Gujarati, 2003].

Dickey-Fuller testen forutsetter at feilleddet u_t ikke er korrelert. Den avhengige variabelen ΔY_t kan imidlertid være autokorrelert med tidsledd lenger tilbake enn ett. I så fall vil også feilleddet u_t være autokorrelert, og man blir nødt til å bruke utvidet Dickey-Fuller test slik at feilleddet blir ukorrelert. I denne testen legger man til forsinkede verdier av den avhengige variabelen ΔY_t slik at man fanger opp korrelasjon mellom den avhengige variabelen og tidligere tidsledd.

$$(14) \quad \Delta Y_t = \beta_1 + \beta_2 t + \delta Y_{t-1} + u_t + \sum_{i=1}^m \alpha_i \Delta Y_{t-i} + \varepsilon_t \text{ der } \varepsilon_t \text{ er et hvit støy-feilledd.}$$

Antallet differanseledd ΔY_{t-i} som skal legges til bestemmes som regel empirisk ved at man inkluderer så mange ledd at feilleddet ε_t blir ukorrelert [Gujarati, 2003].

Enhetsrotstesten er sensitiv for valg av funksjonell form. Hvis man estimerer tidsserien og velger feil prosess kan konklusjonen man ender opp med være feil. Prosessene 1, 2 og 3 har nemlig ulike kritiske signifikansnivå. Dette gjør at man kan komme til å akseptere/forkaste nullhypotesen på feil grunnlag ved å velge feil prosess [Gujarati, 2003].

De fleste Dickey-Fuller testene har lav styrke, noe som innebærer at testen har en tendens til å akseptere nullhypotesen oftere enn den burde. Testen oppnår svake resultater når tidsserien er på 30 år eller mindre, fordi mean reversion ofte går sakte og er vanskelig å fange opp over så korte perioder. I og med at mean reversion foregår så sakte vil likevel antagelsen om en random walk modell for prisutvikling være tilstrekkelig i investeringsammenheng [Pindyck, 1999].

2.3 ARCH/GARCH

Autokorrelasjon vil si at det er korrelasjon mellom data i ulike tidsperioder i en tidsserie eller mellom sorterte tverrsnittdata. Dette kan også oppstå mellom variansen σ^2 ved tidspunkt t og dens foregående verdier i en eller flere perioder. Hvis variansen til feilleddet er korrelert med det kvadrerte feilleddet ved det foregående tidspunktet, kalles dette autoregressive conditional heteroscedasticity (ARCH). I mange finansielle tidsserier finner man perioder der volatiliteten til prisen er høy i en lengre periode, men som etterfølges av roligere perioder. Observasjoner med svært høy eller svært lav varians har en tendens til å forekomme i ansamlinger, og ikke tilfeldig spredt. Det vil si at dagens volatilitetsnivå er positivt korrelert med volatiliteten de foregående periodene. Dette kan blant annet skyldes at eksogene økonomiske hendelser, for eksempel en oljekrise, kan være en stund [Gujarati, 2003]. Handler man i finansmarkeder er kunnskap om volatiliteten svært viktig, da det er viktig å vite hvilken risiko man står ovenfor. For en person som står ovenfor en investeringsbeslutning for eksempel innen industrien, kan prognosene for fremtidige driftsresultater være svært følsomme for valg av volatilitet over investeringsens levetid. ARCH- og GARCH-modellene kan brukes til å modellere tidsserier der variansen varierer over tid.

Hvis man har en lineær regresjonsmodell med k variable, og man antar at den betingede variansen til feilleddet følger en ARCH(p)-prosess, kan denne uttrykkes som

$$(15) \quad \sigma_t^2 = \text{var}(u_t | u_{t-1}, u_{t-2}, \dots) = E \left[(u_t - E(u_t))^2 | u_{t-1}, u_{t-2}, \dots \right]$$

Med antagelsen om at $E(u_t) = 0$, forenkles uttrykket til

$$(16) \quad \sigma_t^2 = \text{var}(u_t | u_{t-1}, u_{t-2}, \dots) = E \left[u_t^2 | u_{t-1}, u_{t-2}, \dots \right]$$

Man får derfor følgende uttrykk for den betingede variansen:

$$(17) \quad \text{var}(u_t) = \sigma_t^2 = \alpha_0 + \alpha_1 u_{t-1}^2 + \alpha_2 u_{t-2}^2 + \dots + \alpha_p u_{t-p}^2$$

Hvis man aksepterer hypotesen

$$H_0 : \alpha_1 = \alpha_2 = \dots = \alpha_p = 0$$

er ikke ARCH-effekt tilstede, og feilvariansen er lik α_0 . Denne hypotesen kan testes ved hjelp av en vanlig F-test. Man kan også regne ut R^2 for regresjonen av ligning (17) og benytte seg av observatoren

$$(18) \quad nR_{asy}^2 \sim \chi_p^2$$

Dette uttrykket sier at for store utvalg så er nR^2 χ^2 -fordelt, der antall autoregressive ledd angir antall frihetsgrader. Er verdien man får for nR^2 større enn den kritiske verdien gitt av χ^2 -fordelingen, forkaster man H_0 -hypotesen, og konkluderer med at variansen til feilleddet er korrelert med kvadrerte feilledd fra tidligere perioder.

Antall ledd i modellen (antall lags) kan være vanskelig å fastsette, men Akaikes informasjonskriterium (AIC) gir en indikasjon på hvor mange ledd som er optimalt. Dette

kriteriet innfører en straff for hver ekstra regressor som innføres. Dette kriteriet er strengere enn adjusted R^2 .³ AIC er definert som

$$(19) \quad AIC = e^{2k/n} \sum \frac{\hat{u}_i^2}{n} = e^{2k/n} \frac{RSS}{n}$$

Et kriterium som ligner AIC, men som er noe strengere, er Schwarz informasjonskriterium som er definert som

$$(20) \quad SIC = n^{k/n} \sum \frac{\hat{u}_i^2}{n} = n^{k/n} \frac{RSS}{n}$$

Når man sammenligner to eller flere modeller, foretrekkes da modellen med laveste AIC-/SIC-verdi [Gujarati, 2003].

Det kan likevel være problematisk at modellen blir stor med mange ledd. Et annet problem er at man må tilfredsstille kravet om at variansen ikke kan være negativ. Man kan unngå disse problemene ved å anvende en såkalt GARCH-modell i stedet. Er feilvariansen korrelert med det kvadrerte feilleddet p perioder tilbake i tid, men også korrelert med den betingede variansen q perioder bak i tid, kan dette modelleres med generalized autoregressive conditional heteroscedasticity, GARCH(p,q).

2.4 Test av parameterstabilitet

Når man bruker regresjon til å modellere data fra tidsrekker kan det forekomme strukturelle endringer i forholdet mellom den avhengige og den uavhengige variabelen. Dette medfører at parameterverdiene i regresjonen vil endre seg i løpet av perioden. For en pristidsrekke på elektrisitet kan en slik strukturell endring eksempelvis komme som en følge av klimaendringer eller ny lovgivning. Parameterverdiene fra siste periode vil da være de som best beskriver hvordan tidsrekken vil utvikle seg fremover, og disse bør derfor vektas mer enn parameterverdiene fra første periode.

En test som undersøker parameterstabilitet i en tidsrekke er Chowtesten. Denne utføres ved å dele perioden i to og finne summen av de kvadrerte feilleddene for de to delperiodene og for hele perioden ved hjelp av regresjon. Tidsrekken testes så under følgende hypoteser:

H_0 : Tidsrekken har ingen strukturelle parameterendringer

H_1 : Tidsrekken har strukturelle parameterendringer

Testobservatoren følger en F-fordeling, og beregnes slik:

$$(21) \quad F = \frac{RSS - (RSS_1 + RSS_2)}{RSS_1 + RSS_2} \cdot \frac{T - 2k}{k} \sim F[k, (T - 2k)]$$

Der

³ Adjusted R^2 : $\bar{R}^2 = 1 - \frac{RSS / (n - k)}{TSS / (n - 1)}$

RSS	- Summen av de kvadrerte residualene for hele perioden
RSS ₁	- Summen av de kvadrerte residualene for periode en
RSS ₂	- Summen av de kvadrerte residualene for periode to
T	- Antall observasjoner
2k	- Antall parametere i de to delperiodene til sammen
k	- Antall parametere i hver av delperiodene

Hvis testobservatoren er større enn den kritiske F-verdien forkastes følgelig nullhypotesen, og man kan konkludere med at tidsrekken har strukturelle parameterendringer.

2.5 Realopsjoner

Tradisjonelt sett har investeringsbeslutninger blitt evaluert ved hjelp av nåverdimetoden. Den statiske nåverdimetoden går ut på å akseptere prosjekter med netto nåverdi (NPV) større enn null, og forkaste prosjekter med NPV < 0. Det generelle uttrykket for NPV er:

$$(22) \quad NPV = -I + \sum \frac{CF_i}{(1+r)^{T_i}}$$

Den statiske nåverdimetoden tar ikke hensyn til verdien av fleksibiliteten knyttet til et prosjekt. For å fange opp denne verdien i evaluering av prosjekter anvendes realopsjoner, som baserer seg på teori for finansielle opsjoner. Den statiske nåverdien utgjør kun en nedre grense for prosjektets verdi.

