

Strategisk dumping i det norske kraftmarkedet



Av: Ingeborg Olsen

Veileder: Professor Kurt Richard Brekke

Masterstudiet i økonomi og administrasjon –
Hovedprofil innen markedsføring og konkurranseanalyse

”Denne utredningen er gjennomført som et 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

Denne utredningen tar for seg konkurranseforholdene i det norske kraftmarkedet. Hvor jeg drøfter muligheten for at dumping av kraft nyttes som en bevisst strategi av produksjonsselskapene for å øke selskapsprofitten. Jeg har valgt å dele utredningen inn i to hoveddeler.

Innledningsvis i den første delen beskriver jeg kraftmarkedets historiske utviklingstrinn. Videre presenterer jeg de ulike bransjene innfor markedet samt kraftbørsens utvikling og funksjon. I den andre delen av utredningen anvender jeg teorien på det norske kraftmarkedet med fokus på dumping. Hvor jeg først betrakter markedsmaktforholdene i det norske kraftmarkedet da markedsmacht er essensielt for at aktører skal kunne utøve dumping. Jeg finner videre den priselastisiteten som beskriver markedet best ved hjelp av en simuleringmodell. Da denne elastisiteten vil indikere om forholdene i markedet vil kunne gi aktørene strategisk fortjeneste.

Jeg har videre funnet at tilbudet og etterspørselen i markedet påvirkes av ulike faktorer og har valgt å dele dette inn i tre ulike tidsperspektiv; Kortsiktig hvor det er faktorer som påvirker markedet fra dag til dag som for eksempel temperaturvariasjoner, mellomlangsiktig som styres av sesongmessige endringer for eksempel magasinvariasjoner og langsiktig som beskriver langsiktige endringer som for eksempel demografiske variasjoner. Basert på dette har jeg videre lokalisert netto eksport i det mellomlangsiktige perspektivet som den faktoren aktørene kan påvirke ,og vil dermed knytte resten av analysen opp mot dette perspektivet.

Jeg utarbeidet så en forenklet modell som simulerer økonomiske insentiv av eksport. Hvor jeg med basis i faktisk tilsig og forbruk fra tre ulike år i datasettet har simulert økonomisk konsekvenser av ulik fyllingsgrad i magasinene. Modellen ble videre brukt til å simulere økt eksport (dumping), for deretter å vurdere dumping scenarioet mot det reelle. Utfra de to scenarioene vil en kunne si noe om forholdet i markedet. Da med tanke på om aktørene kunne påvirket markedet de utvalgte årene med eventuell dumping.

Avslutningsvis vil jeg presentere de slutninger og konklusjoner som jeg har komnt frem til basert på de ulike analysene.

FORORD

Utredningen er skrevet som et ledd i masterutdanningen ved Norges Handelshøyskole (NHH) i Bergen. Hvor jeg har valgt profilen ”markedsføring og konkurranseanalyse” som fordypningsområde. Avhandlingen bygger på kunnskap som er tilegnet i løpet av studietiden min her på NHH. Teorien i oppgaven er i stor grad hentet fra boken til Lars Sørgård, Konkurransestrategi, som ble nyttet som lærebok i faget Konkurransestrategi.

Ved valg av tema ønsket jeg å gjøre noe innenfor feltet konkurranseanalyse. For å kunne gjøre en god analyse er en avhengig av gode data. Kraftmarkedet egner seg i så måte bra da dette er en bransje med stor åpenhet, og det meste av nødvendig data er offentlig tilgjengelig. Kraftmarkedet fremstår også som et spennende marked, det ble dermed et naturlig valg å knytte utredningen min opp mot et tema innenfor dette feltet. Jeg fant fort ut at det var gjort mange undersøkelser på markedsrett, og ønsket derfor å se på en eventuell utøvelse av dette. Valget falt etter hvert på fenomenet strategisk dumping. Arbeidet med oppgaven har vært både interessant og lærerikt, samt utfordrende til tider. Da dumping er et spennende men komplekst fenomen.

Jeg vil til slutt rette en stor takk til min veileder, Professor Kurt Richard Brekke, for gode råd og innspill høsten 2012.

Bergen, 15. desember 2012.

Ingeborg Olsen

1	INNLEDNING, MÅL OG PROBLEMSTILLING.....	5
1.1	BAKGRUNN	5
1.2	MÅL OG PROBLEMSTILLING	5
1.3	OPPGAVENS OPPBYGNING.....	6
2	DET NORDISKE KRAFTMARKEDET	7
2.1	DEREGULERINGEN.....	7
2.2	DET NORSKE KRAFTMARKEDET	8
2.2.1	<i>Flaskehalsler</i>	9
2.2.2	<i>Eksport og import av elektrisitet</i>	9
2.3	BRANSJENE I KRAFTMARKEDET.....	11
2.3.1	<i>Produksjonsselskaper</i>	12
2.3.2	<i>Nettselskaper</i>	14
2.3.3	<i>Omsetningsselskaper</i>	15
2.3.4	<i>Verdifordelingen i den norske kraftsektoren</i>	15
2.3.5	<i>Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE)</i>	16
2.4	NORD POOL.....	17
3	PRISDANNELSEN I KRAFTMARKEDET.....	20
3.1	KRAFTPRISEN.....	20
3.2	FORHOLD SOM PÅVIRKER PRISDANNELSEN	20
3.2.1	<i>Faktorer som påvirker forbruksutviklingen</i>	21
3.2.2	<i>Faktorer som påvirker produksjonsevnen</i>	21
3.2.3	<i>Faktorer som påvirker produksjonskostnadene på varmekraft</i>	22
3.2.4	<i>Faktorer som påvirker transportkapasiteten</i>	23
4	TEORETISK RAMMEVERK	24
4.1	MARKEDSMAKT I DET NORSKE KRAFTMARKEDET	24
4.2	MARKEDSTILPASSET PRIS	26
4.3	PRISDANNELSE VED KAPASITETSBEGRENSNINGER	27
4.4	STRATEGISK DUMPING	30
5	ANALYSE.....	34
5.1	MARKEDSMAKT I DET NORSKE KRAFTMARKEDET	34
5.1.1	<i>Markedsavgrensning</i>	34
5.1.2	<i>Markedskonsentrasjon</i>	37
5.1.3	<i>Markedsadgang</i>	39
5.2	KAPASITETSBEGRENSNINGER I KRAFTMARKEDET	40
5.3	STRATEGISK DUMPING	41
5.3.1	<i>Kartlegging av ulike sammenhenger</i>	42
5.3.2	<i>Faktorpåvirkninger i markedet</i>	46
5.3.3	<i>Presentasjon hypotese og modellen for den videre analysen</i>	53
5.3.4	<i>Priselastisiteten i markedet</i>	54
5.3.5	<i>Økonomisk lønnsomhet av dumping</i>	62
6	KONKLUSJON	81
7	KILDER	83
8	APPENDIKS.....	86

1 Innledning, mål og problemstilling

1.1 Bakgrunn

Kraftmarkedet er en bransje som har vært i stadig endring gjennom mange år. Hvor vi har gått fra å ha mange lokale markeder til ett stort nordisk kraftsamarbeid. Kraft er en råvare som er 100% homogen noe som gjør at den skiller seg ut fra andre råvarer. Noe som også gjør den mer interessant. Kraftbransjen er også en bransje som berører alle samfunnets ledd og alle vil dermed ha ett forhold til bransjen. Markedet for omsetning av kraft har økt betydelig de senere år. Kraftbørsen kan ses på som et resultat av denne økningen i omsetning da import og eksport har blitt viktigere for å kunne tilby en jevn strøm av kraft i markedet.

Strømprisen berører alle, dette er dermed ett mye diskutert tema både blant folk flest og i mediene. Her blir det stilt spørsmål til om konkurransen i markedet fungerte som den skal. Markedsmakt har også vært omtalt, og det er i denne forbindelsen dumping har blitt nevnt som en mulig aktørstrategi.

1.2 Mål og problemstilling

Formålet med utredningen er å undersøke hvorvidt konkurranseforholdene innenfor den norske energisektoren er påvirket av markedsmakt, og videre vurdere om forholdene i markedet har vært tilrettelagt for at strategisk dumping kan ha forekommet. Dette gjøres med utgangspunkt i litteratur om konkurransestrategi og tilgjengelig tallmateriale i hovedsak fra kraftbørsen, Nord Pool Spot, og Statistisk sentralbyrå. Mine problemstillinger blir belyst ved hjelp av teori og analyse av tilgjengelig tallmateriale over det norske kraftmarkedet.

Konkret vil jeg forsøke å besvare problemstillingene:

- *Er konkurranseforholdene innenfor norsk energisektor preget av markedsmakt blant aktører, og hvordan innvirker disse forholdene på prisdannelsen i markedet, her med fokus på produksjonssiden?*
- *Er dumping av kraft nyttet som en bevisst strategi for å øke prisen i markedet og i sin tur øke selskapsprofitten blant aktørene?*

1.3 Oppgavens oppbygning

Oppgaven er delt inn i syv ulike kapitler, samt et appendiks. Første del er en presentasjon av kraftmarkedet. Denne delen er tiltenkt lesere uten forkunnskaper om bransjen, men som allikevel kan ha glede av å lese utredningen. Under innføringen blir utviklingen innen markedet samt de ulike aktørgruppene i markedet omtalt. Det nordiske samarbeidet som Norge er en del av blir også omtalt her. Rammeverket, strukturen og markedsmechanismene for bransjen blir også gjennomgått i denne delen.

I kapittel tre gjennomgår jeg ulike faktorer som påvirker prisdannelsen i markedet. Videre tar kapittel fire for seg det teoretiske rammeverket som benyttes i analysedelen. Hvor jeg presenterer teori rundt prisdannelsen i markedet og strategisk dumping.

I femte kapittel foretar jeg selve analysen. Hvorvidt det finnes markedsrett og om dette eventuelt utøves omhandles i analysens først del. I den andre delen av kapittelet utfører jeg flere del analyser. Hvor jeg begynner med å utføre en grovere analyse av de data jeg har hentet inn. Dette for å kartlegge de viktigste faktorene for dumping. Videre presenterer jeg en modell som er utarbeidet for å teste ulike priselastisiteter i markedet. I siste del av analysen nytter jeg modellen på datamaterialet for å vurdere forholdene i markedet. Da med tanke på å identifisere år med unormal høy eksport.

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

En stor del av utredning har vært knyttet til selve prosessen med å bearbeide data og gjøre analyser av tallmaterialet. Dette har bidratt til mange grafer og tabeller samt en modell som tester dumping på spesifikke år. Utover det som er presentert i oppgaven har jeg derfor funnet det hensiktsmessig å legge ved deler av det resterende arbeid i en appendiks.

2 Det nordiske kraftmarkedet

Norge er i dag en del av et nordisk samarbeid om en felles kraftmarkeds plass, hvor deltakerne kan kjøpe og selge elektrisk kraft på tvers av landegrensene. Jeg vil i denne delen av oppgaven presentere kraftmarkedet, her med fokus på dereguleringen, sammensetningen i markedet og kraftbørsen.

2.1 Dereguleringen

De nordiske landene var blant de første i verden til å deregulere sine kraftmarkeder. Norge og Sverige var først ute og kom med nye reguleringsplaner og energilovgivning som åpnet opp for konkurranse i henholdsvis 1991 og 1996, og som førte til at det norsk-svenske Nor Pool ASA ble etablert som verdens første flernasjonale markeds plass. Siden etableringen i 1996 har den nordiske kraftbørsen fått flere medlemmer, Finland kom med i 1997, Vest-Danmark i 1999 og Øst-Danmark i 2000 (Fornyings-, administrasjons- og kirke departementet, 2004-2005). De nordiske landene gikk i løpet av få år dermed fra å være fire separate og sterkt regulerte kraftmarkeder, til å bli ett samlet marked med konkurranseutsatt kraftproduksjon.

Nettverksvirksomheten i alle de nordiske landene er pålagt å holdes separert fra produksjonsvirksomheten, da det her vil være naturlig med regulerte monopoler. Grunnlaget for en slik beslutning bygger på at det verken vil være samfunnsøkonomisk lønnsomt eller miljøvennlig å opprette flere parallelle nett for kraftoverføring. Da slike nettverk har høye investeringskostnader og lave marginalkostnader ved strømlevering, inntjeningsperspektivet vil dermed være veldig langsiktig. Miljømessig vil også ett kraftnett være en stor inngripen i sine omgivelser, det stilles også spørsmål til eventuelle helserisikoer ved å leve for nært til kraftnettene. De nordiske landene har valgt ulike måter å skille distribusjonen fra produksjonen, i Norge ble dette løst ved å skille ut Statnett fra Statkraft. Statnett eies av staten ved Olje- og energidepartementet og eier i dag om lag 87% av sentralnettet, men er operatør for hele sentralnettet (Statnett). Statnett har ansvaret for å drifte og bygge ut nettet, også systemansvaret på kort og lang sikt ligger hos dem. Ved å være systemansvarlig så har Statnett ansvar for å koordinere driften av det samlede norske kraftsystemet, noe som blant annet gjøres ved at de ser til at kraftproduksjonen og forbruket er balansert til enhver tid.

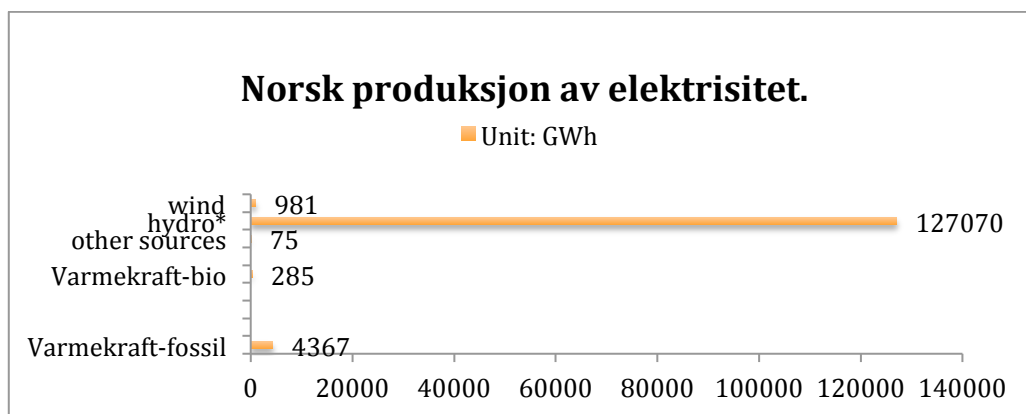
Den generelle dereguleringen av det europeiske kraftmarkedet har hatt som hovedmål å åpne opp de nasjonale markedene og dermed få de mer effektive. Norden har med sine reformer ikke bare åpnet opp hvert enkelt land internt, de har også åpnet opp på tvers av landegrensene

og dannet et multinasjonalt kraftmarked. Kraftoverføringstariffene mellom de nordiske landene og de institusjonelle barrierene mot krafthandel på tvers av grensene, er sterkt reduserte eller fjernet helt. Videre skal alle nettselskaper benytte punktтарiffer som betaling for kraftoverføring. Hensikten er at nettkundene skal betale det samme for kraftoverføringen uavhengig av hvem de kjøper kraft fra eller selger kraft til (Olje-, energidepartementet, 2008-2009).

2.2 Det norske kraftmarkedet

Kraftsektoren i Norge har de siste to tiår gjennomgått en revolusjonerende utvikling. Her har man gått fra å ha lokale og regionale offentlige monopoler med oppdeckingsplikt til et konkurranseutsatt marked innenfor produksjon og omsetning av kraft. Før dereguleringen i 1991 var det dermed store regionale forskjeller innad i landet både i forhold til kraftutbygging og prisnivåer. Tanken bak reformen var å få innført et system som skulle jevne ut disse forskjellene og gi bedre balanse mellom produksjonskapasitet og etterspørsel. Ved å liberalisere kraftmarkedet håpet man dermed å tvinge frem en effektivisering i markedet og sikre forbrukerne lavere kraftpriser. Resultatet av dereguleringen er den nordiske kraftbørsen Nord Pool, hvor Norge omsetter størstedelen av sin kraftproduksjon.

Nettvirksomheten i Norge og de andre nordiske landene er i dag som nevnt tidligere driftet som regulerte monopoler da flere parallelle nett ikke kan forsvares. Naturlig monopol er en annen benevnelse på et slikt monopol, og det forekommer når maksimum effektivitet av produksjonen og distribusjonen er oppnådd gjennom én leverandør på grunn av skalaeffekt i en spesiell industri (DiLorenzo, 1996). I Norge er det Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE) som har ansvar for både å regulere og kontrollere dette monopolet.



Figur 1: Norsk produksjon fordeling av elektrisitet per 2009.

*Inkluderer kraft produsert i pumpekraftverk. Kilde: IEA

2.2.1 Flaskehals

Overføringsnettene i det norske kraftmarkedet vil i perioder med stort forbruk og/eller stor kraftproduksjon ikke ha tilstrekkelig med kapasitet til å transportere kraften rundt i markedet. Her vil det oppstå temporære flaskehals. Enkelte nettf forbindelser vil være mer utsatt for flaskehals enn andre. De norske prissonene er opprettet med utgangspunkt i de nettf forbindelsene det hyppigst oppstår begrensninger i.

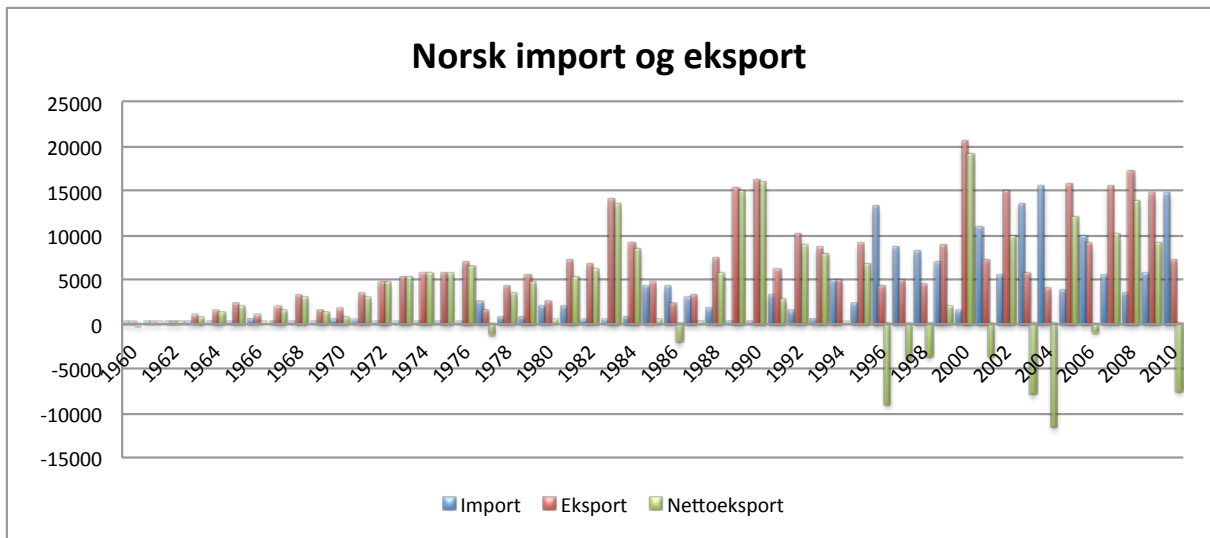
Temporære flaskehals kan ses i sammenheng med mulig utøvelse av markedsrett. Da eksistensen av en flaskehals vil kunne være forårsaket av at en dominerende aktør i ly av en flaskehals holder tilbake produksjon, og dermed oppnår en høyere pris på sin kraft. En slik atferd vil hovedsakelig være lønnsom hvis produsenten befinner seg i et lavprisområde. Med andre ord kraftflyt ut fra området. Her vil produsenten ved å redusere produksjonen øke knappheten i markedet og presse prisene opp til samme nivå som i de omkringliggende områdene.

Nettutbyggingen i det norske overføringsnettene har de senere år vært relativt lav, noe som har resultert i flere permanente og temporære flaskehals. Aktørene i markedet står dermed overfor ett marked som endrer konkurranseforhold etter hvilke begrensninger som oppstår i overføringsnettene. Større nettutbygging vil kunne fjerne begrensningene og man vil få et kraftmarked som er mer oversiktlig og mindre utsatt for markedsrett.

2.2.2 Eksport og import av elektrisitet

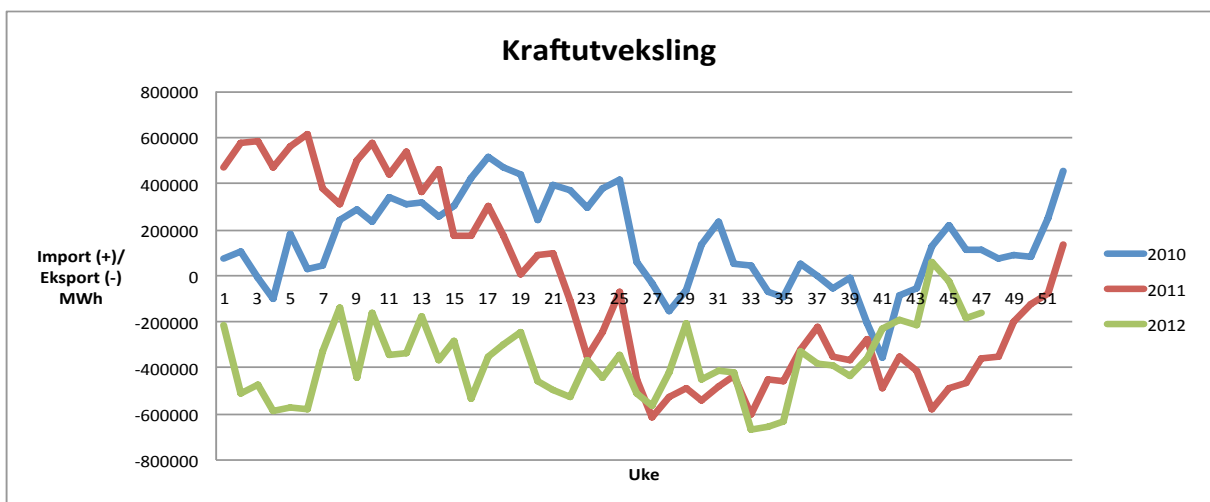
Krafthandelen har vokst i takt med den økte overføringskapasitet mellom de nordiske landene. Tradisjonelt har Norge stort sett vært nettoeksportør av kraft mens Danmark og Finland stort sett har vært nettoimportører. Fram til 1997 var Norge med unntak av fire år (1977, 1986, 1996 og 1997) nettoeksportør, se figur 2. Positiv nettoeksport i figur 2 gjenspeiler vannrike år for Norge.

Norge har oppigjennom tidene vært vant til å ha overskuddskraft. Fra 1997 endrer dette bilde seg da den årlige importen øker betydelig. Den økte importen kan være et resultat av bedre overføringskapasitet i det nordiske nettet og dermed økt handel på tvers av landegrensene. Økningen kan også ha grunnlag i høyere forbruk av elektrisk kraft i Norge.



Figur 2: Import og eksport tall i GWh for Norge 1960-2010.
Kilde: Statistisk Sentralbyrå (SSB).

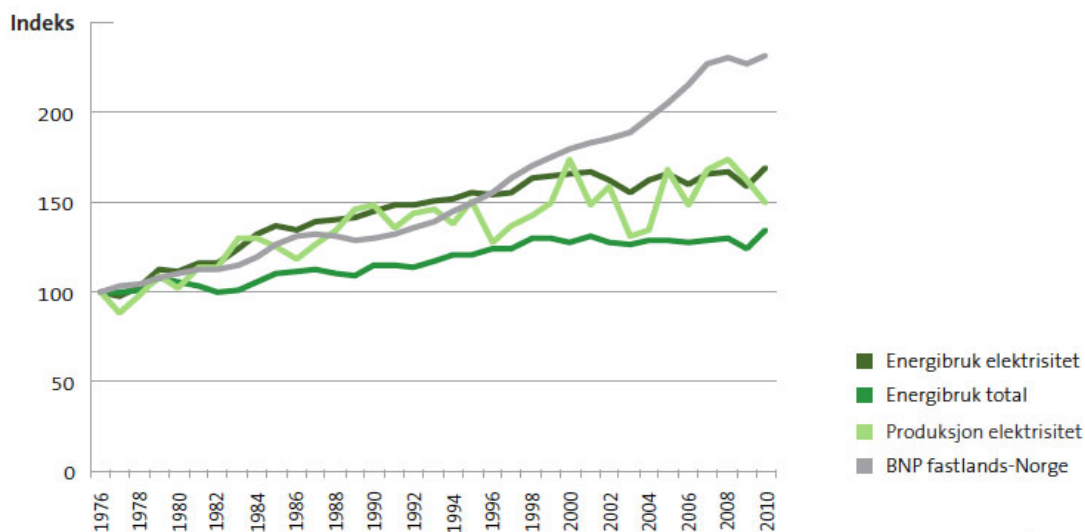
I figur 3 viser jeg kraftutvekslingen de siste tre årene. Vi kan utfra figuren se at vi gjennom 2010 har hatt stor nettoimport av kraft, mens vi i 2012 har nettoeksport. Dette kan i stor grad ses i sammenheng med nedbørmengden, da vi i 2010 hadde mye mer nedbør enn i 2012. I 2011 er kraftutvekslingen mer som forventet ved et normal år da vi har mye nettoimport i vinterukene, men hvor dette går over til å bli nettoeksport i sommer- og høstukene.



Figur 3: Norsk kraftutveksling 2010-2012.
Kilde: Nord Pool.

Det norske elforbruk øker for hvert år. Økningen skjer i hovedsak innenfor sektorene industri, næringsliv og det offentlige. Strømforbruket til norske husholdninger har i motsetning gått noe ned de siste 20 årene. Nedgangen kommer blant annet fra bedre isolerte boliger og mindre energikrevende produkter, men også fra økt konsumentbevissthet rundt strømforbruk. Norge

har på tross av økt elforbruk i samfunnet ikke investert tilsvarende i mer produksjonskapasitet. Elforbruket har dermed en brattere vekstkurve enn økningen i produksjonskapasitet, og vi får en ubalanse i det norske kraftmarkedet. Resultatet blir at Norge i årene fremover oftere vil oppleve å ha underskudd på kraft og vi kommer i en nettoimportsituasjon. Økt produksjonskapasitet eller redusert elforbruk vil dermed være helt nødvendig for å forhindre at Norge havner i en permanent nettoimportsituasjon.



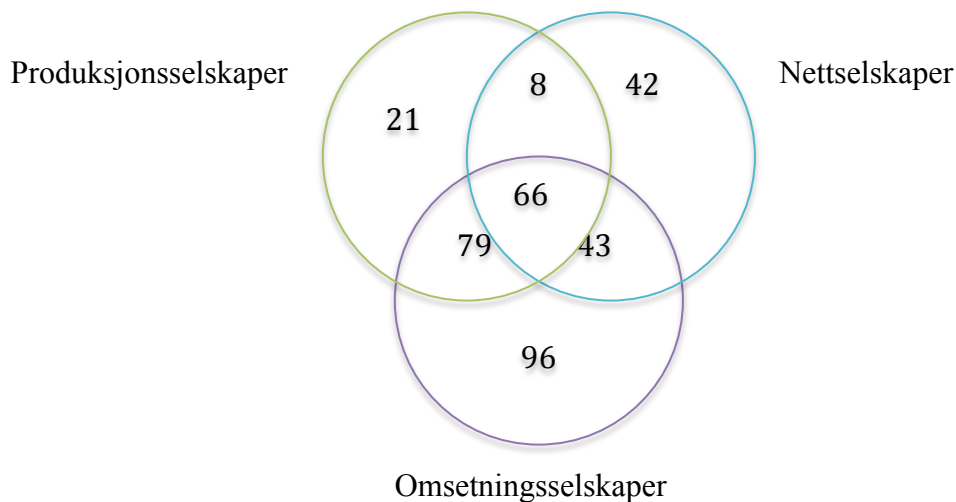
Figur 4: Energiforbruk, kraftproduksjon og BNP i Norge, indeks 1976=100.
Kilde: Enova.

Norge har de siste årene satset en del på utbygging og opprusting av overføringsnettene innad i landet, men også mellom andre nasjoner både i og utenfor det nordiske kraftmarkedet. Norsk kraftproduksjon omfatter i hovedsak vannkraft. Dette er en krafttype som er relativt enkel å justere opp og ned produksjonen på, og kostnadene forbundet med å gjøre dette er minimale. Kullkraft som nyttes mye i Danmark har i motsetning til vannkraft store kostnader forbundet med produksjonsendringer. Dette fører til større prissvingninger i løpet av et døgn. Norge importerer dermed kraft fra Danmark om nettene når strømmen er relativt billig og eksporterer om dagen når betalingsviljen er høyere. De norske kraftprodusentene kan dermed også velge å redusere sin produksjon når de synes prisen på markedet er for lav. Det reduserte tilbudet vil dermed presse prisene opp.

2.3 Bransjene i kraftmarkedet

Kraftnæringen kan grovt sett deles inn i tre ulike bransjer; kraftproduksjon, nettvirksomhet og kraftomsetning. Innenfor de nevnte bransjene har man selskaper som bare opererer innenfor ett av feltene, men man har også enkelte vertikalt integrerte selskaper som tilbyr tjenester

innenfor alle eller flere av områdene. Slike selskaper blir ofte kalt energiverk. Norges vassdrags- og energidirektorat har ansvar for å forvalte vass- og energiresursene i Norge (NVE). De er dermed det kontrollerende organet innen kraftnæringen. Videre i oppgaven vil jeg se litt nærmere på de tre bransjene i kraftsektoren (figur 5). Da med fokus på de ulike aktørene innenfor de ulike sektorene, markedsstrukturen og eventuell markedsrett.



Figur 5: figuren viser antall selskaper innenfor de ulike næringene, og sammensetning og antall på de vertikalt integrerte selskapene, tall per 2008.
Kilde: NVE

2.3.1 Produksjonsselskaper

Kraftproduksjonen i Norge omfatter i hovedsak vannkraft. I 2009 var 96% av den samlede kraftproduksjonen i Norge basert på vannkraft. Norge er også den sjetteste vannkraftprodusenten i verden (NVE). Vindkraft er et av satsingsområdene innen norsk kraftutbygging og vi har flere vindmøllerparker under bygging og planlegging, men per i dag utgjør vindkraft en relativ liten andel av den totale elektrisitetsproduksjonen. Vannkraft og vindkraft er to kraftformer som utfyller hverandre godt. Da man har mulighet til å justere vannkraftproduksjonen etter vindkraftproduksjonen ved hjelp av vannmagasiner.

Per 2008 hadde vi i Norge 21 selskaper som utelukkende drev med kraftproduksjon av totalt 174 selskaper. Tabell 1 på neste side viser kraftproduksjonen og markedsandelene til de ti største kraftprodusentene i Norge.

De 10 største kraftprodusentene i Norge per 1. januar 2006

Produksjonsselskap	Midlere årsproduksjon (TWh)	Markedsandel (prosent)	MW	Installert effekt Prosent
Statkraft Energi AS/Statkraft SF	35,9	30,0	8 677	30,7
BKK Produksjon AS	6,9	5,8	1 612	5,7
Norsk Hydro ASA	6,9	5,8	1 527	5,4
E-CO Vannkraft AS	6,8	5,6	1 887	6,7
Lyse Produksjon AS	5,9	4,9	1 544	5,5
Agder Energi Produksjon AS	5,6	4,7	1 188	4,2
Skagerak Kraft AS	4,0	3,4	1 056	3,7
Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk FKF	3,3	2,8	744	2,6
Trondheim Energiverk Kraft AS	3,2	2,7	746	2,6
Otra Kraft AS	2,6	2,2	870	3,1

Tabell 1: Tallene i tabellen omfatter ikke eierinteresser i andre selskap, med unntak av Norsk Hydro, hvor tallene inkluderer Norsk Hydro Produksjon AS og Norsk Hydro ASA.

Kilde: NVE

Statkraft ligger på en klar førsteplass med en produksjon på ca. 5,2 ganger BKKs som er neste aktør på listen. Markedsandelen til Statkraft ligger på rundt 30% når det ikke tas hensyn til krysseierskap. Denne prosentsatsen er noe høy, men under den kritiske 40% grensen som er satt av konkurransemyndighetene. De mener at markedsandeler på over 40% kan indikere fare for utnyttelse av markedsmakt og dominans. En totrinns vurdering må gjennomføres for å kunne ta stilling til om en bedrift har en dominerende stilling. For det første må det relevante markedet avgrenses og videre må det vurderes om bedriftens adferd er dominerende innenfor dette markedet. Konkurranseloven §11 setter en grense for hvor dominerende en bedrift kan være i et marked (Konkurransetilsynet).

Aktørene i det norske kraftmarkedet har alle markedsandeler på godt under 40%, det er dermed ikke sånn i første øyekast noen sterke indikatorer på at det finnes aktører med betydelig markedsmakt. Tar man hensyn til eierinteresser i andre selskaper når markedsandeler beregner så vil dette bildet endre seg, da det norske kraftmarkedet er preget av betydelig krysseierskap. Aktører med eierinteresser i andre konkurrerende selskaper vil dermed kunne påvirke avgjørelser som tas i selskapet til egen fordel.

Mesteparten av den norske kraften som produseres selges via Nord Pool Spot AS. Den resterende kraften selges gjennom bilaterale avtaler (det vil si mellom to parter, kjøper og selger) eller separate auksjoner. Kraftandelen som selges for eksport gjennom bilaterale

avtaler og auksjoner går i hovedsak til Tyskland, Polen og Russland.

