

NORGES HANDELSHØYSKOLE  
Bergen, våren 2010



# Markedsmakt i det norske kraftmarkedet

---

- En RSI-analyse av konkurransen i det norske kraftmarkedet

Av

**Fredrik Andresen  
Edvard Konrad Bergaust Eikeland**

Veileder: Professor Lars Mathiesen

Masteroppgave innen profilene: *Energy, Natural Resources and the Environment*  
og *Strategi og ledelse*

*"Dette selvstendige arbeidet er gjennomført som ledd i masterstudiet i økonomi- og administrasjon ved Norges Handelshøyskole og godkjent som sådan. Godkjenningen innebærer ikke at Høyskolen inntår for de metoder som er anvendt, de resultater som er fremkommet eller de konklusjoner som er trukket i arbeidet."*



## Sammendrag

Det vi har funnet ut om markedsmakten i Norge er at Statkraft som største aktør først om fremst har lokal markedsmakt, det vil si markedsmakt til å øke kraftprisene opp til nivået på prisene i de omkringliggende prissonene. Dette gjelder når man studerer hele Norge under ett og når man studerer den enkelte prissonene separat. Det fremkommer et klart mønster der vi ser at timene hvor Statkraft har lokal markedsmakt fordeler seg på høylasttimene. E-CO og Nord-Trøndelag Elektrisitet (NTE) har vist seg å ha potensiell markedsmakt i sine respektive prissoner, henholdsvis NO1 for E-CO og NO2 for NTE.

Det ble videre funnet at global markedsmakt til å øke prisen i en prisson over prisen i alle andre prissoner var fraværende i Norge i 2009. Det var kun i NO2 i desember at Statkraft hadde visse tendenser til denne formen for markedsmakt.

Det ble funnet en klar negativ korrelasjon mellom RSI og LI i de månedene hvor markedsmakten var høyest. Det vil si at prisen over marginalkostnad økte når RSI falt, altså når markedsmakten øker.

Til slutt har vi funnet at økt investering i produksjonskapasitet, gjennom konsesjoner til ikke dominerende selskaper, vil være et effektivt middel for å dempe markedsmakten. Når det gjelder konsesjoner til ikke regulerbar kraft, spesielt vindkraft, vil dette ha en utelukkende positiv effekt på markedsmakten uavhengig av hvilket selskap kapasiteten tilfaller.

## **Forord**

Denne utredningen er skrevet som et ledd i masterutdanningen ved Norges Handelshøyskole (NHH) i Bergen. Oppgaven bygger på teori og kunnskap vi har tilegnet oss gjennom vår tid her på NHH. Vi har valgt hvert vårt fordypningsområde på masternivå, den ene med profil innen strategi og ledelse og den andre med fordypning fra NHH sin nyopprettede energiprofil. Vi har nytt godt av hverandres kunnskap underveis i arbeidet og mener selv at tverrfagligheten har bidratt til å heve nivået på oppaven.

Arbeidet med oppgaven har vært meget interessant og lærerikt, samt krevende i perioder. Underveis har vi fått god hjelp og informasjon fra en rekke personer. Vi ønsker her spesielt å rette en takk til Jørgen Bjørndalen i EC Group AS, for lærerikt besøk ved hans kontor i Oslo, raske tilbakemeldinger og hjelp til å løse utfordrende spørsmål. En stor takk rettes også til Frode Skjeret for hjelp til å beregne finansielt krysseierskap i bransjen. Til slutt ønsker vi å takke vår veileder Lars Mathiesen for nyttige innspill og dyktig veiledning i arbeidet.

**Bergen, Juni 2010**

---

**Edvard Konrad Bergaust Eikeland**

---

**Fredrik Andresen**

# Innhold

<b>1. Innledning</b> .....	<b>- 6 -</b>
1.1 Problemstilling.....	- 6 -
1.2 Oppbygging av oppgaven .....	- 7 -
<b>2. Innføring i det nordiske kraftmarkedet</b> .....	<b>- 8 -</b>
2.1 Deregulering og rammeverk.....	- 8 -
2.1.1 Formålet med deregulering .....	- 8 -
2.1.2 Struktur for dereguleringen .....	- 8 -
2.2 Nord Pool.....	- 10 -
2.3 Konsum.....	- 11 -
2.4 Produksjon.....	- 13 -
2.5 De store aktørene.....	- 15 -
2.6 Overføring.....	- 16 -
2.7 Verdikjeden .....	- 17 -
<b>3. Prisdannelsen i kraftmarkedet</b> .....	<b>- 18 -</b>
3.1 Teoretisk prisdannelse .....	- 18 -
3.2 Faktorer som påvirker Kraftprisen .....	- 20 -
<b>4. Teoretisk rammeverk</b> .....	<b>- 26 -</b>
4.1 Strategisk atferd .....	- 26 -
4.2 Residualletterspørselen.....	- 28 -
4.3 RSI.....	- 30 -
4.3.1 Svakheter ved RSI.....	- 32 -
4.4 Lerner Indeksen.....	- 33 -
4.5 Stilltiende samarbeid.....	- 37 -
<b>5. Eierskapsjusteringer</b> .....	<b>- 40 -</b>
5.1 NVE s kraftdatabase .....	- 40 -
5.2 Distribuering av produksjonskapasitet.....	- 42 -
5.3 Justering for indirekte eierskap.....	- 43 -

<b>6. Analyse .....</b>	<b>- 46 -</b>
6.1 Beskrivelse av data benyttet i analyse .....	- 47 -
6.2 Representativitet til 2009.....	- 53 -
6.3 RSI-analyse Statkraft.....	- 57 -
6.3.1 Lokal RSI for Statkraft Norge 2009 .....	- 58 -
6.3.2 Lokal RSI for Statkraft i Sør-Norge (NO1) 2009 .....	- 63 -
6.3.3 Lokal RSI for Statkraft i Midt-Norge (NO2).....	- 64 -
6.3.4 Lokal RSI for Statkraft i Nord-Norge (NO3) 2009 .....	- 65 -
6.3.5 Global RSI for Statkraft.....	- 65 -
6.4 RSI analyse E-CO .....	- 67 -
6.4.1 Lokal RSI for E-CO Norge 2009 .....	- 67 -
6.4.2 Lokal RSI for E-CO Sør-Norge (NO1) 2009 .....	- 67 -
6.5 RSI analyse Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk AS .....	- 69 -
6.5.1 Lokal RSI for Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk (NTE) (NO2) 2009 .....	- 69 -
6.6 RSI for Statkraft justert for direkte og indirekte eierskap Norge 2009 .....	- 71 -
6.7 Sensitivitetsanalyse .....	- 74 -
6.8 Deloppsummering RSI analysen .....	- 76 -
6.9 Lerner Indeksen.....	- 78 -
6.9.1 LI for hele året.....	- 78 -
6.9.2 LI for januar og februar 2009, MC basert på gjennomsnittlig lavlastpris.....	- 79 -
6.9.3 LI for november og desember 2009, MC basert på gjennomsnittlig lavlastpris .....	- 81 -
6.9.4 LI for Statkraft NO1, MC basert på gjennomsnittlig lavlastpris.....	- 81 -
6.9.5 LI for Statkraft NO2, MC basert på gjennomsnittlig lavlastpris.....	- 83 -
<b>7. Konklusjon .....</b>	<b>- 86 -</b>
<b>8. Videre undersøkelser.....</b>	<b>- 88 -</b>
<b>9. Kilder .....</b>	<b>- 90 -</b>
Appendiks 1: Justering av eierskap .....	- 94 -
Appendiks 2: Utskrifter fra Stata.....	- 99 -
Appendiks 3: Tabeller og Grafer RSI analyse.....	- 105 -

# 1. Innledning

## 1.1 Bakgrunn

Kraftbransjen er en bransje i stadig forandring, med spennende utfordringer og endringer. Kraft i seg selv er en interessant råvare siden den er 100 % homogen, og det finnes en eksternaliteter som skiller kraft fra andre råvarer. Kraftbransjen er også en bransje som berører alle samfunnets ledd og alle har et forhold til. Strømprisen diskuteres ikke bare i styrerom, men kanskje vel så ofte i en taxi eller rundt frokostbordet. På grunn av strøm sin viktige rolle innen oppvarming og industri i Norge blir kraftpriser, markedsmakt og struktur, ny teknologi og fremtiden for norsk kraft i Europa stadig tatt opp og diskutert i mediene. Det er heller ikke unormalt med flere versjoner av samme sak. Meningene er delte, også blant de lærde. Valg av tema baserer seg på vår felles interesse for kraftmarkedet i Norden og et ønske om å få et tettere innblikk i bransjen.

Ved valg av tema ønsket vi videre å gjøre noe innenfor feltet konkurranseanalyse. For å gjøre en god konkurranseanalyse som student er fri tilgang til data en nødvendighet, da ens rammer er begrenset både i tid og kapital. Vi hadde et felles mål om å utføre en mest mulig fullstendig analyse der vi kunne benytte reelle data, og i mindre grad måtte gjøre tilnærminger. Kraftmarkedet egner seg i så måte bra da det er en bransje med stor åpenhet, og det meste av nødvendig data er offentlig tilgjengelig.

Opgavens omfang er begrenset til ett semester og vi finner det derfor hensiktsmessig å avgrense oss til å se på den norske delen av Nord Pool markedet. Metoden som er benyttet er en empirisk case studie av kraftmarkedet i Norge for kalenderåret 2009. For å måle markedsmakten til aktørene har vi benyttet Residual Supply Indeks (RSI) i kombinasjon med Lerner Indeksen (LI). RSI analysen har tidligere vært brukt på andre kraftmarkeder, herunder California, og vist seg velegnet til å gi et beskrivende bilde av konkurransesituasjonen. Vi synes derfor det kunne være interessant å utføre denne type analyse på det norske markedet.

## 1.2 Problemstilling

Vi ønsker i vår konkurranseanalyse å undersøke om de store kraftprodusentene i det norske kraftmarkedet har markedsmakt. Som den klart største produsenten er Statkraft særlig interessant å studere i denne sammenhengen. Statkrafts dominerende posisjon i det norske markedet er et aktuelt tema som har blitt diskutert blant annet i forbindelse med deres oppkjøp i Trondheim Energi, BKK og Agder Energi. Vi ønsker videre å undersøke hva slags type markedsmakt de store selskapene eventuelt har, og om den er sentrert til en spesiell prissone.

Etter å ha studert hvordan markedsmakten i det norske kraftmarkedet ser ut, ønsker vi å se hvilken påvirkning situasjonen har på prissettingen i markedet og hvorvidt det er tegn til at markedsmakt blir utøvd. Vi har med bakgrunn i dette utarbeidet følgende problemstilling:

*I hvilken grad finnes det enkeltaktører med kapasitet til å utøve markedsmakt i det norske kraftmarkedet, og hvilken effekt har eventuell markedsmakt på prissettingen?*

### **1.3 Oppbygging av oppgaven**

Oppgaven er delt inn i åtte ulike kapitler, samt en appendiks. Første del er en innføring i kraftmarkedet. Denne delen er tiltenkt lesere uten forkunnskaper om bransjen, men som allikevel kan ha glede av å lese vår utredning. Under innføringen til markedet følger en gjennomgang av det felles nordiske kraftmarkedet Nord Pool, der det norske markedet for kraft inngår. Her blir også rammeverket og strukturen for bransjen gjennomgått, samt det gis en forklaring av hvordan markedet fungerer. I kapittel tre gjennomgås prisdannelsen i kraftmarkedet og ulike faktorer som påvirker prisen.

Kapittel fire presenterer og fokuserer på å forklare det teoretiske rammeverket som benyttes i analysedelen. Det består av en definisjon av markedsmakt og strategisk adferd, samt forklaring av residualletterspørselen og hvordan den kan analyseres gjennom Residual Supply Index (RSI) for å si noe om markedsmakten. Lerner Indeksen (LI) som viser hvorvidt selskapet klarer å øke prisene over marginalkostnad blir også forklart.

I femte kapittel forklares det hvordan man kan distribuere eierskap for å studere effekten av direkte og indirekte eierskap i kraftbransjen. Det er stor tilstedeværelse av krysseierskap i bransjen, og Statkraft vil eksempelvis få tildelt betydelig større produksjonskapasitet dersom man justerer for eierskap i andre selskaper. Det teoretiske rammeverket fra kapittel fire benyttes i del seks for å studere markedsmakten gjennom en RSI analyse og for å se i hvilken grad markedsmakt fører til en økning i pris over marginalkostnadene gjennom å benytte LI.

Til slutt kommer det en konklusjon og forslag til videre undersøkelser.

En stor del av vår utredning har vært knyttet til selve prosessen med å bearbeide data og gjøre analyser av tallmaterialet. Dette har bidratt til mange tabeller og grafer. Utover de tabeller og grafer som er presentert i oppgaven, som vi selv ser på som de mest sentrale, har vi derfor funnet det hensiktsmessig å legge ved deler av resterende arbeid i en appendiks.



## **2. Innføring i det nordiske kraftmarkedet**

### **2.1 Deregulering og rammeverk**

Fra å være fire separate nasjonale markeder preget av høy regulering har det Nordiske kraftmarkedet utviklet seg kraftig på de siste 20 årene. De nordiske landene var blant de første i verden til å deregulere kraftmarkedene og introdusere konkurranse innen kraftproduksjon. Norge og Sverige var først ute med reformer i 1991, mens nye reguleringer i Finland kom på plass i 1995 og Danmark fulgte i etter i 1996. Det viktigste målet med markedsreformene var å oppnå en bedre balanse mellom produksjonskapasitet og etterspørsel, økt effektivitet i produksjonen og utjevning av regionale forskjeller i pris til sluttbrukere. Alle landene opprettet en uavhengig systemoperatør med ansvar for å drifte og utvikle kraftnettet; Statnett SF i Norge, Affärsverket Svenska Kraftnät i Sverige, Energinet.dk i Danmark og Fingrid i Finland. Mens de skandinaviske systemoperatørene er heleide av staten i de respektive landene er Fingrid organisert som et AS som bare er delvis statseid og delvis eid av Fortum Power og Heat Oy.

#### **2.1.1 Formålet med deregulering**

Hovedfokus i den generelle europeiske dereguleringen av kraftmarkedet har vært å åpne opp de nasjonale markedene og gjøre de mer effektive. De Nordiske reformene har tatt det ett steg lenger og skapt et multinasjonalt kraftmarked. Tariffene på kraftoverføring over landegrensene har blitt fjernet og det finnes ikke lenger noen institusjonelle barrierer mot krafthandel på tvers av landegrensene i Norden. Alle landene har innført punkt-tariffer for å få tilgang til nettet for tilkoblede selskaper, og gratis tredjeparts adgang. På den måten har aktørene i kraftnettet adgang til hele nettet og kan handle med alle på nettet til en felles pris.

#### **2.1.2 Struktur for dereguleringen**

Slik markedet er strukturert er det full konkurranse i kraftproduksjon og salg mens det er naturlige monopoler innen overføring og distribusjon. Et naturlig monopol oppstår når det er betydelige stordriftsfordeler; gjennomsnittskostnaden er fallende fram til et produksjonsnivå som dekker hele etterspørselen i markedet (Pindyck & Rubinfeld, 2009). For å benytte dette på kraftmarkedet er det ikke samfunnsøkonomisk lønnsomt å opprette parallelle nettverk for kraftoverføring. Dette fordi investeringskostnadene er store samtidig som marginalkostnadene ved å levere strøm er lav. På bakgrunn av dette er det stor enighet om at et regulert monopol med klare ansvarsområder er den beste løsningen for overføring og distribusjon.

For å hindre konkurransevidende kryss-subsidiering har alle de Nordiske landene pålagt en separasjon mellom nettverksvirksomhet og produksjon. Det ble opprettet egne selskaper for å drifte

kraftnettet i alle de Nordiske landene. Eksempelvis ble Statnett skilt ut fra Statkraft i Norge. Praksisen for å skille distribusjon og produksjon varierer mellom landene.

Det finnes hovedsakelig tre metoder som benyttes for å adressere flaskehals i markedet: prisområder, reduksjon i overføringskapasitet og motkjøp. Valg av metode for å håndtere flaskehals varierer mellom landene i Norden. Norge og Danmark benytter seg av prisområder for å adressere kjente flaskehals innad i landet. I 2009 var Norge delt inn i periodevis to og tre ulike prisområder, mens Norge per april 2010 er delt inn i fem ulike prisområder. I vår oppgave kommer vi til å benytte oss av 3 prissoner for det norske markedet for 2009. Danmark er delt inn i to områder. Prismekanismen sørger for at elektrisiteten flyter fra lavprisområder til høyprisområder innad i landet. Fra et rent samfunnsøkonomisk ståsted vil flere prisområder gi en mer effektiv kraftflyt<sup>1</sup>, men med en sterkt avtakende gevinst (Bjørndal & Jörnsten, 2001).

Sverige og Finland har en felles nasjonal pris for hele landet. De benytter seg derfor av motkjøp for å sikre balanse mellom tilbud og etterspørsel. Systemoperatøren betaler for å oppregulere områder med kraftunderskudd og nedregulere områder med kraftoverskudd. Transaksjonene finansieres av tariff på kraftoverføring. Det samme systemet benyttes for å balansere nettet innad i prisområdene i Norge og Danmark. Videre kan man sette restriksjoner på overføringskablene ut av området, noe som ofte blir referert til som å "flytte flaskehalsen til grensen" for å adressere problemer innen et gitt prisområde. Selv om man da oppnår balanse innenfor et prisområde kan det føre til store forskjeller mellom ulike områder.

Norge hadde i begynnelsen av 2009 to Elspot områder, men ble utvidet til tre prisområder 13. april. Ved to prissoner var NO2 og NO3 slått sammen. Figur 1 på neste side illustrerer de ulike prisområdene.

---

<sup>1</sup> Det samfunnsøkonomiske overskuddet vil øke.



Figur 1 Prissonene i det nordiske markedet per november 2006, Kilde: Statnett

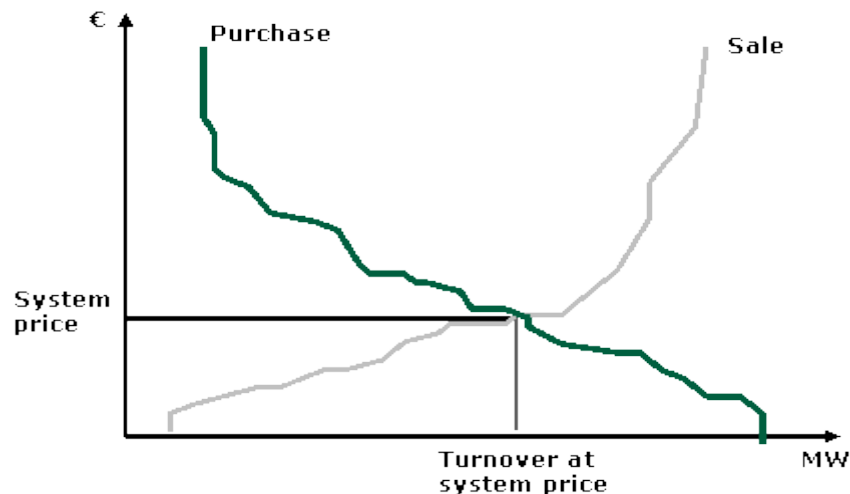
## 2.2 Nord Pool

Den første forløperen til *Nord Pool* kan spores tilbake *Samkjøringen* som ble opprettet i Norge i 1971 for å skape ett marked for handel av kortsiktig overskuddskraft. Navnet ble senere endret til *Statnett Marked* i forbindelse med delingen av Statkraft. I 1996 fusjonerte *Statnett Marked* med den svenske motparten *Svenske Kraftnät* og skapte Nord Pool, verdens første multinasjonale markeds plass for kraft. Finland ble inkludert i 1998, etterfulgt av de to danske kraftregionene i 1999 og 2000. Nord Pool Spot eies i dag av systemoperatørene i de nordiske landene. I 2005 ble også det tyske KONTEK området inkludert.

Nord Pool ble i 2002 delt inn i 2 ulike deler: Nord Pool Spot som håndterer handel av fysisk kraft og Nord Pool ASA som håndterer den finansielle delen av markedet. Handelen med fysisk levering er igjen delt opp i *Elspot* og *Elbas*. Elbas er en mekanisme for å håndtere ubalanser i kraftnettet ved hjelp av markeds mekanismer. Elbas er et såkalt intradagmarked hvor kraften som handles leveres en time frem i tid.

Elspot er markedet for handel i kraft med levering om 24 timer. Handelen på Elspot er designet som en auksjon hvor de ulike partene melder inn hvor mye de ønsker å selge og kjøpe til gitte priser for hver time det neste døgnet. Det blir så regnet ut en systempris som balanserer tilbud og etterspørsel hver time de neste 24 timene gjennom en linearisering av tilbud- og etterspørselskurven. Prisen som blir regnet ut er den såkalte systemprisen. Denne blir så justert for flaskehals i overføring mellom de ulike prissonene. Hvis det ikke finnes flaskehals i den aktuelle timen vil systemprisen være gjeldene pris i alle prissoner. Dersom det eksisterer flaskehals vil prisen reduseres i soner med

tilbudsoverskudd og økes i soner med etterspørselsoverskudd. Denne justeringen blir gjort inntil etterspørselen for kraft i området med tilbudsoverskudd tilsvarer den tilgjengelige overføringskapasiteten. På denne måten gir Elspot implisitt en pris på overføringskapasiteten mellom de ulike prissonene. Fokuset i vår utredning vil være på Elspot.



Figur 2 Prissettingen på Nord Pool, Kilde: Nord Pool

NordPool har vokst til å bli en viktig brikke i det Nordiske kraftmarkedet. Selv om deltakelse er frivillig hadde Nord Pool i 2008 en markedsandel på over 70 prosent innen spothandel av kraft. I tillegg til å være en markeds plass hvor selgere og kjøpere av kraft kan møtes bidrar Nord Pool også til en transparent prissetting og markedsinformasjon om det Nordiske Kraftmarkedet. Videre fremmer Nord Pool konkurranse og optimal bruk av overføringsnettet.

Nord Pool tilbyr også finansielle kontrakter, og opptre som motpart for både kjøper og selger ved inngåelse av disse. På det finansielle markedet tilbys futures, forwards og opsjoner i kraft basert på systemprisen. I tillegg handles det karbonkvoter. Dette er viktige instrumenter for risikostyring innen kraftsektoren siden kraftpriser har en relativt høy volatilitet i forhold til mange andre varer.

## 2.3 Konsum

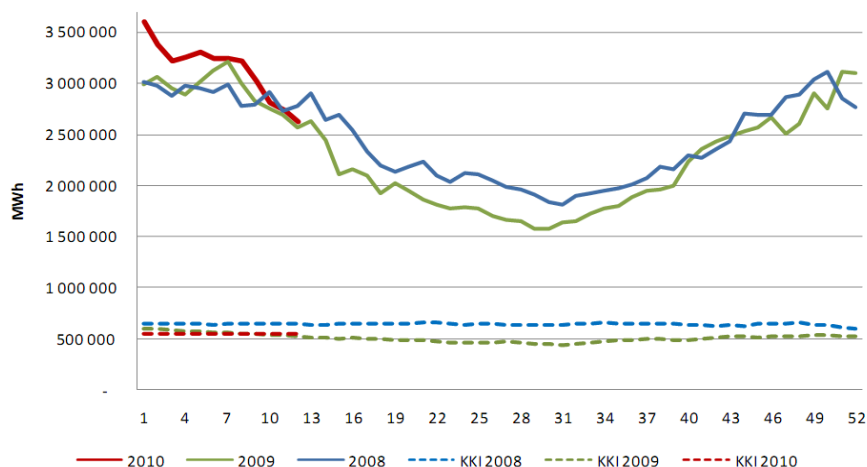
Kraftkonsumet i de Nordiske landene er meget høyt per innbygger, med unntak av Danmark. Mye kan forklares av lange vintre med elektrisk oppvarming, samt en stor energiintensiv industri sektor. Som vi kan se i figur 3 er industriens andel av totalt netto kraftkonsum over 44 % i både Norge og Sverige, og nær 53 % i Finland. Gjennomsnittet for EU-15 er i følge Europa Kommisjonen 41,3 %. Danmark skiller seg ut fra de øvrige Nordiske landene ved at kun omlag 28 % av nettokonsumet stammer fra industri sektoren.

I følge Bergman (2002) står elektrisitetskostnader for rundt 4-10 % av totalkostnadene innen energikrevende industri og 6-10 % av husholdningskostnader for husholdninger med elektrisk oppvarming. Den høye andelen reflekterer det relativt sett høye forbruket. Mens det gjennomsnittlige årlige forbruket i de nordiske landene er på rundt 16.000 kWh er gjennomsnittet i EU i underkant av 6.000 kWh (Nation Master, 2010). Svingninger i strømprisen kan dermed ha potensiell stor innvirkning for totalkostnaden innen både husholdninger og industri i Norden.

	Denmark	Finland	Iceland	Norway	Sweden	Nordel
<b>Total consumption</b>	36 102	87 047	16 604	128 851	144 059	<b>412 663</b>
Occasional power to electric boilers	-	0	181	4 312	1 333	<b>5 826</b>
<b>Gross consumption</b>	36 102	87 047	16 423	124 539	142 726	<b>406 837</b>
<i>Temperature corrected gross consumption</i>	35 425	88 780	16 067	128 405	145 747	<b>414 424</b>
Grid losses	2 324	3 050	946	10 501	10 989	<b>27 810</b>
Pumped storage power	0	-	-	1 384	28	<b>1 412</b>
<b>Net consumption <sup>1)</sup></b>	<b>33 778</b>	<b>83 997</b>	<b>15 477</b>	<b>112 654</b>	<b>131 709</b>	<b>377 615</b>
- housing	9 837	21 558	856	36 501	38 800	<b>107 552</b>
- industry (incl. energy sector)	9 517	44 314	13 035	49 568	59 200	<b>175 634</b>
- trade and services (incl. transport)	11 084	16 889	1 029	24 935	27 700	<b>81 637</b>
- other (incl. agriculture)	3 341	1 236	557	1 650	6 009	<b>12 793</b>
<b>Total consumption 2007</b>	36 111	90 680	11 976	127 352	146 023	<b>412 142</b>
Change compared to 2007	0.0 %	-4.0 %	38.6 %	1.2 %	-1.3 %	<b>0.1 %</b>
<b>Population<sup>2</sup> (million)</b>	5.5	5.3	0.3	4.8	9.3	<b>25.2</b>
Gross consumption per capita, kWh	6 564	16 424	51 483	25 946	15 413	<b>16 158</b>

Figur 3 Elektrisitetskonsum 2008, GWh, Kilde: Nordel

I kjølevannet av finanskrisen har etterspørselen for kraft fra kraftkrevende industri falt markant. Eksempelvis uttalte Norsk Industri i juni 2009 at kraftkonsumet for industrien i Norge vil være 7 TWh lavere i 2009 enn i 2008. Det laveste nivået siden 1981, og en nedgang på omtrent 18 prosent. Figur 4 viser totalkonsum og konsumet innen kraftkrevende industri i Norge i 2008 til 2010. Det er tydelig hvordan konsumet i 2009 skiller seg kraftig ut fra året før. Vendepunktet kom i ca. uke 31 og etter det har etterspørselen økt igjen.

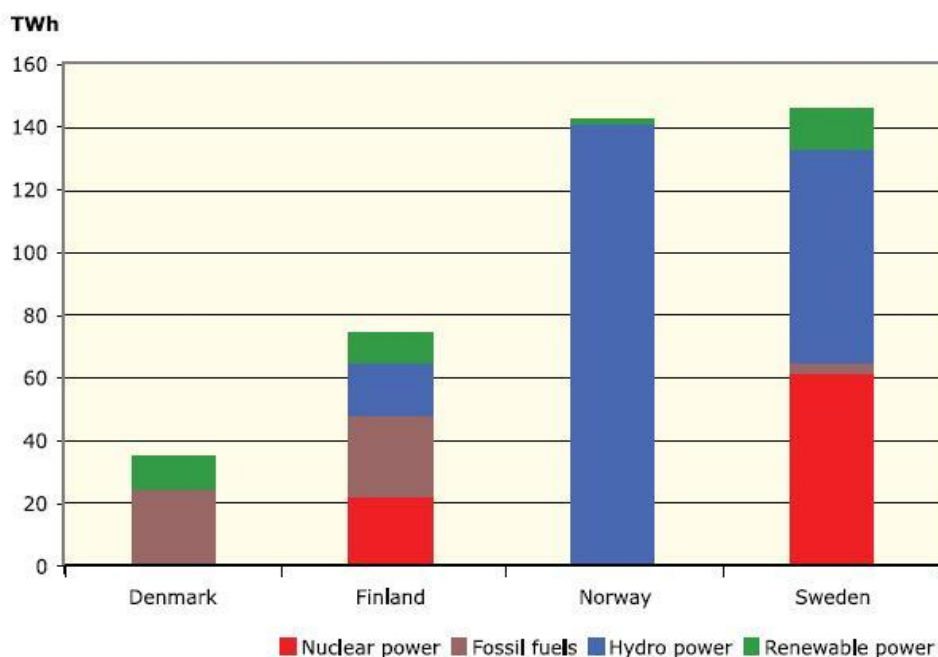


Figur 4 Forbruk innen kraftkrevende industri og totalt forbruk i Norge, Kilde: Statnett

Statnett sin markeds kommentar for første kvartal 2010 viser at forbruket til kraftkrevende industri fortsatt ligger noe bak tallene for første kvartal 2008. Tross dette bidro lave temperaturer i januar og februar til rekordhøyt totalforbruk i første kvartal 2010. Samlet forbruk for første kvartal 2010 var 37,6 TWh. Det er 2,5 TWh høyere enn i første kvartal 2009 og 3,0 TWh høyere enn i første kvartal 2008. Høyt forbruk skyldes ikke bare kulden. Temperaturkorrigert forbruk for alminnelig forsyning er 1,2 TWh høyere enn i fjor. (Statnett, 2010) Etter januar og februar ser man at forbruket synker og forbruket justerer seg ned til 2009 nivå. Figur 4 illustrerer forbruket.

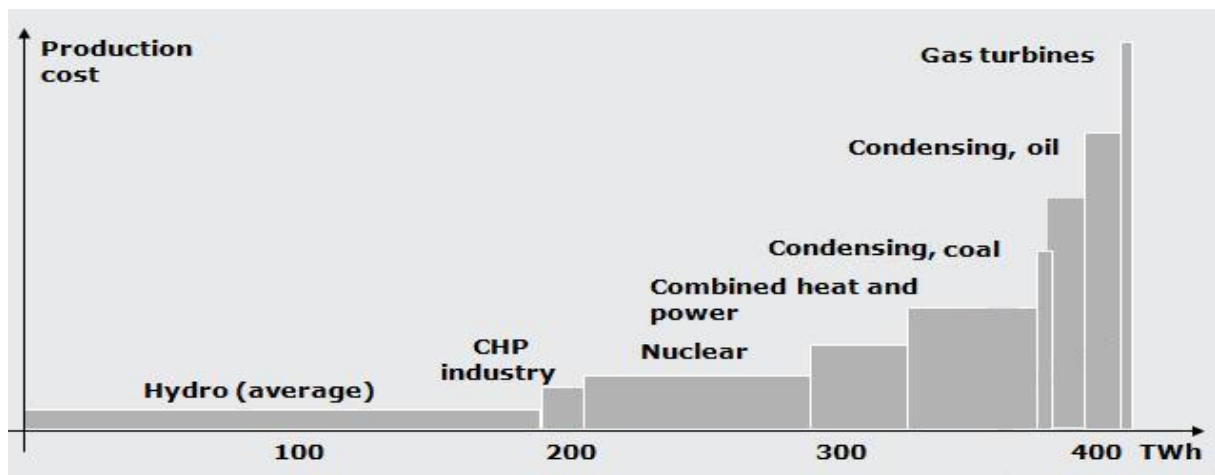
## 2.4 Produksjon

Kraftproduksjonen i det nordiske markedet er en blanding av vannkraft, kjernekraft, termisk kraft (kull og gass) og vindkraft. Sammensetningen av produksjonen er relativt balansert, men vannkraft spiller en større rolle enn i de fleste andre Europeiske kraftmarkeder med nesten 58 % av den totale generasjonskapasiteten. Innen Norden går det et grovt skille der det meste av vannkraftkapasiteten er lokalisert i de nordlige områdene mens de termiske kraftverkene (og vindkraftverkene) er lokalisert i sør. I Norge er nær 100 % av generasjonen basert på vannkraft.



Figur 5 Energimiksen i de ulike nordiske landene, Kilde: Nordel

De marginale kostnadene ved produksjon er lavest for vindkraft og vannkraft da de ikke har behov for brensel som innsatsfaktor. Kjernekraft har den laveste marginalkostnaden av de termiske kraftverkene og kull er billigere enn olje. Gass er den dyreste av innsatsfaktorene i kraftverkene. Dette reflekteres i stor grad i anslag på gjennomsnittlige grensekostnader. I figur 6 ser vi anslag for relative produksjonskostnader blant teknologier som finnes i det nordiske markedet.



Figur 6 Anslag på relative marginalkostnader i det Nordiske markedet, Kilde: Nord Pool

To viktige aspekter ved kraftverk, i tillegg til driftskostnader, er fleksibilitet og kapitalkostnader. Vannkraft, vindkraft og kjernekraft har de laveste marginalkostnadene, men de har også de høyeste kapitalkostnader gjennom at de krever store initiale investeringskostnader. Kjernekraftverk er dyre å starte og stoppe. De kjører derfor stort sett konstant med unntak for stopp for vedlikehold. Det samme er tilfelle for enkelte kullkraftverk som kan selge kraft til under marginalkostnad i perioder siden en stopp i produksjonen vil være mer kostbart. Vannkraft og gasskraftverk er mye mer fleksible og kan derfor benyttes til å dekke etterspørselen i markedet når den er høy.

Vannkraft med reservoar kapasitet skiller seg ut fra alle andre kraftverk ved at de indirekte kan lagre elektrisitet gjennom å lagre vannet. På grunn av denne muligheten er det alternativkostnaden ved å spare vannet og produsere i fremtiden istedenfor nå (og dermed forventet fremtidig kraftpris) som er avgjørende for optimalisering av produksjonen. Vannkraftprodusenter står overfor det man kaller et intertemporalt optimaliseringsproblem. På den måten er produksjonen i stor grad avhengig av forventningene om fremtidige kraftpriser og den virkelige beslutningsrelevante marginalkostnaden er alternativkostnaden til vannet.

## 2.5 De store aktørene

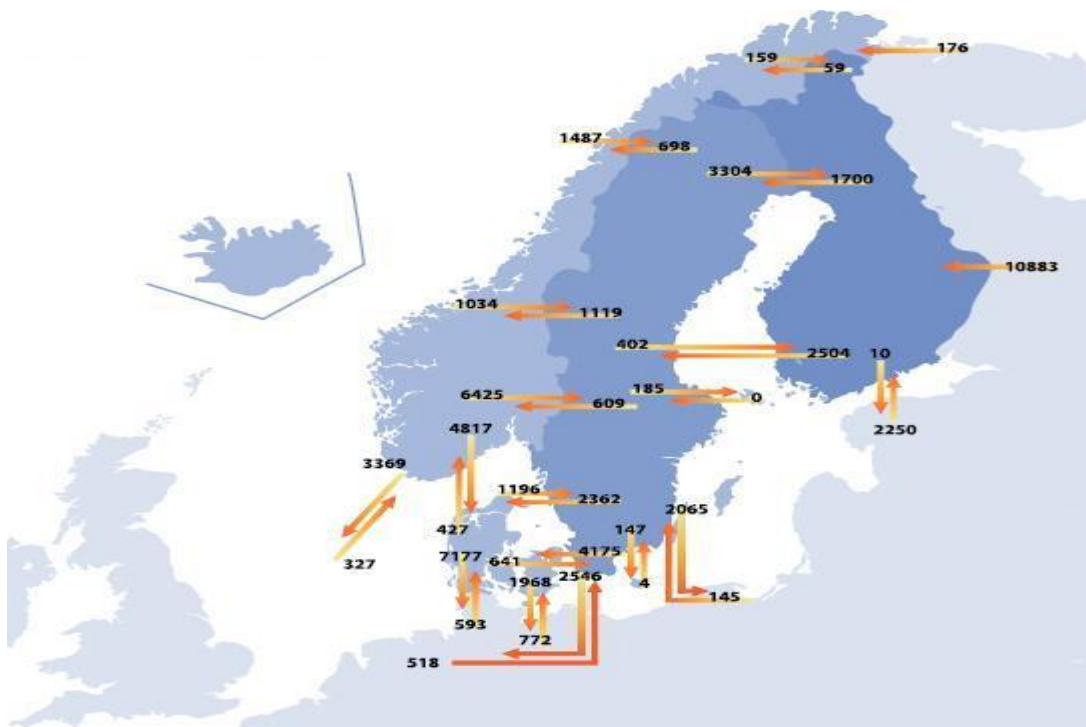
Den desidert største aktøren i det norske kraftmarkedet er Statkraft. Gjennom sine heleide selskaper kontrollerer Statkraft rundt 31 prosent av produksjonskapasiteten i Norge målt (Singh & Skjeret, 2006). Singh og Skjeret har i sin studie justert eierskapstallene for det norske kraftmarkedet på bakgrunn av direkte og indirekte eierskap og fant ut at Statkraft sin andel av samlet produksjonskapasitet da øker til 43 prosent. Hvis man studerer de ulike prissonene har Statkraft en enda sterkere dominans i Nord-Norge enn de har på landsbasis. I denne prissonen kontrollerer Statkraft i følge Singh og Skjeret 41 prosent gjennom direkte eierskap og hele 53 prosent av markedet når det justeres for indirekte eierskap. Den nest største aktøren i det norske kraftmarkedet er E-CO Energi som eier syv prosent av produksjonskapasiteten gjennom direkte eierskap og 10 prosent når det justeres for indirekte eierskap. E-CO har all sin produksjonskapasitet i Sør-Norge. Totalt kontrollerer de 15 største aktørene i markedet 73 prosent av produksjonskapasiteten direkte og 84 prosent av produksjonskapasiteten ved justering for eierskapsinteresser.

Også når vi ser på magasinkapasitet, som er en viktig faktor i forhold til utøvelse av markedsmakt, dominerer Statkraft. Direkte eier de 36 prosent av magasinkapasiteten i det norske markedet. Denne prosentandelen øker til 46 prosent ved justering i forhold til direkte og indirekte eierskap.



## 2.6 Overføring

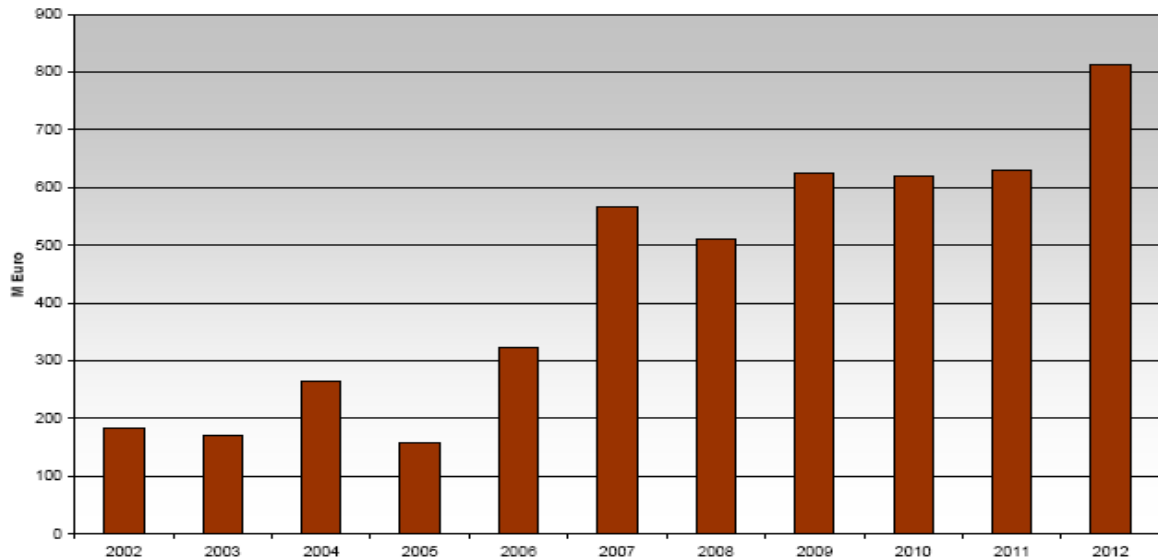
Fra et teoretisk ståsted vil større overføringskapasitet og dermed større kraftutveksling ha flere effekter. Større kraftutveksling vil redusere markedsmakten gjennom at det relevante markedet blir utvidet. En aktør sin produksjonskapasitet vil da utgjøre en mindre andel av samlet kapasitet i det relevante geografiske markedet og det vil være vanskeligere å manipulere prisen. Videre gir større overføring en mulighet til mer effektiv produksjon i markedet sett under ett siden man får flere kombinasjonsmuligheter på produksjonssiden. For eksempel kan vannkraft brukes til å balansere markedet i perioder med høy etterspørsel, mens kull og kjernekraft dekker etterspørselen i perioder med lav etterspørsel. Figur 7 viser overføringsnettet for kraft på tvers av landene i det nordiske markedet.