Fleksibiliteten i et prosjekt kan forekomme som muligheten til å:

- ✓ utsette en investering
- ✓ stanse/gjenoppta produksjonen
- ✓ gi opp et prosjekt hvis videre drift viser seg å være ulønnsomt
- ✓ variere produksjonskapasiteten/output i produksjonen
- ✓ ekspandere
- ✓ foreta investeringen i flere etapper

Oppgaven begrenses til å gjelde fleksibilitet i form av muligheten til å utsette en investeringsbeslutning, da dette er den mest relevante realopsjonen for småkraftverk.

Et prosjekts kontantstrøm kan ha negativ nåverdi de første årene men prosjektet kan likevel ha positiv NPV. Det vil også løpe en alternativkostnad på investeringen etter at man har investert. Det vil derfor i mange tilfeller være optimalt, sett fra et bedriftsøkonomisk perspektiv, å utsette investeringen.

Det er mange likheter mellom realopsjoner og finansielle opsjoner. En kjøpsopsjon i finansmarkedet gir retten til å betale en innløsningspris for å motta en fremtidig kontantstrøm. Et investeringsprosjekt kan også behandles som en kjøpsopsjon, der investeringskostnaden tilsvarer innløsningsprisen og nåverdien av prosjektets kontantstrøm tilsvarer opsjonens underliggende verdi. Fortjeneste på en kjøpsopsjon er gitt av uttrykket $\text{Max}[S-X, 0]$, der X er innløsningsprisen og S er verdien av underliggende aktivum ved tidspunktet for innløsning.

Blir differansen mellom S og X negativ, velger man bare å la opsjonen forfalle uten å løse den inn, og taper da kun det beløpet det eventuelt kostet å sikre seg opsjonen til å begynne med.

I motsetning til en europeisk kjøpsopsjon som kun kan innløses ved forfall, kan en amerikansk kjøpsopsjon innløses når som helst før opsjonen utløper. Det er tre faktorer som påvirker tidlig innløsning av opsjonen:

- ✓ Tapt dividende ved å inneha opsjonen, men ikke den underliggende verdien.
- ✓ Rentekostnader knyttet til å betale innløsningsprisen før forfall av opsjonen.
- ✓ Løser man inn opsjonen, taper man forsikringen som implisitt ligger i opsjonen.

I forbindelse med et investeringsprosjekt med en iboende realopsjon på utsettelse av prosjektstart, er dividenden i form av kontantstrømmen man vil motta dersom prosjektet er iverksatt. I Grytendals tilfelle vil dette tilsvare overskudd fra salg av elektrisitet hvis man investerer ved nåtidspunktet og ikke utsetter investeringen. Ved å løse inn opsjonen får man tilgang til fremtidig dividende, altså kontantstrøm.

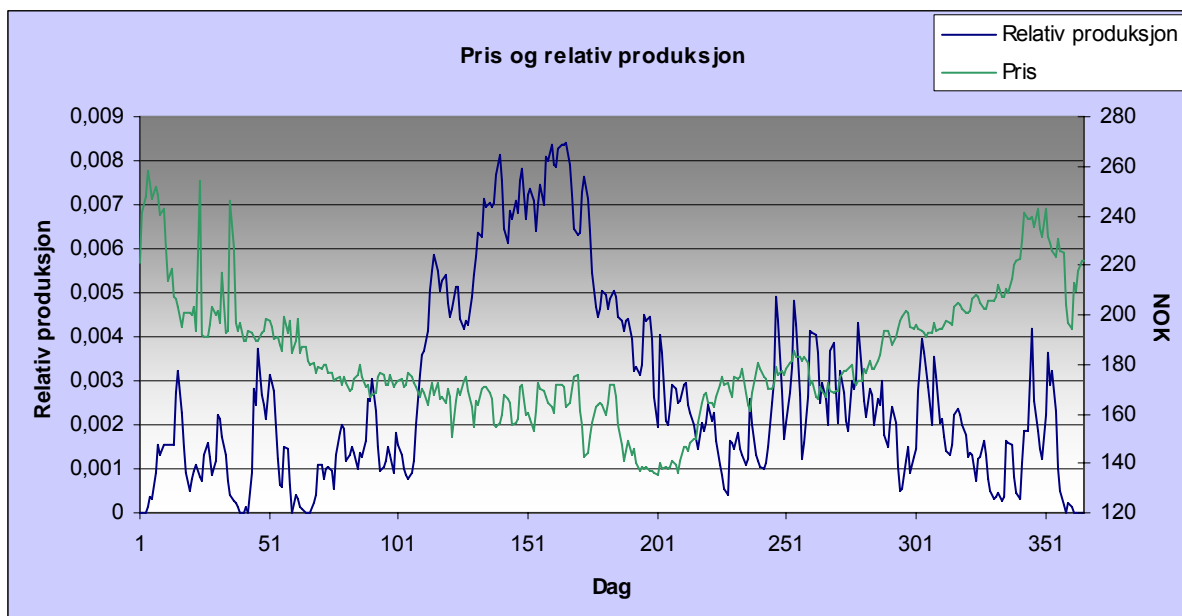
Idet man investerer og betaler innløsningsprisen, binder man opp kapital i prosjektet og mister dermed muligheten til å investere dette beløpet et annet sted, og derfor avkastningen man da kunne mottatt. For NTEs del vil dette i hovedsak være muligheten til å benytte investeringsbeløpet til et annet energirelatert prosjekt.

Så lenge det er usikkerhet knyttet til fremtidige inntekter for prosjektet, i vårt tilfelle prisen på elektrisitet, har forsikringen i realopsjonen verdi. Forsikringen er i praksis at man med opsjonen har mulighet til å se an om prisen på produktet opsjonen baserer seg på stiger eller synker. Ved å sitte på opsjonen er man beskyttet mot fall i prisen, og negativt resultat for prosjektet.

2.6 Optimalt valg av kapasitet

2.6.1 Vårflommens innvirkning på kapasitetsvalg

I Bøckman, Fleten og Juliussen (2005) er det ikke tatt hensyn til verdien av å ha ekstra kapasitet installert når vårflommen inntreffer. Dette har en verdi da det vil gi mulighet for høyere produksjon i denne perioden. Denne verdien må vurderes opp mot den ekstra kostnaden man vil få i form av høyere innkjøpskostnader og tap av virkningsgrad. Det er nemlig slik at større turbiner gir lavere virkningsgrad for lavere vannføring [Bøckman & Juliussen, 2004]. Høy produksjon under vårflommen fører også til at man produserer mer når elektrisitetsprisene er på sitt laveste, slik at den totale årsprisen vil bli lavere. I figur 2 kommer dette tydeligere frem. I perioden fra dag 100 til 200 finner man den laveste spotprisen gjennom året. I den samme perioden er også den relative produksjonen på sitt høyeste. Med relativ produksjon menes forholdet mellom daglig og årlig produksjon. Dette får den følgen at lave priser blir vektet høyt slik at også årsprisen blir lav. Ved å øke kapasiteten til kraftverket vil man kunne produsere mer under vårflommen, slik at den relative produksjonen i lavprisperioden blir enda høyere, og årsprisen dermed lavere.

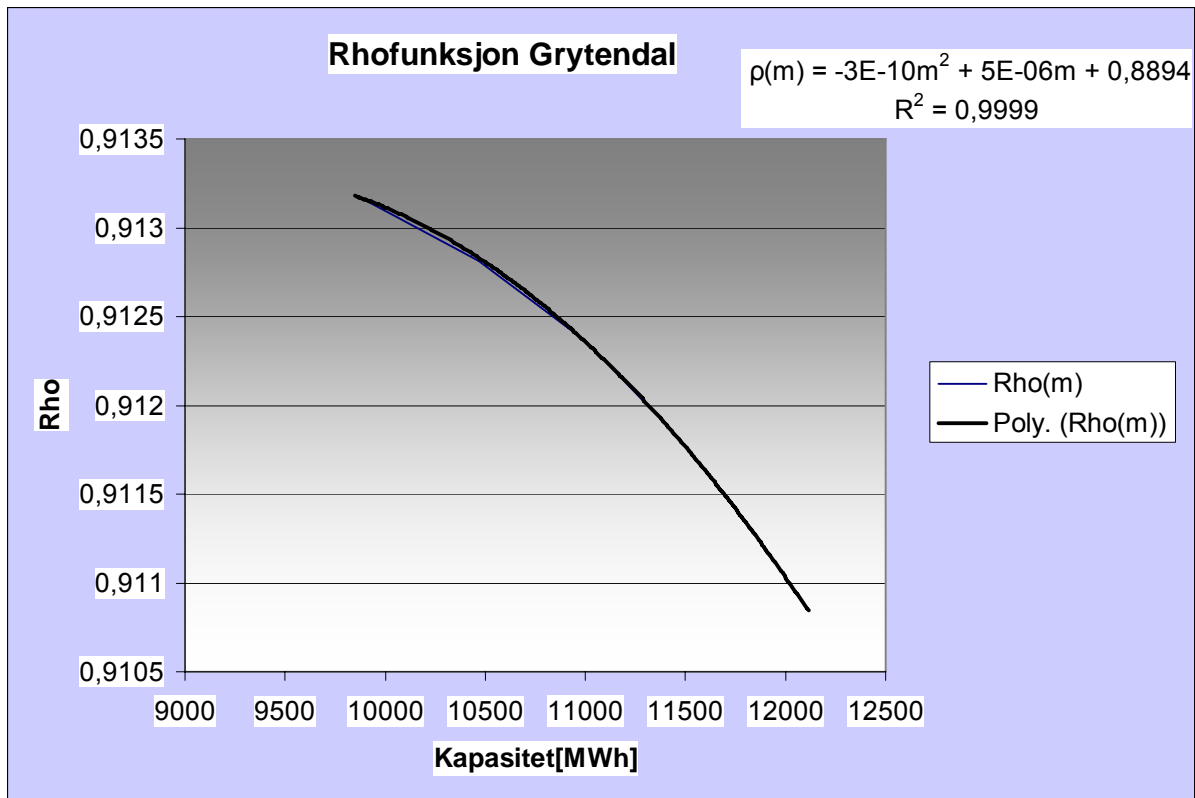


Figur 2: Gjennomsnittlig relativ produksjon for Grytendal ved 6MW installert kapasitet, og gjennomsnittlige spotpriser for Trondheim i perioden 1996-2004,