2.3.2 Nettselskaper

Nettselskapene er det leddet som sørger for at den produserte kraften blir transportert frem til kundene via strømmettet. De nordiske landene er som tidligere nevnt pålagt å holde nettvirksomheten separert fra produksjonsvirksomheten, da nettvirksomheten kan ses på som naturlige monopoler. Statnett, Svenska Kraftnät, Fingrid og Energinet dk er de nordiske netteierne. Norden er samlet som et omsetningsområde hvor handelen foregår på Nord Pool Spot. Strømmettet strekker seg utover uavhengig av landegrenser. Bare i løpet av de siste årene har det vært store nettverksutbygginger for å koble det nordiske nettet sammen med andre strømmett i Europa. NorNed prosjektet, overføringskabel på havbunnen mellom Norge og Nederland, ble satt i drift våren 2008. Ytterligere to kabler er under bygging og planlegging. En mellom Norge og England og den andre mellom Norge og Tyskland (Statnett).

I Norge har vi totalt 159 nettselskaper, hvorav 42 utelukkende driver med nettvirksomhet. Overføringsnettet er delt inn i tre ledd: sentralnett, regionalnett og distribusjonsnett. *Sentralnettet* er det kraftigste og største strømmettet. Her fraktes strømmen fra kraftstasjonene og ut til mindre regionalnett og til utlandet. Statnett eier om lag 87% av sentralnettet og er operatør for hele. *Regionalnettet* er det nettet som dekker større regionale- og fylkesområder. *Distribusjonsnettet* er det ytterste leddet og er det nettet som fordeler elektrisk energi ut til sluttforbrukeren. Flestparten av de norske nettselskapene er eiere av regionalnett og distribusjonsnett. Sammenfallende regionalnett og distribusjonsnett har som oftest samme eiere. Strømmen må nedtransformeres gradvis mellom leddene. Dette gjøres i transformatorstasjoner som forbinder de ulike nettene.

Nettselskapene er regulerte monopoler. Reguleringsmodellen som nyttes har vært brukt siden 2007. Reguleringen danner en øverste grense på hvor mye de kan ta seg betalt for å overføre elektrisk kraft og bestemmes dels av selskapenes faktiske kostnader fra to år tilbake, og dels av en kostnadsnorm. Følgende formelen benyttes for å fastsette nettselskapenes inntektsramme:

$$IR_t = (1 - \rho) K_t + \rho K_t^*$$

IR_t er inntektsrammen i år t . K_t er det inflasjonsjusterte kostnadsgrunnlaget for det enkelte nettselskap fra år $t-2$. K_t^* er selskapets kostnadsnorm basert på data fra år $t-2$. Dette tallet fremkommer fra andre nettselskapers kostnader og skal gjenspeile kostnader basert på effektiv drift. p er et tall mellom 0 og 1. Tallet definerer inntektsrammenes normandel. En p lik 0 vil gi oss en ren avkastningsregulering. Ved dagens regulering er p satt lik 0,6. Kostnadsnormen utgjør dermed 60% av den totale inntektsrammen. (Kilde: NVE)

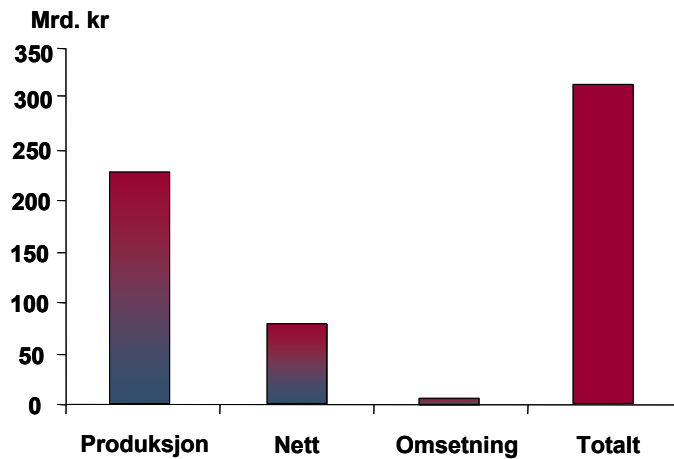
2.3.3 Omsetningsselskaper

Tredje bransje og siste ledd i kraftnæringen er omsetningsselskapene. Dette er selskaper som kjøper elektrisk kraft i store kvanta på kraftbørsen for deretter å selge kraften videre til egne kunder. Disse kan både være privatpersoner og bedrifter. Som vist i figur 3 hadde vi per 2008 totalt 284 omsetningsselskaper i Norge hvorav 96 av disse utelukkende drev med kraftomsetning. Kundene kan velge mellom ulike avtaler. Disse avtalene omfatter strøm til spotpris, standard variabel pris og fastpris. Spotpris er den avtalen som over tid gir lavest strømutfgifter, men er også den som gir lavest forutsigbarhet da denne svinger med markedsprisene.

Markedet for omsetning av kraft har de senere år blitt mer åpent og oversiktlig for forbrukerne. Kundene kan dermed lettere sortere og sammenligne ulike produkter og tilbud. De står også stort sett fritt til å kunne velge ønsket leverandør uavhengig av sin bostedsadresse. Som et ledd i arbeidet med å åpne opp omsetningsmarkedet så opprettet konkurransemyndighetene en uavhengig kraftkalkulator på sine nettsider. Kalkulatoren finner basert på noe gitt informasjon de beste produkttilbudene. Faktorene over har således bidratt til å styrke konkurransen innenfor kraftomsetningsmarkedet. Forbrukernes gevinst er bedre og billigere avtaler.

2.3.4 Verdifordelingen i den norske kraftsektoren

Figur 6 viser verdiene som finnes i kraftsektoren fordelt på de ulike sektorene. Ut fra figuren kan vi se at produksjonssektoren har de største verdiandelene i kraftsektoren. Omsetningssektorens verdiandel ser nesten ubetydelig ut sett i sammenheng med produksjonssiden.



Figur 6: Tallene i figuren er beregnet på grunnlag av gjennomsnittlige observerte transaksjonsverdier fra 2000.
Kilde: 08PWC-Raport, PWC Consultings

De store verdisvingningene mellom sektorene kan ha sammenheng med konkurranseforholdene i de ulike markedene. Innenfor produksjonssektoren finnes det store etableringsbarrierer da aktørene må ha konsesjon for å kunne produsere kraft. I omsetningssektoren er det både lave barrierer og kostnader forbundet med å tre inn i markedet. De store verdiforskjellene kan dermed tyde på at konkurransen i markedet for kraftomsetning er mye tøffere enn i produksjonsmarkedet.

2.3.5 Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE)

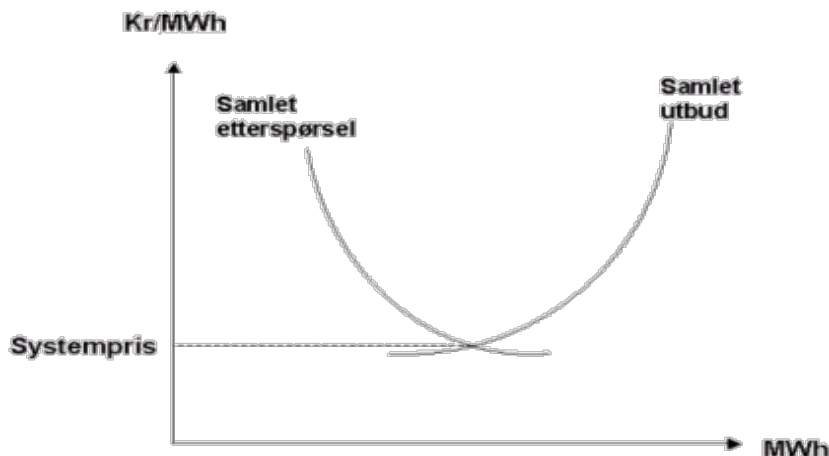
NVE ble stiftet i 1921 og er underlagt Olje- og energidepartementet. De er som tidligere nevnt det organet som skal regulere kraftsektoren slik at vi får en effektiv næring. En av NVEs hovedfunksjoner er dermed å utvikle og håndheve rammebetingelser og regelverk som fremmer effektivitet i næringen.

NVE kontrollerer og følger opp alle de tre sektorene innenfor kraftnæringen. Innenfor produksjon regulerer de hvert enkelt kraftmagasin ved å fastsette minimum og maksimum vannmengde. De følger også regelmessig med på vannstanden i de enkelte kraftmagasin og fastsetter hvor mye de kan tømmes. Nettselskapene reguleres som nevnt økonomisk gjennom årlige fastsatte inntektsrammer. Da en viktig forutsetning for konkurransen i markedet avhenger av at overføringsnettene er disponibelt for alle brukere på ikke-diskriminerende vilkår. Videre har NVE tilsyn med den fysiske omsetningen og distribusjonen av kraft i Norge. De har også ansvaret for den nordiske markedsplassen for omsetning av spotkraft; Nord Pool Spot.

2.4 Nord Pool

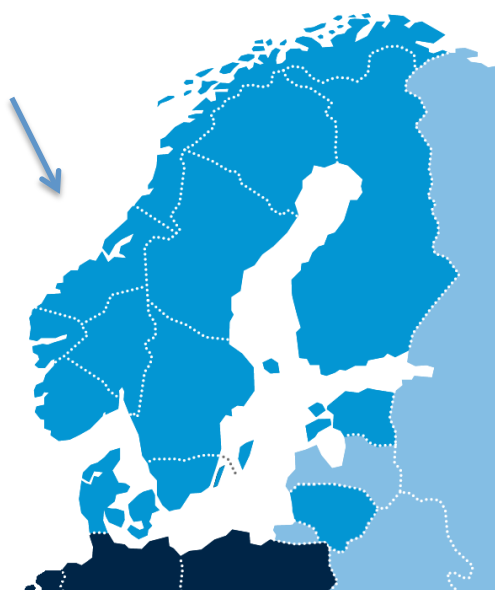
Forløperen til Nord Pool kunne man allerede se i Norge så tidlig som i 1932. Da noen store kraftverk på Østlandet dannet foreningen *Samkjøringen*. Det kom etter hvert flere slike samkjøringsselskaper delt utover landet, men det var først i 1971 at de ble samlet til en landsomfattende samkjøring. Hensikten med samarbeidet var å skape ett marked for omsetning av kortsiktig overskuddskraft. Ved innføringen av energiloven av 1990 så ble samkjøringsselskaperens virkefelt overtatt av *Statnett Marked AS* som igjen fusjonerte med *Svenske Kraftnät* i 1996 og skapte Nord Pool en kraftbørs for kjøp og salg av strøm. Nord Pool ble i 2002 delt inn i to selskaper; Nord Pool ASA som har ansvar for den finansielle delen av markedet og Nord Pool Spot hvor den fysiske omsetningen finner sted. Nord Pool Spot har også fått konsesjon fra energimyndighetene til å tilrettelegge og drive kraftutveksling med utlandet. Børsen har om lag 350 aktører fra 18 ulike land som driver med salg og kjøp. I 2002 fikk Nord Pool lisens som regulert børs- og clearingvirksomhet, en virksomhet som ivaretas av selskapet Nord Pool Clearing. Selskapets funksjon er å redusere finansiell risiko for de som handler på kraftbørsen/Nord Pool, ved å opptre som kontraktsmotpart i avtalen og gi kunden en garanti for kontraktoppgjør. Nord Pool (Spot) eies av de systemansvarlige nettselskapene i Norden; Statnett, Svenska Kraftnät, Fingrid og Energinet dk, norske Statnett har eierandeler på 30 %. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) er den regulerende myndighet for virksomheten.

Den fysiske handelen skjer enten ved *Elbas* eller *Elspot* kjøp. Elbas er et såkalt intradagmarked hvor handlet kraft blir levert en time frem i tid, dette markedet er konstruert for å hjelpe med å håndtere ubalanser i kraftnettet. Elspot er verdens største marked for krafthandel med levering påfølgende dag. Alle nordiske produsenter og store kraftkjøpere kan melde inn kjøps- og salgsbud til Nord Pool Spot innen klokken 12 dagen før levering. Utfra samlede salgs- og kjøpsbud blir den systemprisen som balanserer tilbudet og etterspørselen i markedet regnet ut for hver time det kommende døgn.



Figur 7: Viser hvordan timesbaserte kjøps- og salgsbud for påfølgende døgn danner en etterspørselskurve og en tilbudskurve. Systemprisen er der hvor de to kurvene skjærer hverandre.
Kilde: Nord Pool

Systemprisen kan variere fra time til time, og den blir justert i forhold til langvarige og temporære flaskehals/kapasitetsbegrensninger i overføringen mellom de ulike prissonene også kalt Elspot-områder. Noe som kan resultere i ulike priser blant de forskjellige prissonene. Det nordiske markedet består av tolv slike prissoner per i dag hvorav fem av disse er i Norge og fire i Sverige; Sørøst-Norge, Sørvest-Norge, Vest-Norge, Midt-Norge, Nord-Norge, Sverige (SE1, SE2, SE3, SE4), Vest-Danmark, Øst-Danmark, og Finland. I tillegg har man tre Elspot områder i de baltiske landene Estland (EE), Litauen (LT) og ELE (Estonia Latvia Exchange Area). (Kilde: Nord Pool)



Figur 8: De nordiske Elspot-områdene per 2012 vist ved den mellomblå fargen.
Kilde: Nord Pool

Det utveksles også kraft mellom Norden og Tyskland, Polen og Russland, men dette skjer utenom Nord Pool Spot gjennom bilaterale avtaler eller separate auksjoner. I 2002 ble om lag 32 % av det nordiske kraftbruket omsatt i Elspot.

3 Prisdannelsen i kraftmarkedet

3.1 Kraftprisen

Kraftprisene i det nordiske markedet bestemmes time for time, og er et resultat av tilbud og etterspørsel (systemprisen). Prisene endres stadig i takt med forbruket, men prisenivået er avhengig av den totale tilgangen på strøm sett i forhold til forbruk. Systemprisen justeres videre for begrensninger (flaskehalser) i nettet. Vil i teoridelen gå nærmere inn på mekanismene rundt prisdannelsen i kraftmarkedet.

3.2 Forhold som påvirker prisdannelsen

Kraftprisen påvirkes av ulike faktorer både på kort og lang sikt. På kort sikt vil blant annet forbruksnivå, vanntilgang og råvarepriser på olje, gass og kull ha innvirkning på markedsprisen. Mer langsiktig vil forbruksutvikling, produksjonsevne og transportkapasitet være med å bestemme markedsprisen. EnergiNorge har i samarbeid med Statkraft laget en oversikt over faktorer som påvirker strømprisene: (www.kraftkartet.no)

Faktorer som påvirker strømprisen er:

Faktorer som påvirker forbruksutviklingen:

- Temperaturforhold
- Aktivitetsnivå i økonomien
- Kraftforbruk over tid

Faktorer som påvirker produksjonsevnen:

- Nedbørsmengden
- Kjernekraftproduksjon
- Ny produksjonskapasitet

Faktorer som påvirker produksjonskostnadene på varmekraft:

- Kullpriser
- Dollarkurs
- CO₂-kvotepriser
- Gasspriser

Faktorer som påvirker transportkapasiteten:

- Utveksling med land i og utenfor Norden

3.2.1 Faktorer som påvirker forbruksutviklingen

Oversikten over nevner tre viktige faktorer på etterspørselssiden som påvirker strømprisene, temperaturforhold, aktivitetsnivå i økonomien, og kraftforbruk over tid. *Temperaturforhold* har stor innvirkning på kraftforbruket i Norden, og da spesielt i Norge, da de fleste husstandene i hovedsak nytter elektrisk kraft til oppvarming. Lave temperaturer vil dermed føre til økt kraftetterspørsel som igjen vil gi høyere strømpriser. Videre vil *aktivitetsnivå i økonomien* ha innvirkning på konsumentenes forbruk av elektrisk kraft. Svingninger innenfor andre markeder vil kunne påvirke tilbuds- og etterspørselskurven til elektrisk kraft i større eller mindre grad. Eksempelvis vil fallende kull priser redusere etterspørselen etter elektrisk kraft og motsatt. Samt generelle samfunnsøkonomiske svingninger vil også ha innvirkning på kraftforbruket og dermed handelen. Noe vi så ved finanskrisen i 2009 da man opplevde store fall i vareetterspørselen og dermed også verdensøkonomien. I Norge førte krisen blant annet til redusert etterspørsel etter varer innenfor kraftintensiv industri noe som resulterte i et betydelig fall i energiforbruket fra 2008 til 2009.

Den siste faktoren på etterspørselssiden er *kraftbruk over tid*, denne faktoren omfatter/gjenspeiler forbrukernes forbruksutvikling. Strømforbruket i Norge øker på årsbasis med om lag 1-1,5 TWh, den økende etterspørselen gir utslag i høyere priser i kraftmarkedet. Over tid vil man kunne jevne dette noe ut ved igangsetting av ulike tiltak for å gjøre energibruken mer effektivt og fleksibel. Slike tiltak kan blant annet omfatte installasjon av strømbesparende produkter, enøk-utstyr. Dette kan være innenfor kategorier som isolering og oppvarming, samt bytte til mindre energikrevende maskiner. Implementeringen av ”smartgrids” vil over tid kunne gi et mer effektivt energiforbruk da forbrukerne i større grad får mulighet til å overvåke eget strømforbruk og gjeldende strømpris. Systemet skal gjøre det mulig for forbrukerne å ”spare”, ved at de reduserer strømbruken i de dyreste timene av døgnet.

3.2.2 Faktorer som påvirker produksjonsevnen

På tilbudssiden blir det også nevnt tre faktorer som påvirker strømprisene; nedbørsmengden, kjernekraftproduksjon og ny produksjonskapasitet. *Nedbørsmengden* har sterk innvirkning på kraftprisene, da det norske kraftmarkedet i hovedsak omsetter vannkraft. Mye nedbør vil gi både økt kraftproduksjon og høyere fyllingsgrad i magasinene, noe som vil gi lavere strømpriser. Lite nedbør vil i motsetning til mye nedbør resultere i et lavere krafttilbud og man vil videre få høyere strømpriser i markedet. Norge har de siste årene hatt betydelige

svingninger i nedbørmengden, noe som har resultert i perioder med kraftknapphet. Norge har dermed vært avhengig av å kunne handle med andre nasjoner for å kunne forsyne det norske markedet med tilstrekkelig kraft. Produksjonsevnen på tilbudssiden påvirkes også av den nordiske *kjernekraftproduksjonen*. Norden har per i dag flere store kjernekraftanlegg, hovedsakelig i Sverige og Finland. Hvordan utvikling blir videre innenfor kjernekraft er kjente politisk spørsmål, som det er rettet stor usikkerhet rundt. Grunnet den høye effekt i disse anleggene så har tilføring eller bortfall av slike anlegg stor innvirkning på svingninger i kraftprisen. Generelt vil *ny produksjonskapasitet*, som er den tredje faktoren som nevnes, øke tilbudet i markedet og dermed holde prisene nede. Utbygging vil dermed først skje når kraftprisen når kostnaden ved å bygge ut ny kapasitet. I følge Torstein Bye (2006) kan dermed noe av prisøkningen sies å være en kapasitetsavgift.

3.2.3 Faktorer som påvirker produksjonskostnadene på varmekraft

Varmekraft produksjonen påvirkes av kullpriser, dollarkurs, CO₂-kvotepriser og gasspriser. Danmark som eneste kullkraft produsent i Norden regulerer produksjonsmengden i forhold til *kullprisen*. Høye kullpriser gir isolert sett lavere produksjon i kullkraftanleggene, krafttilbudet i markedet blir dermed redusert og vi får høyere kraftpriser. En nedgang i *dollarkursen* vil gi både billigere kull og olje da disse råvarene prises i dollar. En lav dollarkurs vil dermed generere mer varmekraftproduksjon enn en høy dollarkurs. Gasskraftproduksjon er avhengig av gass for å kunne produsere kraft, gasskrafttilbudet i markedet avhenger dermed av *gassprisen* i markedet. Utviklingen i oljeprisen påvirker gassprisen, da prisene har en negativ korrelasjon/prisene korrelerer negativt med hverandre. Om lag 48 % av kraftproduksjonen i Tyskland består av varmekraft fra kull, olje og gass (Kilde: IEA). Tysk eksport av varmekraft til det nordiske kraftmarkedet vil dermed ha en klar sammenheng med kull, gass og olje priser. Høye råvarepriser vil redusert den tyske produksjonen og dermed/videre eksporten, og vis vista.

CO₂-kvotesystemet ble innført i jan 2005, formålet med kvotene var og er å redusere karbondioksid utslippene i verden. Dynamikken i systemet er at bedrifter som slipper ut klimagasser skal kjøpe seg en utslippstillatelse gjennom klimakvoter, en kvote tilsvarer ett tonn med CO₂-utslipp. Varmekraftverk har store CO₂-utslipp, en høy kvotepris vil dermed gi kraftverkene økte produksjonskostnader. De økte kostnadene fører til redusert produksjon av varmekraft. Krafttilbudet i markedet vil dermed reduseres og kraftprisen vil øke.

3.2.4 Faktorer som påvirker transportkapasiteten

Transportkapasiteten mellom land i og utenfor Norden påvirker kraftmengden som utveksles. Dårlige nettf forbindelser og flaskehals er kan til tider skape store svingninger i kraftprisene, fjerning av slike barrierer vil kunne ha en stabiliserende effekt på prisene. Markedet for handel av kraft har vokst kraftig de siste årene. Bedre og lengre nettf forbindelser har gjort det mulig å koble sammen kraftmarkeder i ulike land. Kraftprisen i Norden blir dermed påvirket av tilbud og etterspørsel av kraft i Europa generelt. Ved å kunne handle på tvers av kraftmarkedene så vil man oppnå en bedre utnyttelse av de ulike krafttypene, og prisene vil holde seg mer stabile både i forhold til døgntimer og årstider.

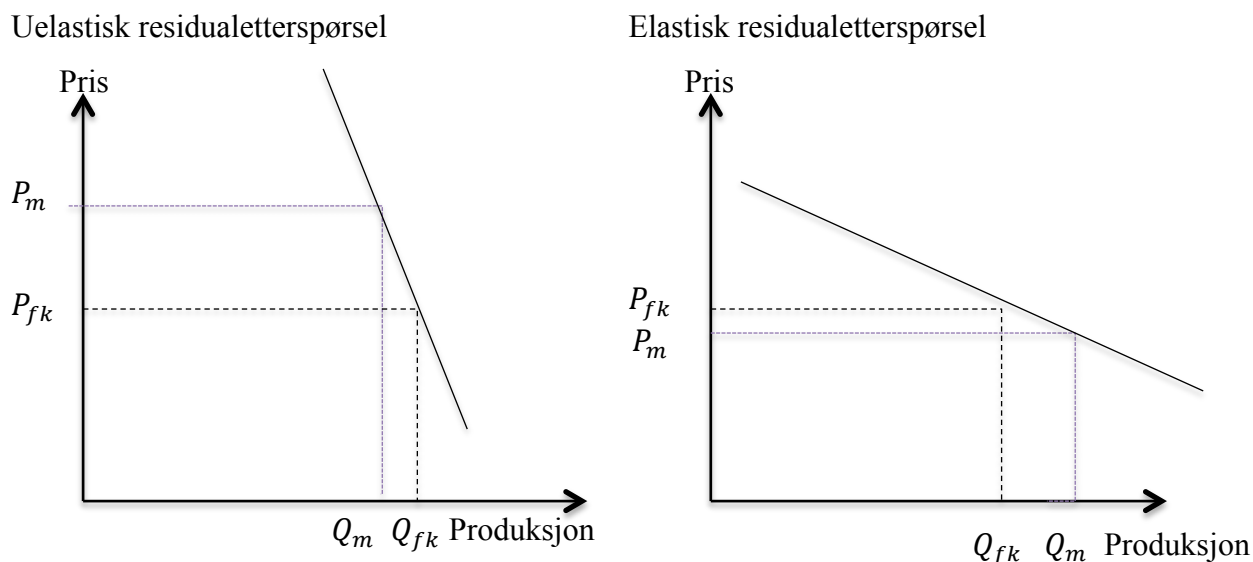
Per i dag er ikke overføringskapasiteten i kraftmarkedene kraftig nok i perioder med stor aktivitet. Det norske kraftmarkedet er blant annet svært utsatt i perioder med vannknapphet, da vår energiproduksjon hovedsakelig er basert på vannkraft. Kraftprisene i Norge vil dermed være følsomme for begrensninger (flaskehals er) i overføringskapasiteten fra utlandet i perioder med stort import behov.

4 Teoretisk rammeverk

4.1 Markedsmakt i det norske kraftmarkedet

Innenfor det fysiske kraftmarkedet i Norge så vil mulighetene og incentivene til å utøve markedsmakt være bundet til muligheten til å flytte vann mellom perioder. Markedsmakt avhenger dermed av muligheten til å kunne lagre vann. I en frikonkurransesituasjon vil optimal vanddisponering føre til at prisene jevnes ut over tid, både over døgnet og mellom sesongene. Aktører med markedsmakt vil kunne antas å utnytte denne ved å produsere mindre kraft i perioder hvor en slik atferd gir høyere pris i markedet, og produsere mer i perioder hvor økt produksjon ikke medfører betydelige prisendringer i markedet. Markedsmakt forventes dermed å gi større prisvariasjoner enn hva et mer konkurransepreget marked vil gi.

Vannkraftprodusentene står overfor et dynamisk problem når de utformer sine strategier da produksjonsbeslutningene for en periode påvirker produksjonen i en senere periode. Dette vil gjelde alle aktørene i vannkraftmarkedet uavhengig av om de har markedsmakt eller ikke. Optimal strategi for en aktør med mulighet til å utøve markedsmakt vil være å holde tilbake produksjon i timer hvor residualletterspørselen er uelastisk, og øke produksjonen i timer hvor residualletterspørselen er mer elastisk. Residualletterspørselen kan defineres som den etterspørselen en enkelt aktør møter, og er lik den totale etterspørselen i markedet fratrukket tilbudet fra andre produsenter. Elastisiteten i residualletterspørselen viser hvordan markedet totalt sett responderer på aktørenes strategiske tilpasning. Residualletterspørselen vil normalt være mindre elastisk i høylasttimer som beskriver perioder hvor kraftproduksjonen i markedet er nær kapasitetsgrensen. I lavlasttimer vil ikke prisen påvirkes betydelig selv om produksjonen økes. Disse markedsmekanismene forsterker produsentenes insentiver til å utøve markedsmakt. En slik to-periodetilpasning kan illustreres slik:



Figur 9: Viser residualetterspørselen i kraftmarkedet i høylast- og lavlasttimer.
Kilde: Sørgard, Konkurransestrategi

I figuren til venstre hvor man har uelastisk residualetterspørsel så ser man at bare en liten reduksjon i produksjonen medfører en relativt stor prisendring. En reduksjon fra Q_{fk} til Q_m gir en prisøkning fra P_{fk} til P_m . Ved elastisk etterspørsel i markedet, vist i figuren til høyre, så kan en øke produksjonen betydelig uten at det gir særlig utslag på prisen. En økning fra Q_{fk} til Q_m gir en prisreduksjon fra P_{fk} til P_m .

Oppgaven vil i hovedsak ta for seg dumping som en mulig strategi for å presse prisene i markedet opp. Produsentene vil da øke produksjonen betydelig i perioder med elastisk residualetterspørsel, og dermed dumpe kraft i markedet. Stor kraftproduksjon i periode en gir redusert vanntilgang og dermed redusert tilbud i neste periode. Etterspørselsoverskuddet som da oppstår gjør residualetterspørselskurven uelastisk (figur 9, venstre side). En overordnet faktor for at selskaper skal kunne drive med strategisk dumping er at de er av den størrelsesorden at en reduksjon i produksjonen påvirker det totale tilbudet i markedet, og at andre produsenter ikke vil kunne dekke etterspørselen uavhengig av dem. Så sant det ikke er snakk om tilfeller der det oppstår midlertidige flaskehalser som kan gi små bedrifter markedsrett i et mindre geografisk marked over en kortere tidsperiode. Dette på grunn av stor etterspørsel og svikt i overføringskapasiteten. Har i listen under rangert de ni største kraftprodusentene i Norge, med tilhørende markedsandeler uavhengig av krysseierskap. Har i den borte kolonnen satt inn Statkrafts eierandeler i de andre topp ni bedriftene.

<i>Kraftselskap:</i>	<i>Markedsandel (prosent): Tall pr 2006</i>	<i>Statkraft AS sitt eierskap i selskapene: Tall pr 2012</i>
Statkraft Energi AS/Statkraft SF	30,0	100 % Heleid av den norske stat.
BKK Produksjon AS	5,8	50 %
Norsk Hydro ASA	5,8	Statkraft har ikke noe eierskap her, men den norske stat eier derimot 44 %.
E-CO Vannkraft AS*	5,6	(Eide 20% før, men dette er nylig kjøpt tilbake av E-CO)
Lyse Produksjon AS	4,9	
Agder Energi Produksjon AS	4,7	Eier 46 % av morselskapet Agder Energi AS
Skagerak Kraft AS	3,4	Eier 67 % av morselskapet Skagerak Energi AS
Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk FKF	2,8	
Trondheim Energi AS**	2,7	100 %

Tabell 2: Viser de ni største norske kraftprodusentene.

Kilde: Konkurransetilsynet.

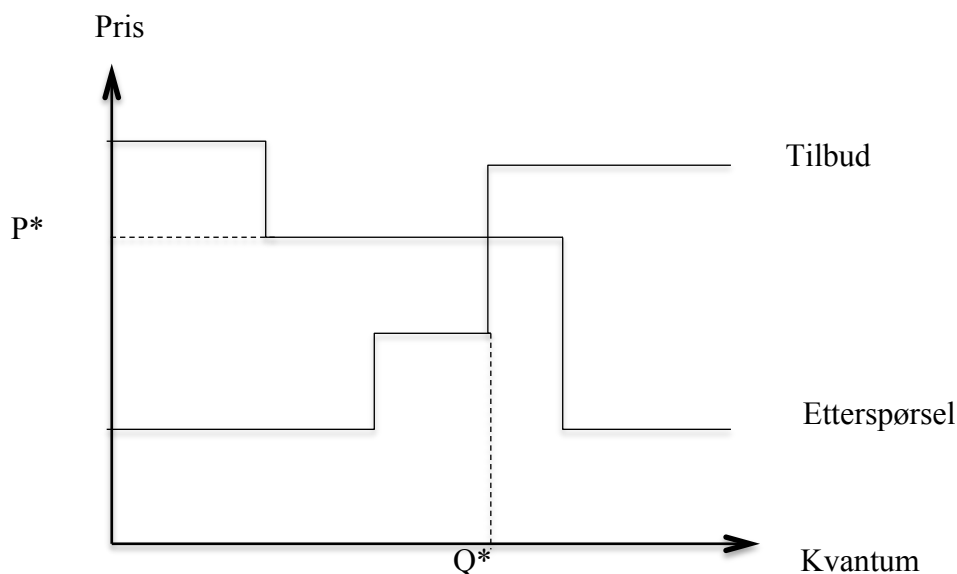
* Mai 2011 endret E-CO Vannkraft navn til *E-CO Energi AS*.

**1. mars 2011 endret Trondheim Energi Fjernvarme navn til *Statkraft Varme AS*.

4.2 Markedstilpasset pris

Dereguleringen av det norske kraftmarkedet i 1991 gjorde at man gikk fra monopoltilpasset til markedsbasert omsetning av elektrisk kraft, noe som fikk konsekvenser for prisdannelsen i markedet. Kraftbørsen av/fra 1992 var i utgangspunktet tilgjengelig for alle gitt en avgift, markedet ble dermed mer åpent noe som styrket konkurranseforholdene i kraftmarkedet. Aktørene på børsen meldte inn ønsket kraft kjøp evt. salg og til hvilken pris. Nordpool, administratoren av kraftbørsen, utarbeidet den markedsklarerende kraftprisen ut fra de meldte kjøpene og salgene. På etterspørselssiden ble kjøperne med høyest betalingsvilje prioritert og på tilbudssiden var det produsentene med lavest salgspris som ble prioriterte.

Vi ser ut fra figur 10 at vi får en markedsklarering ved en pris lik P^* , tilbud er lik etterspørsel, og det vil omsettes Q^* i markedet. Vi ser også at selger tre som meldte høyest pris ikke får solgt noe i dette tilfellet da selger en og to kan dekke det etterspurte kvantum til den markedsgitte prisen. Skissen viser også at både selger en og to får en bedre pris for den meldte kraften enn det de i utgangspunktet var villige til å selge for, dette viser at en lav meldingspris ikke nødvendigvis blir den reelle prisen i markedet.



Figur 10: En skisse av markedslikevekt på kraftbørsen.
Kilde: Sørgard, Konkurransestrategi.

Elektrisk kraft er en homogen vare, en kWh er en kWh uavhengig av produsent, prisen vil da være den styrende faktoren for kundene. En skulle i følge dette antatt at Bertrand-konkurranse (priskonkurranse) var den konkurranseformen som dominerte kraftmarkedet, og sannsynligvis ville det vært slik om ikke markedet var preget av kapasitetsbegrensninger. Slike begrensninger/Kapasitetsbegrensninger kan være i form av begrenset effektkapasitet, hvor mye en produsent kan produsere på et gitt tidspunkt, eller sesongbaserte begrensninger som omfatter mulig produksjon i løpet av året. Sistnevnte avhenger av produsentenes magasinkapasitet og vanntilslaget i den aktuelle perioden. Vil komme tilbake til dette i neste avsnitt. I enkelte perioder hvor vanntilgangen er ekstra stor kan aktørene nytte priskonkurranse som strategi og ende med å sette seg i en situasjon som Tirole (1988, kap.5) betegner som Bertrand-paradokset, hvor aktørene i et nokså konsentrert marked konkurrerer bort hele profitten ved å underby hverandres priser. Et slikt senarioet vil i kraftmarkedet bare være aktuelt i kortere perioder enkelte år, da markedet stort sett opplever kapasitetsbegrensninger. Paradokset vil også dempes ved at aktørene møtes gjentatte ganger i markedet.

4.3 Prisdannelse ved kapasitetsbegrensninger

Kapasitetsbegrensninger endrer spillet i kraftmarkedet. Det norske kraftmarkedet består av en stor produsent Statkraft, og flere betydelig mindre aktører. For de mindre aktørene vil det være strategisk viktig å holde meldingsprisen på ønsket kraftsalg lavere enn meldingsprisen til Statkraft. Da dette vil føre til at de mindre aktørenes kvantum omsettes først på børsen, og til

en høyere pris enn meldingsprisen (se figur 10). Dette kan vises ved at man tar utgangspunkt i to produsenter bedrift 1 og 2, B1 og B2, med grensekostnad $MC = 0$.