Figur 7 Utveksling av elektrisitet 2008 (GWh), Kilde: Nordel

En ny nordisk disposisjonsplan for utbygging i det nordiske markedet ble sluppet av Nordel<sup>2</sup> i 2008. Her ble det slått fast at videre utbygging av overføringskapasitet internt i det nordiske markedet vil være svært fordelaktig. Figur 8 illustrerer at det fra 2002-2005 var det relativt sett små investeringer i det nordiske kraftnettet. De siste årene har investeringene økt betraktelig og de vil trolig forbli høye. I tillegg til dette har andre investeringer innad i de nordiske landene også økt som følge av ny produksjon som må tilknyttes nettet og andre nødvendige forbedringer (Nordel, Mars 2008).

<sup>2</sup> Samarbeidsorganet for de nordiske systemoperatørene



Figur 8 Nordiske nettinvesteringer 2002-2012, Kilde: Nordel

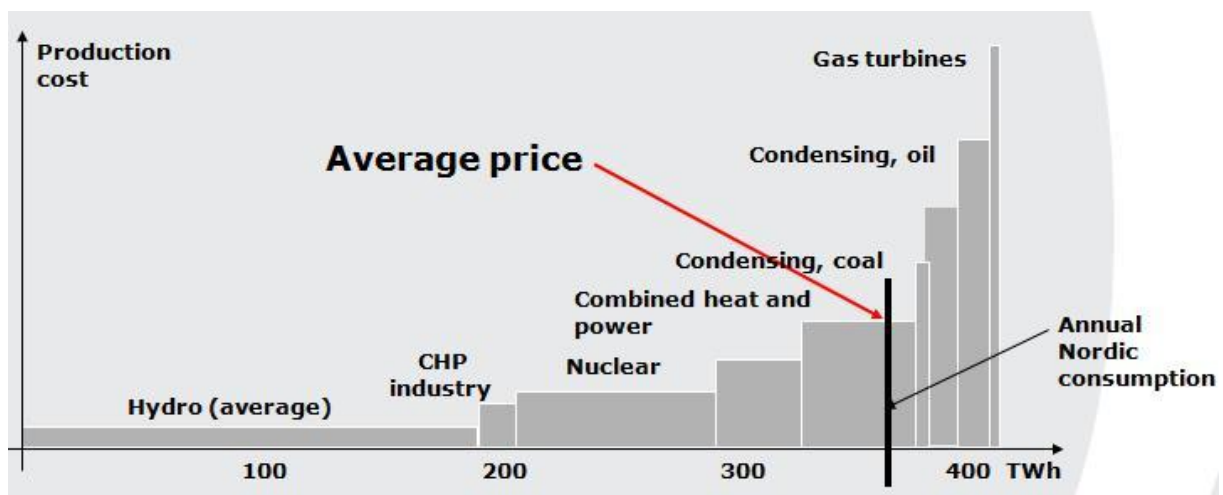
## 2.7 Verdikjeden

Verdikjeden mellom produsent og konsument i kraftmarkedet består av fire ledd: produksjon, transmisjon, distribusjon og omsetning. Tradisjonelt har bedriftene som opererer i markedet vært vertikalt integrert over hele verdikjeden. Produksjonen består av at kraftverkene omformer energi til elektrisitet og deretter mater den ut i kraftnettet. Transmisjon er overføringen som foregår i høyspenningsnettet over lengre distanser, mens distribusjon er overføringen til sluttforbrukerne. Det kan sammenlignes med forskjellen på motorveier og småveier der motorveiene er ryggraden i nettet, mens småveiene gjør at du kommer deg helt frem dit du skal. Under omsetning har vi salg av elektrisiteten som igjen kan deles inn i et engrosmarked og et detaljmarked. Engrosmarkedet er den delen av markedet hvor store volum blir handlet mellom hovedsakelig produsenter, industriforetak og detaljister. Denne handelen kan være bilateral, gjennom Nord Pool eller ta form gjennom finansielle kontrakter. Detaljistmarkedet er den delen av markedet hvor detaljistene selger kraften videre til mindre forbrukere som husholdninger og bedrifter. Fokuset i vår oppgave vil være på engrosmarkedet.

### 3. Prisdannelsen i kraftmarkedet

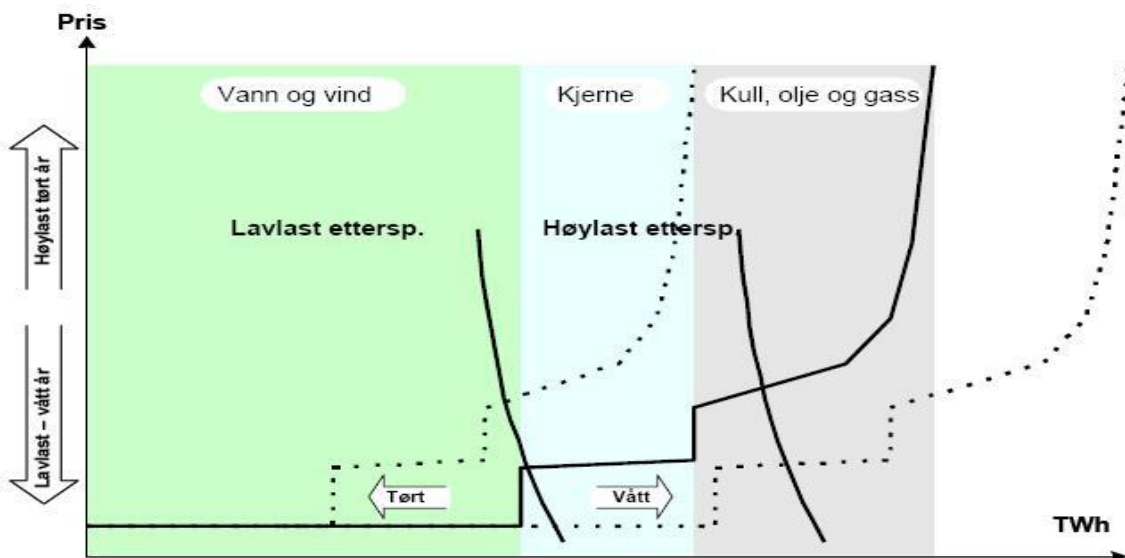
#### 3.1 Teoretisk prisdannelse

Prisen i engrosmarkedet i norden blir bestemt av tilbud og etterspørsel. Den prisen som klarer markedet blir den gjeldene systemprisen. Systemprisen blir så justert i forhold til flaskehalsen mellom de ulike prisområdene innen Nord Pool helt til prisene er like eller overføringskapasiteten er fullt utnyttet. Teoretisk er det bestemmende for systemprisen på et gitt tidspunkt (gitt etterspørsel og ytre faktorer) marginalkostnaden til den siste produksjonsteknologien som må produsere for å klare markedet. Altså den produksjonsteknologien med den høyeste marginalkostnaden blant produksjonsmetodene som finnes i energimiksen på nettet. I figur 9 vises de ulike produksjonsteknologiene i det nordiske kraftmarkedet rangert fra lavest til høyest marginalkostnad. Lengdeforholdet på x-aksen angir normal produksjonskapasitet innen den gitte teknologien, mens høyden på y-aksen er et anslag på gjennomsnittlige relative marginalkostnader.



Figur 9 Marginalprissetting i det nordiske markedet, (Kilde: Nord Pool)

Undersøkelser av markedsrett i kraftmarkedet i England/Wales gjennomført av Wolfram (1999) viser at de faktiske prisene observert i markedet ligger over grensekostnaden, men ikke like høyt som en teoretisk oligopolmodell skulle tilsi. For å undersøke dette benyttet hun seg av informasjon om brenselskostnader og effektiviteten i de ulike produksjonsteknologiene i England og Wales rett etter dereguleringen av markedet. På denne tiden var informasjonen offentlig tilgjengelig. I dag regnes den som sensitiv og offentliggjøres ikke. Hun testet også to tilnærminger som var uavhengige av direkte informasjon om grensekostnader ved å måle endringer i budstrategi i kjølevannet av pristaket som ble introdusert i 1994, og ved å estimere en Lerner-indeks og analysere produsentenes respons på endringer i etterspørselen. Wolfram kom frem til at markedsprisen ligger akkurat så lavt at den hindrer nyetablering i markedet.



Figur 10 Marginalkostnaden sin effekt på prisdannelsen (Kilde: Econ Pöyry)

Figur 10 viser en såkalt "normalsituasjon" i det nordiske kraftmarkedet der alle kraftverk er tilkoblet, med normal magasinfylling for vannkraftverkene og en "normal" etterspørsel etter kraft blant forbrukerne. De stiplede linjene i figuren viser hvordan et tørt eller vått år forskyver tilbudskurven. Ved et tørt år vil tilbudskurven flyttes til venstre med resulterende høyere priser for å møte etterspørselen og omvendt effekt ved et vått år. Vi ser også hvordan prisene varierer mellom lavlast etterspørsel og høylast etterspørsel gjennom at etterspørselskurven ligger lengre til venstre ved lavlast og resulterer i lavere priser enn ved høylast. Legg også merke til at etterspørselskurven har en lav priselastisitet ved at den er bratt (liten effekt på etterspurt kvantum ved endring i pris). I følge Statnett sitt notat *Det nordiske kraftmarkedet sett med norske øyne 2009* var brutto forbruk i Norge lavere enn normalt i 2009<sup>3</sup> (Statnett, 2010). En av grunnene til dette var den lave etterspørselen fra kraftkrevende industri.

<sup>3</sup> Forbruket i det norske markedet ved normale temperaturer er på rundt 126 TWh mens forbruket i 2009 endte på 124 TWh. Til sammenligning var brutto forbruk i 2008 129 TWh.

## 3.2 Faktorer som påvirker Kraftprisen

Energi Norge har satt opp en oversikt over faktorene som påvirker prisen i markedet. Disse er faktorer som påvirker forbruksutviklingen, faktorer som påvirker produksjonsevnen, faktorer som påvirker produksjonskostnadene og faktorer som påvirker transportkapasiteten (www.Kraftkartet.no, 2007).

*Faktorer som påvirker forbruksutviklingen:*

- Temperaturforhold
- Aktivitetsnivå i økonomien
- Kraftforbruk over tid

*Faktorer som påvirker produksjonsevnen:*

- Nedbørsmengde
- Kjernekraftproduksjon
- Ny produksjonskapasitet

*Faktorer som påvirker produksjonskostnadene:*

- Kullpris
- Valutakurser
- Kvoterpriser for klimagasser
- Gasspriser

*Faktorer som påvirker transportkapasiteten:*

- Utveksling med land og i utenfor Norden

Vi kan også dele inn i faktorer som påvirker prisdannelsen og faktorer som gjør seg gjeldene på henholdsvis kort og lang sikt. På kort sikt påvirkes strømprisen av forbruksnivå, tilgang på vann og råvarepriser. Hvilken av disse faktorene som har høyest betydning varierer over tid. På kort sikt vil også forventninger ha en betydelig innvirkning. Eksempelvis er forventet fremtidig pris helt avgjørende for produksjonsavgjørelser for et vannkraftanlegg med magasin med en viss kapasitet og har dermed stor effekt i det Nordiske markedet. På lengre sikt påvirkes strømprisen av forbruksutvikling, produksjonsevne og transportkapasitet. Kortsiktige forhold kommer til å være fokus i vår oppgave da vi ikke skal gjøre langsiktige prediksjoner.

## **Temperaturforhold**

På etterspørselssiden er temperatur en viktig driver for kraftforbruk da en stor andel av konsumentene i Norden, og særlig Norge, er avhengig av elektrisk oppvarming. Kaldere vær betyr høyere etterspørsel etter kraft og dermed høyere priser. Statnett sier eksempelvis i sin rapport *Det nordiske kraftmarkedet med norske øyne 2009* at de lave temperaturene mot slutten av 2009 førte til økt forbruk i hele Norden.

## **Aktivitetsnivå i økonomien**

Ytre økonomiske forhold påvirker prisdannelsen både på tilbudssiden og på etterspørselsiden. Etterspørselen blir særlig påvirket av endringer i kraftforbruket innen kraftkrevende industri, men også forbruket til bedrifter og husholdninger. Konjunkturer og generell samfunnsøkonomisk utvikling har også stor effekt på prisen på brenselkostnadene for termiske systemer. Finanskrisen førte til kraftig nedgang i kraftforbruket i industrien og dermed reduserte den presset på produksjonssystemet og nettf forbindelser. Videre førte finanskrisen til lavere brenselpriser som reduserte marginalkostnaden for kraft produsert med termiske systemer. Den samlede effekten var at de nordiske prisene gjennom året har vært relativt like og stabile.

## **Kraftforbruk over tid**

I følge Energi Norge stiger kraftforbruket bare i Norge med om lag 1-1,5 TWh hvert år. En slik økning fører til høyere etterspørsel og høyere priser gitt fast produksjonskapasitet. På lengre sikt er etterspørselen etter kraft mer elastisk da forbruksvaner endrer seg over tid og folk har større mulighet for eksempelvis å substituere seg bort fra elektrisk oppvarming eller redusere elektrisk bruk ved installasjon av diverse enøk-utstyr. Over tid kan energiforbruket bli mer effektivt ved såkalte "smartgrids" og prising av kraft i sanntid slik at forbruket blir mer fleksibelt.

## **Nedbørsmengde**

På tilbudssiden er det nordiske kraftsystemet sensitivt i forhold til forventet fremtidig tilsig i vannmagasinene. For en vannkraftprodusent er som nevnt kostnaden ved å bruke vann til å produsere i en periode lik den verdien produsenten forventer at vannet vil ha i en annen periode dersom det kan spares. Smeltningsgrad på våren og nedbørsmengde på sommeren og høsten påvirker produksjonskapasiteten til vannkraftprodusentene og dermed tilbudet i markedet. Mye nedbør gir mer vann som fører til økt produksjon og lavere kraftpriser, alt annet likt. I Statnett sin årsrapport for 2009 rapporterer de om et lavere og jevnere tilsig i vannmagasinene enn i 2007 og 2008, både fordelt i tid og geografisk utstrekning. Perioder med mye nedbør på sommeren skapte imidlertid noe prisforskjell mellom de norske elspotområdene ved at høy uregulert produksjon presset prisene ned.

### **Kjernekraftproduksjon**

Det er flere store kjernekraftverk i Norden og disse inngår i grunnlasten som konstant produserer strøm. På grunn av høy effekt har det stor effekt på tilbudssiden og dermed prisen når et kjernekraftverk kobles ut av nettet. Eksempelvis var det kun halvparten av svensk kjernekraft kapasitet som produserte mot slutten av 2009, noe som i følge Statnett førte til enkelttimer med svært høye spotpriser, som også dro gjennomsnittsprisen for uka kraftig opp (Statnett, 2010). Det nye kjernekraftverket Olkiluoto 3 i Finland skal etter planen stå ferdig i 2011 og vil ha en kapasitet på 1.600 MW, i tillegg planlegges det å bygge tre andre nye kjernekraftverk i Finland (Haugstad, 2008). Det ekstra tilbudet av kraft som disse representerer vil uten tvil ha en innvirkning på prisdannelsen.

### **Ny produksjonskapasitet**

Ny produksjonskapasitet påvirker prisen ved å øke tilbudet av kraft i markedet, men også gjennom å endre produksjonsmiksen. Dette kan igjen endre hvilke type kraftverk som er de marginale tilbyderne i gitte perioder. Dette er ikke noe vi vil studere videre i oppgaven.

### **Valutakurser**

Valutakurser har påvirkning på prisen på innsatsfaktorene til varmekraftverk. Kull prises i dollar og dermed har særlig dollarkursen påvirkning på prisen i det nordiske markedet. En lavere dollarkurs gir lavere kullpriser og dermed potensielt lavere kraftpris i Norden, og omvendt. Vi bruker historisk data og bruker dermed historiske vekslingskurser. Fremtidige endringer er ikke relevant for vår utgreiing.

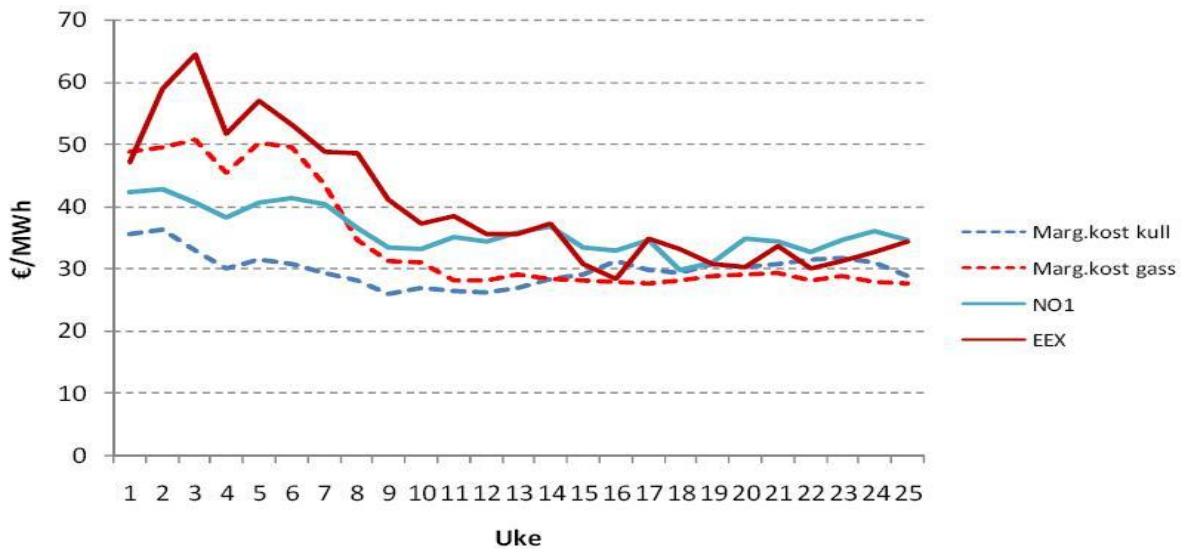
### **Kvoterpriser for klimagasser**

Fra første januar 2005 ble det innført kvoter på CO<sup>2</sup> utslipp. Kraftverk som slipper ut CO<sup>2</sup> må dermed kjøpe karbonkvoter for å dekke sine utslipp. Utslippskvoter gjør det dyrere å produsere elektrisitet, og har størst effekt på kullkraftverk. Når prisen på kull øker relativt til gass og olje så synker karbonprisen. Det fordi den økte prisen gir et bytte fra kull mot mer gass, og omvendt. Prisen for kvoter blir i stor grad overveltet på forbrukerne gjennom høyere priser. Vi vil ikke studere kvotepriser nærmere.

### **Kullpris**

Det gjennomsnittlige årlige netto kraftforbruket i Norden er 377 TWh (Nordel, 2010). På dette nivået er det som oftest kullkraftverk som er den marginale tilbyderen og dermed bestemmende for kraftprisen. Med dagens etterspørselsnivå er det altså ofte kullkraft som balanserer markedet, og som er prissettende. I perioder med høyere forbruksbelastning eller et år med mindre nedbør enn normalt vil det være kraftverk med høyere produksjonskostnader som er prissettende, for eksempel gasskraftverk eller oljekraftverk. Disse kraftverkene fungerer som toppplastverk, og er kjennetegnet

ved at de bare er i drift i kortere perioder av gangen. I perioder med lavere forbruksbelastning eller mer nedbør enn normalt som fyller opp magasinene vil kjernekraftverk eller CHP-kraftverk balansere markedet. Marginalkostnaden for kullkraftverk og kullprisen er dermed en viktig indikator for systemprisen i det Nordiske markedet. Figur 11 viser hvordan prisene på Nord Pool, her illustrert ved prisområde 1 i Norge (NO1), tett følger de marginale kostnadene for kull.



Figur 11 Utvikling marginalkostnad kull og gass samt Nord Pool og EEX kraftpriser 2009, Kilde: Statnett

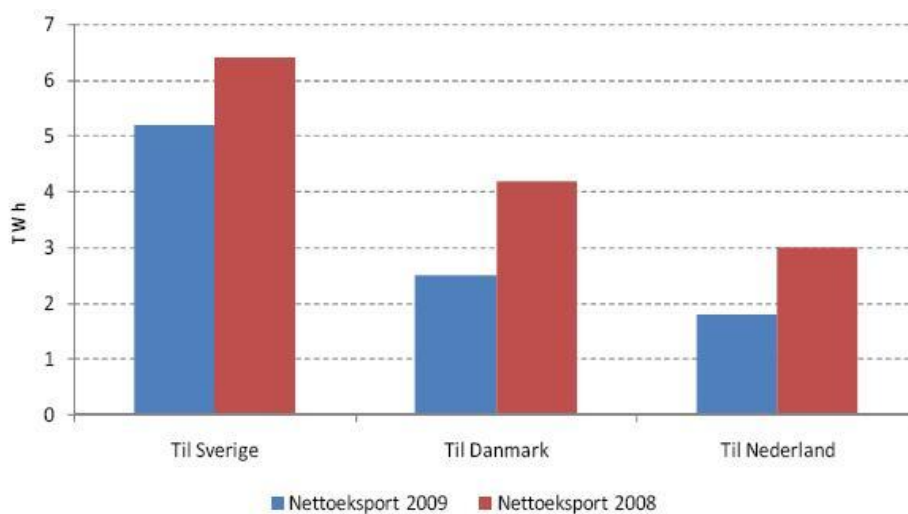
### Gasspriser

Figur 11 som ble brukt til å illustrere sammenhengen mellom kullpriser og prisen i Nord Pool området viser også at marginalkostnaden for gass er en bedre indikator for utviklingen i den europeiske kraftprisen, her illustrert ved EEX, enn den marginale kostnaden for kull. Det finnes flere gasskraftverk på kontinentet enn i Norden. Prisen på gass er en viktig innsatsfaktor for disse og gassprisen påvirker dermed prisen i Norden gjennom at det utveksles kraft med land utenfor Nord Pool området. En lavere gasspris betyr høyere produksjon i gasskraftverkene i Europa og dermed potensielt økt transport av kraft til Nord Pool eller lavere pris på den utvekslede kraften.



### Utteksling med land i og utenfor Norden

Når det oppstår flaskehalsar på bakgrunn av manglende kapasitet i overføringskablene mellom prisområdene kan det ha en stor innvirkning på prisen i de ulike områdene med høy pris i områder med kraftunderskudd. Videre er det nordiske markedet koblet til det europeiske med en rekke overføringskabler. Generelt flyter billig termisk kraft nordover på nattid og vannkraft sørover på dagtid og fører til en utjevning av kraftprisen mellom Norden og Europa. Gjennom kraftoverføringene kan dermed den europeiske kraftprisen få stor påvirkning på kraftprisen innad i Nord Pool. Begrensninger på denne kraftflyten vil igjen føre til større forskjeller enn i en situasjon uten begrensninger. Figur 12 viser nettoeksport ut av Norge i 2009 sammenlignet med 2008.



Figur 12 Nettoeksport ut av Norge 2008 og 2009, Kilde: Nord Pool



## 4. Teoretisk rammeverk

### 4.1 Strategisk atferd

Markedsmakt kan defineres som følgende:

*The term "market power" refers to the ability of a firm (or a group of firms acting jointly) to raise price above the competitive level without losing so many sales so rapidly that the price increase is unprofitable and must be rescinded (Landes & Posner, 1981).*

Den type markedsmakt som beskrives over kalles horisontal markedsmakt. Ved horisontal markedsmakt vil aktøren gjennom sin produksjonstilpasning påvirke prisen. Dumping av kraft er en strategisk handling der aktørene produserer bevisst mye i en periode for å begrense tilbudet og dermed oppnå høyere pris i en annen periode. En bekymring flere har i tilknytning til vannkraftsystemet er at en dominant produsent nettopp vil kunne utnytte sin unike fleksibilitet til å allokere produksjon på tvers av tid. Dette kan som vist av Bushnell & Wolak (2000) lede til forsterket separasjon av geografiske og midlertidig adskilte markeder. Det kan føre til en økning i prisforskjell mellom de ulike delmarkedene.

Først kan vi ta for oss en situasjon uten markedsmakt, det vil si at en produsent må ta prisen i markedet for gitt. Videre antas det at det er stor usikkerhet knyttet til prognoser om tilsig kommende høst. Den enkelte produsent vil om sommeren og tidlig høst stå ovenfor en vanskelig valgsituasjon. Skal man produsere nå, eller skal man holde tilbake vann i magasinene og heller produsere til vinteren? Risikoen ved sistnevnte alternativ er sannsynligheten for stort tilsig, noe som vil resultere i at magasinene renner over og kapasiteten man sparte om sommeren går tapt. En enhet spart om sommeren har da ingen alternativ verdi om høsten. Jo større evne til å lagre vann (magasinkapasitet), jo større mulighet har produsentene til å påvirke markedet ved å spare og flytte vann. Som vi ser har produsenten to valgmuligheter; selg nå, eller vent og risiker at man mister fremtidig salg av oppspart kvantum. Dersom prisen på sommeren og høst/vinter er like er valget enkelt, da produserer kraftleverandøren om sommeren. Dette er dog ikke tilfelle, som regel vil prisen øke betydelig om vinteren (Sørgard, 2003).

Produsentene vil være indifferente mellom å produsere på sommeren og høsten dersom forventet inntekt er lik. Forventet inntekt om sommeren er produksjon ganget med salgspris sommer ( $p_1$ ). Forventet verdi om høsten er en funksjon av sannsynligheten for at vannet ikke renner over ( $s$ ), prisen på høsten ( $p_2$ ) og produksjon  $Q$ .

Den enkelte produsent er indifferent mellom å produsere på sommeren og høsten når:

$$Q * P1 = s * Q * P2.$$

Så lenge det er ubalanse mellom produksjon i sommermånedene og forventet verdi til høsten vil produsenter finne det lønnsomt å flytte vann mellom de to periodene. Dette vil skje helt til likheten holder. Følgelig vil betingelsen holde når det er likevekt i markedet. Høy produksjon om sommeren kan således være et resultat av risikoen knyttet til å miste vannet på høsten, mer enn strategisk dumping. I likevekt vil da prisen om sommeren være lavere enn prisen om høsten grunnet usikkerhet.

Vi vil nå se på hvordan tilpasningen endrer seg dersom en aktør har markedsmakt. Er det mulig at aktøren nå vil dumpe vann om sommeren for selv å oppnå en høyere pris om vinteren? Produsenten vil ønske å holde igjen mer vann i første periode hvis gevinsten i første periode er større enn det eventuelle tapet i andre periode. Dette avhenger av helningen på etterspørselskurvene, altså etterspørselastisiteten. En direkte effekt av å dumpe vann om sommeren vil altså være at prisen synker og gir lavere inntekt på alle solgte enheter om sommeren. Monopolisten bidrar gjennom "dumping" til å ødelegge for seg selv på kort sikt. For at det skal være lønnsomt å dumpe kraft om sommeren må produsenten kompenseres med tilsvarende økning i inntekt gjennom vinterhalvåret. Dette inntreffer kun dersom etterspørselastisiteten er lik eller mer elastisk om høsten. Ved lik etterspørselastisitet vil tilpasningen faktisk bli den samme som i tilfellet uten markedsmakt,  $Q * P1 = s * Q * P2$ . En krone tapt om sommeren tilsvarer en krone ekstra tjent ved senere produksjon. Det avgjørende elementet blir igjen forventning til tilsig ( $s$ ) og følgelig det enkelte kraftverks magasinkapasitet (evne til å lagre vann). Statkraft, som er den største aktøren, har også i større grad flerårsmagasiner enn de andre vannkraftprodusentene i Norge.

På motsatt side kunne det hende at produsentene vil spille på det faktum at magasinene kan renne over om vinteren hvis fyllingsgraden er for høy ved inngangen til perioden. Tross dette ligger det trolig ikke i bedriftens interesse å holde tilbake produksjon på sommeren. Dette fordi produsenten i tilfeller ved lite tilsig vil sitte igjen med relativt mer kraft, noe som bidrar til å dempe prisen. Kun i tilfeller hvor magasinet allikevel renner over, er det rasjonelt å holde tilbake produksjon på sommeren. Konklusjonen man kan trekke av dette er at det er vanskelig å forutsi atferden til den enkelte produsent med markedsmakt.

Det finnes altså forskjellige faktorer som trekker i ulike retninger. Hvilke krefter som på det gjeldende tidspunkt er bindene for produsentens vannverdiregning er vanskelig å si, da dette beror på aktørens subjektive fortolkninger av sannsynligheter.

## 4.2 Residualetterspørselen

Den residuale etterspørselskurven danner et godt grunnlag for å vurdere en aktørs muligheter og incentiver til å uttøve markedsrett. Residualetterspørselen kan defineres som den etterspørselen en enkeltaktør møter i markedet og er lik den totale etterspørselen i markedet fratrukket tilbudet fra andre produsenter. (Econ Pöyry, 2004) Elastisiteten til residualetterspørselen vil således synliggjøre hvordan markedet responderer på den enkelte aktørs strategiske tilpasning. Econ Pöyry trekker i sin studie frem følgende drivkrefter som påvirker residualetterspørselen i kraftmarkedet:

- Elastisiteten i markedsetterspørselen
- Aktørens grensekostnad
- Kapasitetsutnyttelsen
- Flaskehals i overføringsnett
- Spillsituasjonen
- Etableringsmuligheter

I Norge dekker vi en høy andel av vårt energibehov gjennom elektrisk kraft. Kraftforbruket per innbygger er rundt ti ganger større enn verdensgjennomsnittet (SSB, 2009). Det skyldes bl.a. mye kraftintensiv industri, og at elektrisitet er en mer vanlig oppvarmingskilde i Norden enn i andre land.

Etterspørselsmønsteret i husholdningene varierer mellom de ulike tidene på døgnet og mellom årstidene. Døgnmessige variasjoner er et direkte resultat av aktivitetsnivået, der etterspørselen er størst på dagtid. Videre vil etterspørselen etter kraft nå toppen på vinteren hvor behovet for oppvarming er størst. I industrien og ellers i samfunnet avledes etterspørselen av det økonomiske aktivitetsnivået. Den kortsiktige elastisiteten i det nordiske markedet er beregnet til 0,23 basert på de store prisendringer fra november 2002 til mai 2003 (Von der Fehr, 2005).

Deler av etterspørselen er relativt konstant fra dag til dag, og betegnes som basisetterspørselen eller lavlast. Som nevnt over varierer også etterspørselen både i løpet av en dag og avhengig av sesong, noe som gir utslag i perioder med ekstremt høy etterspørsel. Perioder med høy etterspørsel betegnes som toppperioder eller høylast.

På kort sikt er husholdningenes etterspørsel tilnærmet priselastisk. Med dette menes det at den prosentvise endringen i forbruket på bakgrunn av en prosentvis endring i pris er svært liten. På lengre sikt vil husholdningene kunne tilpasse forbruket gjennom alternative oppvarmingskilder og energieffektiviserende tiltak. Husholdningen kan med andre ord substituere ned forbruket sitt av elektrisk kraft. Dette er definert som substitusjonseffekten til priselastisiteten. Effekten av dette er minimal, da store deler av forbruket skrives fra aktiviteter som ikke har alternative kraftkilder

som eksempel hvitevarer, belysning og elektronikk. I lys av dette kan man også konkludere med at etterspørselen er mer uelastisk under perioder med vedvarende høye kraftpriser fordi besparende tiltak allerede er initiert, og resterende forbruk er "nødvendig". Desto mer prisuelastisk etterspørselen etter kraft er, desto mer vil den motivere til utøvelse av markedsrett, alt annet like. Incentivene til å utføre markedsrett blir påvirket av andelen fri kapasitet selskapet har. Arellano (2003) kom frem til at jo mer kapasitet som er bundet opp i langsiktige kontrakter, jo mindre markedsrett utføres i spotmarkedet fordi incentivene til selskapet endrer seg.

Husholdningene faktureres ikke realtidspriser for sin strømbruk og motiveres derfor ikke til å tilpasse aktivitetsnivået til prisvariasjoner på døgnbasis. Konsumentene betaler en variabel pris, som er fast for et gitt tidsrom, eksempelvis en måned.

Den optimale strategien for en vannkraftprodusent som har muligheter til å utøve markedsrett, er å holde tilbake produksjon i timer med uelastisk residualetterspørsel og øke produksjonen i timer med mer elastisk residualetterspørsel. Det at residualetterspørselen gjerne er minst elastisk når produksjonen er høy (i høylast), forsterker incentivene til å utøve markedsrett på denne måten. Borenstein et. al (2000) med flere viser at høy eierkonsentrasjon i et høyprisområde, bak en potensiell flaskehals, gir incentiv til å holde tilbake produksjon for å skape flaskehals. Da holder aktøren(e) i et lavprisområde tilbake produksjon slik at overføringskapasiteten utnyttes fullt ut, men uten at det blir flaskehals. På den måten oppnår de å få samme pris i sitt område som i høyprisområdet.

### 4.3 RSI

Vanlige mål for markedsrett, som for eksempel Herfindal-Hirschman indeksen (HHI) som benyttes av blant annet det amerikanske konkurransetilsynet, måler selgerkonsentrasjon og ser på hvor store de ulike bedriftene i markedet er i forhold til hverandre. I mange bransjer er konsentrasjon et mål som er enkelt å observere, mens faktorer som produksjonskostnader og etterspørsel er mye vanskeligere å beregne nøyaktig. I slike tilfeller kan HHI være det beste målet for markedsrett. For kraftbransjen derimot finnes det en rekke tilgjengelige data om alt fra produksjon, kapasiteter, marginalkostnader i termiske systemer og etterspørsel slik at det kan utformes mer presise mål en HHI.

HHI gir ingen presentasjon av tilbuds- og etterspørselsetastitet, en mangel som blir overdrevet i kraftmarkedet. Videre sier selgerkonsentrasjon ikke nødvendigvis noe om den enkelte produsents mulighet for å utøve markedsrett (Sørgard, 2003). Hvis markedet er stramt med liten ledig kapasitet i forhold til etterspørsel kan selv en relativt sett liten tilbyder ha markedsrett. HHI gir dermed et lite presist uttrykk for markedsrett og på bakgrunn av disse manglene er det blitt utviklet egne indikatorer for kraftmarkedet. En av disse metodene er Residual Supply Index (RSI) som benytter seg av residual etterspørselen for å måle markedsrett. Metoden ble utviklet av California Independent System Operator (CAISO) for å overvåke markedsrett i California. I prinsippet kan metoden benyttes i alle bransjer, men siden den implisitt antar nær null prisetastitet passer den bedre for kraftmarkedet enn de fleste andre.

RSI måler i hvilken grad en aktørs tilgjengelige kapasitet er nødvendig for å dekke etterspørselen i markedet. Dersom en produsentens tilbud er nødvendig for å klarere markedet kan den øke markedsprisen ved å holde tilbake deler av sitt volum. Til forskjell fra konvensjonelle mål for markedsrett konsentrasjon så måler RSI også markedsetterspørselen for hver driftstime og gir dermed et mer dynamisk mål. Små verdier av RSI impliserer større markedsrett. RSI for selskap *i* måler prosentandelen av kapasitet som er igjen i markedet etter man har trukket fra selskap *i* sin kapasitet. RSI for den største aktøren er definert som forholdet mellom residualtilbudet og etterspørsel.

$$RSI = \frac{(Total\ tilbud - Største\ aktørs\ tilbud)}{(Total\ etterspørsel)}$$

$Total\ tilbud = Total\ tilbudt\ kapasitet + Total\ netto\ import$

$Største\ aktørs\ tilbud = Største\ selgers\ kapasitet - Største\ selgers\ kontraktsobligasjoner/ikke-regulerbar\ prod^4$

$Total\ etterspørsel = Sluttetterspørsel + reservekrav$

Man kan si det at det finnes to ulike versjoner av RSI basert på hva man bruker for total netto import i RSI-brøken. Den første formen undersøker en form for *lokal markedsrett* der man ser på muligheten for den aktuelle bedriften å øke prisen opp mot prisen i omkringliggende prissoner, men ikke over. For å kalkulere den lokale formen av RSI benytter man faktisk flyt for total netto import i RSI-brøken. Det fordi man ved eksport per definisjon er en lavprissone siden kraften flytter mot der prisen er høy.

Den andre formen er det vi kaller i vår oppgave *global markedsrett*. Man studerer da muligheten for å sette prisen høyere enn alle andre prissoner. Hvis importkapasiteten allerede er benyttet fullt ut kan en produsent som har nødvendig kapasitet for å klarere markedet teoretisk bestemme prisen. For å studere denne formen benytter man importkapasitet som total netto import i RSI brøken.

Når RSI er under 1 viser det at de andre aktørene i markedet ikke har tilstrekkelig kapasitet til å dekke markedet og at produsent *i* dermed er nødvendig. I følge Sheffrin (2002) kan RSI verdier under 1,1 indikere markedsrett og dette blir ofte brukt som en terskel-verdi. Når RSI er over 1 har en produsent ikke absolutt markedsrett til å sette prisen selskapet ønsker, men de har oligopol rett. Sheffrin foreslår at man skal akseptere at indeksen er mindre enn 1,1 i høyst 5 % av alle årets driftstimer for å gi rom for visse prissvingninger som reflekterer markedsituasjonen samt gi signaler for konservering og nye investeringer. Jo lavere RSI er desto lavere er den residuale tilbudselselastisiteten (Vassilopoulos, 2003).

Økonomisk rasjonalitet bak RSI-beregning er basert på oligopol-modeller med noen få store aktører med en viss påvirkningsgrad på prisen, hvor avgjørelsen til ett firma påvirker de andre og hvor varene som selges er homogene (Cournot konkurranse). Dette passer ganske godt til det norske/nordiske kraftmarkedet. Dersom det relevante markedet er Norden har vi noen få store aktører som Statkraft og Vaffenfall. I timer der flaskehalser gjør det relevante markedet mindre finnes Statkraft og gjerne

---

<sup>4</sup> RSI analysens formål er å måle en aktørs strategiske frihet til å utøve markedsrett gjennom å holde tilbake produksjon. I analysen ligger det en antakelse om at den enkelte aktør til en hver tid etterstreber å maksimere verdien av sin variable produksjon. Med bakgrunn i denne antakelsen betyr det at aktørene vil benytte ikke regulerbar produksjon til å opprettholde kontraktsforpliktelser så lenge dette er mulig. I noen tilfeller vil ikke-regulerbar kraftproduksjon være større enn aktørens kontraktsforpliktelser i markedet. I disse tilfellene vil det ikke være tilstrekkelig å kun ta høyde for kontraktsbundet produksjon. Her må det også justeres for den del av ikke-regulerbar kraftproduksjon som ikke benyttes til å overholde kontraktsforpliktelser. Dette gjøres ved at man i stedet for å justere for kontraktsforpliktelser justerer for ikke regulerbar kraft.



minst en regional aktør, samt en rekke mindre aktører. Statkraft er klart største aktør i alle norske prissoner. Newberry (2008) viste at i enhver periode hvor det største firmaet sitt tilbud er nødvendig for å klarere markedet vil den oppføre seg som en Cournot oligopolist. Et Cournot oligopolist firma maksimerer sin profitt ved:

$$P_i - MC_i = \frac{Q_i}{\frac{dSr(p)}{dp} - \frac{dD(p)}{dp}}$$

Hvor  $P_i$  er budprisen for  $Q_i$  tilbudte enheter og  $MC_i$  er marginalkostnaden for  $Q_i$  tilbudte enheter.  $D(p)$  er totalletterspørselen ved pris  $p$  og  $Sr$  er residual tilbudet (fra alle tilbydere bortsett fra aktør  $i$ ). Denne sammenhengen impliserer at prispåslaget (markup) er proporsjonal med tilbudt kvantum og omvendt proporsjonal med summen av residual tilbudselasticitet og absolutt etterspørselselasticitet. Kvantum vil med andre ord ha en positiv effekt på prispåslaget over marginalkostnad, mens etterspørselselasticitet og residual tilbudselasticitet vil ha en negativ effekt på prispåslaget over marginalkostnad.