Vi ønsker å implementere verdien av å ha ekstra kapasitet installert i realopsjonsmodellen. Vi vil i tillegg korrigere for at prisen i et område(områdeprisen) ikke nødvendigvis er den samme som systemprisen. Områdepriser oppstår som en følge av begrenset overføringskapasitet i nettet. Norge kan deles opp i flere prisområder, og det er Statnett som styrer inndelingen av disse. Statnett har vedtatt at Midt-Norge skal være et eget prisområde, og områdeprisene kommende vinter vil sannsynligvis bli høyere enn systemprisene. Ved hjelp av uttrykket nedenfor vil vi finne en faktor rho som tar hensyn til de nevnte variasjonene.

$$(23) \quad \rho \cdot \text{årssystempris} = \sum_t \frac{\text{områdepris}_t \cdot \text{produksjon}_t}{\text{totalproduksjon}}$$

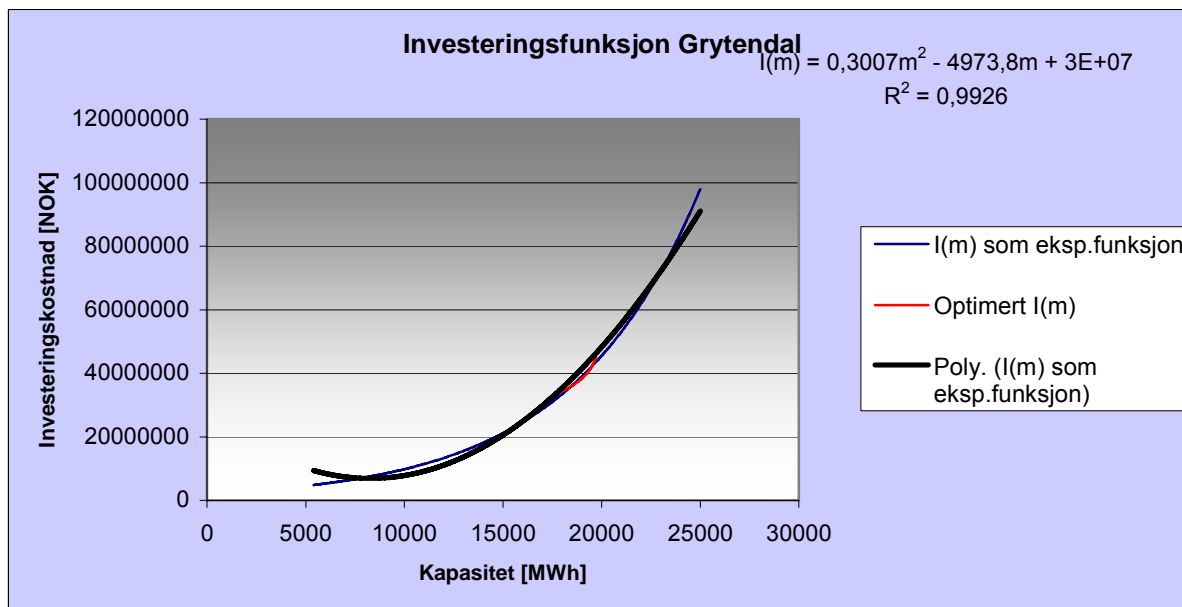
Ved å multiplisere den daglige områdeprisen med relativ daglig produksjon vil man fange opp at produksjonen er høy når prisen er lav og omvendt. Dette uttrykket summeres over en tidsperiode t, slik at man får den korrekte prisen gjennom perioden. Rho finnes ved å dividere med årssystemprisen. Både daglig produksjon og totalproduksjon i perioden vil naturlig nok variere med installert kapasitet, og det samme vil også rho gjøre. Figur 3 viser sammenhengen mellom rho og installert kapasitet fra 9000 MWh/år til 12500 MWh/år. For kapasiteter under 9000 MWh/år var ikke sammenhengen mellom rho og installert kapasitet like entydig. Dette kan forklares med at ved lave kapasiteter varierer ikke den relative produksjonen like mye gjennom året. I Grytendal kraftverk vil det uansett ikke være aktuelt å ha en lavere produksjon enn 9000 MWh/år, så det nevnte produksjonsområdet vil være tilstrekkelig. Regresjonslinjen for funksjonen er også vist i figur 3. Denne gav en R^2 – verdi på 0,9999, noe som viser at dette er en svært god tilpasning.



Figur 3: Rho som funksjon av kapasitet

2.6.2 Investeringskostnaden

Bøckman, Fleten & Juliussen (2005) antar at investeringskostnaden for kraftverket forholder seg eksponentielt til installert kapasitet i kraftverket. Vi antar isteden at $I(m)$ er en andregradsfunksjon. Funksjonen og dens regresjonslinje er plottet i figur 4. Regresjonen med $R^2 = 0,9926$ viser at tilpasningen er god.



Figur 4 Investeringskostnaden som funksjon av kapasitet

I figur 4 er det røde linjestykket eksponentialfunksjonen $I(m) = 2117393,387e^{0,000153382m}$ som gis av programmet til Bøckman & Juliussen [Bøckman & Juliussen, 2005]. Ved å skissere denne over et større intervall får vi den blå grafen. Det er valgt et intervall som er representativt for Grytendal kraftverk, og som gir en høy R^2 for andregradspolynomet som er markert med svart. Det er også lagt vekt på at andregradspolynomet ikke skal avvike veldig fra de optimerte verdiene i det mest aktuelle området for kapasitet.

2.6.3 Fortjeneste og total verdi

I likhet med Bøckman, Fleten og Juliussen (2005) defineres fortjeneste, θ , som den langsiktige prisen minus fast produksjonskostnad, c . Det vises senere i oppgaven at forwardprisene følger geometrisk brownsk bevegelse. Dette blir også tilfellet for fortjenesten:

$$(24) \quad d\theta = \alpha\theta dt + \sigma\theta dz$$

Ved å multiplisere den totale fortjenesten på produksjon, θ , med korreksjonsfaktoren ρ og gjennomsnittlig årsproduksjon, m , og så diskontere over hele levetiden får man verdien av et ferdig utbygd prosjekt $V(m, \theta)$.

$$(25) \quad V(m, \theta) = \rho(m) \cdot \theta m \varepsilon$$

$$(26) \quad \varepsilon = \frac{1 - \left(\frac{1}{1 + \delta}\right)^T}{\delta}$$

$$(27) \quad \delta = r - \alpha$$

Her er ε en faktor som diskonterer en annuitet i t år. Diskonteringsfaktoren, δ , er her såkalt convenience yield, gitt av avkastningskravet fratrukket årlig drift i fortjeneste.

2.6.4 Optimal kapasitet

Optimalt valg av kapasitet får man ved å sette marginal fortjeneste lik marginal kostnad. Det vil si at den økte verdien av prosjektet som en ekstra enhet kapasitet gir gjennom prosjektets levetid, må tilsvare den økte investeringskostnaden som denne enheten medfører.

$$(28) \quad \frac{\partial}{\partial m} V(m, \theta) = \frac{\partial}{\partial m} I(m)$$

$$(29) \quad \frac{\partial}{\partial m} (Dm^2 + Em + F)\theta m \varepsilon = \frac{\partial}{\partial m} (Am^2 + Bm + C)$$

$$(30) \quad 3\theta\varepsilon Dm^2 + (2\theta\varepsilon E - 2A)m + (\theta\varepsilon F - B) = 0$$

$$(31) \quad m^* = \frac{-2\theta\varepsilon E + 2A - \sqrt{(2\theta\varepsilon E - 2A)^2 - 12\theta\varepsilon D(\theta\varepsilon F - B)}}{6\theta\varepsilon D}$$

Kun den ene løsningen av andregradsuttrykket (ligning 31) gir en fornuftig løsning. Får derfor bare negativt fortegn foran rottegnet i uttrykket for m^* .