- Etterspørselen av kraft i markedet er gitt ved, $Q = A - P$
 - P er prisen
 - A er en parameter for markedsstørrelsen. Jo større A , desto større etterspørsel til en gitt pris
- B1 har ikke begrenset kapasitet, $K_1 > A$.
- B2 har begrenset kapasitet, $K_2 < A$.

Siden B1 ikke har begrenset kapasitet så vil denne kunne ha positivt salg selv om de tilbyr en høyere pris i markedet, $P_1 > P_2$, da B2 ikke alene vil kunne dekke etterspørselen. For B2 vil en pris $P_2 < P_1$ være avgjørende for om han får selge sin kraft eller ikke. Da børsen metodisk først selger ut den billigst meldte kraften. Kraften til aktøren med høyest meldingspris vil dermed bli solgt ut sist. B1 vil dermed kunne være tjent med å sette en høy pris i stedet for å underby den andre aktøren. Vi kan derfor anta $P_1 > P_2$. Residualletterspørselen bedrift 1 står overfor er $(A - P_1 - K_2)$ og maksimeringsproblemet kan settes opp slik:

$$\max \pi_1 = P_1[A - P_1 - K_2]$$

$$\frac{\partial \pi_1}{\partial P_1} = AP_1 - P_1^2 - K_2P_1, \quad = A - 2P_1 - K_2 = 0 \rightarrow \text{Første ordens betingelsen}$$

Den optimale prisen for bedrift 1 blir dermed: $P_1^* = \frac{A - K_2}{2}$

Ved å sette inn P_1^* som pris P_1 i profittfunksjonen får en:

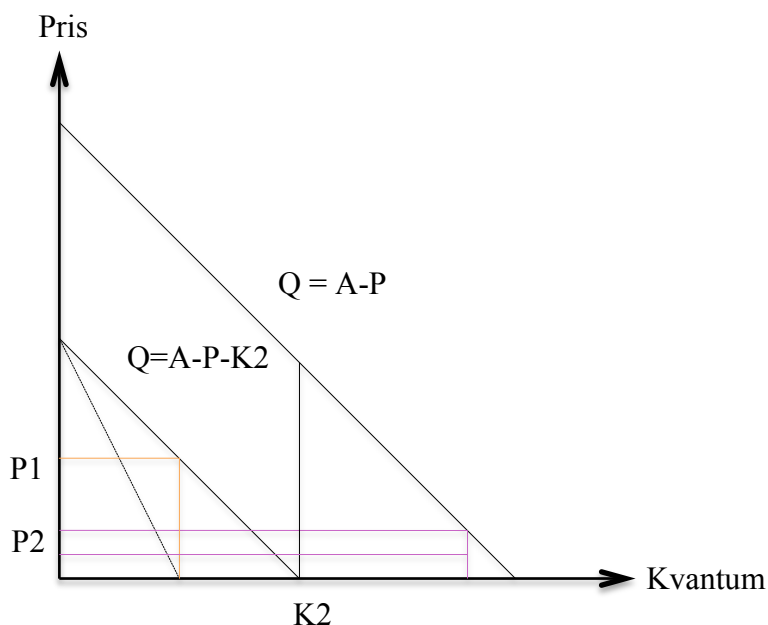
$$\pi_1 = \left(\frac{A - K_2}{2} \right)^2$$

Selv om bedrift 2 har meldt inn en lavere pris til børsen enn bedrift 1, så vil hans kvantum K_2 bli solgt til samme prisen som bedrift 1 får. Da den reelle prisen i markedet vil bli satt av børsen slik at man får klarert markedet, markedsprisen kan dermed avvike fra meldingsprisen. Alternativt kan bedrift 1 sette prisen marginalt under prisen til bedrift 2 og dermed ta over hele profitten i markedet. Bedrift 1 vil finne det lønnsomt med høy pris dersom maksimal

profitt ved å betjene residualletterspørselen (høgre side i formelen under) er større enn profitten ved å prise seg så lavt at en tar over hele markedet (venstre side):

$$\max \pi_1 = P1(A - P1 - K2) > P2(A - P2)$$

For å unngå sistnevnte scenario må bedrift 2 passe på å prise seg så lavt at det ikke vil lønne seg for bedrift 1 å underkutte prisen. Bedrift to har heller ikke noe å tape på å melde en lav pris siden det er prisen $P1^*$ som vil bli den gjeldende i markedet så sant bedrift 1 melder en høy pris. Figuren under beskriver avveiningen bedrift 1 står overfor:



Figur 11: Grafen viser bedrift 1s avveining mellom å sette høy eller lav pris på sin tilbudte kraft.
Kilde: Sørgard, Konkurransestrategi.

$K2$ angir bedrift 2s samlede kapasitet, og $P2$ er den prisen bedrift 2 har meldt. Bedrift 1 kan betjene hele markedet ved en pris lavere enn $P2$, og dermed oppnå en profitt lik det lille skraverte arealet. Alternativet vil være å betjene residualletterspørselen, vist ved $Q = A - P - K2$, grenseinntekten til residualletterspørselen er vist ved den stiplede linjen. Optimal pris for bedrift 1 vil i dette tilfelle være der grenseinntekt lik grensekostnad (i det skisserte tilfellet er grensekostnaden satt lik null). Prisen vil da bli $P1$, og bedrift 1 vil få en profitt lik det oransje arealet. Bedrift 1 vil foretrekke å sette en høy pris så lenge det oransje arealet er større enn det

lilla. Den markedsklarerende prisen er bedrift 1s meldte pris, og det er denne prisen aktørene i markedet må forholde seg til.

Hvis man videre tar utgangspunkt i at den store produsenten, bedrift 1, ikke lenger har kapasitet til å dekke hele etterspørselen i markedet når pris er lik grensekostnad. Vi får da $K_2 < K_1 < A/2$, bedrift 1 har fortsatt mye større kapasitet enn bedrift 2. I dette tilfellet vil bedrift 1 fortsatt velge å sette høy pris kun dersom:

$$\max \pi_1 = P_1[A - P_1 - K_2] > K_1[A - K_1 - K_2]$$

Venstresiden i formelen viser den maksimale profitten til bedrift 1 dersom kun residual etterspørselen dekkes, mens høyresiden viser alternativ profitt dersom bedrift 1 selger et kvantum tilsvarende dens total kapasitet. Samlet kapasitet i markedet vil ha stor betydning for om en bedrift velger å innta en rolle som prisleder (den som setter høy pris) eller ikke. Ser vi på formelens høyre side så ser vi at bedrift 1 vil være tjent med å handle som prisleder i tilfeller hvor kapasiteten i markedet nesten fullt ut dekker etterspørselen, hvor $K_1 + K_2$ er nær A. Bedrift 1 vil kun ønske å tilby hele sitt kvantum dersom samlet kapasitet i markedet er tilstrekkelig begrenset.

Fremstillingene over viser at begrenset kapasitet i kraftmarkedet endrer strategien bedriftene følger å dermed spillet og utfallet. Norge har per i dag ikke noen produsenter som alene er store nok til å dekke hele markedsetterspørselen. Statkraft er den største norske produsenten med markedsandeler på rundt 30 % (når man utelukker krysseierskap), og vil dermed være en mulig prisleder i det norske kraftmarkedet.

4.4 Strategisk dumping

Dette avsnittet vil se nærmere på mekanismene rundt strategisk dumping. Produsentene i det norske kraftmarkedet opererer både i det norske, nordiske og europeiske markedet. Produsert kraft som ikke selges i ett marked kan dermed selges i ett annet. I en situasjon hvor aktørene har mulighet til å selge i minst to markeder kan det dannes insentiver til å utnytte dette strategisk for å øke bedriftens totale profitt. Et slikt insentiv kan gi utslag i stort salg (dumping) i ett marked for å ha et begrenset tilbudet og dermed høy pris på varen i det andre markedet. En slik adferd kan betraktes som strategisk dumping.

Kraftprodusentene kan ha insentiver til å dumpe kraft om sommeren når vanntilgangen i magasinene er stor og prisene i markedet ikke påvirkes betydelig av at en øker tilbudet av kraft. Resultatet blir begrenset tilbud om vinteren når prisene er veldig uelastiske for tilbudsendringer, noe som gir høye strømpriser. Enkelte år har vi i Norge opplevd store svingninger mellom sommer og vinter pris på kraft, og det har blitt spekulert i om produksjonsselskapene bevisst simulerer en slik situasjon i markedet. Så hvordan kan vi vite om den beskrevne situasjonen kommer fra feilslåtte prognoser i forhold til vannforventninger, eller som et resultat av en bevist strategi for å øke bedriftens profitt. Kraftprodusentene ble fratatt retten til å eksportere direkte til utlandet i siste halvdel av 90-tallet, og må i dag selge kraften i det området hvor den er produsert. Selv om kraftprodusentene ikke kan eksportere direkte så kan de gjøre det indirekte ved å tilby mye kraft i hjemmemarkedet, det vil da oppstå tilbudsoverskudd som gir lavere priser og kraften fraktes ut fra området og inn i et nærliggende område hvor prisen i utgangspunktet er høyere. Effekten fortsetter og man kan si at kraftprodusenten indirekte utløste eksport. Prisen produsenten mottar for kraften vil fortsatt være den som er gitt for hans hjemmemarked. Kraftflyten går fra lavpris- til høyprisområder og fortjenesten av den direkte eksporten vil således bli redusert. Strategien kan allikevel være lønnsom da det vil være mindre vann tilgjengelig for vinterproduksjonen. Resultatet blir lav pris om sommeren og høy pris om vinteren i det aktuelle området.

Vil videre analysere antagelsen om at slike strategier brukes bevisst av kraftprodusentene for å styre prisene i markedet slik at profitten økes. La oss først betrakte et tilfelle uten markedsrett, hvor produsentene da må ta prisen i markedet for gitt. Kraftprodusentene bestemmer ønsket produksjon for kommende sommeren basert på hvilke forventningene de har til høstens vanntilgang. For liten produksjon om sommeren kan resultere i overfylte magasiner som renner over mot slutten av høsten, og potensiell kraft blir dermed spilt. Produsentene står dermed overfor valget om å selge nå eller å vente, men da med en gitt risiko for å tape noe salg. En lik prisforventning for begge perioder vil resultere i salg om sommeren da dette vil garantere at vannet genererer inntekt. En fornuftig magasin disponering vil således lede til at produsentene velger å selge om sommeren selv om de forventer en høyere vinterpris. En fellesforståelse rundt dette blant kraftprodusentene vil resultere i lavere sommerpriser enn vinterpriser.

La oss betrakte to perioder, henholdsvis sommer og vinter. Hvor det om sommeren vil være bundet usikkerhet til hvordan tilsiget utøver høsten blir. Vi antar at man ved stort tilsig vil få

overfylte magasiner og vann vil gå til spille. For at en produsent skal være indifferent mellom å selge om sommeren, eller lagre vannet så må forventet inntekt på en enhet vann om sommeren være lik forventet inntekt fra denne enheten til vinteren:

$$P_1 = sP_2$$

Hvor P_1 angir sommerprisen og P_2 vinterprisen, s er sannsynligheten for lite tilsig og $(1 - s)$ er sannsynligheten for stort tilsig.

Når denne likheten ikke holder så vil enkelte produsenter finne det lønnsomt å flytte vann mellom periodene, dette vil fortsette inntil man oppnår likevekt i markedet. I likevekt vil sommerprisen i gjennomsnitt være lavere enn vinterprisen. Lavt vanntilsig vil være med å øke prisforskjellen mellom sommer- og vinterhalvåret. Prisforskjeller mellom sommer og vinter må anses som helt naturlig, da dette vil forekomme uavhengig fra om man har aktører i markedet med mulighet til å påvirke prisene eller ikke. Prisforskjellen vil også være en fornuftig tilpasning da det både er samfunnsmessig og strategisk lurt av produsentene å selge unna kraft om sommeren for å unngå at vann går til spille om høsten. Sesongmessige prisforskjeller vil dermed ikke alene kunne påvise markedsrett blant aktørene, men kan danne grunnlag for mistanke.

Hva skjer dersom kraftprodusentene gjennom strategisk atferd, dumping, kan påvirke strømprisene i markedet, og dermed bidra til at man får enda større prisforskjeller mellom sommer og vinter. La oss se nærmere på et slikt scenario, hvor vi betrakter tilfelle ved en monopoltilpasning. Vi antar som over at stort tilsig av vann vil føre til at vann går tapt, mens det ikke vil gå tapt noe vann ved lite tilsig. Handlingsvariabelen vil her være hvor mye bedriften får solgt i løpet av sommeren da dette indirekte bestemmer vintersalget, gitt lavt tilsig. Ved stort tilsig vil magasinene være fulle og magasinkapasiteten (R) vil være den faktoren som bestemmer vinterens strømpris.

- Q_i angir bedriftens salg i periode i , der $i = 1, 2$.
- P_2^L angir prisen for periode to gitt lavt tilsig
- P_2^H angir prisen for periode to gitt høyt tilsig
- R angir magasinkapasiteten
- U angir totalt tilsig tilgjengelig for et år med lite tilsig.

Maksimeringsproblemet til monopolisten vil da se slik ut:

$$\max_{Q_1} \pi = P_1 Q_1 + s P_2^L (U - Q_1) + (1 - s) P_2^H (R)$$

Dette gir oss følgende førsteordensbetingelse, hvor man finner optimalt sommersalg som vil maksimerer den totale profitten.

$$\frac{\partial \pi}{\partial Q_1} = P_1 - s P_2^L + \frac{\partial P_1}{\partial Q_1} Q_1 - s \frac{\partial P_2^L}{\partial Q_1} (U - Q_1) = 0$$

Forutsatt at $(U - Q_1) = Q_2^L$, så vil priselastisiteten være gitt ved,

$$e_i = \frac{\partial Q_i}{\partial P_i} \frac{P_i}{Q_i}, \quad \text{der } i = 1, 2$$

Førsteordensbetingelsen kan da omformes, og vi får følgende tilpasningsbetingelse for monopolisten:

$$P_1 \left(1 - \frac{1}{e_1}\right) = s P_2 \left(1 - \frac{1}{e_2}\right)$$

Med utgangspunkt i de undersøkelsene som er gjort over så kan det finnes insentiver for aktører med markedsrett å dumpe vann om sommeren, for dermed å oppnå en høyere pris om vinteren. Det er ikke dermed sagt at dette blir gjort. Vinteren 2002/03 skiller seg tydelig ut fra andre år, og er kanskje det året hvor man har sterkest indikasjonene på en slik adferd. Jeg vil videre i oppgaven undersøke om vi har aktører med markedsrett i det norske kraftmarkedet og om en eventuell rett utøves gjennom strategisk overproduksjon (dumping) i perioder med elastisk etterspørsel.

5 Analyse

5.1 Markedsmakt i det norske kraftmarkedet

Skal i denne delen av oppgaven analysere hvorvidt det finnes aktører med markedsmakt i det norske kraftmarkedet. Her vil jeg benytte data og resultater hentet fra andre undersøkelser gjort på emnet. De resultater og konklusjoner som fremkommer fra analysen vil dermed ha grunnlag i Bye med flere (2003), Haug (2004), ECON (2004) og de nordiske konkurransemyndigheter (2003).

Som nevnt i teoridelen så kan man ved å betrakte den residuale etterspørselskurven vurdere nærmere om en aktør utøver markedsmakt eller ikke, da residualetterspørselens egenskaper avgjør en produsents mulighet og incentiv til å kunne utøve markedsmakt. Elastisiteten til residualetterspørselen påvirkes av faktorene markedsavgrensning, markedskonsentrasjon, markedsadgang og offentlige reguleringer. Jeg ønsker dermed å starte min analyse med å se nærmere på disse faktorene samt deres innvirkning på residualetterspørselen. Da dette vil si noe om markedsmaktsituasjonen i kraftmarkedet.

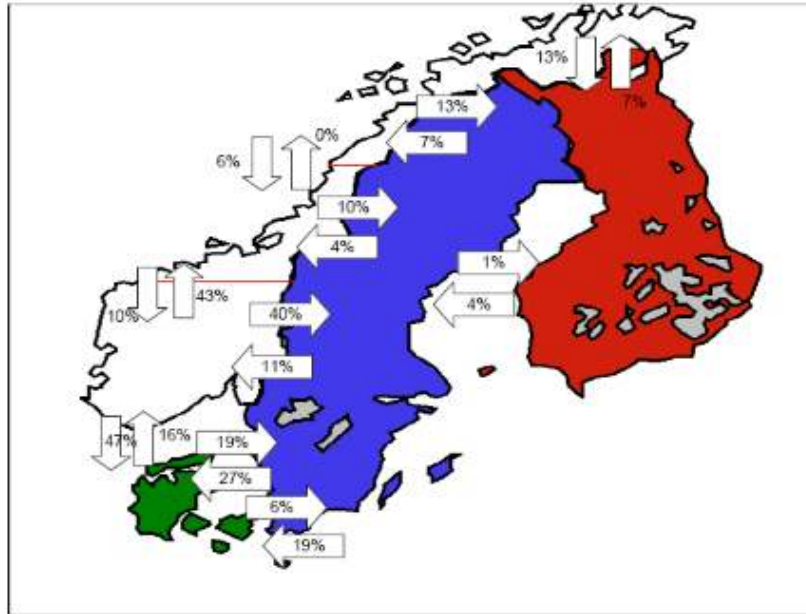
5.1.1 Markedsavgrensning

Ønsker å definere hva som ligger i begrepet markedsavgrensning før jeg går videre med drøftelsen rundt dette. I konkurransetilsynets retningslinjer fra november 1996, defineres det relevante markedet slik; *"den minste gruppe av produkter og geografiske områder der et hypotetisk kartell bestående av hypotetiske tilbydere av disse produktene i disse områdene har vesentlig markedsmakt, gitt uendret potensiell konkurranse fra tilbydere utenfor det relevante markedet"*. En annen gitt definisjon er; *"Markedet for en vare er et geografisk avgrenset område hvor samme vare, eller samme type vare, omsettes"* (Bjorvatn, 1998). Den sistnevnte definisjonen er noe vagere og en mer åpen definisjon. Alene vil dermed Bjorvatns definisjon være mer utsatt for subjektive tolkninger, men i samvirke med konkurransetilsynets definisjon vil den kunne gi en mer lettfattat forståelse av hva som karakteriserer et relevant marked.

I rapporten *A Powerful Competition Policy* (2003) skrevet av de nordiske konkurransemyndighetene, så defineres det relevante markedet ved hjelp av "SSNIP test" (Liten men signifikant, ikke midlertidig prisøkning). Elektrisitet har ingen naturlige substitutter på kort sikt. SSNIP testen kan dermed ta utgangspunkt i overføringsnettene til elektrisitet. For å kunne kartlegge hvilke produkter som inngår i samme produktmarked så vil

det være naturlig å begynne med å se på de ulike måtene elektrisitet blir omsatt på. Elektrisitet blir i dag omsatt enten gjennom det bilaterale markedet, spotmarkedet eller Elbas markedet. Konkurransemyndighetene konkluderer i sin rapport at det bilaterale markedet, spotmarkedet og Elbas markedet tilhører det samme relevante marked. Konklusjonen deres ble i stor grad basert på data hentet fra en rapport skrevet av Copenhagen Economics (2002) på det relevante markedet. Konklusjonen legger vekt på at kundene i disse markedene har små kostnader forbundet med å bytte produkt, og markedene er forholdsvis gjennomsluktige slik at produktsammenligning blir lettere for kundene. De bilaterale avtalene er også i mange tilfeller knyttet opp mot spotmarkedet noe som er med på å styrke denne konklusjonen.

I forhold til kraftmarkedet mener jeg det er den geografiske markedsavgrensningen som i størst grad påvirker resultatene fra en markedsanalyse. Da kraftmarkedet kan gå fra å være lite til sterkt konsentrert alt etter hvordan markedet deles inn. Europa kommisjonen har tradisjonelt nyttet en nasjonal inndeling som avgrensning for de geografiske markedene, og har dermed valgt å ikke ta hensyn til eventuelle nettbegrensninger som finnes internt i nasjonene. I rapporten til de nordiske konkurransemyndighetene blir derimot begrensningene som tidvis oppstår i overføringsnettene vurdert som viktige faktorer i forhold til å kunne kartlegge det geografiske markedet. Da begrensningene i nettet både varierer i omfang og lengde så står vi dermed overfor et relevant geografisk marked som varierer over tid, noe som er ganske spesielt for kraftmarkedet. Haug, og Bye med flere påpeker også at begrensningene i overføringsnettene påvirker inndelingen av det geografiske markedet. Haug har i sitt arbeid tatt utgangspunkt i prisområdene definert av Statnett. Bakgrunnen for områdeinndelingen er basert på de hyppigste og største begrensningene som tidvis oppstår i overføringsnettene, og vil dermed kunne gi et bra bilde av det reelle geografiske markedet. I det tidsrommet Haug utførte undersøkelsene sine varierte det norske markedet mellom en, to eller tre prissoner alt etter om det fantes begrensninger i nettet eller ikke. Figuren under viser andelen av timene i 2007 hvor det var flaskehals mellom de ulike områdene.



Figur 12: Omfanget av prisforskjeller (flaskehals) i Norden 2007.

Pilene går fra lavpris- til høyprisområder, hvor høy pris indikerer flaskehals og dermed etterspørselsoverskudd i området.
Kilde: NVE.

Vi ser utfra pilene på figuren over at prisene i Sør-Norge var lavere enn i Nord-Norge og Sverige, da produksjonen transporteres ut fra området. Utfra omfanget av flaskehalsene, oppimot 40 % av tiden, så ser man at det har vært stor produksjon i Sør-Norge i 2007. Norge besto dermed av flere markeder store deler av året 2007. Tabellen under viser hvor stor prosentandel av året de norske prisområdene utgjorde separate markeder, fra 1998-2003.

	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Norden			19,4	51,2	35,1	27,4
Sør-Norge	22,9	33,2	55,0	8,9	25,4	23,8
Midt- og Nord-Norge	23,1	36,6	41,7	23,8	21,9	10,9

Tabell 3: hvor stor del av året de norske prisområdene utgjorde separate markeder.

Kilde: Konkurransetilsynet 2004

For å få en analyse som beskriver markedsrett forholdene i det norske kraftmarkedet på en best mulig måte så mener jeg det er essensielt at man tar hensyn til de temporære flaskehalsene som tidvis oppstår. Da slike begrensninger i overføringsnettverket påvirker residualetterspørselen ved at den blir mindre elastisk. Ved å se på kurvens elastisitet så vil man kunne se hvordan markedet responderer på tilpasningen til aktørene. En mindre elastisk residualetterspørsel indikerer at noen har og utøver markedsrett. Flaskehals kan dermed føre til at antall aktører som reelt sett konkurrerer i markedet reduseres. Aktører kan dermed

få markedsmakt innenfor sitt område i de periodene det oppstår begrensninger i overføringsnett. Videre vil sannsynligheten for utøvelse av markedsmakt øke jo mindre elastisk residualetterspørselen er.

Kraftmarkedet kan gjennom begrensninger i overføringsnett oppleve situasjoner med tilbudsunderskudd i enkelte områder og hvor produsenter i omkringliggende områder har ledig kapasitet, men på grunn av begrensningene så får en ikke dekket etterspørselen i området. Produsenter med markedsmakt kan utnytte begrensninger i nettet ved å skape eller oppheve flaskehals, enten ved tilbakeholdt eller økt produksjon. Da tilbakeholdt kraftproduksjon i et område med knapphet vil kunne danne eller styrke en flaskehals, og motsatt kan økt produksjon internt i området hindre eller oppheve en flaskehals da presset på nettet inn til området blir dempet og tilbudsunderskuddet reduseres. Undersøkelser gjort av Borenstein med flere (2000) viser blant annet at høy eierkonsentrasjon i et høyprisområde, bak en potensiell flaskehals, vil gi sterkere incentiv til å holde tilbake produksjon for å skape/styrke en flaskehals enn i tilfeller med lav eierkonsentrasjon. Bye med flere påpeker også risikoen for at konkurransemessige problemer kan oppstå i ly av flaskehals, og at disse kan forsterkes ved ulike eierinteresser.

Periodiske kapasitetsbegrensninger (flaskehals) endrer konkurransen i kraftmarkedet, da slike begrensninger kan gi aktørene i markedet ulike roller i forskjellige markedssituasjoner alt etter om det finnes begrensninger i overføringsnett eller ikke. En aktør kan dermed inneha markedsmakt i en periode for deretter å være pristaker i neste periode. Aktører med periodisk markedsmakt trenger ikke ha betydelige markedsandeler, da det holder at de har store markedsandeler innenfor et mindre geografisk område hvor overføringsnett tidvis preges av flaskehals. Hvordan markedet blir delt geografisk vil dermed få stor betydning for hvordan markedsmaktsituasjonen vil fremstå i en analyse.

5.1.2 Markedskonsentrasjon

Konkurransen i et marked gjenspeiler markedsmaktforholdene og måles ved hjelp av ”konsentrasjonsgraden” i markedet. Markedskonsentrasjonsgraden vil bli gitt utfra antallet uavhengige aktører i marked, og størrelsesforholdet mellom disse aktørene.

Før jeg fortsetter analysen vil jeg påpeke at tradisjonelle konsentrasjonsmål i utgangspunktet bruker selskapenes markedsandeler som basisgrunnlag. I og med at selskapsrelasjoner fører til

at det reelt sett blir færre uavhengige aktører i markedet, da konsentrasjonsmålene tar utgangspunkt i at selskapene opererer uavhengig av hverandre, så må resultatene korrigeres for slike relasjoner. Viktigheten av en slik korreksjon blir også presisert av Bye med flere.

Tradisjonelt måles konsentrasjonsgraden i et marked ved hjelp av indekser, der høye konsentrasjonsverdier indikerer mulighet for å utøve markedsrett. Det er her viktig å merke seg at disse indeksverdiene ikke sier noe i forhold til om en eventuell markedsrett utøves. Det finnes flere konsentrasjonsindekser, heriblant ”The m-firm concentration ratio”(CRm) og Herfindahl-Hirschman indeksen (HHI) som er de mest brukte for å måle konsentrasjonen innenfor kraftmarkedet.

Nordiske konkurransemyndigheter har i sin rapport, ”A Powerful Competition Policy”, utført konsentrasjonsmålinger av det nordiske markedet ved hjelp av HHI-indeks. Resultatene fra disse undersøkelsene fremkommer i tabellen nedenfor.

	<i>HHI</i>	<i>HHI^I</i>	<i>HHI^{CI}</i>
<i>Norden</i>	0,0892	0,0989	0,1138
<i>Norge</i>	0,1634	0,1980	0,3325
<i>Danmark</i>	-	-	-
<i>Finland</i>	0,1766	0,2037	0,3005
<i>Sverige</i>	0,2893	0,2923	0,2988

Tabell 4: Konsentrasjonsindekser.

Konsentrasjonsindeksen HHI viser ordinær Hirschman-Herfindahl-indeksen, *HHI^I* er incitamentskorrigeret og *HHI^{CI}* er incitaments- og kontrollkorrigeret. Kilde: Nordiske konkurransemyndigheter, 2003.

Konsentrasjonsindeksen HHI viser verdier mellom 0 og 1. Verdien 0 viser til et marked med uendelig mange selskaper av ubetydelig størrelse (fullkommen konkurranse), mens verdien 1 viser til et marked med bare et selskap (monopol). Resultatene i tabellen viser oss at Norden sett under ett både i tilfelle uten korrigeringer og hvor det korrigeres for incitament fremstår som lite konsentrerte. I tilfellet hvor det også korrigeres for kontroll så går det nordiske markedet over til å bli middels konsentrert. Ser en på de nordiske landene separat så fremstår både det norske, svenske og finske markedet som middels konsentrert i de to første tilfellene, men i tilfellet hvor det korrigeres for kontroll går alle over til å bli sterkt konsentrerte. Resultatene fra Herfindahlsindeksen over forteller oss at det er få reelle aktører i markedet og

at det finnes potensiale for bruk av markedsrett, men de kan ikke si noe i forhold til om markedsrett utøves.

Haug nytter også HHI indeksen i sine undersøkelser, men han benytter den nevnte CR indeksen i tillegg. Resultatene han får fra sine analyser underbygger resultatene gitt av de nordiske konkurransemyndighetene. Haug påpeker at markedet nasjonalt i utgangspunktet er betydelig konsentrert, men under 40%-regelen ved eventuell korrigering for krysseierskap så øker blant annet markedsandelen til Statkrafts med hele 20%, situasjonen i markedet endres dermed. Herfindahlsindeksanalyse utført av Haug viser ved samme korrigering sterk markedskonsentrasjon, med en HHI indeks på 0,21. Ved å dele Norge inn i flere regionale markeder, så kommer Haug frem til at markedsstrukturen i Sør-Norge ikke endres stort fra de nasjonale målingene. Nord-Norge derimot fremstår som sterkere konsentrert og Midt-Norge fremstår i utgangspunktet som lavere konsentrert ved en tredeling, men ved en omdefinering av eierskap så økes konsentrasjonen betraktelig. Da Statkraft etter korrigeringen står for om lag halvparten av produksjonen i dette området.

Resultatene fra undersøkelsene viser at det norske markedet fremstår som moderat til sterkt konsentrert. Nasjonalt fremstår Norge som sterkt konsentrert når det korrigeres for krysseierskap, ellers moderat konsentrert. På det regionale planet øker konsentrasjonen jo lengre nord i landet man kommer. Statkraft er den aktøren som peker seg mest ut i forhold til grad av markedsrett og i eierskapsutstrekning, noe som øker konsentrasjonsindeksene betydelig. Sannsynligheten for markedsrett og mulig utnyttelse av denne øker i forhold til aktørkonsentrasjonen i markedet. En kraftig markedsrett konsentrasjon øke også muligheten for at markedet har flere aktører med markedsrett.

5.1.3 Markedsrett

En annen faktor som vil påvirke en eventuell utøvelse av markedsrett er muligheten for nyetablering i markedet. I det norske kraftmarkedet er all utbygging av kraftproduksjon regulert av myndighetene, gjennom tildeling av konsesjoner. Myndighetene bestemmer dermed hvem som skal få bygge ut, hvor man kan få bygge ut og hvilken type produksjonskapasitet som tillates utbygd. Noe som i stor grad kan påvirke selskapenes incentiver til å utøve markedsrett. Utbygging av ny produksjonskapasitet tar relativt lang tid, markedet vil dermed få relativt god tid til å tilpasse seg de endringene som vil komme. Investeringer innenfor opprustning og økt effektkapasitet i eksisterende anlegg bestemmes

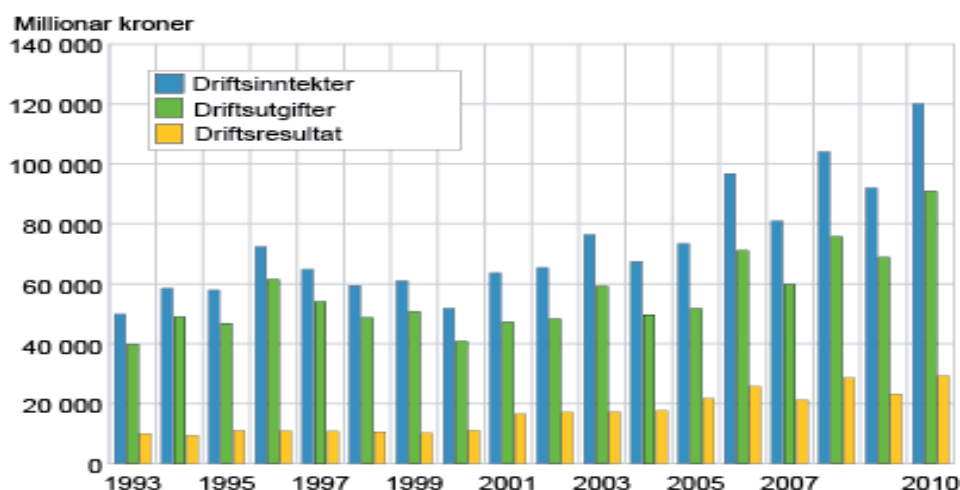
helt og holdent av de etablerte produsentene selv. Eksisterende aktørene i markedet kan dermed bruke investeringstiltak som mottiltak for å møte eventuelle endringer i konkurranseforholdene.

5.2 Kapasitetsbegrensninger i kraftmarkedet

I det norske kraftmarkedet finnes det to typer kapasitetsbegrensninger; i overføringsnett og i aktørenes produksjonskapasitet. Begrensningene som finnes i overføringsnett, ofte omtalt som flaskehals, kan både være temporære og permanente. Flaskehalsene danner grunnlaget for den prissoneinndelingen vi har i dag, da man ved å sette ulike priser i sonene kan begrense omfanget av eventuelle flaskehals. Den andre kapasitetsbegrensningen innbefatter aktørenes mulighet til å alene kunne dekke den totale markedsetterspørselen i kraftmarkedet. Per i dag finnes det ingen aktører med kapasitet til dette, det norske markedets totalkapasitet vil kunne dekke total etterspørselen i år med god vanntilgang.

Teoridelen omtaler i hovedsak aktørenes tilpasning i markedet med og uten produksjonsbegrensninger. I det norske kraftmarkedet finnes det ingen aktører med stor nok kapasitet til å betjene markedet alene. Konkurransen i markedet er dermed ikke perfekt, noe som gjør det mulig for aktørene å oppnå høyere fortjeneste. Overskuddet blant aktørene i markedet har økt jevnt i perioden mellom 1993-2010 noe man kan se i figur 13.

Resultatrekneskap for føretak i kraftsektoren, 1998-kroner.
Millionar kroner



Figur 13: Overskuddet i det norske kraftmarkedet 1993-2010.