#### 4.3.1 Svakheter ved RSI

Det finnes også enkelte svakheter ved RSI. Målet reflekterer ikke fullt ut de fysiske aspektene ved kraftmarkedet. Eksempelvis kan flaskehalsen innad i en prisson gi ytterligere incentiver for å utøve markedsrett. Dette vil ikke RSI fange opp. Muligheten for stilltiende samarbeid mellom flere av de største tilbyderne i markedet er det heller ikke mulig å fange opp. Et annet moment som ikke diskuteres er hvor forutsigbar markedsretten er. Dersom det finnes klare trender på hvilke timer hvor det foreligger markedsrett, legger det tilrette for strategisk tilpasning fra produsentene.

Et annet problem er at faktisk flyt i vekselstrømnettet ikke er så veldig godt korrelert med den planlagte flyten. Grunnen til dette er at Nord Pool løser en forenklet utgave av det fysiske likevektsproblemet og at strømmen uansett økonomisk verdi følger fysiske lover som Kirchoffs lov og Ohms lov. Dette gjør at det å bruke planlagt flyt istedenfor faktisk flyt muligens kunne forbedret analysen, men vi har ikke hatt data på planlagt flyt.

RSI er ingen eksakt vitenskap. Et eksempel på dette er hva som defineres som regulerbare og ikke regulerbare kraftverk. Det er et skjønnsspørsmål hva man skal bruke som definerende egenskaper. Dersom man velger brukstid er det videre et vurderingss spørsmål hvor denne grensen skal ligge. Videre vet ikke vi som står utenfor markedet alt som er verdt å vite om aktørene, og for eksempel Statkraft vet ikke alt om hvordan de andre aktørene tenker.

#### 4.4 Lerner Indeksen

At en RSI-analyse indikerer markedsrett betyr nødvendigvis ikke at produsenten evner eller har mulighet til å benytte seg av denne ved å holde tilbake volum for å øke prisen. Til forskjell fra markedsrett i normal forstand vil ikke markedsrett i et hydrobasert kraftmarked komme til uttrykk ved å tilby lavere kvantum til høyere pris, men ved å holde igjen vann i høylast (med lavere priselastisitet) for å øke prisen for deretter å produsere det i lavlast (med høyere priselastisitet) med mindre utslag på prisen. Samlet tilbud blir med andre ord uendret, ulikt fra andre bransjer.

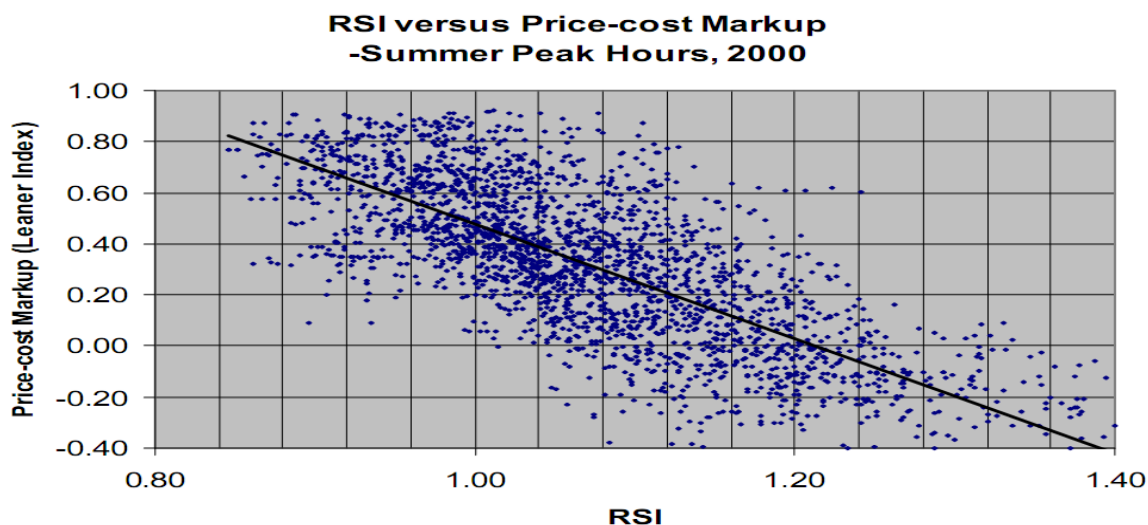
Neste steg vil være å måle om markedsretten faktisk også blir utøvd i markedet. Differansen mellom markedsprisen og grensekostnaden er den mest direkte metoden for å måle om markedsrett har blitt brukt. En slik indikator kan være en god start for å undersøke om det finnes aktører som utøver markedsrett. Dette er også hensiktsmessig i vår studie, der vi har begrenset med tid og ressurser. Vi vil benytte Lerner Indeksen som måler prispåslaget over marginalkostnad dividert på prisen:

$$L = \frac{(P - MC_i)}{P}$$

Lerner Indeksen måler avvik mellom markedsprisen og den marginale produksjonskostnaden. Ideen er at ved perfekt frikonkurrans vil prisen være lik grensekostnaden. Verdien på L vil vanligvis ligge mellom 0 og 1. En L på 0 betyr da at vi ligger på frikonkurransløsningen der pris er lik grensekostnaden. En L på 0,5 betyr at markedsprisen er dobbelt så stor som grensekostnaden mens 1 betyr at grensekostnaden er en forsvinnende liten del av markedsprisen. Kraftmarkedet skiller seg ut her ved at man ofte produserer til priser under "marginalkostnaden" enten fordi man som vannkraftverk er nødt til å produsere pga begrenset regulerbarhet (og man ønsker å unngå spill av vann) eller fordi det vil koste mer å skru av og på et termisk kraftverk enn å produsere noen timer under marginalkostnaden. Vi opplever derfor negative verdier som man ikke opplever i andre markeder. Avvik fra frikonkurranspris betyr ikke nødvendigvis at markedsrett blir benyttet, det kan også skyldes et ineffektivt marked på grunn av for eksempel reguleringer eller markedsdesign. Videre kan forskjeller også skyldes at markedet er nær kapasitetsgrensen og at prisen i markedet er knapphetspriser.

Undersøkelser gjort av CAISO basert på data fra juli- september 2000 viser en høy grad av korrelasjon mellom LI og RSI (Sheffrin, 2002). Det var en klar negativ korrelasjon slik at jo lavere RSI, jo var høyere var marginen og prisen for de tilbydene aktørene. Det vil si at aktørene utnyttet sin markedsrett i denne perioden. Videre viste undersøkelsene at når LI var null, noe som tilsvarer en

frikonkurransesituasjon, var RSI rundt 1,2. Dette vil si at en RSI på 1,1 samsvarer med en positiv margin og støtter Sheffrins forslag om en terskelgrense på 1,1.



Figur 13 Korrelasjonen mellom RSI og LI i California sommer 2000, kilde: *Predicting Market Power Using the Residual Supply Index*, California ISO

Undersøkelser av RSI i fire ulike europeiske kraftmarkeder (Tyskland, Storbritannia, Spania og Nederland) utført av London Economics i 2007 basert på data fra 2003-2005 viser liknende korrelasjon mellom RSI og LI (London Economics, 2007). De utførte en regresjon hvor de estimerte påvirkningen av RSI på marginene og inkluderte en mengde forklaringsvariabler. Resultatet viste at RSI hadde en signifikant påvirkning på prisene for nesten alle bedriftene som ble undersøkt i alle de fire markedene. Resultatet holdt seg også når det ble justert for en rekke faktorer som modellspesifikasjoner, endringer i antakelser bak den statistiske modellen samt inkludering av andre forklaringsvariabler som knapphet, år, sesongvariasjon og ulikhet mellom modellert og faktisk produksjon fra gass- og kullkraftverk. Resultatet er konsistent med hypotesen om at lavere RSI gir større markedsrett som fører til høyere priser, men er ikke nødvendigvis et bevis.

Et problem med å utarbeide LI i forbindelse med det norske kraftmarkedet er problemene med å beregne marginalkostnader for et vannkraftverk med magasin. Som nevnt er det alternativkostnaden ved å produsere som er den beslutningsrelevante kostnaden. Det finnes ulike tilnærminger for å beregne marginalkostnad. Econ Pöyry valgte å bruke markedsprisene i lavlast som et estimat på alternativkostnad (Econ Pöyry, 2004). Metoden deres var å bruke et gjennomsnitt av de 6 timene i løpet av døgnet med lavest pris som et estimat på marginalkostnad det døgnet. Hvis konkurrentene er pristakere vil elasticiteten i residualterspørselen være høy i timer med lav last, og økt produksjon vil dermed ikke gi store utslag i prisen. Vann som spares må produseres i lavlast timer hvis det skal lønne seg å spare vann. Dersom økt produksjon i en påfølgende lavlastperiode vil gi stort utslag i pris

kan vannet spares. Derfor antar Econ Pöyry at prisene i lavlast ikke avviker vesentlig fra produsentenes vannverdivurdering. I perioder der vannverdianslaget i "6-timerprisen" lå under kullkraftkostnaden ble kostnaden for et effektivt kullkraftverk benyttet istedenfor markedsprisen for å unngå et for lavt anslag for marginalkostnaden som følge av veldig lav pris i våte perioder med lav last. Et problem er at den faktiske alternativkostnaden kan variere veldig.

En annen tilnærming er å benytte seg av prisen på terminkontrakter da de eksplisitt uttrykker markedets forventninger om fremtidige priser. Undersøkelser viser at informasjonen som ligger i forwardkurven kan gi bedre informasjon om fremtidige priser enn kompleks dynamisk programmering i forhold til spotprisen (Bjerksund, Myksvoll, & Stensland, 2008)<sup>5</sup>. Slik sett skal den gi et godt anslag på alternativkostnaden ved å produsere i framtiden istedenfor i dag på et aggregert nivå. I realiteten blir vannverdien anslått ved hjelp av en rekke optimaliseringsteknikker for alle anlegg over en viss størrelse og vannverdien kan variere veldig mellom ulike størrelser på magasin, produksjonskapasitet, forventet innsig og så videre. Men når vi skal se på aggregert nivå så forsvinner mange av disse forskjellene og vi kan gå ut ifra én vannverdi for markedet under ett.

Problemet med å benytte seg av terminkontrakter er å bestemme seg for hvilken periodes terminpris som skal benyttes. I hvor lang tid vil en produsent spare på vannet før den produserer dersom den bestemmer seg for å ikke produsere i dag? Dette er selvsagt noe som varierer veldig fra kraftverk til kraftverk i forhold til magasinkapasiteten og produksjonskapasiteten. Terminpriser noteres for perioder fra neste dag til fire år frem i tid. Hvis man velger en terminkontrakt med lang kontraktsperiode dukker også problemet med hvilken diskonteringsrente man skal velge.

Vi velger å se på ukeskontrakter for 2 uker frem. Det vil si at det på mandag er prisen på kraft for uken som starter om 14 dager og det på en fredag er prisen 10 dager frem i tid. Grunnen for dette er at vi etter samtale med Jørgen Huseklepp i Viz Risk Management ble fortalt at mellom 1 og 2 uker frem i tid er en akseptabel tilnærming for tidshorisontem man gjør produktbeslutninger på aggregert nivå. Dataene for terminkontrakter har vi mottatt av Nord Pool. Terminkontraktene er oppgitt i Euro. Vi har omgjort kontraktene til NOK ved å benytte vekslingskursen hentet fra Norges Bank for den

---

<sup>5</sup> Denne undersøkelsen var basert på å optimalisere en fleksibel kontrakt hvor målet var å velge de 1667 timene med høyest pris i den studerte tidsperioden (1997 til 2001). De konstruerte en forwardkurve basert på tilgjengelig markedsinformasjon som ble justert i forhold til historiske prisdata for å inkludere informasjon om variasjonen intradag/intrauke som ikke finnes i forwardkurven. Resultatet var at optimalisering basert på informasjon fra forwardkurven genererte den mest stabile og høyeste meravkastningen. Konklusjonen deres er at mesteparten av informasjonen som markedsaktørene bruker stor energi på å modellere som fyllingsgrader, forventet innsig, vær, temperatur og liknende, allerede ligger innbakt i forward kurven.

respektive dagen. For dager hvor det ikke har vært handel i terminkontrakter som helger og helligdager har vi brukt prisen for siste dag med handel.

Et problem med å benytte terminkontrakter er at det er en pris for hele dagen og ikke lavlast. Den gir dermed et for høyt estimat i forhold til alternativkostnaden. Et annet problem ved å benytte seg av terminkontrakter er at det underliggende er systemprisen ved Nord Pool. Det er altså systemprisen på Nord Pool og forventningene om denne som påvirker prisen. Slik sett er det ikke direkte alternativkostnaden ved å selge i eksempelvis NO1 som reflekteres

På bakgrunn av problemene knyttet til å bruke terminpriser har vi valgt å benytte gjennomsnittspris for lavlasttimene som et estimat på marginalkostnaden til vannkraftverkene. Vi har her definert lavlasttimene som intervallet 24.00 – 06.00. Bakgrunnen for dette er at vann som spares må produseres i lavlast timer hvis det skal lønne seg å spare vann. Lavlasttimene gir et lavere estimat enn terminprisen og kanskje et mer realistisk estimat. Her har vi også brukt systemprisen når vi har analysert hele Norge og prisen i NO1 når vi studerer NO1.

## 4.5 Stilltiende samarbeid

Kraftprodusentene står ovenfor det som i teorien defineres som fangens dilemma. Effekten av produsentenes strategiske valg kan illustreres gjennom en modell med to aktører, der begge byr inn sin tilbudskurve uvitende om den andre aktørs tilpasning. Med to produsenter i markedet finnes det fire mulige utfall<sup>6</sup>:

- 1) Begge produsenter holder tilbake produksjon (lavlast)
- 2) Begge produsenter produserer maks (høylast)
- 3) Produsent A holder tilbake produksjon, produsent B produserer maks
- 4) Produsent B holder tilbake produksjon, produsent A produserer maks

		Produsent B	Produsent B
		Høylast	Lavlast
Produsent A	Høylast	20,20	70,10
Produsent A	Lavlast	10,70	50,50

Som alltid ved fangens dilemma er det en dominant strategi. Nash-likevekten er gitt ved at begge produsentene holder høy produksjon. Ved denne tilpasningen angrer man ikke eget valg når motpartens trekk offentliggjøres. Dette er dog ingen optimal løsning, da partene ved å binde seg til lav produksjon kan øke payoff fra 20 til 50. Totalt produsentoverskudd i markedet øker fra 40 til 100. Som vi ser er produsentene tjent med å få til et samarbeid. I et lite, klart avgrenset marked med få og stabile aktører kan bedriftene se seg tjent med å ikke utfordre hverandre, fordi det i neste omgang kan utløse gjengjeldelse og priskrig (Tønnesen, 2005). Den enkelte aktør tar innover seg at egne handlinger påvirker konkurrenten, og gjennom denne risikoen for at konkurrenter svarer med samme atferd. Kraftprisen er direkte avhengig av tilbudet produsentene byr inn. Som beskrevet under prisdannelse har produsentenes tilbud av kraft stor innvirkning på prisen i markedet. I timer hvor tilbudet relativt til etterspørsel er lav vil det gi utslag høye priser. Dette er noe alle aktører er klar over og ønsker å benytte seg av. Konkurransedempende samarbeid fører til et samfunnsøkonomisk tap, og bidrar til å overføre konsumentoverskuddet til produsentene. Konkurranseloven forbyr følgelig slikt samarbeid. Av konkurranseloven § 3-1 følger det at;

“To eller flere ervervsdrivende må ikke for salg av varer eller tjenester ved avtale, samordnet praksis eller på annen måte som er egnet til å påvirke konkurransen, fastsette eller søke å påvirke priser, avanser eller rabatter ...”

---

<sup>6</sup> Modellen tar ikke hensyn til at produsentene må ha timer hvor de har høy produksjon, dette for å begrense tilbudet. Eneste implikasjon her vil være at produsentene også må samkjøre timene hvor det dumpes kraft. Tallene er fiktive og kun en illustrasjon ment å vise konsekvensene av ulike strategiske handlinger.

Selv om stilltiende samarbeid er forbudt, er det en kjent sak at det forekommer det. Følgende faktorer påvirker bedriftenes motivasjon til å innlede og effekten av et vedvarende stilltiende samarbeid.

*Periodelengden* sier noe om hyppigheten av hvor ofte aktørene møtes i markedet. Ved lange periodelengder vil avvik fra samarbeid være mer lønnsomt, siden det tar lengre tid før samarbeidspartneren kan respondere på avvik fra samarbeid. I kraftmarkedet er det ekstremt korte periodelenge. Når en aktør byr inn en tilbudskurve binder han seg kun et døgn frem i tid. Aktørene møtes daglig på kraftbørsen og kan lett tilpasse seg. Dette taler for at et samarbeid kan lettere kan innledes.

Effektiviteten av et eventuelt samarbeid er også avhengig av aktørenes *tålmodighet*. Med *tålmodighet* mener man den enkelte aktørs prioritering av profitt i dag versus profitt i fremtiden. Eksempelvis vil selskaper med lav egenkapitalandel relativt til gjeld hele veien være avhengig av å hente inn frisk kapital, og jager gjerne mer kortsiktig profitt i markedet. Eierstruktur vil også påvirke tidshorizonten til bedriften, en privat aksjonær vil tradisjonelt stille større krav til profittmaksimering og avkastning på kort sikt enn offentlige eiere, som har en mer forvaltende rolle med lengre tidshorizont. Aktørene i kraftmarkedet er store industriforetak med høy andel eierinteresser fra kommuner og stat, noe som taler for at bransjen som sådan er tålmodig.

Videre sier teorien at incentivet for samarbeid øker med grad av *konkurranse i næringen*. Desto større forskjellen mellom profitt ved samarbeid og konkurranse er, desto hardere vil straffen bli dersom man bryter ut av samarbeidet. I kraftmarkedet er konkurransen som nevnt tidligere svært intens da det selges homogene produkter med svært lav marginal produksjonskostnad.

Alt annet like vil det i konsentrerte næringer være lettere å få til et samarbeid. Færre parter skal involveres og det er lettere å administrere samarbeidet. Faren for avvik fra samarbeid vil også øke med antall deltakere i "alliansen", noe som gjør det vanskelig med samarbeid i spredte næringer. I kraftmarkedet er det mange aktører, men man har noen få dominerende aktører. Her vil det være naturlig at et eventuelt samarbeid innledes av markedsledere. Et annet argument som taler for at det er at det ligger til rette for samarbeid er tilstedeværelsen av krysseierskap. Dette fungerer som direkte kanaler som kan fasilitere samarbeid.

I sin analyse av konkurransekraftene i et gitt marked trekker Porter frem at en bransje ikke kan være mer lønnsom enn hva etableringsbarrierene tillater (Porter, 2008). I det øyeblikket lønnsomheten til bransjen overstiger etableringskostnaden, vil nye aktører finne det lønnsomt å etablere seg og ødelegge grunnlaget for et eventuelt samarbeid. Kraftbransjen er regulert gjennom konsesjoner

utstedt fra myndighetene, og således beskyttet fra nyetableringer. Dette taler for at et samarbeid kan være lønnsomt.

Kraftbransjen er som vi ser svært utsatt for samarbeid grunnet sin karakteristikk. I tillegg til punktene nevnt over, er bransjen også vanskelig å analysere for konkurransemyndighetene. Utover aktørenes egne handlinger er inntjening og kostnadsbilde avhengig av flere eksogene faktorer de selv ikke kan råde over. Å gi et tilfredsstillende estimat på effekten av vær, usikkerhet og andre eksogene faktorer er tilnærmet umulig. På grunn av disse eksogene faktorene har aktørene stort handlerom for strategiske valg, uten at konkurransemyndighetene kan peke på at intensjonen bak en gitt handling skyldes konkurransedempende samarbeid.

Vi ønsker å illustrere effekten av stilltiende samarbeid i vår oppgave. Som utgangspunkt for analysen har vi sett på Statkrafts finansielle eierandeler og undersøkt konsekvensen av at Statkraft gjennom samarbeid får styre produksjon iht. til eierandelene sine. Statkraft har et ytterligere incentiv til å øke prisene i markedet da de tjener på det både direkte og indirekte gjennom sine eierandeler. I studiene av tallene funnet for Lerner Indeksen vil vi også se på om vi finner tendenser til stilltiende samarbeid.

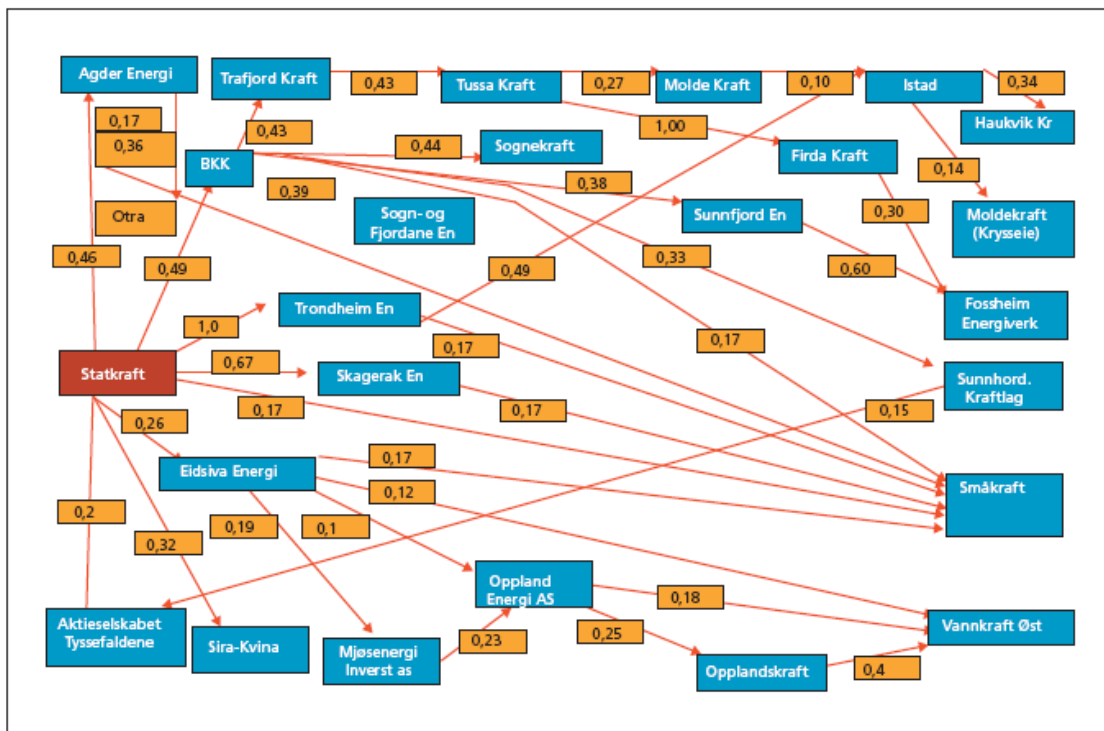


## 5. Eierskapsjusteringer

### 5.1 NVE s kraftdatabase

NVE kraftdatabase gir informasjon om alle vannkraftverk i Norge oppdatert per 01.01.09. I datasettet til NVE finnes det informasjon om navn, hvorvidt kraftverket er regulerbart, gjennomsnittlig årsproduksjon (GWh/år), maks ytelse (MW), eierskapsinfo samt informasjon om hvor kraftverket befinner seg. Vi har i vår oppgave valgt å se bort fra såkalte mikrokraftverk, altså vannkraftverk med maks ytelse under 1MW. Vi går ut ifra at kapasiteten har holdt seg stabil gjennom året.

Eierskapet i det nordiske kraftmarkedet er komplisert. Et eksempel på det er figur 14 nedenfor som viser eierskapsnettverket til Statkraft i det norske markedet. Både i forhold til kraftverk og i forhold til kraftselskaper er det mye felleseierskap og kryseierskap. Kraftverk genererer elektrisitet og kraftselskaper er juridiske enheter som eier kraftverk. En rekke kraftverk eies av flere aktører og det er også en stor grad av kryseierskap og indirekte eierskap mellom de ulike kraftselskapene.



Figur 14 Statskrafts direkte og indirekte eierskap i det norske markedet, Kilde: Singh & Skjeret (2006): Ownership relations and cooperation in the Norwegian power market

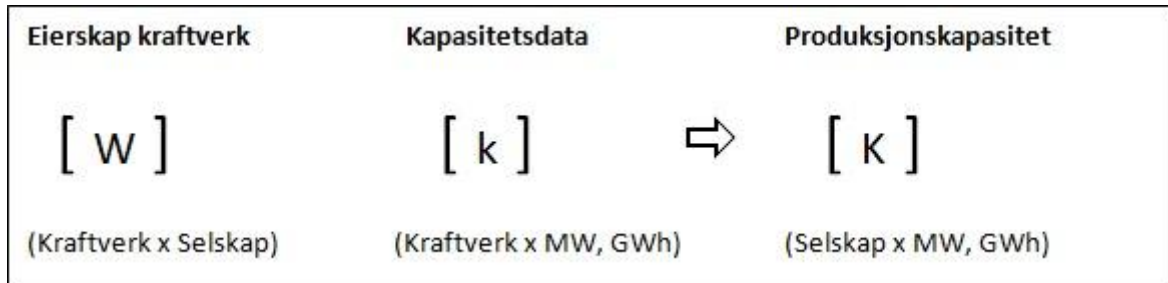
For å justere kapasitetsdataene for de enkelte kraftverk i forhold til eierskapsinformasjon, både direkte og indirekte eierskap, har vi benyttet oss av samme metode som beskrevet av Singh og Skjeret (2006) i SNF rapporten *Ownership relations and cooperation in the Norwegian power market*. Direkte eierskap vil si at selskap X eier en viss andel av selskap Y. Indirekte eierskap oppstår når selskap Y også eier en andel av selskap Z og skaper dermed et indirekte eierskapsforhold mellom X og Z.

Sing og Skjeret justerte produksjonskapasitet i forhold til finansielt eierskap, men de forsøkte også å justere kapasiteten i forhold til kontroll over selskaper ved to ulike måter å simulere avstemningsprosesser i de respektive selskapene på. Både direkte og indirekte eierskap impliserer en reallokering av kontroll av produksjonskapasitet. Dersom selskap X eier 33 % av selskap Z gjennom direkte og indirekte eierskap vil da 33 % av selskap Z sin produksjonskapasitet tilfalle selskap X. Vi velger kun å forholde oss til finansielt eierskap for å forenkle da det er en RSI-analyse som er hovedfokuset i vår utgreiing. I Singh og Skjeret sin rapport førte simulering av avstemningsprosesser til at de store selskapene kontrollerte mer produksjonskapasitet enn ved å justere kun for eierskap. Slik blir justering for finansielt eierskap et nedre intervall.

Et problem i forhold til en slik fordeling av produksjonskapasitet i forhold til eierskap er at selv om Statkraft har eierandeler i BKK så tar BKK selvstendige produksjonsbeslutninger og Statkraft har ingen innvirkning på daglig drift utover det som blir bestemt i styremøter. Samtidig øker incentivene til Statkraft for å øke kraftprisene ved økt eierskap i andre kraftselskaper. Hvis Statkraft kan øke kraftprisen for alle aktørene i markedet ved å holde tilbake produksjon vil de både tjene på dette direkte og indirekte gjennom at inntjening i selskaper hvor de er deleier øker. Derfor er det interessant å se nærmere på dette.

## 5.2 Distribuering av produksjonskapasitet

I trinn 1 av justeringen regnes produksjonskapasiteten som direkte kontrollers av hvert enkelt selskap ut. Figur 15 illustrerer utregningene som gjøres i trinn 1.



Figur 15 Skjematisk fremstilling av trinn 1

For alle kraftverk ganges informasjonen om eierskapet i kraftverket opp med kapasiteten og vi får samlet kapasitet som hvert enkelt selskap kontrollerer.

### Eksempel 1: Produksjonskapasitet

For å illustrere trinn 1 forestiller vi oss en situasjon med 3 ulike selskaper *a*, *b* og *c* samt fire kraftverk 1, 2, 3 og 4. Videre antar vi at firma *a* eier 100 % av kraftverk 1 og 2 samt 25 % av kraftverk 3. Det resterende er eid av selskap *b* mens *c* ikke eier noe kapasitet. Det finnes heller ingen direkte eller indirekte eierskap på tvers av selskapene. Videre har alle kraftverkene en produksjonskapasitet på 10 MW. En oppsummering av informasjonen er gitt ved tabell X,X under

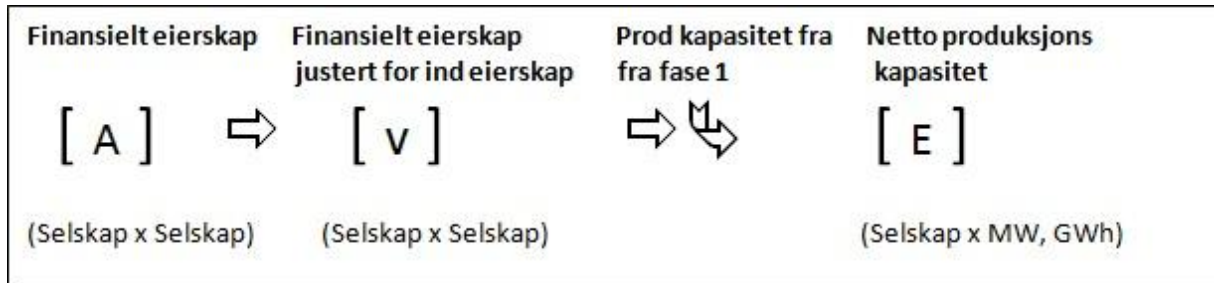
	Selskap			Kapasitet
	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>	<i>MW</i>
<b>Kraftverk 1</b>	1	0	0	10
<b>Kraftverk 2</b>	1	0	0	10
<b>Kraftverk 3</b>	0,25	0,75	0	10
<b>Kraftverk 4</b>	0	1	0	10

Av kraftverk 3 blir 2,5 MW tildelt selskap *a* samt 7,5 MW tildelt selskap *b*. I tillegg får selskap *a* 10 MW fra kraftverk 1 og 2 og kontrollerer dermed 22,5 MW. Selskap *b* får tildelt 10 MW fra kraftverk 4 og kontrollerer 17,5 MW. For informasjon om matrisen se appendiks 1.

Selskap	Kapasitet
<b>a</b>	22,5 MW
<b>b</b>	17,5 MW
<b>c</b>	0 MW

### 5.3 Justering for indirekte eierskap

I trinn 2 blir produksjonskapasiteten som er kontrollert av hvert enkelt selskap justert for direkte og indirekte eierskap mellom selskapene. En skjematisk oversikt over prosessen vises i figur 16 under



Figur 16 Skjematisk fremstilling av fase 2

#### Eksempel 2: Direkte og indirekte finansielt eierskap

La oss se på et eksempel hvor vi både har direkte og indirekte eierskap samt krysseierskap for å illustrere justeringene. Selskap *b* er nå heleid av de andre selskapene i bransjen, i tillegg til at selskap *b* eier halvparten av selskap *c*. Resten er som i eksempel 1. Tabellen under gir en oversikt over eierskapet i bransjen:

Selskap	a	b	c
a	0	0,5	0
b	0	0	0,5
c	0	0,5	0

Vi må nå ta høyde for hvordan både det direkte og indirekte eierskapet påvirker fordelingen av kapasiteten fra de fire kraftverkene i bransjen. Selskap *b* er nå heleid av de andre selskapene i bransjen (50 % eid av *a* og 50 % eid av *c*). Dette fører til at selskap *b* ikke kontrollerer noe kapasitet selv.

Det første vi må gjøre er å regne ut kapasiteten som blir kontrollert på bakgrunn av finansielt eierskap. Selskap *a* kontrollerer direkte halvparten av *b* sin kapasitet, men siden de også eier halvparten av *c* blir tildelt 66,67 % av *b* sin kapasitet på 17,5 MW mens *c* får 33,33 % av *b* sin kapasitet. I tillegg kontrollerer *a* selv 22,5 MW på vegne av sine eksterne eiere.

<b>Selskap</b>	<b>Kapasitet</b>
<b>a</b>	34,17
<b>b</b>	0 MW
<b>c</b>	5,83 MW

Eksemplene illustrerer hvor stor effekt eierskap kan ha på fordelingen av produksjonskapasitet i kraftmarkedet. Eksempelet viser hvordan oppkjøp i ett selskap gjennom både indirekte og direkte effekter gir en stor overføring av kapasitet. Mer informasjon om eksempelet inkludert matriser som blir benyttet og flere eksempler finnes i appendiks 1.



## 6. Analyse

Vi har i vår utredning valgt å benytte en utforskende case studie som forskningsdesign. Robson (2002) har følgende definisjon av en case studie:

“A casestudy is a strategy for doing research which involves an empirical investigation of a particular contemporary phenomenon within its real life context using mutiple sources of evidence.”

Ved hjelp av økonomisk teori har vi gjort en empirisk analyse av engrosmarkedet for kraft gjennom året 2009. Vi har i hovedsak basert analysen på data som er offentlig tilgjengelig gjennom Nordpool, NVE og Statnett sine databaser. For selskapsrelaterte spørsmål har vi så langt det er mulig forholdt oss til årsrapporter som igjen er revidert og kontrollert av autoriserte revisorer, data fra offentlige instanser og regnskapsdata fra Ravn foretaksinformasjon.

For å sikre kvaliteten ved en studie er det viktig å sikre kvaliteten på data benyttet i analysen, og forsikre seg om data fortolkes på en riktig måte med hensyn til studiens problemstilling. I en kvantitativ studie handler validitet om hvorvidt funnene man har gjort virkelig er et resultat av det man måler. Med dette menes det om det faktisk finnes et kausalt forhold mellom de to variablene man måler. Et eksempel på dette i vår studie er hvorvidt det finnes en kausal sammenheng mellom markedsmakt og prissvinginger. Validiteten er ekstra vanskelig å sikre i situasjoner som denne hvor svingningene er et resultat av flere faktorer. Videre sier reliabilitet noe om hvor pålitelig datainnsamling er, altså kvaliteten på kildene. Reliabilitet omfatter også at man benytter data som er passende for og beskriver det aktuelle forskningsspørsmålet.

Vi mener at validitet og reliabilitet er godt ivaretatt i vår studie. Det er stor åpenhet rundt kraftmarkedet i Norden og vi har i all hovedsak benyttet pålitelig offentlig tilgjengelig informasjon. Spesielt viktig har dette vært i prosessen hvor vi har sett på eierskap og produksjonskapasitet til de enkelte aktørene, som er sensitivt for analysens utfall. Dette er felt hvor aktørene selv har insentiver til å presentere data med det formål å bedre finansiell eller strategisk posisjon. Vi har også hatt korrespondanse med fagpersoner i bransjen til å veilede oss på hvilke data vi skal benytte i analysen.

Ekstern validitet, også kalt generaliserbarhet, referer til hvorvidt studiens funn er gjeldende utenfor analysefeltet. I vårt tilfelle vil det si hvorvidt funn i det norske kraftmarkedet kan forklare aktivitet i andre kraftmarkeder og viktigst om situasjonen i 2009 er representativt for fremtidige år. Vi vil komme tilbake til generaliserbarhet i analysedelen.

## 6.1 Beskrivelse av data benyttet i analyse

### Etterspørsel

For å utlede etterspørselen har vi benyttet totalforbruk oppgitt i MWh. Dette er primærdata vi har mottatt fra rådgivningsselskapet Energy Creative (EC) Group som igjen har fått disse data fra Nord Pool. Datafilen inneholder data for hver time for alle dager i 2009. Vi har også benyttet samme kilde til å finne nettoutveksling mellom Norge og andre land for hver enkelt time i 2009.

### Reservekrav

Krav til reservekapasitet som ikke kan selges i markedet er basert på et estimat vi har gjort. Estimaten utgjør en prosentsats av dagens produksjon. Reservekravet er et absolutt krav for å sikre at kraftsystemet fortsatt vil fungere tilfredsstillende selv om et kraftverk plutselig skulle falle bort, uavhengig av årsaken. Statnett har et selvpålagt krav om at 2.000 MW skal være tilgjengelig i kraftmarkedet til en hver tid. Av dette går 1.200 MW til å dekke effektbortfallet fra den største enkeltfeilen i det norske kraftsystemet, og 800 MW går til å dekke ubalanser som oppstår når forbruket er blitt større enn prognosert dagen før driftsdøgnet. Ved normale omstendigheter vil minst 600-800 MW av de 2.000 MW-ene være tilgjengelig for produksjon. På bakgrunn av dette har vi valgt en prosentsats på 4 prosent av produksjonskapasitet i markedet, noe som resulterer i 1.236 MW i reservekraft som ikke er tilgjengelig i markedet. Det vil i følge Idar Gimmestad i Statnett være tilstrekkelig ved normale situasjoner.

### Produksjonskapasitet i markedet

Samlet kapasitet i det norske kraftmarkedet har vi anslått basert på data vi har mottatt fra NVE på varmekraftverk, vindkraftverk og vannkraftverk i Norge. Ved hjelp av disse dataene kom vi frem til at det i Norge finnes kapasitet innen vannkraft på 29.273 MW, mens kapasiteten i varmekraft og vindkraft er henholdsvis 1.199 MW og 429 MW. Vi har benyttet tall for inngangen av 2009. Vi har forenklet analysen ved å anta at kapasitet har vært lik gjennom hele året.

Sum kapasitet vannkraft	29273 MW
Sum kapasitet varmekraft	1199 MW
Sum kapasitet vindkraft	429 MW
Sum	30901 MW



## Netto utveksling

Data for netto utveksling, altså hvorvidt det er import eller eksport av kraft, har vi mottatt av EC Group. I dataene er det oppgitt utvekslinger mellom de ulike prissonene og også mellom land i Nord Pool og land utenfor for hver time. Når vi har sett på importkapasitet har vi benyttet timen i løpet av den aktuelle perioden hvor importen har vært høyest.

Det var i 2009 ingen periode enkelttime hvor faktisk eksport var i nærheten av kapasiteten ved inntakt nett og vi bruker derfor den høyeste timen i løpet av året som en realistisk kapasitetsgrense for året da produsentene er klar over at kapasiteten ikke vil være under kapasiteten ved inntakt nett. De gjeldene kapasitetene ble 4.082 MW ut av Norge til nabolandene, mens kapasiteten ut av henholdsvis NO1, NO2 og NO3 var 7.127 MW, 1.087 MW og 454 MW. Før 13. april var kapasiteten ut av det som da var NO 1.717 MW.

## Produksjonskapasitet Statkraft

Figur 17 er hentet ut fra Statkrafts årsrapport for 2009. Vi har benyttet tabellen til å finne Statkrafts produksjonskapasitet innen vind, gass, fjernvarme og bioenergi i Norge. Vind er ikke regulerbart og eierandel spiller for analyseformål en mindre rolle. Videre utgjør regulerbar del av gass og fjernvarme en ubetydelig del, så også her har vi valgt å benytte data Statkraft har oppgitt.