2.7 Uttrykket for opsjonsverdien

Amerikanske kjøpsopsjoner kan som tidligere nevnt innløses før forfall. Det som gjør disse vanskelige å verdsette er at prisgrensen der det er optimalt å innløse opsjonen avtar jo nærmere man kommer forfall. Dette problemet unngår man når man tar for seg evigvarende amerikanske kjøpsopsjoner. Da er tid til forfall hele tiden uendelig, og derfor konstant. Denne antagelsen er i utgangspunktet ikke korrekt for et småkraftsprosjekt, da en innvilget konsesjon har gyldighet i fem år [Lov om erverv av vannfall, 1917]. Etter utløp må man søke om å fornye konsesjonen, og da det vanligvis er få eller ingen som har mulighet til å søke om den samme konsesjonen, er mulighetene store for at man får forlenget konsesjonen. Antagelsen antas derfor ikke å ha signifikante følger for opsjonsverdien. Det er ikke mulig å finne opsjonsverdien analytisk hvis man tar hensyn til at opsjonen har en kjent, begrenset levetid, men det er mulig å finne numeriske løsninger [McDonald & Siegel, 1986].

Vi vil finne uttrykket for verdien av investeringsmuligheten, $F(\theta)$. For å komme frem til dette anvendes dynamisk programmering [Dixit & Pindyck, 1994]. Man tar da utgangspunkt i Bellman-ligningen:

$$(32) \quad rFdt = E[dF]$$

Den sier at over et lite tidsintervall dt , så er den totale avkastningen på investeringsmuligheten, $rFdt$, lik den forventede verdistigningen til investeringsmuligheten.

Vi vil så finne et uttrykk for differensialet dF , men siden F er en funksjon av en stokastisk prosess kan ikke vanlige regler for derivering anvendes. Man må derfor anvende Itô's lemma:

$$(33) \quad dF = \frac{\partial F}{\partial t} dt + \frac{\delta F}{\delta \theta} d\theta + \frac{1}{2} \frac{\partial^2 F}{\partial \theta^2} (d\theta)^2$$

Setter inn uttrykket for $d\theta$ gitt i ligning (24). Det første leddet i Itô's lemma faller bort på grunn av antagelsen om at opsjonen er evigvarende, og verdien blir derfor ikke er en funksjon av tiden.

$$(34) \quad dF = F'(\theta)[\alpha\theta dt + \sigma\theta dz] + \frac{1}{2} F''(\theta)[\alpha^2\theta^2 dt^2 + 2\alpha\sigma\theta^2 dt dz + \sigma^2\theta^2 dz^2]$$

Finner forventningsverdien til ligning (34), og benytter oss av det faktum at $E(dz) = 0$, $E[(dz)^2] = dt$, som nevnt i avsnittet om Wienerprosessen, samt at $dzdt = dt^2 = 0$ [McDonald, 2003]:

$$(35) \quad E[dF] = \alpha\theta F'(\theta)dt + \frac{1}{2}\sigma^2\theta^2 F''(\theta)dt$$

Bellmanligningen blir nå

$$(36) \quad \frac{1}{2}\sigma^2\theta^2 F''(\theta)dt + \alpha\theta F'(\theta)dt - rF(\theta) = 0$$

Dette er en andreordens homogen differensialligning med generell løsning

$$(37) \quad F(\theta) = K_1\theta^{\beta_1} + K_2\theta^{\beta_2}$$

der

$$(38) \quad \beta_1 = \frac{1}{2} - \frac{(r-\delta)}{\sigma^2} + \sqrt{\left[\frac{(r-\delta)}{\sigma^2} - \frac{1}{2}\right]^2 + \frac{2r}{\sigma^2}} > 1$$

$$(39) \quad \beta_2 = \frac{1}{2} - \frac{(r-\delta)}{\sigma^2} - \sqrt{\left[\frac{(r-\delta)}{\sigma^2} - \frac{1}{2}\right]^2 + \frac{2r}{\sigma^2}} < 0$$

Det andre leddet i den generelle løsningen av differensialligningen kan ikke være en gyldig løsning. Når fortjenesten (θ) øker, vil verdien av realopsjonen avta, siden $\beta_2 < 0$. Dette strider

mot grunnleggende opsjonsteori, som sier at verdien av en kjøpsopsjon øker med økende pris på den underliggende verdien.

Uttrykket for realopsjonen blir da

$$(40) \quad F(\theta) = K\theta^{\beta_1}$$

Man må så finne et uttrykk for konstanten K. Dette kan gjøres ved å bruke betingelsen value matching. Denne sier at verdien på opsjonen i det den innløses er lik nåverdien av fremtidig kontantstrøm for prosjektet. Value-matchingbetingelsen kan formuleres som

$$(41) \quad F(\theta^*) = V(\theta^*, m(\theta^*)) - I(m(\theta^*))$$

der θ^* er grensen for om det er optimalt å løse inn opsjonen eller ikke. Denne vil i vårt tilfelle ha samme verdi hele tiden, siden det opereres med uendelig tidshorisont for opsjonen. Ligning (41) sier også at i grensepunktet, der fortjenesten θ har verdien θ^* , er differansen mellom prosjektets verdi og opsjonsverdien lik investeringskostnaden. Her kan da opsjonsleddet tolkes som verdien man gir opp ved å investere i prosjektet.

Uttrykket for opsjonen (40) i punktet $\theta = \theta^*$ settes inn i ligning (41), og man får da følgende uttrykk for konstanten K:

$$(42) \quad K = \frac{V^* - I^*}{(\theta^*)^{\beta_1}}$$

Man ønsker så å finne den optimale verdien for θ^* . Siden uttrykket for kapasitet (m) inngår i både V^* og I^* , blir uttrykket for K svært komplekst, og det lar seg derfor ikke gjøre å finne en analytisk løsning for optimal θ^* . Dette kan derimot løses numerisk for hvert enkelt case. Er den langsiktige fortjenesten mindre enn barrieren θ^* , vil det ikke lønne seg å løse inn opsjonen, uansett hvordan man endrer på prosjektets parametere.

Dersom $\theta < \theta^* \Rightarrow P < \theta^* + c$, lønner det seg ikke å løse inn opsjonen og å igangsette prosjektet. Her er som tidligere nevnt P den langsiktige prisen på elektrisitet og c den variable kostnaden per produserte enhet.

Dersom $\theta > \theta^* \Rightarrow P > \theta^* + c$, er det optimalt å investere, og man velger da produksjonskapasitet lik

$$(31) \quad m^* = \frac{2A - 2\theta\epsilon E - \sqrt{(2\theta\epsilon E - 2A)^2 - 122\theta\epsilon D(\theta\epsilon F - B)}}{6\theta\epsilon D}$$

3 Resultater⁴

3.1 Unit root test

Vi ønsker å teste spotpriser og 2 og 3 års forwardpriser på elektrisk kraft under hypotesene.

$H_0: \delta = 0, \tau_{\text{kritisk}} < \tau$, tidsserien er ikke-stasjonær.

$H_1: \delta \neq 0, \tau_{\text{kritisk}} > \tau$ tidsserien er stasjonær.

Vi tester alle tidsseriene med 5 prosents signifikansnivå.

3.1.1 Unit root test 3 års forward

$$\tau_{\text{kritisk},5\%} = -2,86$$

$$\tau = 1,457$$

Testobservatoren τ er større enn den kritiske verdien på 5 prosents signifikansnivå. Basert på dette resultatet kan man ikke forkaste nullhypotesen. Priser på 3 års forward kontrakter kan derfor modelleres som en geometrisk brownsk bevegelse.

3.1.2 Unit root test spot

$$\tau_{\text{kritisk},5\%} = -2,86$$

$$\tau = -5,735$$

Testobservatoren τ er mindre enn den kritiske verdien på 5 prosents signifikansnivå. Basert på dette resultatet kan man på 5 prosents signifikansnivå forkaste nullhypotesen, og si at tidsrekken er stasjonær. Spotprisene følger derfor ikke en geometrisk brownsk bevegelse, men ligner mer en mean reverting prosess.

3.2 ARCH

Før man estimerer GARCH-modeller for de aktuelle tidsseriene, kan det være lurt å undersøke om slike modeller er passende for disse tidsseriene. Dette kan man gjøre ved å teste seriene for ARCH-effekter. Som tidligere nevnt kan man gjøre dette ved å kjøre en regresjon av de kvadrerte residualene til en passende regresjon på tidsserien. Som regressorer velger man her laggede verdier av de kvadrerte residualene, inntil lag p , samt at man legger til et konstantledd. Man må da først teste hvor mange lags, p , det er nødvendig å ta med i regresjonen. Ser i denne sammenheng på R^2 , samt Akaikes og- og Schwartz' informasjonskriterie. For tidsserien for fortjeneste per MWh, basert på forwardpriser får man følgende verdier:

Antall lags	R^2	AIC	SC
1 lag	0,00205665	-9,52423	-9,51869
3 lags	0.00210210	-9.52139	-9.51028
5 lags	0.00414750	-9.52048	-9.50381
7 lags	0.00476395	-9.51814	-9.49589

⁴ Programmet GiveWin 2.10 med modulen PcGive fra OxPack 3.1 ble brukt til å utføre de empiriske testene og til å estimere parametrene i prisprosessen.

Tabell 2: Verdier for R^2 , AIC og SC for ulike lags.

Ser at AIC og SC endrer seg lite, samtidig som det er liten økning i R^2 ved å øke antall lags fra 5 til 7. Velger derfor å bruke 5 lags på ARCH-test av forwardtidsserien.

Observatoren for ARCH-testen blir $TR^2 = 8,37$. Kritisk verdi ved 5 prosents signifikansnivå er $\chi^2(5)_{5\%} = 11,070$.