Kilde: SSB

Store overskudd kan indikere svak konkurranse blant aktørene i markedet. Det norske kraftmarkedet består av en stor aktør, Statkraft som har store markedsandeler, og mange små. En slik skeivfordeling kan som teorien omtaler føre til at man får en prisleder i markedet. En prisleder vil som følge av at de mindre aktørene setter lave priser, prise sin kraft høyt. Da markedet avhenger av kraften til den store aktøren, så vil hans pris danne grunnlaget for systemprisen. I enkelte perioder hvor vanntilsiget har vært unormalt stort kan det virke som markedsmekanismene tar over styringen i markedet. Produksjonen øker kraftig da faren for spill er stor og prisene faller i markedet. Resultatet blir høy eksport.

5.3 Strategisk dumping

Jeg skal i denne delen av oppgaven ta for meg temaet strategisk dumping, da sett i sammenheng med produksjonssiden i det norske kraftmarkedet. Dette ønsker jeg å gjøre ved å knytte dumping teorien som er presentert i kapittel 4 opp mot reelle undersøkelser gjort på innhentet datamateriell. Jeg vil videre presentere hypotesen jeg ønsker å teste og en arbeidsmodell jeg nytter i den videre analysen. Jeg ønsker ved bruk av modellen å knytte omtalt teori opp mot relevante forhold i kraftmarkedet. Avslutningsvis vil jeg presentere selve analysen og de resultater som fremkommer fra denne.

Datamaterialet som danner grunnlaget for analysen baserer seg på informasjon over kraftmarkedet, hentet inn og sammenstilt for årene 1998–2012. De viktigste kildene er statistisk sentralbyrå (SSB), Nord Pool Spot og Norges vassdrags- og energidirektorat.

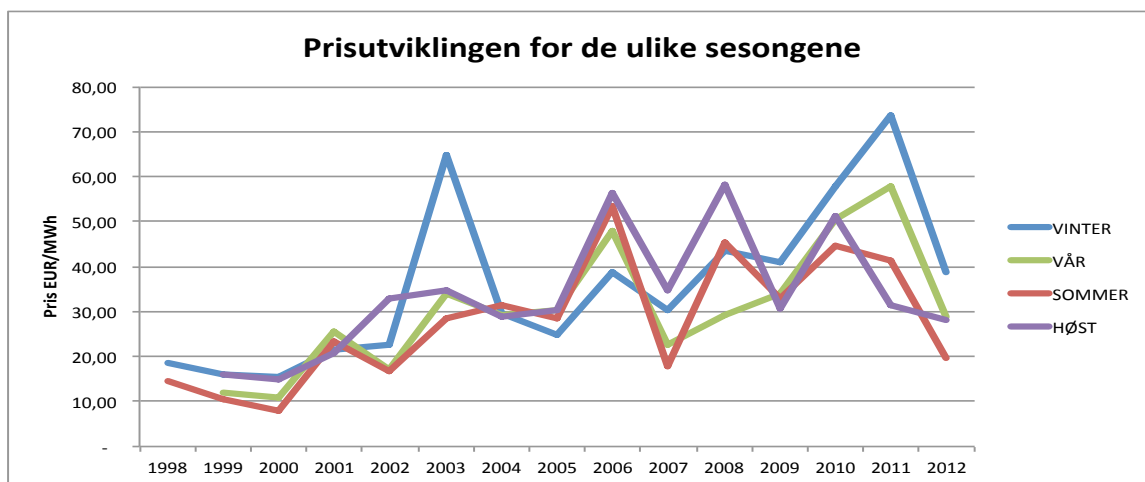
Ved en studie er det viktig å sikre kvaliteten på de data som nyttes i analysen, og sikre at data tolkes på en riktig måte med hensyn på studiets problemstilling. Validitet vil i en kvantitativ studie handle om hvorvidt de funn man gjør virkelig er et resultat av det man ønsker å måle, om det virkelig finnes en kausal sammenheng mellom variablene som måles. I denne studien vil dette kunne være det kausale forholdet mellom faktorene nettoeksport, fyllingsgrad og prissvingninger. Validiteten er vanskeligere å sikre når det er flere faktorer som påvirker svingningene. Reliabiliteten til resultatene bestemmes av relevansen (at man nytter de rette dataene) og påliteligheten til datamaterialet, med andre ord kvaliteten på kildene man nytter. Jeg mener at både validitet og reliabilitet er ivaretatt i denne studien, da det i hovedsak er nyttet offentlige datamateriell fra pålitelige kilder. Etter dereguleringen av kraftmarkedet har det rådet stor åpenhet i markedet og datamaterialet som finnes er dermed stort og omfangsrikt.

Ekstern validitet sier noe om generaliserbarheten til de resultater man får fra undersøkelsene som blir gjort. I dette tilfelle vil det si noe om hvorvidt man kan nytte de resultater som eventuelt fremkommer til å forklare lignende fenomen i andre kraftmarkeder. I motsetning til de andre nasjonene i det nordiske kraftmarkedet så har Norge hovedsakelig vannkraftproduksjon. Kostnadene forbundet med å justere vannkraftproduksjon opp og ned er minimale. Markedsmekanismene de nordiske landene står overfor vil dermed være ulike, og en generalisering av resultatene som eventuelt fremkommer vil være vanskelig.

Datamaterialet som studeres omfatter åtte faktorer som jeg finner hensiktsmessige for analysen. Da disse enten vil kunne ha direkte eller indirekte påvirkning på prisdannelsen i kraftmarkedet. Faktorene jeg har hentet inn data på er produksjon, forbruk, eksport, pris, fyllingsgrad og temperatur. Videre vil tilsigsfaktoren være gitt av faktorene produksjon og fyllingsgrad, og nettoeksporten fra produksjon fratrukket forbruk. Jeg har videre omdefinert etterspørselskurven i markedet til å være utledet ved pris og fyllingsgrad (kvantum).

5.3.1 Kartlegging av ulike sammenhenger

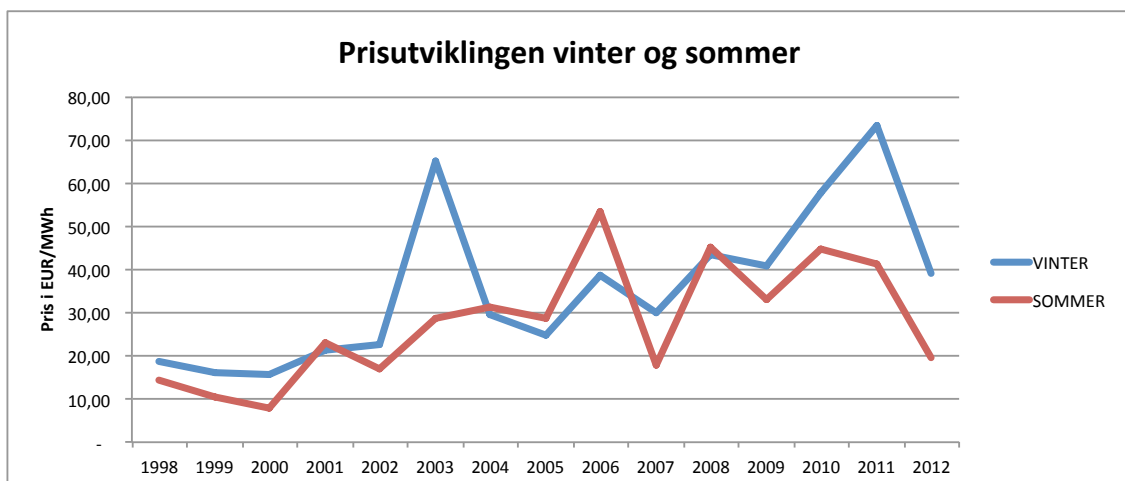
Jeg har i dette delkapittelet utført enkelte forundersøkelser på kraftmarkedet ved hjelp av ulike analyser. Innledningsvis startet jeg med en enkel prissammenligning dette for å få en oversikt over variasjonene mellom sesongene. Sesongmessige prisdifferanser kan ikke uten videre tolkes å være resultat av utøvd markedsrett, men ved å sammenligne variasjonene kan en eventuelt se om enkelte år skiller seg ut i negativ forstand, da med tanke på dumping. Da utøvd markedsrett vil gi større prisdifferanser mellom sesongene enn frikonkurranse. I figuren under viser jeg prisutviklingen i de ulike sesongene fra 1998-2012:



Figur 14: Sesongmessig prisutvikling.
 Sesongene er delt inn i Vinter (des, jan, feb), Vår (mar, apr, mai), sommer (jun, jul, aug) og høst (sep, okt, nov).
 Kilde: Nord Pool Spot.

Ut fra figur 14 kan man se at det generelle prisnivået i markedet stiger jevnt over tid. Videre ser vi at prisnivået mellom sesongene svinger, noe man også vil forvente at det skal gjøre basert på teorien utledet i kapitel 4. Da det vil være en fornuftig strategi blant aktørene, både med og uten markedsrett, å produsere unna kraft om sommeren (periode 1) selv om man forventer en bedre pris til vinteren (periode 2). Videre vil en slik fellesforståelse hos aktørene danne en naturlig prisforskjell i markedet mellom sommer og vinter. Enkelte år synes allikevel å skille seg ut fra den normale trenden ved at de har mer ekstreme topper/daler mellom sesongene. Blant annet viser figuren at på tross av relativt lave sommerpriser i 2002 var vinterprisen 2002/2003 opp mot de høyeste i utvalget.

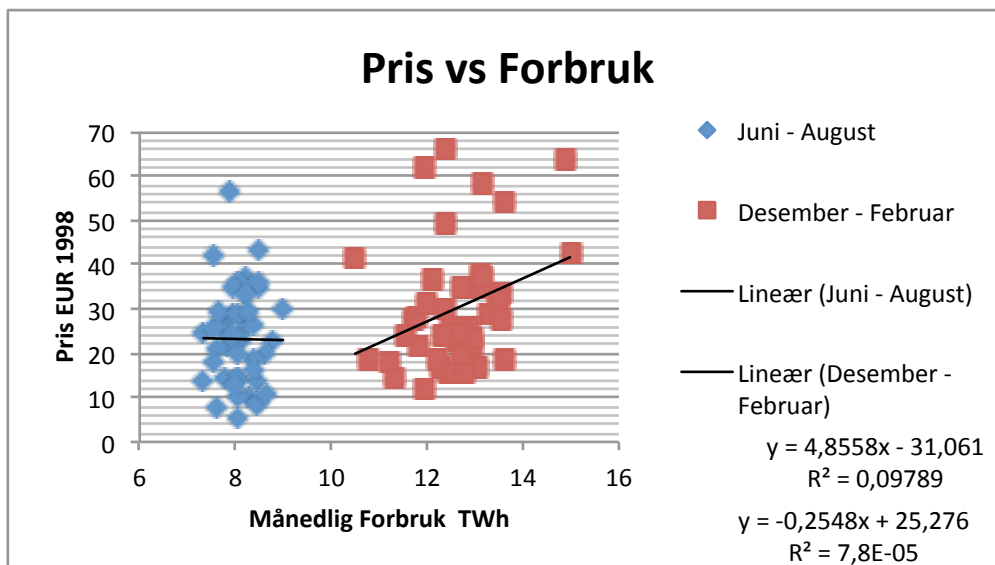
To andre år som bemerker seg er 2006 og 2008. I disse årene er det høstprisen som skiller seg ut ved å være den høyeste. Sommerprisen disse årene er også unormalt høy da spesielt i 2006. Vinterprisen mellom 2006-2008 har også en uventet utvikling da denne til tider ligger under både høst og sommer pris noe jeg vil betrakte som anormalt. Vinteren 2010/2011 ser man igjen en kraftig pristopp. For å tydeliggjøre at det er en forskjell mellom sommer og vinterpriser har jeg valgt å skille dem ut i en egen oversikt (figur 15). I denne sammenligningen er det i hovedsak pristoppene i 2001/2002 og 2010/2011 som utpeker seg. Sommerprisene i 2006 og 2008 bemerker seg også. Observasjonene man gjør ut fra å studere grafene indikerer at prisene svinger kraftigere enkelte år. Videre undersøkelser kan dermed være av interesse for å prøve å kartlegge hva som har forårsaket disse svingningene.



Figur 15: Prisutviklingen for vinter og sommer sesongen.
Kilde Nord Pool Spot.

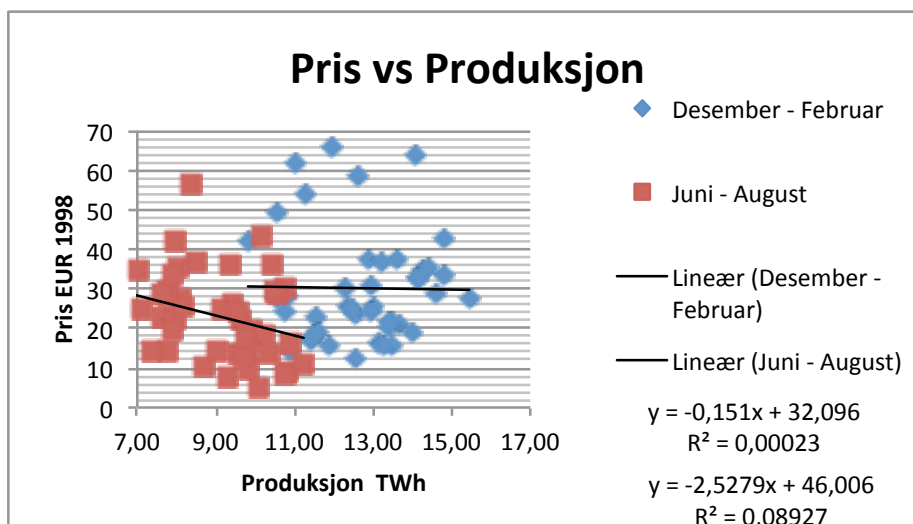
Videre har jeg sett på de ulike faktorene fra datamaterialet, og undersøkt korrelasjonen mellom disse. Graden av korrelasjon sier oss noe om hvor sterk påvirkning de ulike faktorene

har på hverandre. Gjennomførte først noen undersøkelser hvor jeg brukte hele datasettet over de ulike faktorene i utvalget. Resultatene fra disse forundersøkelsene viste veldig dårlige korrelasjoner mellom faktorene. Den svake korrelasjonen kan ha sammenheng med sesongvariasjoner gjennom årene, men den kan også være et resultat av sterk avhengighet til flere faktorer. Store variasjoner for eksempel mellom sesonger kan dermed skjule korrelasjoner som egentlig finnes. Jeg valgte dermed å se nærmere på de ulike sesongene separat.



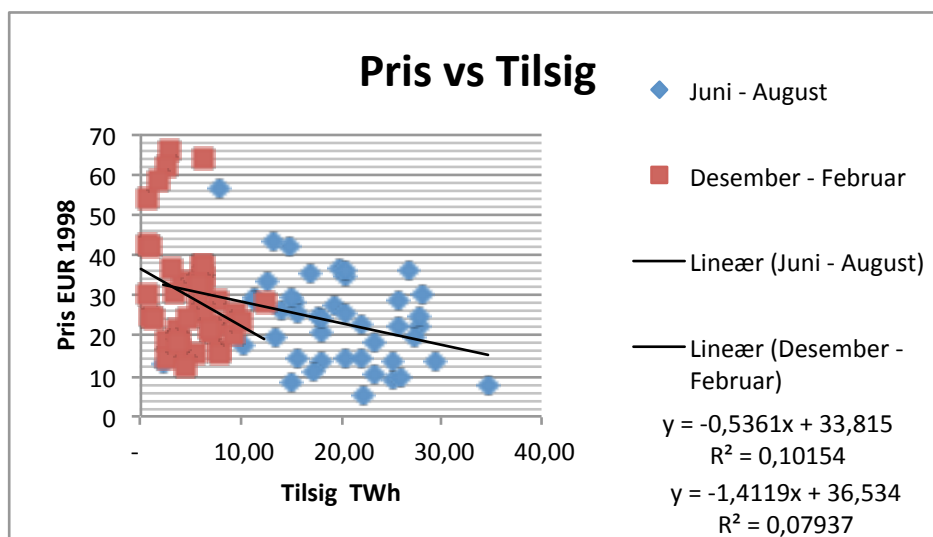
Figur 16: Pris versus forbruk vinter og sommer.

Når vi ser på forholdet mellom forbruk og pris gjennom de siste 15 årene for sommer og vinter i figur 16 så ser en at korrelasjonen mellom faktorene er forholdsvis lav. Noe som tyder på at forbruket ikke påvirkes i særlig stor grad av prisendringer. Det forbrukes like mye kraft i markedet uavhengig av om kraftprisen er høy eller lav. Temperatur kan her være en innvirkende faktor. En korrigerende faktor vil dermed kunne gi en bedre korrelasjon enn det dette bildet viser. Kommer tilbake til dette senere i analysen. Ser en videre på korrelasjonen mellom pris og produksjon i figur 17 så er denne enda dårligere korrelert enn forbruk. Noe som tyder på at det også i denne sammenhengen er andre faktorer som virker inn på produksjonsmengden. Her vil nok magasinbefyllingen kunne ha stor innvirkning.



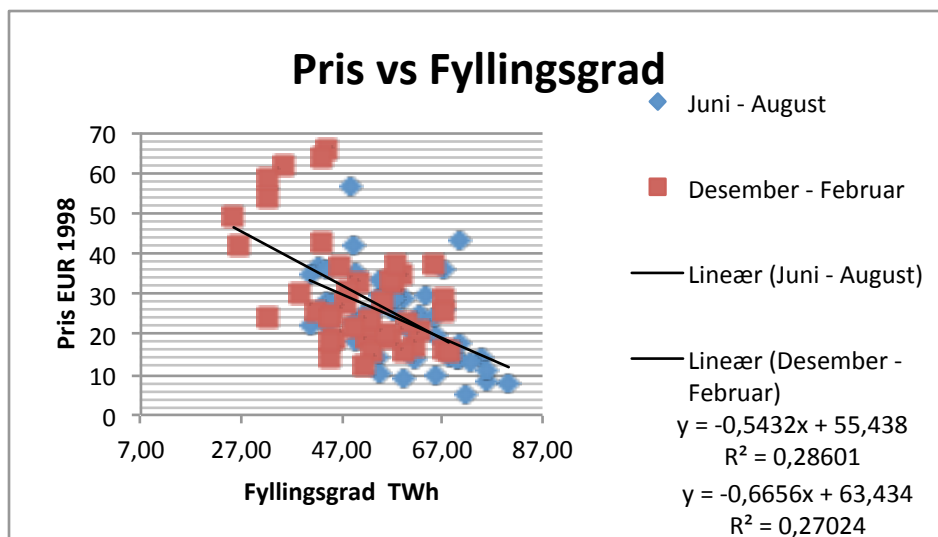
Figur 17: Pris versus Produksjon vinter og sommer.

Jeg satte videre faktoren tilsig opp mot pris. Fant her ut at det var svak korrelasjon mellom faktorene, figur 18. Noe som kommer av at tilsigsfaktoren inntreffer tilfeldig uavhengig av de andre faktorene. I følge teorien i kapittel 4 er tilsiget den faktoren som påvirker vinterprisdannelsen sterkest da indirekte gjennom fyllingsgraden. Den svake korrelasjonen jeg finner mellom faktorene pris og tilsig samstemmer dermed med denne forventningen.



Figur 18: Pris versus tilsig vinter og sommer

Fyllingsgrad versus pris i figur 19 har den beste korrelasjonen så langt når vi ser på de to sesongene sommer og vinter. Noe som kan tyde på bestemte sesongforskjeller.



Figur 19: Pris versus fyllingsgrad vinter og sommer

Gjennom forundersøkelsen av de ulike faktorkorrelasjonene fant jeg at fyllingsgrad og pris var de faktorene som korrelerte best. Den generelle dårlige korrelasjonen mellom faktorene kan tyde på at det er flere faktorer som virker inn på sammenhengen. Sesongvariasjoner er en faktor som spiller inn, denne må dermed tas hensyn til i de videre undersøkelsene. Vil videre se på ulike faktorpåvirkninger i markedet

5.3.2 Faktorpåvirkninger i markedet

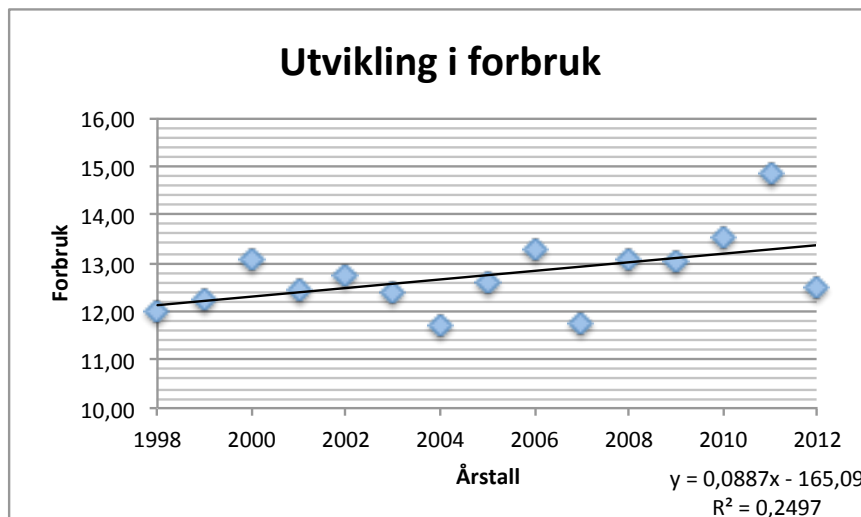
Sammenhenger og mekanismer i markedet vil kunne fremstå noe ulikt i forhold til om en ser på kortsiktige, langsiktige eller mellomlangsigte forhold. Lang sikt vil her være mellom år. Kort sikt vil være mellom dager og uker og det mellomlangsigte perspektivet vil være mellom sesonger.

5.3.2.1 Påvirkning langsiktig perspektiv

Ved et lengre perspektiv, mellom år, så vil tilgjengelig tilbud i markedet være bestemt av flere faktorer; Magasinkapasitet, produksjonskapasitet, distribusjonskapasitet og import/eksport. Magasinkapasiteten er en viktig faktor for tilbudet ved et langsiktig perspektiv da denne faktoren vil sette det øvre taket for mulige totalproduksjon av vannkraft i det norske markedet. Årlig produksjonskapasitet ved aktørenes anlegg samt den årlige kapasiteten til overføringsnettene vil også påvirke tilbudet i markedet. Videre vil kapasiteten i markedet til å behandle import og eksport virke inn på det langsiktige tilbudet i markedet.

Etterspørselen i markedet vil videre påvirkes av det private strømforbruket i markedet. Over tid så har det private strømforbruket blitt redusert. Noe som blant annet er et resultat av mer

bevisste forbrukere. Allikevel er avhengigheten til elektrisk kraft økt. Da økningen i antall husstander som har elektrisk kraft som hovedoppvarmingskilde har vært kraftig de siste årene. Forbruksøkningen innen industri og annen type virksomhet har derimot vært stor. Noe jeg viser i figur 20, hvor vi ser forbruksøkningen for en vintermåned sammenstilt for de siste 15 årene. Rammevilkårene i markedet samt aktørsammensetningen vil også påvirke tilbuds- og etterspørselsmekanismene i markedet.



Figur 20: Forbruksutviklingen over tid i en vintermåned

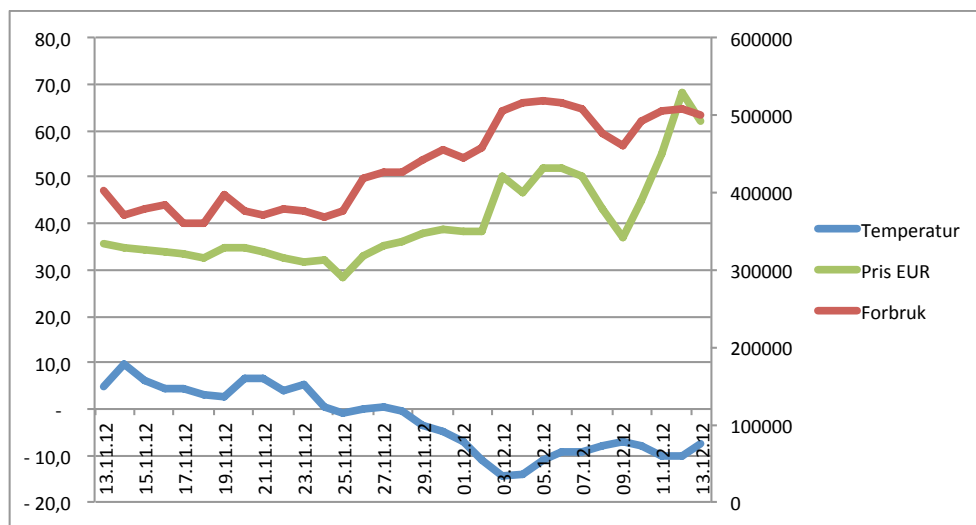
Det norske kraftmarkedet har over tid blitt mer presset da med tanke på det økende underskuddet som i hovedsak er et resultat av lite magasin- og nettutbygging. Disse begrensningen i markedet vil videre påvirke konkurranseforholdene. Det vil også være lettere for aktørene å oppnå markedsmakt ved å utnytte disse begrensningene.

Ved å se på prisutviklingen i markedet over den gitte perioden så ser man en klar tendens at prisene har hatt en betydelig økning. Noe som er ett resultat av forhold knyttet til dette langsiktige perspektivet. På tross av at prisene nyttet i oppgaven er korrigert for prisstigning så ser man en betydelig og systematisk prisøkning for en gitt magasinifilling.

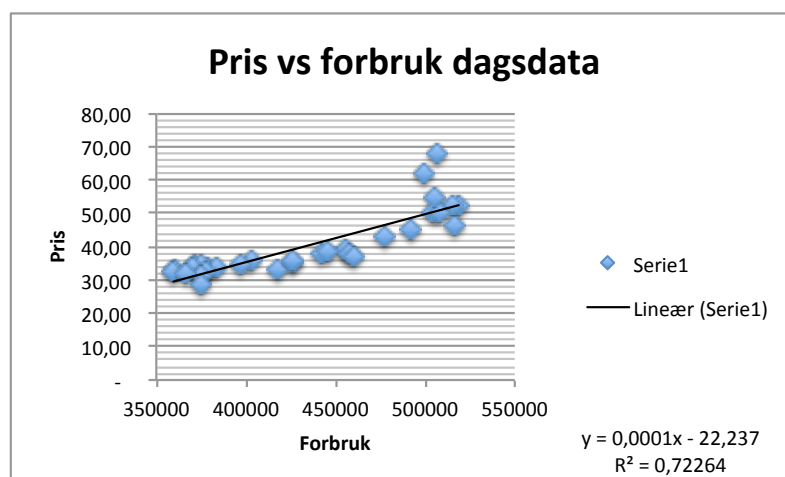
Påvirkning kortsiktig perspektiv.

I følge økonomisk teori så vil skjæringspunktet mellom tilbudskurven og etterspørselskurven gi systemprisen i markedet. Ser en på utviklingen i kraftmarkedet dag for dag, eller time for time så vil tilbudet være bestemt av tilgjengelig produksjonskapasitet og nettkapasitet. Etterspørselen vil være kraftbehovet i markedet da påvirket av sesongmessige og daglige

temperatursvingninger. Etterspørselen i markedet vil således øke ved lave temperaturer da vi som forbrukere trenger mer elektrisitet for å holde husene varme. Dette påvirker igjen prisen som vil gå opp. På kort sikt vil det dermed være naturlig å anta at forbruk og temperatur utgjør en viktig rolle for hvordan prisutviklingen i markedet blir. Har i figurene 21 og 22 synliggjort disse mekanismene ved å se på daglige variasjoner den siste måneden. Den første figuren viser ved enkle tidslinjer endringene i pris, forbruk og temperatur på dagsbasis. Korrelasjonen mellom faktorene pris og forbruk blir vist i figur 22. Som forventet ut fra resonnementet over så ser vi at korrelasjonen mellom disse faktorene på kort sikt er veldig god.

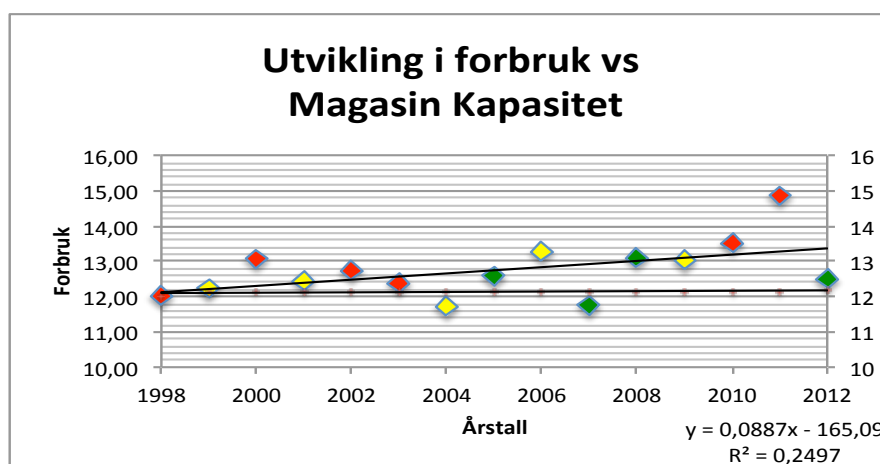


Figur 21: Daglige pris, temperatur og forbruks endringer.



Figur 22: Pris versus forbruk på dagsbasis.

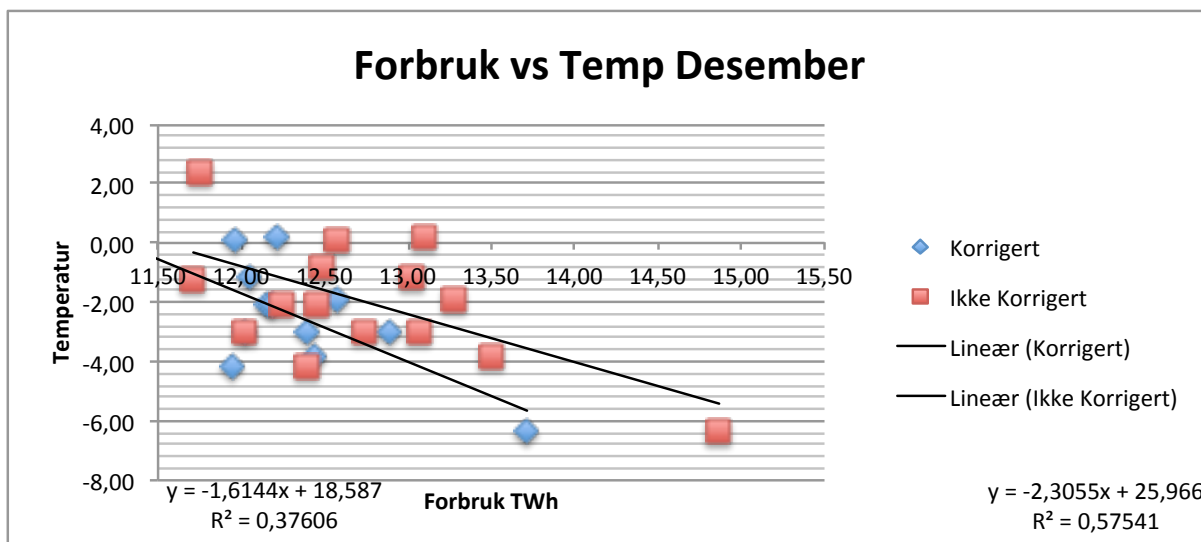
Prisøkningen på kort sikt, da spesielt i vintermånedene, vil som nevnt over ha sammenheng med forbruk og temperaturendringer. Årsaken til at disse faktorene påvirker prisen i så stor grad kan forklares ved de begrensninger som finnes i nett- og produksjonskapasiteten i markedet på kort sikt. En vil også i det kortsiktige perspektivet mellom dag og natt ha prisvariasjoner mellom de ulike landa. Dette vil føre til norsk eksport på dagen og import om natten når strømmen er billigere. Årsaken til at kraftprisene varierer mellom døgntimene er de ulike krafttypene, da termisk kraftproduksjon ikke kan reguleres opp og ned på samme måte som vannkraft. I tillegg til disse kortsiktige variasjonene så øker også som nevnt tidligere det totale forbruket for hvert år. Dette vil også ha innvirkning på prisen ettersom forbruket har økt mer enn magasin- og nettkapasiteten.



Figur 23: Årlig utvikling i forbruk og magasinkapasitet.

Trendlinjen i figur 23 viser en klar forbruksøkning og individuelle variasjoner fra år til år. De ulike årene er merket med forskjellig farge. Hvor de røde punktene viser år med temperaturer under gjennomsnittet, gule viser år med temperaturer rundt gjennomsnittet og de grønne viser år over gjennomsnittet. Dette underbygger at årlige variasjoner i forbruk har sammenheng med temperatur. Figuren viser også den totale økningen innen magasinkapasiteten over årene i datasettet.

Ønsker videre å se nærmere på denne antatte korrelasjonen mellom faktorene forbruk og temperatur. Forholdet mellom forbruk og temperatur for en gitt vintermåned vises i figur 24. Utfra figuren kan vi se en god korrelasjon mellom faktorene. Korrelasjonen styrkes ytterligere etter en korrigerings for forbruksutviklingen i markedet.



Figur 24: Forbruk versus temperatur og forbruk versus temperatur korrigert for forbruksutvikling.