	Småkraft		Vann		Vind		Gass		Solkraft		Fjernvarme og bio		Sum	
	Antall	Installert effekt	Antall	Installert effekt	Antall	Installert effekt	Antall	Installert effekt	Antall	Installert effekt	Antall	Installert effekt	Antall	Installert effekt
Norge	19	63	141	10 482	3	245	1	210			6	337	170	11 337
Sverige			59	1 270							5	211	64	1 481
Finland			4	66									4	66
UK			3	49	1	23							4	72
Tyskland			11	262			4	1 920			2	16	17	2 198
Italia									1	3			1	3
Utenfor Europa			15	582	1	37	1	30					17	649
SUM	19	63	233	12 711	5	305	6	2 160	1	3	13	564	277	15 806

Figur 17 Statkraft sin produksjonskapasitet i ulike land for ulike produksjonsteknologier, Kilde: Statkraft

Tabellen til Statkraft sier ingen ting om hvilke kriterier som ligger til grunn for tildeling av produksjonskapasiteten. Vi har derfor kontaktet Statkraft i forhold til dette og de oppgir at de har benyttet seg av samme prinsipp som ved regnskapsmessig konsolidering. Det betyr at de i tillegg til morselskapet Statkraft AS inkluderer alle de kontrollerende eierandeler i andre selskaper. Normalt betyr det at de inkluderer aktiva hvor de besitter majoritetsposisjon og eier i intervallet 50-100 %, men ikke eierandeler under 50 %. For å ha full kontroll på dette har vi valgt å benytte tredjepartsdata fra NVE sin database som vi har bearbeidet. Her finnes en oversikt over alle vannkraftverk i Norge og

tilhørende eierandeler. Vi har tildelt kapasitet kun i tilfeller hvor Statkraft besitter det faktiske driftansvar for kraftverket.

Eksempelvis har Statkraft en eierandel på 50 prosent i Stegaros kraftverk, men sitter med 100 prosent av driftsansvaret (bestemmer over 100 prosent av vannet). Dermed har Statkraft strategisk rådighet over hele produksjonen, og får i analysen tildelt hele Stegaros sin kapasitet på 2,4 MW. Dersom Statkraft ikke har driftsansvar for et gitt kraftverket (eller hvertfall bestemmelsesrett over sin andel av vannet), har kraftverket heller ingen strategisk verdi. Riktignok vil det fortsatt gi selskapet insentiv til å øke den generelle kraftprisen i markedet. Dette fordi de vil få sin andel av et økt overskudd fra kraftverkene hvor de er deleiere, men ikke har driftsansvar. Har selskapet bestemmelsesrett over sin andel av vannet får de tildelt den respektive andelen av kapasiteten. Dette gjelder eksempelvis ved kraftverkene der Sira Kvina har driftsansvar. Disse er eid av Statkraft, Skagerak Energi, Lyse Energi og Agder Energi med eierandelen på henholdsvis 32, 15, 41 og 12 prosent. Sira Kvina sørger kun for at anleggene er produksjonsklare, mens de fire eierne selv bestemmer over hvert sitt vann, og tapper vann etter egen beslutning i proposisjon til sitt eierskap.

Skagerak Energi sine produksjonsbeslutninger blir tatt uavhengig av Statkraft, men Skagerak og Statkraft samarbeider om vannverdiberegningene som har direkte innvirkning på produksjonsbeslutningene. Det betyr i realiteten at Statkraft har stor innflytelse over Skagerak sine produksjonsbeslutninger. Vi har på bakgrunn av dette valgt å inkludere Skagerak sin produksjonskapasitet i Statkraft ved beregning av RSI. Det gjelder også Skagerak sine eierandeler i Sira Kvina opererte kraftverk.

Ved å benytte nevnte kriterier ble Statkrafts totale produksjonskapasitet fra vannkraft i Norge på 11.103 MW, hvorav Skagerak sin andel er 1.034 MW. Estimater ligger ganske tett opp mot 11.337 MW som Statkraft oppgir i sin årsrapport for 2008.

Vannkraft Statkraft	9277 MW
Vannkraft Skagerak	1034 MW
Vindkraft	245 MW
Gass	210 MW
Fjernvarme og bio	337 MW
Sum kapasitet	11103 MW

### Produksjonskapasitet E-CO

Data for produksjonskapasitet for E-CO er også basert på data mottatt fra NVE. I likhet med dataene for Statkraft sin produksjonskapasitet ble E-CO tildelt kapasitet ved de kraftverkene hvor de hadde hovedansvar for drift og dermed tar produksjonsbeslutninger. I disse kraftverkene som ikke er heleide tildelte vi kapasitet på linje med hvor stor del av driftsansvaret selskapet har og dermed hvor stor andel av vannet de kan ta produksjonsbeslutninger for. I tillegg tildelte vi kapasitetene til datterselskapene Oppland Energi og Vinstra Kraftselskap etter samme metode. Vi fant ikke noe info om andre kraftverk enn vannkraft i årsrapport og har fått bekreftet dette fra E-CO.

Ved å tildele kapasitet på denne måten har E-CO til sammen blitt tildelt en kapasitet på 2.829 MW derav 362 MW stammer fra Oppland Kraft og 308 MW fra Vinstra Kraftselskap.

Vannkraft E-CO	2159 MW
Vannkraft Oppland	362 MW
Vannkraft Vinstra	308 MW
Vindkraft	-
Gass	-
Sum kapasitet	2829 MW

### Produksjonskapasitet Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk (NTE)

Produksjonskapasiteten for NTE ble utarbeidet med samme metode som for Statkraft og E-CO. Vi benyttet bearbeidet data fra NVE for vannkraftproduksjonen og tok kontakt med NVE per e-post for å få data for vindkraft produksjonen deres. Deres samlede produksjon ble da som følger:

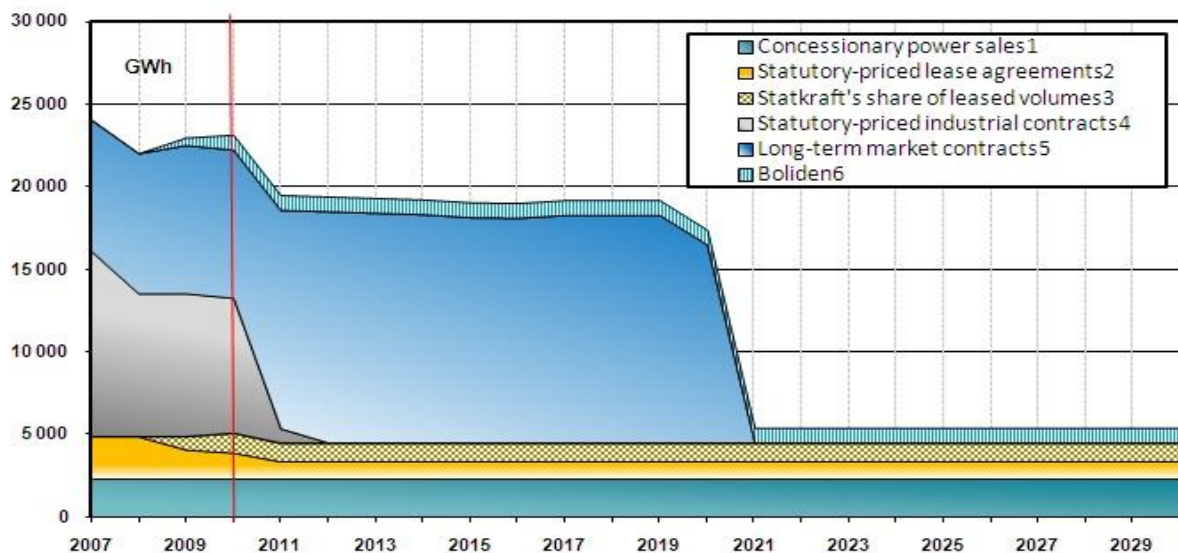
Vannkraft NTE før 13/4	761 MW
Vindkraft	57 MW
Gass	0
Fjernvarme og bio	0
Sum kapasitet	818 MW

Herav er 444 MW vannkraft produksjonen i Midt-Norge mens det resterende er i Nord-Norge.

### Kontraktsbundet produksjon

I 2009 hadde Statkraft kontraktsforpliktelser tilsvarende 22.197 GWh. Herunder er 2.300 GWh konsesjonspliktig produksjon bestemt av staten. Vi har for analyseformål gjort en antakelse om at forpliktelsene fordeles jevnt gjennom året. Vi deler 22.197 GWh på 8000 aktive produksjonstimer i ett år. Dette er litt lavere enn de faktiske 8.760 timene vi har i et år. Grunnen til dette er at kundene sjeldent utnytter kontraktene sine fullt ut, slik at 8.000 gir en rimelig tilnærming. Da sitter Statkraft

igjen med en forpliktelse på 2.874 MWh for 2009. Ved studier av enkelte prissoner har vi fordelt kontraktbundet produksjon som en prosentdel av total kontraktbundet produksjon. Etter samtale med Statkraft har vi fordelt 75 % til NO1 og 25 % til NO2 ved to prissoner. Ved tre prissoner har vi fordelt ikke-regulerbar produksjon som tilnærming for NO2 istedenfor kontraktbundet produksjon, da den utgjorde godt over halvparten av kontraktbundet produksjon i NO2 og NO3 til sammen.



Figur 18 langsiktige kontrakter Statkraft frem til 2030, kilde: Statkraft

For å kartlegge E-CO sin produksjon som er bundet opp i langsiktige kontrakter har vi vært i kontakt med Ada Solberg i E-CO som opplyste om at E-CO kun har konsesjonskraftsforpliktelser. Denne har det samme volumet hvert år på ca. 10 % av middelproduksjonen. For E-CO konsernet er den på 700 GWh. For å gjøre om til MW deler vi på antall timer i et år og får omtrent 88 MW.

### Ikke regulerbar kraft

Under ikke-regulerbar kraft finner man vindkraft, elvekraft, vannkraft med effekt under 10MW, samt fjernvarme og bioenergi. Ikke regulerbar kraft er kraftproduksjon hvor man er prisgitt eksterne faktorer for når og hvor mye man kan produsere, og ikke selv kan ta produksjonsbeslutninger i særlig grad. Dataene på ikke-regulerbar kraft kommer fra Statkraft for vindkraft samt fjernvarme og bio. Når det kommer til hva som defineres som elvekraft bruker vi definisjonen fra regnearket som vi har mottatt fra NVE. Riktignok er det ikke NVE selv, men noen eksterne som har gjort dette arbeidet. Vi har videre valgt å definere kraftverk på mindre enn 10 MW som så små at vi anser de som ikke-regulerbare.

For Statkraft er kontraktsforpliktelser de står ovenfor større enn deres ikke regulerbare kapasitet. Å trekke begge deler fra kapasiteten mener vi da blir feil, siden Statkraft kan bruke sin ikke regulerbare

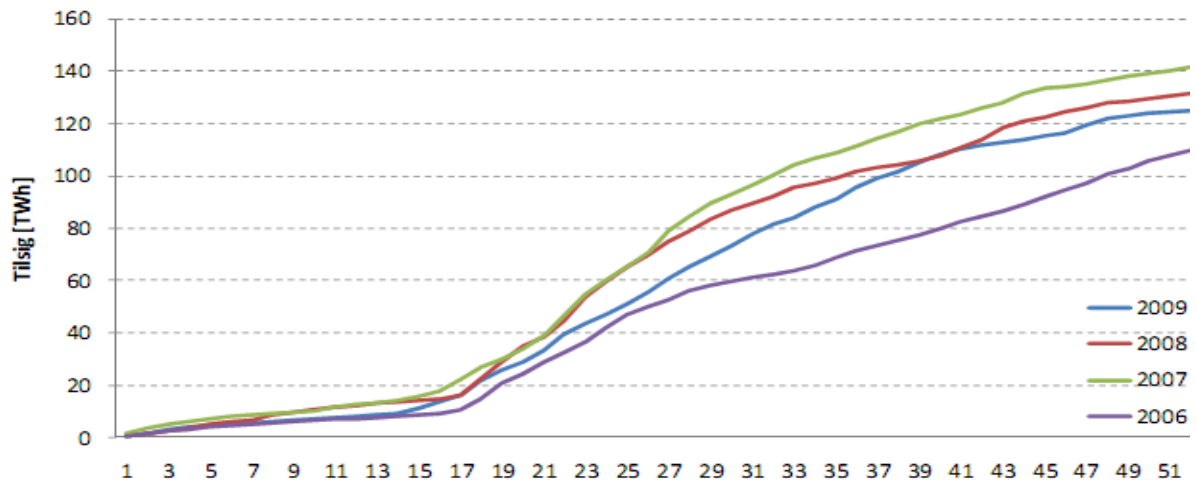
kraft først når de skal innfri sine faste kontraktsobligasjoner. Å først trekke på elvekraft, vindkraft og så videre som har en marginalkostnad på nær 0 istedenfor å tappe fra reservoarer med høyere marginalkostnad (på grunn av alternativverdien) vil være en fornuftig strategi og vi går i vår oppgave derfor ut ifra at Statkraft handler på denne måten og trekker kun ifra deres kontraktsobligasjoner når vi studerer Norge som helhet.

E-CO sine kontraktsobligasjoner er ikke større enn deres ikke-regulerbare kapasitet. For E-CO velger vi derfor å trekke fra ikke-regulerbar kraft og gå ut ifra at kontraktsobligasjoner dekkes av den ikke-regulerbare kraften. Nedenfor er den ikke-regulerbare kraften til E-CO, Statkraft og NTE.

Type	E-CO	Statkraft	NTE
<b>Elvekraft</b>	501,9	715,9	95,2
<b>Vindkraft</b>	0	245	57,3
<b>Vann &lt;10 MW</b>	38	65,5	13,3
<b>Fjernvarme og bioenergi</b>	0	337	0
<b>Sum ikke regulert</b>	539,9	1363,4	165,8

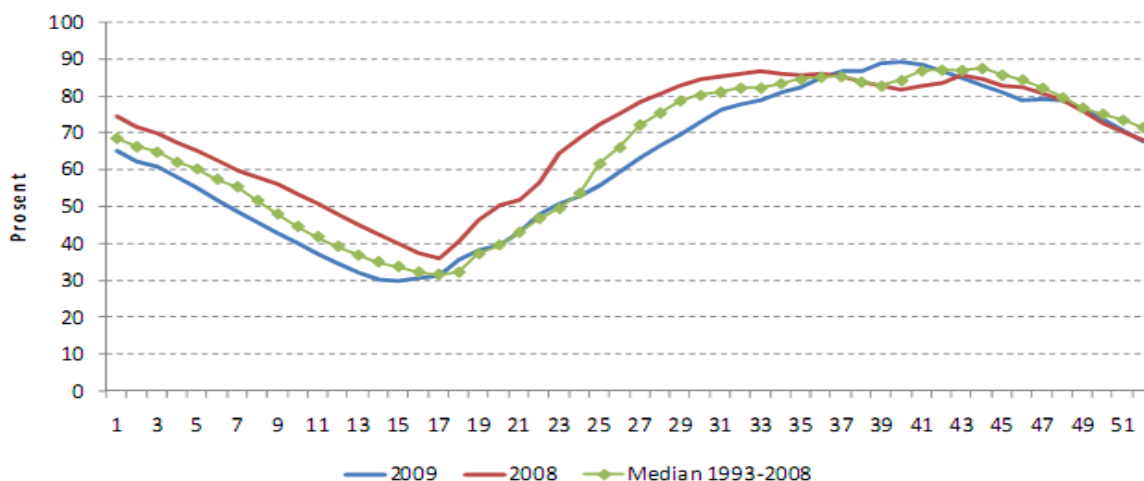
## 6.2 Representativitet til 2009

Et viktig spørsmål er i hvilken grad 2009 er et representativt år for kraftmarkedet. Hvis 2009 ikke skiller seg for mye ut fra et "normalår" kan man dra slutninger på bakgrunn av funnene i denne oppgaven. Hvis derimot 2009 skiller seg vesentlig ut på viktige punkter er det vanskelig å generalisere funnene på bakgrunn av kun dette året. Dette må også sees i sammenheng med styrken til de enkelte funn. Ved sterkt markante funn vil det være større rom for at effekten er generaliserbar, også når året avviker noe.



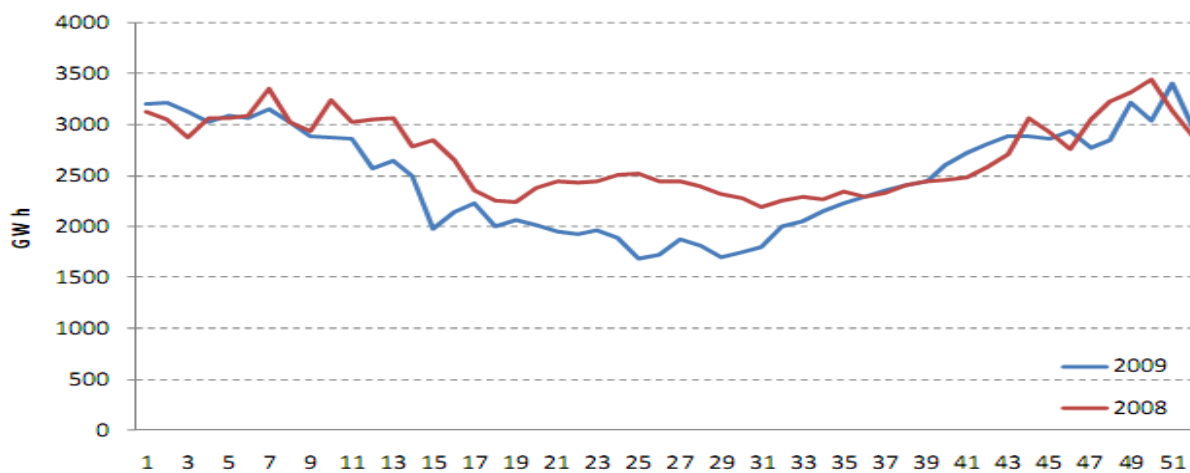
Figur 19 Akkumulert tilsig for Norge årene 2006-2009, kilde: Nord Pool

Summen av nyttig tilsig til Norge i 2009 var 125,5 TWh. Dette er ca. 3 TWh høyere enn normalen, men lavere enn i 2008 da tilsiget var 131 TWh. I de første månedene var tilsiget lavere enn normalt på grunn av mindre snø i fjellet. Dette i kombinasjon med lite nedbør på våren og forsommeren førte til lavere tilsig enn normalt i starten av året. Sommeren var preget av mye nedbør, og fra starten av juli til starten av oktober var tilsiget høyere enn normalt, noe som bidro til at tilsiget totalt endte høyere enn normalår. Basert på tilsig kan man konkludere med at 2009 ikke skiller seg vesentlig ut fra et "normalår." I figur 19 ser vi hvordan akkumulert tilsig for 2009 ligger under tilsiget i 2008 og 2007 som var år med høyt tilsig. Samtidig lå det betydelig høyere enn i 2006.



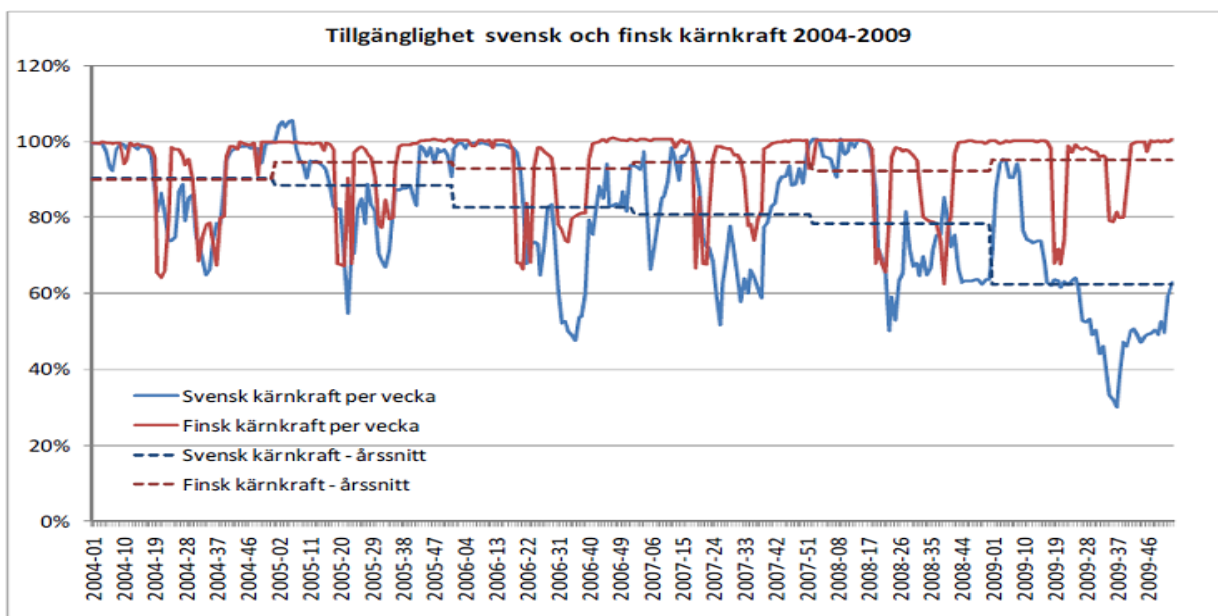
Figur 20 Magasinfylling i Norge, Kilde: NVE

Magasinfyllingsgraden i 2009 startet 3,5 prosent under medianen for 1993-2008. Bunnen ble nådd i uke 16, litt tidligere enn medianen på grunn av tidlig snøsmelting. Store nedbørsmengder på sommeren fylte opp magasinet og fyllingsgraden var over normal ved inngangen til høsten. En tørr og kald senhøst førte riktignok til at fyllingsgraden endte litt under medianen. Året sett under ett lå magasinfyllingsgraden i 2009 nær median for 1993-2008 som figur 20 illustrerer.



Figur 21 Norsk kraftproduksjon per uke 2008-2009, kilde: Nord Pool

Norsk kraftproduksjon for 2009 var 8 TWh lavere enn 2008 og endte på 132,8 TWh. Produksjonen endte nær produksjonen i 2007 og 2005 som var henholdsvis 137,4 og 137,9 TWh. I figur 21 ser vi produksjonen gjennom året. Særlig i sommermånedene var produksjonen i 2009 lavere enn i 2008 og normalt. Effekten kan skyldes at kraftkrevende industri står for en relativt større andel av forbruket i lavlastmånedene. For vintermånedene, som er de mest aktuelle i forhold til vår RSI-analyse, lå produksjonen i 2009 nær 2008.



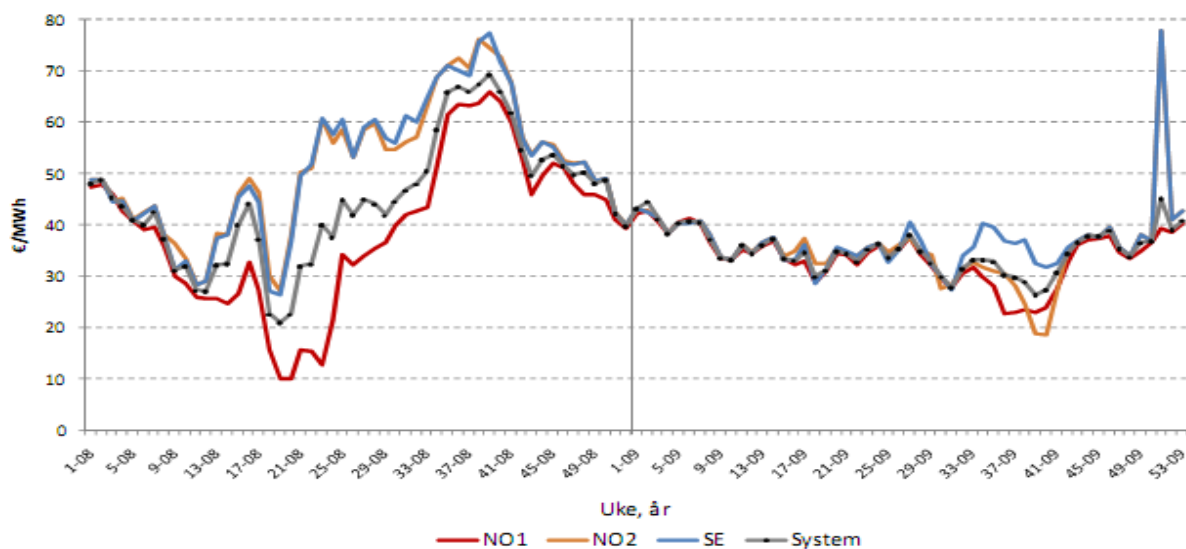
Figur 22 gjennomsnittlig effekt i svensk og finsk kjernekraft per uke 2004-2009, kilde: Econ Pöyry

Svensk kjernekraftsproduksjon har vært lav og synkende i flere år, men var ekstraordinær lav i 2009. Den gjennomsnittlige nedgangen var på hele 20 prosent fra 2008. En liten oppgang i finsk kjernekraft kunne langt fra kompensere for dette. Spesielt i andre halvdel av 2009 var svensk kjernekraftsproduksjon lav, noe som kan ha bidratt til en stram produksjonssituasjon og en lavere RSI. Selv om lav tilgjengelighet av svensk kjernekraft delvis har blitt en generell trend har den vært enda lavere i 2009 enn i foregående år. Deler av frafallet i kjernekraft skyldes større prosjekter knyttet til vedlikehold. På sikt kan man derfor forvente at situasjonen normaliserer seg.

Sterk kulde i Norden ga samtidig høyt forbruk mot slutten av året. I Norge var forbruket rekordhøyt i enkelte timer, mens de andre nordiske landene hadde lavere forbruk enn tidligere målt, grunnet lavkonjunktur og mindre industriforbruk. I en høykonjunktur kunne situasjonen disse enkelttimene vært mer anstrengt. Samtidig var samlet bruttoforbruk 124 TWh. Normalen ligger på 126 TWh, mens brutto forbruk i 2008 var på 129 TWh.

Nettoeksporten ut av Norge var noe lavere i 2009 en normalt grunnet enkelte problemer med overføringskablene og at finanskrisen førte til lavere priser på kontinentet. Effekten av lavere eksport er mer tilbud i det norske markedet og dermed lavere lokal markedsmakt for enkeltaktører.





**Figur 23 Ukentlige gjennomsnittspriser for NO1, NO2, SE og systemprisen 2008-2009, kilde: Nord Pool**

Prisene i 2009 har vært relativt like og stabile. Hovedårsaken til dette er finanskrisen som både førte til lavere etterspørsel, og dermed også redusert press på produksjonssystemet og nettforbindelser, samt en nedgang i brenselpriser for termiske kraftverk. Selv om Norge har få termiske kraftverk påvirkes de norske priser gjennom kraftutveksling. Lavere og jevnere tilsig i forhold til 2008 og 2007 gjorde at NO1 ikke ble lavprisområde i like stor grad som tidligere. Mot slutten av året var det enkelte timer med ekstrempriser som dro gjennomsnittsprisen for uken kraftig opp.

Alt i alt var 2009 et år man i stor grad kan trekke enkelte slutninger av. Slutten av året var helt klart spesielt med ekstrem kulde, unormal lav produksjon fra svensk kjernekraft og enkelte dager med ekstreme temperaturer. Enkelte "unormale" situasjoner må man derimot regne med i løpet av et år. Ser vi hele året under ett er det representativt i stor grad. Tilsig og magasinfylling var nær normalt, kraftproduksjonen relativt normal. Etterspørselen var lavere enn normalt med det resultat at prisene ble jevnere og lave slik at antydninger til markedsrett i 2009 også burde gjelde i andre år med høyere etterspørsel. Riktignok var det midt i året etterspørselen skilte seg mest ut, når prisene uansett er lave og mulighetene for markedsrett likeså.

### 6.3 RSI-analyse Statkraft

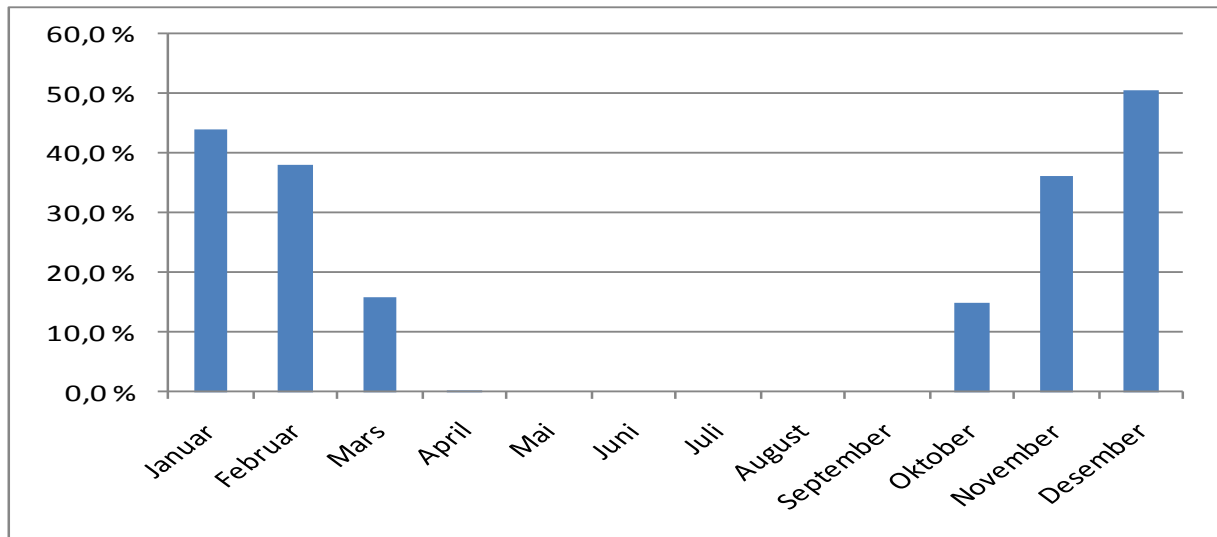
Vi har først og fremst studert lokal markedsrett gjennom RSI, altså muligheten til å øke pris opp til prisen i andre prisområder. Dette fordi Norge, og særlig NO1 tradisjonelt har vært et lavprisområde. Muligheten for en produsent i et lavprisområde til å øke den lokale prisen opp mot prisen i nabolandet er den type missbruk som er vanskeligst å oppdage og som ser minst alvorlig ut. Vi har studert den globale formen av RSI for NO2 som tradisjonelt har vært høyprisområde, for NO3 og for Norge som helhet. Figur 23 viste tydelig hvordan NO1 i 2008 var et lavprisområde med priser lavere enn både systemprisen, NO2 og Sverige i store deler av året. Videre er det klart at NO2 var et høyprisområde med klart høyere pris enn NO1 og systemprisen i store deler av året. Tendensene til dette er ikke like klar i 2009 på grunn av spesielt lav etterspørsel, særlig fra kraftkrevende industri, som førte til like og relativt lave priser gjennom stort sett hele året. Nedenfor er en rask oversikt over funnene på årsbasis.

<b>Lokal RSI</b>	Prissone	Antall timer RSI under 1,1	Prosentandel av årets timer
Statkraft	Norge	1450	16,55 %
	NO1	1104	12,60 %
	NO2	3103	35,42 %
	NO3	1573	17,96 %
E-CO	NO1	142	1,62 %
NTE	NO2	780	8,90 %

<b>Global RSI</b>	Prissone	Antall timer RSI under 1,1	Prosentandel av årets timer
Statkraft	NO2	33	0,38 %
	NO3	19	0,22 %
	Norge (justert)	93	1,06 %

### 6.3.1 Lokal RSI for Statkraft Norge 2009

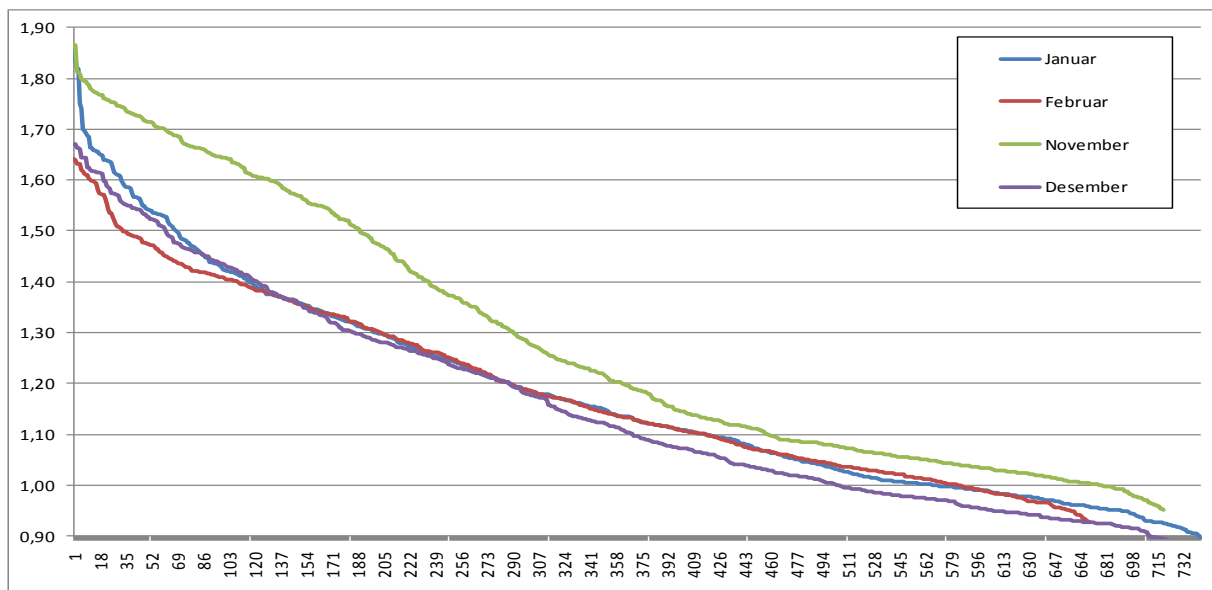
Figur 24 angir hvordan timene der Statkraft har markedsrett i form av lokal RSI fordeler seg utover året. X-aksen angir måneder mens y-aksen angir i hvor mange prosent av timene i den respektive måneden Statkraft hadde lokal markedsrett.



Figur 24 Oversikt over andel av månedens timer i 2009 der Statkraft har RSI under 1,1

Det er en klar tendens til at Statkraft har markedsrett til å heve prisen opp til prisen i andre prissoner i vintermånedene. Fra april til og med september er det ingen timer hvor RSI er under 1,1. Det er i desember og januar hvor den største andelen av døgnet timer faller under terskelverdien. Særlig i desember 2009 ser vi at det er veldig mange timer i døgnet hvor Statkraft hadde markedsrett med over 50 prosent av timene. Enda sterkere kommer denne effekten frem hvis man begrenser seg til å se på timene mellom 07.00 og 21.00. Her er markedet avhengig av Statkraft i hele 78 % av timene for å klare markedet. En stor overvekt av timene på dagen er altså markedet avhengig av Statkraft for å møte etterspørselen.

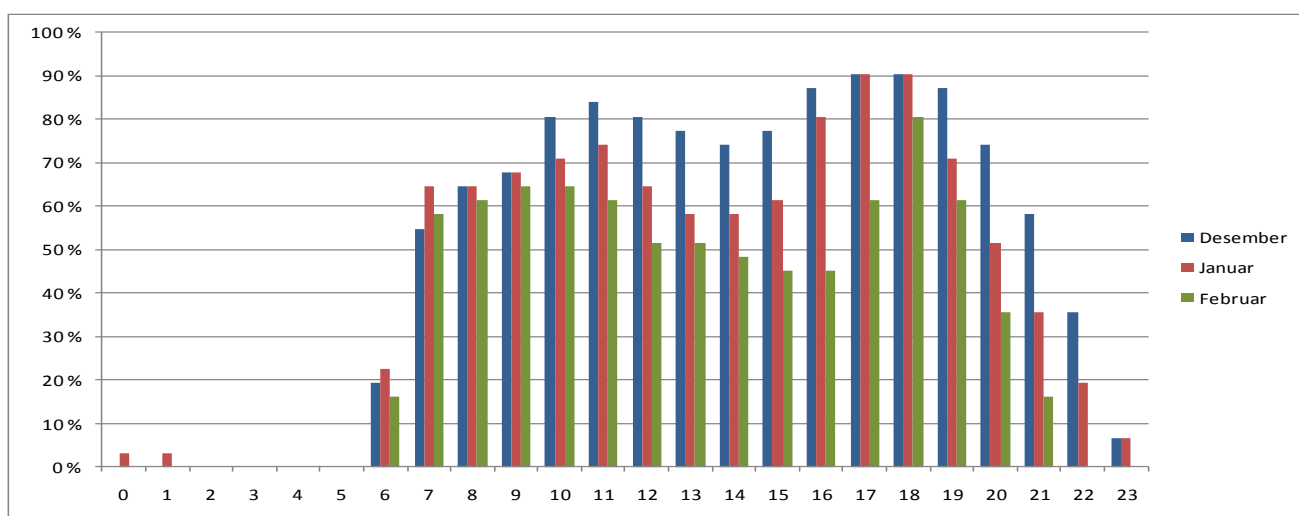
I forhold til Sheffrin sin grense der maksimalt 5 % av døgnet samlede timer skal falle under en RSI-verdi på 1,1 ser vi at antall timer med lokal markedsrett for Statkraft i hele Norge klart overstiger grensen. Det var hele 1450 timer, tilsvarende 16,55 % av 2009 sine samlede timer, hvor Statkraft hadde markedsrett til å heve prisen opp til prisen i omkringliggende prissoner.



Figur 25 Fordelingen av RSI verdier for Statkraft januar, februar, november og desember 2009.

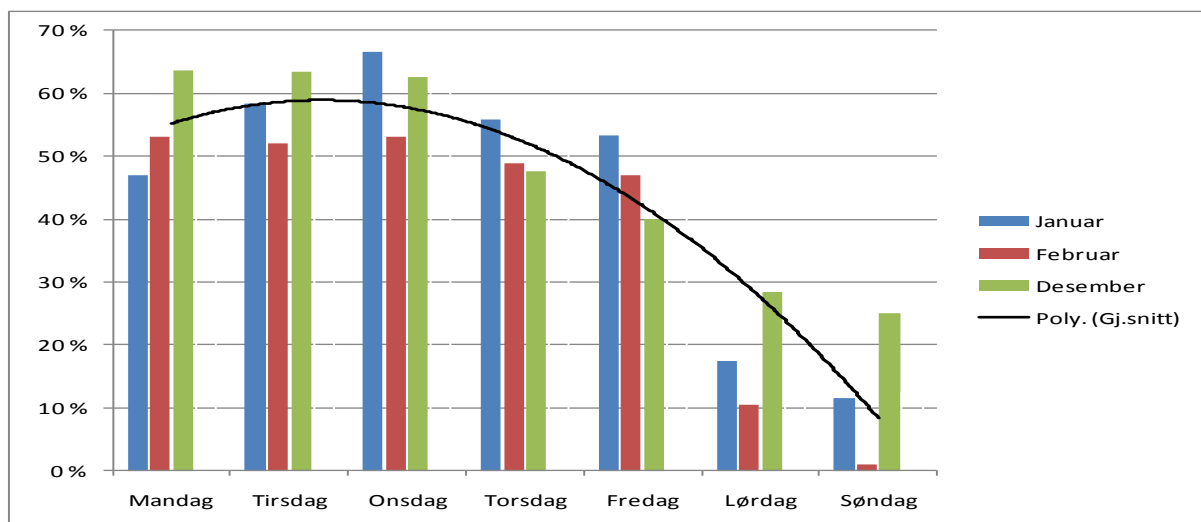
Ser vi på selve verdiene fra RSI istedenfor prosentvis andel, ser vi at det er variasjon i når de ulike månedene bryter terskelverdien (1,1). Mens desember bryter etter 365 timer tar det 455 timer før november bryter samme verdi. Det er også klart at desember har flere lave RSI verdier enn de andre månedene. På den andre siden har november klart høyere verdier for RSI.

Figur 26 illustrerer hvordan mønsteret i RSI klart sammenfaller med etterspørsmønsteret i Norge. Forbruket i løpet av et døgn går i sykler med topppunkter når folk står opp om morgenen og når folk kommer hjem fra jobb rundt 17-18. Toppen på morgningen kommer overraskende sent i desember, så sent som klokken 11. Grunnen for det kan muligens være at folk sover lengre i de mange fridagene i desember. Samtidig virker det for høyt til at det skal være eneste grunn. Muligens er det også litt støy her da det ikke er så mange observasjoner.



Figur 26 RSI andel fordelt på timer desember, januar og februar 2009

Når vi ser på alle årets timer under ett ser vi at det var 1480 timer i 2009 hvor Statkraft hadde en RSI på under 1,1. Dette er langt over grensen på 5 % (438 timer) som Sheffrin har foreslått som terskelverdi for hva som er kan aksepteres for å gi rom for visse prissvingninger som reflekterer markedssituasjonen, samt gi signaler for konservering og nye investeringer. Med andre ord er det meget sterk indikasjon på at Statkraft har markedsmakt til å heve prisen i lavprissonen NO1 opp til prisen i andre soner ved å holde igjen vann i magasinene ved høylast.



**Figur 27 Prosentandel timer RSI < 1,1 fordelt på ukedager**

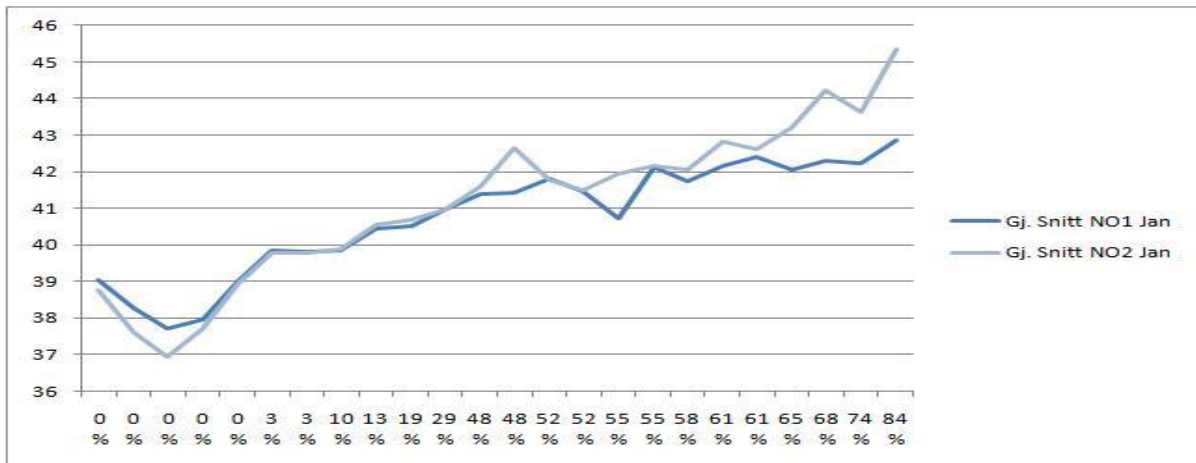
Et viktig poeng i forhold til den foreslåtte 5 % grensen er at den blant annet skal gi rom for visse tilfeldigheter i markedet uten at man skal si at selskapet nødvendigvis har markedsmakt. Vi ser i figur 26 og 27 at vi har klare tendenser til et fast mønster der RSI er lav på hverdage mellom 7 og 19, med topper rundt perioden før folk drar på jobb og når de kommer hjem igjen fra jobb i vinterhalvåret. Det er med andre ord ikke tilfeldig når RSI timene inntreffer. Mønsteret i ukedager er ikke like klart. At hverdage har større etterspørsel enn lørdag og søndag kommer klart frem, men fordelingen på ukedager ser ut til å variere. Samtidig er det en hovedtendens til at mandager har relativt mange timer med markedsmakt, det stiger opp mot onsdag og så synker fram mot helgen igjen.

Periodene Statkraft har markedsmakt sammenfaller klart med periodene med høylast og høy etterspørsel. Det er nettopp ved disse tidspunktene det kan lønne seg å holde igjen kapasitet for å øke pris, siden utslaget på pris kan være stort for et relativt lite tilbakeholdt kvantum. Vannet brukes så til å generere strøm i en lavlastperiode hvor priselastisiteten er større og utslaget på prisen av å øke kvantum mindre. Vi har valgt å se nærmere på dataene for januar og desember 2009.

### 6.3.1.1 RSI for Statkraft januar 2009

Vi observerer veldig høye RSI andeler i januar 2009. I timene fra klokken 17-19 har Statkraft en RSI på under 1,1 i hele 90 % av alle januars dager. I en stor andel av døgnet hadde Statkraft markedsrett gjennom nesten hele januar. Mønsteret som vi så på årsbasis med at Statkraft har potensiell markedsrett fordelt på to topper er tilstede også i januar. Som nevnt er det teoretisk også i disse timene det er mest attraktivt å utnytte eventuell potensiell markedsrett.

For å se på sammenhengen mellom RSI og priser har vi lagd en graf som plottet prisene i NO1 og NO2 fordelt i forhold til hvor mange av døgnet timer som har en RSI under 1,1. Helt til venstre i grafen er det ingen av døgnet timer hvor Statkraft har potensiell markedsrett. Antallet timer med RSI under 1,1 stiger jo lengre til høyre i grafen man kommer opp til timen 17-18 og 18-19 hvor RSI var under 1,1 i 90 % av døgnet timer.

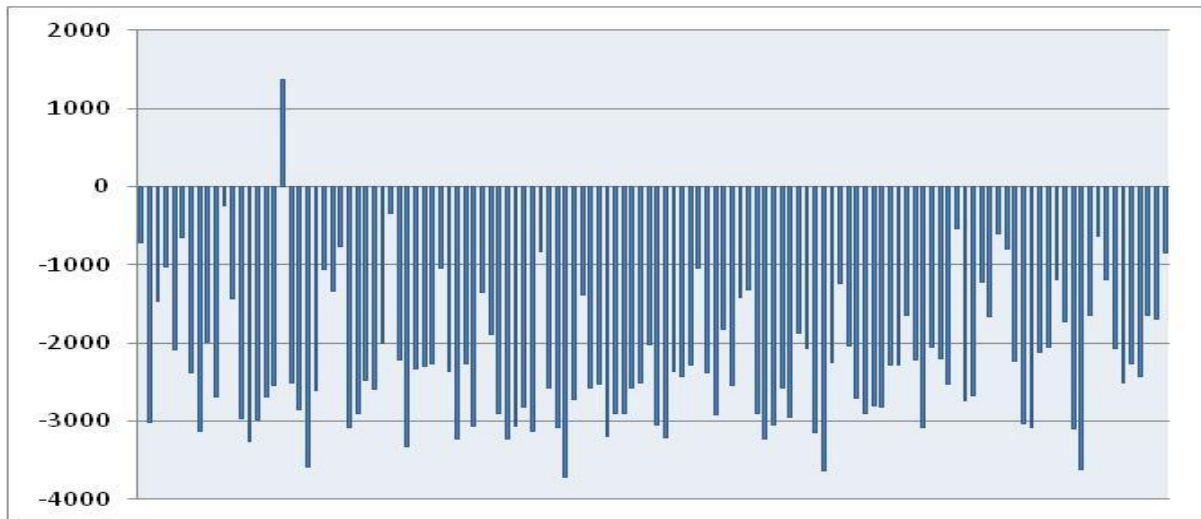


Figur 28 Prisene i NO1 og NO2 i januar sortert i forhold til andel RSI<1,1 på gitt time i januar

Det er en klar sammenheng mellom prisene og RSI. Det er en tendens til at prisen stiger med høyere prosentandel. Grunnen til dette er derimot ikke like klar. Periodene med høye RSI-verdier er perioder med relativt sett høy etterspørsel. Dette kan skyldes uvanlig kalde temperaturer eller perioder med lavere tilbud enn normalt. Bakgrunnen til sistnevnte kan for eksempel være frafall av et svensk kjernekraftverk eller lite vann i norske kraftreservoarer. At prisen er høy betyr derfor ikke at markedsrett har blitt brukt for å heve prisen, men kan ha flere andre forklaringer. Det relevante å se på er i hvilken grad prisen overstiger de marginale kostnadene som vannkraftverkene står ovenfor. Det vil vi studere i seksjon 6.9.

Figur 29 viser netto eksport ut av Norge i høylasttimene 16-19. Det er kun en time i denne perioden med netto import. Grunnen til dette er at prisene i Norge var lavere enn i andre land og kraften flyter dit hvor prisen er høyest. Et interessant aspekt er at det ikke kan være manglende overføringskapasitet inn i Norge som er grunnen for de lave RSI-verdiene vi observerer. Faktisk er

det mulig at større overføringskapasitet kan føre til enda større lokal markedsmakt i den grad det var flaskehals og større kapasitet vil føre til at *enda* mer kraft blir eksportert ut av Norge og prisen kan bli potensielt høyere.



Figur 29 Nettutveksling fra Norge i timene 16-19 for januar sortert etter dato, eksport (-)

I dag driftes overføringsnettene i de ulike landene av nasjonale systemoperatører. Det finnes en mulighet for at de bedriver suboptimalisering for deres markeder som ikke nødvendigvis fører til en optimal løsning for Nord Pool området som helhet. Dette ved at systemoperatørene, som nevnt i seksjon 2.1.2, adresserer interne flaskehals innad i en prissoner ved å sette restriksjoner på overføringen og dermed flytte flaskehalsen til grensen. Resultatet blir høyere forskjeller i prisen mellom prissonene enn det ellers ville vært. Dette fører igjen til større potensiell markedsmakt for aktørene innen en prissoner som blir påvirket av restriksjonen ved at kraftmarkedet i en større andel av tiden deles opp i separate delmarkeder. Da operatørene prøver å balansere sitt nasjonale marked/prissoner, og ikke Norden som helhet, tar de ikke hensyn til disse effektene når de bestemmer eventuelle begrensninger i overføringskapasitet.

Statkraft hadde en stor grad av markedsmakt til å heve prisen opp til prisen i andre prissoner i januar. Det var hele 328 timer i januar hvor RSI for Statkraft var under 1,1. Det tilsvarer 44,09 % av månedens samlede timer. Vi observerer også RSI verdier nede i 0,88 og 175 timer med RSI under 1,0.

### 6.3.1.2 RSI for Statkraft desember

Profilen for desember er noe flatere innenfor intervallet 07.00-23.00 enn vi observerte for januar, men den samme generelle trenden er tilstedeværende. Vi observerer jevnt over veldig høy prosentantall timer med lav RSI i desember. Ved flere tider på døgnet hadde Statkraft lokal markedsmakt tett opp mot 80 prosent av dagene i desember. Eksempelvis hadde Statkraft markedsmakt fra 17.00-19.00 om lag 90 % av dagene i desember.

Netto utveksling for desember viser ikke like klar tendens som januar. Samtidig er det viktig å huske på at fra klokka 7 til 21 var RSI under 1,1 i 50 % prosent av timene. Selv om overføringskapasiteter muligens kan forklare enkelte timer så har vi en stor overvekt av nettoeksport. Vi må lete etter andre grunner for de mange timene med potensiell markedsmakt.

Generelt var det veldig mange lave RSI verdier i desember. Statkraft hadde en stor grad av markedsmakt til å heve prisen opp til prisen i andre prissoner i desember. Det var hele 369 timer i januar hvor RSI for Statkraft var under 1,1. Det tilsvarer omtrent halvparten av månedens samlede timer. Vi observerer også RSI verdier nede i 0,87, samt 33 timer med RSI under 0,9 og 238 timer med RSI under 1,0.

### **6.3.2 Lokal RSI for Statkraft i Sør-Norge (NO1) 2009**

NO1 har tradisjonelt vært et lavprisområde. Derfor er det interessant å studere Statkraft sin mulighet til å øke prisen i dette området opp mot prisen i områdene rundt. I 2009 var prisen i NO1 ikke et lavprisområde i like stor grad som det tidligere har vært på grunn av lav etterspørsel i hele Norden. Hvis vi finner markedsmakt for Statkraft i NO1 i 2009 vil selskapet ha enda større markedsmakt i år med større etterspørsel, alt annet likt. Data for produksjon delt inn i prisområder har vi mottatt fra Statnett<sup>7</sup>.

Resultatet av RSI-undersøkelsen var at Statkraft hadde markedsmakt i formen av lokal RSI i 12,6 % av årets timer i NO1 i 2009, tilsvarende 1104 timer. Dette er et mindre antall timer med markedsmakt i NO 1 enn for Norge samlet. Det betyr at den lokale markedsmakten har vært høyere i andre prissoner enn i NO1.

Fordelingen på timer viser samme mønster som for Norge som helhet. Mønsteret i måneder er som tidligere med en høy andel med RSI i vintermånedene når etterspørselen er høy. Toppene er relativt sett høyere i januar og desember som er de månedene med historisk høyest etterspørsel. Ellers reflekteres nedgangen på omtrent 350 fra når vi så på Norge samlet timer seg jevnt over i lavere andel timer med RSI under 1,1 hver måned utenom januar. De samme månedene (januar, februar, mars, oktober, november og desember) ligger stadig langt over terskelverdien, bortsett fra oktober der Statkraft ikke hadde lokal markedsmakt i NO1 i 2009. Alt i alt hadde Statkraft markedsmakt til å heve prisen i NO1 i vintermånedene i 2009 opp til prisen i andre prissoner i en relativt stor grad.

Statkraft hadde ingen timer med global RSI i NO1 gjennom 2009.

---

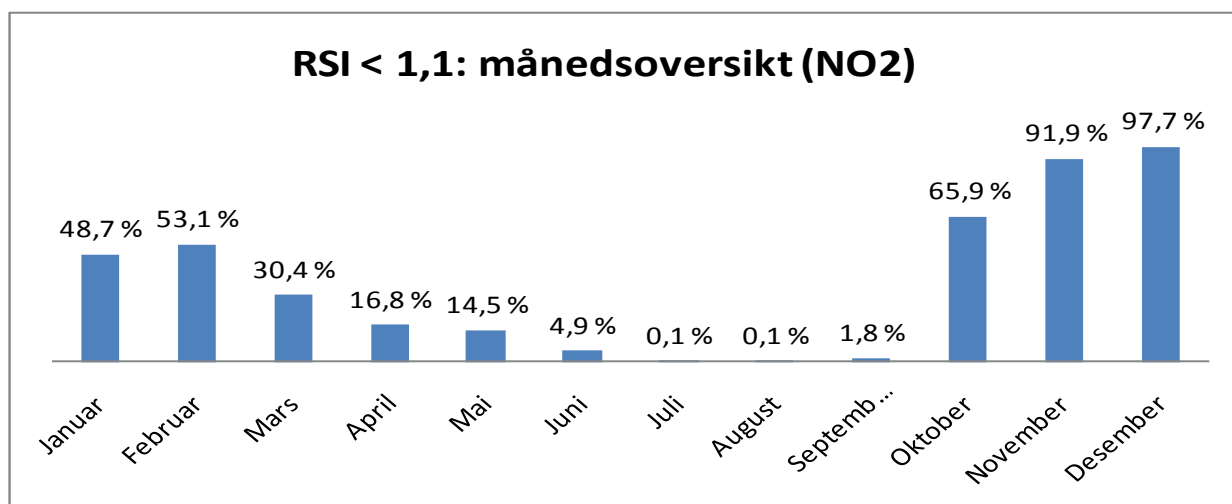
<sup>7</sup> I motsetning til dataene for hele Norge defineres time 24/0 som en del av inneværende dag. Altså kommer den etter 23 og ikke før 0 slik som på dataene mottatt for Norge. Vi manglet derfor data for den første time 01.01.2009. Vi valgte å sette den lik time 1 den 01.01.2009. Det er uansett en lavlasttime hvor vi som regel ligger langt unna terskelverdien for RSI så det har liten påvirkning på resultatene.



### 6.3.3 Lokal RSI for Statkraft i Midt-Norge (NO2)

Samlet antall timer med markedsrett i NO2 er som forventet høyere enn vi fant i NO1 og i Norge som samlet. For hele året under ett var det 3103 timer med markedsrett, nesten tre ganger så mye som vi observerte i NO1, og over dobbelt så høyt som Norge som samlet<sup>8</sup>. Dette betyr at Statkraft hadde markedsrett til å heve prisen i NO2 opp til prisen i rundtliggende prissoner i 35,42 % av årets timer.

Første kvartal 2009 viser klare tendenser til lokal markedsrett i Midt- og Nord-Norge. Som for resten av landet ser vi at vår- og sommermånedene gir lavere utslag og tilhørende mindre markedsrett. Til forskjell fra hele Norge og NO1 holder antall timer markedsrett seg over 5 % til og med mai og er veldig nær grensen i juni. Siste kvartal, som da kun omfatter Midt-Norge, gir ekstreme utslag. Spesielt i november og desember har Statkraft tilnærmet konstant markedsrett på det lokale plan. Statkraft har her en svært forutsigbar situasjon, kan ta innover seg dette, og foreta strategisk planlegging av produksjon og prissetting.



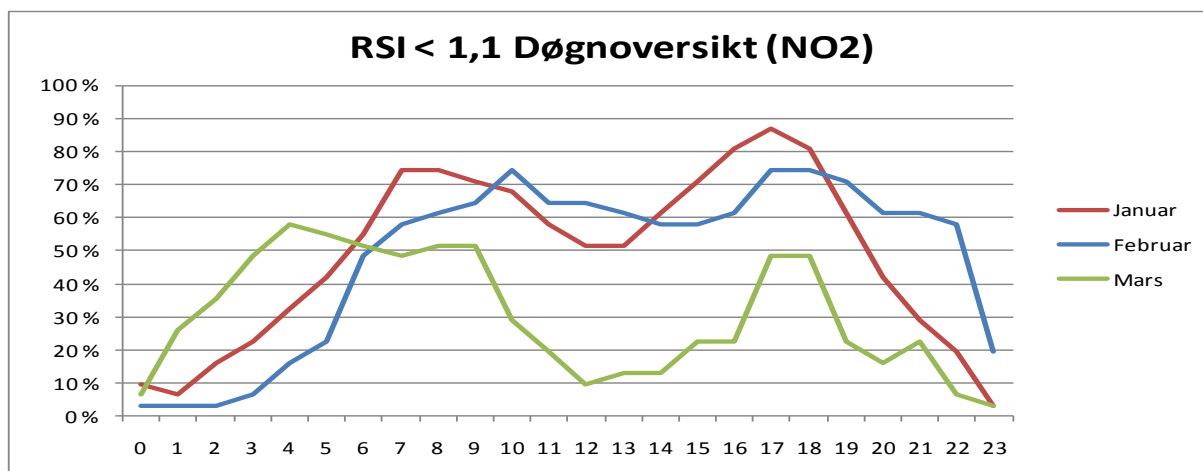
Figur 30 Andel timer med markedsrett NO2 i 2009 fordelt på måneder

Forbruksmønstret til sluttbrukerkundene i NO2 i januar og februar er konsistent med tidligere observasjoner med høyere andel RSI på hverdagene enn i helgene. Mars skiller seg litt ut ved at forbruket holder seg nokså jevnt hele uken gjennom. Samtidig er det færre observerte timer med markedsrett i mars slik at eventuelt støy vil gjøre større utslag. Når det gjelder fordeling av markedsrett på den enkelte ukedag, er det vanskelig å se noe klart mønster. Eksempelvis skiller ikke torsdag seg noe klart ut fra de andre hverdagene.

Mars i NO2 skiller seg også ut fra tidligere observasjoner på døgnfordelingen ved at andel timer med markedsrett på natten er høyere enn tidlig morgen, faktisk er det tidspunktet på døgnet med flest

<sup>8</sup> 280 % høyere enn NO1 og 214 % høyere enn Norge.

timer lokal markedsrett tidsrommet 04.00 til 05.00. Går man gjennom tallene ser man at dette har sammenheng med at det er høy netto eksport om natten relativt til andre timer på døgnet. Hvis det er høyt tilsig (for eksempel regn eller smelting), forholdsvis mildt og/eller lav aktivitet i industrien, kan man lett få eksport på natten. Det samme kan skje hvis det er relativt fulle magasiner og snøsmeltingen nærmer seg, da må det ryddes plass til nytt vann.



Figur 31 Andel timer med markedsrett NO2 i 2009 fordelt på timene i døgnet

### 6.3.4 Lokal RSI for Statkraft i Nord-Norge (NO3) 2009

Vi har også studert markedsretten til Statkraft i den nordligste prissonen. Frem til 12. april benytter vi data for det som da het NO2, som omfatter både Midt-Norge og Nord-Norge, mens vi fra og med 13. april ser på Nord-Norge alene. For januar, februar og deler av april blir naturlig nok resultatene for de to prissonene like. Etter at NO3 ble opprettet ser vi klart at det er en mindre grad av lokal markedsrett i NO3 enn i NO2. Eksempelvis for hele april samlet var det 6,8 % av timene i NO3 hvor RSI var under 1,1 mens det tilsvarende tallet for NO2 var 16,8 %. Videre for mai hadde Statkraft markedsrett i 14,5 % av månedens timer i NO2, men ingen timer i NO3. Til sammen var det 1573 timer med markedsrett i NO3 i løpet av 2009, tilsvarende 17,96 % av årets timer. Betydelig lavere enn resultatet for NO2 viste (35,42 %).

Mønsteret i RSI var likt som tidligere fordelt både på døgnet og på uken. Andelen av døgnetts timer med markedsrett var betydelig lavere for NO3 etter den ble skilt ut fra NO2 som egen prissone. Allikevel hadde Statkraft en betydelig andel av lokal markedsrett i november og desember også i NO3 med eksempelvis 45,7 % av desembers sine timer med en RSI under 1,1.

### 6.3.5 Global RSI for Statkraft

Det virker klart at Statkraft i 2009 hadde muligheten til å øke prisen i Norge opp mot prisen i de omkringende områdene, særlig i enkelte måneder. Spørsmålet som naturlig følger er om selskapet på samme tid også hadde muligheten til å øke prisen over prisen i de andre prissonene. For å finne ut

det må vi studere den "globale" formen for RSI hvor importkapasiteten benyttes i RSI-brøken. Ved å bruke den timen med den høyeste importen som importkapasitet for alle timer fant vi ut at Statkraft ikke hadde markedsrett i hele Norge en eneste time i 2009.

At Statkraft ikke hadde markedsrett til å heve prisen høyere enn andre prissoner i hele Norge betyr ikke at de ikke har hatt denne markedsretten innad i en prissoner Norge. Vi vil derfor studere prissoner 2 nærmere. NO2 har typisk vært prissonen i Norge med høyest pris når NO1 og NO2 har hatt ulike priser og det er derfor størst sannsynlighet for at Statkraft kan ha hatt denne type markedsrett her. Prisen i NO2 ligger ofte over både prisen i NO1 og systemprisen. Som figur 23 viste var prisen i NO2 høyere enn NO1 og systemprisen i store deler av 2008, mens i 2009 var prisene mye likere. Finner vi tendenser til markedsrett i 2009 er det dermed en klar indikasjon på at Statkraft kan ha denne typen markedsrett i NO2 i år med tettere marked. Når vi studerer markedsrett i NO2 omfatter det fra 01.01 til 12.04 Midt-Norge og Nord-Norge, mens det fra 12.04 kun omfatter Midt-Norge.

Det var i NO2 kun 33 timer som hadde en RSI under 1,1, tilsvarende 0,38 % av de samlede timene. Riktignok var alle av disse timene i desember slik at 4,5 prosent timene i desember hadde en RSI under 1,1. Det er svært nær terskelverdien for akseptabel markedsrett. Med tanke på det klare mønsteret i RSI timer som har vært observert kan det være en grunn til å være oppmerksom på markedsrett i Midt-Norge selv om RSI-andelen i dette tilfellet falt under terskelverdien. Det er også en god mulighet den vil være høyere i fremtiden med høyere etterspørsel.

Da 2009 var et år med lavere enn normal etterspørsel ønsker vi å studere hvordan RSI ville sett ut med etterspørselen for 2008 som var høyere enn normalt. Ellers brukte vi like tall som vi gjorde i 2009 når Norge var delt i henholdsvis to og tre prissoner. Resultatet av dette var det ikke forekom noen timer hvor Statkraft ville hatt markedsrett.

Den globale markedsretten for Statkraft i NO3 viser seg å være liten i 2009, kun 19 timer i løpet av året. Den var høyest i desember men selv da var den kun 2 % av timene hvor RSI var under 1,1. Vi er altså langt under grensen for hva som regnes som uakseptable mengder timer med markedsrett. Basert på dette kan vi ikke si at Statkraft hadde muligheten til å heve prisen over prisen i alle andre prissoner i 2009.

## **6.4 RSI analyse E-CO**

### **6.4.1 Lokal RSI for E-CO Norge 2009**

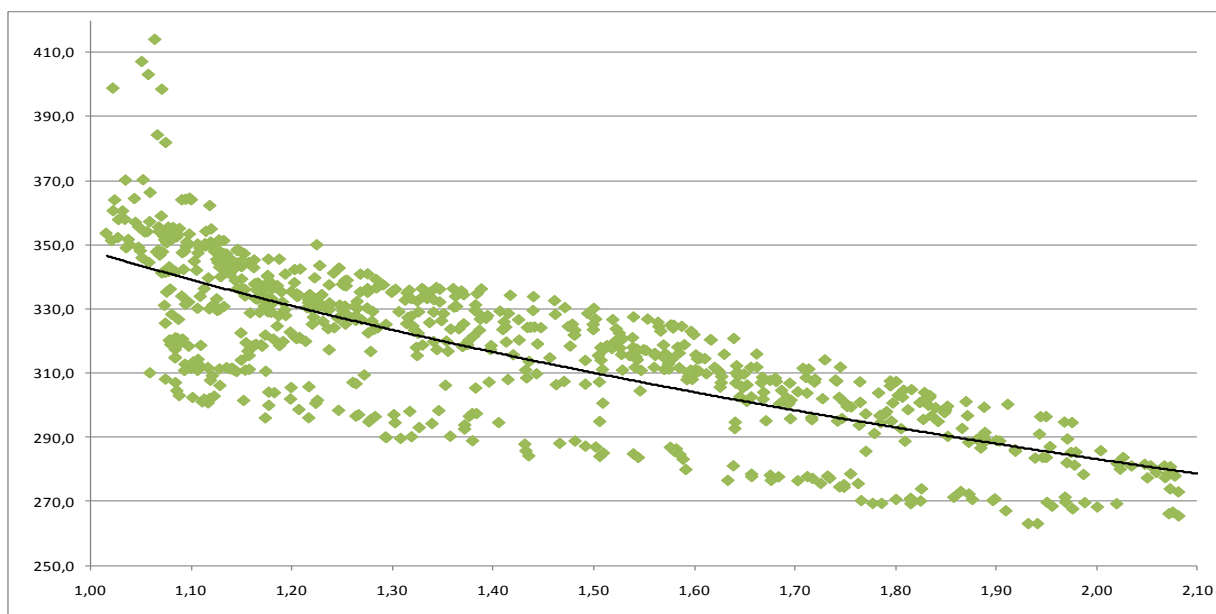
E-CO er det nest største kraftselskapet i Norge og er heleid av Oslo kommune. Som nevnt tidligere har de direkte en markedsandel på rundt 7 %. En analyse av lokal RSI for E-CO i 2009 for hele Norge under ett viser at det ikke er én eneste time i løpet av året hvor selskapet har en RSI under 1,1. Dette på tross av at ingen langsiktige kontraktsposisjoner enda var lagt inn i regnearket. Dette viser hvordan Statkraft er det klart dominerende selskapet i det norske markedet med nesten fire ganger så stor produksjonskapasitet E-CO.

### **6.4.2 Lokal RSI for E-CO Sør-Norge (NO1) 2009**

Hele E-CO sin produksjonskapasitet, inkludert produksjonskapasitet til datterselskaper, ligger i Sør-Norge. Det relevante markedsområdet for E-CO er dermed Sør-Norge i form av NO1. På bakgrunn av det har vi gjort en analyse av RSI for E-CO i NO1. Det er godt mulig at de har markedsrett innad i området de har produksjonskapasiteten, selv om selskapet ikke har det på landsbasis.

Når vi kun ser på Sør-Norge blir bildet av E-CO sin potensielle markedsrett litt annerledes. Selskapet har da markedsrett i 142 av årets timer, tilsvarende 4,62 % av årets timer. Det er kun i desember E-CO har lokal markedsrett som overstiger terskelverdien med en RSI under 1,1 i 13,1 % av timene. Januar følger med 4,3 % av tiden, under terskelverdien men basert på tidligere observerte mønstre en verdi å være observant på. Desember var en spesiell måned i kraftmarkedet slik at det er mulig at E-CO i "normale" situasjoner ikke har markedsrett i en stor prosentandel av timene.

I forhold til fordelingen sortert på ukedager og timer ser vi et liknende mønster som observert for Statkraft med toppen på morgningen og kvelden, og lavere etterspørsel i helgen enn ukedagene. Tallene er jevnt over lavere på grunn av færre timer med markedsrett. Toppene på morgningen er riktignok litt mer markant enn de var for Statkraft, mens perioden midt på dagen har færre timer med markedsrett.



**Figur 32 Scatterplott RSI opp mot pris i NO1 desember med logaritmisk trendlinje**

Figur 32 viser RSI opp mot prisen i NO1 i desember. Vi har en tilnærmet lineær sammenheng mellom RSI og pris frem til RSI faller under 1,1 hvor vi plutselig har noen få plott som spretter over trendlinjen og ingen som ligger under. Det støtter opp om terskelverdien på 1,1 for å identifisere markedsrett, men det er såpass få observasjoner at det også kan være tilfeldig. En ren sammenligning mellom pris og RSI vil implisitt si at marginalkostnaden antas å være 0. Det er ikke realistisk da det som tidligere diskutert er alternativkostnaden som er beslutningsrelevant kostnad når produksjonsbeslutninger tas. Den er heller ikke konstant slik som i dette tilfellet. Vi vil komme mer tilbake til dette når vi sammenligner RSI med LI i seksjon 6.9.

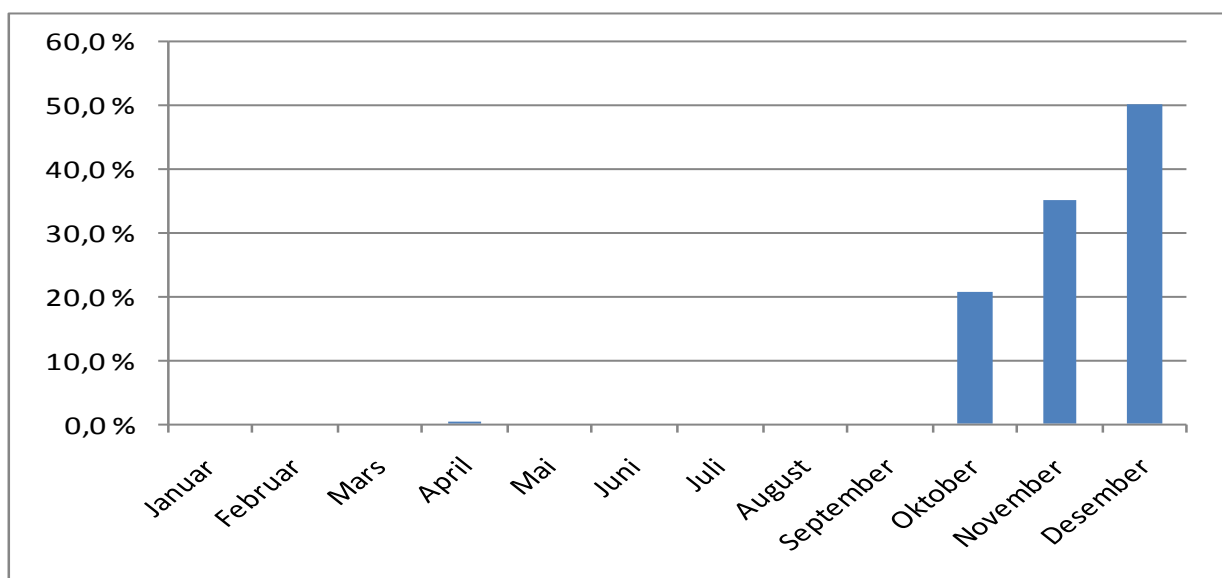
Når vi undersøker muligheten for E-CO til å øke prisen i NO1 utover prisen i prissonene som ligger rundt blir resultatet av RSI undersøkelsen at de ikke har den typen markedsrett i en eneste av timene i 2009.

## 6.5 RSI analyse Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk AS

### 6.5.1 Lokal RSI for Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk (NTE) (NO2) 2009

Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk (NTE) er den nest største aktøren i Midt-Norge med 818 MW kapasitet, hvorav 553 MW er i NO2 som definert fra 13. april. Av denne kapasiteten er 166 MW uregulerbar (157 MW fra 13. april). Midt-Norge var i 2009 den prissonen hvor Statkraft hadde størst markedsrett. Totalt hadde NTE markedsrett til å heve prisen over prisen i de andre prissonene i 780 timer. Det tilsvarer 8,9 % av årets samlede timer, altså over terskelverdien på 5 %.

Ved undersøkelse av den globale formen for markedsrett, altså makten til å heve prisen over alle andre prissoner, var det kun 2 timer hvor NTE hadde markedsrett. Vi kan se bort ifra at NTE hadde den globale formen for markedsrett i NO3 i 2009.

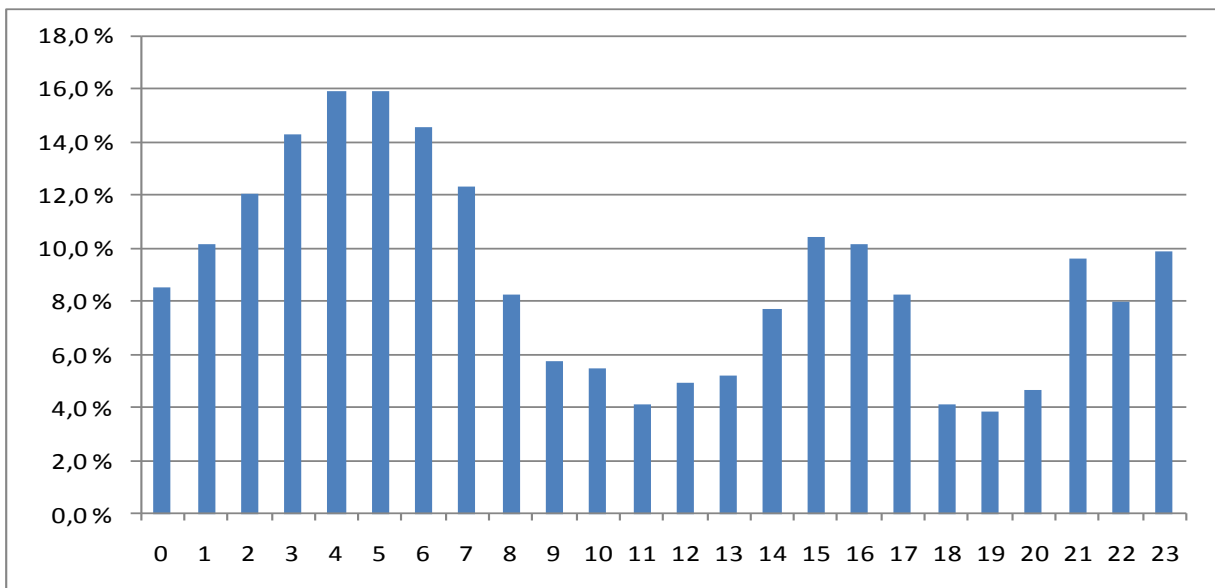


Figur 33 Andel RSI-timer for NTE i NO2 fordelt på måneder

Vi ser fra figur 33 at det er vintermånedene etter at NO3 ble skilt ut fra NO2 at NTE hadde markedsrett i 2009. Trolig ville de hatt liknende markedsrett i vintermånedene i starten av året også dersom Midt-Norge hadde vært egen prisson hele året. Det er en relativt høy prosentandel av timene i fjerde kvartal der NTE har markedsrett.

Fordelingen av timene med RSI under 1,1 på døgnet og i løpet av uken skiller seg ut fra tidligere observerte mønstre. På de ulike ukedagene er det ikke noe klart mønster. Andelen av torsdager og søndager med markedsrett ligger høyere enn de andre dagene, men det er såpass få observasjoner at det meget mulig er tilfeldigheter. Det tidligere mønsteret med høyere andel av RSI timer på ukedagene enn i helgene er definitivt ikke tilstede når vi studerer NO2.

Når vi ser på fordelingen av RSI-andeler på døgnet er det også klart at figur 34 skiller seg klart ut fra det som tidligere er observert. Det er, relativt sett, veldig høye verdier på nattestid. Når vi studerer timene nærmere ser vi det samme som ble observert for Statkraft i NO2 i mars, nemlig at nattetimene der det er markedsnær er timer med veldig høy netto eksport ut av området. Som tidligere nevnt kan høyt tilsig (for eksempel regn eller smelting), forholdsvis mildt og/eller lav aktivitet i industrien lett føre til eksport på natten. Det samme kan skje hvis det er relativt fulle magasiner og snøsmeltingen nærmer seg, da må det ryddes plass til nytt vann. Vi har ikke gjort noen videre undersøkelser i forhold til dette.

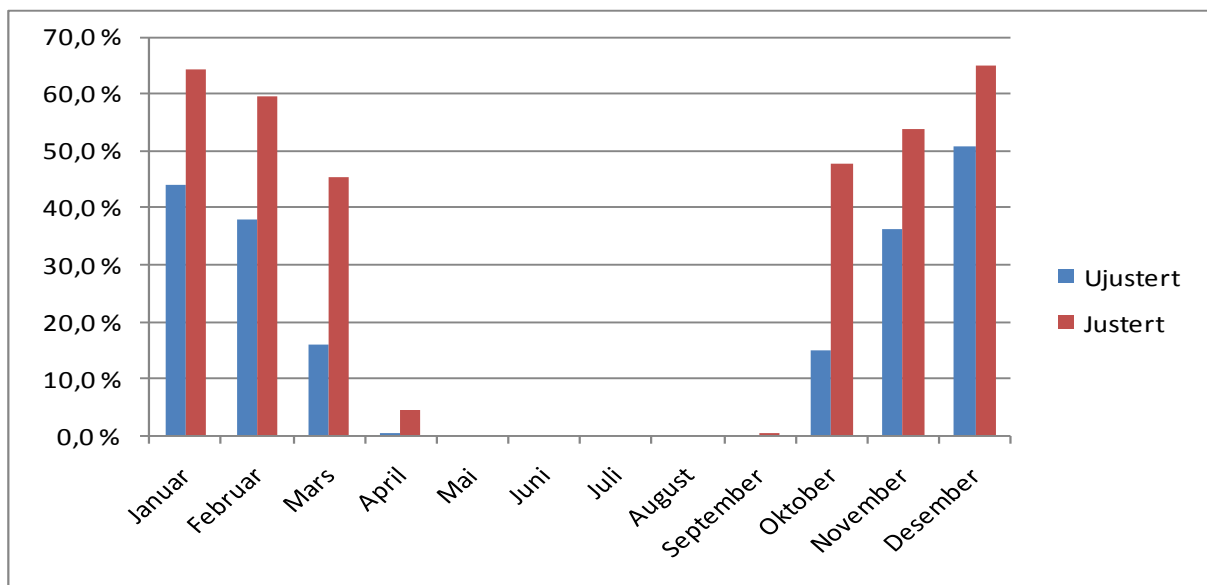


Figur 34 Fordelingen av RSI andeler på døgnet for NTE i NO2 2009

## 6.6 RSI for Statkraft justert for direkte og indirekte eierskap Norge 2009

Vi har justert Statkraft sin kapasitet baser på deres direkte og indirekte eierandeler i andre selskaper. Vi går ut ifra at kontraktsforpliktelsene til Statkraft fortsatt er høyere enn summen av deres uregulerte kapasitet da avstanden mellom dem var såpass stor før vi justerte for finansielt eierskap. Vi har antatt økningen i kontraktsforpliktelsene kun består av konsesjonskraft. For å finne størrelsen på økningen i konsesjonskraft på bakgrunn av den nye kapasiteten antok vi at økningen utgjør samme prosentsats som i tilfellet for E-CO som ikke har andre kontraktsforpliktelser enn konsesjonskraft. Altså at andelen av den nye kapasiteten til Statkraft som er bundet opp i konsesjonskraft er lik som andelen av E-CO sin kapasitet som er bundet opp i konsesjonskraft. Resultatet blir en økning i kontraktsforpliktelsene på 74 MW. Dette gir et veldig lite utslag på RSI<sup>9</sup>.