H_0 -hypotesen som sier at alle parametrene foran regressorene i regresjonen av residualene er lik null, forkastes derfor ikke. Konklusjonen er derfor at fortjenesten ikke kan modelleres med ARCH/GARCH-modeller.

3.3 Langsiktig pris

3.3.1 Modellering av langsiktig pris

Som enhetsrotstesten viser kan spotpriser modelleres ved en mean reversion-modell. For langsiktige investeringer vil en Ornstein-Uhlenbeck-prosess bli for enkel til at den alene kan beskrive prisutviklingen. Lucia og Schwartz (2002) foreslår en tofaktormodell der kortsiktig variasjon modelleres ved hjelp av en Ornstein-Uhlenbeckprosess og langsiktig variasjon modelleres ved hjelp av aritmetisk brownsk bevegelse. Både Schwartz og Smith(2000) og Schwartz (1997) argumenterer for en modell der likevektsprisens nivå antas å følge geometrisk brownsk bevegelse mens kortsiktige variasjoner modelleres med å ha en draging mot null ved en Ornstein-Uhlenbeck prosess. Disse modellene har vist seg å passe godt til reelle data, men kompliserer verdsettingen av realopsjonen [Pindyck, 2001]. I følge Pindyck vil en geometrisk brownsk bevegelse være tilstrekkelig til langsiktig modellering av energipriser. Denne modellen er også langt mindre kompleks, slik at valg av denne forenkler utledningen av realopsjonsuttrykket. Basert på dette vurderes derfor geometrisk brownske bevegelser som den mest egnede stokastiske modellen for å beskrive fremtidig utvikling av elektrisitetspriser.

3.3.2 Estimering av langsiktig pris

Som beskrevet i kapittel 2.1.4 kan den forventede fortjenesten på produksjon $E(\theta)$ i følge GBM beskrives ved hjelp av følgende uttrykk.

$$(32) \quad E(\theta(t)) = \theta_0 e^{\alpha t}$$

Den forventede fortjenesten er forwardprisen ved tidspunkt t , driften α er beregnet ved hjelp av historiske forwardpriser til å være 0,22 prosent, og θ_{fast} lik θ_0 er den faste prisen gjennom året. Forwardprisen 16.oktober 2006 for levering av kraft i et år 3 år frem i tid er 363,13 kr/MWh. Dette gir en forventet fortjeneste på produksjon på 355,53 kr/MWh, og en θ_{fast} på 353,19 kr/MWh.

Prisen ved årets start finnes ved å benytte følgende formel [Bøckman, Fleten & Juliussen, 2005]. Denne sier at man skal oppnå samme pris ved å kontinuerlig kjøpe forwardkontrakter som har sitt utgangspunkt i skyggespotprisen og som øker med α , som å inngå en langtidskontrakt som varer over hele perioden.

$$(33) \quad \int_{t=0}^1 \theta_0 e^{(\alpha+r)t} dt = \int_{t=0}^1 \theta_{fast} e^{rt} dt$$

$$(34) \quad \theta_0 = \frac{\theta_{fast} (\alpha + r)(e^r - 1)}{r(e^{(\alpha+r)} - 1)}$$

θ_0 ble beregnet til 352,80 kr/MWh. Dette gir en langsiktig fortjeneste 15. desember 2006 på 353,54 kr/MWh.

I følge Pindyck (2001) er den langsiktige atferden til priser og volatilitet mest relevant ved kraftverkutbygginger og andre energirelaterte langsiktige investeringer. I motsetning til spotpriser, påvirkes forwardprisene lite av kortsiktige faktorer. Enhetsrøttesten på disse viste at de er ikke-stasjonære og dermed kan modelleres som en geometrisk brownsk bevegelse. Vi velger derfor å modellere langsiktig prisutvikling basert på forwardpriser, i form av fortjeneste.

Skyggespotprisen (Schwartz, 98) er den startverdien θ_0 i ligning (32) som tilsvarende den korrekte langsiktige spotprisen i dag med hensyn på langsiktig prisutvikling. For oss baserer den langsiktige utviklingen seg på forwardpriser i form av fortjeneste, θ .

3.4 Estimering av parametrene i GBM

Markedet for langsiktige forwards er begrenset da Nord Pool tilbyr forwardkontrakter som strekker seg opp til fem år frem i tid. Kontrakter som handles utenom Nord Pool, og går lengre frem i tid er lite likvide og inneholder derfor begrenset med informasjon. Historiske prisdata for årlige forwardkontrakter tre år frem i tid vil derfor benyttes til å estimere parametrene drift og volatilitet. Disse er relativt likvide, og det eksisterer prishistorikk for slike kontrakter fra og med september 1998.

Som tidligere nevnt, antas fremtidig fortjeneste per MWh, θ , å følge geometrisk brownsk bevegelse (ligning 24). Parametrene estimeres derfor fra forwardpriser fratrukket variabel produksjonskostnad.

Diskretiserer uttrykket for GBM:

$$(34) \quad \ln \frac{\theta_t}{\theta_{t-1}} = \alpha + (\sigma\sqrt{t})\varepsilon_t$$

der $\varepsilon_t \sim N(0,1)$.

Anvender prisdata fra september 1998 til oktober 2006, med daglig oppløsning⁵. Prisdataene er grafisk fremstilt i vedlegg 3.

⁵I tidsrekken for årlige forwardkontrakter 3 år frem i tid mangler det data for to perioder. For dagene med manglende data er det brukt et gjennomsnitt av siste observasjon før, og første observasjon etter disse periodene. Siden periodene er over korte tidsrom vil denne forenklingen ha liten eller ingen betydning for resultatene.

Først tester vi for eventuelle signifikante strukturelle endringer i logreturn i den nevnte perioden. Velger å teste de 1095 første observasjonene mot de resterende 929 observasjonene. Man får da følgende observatorverdi:

$$F = \frac{0,000342237}{7,2935 \cdot 10^{-5}} = 4,69$$

Kritisk verdi fra en F-fordeling med de gitte frihetsgradene er $f_{5\%, 1, 2022} \approx 3,84$. H_0 -hypotesen som sier at det er ingen strukturelle parameterendringer, forkastes på 5 prosent signifikansnivå. En strukturell endring i logreturn innebærer at de nyeste dataene i tidsrekken bør vektes mer enn de eldre. De nyeste observasjonene vektes 0,7 og de eldre med 0,3.

Ved å ta en OLS-regresjon på dataene i den aktuelle tidsserien, med utgangspunkt i ligning 34, kom vi frem til årlig drift lik 0,0046 prosent for den første delperioden og 0,3058 prosent i den andre perioden. De årlige volatilitetsparametrene for de to delperiodene ble henholdsvis 13,6 og 19,0 prosent.⁶ Vektete verdier for drift og volatilitet blir derfor

$$\alpha \approx 0,22\%$$

$$\sigma \approx 17,4\%$$

3.5 Avkastningskravet

Avkastningskravet har stor betydning for om et prosjekt vil vurderes som lønnsomt eller ikke. For et vannkraftprosjekt vil de årlige kontantstrømmene i utgangspunktet være usikre på grunn av usikkerhet i pris og tilsig, men også konkursrisiko, teknisk risiko og politisk risiko gjør at en vannkraftutbygger vil kreve en avkastning som er høyere enn den risikofrie renta.⁷ [Bøckman, Fleten & Juliussen, 2005] Nåverdien av prosjektet vil da finnes ved å diskontere med et avkastningskrav som tar hensyn til denne usikkerheten. Se ligning 22. I stedet for å justere avkastningskravet for risiko, kan man gjøre kontantstrømmene risikofrie. Hvis kontantstrømmene er risikofrie finnes nåverdien ved å diskontere med den risikofrie renta r .

NTE er en stor veldiversifisert bedrift med en omsetning på 1,8 mrd NOK og et driftsresultat på 700 millioner NOK i 2005. Dette gjør at bedriftens konkursrisiko er svært liten. Vi anser også den politiske og tekniske risikoen i et vannkraftprosjekt som lav. Usikkerheten i pris og tilsig tas hensyn til ved å bruke forwardpriser. Disse reflekterer forventninger om fremtidig temperatur, nedbør og snøsmelting [Haug, 2006]. Selv om det per i dag ikke finnes forwardpriser for hele prosjektets levetid på 30 år, kan den langsiktige prisen funnet i kapittel 3.3.2 sies å være en tilnærming av den risikofrie prisen i perioden. Usikkerheten som knyttes til denne prisen anses som så liten at det ikke vil påvirke avkastningskravet. Den risikofrie renta blir derfor riktig avkastningskrav.

30 års syntetisk NIBOR regnes som et godt estimat for langsiktig risikofri rente. Denne er i følge DnBNOR på 4,18 prosent den 3. des 2006 [Juul, 2006].

⁶ Årlig volatilitet ble funnet ved hjelp av uttrykket $\sigma_{dag} \cdot \sqrt{365} = \sigma_{år}$.

⁷ Konkursrisiko er risiko som følge av at bedriften kan gå konkurs i løpet av prosjektperioden.

Teknisk risiko er risikoen for at teknisk utstyr uventet kan svikte.

Politisk risiko er risikoen for at endringer i politiske vedtak kan påvirke økonomien i prosjektet.