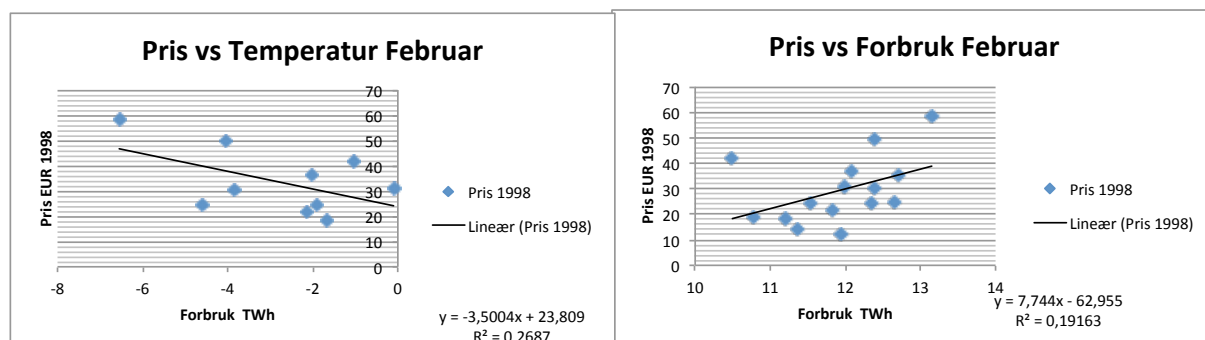
Antagelsen om at forbruket påvirkes av temperatur blir styrket ytterligere gjennom disse månedlige funnene. De kortsiktige fluktuasjonene forårsaket av temperatur kan basert på funnene over i hovedsak knyttes opp mot produksjonskapasiteten og nettkapasiteten i markedet på et gitt tidspunkt. Faktorene temperatur og forbruk vil dermed være de styrende faktorene på kort sikt. Faktorene i det kortsiktige perspektivet er utenfor produsentenes kontroll og vil dermed ikke være av interesse når en skal se på strategisk dumping.

5.3.2.2 Påvirkning mellomlangsigte perspektiv.

Fra kapittelet over ble det vist at det var en viss korrelasjon mellom pris og fyllingsgrad for vintersesongen og sommersesongen. Dersom vi ser på sammenhengen mellom pris og fyllingsgrad pr måned så ser vi en sterk korrelasjon de fleste månedene. Da spesielt i vintersesongen. Hovedårsaken til dette er at tilsiget vil variere svært mye mellom årstidene og dermed også fyllingsgraden da denne avhenger av tilsiget. Spesielt i vintersesongen ser vi at lav fyllingsgrad har større effekt på prisenivået tidlig i forhold til seint på vinteren.

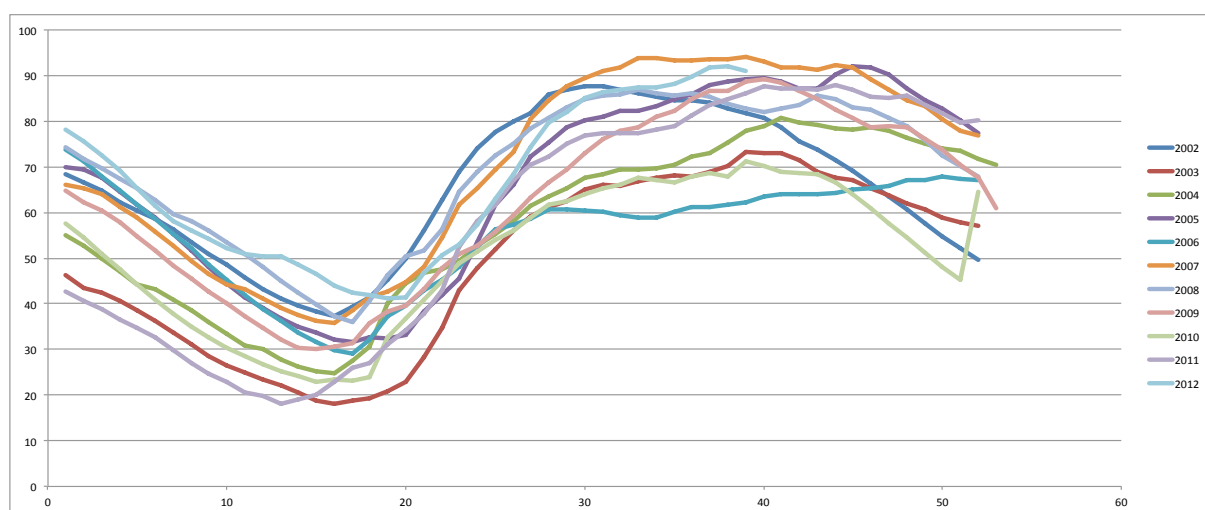
Tilgjengelig tilbud for kommende periode, vil i hovedsak være styrt av dagens magasinnylling. I tillegg vil tilsig i perioden påvirke tilbudet og mulig import. Etterspørselen vil være styrt av det totale forbruket i markedet. Her både det private og offentlige forbruket. Som tidligere vist i figur 23 så øker etterspørselen for hvert år. Tilbudet blir dermed prosentvis mindre for hvert år, gitt at den totale kapasiteten i markedet ikke er blitt betydelig endret.

Jeg har alt vist i delkapittelet over at faktorene temperatur og forbruk er viktige for prisutviklingen i markedet på kort sikt. For å vise at disse faktorene ikke er like viktige på mellomlang sikt har jeg tatt med figur 25. Som viser korrelasjonen mellom pris versus forbruk og temperatur for februar måned. Vi ser her at selv nede på månedsbasis så er ikke korrelasjonen mellom faktorene særlig sterk. Ønsker å gjøre en forenkling her ved å se bort fra dette perspektivet i det mellomlangsiktige perspektivet.



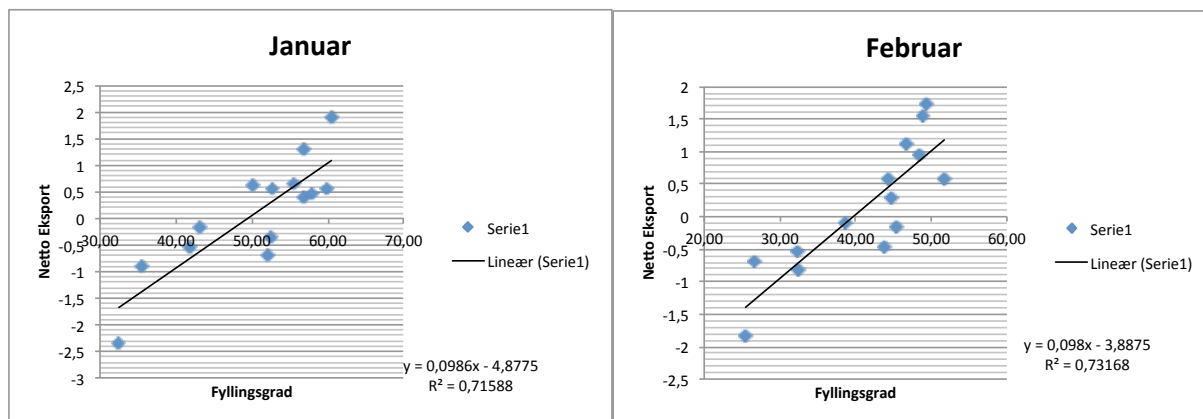
Figur 25: Pris vs. temperatur og forbruk for februar måned.

Gitt at tilbudet for den kommende perioden (mellomlang sikt) i stor grad er påvirket av fyllingsgraden i dag, ønsker jeg å studere korrelasjonen mellom fyllingsgrad, netto eksport og pris. Variasjonen i fyllingsgraden gjennom ulike år blir vist i figur 26. Ut fra figuren ser vi en klar trend gjennom året, men med tydelige variasjoner mellom årene. Trenden viser at fyllingsgraden i magasinene er på det laveste cirka mellom uke 10-22, med andre ord senvinter mot tidlig vår. Videre viser trenden at fyllingsgraden er høyest på sensommeren mot høst.



Figur 26: Fyllingsgradens utvikling 2002-2012.

I figur 27 viser jeg korrelasjonen mellom netto eksport og fyllingsgrad for to utvalgte måneder januar og februar. Korrelasjonen mellom faktorene disse månedene er veldig god. Dette viser oss at netto eksporten påvirkes i stor grad av fyllingsgraden i disse vintermånedene. Noe som også vil være som forventet da det er i disse månedene vi har høyest forbruk og lavest tilsig. Fyllingsgraden går også ned mot sitt laveste vannivå i disse månedene.



Figur 27: Netto eksport versus fyllingsgrad for januar og februar.

I analysen i siste del av oppgaven har jeg benyttet korrelasjonen mellom fyllingsgrad og pris til å estimere forventet netto eksport gjennom året. Disse dataene er vedlagt i appendikset til oppgaven. Analysen viser at vi i vinterhalvåret har en god korrelasjon mellom faktorene, men hvor vi gjennom sommerhalvåret får en svekket korrelasjon.

Ved å gjøre samme korrelasjonsundersøkelse på fyllingsgrad versus pris så finner vi at korrelasjonen her også er sterkere i vinterhalvåret enn i sommerhalvåret.

Ut fra de undersøkelsene som er gjort til nå så er det fyllingsgrad og netto eksport som tilsynelatende styrer markedsprisen på mellomlang sikt. Da fyllingsgraden bestemmer aktørenes produksjonsmuligheter over tid så vil denne også indirekte påvirke eksporten. En produksjonsøkning ved lav fyllingsgrad vil gi økte priser i markedet, prisen vil dermed gjenspeile fyllingsgraden i markedet.

Dumping dreier seg i hovedsak om å reduserer magasinfyllingen i fremtiden, og dermed påvirke tilbud i form av fyllingsgrad på mellomlang sikt. Faktorer knyttet til kortsiktige effekter som produksjons- og distribusjonsbegrensinger vil således i mindre grad være av interesse for å vurdere selskapenes strategiske beslutninger knyttet til dumping. Dumping vil

allikevel forsterke de kortsiktige effektene. Basert på dette resonnementet mener jeg at det er faktorene i det mellomlangsigte perspektivet som er av interesse for å kunne vurdere strategisk dumping i markedet. Derfor ønsker jeg videre i analysen å konsentrere meg om de faktorene som er knyttet til dette perspektivet.

5.3.3 Presentasjon hypotese og modellen for den videre analysen.

Basert på de vurderinger og konklusjoner som er gjort i analysen i del 5.3.2 så vil jeg i denne påfølgende analysen fokusere på faktorer som er underlagt leverandørens kontroll, og som påvirker prisene i markedet. Da det er disse faktorene som styrer aktørens økonomiske insentiv. Har med utgangspunkt i dette utledet hypotesene under.

H0: Priselastisiteten i dagens kraftmarked gir ikke økonomiske insentiver for strategisk dumping.

H1: Priselastisiteten i dagens kraftmarked gir økonomiske insentiver for strategisk dumping.

Med utgangspunkt i dumpingteorien gitt for oppgaven har jeg valgt å gjennomføre to delanalyser:

- 1) I første delanalyse ønsker jeg å se nærmere på etterspørselskurvene i markedet. Denne vil som nevnt tidligere være omdefinerte ved tilbud og fyllingsgrad. Undersøkelsene vil ha grunnlag i de data som er hentet inn fra de siste 15 årene. Hvor jeg vil presentere tre alternative estimater av forholdet mellom fyllingsgrad og pris. Jeg vil videre utlede elastisitetsuttrykket for de ulike kurvene med utgangspunkt i elastisitetsformelen gitt i dumpingteorien.
- 2) Den andre delanalysen vil se på lønnsomheten av en eventuell dumping i markedet. For å kunne gjøre dette har jeg basert på de faktorene som påvirker prisen i et mellomlangt perspektiv utarbeidet en modell. Modellen beskriver pris og inntekt som et resultat av både priselastisiteten i markedet og en dumpingeffekt. Ved hjelp av den utarbeidde modellen vil jeg foreta følgende undersøkelser:

- a) Validere modeller for priselastisiteten opp mot enkelte år i datasettet

- b) Foreta en sensitivitetstvering av faktorer som påvirket selskapenes omsetning i et mellomlangt perspektiv inkludert insentiver for økt inntjening som følge av dumping.

Basert på analysene over vil jeg sjekke den utarbeide hypotesen.

DEL I:

5.3.4 Priselastisiteten i markedet

Ut fra teoridelen har jeg sett at dumping vil føre til at vi får en mindre elastisk priselastisitet i markedet. Da den totale krafttilgangen i markedet blir redusert. En eventuell dumping forekomst i markedet vil dermed gi større prisvariasjoner mellom sesongene enn ved vanlige konkurranse. Aktørene kan dermed øke sin profitt ved å dumpe kraft. Ønsker videre ved å se på tre ulike etterspørselskurver for å se hvilken tilpasning som passer best til markedet. Vil med utgangspunkt i disse utlede priselastisiteten. Dette for å kunne si noe i forhold til om det kan ha forekommet dumping i markedet.

Basert på datasettet med pris og fyllingsgrad har jeg utført ett sett med regresjonsanalyser. Dette for å uttrykke prissensitiviteten ved hjelp av flere matematiske uttrykk. Tre ulike matematiske uttrykk ble valgt; Lineært, Bi-lineært og Logaritmisk.

$$y_{\text{lineær}} = ax + b$$

$$y_{\text{bi-lineær}} = \max(a_1x + b_1 ; a_2x + b_2)$$

$$y_{\text{ln}} = a \cdot \ln(x) + b$$

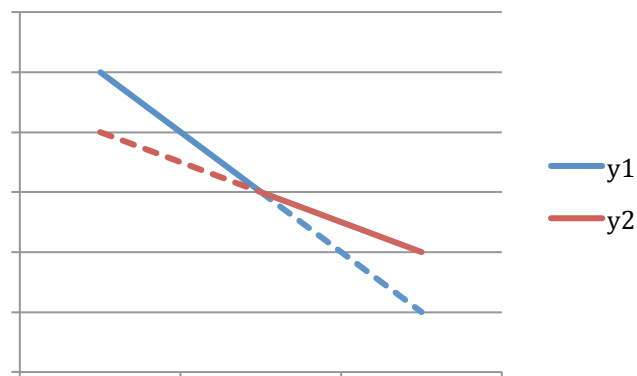
Alle de tre modellene er behandlet som deterministiske i det valgte datautvalget, med andre ord er hele variasjonen tillagt endring i fyllingsgrad. Alle de andre faktorer har jeg valgt å ikke ta med i modellen. I modellene for mellomlange variasjoner brukes en sesongjustering. Dette gjør at modellen blir en kombinasjon av deterministiske prissensitiviteter i hver periode, og en ikke deterministisk variasjon mellom hver periode.

Variablene 'a' og 'b' er bestemt ved å bruke minste kvadraters prinsipp. Løsningen for 'a' og 'b' som etter dette prinsippet gir den beste tilpasningen til datasettet gis ved å løse for det minste mulige Residual:

$$\text{Residual} = \sum_{i=1}^n (y_i - ax_i + b)^2$$

Det minste mulige residual kan finnes ved hjelp av innebygde funksjoner i Microsoft Excel. Programmet har ulike numeriske algoritmer som alle vil kunne brukes i optimaliseringsproblemer, og ved å definere residuale og minimere dette ved å endre på variablene 'a' og 'b' vil løsningen på problemet finnes. Både det lineære og logaritmiske uttrykket kan Excel løse automatisk ved hjelp av 'trendlinje' funksjonen for plottede datapunkt.

Det bi-lineære uttrykket har to sett med lineære funksjoner der de gjelder på hver sin side av skjæringspunktet. Ved å manuelt vurdere at kurven ved laveste fyllingsgrad har den bratteste stigningen kan uttrykket forenkles til å alltid bruke den høyeste verdien av de to uttrykkene i stedet for å bestemme skjæringspunktet. Dette forenkler arbeidet med å reproducere prosessen for flere datasett, og vil gi samme resultat under forutsetningen for stigningstallet som nevnt over. Dette er illustrert i figuren under.



Figur 28: Illustrasjon som viser det bi-lineære uttrykket der den høyeste verdien fra to lineære uttrykk alltid brukes.

Modellen og datasettet som er nyttet i analysen har enkelte svakheter. Modellen tar blant annet ikke høyde for de kortsiktige faktorene deriblant effekten av flaskehalser. De langsiktige effektene vil det heller ikke bli korrigert for i modellen. Disse effektene vil være knyttet til overordnet likevekt mellom tilbud og etterspørsel i kraftmarkedet. Det er forventet

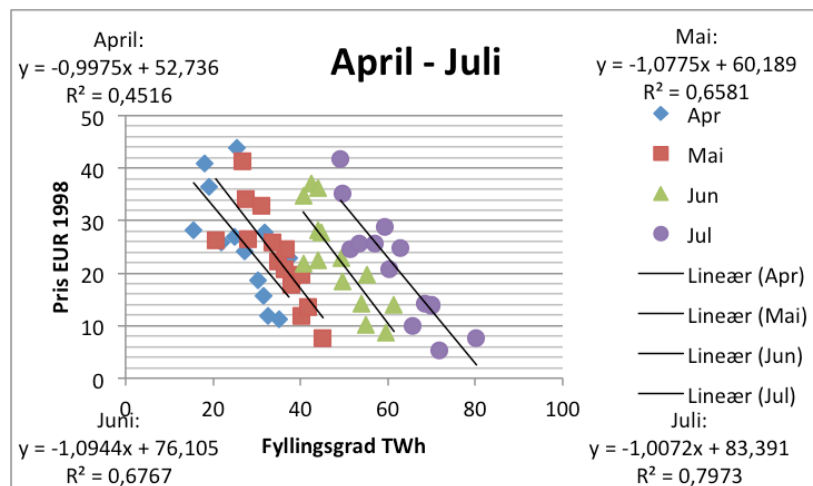
at modellen vil gi presise resultater for årene i senter av datasettet, og mer upresis gjengivelse for de første og siste årene i datasettet.

Datasettet som er nyttet er forholdsvis lite, da spesielt for ekstreme kondisjoner. Det er også en statistisk stor spredning på dataene. Noe som vil skape større usikkerhet rundt modellens presisjon. Dataene som brukes er også basert på gjennomsnittstall for hele landet og en vil dermed ikke få med forskjellene mellom de ulike prissonene. Dataene har også karakteristiske sesongvariasjoner som det bare delvis blir korrigert for. En riktig oppdeling vil dermed være en forutsetning for å oppnå gode korrelasjoner. En annen svakhet ved dataene nyttet i modellen er at de fremkommer fra to ulike kilder SSB og Nord Pool. Det er for noen data identifisert avvik mellom disse kildene.

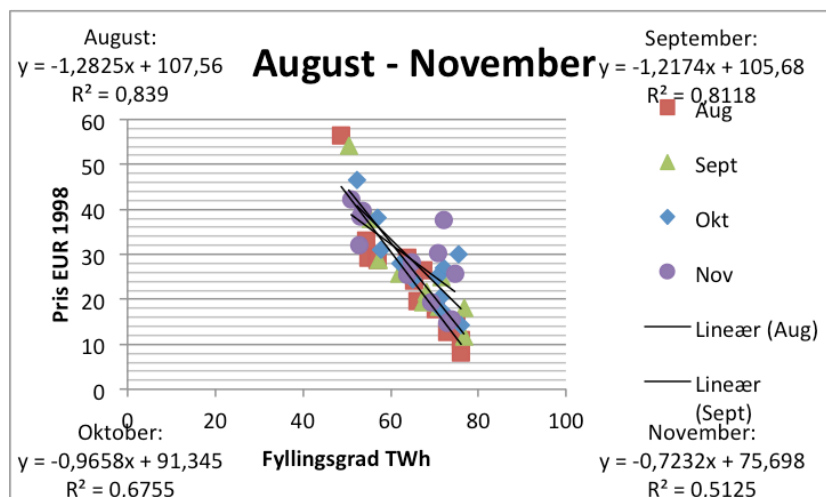
Jeg vil videre under finne de ulike etterspørselskurvene, hvor jeg videre utleder priselastisitetstrykket til de ulike kurvene med hensyn på fyllingsgrad.

5.3.4.1 Lineær modell

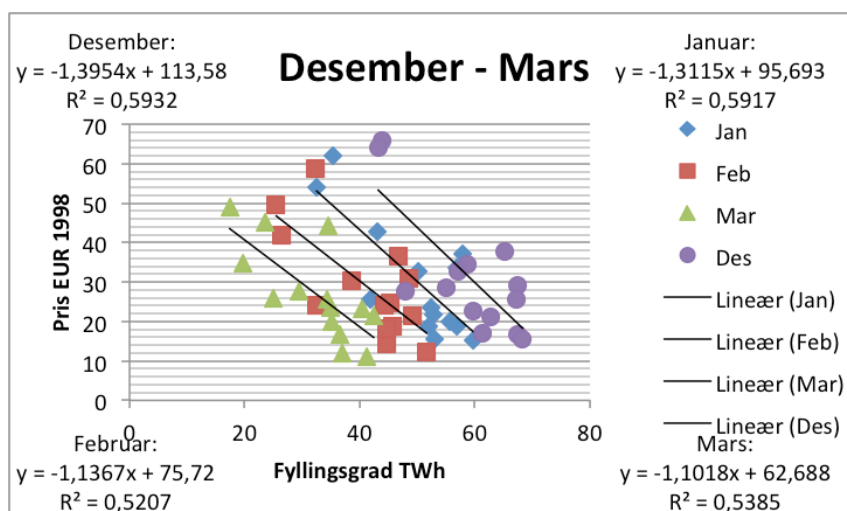
Følgende lineære etterspørselskurver er utarbeidet for de ulike månedene i året basert på datasettet.



Figur 29: Lineær etterspørselskurve april – juli.



Figur 30: Lineær etterspørselskurve august – november.



Figur 31: Lineær etterspørselskurve desember – mars.

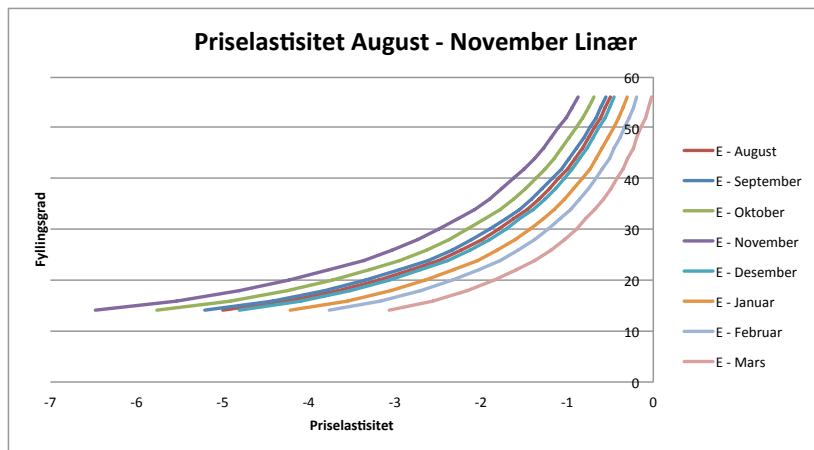
Man ser fra figurene 29-31 at det er best korrelasjon mellom dataene på vinterstid. Ser man på sammenhengen mellom månedene så finner man at det stort sett er konsistente resultater. Da med enkelte unntak spesielt for månedene med lav korrelasjon. Vil her trekke frem november måned som har et stigningstall som er mindre enn forventet.

Har med utgangspunkt i etterspørselskurvene over og elastisitetsformelen gitt fra teoridelen (kapitel 4), $E = \frac{\partial Q}{\partial P} * \frac{P}{Q}$, utledet priselastisitetsuttrykket for den lineære kurven. Hvor jeg deriverer uttrykket for P og løser likningssettet med hensyn på Q.

$$P = a * Q + b$$

$$E = 1 + \frac{b}{a * Q}$$

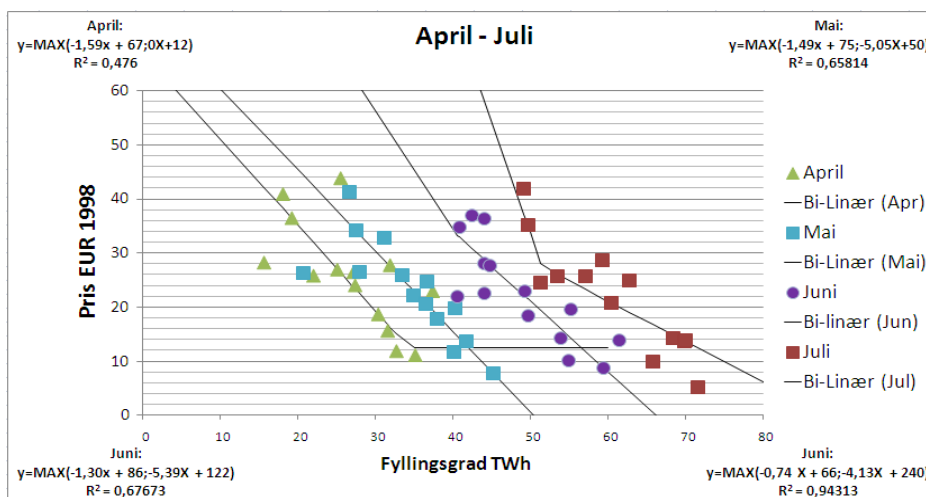
Elastisitetsuttrykket til den lineære kurven blir som over. Vist ved figuren under.



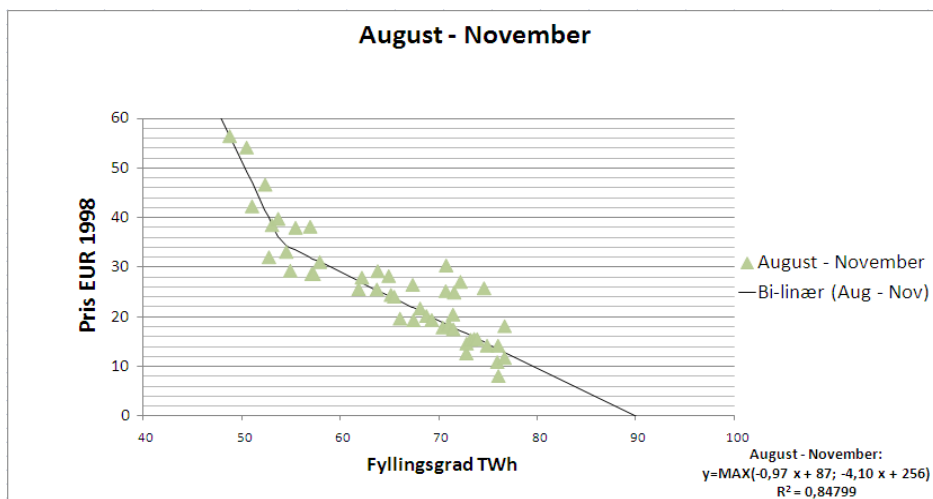
Figur 32: Lineær priselastisitet August - Mars

5.3.4.2 Bi-lineær modell

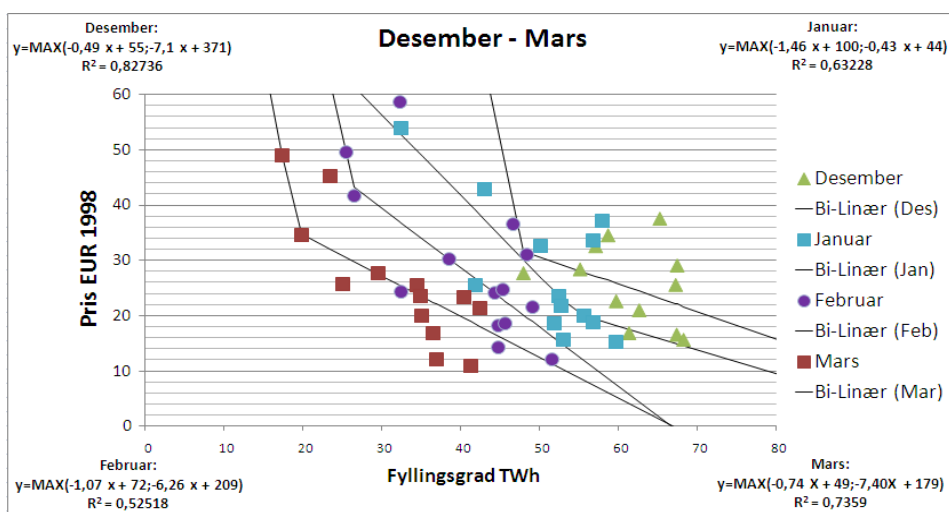
Følgende bi-lineære etterspørselskurver er utarbeidet for de ulike månedene i året basert på datasettet.



Figur 33: Bi-lineær etterspørselskurve april - juli.



Figur 34: Bi-linær etterspørselskurve august - november.



Figur 35: Bi-linær etterspørselskurve desember - mars.

De bi-linære etterspørselskurvene gir alle lik eller bedre korrelasjon enn hva som ble erfart for de lineære kurvene. Dette indikerer at disse kurvene bedre beskriver sammenhengen mellom pris og fyllingsgrad gjennom året. Vi ser også utfra kurvene i figurene at det for enkelte måneder er stor dataspredning, noe som indikerer at det er flere faktorer som påvirker variablene enn denne viste korrelasjonen. Som beskrevet i teoridelen, forventer vi at dette dreier seg både om kortsiktige og langsiktige faktorer.

Har med utgangspunkt i etterspørselskurvene over og elastisitetsformelen gitt fra teoridelen (kapitel 4), $E = \frac{\partial Q}{\partial P} * \frac{P}{Q}$, utledet priselastisitetsuttrykket for den bi-linære kurven. Hvor jeg deriverer uttrykket for P og løser likningsettet med hensyn på Q.

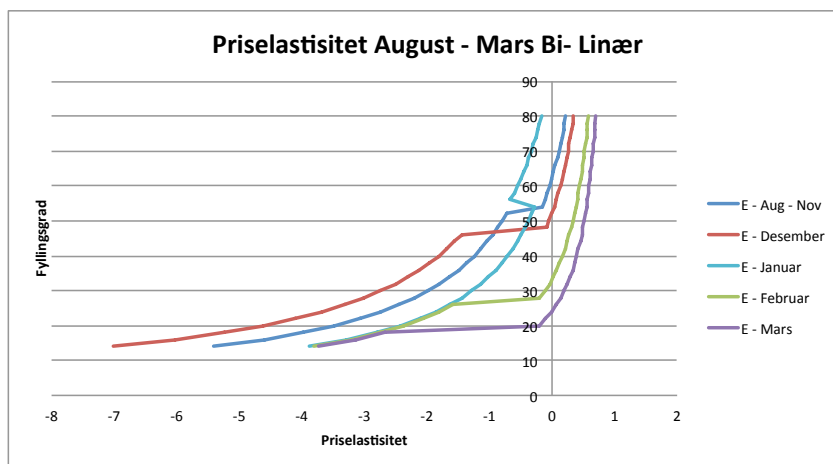
$$P_1 = a_1 Q_1 + b_1$$

$$P_2 = a_2 Q_2 + b_2$$

$$E = 1 + \frac{b_1}{a_1 - Q}, \quad \text{for } Q \leq \frac{b_2 - b_1}{a_1 - a_2}$$

$$E = 1 + \frac{b_2}{a_2 - Q}, \quad \text{for } Q > \frac{b_2 - b_1}{a_1 - a_2}$$

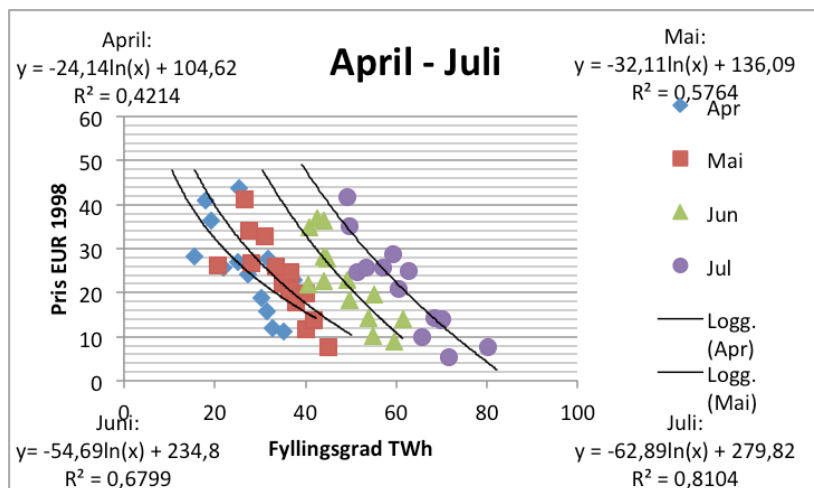
Den bi-lineære kurven vil som vist over ha to elastisitetkurver, en for Q verdier større eller lik konstantleddet og en for Q verdier mindre enn konstantleddet. Den bi-lineære priselastisiteten er vist i figur 36. Som vi ser fra figuren, skiller januar seg ut i datasettet.



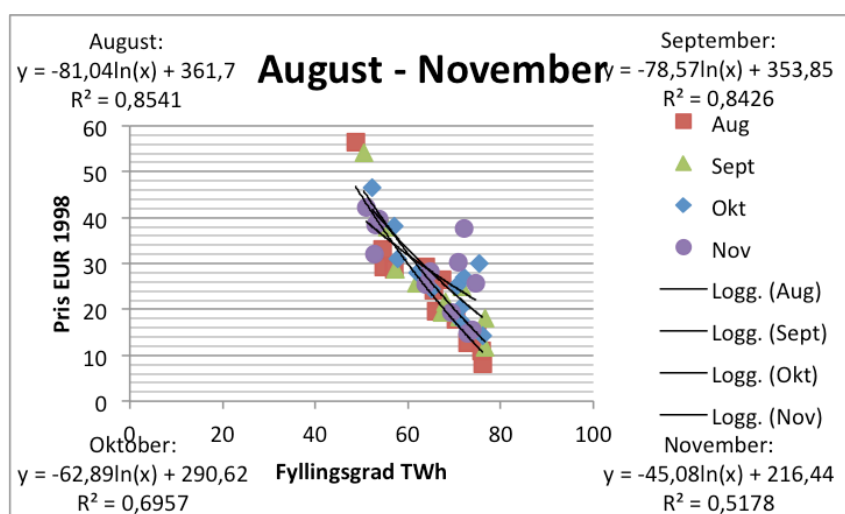
Figur 36: Bi-linær priselastisitet August - Mars

5.3.4.3 Logaritmisk modell

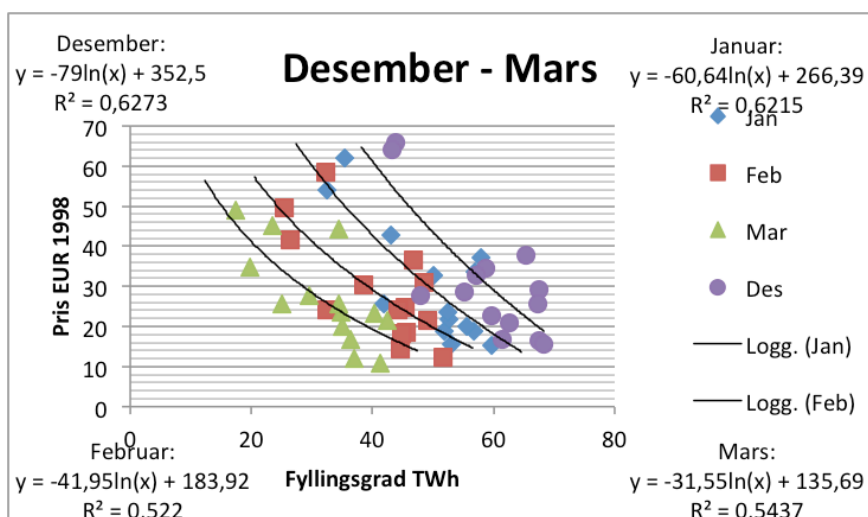
Følgende logaritmiske etterspørselskurver er utarbeidet for de ulike månedene i året basert på datasettet.



Figur 37: Logaritmisk etterspørselskurve april - juli.



Figur 38: Logaritmisk etterspørselskurve august - november.



Figur 39: Logaritmisk etterspørselskurve desember - mars.

De logaritmiske etterspørselskurvene gir i hovedsak en bedre korrelasjon enn de lineære kurvene, men en dårligere korrelasjon enn de bi-lineære kurvene. Konklusjonen om at

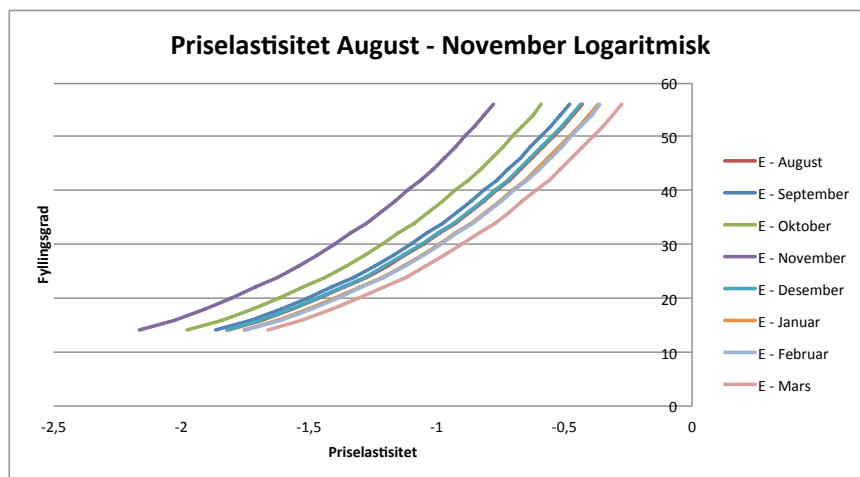
forholdet mellom pris og fyllingsgrad er uelastisk og at forholdene for insentiver knyttet til dumping dermed vil være tilstede opprettholdes.

Har med utgangspunkt i etterspørselskurvene over og elastisitetsformelen gitt fra teoridelen (kapitel 4), $E = \frac{\partial Q}{\partial P} * \frac{P}{Q}$, utledet priselastisitetsuttrykket for den logaritmiske kurven. Hvor jeg deriverer uttrykket for P og løser likningssettet med hensyn på Q.

$$P = a * \ln(Q) + b$$

$$E = \ln(Q) + \frac{b}{a}$$

Vil i den neste analysedelen validere om konklusjonene fra denne delanalysen bekreftes gjennom en vurdering av dataene fra spesifikke år. Den logaritmiske priselastisiteten er vist ved figur 40.



Figur 40: Logaritmisk priselastisitet August - Mars

DEL II

5.3.5 Økonomisk lønnsomhet av dumping.

Skal videre i oppgaven undersøke om aktørene i kraftmarkedet har kunnet påvirke sin lønnsomhet ved strategiske handlinger. Krafttilbudet i markedet er som tidligere nevnt styrt av fyllingsgraden utfra det fastsatte perspektivet. Da totalkapasiteten i markedet bestemmes av fyllingsgraden. Ved lav fyllingsgrad så vil markedet være preget av kapasitetsbegrensninger. Aktørene vil dermed oppnå bedre pris for den produserte kraften. Effekten av dette fortsetter jo større knappheten i markedet blir. Ved høy fyllingsgrad så vil

ikke markedet være preget av kapasitetsbegrensninger. Vanntilgangen i markedet er stor og en økning i produksjonen vil gi lavere priser og dermed redusert profitt. Ved å ikke øke tilbudet risikerer produsentene at magasinene renner over, og at vann dermed går til spille. Vann som går til spille mister sin alternative verdi. Lav fyllingsgrad vil dermed gi produsentene best markedspris. Ut fra dette vil det dermed være naturlig å anta at produsentene ønsker i den grad de kan å påvirke fyllingsgraden. For at en aktør i markedet skal kunne tjene på en dumping strategi, så må aktøren som nevnt tidligere ha en form for markedsrett. Her enten innenfor et mindre avgrenset område eller i markedet generelt.

Med utgangspunkt i at fyllingsgraden er den faktoren som påvirker prisen sterkest mellom periodene og at prisen i periode to dermed vil være påvirket av fyllingsgraden så har jeg utledet følgende uttrykk:

$$\text{Fyllingsgrad II} = \text{Fyllingsgrad I} - \text{Forbruk} - \text{Netto Eksport} + \text{Tilsig}$$

Fyllingsgraden i neste periode (fyllingsgrad II) er således påvirket av fire faktorer:

Fyllingsgrad I vil variere for et gitt tidspunkt mellom de ulike årene. Dagens fyllingsgrad vil være av interesse for å beslutte en strategi for kommende periode.

Forbruk som i ett lengre perspektiv vil være påvirket av generelle forbruksendringer i markedet. I et kortsiktig perspektiv og mellom sesongene vil forbruket være påvirket av ulike faktorer her i hovedsak temperatur. Ser man på de ulike elementene i formelen så vil forbruket være det elementet med minst variasjon for de gitte årstidene. Forbruksfaktoren er utenfor kraftprodusentenes kontroll.

Tilsig bestemmes av faktorene nedbør og årstid. Nedbørsmengden vil variere mellom sesongene og mellom årene. I vintermånedene vil nedbøren hovedsakelig komme i form av snø som først kan nyttes ved smeltingen til våren. Milde år vil dermed normalt ha en jevnere magasintilstrømning, og prisene vil variere mindre. Historisk ser man store tilsigsvariasjon mellom årstidene, men også innenfor de ulike årstidene. Tilsiget er den faktoren som har størst påvirkning på fremtidig fyllingsgraden, men også den med størst usikkerhet. Denne faktoren er også utenfor aktørenes påvirkningskraft.

Netto Eksport er påvirket av tilbud og etterspørsel mellom land som har kraftforbindelse med Norge. Graden av netto eksport bestemmes av tilgjengelig tilbud og priser. Netto eksporten

begrenses av kapasitetsbegrensningene som finnes i overføringsnettene mellom de ulike landene. Netto eksport vil også over tid kunne ha en betydelig påvirkning på fyllingsgraden i neste periode. Netto eksport er den eneste faktoren som kraftprodusentene kan påvirke og er dermed den faktoren som er interessante når vi skal vurdere eventuell dumping i markedet.

For å kunne vurdere den økonomiske effekten av de ulike faktorene så må man se på fortjenesten til selskapene. I denne oppgaven har jeg valgt å gjøre en forenkling ved å se på fortjeneste som inntekten til selskapene over en gitt periode. Endret inntekt vil således beskrive en endret fortjeneste. Formelen for inntekt er beskrevet under:

Pris: $P(t)$

Sesongbasert gjennomsnittlig pris P_s

Produksjon: $V(t)$

Fyllingsgrad: $F(t)$

Sesongbasert gjennomsnittlig fyllingsgrad: F_s

Fyllingsgrad ved start av syklus: F_1

Tilslig: $T(t)$

$$\text{Inntekt} = \int P(t) * V(t) dt = \sum_{n=\text{August}}^{\text{Juli}} (P(n) * V(n))$$

$$\text{Inntekt} = \int P(t) * V(t) dt \quad \text{Inntekt} = \sum_{n=\text{August}}^{\text{Juli}} (P(n) * V(n))$$

$$P(t) = a(t) * F(t) + b(t)$$

$$F(t) = F_1 + \int_0^t T(t) dt - \int_0^t V(t) dt$$

$$F(t) = F_1 + \sum_{n=2}^t F(n-1) - \sum_{n=2}^t V(n-1)$$

$$\text{Inntekt} = \int P(t) * V(t)$$

To utrykk for etterspørselskurven:

$$P(t) = P_s + (F(t) - F_s) * a(t)$$

$a(t)$ = Stigningstallet til kurven

$$P(t) = X_s(t) + \ln (Y(t) * F(t))$$

$X_s(t)$ = sesongbasert priskonstant i en logaritmisk prissensitivitet

$Y(t)$ = sesongbasert sensitivitetskonstant i en logaritmisk prissensitivitet

5.3.5.1 Analysemodell for validering av data.

Basert på teorien for selskapenes inntekt som beskrevet over har jeg utarbeidet en analysemodell i programmet Excel som skal kunne modellere faktorene som kraftprodusenten kan påvirke på mellomlang sikt i forhold til dumping. Modellen vil først bli benyttet til å validere priselastisitetsmodellene opp mot datasettet, og videre benyttes til å modellere selskapenes inntekter som følge av faktorer i markedet og generert eksport (dumping).

Variablene som er nyttet i modellen er en serie med input variabler som er de faktiske dataene fra markedet. Videre er det et sett hvor input variablene er knyttet opp mot priselastisitetsfaktorene hentet fra analysen over. Den siste serien er output variablene som er de estimerte faktorene. De estimerte faktorene sett i sammenheng med de reelle faktorene vil danne grunnlaget for å kunne vurdere den økonomiske lønnsomheten av dumping i de årene som testes.

Input data:

- Faktisk tilsig for analyseåret
- Faktisk forbruk for analyseåret
- Faktisk fylling for analyseåret
- Faktisk netto eksport analyseåret
- Initial fyllingsgrad

Input variabler & faktorer:

- Pris estimering: Priselastisitetskonstantene
- Eksport estimering: Priselastisitetskonstantene
- Dumping evaluering: Gaussian bias multiplikator

Output variabler:

- Estimert eksport
- Estimert produksjon
- Estimert fyllingsgrad
- Estimert pris (1998 priser)
- Estimert inntekt

Analysen vil være basert på tilsvarende datamateriale som benyttet i tidligere delanalyser, og vil således ha de samme svakheter som beskrevet tidligere. Det vil også bli gjort betydelige forenklinger i simuleringen som kjøres i Excel-modellen. Da spesielt i forhold til mekanismene knyttet mot eksport/import av kraft og dumping. Modellen er ment å gi et bilde av hvordan viktige faktorer påvirker det store bildet i kraftmarkedet gjennom et mellomlangt perspektiv. Da med fokus på kraftselskapenes mulighet til å påvirke eksport, og effekten av eksport i kraft markedet.

5.3.5.2 Validering av modeller mot datasettet

Jeg har i denne analysedelen validert priselastisitetene utarbeidet i forrige delanalyse opp mot datasettet fra de siste 15 årene. Dette for å bekrefte at priselastisiteten i markedet kan sees på som uelastisk. I vurderingen er datamateriale for seks utvalgte år (tabell 5) benyttet som input-data i modellen. Markedsprisene for de enkelte månedene i de analyserte årene er estimert basert på de tre priselastisitetsmodellene.

1. August 2002 – Juli 2003
2. August 2003 – Juli 2004
3. August 2004 – Juli 2005
4. August 2006 – Juli 2007
5. August 2009 – Juli 2010
6. August 2010 – Juli 2011

Tabell 5: Oversikt over de årene som har blitt analysert

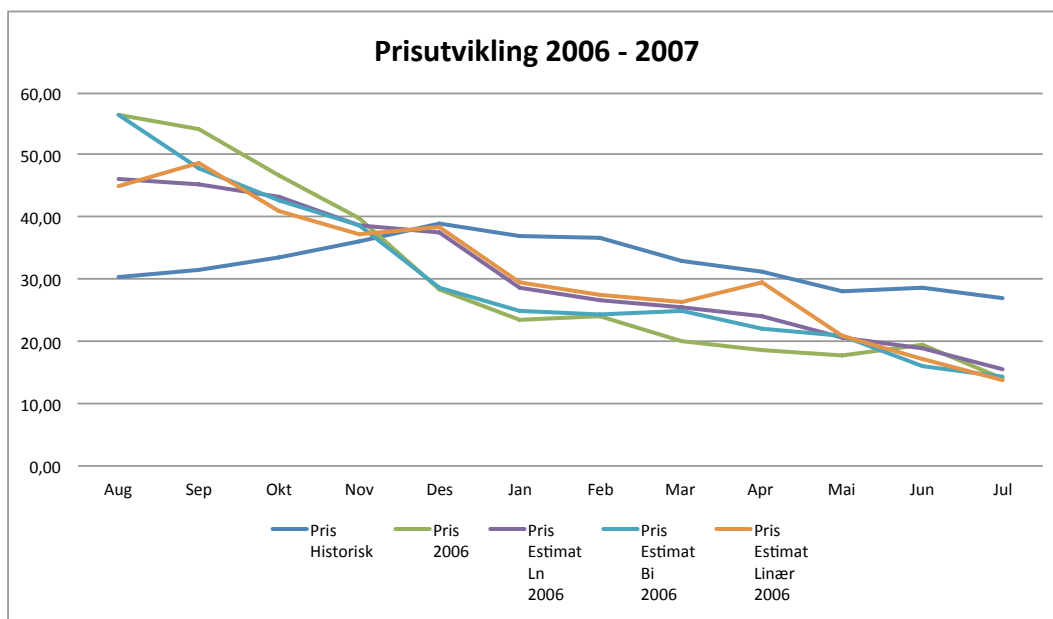
Valideringen av resultatene er gjort ved å summere opp standardavviket mellom faktisk pris og estimert pris for hver av elastisitetsmodellene. Priselastisitetsmodellen med lavest summert standardavvik viser at denne elastisiteten beskriver best den virkelige priselastisiteten i

markedet. Tabell 6 viser resultatene for sesongen 2006 til 2007. Resultatene viser tydelig at den bi-lineære modellen gir best resultat i forhold til faktiske data. Den lineære modellen gir det dårligste resultatet i forhold til datamaterialet. Dette gir en klar indikasjon på at priselastisiteten mellom pris og fyllingsgrad følger en ikke-lineær sammenheng, hvor redusert fyllingsgrad vil gi en eksponentiell prisøkning i markedet.

August 2006 - September 2007							
	Pris 2006	Pris Estimat Ln 2006	RMS (Actual - Estmates)	Pris Estimat Bi 2006	RMS (Actual - Estmates)	Pris Estimat Linær 2006	RMS (Actual - Estmates)
August	56,40	46,15	10,26	56,42	0,02	45,08	11,32
Septembe	54,09	45,17	8,92	47,71	6,38	48,65	5,44
Oktober	46,62	43,35	3,27	42,83	3,79	41,09	5,53
November	39,76	38,79	0,97	38,71	1,05	37,34	2,42
Desember	28,44	37,65	9,21	28,72	0,28	38,50	10,06
Januar	23,46	28,56	5,09	24,99	1,53	29,46	5,99
Februar	24,10	26,66	2,56	24,45	0,35	27,45	3,35
Mars	19,91	25,43	5,52	24,87	4,96	26,39	6,48
April	18,71	23,94	5,23	21,95	3,24	29,53	10,82
Mai	17,81	20,66	2,85	20,81	3,00	20,96	3,15
Juni	19,62	18,86	0,76	16,04	3,59	17,16	2,46
Juli	13,90	15,55	1,65	14,35	0,45	13,79	0,11
			56,29		28,64		67,12

Tabell 6: RMS-avvik for de ulike priselastisitetene for 2006 -2007.

Figur 41 viser prisutviklingen gjennom 2006 – 2007. Grafen inkluderer faktisk pris i markedet opp mot de tre estimerte prisbildene samt gjennomsnittsprisen for perioden 2008 - 2012. Vi ser at man gjennom perioden har gått fra å ha høstpriser langt over gjennomsnittet til å ha priser under gjennomsnittet gjennom vinteren og utover sommeren. Tilsvarende figurer for alle årene som er modellert legges ved i appendikset til oppgaven.



Figur 41: Prisutvikling 2006 – 2007.

I tabell 7 har jeg oppsummert standardavvikene mellom faktisk pris og estimert pris for alle årene som er kjørt i analysen.

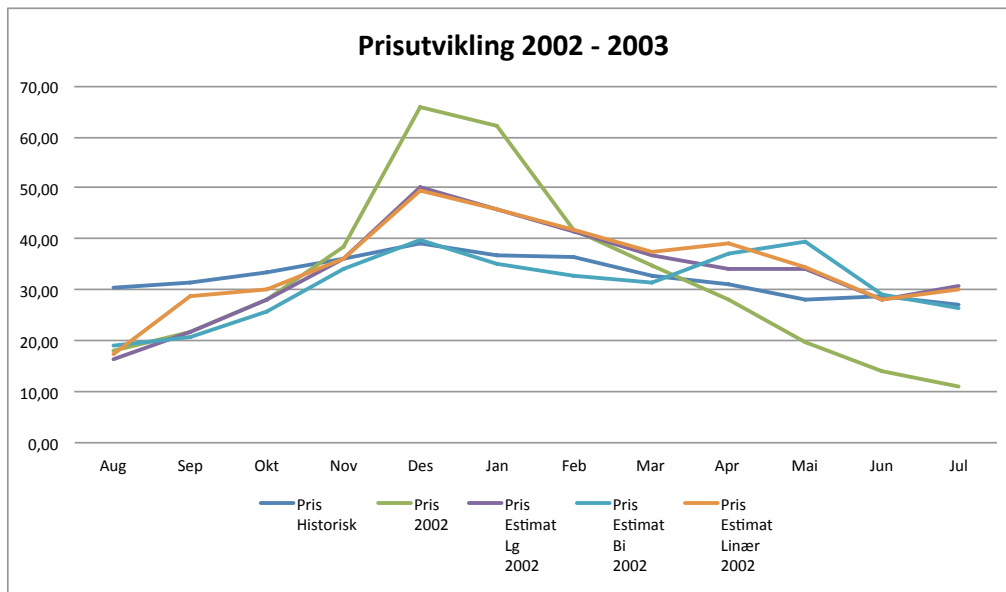
År	Elastisitet:			Gj snitt:
	Ln	Bi-Linær	Linær	
2002-2003	92,50	133,15	107,01	110,88
2003-2004	97,94	58,29	110,48	88,90
2004-2005	60,75	46,25	84,49	63,83
2006-2007	56,29	28,64	67,12	50,69
2009-2010	63,34	67,53	72,10	67,65
2010-2011	145,64	158,77	122,43	142,28
Best korrelasjon		Dårligst korellasjon		

Tabell 7: Standardavvikene mellom faktisk og estimert pris.

Langsiktige effekter:

Modellen er ikke korrigert for langsiktige markedstrender mellom årene. Det var dermed forventet at modellen ville gi best resultater for årene i midten av datasettet. Ser man på spredningen mellom de ulike årene, så kan vi se en klar trend mellom årene. Hvor standardavviket er stort for de første og de siste årene i undersøkelsen, og forholdsvis lavt for de midterste årene i analysen. Grafene over de ulike årene bekrefter denne trenden. Har tatt med 2002-2003, de andre legges i appendikset. Dette avviket kan forklares med de langsiktige effektene i markedet som er beskrevet tidligere. På tross av at prisene i modellen er justert i henhold til konsumprisindeksen til 1998 priser. Så ser vi at de estimerte prisene for de første

årene i datasettet ligger over faktiske priser. Videre ser vi at estimatene ligger under for de siste årene i datasettet.



Figur 42: Prisutviklingen 2002 - 2003.

Kortsiktige effekter:

Modellen er heller ikke korrigert for kortsiktige effekter. Det er dermed forventet at modellen spesielt i vinterhalvåret ikke klarer å estimere de høyeste prisene. Noe som vil være et resultat av sprengkulde og høyt forbruk. Et eksempel på dette er vinteren 2002-2003 hvor man hadde en slik ekstremperiode. Vi kan se at modellen her ikke klarer å prediktere de høyeste prisene for noen av modellene.

Oppsummering av validering:

Basert på resultatene oppsummert i tabell 7 så ser vi tydelig som også forventet at det ikke blir korrigert for de langsiktige markedseffekter i modellen. Dette gjør at vi kan legge mindre vekt på resultatene fra de eldste og nyeste dataene i settet. Fra tabellen ser vi at den bi-lineære og den logaritmiske modellen gir best resultat i 5 av de 6 vurderte årene. Ser vi bort fra første og siste år i datasettet så vil disse modellene passe best for alle årene. Basert på dette kan vi konkludere at forholdet mellom fyllingsgrad og pris følger en modell med uelastisk prissensitivitet i et mellomlangt perspektiv. Det kan også virke som om den bi-lineære modellen best beskriver markedet for midterste perioden med størst validitet i datasettet.

5.3.5.3 Evaluering av økonomisk insentiver ved dumping

Jeg har i denne analysedelen benyttet markedsmodellen til å vurdere effekten som påvirker inntektene til kraftbransjen, som definert i teoridelen av denne analysen. Etersom jeg har

avgrenset oppgaven til å omhandle prisen i et mellomlangt perspektiv, vil jeg også her ha fokus på fyllingsgraden som den viktigste faktoren. Fremtidig fyllingsgrad er som kjent bestemt av følgende:

$$\text{Fyllingsgrad II} = \text{Fyllingsgrad I} - \text{Forbruk} - \text{Netto Eksport} + \text{Tilslag}$$

Har videre valgt å dele faktorene i ligningen i to hovedkategorier, de kraftprodusentene selv kan påvirke og de som er utenfor produsentenes kontroll. For de faktorene som er utenfor kraftprodusentens kontroll (Fyllingsgrad I, Forbruk, Tilslag), har jeg i modellen valgt å benytte faktiske data fra bestemte år. Den faktoren som kan påvirkes av kraftprodusentene (Netto Eksport) har jeg valgt å modellere.

Modellen inneholder følgende to funksjoner:

1. Modell for å simulere dumping i markedet
2. Modell for estimering av forventet import/eksport

Før jeg går inn på de gjennomførte analysen, vil jeg kort redegjøre for disse to funksjonene i modellen.

5.3.5.3.1 Simulering av eksport i markedet

Simulering av eksport (dumping) i markedet gjøres ved hjelp av en Gaussian Bias (generator) hvor man ved hjelp av to variable simulere forskjellige profiler for produksjonen. Bias funksjonen er definert som:

$$f(x) = ae^{-\frac{(x-b)^2}{2c^2}}$$

'a' definerer størrelsen på eksport økningen (dumping)

'c' definerer bredden på økningen (stor 'c' betyr økningen fordeles på flere måneder, liten 'c' økningen konsentreres mot en måned)

Jeg har i oppgaven valgt å benytte samme faktorer for alle testene, slik at det er enklere å sammenligne resultatene. Basert på faktorene som er valgt, vil modellen generere økt eksport i henhold til figur 43 målt i TWh pr måned.



Figur 43: Bias funksjon.

0	0,5	TWh	August
1	0,5	TWh	September
2	0,49	TWh	Oktober
3	0,48	TWh	November
4	0,46	TWh	Desember
5	0,44	TWh	Januar
6	0,42	TWh	Februar
7	0,39	TWh	Mars
8	0,36	TWh	April
9	0,33	TWh	Mai
10	0,30	TWh	Juni
11	0,27	TWh	Juli
Total	4,95	TWh	

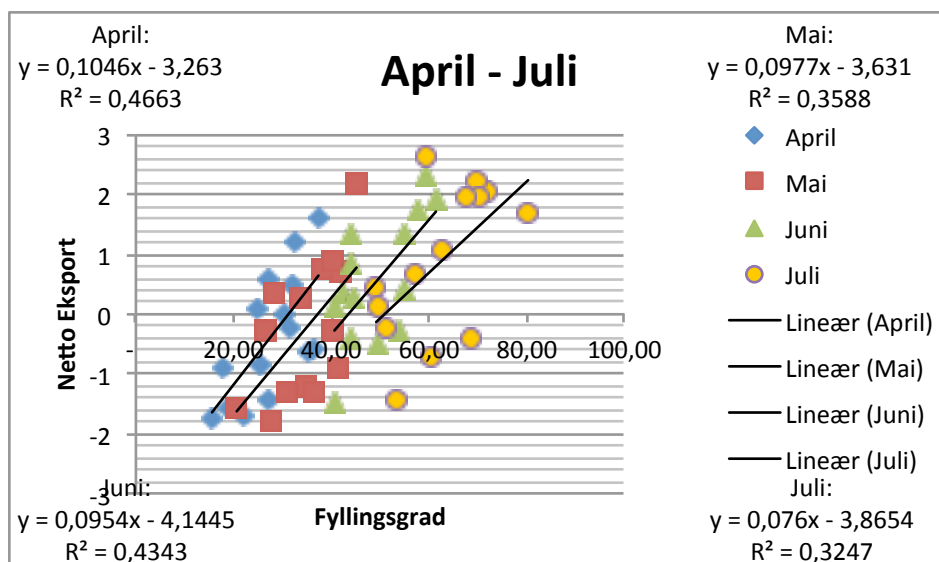
Tabell 8: Generert eksport (eksempel).

Tabell 8 oppsummerer den genererte eksport per måned og summerer dette til i underkant av 5 TWh i løpet av året. Etersom økt eksport (dumping) vil påvirke likevekten i markedet, har jeg i tillegg inkludert en modell for estimering av forventet import og eksport. Denne modellen vil avhengig av skjevheten i markedet forsøke å motvirke den simulerte dumpinggen ved å redusere eksporten eller øke importen fra påfølgende måned.

5.3.5.3.2 Modell for estimering av forventet import/eksport

Simulering av forventet import/eksport er gjort ved å benytte den historiske sammenhengen mellom netto eksport og fyllingsgrad som man finner i datasettet. Ved hjelp av regresjonsanalyse av fyllingsgrad og netto eksport så har jeg definert den historiske lineære sammenhengen mellom disse faktorene. Basert på datasettet ser jeg at korrelasjonen ikke er perfekt. Da eksporten er påvirket av flere faktorer som markedsprisen samt prisene i nabomarkedene. Netto eksporten vil også være begrenset av linjekapasiteten mellom Norge og de utenlandske markedene.

Modellen er satt opp slik at den for hver måned sjekker faktisk fyllingsgrad opp mot historisk gjennomsnittlig fyllingsgrad, og basert på avvik genererer eksport eller import. Størrelsen på import/eksport er generert ut fra den månedlige eksportkurven fra datasettet. Figur 44 viser eksportkurver for fire gitte vår og sommermåned. Denne import/eksport estimatoren vil således forsøke å oppnå likevekt i markedet ved å forsterke eller motvirke dumping generatoren fra påfølgende måned.



Figur 44: Eksportkurve for april – juli.

Ettersom det er flere faktorer som påvirker eksport i markedet så vil ikke modellen gi et nyansert og presist bilde av hva som vil være reell eksport og hva som kan defineres som strategisk dumping. Hensikten med modellen er å simulere forventet eksport, slik at avvik kan avdekkes og vurderes om dette kan stamme fra strategisk dumping. Modellen gjør det også mulig å simulere potensielle økonomiske insentiver for kraftprodusentene som resultat av en simulert dumping strategi. Sensitivitetsdata benyttet for å beregne forventet eksport mot fyllingsgrad er lagt ved i appendikset.

5.3.5.3.3 Oppsummering av data analysen

For å vurdere effekten av hovedfaktorene med relevans for dumping har jeg valgt å benyttet faktiske data fra tre spesifikke år som vist i tabell 9.

1. August 2004 – Juli 2005
2. August 2006 – Juli 2007
3. August 2009 – Juli 2010

Tabell 9: Oversikt over de årene som har blitt analysert

I analysen har jeg simulert følgende scenarier:

1. Økonomisk effekt (påvirkning på pris og produksjonsvolum) simulert for de valgte historiske årene.

2. Økonomisk effekt (påvirkning på pris og produksjonsvolum) ved å justere initial fyllingsgrad for de valgte historiske årene.

Tabell 10 viser resultatene fra analysen av generert eksport for de valgte årene. Output faktorene for å vurdere effekten av dumping er vist ved inntekt (omsetning) gjennom året gitt ved:

$$Inntekt = \sum_{n=August}^{Juli} (P(n) * V(n))$$

Produksjonen $V(n)$ for de ulike månedene er estimert ut fra reelt forbruk for den gitte måneden samt estimert netto eksport og generert eksport. Pris $P(n)$ er estimert basert på den bi-lineære etterspørselskurven utarbeidet fra det historiske datasettet. Etersom den estimerte eksporten vil påvirke totalproduksjon i løpet av året, vil ikke inntekten gi et reelt bilde av lønnsomheten som følge av dumping. Ved høyere produksjon gjennom året som resultat av generert eksport, vil man redusere tilgjengelig magasinkapasitet som ikke kan utnytted økonomisk. Jeg har derfor valgt å uttrykke fortjeneste i denne analysen som gjennomsnittlig pris gjennom året. Økt gjennomsnittlig strømpris gjennom året vil således som følge av generert eksport gi økt inntekt.

Jeg har valgt å inkludere faktisk omsetning og gjennomsnittlig pris for de valgte årene i analysen. Etersom analysen ikke er perfekt, vil disse dataene kun være en indikasjon mot de estimerte verdiene.

Gj Snitt fyllingsgrad August: 65,59 TWh			
	2004-2005	2006-2007	2009-2010
Initiell Fyllingsgrad	57,06	48,72	54,48
Faktisk omsetning	3088,9	3565,8	5415,9
Faktisk produksjon	127,2	123,8	123,2
Gj snitt pris	24,3	28,8	43,9
Est omsetning Bi-linær modell	3340,5	3497,6	4734,0
Estimert produksjon	126,9	123,1	120,1
Gj snitt pris	26,3	28,4	39,4
Est omsetning Dumping senario	3652,2	3932,5	5500,9
Estimert produksjon	130,1	126,3	123,3
Gj snitt pris	28,1	31,1	44,6
% fortjeneste dumping:	6,6 %	9,6 %	13,2 %

Tabell 10: Resultat analyse av generert eksport for 2004/2005, 2006/2007, 2009/2010.

Fra tabell 10 ser man stor forskjell i inntjening som følge av dumping i markedet. I 2009-2010 kan vi se at den relativ moderate mengden generert eksport vil ha en betydelig effekt på omsetningen og gjennomsnittsprisen for året. For årene 2006-2007 ser vi en mindre effekt, og gjennom året 2004-2005 har dumping en mindre effekt på gjennomsnittlig strømpris. Hovedårsaken til disse variasjonene kommer fra de faktorene som kraftprodusenten ikke har kontroll over, og da i hovedsak tilsig. For alle de tre analyserte årene så er initiell fyllingsgrad under gjennomsnittet.

I tabell 11a, 11b og 11c har jeg simulert effekten av magasinets fyllingsgrad på omsetning og effekten av generert eksport (dumping) for de tre årene. Simuleringene er generert ved å benytte samme data for tilsig og forbruk som i det historiske datamaterialet, men ved å manipulere initiell fyllingsgrad i første måned (august). Jeg har kjørt følgende simuleringer for de tre valgte årene:

1. Simulering: Initielt tilsig økt med 5 TWh
2. Simulering: Initielt tilsig redusert med 5 TWh
3. Simulering: Initielt tilsig redusert med 10 TWh

Basis år 2004-2005				
	+5 TWh	57,06 TWh	-5TWh	-10TWh
Inntekt	3 043	3 340	3 664	4 878
Produksjon TWh	130,5	126,9	123,3	119,7
Pris EUR/MWh	23,3	26,3	29,7	40,7

Dumping år 2004-2005				
	+5 TWh	57,06 TWh	-5TWh	-10TWh
Inntekt	3 349	3 652	3 984	5 449
Produksjon TWh	134	130	127	123
Pris EUR/MWh	25,0	28,1	31,5	45,7

Tabell 11a: Simulering av endret initial fyllingsgrad og dumping 2004/2005.

Basis år 2006-2007				
	+5 TWh	48,71 TWh	-5TWh	-10TWh
Inntekt	2 953	3 498	4 197	4 888
Produksjon TWh	126,7	123,1	119,5	114,9
Pris EUR/MWh	23,3	28,4	35,1	42,5

Dumping år 2006-2007				
	+5 TWh	48,71 TWh	-5TWh	-10TWh
Inntekt	3 277	3 933	4 661	5 422
Produksjon TWh	129,9	126,3	122,7	118,0
Pris EUR/MWh	25,2	31,1	38,0	46,0

Tabell 11b: Simulering av endret initial fyllingsgrad og dumping 2006/2007.

Basis år 2009-2010				
	+5 TWh	54,48 TWh	-5TWh	-10TWh
Inntekt	3 849	4 734	5 879	7 117
Produksjon TWh	123,7	120,1	116,5	112,9
Pris EUR/MWh	31,1	39,4	50,5	63,1

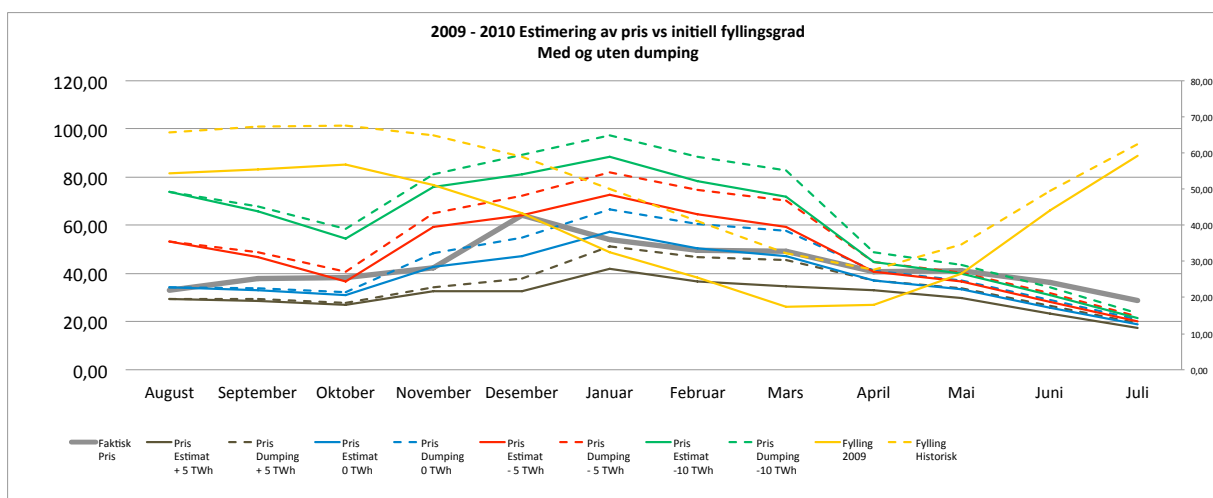
Dumping år 2009-2010				
	+5 TWh	54,48 TWh	-5TWh	-10TWh
Inntekt	4 516	5 501	6 716	7 986
Produksjon TWh	126,9	123,3	119,7	116,1
Pris EUR/MWh	35,6	44,6	56,1	68,8

Tabell 11c: Simulering av endret initial fyllingsgrad og dumping 2009/2010.

Fra resultatene i tabellen kan vi se at fyllingsgraden i starten av perioden har stor påvirkning på inntekt og gjennomsnittlig strømpris for året. Videre viser resultatene at man ved disse simuleringene får stor effekt av generert eksport. Alle årene har en økonomisk positiv effekt av redusert fyllingsgrad og genert eksport. Dette på tross av at det er flere andre faktorer som påvirker den økonomiske effekten. Vi kan videre se en tendens til at insentivene øker ved

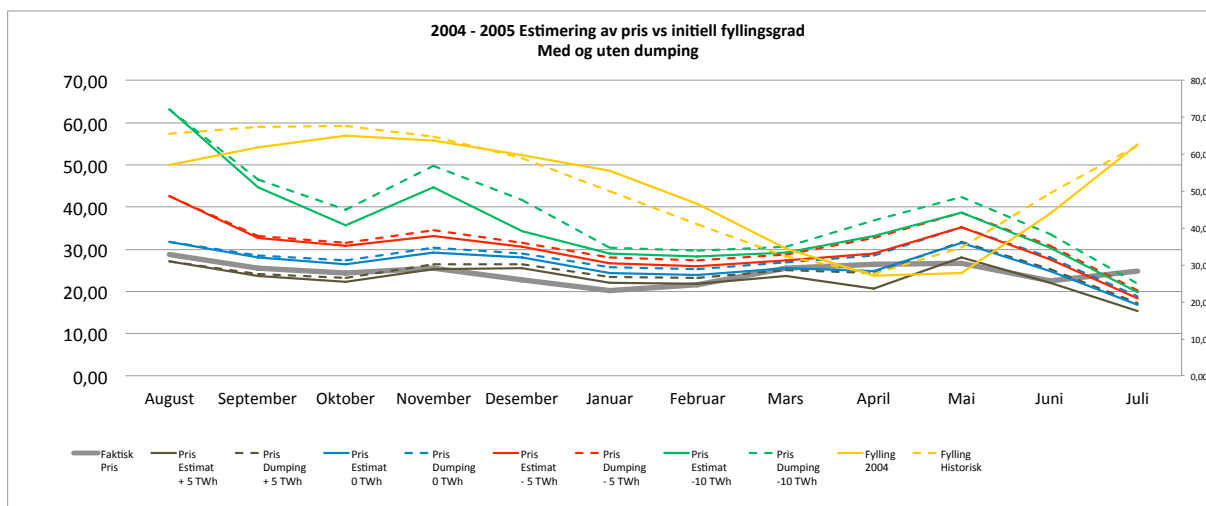
reduisert fyllingsgrad, men dette er ikke konsistent. En av grunnene til dette er at modellen vil forsøke å importere mer kraft når likevekten i markedet forskyves. Lav fyllingsgrad og generert eksport vil således akselerere importen.

I figur 45 ser vi hvordan prisen utvikler seg gjennom året for de ulike initiale fyllingsgradene med og uten generert eksport (dumping). Ser man på den faktiske og gjennomsnittlige fyllingsgraden som er plottet i grafen, så ser man at avstanden mellom faktisk og gjennomsnittlig fyllingsgrad har stor betydning for hvordan prisene påvirkes. Som vist under for året 2009-2010 ser man en stor økning i forventet pris gjennom vinteren.



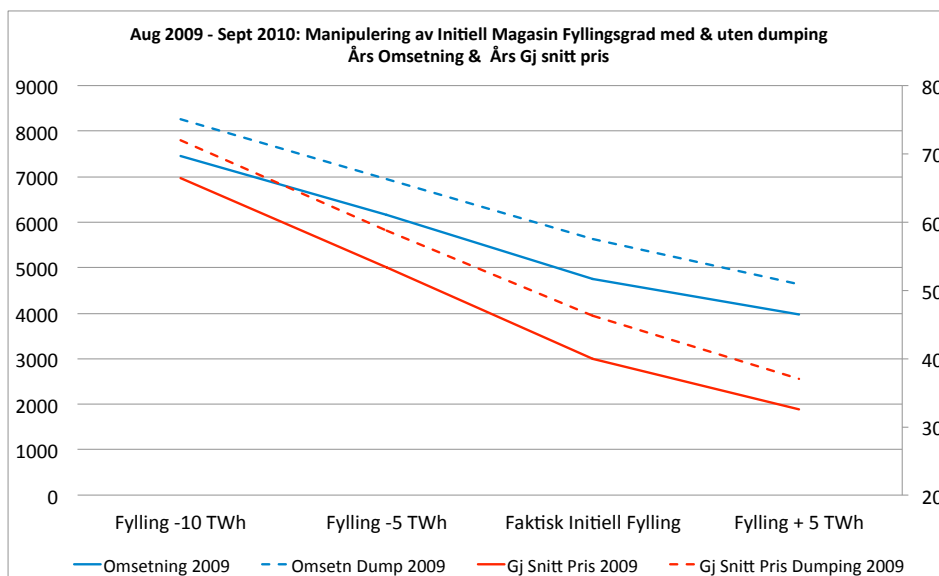
Figur 45: Initial fyllingsgrad med og uten generert eksport, 2009-2010.

Ser man på grafen for 2004-2005 som vist i figur 46 ser man at effekten avtar dramatisk som følge av stort tilsig tidlig på vinteren. Dette understreker at faktorer utenfor kraftprodusentens kontroll er med å påvirker effekten av generert eksport (dumping).



Figur 46: Initial fyllingsgrad med og uten generert eksport, 2004-2005.

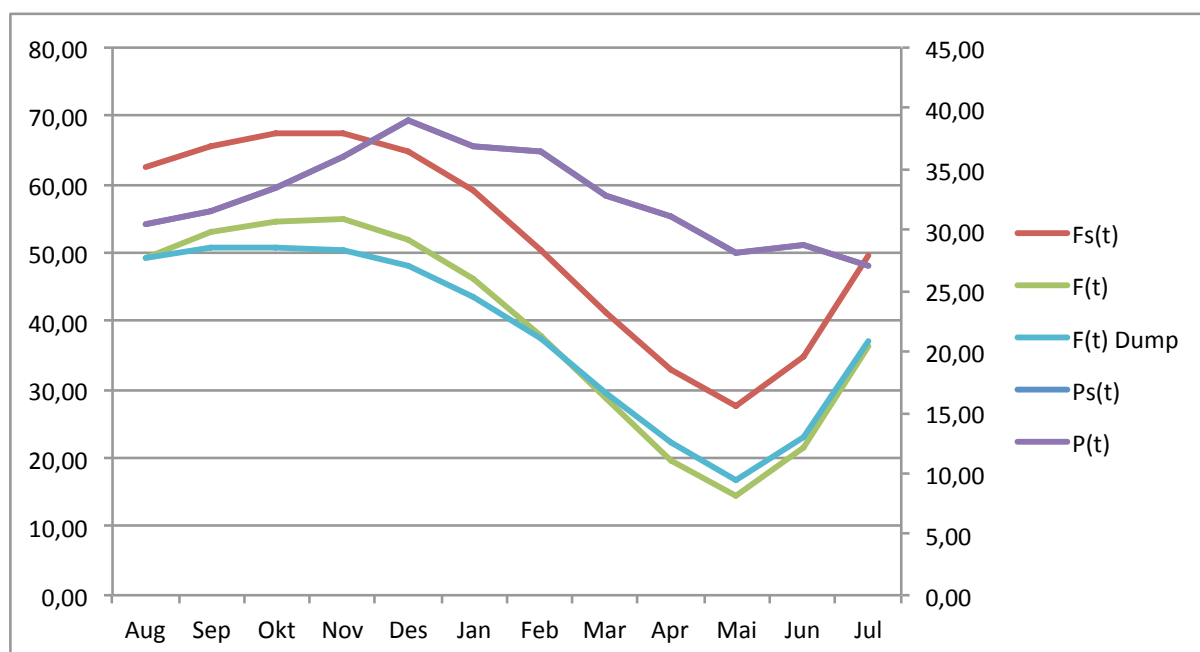
Figur 47 under viser hvordan omsetning og gjennomsnittlig pris påvirkes av initial fyllingsgrad og dumping. Vi ser en tendens til at stigningen på grafen øker med lavere fyllingsgrad. Noe som bekrefter forventningen til at redusert fyllingsgrad vil forsterke priseffekten.



Figur 47: Initial magasinifylling med og uten dumping.

Fra de første delene av analysen så vi at den bi-lineære modellen som jeg benytter i analysen ikke predikterer ekstrempriser svært godt. Vi kan dermed forvente at denne effekten ville vært annerledes dersom jeg hadde benyttet en logaritmisk modell. Da basert på hvordan jeg har dokumentert at markedet fungerer.

For å vurdere effekten av eksport og økonomisk insentiv dersom priselastisiteten er lik null, ser jeg fra å kjøre modellen at dette i utgangspunktet ikke gir noen økonomisk insentiver. Jeg kjørte en simulering med og uten generert eksport (dumping). Simuleringen ble gjennomført med gjennomsnittts verdier for fyllingsgrad. Resultatet for simuleringen viser at den totale inntekten fra simulert dumping gikk ned i forhold til tilsvarende produksjon uten dumping, figur 48. Dette viser at priselastisiteten er nøkkelen for økonomiske insentiver knyttet til dumping.



Figur 48: Initial magasinifylling med og uten dumping.

5.3.5.3.4 Analysering av historisk netto eksport

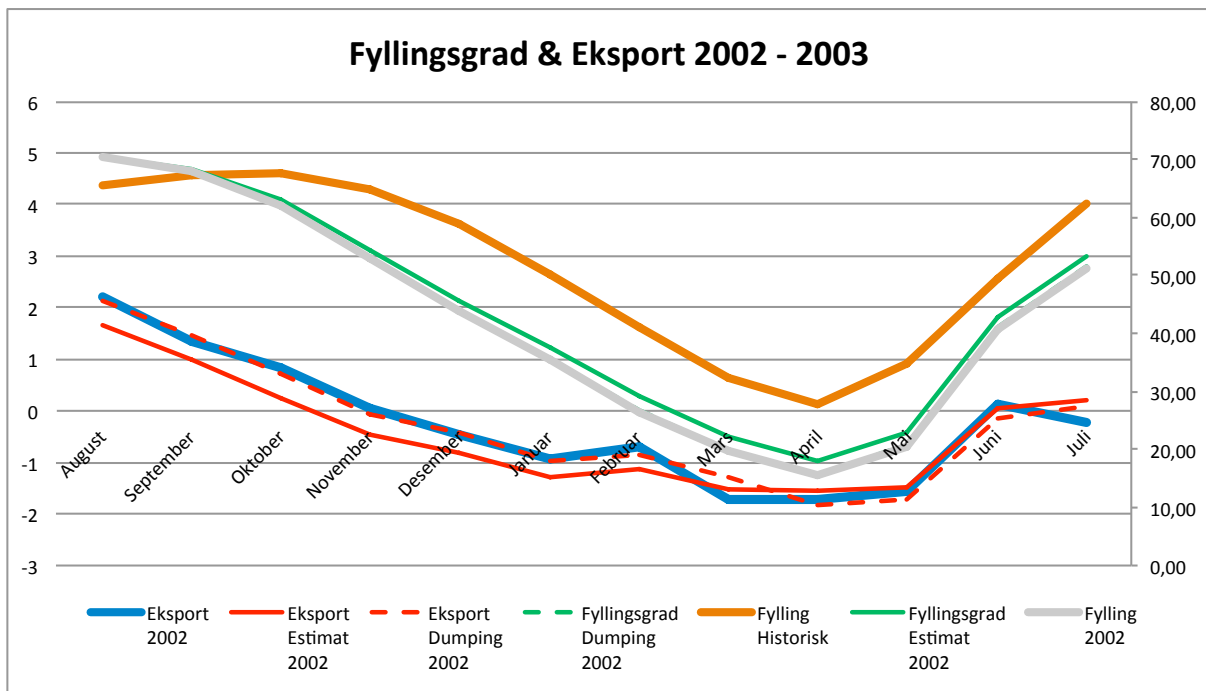
Basert på datasettet og modellen har jeg vurdert reel netto eksport for historiske perioder opp mot estimert netto eksport basert på fyllingsgraden i den reelle perioden. For enkelte av årene kan jeg se et klart avvik mellom faktiske og forventede verdier, som indikerer at perioden har hatt høy netto eksport. For andre år gir ikke dataene noe klart bilde av unormal eksport. Jeg ser også at det er perioder hvor eksporten er lavere enn forventet.

I årene 2002–2003 ser vi at modellen indikerer høyere eksport enn forventet gjennom høstmånedene og vintermånedene. Den samme trenden kan en eksempelvis også se i periodene 2004-2005 og 2010-2011.

Fra tabell ser vi generert eksport og standardavvik mellom estimert og faktisk eksport for perioden August 2002 til Juli 2003. Fyllingsgrad og netto eksport for den samme perioden er vist i figur 49. Ved å simulere en påtvunget eksport på 0,5 TWh i tillegg til pr måned for perioden fra August til Mars måned ser vi at eksportkurven samsvarer bra med faktisk netto eksport for perioden. Benytter vi prismodelleringen i modellen vil dette gi en gjennomsnitt prisøkning på 7% over perioden. Som beskrevet tidligere vil ikke prismodellen gi presise data for årene 2002-2003, men det gir en indikasjon på økonomiske konsekvenser.

Måned:	2002 - 2003					
	Generert Eksport TWh	Faktisk Eksport	Estimat u/Generert Eksport	RMS	Estimat m/Generert eksport	RMS
August	0,500	2,222091	1,645	0,58	2,145	0,08
September	0,500	1,329283	0,979	0,35	1,479	0,15
Oktober	0,500	0,854816	0,234	0,62	0,707	0,15
November	0,500	0,045093	-0,479	0,52	-0,052	0,10
Desember	0,500	-0,45141	-0,833	0,38	-0,419	0,03
Januar	0,500	-0,52243	-1,295	0,77	-0,974	0,45
Februar	0,500	-0,80981	-1,138	0,33	-0,847	0,04
Mars	0,500	-1,72621	-1,528	0,20	-1,299	0,43
April		-1,71489	-1,550	0,16	-1,828	0,11
Mai		-1,5596	-1,479	0,08	-1,723	0,16
Juni		0,114027	0,038	0,08	-0,166	0,28
Juli		-0,22494	0,224	0,45	0,074	0,30
Aug - Juli	4,00	-2,44	-5,18	4,52	-2,90	2,28

Tabell 12: Generert eksport & Standardavvik 2002-2003



Figur 49: Fyllingsgrad og eksport 2002-2003.

På tross av indikasjonene om økt netto eksport i enkelte år vist i figuren over, så er ikke simuleringsmodellen tilstrekkelig nøyaktig til å trekke klare slutninger.

Grafer og tabeller fra de andre analyserte årene legges ved i appendikset.

6 Konklusjon

I første del av analysen drøftet jeg temaet markedsmakt i det norske kraftmarkedet med utgangspunkt i ulike faktorer som påvirker residualletterspørselen til aktørene. Da en ved å betrakte den residuale etterspørselskurven kan vurdere om en aktør utøver markedsmakt eller ikke. Jeg har i oppgaven tatt utgangspunkt i faktorene markedsavgrensning, markedskonsentrasjon og markedsadgang. Da jeg mener disse vil være viktigst i forhold til å kunne vurdere markedsmakt.

Hvordan markedet blir avgrenset har stor betydning for hvordan markedsmaktbildet blir seende ut. I forhold til kraftmarkedet mener jeg det er den geografiske markedsavgrensningen som har størst betydning. Da det bilaterale markedet, spotmarkedet og Elbas markedet kan antas å tilhører det samme relevante markedet. Med utgangspunkt i at det geografiske markedet påvirker markedsmaktforholdene mest så må de kapasitetsbegrensningene som finnes i markedet tas hensyn til. Ser en på kraftmarkedet som et stort marked så vil det bare være Statkraft som er stor nok til å kunne påvirke markedsmekanismene. Ved å ta hensyn til de kapasitetsbegrensningene som finnes i markedet så endrer dette bildet seg. Mindre aktører vil kunne oppnå markedsmakt innenfor et mindre avgrenset område i ly av en flaskehals. Aktørene vil også kunne styrke eller begrense slike flaskehalsen ved sine produksjonsbeslutninger.

Videre vil konkurransen som måles ved hjelp av konsentrasjonsgraden i markedet gjenspeile markedsmaktforholdene i kraftmarkedet. Undersøkelsene viser at det norske kraftmarkedet nasjonalt fremstår som sterkt konsentrert når det korrigeres for krysseierskap, ellers har det bare en moderat konsentrasjon. Statkraft er den aktøren som peker seg mest ut både i forhold til grad av markedsmakt og i eierskapsutstrekning. De øker dermed konsentrasjonsindeksen betydelig. Markedet vil videre fremstå som mer konsentrert jo lengre nord i landet en kommer, noe som er et resultat av betydelige eierskap.

Kraftmarkedet er videre preget av store markedsbarrierer. Dette demper konkurransen i markedet betraktelig. Da aktørene i markedet har god kjennskap til hverandre. Aktørene vil også ha god tid til å tilpasse seg eventuelle nye aktører da konsesjons- og byggeprosessen tar tid. Basert på resonnementene over så blir min konklusjon at det finnes aktører som har

mulighet til å utøve markedsrett både nasjonalt og i ly av flaskehals. Hvorvidt aktørene har utøvd markedsrett kan jeg ikke si noe om utfra denne markedsrettanalysen.

Jeg har brukt forskjellige modeller for å uttrykke forholdet mellom pris og fyllingsgrad ser fra analysen at den bi-lineære kurven etterfulgt av den logaritmiske kurven gir det mest korrekte bildet av dette forholdet. Disse konklusjonene blir bekreftet ved validering av dataene opp mot faktiske data for spesifikke år i modellen. Med basis i dette kan jeg konkludere at det foreligger økonomiske insentiver for kraftprodusentene å dumpe kraft i perioder med moderat fyllingsgrad, for å skape ubalanse i markedet og dermed oppnå bedre priser i neste periode.

Jeg ser klart at det er ulike kortsiktige og langsiktige faktorer med stor innvirkning på prisdannelsen i markedet. I det langsiktige perspektivet ser jeg at avstanden mellom tilbud og etterspørsel ser ut til å reduseres hurtig, noe som skaper større knapphet i markedet. Videre vil faktoren temperatur være viktig for det kortsiktige perspektivet. Utfra de simulerte modellene ser jeg at det foreligger økonomiske insentiver for å utnyttet svakhetene i markedet ved å simulere økt eksport (dumping) i perioder med moderat fyllingsgrad. Den faktiske profitten som følge av økt eksport (dumping) vil være påvirket av ulike faktorer utenfor kraftprodusentens kontroll, da spesielt med tanke på tilsiget som kan variere sterkt fra år til år.

Jeg ser klart fra simuleringene at en moderat endring i fyllingsgraden kan gi store effekter på prisdannelsen. Denne effekten vil i kombinasjon med kortsiktige og langsiktige effekter forsterkes ved en mulig dumping.

Utfra analysene som er gjort så er det vanskelig å dokumentere spesifikke uregelmessigheter som dumping i markedet. En kan allikevel se at det har blitt eksportert kraft ut av landet på tross av at vannmagasinene er vesentlig under normalen for perioden. Som et resultat av mindre avstand mellom tilbud og etterspørsel fra langsiktige faktorer vil man måtte kompensere for dette med redusert netto eksport. Tar man hensyn til dette vil insentivene og muligheten for dumping øke fra år for år. Jeg har ikke kompensert for denne effekten i analysen.

Basert på den eksisterende ubalansen i markedet bør det vurderes tiltak som sikrer at markedsaktørene ikke utnytter situasjonen til å påvirke prisen unødige.

7 Kilder

Bruvoll, A., & Bye, T. (2006). Tilsigssvikt – konsekvenser for produksjon og priser. SSB.

Bye, T., Von der Fehr, N.-H. M., Riis, C., & Sørgard, L., (2003). Kraft og makt: En analyse av konkurranseforholdene I kraftmarkedet. Oslo/Bergen.

DiLorenzo, Thomas J. (1996), The Review of Austrian Economics Vol. 9, No 2: side 43-58. ISSN 0889-3047: http://www.mises.org/journals/rae/pdf/rae9_2_3.pdf

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

Fornyings- administrasjons- og kirkedepartementet. (2004-2005). Det nordiske kraftmarkedet. St. meld.nr 15. Oslo

Haug, T. E., (2004). Eierkonsentrasjon og markedsrett i det norske kraftmarkedet. Oslo: SSB.

Holstad, M., & Pettersen, F.E.L., (2011). Hvordan reagerer strømforbruket i alminnelig forsyning på endringer i spotpris?. Oslo-Kongsvinger: Statistisk sentralbyrå

Konkurransetilsynet., Kredittilsynet., NVE. (2003). Samarbeid om tilsyn med kraftmarkedet. Bergen, Oslo.

Mathiesen, L., Skaar, J., & Sørgard, J. (2003). Water with power: Market power and supply shortage in dry years. Discussion paper. Bergen.

Olje- og energidepartementet. (2008-2009). Om lov og endring i energiloven. Ot.prp.nr 62. Oslo.

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

Skaar, J., & Sjørgard, L. (2002). Temporære flaskehalsar og oppkjøp i norsk kraftforsyning. Bergen.

Skorpen, L. O., (2012). Avkastning og Soliditet i kraftsektoren. Paretorapporten, Pareto Securities.

SINTEFF Energi AS,. (2003). Kraftsituasjonen i Norge i 2003. Xergi, Nr 1- mars.
<http://www.sintef.no/SINTEF-Energi-AS/Xergi/Xergi-2003/Nr-1---mars/Kraftsituasjonen-i-Norge-i-2003/>

Steen, F. (2003). Do bottlenecks generate market power? An Empirical Study of the Norwegian electricity market. Discussion paper. Bergen.

Strand, B. (2008). Energi og vannressurser i Norge. Oslo: Olje- og energidepartementet.

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

The Nordic competition authorities. (2003). A Powerful Competition Policy-Towards a more coherent competition policy in the Nordic market for electric power. Copenhagen, Oslo, Stockholm.

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

Statistisk sentralbyrå (SSB) sine nettsider:

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

Konkurransetilsynets nettsider:

http://www.konkurransetilsynet.no/global/om%20konkurransetilsynet/felles_tilsyn_kraftmarkedet.pdf
<http://www.nve.no/pagefiles/13509/priser%20og%20vilkår%20fra%20kraftleverandører.pdf?epslanguage=no>

http://www.konkurransetilsynet.no/global/om%20konkurransetilsynet/felles_tilsyn_kraftmarkedet.pdf#search=markedsandeler%20kraftsektoren

Kraftkartet sine nettsider:

<http://www.kraftkartet.no/default.asp?gruppe=3306>

<http://www.kraftkartet.no/default.asp?gruppe=3305>

<http://www.kraftverk.net/wiki/doku.php?id=kraftmarkedet>

Norges vassdrags- og energidepartement (NVE) sine nettsider:

http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202011/Diverse%202011/NVE_Energistatus2011.pdf

<http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Regulering-av-nettselskapene/Om-beregning-av-inntektsrammer/>

<http://www.nve.no/no/Nyhetsarkiv-/Kraftsituasjonsrapporter/>

Nærings- og handelsdepartementet sine nettsider:

<http://www.regjeringen.no/nb/dep/nhd/dok/regpubl/stprp/20032004/stprp-nr-53-2003-2004-/3.html?id=209121>

<http://www.regjeringen.no/nb/dep/nhd/dok/regpubl/stprp/20032004/stprp-nr-53-2003-2004-/4.html?id=209129>

<http://www.regjeringen.no/nb/dep/nhd/dok/regpubl/stprp/20032004/Stprp-nr-53-2003-2004-/2.html?id=209113>

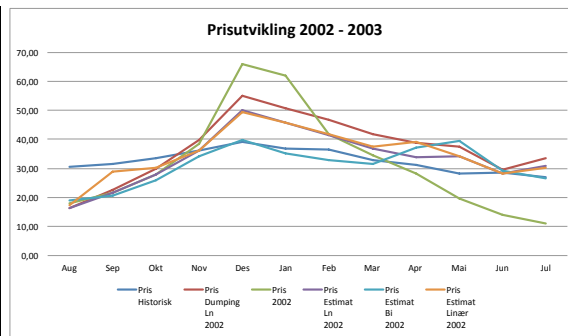
8 Appendiks

Appendiks 8.1:

Delanalyse II: Data for validering av elastisitetsmodeller mot datasettet.

Tidsperioden: August 2002 – September 2003:

August 2002 - September 2003							
	Pris 2002	Pris 2002		Pris 2002		Pris 2002	
		Estimat Ln	RMS (Actual - Estimates)	Estimat Bi	RMS (Actual - Estimates)	Estimat Linær	RMS (Actual - Estimates)
August	17,92	16,32	1,60	18,94	1,03	17,28	0,63
September	21,74	21,70	0,04	20,73	1,00	28,79	7,05
Oktober	27,92	27,93	0,01	25,80	2,12	30,20	2,27
November	38,48	36,25	2,23	34,08	4,40	36,09	2,39
Desember	65,85	50,07	15,78	39,73	26,12	49,42	16,44
Januar	62,07	45,75	16,32	35,13	26,93	45,81	16,26
Februar	41,72	41,58	0,15	32,81	8,91	41,89	0,17
Mars	34,67	36,78	2,11	31,43	3,24	37,36	2,69
April	28,23	33,95	5,72	37,19	8,97	39,10	10,87
Mai	19,62	34,02	14,39	39,30	19,68	34,31	14,68
Juni	13,90	28,24	14,34	29,16	15,26	28,24	14,35
Juli	10,94	30,75	19,81	26,44	15,49	30,15	19,20
			92,50		133,15		107,01

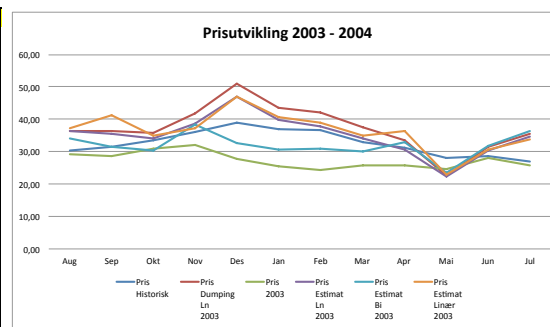


Standardavvik (RMS)

Estimerte og faktiske kraftpriser

Tidsperioden: August 2003 – September 2004:

August 2003 - September 2004							
	Pris 2003	Pris 2003		Pris 2003		Pris 2003	
		Estimat Ln	RMS (Actual - Estimates)	Estimat Bi	RMS (Actual - Estimates)	Estimat Linær	RMS (Actual - Estimates)
August	29,34	36,50	7,16	33,98	4,64	37,18	7,85
September	28,63	35,60	6,97	31,51	2,88	41,26	12,63
Oktober	31,07	34,21	3,14	30,51	0,56	34,89	3,82
November	32,04	38,63	6,59	38,28	6,24	37,26	5,22
Desember	27,76	46,99	19,23	32,67	4,92	46,87	19,11
Januar	25,58	39,83	14,26	30,64	5,06	40,70	15,12
Februar	24,23	37,96	13,74	31,05	6,83	38,85	14,62
Mars	25,74	33,97	8,23	30,02	4,28	35,00	9,26
April	25,80	30,71	4,91	32,94	7,13	36,43	10,62
Mai	24,63	22,23	2,40	23,40	1,23	22,82	1,80
Juni	28,14	30,48	2,34	31,91	3,76	30,57	2,43
Juli	25,72	34,69	8,97	36,48	10,76	33,71	7,99
			97,94		58,29		110,48

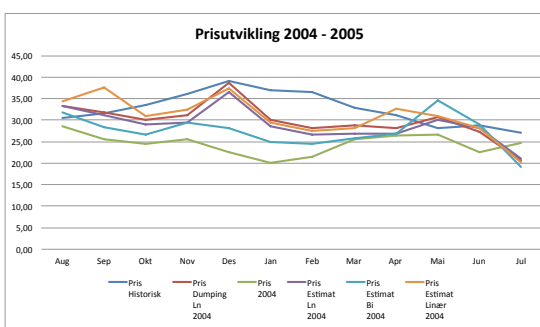


Standardavvik (RMS)

Estimerte og faktiske kraftpriser

Tidsperioden: August 2004 – September 2005:

August 2004 - September 2005							
	Pris 2004	Pris 2004		Pris 2004		Pris 2004	
		Estimat Ln	RMS (Actual - Estimates)	Estimat Bi	RMS (Actual - Estimates)	Estimat Linær	RMS (Actual - Estimates)
August	28,64	33,33	4,69	31,86	3,21	34,38	5,73
September	25,60	31,22	5,62	28,31	2,71	37,57	11,96
Oktober	24,45	29,04	4,58	26,66	2,20	31,05	6,59
November	25,55	29,50	3,95	29,35	3,80	32,55	7,01
Desember	22,67	36,47	13,80	28,19	5,52	37,36	14,70
Januar	20,08	28,52	8,44	24,97	4,89	29,42	9,33
Februar	21,55	26,66	5,11	24,45	2,90	27,45	5,90
Mars	25,54	26,92	1,38	25,87	0,33	28,07	2,52
April	26,45	26,77	0,32	26,91	0,46	32,64	6,20
Mai	26,59	30,08	3,49	34,63	8,04	30,93	4,35
Juni	22,52	28,08	5,56	28,95	6,43	28,07	5,55
Juli	24,82	21,00	3,82	19,06	5,75	20,17	4,65
			60,75		46,25		84,49



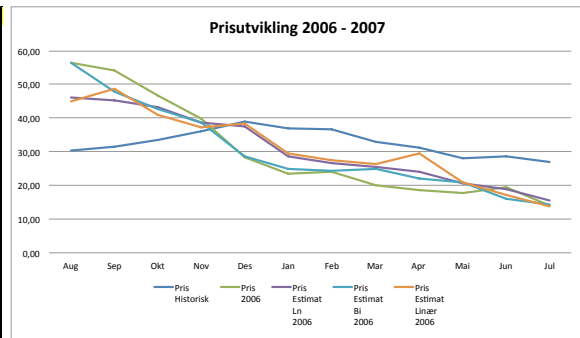
Standardavvik (RMS)

Estimerte og faktiske kraftpriser

Tidsperioden: August 2006 – September 2007:

August 2006 - September 2007							
	Pris 2006	Pris 2006		Pris 2006		Pris 2006	
		Estimat Ln	RMS (Actual - Estimates)	Estimat Bi	RMS (Actual - Estimates)	Estimat Linær	RMS (Actual - Estimates)
August	56,40	46,15	10,26	56,42	0,02	45,08	11,32
Septembe	54,09	45,17	8,92	47,71	6,38	48,65	5,44
Oktober	46,62	43,35	3,27	42,83	3,79	41,09	5,53
November	39,76	38,79	0,97	38,71	1,05	37,34	2,42
Desember	28,44	37,65	9,21	28,72	0,28	38,50	10,06
Januar	23,46	28,56	5,09	24,99	1,53	29,46	5,99
Februar	24,10	26,66	2,56	24,45	0,35	27,45	3,35
Mars	19,91	25,43	5,52	24,87	4,96	26,39	6,48
April	18,71	23,94	5,23	21,95	3,24	29,53	10,82
Mai	17,81	20,66	2,85	20,81	3,00	20,96	3,15
Juni	19,62	18,86	0,76	16,04	3,59	17,16	2,46
Juli	13,90	15,55	1,65	14,35	0,45	13,79	0,11
			56,29		28,64		67,12

Standardavvik (RMS)

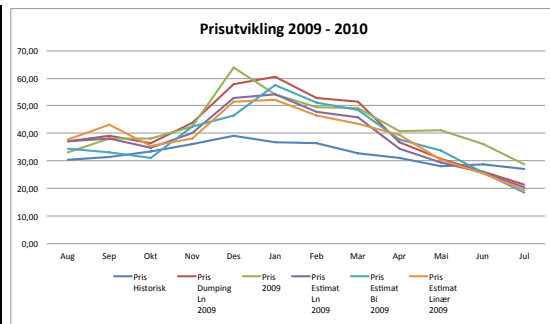


Estimerte og faktiske kraftpriser

Tidsperioden: August 2009 – September 2010:

August 2009 - September 2010							
	Pris 2009	Pris 2009		Pris 2009		Pris 2009	
		Estimat Ln	RMS (Actual - Estimates)	Estimat Bi	RMS (Actual - Estimates)	Estimat Linær	RMS (Actual - Estimates)
August	33,10	37,08	3,98	34,36	1,26	37,69	4,58
Septembe	37,98	38,01	0,03	33,19	4,79	43,21	5,23
Oktober	38,18	34,91	3,26	31,02	7,16	35,40	2,78
November	42,29	40,12	2,18	42,33	0,04	37,98	4,31
Desember	63,95	52,70	11,25	46,56	17,39	51,52	12,43
Januar	54,00	54,16	0,16	57,43	3,43	52,27	1,73
Februar	49,53	47,83	1,70	51,11	1,58	46,58	2,96
Mars	49,04	45,73	3,31	48,63	0,41	43,61	5,43
April	40,87	34,29	6,58	37,61	3,26	39,36	1,51
Mai	41,22	29,38	11,84	33,73	7,49	30,29	10,93
Juni	36,26	25,65	10,62	25,80	10,47	25,41	10,86
Juli	28,74	20,31	8,43	18,49	10,25	19,39	9,35
			63,34		67,53		72,10

Standardavvik (RMS)

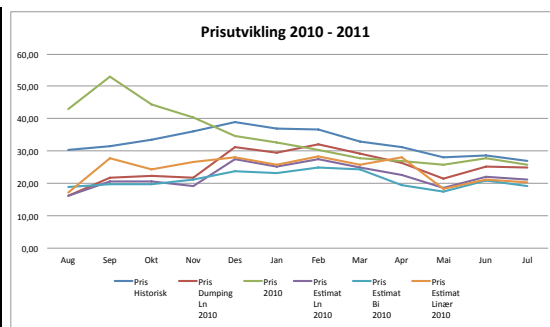


Estimerte og faktiske kraftpriser

Tidsperioden: August 2010 – September 2011:

August 2010 - September 2011							
	Pris 2010	Pris 2010		Pris 2010		Pris 2010	
		Estimat Ln	RMS (Actual - Estimates)	Estimat Bi	RMS (Actual - Estimates)	Estimat Linær	RMS (Actual - Estimates)
August	43,01	16,19	26,83	18,83	24,18	17,13	25,88
September	53,05	20,71	32,35	19,89	33,16	27,82	25,24
Oktober	44,37	20,64	23,73	19,83	24,54	24,25	20,13
November	40,32	19,25	21,06	21,34	18,98	26,58	13,74
Desember	34,61	27,40	7,21	23,81	10,80	28,09	6,52
Januar	32,63	25,28	7,34	23,15	9,48	25,78	6,84
Februar	30,29	27,46	2,83	24,97	5,32	28,36	1,93
Mars	27,69	24,88	2,81	24,49	3,20	25,75	1,94
April	26,93	22,70	4,23	19,58	7,35	28,04	1,11
Mai	25,85	18,68	7,17	17,35	8,49	18,46	7,38
Juni	27,76	22,12	5,63	20,91	6,85	21,28	6,48
Juli	25,69	21,25	4,44	19,27	6,42	20,45	5,24
			145,64		158,77		122,43

Standardavvik (RMS)

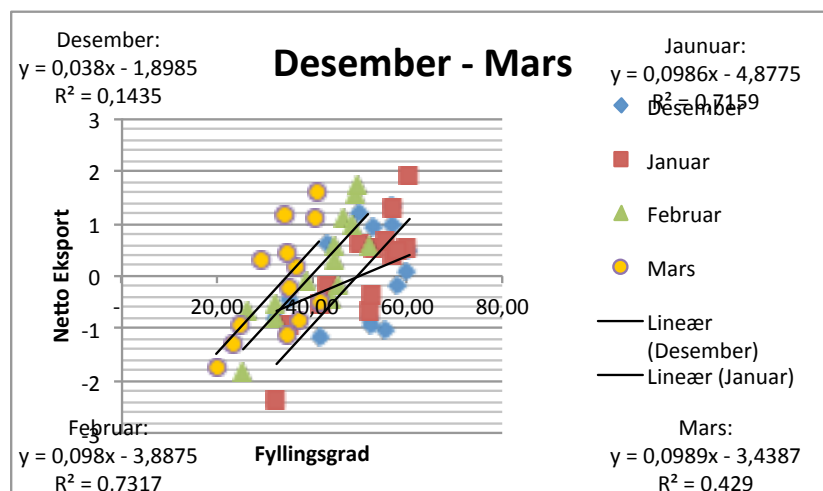
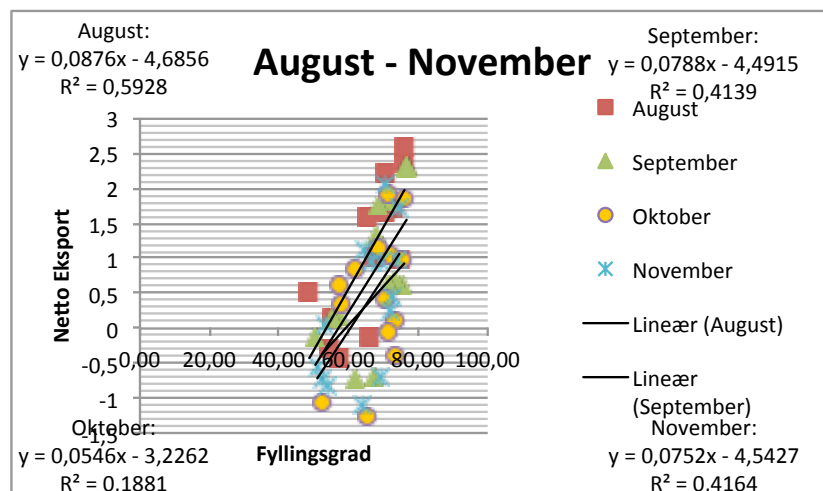
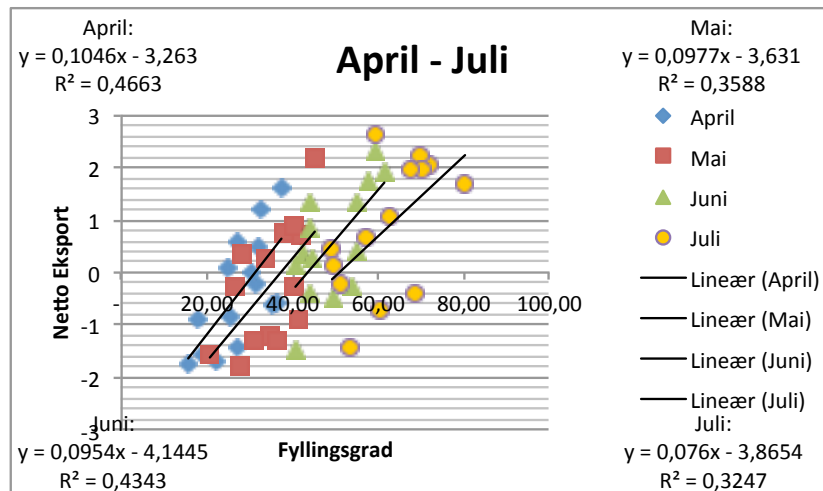


Estimerte og faktiske kraftpriser

Appendiks 8.2:

Delanalyse II: Data for validering av elastisitetsmodeller mot datasettet.

Netto eksport mot fyllingsgrad for årets 12 måneder (1998 – 2012) benyttet for å simulere eksport i modellen.



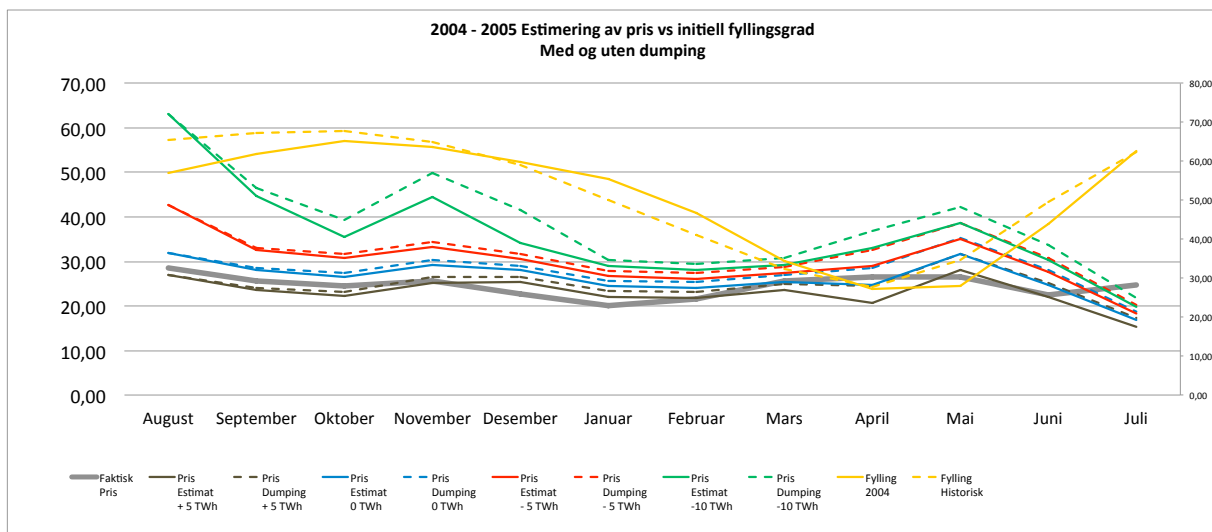
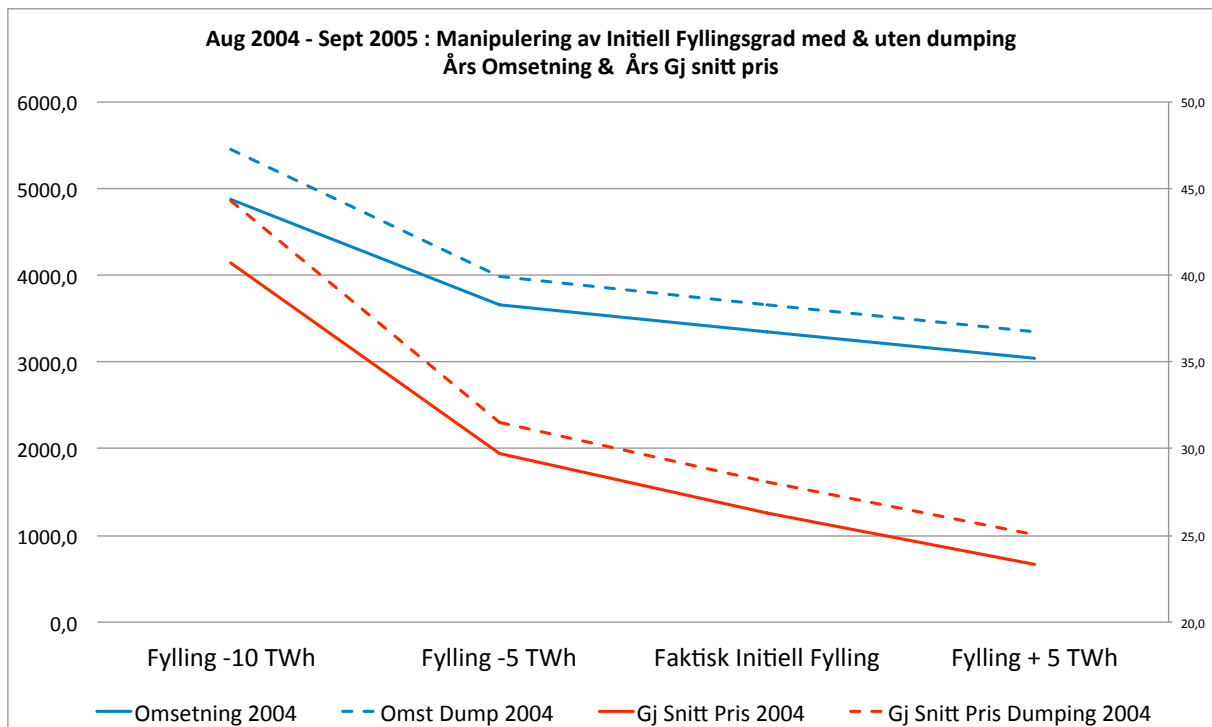
Appendiks 8.3:

Delanalyse II: Data for validering av elastisitetsmodeller mot datasettet.

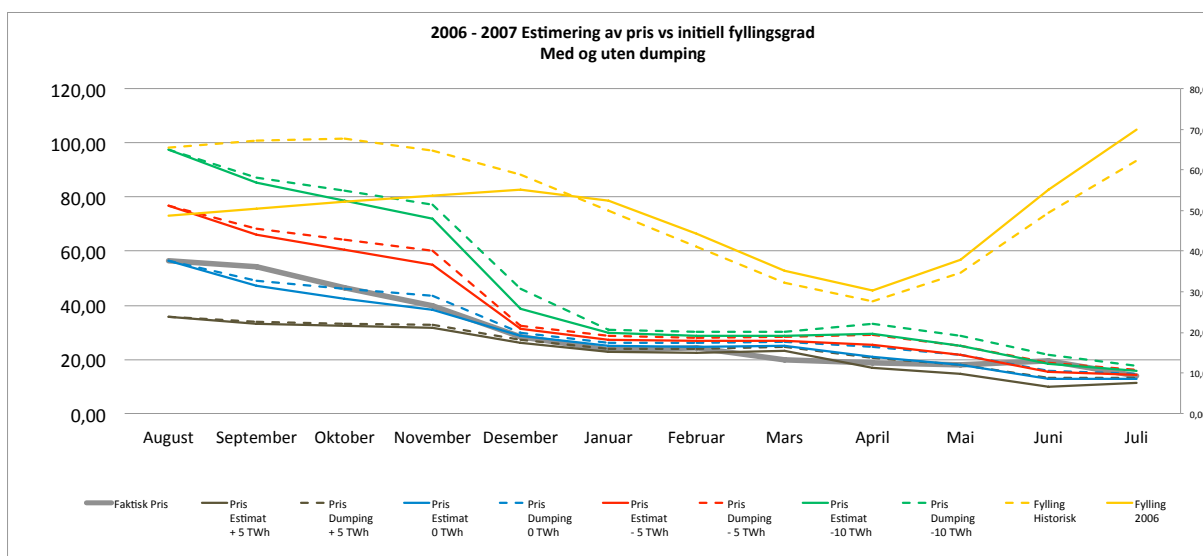
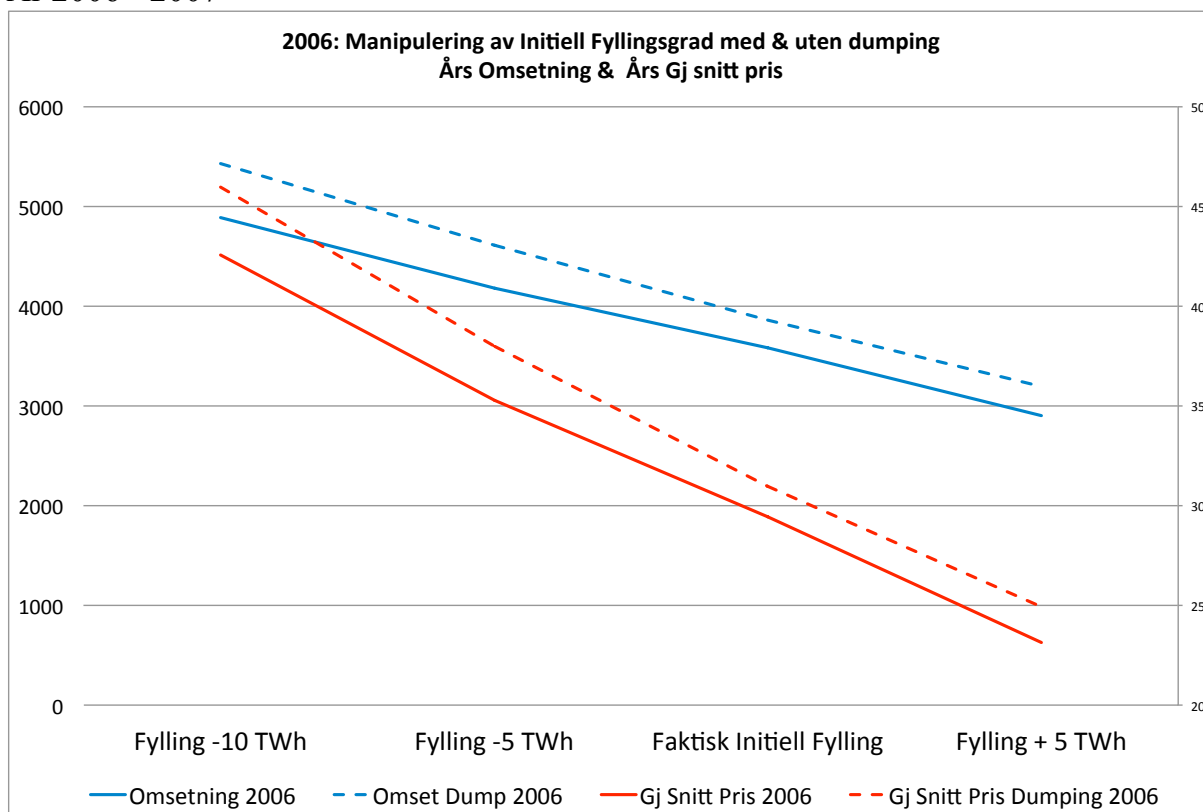
Resultater fra simulering av endret magasinfylling med og uten dumping for de ulike årene analysert

1. Konsekvenser på års omsetning og gjennomsnitts kraftpris
2. Simulert prisendring gjennom en 12 måneders periode

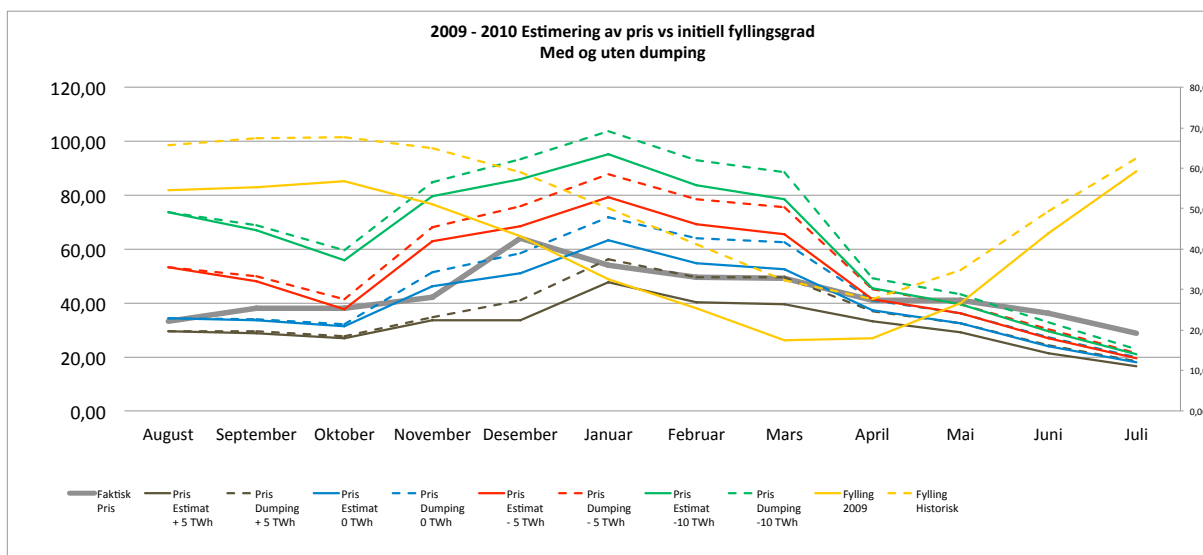
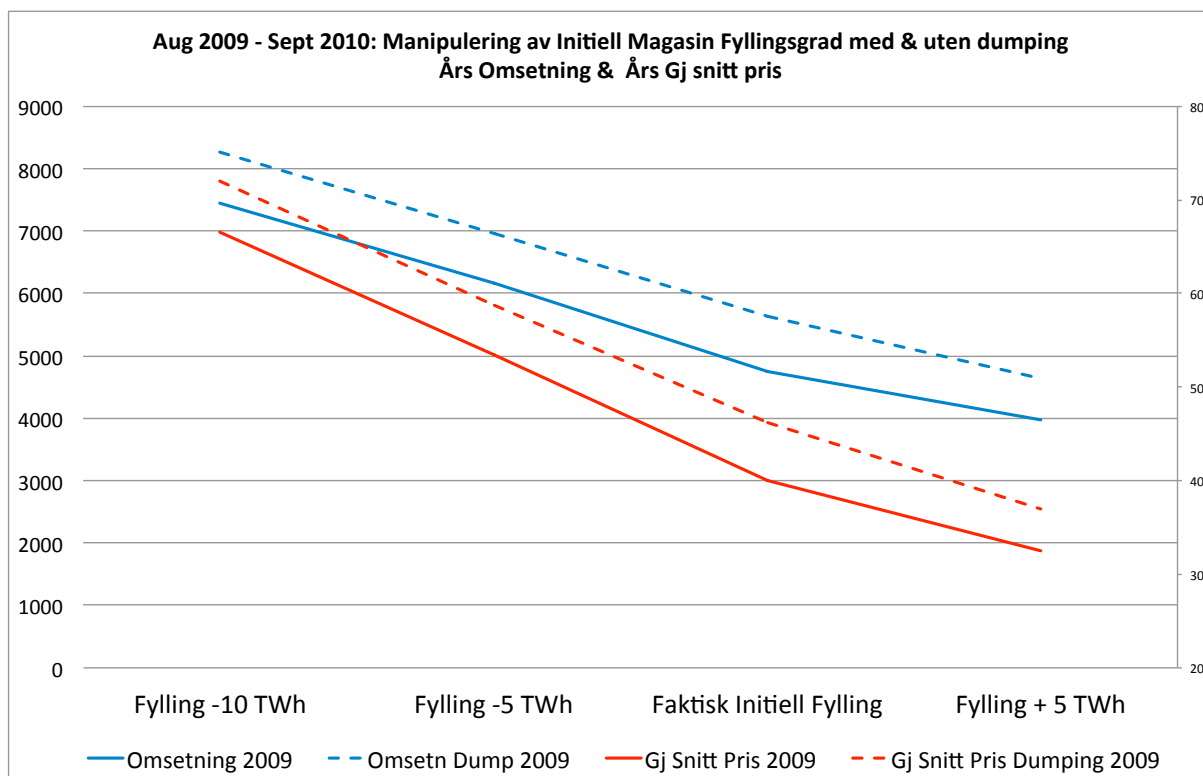
År 2004 – 2005:



År 2006 - 2007



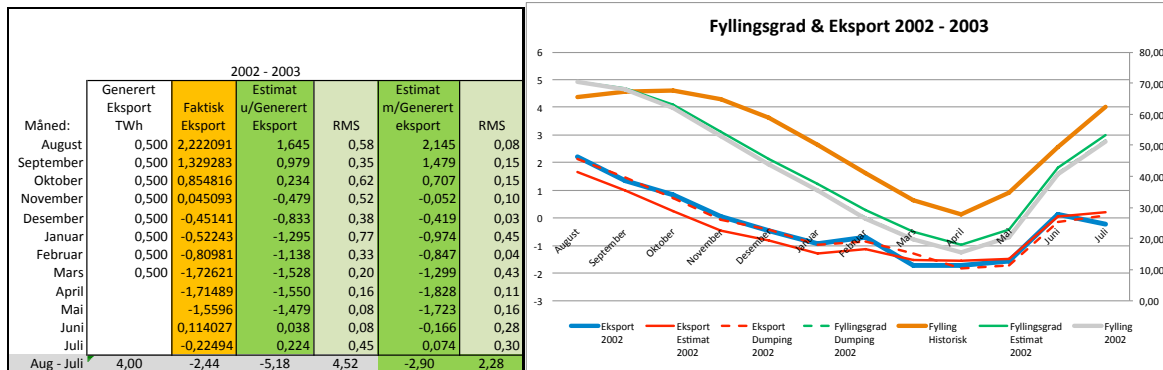
År 2009 - 2010



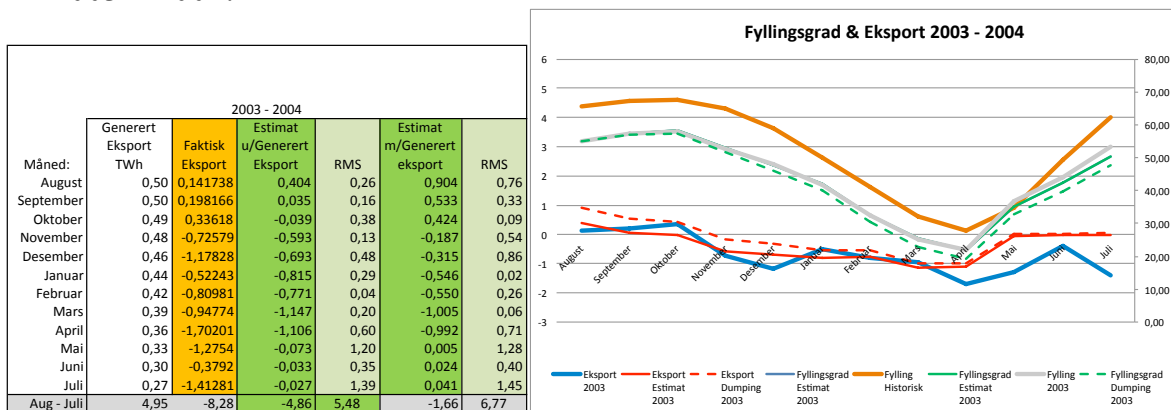
Appendiks 8.4:

Simulert historisk fyllingsgrad versus eksport:

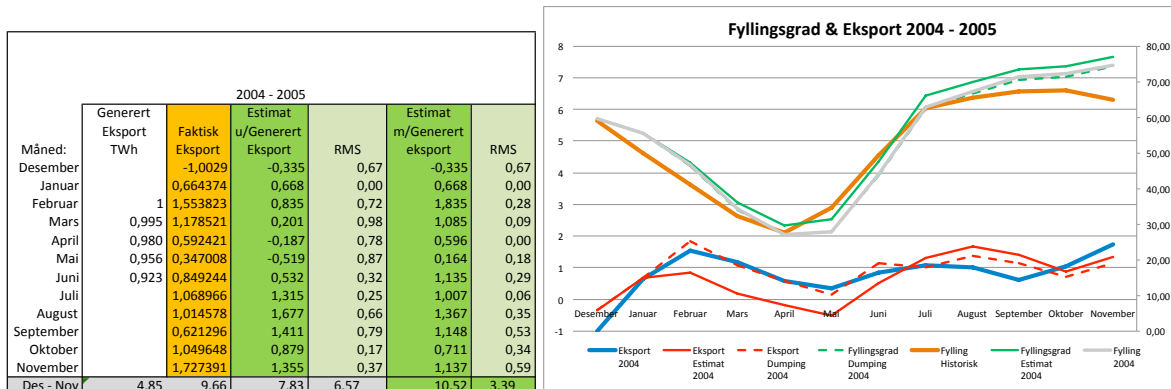
År 2002 – 2003:



År 2003 – 2004:

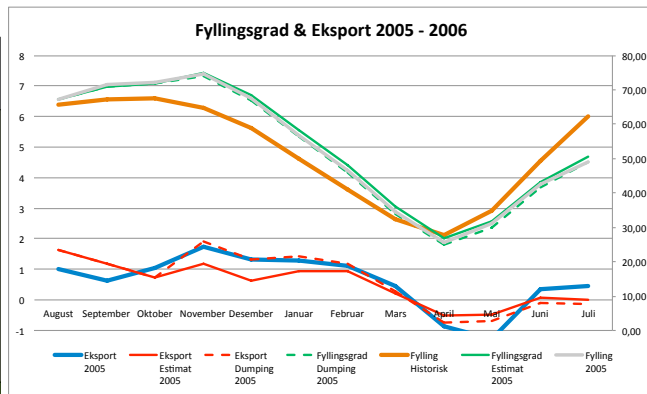


År 2004 – 2005:



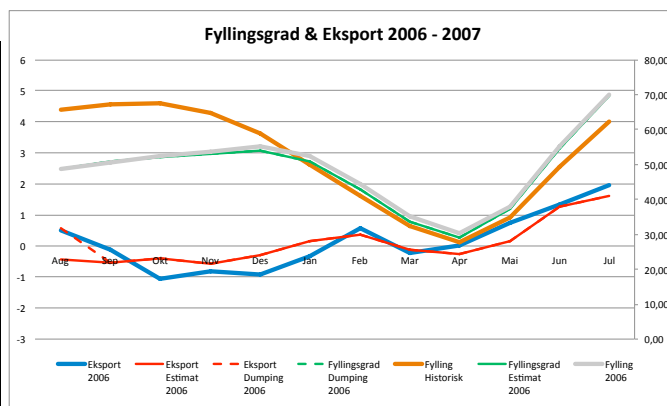
År 2005 – 2006:

Måned:	2005 - 2006					
	Generert Eksport TWh	Faktisk Eksport	Estimat u/Generert Eksport	RMS	Estimat m/Generert eksport	RMS
August		1,014578	1,629	0,61	1,629	0,61
September		0,621296	1,195	0,57	1,195	0,57
Oktober	1	1,049648	0,741	0,31	0,741	0,31
November	0,995	1,727391	1,176	0,55	1,926	0,20
Desember	0,980	1,321041	0,644	0,68	1,308	0,01
Januar	0,956	1,289258	0,950	0,34	1,411	0,12
Februar	0,923	1,117607	0,926	0,19	1,197	0,08
Mars		0,439601	0,217	0,22	0,286	0,15
April		-0,86733	-0,510	0,36	-0,742	0,13
Mai		-1,28035	-0,478	0,80	-0,682	0,60
Juni		0,348208	0,073	0,28	-0,098	0,45
Juli		0,442075	-0,011	0,45	-0,136	0,58
Aug - Juli	4,85	7,22	6,55	5,37	8,04	3,81



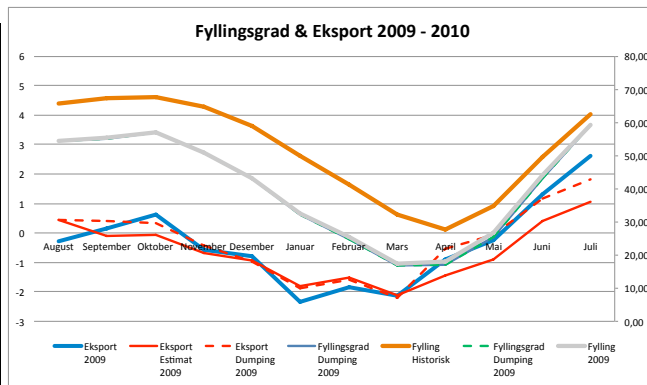
År 2006 – 2007:

Måned:	2006 - 2007					
	Generert Eksport TWh	Faktisk Eksport	Estimat u/Generert Eksport	RMS	Estimat m/Generert eksport	RMS
August	1,00	0,513643	-0,429	0,94	0,571	0,06
September		-0,11147	-0,526	0,41	-0,526	0,41
Oktober		-1,06117	-0,405	0,66	-0,405	0,66
November		-0,82846	-0,589	0,24	-0,589	0,24
Desember		-0,91838	-0,292	0,63	-0,292	0,63
Januar		-0,34558	0,152	0,50	0,152	0,50
Februar		0,588069	0,354	0,23	0,354	0,23
Mars		-0,24151	-0,115	0,13	-0,115	0,13
April		0,006565	-0,248	0,25	-0,248	0,25
Mai		0,750591	0,162	0,59	0,162	0,59
Juni		1,337052	1,273	0,06	1,273	0,06
Juli		1,955459	1,621	0,33	1,621	0,33
Aug - Juli	1,00	1,64	0,96	4,98	1,96	4,09



År 2009 – 2010:

Måned:	2009 - 2010					
	Generert Eksport TWh	Faktisk Eksport	Estimat u/Generert Eksport	RMS	Estimat m/Generert eksport	RMS
August		-0,29785	0,443	0,74	0,443	0,74
September	0,50	0,145333	-0,113	0,26	0,387	0,24
Oktober	0,44	0,624711	-0,070	0,70	0,344	0,28
November	0,30	-0,56664	-0,678	0,11	-0,444	0,12
Desember		-0,80708	-0,918	0,11	-0,988	0,18
Januar		-2,33892	-1,788	0,55	-1,895	0,44
Februar		-1,84227	-1,510	0,33	-1,606	0,24
Mars		-2,1465	-2,115	0,03	-2,213	0,07
April	1,00	-0,90796	-1,446	0,54	-0,527	0,38
Mai	1,00	-0,25062	-0,885	0,63	-0,061	0,19
Juni	1,00	1,328	0,401	0,93	1,155	0,17
Juli	0,99	2,627702	1,068	1,56	1,802	0,83
Aug - Juli	5,23	-4,43	-7,61	6,49	-3,60	3,89



År 2010 – 2011:

Måned:	Generert Eksport TWh	2010 - 2011		RMS	Estimat m/Generert eksport	RMS
		Faktisk Eksport	Estimat u/Generert Eksport			
August		1,637162	1,811	0,17	1,811	0,17
September		1,197056	0,959	0,24	1,054	0,14
Oktober	0,50	1,164313	0,519	0,65	1,090	0,07
November	0,50	0,941866	0,462	0,48	1,047	0,11
Desember	0,49	1,220299	0,010	1,21	0,582	0,64
Januar	0,48	0,623228	0,070	0,55	0,684	0,06
Februar		-0,10253	-0,112	0,01	-0,054	0,05
Mars	0,75	0,313522	-0,555	0,87	0,302	0,01
April	0,66	0,086383	-0,644	0,73	0,034	0,05
Mai	0,45	0,25805	-0,241	0,50	0,167	0,09
Juni	0,24	0,261714	0,211	0,05	0,414	0,15
Juli	0,10	0,651104	0,504	0,15	0,627	0,02
Aug - Juli	4,18	8,25	3,00	5,61	7,76	1,58