I forhold til kapasiteten til Statkraft ble resultatet av justeringen basert på finansielt eierskap en økning i samlet kapasitet på 2.377 MW til 13.480 MW. Denne økningen i kapasitet har stor innvirkning på lokal RSI for Statkraft. Antall timer med markedsrett stiger med 1.025 til 2.475 timer slik at Statkraft hadde markedsrett basert på lokal RSI i 28,25 % av årets timer.



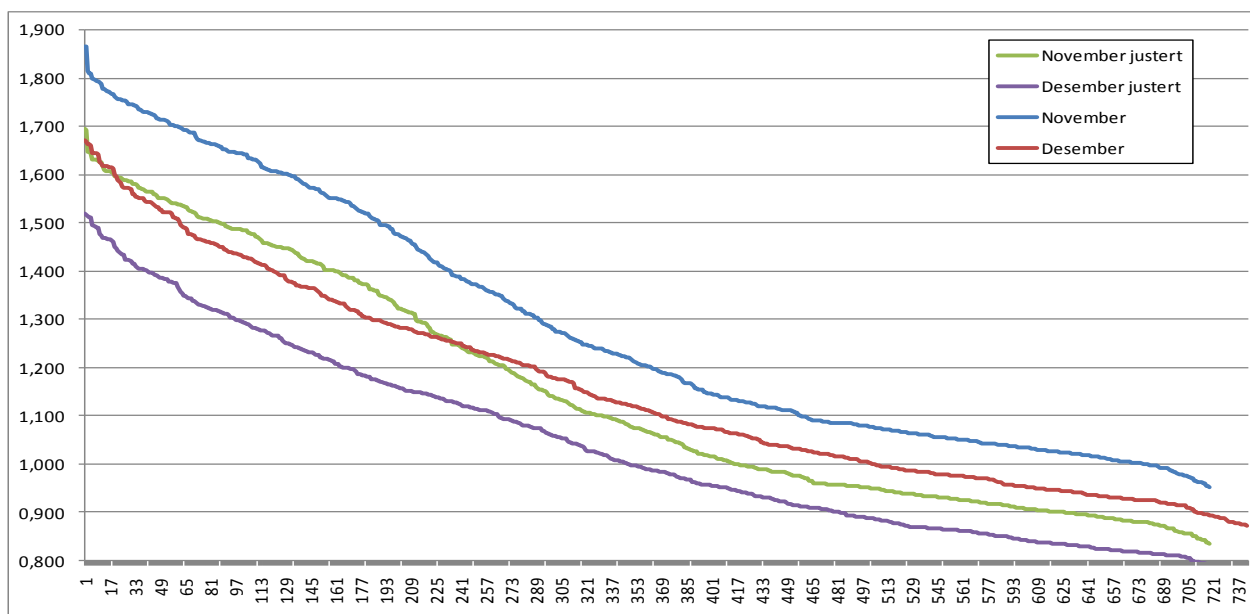
Figur 35 RSI timer fordelt på måneder for Statkraft i Norge 2009, justert og ujustert for finansielt eierskap

Når vi ser på fordelingene av RSI-timene sortert etter måneder er RSI-tallene generelt høyere i de samme månedene som Statkraft hadde markedsrett før vi justerte for eierskap. Spesielt i mars og oktober øker timene Statkraft hadde markedsrett betydelig, med rundt 30 prosent. Justert RSI i disse månedene er like høyt som RSI tallene for januar og desember før eierskapsjustering. Også i januar, februar, november og desember øker Statkraft sin lokale markedsrett betydelig. Antall timer

<sup>9</sup> Nedgang på rundt 0,5 % av årets timer



med RSI under 1,1 øker med 15-20 % i de nevnte månedene. Generelt gir eierskapsjusteringen store utslag. Fordelingen av timene med RSI under 1,1 er som tidligere observert både når det gjelder fordelingen gjennom døgnet og fordelingen på ukedagene.



**Figur 36 RSI verdier (eierskapsjustert og ujustert) sortert fra høy til lav for Statkraft i Norge 2009**

Når vi sammenligner fordelingen av de eierskapsjusterte RSI verdiene i november og desember med de ujusterte (sortert fra høyest til laveste verdi) ser vi at fordelingen av de eierskapsjusterte verdiene følger fordelingen av de ujusterte tett, men ligger naturligvis høyere på grunn av den ekstra kapasiteten med resulterende flere timer med markedsmakt. November og desember er valgt som eksempel da det var de to som skilte seg mest ut når vi så på de ujusterte tallene.

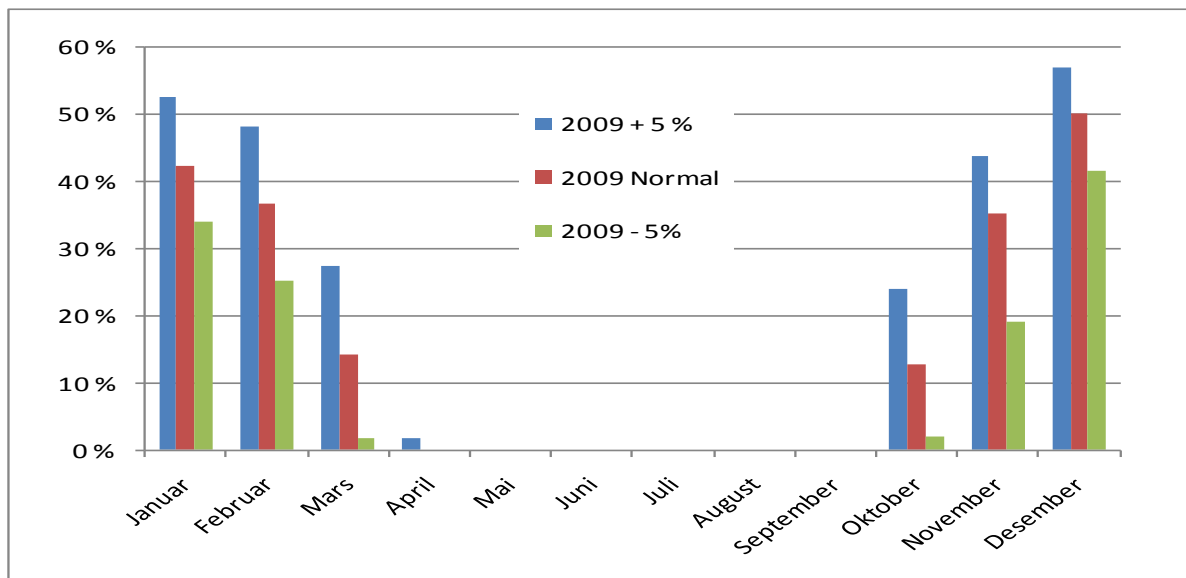
Når vi undersøker Statkraft sin mulighet til å øke prisen utover prisen i omkringliggende prissoner ser vi et lite utslag som ikke var der før eierskapsjustering. Samlet gjennom året er det 93 timer hvor Statkraft hadde denne typen markedsmakt, hvorav 58 av disse var i desember (resterende i januar og februar). Det tilsvarer 7,8 % av desembers samlede timer. Med andre ord var antall timer der Statkraft hadde global markedsmakt etter justering for eierskap over terskelverdien i desember.

Denne justeringen er selvfølgelig ikke reell i form av at det ikke er slik at Statkraft kan påvirke produksjonsbeslutninger i kraftverk direkte proporsjon med sin eierskap i kraftverkene gjennom andre selskaper. På den andre siden fant som nevnt Balbir og Singh ut at eksempelvis Statkraft fikk tildelt større kapasitet ved simulering av avstemmingsprosesser enn ved en fordeling basert på rent finansielt eierskap, og at finansielt eierskap sånn sett var et nedre intervall på kapasiteten selskapet ble tildelt.

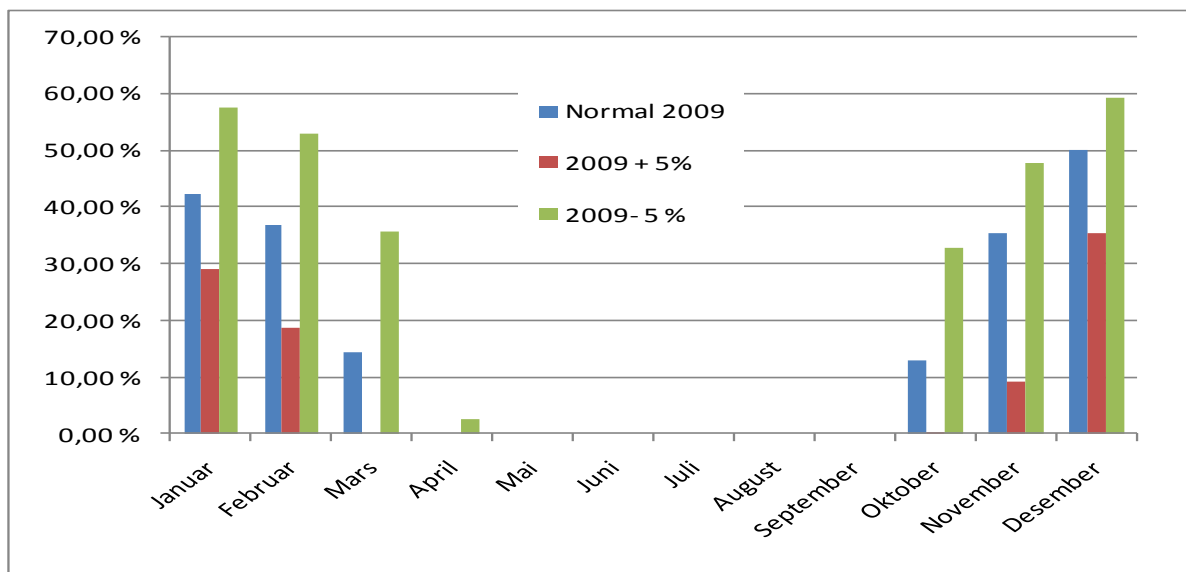
Det tydelig at Statkraft har et incentiv til å øke prisen utover den profitten som tilfaller selskapet direkte gjennom deres eierskap i andre bedrifter. Incentiver til stilltiende samarbeid mellom Statkraft og selskapene de har eierskap i er tydelig til stede, men det betyr ikke at det foregår. Incentivet til konkurranse selskapene mellom blir også svekket. Dersom de har en viss innvirkning på beslutninger har de også betydelige større mulighet til å øke prisen gjennom eksempelvis å påvirke vannverdivurderingene i andre selskaper. Eierskap i andre selskaper kan også fungere som et slags forum for andre former for samarbeid.

## 6.7 Sensitivitetsanalyse

Figur 37 viser utslag ved å endre markedets etterspørsel med 5 prosent begge veier. Det er en klar tendens til at økt etterspørsel uten endring i kapasitet vil forsterke markedsmakten til Statkraft. I motsatt tilfelle vil et fall i etterspørsel dempe markedsmakten. Det mest interessante funnet er tendensen man ser i månedene mars og oktober. Her er det en relativt stor andel verdier fordelt rundt terskelverdien 1,1. I disse tilfellene får man et større utslag ved mindre endringer i etterspørsel. I både mars og oktober vil en økning på fem prosent fordoble antall timer hvor markedet ikke makter å klarere etterspørselen uten største aktørs kapasitet.

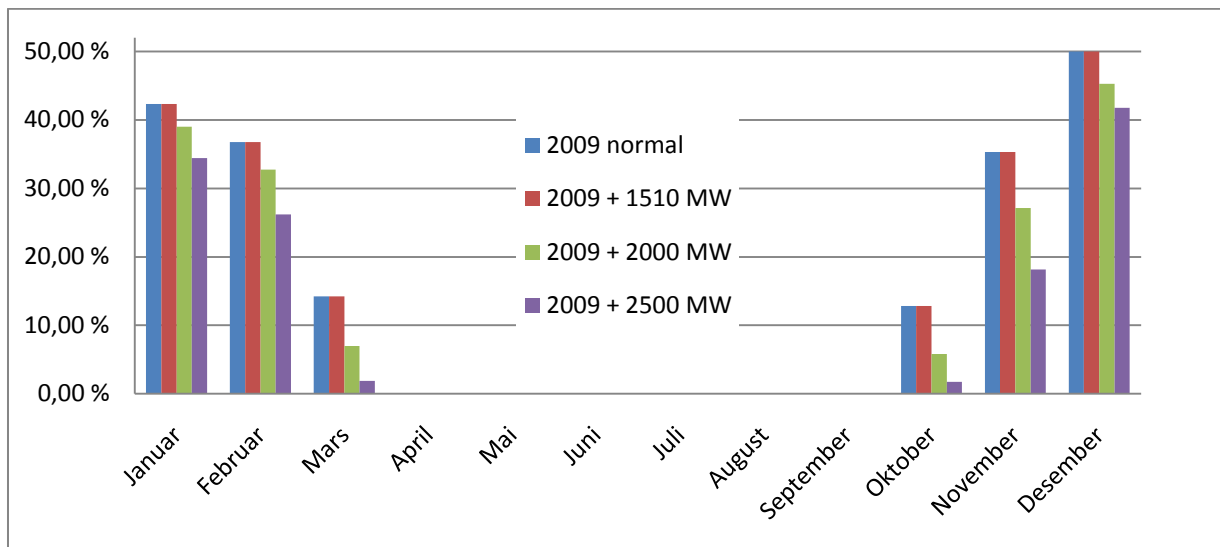


Figur 37 Sensitivitet i etterspørsel



Figur 38 Sensitivitet i produksjon

Vi har også gjort en analyse der vi ser hvilket utslag en endring i produksjonskapasitet vil få. Vi har holdt produksjonskapasiteten til Statkraft konstant, og ført endringen på resten av markedet. Fra figur 38 kan man se at en fem prosent endring gir store utslag i begge retninger. Spesielt i starten av 2009 er markedsmakten veldig sensitiv til markedets totale kapasitet. Det positive er at ved å utvide kapasiteten med fem prosent vil man kunne forhindre problemet i mars og oktober, samt dempe trykket i januar og februar betraktelig. I desember ser vi at sensitiviteten er lavere. Dette kan tyde på at det er relativt større avhengighet til Statkrafts kapasitet i timer hvor RSI er lavere enn 1,1.



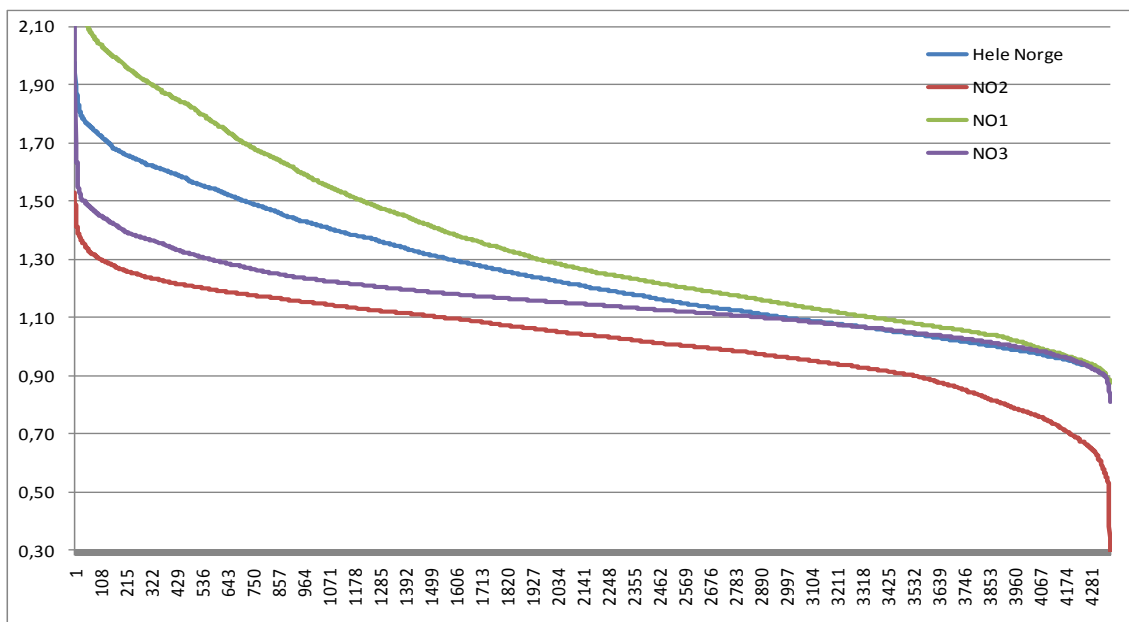
**Figur 39 Effekt av investering i ikke-regulerbar kraft (Statkraft)**

I figur 39 har vi undersøkt hvilken effekt investeringer i ikke-regulerbar kraft fra Statkraft vil få på resten av markedet. I en RSI analyse antar man at aktørene benytter ikke-regulerbar kraft til å overholde kontraktsforpliktelser og gjennom dette maksimerer "strategisk" kapasitet. Rent teknisk vil det si at man justerer for den høyeste effekten av ikke-regulerbar kraft og kontraktsforpliktelser. Bakgrunnen for at vi først valgte en effekt på 1.510 MW er at det er den del av vannkraft som må benyttes til å overholde kontraktsforpliktelsene. Analysen viser at en investering på 1.510 MW gjort av Statkraft har null effekter på RSI-indeksen. Øker man derimot investeringen over 1.510 MW, slik at andel ikke-regulerbar kraft overstiger kontraktsforpliktelsene gir dette en positiv effekt på markedet. Vi ser at andel timer med RSI under terskelverdien synker. Dette kan forklares ved at Statkraft "forsyner" markedet med kraft der de selv ikke kan kontrollere produksjonen. Ved en investering i 2.500 MW forsvinner problemet med RSI-timer i både mars og oktober. Ny kapasitet i form av vindkraft er positivt for konkurransen i markedet uavhengig om eieren er Statkraft, NTE eller andre. Siden vindkraftens produksjon blir bestemt av naturkreftene og ikke kan reguleres vil vindkraft redusere markedsmakten, gitt at den ikke brukes til å dekke kontraktsobligasjoner.

## 6.8 Deloppsummering RSI analysen

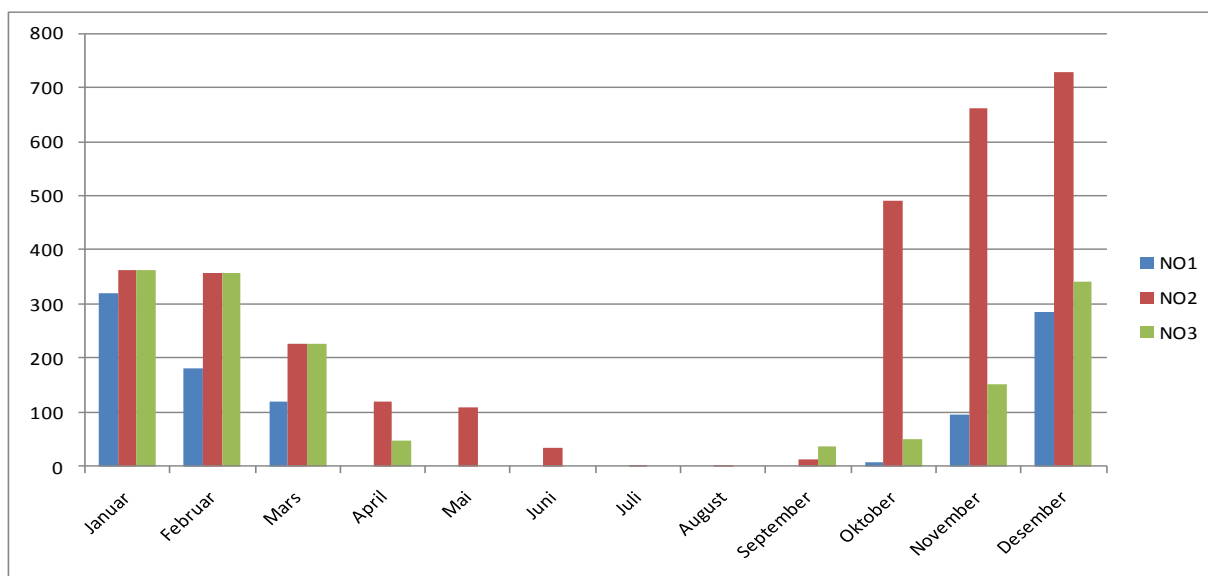
På bakgrunn av våre analyser av 2009 ser det ut til at Statkraft, E-CO og NTE i liten grad har markedsrett til å heve prisen i en prissone over prisen i de rundtliggende prissonene. I desember var det en viss grad av den globale formen for RSI for Statkraft i NO2 og NO3. Samlet for året var antall timer langt under terskelverdien, men for desember var antall timer i nærheten av grensen. Med tanke på det klare mønsteret observert i forhold til markedsrett på dagsbasis med lavere markedsrett i helgen, og på timesbasis med en klar topp i markedsrett på morgningen og en topp på kvelden, burde konkurransemyndighetene være observant i forhold til markedsrett i disse periodene i fremtiden.

Markedsretten til å heve prisen opp til prisen i den andre prissonen finner vi i stor grad i det norske markedet i 2009 for både Statkraft, E-CO og NTE. Den klart største graden av markedsrett har Statkraft, og de har videre klart mest lokal markedsrett i Midt-Norge.



**Figur 40** Fordeling av RSI verdiene 1 og 4 kvartal i Norge, NO1, NO2 og NO3 for 2009 for Statkraft. Sortert fra høyeste til laveste

Når vi sammenligner RSI for første og fjerde kvartal, de mest relevante for markedsrett, 2009 er det tydelig at NO2 skiller seg ut. Vi ser at RSI verdiene (y-aksen) ligger klart under de andre prissonene og Norge som helhet. Verdiene i grafen er sortert fra høyeste RSI-verdi til laveste RSI-verdi i de to respektive kvartalene. NO2 skiller seg også kraftig ut ved at det er en rekke timer hvor RSI-verdien er meget lav, langt under 1,1. Statkraft hadde med andre ord en stor grad av markedsrett. Store tiltak må sannsynligvis utføres for eventuelt å endre situasjonen med lokal markedsrett i NO2.



**Figur 41 Antall timer med RSI under 1,1 for Statkraft fordelt på måneder for NO1, NO2 og NO3**

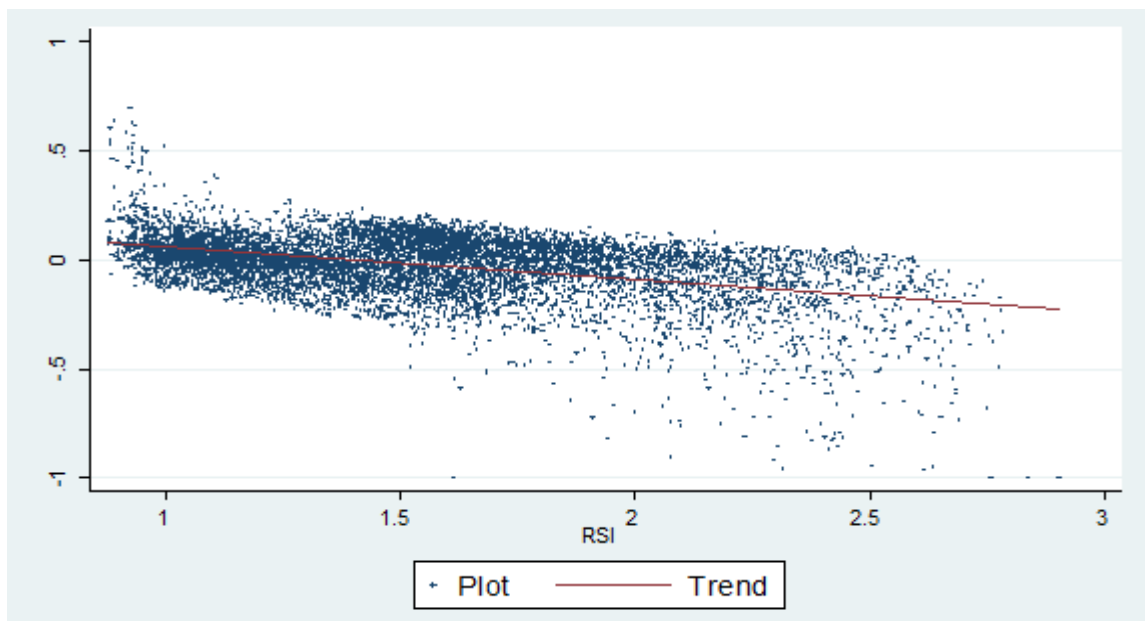
Figur 41 viser fordelingen av RSI timer for Statkraft gjennom året for de tre prissonene i Norge i 2009. NO2 og NO3 er like fram til 13. april. Figuren illustrerer klart det samme som figur 40; NO2 er området som skiller seg klart ut med veldig mange timer hvor Statkraft har lokal markedsrett. Det er klart at markedsretten i NO2 steg etter at NO3 (Nord-Norge) ble skilt ut som et eget prisområde. Fra å ha i overkant i 350 timer med markedsrett i januar og februar hadde Statkraft henholdsvis 662 og 727 timer med markedsrett i november og desember i NO2. Dersom NO3 hadde vært eget prisområde i første kvartal hadde trolig markedsretten i NO2 vært betydelig høyere for første kvartal. Selv om flere prissoner fra et samfunnsøkonomisk effektivitetssyn skaper et mer effektivt kraftsystem er ikke flere soner nødvendigvis positivt når man ser på markedsrett.

Når Statkraft sin kapasitet blir justert i forhold til eierskap de har direkte og indirekte i andre selskaper får de en betydelig høyere kapasitet med resulterende betydelig høyere antall timer med lokal markedsrett. Særlig i mars og oktober hadde justeringen et veldig stort utslag på RSI-verdiene og antall timer med lokal markedsrett. Den globale markedsretten økte også med det utslag at Statkraft hadde denne formen for markedsrett i desember, men ingen andre måneder.

## 6.9 Lerner Indeksen

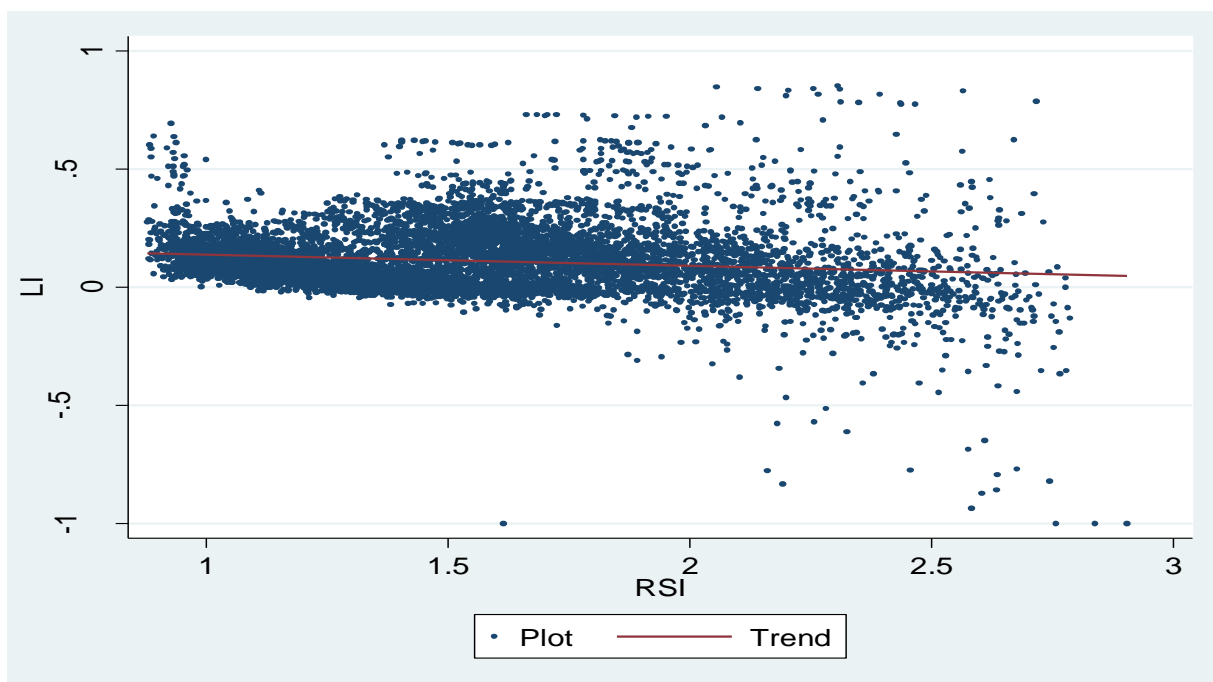
### 6.9.1 LI for hele året

For å studere sammenhengen mellom marginene til produsentene og RSI nærmere har vi utført en analyse av Lerner Indeksen. Etter å ha kalkulert Lerner Indeksen på timesbasis har vi sammenlignet tallet med tallet for RSI i den respektive timen. Dette for å se om marginene stiger når RSI synker, altså om prispåslaget over marginalkostnaden for vannkraftprodusentene stiger når markedsmakten stiger. Det vil være en sterk indikasjon på at markedsmakt har blitt benyttet. At et selskap har markedsmakt betyr ikke at markedsmakten nødvendigvis ønskes benyttet eller kan benyttes.



Figur 42 Korrelasjon mellom LI og RSI (Statkraft) 2009 med trendlinje der marginalkostnad er basert på terminkontrakter

For hele året under ett med bruk av derivater som tilnærming til alternativkostnad/marginalkostnad for en vannkraftprodusent ser vi klart effekten av at terminkontrakter gir et for høyt anslag for marginalkostnaden da den gjelder for alle døgnets timer og ikke lavlast.. Den gir ikke et rett anslag på marginalkostnad. Den gjennomsnittlige Lerner Indeks verdien for Statkraft ble basert på dette -0,24 i 2009. Dette tilsier at realiserte priser ligger nesten 50 % under marginalkostnad, og det er utvilsomt ikke rett. Ser vi bort ifra det faktumet at hele grafen nok skulle ligget høyere opp på y-aksen kan vi se at ved høye RSI verdier faller LI. Den lineære trenden synker med RSI, dog i betydelig mindre grad enn forventet. Trendlinjen skjærer marginalkostnaden når RSI er omtrent 1,3.



Figur 43 Korrelasjon mellom LI og RSI (Statkraft) 2009 med trendlinje der marginalkostnaden er basert på 6 laveste timer

Ved bruk av gjennomsnittet av døgnetts seks laveste timer som tilnærming til alternativkostnad for en vannkraftprodusent er det veldig stor spredning innen marginene i timer med høy RSI. Grunnen for dette er at prisene i våte lavlasttimer på sommeren går mot null og marginene kan derfor bli høye selv om RSI er lav. Dette er grunnen til at Econ pöry brukte marginalkostnaden til et effektivt kullkraftverk som marginalkostnad når prisen gikk for lavt. Selv om det gir klart utslag her er det ikke et problem for analysen vår da det er vintermånedene vi skal studere nærmere og da forsvinner denne effekten.

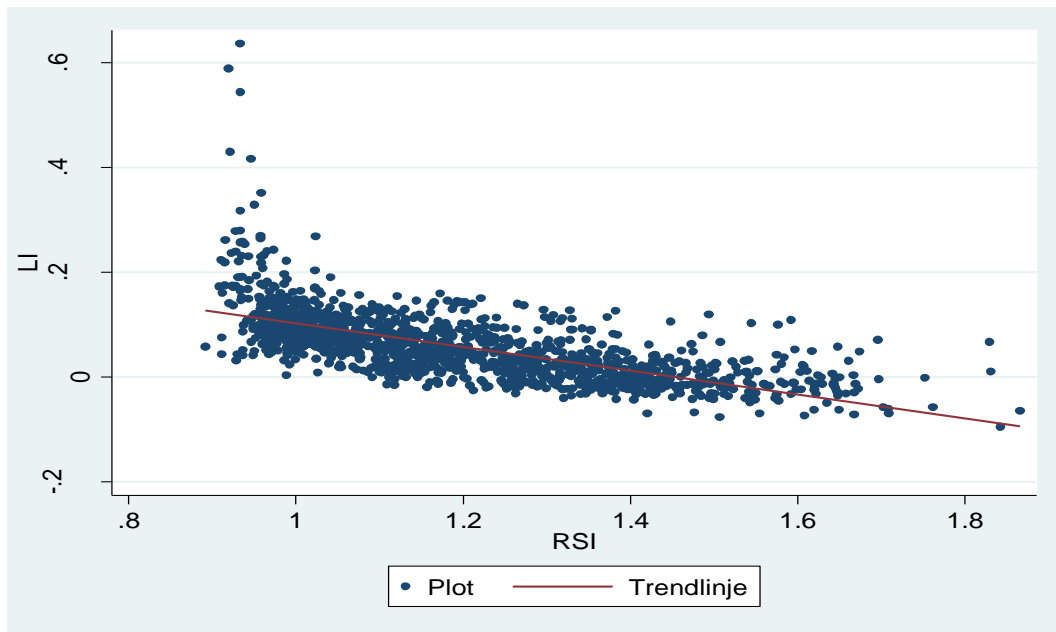
Videre ligger marginene høyere enn de gjorde ved bruk av terminpriser, men trendlinjen er relativt flat på grunn av den store spredningen ved høye RSI verdier. Trendlinjen ligger veldig høyt og skjærer aldri marginalkostnaden. Samlet gjennomsnittlig LI for Statkraft hele 2009 ved denne metoden var 0,08. Altså bare litt over marginalkostnaden. Mer relevante tall får vi når vi studerer de månedene hvor Statkraft har markedsrett. På årsbasis er korrelasjonen mellom RSI og LI -0,1398.

### 6.9.2 LI for januar og februar 2009, MC basert på gjennomsnittlig lavlastpris

Figur 44 viser korrelasjonen mellom lokal RSI og LI i januar og februar ser vi en klarere sammenheng mellom RSI og LI, hvor LI stiger når RSI synker. Når Statkraft har markedsrett stiger marginene. Spesielt er dette tydelig ved lave RSI-verdier der det skjer et hopp i marginene. Samtidig er marginene veldig lave hvis vi sammenligner med for eksempel figur 13 som viste korrelasjonen



mellom RSI og LI i California i år 2000. Grunnen for dette er trolig at det nordiske kraftmarkedet sammenlignet med California fungerer bedre, særlig i forhold til eksempelvis California i år 2000. Vi vil derfor ikke observere liknende ekstrempriser over en lengre periode. Hydrobaserte kraftsystemer jevner også naturlig ut prissvingninger ved at når prisen blir lave spares det på vannet for heller å produsere når prisen er høy.



Figur 44 Korrelasjon mellom RSI og LI for januar og februar 2009

Trendlinjen skjærer null ved en RSI litt over 1,4 og indikerer dermed positive marginer (over marginalkostnad) ved RSI verdier under 1,4. Grunnen til dette er ikke entydig. Det kan være et tegn på at positive marginer i det norske markedet starter ved høyere RSI. Altså at et selskap har markedsrett selv når kapasiteten dekker en mindre andel av nødvendig kapasitet for å klare markedet og ikke kan klare det alene. Det kan være et tegn på stilltende samarbeid mellom deltakende selskaper. En av fordelene til RSI over den binomiske versjonen PSI (Pivotal Supply Index) er at den ved å være dynamisk kan ha en høyere grense enn 1 som blant annet tar høyde for mulig samarbeid mellom ulike produsenter (Sheffrin, 2002). Når vi observerer at trendlinjen bryter marginalkostnaden på et nivå over 1,4 kan det være et tegn på stilltende samarbeid i det norske markedet som hever marginene ved mindre markedsrett. Selv om marginene er lavere enn i andre markeder så er det mulig at stilltende samarbeid gjør at de holder seg svakt over marginalkostnaden lengre (ved høyere RSI enn i andre markeder). Det kan også være at kraftprisene i lavlast perioden ikke gir et perfekt anslag på marginalkostnadene. Dels kan det være at nattprisen ikke reflekterer effektverdier og mindre krumninger på vannverdikurven, dels kan det være behov for å ta i bruk anlegg med lite vann og høyere vannverdi om dagen.

Tallmaterialet bygger opp under hypotesen om en korrelasjon mellom RSI og LI. Statistisk analyse viser at vi har en negativ korrelasjon på  $-0,669$ . En enkel regresjonsmodell viser at RSI kan forklare litt under halvparten av bevegelsene i LI<sup>10</sup>. Videre viser regresjonsmodellen at dersom RSI går ned med 1 vil LI øke med  $0,23$ . I forhold til regresjonsmodellen har vi riktignok tendenser til heteroskedasitet. Det vil si at variansen i feilleddene rundt trendlinjen ikke er stabile. Vi ser klart at spredningen i plottene er større ved små verdier for RSI. En white-test viser også dette. Men dette påvirker ikke forklaringskraften som blir den samme hvis vi bruker en regresjonsmodell med robuste standardavvik. Et annet aspekt er at forklaringskraften til RSI også kan fange opp andre forklaringsvariabler som ikke er med i regresjonsmodellen som er korrelert med RSI.

### **6.9.3 LI for november og desember 2009, MC basert på gjennomsnittlig lavlastpris**

Mønsteret fra januar og februar går i stor grad igjen i november og desember. Tendensen til et hopp i marginene når lokal RSI er under 1 er ikke like tydelige men jevnt over ligger marginene høyere, særlig ved lavere RSI. Trendlinjen for november og desember skjærer ikke marginalkostnaden før en RSI verdi på omtrent  $1,5$ . Dette indikerer positive marginer for Statkraft ved lokale RSI verdier under  $1,5$ . Grunnen til dette kan være samme som nevnt for januar og februar. At vi igjen observerer det kan bety at det foregår en form for stilltiende samarbeid i markedet. Korrelasjonen mellom RSI og LI er  $-0,7098$ . Med andre ord veldig nær korrelasjonen i januar og februar. En enkel regresjonsmodell viser at RSI kan forklare omtrent halvparten av bevegelsene i LI<sup>11</sup>. Videre viser regresjonsmodellen at dersom RSI går ned med 1 vil LI øke med  $0,28$ .

Gjennomsnittlig LI for perioden var ca.  $0,1$  noe som betyr at prisen i gjennomsnitt for november og desember lå  $11\%$  over marginalkostnad. Marginene lå betydelig høyere i periodene hvor RSI er lav. Om grunnen til det er at markedsmakten til Statkraft ble utnyttet mer eller om det skyldes knapphetsprising er vanskelig å avgjøre, men vi kan fastslå at prisene økte når markedsmakten økte. Det tyder på at markedsmakten har økt prisene.

### **6.9.4 LI for Statkraft NO1, MC basert på gjennomsnittlig lavlastpris.**

Når vi begrenser oss til prissone 1 og sammenligner prispåslaget over marginalkostnaden der (basert på gjennomsnittlig pris nattetid) med lokal RSI ser vi det samme mønsteret som vi så for hele Norge. Det er en negativ korrelasjon mellom LI og RSI med et ekstra hopp i marginene når RSI synker under  $1,1$ . Igjen observerer vi at den lineære trendlinjen skjærer marginalkostnaden når RSI er nær  $1,5$ . Vi har studert nærmere de samme månedene som når vi tittet på hele Norge samlet, altså januar og februar samlet, og november og desember samlet.

---

<sup>10</sup>  $R^2$  på  $0,4476$ , detaljer i appendiks 2

<sup>11</sup>  $R^2$  på  $0,5038$ , detaljer i appendiks 2

I januar og februar 2009 var det en negativ korrelasjon på  $-0,73$  mellom RSI og LI i NO1. Med andre ord var det en klarere korrelasjon mellom større markedsmakt og høyere marginer når vi studerer NO1 alene enn når vi studerer hele Norge samlet. Videre viser regresjonslinjen at når RSI synker med 1 så stiger LI med omtrent  $0,2$ .

Korrelasjonene mellom RSI og LI for november og desember 2009 var  $-0,7310$ . I likhet med januar og februar øker prisen mer med høyere markedsmakt når vi studerer NO1 sammenlignet med hele Norge. En enkel regresjonsmodell tilsier at RSI kan forklare litt over halvparten av endringene i LI<sup>12</sup>. Videre viser regresjonslinjen at når RSI synker med 1 så stiger LI med  $0,195$ .