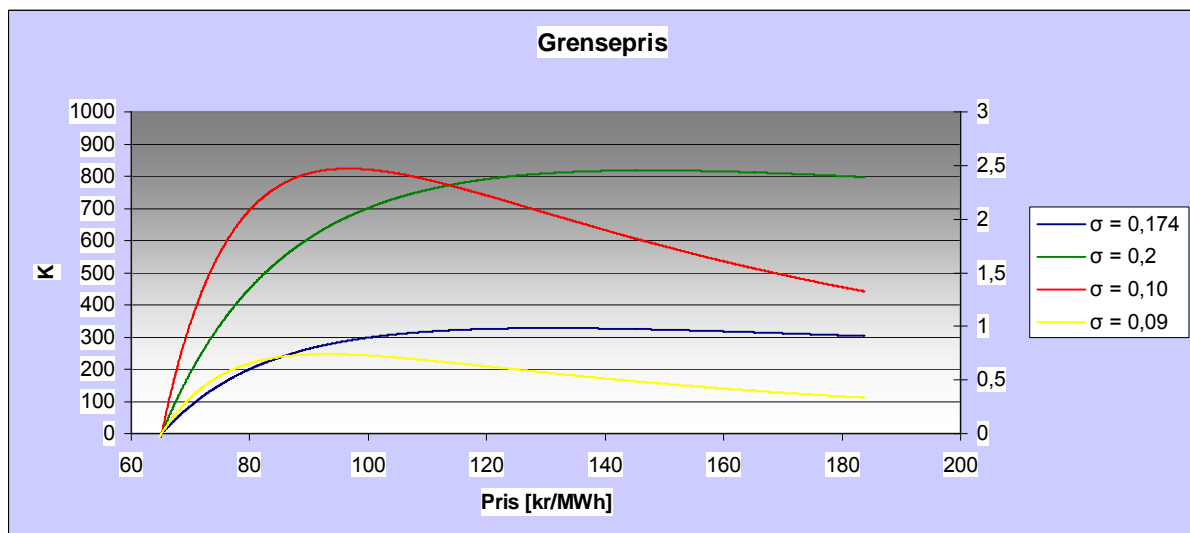
3.6 Resultater for kapasitet og grensepris

I tabellen nedenfor vises verdiene for optimal kapasitet og prisgrense som vi kom frem til, sammenlignet med verdier funnet ved hjelp av Bøckman/Juliussens program.

	m [MWh/år]		θ^*	
	Med ρ	Uten ρ	Med ρ	Uten ρ
Grytendal	16853	19168	130,7	121,9
Rivedal	12204	14717	196,9	171,9
Prosjekt 2	6959	7915	185,1	184,6

Tabell 3: Optimal kapasitet og grensepris med og uten ρ .

Resultatene for optimal installert kapasitet i kraftverket er entydige, og viser at den optimale kapasiteten går ned når man tar hensyn til funksjonen rho. I følge verdiene i tabell 3 skjer det samme for grenseprisen. Resultatene er imidlertid ikke like entydige for denne variabelen. Grenseprisen varierer nemlig når parametrene A, B og C i investeringsfunksjonen endrer seg, og den er derfor svært avhengig av hvilket andregradspolynom som brukes til å beskrive investeringskostnaden som funksjon av årsproduksjon. Spesielt parameteren C som er i størrelsesorden $10^6 - 10^7$ vil på grunn av sin størrelse ha stor betydning for grenseprisen. Investeringsfunksjonen er i alle tilfeller forsøkt tilpasset ved at det er valgt et andregradspolynom som gir en høy R^2 samt at andregradsfunksjonen gir kapasitetsverdier som er mest mulig lik verdiene i $I(m)$ i det mest aktuell område for installert effekt. Denne tilpasningen anses som så god at resultatene for optimal installert effekt og grensepris ses derfor på som signifikante. Produksjonens negative korrelasjon med elektrisitetsprisene under vårflommen resulterer derfor i en høyere grensepris for investering og en lavere optimal installert kapasitet. Resultatenes signifikans er avhengig av korrekte parameterverdier for drift og volatilitet. Som man kan se av figur 5, er grenseprisen relativt følsom for valg av volatilitet.



Figur 5: Grensepris som funksjon av volatilitet

3.7 Optimalisering av Grytendal kraftverk

I optimaliseringen er det brukt beregnede daglige tilsig for en periode på 78 år. Middeltilsiget for denne perioden ble $2,01 \text{ m}^3/\text{s}$. Basert på tilsiget, og de inndata og parametere som er presentert tidligere i oppgaven beregner programmet en total verdi på anlegget på 78 466 392 NOK. Prosjektet bør i følge programmet initieres med en gang, med en gjennomsnittlig

årsproduksjon på 19 168 MWh/år. Selv om man i utgangspunktet burde kunne vente at prosjektet er lønnsomt synes en verdi på rett i underkant av 80 millioner noe høyt. Dette kan ha sammenheng med at programmet, i følge Bøckman og Juliussen selv, egner seg best for kraftverk under 5 MW. Grytendal kraftverk vil ha en installert kapasitet som er over dette. En sammenligning av de totale investeringskostnadene som programmet beregner, og de NTE selv har beregnet viser NTE har stipulert med nesten 12 millioner NOK mer i investeringskostnader. Det er store forskjeller i blant annet kostnader til turbin og kraftstasjon.

Selv om prosjektets verdi trolig er noe lavere enn det optimaliseringen viser, kan man med stor sikkerhet fastslå at investeringen er god, og at den bør initieres med en gang. Dette baseres på den lave grenseprisen.

4 Diskusjon

Denne oppgaven presenterer en realopsjonsmodell for investering i småkraftverk. Det nordiske kraftmarkedet domineres av vannkraft, og har tydelige sesongvariasjoner i produksjon og etterspørsel. Modellen skal ved hjelp av en funksjon som tar hensyn til negativ korrelasjon mellom tilsig og pris justere den langsiktige fortjenesten for disse sesongvariasjonene. Modellen verdsetter småkraftsprosjekter og angir absolutt prisgrense for investering. I tillegg gir modellen svar på hva optimal kapasitet bør være hvis det er optimalt å investere. Resultater viser at ved å anvende en langsiktig fortjeneste som ikke justeres for sesongvariasjoner, overestimeres optimal kapasitet, og terskelen for å investere underestimeres. Grytendalcaset var det med høyest estimerte optimale kapasitet, og dette caset ga størst avvik i verdier for kapasitet med og uten korreksjonsfaktoren.

Korreksjonsfunksjonens presisjon regnes som god, gitt at man sitter på gode tilsigsdata. Gode tilsigsdata vil si målinger gjort over mange år og ved målepunkter som er representative for det aktuelle området. I Grytendals tilfelle, som er hovedcaset for denne oppgaven, har man benyttet en tilsigsserie som strekker seg tilbake til 1909 med dagsoppløsning, ved relativt lokale målepunkter. Funksjonen vil i dette caset derfor være av god nøyaktighet, og mer presis enn casene fra Bøckman, Fleten og Juliussens paper, som har ukedagsoppløsning og strekker seg kortere bakover i tid.

Forutsetningene for at resultatene man får fra modellen er gode, er at det ikke oppstår strukturelle endringer i tilsig grunnet varige klimaendringer eller i prisene grunnet for eksempel en global energikrise. Risikoen for flere tørrår på rad skal allerede være tatt hensyn til i de sikkerhetsekvivalente kontantstrømmene gitt av forwardprisene.

Et usikkerhetsmoment ved modellen er om forwardprisene virkelig er sikkerhetsekvivalente, ettersom det ikke eksisterer forwardkontrakter som strekker seg over hele kraftverketslevetid, som er anslått til 30 år. De mest langsiktige kontraktene som handles i OTC-markedet regnes ikke som tilstrekkelig likvide til å kunne anvendes som priser med tilstrekkelig grad av markedseffisiens.

En svakhet ved modellen er at optimal prisgrense for investering må finnes numerisk. Dette krever relativt lite ekstra regnetid, så det anses ikke som et graverende problem. En analytisk løsning ville likevel gitt en mer oversiktlig og elegant løsning for modellen. Prisgrensen er også funnet ved hjelp av antagelsen om at investeringsfunksjonen er et andregradspolynom, noe som vil gi unøyaktige svar. Dette skyldes at utenfor det mest aktuelle området for installert kapasitet har denne funksjonen en uønsket form.

En annen svakhet er at modellen ikke tar hensyn til at opsjonen på å utsette investeringen har begrenset levetid. Dette regnes også å ha mindre betydning for utfallet.

5 Samfunnsøkonomisk kostnad ved vannkraftverk

Et viktig steg mot bærekraftig utvikling er en fornuftig disponering av naturressursene. Tradisjonelle økonomiske analyser av investeringer i vannkraftverk søker først og fremst å maksimere den bedriftsøkonomiske verdien av de ulike prosjektene. Dette er også mest vektlagt i denne oppgaven. I den senere tid har imidlertid flere innsett at også samfunnsøkonomiske kostnader og gevinster bør implementeres i analysene. Et vannkraftverk er en investering for samfunnet, og det er derfor relevant å se investeringen i et samfunnsøkonomisk perspektiv.

