

# Risikopremien i kraftmarkedet

**HOVEDOPPGAVE**

**for**

**KRISTIAN BERNSETER**

Institutt for industriell økonomi og teknologiledelse  
Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet



Trondheim, våren 2003

## **Forord**

Denne rapporten er utarbeidet i vårsemesteret 2003 og er den avsluttende hovedoppgaven i sivilingeniørstudiet ved institutt for industriell økonomi og teknologiledelse. Temaet for oppgaven ligger under fagseksjonen for investering, finans og økonomistyring.

Jeg vil rette en takk til min veileder Stein-Erik Fleten for mange og gode innspill. Jeg vil også takke Jan Fredrik Foyn ved Nord Pool, Erik Holmqvist og Per Tore Jensen Lund hos NVE samt Thomas Dobbe i Elkem energi for å ha bidratt med data til oppgaven.

Trondheim 10.juni 2003,

---

stud.techn. Kristian Bernseter

## Sammendrag

Formålet med denne oppgaven er gjennom studier å finne et empirisk belegg for en risikopremie i kraftmarkedet og studere egenskapene ved denne. Risikopremien er et komplekst og sammensatt fenomen og en forbedret forståelse av dens egenskaper vil kunne gi økt forståelse av hvordan markedet fungerer og hva som er prisdrivende for de ulike kontraktene på kort og lang sikt. Risikopremien sier noe om hvordan produsentene hedger og hvor mye de er villige til å gi fra seg for å sikre sine volum. Tilsvarende vil gjelde for distributørene som selger til sluttbrukerne og er villige til å betale en premie for å sikre sine leveringsforpliktelser.

Først presenterer jeg kort det nordiske kraftmarkedet og egenskaper ved elektrisitetsprisene og den hydrologiske ressursen. Videre gjør jeg greie for risikoen i kraftmarkedet og de ulike aktørenes holdninger til risiko, samt klassisk teori og empiri knyttet til risikopremien og sammenhengen mellom spotpriser og futurepriser. Empiriske analyser av prisdata og data for den hydrologiske ressursen blir også presentert.

Med utgangspunkt i tanker rundt de ulike aktørenes risikoprofiler og behov for å sikre sine inntekter, samt nye og eksisterende empiriske analyser, har jeg framlagt hypoteser om risikopremien. Jeg argumenterer for at risikopremien i gjennomsnitt er negativ på kort sikt, men med variasjoner over året, mens jeg på lengre sikt forventer å finne en positiv risikopremie. Akkurat som elektrisitetsprisene i stor grad kan forklares ut i fra faktorer knyttet til den hydrologiske ressursen argumenterer jeg for at det finnes en god korrelasjon mellom størrelsen på risikopremien og totalressursen.

Disse hypotesene testes gjennom empiriske analyser. Datagrunnlaget strekker seg fra høsten 1995 til desember 2002, det vil si i overkant av syv år. Dette er et noe tynt grunnlag med tanke på å trekke bastante konklusjoner, og situasjonen forverres i og med at analyseperioden i snitt er våtere enn normalt.

Jeg finner likevel en del interessante resultater. Risikopremien er i tråd med min hypotese i snitt negativ på kort sikt med konsumenter som betaler en risikopremie. Likeledes finner jeg signifikante variasjoner over året med en gjennomsnittlig negativ risikopremie i perioden fra oktober og ut april. I vårflommen virker det som markedet skifter fra contango til backwardation ettersom produsentenes incentiver til å sikre seg øker med faren for overløp og flom samtidig som konsumentensiden opplever redusert hedgingbehov når etterspørselen minker. I etterkant av vårflommen er markedet noe ustabil, men jeg finner en signifikant negativ risikopremie for juli.

Å beregne risikopremien på lang sikt er ingen enkel oppgave i kraftmarkedet, da det er problematisk å finne et godt estimat for den forventede spotprisen i leveringsperioden. Den langsiktige risikopremien er i følge mine beregninger også i snitt negativ, noe som ikke stemmer med min hypotese. Likevel ser jeg en trend i resultatene som antyder at risikopremien avtar i størrelse med økende tid til utløp, noe som kan tyde på at risikopremien nærmer seg null eller kanskje til og med blir positiv for en tidshorisont for hedging utover to år.

Jeg finner også at risikopremien er godt korrelert med totalressursen, det vil si summen av magasininnhold, snømagasin og markvann. Hvor mye man er villig til å betale for å sikre sine volum og leveringsforpliktelser avhenger av den underliggende fysiske ressursituasjonen. Dette medfører at risikopremien varierer fra år til år og over året ettersom man har mer eller mindre av ressursen enn normalt.

## Innholdsfortegnelse

<b>FORORD</b> .....	<b>I</b>
<b>SAMMENDRAG</b> .....	<b>II</b>
<b>INNHOLDSFORTEGNELSE</b> .....	<b>IV</b>
<b>FIGURLISTE</b> .....	<b>VI</b>
<b>LISTE OVER TABELLER</b> .....	<b>VII</b>
<b>1 INNLEDNING</b> .....	<b>1</b>
<b>2 DET NORDISKE KRAFTMARKEDET</b> .....	<b>2</b>
2.1 NORD POOL .....	2
2.1.1 <i>Det fysiske markedet</i> .....	2
2.1.2 <i>Det finansielle markedet</i> .....	3
<b>3 ELEKTRISITETSPRISER OG HYDROLOGISK RESSURS</b> .....	<b>4</b>
3.1 ELEKTRISITETSPRISER.....	4
3.2 HYDROLOGISK RESSURS .....	5
3.2.1 <i>Tilslig</i> .....	6
3.2.2 <i>Snømagasin</i> .....	7
3.2.3 <i>Magasinfylling</i> .....	8
<b>4 RISIKO OG HEDGING</b> .....	<b>10</b>
4.1 HOLDNINGER TIL RISIKO .....	10
4.2 RISIKOKILDER.....	11
4.3 HEDGING .....	12
4.4 ULIKE MARKEDSAKTØRER OG DERES HEDGINGBEHOV .....	12
4.4.1 <i>Produsentsiden</i> .....	13
4.4.2 <i>Konsumentensiden</i> .....	14
4.4.3 <i>Spekulanter</i> .....	14
<b>5 PRISING AV FUTUREKONTRAKTER</b> .....	<b>15</b>
5.1 KLASSISK PRISTEORI .....	15
5.1.1 <i>The theory of storage</i> .....	15
5.1.2 <i>Likevektstilnæringen</i> .....	16
5.1.3 <i>Risikopremie</i> .....	16
5.1.4 <i>Sammenhengen mellom spot- og futurepriser</i> .....	17
5.1.4.1 <i>Drøfting av teorien om normal backwardation</i> .....	18
5.1.5 <i>Tidligere empiriske analyser</i> .....	20
5.2 PRISING AV FUTUREKONTRAKTER FOR ELEKTRISITET .....	21
5.2.1 <i>Grunnlag for en risikopremie i elektrisitetmarkedet</i> .....	21
<b>6 DATA/ EMPIRI</b> .....	<b>23</b>
6.1 DATASETTET.....	23
6.2 EMPIRISK ANALYSE AV DATA.....	24

6.2.1	Spotprisene.....	24
6.2.2	Empirisk analyse av futureprisene.....	26
6.2.3	Sammenlikning av spot- og futurepriser.....	27
6.2.4	Utløpspris og realisert spotpris.....	27
6.2.5	Futureprisen som estimator.....	31
6.2.6	Den hydrologiske ressursen.....	31
<b>7</b>	<b>HYPOTESER.....</b>	<b>34</b>
7.1	HYPOTESE 1:.....	34
7.2	HYPOTESE 2.....	35
7.2.1	Hypotese 2.1.....	35
7.2.2	Hypotese 2.2.....	35
7.3	HYPOTESE 3.....	35
7.4	HYPOTESE 4.....	36
<b>8</b>	<b>EMPIRISKE ANALYSER/ HYPOTESETESTING.....</b>	<b>37</b>
8.1	TEST AV HYPOTESE 1.....	37
8.2	TEST AV HYPOTESE 2.....	39
8.3	TEST AV HYPOTESE 3.....	43
8.4	TEST AV HYPOTESE 4.....	44
<b>9</b>	<b>DRØFTING AV RESULTATER.....</b>	<b>46</b>
9.1	DRØFTING AV HYPOTESE 1.....	46
9.2	DRØFTING AV HYPOTESE 2.....	46
9.3	DRØFTING AV HYPOTESE 3.....	47
9.4	DRØFTING AV HYPOTESE 4.....	48
<b>10</b>	<b>KONKLUSJON.....</b>	<b>49</b>
<b>11</b>	<b>REFERANSER.....</b>	<b>50</b>
	<b>APPENDIKS A - KOMMENTARER TIL TESTPROSEDYRER.....</b>	<b>53</b>
A.1	PARAMETRISKE TESTER BENYTTET I ANALYSENE.....	53
A.1.1	T-test på ett enkelt utvalg.....	53
A.1.2	ANOVA – Variansanalyse.....	53
A.1.3	Korrelasjon.....	54
A.1.4	Regresjonsanalyse.....	54
A.1.4.1	Enkel lineær regresjon.....	54
A.1.4.2	Multipel lineær regresjon.....	55
A.2	IKKE-PARAMETRISKE TESTER BENYTTET I ANALYSENE.....	56
A.2.1	Tradisjonell fortegnstest:.....	56
A.2.2	Wilcoxons fortegnbestemte rangeringstest:.....	56
A.2.3	Kruskal-Wallis Test.....	57
	<b>APPENDIKS B – FIGURER.....</b>	<b>58</b>

## Figurliste

Figur 2-1: Omsetning i det finansielle markedet ved Nord Pool.....	2
Figur 2-2: Spotprisen for perioden 1993-2002 .....	3
Figur 3-1: Spotpris og temperatur i Norge i et gjennomsnittså .....	4
Figur 3-2: Forbruk og spotpris i Norge for perioden 1995-2002.....	5
Figur 3-3: Tilsig for Norge og spotprisen, 1995-2002.....	7
Figur 3-4: Sum simulert snømagasin for alle norske kraftverk [1988-2001, NVE] .....	7
Figur 3-5: Fyllingsgraden for norske magasiner i perioden 1993-2002 .....	8
Figur 3-6: Avvik i spotpris og fyllingsgrad for Norge, 1993-2002. Basert på tall fra Nord Pool og NVE.....	9
Figur 4-1: Markedsaktører i Norge (basert på tall fra NVE, 2002) .....	13
Figur 5-1: Keynes' normal backwardation teori.....	19
Figur 5-2: Normal backwardation teori med modifisert forventning til spotpris .....	19
Figur 5-3: Forventningshypotesen .....	20
Figur 6-1: Tilsiget i Norge i 1996, 2000 og 2002 sammenlignet med et middelår .....	23
Figur 6-2: Ukentlig spotpris fom uke 39 1995 tom uke 52 2002 .....	24
Figur 6-3: Deskriptiv statistikk for spotprisen.....	25
Figur 6-4: Volatiliteten i spotprisene fra 1993-2002 .....	26
Figur 6-5: Utløpspris for ukeskontrakter fom uke 39 1995 tom uke 52 2002.....	26
Figur 6-6: Deskriptiv statistikk av futureprisen for nærmeste uke .....	27
Figur 6-7: Avvik mellom utløpsprisen og realisert spotpris, uke 39 1995-uke52 2002 ...	28
Figur 6-8: Residualer mot tilpassede verdier for regresjonen.....	30
Figur 6-9: Spotpris og relativt avvik i magasinnivået (1996-2002).....	32
Figur 7-1: Sikringsgraden i Norden [Prinsippskise fra Elkem energi] .....	34
Figur 9-1: Observert annualisert risikopremie og estimert trendlinje.....	48
Figur B-1: Autokorrelasjonen i de daglige spotprisene fra 1993-2002 .....	58
Figur B-2: Autokorrelasjonen i de ukentlige spotprisene fra uke 39 1995- uke 52 2002. 58	
Figur B-3:Utløpspris og realisert spotpris, avviket mellom disse og futureprisen ett år før utløp .....	59
Figur B-4: Avvik i totalressursen og risikopremien for holdeperioder på 1 og 4 uker.....	59
Figur B-5: Avvik i totalressursen og langsiktig risikopremie.....	60

## Liste over tabeller

Tabell 3-1: Spotpris, tilsig og avvik i tilsig fra et normalår for perioden 1996-2002.....	6
Tabell 6-1: Datasett benyttet i analysene, tidsintervall for data og kilde .....	23
Tabell 6-2: Oppsummert deskriptiv statistikk for spot- og futurepriser .....	27
Tabell 6-3: Deskriptiv statistikk for avvik og relativt avvik mellom utløpspris og realisert spotpris fom uke 39 1995 tom uke 52 2002.....	28
Tabell 6-4: Deskriptiv statistikk for avvik og relativt avvik mellom utløpspris og realisert spotpris fom uke 39 1995 tom uke 48 2002.....	29
Tabell 6-5: Resultater fra hypotesetestene om signifikant avvik og relativt avvik $\neq 0$ ....	29
Tabell 6-6: Deskriptiv statistikk for hydrologisk ressurs.....	31
Tabell 6-7: Korrelasjon mellom avvik i hydrologisk ressurs og spotpris/spotprisendringer .....	32
Tabell 8-1: Deskriptiv analyse av risikopremien på kort sikt .....	38
Tabell 8-2: Resultater fra hypotesetester for den kortsiktige risikopremien.....	38
Tabell 8-3: Deskriptiv statistikk for kortsiktig risikopremie i kalde sesonger og under vårflommen .....	39
Tabell 8-4: Resultater fra hypotesetester for sesongvariasjon i den kortsiktige risikopremien .....	39
Tabell 8-5: Deskriptiv statistikk for kortsiktig risikopremie i de ulike kvartaler .....	40
Tabell 8-6: ANOVA-analyse og Kruskal-Wallis-test for variasjon .....	40
Tabell 8-7: Resultater fra hypotesetester om variasjon i risikopremien mellom de ulike kvartal .....	41
Tabell 8-8: ANOVA-analyse og Kruskal-Wallis-test for variasjon .....	41
Tabell 8-9: Deskriptiv statistikk for enukes risikopremien i de ulike måneder .....	42
Tabell 8-10: Deskriptiv statistikk for fire-ukers risikopremien i de ulike måneder .....	42
Tabell 8-11: Resultater fra hypotesetester om variasjon i risikopremien i de ulike måneder .....	42
Tabell 8-12: Deskriptiv analyse av den langsiktige risikopremien.....	43
Tabell 8-13: Resultater fra hypotesetester for langsiktig risikopremie.....	44
Tabell 8-14: Korrelasjon mellom ressursavvik og risikopremien .....	44
Tabell 8-15: Korrelasjon mellom relative avvik i magasinfylling, tilsig og snømagasin og risikopremien .....	45
Tabell 9-1: Risikopremien for ulike holdeperioder for kontrakten.....	46



## 1 Innledning

Gjennom 1990-tallet har det nordiske kraftmarkedet vært preget av reformer og omstilling til markedsbasert kraftomsetning. Det norske kraftmarkedet ble deregulert i 1991 og i 1996 ble det opprettet en felles nordisk kraftbørs, Nord Pool. Dereguleringen av markedet har medført at kraftselskapenes rolle har endret seg og de har måttet omstille seg til nye og krevende omgivelser.

I disse nye omgivelsene har man i tillegg til usikkerhet i fremtidig tilsig stor variasjon i strømprisene. Den økte markedsrisikoen har ført til økende etterspørsel etter instrumenter for risikostyring. Derivatmarkedene muliggjør hedging, noe som for de som handler med elektrisitet utgjør en viktig mulighet til å sikre seg mot risiko knyttet til fremtidig pris.

Elektrisitetsmarkedet er preget av mye høyere volatilitet enn hva som er vanlig i andre varemarkeder. Årsaken til dette ligger i hvordan elektrisitet blir produsert og konsumert, med varierende ressurstilgang og varierende etterspørsel. Viktigst er likevel det faktum at elektrisitet ikke kan lagres etter produksjon. Disse unike egenskapene knyttet til tilbud og etterspørsel etter elektrisitet reflekteres i spotprisen og sammenhengen mellom spot- og futurepriser i markedet.

At man ikke kan lagre elektrisitet gjør at tradisjonelle *cost-of-carry* prinsipper blir ubrukelige med tanke på å forklare sammenhengen mellom spot- og futurepriser. I stedet kan prisen av en futurekontrakt forklares ut i fra en likevektstilnærming og prisen som summen av forventet fremtidig spotpris og en tilhørende risikopremie for varen. Denne risikopremien sier noe om hvordan markedsaktørene sikrer seg mot risiko. Forståelse av sammenhengene mellom spotpriser og futurepriser er sentralt for å danne et bilde av hvordan markedet fungerer, og i denne oppgaven ser jeg nærmere på dette. Jeg gjennomfører en empirisk analyse av risikopremien på kort og lang sikt. Med bakgrunn i estimatene for risikopremien tester jeg framlagte hypoteser knyttet til risikopremiens egenskaper.

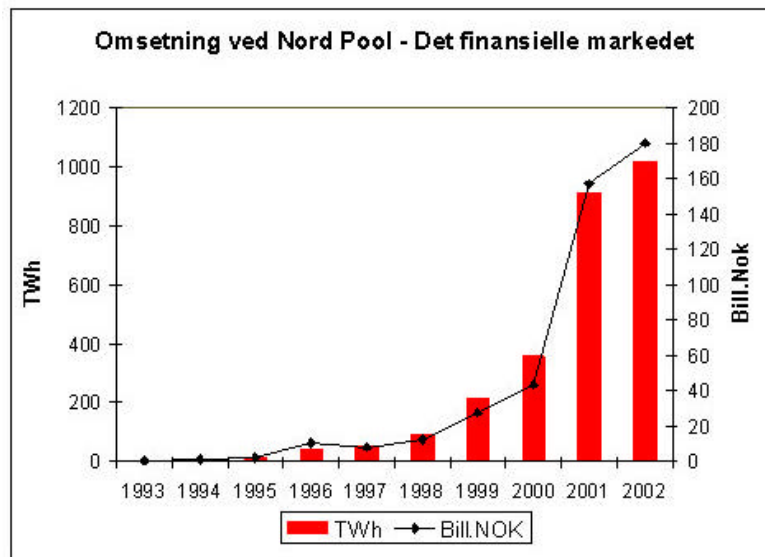
Oppbygningen av oppgaven er kort fortalt som følger: Jeg starter i kapittel 2 med å presentere det nordiske kraftmarkedet og dets organisasjon, produkter og egenskaper. I kapittel 3 diskuterer jeg særegne egenskaper knyttet til elektrisitetsprisene og den hydrologiske ressursen. Dette knyttes i kapittel 4 opp mot risiko og de ulike aktørers behov for prissikring. I kapittel 5 presenteres generell teori knyttet til sammenhengen mellom spotpriser og futurepriser, og hvordan denne teorien kan overføres til futuremarkedet for elektrisitet. Empiriske analyser av prisdata og data for den hydrologiske ressursen foretas i kapittel 6. Med bakgrunn i framlagt teori, drøftinger og analyser legges det i kapittel 7 frem hypoteser knyttet til risikopremien og dens egenskaper. Disse hypotesene testes empirisk i kapittel 8 og resultatene drøftes i kapittel 9.

## 2 Det nordiske kraftmarkedet

Fra og med januar 1991 har vi hatt et deregulert kraftmarked her i landet. Flere andre nordiske land har etter hvert fulgt etter, slik at vi i dag har et deregulert nordisk kraftmarked. Dette innebærer fri konkurranse med handel av kraft, og kraftselskapene har opplevd sterkere konkurranse samtidig som handelen mellom landene har steget kraftig. Den nye markedssituasjonen preget av skjerpet konkurranse og økte krav til lønnsomhet har satt fokus på effektivitet og økonomi i alle ledd i kraftbransjen.

### 2.1 Nord Pool

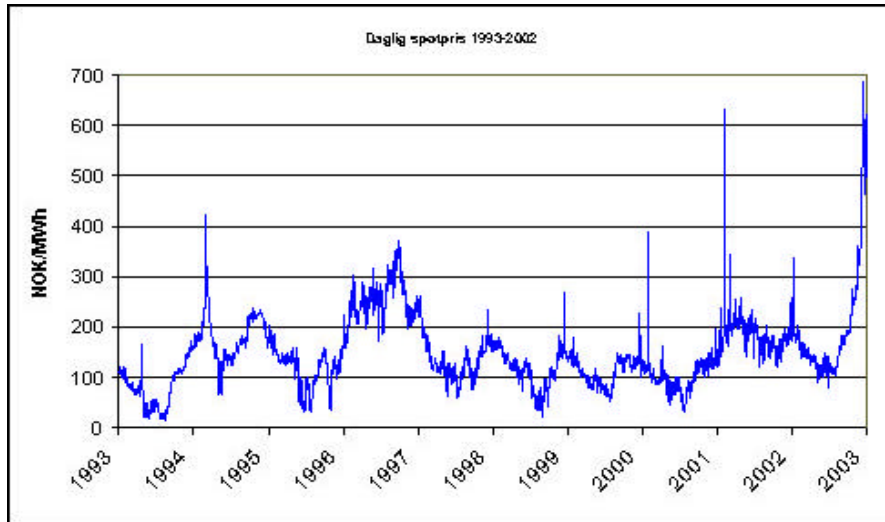
Nord Pool ble opprettet i 1996 og eies av de to store nasjonale nettoperatørene i Norge og Sverige, Statnett SF og Svenska Kraftnät. Nord Pool er en nøytral og uavhengig kraftbørs og er den første av sitt slag i verden. På børsen omsettes det både fysisk kraft og finansielle derivater, samtidig som man avregner kontrakter omsatt på det bilaterale markedet.



Figur 2-1: Omsetning i det finansielle markedet ved Nord Pool

#### 2.1.1 Det fysiske markedet

Det fysiske markedet består av *Elspot* og *Elbas*. På *Elspot* handles kraftkontrakter for fysisk levering for kommende døgnet. Det legges inn bud for kjøp og salg for hver time i det kommende døgnet, og det kalkuleres en *systempris* ut ifra skjæringspunktet mellom tilbuds- og etterspørselskurven. Prismekanismen i spotmarkedet benyttes til å regulere kraftflyten i henhold til kapasitetsrestriksjoner i overføringsnettet i Norge og mellom landene. Ser man at flaskehalser vil oppstå, løses dette ved å innføre ulike områdepriser. Det er fem ulike prisområder i Norge, to i Danmark, ett i Sverige og ett i Finland. *Elbas* er et lite fysisk balansemarked for Sverige og Finland. Her kan man handle timeskontrakter inntil en time før levering.



Figur 2-2: Spotprisen for perioden 1993-2002

### 2.1.2 Det finansielle markedet

Det finansielle markedet omfatter hovedsakelig *Eltermin* og *Elopsjon*, og gir deltakerne mulighet til prissikring og risikostyring gjennom finansielle instrumenter. Referanseprisen for de finansielle kontraktene er *systemprisen*, og det er ingen fysisk leveranse av kraft involvert.

Terminkontraktene som omsettes på *Eltermin* er *futures* og *forwards*. Begge er kontrakter om fremtidig levering til en på forhånd avtalt pris, og forskjellen ligger i hvordan oppgjøret foregår. For en forwardkontrakt skjer oppgjøret på leveringstidspunktet, mens oppgjøret for futures finner sted daglig. Futurekontrakter er dag, ukes eller blokkkontrakter, og den maksimale tidshorisonten for levering er 8-12 måneder. Forwardkontraktene er inndelt i sesonger og år, og har en tidshorisont på 4 år. For å muliggjøre en perfekt sikring i markedet har man også innført *CfD* (Contracts for Difference)-kontrakter. Dette er en type forwardkontrakt som går på prisforskjellen mellom områdepris og systempris som en følge av begrensninger i nettet.

En *opsjon* er en rett, men ikke en plikt, til å kjøpe eller selge en underliggende kontrakt til en forhåndsbestemt pris. På Nord Pool handles det europeiske opsjoner, med forwardkontrakter som underliggende. En slik opsjon kan kun innløses på bortfallsdagen. Elopsjoner er nyttig finansielt instrument i kraftmarkedet, der volatiliteten er høy og prisrisikoen absolutt tilstede.

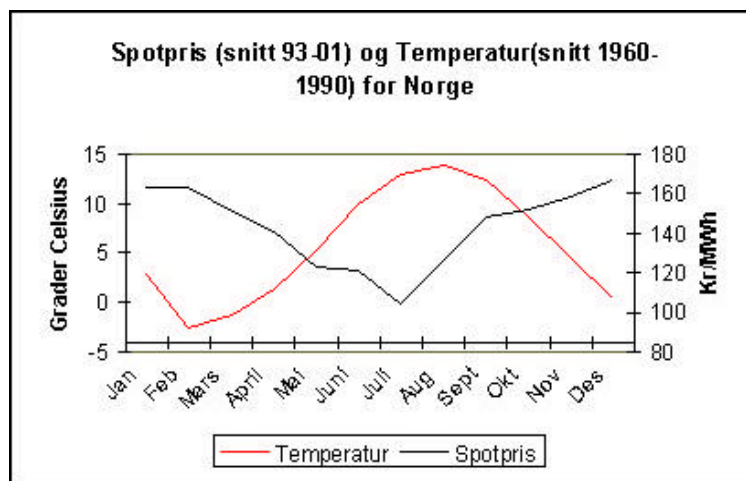
### 3 Elektrisitetspriser og hydrologisk ressurs

Som en følge av elektrisitets spesielle natur så er elektrisitetsmarkedet det mest komplekse av alle energimarkedene. Elektrisitet kan ikke lagres etter produksjon, og svært varierende etterspørsel over året, samt varierende ressurstilgang i vår vannkraftsbaserte kraftproduksjon gjør det hele innviklet.

#### 3.1 Elektrisitetspriser

Elektrisitetspriser er sterkt volatile, med årlig snitt for perioden 1993 til 1999 på 189 % [Lucia & Schwartz, 2002]. Varme sesonger<sup>1</sup> er mer volatile enn kalde sesonger. Den høye volatiliteten er ikke konstant over tid, men stokastisk og sesongbasert [Knittel & Roberts, 2001]. Standardavviket for spotprisen er høyere sommer enn vinter, noe som indikerer mer stabilitet omkring gjennomsnittsprisen i de kalde periodene av året.

I følge Lucia og Schwartz (2002) er ekstrempriser noe man ser relativt hyppig i kraftmarkedet, noe som også reflekteres i kurtosiskoeffisienten på 3,5. Dette er et mål for tykkelsen på halen i en fordeling. Normalfordelingen har kurtosis tre<sup>2</sup>. Sannsynligheten for ekstrempriser er derfor høyere enn for en normalfordeling med samme varians. At denne skjevheten er positiv betyr at det er større sannsynlighet for høye ekstremverdier for prisen enn for lave. Man har også en invers "leverage effect" [Knittel & Roberts, 2001], det vil si at volatiliteten øker kraftigere ved uforventet økning i etterspørsel, enn hva som er tilfelle ved en uforventet nedgang i etterspørselen.



Figur 3-1: Spotpris og temperatur i Norge i et gjennomsnittså

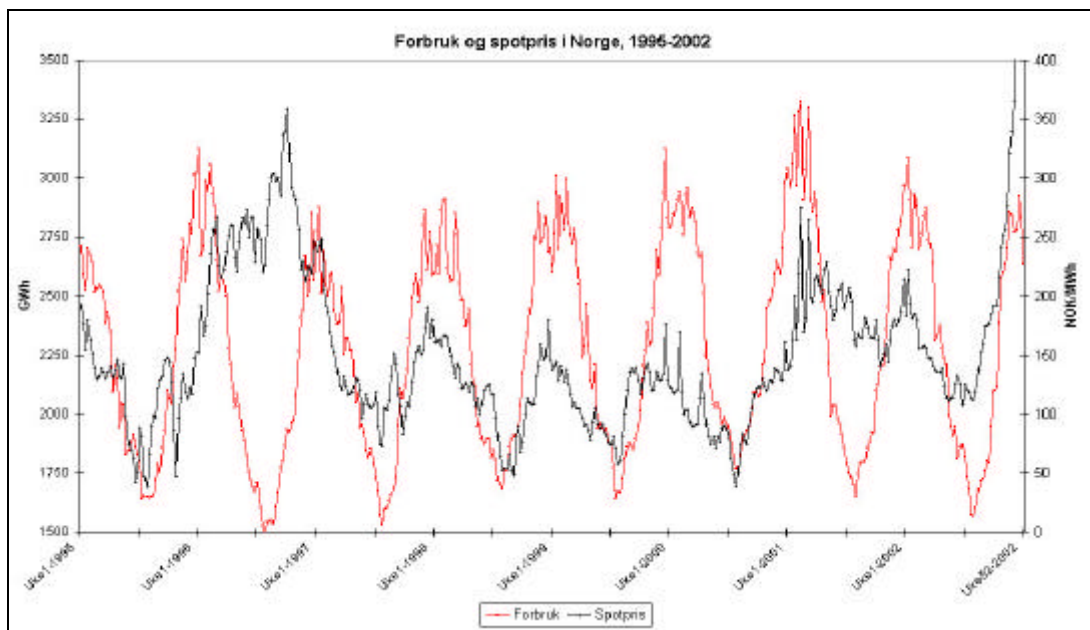
Elektrisitetsbruken varierer sterkt over året noe som er naturlig med tanke på oppvarmingsbehovet her til lands. Behovet og dermed også prisen er med andre ord mye høyere i de kalde månedene enn i de varme. Dette illustreres av graf 3-1 og 3-2. Tilsiget av vann til kraftverkene er høyt vår og sommer og lavt om vinteren, og med andre ord negativt korrelert med prisen, noe som forsterker denne effekten.

<sup>1</sup> Kald sesong er definert som perioden oktober-april, varm sesong perioden mai-september

<sup>2</sup> I mine empiriske analyser oppgis overskytende kurtosis, det vil si kurtosis sett i forhold til normalfordelingen (? = ?-3)

Til tross for alt dette, finner man tegn til en viss forutsigbarhet i spotprisen. Prisene endrer seg periodisk gjennom døgnet, gjennom uken og gjennom året. Med unntak av året 1996 ser man tydelig et sesongmønster i spotprisene over året. Studerer man gjennomsnittlig spotpris ser man at denne i den kalde sesongen alltid ligger over verdien for den varme sesongen [Lucia & Schwartz, 2002]. Det samme gjelder median, maksimal- og minimumsverdiene.

Sesongmønsteret i det nordiske markedet er et resultat av forhold både på tilbuds- og etterspørselssiden. På tilbudssiden er markedet svært avhengig av vannkraftproduksjonen i Sverige og Norge som igjen avhenger av tilsiget av vann. Kapasitetsbegrensninger i kraftverkens magasiner gjør at man må produsere mye om sommeren for å ta av for det høye tilsiget i etterkant av snøsmeltingen. Dette presser prisene ned, og effekten forsterkes av lav etterspørsel.



Figur 3-2: Forbruk og spotpris i Norge for perioden 1995-2002

Det faktum at elektrisitet ikke kan lagres påvirker i følge Lucia & Schwartz (2002) også derivatprisingen i stor grad, og især form og oppførsel på/for forwardkurven. Sesongmønsteret for systemprisen gjenspeiles i forwardkurvene, og indikerer at det er en viss forutsigbarhet involvert ved vurderingen av spotverdien på et fremtidig tidspunkt. Et spesielt fenomen i futuremarkedet for elektrisitet er at volatiliteten øker når kontrakten nærmer seg utløp.

### 3.2 Hydrologisk ressurs

Det nordiske markedet baseres på mer enn 90 % vannkraft. I Norge er tallet enda høyere og over 99 % av elektrisiteten kommer fra vannkraft [OED – Energifakta, 2002]. Den hydrologiske ressursen er derfor av stor betydning for kraftprisene og produksjonskapasiteten i Norge og resten av Norden. Prisene endrer seg delvis

predikerbart over året som følge av sesongvariasjoner i temperatur og dermed forbruk og tilgjengelig mengde av ressursen. I tillegg har man uforutsette prisendringer som skyldes avvik i forhold til hva man forventer seg. Jeg definerer totalressursen som summen av magasininnhold, snømagasin og markvann. Dette er den potensielle fremtidige vannkraftsproduksjonen.

Det totale teoretiske ressursgrunnlaget for utnyttelse av vann til produksjon av elektrisitet i vannkraftverk er beregnet til ca. 600 TWh/år [OED – Energifakta, 2002]. Bare 239 TWh er vurdert som økonomisk interessant ut fra en øvre grense på 4 kr/kWh. Med et grunnlag på 239 TWh vil det med dagens teknologi være mulig å produsere ca. 203 TWh elektrisitet årlig. Av dette potensialet er ca. 25 TWh ansett å være uakseptabelt å utnytte i forhold til miljø og andre brukerinteresser, så det totale vannkraftpotensialet i Norge er ca. 180 TWh/år. Av dette igjen er 118 TWh utbygget mens 35,3 TWh er vernet [OED – Energifakta, 2002].

### 3.2.1 Tilsig

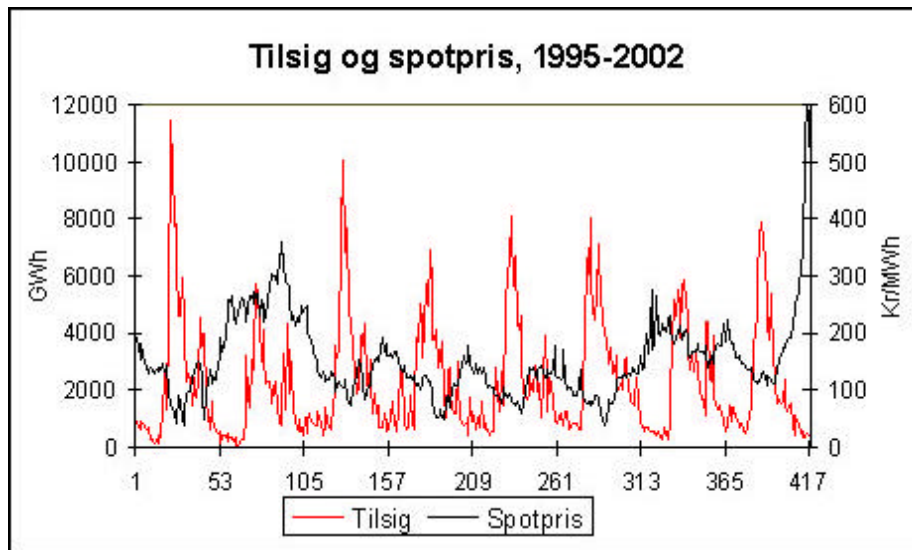
Vannet i Norge er ujevnt fordelt. På Ålfotbreen faller normalt over 5000 mm, altså 5 meter, nedbør årlig. I regnskyggen øverst i Gudbrandsdalen er årsnedbøren normalt under 300 mm. Vannet er også ujevnt fordelt over året. Gjennomsnittlig kommer ca. halvdelen av årsnedbøren som snø, og vårflokker med smeltevann er regelmessige i størstedelen av landet [NVE's nettsider].

År	Gj.snittlig spotpris [Kr/MWh]	Tilsig for Norge [TWh]	Avvik fra normalår [%]
1996	253,69	87,4	-23,3
1997	135,39	125,6	+10,1
1998	116,58	119,8	+5,1
1999	112,11	127,2	+11,6
2000	103,24	141,0	+23,7
2001	186,50	114,2	+0,2
2002	200,98	111,1	-2,6

Tabell 3-1: Spotpris, tilsig og avvik i tilsig fra et normalår for perioden 1996-2002

I et land som Norge der vannkraften står så sentralt i elektrisitetsproduksjonen, så er det ingen overraskelse at tilsig og prisnivå beveger seg noenlunde parallelt. Som man ser av tabellen ovenfor, så er prisen høyere i år med tilsig lavere enn normalen og omvendt.

Tilsiget i år 2000 var oppe i 142 TWh, mens det i 1996 ikke var høyere enn 87 TWh. Tilsiget er stort i vårflokker, men avtar normalt utpå sommeren og frem mot høsten. Høstflokker er også vanlige og skyldes som oftest bare regn. De aller største høstflokkene får vi når det allerede har falt noe snø, og deretter slår om til mildvær og sterkt regn.

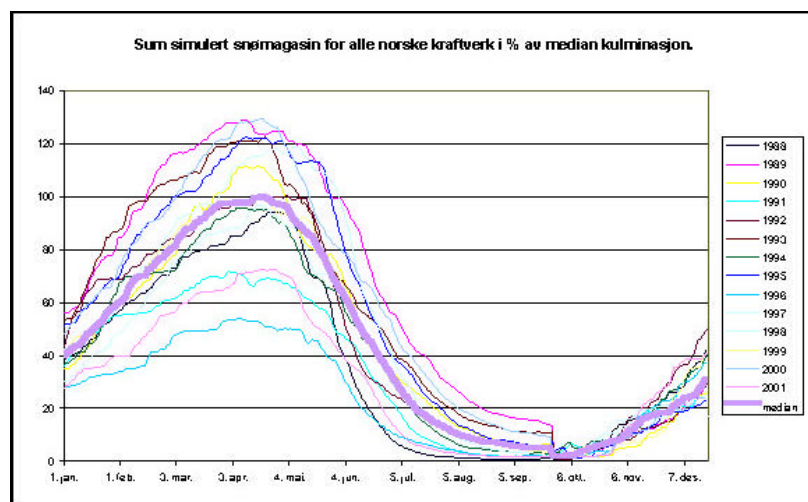


Figur 3-3: Tilsig for Norge og spotprisen, 1995-2002

Som man ser av figur 3-3 er spotprisene vanligvis lave når tilsiget er høyt og omvendt, men det finnes unntak. Dette kan skyldes at tilsiget totalt sett over året er normalt eller kanskje til og med høyt, men det kommer skjevt fordelt over året sett mot normalen. Et godt eksempel på dette er 2002 der man hadde høye tilsig i både første og andre kvartal. Man eksporterte kraft til gode priser for å hindre overløp og gjøre plass for høstregnet, men den forventede nedbøren kom aldri. En svært tørr høst gjorde at man plutselig forespeilet seg en kraftkrise og prisene spratt i været. [Se figur 3-3 og 6-1]

### 3.2.2 Snømagasin

Om vinteren kommer nedbøren i form av snø, og tilfører ikke nytt vann til magasiner og elver før snøen smelter under neste vårflom. Som man ser av figur 3-4 så varierer også snøfallet mye fra år til år. Lite snø vinterstid gir et lavt snømagasin som igjen gir et lavt forventet tilsig utover vårparten. Dette bidrar til å presse prisene oppover.



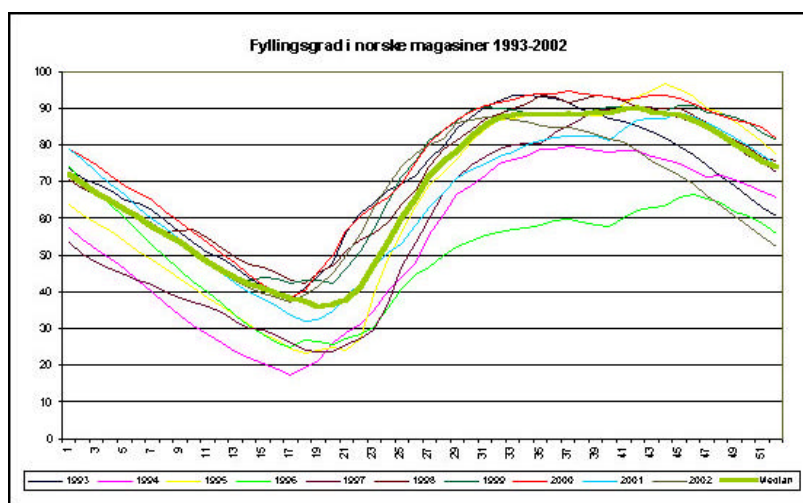
Figur 3-4: Sum simulert snømagasin for alle norske kraftverk [1988-2001, NVE]



Vårflommen kommer senere i innlandet og på fjellet enn ved kysten og i lavlandet. Over store deler av Østlandets lavere strøk, samt på Vestlandet og i Trøndelag, er vårflommen på sitt høyeste i mai. Nær kysten skjer dette i slutten av april, mens toppen nås i juni og juli i de indre og høyereliggende strøk. I Nord-Norge er vårflommen på sitt høyeste i juni, men noe tidligere i de ytre strøkene.

### 3.2.3 Magasinfylling

Magasinfyllingen angir hvor mye vann det er i magasinet til enhver tid. Figur 3-5 viser magasinutviklingen over året i perioden 1993-2002 og median magasinfylling, uttrykt i prosent av total magasinkapasitet.

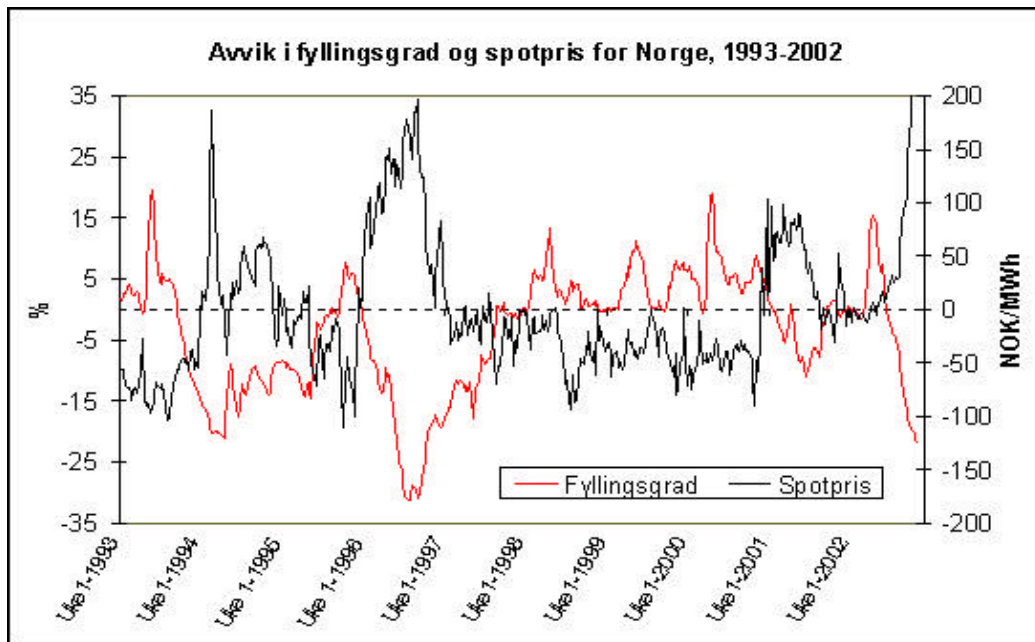


Figur 3-5: Fyllingsgraden for norske magasiner i perioden 1993-2002

Jeg har tidligere nevnt hvordan etterspørselen varierer over året som en følge av oppvarmingsbehovet i Norge. Behovet for å produsere elektrisitet varierer i grove trekk motsatt av tilsiget. Når tilsiget er stort, er produksjonen ofte lav og motsatt. Under vårflommen fylles derfor magasinene opp med vann, som lagres for produksjon om vinteren når tilsiget er lavt og etterspørsel etter elektrisitet er stor. Utviklingen av magasinbeholdningen gir et bilde av elektrisitetsproduksjonen og tilsigsforholdene over året. Som man ser av figur 3-6 så varierer spotprisen i høy grad i takt med avviket i magasinfyllingen, men de er naturlig nok negativt korrelert.

De norske produsentene kan i høy grad betraktes som ”swing-produsentene” i det nordiske markedet som en følge av deres høye magasinkapasitet og mulighet til å endre produksjonen på kort varsel [Gjølberg & Johnsen, 2001]. Magasinkapasiteten i Norge er på ca 84TWh av totalt 120 TWh i det nordiske markedet. (Herav kontrollerer Statkraft 33,7 TWh det vil si ca 40 % av totalen i Norge.) Vannivået i Norge spiller derfor en vesentlig rolle med tanke på å bestemme av den marginale produksjonskostnaden.





Figur 3-6: Avvik i spotpris og fyllingsgrad for Norge, 1993-2002. Basert på tall fra Nord Pool og NVE

## 4 Risiko og hedging

### 4.1 Holdninger til risiko

De ulike deltakerne i kraftmarkedet kan ha ulike holdninger til risiko. Man skiller mellom risikosøkende, risikonøytrale og risikoaverse aktører. Når det er sagt vil det være naturlig å anta at de fleste aktører ønsker å unngå usikkerhet. De foretrekker det sikre fremfor det usikre og sies derfor å være risikoaverse. Riktignok finnes det ulike grader av risikoaversjon. En risikoavers aktør har en konkav nyttefunksjon, noe som innebærer at grensenytten av inntekten er avtagende.

Modigliani & Miller (1958) analyserte bedrifters kapitalstruktur og hevdet at det ikke er nødvendig for bedrifter å hedge, fordi aksjonærene selv besitter nødvendig informasjon om firmaets usystematiske risikoeksponering og de nødvendige verktøy for å skape sine ønskede risikoprofiler. De vurderer det ikke som verdiskapende for en bedrift å bedrive hedging, og dersom risikostyring er kostbart bør dette overlates til aksjonærene. Denne hypotesen forutsetter et perfekt marked uten transaksjonskostnader og skatt og ikke asymmetrisk informasjon [Brealey & Myers, 2002]. I praksis er dette ikke tilfelle og bedriften bør hedge dersom gevinsten for eierne er større enn kostnadene og hedging er billigere for bedriften enn for eierne selv.

I det finansielle markedet ved Nord Pool er det faste avgifter, informasjonskostnader etc. knyttet til deltakelse og det vil normalt være rimeligere for bedriften å hedge. Man kan snakke om en skalaøkonomi knyttet til hedging [Mian, 1996]. Det er naturlig å tro at de fleste deltakerne i kraftmarkedet er risikoaverse som en følge av et imperfekt marked, der likviditetsproblemer og konkursomkostninger er av stor betydning [Brealey & Myers, 2002]. Ikke minst gir hedging rom for sterkere grad av lånefinansiering og i så måte skattefordeler. Hedging av risiko kan redusere forventet skattgjeld, forventede konkursomkostninger og gjennomsnittslønnen til risikoaverse ledere [Smith & Stulz, 1985].

En stor del av eierne i den skandinaviske elektrisitetsindustrien er statlige, og disse er å betrakte som uavhengige beslutningstakere uten stor grad av diversifisering med det generelle kapitalmarkedet. Det er naturlig å se på disse som risikoaverse enten som en følge av knappe budsjetter eller risikoaversjon hos lederne [Fleten, 2000].

I finansverdenen vil porteføljeforvaltning si å investere i en kombinasjon av verdipapirer som gir høy forventet avkastning samtidig som risikoen holdes innenfor et ønsket nivå. Risikoen kan reduseres ved å diversifisere investeringen over så mange selskaper som mulig. Denne muligheten har ikke i et selskap som kun opererer i kraftmarkedet.

## 4.2 Risikokilder

I det norske kraftmarkedet er det ulike kilder til risiko. Wangensteen [2001] deler disse inn i tre hovedkilder:

- Markedsrisiko
  - Dette er risiko knyttet til prisendringer som en følge av endringer i tilbud og etterspørsel. Herunder finner man prisrisiko, volumrisiko, motpartsrisiko og likviditetsrisiko.
- Strategisk risiko
  - Herunder finner man eksterne risikokilder som kan påvirke rammebetingelsene for driften samt andre økonomiske forhold utenfor kontroll. Dette kan være politiske lover og konsesjoner, eller endringer i økonomiske faktorer som rentenivået og valutakurser.
- Teknisk risiko
  - Dette er risiko knyttet til feil i produksjonsanlegg og overføringsnett.

Under temaet i denne oppgaven så er det først og fremst markedsrisikoen som er interessant. Markedsrisikoen kan altså deles inn i fire hovedtyper. Prisrisikoen har sitt utspring i usikkerheten omkring fremtidige priser, mens volumrisikoen ligger i faktorer som usikkerhet i fremtidig tilsig og værforhold. Dette er risiko som er av vesentlig betydning for markedsdeltakerne, noe som ikke er tilfelle for likviditets- og motpartsrisiko. Med tiden er likviditeten i det nordiske markedet blitt god (se Figur 1-1), og motpartsrisikoen kan fjernes ved å benytte seg av standardiserte kontrakter via Nord Pools clearings-tjenester.

Det faktum at elektrisitet ikke kan lagres etter produksjon samtidig som etterspørselen varierer kraftig over året bidrar til at prisvolatiliteten i markedet er høy. Noe av disse prisendringene er delvis predikerbare som en følge av sesongsvingninger, men deler av endringene er ikke predikerbare og kommer av blant annet uforutsette værforhold og tilsigsendringer. Bessembinder & Lemmon (2002) viser at prisrisikoen er av stor betydning for både kjøpere og selgere av elektrisitet. Dette støttes av Longstaff & Wang (2002).

Produsenter er utsatt for risiko knyttet til volum, da produksjonen varierer med tilsig. Samtidig så varierer etterspørselen med værforhold noe som er en annen kilde til volumrisiko for produsentene og distributørene. På kort sikt kan kraftbehovet prognoseres med ganske god presisjon (neste time, neste dag), men avvik forekommer og dette utgjør en viss risiko i markedet. Det må også kunne sies å være en viss sammenheng mellom prisrisiko og volumrisiko, ettersom elektrisitetsprisen stiger når behovet øker.

En annen signifikant risikokilde relatert til kraftproduksjon er risiko for ekstreme prisspisser.<sup>3</sup> Dette kommer som en følge av etterspørsel som nærmer seg eller overstiger

---

<sup>3</sup> Viktig å skille mellom prisspiss og prissprang. En prisspiss slik jeg definerer det er en midlertidig stor endring i pris, mens et prissprang er av mer varig karakter.

den fysiske kapasiteten. Man blir nødt til å ta i bruk mindre kostnadseffektiv produksjon for å dekke etterspørselen, og prisspisser inntreffer. Longstaff & Wang (2002) hevder at denne ekstreme formen for prisrisiko kan være av stor betydning for forholdet mellom spot- og forwardpriser i det amerikanske PJM<sup>4</sup>-markedet.

Som en følge av den store usikkerheten i markedet så etterspør derfor produsenter, sluttbrukerselskaper og konsumenter metoder for å sikre seg mot risiko.

### **4.3 Hedging**

Kombinasjonen av risikoaversjon hos eiere og ledere i elektrisitetsbransjen, samt at det er rimeligere for bedriftene å operere i derivatmarkedet enn for eierne, er som sagt sentrale argumenter for å hedge på bedriftsnivå i elektrisitetsindustrien.

Derivatmarkedene muliggjør hedging, noe som for de som handler med elektrisitet utgjør en viktig mulighet for å sikre seg mot risiko. Ved at risikoen overføres til spekulanter som er villige til å ta den, kan man sikre seg mot fremtidige prisendringer. Disse fortjenestesøkende spekulantene bidrar til å øke likviditeten i markedet. Handelen av derivater ved Nord Pool bidrar også til at man har en offentlig tilgjengelig fremtidig pris for elektrisitet, noe som kan være til hjelp ved beslutningstaking knyttet til produksjon eller lagring av vann, og investeringer.

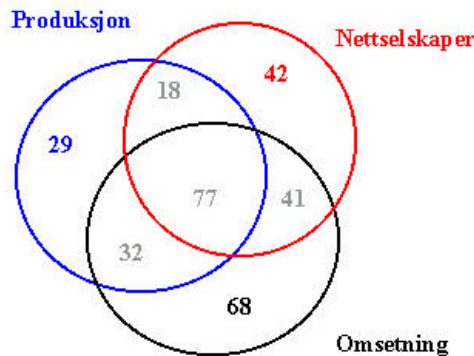
Derivater og risikostyring har kommet inn i kraftmarkedet i senere tid, og det er et umodent marked i så måte. Mens pengemarkedet er blitt behandlet teoretisk i det brede og det lange, så er det teoretiske arbeidet knyttet til energi og energiderivater forholdsvis nytt og begrenset. Energimarkedene skiller seg vesentlig fra pengemarkedene, og er mye vanskeligere å modellere. De underliggende prisdriverne er svært forskjellige, og det er både flere og mer kompliserte sammenhenger for energi. I pengemarkedet handler man med papir, eller gjerne dets elektroniske ekvivalent, som enkelt kan lagres og transporteres. For energi derimot har man et dynamisk samspill mellom produksjon og bruk, transport og lagring, kjøp og salg. Aspekter knyttet til lagring, transport, vær og teknologi spiller her en sentral rolle. Alt i alt får man en ekstremt kompleks prisatferd.

### **4.4 Ulike markedsaktører og deres hedgingbehov**

Longstaff & Wang (2002) hevder at man i det amerikanske PJM-markedet kan finne ulike aktører i flere posisjoner i markedet, og med handelsmotive som endres og varierer over tid og med markedsbetingelser. Dette gjelder også for det norske markedet, noe figuren på neste side (Figur 4-1) illustrerer. I Norge er det totalt 307 selskaper med omsetningskonsesjon derav 77 selskaper er involvert i både produksjon, omsetning og nettvirksomhet.

---

<sup>4</sup> PJM – Pennsylvania, New Jersey & Maryland



Figur 4-1: Markedsaktører i Norge (basert på tall fra NVE, 2002)

En produsent kan oppleve produksjonsproblemer og av denne grunn måtte kjøpe kraft i markedet for å oppfylle sine forpliktelser. Sluttbrukerselskaper kan overestimere forbruket og oppleve et kraftoverskudd de må selge i markedet. Dette er eksempler på årsaker til at aktører kan innta flere posisjoner i markedet. Når det er sagt så forsøker jeg videre i dette avsnittet å beskrive hvordan aktørene opptrer og hvordan de sikrer seg mot markedsrisikoen.

#### 4.4.1 Produsentsiden

I henhold til Bessembinder & Lemmon (2002) så kan en produsents fortjeneste skrives

$$\pi_{Pi} = P_w Q_{Pi}^W + P_F Q_{Pi}^F - TC_i(Q_{Pi}^W + Q_{Pi}^F) \quad (4.1)$$

der  $P_w$  er spotprisen,  $Q_{Pi}^W$  er produksjonsvolumet solgt i spotmarkedet,  $Q_{Pi}^F$  er mengden avtalt å selge (evt kjøpe) i forwardmarkedet til pris  $P_F$  og  $TC_i$  er de totale produksjonskostnadene. Ved Nord Pool er det ikke knyttet fysisk leveranse til de finansielle kontraktene og produsentens fortjeneste kan da uttrykkes

$$\pi_{Pi} = P_w Q_{Pi}^W + Q_{Pi}^F (P_F - P_w) - TC_i(Q_{Pi}^W) \quad (4.2)$$

Produsentene har mulighet til å lagre vann i sine magasiner, noe som gjør de mer fleksible enn konsumentene. Dette gir dem muligheten til å dra nytte av prisøkninger på kort varsel og produsere lite i perioder med lave priser. Dette gir produsentene lite incentiv til kortsiktig hedging, og mitt inntrykk er at de har en middels lang til lang horisont når de hedger sine produksjonsinntekter.

Jeg har vært inne på at en aktør kan være inne i flere posisjoner i markedet. En naturlig antagelse vil likevel være at en produsent for det meste hedger sin risiko ved å innta en *short*<sup>5</sup> posisjon i futuremarkedet.

<sup>5</sup> Det er to parter i en future-/forwardkontrakt. Selgeren, dvs *short* posisjon og kjøperen, dvs *long* posisjon.

#### 4.4.2 Konsumentensiden

Konsumentensiden består hovedsaklig av distributører, men en del store industriselskaper i kraftintensiv industri er også inne i markedet. Eksempler på dette er Elkem og Hydro. Aktørene på konsumentensiden sikrer sine forpliktelser først og fremst ved å innta en *long* posisjon i markedet.

En distributør kjøper (evt. selger) i spotmarkedet differansen mellom leveringsvolum og allerede kjøpt mengde i forwardmarkedet. Deres fortjeneste kan uttrykkes [Bessembinder & Lemmon, 2002]

$$\pi_{R_j} = P_R Q_{R_j} + P_F Q_{R_j}^F - P_W (Q_{R_j} + Q_{R_j}^F) \quad (4.3)$$

der  $P_R$  er leveringsprisen,  $Q_{R_j}$  er forpliktet leveringsvolum og  $Q_{R_j}^F$  er solgt (evt kjøpt) mengde i forwardmarkedet. Av samme grunn som tidligere kan dette omskives til

$$\pi_{R_j} = P_R Q_{R_j} + (P_F - P_W) Q_{R_j}^F - P_W Q_{R_j} \quad (4.4)$$

Mitt inntrykk er at distribusjonsselskapene har en ganske kort horisont på sikring av sine leveringsforpliktelser. Dette bekreftes av markedsaktører jeg har vært i kontakt med, som hevder at det er vanlig å sikre sitt volum for videresalg bare få uker før fysisk levering av kraft. Noe av grunnen til at det er så kort horisont er at sluttbrukerne kan skifte leverandør på kort varsel noe som gjør at det blir en betydelig volumrisiko for sluttbrukerselskapet å kjøpe kraft på lange kontrakter fordi de kan miste kunder underveis.

For et stort industriselskap så vil kostnadene knyttet til krafthandelen være summen av kjøpskostnaden ved handel i spotmarkedet pluss/minus eventuelle gevinster/tap knyttet til handel i forwardmarkedet. Store industriselskaper har trolig en lengre horisont på sin hedging enn sluttbrukerselskapene. Forbruket i industrien har ligget noenlunde konstant på i overkant av 40TWh per år, og aluminium- og metallindustrien er den mest kraftintensive sektoren med et årlig forbruk på i snitt nesten 20TWh [SSB – elektrisitetsstatistikk, 2000].

#### 4.4.3 Spekulanter

Mens mange risikoaverse aktører finner det nødvendig å sikre seg mot risiko i et volatil marked som elektrisitetsmarkedet, så er det nettopp den høye volatiliteten som tiltrekker seg spekulantene. Høy prisvolatilitet gir muligheter for store gevinster for de med spesielt god prediksjonsevne. At det ikke er knyttet fysisk leveranse til future- og forwardkontraktene omsatt ved Nord Pool gjør det mulig for spekulanter å holde sin posisjon gjennom leveringsperioden. Dette kombinert med høy volatilitet bidrar til å tiltrekke spekulanter til kraftmarkedet. Spekulanter ligger *short*, *long* eller begge deler avhengig av deres markedsforventninger. Når det gjelder deres tidshorisont, så er mitt inntrykk at de først og fremst tar posisjon i kontrakter 3 måneder til 2-3 år frem i tid.

## 5 Prising av futurekontrakter

Forholdet mellom prisen for en futurekontrakt og spotprisen er et tema som har blitt heftig diskutert de siste 70 årene. Mens enkelte har hevdet at den aktuelle prisen for en futurekontrakt er lik markedets forventning til spotprisen for et visst fremtidig tidspunkt, så har andre hevdet at de som sikrer seg mot risiko i futuremarkedet betaler en premie til spekulantene for denne forsikringen.

Prising av futurekontrakter på råvarer er noe annerledes enn for tilsvarende kontrakter på rent finansielle produkter som aksjer og obligasjoner. Pristeorier for de rent finansielle kontraktene er basert på rene arbitrasjeargumenter, mens prising av råvarer er noe mer komplisert.

### 5.1 Klassisk pristeori

Tradisjonelt sett er det to hovedsynspunkter angående sammenhengen mellom spot- og futurepriser. ”The theory of storage” bygger på prinsipper om lagerkostnad, eierfordel og ikke-arbitrasje argumenter. Dette synet har blitt utarbeidet i klassisk litteratur av blant annet Kaldor (1939), Working (1949), Brennan (1958) og Telser (1958). Det alternative synet er basert på likevektshensyn og deler futureprisen inn i en forventet risikopremie og en prediksjon av fremtidig spotpris. Keynes (1930) og Hicks (1939) er de mest sentrale bidragstere her.

#### 5.1.1 The theory of storage

Forskjellene mellom spot- og futurepriser forklares ved tapte renteinntekter ved lagring av råvarer, lagerkostnader og eierfordel knyttet til lagerbeholdning.

*Eierfordel* eller *convenience yield* er et begrep som ble innført av Kaldor i 1939. De direkte og indirekte kostnadene ved lagring kan regnes mot annen innbringende virksomhet, slik at hva som tilsynelatende kan se ut som tap knyttet til lagring indirekte fører til et positivt totalresultat. For alle potensielle lagertilbydere så medfører varelager under en viss grense en eierfordel som muligens utligner et tilsynelatende tap fra selve lagringen. Selve definisjonen av *eierfordelen* utvider Brennan (1958) senere til å omfatte fordelene ved å ha mulighet til å dra fordel av prisøkninger på kort varsel. Eierfordelen kan altså betraktes som en premie man er villig til å betale for å ha de fordelene det innebærer å være i besittelse av selve varen og ikke bare en futurekontrakt på varen.

Ut ifra tradisjonelle arbitrasjeargumenter kan man uttrykke sammenhengen mellom futurepris og spotpris som

$$F_{t,T}e^{y(T-t)} = (S_t + U)e^{r(T-t)} \quad (5.1)$$

der  $y$  er eierfordelen,  $r$  er den risikofrie rentesatsen og  $U$  er lagringskostnaden [Hull, 2002].

Utrykker man lagerkostnaden som et konstant del av spotprisen, så kan futureprisen skrives:

$$F_{t,T} = S_t e^{(r+u-y)(T-t)} \quad (5.2)$$

Her er det forutsatt at lagring faktisk finner sted. Alternativt kan man hevde at eierfordelen skaper et ikke-arbitrasje område og ikke en ikke-arbitrasje pris [McDonald, 2003].

$$S_t e^{(r+u-y)(T-t)} \leq F_{t,T} \leq S_t e^{(r+u)(T-t)} \quad (5.3)$$

Det kan begrunnes med det faktum at en gjennomsnittlig investor ikke nødvendigvis har mulighet til å inntjene eierfordelen. Det kan kun de som har en forretningsmessig fordel av å besitte produktet, men disse kan antas allerede å besitte en optimal mengde av varen [McDonald, 2003].

### 5.1.2 Likevektstilnærmingen

Prisen av en futurekontrakt forklares her ved forventet fremtidig spotpris og en tilhørende risikopremie for varen. Det finnes ulike likevektstilnærminger. Den jeg presenterer her er hentet fra [Hull 2002]. I kontantstrømarginet som legges til grunn tenker man seg en spekulant som tar en *long* posisjon i en futurekontrakt i håp om at prisen på underliggende vare ligger over futureprisen ved utløp  $T$ . Antar så at spekulanten setter nåverdien av futureprisen i en risikofri investering ved tidspunkt  $t$  samtidig som han holder *long* posisjonen i futurekontrakten. Forutsetter man at alle investeringsmuligheter i verdipapirmarkeder har nåverdi null, så er nåverdien av å kjøpe en futurekontrakt ved tidspunkt  $t$ , holde denne til utløp for deretter å selge underliggende vare ved tidspunkt  $T$  lik:

$$-F_{t,T} e^{-r(T-t)} + E(S_T) e^{-k(T-t)} = 0 \quad (5.4)$$

som tilsvarer

$$F_{t,T} = E(S_T) e^{(r-k)(T-t)} \quad (5.5)$$

Her er  $k$  avkastningskravet på investeringen,  $r$  er risikofri rentesats og  $E$  er forventningsverdien. Det som defineres som risikopremien er differansen  $(k-r)$ .

### 5.1.3 Risikopremie

Verdien av  $k$  avhenger av den systematiske risikoen forbundet med investeringen. Usystematisk risiko er av minimal interesse for en investor, da den enkelt kan fjernes ved å holde en veldiversifisert portefølje. Systematisk risiko derimot, kan ikke diversifiseres vekk. Dette skyldes at avkastningen knyttet til investeringen er korrelert med avkastningen fra aksjemarkedet som en helhet. Risikoen knyttet til investeringen er altså korrelert med risikoen i aksjemarkedet som en helhet, og en investor vil kreve en premie



for å ta på seg en slik risiko. Begrepet risikopremie har altså utgangspunkt i tanken om at investorene krever en erstatning i kroner og øre for den risikoen de påtar seg.

Definisjon som brukes videre i oppgaven:

$$k > r \rightarrow \text{positiv risikopremie}$$

Hvis spotprisen er positivt korrelert med markedet, så er  $k > r$  og investeringen har en positiv systematisk risiko. Dette innebærer at forventet spotpris er høyere enn gjeldende futurepris, og som jeg skal komme tilbake til har man da en *backwardation*-situasjon i markedet.

En mer praktisk og kanskje bedre forklaring av risikopremien i kraftmarkedet er: ”*en overvekt av risikoaverse produsenter med ønske om å hedge gir en futurepris som ligger under forventet spot, og med andre ord en positiv risikopremie*”.

#### 5.1.4 Sammenhengen mellom spot- og futurepriser

Et vesentlig spørsmål er hvordan gjeldende futurepris er i forhold til fremtidig forventet spot. Her har det hersket noe uenighet, teorier er blitt diskutert og testet, uten at man har kommet til noen entydig enighet eller fått et klart empirisk belegg for det ene eller andre. Man kan skille mellom 3 hypoteser når det gjelder forholdet mellom futurepris og forventet spotpris. Disse hypotesene bygger på pariteter i likevekt mellom  $F_0$  og  $S_0$ . Spørsmålet er altså – hva blir forholdet mellom  $F_0^t$  og  $E_0(S_t)$ ?

##### 1) Forventningshypotesen

$$F_0^t = E_0(S_t) \quad (5.6)$$

Forventningshypotesen sier at futureprisen er et forventningsrett estimat av fremtidig forventet spotpris. Man antar altså at aktørene i markedet er risikonøytrale og/eller et balansert hedging marked. Eventuelt kan man tenke seg en situasjon med CAPM<sup>6</sup>-risikoaverse aktører, men ingen systematisk risiko i kraftprisene. Ut i fra en CAPM-tankegang så tenker man seg her null systematisk risiko, det vil si  $k=r$ .

##### 2) Backwardation-hypotesen

$$F_0^t < E_0(S_t) \quad (5.7)$$

Dette innebærer at markedet er dominert av short-hedgere, altså aktører som vil selge futures. Man har med andre ord flere short-hedgere enn produsenter, og produsentene aksepterer et lite tap for å redusere sin risiko. Spekulantene på sin side krever en kompensasjon for den risikoen de tar, og handler kun hvis det forventes at futureprisen vil øke over tid. Keynes og Hicks introduserte dette synet på 1930-tallet. Dette tilsvarer i en CAPM-tankegang en situasjon med positiv systematisk risiko.

---

<sup>6</sup> CAPM = Capital Asset Pricing Model [Brealey & Myers, 2002]

### 3) Contango-hypotesen

$$F_0^t > E_0(S_t) \quad (5.8)$$

Dette tilsier et ikke-balansert hedgingbehov, men omvendt av for backwardation. Futuremarkedet domineres av spekulanter, det vil si aktører som vil kjøpe futures. Man har flere spekulanter enn produsenter, og spekulantene er villige til å kjøpe til kjent pris  $F_0^t$ , selv om denne er høyere enn  $E_0(S_t)$ . For nok en gang å trekke parallellen med CAPM, så tilsvarer dette en situasjon med en negativ systematisk risiko.

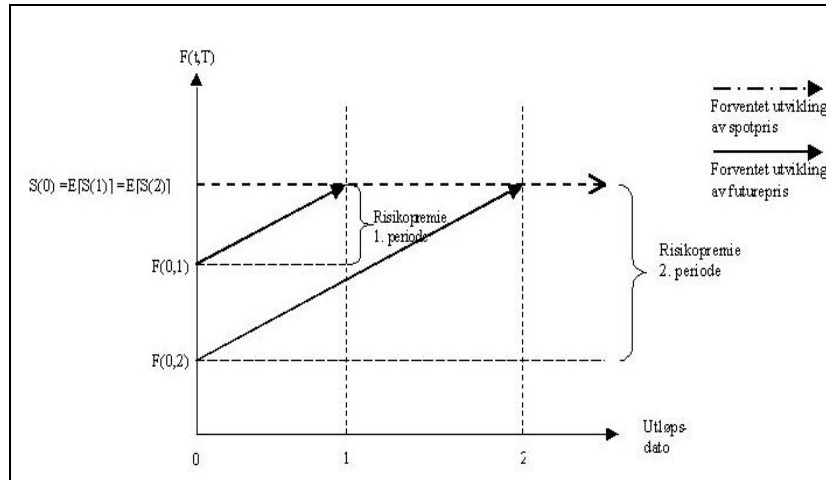
#### 5.1.4.1 Drøfting av teorien om normal backwardation

Keynes og Hicks argumenterte at futuremarkedet domineres av individer som holder *long* posisjon i de underliggende varer. Disse individene ønsker sikring i underliggende vare, noe som medfører at de trenger spekulanter som er villige til å ta en *long* posisjon i futures. For å "overtale" spekulantene til å innta en slik posisjon, så må futureprisen ligge under den forventede spotprisen. Derfor er futureprisene, i følge Keynes og Hicks, ikke et forventningsrett estimat av fremtidig spotpris, og "skjevheten" kan tilskrives en risikopremie. Keynes hevder at futureprisene vil være et svært usikkert estimat for den fremtidige spotprisen ved kontraktsutløp

Teorien om *normal backwardation*, utviklet av John M. Keynes i "*Treatise on Money*" i 1930, fremstiller råvarepriser for fremtidig levering som et "downward biased" estimat av forventet fremtidig spotpris for råvaren. Dette innebærer at futureprisen i snitt bør stige over tid, slik at de som innehar en *long* posisjon vil være vinnerne i markedet over tid. Denne teorien er av de mest debatterte gjennom moderne finanshistorie.

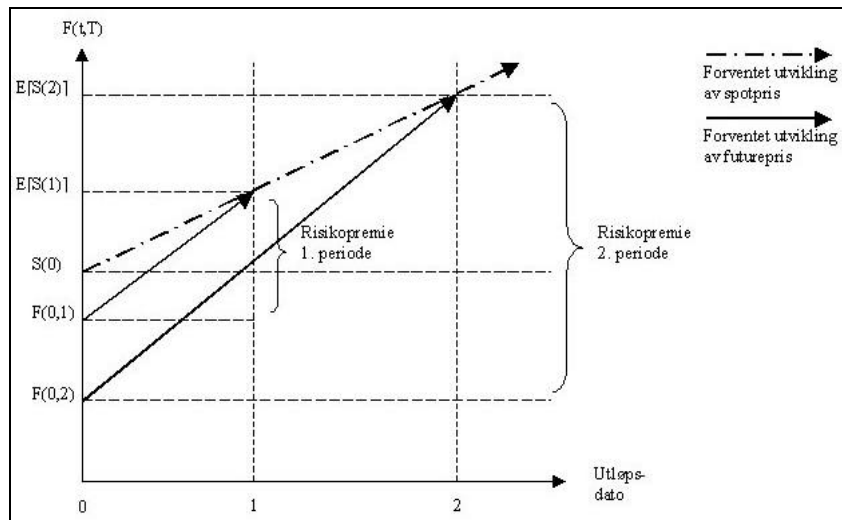
Den gjeldende pris for en futurekontrakt er hovedsakelig den forventede spotpris pluss en risikopremie. Den berømte "*cost-of-carry*"-modellen kan betraktes som en spesiell versjon av denne representasjonen, og gyldig dersom spotprisen er forventet å stige med eksakt nettokostnaden ved å lagre varen over tid, det vil si summen av kapital- og fysiske lagringskostnader minus verdien av fordelene knyttet til fysisk lagring, og når den forventede risikopremien er null. Det er med andre ord ikke to direkte konkurrerende synspunkter man har med å gjøre her.

Figur 5-1 skildrer Keynes' originale "*theory of normal backwardation*" i en trestegs modell. Her er forventet fremtidig spotpris i henhold til Keynes' syn lik aktuell spotpris. Ettersom  $F(0,1) < E[S(1)]$  og  $F(0,2) < E[S(2)]$ , så er forventet avkastning for Keynes' *long* spekulanter positiv. Et annet aspekt verdt å notere seg er at  $F(0,2) < F(0,1)$  i overensstemmelse med Keynes' overbevisning om at jo lenger tid til utløp, jo større risiko tar spekulantene på seg, jo større risikopremie er påkrevet, og jo lavere ligger futureprisen i forhold til forventet spotpris.



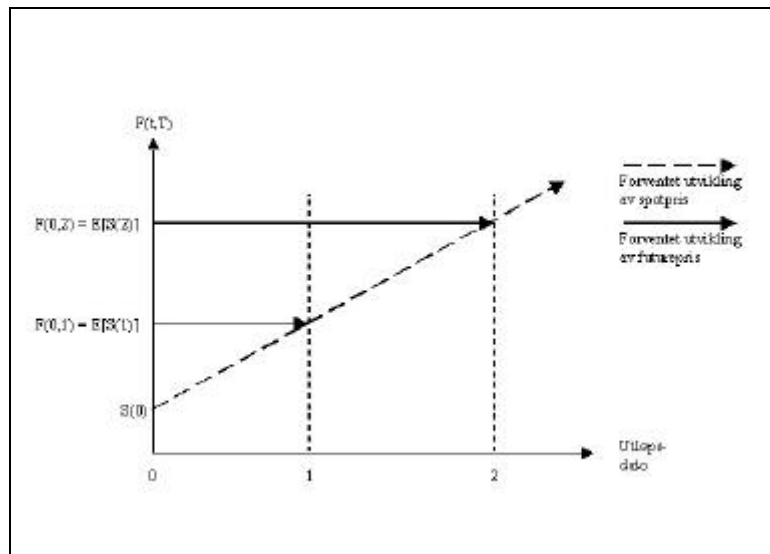
Figur 5-1: Keynes' normal backwardation teori

Figur 5-2 viser at teorien om normal backwardation også kan fungere selv om man slakker på Keynes' antagelse om at forventet spotpris er lik gjeldende spotpris. I figuren så er spotprisen forventet å stige over tid – eksempelvis med netto *cost-of-carry*. Som vist er samtidig futureprisene forventet å stige over tid slik at spekulanter med *long* posisjon nok en gang belønnes for den risiko de påtar seg på vegne av *short* hedgers, og futureprisene utviser en "downward bias".



Figur 5-2: Normal backwardation teori med modifisert forventning til spotpris

Alternativt kan man tenke seg at hedgere kan være enten *short* eller *long* i futures, og dermed overføre risiko til andre hedgere og til spekulanter. Spekulantene er på begge sider i markedet og vinner eller taper derfor ikke nødvendigvis som gruppe. Følgelig er gjennomsnittlig risikopremie i futureprisene lik null. Futureprisene er forventningsrette estimater til fremtidige spotpriser og forventet fortjeneste for både *long* og *short* posisjoner er null. Dette beskrives i figur 5-3.



Figur 5-3: Forventningshypotesen

### 5.1.5 Tidligere empiriske analyser

Når det gjelder testing av de to synene opp mot reelle data, så er det fristende å se på om den observerte terminstrukturen i markedet er i *contango* eller utviser *backwardation*. Et alternativ er å undersøke hvorvidt de med *long* posisjon i markedet bruker å tjene penger på bekostning av de som ligger *short*. Altså, hvorvidt det virkelig er en ”downward bias”. En annen mulighet er å se på om spekulanter i snitt gjør en fortjeneste på bekostning av hedgere.

Gjennom sine undersøkelser av om spekulasjon virker stabiliserende på prisene, så utvidet Nicholas Kaldor (1939) likviditetspreferanseteorien til Keynes betraktelig. I senere år kom Working (1949) til å gå imot ham og hevde at det ikke er noen forskjell mellom motivasjonen til hedgere og spekulanter. Dette startet et tidlig empirisk kappløp, med Hendrik Houthakker (1957) som finner bevis for normal *backwardation* i varemarkedet og Lester Telser (1958) som finner bevis imot det.

Telser tar utgangspunkt i Keynes og Hicks’ teorier der hedgere betraktes som kjøpere av sikkerhet og spekulanter som selgere av sikkerhet som må overtales for å ta på seg risikoen for prisendringer. Deres teori om normal *backwardation* i forholdet mellom futurepriser og forventet spot, innebærer en oppadgående trend for futureprisene etter hvert som kontrakten nærmer seg utløp. Telser tester dette ved å se på prisendringer, og dersom Keynes og Hicks’ teori skulle være korrekt ville man se langt flere positive prisendringer enn negative etter hvert som kontrakten nærmer seg utløpsdato. Telser finner i stedet at det ikke er noen trend i dataene, og støtter i så måte opp om forventningshypotesen – futureprisene tilsvarer forventet spotpris.

Chang (1985) studerer risikopremien knyttet til en del landbruksprodukter og benytter ikke-parametriske statistiske prosedyrer. Han finner resultater som tilsier normal *backwardation* i varemarkedet, men bevisenes styrke er ulik i forskjellige markeder og for forskjellige perioder. Chang finner også at store spekulanter i snitt er vinnere i

futuremarkedet grunnet overlegne prognoseringssevner. Disse to resultatene gjør at Chang hevder det finnes grunnlag for å påstå at futureprisene sannsynligvis *ikke* er forventningsrette estimater av forventet spotpris.

Fama & French (1987) tester hvorvidt risikopremien er ulik null ved å se på 9 til 18 år med data for 22 ulike råvarer. De finner empirisk støtte for teorien om normal backwardation for enkelte råvarer, men deres konklusjon blir likevel at bevisene ikke er sterke nok til å løse den lenge pågåtte diskusjonen om en forventet premie forskjellig fra null.

Alt i alt mangler teorien om normal backwardation noen signifikant empirisk støtte. Lord Keynes tok kanskje feil, men uansett så har debatten rundt hans teori igjennom de siste 70 årene vært enormt viktig for forståelse av futuremarkeder og deres funksjoner og egenskaper.

### **5.2 Prising av futurekontrakter for elektrisitet**

Elektrisk kraft kan ikke lagres og transportmulighetene er også svært begrensede, noe som fjerner arbitrasjeargumentene i rom og tid. Prisen avhenger derfor av momentant og lokalt tilbud og etterspørsel. Dette medfører at *cost-of-carry* sammenhenger blir ubrukelige [Eydeland & Geman, 1999]. For elektrisitetsproduksjon basert på vannkraft kan elektrisitet indirekte lagres i magasiner som vann. Dette gjør at man kan hevde at tradisjonelle *cost-of-carry* metoder likevel delvis kan brukes. Dette tar jeg derimot ikke hensyn til når jeg beskriver sammenhenger mellom spot- og futurepriser.

#### **5.2.1 Grunnlag for en risikopremie i elektrisitetsmarkedet**

Det er liten tvil om at den høye volatiliteten i elektrisitetsprisene skaper et behov for prissikring hos aktører på begge sider i markedet. Risikopremien sier noe om hvordan produsentene hedger og hvor mye de er villige til å gi fra seg for å sikre sine volum. Tilsvarende vil gjelde for distributørene som selger til sluttbrukerne og er villige til å betale en premie for å sikre sine leveringsforpliktelser.

Hvilke forventninger kan man så ha til risikopremien i kraftmarkedet? En overvekt av risikoaverse produsenter med ønske om å hedge ville nok ha ført til futurepriser som ligger under den forventede spotprisen og med andre ord en positiv risikopremie. Hvis derimot etterspørselssiden er den mest risikoaverse, vil man ha en motsatt situasjon med negativ risikopremie. I tillegg har man spekulanter som befinner seg på begge sider i markedet.

Jeg har tidligere vært inne på elektrisitets svært begrensede lagringsmuligheter. Når det er sagt, så kan elektrisitet indirekte lagres som vann i magasiner for vannkraftsproduksjon. I så måte kan man hevde at det er en viss asymmetri mellom produsent- og konsumentensiden i markedet. For konsumentene er og blir elektrisiteten ikke mulig å lagre, mens produsentene derimot indirekte kan lagre elektrisitet som vann i sine enorme magasiner. Dette gir produsentsiden en ekstra fleksibilitet. Et naturlig spørsmål i denne sammenheng er om det eksisterer arbitrasjemuligheter for produsentene ved å kombinere futurekontrakter og lagring av vann. Gjølberg & Johnsen (2001) hevder at det gjør det.

Vannkraftsprodusentene kan ganske enkelt dra nytte av prisspisser ved at de kan øke produksjonen på svært kort varsel.

Hvilken påvirkning har spekulasjon på risikopremien og terminstrukturen? Forutsatt at det totale spekulative tilbud/etterspørsel utgjør kun en liten del av totalt tilbud/etterspørsel, så vil det påvirke størrelsen på prisendringen, men aldri retningen av endringen [Kaldor, 1939]. Det er også lite trolig at spekulasjon vil påvirke egenskapene ved terminstrukturen. De finansielle kontraktene er til det for sterkt knyttet opp mot systemprisen og de underliggende prisdriverne i denne.

Når man vurderer risikopremien i kraftmarkedet tror jeg det er nødvendig å skille mellom kort og lang sikt på grunn av de ulike aktørers behov og rutiner knyttet til risikostyring. Jeg argumenterte i avsnitt 4.4 for de ulike markedsaktørenes hedgingbehov, og hevdet at mens distributørene har en kortsiktig horisont så har produsentene og store aktører i kraftintensiv industri en lengre horisont på sin prissikring. Ulike incentiver til å hedge på ulike tidspunkter gjør at jeg forventer å finne en risikopremie som varierer på kort og lang sikt, samt kanskje over året.

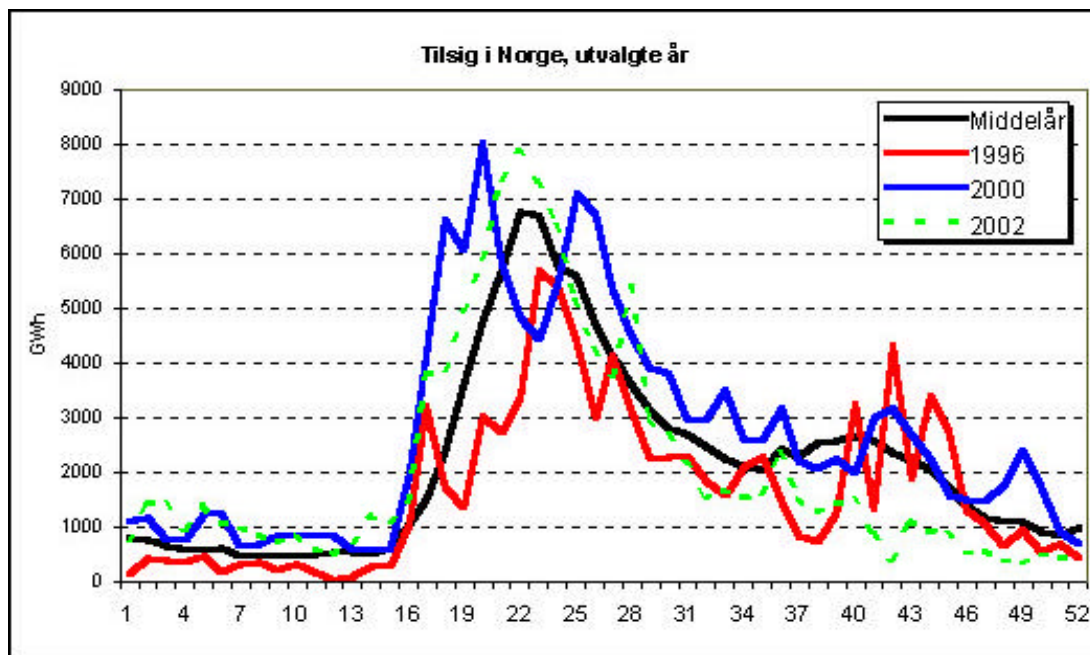
## 6 Data/ Empiri

### 6.1 Datasettet

Data	Periode	Kilde
Spotpris	Uke 19 1992-2002	Nord Pool
Futurepris	Uke 39 1995-2002	Nord Pool
Forbruk i Norge	1995-2002	Nord Pool
Tilsig i Norge	1995-2002	Nord Pool
Fyllingsgrad for norske magasiner	1993-2002	NVE
Simulert snømagasin for Norge	1988-2001	NVE
Avvik i totalressursen	2000-2002	Elkem Energi

Tabell 6-1: Datasett benyttet i analysene, tidsintervall for data og kilde

Analysene er gjennomført med bakgrunn i historiske spot- og futurepriser fra Nord Pool fra og med åpningen av futuremarkedet i september 1995 og ut år 2002. Datasettet inneholder sluttpriser for alle handelsdager for alle futurekontrakter handlet i perioden. Spotprisedataene brukt i analysen inneholder prisdata for hver time gjennom hele perioden. Med bakgrunn i disse timesprisene er det beregnet daglige og ukentlig gjennomsnittspriser. I tillegg til prisdata har jeg data over forbruket og den hydrologiske ressursen som vist i tabell 6-1.



Figur 6-1: Tilsiget i Norge i 1996, 2000 og 2002 sammenlignet med et middelår

Figuren ovenfor viser tilsiget i Norge for noen utvalgte år sett i forhold til et middelår. Mens 1996 var ekstremt tørt så var 2000 jevnt over et vått år. Perioden 1995-2002 sett under ett var i snitt våtere enn normalt. Jeg finner et totalt avvik på 5 % sammenlignet med et middelår noe som kan påvirke resultatene i mine empiriske analyser noe.

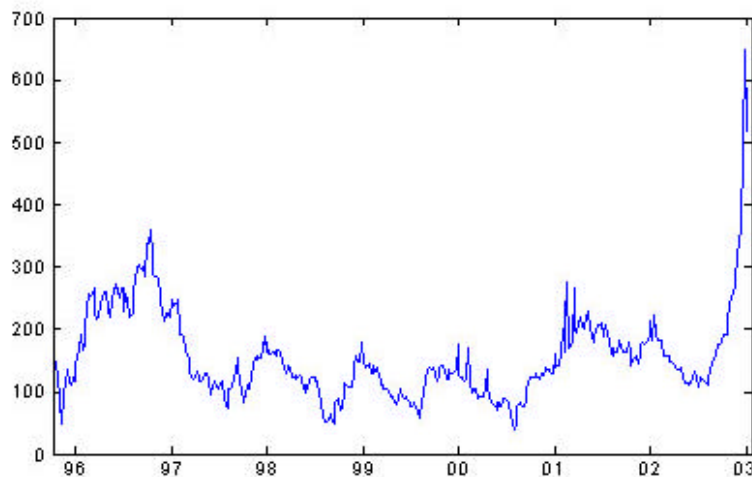
## 6.2 Empirisk analyse av data

I dette kapitlet ser jeg nærmere på egenskaper ved prisdata og hydrologiske data. Bakgrunnen for dette er å kunne bygge opp under mine hypoteser om aktørenes behov for å sikre seg mot prisendringer og dermed risikopremien.

I appendiks A er det gitt en nærmere beskrivelse av de ulike testene jeg har benyttet i de empiriske analysene.

### 6.2.1 Spotprisene

Figuren nedenfor illustrerer spotprisene i perioden uke 39 1995 tom uke 52 2002<sup>7</sup>. Som man ser av grafen så har variasjonene i spotprisene vært store, noe som tidligere nevnt i stor grad kan knyttes til variasjoner i den hydrologiske ressursen og forbruket.



Figur 6-2: Ukentlig spotpris fom uke 39 1995 tom uke 52 2002

En deskriptiv analyse av spotprisene, gjengitt i figur 6.3 nedenfor, viser at gjennomsnittsprisen har vært på 156,48 NOK/MWh mens standardavviket har vært på hele 73,86 NOK/MWh. Minimums- og maksimumsprisene i perioden har vært 39,08 NOK/MWh og 650,33 NOK/MWh. Denne ekstreme prisvariasjonen gjenspeiles i kurtosis- og skewnessverdiene på 8,36<sup>8</sup> og 2,1.

Kurtosisverdien sier noe om hvor spiss fordelingskurven er, og en verdi nær null indikerer en tilnærmet normalfordeling. En stor positiv kurtosis som her indikerer en spissere kurve en normalfordelingen eller om man vil tykkere haler. I praksis betyr dette at det er større sannsynlighet for ekstremobservasjoner enn for et normalfordelt datasett med samme varians.

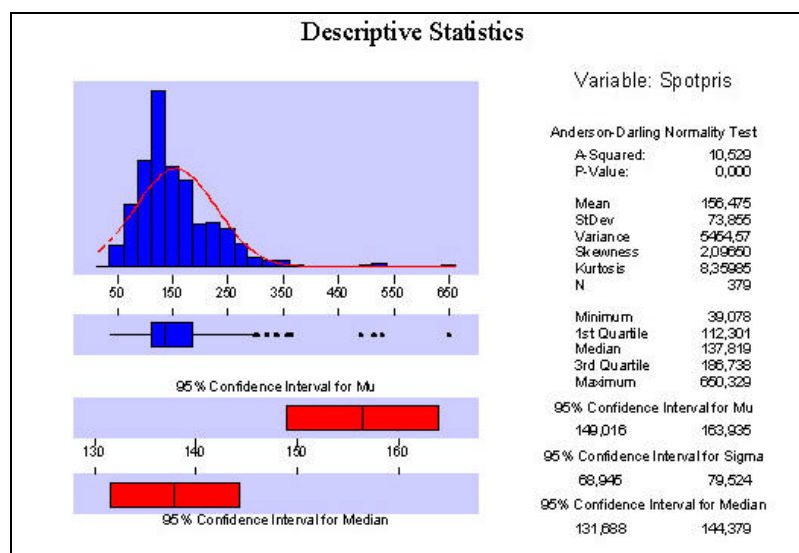
Skewness referer til manglende symmetri, og en positiv verdi som her innebærer at halen på fordelingskurven strekker seg lenger til høyre enn til venstre. Dette skyldes en

<sup>7</sup> Dette tilsvarer perioden det har eksistert et futuremarked ved Nord Pool

<sup>8</sup> Minner om at det her er snakk om overskytende kurtosis, det vil si kurtosis sett i forhold til normalfordelingen



overvekt av høye eller eventuelt positive ekstremverdier. I praksis innebærer dette at det er mer sannsynlig å se ekstremt høye priser enn lave.



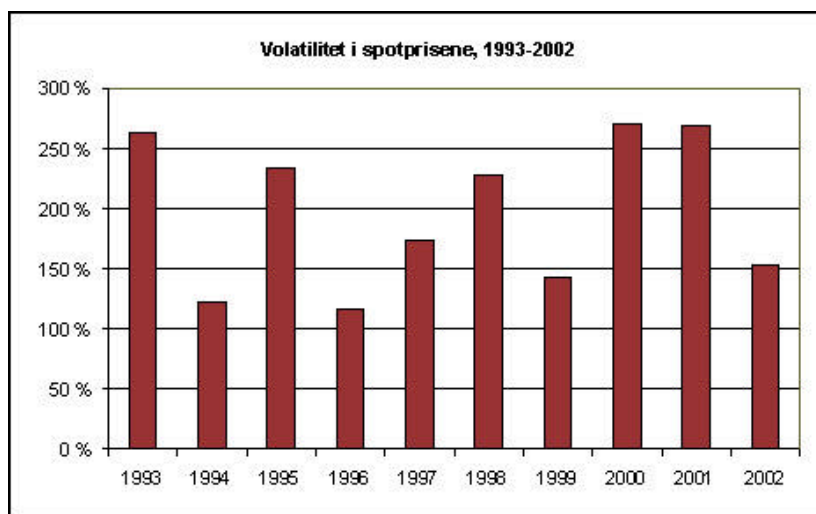
Figur 6-3: Deskriptiv statistikk for spotprisen

De ekstremt høye prisene i desember 2002 påvirker resultatene her kraftig. Foretar man analysen uten de fire prisobservasjonene fra desember 2002, finner man betraktelig lavere gjennomsnittspris og standardavvik, henholdsvis 152,32 NOK/MWh og 61,89 NOK/MWh. Man finner også at verdien for kurtosis og skewness ikke er så ekstreme som tilsynelatende ovenfor, men finner i stedet verdier på 0,58 og 0,91. Dette stemmer bra med resultatene til Lucia & Schwartz (2002) som fant en kurtosis på 3,5 i perioden 1993-1999. Dette tilsvarer en eksess kurtosis på 0,5.

Lucia & Schwartz (2002) beregnet det årlige snittet av volatiliteten i perioden 1993-1999 til å være 189 %. Analogt har jeg beregnet årlig volatilitet basert på daglige spotpriser, og funnet gjennomsnittlig årlig volatilitet på 205,16 % i perioden 1993-2002. For perioden uke 39 1995 – uke 52 2002 er volatiliteten 200,82 %. Denne ekstreme volatiliteten i spotprisene indikerer at markedsaktørene er utsatt for en vesentlig prisrisiko.

Volatiliteten varierer mye fra år til år, noe som er illustrert i grafen på neste side. Mens man i 1996 hadde en volatilitet på 116 % så var prisvolatiliteten i år 2000 på over 270 %. Som påvist av Johnsen med flere (1999) er volatiliteten en god del høyere i varme sesonger enn i kalde sesonger. Lucia & Schwartz (2002) finner at spotprisene faktisk er dobbelt så volatile i varme som i kalde sesonger, basert på datasettet 1993-1999. Jeg har gjennomført en tilsvarende beregning for perioden 1993-2002 og finner at selv om forskjellen er noe mindre så er den fortsatt betydelig. Henholdsvis 172,5 % og 243,6 % for kalde og varme sesonger<sup>9</sup>.

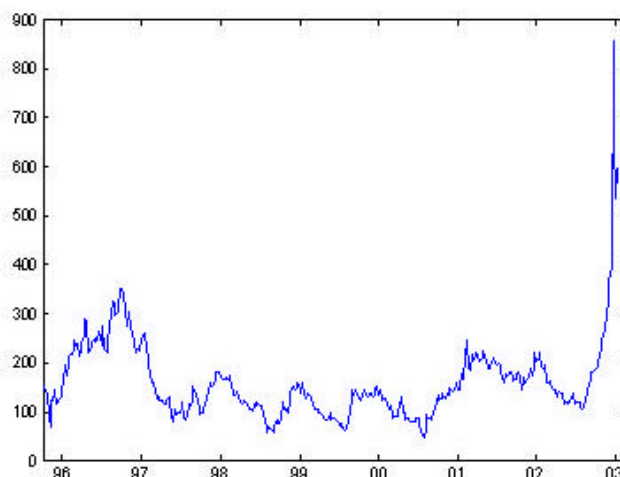
<sup>9</sup> Som tidligere nevnt definerer jeg kalde og varme sesonger i tråd med Lucia & Schwartz til henholdsvis oktober-april og mai-september.



Figur 6-4: Volatiliteten i spotprisene fra 1993-2002

### 6.2.2 Empirisk analyse av futureprisene

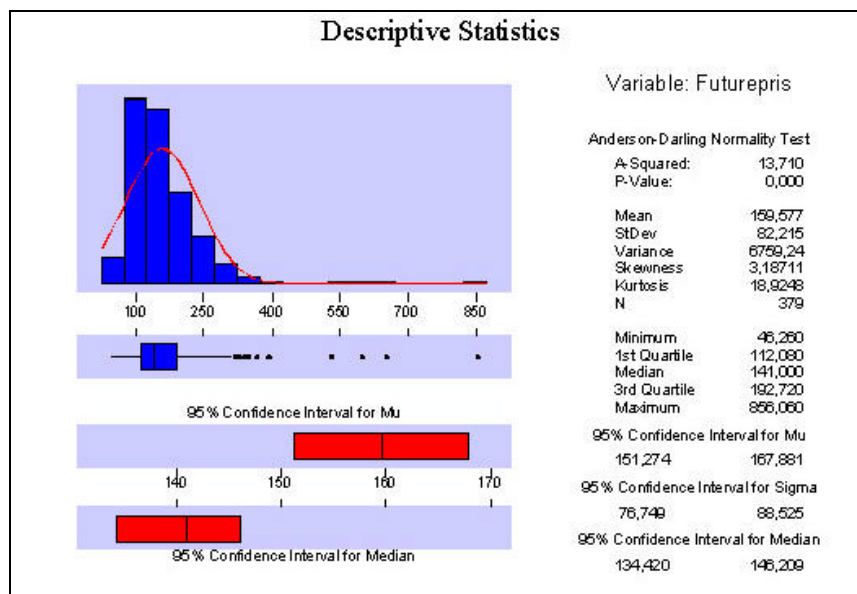
Jeg foretar en analyse av utløpsprisen for alle ukeskontrakter handlet i futuremarkedet i perioden f.o.m. uke 39 1995 til t.o.m. 52 2002. Av grafen over ser man at futureprisen som spotprisen varierer kraftig over året og fra år til år.



Figur 6-5: Utløpspris for ukeskontrakter fom uke 39 1995 tom uke 52 2002

Datasettet består av til sammen 379 observasjoner, og jeg foretar en deskriptiv statistisk analyse av prisdataene. Resultatene er gitt i figur 6-5, og som man ser er variasjonen i prisene stor, med et standardavvik på hele 82,22 NOK/MWh. Ser av figuren at det også her forekommer ekstremobservasjoner som påvirker resultatene kraftig. Disse ser man i figur 5.5 stammer fra desember 2002. De fire observasjonene fra denne måneden medfører en ganske kraftig økning i både gjennomsnittspris og standardavvik, samtidig som man får ekstreme verdier for kurtosis og skewness. Ser man bort i fra disse fire observasjonene og foretar en ny analyse, får man en gjennomsnittlig futurepris på 154,23

NOK/MWh og et standardavvik på 62,9 NOK/MWh. Kurtosis- og skewness-verdiene synker betraktelig, til henholdsvis 0,9 og 1,0. Tolkningen av disse blir som i avsnitt 6.2.1.



Figur 6-6: Deskriptiv statistikk av futureprisen for nærmeste uke

### 6.2.3 Sammenlikning av spot- og futurepriser

Som vi ser av den oppsummerende deskriptive statistikken for spot- og futurepriser nedenfor, så har faktisk futureprisen en høyere gjennomsnittsverdi enn spotprisen, og variasjonen i futureprisen er også større.

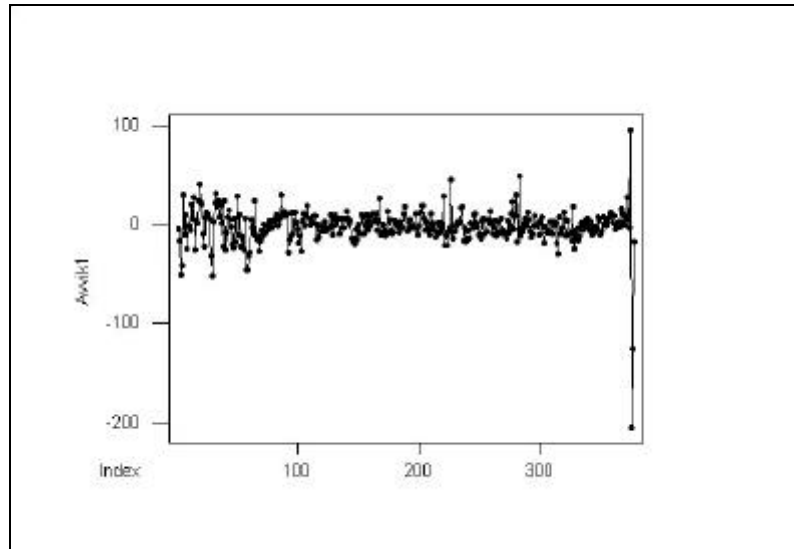
	Antall obs	Gj.snitt	Median	Trimmet gj.snitt <sup>10</sup>	Standard avvik	Min	Max	Kurtosis	Skewness
Spotpris	379	156,48	137,82	150,38	73,86	39,08	650,33	8,37	2,10
Futurepris	379	159,58	141,00	151,58	82,21	46,26	856,06	18,92	3,19

Tabell 6-2: Oppsummert deskriptiv statistikk for spot- og futurepriser

### 6.2.4 Utløpspris og realisert spotpris

Videre har jeg sett på hvordan futureprisen ved utløp stemmer overens med realisert spotpris, det vil si spotprisen ved levering. Jeg har sammenlignet utløpsprisen for samtlige ukeskontrakter med spotprisen for påfølgende uke der leveringen finner sted. Tidsrekken for avviket er plottet i figuren nedenfor.

<sup>10</sup>Trimmet gjennomsnitt er gjennomsnittet i datasettet når de 5% høyeste og laveste verdiene er fjernet



Figur 6-7: Avvik mellom utløpsprisen og realisert spotpris, uke 39 1995-uke52 2002

Som man ser av figur 6.7 er det noen ekstreme avvik, nok en gang kan disse spores tilbake til desember 2002. Jeg ser også på det relative avviket, og kjører en deskriptiv analyse for både avviket og det relative avviket.

	Antall obs	Gj.snitt	Median	Trimmet gj.snitt	Standard avvik	Min	Max	Kurtosis	Skewness
Avvik (S-F)	377	-1,887	-1,400	-1,316	18,72	-205,7	95,6	43,23	-3,81
Relativt avvik (S-F)/F	377	-0,0073	-0,0094	-0,0078	0,096	-0,462	0,452	4,74	0,16

Tabell 6-3: Deskriptiv statistikk for avvik og relativt avvik mellom utløpspris og realisert spotpris fom uke 39 1995 tom uke 52 2002

Den deskriptive analysen av det relative avviket viser at futureprisen i snitt har overestimert spotprisen med 0,7 %, og på det meste med hele 46,2 %. En beregning av gjennomsnittsverdien for absoluttverdien av det relative avviket, viser at futureprisen ved utløp i snitt feilprognoserer spotprisen med omtrent 7 % eller nesten elleve kroner.

Fra tabellen ovenfor ser man at verdiene for kurtosis og skewness antyder at dataene stemmer svært dårlig med normalfordelingen, noe jeg også får bekreftet ved å studere et såkalt Q-Q plot. Sentralgrenseteoremet sier at man kan anta et bedre samsvar med normalfordelingen ettersom antall observasjoner øker, og tilsvarende kunne stole mer på resultatene fra *t*-testen. Jeg har her 377 observasjoner noe jeg vurderer som mange. Jeg velger likevel å gjennomføre en ny deskriptiv analyse og etterfølgende hypotesetester uten observasjonene fra desember 2002. Deskriptiv statistikk for dataene blir da:

## Risikopremien i kraftmarkedet

	Antall obs	Gj.snitt	Median	Trimmet gj.snitt	Standard avvik	Min	Max	Kurtosis	Skewness
Avvik** (S-F)	374	-1,230	-1,320	-1,206	13,243	-51,74	48,56	2,21	-0,09
Relativt Avvik** (S-F)/F	374	-0,0068	-0,0092	-0,0073	0,0945	-0,462	0,452	4,02	0,16

Tabell 6-4: Deskriptiv statistikk for avvik og relativt avvik mellom utløpspris og realisert spotpris fom uke 39 1995 tom uke 48 2002

Verdiene for gjennomsnitt, median og trimmet gjennomsnitt er alle negative og jeg tester hvorvidt det er et signifikant avvik og relativt avvik. Datasettene er fortsatt ikke normalfordelte, men stemmer bedre enn tidligere. For å få et bedre beslutningsgrunnlag gjennomfører jeg i tillegg til *t*-tester også ikke-parametriske tester (se appendiks A for nærmere beskrivelse). Resultatene er gitt i tabellen nedenfor.

	<b>t-test</b>		<b>Fortegnstest</b>	<b>Wilcoxon</b>	
	P-verdi	KI (97,5%)	P-verdi	P-verdi	Estim. median
Avvik** (S-F)	0,073	[-2,771, 0,311]	0,07	0,039	-1,320
Relativt Avvik** (S-F)/F	0,166	[-0,0178, 0,0042]	0,07	0,060	-0,008

Tabell 6-5: Resultater fra hypotesetestene om signifikant avvik og relativt avvik ? 0

I henhold til *t*-testen kan man ikke konkludere med signifikante avvik. I henhold til de ikke-parametriske testene kan jeg heller ikke forkaste nullhypotesen om median lik null ved 97,5% nivå. Til tross for at den deskriptive analysen indikerer et negativt avvik og relativt avvik velger jeg likevel under tvil å konkludere med at futureprisen ved utløp kan antas å være et brukbart estimat for spotprisen ved levering.

Jeg forsøker også å foreta en regresjonsanalyse av realisert spotpris på futureprisen, for å teste futureprisens evne til å predikere spotprisen. Også her utelater jeg observasjonene fra desember 2002, og tester følgende regresjon og hypotese.

$$S_{t+1} = \mathbf{a} + \mathbf{b}F_{t,t+1} + \mathbf{e}_{t+1} \quad (6.1)$$

$$H_0 : \mathbf{a} = 0, \mathbf{b} = 1, \mathbf{e} \sim N(0, \mathbf{s}^2)$$

Dersom futureprisen er et forventningsrett estimat av spotprisen, er  $\mathbf{a}=0$  og  $\mathbf{b}=1$ , og  $H_0$  kan ikke forkastes.

Utskriften fra Minitab for regresjonen:

**Regression Analysis: Realisert Spot\* versus Utløpspris\***

The regression equation is

$$\text{Realisert Spot*} = 1,82 + 0,980 \text{ Utløpspris*}$$

Predictor	Coef	SE Coef	T	P
Constant	1,817	1,832	0,99	0,322
Utløpspris*	0,98016	0,01107	88,55	0,000

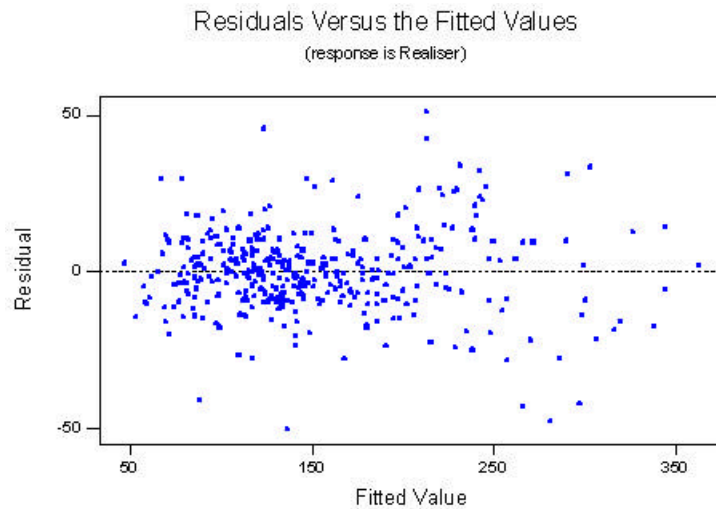
S = 13,20      R-Sq = 95,5%      R-Sq(adj) = 95,5%

Analysis of Variance

Source	DF	SS	MS	F	P
Regression	1	1367137	1367137	7841,72	0,000
Residual Error	372	64855	174		
Total	373	1431993			

Her er altså  $a=1,82$  og  $\beta=0,98$ . Verdien for  $R^2$  i regresjonen er høy, 95,5%, det vil si at regresjonen forklarer 95,5% av variasjonen. P-verdien for  $a$  indikerer at denne ikke er statistisk signifikant.

Dersom  $\beta=1$  så kan  $a>0$  tolkes som en situasjon med backwardation, mens  $a<0$  indikerer contango. Her er derimot  $\beta$  noe mindre enn null, og for utløpspriser høyere enn 93 NOK/MWH så vil forventet spot være lavere enn dette og man har en contangosituasjon.



Figur 6-8: Residualer mot tilpassede verdier for regresjonen

Som man ser av overstående figur over residualene i regresjonen mot de tilpassede verdiene, så er variasjonen fortsatt stor og særlig for de høye prisene. Et problem med en regresjon på dette datasettet er ikke-stasjonæritet og svært høy korrelasjon mellom realisert spotpris og utløpsprisen. Studerer man et plot av autokorrelasjon og partiell autokorrelasjon for tidsrekkene (B-1 og B-2), så ser man at autokorrelasjonen avtar sakte

samtidig som man har en kraftig topp i lag  $h=1$  for den partielle autokorrelasjonen. Dette er en klar indikasjon på ikke-stasjonæritet.

### 6.2.5 Futureprisen som estimator

Theil's U test statistikk indikerer hvor bra en prognoseringsmetode gjør det sammenlignet med en naiv prognose. Forrige ukes spotpris som prognose for neste uke mener jeg er rimelig naivt, for selv om autokorrelasjonen i spotprisene er høy, så bør futurepris ved utløp være et bedre estimat for spotprisen i etterfølgende uke. Jeg tester derfor hvorvidt futureprisen har bedre prognoseegenskaper enn spotprisen, ved bruk av Theil's U test [Theil, 1966]:

$$U = \sqrt{\frac{\text{MSE}_F}{\text{MSE}_S}} = \sqrt{\frac{\sum \frac{(F_t - S_{t+1})^2}{n}}{\sum \frac{S_t - S_{t+1}}{n}}} = \sqrt{\frac{355,89}{477,59}} = 0,86$$

En verdi lavere enn 1, som her, indikerer at futureprisen er et bedre prognoseverktøy enn forrige ukes spotpris. Er verdien høyere enn 1 så har man motsatt tilfelle, mens en verdi tilnærmet lik 1 tyder på at de er like gode/dårlige. Signifikansverdien for denne testen er ikke kjent.

### 6.2.6 Den hydrologiske ressursen

I tabell 6.6 er den deskriptive statistikken for den hydrologiske ressursen oppsummert.

Ukentlige data	Antall obs	Gj.snitt	Median	Trimmet gj.snitt	Std. avvik	Min	Max	Kurtosis	Skewness
Tilsig [Gwh] (1995-2002)	379	2251,2	1596,0	2081,2	1857,9	5,0	10043	1,23	1,28
Magasinfylling [%] (1995-2002)	379	66,17	66,90	66,82	19,92	23,50	96,50	-1,08	-0,31
Snømagasin [avvik i %] (1995-2001)	327	-4,23	-3,4	5,95	38,01	-73,1	120,1	0,63	0,54
Avvik totalressurs [TWh] (2000-2002)	175	2,80	6,70	3,64	18,07	-38,60	28,50	-0,22	-0,82

Tabell 6-6: Deskriptiv statistikk for hydrologisk ressurs

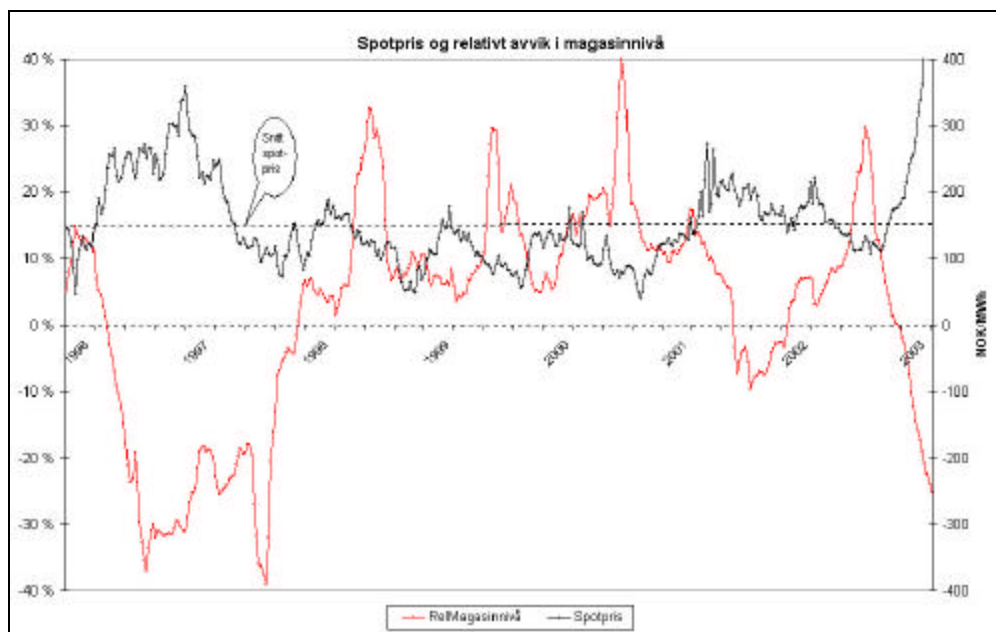
Når det gjelder å forklare endringer i spotprisen, så er det først og fremst avvikene fra normalt i den hydrologiske ressursen som gjelder og ikke størrelsen på ressursen. Tabellen nedenfor viser korrelasjonen mellom en del hydrologiske ressursavvik og endringer i spotprisen for ulike tidsintervaller.

<b>Korrelasjon</b> (uke 39 1995 – uke52 2001)	Relativt avvik i fyllingsgrad	Relativt avvik i tilsig	Relativt avvik i snømagasin	Avvik i totalressursen (2000-2002)
Spotpris	-0,688	-0,242	-0,515	-0,875
Endring i spotpris (1uke)	~ 0 <sup>11</sup>	-0,221	~ 0	-0,225
Endring i spotpris (4uker)	~ 0	-0,253	~ 0	-0,621
Endring i spotpris (8uker)	~ 0	-0,307	-0,152	-0,712
Endring i spotpris (16uker)	~ 0	-0,235	-0,282	-0,768
Endring i spotpris (26uker)	~ 0	-0,146	-0,364	-0,805

Tabell 6-7: Korrelasjon mellom avvik i hydrologisk ressurs og spotpris/spotprisendringer

Man skal som kjent være forsiktig med bakgrunn i en korrelasjon å si at den ene variabelen er skyld i endringene i den andre. Dette kan skyldes utenforstående faktorer. Likevel er det liten tvil om at sammenhengen mellom hydrologiske forhold og spotprisen er stor.

Jeg finner som ventet en negativ korrelasjon mellom avvik i hydrologisk ressurs fra normalt og endringer i spotprisen. Dette er naturlig og innebærer at hvis man har mindre av ressursen enn normalt så er prisene høyere. Endringer i pris for de nærmeste ukene forklares godt av det relative avviket i tilsiget. For hvordan spotprisen endrer seg over en noe lengre horisont har også relative avvik i observert snømagasin en forklarende effekt. Det er for øvrig verdt å legge merke til at relative avvik i magasinenes fyllingsgrad tilsynelatende ikke påvirker endringene i spotprisene i særlig grad.



Figur 6-9: Spotpris og relativt avvik i magasinivået (1996-2002)

<sup>11</sup> det vil si ikke signifikant korrelasjon forskjellig fra null



Selve spotprisen er derimot godt korrelert med avvik i fyllingsgraden og snømagasin som representerer en stor del av den fremtidige potensielle produksjonen (minus markvann). Dette illustreres av figur 6-9. Totalressursen er som nevnt summen av vannmagasin, snømagasin og markvann, og avviket er tilsynelatende meget godt korrelert med spotprisen og endringen i spotprisen for de tre årene jeg har med data.

## 7 Hypoteser

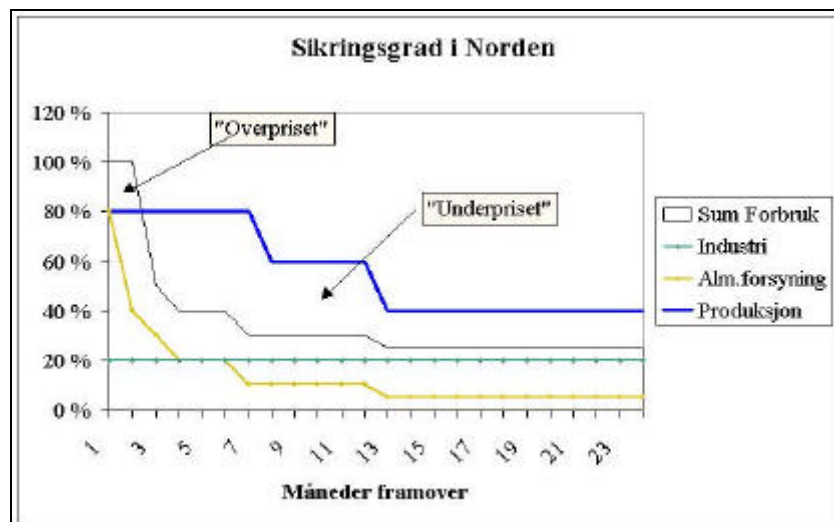
Med bakgrunn i presentert teori knyttet til risikopremien, vurderinger av risiko i kraftmarkedet og empiriske analyser, legger jeg i dette kapitlet fram mine hypoteser angående risikopremien i kraftmarkedet.

### 7.1 Hypotese 1:

*”Sluttbrukerselskapene har størst incentiv til å hedge på kort sikt, og derfor har man en negativ risikopremie i de nærmeste ukene (etter definisjonen vil det si at man i forventning taper penger ved å holde en future)”*

Dette kan forklares ut i fra de ulike aktørenes risikopreferanser og hedgingbehov. Kontrakter med utløp mindre enn 8-12 uker frem i tid kjøpes først og fremst av sluttbrukerselskaper som ønsker å sikre sine innkjøpskostnader. Noe av grunnen til at det er så kort horisont er at sluttbrukerne kan skifte leverandør på kort varsel noe som gjør at det blir en betydelig volumrisiko for sluttbrukerselskapet å kjøpe kraft på lange kontrakter fordi de kan miste kunder underveis. Dersom flere kunder velger fastpriskontrakter, vil det føre til at man i økt grad kan prissikre med lengre kontrakter og muligens redusere presset på de nære kontraktene.

Som nevnt tidligere har man en positiv skewness i spotprisene, noe som innebærer at sannsynligheten for høye ekstrempriser er større enn hva som er tilfelle for lave. Dette er en fordel for produsentene som har lagringsmuligheter og bidrar til å redusere behovet for kortsiktig hedging for produsentsiden. Ettersom sannsynligheten for lave priser relativt sett er liten og negative priser ikke forekommer, så har ikke produsentene samme incentiv til å hedge sine kortsiktige produksjonsinntekter. For sluttbrukerselskapene har man en motsatt situasjon da de ønsker å sikre seg mot høye ekstrempriser. Denne ekstra fleksibiliteten hos vannkraftsprodusentene gjør det mulig for dem å dra nytte av prisspisser.



Figur 7-1: Sikringsgraden i Norden [Prinsippkise fra Elkem energi]

Ettersom sluttbrukersiden ikke har mulighet til å lagre elektrisitet tar disse en posisjon i markedet i samsvar med deres forventning til pris og holdning til risiko. Et fåtall antall produsenter kontrollerer en stor andel av produksjonen og den totale reservoarkapasiteten i markedet. Dette antyder et overskudd av *long*-hedging etterspørsel ved Nord Pool på kort sikt med konsumenter som betaler en risikopremie.

## **7.2 Hypotese 2**

*”Den kortsiktige risikopremien er sesongvarierte. Det vil si at tiden på året man observerer futurekontrakten påvirker risikopremien”*

### **7.2.1 Hypotese 2.1**

*”I kalde sesonger forventer jeg å finne en negativ risikopremie”*

For å se på sannsynligheten for prisspisser beregner Lucia & Schwartz (2002) kurtosis for prisendringen fra dag til dag. De finner at denne er mer enn 4,5 ganger så høy i kalde sesonger sammenlignet med varme sesonger. Dette innebærer at sannsynligheten for prisspisser er ekstremt høy i kalde sesonger, noe som gir et klart større kortsiktig hedging incentiv for konsumentens side kontra produsentene. Dette bidrar til at man kan forvente en negativ risikopremie i kalde sesonger.

### **7.2.2 Hypotese 2.2**

*”Under vårflommen forventer jeg å finne en positiv risikopremie”*

I vårflommen, når tilsiget er på sitt største, er faren for flom og overløp tilstede. Denne reduserte fleksibiliteten hos produsentene som en følge av faren for overløp kombinert med redusert etterspørsel og dermed redusert hedgingbehov for sluttbrukerselskapene gjør at man vil ha en positiv risikopremie i denne perioden

## **7.3 Hypotese 3**

*”På lengre sikt forventer jeg å finne en positiv risikopremie”*

De lange kontraktene, sesong og årskontrakter, brukes først og fremst av produsenter for å sikre sine produksjonsinntekter samt til spekulasjon. Disse har en middels lang til lang horisont når de sikrer sine produksjonsinntekter.

Sluttbrukerselskapene endrer sine priser jevnlig og utnytter dette til på lang sikt å dytte kostnader over på forbrukerne. I så måte har ikke sluttbrukerselskapene samme behov for å hedge som produsentene på lang sikt.

Oppsummert så er mitt inntrykk at tilbudssiden er mest risikoavers på lengre sikt, og deres etterspørsel etter prissikring resulterer i en positiv risikopremie.

#### **7.4 Hypotese 4**

*”Størrelsen på risikopremien vil være svært godt korrelert med totalressursen, altså summen av vann- og snømagasin samt markvann”*

Risikopremien er svært variabel avhengig av om markedet trender opp eller ned og hvordan den underliggende fysiske ressursituasjonen er. Det korte markedet er veldig fysisk og styrt av forventningene til spotene.

Årsaken til at ressursen og risikopremien er korrelert er at når ressursen er ekstremt lav i forhold til normalt, som vi opplevde i vinter, vil faren for prisspisser, rasjonering o.l. øke betraktelig og da vil f.eks. distributører være villige til å betale en betydelig premie for å sikre leveranse. Da er det viktigere å sikre seg mot ekstremt høye priser framfor å ligge posisjonert mot eventuelle prisnedganger.

Ved en tilnærmet normal ressurs er balansen i systemet mye bedre slik at ingen er villig til å betale veldig mye mer for å sikre kraften. Det vil fortsatt kunne være en premie der som ved en negativ ressurs, men størrelsen er betydelig mindre.

Ved en svært positiv ressurs, er vi nær flom og overløp, og da er det godt mulig at premien går andre veien og at det blir viktig å få solgt ut fordi man er redd for at spoten kan knekke fullstendig.

## 8 Empiriske analyser/ Hypotesetesting

I dette kapitlet forsøker jeg å finne empirisk belegg for mine hypoteser angående risikopremien i kraftmarkedet. Jeg beregner risikopremien knyttet til å holde en futurekontrakt ut i fra ståstedet til en aktør med en *long* posisjon i markedet. Resultatene blir grundigere drøftet i kapittel 9.

### 8.1 Test av hypotese 1

*”Sluttbrukerselskapene har størst incentiv til å hedge på kort sikt, og derfor har man en negativ risikopremie i de nærmeste ukene”*

I henhold til likning 4.5 så kan forventet spotpris uttrykkes ved

$$E_t(S_T) = F_0 \cdot e^{-(r_f - k) \cdot t} = F_{t,T} \cdot e^{p_T \cdot t} \quad (8.1)$$

der risikopremien er  $p_T = -(r_f - k) = k - r_f$  og  $t = T - t$

Dette kan videre uttrykkes som

$$p_T(T - t) = \ln \frac{E_t(S_T)}{F_{t,T}} \quad (8.2)$$

Jeg velger å bruke futureprisen ved utløp som estimat på forventet spotpris i leveringsperioden. I avsnitt 6.2.4 testet jeg hvorvidt dette er et brukbart estimat, og konkluderte med at selv om futureprisen tilsynelatende overpriser spotprisen så er det ikke et statistisk signifikant avvik mellom utløpsprisen og leveringsprisen. I figur B-3 (Appendiks B) har jeg plottet den realiserte spotprisen, utløpsprisen for futurekontrakten, avviket mellom disse, samt futureprisen ett år tidligere.

Antar en ukeskontrakt med levering i uke  $T$  og siste handelsdag i  $T-1$ . Da representerer  $F_{t,T}$  prisen i tidspunkt  $t$  for en futurekontrakt med utløp i  $T$ , og  $F_{T-1,T}$  er futureprisen for samme kontrakt ved siste handelsdag. Estimater for risikopremien brukt i analysene er da gitt ved

$$\hat{p}_T = \ln \frac{F_{T-1,T}}{F_{t,T}} \quad (8.3)$$

Dette er ekvivalent med avkastningen, i tillegg til risikofri rente, for en futurekontrakt kjøpt i tidspunkt  $t$  og solgt ved utløpsdato. Ettersom man har den tidligere nevnte prissikringsprosessen i kraftmarkedet, kan dette også tolkes som avkastningen for en kontrakt som holdes gjennom leveringsperioden, dersom det kontraktsmessige volumet kjøpes i spotmarkedet i leveringsuken..

For å beregne den kortsiktige risikopremien tar jeg utgangspunkt i utløpsprisen for alle ukeskontrakter omsatt f.o.m. uke 39 1995 t.o.m. uke 52 2002, og pris for de tilsvarende kontrakter en til fire uker før utløp. Med utgangspunkt i disse dataene beregner jeg

risikopremien i henhold til formel 8.3, og fikk følgende resultater for den kortsiktige risikopremien

	1 uke	2 uker	3 uker	4 uker	Gj.snitt <sup>12</sup>
Antall observasjoner	377	376	375	374	
Gjennomsnitt	-0,0122	-0,0184	-0,0202	-0,0202	-0,0083
Trimmet gj.snitt	-0,0122	-0,0181	-0,0192	-0,0196	-0,0081
Median	-0,0078	-0,0139	-0,0267	-0,0306	-0,0078
Standardavvik	0,1041	0,1447	0,1751	0,1947	
Maksimumsverdi	0,7121	0,7151	0,8388	0,977	
Minimumsverdi	-0,4763	-0,7796	-0,8058	-0,8446	
Kurtosis	7,62	3,69	2,73	2,92	
Skewness	0,60	-0,08	-0,03	0,13	

Tabell 8-1: Deskriptiv analyse av risikopremien på kort sikt

Jeg finner negative gjennomsnitt, trimmet gjennomsnitt og median for alle de fire periodene, det vil si en klar indikasjon for en negativ risikopremie som antatt. Derfor tester jeg nullhypotesen, ingen risikopremie, mot den alternative hypotesen om en negativ risikopremie.

Datasettene passer rimelig dårlig med normalfordelingen, men observasjonene er mange og symmetrien er høy. Vilkårene for Wilcoxons test oppfylles i høy grad, og dette gir en god indikasjon på om resultatene fra  $t$ -testen er til å stole på.

	$t$ -test		Fortegnstest	Wilcoxons	
	P-verdi	Øvre grense KI <sup>13</sup>	P-verdi	P-verdi	Estim. median
1 uke	0,012	-0,0017	0,075	0,007	-0,011
2 uker	0,008	-0,0034	0,017	0,004	-0,018
3 uker	0,013	-0,0025	0,015	0,008	-0,02
4 uker	0,023	-0,0004	0,004	0,008	-0,022

Tabell 8-2: Resultater fra hypotesetester for den kortsiktige risikopremien

Jeg finner signifikant negativ risikopremie for både 1,2,3 og 4 ukers holdeperioder av kontrakten, og forkaster  $H_0$ .  $T$ -testen konkluderer med negativ risikopremie med 97,5% signifikans eller høyere for samtlige perioder, mens Wilcoxons, som er mindre sårbar for ekstremverdier, konkluderer med en negativ median med mer enn 99% signifikans. I praksis innebærer dette at man kan forvente å tape penger på en *long* posisjon.

<sup>12</sup> Gjennomsnittlig risikopremie per uke

<sup>13</sup> Øvre grense i 97,5%-konfidensintervallet for utført  $t$ -test. Test av  $p_T < 0$ , gitt nullhypotesen  $p_T = 0$

## 8.2 Test av hypotese 2

*”Risikopremien er sesongvarierte. I de kalde sesongene forventer jeg å finne en negativ risikopremie, mens jeg under vårflommen forventer en positiv risikopremie”*

Først har jeg undersøkt de kalde sesongene, her i tråd med Lucia & Schwartz (2002) definert som perioden fra 1.oktober til 30.april. Videre har jeg undersøkt risikopremien under vårflommen. Når vårflommen kommer varierer noe fra år til år og også med hvor i landet man finner seg. Jeg har her definert vårflommen som perioden fra og med uke 18 til og med uke 27. Dette omfatter perioden da tilsiget er på sitt største og fyllingsgraden for magasinene stiger kraftigst (Se figur 2-5 og 5-1).

	Kald sesong				Vårflom			
	1uke	2uker	3uker	4uker	1uke	2uker	3uker	4uker
Antall observasjoner	223	222	221	220	70	70	70	70
Gjennomsnitt	-0,0145	-0,0205	-0,0221	-0,0213	0,0152	0,0216	0,0276	0,0369
Trimmet gj.snitt	-0,016	-0,0227	-0,0246	-0,0255	0,0142	0,0170	0,0239	0,0321
Median	-0,0136	-0,025	-0,0303	-0,0445	0,0159	0,0073	0,0051	0,0173
Standardavvik	0,1053	0,1422	0,1694	0,1902	0,0822	0,110	0,119	0,1266
Kurtosis	11,68	6,61	4,36	4,20	4,65	0,59	-0,025	0,49
Skewness	1,10	0,089	0,27	0,57	0,89	0,65	0,51	0,63

Tabell 8-3: Deskriptiv statistikk for kortsiktig risikopremie i kalde sesonger og under vårflommen

Verdiene for gjennomsnitt, median og trimmet gjennomsnitt indikerer en negativ risikopremie for de kalde sesongene og en positiv risikopremie under vårflommen. Dette er i tråd med min hypotese. Datasettet er rimelig symmetrisk, men kurtosisverdiene er høye. En studie av Q-Q-plot for utvalgene viser at flertallet av disse ikke er normalfordelte. Observasjonene er likevel mange og i henhold til sentralgrenseteoremet velger jeg å ha tiltro til en  $t$ -test, men verifiserer resultatene gjennom Wilcoxons fortegnstest.

Kald sesong	$t$ -test		Wilcoxons	
	P-verdi	Øvre grense KI (97,5%)	P-verdi	Estim. median
1uke	0,02	-0,0006	0,003	-0,0151
2uker	0,016	-0,0017	0,002	-0,0233
3uker	0,027	0,0004	0,008	-0,0257
4uker	0,049	-0,004	0,009	-0,0287
Vårflom	P-verdi	Nedre grense KI (97,5%)	P-verdi	Estim. median
1uke	0,064	-0,0045	0,062	0,0142
2uker	0,052	-0,0046	0,143	0,0166
3uker	0,028	-0,0007	0,103	0,0198
4uker	0,009	0,0067	0,026	0,0293

Tabell 8-4: Resultater fra hypotesetester for sesongvariasjon i den kortsiktige risikopremien

For de kalde sesongene er det god signifikans for å konkludere med en negativ risikopremie. Wilcoxons test angir at man med mer en 99 % signifikans kan konkludere med en negativ median for de kalde sesongene, mens  $t$ -testen gir grunnlag for å forkaste

nullhypotesen med 95 % signifikans. For vårflommen er resultatene noe mer uklare. *T*-testen konkluderer med brukbar signifikans at risikopremien er positiv, mens den ikke-parametriske testen er mer uklar.

For å komme fram til klarere indikasjoner på sesongvariasjoner, prøver jeg å dele opp året ytterligere. Det naturligste ville kanskje være å teste for forskjeller i risikopremien for de ulike måneder. Ettersom variasjonen i dataene er relativt stor, og datamengden for ulike måneder er ganske liten, blir det vanskelig å finne signifikante trender i månedsdataene. Jeg ser derfor i første omgang på risikopremien i de ulike kvartaler i et forsøk på å få et klarere bilde av variasjonen over året.

	1.kvartal		2.kvartal		3.kvartal		4.kvartal	
	Rp1	Rp4	Rp1	Rp4	Rp1	Rp4	Rp1	Rp4
Antall observasjoner	91	91	91	91	91	91	104	101
Gjennomsnitt	-0,0212	-0,0537	0,0109	0,0389	-0,0251	-0,0544	-0,0129	-0,0124
Trimmet gj.snitt	-0,0233	-0,0587	0,0099	0,0348	-0,0232	-0,053	-0,0147	-0,0171
Median	-0,025	-0,0884	0,0109	0,0397	-0,0149	-0,0638	-0,0064	-0,0174
Standardavvik	0,079	0,1783	0,0863	0,1268	0,1112	0,237	0,1269	0,2061
P-verdi	0,006	0,003	0,123	0,002	0,017	0,016	0,151	0,274
Kurtosis	0,47	-0,12	3,45	-0,026	0,21	0,70	5,19	4,93
Skewness	0,36	0,59	0,48	0,48	-0,32	-0,11	-0,88	-1,19

Tabell 8-5: Deskriptiv statistikk for kortsiktig risikopremie i de ulike kvartaler

For første, tredje og fjerde kvartal indikerer verdiene for gjennomsnitt, median samt trimmet gjennomsnitt en negativ risikopremie. Denne indikasjonen på en sesongvariasjon bekreftes også av en ANOVA-analyse og en Kruskal-Wallis-test. Begge konkluderer med høy signifikans at det finnes en sesongvariasjon i den kortsiktige risikopremien.

Risikopremie Kvartalsdata	ANOVA-analyse	Kruskal-Wallis-test
	P-verdi	P-verdi
1 uke	0,055	0,034
2 uker	0,018	0,025
3 uker	0,002	0,002
4 uker	0,001	0,000

Tabell 8-6: ANOVA-analyse og Kruskal-Wallis-test for variasjon i risikopremien mellom de ulike kvartaler

For første, tredje og fjerde kvartal tester jeg nullhypotesen om ingen risikopremie mot den alternative hypotesen om en negativ risikopremie. For andre kvartal tester jeg nullhypotesen mot en alternativ hypotese om en positiv risikopremie. For første, andre og tredje kvartal har man et datasett som er bortimot normalfordelt. For fjerde kvartal har man ekstremobservasjonene fra desember 2002 som nok en gang påvirker resultatene betydelig. Jeg har derfor valgt å se bort i fra observasjonene fra disse fire ukene i analysen videre.



## Risikopremien i kraftmarkedet

<i>t</i> -test	1.kvartal		2.kvartal		3.kvartal		4.kvartal*	
	Rp1	Rp4	Rp1	Rp4	Rp1	Rp4	Rp1	Rp4
P-verdi	0,006	0,003	0,123	0,002	0,017	0,016	0,057	0,018
Øvre grense KI (97,5%)	-0,0048	-0,0166			-0,0019	-0,005	0,004	-0,0023
Nedre grense KI (97,5%)			-0,0074	0,0125				

<i>Wilcoxon</i> s	1.kvartal		2.kvartal		3.kvartal		4.kvartal*	
	Rp1	Rp4	Rp1	Rp4	Rp1	Rp4	Rp1	Rp4
P-verdi	0,003	0,003	0,099	0,007	0,036	0,014	0,082	0,028
Estimert median	-0,0231	-0,0696	0,001	0,0333	-0,0218	-0,0524	-0,012	-0,0283

*Tabell 8-7: Resultater fra hypotesetester om variasjon i risikopremien mellom de ulike kvartal*

For første og tredje kvartal er resultatene entydige og man kan konkludere med en negativ risikopremie. I tabellene ovenfor har jeg kun oppført resultatene for risikopremien ved holdeperioder på en og fire uker. Resultatene for holdeperioder på to og tre uker er også signifikante med tanke på å konkludere med en negativ premie.

For fjerde kvartal er ikke resultatene like entydige, men med unntak av for en-ukes risikopremien gir *t*-testen grunnlag for å forkaste nullhypotesen og konkludere med en negativ premie. Den ikke-parametriske testen gir også tydelige indikasjoner på en negativ premie, men man kan ikke forkaste nullhypotesen med 97,5 % signifikans.

For 2.kvartal er det trolig en positiv risikopremie, men man kan ikke forkaste nullhypotesen for de to korteste holdeperiodene. For tre- og fireukers risikopremien kan man derimot konkludere med en positiv risikopremie med tilstrekkelig signifikans.

Til slutt forsøker jeg å se på om man kan finne variasjoner i den kortsiktige risikopremien de ulike månedene i mellom. En ANOVA-analyse og en Kruskal-Wallis-test på de månedlige dataene viser at man med mer enn 97,5 % signifikans kan si at det er snakk om en variasjon de ulike månedene i mellom.

Risikopremie Månedensdata	ANOVA-analyse	Kruskal-Wallis-test
	P-verdi	P-verdi
1 uke	0,024	0,004
2 uker	0,018	0,02
3 uker	0,005	0,001
4 uker	0,004	0,000

*Tabell 8-8: ANOVA-analyse og Kruskal-Wallis-test for variasjon*

En deskriptiv analyse av risikopremien for de ulike månedene indikerer en positiv premie i april, mai og juni og en negativ risikopremie resten av året. Dette kommer fram av tabell 8-9 og 8-10 på neste side, og er i samsvar med resultatene for de ulike kvartalene. I tabellen har jeg kun oppført resultatene for holdeperioder på en og fire uker. Resultatene for to og tre ukers holdeperioder utviser tilsvarende mønster.

## Risikopremien i kraftmarkedet

Rp1	Jan	Feb	Mars	Apr	Mai	Juni	Juli	Aug	Sept	Okt	Nov	Des*
<b>Gj.snitt</b>	-0,045	-0,020	-0,001	0,001	0,009	0,023	-0,073	0,012	-0,016	-0,025	-0,013	-0,012
<b>Std.av</b>	0,085	0,088	0,058	0,091	0,103	0,059	0,113	0,116	0,087	0,119	0,113	0,076
<b>Max</b>	0,158	0,230	0,125	0,200	0,378	0,119	0,145	0,246	0,123	0,214	0,348	0,133
<b>Min</b>	-0,205	-0,166	-0,114	-0,244	-0,187	-0,101	-0,357	-0,223	-0,210	-0,476	-0,376	-0,243
<b>Median</b>	-0,042	-0,020	0,006	0,003	-0,001	0,020	-0,058	0,028	-0,009	-0,015	0,006	0,001
<b>Kurto</b>	0,978	0,973	-0,483	1,585	4,476	-0,481	0,307	-0,255	-0,382	5,375	4,645	1,733
<b>Skew</b>	0,784	0,636	-0,072	-0,216	1,158	-0,132	-0,522	-0,259	-0,235	-1,482	-0,134	-0,675

*Tabell 8-9: Deskriptiv statistikk for enukes risikopremien i de ulike måneder*

Rp4	Jan	Feb	Mars	Apr	Mai	Juni	Juli	Aug	Sept	Okt	Nov	Des*
<b>Gj.snitt</b>	-0,060	-0,062	-0,039	0,048	0,006	0,067	-0,126	-0,035	-0,003	-0,011	-0,059	-0,035
<b>Std.av</b>	0,143	0,232	0,159	0,143	0,123	0,107	0,203	0,262	0,231	0,138	0,218	0,116
<b>Max</b>	0,291	0,461	0,236	0,388	0,294	0,289	0,436	0,549	0,552	0,270	0,318	0,177
<b>Min</b>	-0,324	-0,391	-0,359	-0,172	-0,189	-0,103	-0,652	-0,636	-0,443	-0,364	-0,845	-0,317
<b>Median</b>	-0,088	-0,146	-0,072	0,040	-0,018	0,057	-0,107	-0,014	-0,054	-0,015	-0,062	-0,027
<b>Kurto</b>	0,436	-0,546	-0,695	0,183	-0,149	-0,348	2,095	0,848	0,143	0,407	3,798	-0,203
<b>Skew</b>	0,739	0,649	0,374	0,657	0,453	0,488	-0,051	-0,613	0,350	-0,466	-1,165	-0,331

*Tabell 8-10: Deskriptiv statistikk for fire-ukers risikopremien i de ulike måneder*

Jeg bruker en tosidig test for å sjekke om det finnes signifikante risikopremier i de enkelte måneder. Som tidligere nevnt vil ekstremobservasjoner gjøre store utslag her, da man kun har cirka tretti observasjoner for hver måned. Til tross for dette finner jeg signifikante premier for januar, juni og juli. I januar og juli er det en negativ risikopremie, mens det i juni er en positiv premie.

Risikopremie 1 uke	<i>t</i> -test		Wilcoxon	
	KI (97,5%)	P-verdi	P-verdi	Est.median
Januar	[-0,0817, -0,0092]	0,006	0,003	-0,0532
Juni	[-0,0025, 0,0484]	0,042	0,044	0,0228
Juli	[-0,1216, -0,0242]	0,001	0,002	-0,0672
Risikopremie 4 uker	<i>t</i> -test		Wilcoxon	
	KI (97,5%)	P-verdi	P-verdi	Est.median
Januar	[-0,1177, -0,0029]	0,019	0,081	-0,0661
Juni	[0,0061, 0,1011]	0,012	0,026	0,048
Juli	[-0,2077, -0,0563]	0,000	0,000	-0,1056

*Tabell 8-11: Resultater fra hypotesetester om variasjon i risikopremien i de ulike måneder*

Signifikansen for å forkaste nullhypotesene er bedre for lengre horisont, men i henhold til *t*-testen så kan den forkastes for alle holdeperioder ved mer enn 95 %-nivå. Den ikke-parametriske testen støtter opp om dette, også med noe varierende signifikans, men *p*-verdiene ligger alle mellom 0,081 og 0,000.

### 8.3 Test av hypotese 3

*"Jeg tror det vil være en positiv risikopremie på lengre sikt grunnet en overvekt av langsiktig hedgingbehov på produsentsiden"*

Å beregne risikopremien på lang sikt er en vanskelig oppgave. Når det er snakk om holdeperioder på 1 og 2 år er det et problem å finne et godt estimat for den forventede spotprisen i leveringsperioden.

Testene av risikopremie for ett- og toårs holdeperioder er beregnet med utgangspunkt i sesongkontrakter omsatt i futuremarkedet i perioden uke 39 1995 – uke 52 2000 og i forwardmarkedet uke 1 2000 til uke 52 2001. Årsaken til denne noe ulogiske blandingen er at det ble slutt på å salg av sesongkontrakter i futuremarkedet med levering mer enn ett år frem i tid etter 1999. Disse ble da erstattet av forwardkontraktene V1, SO og V2.

Futurekontraktene for sesong er spaltet opp i uker og som for beregningene av den kortsiktige premien bruker jeg utløpsprisen på ukeskontraktene,  $F_{T-1,T}$ , som estimat på spotprisen i leveringsperioden. Videre definerer jeg prisen på en sesongkontrakt i uken som er ett og to år før en uke  $T-1$  som  $F_{t,T}$ . Da blir på samme måte som tidligere estimatet for risikopremien beregnet ved:

$$\hat{p}_T = \ln \frac{F_{T-1,T}}{F_{t,T}} \quad (8.4)$$

For de tre siste årene ser jeg som sagt på forwardpriser. Jeg ser også her på ukeskontrakter, men ettersom ikke ukeskontrakter omsettes i forwardmarkedet, så velger jeg å sammenligne ukesprisen med forwardprisen for en sesong ett og to år i forkant av en gitt uke.

Jeg har beregnet risikopremien med utgangspunkt i formel 8.4 og en deskriptiv analyse av resultatene er gjengitt i tabellen nedenfor.

	1 år	2 år	2år (årlig)
Antall observasjoner	327	253	253
Gjennomsnitt	-0,1433	-0,1938	-0,0969
Trimmet gj.snitt	-0,1553	-0,2071	-0,1035
Median	-0,2341	-0,2422	-0,1211
Standardavvik	0,4199	0,4675	0,2337
Maksimumsverdi	1,5594	1,7219	0,8610
Minimumsverdi	-0,9379	-1,1441	-0,5721
Kurtosis	0,41	0,76	0,76
Skewness	0,62	0,60	0,60

Tabell 8-12: Deskriptiv analyse av den langsiktige risikopremien

Lave skewness- og kurtosisverdier gir godt beslutningsgrunnlag fra samtlige tester. Negative verdier for gjennomsnitt, trimmet gjennomsnitt og median er en klar indikasjon på en negativ risikopremie også her. Grunnet det høye standardavviket og noen

ekstremobservasjoner foretok jeg også en test på et datasett der de 5 % høyeste og laveste verdiene var fjernet. Dette forandret ikke resultatene av deskriptiv analyse eller hypotesetestene i vesentlig grad.

Tester nullhypotesen om ingen risikopremie mot den alternative hypotesen om en negativ risikopremie. Resultatet er gitt i tabellen nedenfor.

	t-test		Fortegnstest	Wilcoxon	
	P-verdi	Øvre grense KI <sup>14</sup>	P-verdi	P-verdi	Estim. median
1 år	0,000	-0,0976	0,000	0,000	-0,1670
2 år	0,000	-0,1364	0,000	0,000	-0,2124
2 år (årlig)	0,000	-0,0682	0,000	0,000	-0,1062

Tabell 8-13: Resultater fra hypotesetester for langsiktig risikopremie

Det er utvilsomt en negativ risikopremie også på lang sikt. Man kan med mer enn 99 % signifikans konkludere med at den langsiktige risikopremien er negativ. De ikke-parametriske testene støtter opp om disse resultatene. Hypotesen min om en positiv langsiktig risikopremie slo med andre ord ikke til. Det naturlige oppfølgingsspørsmålet blir da hvorfor. Dette diskuteres nærmere i kapittel 9.

#### 8.4 Test av hypotese 4

*”Jeg tror risikopremien vil være svært godt korrelert med totalressursen, altså summen av vann- og snømagasin samt markvann”*

Først tester jeg korrelasjonen mellom avviket i totalressursen og risikopremien på lang sikt. Datasettet består av ukentlige data i perioden 2000-2002.

Korrelasjon	Ressursavvik (2000-2002)
Risikopremie - 1uke	-0,247
Risikopremie - 2uker	-0,414
Risikopremie - 3uker	-0,557
Risikopremie - 4uker	-0,630
Risikopremie - 1år	-0,839
Risikopremie - 2år	-0,888

Tabell 8-14: Korrelasjon mellom ressursavvik og risikopremien

Korrelasjonen viser seg som forventet å være stor mellom risikopremien og avviket i totalressursen. Ett-års og to-års risikopremien er korrelert med avviket i totalressursen med korrelasjonskoeffisienter på henholdsvis -0,839 og -0,888. For den kortsiktige risikopremien finner jeg også en signifikant korrelasjon med ressursavviket, men korrelasjonen er ikke like sterk. I figur B-4 og B-5 (Appendiks B) illustreres det hvordan risikopremien er korrelert med ressursavviket på kort og lang sikt.

<sup>14</sup> Øvre grense i 97,5 %-konfidensintervallet for utført t-test. Test av  $p_T < 0$ , gitt nullhypotesen  $p_T = 0$

## Risikopremien i kraftmarkedet

---

Datagrunnlaget over totalressursen er begrenset, kun tre år med data. For å få et bedre bilde av ressursen og dets innvirkning på risikopremien har jeg videre studert hvordan avvik i tilsig, magasinutfylling og snømagasin påvirker risikopremien. Jeg har beregnet det relative avviket i snømagasinet, tilsiget og magasinnivået i forhold til normalt, og sett på korrelasjonen mellom disse avvikene og risikopremien på kort og lang sikt.

Korrelasjon	Relativt avvik i magasinivå	Relativt avvik i tilsig	Relativt avvik i snømagasin
Risikopremie - 1uke	~ 0	-0,273	~ 0
Risikopremie - 2uker	~ 0	-0,306	~ 0
Risikopremie - 3uker	-0,158	-0,312	-0,114
Risikopremie - 4uker	-0,169	-0,294	-0,170
Risikopremie - 1år	-0,326	-0,211	-0,381
Risikopremie - 2år	-0,653	-0,253	-0,506

*Tabell 8-15: Korrelasjon mellom relative avvik i magasinutfylling, tilsig og snømagasin og risikopremien*

Den kortsiktige risikopremien er først og fremst korrelert til relative avvik i tilsiget. Den langsiktige risikopremien er i tillegg til å være svakt korrelert med tilsigsavvik korrelert med avvik i vann- og snømagasin.

## 9 Drøfting av resultater

Før de ulike empiriske analysene kunne gjennomføres var det nødvendig med en stor del arbeid for å hente ut de rette observasjonene i datasettet. Dette medfører at muligheten for enkelte feil er tilstede. Jeg har forsøkt å være nøye og dobbeltsjekke gjennom stikkprøver, men utelukker likevel ikke at enkelte verdier kan være feil.

Jeg drøfter her resultatene for de ulike hypotesetestene. I tabellen nedenfor er resultatene oppsummert for risikopremien for ulike holdeperioder, og de er annualisert for lettere å kunne sammenligne størrelsen.

	1 uke	2 uker	3 uker	4 uker	1 år	2år
Risikopremie	-0,0122	-0,0184	-0,0202	-0,0202	-0,1433	-0,1938
Annualisert risikopremie	-0,6344	-0,4784	-0,3501	-0,2626	-0,1433	-0,0969

Tabell 9-1: Risikopremien for ulike holdeperioder for kontrakten

### 9.1 Drøfting av hypotese 1

*”Sluttbrukerselskapene har størst incentiv til å hedge på kort sikt, og derfor har man en negativ risikopremie i de nærmeste ukene”*

Jeg finner en signifikant negativ risikopremie for de fire nærmeste ukene. Signifikansen for testene er høy og resultatene entydige for både de parametriske og ikke-parametriske testene. Gjennomsnittlig risikopremie for holdeperioder på 1,2,3 og 4 uker finner jeg til henholdsvis -0,0122, -0,0184, -0,0202, -0,0202. Dette tilsvarer en gjennomsnittlig premie for en-ukes holdeperiode av kontrakten på -0,0083. Resultatene gir støtte til min hypotese om en negativ kortsiktig risikopremie som en følge av sluttbrukersidens sterkere incentiver til å hedge på kort sikt. Større fleksibilitet hos produsentene resulterer i at konsumentensiden betaler en premie som et ledd i å sikre sine leveringsforpliktelser.

En nærmere sammenligning av resultatene viser at den kortsiktige premien tilsynelatende avtar for lengre holdeperioder for kontraktene. Dette kommer fram av de annualiserte premiene på henholdsvis -0,6344, -0,4784, -0,3501, og -0,2626. At risikopremien avtar med økende horisont er også i henhold til min hypotese.

### 9.2 Drøfting av hypotese 2

*” Den kortsiktige risikopremien er sesongvarierte. I de kalde sesongene forventer jeg å finne en negativ risikopremie, mens jeg under vårflommen forventer en positiv risikopremie”*

Jeg finner en signifikant negativ risikopremie for kalde sesonger, dvs. perioden fra og med oktober og ut april. Med utgangspunkt i kontrakter med 1, 2, 3 og 4 ukers holdeperioder så finner jeg en gjennomsnittlig risikopremie på -0,0094 per uke. Dette er i tråd med min hypotese om en negativ kortsiktig risikopremie i kalde sesonger som en følge av konsumentensidens frykt for prisspisser i kalde sesonger og ønske om å sikre seg mot disse.

Vårflommen har jeg her definert som perioden f.o.m. uke 18 t.o.m. uke 27. Når vårflommen inntreffer varierer noe fra år til år, og jeg har derfor testet hypotesen over en ganske stor periode. Denne perioden inkluderer tidsrommet der tilsiget normalt er størs og fyllingsgraden øker kraftigst. Resultatene indikerer en positiv risikopremie, men signifikansen er ikke god nok til å forme noen bastante konklusjoner. Likevel er det en sterk indikasjon om en positiv premie, og jeg vil hevde at det ligger noe i min hypotese om en positiv risikopremie under vårflommen som en følge av reduserte kortsiktige hedgingincentiver hos sluttbrukersiden og redusert fleksibilitet på produsentsiden.

I henhold til ANOVA-analysen og Kruskal-Wallis' fortegnstest så er det utvilsomt en variasjon i den kortsiktige risikopremien over året. Beregningene er gjort basert på kvartalsmessige data for risikopremien. Indikasjonene peker på negativ risikopremie for 1., 3. og 4. kvartal og en positiv premie for 2. kvartal. Dette testes videre gjennom hypotesetesting, men jeg finner kun god nok signifikans til å konkludere for første og tredje kvartal, der risikopremien er negativ. Når det er sagt, så er indikasjonene sterke for at det også er en negativ risikopremie i fjerde kvartal og en positiv premie i andre kvartal.

Videre har jeg sett på variasjoner fra måned til måned. En ANOVA-analyse og en Kruskal-Wallis-test indikerer at det med mer enn 97,5 % signifikans kan konkludere med at det finnes variasjoner månedene i mellom. Som tidligere nevnt er det vanskelig å finne signifikante resultater for såpass begrensede datamengder der enkelte ekstremobservasjoner gjør store utslag. Likevel finner jeg signifikante resultater for enkelte måneder. Jeg finner signifikante negativ risikopremie for januar og juli og en positiv premie for juni. Det klare skillet mellom premien for juni og juli må jeg si er overraskende. Junimåned er inkludert i det jeg tidligere definerte som vårflommen og tilsiget er meget stort i denne måneden. Derfor er det som ventet at premien er positiv. Når det gjelder juli så syntes jeg det er rart at man har en signifikant negativ risikopremie, og ville kanskje antatt en svakt negativ risikopremie eller ingen risikopremie. I stedet finner jeg en premie som er klart større i verdi enn for eksempel i januar. Kanskje kan noe av årsaken ligge i at det er fellesferie i juli og generelt lavere aktivitet. Prisene er på sitt laveste i juli måned, men volatiliteten er stor.

### **9.3 Drøfting av hypotese 3**

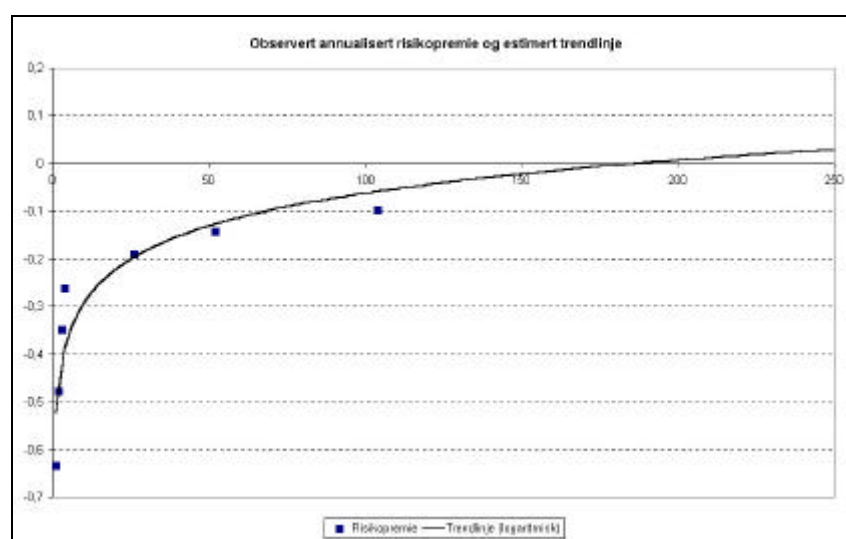
*”Jeg tror det vil være en positiv risikopremie på lengre sikt grunnet en overvekt av langsiktig hedgingbehov på produsentsiden”*

På lengre sikt forventer jeg å finne en positiv risikopremie. Derimot finner jeg med høy signifikans en negativ risikopremie for ett- og toårs risikopremien. Det er ikke lett å finne et godt estimat for forventet spotpris ved levering for lange tidshorisonter. Jeg har brukt et grovt estimat og feilen knyttet til metoden kan være stor. Man får derimot en stor mengde observasjoner kontra om man for eksempel bruker utløpsprisen for de ulike sesongkontraktene som estimat for realisert spotpris.

Et annet problem med beregningen av den lagsiktige risikopremien er at perioden i snitt er 5 % våtere enn normalt. Under analysen av hypotese 4 påviste jeg en sterk negativ korrelasjon mellom risikopremien og ressursen. Dette innebærer at resultatene for den

langsiktige risikopremien antagelig blir mer negativ enn hva som hadde vært tilfelle i et normalår. I senere empiriske analyser av risikopremien vil det kanskje være fornuftig å forsøke å justere for våår. Dette kommenteres ikke nærmere her.

En interessant observasjon er at risikopremien tilsynelatende reduseres i størrelse etter hvert som tidshorizonten for holding av kontrakten øker og nærmer seg null eller eventuelt blir negativ. Dette kommer frem av de annualiserte risikopremiene for ulike holdeperioder gitt i tabell 8.1. Jeg har også forsøkt å illustrere dette ved å plote en graf for observasjonene og estimere en trendlinje. Man må merke seg at antall observasjoner er svært få, og man kan ikke legge altfor mye i denne grafen. Likevel så er det en interessant observasjon.



Figur 9-1: Observert annualisert risikopremie og estimert trendlinje

#### 9.4 Drøfting av hypotese 4

*”Jeg tror risikopremien vil være svært godt korrelert med totalressursen, altså summen av vann- og snømagasin samt markvann”*

Mine resultater indikerer som predikert en høy korrelasjon mellom risikopremien og totalressursen, riktignok noe svakere for den kortsiktige premien. At korrelasjonen er mindre på kort sikt er for øvrig logisk ettersom man har god oversikt over ressursen og et avvik i høy grad vil innbefattes i futureprisen.

En negativ korrelasjon innebærer at når ressursen har vært svært negativ så har de distributørene som har sikret sine leveringsforpliktelser i futuremarkedet tjent gode penger på denne strategien kontra å gå short til levering. Et godt eksempel på dette er i fjor høst da man hadde et stort negativt avvik i ressursen og en stor positiv risikopremie.

Ser man derimot på år 2000, som var ett veldig vått år, så ville en produsent ha tapt på samme strategi da prisene generelt var lave og risikopremien stort sett negativ. I 2001 som er et gjennomsnittså med tanke på tilsig så varierer risikopremien noe over året men er i gjennomsnitt nesten lik null, kun svakt negativt.



## 10 Konklusjon

I denne hovedoppgaven har jeg foretatt en empirisk analyse av risikopremien i det nordiske elektrisitetsmarkedet. Jeg finner en negativ risikopremie både på kort og lang sikt, men risikopremien varierer over året. Risikopremien er negativ i kalde sesonger, her definert som perioden fra oktober og ut april, mens man finner en positiv premie under og rett etter vårflommen. At man finner et skifte i fortegn for risikopremien før og etter vårflommen skyldes trolig endrede hedgingincentiver som følge av det store tilsiget og faren for overløp og flom. At risikopremien i snitt er negativ, men med sesongvariasjoner var i tråd med min hypotese. En negativ risikopremie også på lengre sikt stemmer derimot ikke med mine prediksjoner.

Tidligere empiriske analyser av andre råvaremarkeder indikerer en positiv eller ingen risikopremie. At jeg finner en i snitt negativ risikopremie for det nordiske elektrisitetsmarkedet kan ha flere årsaker, men jeg tror det i stor grad skyldes asymmetrien mellom produsentsiden og konsumentensiden i markedet. Produsentenes ekstra fleksibilitet som en følge av deres mulighet til lagring av vann i magasinene gjør at etterspørselsiden i snitt er mest risikoavers og har sterkest behov for å sikre seg mot prisendringer. Denne effekten forsterkes av at sannsynligheten for høye ekstrempriser er stor.

Risikopremien er negativt korrelert med totalressursen og varierer i størrelse og fortegn fra år til år avhengig, av henholdsvis størrelse og fortegn på avviket i totalressursen. Ettersom analyseperioden i snitt har vært våtere enn normalt, kan dette delvis forklare hvorfor den langsiktige risikopremien er negativ selv om jeg forventet å finne en positiv premie. En annen interessant observasjon er at størrelsen på risikopremien tilsynelatende avtar etter som tidshorizonten øker.

Risikopremien funnet her for det nordiske elektrisitetsmarkedet er stor sammenlignet med resultater fra andre markeder. For en ett-års kontrakt er det snakk om en gjennomsnittlig risikopremie på 14,33 % årlig eller 0,28 % per uke. På kortere sikt er premien større, og gjennomsnittet for de fire nærmeste ukene er 0,83 % per uke eller 43,16 % per år. De mange spesielle egenskapene knyttet til elektrisitet og det nordiske elektrisitetsmarkedet er trolig årsaken til at en så stor risikopremie er nødvendig for å sikre likevekt i markedet. Kompleksiteten i egenskapene ved risikopremien kan i stor grad knyttes opp mot hydrologiske fenomener som en følge av vannkraftproduksjonens store betydning i Norden. Stor variasjon i både pris, etterspørsel og ressurstilgang gjør at verdien av prissikring gjennom futuremarkedet virker å være mye større i elektrisitetsmarkedet enn for andre mer stabile handelsvarer.

Den negative risikopremien indikerer at man i forventning taper på å holde en future, noe som skulle gi muligheter for gevinst ved å ligge *short* i futures. I kraftmarkedet er derimot volatiliteten i spotprisene så stor at det er risikofylt å gå konsekvent *short* til levering. Da prisene steg som verst høsten 2002 ville man kunne tape mer på å gå *short* (kjøpe spot istedenfor å hedge med futures) enn hva man hadde tjent i mange år før den tid.

## 11 Referanser

Bessembinder, H., Lemmon, M., 2002, "Equilibrium Pricing and Optimal Hedging in Electricity Forward Markets", *Journal of Finance* 57 (June), 1347-82.

Brealey R.A., Meyers, S.C., 2002, "Principles of Corporate Finance", 7<sup>th</sup> edition, McGraw Hill, New York

Brennan, M.J., 1958, "The Supply of Storage", *American Economic Review*, 68, 50-72.

Chang, E.C., "Returns to Speculators and the Theory of Normal Backwardation", *The Journal of Finance*, Vol.40, 1, 193-208

Eydeland, A., Geman, H., 1999, "Pricing Power Derivatives" *Risk*, October

Fama, E., French, K., 1987, "Commodity Futures Price: Some Evidence on Forecast Power, Premiums, and the Theory of Storage", *Journal of Business*, 60, 55-74.

Fleten, S-E., 2000, "Portfolio Management emphasizing electricity market applications. A stochastic programming approach" *Dr.ing avhandling*, NTNU Trondheim, Institutt for Industriell Økonomi og Teknologiledelse, nr 16

Gjølberg, O., Johnsen, T., 2001, "Electricity Futures: Inventories and Price Relationships at Nord Pool" *Working paper*, Department of Economics and Social Sciences, Agricultural University of Norway.

Hicks, J. R., 1939, "Value and Capital", Cambridge, Oxford University Press, 135-40.

Hirshleifer, D., 1990, "Hedging Pressure and Future Price Movements in a General Equilibrium Model", *Econometrica*, 58 (March), 441-28.

Houthakker, H.S., 1957, "Can speculators forecast prices", *Review of Economics and Statistics*, 39, 143-51

Hull, J. C., 2002, "Options, Futures and other Derivatives", 5.utgave, *Prentice Hall*, NJ

Johnsen, T.A., Verma, S.K., Wolfram, C., 1999, "Zonal pricing and demand-side bidding in the Norwegian electricity market", *Working Paper PWP-063*, University of California Energy Institute.

Johnsen, T.A., 2001, "Demand, generation and price in the Norwegian market for electric power" *Energy Economics*, 23, 227-251.

Kaldor, N., 1939, "Speculation and Economic Stability", *Review of Economic Studies*, 7, 1-27.

- Keynes, J. M., 1930, "A Treatise of Money", vol. 2, London: Macmillan.
- Knittel, C.R., Roberts, M., 2001, "Financial Models of Deregulated Energy Prices II: An application to the California Market" *Working paper*, Department of Finance and Economics, Boston University and University of California Energy Institute.
- Longstaff, F.A., Wang, A.W., 2002, "Electricity Forward Prices: A High-Frequency Analysis", *Working paper*, Anderson School at UCLA
- Lucia, J., Schwartz, E., 2002, "Electricity Prices and Power Derivatives: Evidence from the Nodic Power Exchange", *Review of Derivatives Research* 5, 5-50.
- McDonald, R.L., 2003, "Derivatives Markets", *Northwestern University*, Addison-Wesley
- Mian, S., 1996, "Evidence on corporate hedging policy", *Journal of Financial and Quantitative Analysis*, 31, 419-439.
- Modigliani, F., Miller, M.H., 1958, "The Cost of Capital, Corporation Finance and the Theory of Investment" *The American Economic Review*, Volume 48, 261-297
- Pilipovic, D., 1998, "Energy Risk. Valuing and Managing Energy Derivatives" McGraw-Hill, New York
- Olje- og energidepartementet (OED), "Faktaheftet 2002, Energi og vassdragsvirksomheten i Norge", Kilde:  
[www.odin.dep.no/oed/norsk/publ/veiledninger/026021-120006/index-dok000-b-n-a.html](http://www.odin.dep.no/oed/norsk/publ/veiledninger/026021-120006/index-dok000-b-n-a.html)
- Ryan, B.F., Joiner, B.L., 1994, "Minitab Handbook", Third edition, Duxbury Press
- Smith, C., Stulz, R., 1985, "Determinants of Firm's Hedging Policies", *Journal of Financial and Quantitative Analysis*, 20, 391-405
- Statistisk sentralbyrå (SSB), "Elektrisitetsstatistikk 2000", Kilde:  
[www.ssb.no/emner/10/08/10/elektrisitetaar/](http://www.ssb.no/emner/10/08/10/elektrisitetaar/)
- Telser, L. G., 1958, "Futures Trading and the Storage of Cotton and Wheat", *Journal of Political Economy*, 66, 233-255.
- Theil, H., 1966, *Applied Economic Forecasting*, North Holland
- Walpole, R.E., Myers, R.H., Myers, S.L., 2000, "Probability and Statistics for Engineers and Scientists" 6<sup>th</sup> edition, Prentice Hall International
- Working, H., 1949, "The Theory of Price of Storage", *American Economic Review*, 39, 1254-1262.

Nettsider:

Nord Pool: [www.nordpool.com](http://www.nordpool.com)

Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE): [www.nve.no](http://www.nve.no)

Statistisk sentralbyrå (SSB): [www.ssb.no](http://www.ssb.no)

Statkraft: [www.statkraft.no](http://www.statkraft.no)

## Appendiks A - Kommentarer til testprosedyrer

I oppgaven har jeg benyttet meg av både parametriske og ikke-parametriske tester. Mens de parametriske testene forutsetter en normalfordeling, så kan de ikke-parametriske testene benyttes også dersom dataene er langt fra normalfordelte.

Statistiske tester og metoder presentert her baseres hovedsakelig på Walpole, Myers & Myers (2000) og Ryan & Joiner (1994).

### A.1 Parametriske tester benyttet i analysene

#### A.1.1 T-test på ett enkelt utvalg

Denne testen benyttes på et utvalg når standardavviket  $s$  er ukjent.  $T$ -testen baserer seg på student  $t$ -fordelingen og standardavviket estimeres med estimatoren  $S$  med utgangspunkt i normalfordelingen. Testobservatoren er gitt ved:

$$t = \frac{\bar{x} - m_0}{S/\sqrt{n}} \quad (\text{A.1})$$

Sentralgrenseteoremet forteller oss at selv om populasjonen ikke er normal, så lenge utvalgsstørrelsen er stor nok ( $n \geq 30$ ), vil utvalgsdistribusjonen rundt gjennomsnittet i tilfeldige utvalg være tilnærmet normal. I henhold til sentralgrenseteoremet så øker tiltroen til resultatene med antall observasjoner.

Man kan gjennomføre både ensidige og tosidige tester. For en tosidig test så tester man hvorvidt forventningsverdien er lik null mot den alternative hypotesen at den er forskjellig fra null:

$$H_0: \mu = \mu_0 \quad \text{versus} \quad H_1: \mu \neq \mu_0$$

En ensidig test tester tilsvarende om forventningsverdien er lik null eller større/mindre enn null.

$$H_0: \mu = \mu_0 \quad \text{versus} \quad H_1: \mu > < \mu_0$$

Minitab beregner  $p$ -verdien og konfidensintervall for en  $t$ -test med valgt signifikansnivå.  $P$ -verdien er sannsynligheten for å ha gjennomsnittsverdien i datasettet dersom forventningsverdien gitt i nullhypotesen er riktig. Dersom  $p$ -verdien er mindre enn valgt  $\alpha$ -nivå så kan nullhypotesen forkastes.

#### A.1.2 ANOVA – Variansanalyse

Enveis variansanalyse brukes for å sammenligne data fra flere populasjoner. Det antas at man har et tilfeldig utvalg fra hver populasjon og at hver populasjon er normalfordelt med felles varians,  $s^2$ . Nullhypotesen som testes er: "alle  $a$  populasjonene har samme gjennomsnittsverdi", det vil si  $H_0: \mu_1 = \mu_2 = \mu_3 = \dots = \mu_a$ . I Minitab beregnes  $p$ -verdi for testen og det angis konfidensintervall for gjennomsnittsverdien til de ulike populasjonene.  $P$ -verdien angir som for  $t$ -testen sannsynligheten for at  $H_0$  er korrekt. Er

p-verdien lavere enn bestemt signifikanskrav, så kan  $H_0$  forkastes, og man konkludere med at det er en viss forskjell populasjonene i mellom. Konfidensintervallet beregnes basert på gruppert standardavvik, definert som  $s_p = \sqrt{\text{Mean square error}}$ , og gir en indikasjon på hvordan populasjonene avviker fra hverandre.

### A.1.3 Korrelasjon

I Minitab estimeres den lineære sammenhengen mellom to variabler,  $X$  og  $Y$ , ved korrelasjonskoeffisienten  $r$ , definert som

$$r = \frac{\sum (x - \bar{x})(y - \bar{y})}{\sqrt{\sum (x - \bar{x})^2 \sum (y - \bar{y})^2}} \quad (\text{A.2})$$

Korrelasjonsverdien har verdi mellom +1 og -1, og er positiv dersom  $x$  normalt øker når  $y$  øker. Det er likevel viktig å merke seg at korrelasjon ikke innebærer kausalitet. Det er ikke grunnlag for å påstå at en økning i  $x$  skyldes en økning i  $y$  eller omvendt selv om de har en sterk positiv korrelasjon. Dette kan for eksempel skyldes en tredje variabel. Likeledes må de påpekes at korrelasjonskoeffisienten kun måler lineære sammenhenger, så det kan forekomme klare ikke-lineære sammenhenger selv om korrelasjonskoeffisienten er null. I Minitab beregnes det en p-verdi for korrelasjonen, slik at man kan se hvorvidt korrelasjonen er signifikant forskjellig fra null.

### A.1.4 Regresjonsanalyse

Regresjonsanalyse gir en likning som benytter en eller flere variable til å beskrive variasjonene i en annen.

#### A.1.4.1 Enkel lineær regresjon

Enhver linje kan skrives som  $y = a + bx$  der konstanten  $a$  sier hvor linjen skjærer y-aksen, mens konstanten  $b$  er linjens stigningstall. I en enkel lineær regresjon finner man den linjen som passer best med det observerte datasettet. For å finne den linjen som passer best bruker man vanligvis minste kvadraters metode som baserer seg på at man for hvert punkt tar avstanden mellom punktet og linjen og kvadrerer denne. Dette kalles avvikskvadratet og man summerer avvikskvadratene for alle punktene. Den beste linjen er da den som gir minst mulig kvadratsum  $K$ . Koeffisientene  $a$  og  $b$  kan finnes ved:

$$a = \bar{y} - b\bar{x} \quad (\text{A.3})$$

$$b = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} = r \cdot \frac{S_Y}{S_X} \quad (\text{A.4})$$

der  $r$  er korrelasjonen mellom  $X$  og  $Y$  mens  $S_Y$  og  $S_X$  er standardavviket til x-ene og y-ene.

Man har funnet den beste linje, men hvor godt passer den til dataene?

Antar at responsvariabelen  $Y_i$  er relatert til den kontrollerte variabelen  $x_i$  ved

$$Y_i = \mathbf{a} + \mathbf{b}x_i + \mathbf{e}_i$$

der feilleddet  $\mathbf{e}_i$  er en stokastisk forstyrrelse som antas å være uavhengige og normalfordelt med forventning null og ukjent varians  $s^2$ . Summen av kvadratene mellom  $Y$ -observasjonene og deres gjennomsnittsverdi,  $SS_T$ , kan defineres som

$$\underbrace{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}_{SS_T} = \underbrace{\sum_{i=1}^n (a - bx_i - \bar{y})^2}_{SS_R} + \underbrace{\sum_{i=1}^n (y_i - a - bx_i)^2}_{SS_E} \quad (\text{A.5})$$

der den totale variasjonen deles opp i en del som forklares av regresjonen,  $SS_R$ , og en annen som bare skyldes tilfeldige avvik,  $SS_E$ .

Størrelsen på  $SS_R$  og  $SS_E$  sier oss noe om hvorvidt regresjonslinjen passer bra. En stor  $SS_R$  i forhold til  $SS_E$  indikerer at regresjonen er god.

$$r^2 = \frac{SS_R}{SS_T} = 1 - \frac{SS_E}{SS_T} \quad (\text{A.6})$$

Verdien av  $r^2$  forteller oss hvor stor del av variasjonen i  $y$  som forklares av regresjonslikningen.

Ved bruk av Minitab beregnes alle de nevnte tallstørrelsene for regresjonen samt noen til. Blant annet beregnes  $p$ -verdier for koeffisientene og regresjonen.

Regresjonsanalysen baserer seg på noen viktige forutsetninger. Før man konkluderer med at en modell er god må det sjekkes at forutsetningene er tilfredsstillt. Først og fremst er det essensielt at sammenhengen er tilnærmet lineær, for ellers blir en rett linje lite meningsfull. I tillegg stilles det krav til feilleddene, som vanligvis testes ved å studere ulike residualplott:

- Konstant varians i feilleddene  
Se på plott av residualene som en funksjon av  $x$ -verdiene. Da kan man avsløre om variansen endrer seg betydelig ettersom  $x$ -verdien øker. Gjør den det bør man vurdere å benytte en vektet regresjon
- Uavhengige feilledd  
Studer plot av residualene i den rekkefølge som verdiene er registrert i. Uavhengige feilledd gir en kurve som virker tilfeldig, dvs. *random walk*.
- Normalfordelte feilledd  
En tilnærmet normalfordeling uten for mange ekstreme observasjoner.

#### A.1.4.2 Multipel lineær regresjon

Når det finnes flere mulige forklaringsvariable kan man analogt med for enkel lineær regresjon anta en sammenheng:

$$Y_i = \mathbf{a} + \mathbf{b}_1x_{1i} + \mathbf{b}_2x_{2i} + \dots + \mathbf{b}_nx_{ni} + \mathbf{e}_i \quad (\text{A.7})$$

Minste kvadraters metode benyttes på samme måte som for enkel regresjon til å finne estimatene for koeffisientene. Minitab beregner også her alle tallstørrelser. Her blir det også viktig å se på hvor sentrale de ulike variablene er i regresjonen med tanke på å forklare sammenhengen mellom variablene.

## **A.2 Ikke-parametriske tester benyttet i analysene**

Det finnes tre hovedgrunner for å benytte seg av ikke-parametriske tester kontra de mer tradisjonelle parametriske tester som baserer seg på en normalfordeling:

- Hvis datasettet ikke er normalfordelt, så kan bruken av for eksempel t-tester gi feilaktige og misledende resultater. Når dette er tilfelle finnes det enkelte ikke-parametriske prosedyrer som gir et mer riktig resultat
- Et fåtalls ekstremobservasjoner kan forvrengte resultatene fordi parametriske tester er følsomme for ekstremobservasjoner.
- Medianen er et mer informativt mål på midtpunktet i populasjonen. Har man en viss skjevhet i dataene så kan gjennomsnittet lett bli mye mindre/større enn flertallet av observasjonene.

### **A.2.1 Tradisjonell fortegnstest:**

En fortegnstest antar ingen spesiell fordeling i datagrunnlaget, som kan være både veldig skjevt og/ eller ha tykke haler. I Minitab baseres fortegnstesten på en binomisk fordeling og det antas at det er en 50-50 prosent sjans for at en observasjon er større eller mindre enn  $H_0$ . Det regnes ut antall observasjoner som er større og mindre enn  $H_0$  og deretter beregnes sannsynligheten for at dette inntreffer samt en estimert verdi for medianen. Man kan velge å kjøre en- eller tosidige tester, det vil si  $H_0: ? = ?_0$  vs  $H_1: ? > ?_0, < ?_0$  eller  $? > ?_0$ , der  $?$  er antatt median i populasjonen. Eventuelt kan man beregne konfidensintervallet for medianen med angitt signifikans.

### **A.2.2 Wilcoxon's fortegnbestemte rangeringstest:**

Den overnevnte fortegnstesten tar ikke hensyn til størrelsen på observasjonen, men kun fortegnet i forhold til  $?_0$ . Wilcoxon's fortegnrangeringstest tar derimot hensyn til både fortegn og størrelsen på avviket. Her antas det ingen spesiell fordeling, men populasjonen bør være tilnærmet symmetrisk. Dette innebærer at medianen og gjennomsnittet bør være tilnæringsvis like.

Observasjonenes avvik fra  $?_0$  rangeres etter størrelse uavhengig av fortegn, det vil si absoluttverdien av avviket, fra minste til største verdi. Hvis absoluttverdien av to eller flere observasjoner er like, så tillegges disse en rangering lik gjennomsnittet av den rangeringen de ville ha fått dersom det hadde vært mulig å skille mellom dem. Dersom nullhypotesen er sann, så vil summen av de negative rangeringene,  $w^-$ , være tilnærmet lik summen av de positive,  $w^+$ .  $H_0$  kan forkastes dersom  $w^+$  eller  $w^-$  er tilstrekkelig stor/liten. Kritiske verdier for  $w$  med tanke på å forkaste  $H_0$ , for ulike populasjonsstørrelser og signifikansnivåer, kan finnes i egne tabeller. Har man ikke slike tabeller kan man som det gjøres i Minitab, anta en tilnærmet normalfordeling og beregne sannsynligheten for at  $w$  ligger så mange standardavvik vekk fra gjennomsnittsverdien. Dette forutsetter at antall observasjoner er større eller lik 15, og man beregner gjennomsnitt og standardavvik som



$$\mathbf{m}_{w^+} = \frac{n(n+1)}{4} \text{ og } \mathbf{s}_{w^+} = \sqrt{\frac{n(n+1)(2n+1)}{24}} \quad (\text{A.8})$$

og kritisk testverdi er gitt ved

$$Z = \frac{w^+ - \mathbf{m}_{w^+}}{\mathbf{s}_{w^+}} \quad (\text{A.9})$$

I Minitab kan man få ut konfidensintervallet for medianen med valgt signifikans, eller estimert median med tilhørende p-verdi for hypotesetesten.

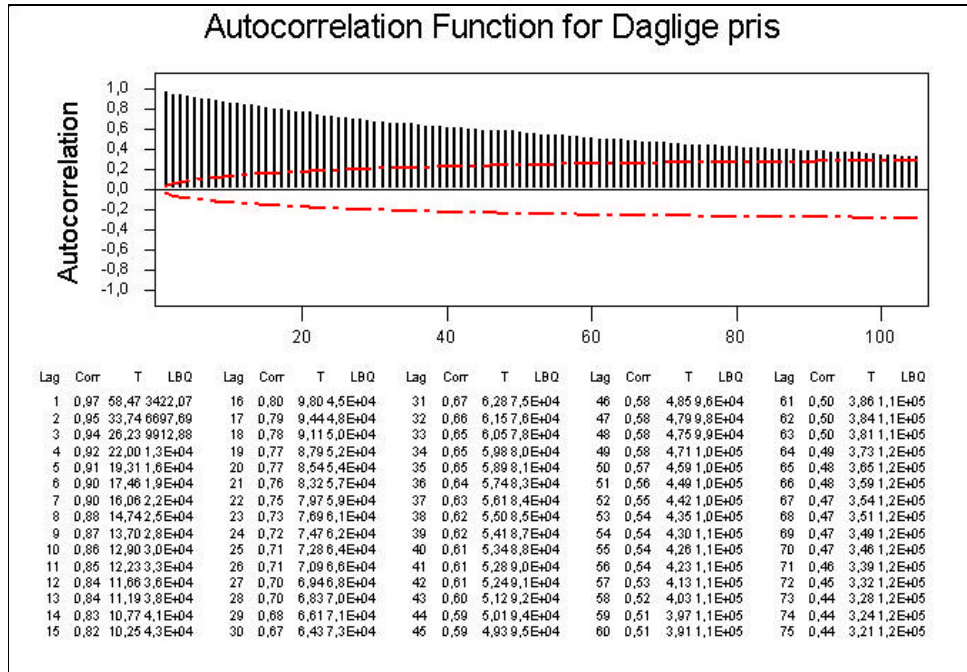
### A.2.3 Kruskal-Wallis Test

Dette er et ikke-parametrisk alternativ til enveis variansanalyse for sammenligning av et flertalls populasjoner. Man antar her ikke normalfordeling, og man tester om  $k$  uavhengige utvalg er fra identiske populasjoner. Nullhypotesen som testes er at medianen,  $\mu_i$ , for alle populasjonene er like. Dette gjøres ved at dataene i samtlige populasjoner blandes og rangeres i stigende rekkefølge fra 1 til  $N$ . Identiske observasjoner tillegges disse en rangering lik gjennomsnittet av den rangeringen de ville ha fått dersom det hadde vært mulig å skille mellom dem. Deretter summerer man rangeringsvektene for hvert av utvalgene. Denne summen kalles  $R_i$ , og teststatistikk kan regnes ut ved

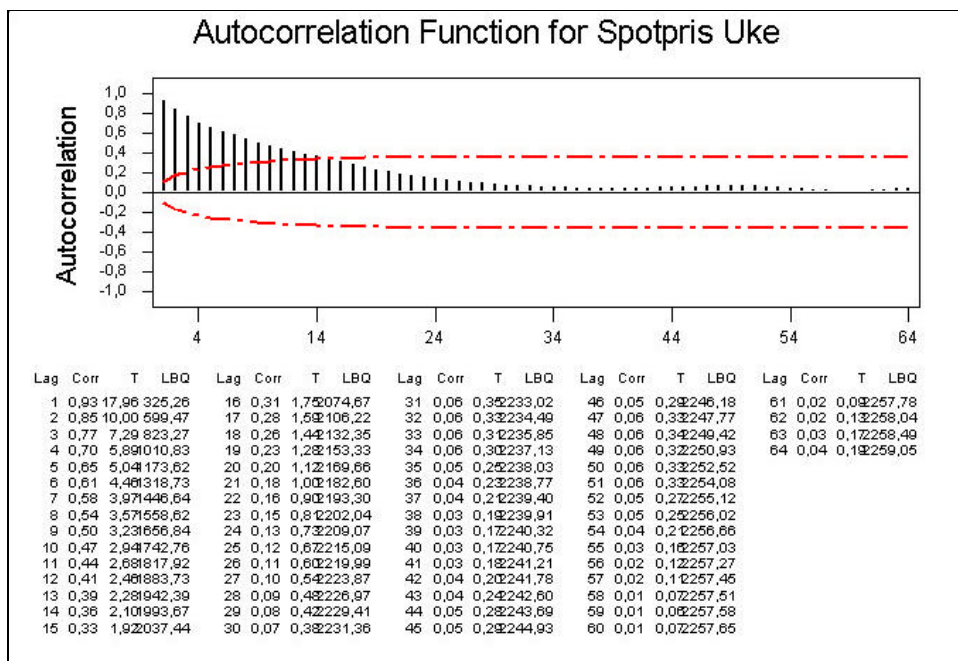
$$H = \frac{12 \sum n_i [\bar{R}_i - \bar{R}]^2}{N(N+1)} \quad (\text{A.10})$$

der  $n_i$  ( $i=1,2,\dots,k$ ) representerer antall observasjoner i utvalg  $i$ ,  $\bar{R}_i$  er gjennomsnittsverdien av rangeringene i gruppe  $i$ , mens  $\bar{R}$  er gjennomsnittet av alle rangeringene. En stor  $H$ -verdi indikerer forskjeller mellom populasjonene, og fordelingen av  $H$  kan approksimeres ved en chi-square fordeling med  $k-1$  frihetsgrader. I Minitab gjøres dette og det beregnes p-verdi for testen. Denne p-verdien er sannsynligheten for å observere disse  $k$  utvalgene dersom medianen er identisk.

## Appendiks B – Figurer

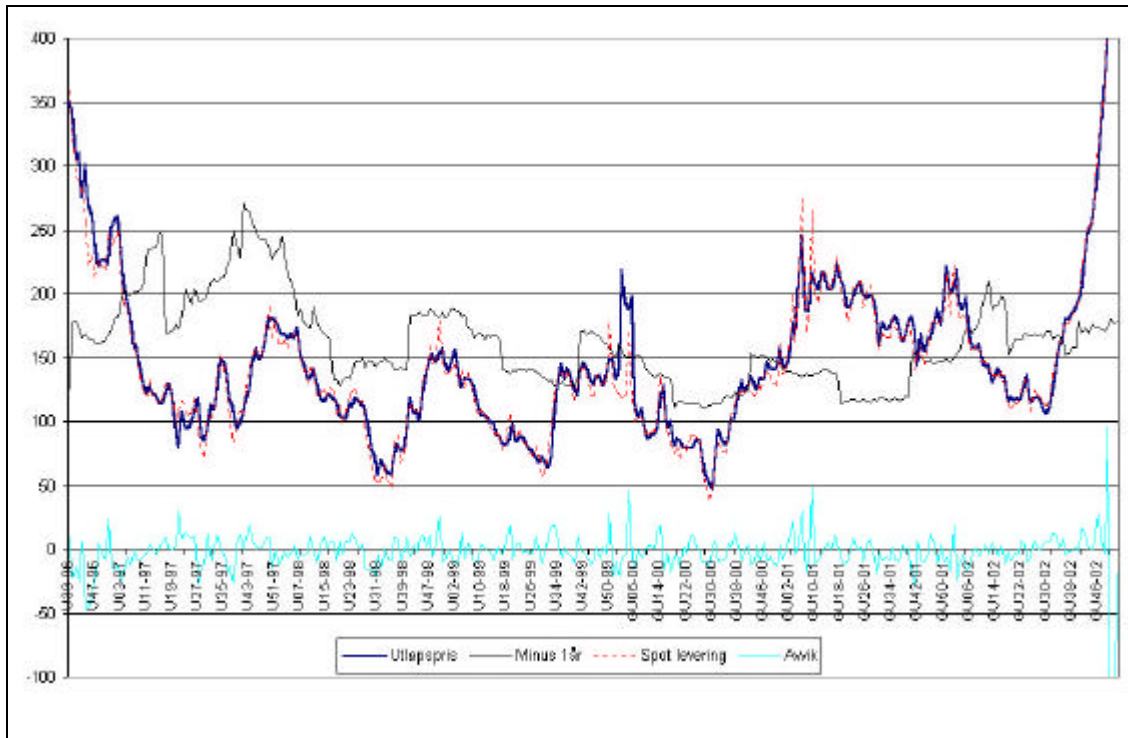


Figur B-1: Autokorrelasjonen i de daglige spotprisene fra 1993-2002

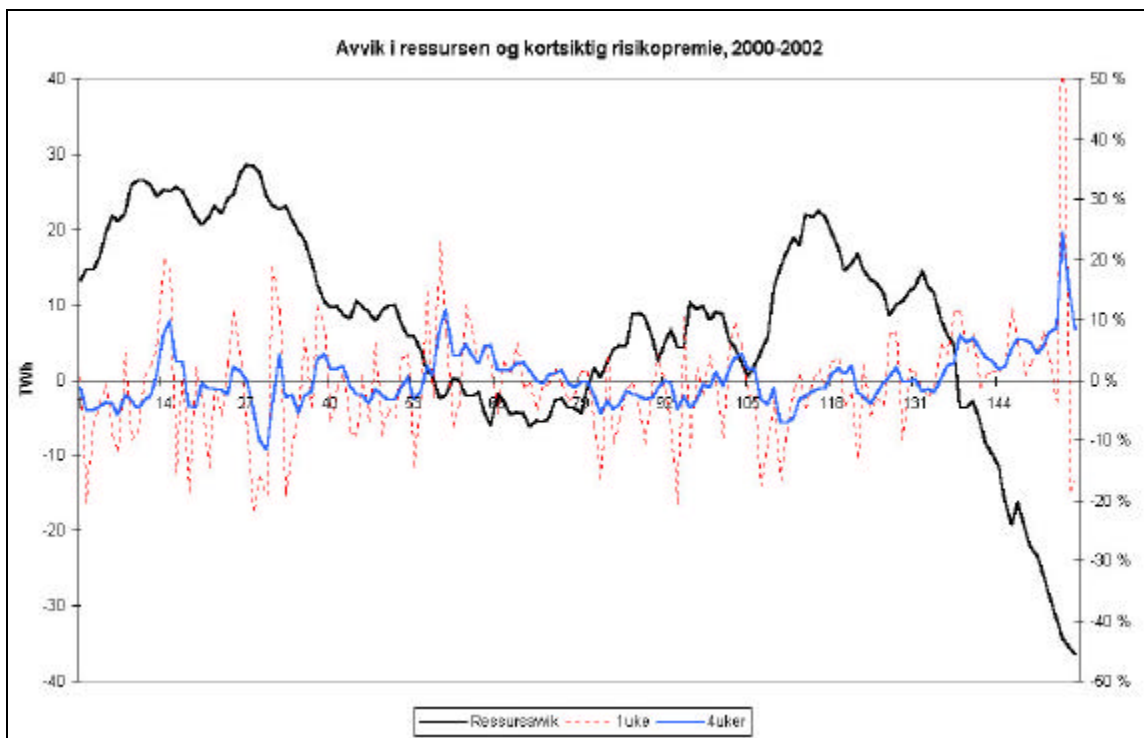


Figur B-2: Autokorrelasjonen i de ukentlige spotprisene fra uke 39 1995- uke 52 2002

## Risikopremien i kraftmarkedet



Figur B-3: Utløpspris og realisert spotpris, avviket mellom disse og futureprisen ett år før utløp



Figur B-4: Avvik i totalressursen og risikopremien for holdeperioder på 1 og 4 uker