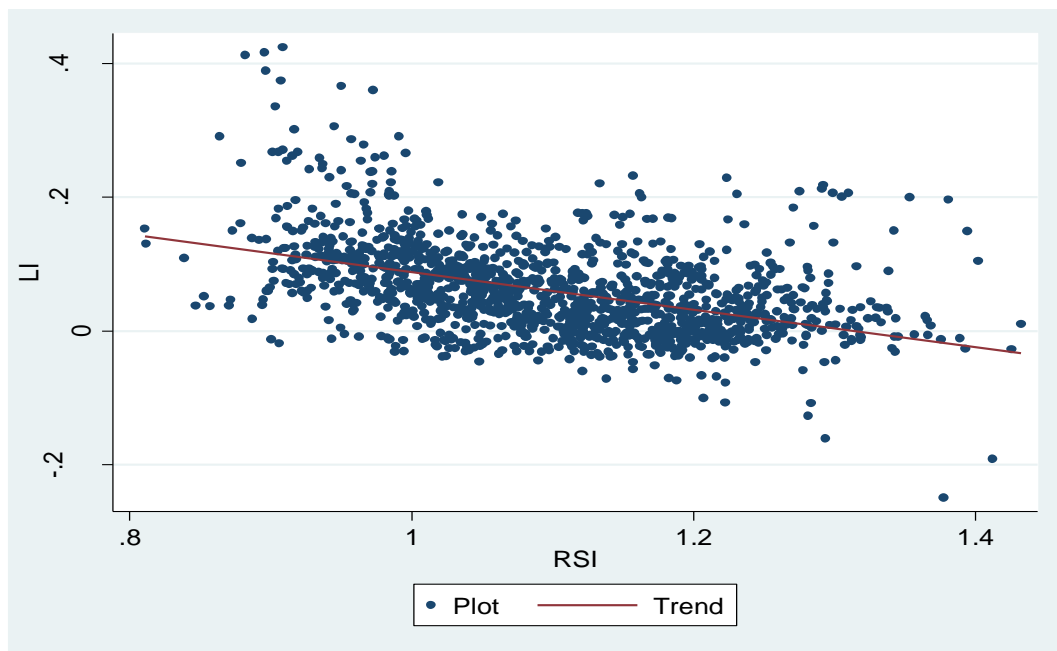
Generelt viser resultatene i NO1 de samme tendensene til at marginene over marginalkostnaden øker når markedsmakten øker. Samtidig er korrelasjonen mellom disse sterkere når vi kun studerer NO1 enn når vi studerte hele Norge samlet. I alle periodene vi har studert nærmere, både for hele Norge og for NO1 alene, har vi sett at den lineære trenden til korrelasjonen mellom LI og RSI har brutt marginalkostnaden nær en RSI på  $1,5$ . Det kan som nevnt være tegn på at det foregår en form for stilltiende samarbeid i det norske kraftmarkedet. Det kan være i form av at ulike selskaper Statkraft har eierskap i har et stilltiende samarbeid, eller mellom uavhengige selskaper med Statkraft som prisleder. Det kan også være at beregningene av marginalkostnadene ikke er helt presise pga at de ikke reflekterer for eksempel effektverdier og mindre krumninger på vannverdikurven. Funnet kan også være et samlet resultat av punktene nevnt over. Det er noe som må studeres nærmere før det kan slås fast.

---

<sup>12</sup>  $R^2$  på  $0,5344$

### 6.9.5 LI for Statkraft NO2, MC basert på gjennomsnittlig lavlastpris

Fra studien av RSI er det helt klart at NO2 skiller seg ut som den prissonen der Statkraft hadde høyest markedsrett i 2009. Det er derfor interessant også å se på denne prissonen alene både for å se på i hvilken grad lav RSI for Statkraft har ført til at prisene har blitt økt over alternativkostnaden til vannet. Først ser vi på den lokale markedsretten i årets to første og to siste måneder slik vi har gjort det for NO1 og for Norge samlet, så sammenligner vi LI med den lokale formen for markedsrett i NO2 i desember.

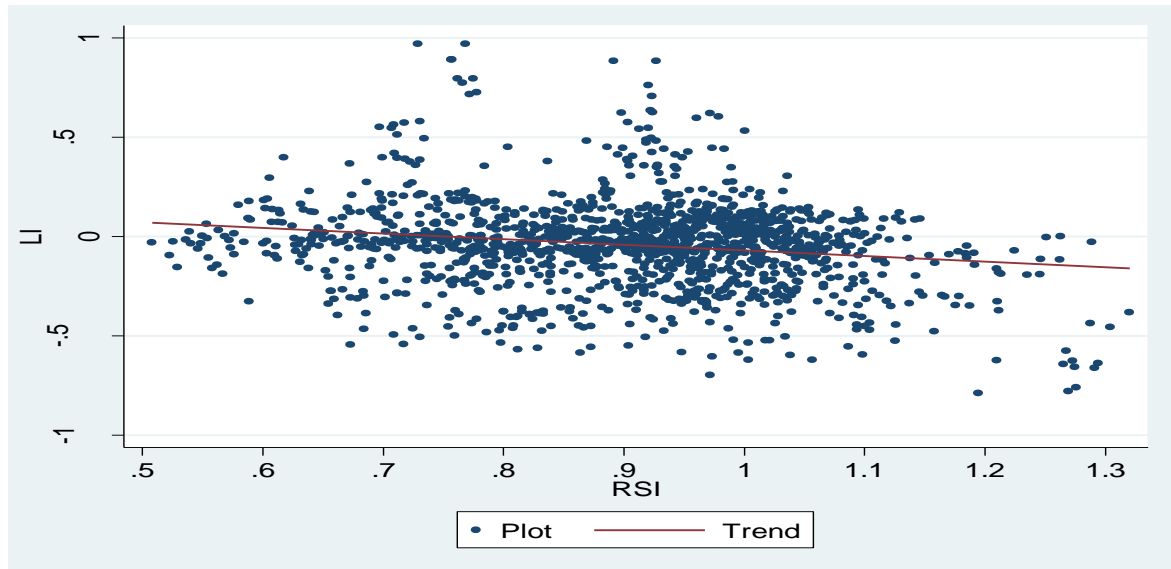


Figur 45 Korrelasjonen mellom LI og RSI i NO2 for januar og februar 2009

Figur 45 likner på tidligere scatterplott. Det er negativ korrelasjon mellom LI og RSI på  $-0,73$ . Det er akkurat den samme korrelasjonen som i NO1. Videre viser en enkel regresjon at når LI synker med 1 så stiger LI med  $0,28$ . Det er høyere enn sammenhengen fra NO1. Til gjengjeld er forklaringskraften, altså andelen av endringen i LI som kan forklares av RSI, mye lavere. Forklaringskraften er kun 21 %. Dette kommer av at det er en større spredning i plottene i NO2 enn når vi studerte NO1 og Norge samlet. Jevnt over er verdiene for RSI veldig lave med størsteparten under  $1,1$ . Denne tendensen er enda klarere når vi ser på november og desember i figur 46.

I figur 46 ser vi en veldig stor spredning i plottene og en lav korrelasjon mellom RSI og LI. Det var liten variasjon i prisene i november og desember slik at prisene på natten, og dermed også alternativkostnaden, var ganske høy i perioden. Det var en stor overvekt av timene hvor RSI var under  $1,1$ , og det var markedsrett i mange av de typiske lavlasttimene. På bakgrunn av den spesielle

situasjonen med stor eksport på natten og høy etterspørsel som førte til høye nattepriser er forklaringskraften til RSI på variasjonen i LI veldig lav på kun 3,3 %.



Figur 46 Korrelasjonen mellom LI og RSI i NO2 for november og desember 2009

Det var kun i desember det var RSI i den globale formen i NO2. Når vi studerer sammenhengen mellom den globale formen for RSI og LI i desember ser vi en mer tydelig negativ korrelasjon mellom RSI og LI. Ved bruk av statistikkprogrammet Stata finner vi en negativ korrelasjon på  $-0,5858$ . Videre viser en enkel regresjon at når RSI synker med 1 stiger LI med 0,23, men bare 34 % av variasjonen i LI kan forklares av variasjonen i RSI. Sammenligner vi med lokal markedsrett for november og desember har vi ikke den samme tendensen med at vi har markedsrett i nesten alle timer. Sammenhengen mellom RSI og LI er derfor nærmere det vi tidligere har observert. Det forventede hoppet i marginene når RSI går under 1,1 mangler og trendlinjen bryter marginalkostnaden ganske høyt. Ellers er resultatene liknende det vi tidligere observert i andre prissoner.

Vi har valgt å gjøre en kort undersøkelse på sammenhengen mellom RSI og LI etter vi har gjort justeringer for finansielt eierskap nærmere. Utskrift fra stata og scatterplot ligger i appendiks. Siden tildelingen av eierskap ikke er reell er korrelasjonen mellom LI og RSI lav og RSI har lav forklaringskraft for svingningene i LI. Scatterplottet viser også at sammenhengen mellom LI og RSI er lav. At trendlinjen aldri bryter marginalkostnaden bygger under at det er lite hensiktsmessig ved å studere dette nærmere.



## 7. Konklusjon

Det vi har funnet ut om markedsmakten i Norge ved å benytte RSI er at Statkraft først om fremst har lokal markedsmakt, det vil si markedsmakt til å øke kraftprisene opp til prisene i de omkransende prissonene. Dette gjelder når man studerer hele Norge under ett og når man studerer de enkelte prissonene separat. Det er et klart mønster der timene der Statkraft har lokalmarkedsmakt er fordelt på høylasttimene, altså vintermånedene og især på den tiden hvor folk står opp om morgningen og når de kommer hjem fra jobben på kvelden. Vi observerte et lignende mønster når vi studerte lokal markedsmakt for E-CO i NO1 som tidvis, særlig i desember, hadde markedsmakt til å heve prisen opp til rundtliggende prisområder. Det samme mønsteret ble ikke observert for NTE i NO2.

Lokal markedsmakt er veldig vanskelig å observere da den ikke kan oppdages ved kun å se på prisene. Nettopp på grunn av dette er det kanskje den farligste formen for markedsmakt da bedriftene kan utøve markedsmakt i lengre perioder uten at det blir oppdaget, og mottiltak derfor ikke blir iverksatt. Videre fant vi i denne sammenheng at uregulerbar kapasitet i form av for eksempel vindkraftverk, uavhengig om anlegget er eid av Statkraft eller andre, er positivt for markedsmakten da kraftproduksjonen ikke kan reguleres og dermed øker tilbudet i markedet uten å kunne utnyttes til strategiske formål.

Global markedsmakt ble kun observert for Statkraft i NO2 i desember. Dette skyldes mest sannsynlig den ekstraordinære situasjonen vi hadde i desember. Det kan være nyttig å overvåke markedsmakt i slike spesielle situasjoner. Også når vi benyttet forbruket i 2008, som var mer normalt, fant vi ingen timer i løpet av året hvor Statkraft hadde markedsmakt til å øke prisen høyere enn prisen i de andre prissonene. Det er dermed lite som tyder på at Statkraft eller andre selskaper i Norge har nok markedsmakt til å heve prisen i Norge utover prisen i andre prissoner ved å holde igjen produksjon i høylastperioder i normale situasjoner. Konkurransen i det norske markedet ser ut til å være relativt velfungerende på grunn av tilknytningen til Nord Pool området. Markedsmakten kan selvsagt endre seg i fremtiden dersom Statkraft får kontroll over mer regulerbar produksjonskapasitet eller det blir hyppigere flaskehals i markedet.

Tildeling av kapasitet til Statkraft i forhold til finansielt eierskap i andre selskaper gir en stor økning i lokal markedsmakt i Norge samlet. Markedsmakt til å heve prisen i Norge over prisen i andre prissoner var fullstendig fraværende før. Etter eierskapsjustering hadde Statkraft denne type markedsmakt i desember. På bakgrunn av dette var trolig den globale formen for markedsmakt for Statkraft enda høyere i NO2 hvor det var tendenser til global markedsmakt i desember før vi justerte for eierskap. Det er grunn til å være observant for konkurransemyndigheter i forhold til Statkraft sin

forhold til selskapene de har eierskap i og eventuell stilltiende samarbeid mellom dem da det kan ha en stor effekt på markedsmakten til Statkraft.

Når vi sammenligner tallene fra RSI-analysen for lokal markedsmakt i Norge opp mot Lerner Indeksen, som måler prispåslaget over marginalkostnad, finner vi at det er en klar negativ korrelasjon mellom RSI og LI i de månedene hvor markedsmakten er høyest. Det vil si at prisen over marginalkostnad øker når markedsmakten øker. Selv om marginene øker er de ikke i nærheten av marginene observert i andre markeder som har blitt undersøkt. Disse markedene har riktignok blitt undersøkt nettopp på bakgrunn av ekstreme priser eller annen form for markedssvikt. Vi kan dermed konkludere med at det ser ut til at det norske kraftmarkedet er rimelig velfungerende og konkurransen liksom. Men de største selskapene ser it til å ha benyttet sin lokale markedsmakt til å heve prisen.

Selv om vi har funnet klare tendenser til at aktører har markedsmakt til å heve prisen lokalt i prissoner i Norge opp til prisen i andre prissoner, og at prispåslaget over marginalkostnad stiger når markedsmakten stiger, er det vanskelig å avsløre et selskap i bruk av markedsmakt. Det fordi ethvert vannkraftverk har sine vannverdivurderinger som skiller seg fra den aggregerte vannverdien og derfor enkelt kan argumentere for at de holdt igjen vann, siden deres vannverdivurdering angivelig var høyere enn markedet på det aktuelle tidspunkt.

Tiltak for å hindre markedsmakt ved eksempelvis å få inn ny uregulerbar produksjonskapasitet i form av eksempelvis vindkraft eller bioenergi kan være vel så effektivt som å forsøke å avdekke og stoppe markedsmakt direkte. Dette ble illustrert gjennom sensitivitetsanalysen, der vi så at man ved å øke produksjonskapasiteten i markedet kunne forhindre markedsmakt i hele mars og oktober, samt dempe trykket i januar og februar betraktelig.



## 8. Videre undersøkelser

Det er flere videre undersøkelser som hadde vært interessant å utføre. En RSI-analyse på eksempelvis de nye prissonene som dukket opp i 2010, og se hvordan disse skiller seg ut fra de større prissonene som var i 2009. Når det geografiske området er avgrenset kan teoretisk et selskap ha større markedsrett.

I 2009 har vi funnet ut at det ikke var store problemer med global markedsrett i det norske markedet, men det kan endre seg i fremtiden. RSI kan da benyttes til å evaluere effekten av ny overføringskapasitet på konkurransen i markedet ved å undersøke endringer i global markedsrett i på bakgrunn av økning av transportkapasitet.

Å gjøre noen scenario analyser med bakgrunn i RSI kunne også vært interessant. Hva blir effekten på markedsrett i det norske kraftmarkedet av det finske kjernekraftverket Olkiluoto , verdens største kjernereaktor. Den skal etter planen starte opp i 2012, og står for en betydelig økning av krafttilbudet i Norden med 1600 MW. Regjeringen har også vedtatt å bygge ytterligere to kjernekraftverk, men det skal først behandles av riksdagen (NTB, 2010). Hva blir igjen av markedsretten hvis disse bygges ut? For å undersøke dette trenger man en komplett modell av Norge, Sverige og Finland for å se hvordan det påvirker flyten av kraft og dermed lokal RSI. Hvordan videre integrering mellom de nordiske landene endrer markedsretten ved å øke utvekslingsmulighetene og dermed minke mulighetene for å øke prisen utover alle andre prissoner. Økte utvekslingsmuligheter hadde gjort hele Norden til det aktuelle markedet i flere timer.

Et annet aspekt kunne vært å gjennomføre en samfunnsøkonomisk analyse som viste endringen i produsentoverskudd, konsumentoverskudd og dødvektstap fra eksempelvis Statkraft sin markedsrett til å øke prisen i en sone opp mot prisen i de andre prissonene. Det er mulig at den samfunnsøkonomiske gevinsten fra dette ikke er så stort da kostnaden ved eventuelle mottiltak kan forsvares.

Et siste interessant aspekt kunne vært å studere den globale formen for markedsrett som Statkraft har i NO2 etter å ha justert for direkte og indirekte eierskap. Den er trolig mye høyere enn det vi observerte for Norge som helhet.



## 9. Kilder

Arellano, S. M. (2003). *Market Power in Mixed Hydro-Thermal Electric Systems. An Application to Chile's Deregulated Industry*. Working Paper, Universidad de Chile, Center of Applied Economics, Santiago.

Bergman, L. (2002). The Nordic electricity market—continued success or emerging problems? *SWEDISH ECONOMIC POLICY REVIEW* 9 .

Bjærksund, P., Myksvoll, B., & Stensland, G. (2008). Exercising Flexible Load Contracts: Two Simple Strategies. *Applied Stochastic Models in Business & Industry* , 24, 93-107.

Bjørndal, M., & Jörnsten, K. (2001). *Koordinering av nordiske systemoperatører i kraftmarkedet : gevinst ved bedret kapasitetsutnyttelse og mer fleksibel prisområdeinndeling*. Bergen: SNF.

Bushnell, J., & Wolak, F. A. (2000). *Regulation and the Leverage of Local Market Power in the California Electricity Market*. UC Berkeley, Institute of Business and Economic Research. San Francisco: Competition Policy Center .

Econ Pöyry. (2004). *Overvåkning av markedsrett i kraftmarkedet*. Oslo: ECON Analyse AS.

Haugstad, T. (2008, 3 09). *www.TekniskUkeblad.no*. Retrieved Februar 5, 2010, from <http://www.tu.no/nettarkiv/article143643.ece>

Konkurransetilsynet. (2007). *Capacity for competition - Investing for an Efficient Nordic* . Bergen: De Nordiske Konkurransetilsynene.

Landes, W. M., & Posner, R. A. (1981). Market Power in Antitrust Cases. *Harvard Law Review* , 94 (5), 937-996.

London Economics. (2007). *Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005*. London: London Economics in association Global Energy Decisions.

*Nation Master*. (2010, Mai 26). Retrieved Mai 26, 2010, from Energy Statistics > Electricity > ConsumptionNation Master: [http://www.nationmaster.com/graph/ene\\_ele\\_con\\_percap-energy-electricity-consumption-per-capita#source](http://www.nationmaster.com/graph/ene_ele_con_percap-energy-electricity-consumption-per-capita#source)

Newberry, D. (2008). *Predicting Market Power in Wholesale Electricity Markets*. University of Cambridge.

Nordel. (Mars 2008). *Nordic Grid Master Plan 2008*. Nordel.

Nordel. (2010). *Årsrapport 2009*.

NTB, ©. (2010, April 21). *Finske selskaper får bygge to atomkraftverk*. Retrieved April 22, 2010, from Aftenposten nettside: <http://www.aftenposten.no/nyheter/uriks/article3617251.ece>

Pindyck, R. S., & Rubinfeld, D. L. (2009). *Microeconomics* (7 ed.). New Jersey: Pearson Education.

Porter, M. E. (2008). *On Competition* (11 ed.). (H. B. Review, Ed.) Boston: Harvard Business School Publishing Corporation.

Robson, C. (2002). In *Real World Research* (p. 178). Oxford: Blackwell.

Robson, C. (2002). In *Real World Research* (2 ed.). Oxford: Blackwell Publishers Ltd.

Severin Borenstein, J. B. (2000). The competitive effects of transmission capacity in a deregulated electricity industry, Vol. 31, No. 2. *RAND Journal of Economics* , pp. 294-325.

Sheffrin, A. (2002). *Predicting Market Power Using Residual Supply Index*.

Singh, B., & Skjeret, F. (2006). *Ownership relations and cooperation in the Norwegian power market*. Bergen: SNF: Institute for Research in Economics and Business.

SSB. (2009). *SSB - Energi*. Retrieved Januar 27.01.2010, 2010, from <http://www.ssb.no/emner/01/03/10/energi/>: <http://www.ssb.no/emner/01/03/10/energi/>

Statnett. (2010). *Markedskommentar til 1.kvartal 2010*.

Statnett. (2010). *Årsrapport "Det nordiske kraftmarkedet med norske øyne2009"*. Oslo: Statnett.

Stensaker, I. (2009). Introduction to different research designs. Bergen: NHH.

Sørgard, L. (2003). *Konkurransestrategi - eksempler på anvendt mikroøkonomi* (2 ed.). Bergen: Fagbokforlaget.

Tønnesen, T. W. (2005). *Kraftmarkedet - Overvåkning av det norske kraftmarkedet* . Oslo: Universitetet i Oslo.

Vassilpopoulos, P. (2003). *Models for the Identification of Market Power in Wholesale Electricity Markets*. UNIVERSITY PARIS IX – DAUPHINE.

Von der Fehr, N.-H. E. (2005). The Nordic Market: Signs of Stress. *The Energy Journal Special Issue on European Electricity Liberalisation* , 71-98.

Wolfram, C. D. (1999). Measuring Duopoly Power in the British Electricity Spot Market. *The American Economic Review* , 89 (4), 805-826.

*www.Kraftkartet.no*. (2007, Januar 17). Retrieved April 22, 2010, from <http://www.kraftkartet.no/default.asp?gruppe=3305>



## Appendiks del 1: Justering av eierskap

### Trinn 1

Mer formelt er matrisen for eierskap i de ulike kraftverkene gitt ved  $\mathbf{W} = [w_{ig}]$  for alle  $i=(1,\dots,n)$ ,  $g=(1,\dots,m)$  hvor  $w_{ig}$  er andelen av et kraftverk  $g$  som er eid av selskap  $i$ .  $\mathbf{k}$  gir kapasiteten i til hvert av kraftverkene  $g$ . Produksjonskapasiteten  $\mathbf{K}$  kontrollert direkte av selskap  $i$  blir dermed gitt av:

$$K_i = \sum_g w_{ig} k_g$$

### Trinn 2

Mer formelt så justerer vi produksjonskapasiteten til de respektive selskapene gjennom å definere en matrise for finansiell eierskap  $\mathbf{A} = [a_{ij}]$  for  $i, j = (1, \dots, n)$ , hvor  $0 \leq a_{ij} \leq 1$  er andelen av selskap  $i$  direkte eid av selskap  $j$ . Indirekte eierskap oppstår i det selskap  $j$  igjen eier en andel av selskap  $k$ . Det første steget for å regne ut netto produksjonskapasitet (produksjonskapasiteten fordelt på de ulike selskapene etter vi har justert for direkte og indirekte eierskap) er å regne ut en matrise  $\mathbf{B}$  som vi får av å gange sammen alle transitive aksjeandeler.

$$\mathbf{B} = \sum_{\alpha=1}^{\infty} \mathbf{A}^{\alpha} = \mathbf{A}(\mathbf{I} - \mathbf{A})^{-1}$$

Hvor den  $\alpha$ -en i serien  $\mathbf{A}^{\alpha}$  representerer alle mulige eierskapsrelasjoner av lengde  $\alpha$ . Problemet er at en enkel aggregering av eierandelene ville resultere i dobbelttelling slik at kolonneverdiene i  $\mathbf{B}$  kan overstige 1. For å justere for dette må vi regne ut den justerte eierskapsmatrisen  $\mathbf{V}$

$$\mathbf{V} = [\text{diag}(\mathbf{I} - \bar{\mathbf{A}})]\mathbf{B} = [\text{diag}(\mathbf{I} - \bar{\mathbf{A}})]\mathbf{A}(\mathbf{I} - \mathbf{A})^{-1}$$

Hvor  $\bar{\mathbf{A}} = [a_j]$  og  $a_j = \sum_j a_{ij}$  som er summen av aksjene eid i firma  $j$  av de  $n-1$  andre selskapene og  $\text{diag}(\mathbf{I} - \bar{\mathbf{A}})$  er en diagonal matrise hvor de diagonale elementene representerer andelen av aksjene i de ulike selskapene som er eid av eksterne eiere. Direkte og indirekte finansiell eierskap impliserer reallokering av kontroll over produksjonskapasiteten,  $\mathbf{K}$ , mellom de ulike selskapene. Netto produksjonskapasitet er gitt av matrisen  $\mathbf{T}$  hvor

$$\mathbf{T} = \mathbf{X} + \mathbf{Y}$$

Hvor matrisene  $\mathbf{X}$  og  $\mathbf{Y}$  er igjen gitt av:

$$\mathbf{X} = \mathbf{V}\mathbf{K} = \{[\text{diag}(\mathbf{I} - \bar{\mathbf{A}})](\mathbf{I} - \mathbf{A})\mathbf{A}\}\mathbf{K}$$

$$\mathbf{Y} = \text{diag}(\mathbf{I} - \bar{\mathbf{A}})\mathbf{K}$$

Matrisen  $\mathbf{X}$  gir oss kapasiteten som blir allokert til selskapene på bakgrunn av finansielt eierskap mens  $\mathbf{Y}$  gir oss kapasiteten som blir kontrollert av selskapet på vegne av deres eksterne eiere.

### Eksempel 1

I trinn 1 vil vi definere matrise  $\mathbf{W}$  som angir eierskap i kraftverkene blant de ulike selskapene og matrise  $\mathbf{k}$  som viser kapasiteten til de ulike kraftverkene. Vi bruker dette til å regne ut  $\mathbf{K}$  som gir den totale kapasiteten til hvert av selskapene

$$\mathbf{W} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0,25 & 0,75 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \end{pmatrix}, \mathbf{k} = \begin{pmatrix} 10 \\ 10 \\ 10 \\ 10 \end{pmatrix}, \mathbf{K} = (\mathbf{k}'\mathbf{W})' = \begin{pmatrix} 22,5 \\ 17,5 \\ 0 \end{pmatrix}$$

### Eksempel 2

$\mathbf{A}$ -matrisen og matrisen  $\text{diag}(\mathbf{I} - \bar{\mathbf{A}})$  må endres for å ta høyde for endringene i direkte og indirekte eierskap. Da  $b$  nå er heleid av de andre selskapene i bransjen har  $\text{diag}(\mathbf{I} - \bar{\mathbf{A}})$  nullverdi for  $b$ .

$$\mathbf{A} = \begin{pmatrix} 0 & 0,5 & 0 \\ 0 & 0 & 0,5 \\ 0 & 0,5 & 0 \end{pmatrix}, \quad \text{diag}(\mathbf{I} - \bar{\mathbf{A}}) = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0,5 \end{pmatrix}, \quad \mathbf{V} = \begin{pmatrix} 0 & 0,67 & 0,33 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,33 & 0,17 \end{pmatrix}$$

Kapasiteten som blir kontrollert av hvert selskap på bakgrunn av kryss-eierskap blir dermed

$$\mathbf{X} = \mathbf{VK} = \begin{pmatrix} 0 & 0,67 & 0,33 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,33 & 0,17 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 22,5 \\ 17,5 \\ 0 \end{pmatrix}, \quad \mathbf{X} = \begin{pmatrix} 11,67 \\ 0 \\ 5,83 \end{pmatrix}$$

Siden ingen kapasitet blir kontrollert av  $b$  da det er 100 % eid av selskap  $a$  og  $c$  forekommer en overføring av kapasitet fra  $b$  til  $a$ . Videre er  $c$  sin kapasitet uendret da deres eierandel i  $b$  forblir den samme. Kapasiteten kontrollert på vegne av eksterne eiere blir da:

$$\mathbf{Y} = \text{diag}(\mathbf{I} - \bar{\mathbf{A}})\mathbf{K} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0,51 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 22,5 \\ 17,5 \\ 0 \end{pmatrix}, \quad \mathbf{Y} = \begin{pmatrix} 22,5 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix}$$

Netto produksjonskapasitet kontrollert av hvert firma blir da:

$$\mathbf{T} = \mathbf{X} + \mathbf{Y} = \begin{pmatrix} 34,17 \\ 0 \\ 5,83 \end{pmatrix}$$



### Eksempel 3: Direkte finansielt eierskap, Enveis relasjon

For å forstå illustrere utregningene i steg 2 starter vi med et enkelt eksempel. Gå ut ifra at vi fortsatt har tre selskaper, men selskap *c* eier 50 % av selskap *b*. Tabellen nedenfor gir oversikt over de finansielle eierskapene i kraftnæringen.

Selskap	a	b	c
a	0	0	0
b	0	0	0
c	0	0,5	0

Vi antar videre at resten fortsatt er slik som i eksempel 1. Effekten av denne ene finansielle eierskapsrelasjonen blir utregning i trinn 2. Først defineres **A**-matrisen som inkluderer *c* sitt eierskap i *b*. Så blir matrisen  $\text{diag}(\mathbf{I} - \bar{\mathbf{A}})$  definert med kun alle de diagonale elementene er 1, bortsett fra cellen hvor vi har en positiv eierskapsrelasjon. **V**-matrisen blir gitt av følgende forhold  $\mathbf{V} = [\text{diag}(\mathbf{I} - \bar{\mathbf{A}})]\mathbf{A}(\mathbf{I} - \mathbf{A})^{-1}$  slik:

$$\mathbf{A} = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,5 & 0 \end{pmatrix}, \quad \text{diag}(\mathbf{I} - \bar{\mathbf{A}}) = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0,5 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix}, \quad \mathbf{V} = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,5 & 0 \end{pmatrix}$$

For å utregne hvor mye av kapasiteten kontrollert av *c* gjennom selskapets eierskap i selskap *b* må vi huske på at *c* kontrollerer halvparten av produksjonskapasiteten til *b* som er eid av eksterne eiere. Kapasiteten som blir kontrollert av *c* er gitt av:

$$\mathbf{X} = \mathbf{VK} = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,5 & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 22,5 \\ 17,5 \\ 0 \end{pmatrix}, \quad \mathbf{X} = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 8,75 \end{pmatrix}$$

Med andre ord kontrollerer *c* 8,75 MW kapasitet på bakgrunn av deres eierskap i *b*. Kapasiteten som blir kontrollert av selskapene på vegne av deres eksterne eiere er dermed gitt av  $\mathbf{Y} = \text{diag}(\mathbf{I} - \bar{\mathbf{A}})\mathbf{K}$  som regnes ut på følgende måte:

$$\mathbf{Y} = \text{diag}(\mathbf{I} - \bar{\mathbf{A}})\mathbf{K} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0,5 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 22,5 \\ 17,5 \\ 0 \end{pmatrix}, \quad \mathbf{Y} = \begin{pmatrix} 22,5 \\ 8,75 \\ 0 \end{pmatrix}$$

Nettoproduksjonen kontrollert av hvert selskap blir da gitt av:

$$\mathbf{T} = \mathbf{X} + \mathbf{Y} = \begin{pmatrix} 22,5 \\ 8,75 \\ 8,75 \end{pmatrix}$$

Altså kontrollerer selskap *a* 22,5 MW, selskap *b* 8,75 MW og selskap *c* 8,75 MW etter vi har justert for direkte eierskap. Halvparten av kapasiteten selskap *b* hadde i eksempel 1 har nå blitt reallokert til selskap *c*.

#### Eksempel 4: Direkte finansielt eierskap: Krysseierskap

Eksempel 2 kan utvides til å inkludere to direkte eierskapsrelasjoner mellom de samme to selskapene, altså det som kalles for kysseierskap. Anta at samtidig som *c* eier 50% av *b* eier også selskap *b* 50% av selskap *c*. Tabellen under viser eierskapsstrukturen i bransjen

Selskap	a	b	c
a	0	0	0
b	0	0	0,5
c	0	0,5	0

Resten er fremdeles som i eksempel 1.  $\mathbf{A}$  og  $diag(\mathbf{I} - \bar{\mathbf{A}})$  matrisene må endres for å ta høyde for den nye eierskapsrelasjonen.  $\mathbf{V}$ -matrisen blir nå mer kompleks. Her ville en mer direkte utregningsmetode med å gange en matrise prosentandel eierskap i andre selskaper med kapasiteten for å finne ut produksjonen som blir kontrollert på bakgrunn av eierskap ført til dobbelregning<sup>13</sup>. Ved å multiplisere matrisen  $\mathbf{A}(\mathbf{I} - \bar{\mathbf{A}})^{-1}$  med  $diag(\mathbf{I} - \bar{\mathbf{A}})$  vil den resulterende  $\mathbf{V}$ -matrisen ikke overdimensjonere kapasiteten.

$$\mathbf{A} = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0,5 \\ 0 & 0,5 & 0 \end{pmatrix}, \quad diag(\mathbf{I} - \bar{\mathbf{A}}) = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0,5 & 0 \\ 0 & 0 & 0,5 \end{pmatrix}, \quad \mathbf{V} = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,17 & 0,33 \\ 0 & 0,33 & 0,17 \end{pmatrix}$$

---

<sup>13</sup>  $\mathbf{A}(\mathbf{I} - \bar{\mathbf{A}})^{-1} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0,33 & 0,67 \\ 0 & 0,67 & 0,33 \end{pmatrix}, \mathbf{A}(\mathbf{I} - \bar{\mathbf{A}})^{-1}\mathbf{K} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0,33 & 0,67 \\ 0 & 0,67 & 0,33 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 25 \\ 15 \\ 0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 \\ 4,95 \\ 10,05 \end{pmatrix}$

Kapasiteten som blir kontrollert av hvert selskap på bakgrunn av krysseierskap blir dermed

$$\mathbf{X} = \mathbf{VK} = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,17 & 0,33 \\ 0 & 0,33 & 0,17 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 22,5 \\ 17,5 \\ 0 \end{pmatrix}, \quad \mathbf{X} = \begin{pmatrix} 0 \\ 2,92 \\ 5,83 \end{pmatrix}$$

Kapasiteten som blir kontrollert av  $b$  på vegne av deres eksterne eiere forblir som i eksempel 2

$$\mathbf{Y} = \text{diag}(\mathbf{I} - \bar{\mathbf{A}})\mathbf{K} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0,5 & 0 \\ 0 & 0 & 0,5 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 22,5 \\ 17,5 \\ 0 \end{pmatrix}, \quad \mathbf{Y} = \begin{pmatrix} 22,5 \\ 8,75 \\ 0 \end{pmatrix}$$

Netto produksjonskapasitet kontrollert for hvert selskap blir dermed

$$\mathbf{T} = \mathbf{X} + \mathbf{Y} = \begin{pmatrix} 22,5 \\ 11,67 \\ 5,83 \end{pmatrix}$$

## Appendiks del 2: Utskrifter fra Stata

Source	SS	df	MS			
Model	2.71554922	1	2.71554922	Number of obs = 1416		
Residual	3.35199659	1414	.002370578	F( 1, 1414) = 1145.52		
Total	6.06754581	1415	.004288018	Prob > F = 0.0000		
				R-squared = 0.4476		
				Adj R-squared = 0.4472		
				Root MSE = .04869		

li	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
rsi	-.2275217	.0067223	-33.85	0.000	-.2407085	-.2143348
_cons	.3299033	.0081262	40.60	0.000	.3139626	.345844

Regresjonslinjen for Norge januar og februar 2009

White's test for Ho: homoskedasticity  
against Ha: unrestricted heteroskedasticity

chi2(2) = 45.57  
Prob > chi2 = 0.0000

Cameron & Trivedi's decomposition of IM-test

Source	chi2	df	p
Heteroskedasticity	45.57	2	0.0000
Skewness	15.13	1	0.0001
Kurtosis	3.76	1	0.0526
Total	64.45	4	0.0000

White test for homoskedastisitet Norge januar og februar 2009

. reg li rsi, robust

Linear regression

Number of obs = 1416  
F( 1, 1414) = 782.02  
Prob > F = 0.0000  
R-squared = 0.4476  
Root MSE = .04869

li	Coef.	Robust Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
rsi	-.2275217	.0081361	-27.96	0.000	-.2434817	-.2115617
_cons	.3299033	.0102978	32.04	0.000	.3097027	.3501038

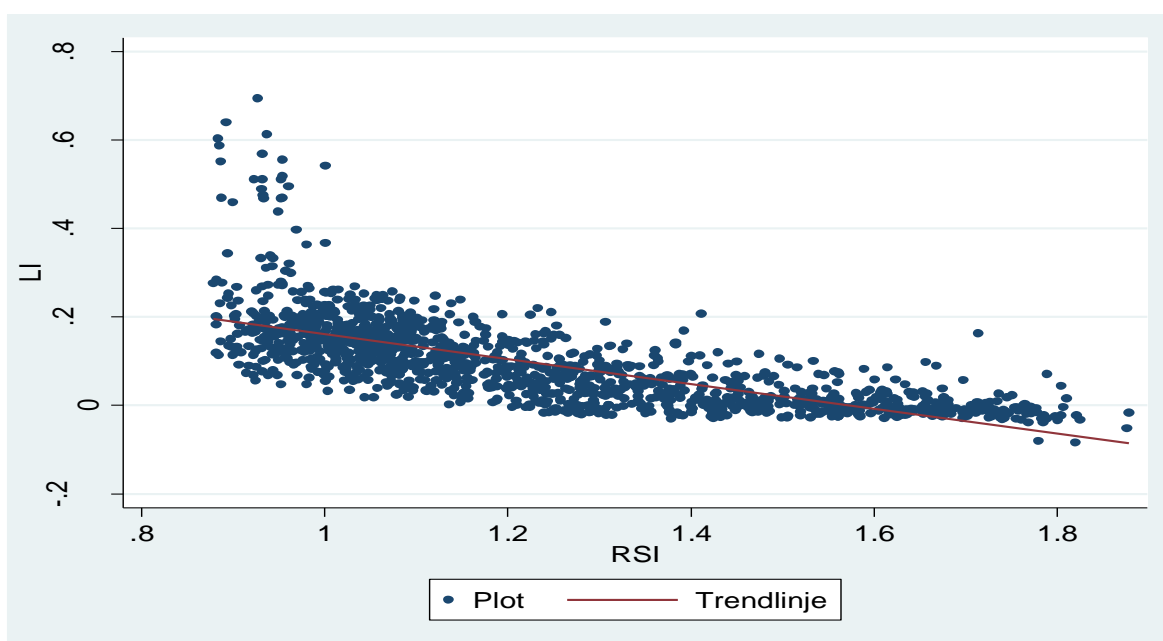
Regresjonslinjen for Norge januar og februar med robuste standardavvik 2009

Source	SS	df	MS			
Model	6.75854001	1	6.75854001	Number of obs =	1464	
Residual	6.65566063	1462	.004552435	F( 1, 1462) =	1484.60	
Total	13.4142006	1463	.009168968	Prob > F =	0.0000	
				R-squared =	0.5038	
				Adj R-squared =	0.5035	
				Root MSE =	.06747	

li	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
rsi	-.281012	.0072932	-38.53	0.000	-.2953183	-.2667056
_cons	.4420707	.0091128	48.51	0.000	.4241952	.4599463

Regresjonslinjen for Norge november og desember 2009



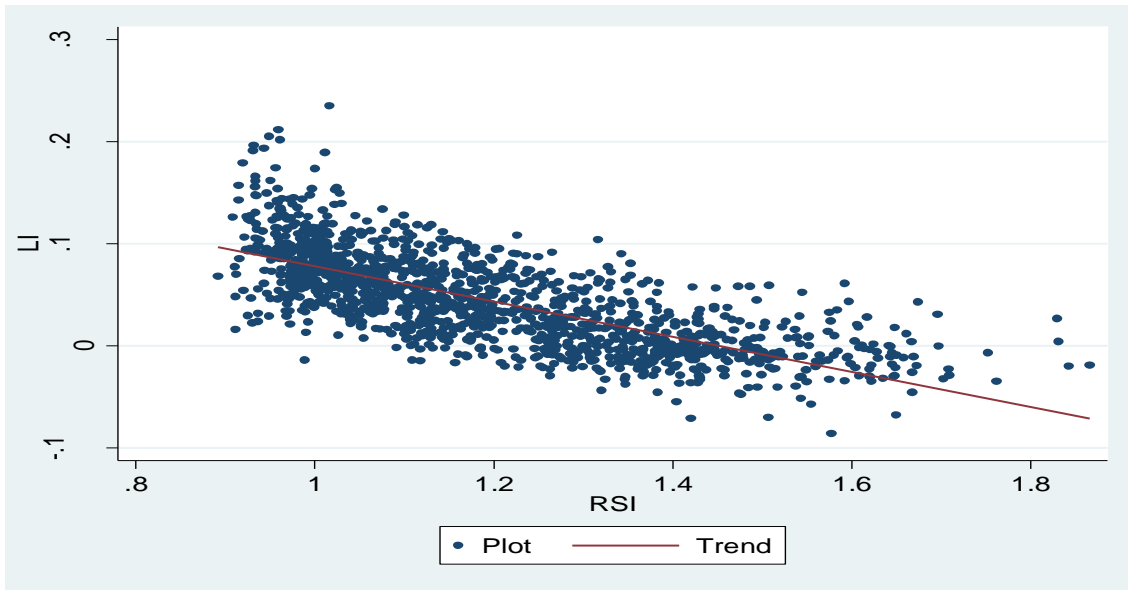
Korrelasjon mellom RSI og LI for november og desember 2009

Source	SS	df	MS			
Model	1.55693823	1	1.55693823	Number of obs =	1416	
Residual	1.36362514	1414	.000964374	F( 1, 1414) =	1614.45	
Total	2.92056337	1415	.002064002	Prob > F =	0.0000	
				R-squared =	0.5331	
				Adj R-squared =	0.5328	
				Root MSE =	.03105	

li	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
rsi	-.1722779	.0042876	-40.18	0.000	-.1806887	-.1638671
_cons	.2500398	.005183	48.24	0.000	.2398726	.2602071

Regresjonslinjen NO1 januar og februar 2009



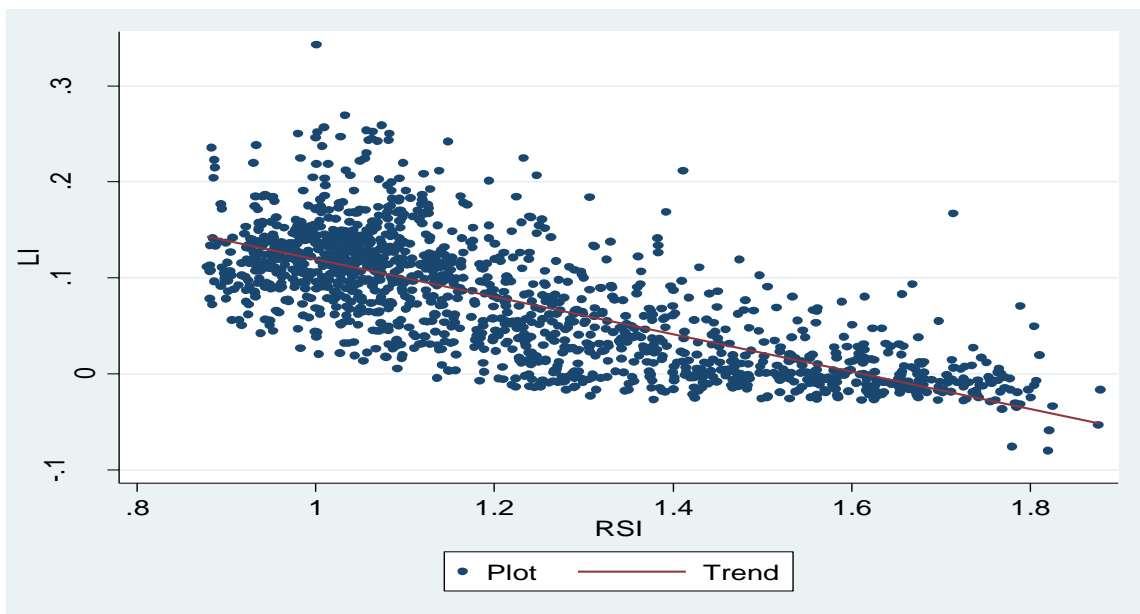
Korrelasjon mellom RSI og LI i NO1 for januar, februar 2009

Source	SS	df	MS			
Model	3.25447421	1	3.25447421	Number of obs =	1464	
Residual	2.83573236	1462	.001939625	F( 1, 1462) =	1677.89	
Total	6.09020656	1463	.004162821	Prob > F =	0.0000	
				R-squared =	0.5344	
				Adj R-squared =	0.5341	
				Root MSE =	.04404	

li	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
rsi	-.1950019	.0047606	-40.96	0.000	-.2043401	-.1856636
_cons	.3144693	.0059482	52.87	0.000	.3028013	.3261373

Regresjonslinjen NO1 november og desember 2009



Korrelasjon mellom RSI og LI i NO1 for november og desember 2009

Source	SS	df	MS			
Model	1.41449492	1	1.41449492	Number of obs = 1416		
Residual	5.29852124	1414	.003747186	F( 1, 1414) = 377.48		
				Prob > F = 0.0000		
				R-squared = 0.2107		
				Adj R-squared = 0.2102		
				Root MSE = .06121		
Total	6.71301616	1415	.004744181			

li	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
rsi	-.2811095	.0144686	-19.43	0.000	-.3094918	-.2527272
_cons	.3690858	.0159935	23.08	0.000	.3377122	.4004594

Regresjonslinjen for NO2 januar og februar 2009

Source	SS	df	MS			
Model	2.26026117	1	2.26026117	Number of obs = 1458		
Residual	66.4125565	1456	.04561302	F( 1, 1456) = 49.55		
				Prob > F = 0.0000		
				R-squared = 0.0329		
				Adj R-squared = 0.0322		
				Root MSE = .21357		
Total	68.6728177	1457	.047133025			

li	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
rsi	-.2811729	.0399428	-7.04	0.000	-.3595245	-.2028213
_cons	.2113312	.0364438	5.80	0.000	.1398433	.2828191

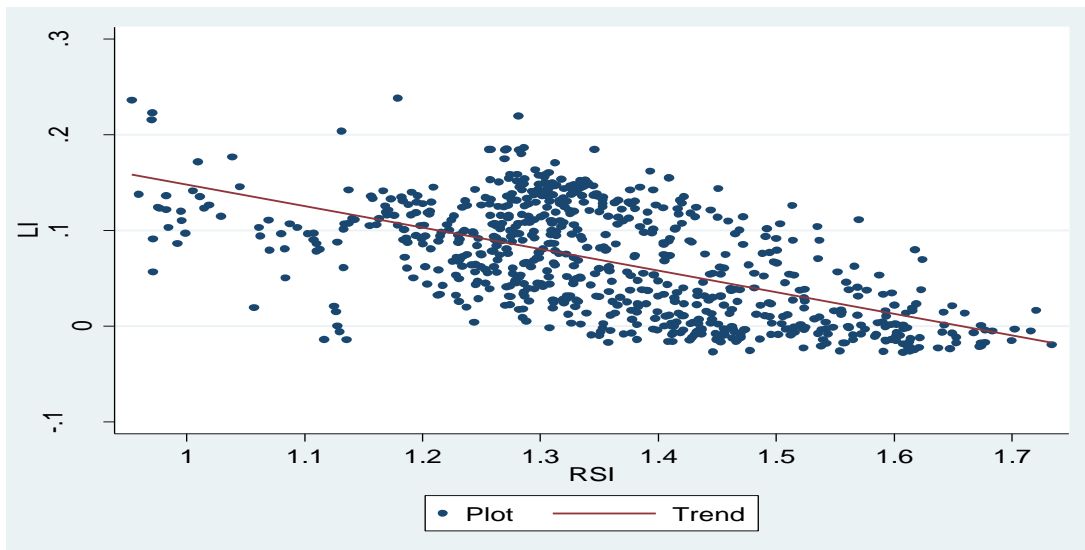
Regresjon NO2 november og desember 2009

Source	SS	df	MS			
Model	.827749211	1	.827749211	Number of obs = 743		
Residual	1.57952227	741	.002131609	F( 1, 741) = 388.32		
				Prob > F = 0.0000		
				R-squared = 0.3439		
				Adj R-squared = 0.3430		
				Root MSE = .04617		
Total	2.40727148	742	.003244301			

li	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
rsi	-.2258462	.0114609	-19.71	0.000	-.2483458	-.2033466
_cons	.3739554	.0156383	23.91	0.000	.3432548	.404656

Regresjon med global RSI NO2 i desember 2009



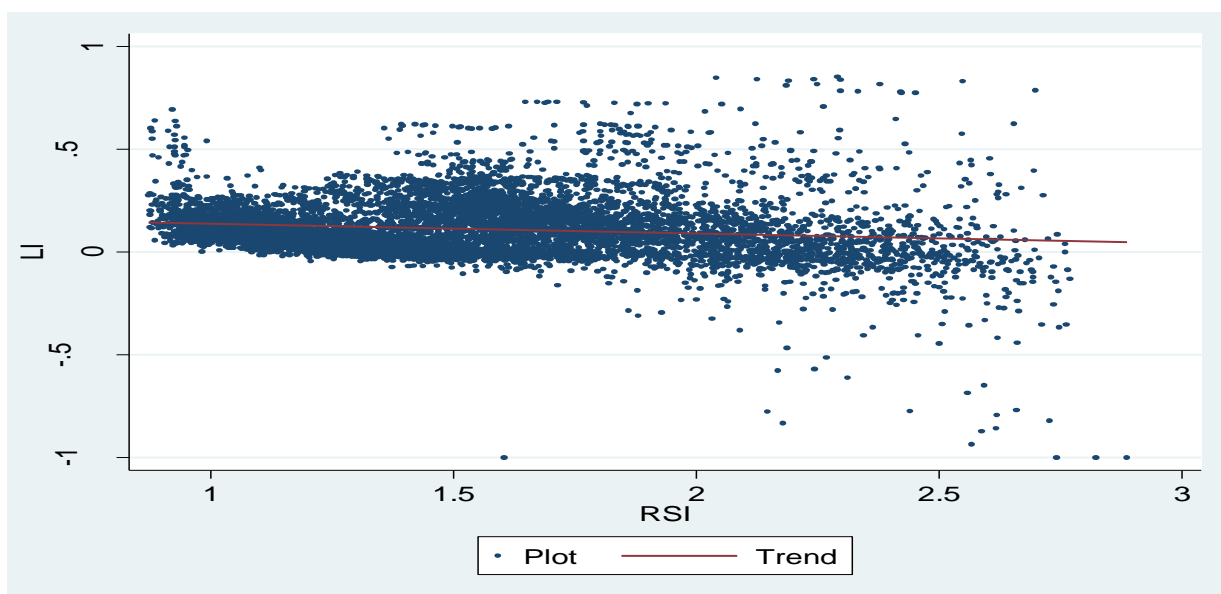
Korrelasjonen mellom LI og global RSI i NO2 for desember 2009

Source	SS	df	MS			
Model	138.904018	1	138.904018	Number of obs =	8760	
Residual	58548.1394	8758	6.68510383	F( 1, 8758) =	20.78	
Total	58687.0434	8759	6.70019904	Prob > F =	0.0000	
				R-squared =	0.0024	
				Adj R-squared =	0.0023	
				Root MSE =	2.5856	

li	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
rsi	-.304089	.066711	-4.56	0.000	-.4348582	-.1733198
_cons	.5452539	.1062858	5.13	0.000	.3369088	.753599

Regresjon lokal RSI for Norge 2009 justert for finansielt eierskap



Scatterplot LI mot RSI for Statkraft i Norge 2009, justert for finansielt eierskap

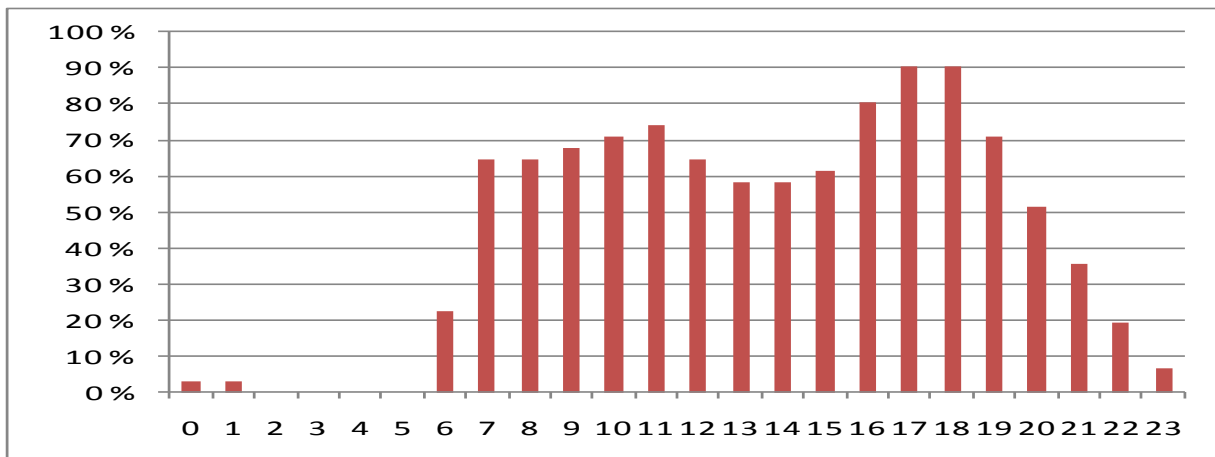


```
. correl rsi li
(obs=8740)
```

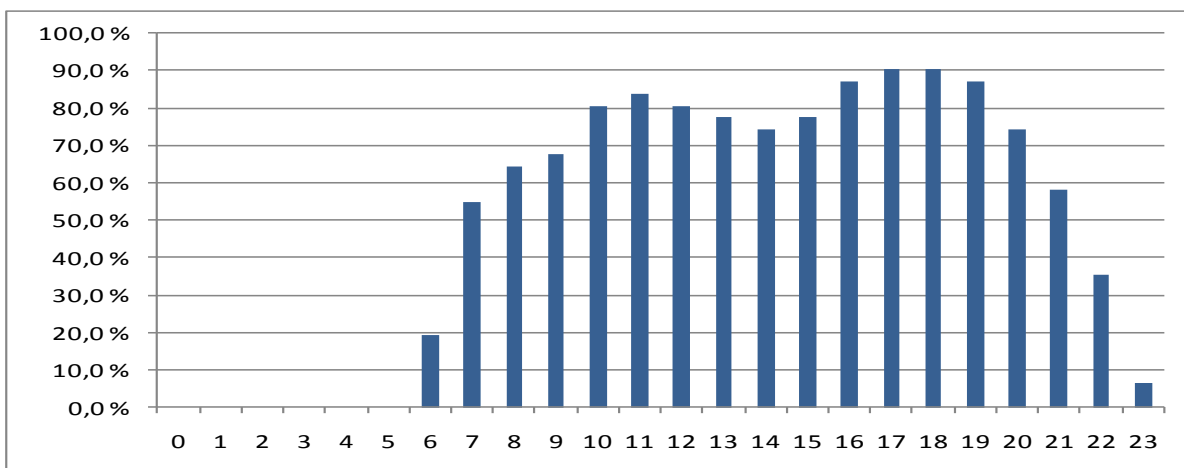
	rsi	li
rsi	1.0000	
li	-0.1407	1.0000

Korrelasjonen mellom LI og RSI for Statkraft i Norge etter justering for finansielt eierskap

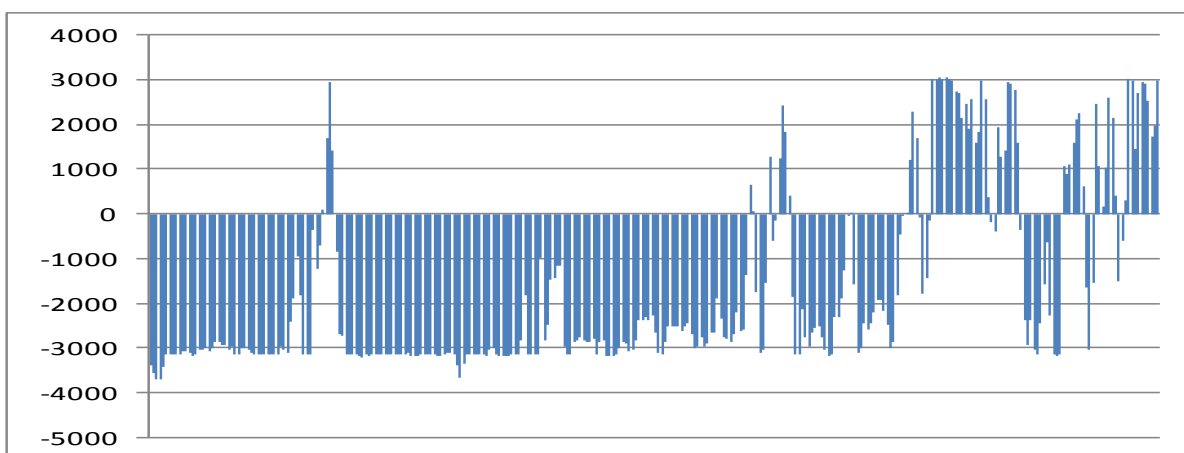
### Appendiks del 3: Tabeller og Grafer RSI analyse (Excel)



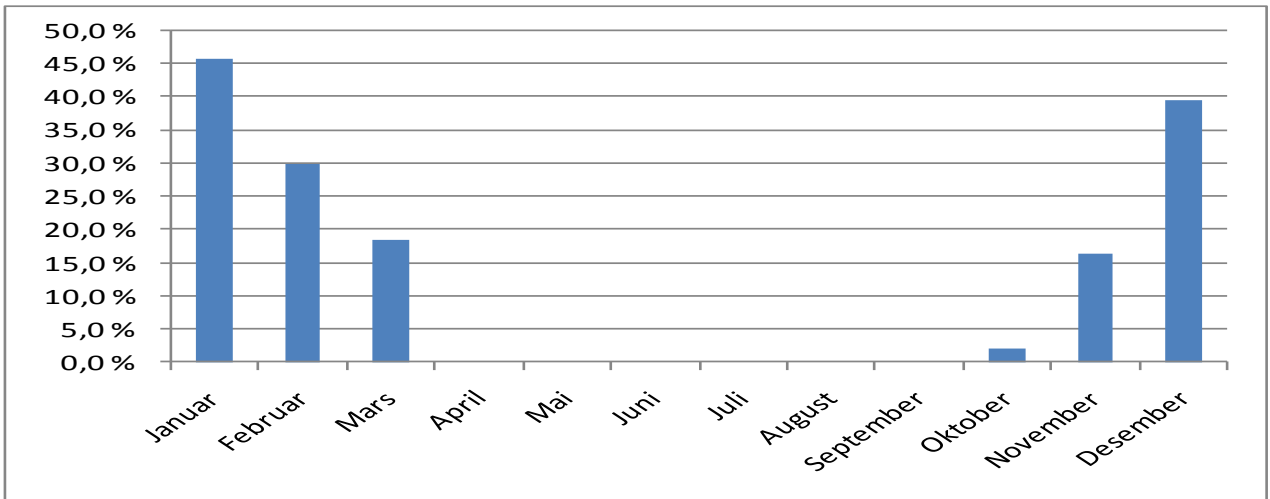
Andelen av RSI < 1,1 for Statkraft fordelt på timesbasis for januar 2009



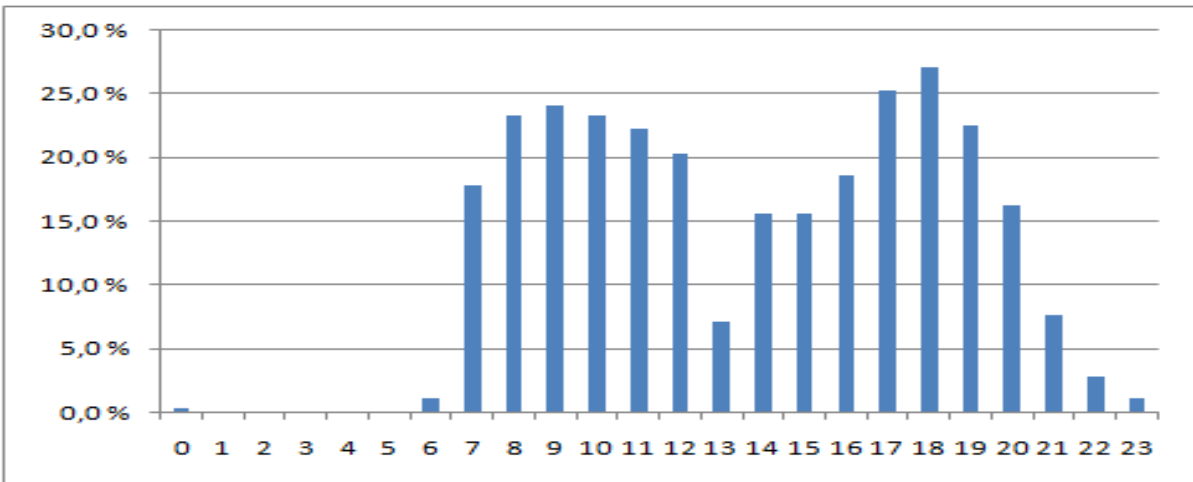
Fordelingen av RSI < 1,1 for Statkraft på timesbasis for desember 2009



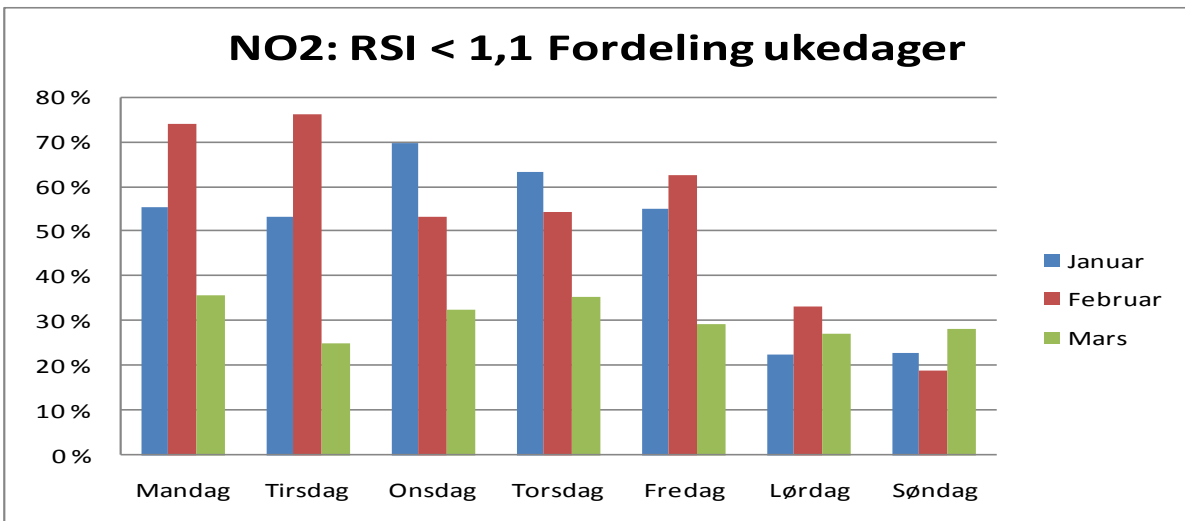
Nettoeksport ut av Norge desember 2009 timene 10-19 sortert etter dato, eksport (-)



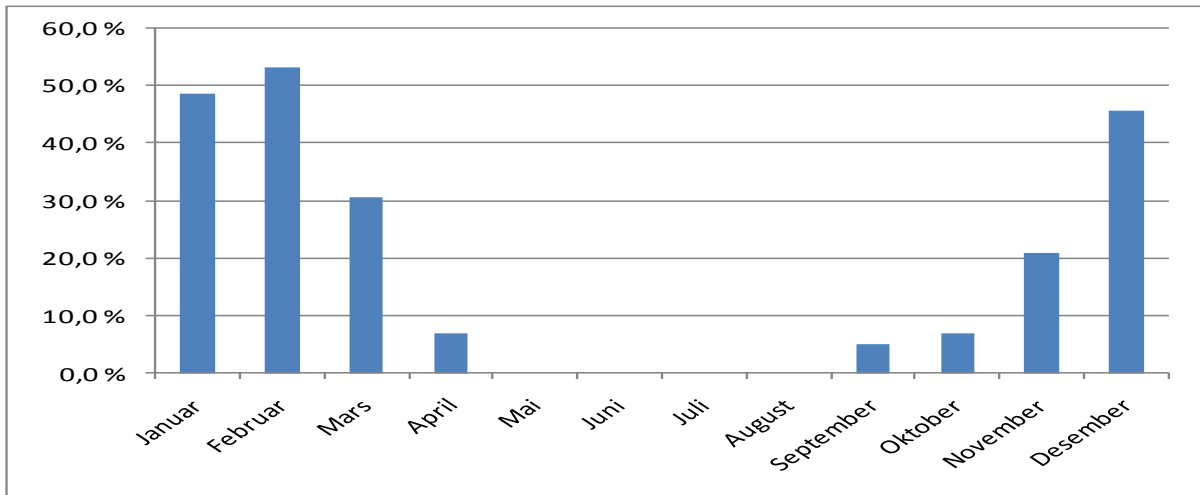
Lokal RSI andelen under terskelverdi per måned for Statkraft i NO1 sortert etter timer 2009



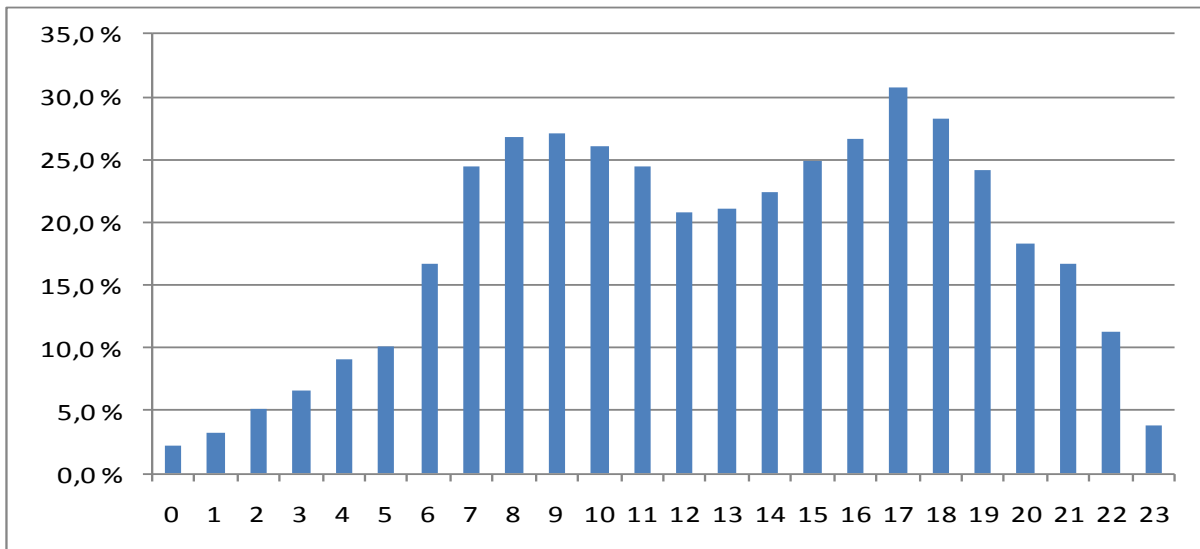
RSI andeler < 1,1 for Statkraft fordelt på timer i døgnet NO1 2009



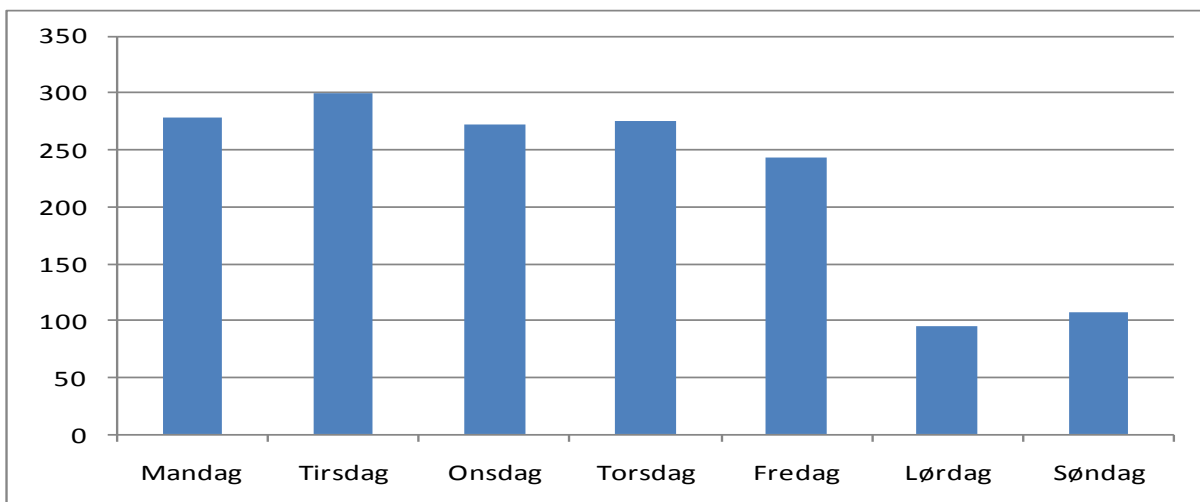
Lokal RSI < 1,1 i Midt-Norge (NO2) fordelt på ukedager



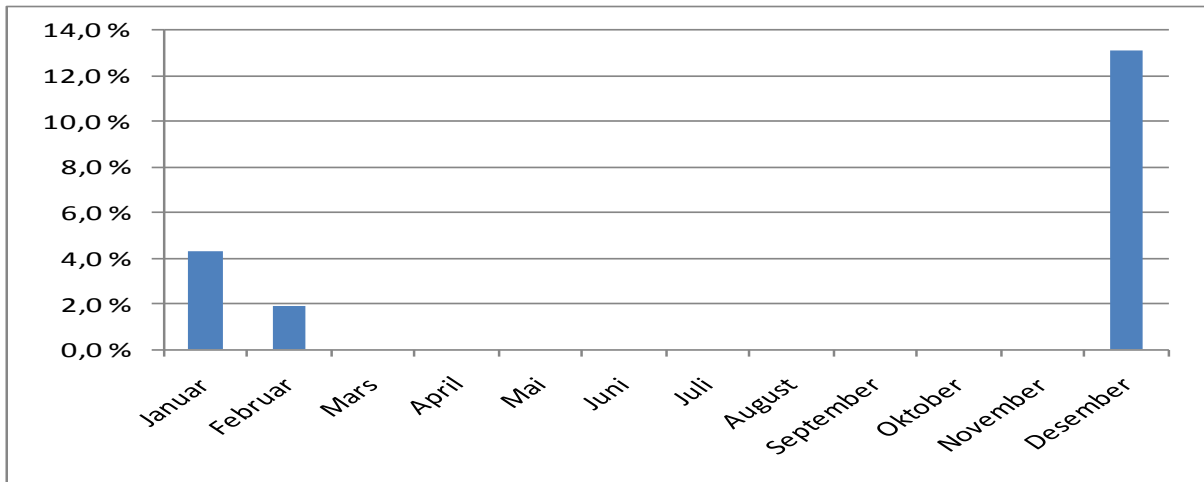
Lokal RSI < 1,1 for Statkraft i Nord Norge fordelt på måneder NO3, 2009



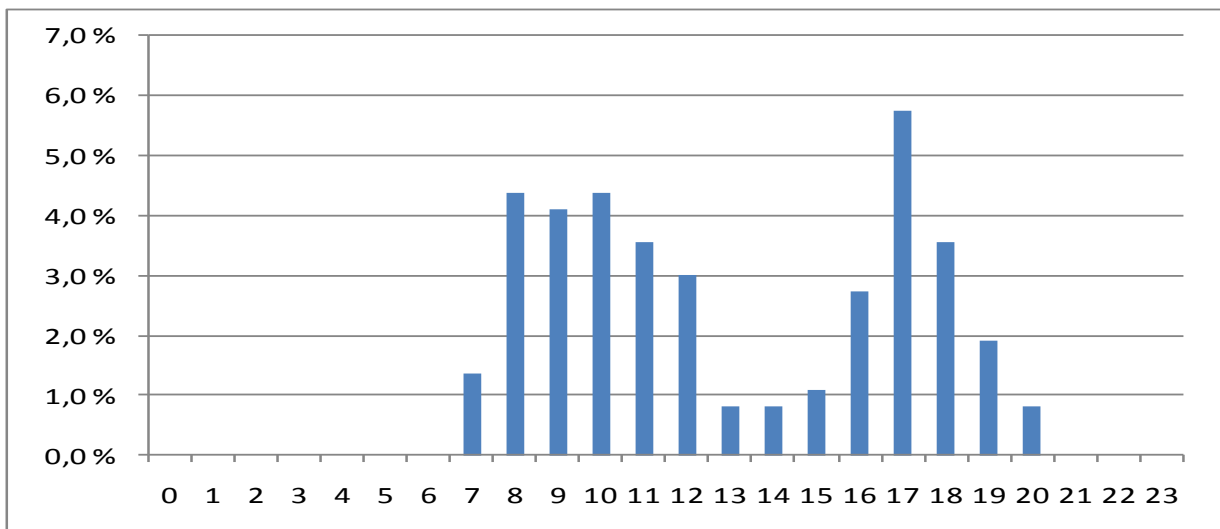
Lokal andel RSI < 1,1 i timesbasis for Statkraft NO3, 2009



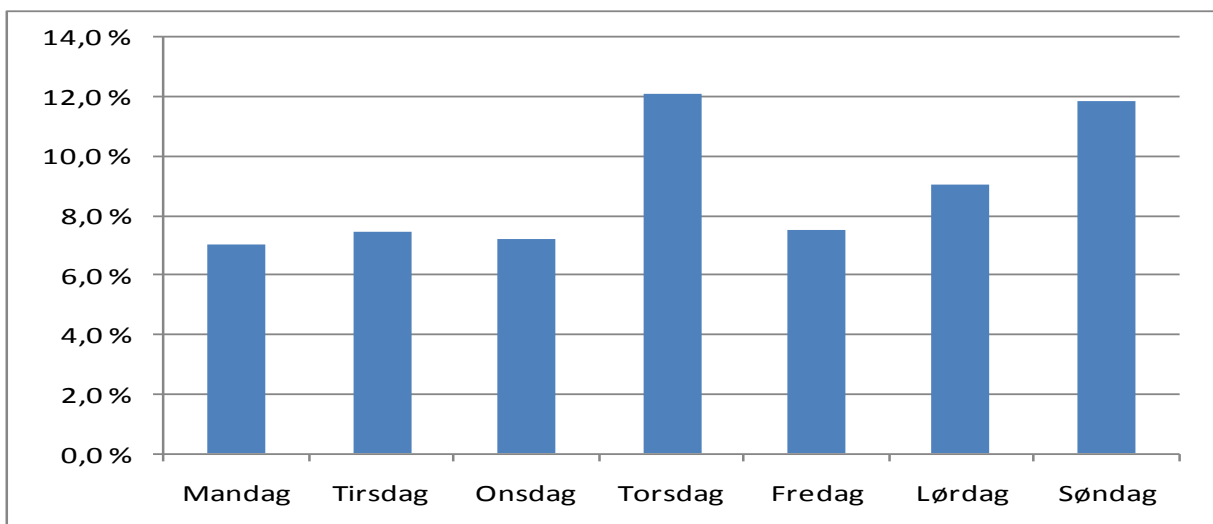
RSI < 1,1 gjennom uken for Statkraft NO3, 2009



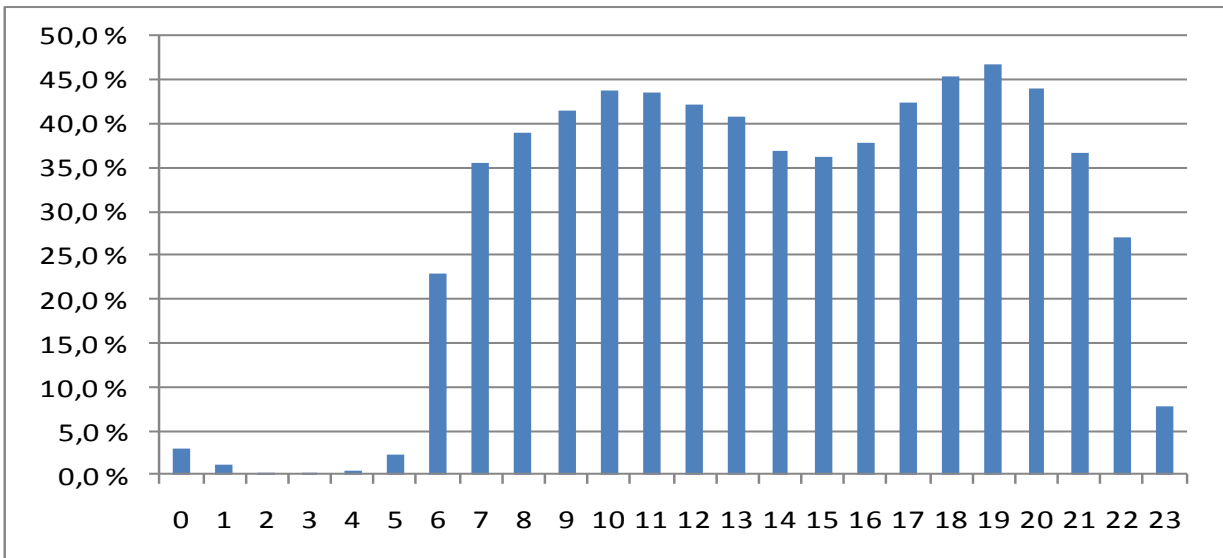
Andel RSI timer <1,1 for E-CO i NO1 sortert på måneder



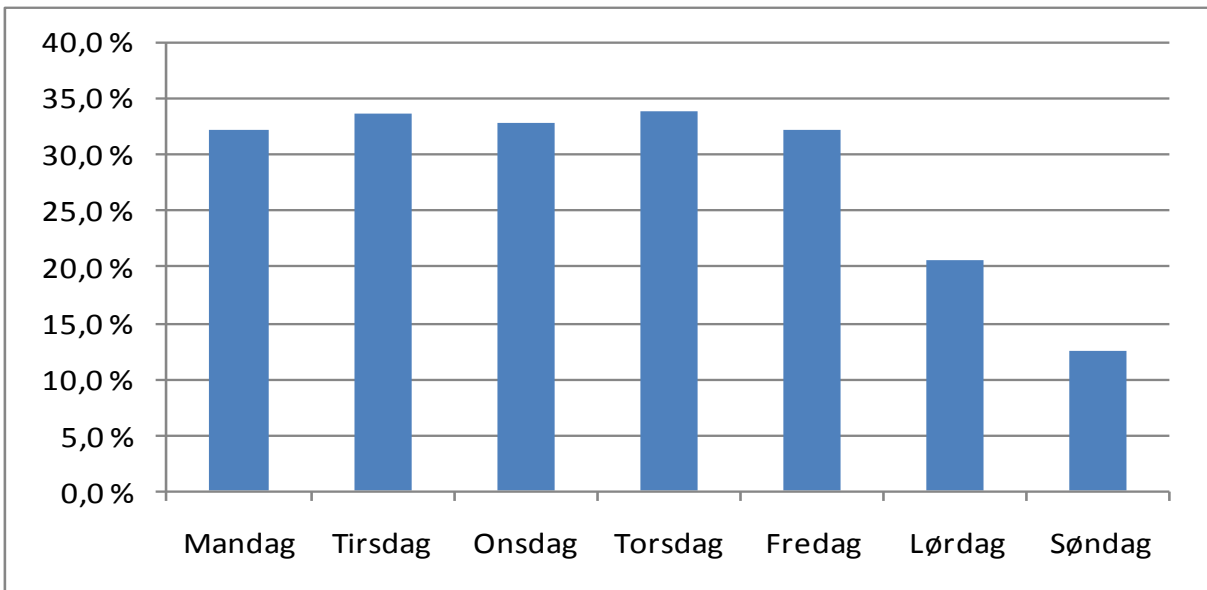
Andel RSI timer < 1,1 for E-CO i NO1 sortert etter timer



Lokal RSI ande under 1,1 fordelt på ukedager for NTE i NO2 2009



Eierskapsjustert, lokal RSI-andeler lavere enn 1,1 timesbasis for Statkraft i Norge 2009.



Lokale RSI-andeler under 1,1 i løpet av uken for Statkraft i Norge 2009. Eierskapsjustert.