Det er flere fordeler ved en slik tilnærming. Dagens verdsetting av prosjekter utelater kostnadene av miljøkonsekvensene som utbyggingen medfører, noe som kan favorisere prosjekter med store miljøkostnader. Ved å estimere netto samfunnsøkonomisk gevinst for prosjektet vil beslutningstakerne/styringsmakten enklere kunne velge det beste prosjektet sett fra samfunnets ståsted. (Med samfunnsøkonomisk gevinst menes den totale verdien av prosjektet når man tar hensyn til miljøkostnader og miljøgevinster) Jo flere miljøeffekter som kan forklares i økonomiske termer, jo mindre usikkerhet vil det herske rundt beslutningen. En slik beregning vil også gjøre det enklere å kompensere de som er skadelidende ved slike inngrep.

5.1 Estimering av kostnader

Siden naturverdier som god vannkvalitet og biologisk mangfold ikke omsettes i noe marked finnes det ingen pris på denne typen goder. En metode som brukes til å utlede verdien på slike goder, og som er forenelig med måten markedsgoder verdsettes på, baserer seg på individers betalingsvilje. Viljen til å betale kan i denne sammenheng deles opp i aktiv og passiv bruksverdi basert på individenes underliggende motivasjon for betalingen. Bruksverdi kan igjen deles inn i direkte bruksverdi, indirekte bruksverdi og opsjonsverdi. Direkte bruksverdi er den verdien ressursen har for en som benytter seg direkte av den. Det kan eksempelvis være bønder, ornitologer, fjellvandrere eller jegere. Indirekte bruksverdi er verdien som ressursen i seg selv innehar i form av å være vern mot vind, drenering og lignende. Opsjonsverdien kan ses på som en forsikringspremie folk er villige til å betale for å ha muligheten til å benytte seg av ressursen. Passiv bruksverdi deles ofte inn i eksistensverdi og arveverdi. Folk er villige til å betale for å vite at det finnes fisk (eksistensverdi), og for at fremtidige generasjoner også skal kunne nyttegjøre seg denne ressursen (arveverdi). Summen av bruksverdi og passiv bruksverdi for hver berørte husstand i området kan brukes som mål på den totale samfunnsøkonomiske verdien av ressursen.

$$TSV = ABV + PBV$$

$$TSV = (DVB + IBV + OV) + (EV + AV)$$

TSV = Total samfunnsøkonomisk verdi

ABV = Aktiv bruksverdi

PBV = Passiv bruksverdi

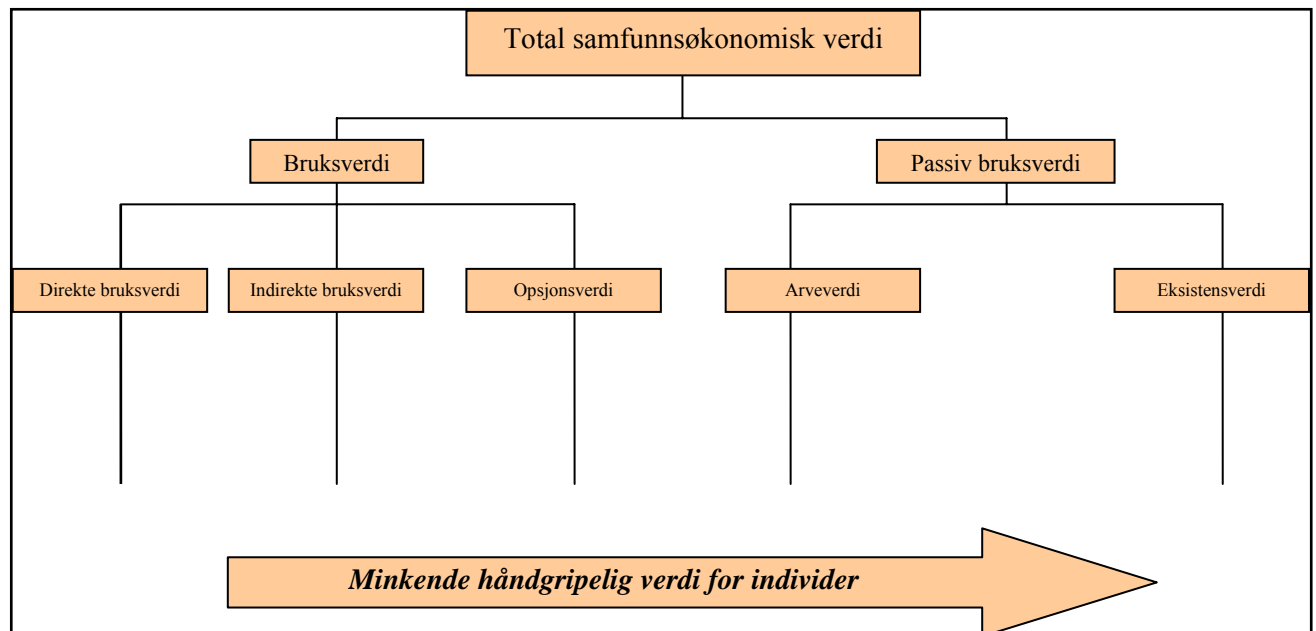
DBV = Direkte bruksverdi

IBV = Indirekte bruksverdi

OV = Opsjonsverdi

EV = Eksistensverdi

AV = Verdi for framtidige generasjoner



For å finne den totale samfunnsøkonomiske verdien av miljøforandringen som en vannkraftutbygging vil medføre kan man observere individers atferd mot et marked som kan knyttes til goden av interesse. Endring i husholdningens produksjonsfunksjon er en måte å finne verdien på. Ved en vannkraftutbygging kan man tenke seg at naturressursen ødelegges, eller gjøres delvis utilgjengelig slik at produksjonsfunksjonen vil øke som følge av høyere transportkostnader ved at man isteden reiser til områder som ligger lengre unna. En annen metode som ofte brukes ved verdsetting av TSV er betinget verdsettings (BV) undersøkelser. De enkleste undersøkelser av denne typen gir respondenten mulighet til å velge mellom to alternativer, hvor det ene er status quo, og det andre er et som involverer en kostnad større enn status quo. Ut fra de valg respondentene foretar kan man finne den totale betalingsviljen, og dermed TSV.

6 Konklusjon

Vi har med denne oppgaven til hensikt å utlede og drøfte en realopsjonsmodell for investering i småkraftverk, med usikkerhet i fremtidige elektrisitetspriser. Det at elektrisitetsprisene er på sitt laveste i løpet av året når tilsiget er på det høyeste tar modellen hensyn til ved å innføre en korreksjonsfaktor som justerer den langsiktige prisen for dette. I oppgaven drøftes betydningen av denne korreksjonsfaktoren. Resultater for tre ulike caser, viste at produksjonens negative korrelasjon med elektrisitetsprisene under vårflommen resulterer i en høyere grensepris for investering, og en lavere optimal installert kapasitet. Denne faktoren fører til at optimal prisgrense for investering ikke lar seg løse analytisk, så det anvendes derfor en numerisk tilnærming. I tillegg til å foreslå optimal prisgrense, antyder også modellen hva optimalt valg av kapasitet bør være.

Optimaliseringen av det planlagte kraftverket i Grytendal ga en verdi for prosjektet på i underkant av 80 mill NOK. Selv om prosjektets verdi trolig er noe lavere enn det optimaliseringen viser, kan man med stor sikkerhet fastslå at investeringen er god, og at den bør initieres med en gang. Dette baseres på den lave grenseprisen.

Funksjonsuttrykket for investeringskostnad ble beregnet ved hjelp av småkraftprogrammet utviklet av Bøckman og Juliussen i deres hovedoppgave fra 2005 [Bøckman & Juliussen, 2005]. Geometrisk brownsk bevegelse ble brukt for å modellere utviklingen i langsiktige elektrisitetspriser. Parametrene i denne modellen ble estimert ved hjelp av historiske prisrekker for årlige forwardpriser, med daglig oppløsning.

Grunnet stadig økt fokusering på samfunnsøkonomisk ansvar drøftes også hvordan samfunnsøkonomiske kostnader kan beregnes for en vannkraftutbygging, ved hjelp av betingede verdsetningsundersøkelser.

7 Referanser

[Brealey & Myers, 2003] Richard Brealey & Stewart C. Myers: *Principles of Corporate Finance*, 2003, McGraw Hill

[Bøckman & Juliussen, 2004]: Thor Bøckman og Erik Juliussen: *Realopsjonsanalyse av småkraftverk*, prosjektoppgave ved Institutt for industriell økonomi og teknologiledelse NTNU, 2004
http://www.iot.ntnu.no/users/fleten/students/tidligere_veiledning/BockmanJuliussen_H04.pdf

[Bøckman & Juliussen, 2005] Thor Bøckman og Erik Juliussen: *Investering i småkraftverk under usikkerhet*, hovedoppgave ved Institutt for industriell økonomi og teknologiledelse NTNU, 2004
http://www.iot.ntnu.no/users/fleten/students/tidligere_veiledning/BockmanJuliussen_H04.pdf

[Bøckman, Fleten & Juliussen] Thor Bøckman, Stein-Erik Fleten og Erik Juliussen: *Investment timing and optimal capacity choice for small hydropower projects*, Working Paper, Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, 2005

[Dixit & Pindyck, 1994] Avinash K. Dixit & Robert S. Pindyck: *Investment under Uncertainty*, Princeton University Press, 1994

[Enoksen, Odd Roger, 2006] Intervju gjort av Trygve Mellvang-Berg for NTB, 27.02.06

[Gujarati, 2003] Damodar N. Gujarati: *Basic Econometrics*, 4. utgave, McGraw-Hill, 2003

[Haug, 2006] Espen Haug, *Practical Valuation of Power Derivatives*, Wilmott Magazine, 2006

[Horn, 2006] Anders Horn: *Grønne sertifikater*, leder i Klassekampen, mandag, 06.03.06

[Juil, DnBNOR] Telefonsamtale med Juil i DnBNOR Market sin avdeling for valuta og renter i Trondheim, 01.12.06

[Konsesjonssøknad, 2003] Nord Trøndelag Elektrisitetsverk: *Søknad om tillatelse til utbygging av Grytendal kraftverk*, 2003

[Lov om erverv av vannfall, 1917] Norges Lover: Lov om erverv av vannfall, bergverk og annen fast eiendom m.v., 1917
<http://www.lovdatabasen.no/all/hl-19171214-016.html>

[Lucia & Schwartz, 2002]: J. Lucia, E.S. Schwartz, *Electricity prices and power derivatives – evidence from the Nordic power exchange*, Review of Derivates Research 5, s 5-50, 2002

[McDonald, 2003] Robert L. McDonald: *Derivatives Markets*, Addison Wesley, 2003

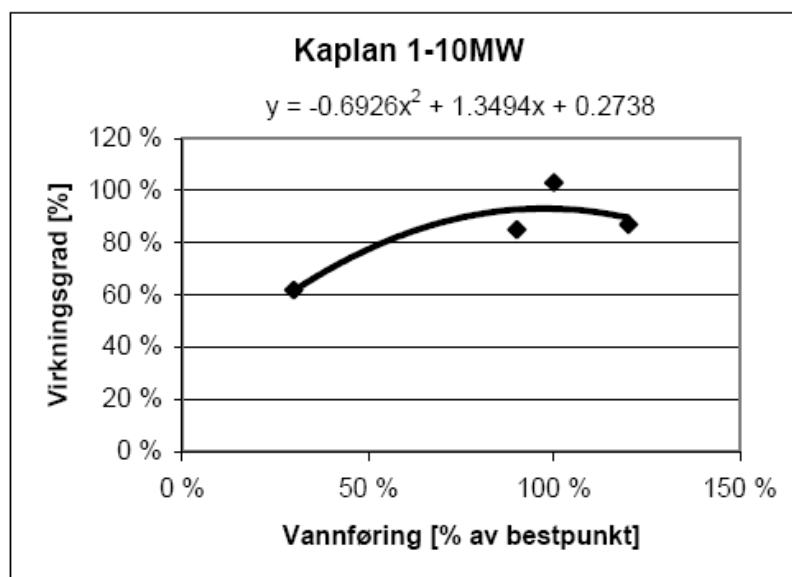
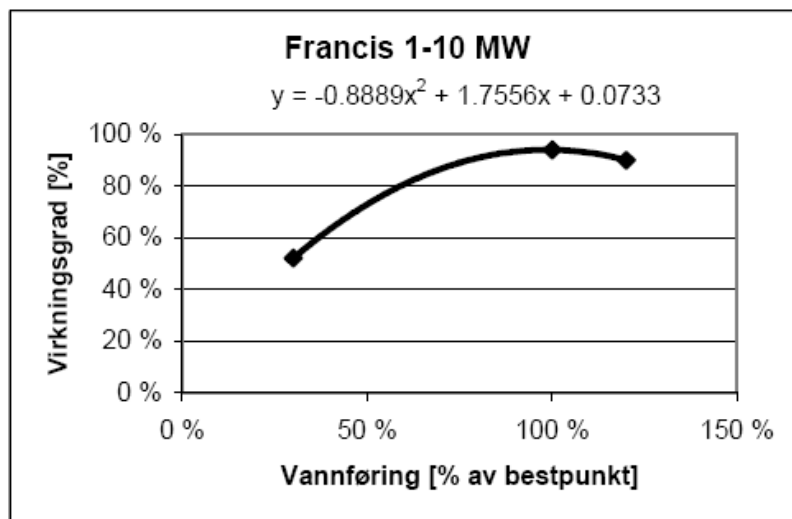
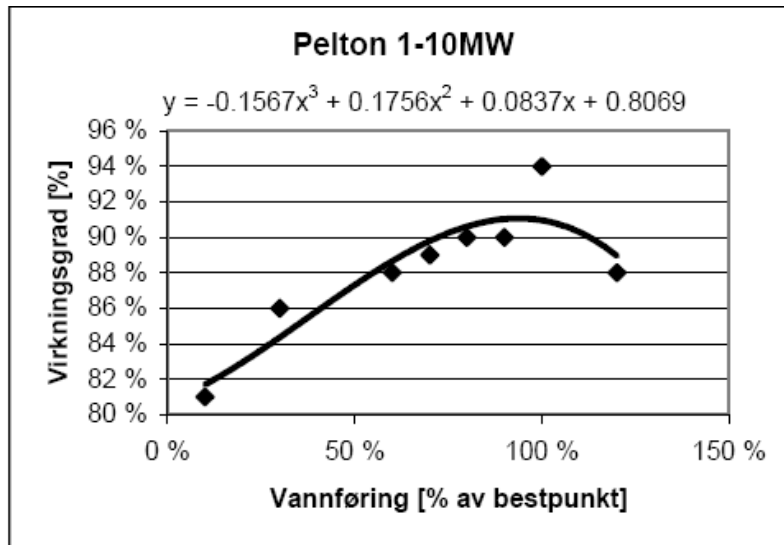
[McDonald & Siegel, 1986] R. L. McDonald & D. Siegel: *The value of waiting to invest*, The Quarterly Journal of Economics, vol. 101, issue 4, s. 707-728, 1986

[Norconsult, 2001] Norconsult: *Småkraftverk - Betydning og muligheter i distribuert kraftproduksjon*, 2001
<http://smakraftverk.com>

[Nord Pool, 2006] Nord Pool: *Historiske prisdata for årlige forwardprodukter*, 2006
www.nordpool.com

- [NVE-veileder, 2003]** NVE: *Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk*, 2003
- [OED, 2006]** Olje- og energidepartementet: *Pressemelding nr. 117/06*, 05.10.06
- [Pindyck, 1999]** Robert S. Pindyck: *The Long run evolution of energyprices*, The Energy Journal, 1999
- [Pindyck, 2001]** R. S Pindyck, *The dynamics of commodity spot and futures markets: A primer*, Massachusetts Institute of Technology, 2001
- [Schwartz, 1997]** Eduardo S. Schwartz: *The Stochastic Behavior of Commodity Prices: Implications for Valuation and Hedging*, The Journal of Finance, Vol. 52, Issue 3, s 923-973, 1997
- [Schwartz, 1998]:** Eduardo S. Schwartz: *Valuing Long-Term Commodity Assets*, Financial Management, Vol. 27, No. 1, s 57-66, 1998
- [Schwartz & Smith, 2000]** E. S. Schwartz & J. E Smith, *Short-Term Variations and Long-Term Dynamics in Commodity Prices*, Management Science, 2000

Vedlegg 1



Vedlegg 2

Post	Navn	Sum [Kr]	Sum [Kr]
1	REGULERINGER	3,000,000	
2	OVERFØRINGER	-	
3	DRIFTSVANNVEI		
3.1	TILLØPSTUNNEL	7,130,000	
3.2	UTLØPSTUNNEL, dvs rør i adkomsttunnel Ø1.2 m.	850,000	10,980,000
4	KRAFTSTASJON		
4.1	BYGNINGSMESSIGE ARBEIDER	4,300,000	4,300,000
5	MASKINELT og ELEKTRISK UTSTYR		
5.1	TURBIN	7,800,000	
5.2	KJØLE-, LENSE-ANLEGG, LUKER og KRAN	2,200,000	
5.3	GENERATOR	4,000,000	
5.4	TRANSFORMATOR	750,000	
5.5	APPARAT OG KONTROLLANLEGG(NETT)	200,000	
5.6	APPARAT OG KONTROLLANLEGG(ENERGI)	3,800,000	
		18,950,000	18,750,000
6	TRANSPORTANLEGG.ANLEGGSKRAFT		
6.1	ADKOMSVEGER	500,000	
6.2	ANLEGGSKRAFT og TELEFON	900,000	1,400,000
7	BOLIGER, VERKSTEDER mv		
8	LANDSKAPSPLEIE		
8.1	LANDSKAPSPLEIE	100,000	100,000
	SUM POST 1 - 8		35,530,000
9	DIVERSE KOSTNADER		
9.1	DIVERSE og UFORUTSETT	2,615,500	
9.2	PLANLEGGING og ADMINISTRASJON	1,776,500	
9.3	INVESTERINGSAVGIFT	0	4,392,000
	(SUM EKS. FINANSIERING)		39,922,000
9.4	FINANSIERINGSUTGIFTER	3,592,980	
9.5	ERSTATNINGER	0	
			3,592,980
	Utbyggingskostnad, prisnivå 1998		43,514,980
	Indeks 1998-2002	1.138	
	UTBYGGINGSKOSTNAD		49,520,047
	Avrunding		479,953
	UTBYGGINGSKOSTNAD , prisnivå 1.kv.2002		50,000,000

Vedlegg 3

Forwarddata for perioden September 1998 til oktober 2006:

