

# Hvordan påvirker prisen på CO<sub>2</sub> kvoter i EU-ETS prisen på kraft i Nord Pool Spot?

How does the price of CO<sub>2</sub> quotas in EU-ETS affect the price of electric power in Nord Pool Spot?

Cecilie Bøen Wold

UNIVERSITETET FOR MILJØ- OG BIOVITENSKAP  
Handelshøyskolen ved UMB  
Masteroppgave 30 studiepoeng 2013





## Forord

Denne masteroppgaven er skrevet som avslutning på toårig studie i samfunnsøkonomi ved Universitet for Miljø- og Biovitenskap (UMB) våren 2013. Oppgaven er skrevet for Handelshøyskolen ved UMB i emnet energi- og miljøøkonomi.

Formålet med oppgaven er å utrede hvordan prisen på CO<sub>2</sub> kvoter i EU-ETS påvirker prisen på kraft i Nord-Europa. Som metode har jeg brukt økonomisk teori kombinert med økonometri til å analysere data, og STATA (StataCorp, 2011) som verktøy for å gjøre dette. Oppgaven er relevant for å få en forståelse av hvilke konsekvenser EU-ETS vil få for kraftprisene og om dette er en ønskelig effekt.

Jeg vil gjerne takke mine veiledere Eirik Romstad og Olvar Bergland, samt medstudent Ingvild Stølen for uvurderlig hjelp.

Cecilie Bøen Wold

Asker 10.05.2013



## Sammendrag

I de siste årene har det vært et økt fokus på klima og miljø, og hvordan samfunnsutviklingen påvirker dette. Utslipp av klimagasser blir av mange sett på som den største trusselen mot vårt samfunn i dag. Det er mange meninger om både konsekvenser og om tiltak for å løse dette problemet. Jeg ønsker i denne oppgaven å rette fokus mot EU sitt tiltak, EU-ETS, og hvilke konsekvenser dette vil få for kraftproduksjon og forbruk i Nord-Europa. Gjennom å analysere de to markedene med økonomisk teori for deretter å sammenlikne denne teorien med empiri, vil jeg gi et helhetlig bilde av situasjonen. Det viser seg at den empiriske modellen har et problem med misspesifikasjon som fører til at vi ikke kan konkludere med at det er en kausal sammenheng<sup>1</sup> mellom CO<sub>2</sub> priser og strømpriser. Selv som modellen har dette problemet kan man konkludere med at det er en positiv partiell korrelasjon<sup>2</sup> mellom prisen på CO<sub>2</sub> kvoter og prisen på strøm. Resultatene fra regresjonene i STATA viser at vi kan predikere at dersom CO<sub>2</sub> kvoteprisen øker med 1 % så vil systemprisen i Nord Pool Spot øke med 0,47 % om natten og 0,38 % om dagen. Resultatene viser også liknende overføringskoeffisienter for CO<sub>2</sub> prisen på strømprisen i Oslo, Odense, København, Stockholm og Helsinki. Andre studier på dette fagfeltet har konkludert med at det er positiv kausal sammenheng (Thema, 2011). Det vil si at det blir dyrere å produsere kullkraft, og fornybar kraft vil oppleve økt profitt i form av økte priser uten økte kostnader. Med en kombinasjon av teori og empiri gir oppgaven en bekreftelse på at markedet fungerer slik det skal og har potensiale til å oppnå de målene EU har satt seg, det vil si redusert kullkraftproduksjon og økte investeringer i fornybar kraft.

---

<sup>1</sup> At en hendelse A forårsaker en hendelse B.

<sup>2</sup> At to hendelser har en sammenheng.



## Abstract

In recent years there has been an increased focus on climate and the environment, and how social development affects this. Greenhouse gas emissions are by many assumed to be the greatest threat to our society today. There are many opinions about both the consequences and the measures to solve this problem. I wish in this paper to focus on EU's measures, the EU ETS and the impact this will have on production and consumption of electric power in Northern Europe. Through analyzing the two markets with economic theory and then compare this theory with empirical evidence, I will give an overall picture of the situation. It turns out that the empirical model has a problem with misspesifikasjon which means that in this thesis we can not conclude that there is a causal relationship between CO<sub>2</sub> prices and electricity prices. Although the model have this problem, one can conclude that there is a positive partial correlation between the price of CO<sub>2</sub> emission allowances and electricity prices. The results of the regressions in STATA show that we can predict that if the CO<sub>2</sub> quota price increases by 1 %, then the system price in Nord Pool Spot will increase by 0.47 % at night and 0.38 % by day. The results also show similar transmission coefficient for CO<sub>2</sub> price on electricity prices in Oslo, Odense, Copenhagen, Stockholm and Helsinki. Other studies in this field has concluded that there is a positive causal relationship (Thema, 2011). This means that it is more expensive to produce coal, and renewable energy will experience increased profits in the form of higher prices without higher costs. With a combination of theory and empirical data this thesis provides a confirmation that the market works as it should and has the potential to achieve the goals the EU has set itself, i.e. reduced coal production and increased investment in renewable energy.





# Innhold

1	Innledning.....	1
1.1	Problemstilling og hypoteser.....	1
1.2	Oppgavens struktur.....	2
2	Markedsteori.....	3
2.1	Kraftmarkeder.....	3
2.1.1	Energimarkedet i Norge.....	3
2.1.2	Elastisiteter i kraftmarkedet.....	4
2.1.3	Kraftproduksjon og prissetting i Norge.....	6
2.1.4	Handel mellom markeder.....	8
2.2	Nord Pool.....	10
2.2.1	Produksjonssammensetningen i Nord Pool.....	11
2.2.2	Europeisk integrasjon.....	14
2.2.3	Prissetting og marginalproduksjon.....	15
2.3	CO <sub>2</sub> kvotemarkedet i EU, EU-ETS.....	16
2.3.1	En enkel to-aktørs modell.....	17
2.3.2	Kostnadseffektiv allokering av kvotene.....	17
2.3.3	Kvotehandel.....	18
3	Statistisk metode.....	20
3.1	Autoregressive integrated moving average, ARIMA modeller.....	20
3.1.1	ARIMA - Integrert av 1. orden.....	21
3.2	Vektor autoregressive modeller.....	21
3.3	Forutsetninger for modellen.....	22
4	Datasett.....	24
4.1	Strømpriser.....	24
4.2	Utslippskvotepriser (EUA).....	25
4.3	Oljepriser.....	26
4.4	Kullpriser.....	26
4.5	Naturgasspriser.....	28
4.6	Temperatur.....	28
4.7	Vannmagasinfylling.....	29
5	Resultater og diskusjon.....	31
5.1	Resultatet av Newey West regresjonen, CO <sub>2</sub> overføringskoeffisienter.....	34
5.1.1	Systemprisen, topplast sammenlignet med bunnlast.....	35

5.1.2	Kraftprisen i Oslo sammenlignet med de andre områdeprisene .....	39
6	Konklusjon .....	43
	Bibliografi .....	45
7	Appendiks .....	49
7.1	Oppsummering av data .....	49
7.2	Tester .....	50
7.2.1	Augmented Dickey Fuller test .....	50
7.2.2	Normalitet .....	52
7.2.3	Serie-korrelerte restledd .....	53
7.2.4	Hetroskedastisitet .....	54
7.2.5	Ramsey RESET test.....	56
7.3	Newey West regresjon .....	57
7.3.1	Resultater Systemprisen.....	57
7.3.2	Resultater Oslo .....	59
7.3.3	Resultater Helsinki.....	60
7.3.4	Resultater for Odense .....	62
7.3.5	Resultater København .....	64
7.3.6	Resultater Stockholm .....	65

## Figurliste

Figur 2.1 Markedskrysset i Nord Pool .....	4
Figur 2.2 Elastisiteter .....	5
Figur 2.3 Lagerskranke.....	8
Figur 2.4 Handel mellom land. ....	9
Figur 2.5 Prissetting i Nord Pool .....	11
Figur 2.6 Sveriges kraftproduksjon i 2008 (Bellona.no) .....	12
Figur 2.7 Produksjonssammensetningen i Danmark 2010, (Pobłocka, 2011).....	13
Figur 2.8 Produksjonssammensetningen i Estland og Litauen, (European-Commission, 2011) .....	13
Figur 2.9 Overføringskapasitet i Nord Pool 2011 (Entsoe, 2012).....	14
Figur 2.10 Produksjon på marginen tørrår i forhold til våtår. (Havskold, 2010) .....	15
Figur 2.11 Enkel illustrasjon av et kvotemarked .....	17
Figur 2.12 Kvotehandel.....	18
Figur 4.1 Systempriser Nord Pool.....	24
Figur 4.2 EUA spot priser.....	25
Figur 4.3 Elektrisitetsproduksjon etter innsatsfaktor i EU (European Environment Agency, 2013). ....	26
Figur 4.4 Kullpriser fra Australia.....	27
Figur 4.5 Månedspriser på naturgass.....	28
Figur 4.6 Magasinfyllingene i Norge, Sverige og Finland i posent.....	29
Figur 5.1 Markedskrysset med endring i tilbud og etterspørsel på strøm (Q).....	38
Figur 5.2 Overføringskoeffisienten til systemprisen .....	39
Figur 5.3 Overføringskoeffisienten for alle områdene.....	42
Figur 7.1 Korrelerogram over lpsys .....	53
Figur 7.2 Grafisk Fremstilling av Ramsey RESET test resultatene .....	57

## Tabelliste

Tabell 2.1 Produksjonssammensetningen i Finland 2011 .....	12
Tabell 5.1 Overføringskoeffisient for systemprisen, Oslo og Stockholm. ....	34
Tabell 5.2 Overføringskoeffisienten for Helsinki, Odense og København.....	35
Tabell 5.3 Systemprisen mellom kl 0100 og kl 0200 .....	36
Tabell 5.4 Systemprisen mellom kl 1600 og kl 1700 .....	37
Tabell 5.5 Kraftprisen i Oslo mellom kl 1600 og kl 1700 .....	40
Tabell 5.6 Overføringskoeffisienter mellom kl 1600 og kl 1700.....	40
Tabell 5.7 Kraftprisen i Oslo mellom kl 0100 og kl 0200. ....	41
Tabell 5.8 Overføringskoeffisienter mellom kl 0100 og kl 0200.....	41
Tabell 7.1 Beskrivelse av variablene.....	49
Tabell 7.2 Oppsummering av Variablene .....	49
Tabell 7.3 ADF, lag(24) for log systemprisen, lpsys. ....	50
Tabell 7.4 ADF, lag(24) for log av EUA spot prisene, lpcos2 .....	51
Tabell 7.5 ADF, lag(24) log av naturgass priser, pngas .....	51
Tabell 7.6 ADF, lag(24) log av kullpriser, pcoal.....	51
Tabell 7.7 ADF, lag(24) log av områdeprisene.....	52

Tabell 7.8 Test for seriekorrelasjon i lpsys .....	53
Tabell 7.9 Test for seriekorrelasjon i lposl.....	54
Tabell 7.10 Test for seriekorrelasjon i lphel .....	54
Tabell 7.11 Test for seriekorrelasjon i lpode .....	54
Tabell 7.12 Test for seriekorrelasjon i lpcph .....	54
Tabell 7.13 Test for seriekorrelasjon i lpsto .....	54
Tabell 7.14 Test for hetroskedastisitet i systemprisen.....	55
Tabell 7.15 Test for hetroskedastisitet i lposl .....	55
Tabell 7.16 Test for hetroskedastisitet i lphel .....	55
Tabell 7.17 Test for hetroskedastisitet i lpcph .....	55
Tabell 7.18 Test av hetroskedastisitet i lpode.....	55
Tabell 7.19 Test av hetroskedastisitet i lpsto .....	55
Tabell 7.20 Ramsey RESET test.....	56

## Tegnforklaringer

$T$  - total tid  
 $t$  – tidsenhet  
 $H$  – Vannkraft  
 $e$  – produksjon  
 $w$  – vannmengde  
 $\lambda$  – vannverdien  
 $P$  – prisen på strøm  
 $R$  - vannreservoar  
 $\gamma$  - skyggeprisen på lagersranken  
 $\rho$  – skyggeprisen på produksjonssranken  
 $X_t^x$  – Eksport av kraft  
 $X_t^i$  – Import av kraft  
 $X_t^{xi}$  – Netto handel  
 $e_t^{xi}$  - Netto eksport av kraft  
 $X_t$  – Strømforbruk hjemme  
 $MC$  – Marginal kostnad

## 1 Innledning

Global oppvarming som et resultat av for mye CO<sub>2</sub> i atmosfæren er et problem som det er mange meninger om. Både hvilke konsekvenser dette vil få og hvem som har skylden. De fleste er enige om at det vil bli konsekvenser av klimagassutslipp og det vil koste mye å redusere utslippene. Mange tiltak er foreslått og noen er igangsatt. Det tiltaket jeg ønsker å se nærmere på er EU sitt kvotemarked for CO<sub>2</sub>-utslipp. For å kunne gjøre en helhetlig vurdering av en slik løsning må man evaluere alle potensielle kostnader og fordeler. Jeg har valgt å analysere spesifikt hvordan prisen på CO<sub>2</sub>-kvoter påvirker prisen på elektrisitet i det nordiske kraftmarkedet Nord Pool. Energisektoren, heretter kalt kraftsektoren, er en av flere sektorer i europeisk økonomi som blir sterkt påvirket av et kvotemarked for CO<sub>2</sub>. Det fungerer slik at hvis du skal slippe ut CO<sub>2</sub> så må du kjøpe en kvote. Dette utgjør en kostnad for produsenten som igjen gjør at produsenten må sette opp prisen på sitt produkt. Hva som skjer med pris og produksjon når produsenten får en slik ekstra kostnad avhenger av både etterspørsels- og tilbudselasticiteten. Jeg vil gå nærmere inn på dette senere i oppgaven. Temaet er viktig for å forstå hvem som må bære kostnaden av et slikt kvotemarked. I samfunnsøkonomien er det ikke interessant å se på fordeling av kostnaden fordi den ikke inngår i begrepet om effektivitet, men i forhold til politisk gjennomførbarhet og rettferdighetsprinsipper er dette et viktig tema. I følge samfunnsøkonomisk teori vil den fordelingen vi får automatisk være den mest effektive dersom markedet er i fri konkurranse og alle eksterne effekter er priset korrekt. Oppgaven vil gi en gjennomgang av de aktuelle markeder samt empiriske data som er brukt til å analysere effekten av CO<sub>2</sub> kvotemarkedet på kraftprisene.

### 1.1 Problemstilling og hypoteser

Det er kraftsektoren som de siste årene har hatt den høyeste økningen i klimagassutslipp med 145 % fra 1970 til 2004 (IPCC, 2007). Det er derfor rimelig å anta at kraftmarkedet vil bli påvirket av at det blir underlagt et CO<sub>2</sub>-kvotesystem. Produsenter av "sort"<sup>3</sup> kraft vil bli pålagt å kjøpe kvoter. Kraftprodusenter som ikke slipper ut CO<sub>2</sub> trenger ikke å kjøpe CO<sub>2</sub>-kvoter og vil derfor stå ovenfor en nå relativt lavere kostnad i forhold til sine konkurrenter. Dette innebærer alle fornybare kraftkilder som for eksempel elvekraft, solkraft, vannkraft og vindkraft. En annen kraftkilde som ikke trenger å kjøpe CO<sub>2</sub> kvoter er atomkraft. Siden det nå er blitt dyrere å produsere "sort" kraft, vil prisen på kraft sannsynligvis stige. Det er dette jeg ønsker å analysere i oppgaven min. den overordnede problemstillingen blir derfor:

---

<sup>3</sup> "sort" kraft er produsert med CO<sub>2</sub> som biprodukt og er derfor pålagt å kjøpe kvoter.

### *Hvordan påvirker prisen på CO<sub>2</sub>-kvoter prisen på elektrisitet i Nord pool Spot<sup>4</sup> markedet?*

Hvor mye prisene blir påvirket avhenger av hvor stor del av produksjonen i ett prisområde som er "sort" produksjon, men også av overføringskapasiteten inn i området. I følge (IEA, 2010) utgjør atomkraft over halvparten av Sveriges kraftproduksjon. Dette indikerer at Sverige ikke vil påvirkes av det innførte CO<sub>2</sub> kvotemarkedet i like høy grad som andre land med høyere andel "sort" produksjon. Det samme vil skje med Norge hvor 99 % av all kraftproduksjon kommer fra vannkraft (Statkraft, 2013). Det vil si at kraftsektoren i Norge utelukkende vil oppleve et CO<sub>2</sub>-marked som positivt siden produsentene i Norge får økte priser uten å få økte kostnader. Norge er en del av et større kraftmarked og importerer strøm når den er billig fra andre land, for eksempel om natten. Så selges strømmen til utlandet når prisen er høyere for eksempel i topplast perioder om morgenen og på ettermiddagen. På denne måten vil Norge også importere de gjeldene prisene i utlandet. Jeg vil forklare denne dynamikken nærmere under kapittelet om kraftmarkedet. Videre har jeg utarbeidet en hypotese om hvordan prisene vil bli påvirket.

*Det er et positivt forhold mellom kvoteprisene og Kraftprisene.*

Hypotesen grunner i teorien om at dersom en produsent må kjøpe kvoter for å produsere, så representerer dette en ekstra kostnad som igjen vil bli reflektert i økt pris. Hvordan kostnaden vil bli fordelt mellom konsument og produsent vil avhenge av elastisiteten til etterspørsel og tilbud.

## **1.2 Oppgavens struktur**

I kapittel 2 gir jeg en gjennomgang av de to markedene som oppgaven fokuserer på. Kraftmarkedet vil bli grundigere gjennomgått enn CO<sub>2</sub>-kvotemarkedet. Dette er fordi det viktigste for oppgaven er hvordan kraftmarkedet blir påvirket av en endring i pris på kvotemarkedet. Dermed vil ikke kvotemarkedet sin dynamikk ha noe å si for resultatene. Jeg gir likevel en gjennomgang av kvotemarkedet for å gi et grunnlag for datasettet jeg skal bruke. Deretter ser jeg på hvilke statistiske metoder jeg skal bruke i kapittel 3. I kapittel 4 presenterer jeg data som skal brukes til å analysere prisene fra henholdsvis kraft- og CO<sub>2</sub>-kvotemarked. I kapittel 5 vil resultatene bli gjennomgått og diskutert. Oppgavens konklusjon presenteres i kapittel 6. Alle regresjoner og oppsummering av variable samt tester vil være tilgjengelig i appendikset.

---

<sup>4</sup> Med Nord Pool Spot så mener jeg at jeg ønsker å se på systemprisen i Nord Pool Spot samt prisområdene Oslo, Helsinki, København, Odense og Stockholm. Dette er fordi det er disse landene som har vært medlem av Nord Pool lengst.

## 2 Markedsteori.

Kraftsektoren har som nevnt tidligere hatt en veldig stor vekst i CO<sub>2</sub>-utslipp de siste årene. Sektoren blir stadig viktigere da verden avhenger mer av kraft enn noen gang før. Det er derfor viktig at bransjen blir lagt om slik at den er bærekraftig med hensyn på fornybar kraft. Kvotemarkedet er innført delvis for å oppnå dette målet. En måte å fange opp effektene av utslippkvoter for klimagasser på er å analysere kraftmarkedene, det er i dette markedet det blir avgjort hvor stor effekten av økt kvotepris blir på kraftprisene. Det vil også bli gjort en gjennomgang av kvotemarkedet i EU for å gi et helhetlig bilde av situasjonen.

### 2.1 Kraftmarkeder

I denne delen av oppgaven ser jeg på oppbyggingen av kraftmarkedet i Nord Pool. Det vil bli en avansert dynamikk da overføringskapasiteten ikke er uendelig slik at en vil få flere prisområder der ønsket import eller eksport overstiger overføringskapasiteten mellom prisområdene. De ulike prisområdene vil også ha ulik sammensetning av "sort" og "hvit"<sup>5</sup> produksjon. Derfor vil prisområder med mer "sort" produksjon sannsynligvis oppleve en høyere pris i forhold til områder uten "sort" produksjon, gitt at kapasiteten på kablene er overskredet.

#### 2.1.1 Kraftmarkedet i Norge.

All informasjon om det norske kraftmarkedet er hentet fra Nord Pool sin nettsider (Nord Pool, 2013). Etter dereguleringen av det norske kraftmarkedet i 1991 ble det bestemt at vertikal integrasjon<sup>6</sup> skulle oppløses. Det ble lagt planer for et marked som skulle revolusjonere måten vi handlet med strøm på. Før dette besto kraftmarkedet i Norge av mange enkeltstående geografiske monopoler som hadde ansvaret for å forsyne sitt område med strøm. På denne måten oppsto det store prisforskjeller og muligheter for høy utnyttelse av monopolmakt. Etter dereguleringen ble kraftleveransen splittet opp i fire individuelle institusjoner: produksjon, distribusjon, overføring<sup>7</sup> og leverandør. Overføringen og distribusjon har vært vanskelig å konkurranseutsette siden dette er naturlige monopoler<sup>8</sup>. Ansvaret for høyspentledningene er det Statnett som har. Overgangen fra høyspent linjer til lavspent linjer er det også Statnett som har ansvaret for, dette er transformasjonsdelen. Etter at strømmen har fått lavere spenning kan den distribueres til sluttbruker. Det er geografiske monopoler som for eksempel Hafslund Nett som har ansvaret for leveranse til sluttbruker. Det er ingen naturlig konkurranse blant disse distributørene, og mange av dem er heller ikke statlig eid. Det er fortsatt mulig å oppnå konkurranse mellom disse selskapene ved

---

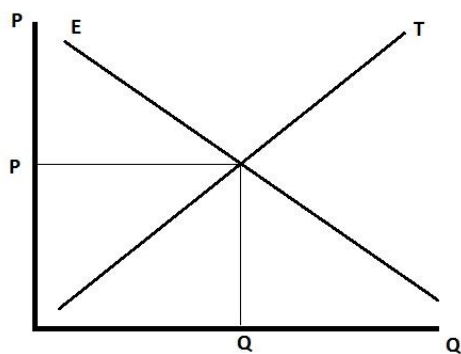
<sup>5</sup> Med "hvit" produksjon menes det i denne oppgaven at CO<sub>2</sub> ikke er et biprodukt av produksjonen.

<sup>6</sup> Vertikal integrasjon er når ett firma dekker hele prosessen fra tilvirkning til sluttbruker.

<sup>7</sup> Med ordet overføring menes den norske oversettelsen av transmission.

<sup>8</sup> Naturlig monopol vil si selskap som har høye oppstartskostnader og relativt lave marginalkostnader.

å bruke yardstick regulering<sup>9</sup>. Dette blir mye brukt i Norge og overvåkes av Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE). Produksjonsdelen er det de ulike kraftselskapene som har ansvaret for. Kraftselskapene er ikke lenger monopoler og har nå muligheten til å selge strømmen de produserer i et marked med høy grad av konkurranse. Kraftselskapene er lokalisert der det er hensiktsmessig å produsere strøm. Produsentene opptre som tilbydere i Nord Pool Spot markedet. De legger inn tilbud som blir rangert fra lavest til høyest og utgjør dermed en tilbudskurve. I dette markedet er det leverandørene som er etterspørrere. De legger inn tilbud om hva de ønsker å kjøpe og til hvilken pris, på denne måten blir etterspørselskurven utledet. Markedsprisen for kraft bestemmes av tilbud og etterspørsel, jfr. figur 2.1. På denne måten vil både produksjon og leveranse av strøm bli konkurranseutsatt.



**Figur 2.1 Markedskrysset i Nord Pool**

I figuren: Prisen ( $P$ ) blir satt der etterspørsel ( $E$ ) møter tilbud ( $T$ ).

### 2.1.2 Elastisiteter i kraftmarkedet

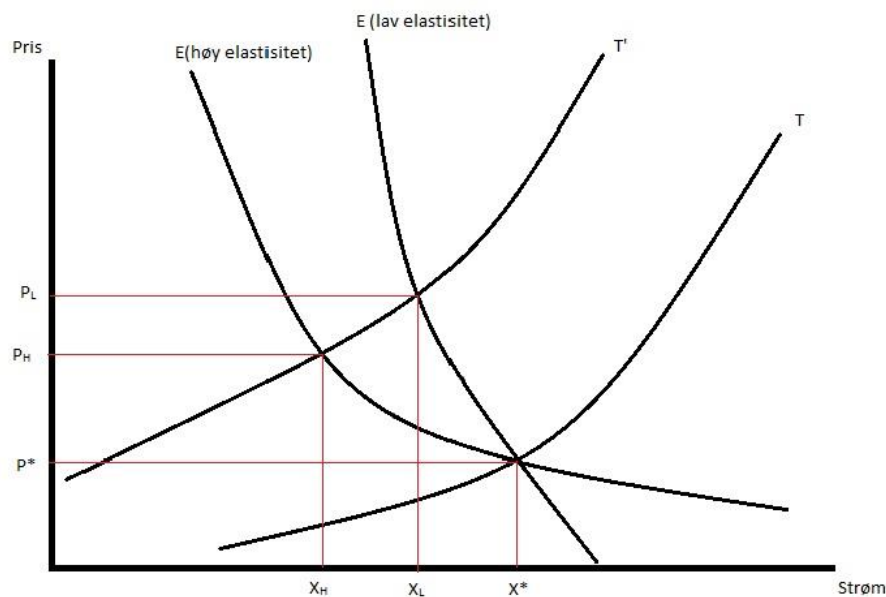
Hva som skjer med kraftprisen når tilbud og etterspørsel endrer seg avhenger av elastisiteten<sup>10</sup> til disse to. Dette kan illustreres som i figur 2.1 ved å endre på helningene til kurvene. Elektrisitet vil i mange husholdninger bli sett på som et nødvendighetsgode, dvs. at etterspørselen er relativt inelastisk. Man kan selvfølgelig spekulere i om dette bare gjelder på kort sikt eller om betalingsvilligheten er så mye høyere enn prisen at det også vil gjelde på lang sikt. Siden betalingsvilligheten har et tak vil det ved en eller annen pris være slik at strøm blir substituert bort i de tilfellene der det er mulig. På kort sikt når substitusjonsmulighetene er mer begrenset, vil deler av etterspørselen etter strøm i perioder være uelastisk, slik at en endring i pris ikke vil endre etterspurt mengde i særlig grad i disse periodene. Men elastisitetene er ikke konstant, slik at avhengigheten av

<sup>9</sup> Yardstick regulering, homogene firmaer blir sammenliknet med hverandre og pålagt restriksjoner utfra andre firmaers prestasjoner.

<sup>10</sup> Med elastisitet menes det prosentvis endring i etterspurt mengde delt på prosentvis endring i pris.



strøm sannsynligvis endrer seg fra lav elastisitet om vinteren til høy elastisitet om sommeren, i hovedsak på grunn av temperaturen. Dette skillet mellom sesongene dempes noe av at en endring i prisen når den er høy i utgangspunktet vil gi sterkere incentiver til å endre adferd enn en tilsvarende endring når prisen er lav. Etterspørselstetisiteten i kraftmarkedet ser ut til å være relativt lav til helt uelastisk i perioder (Olje og energidepartementet, 1998). Figur 2.2 illustrer hva som skjer med prisen i dette tilfellet.



**Figur 2.2 Elastisiteter**

Figuren over viser hva som skjer dersom tilbudet av strøm skulle endre seg. I dette tilfellet oppleves det at tilbudet av strøm reduseres. I Norge er det typisk at dette kan skje i år der det er lite regn. I figur 2.2 illustreres dette ved at tilbudskurven  $T$  flyttes innover til  $T'$ . Figuren viser to scenarier, dersom vi følger scenarieret der elastisiteten er høy ser vi at prisen øker fra  $P^*$  til  $P_H$  og konsumet reduseres til  $X_H$ . Dersom vi ser på lav-elastisitetssenario vil prisen øke til  $P_L$  som er høyere enn  $P_H$ , mens kvantum produsert ikke vil reduseres mer enn  $X_L$  som er mindre enn  $X_H$ . I de to tilfellene er det optimalt for konsumentene dersom prisen er så lav som mulig, mens produsentene ønsker at prisen skal øke mye og kvantum skal reduseres lite. Derfor er det produsentene som kommer best ut dersom etterspørselstetisiteten er lav. Dersom det stemmer at etterspørselstetisiteten er svært lav vil en økt kostnad for produsentene i stor del bli betalt av konsumentene igjennom økte strømpriser. Derfor er det rimelig å forvente at overføringskoeffisienten i analysedelen av oppgaven vil bli høy. I følge (Thema, 2011) vil denne overføringskoeffisienten ligge på ca 0,67 tonn  $\text{CO}_2/\text{MWH}$  i 2013 for Norge og resten av nordvest Europa.

### 2.1.3 Kraftproduksjon og prissetting i Norge

Teorien bak det påfølgende avsnittet er hentet fra (Forsund, 2010). Prisen på elektrisitet i Nord Pool blir bestemt av mange ting, ikke minst har markedsstrukturen mye å si. I Norge blir mesteparten av strømmen produsert av vannkraft, prisen vil da avhenge av tilgangen på vann. Om våren er det snøsmelting fra fjellene som gir mye vann i magasinene utover sommeren. Siden det i Norge er lovbestemt at magasinene ikke skal renne over må kraftprodusentene produsere mye i perioder med mye vanntilgang. På denne måten vil prisene på strøm være typisk lave på våren og sommeren, mens den på vinteren til tider kan være svært høy. Prisen på elektrisitet bestemmes delvis av vanntilgangen (den bakenforliggende produksjonsfaktoren på tilbudssiden) og av etterspørselen etter strøm. Av mange årsaker er det høyere etterspørsel etter strøm om vinteren. Den viktigste forklaringsvariabelen her er temperaturen. Etterspørselen etter belysning er også større i de mørke årstidene og dette bidrar til å øke den samlede etterspørselen etter strøm. For vanlige husholdninger vil behovet for strøm være så stort om vinteren at etterspørselastisiteten reduseres. For de som ikke har vedfyring må en bruke elektrisitet til oppvarming uansett hvor høy prisen er. Men også her finnes den modererende effekten av høye priser, jo høyere prisen er i utgangspunktet jo mer elastisk blir etterspørselen. Dersom prisen er veldig høy vil mange gjøre det de kan for å redusere forbruket. En tilsvarende prisøkning om sommeren når prisen i utgangspunktet er veldig lav vil ha langt mindre virkning på etterspurt mengde. Dette er alle logiske slutninger som følger av teorien om nødvendighetsgoder og elastisiteter. Vi kan derfor konkludere med at i et lukket marked som er dominert av vannkraft vil vi få sesongvariasjoner i prisen tilsvarende høye priser om vinteren og lave priser om sommeren.

For å illustrere dette skal jeg lage en enkel modell av hvordan prisen blir satt i ett vannkraftmarked slik vi har i Norge. Et typisk vannkraftverk vil produsere strøm til en pris marginalt høyere enn 0 dersom det ikke fantes noen beskrankninger. Det er disse skrankene som gir vannet verdi. En av skrankene jeg skal ta hensyn til er vannskranken, dvs. at en ikke kan produsere mer strøm enn den energien som ligger lagret i vannmengde multiplisert med fallhøyde. Fallhøyden er fast slik at det er mengden vann som er den beskrankende faktoren gjennom en sesong, jfr. likning 2.1: vannet i magasinet må være mindre eller lik vannet i reservoaret ( $R$ ), heretter kalt magasinet, fra forrige periode pluss tilsig av vann ( $w$ ) minus strøm produsert  $e_t^H$ .

$$R_t \leq R_{t-1} + w_t - e_t^H \quad (2.1)$$

Likning 2.2 beskriver lagerskranken, det vil si at magasinet ikke kan inneholde mer vann enn det har kapasitet til.

$$R_t \leq \bar{R} \quad (2.2)$$

Produksjonsskranken beskrevet ved likning 2.3 legger en restriksjon på hvor mye det er mulig å produsere med den gitte produksjonskapasiteten.

$$e_t^H \leq \bar{e}^H \quad (2.3)$$

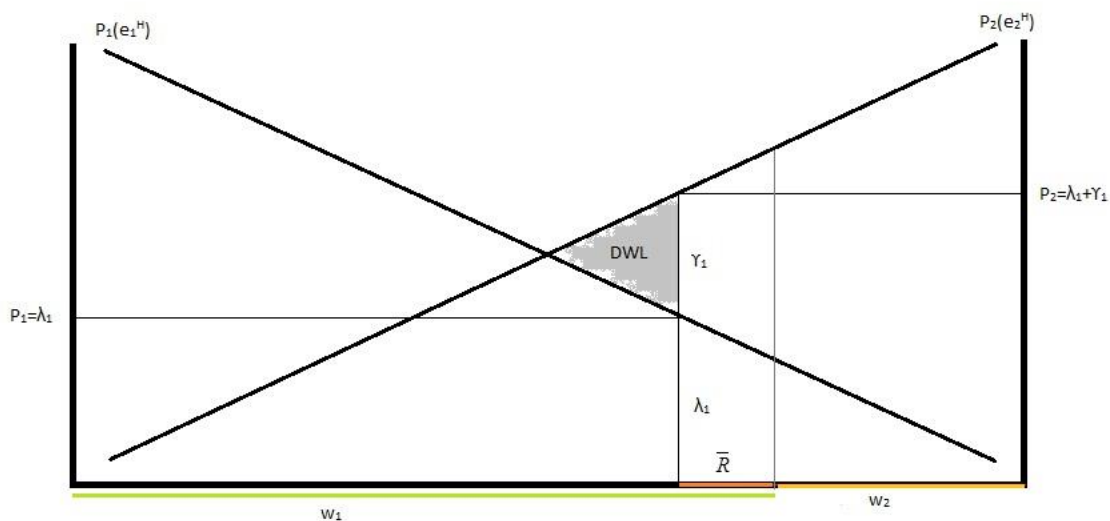
Nå kan man sette dette opp som et Lagrange uttrykk (2.4) og bruke Khun Tucker<sup>11</sup> til å løse det for de endogene variablene  $e$  og  $R$ .

$$L = \sum_t \int_{z=0}^{e_t^H} P_t(z) dz - \sum_{t=1}^T \lambda_t (R_t - R_{t-1} - w_t - e_t^H) - \sum_{t=1}^T \gamma (R_t - \bar{R}_{t-1}) - \sum_{t=1}^T \rho_t (e_t^H - \bar{e}_t^H) \quad (2.4)$$

Det første leddet i likningen sier at bedriften maksimerer produksjonen med hensyn på pris. Dersom produksjonsskranken  $\rho_t$  ikke binder, dvs at den er lik null og at vi produserer mindre enn maksimal kapasitet, så vil vannverdien  $\lambda_t$  være lik prisen på kraft  $P_t(e_t^H)$  pluss skyggeprisen<sup>12</sup> på en eventuell lagerskranke. Hvis lagerskranken  $\gamma$  heller ikke binder så vil vannverdien være lik mellom de to periodene. Det er fordi skrankene binder at vi får ulike priser, enten over tid eller at prisen er høyere enn vannverdien. Figur 2.3 illustrer hva som skjer dersom lagerskranken binder. At den binder vil si at magasinet ikke er stort nok til å holde alt vannet som kommer i periode 1. Man produserer derfor frem til vannet som er igjen akkurat dekker lagerkapasiteten selv om dette er høyere produksjon enn det som er optimalt.  $P_1$  vil derfor være lavere enn  $P_2$ . Differansen tilsvarende  $\gamma$  kalles derfor skyggeprisen av lagerskranken og representerer verdien av å bygge ut lageret. At prisene ikke er like over begge periodene gir et dødvektstap tilsvarende DWL i figur 2.3.

<sup>11</sup> Khun Tucker er en metode for å løse lagrange likninger hvor en tar hensyn til om de forskjellige beskrankningene binder eller ikke.

<sup>12</sup> Skyggeprisen er verdien på skranken.



**Figur 2.3 Lagerskranke**

Lagerskranke er typisk hva vi observerer i Norge når det er høyere priser om vinteren enn om sommeren. I neste kapittel skal jeg se på hva som skjer når det er handel med andre land og kapasiteten i kablene utgjør eksport- og importskranke.

### 2.1.4 Handel mellom markeder

Som nevnt tidligere i oppgaven så utgjør kablene skranke i forhold til hvor mye strøm som kan fraktes gjennom dem. Dette gjelder både innad i land og mellom land. Dersom det er overbelastning i en kabel så vil prisen på strøm bli høyere i det området kabelen fører strøm til og prisen vil bli lavere i det området som prøver å sende strøm gjennom kabelen. Det er noen steder som typisk har overbelastning, og markedet er derfor delt inn i flere prisområder slik at det er mulig å få riktigere pris i hvert område. Ideelt sett burde disse kablene bli bygd ut fordi ulike priser mellom områder er ineffektivt, men siden kostnaden av å bygge kablene også må være med i beregningen så er det ikke sikkert det er lønnsomt å bygge nok kabler for å oppnå ens pris.

Vi tenker oss nå Norge som et vannkraftmarked som skal handle med utlandet. Handelsbalansen er definert ved likning 2.5 og beskriver netto handel ved total eksport minus total import.

$$x_t^{xi} = x_t^x - x_t^i \quad (2.5)$$

Likning 2.6 sier at forbruket hjemme er det samme som produksjonen hjemme minus eksport, i dette tilfellet vil negativ eksport være ekvivalent med import.

$$x_t = e_t^H - e_t^{xi} \quad (2.6)$$

Det er rimelig å anta at  $X_t > 0$  siden et land som Norge alltid vil forbruke strøm. Vi legger nå på handelsskrankene, kapasiteten på kablene avgjør hvor mye det er mulig å handle.

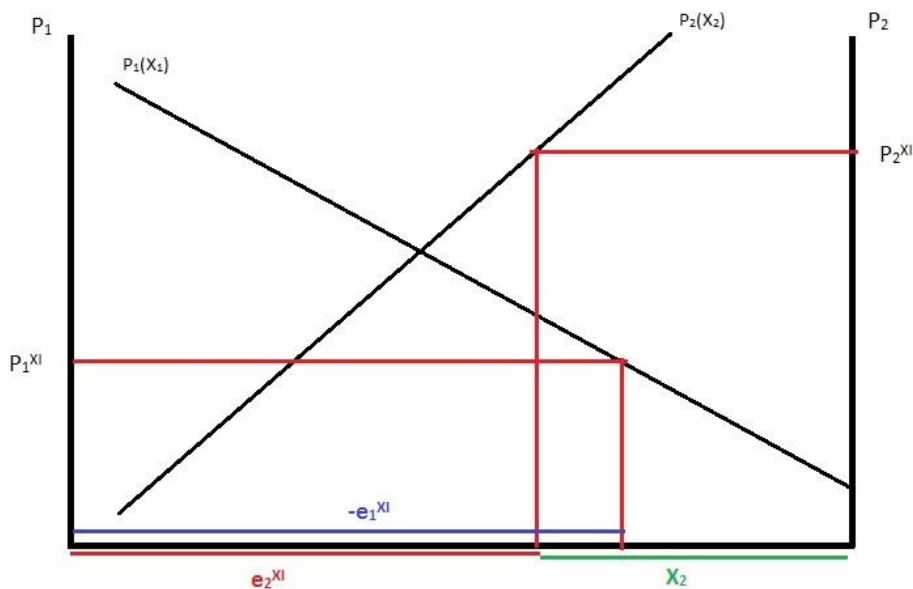
$$-e_t^{xi} \leq e_t^{xi} \leq \bar{e}_t^{xi} \quad (2.7)$$

Vi setter opp samme Lagrange problem som i foregående avsnitt, men inkluderer de nye skrankene. Hvor vi nå får det nye leddet  $P_t^{xi}$  som er prisen på import og eksport strøm.

$$L = \sum_{t=1}^T \left( \int_{z=0}^{e_t^H - e_t^{xi}} P_t(z) dz + P_t^{xi} e_t^{xi} \right) - \sum_{t=1}^T \alpha_t (e_t^{xi} - \bar{e}_t^{xi}) - \sum_{t=1}^T \beta_t (-e_t^{xi} - \bar{e}_t^{xi}) \quad (2.8)$$

Dersom ingen av skrankene binder vil vi observere lik pris i Norge som i utlandet, dersom import skranken binder vil vi observere høyere pris i Norge enn i utlandet. I fysikken vil strømmen alltid finne minste motstands vei, i økonomien vil strømmen alltid finne veien dit prisen er høyest.

Figur 2.4 viser hvordan andelen eksport og import bestemmes av prisen i utlandet i forhold til den innenlandske etterspørselen.



Figur 2.4 Handel mellom land.

Figur 2.4 viser at prisen blir eksogent<sup>13</sup> satt fra utlandet. I første periode vil prisen fra utlandet være lavere enn prisen innenlands, derfor vil importen i denne perioden være gitt ved området  $-e_1^{X_1}$  mens det i periode to vil være netto eksport,  $e_2^{X_1}$  siden prisen observert fra utlandet er høyere enn prisen innenlands.  $X_2$  beskriver strømforbruket hjemme i periode to. Denne er relativt lav siden prisen er så høy. Det er viktig å ikke legge så mye vekt på dette, selv om teorien er riktig så vil vi ikke nødvendigvis observere dette i praksis da etterspørselastisiteten er nærmest loddrett i elektrisitetmarkedet. Det vil si at forbruket ikke vil endre seg særlig selv om prisen endrer seg. Dessuten har vi beskrankninger assosiert med import og eksport slik at det er disse som bestemmer prisen heller enn at den er gitt eksogent.

## 2.2 Nord Pool

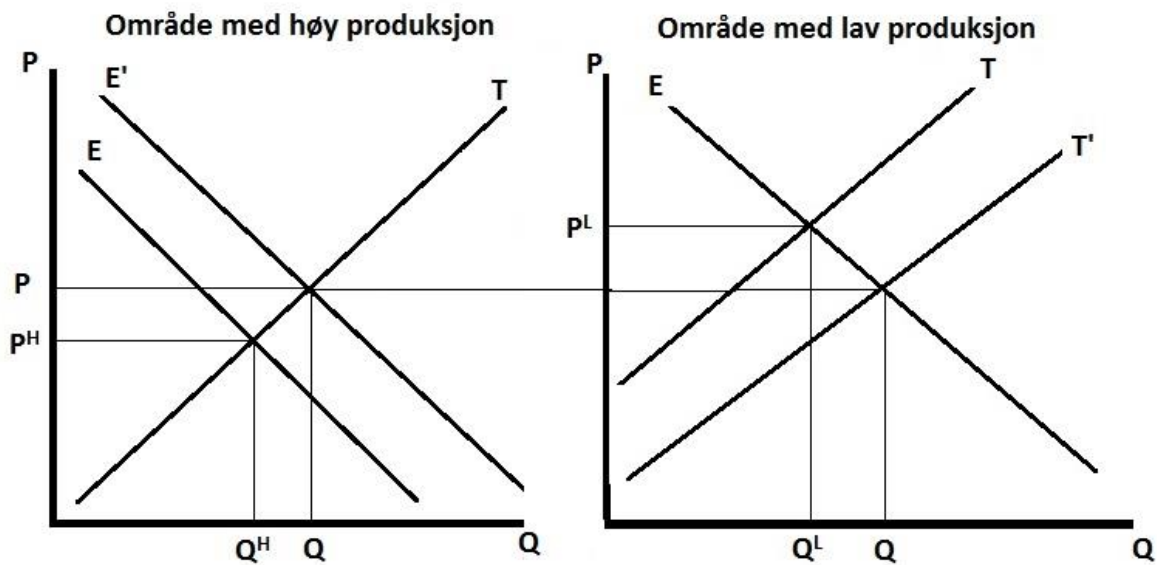
Det påfølgende avsnittet er i store deler hentet fra Nord Pool sine nettsider (Nord Pool, 2013). Nord Pool Spot er markedet hvor all kraft som produseres i Norden blir kjøpt og solgt. Rammeverket for Nord Pool ble lagt i 1995 etter dereguleringen av det norske kraftmarkedet. Dereguleringen ble gjennomført for å øke konkurransen og redusere dødvectstapet en får som følge av monopolmaktutnyttelse. Ett år senere ble det norske kraftmarkedet integrert med det svenske kraftmarkedet. Få år senere omfattet markedet også Danmark og Finland. I dag er også de baltiske landene Estland og Litauen med i Nord Pool. Markedet åpnet for helt nye muligheter i forhold til investeringer og utbygging. Norge med veldig mye regulerbar kraft har nå muligheten til å utnytte mange nye muligheter, som for eksempel den tyske situasjonen; de har mye kullkraft som tar svært lang tid å justere produksjonen på og har derfor store svingninger i pris. Norge vil da ha muligheten til å selge strøm til Tyskland når etterspørsel og pris er høye i Tyskland, og kjøpe når de tyske prisene er lave. Fordi det er lett å justere produsert mengde i et vannkraftregime som i Norge, kan norske kraftprodusenter importere når prisene er lave og eksportere når prisene er høye. Men det er ikke bare Norge som har nytte av slik handel, også tyske konsumenter vil kunne glede seg over lavere priser i toppplasttimene grunnet den økte tilgangen på elektrisitet. Samme mekanismen vil fungere i forhold til fornybar kraft som er vanskelig å regulere som for eks vindkraft.

Markedet fungerer på den måten at produsenter rapporterer inn tilbud om hvor mye strøm de ønsker å produsere, til hvilken pris og til hvilken time på dagen. Dermed blir det aggregert en tilbudskurve hvor alle tilbud om produksjon blir representert for hver time på dagen. Alle tilbud må leveres inn innen kl 12 dagen før faktisk leveranse. Det samme gjelder for leverandørene som gir bud på hvor mye de ønsker å kjøpe og til hvilken pris. En etterspørselskurve vil dermed bli aggregert for hver time på dagen. Der etterspørsel møter produksjon vil prisen på strøm bli satt. Dersom prisen i ett område

---

<sup>13</sup> Bestemt utenfor likningen, variabelen som er eksogen må bli sett på som gitt.

er ulik prisen i et annet område vil strøm gå fra stedet med lav pris til stedet med høy pris. Dersom ikke kablene har nok kapasitet til å overføre all strømmen som trengs for å utjevne forskjellene vil prisene være ulike. Vi kan se at de områdene som har en høyere produksjon vil ha et overskudd av strøm som blir sendt til et område med lavere produksjon. På denne måten kan vi tenke oss at kurvene flytter seg slik vi ser på figuren under slik at prisene blir like. Kurvene vil kunne flyttes etter hvor stor overføringskapasiteten i kablene er. Dersom overføringskranken binder, vil prisen i de to områdene være ulik.

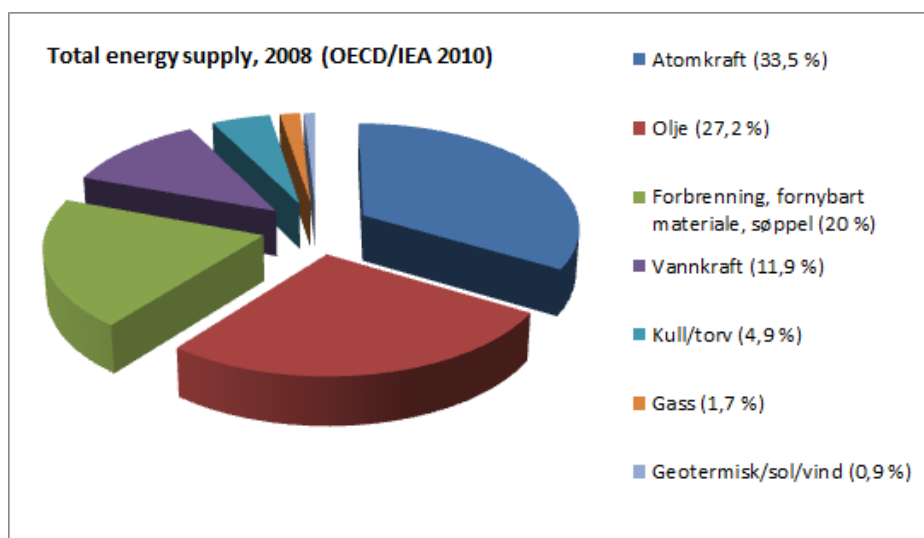


Figur 2.5 Prissetting i Nord Pool

Det er også opprettet et marked (Elbas) hvor det er mulig å handle med strøm på timesbasis. Elbas gjør det mulig for produsenter som har gitt et bud som de ikke klarer å levere, til å kjøpe leveranse fra andre aktører. Dette vil være aktuelt når uforutsette hendelser skjer, som for eksempel hvis en generator blir ødelagt.

### 2.2.1 Produksjonssammensetningen i Nord Pool

For å forstå hvordan overføringsfaktoren blir bestemt, så må en vite noe om hvordan produksjonen av strøm forgår i Nord Pool. Dersom alle involverte parter i dette markedet hadde utelukkende produsert med kraft fritatt fra  $CO_2$  kvoter ville overføringskoeffisienten vært svært liten, men ville fortsatt eksistert fordi markedet ikke er lukket. Slik det ser ut i dag har Norge 99 % fornybar kraftproduksjon i form av vannkraft (Statkraft.no), mens Sverige har 66,2 % av sin produksjon fritatt fra kvoteplikt dersom en antar at den grønne delen av figur 2.6 er unntatt kvoteplikt.



**Figur 2.6 Sveriges kraftproduksjon i 2008 (Bellona.no)**

Finland har også en svært høy andel av atomkraft, noe som gjør at andelen av kraftproduksjonen fritatt fra kvoteplikt er stor også her (stat.fi), se tabell 2.1.

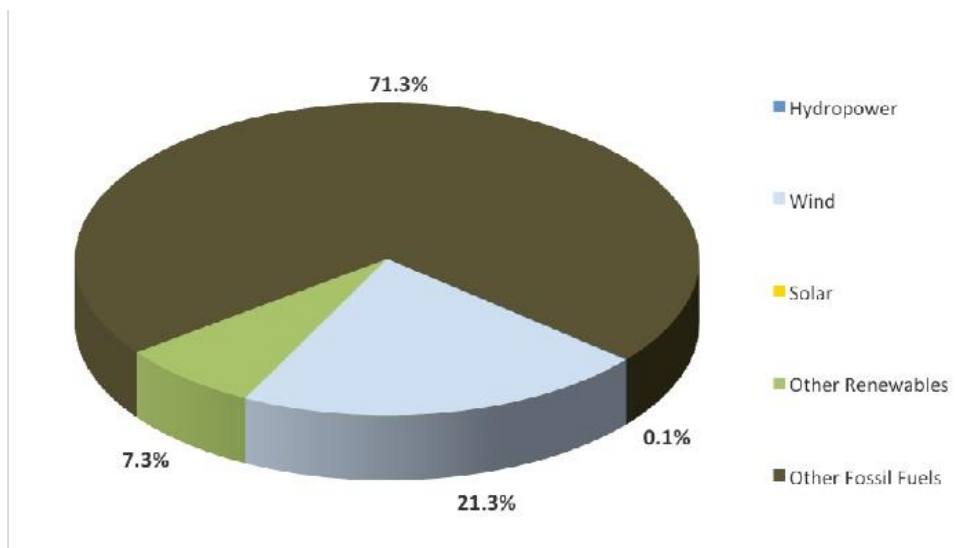
**Tabell 2.1 Produksjonssammensetningen i Finland 2011**

Energy sources in electricity generation by Year(*preliminary), Energy sources in electricity generation and Data	
	Share %
<b>2011*</b>	
Hydro power	8.1
Wind power	0.3
Nuclear energy	44.4
Hard Coal	13.3
Oil	0.4
Natural gas	7.6
Peat	6.2
Wood fuels	9.8
Other fuels	0.9

I tabellen vil jeg anta torv (peat) som kvotepliktig i henhold til (KLIF, 2004). Derfor vil andelen fritatt fra kvoter i Finland være 52,8 %. Siden andelen vannkraft i Finland er så liten er det rimelig å forvente at vannmagasinfyllingen i Finland vil ha lite å si som prisdriver. I Danmark vil produksjonsmiksen

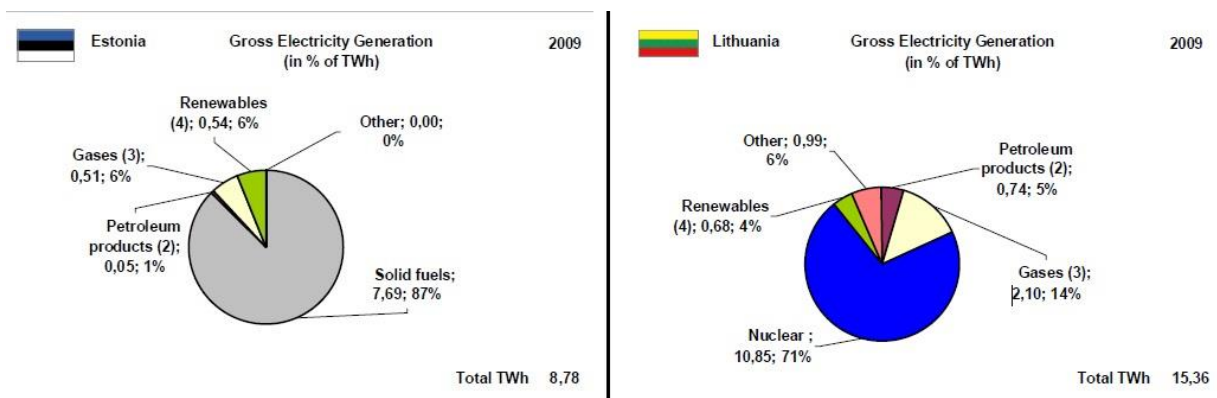


beskrives av figur 2.7. Her ser vi at 28,7 % av produksjonen er fritatt fra kvoter.



**Figur 2.7 Produksjonssammensetningen i Danmark 2010, (Pobłocka, 2011)**

Figur 2.8 viser at Estland bare har 6 % av sin produksjon fritatt fra kvoter mens Litauen har ca 75 % litt avhengig av hva som inngår i de 6 % av andre kraftkilder.

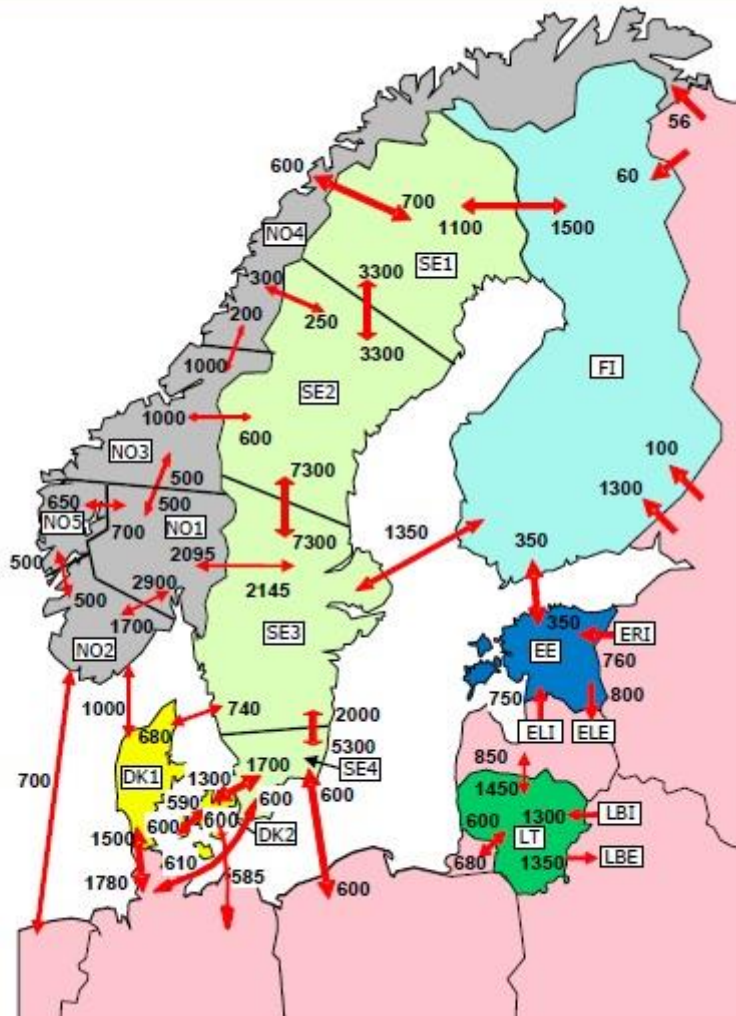


**Figur 2.8 Produksjonssammensetningen i Estland og Litauen, (European-Commission, 2011)**

Ut fra dette er det bare Estland som er tungt avhengig av CO<sub>2</sub> intensiv produksjon. Legg også merke til at Estland bare produserer 8,78 TWh. Hvis en sammenlikner med de andre landene i Nord Pool er ikke dette en spesielt stor andel. Fra samme kilde fremgår det at total produksjon i Danmark er 39,36 TWh og for Finland er det 72,06 TWh i 2009. I Norge og Sverige i 2012 var kraftproduksjonen henholdsvis 146 TWh og 161 TWh (Nord Pool, 2013). Siden Norge, Sverige og til dels Finland utgjør så stor del av den totale produksjonen i Nord Pool, så er det produksjonsmiksen i disse landene som betyr mest når en skal se på overføringsfaktoren til CO<sub>2</sub> kvoteprisen på systemprisen.

## 2.2.2 Europeisk integrasjon

Nord Pool markedet handler også strøm med andre land som for eksempel England, Tyskland, Polen og Russland.



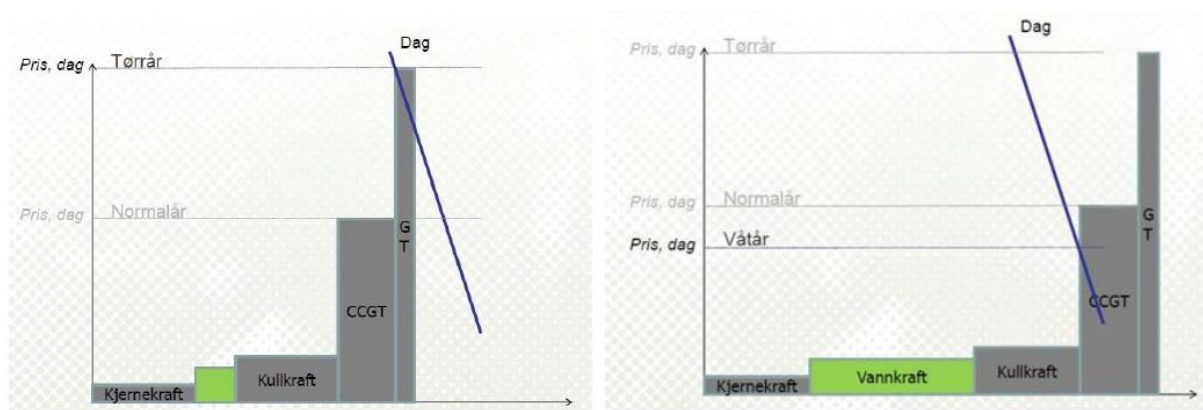
Figur 2.9 Overføringskapasitet i Nord Pool 2011 (Entsoe, 2012)

Figur 2.9 viser kablene mellom prisområdene og hvor mye kapasitet de har. Man kan se av figuren over at det handles mye mellom Danmark og Tyskland, og at Finland importerer mye fra Russland. Figuren gir et inntrykk av hvordan Nord Pool er integrert med resten av Europa, der i blant også EPEX Spot som dekker Tyskland, Frankrike, Sveits og Østeriket. Det jobbes nå med å integrere disse markedene ytterligere slik at man en dag vil kunne få samme pris i hele Europa. Som beskrevet tidligere er det forskjell i pris som gir dødvektstap, og derfor må en evaluere om kostnaden av å bygge ut kabelnettet er mindre enn reduksjonen i dødvektstapet.

### 2.2.3 Prissetting og marginalproduksjon

I et marked som er så integrert som det vi ser i Nord Pool Spot, vil det være produksjonstypen som på et hvert tidspunkt produserer på marginen som bestemmer prisen på kraft i sitt område. Figur 2.10 viser dette prinsippet under forutsetningen at det er kjernekraft som er billigst og derfor blir produsert også når prisene er lave.

Vannkraft er også svært billig å produsere på marginen, men andelen vannkraft avhenger av tilgangen på vann. Vann er også mulig å lagre til perioder med høyere pris. Derfor har vann en alternativverdi som henger sammen med forventningen til fremtidige kraftpriser. Som en kan se av figuren vil et år med lite tilsig av vann påvirke hvilken produksjonsmetode som produserer på marginen og derfor setter prisen. De dyreste produksjonsmetodene i dette diagrammet er gassdrevne turbiner (GT) og Combined Cycle Gas Turbin (CCGT)



Figur 2.10 Produksjon på marginen tørrår i forhold til våtår (Havskold, 2010)

Figur 2.10 illustrerer hvordan vanntilførselen er med på å bestemme prisen på strøm selv om ikke det er denne produksjonsformen som produserer på marginen. Dersom det for eksempel er gasskraft som produserer på marginen når det er høy etterspørsel, vil det si at det er dette som er den dyreste produksjonsformen som produserer. I bunnlasttimer er det ofte kullkraft som produserer på marginen fordi prisen er for lav til at det er lønnsomt å produsere den noe dyrere gassen. Siden det er den som produserer på marginen som setter prisen i markedet, slik vi ser av figuren over så er det også denne produksjonen som i stor grad bestemmer hvor mye av CO<sub>2</sub> kvoteprisen som blir overført til kraftprisene. I følge (Fell, 2008) så avhenger overføringskoeffisienten av hvilken produksjonsform som produserer på marginen. Siden kullproduksjon har høyere karbon-intensitet har kull også høyere kostnader forbundet til kvotekjøp enn det gass har. Derfor er det rimelig å anta at overføringskoeffisienten er høyere i bunnlasttimene enn ved topplasttimene. Siden det ikke fremgår av datasettet hvem som produserer på marginen vil dette bli vanskelig å vise. Det vil allikevel være

mulig å bekrefte teorien ved å se på om overføringskoeffisienten er høyere om natten (bunnlasttimene) enn om dagen (topplasttimene).

### 2.3 CO<sub>2</sub> kvotemarkedet i EU, EU-ETS

Stern-rapporten konkluderer med at verdens CO<sub>2</sub> utslipp er for høyt og at kostnaden av å redusere CO<sub>2</sub> utslipp er mye lavere enn kostnaden av å ikke gjøre det (Stern, 2006). Det oppfordres at dagens utslippsnivå reduseres med 80 % innen år 2050 hvis man skal klare å begrense oppvarmingen til 2 grader. Det neste avsnittet baserer seg i hovedsak på (EU, 2013). EU har iverksatt en rekke tiltak. Det største og mest kjente tiltaket er klimakvotemarkedet, EU-ETS, som EU forventer at alene skal føre til en reduksjon i utslippene på 21 % fra 2005 nivå innen år 2020. Formålet med markedet er å gi CO<sub>2</sub> utslipp en pris som bestemmes endogent i markedet og avhenger av hvor lavt den samlede utslippskvoten i EU er satt og de økonomiske konjunktorene. Med dagens lavkonjunktur i EU er kvoteprisen lavere enn den ellers ville ha vært. Ideelt sett burde denne prisen tilsvare den negative eksternaliteten som utslippet påfører samfunnet. Men det er vanskelig å estimere miljø- og klimaskade. Innføringen av EUs marked for klimakvoter er en gradvis prosess som kan deles i tre faser. Det er alltid viktig når økonomien står ovenfor store forandringer at dette skjer så sakte at bedrifter har tid til å tilpasse seg riktig. Det er også viktig at systemet er transparent slik at aktørene kan forutse fremtidig tilpasning. EU har tenkt på dette og vært åpne om hvilke faser kvotemarkedet består av og hva hver fase består av. Første fase var fra 2005 til 2007, når markedet ble implementert ble kvotene allokert uten kostnad for bedriftene. Av frykt for store omveltninger i økonomien ble antall kvoter veldig raust delt ut og dette førte til at prisen på kvoter i 2007 falt til 0 EUR/tonn CO<sub>2</sub>. Dette gjorde at mange av aktørene mistet tiltro til at markedet fungerte som det skulle.

I 2008-2012 gikk prosjektet inn i fase 2. I denne fasen ble markedet utvidet til også å omfatte EØS land, antallet kvoter skulle nå reduseres med 6.5 %. På grunn av den økonomiske krisen som inntraff i 2008 ble mye produksjon nedjustert og etterspørselen etter kvoter sank. Igjen opplevde EU at prisen på kvotene var ugunstig lav og enda flere stilte spørsmålsteget ved markedets funksjonalitet.

Når nå markedet går inn i sin 3. og siste fase skal kvotene i større grad auksjoneres bort og kvotetaket skal i hvert år fremover reduseres med 1.74 % frem til år 2020. Det jobbes nå med å linke EU sitt kvotemarked med andre land sine kvotemarked, det regnes med at EU og Australia vil være fullt integrert innen 2018. Det er her viktig å merke seg at den vanlige oppfattelsen om at kvotemarkedet ikke fungerer fordi prisen er lav ikke stemmer. Kvotemarkedet er designet for å redusere utslipp ved å sette ett tak. Så lenge utslippet er under dette taket har markedet gjort det som er meningen at det skal gjøre uavhengig av hva prisen på kvoter er.

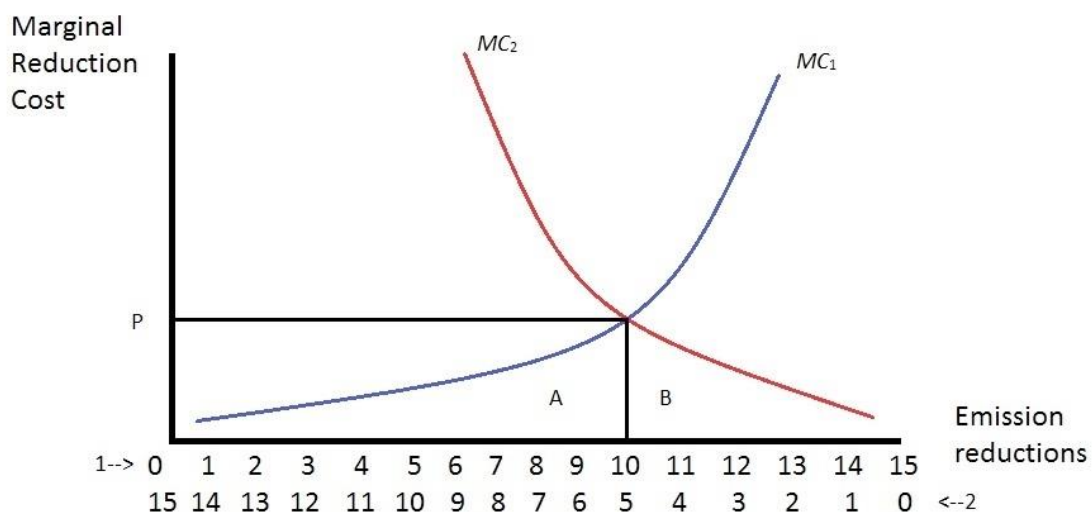
### 2.3.1 En enkel to-aktørs modell

De påfølgende avsnittene er i store deler basert på (Tietenberg, 2006).

Det er hensiktsmessig å modellere en to-aktørs modell for å se hvordan kvotemarkedet fungerer. Selv om modellen tar utgangspunktet i at verden består av to aktører vil argumentet fortsatt holde for  $x$  antall aktører.  $\text{CO}_2$  er en klimagass som akkumuleres i atmosfæren, det vil si at gassen blir lagret her og at den i svært liten grad blir omgjort til andre gasser. Det antas i dette argumentet at skaden av økt  $\text{CO}_2$  konsentrasjon i atmosfæren ikke er sensitiv til hvor gassen blir sluppet ut. På denne måten kan jeg illustrere kjøp og salg mekanismen i markedet.

### 2.3.2 Kostnadseffektiv allokering av kvotene

Vi ønsker en allokering av kvotene som gir lavest mulig kostnad for samfunnet som helhet. Vi kan anta at reduksjonen som er nødvendig for å oppnå 2 graders målet vil være 15  $\text{CO}_2$  enheter. Kostnaden ved å kutte en  $\text{CO}_2$  enhet vil være lik profitten du taper ved å ikke produsere denne siste enheten. Typisk vil en oppleve at dette tapet er høyere i ett industriland enn i et utviklingsland. Derfor tenker vi oss at det ene landet er et industrialisert land og det andre landet er et utviklingsland. Det kan være mange grunner til at det er billigere å kutte utslipp i utviklingsland enn i industriland, blant annet at utviklingsland ikke har investert like mye i sin produksjon og derfor ikke avhenger like mye av å kunne slipp ut  $\text{CO}_2$ . Dette illustreres i figuren under.



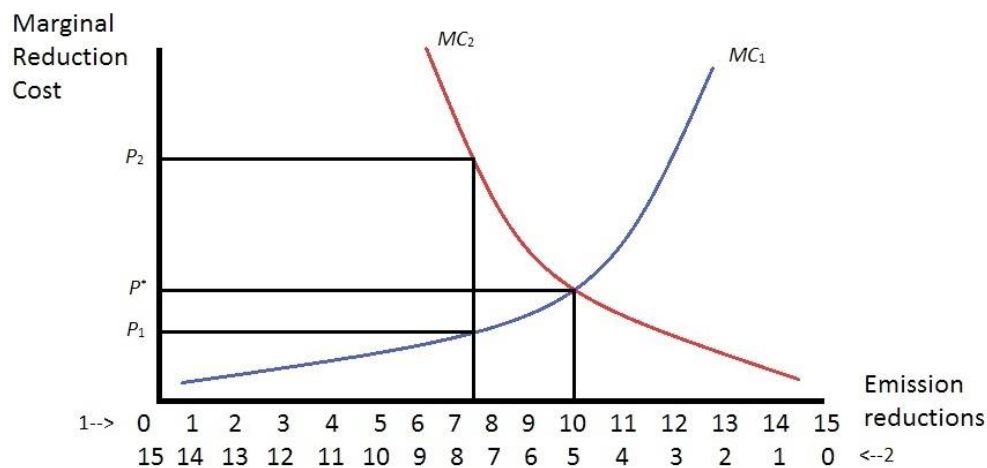
Figur 2.11 Enkel illustrasjon av et kvotemarked

I figuren representerer  $MC_1$  marginalkostnaden til landet med lave kostnader, u-landet.  $MC_2$  representerer marginal kostnadene til i-landet. Legg merke til at  $MC_2$  har brattere helning enn det

$MC_1$  har. Dersom det ene landet har høyere marginalkostnad enn det andre vil det lønne seg at det er landet med lavest marginalkostnad som kutter CO<sub>2</sub> utslipp. Det vil si at det er der marginalkostnadene er like at totalkostnaden er lavest. Vi vil oppnå kostnadseffektivitet der  $MC_1 = MC_2$ . I dette tilfellet vil u-landet kutte 10 CO<sub>2</sub> enheter mens i-landet bare vil kutte 5. Området A representerer u-landet sin totale kostnad av å redusere 10 CO<sub>2</sub> enheter mens området B representerer i-landet sin. Det er område A+B vi ønsker å minimere for å oppnå en kostnadseffektiv allokering. Det er nettopp dette vi gjør når  $MC_1=MC_2$ . Dette gjelder for alle markedets aktører.  $MC_1=MC_2=MC_x$ . Det er dette som er samfunnsøkonomisk optimalt. I denne likevekten vil prisen på en CO<sub>2</sub> kvote tilsvare prisen  $P$ . Vi har oppnådd det vi ønsket, å gi CO<sub>2</sub> utslipp en pris.

### 2.3.3 Kvotehandel

Som vi så av figuren ovenfor vil aktøren med lavest marginalkostnader ende opp med størst reduksjon i CO<sub>2</sub> utslipp. I dette tilfellet vil også totalkostnadene til u-landet representert ved området B i figuren, være høyere enn totalkostnadene til i-landet. Dette vil gi u-landet et incentiv om å oppgi marginalkostnader som er høyere enn det landet faktisk har. Regulatoren vil derfor få problemer med å sette den samfunnsøkonomisk riktige allokeringen av kvoter. Problemet kan løses på flere måter, de to vanligste er enten å innføre en skatt tilsvarende  $P$  eller å tillate handel av kvoter mellom aktørene. Da trenger ikke regulatoren å vite hva den optimale fordelingen av kvoter er. Siden EU har valgt å sette et kvotetak og tillate handel av kvoter er det denne løsningen jeg skal se på nå. Sett nå at regulatoren tildeler begge land like mange kvoter, i dette tilfellet 7,5 se figur 2.12 under.



Figur 2.12 Kvotehandel

Utviklingslandet vil nå stå ovenfor en marginalkostnad tilsvarende  $P_1$  mens industrilandet vil stå ovenfor marginalkostnaden  $P_2$ . Utviklingslandet vil derfor være villig til å selge utslippskvoter (det vil

si å ta på seg ansvar for å kutte mere CO<sub>2</sub> utslipp enn de egentlig er pålagt) til industrilandet for alle priser høyere enn  $P_1$  og vil tjene mellomlegget i profitt. Industrilandet vil være villig til å kjøpe utslippskvoter av utviklingslandet til enhver pris lavere enn  $P_2$  og dermed spare mellomlegget i reduserte utgifter. Denne dynamikken fortsetter frem til  $P_1=P_2=P^*$ .

Det fine med kvotemarkedet er at det viktigste er hvor mye en får redusert og ikke hva prisen på CO<sub>2</sub> til en hver tid er. Prisen på CO<sub>2</sub> er selvfølgelig relevant i forhold til omleggingen til et fornybart samfunn. Hvor høy CO<sub>2</sub> prisen er avgjør om det er lønnsomt å investere i fornybart. Målet med CO<sub>2</sub> kvotemarkedet er todelt. Den første delen består i at EU ønsker å redusere totale CO<sub>2</sub> utslipp. Dette målet blir oppnådd uansett hva prisen på utslippskvoter er. Det andre målet er å legge om til fornybar kraft. Dette målet blir bare oppnådd dersom prisen på CO<sub>2</sub> kvoter blir tilstrekkelig høy. Det er der vi er i dag. CO<sub>2</sub> kvoteprosjektet går nå inn i sin 3. fase og mange er optimistiske til løftene om reduksjon av kvotetaket.

### 3 Statistisk metode

Hovedpoenget med oppgaven er å finne ut hvor mye prisen på CO<sub>2</sub> kvoter har påvirket prisen på strøm. For å finne ut dette bruker jeg datasett over prisutviklingen i begge markeder. Disse datasettene komplementeres med andre data som også kan påvirke strømprisene, som for eksempel temperatur, magasinffylling og priser på innsatsfaktorer.

Som statistisk metode skal jeg bruke OLS<sup>14</sup> regresjonsanalyse. Regresjonsanalyser i økonomi blir ofte mer komplisert enn i andre vitenskaper fordi aktørene tilpasser seg i henhold til relevant økonomisk teori. Dette har gitt opphav til begrepet økonometri.

Regresjon brukes til å se på hvor godt en likning kan forklare endringene man ser i et datasett. På denne måten kan man lage en funksjonell form hvor man bruker parametere fra ett datasett for å se hvor godt disse beskriver endringer i et annet datasett. Når en utfører slike analyser er det mange ting som kan gå galt og gi feil resultater. En må være veldig nøye med datasettet og hvordan det er hentet inn, for eksempel om en har nok observasjoner og om det er et tilfeldig utvalg. Datasettene jeg skal bruke er tidsseriedata som oppgir timespriser fra 2005 til 2012. I denne oppgaven er det ikke mulig å bruke data som daterer tidligere enn 2005 fordi kvotemarkedet ikke ble opprettet før i 2005. Siden jeg bruker timespriser har jeg mer enn stort nok antall observasjoner, men slike tidsdata fører ofte med seg andre problemer knyttet til serie-korrelasjon og hetroskedastisitet.

#### 3.1 Autoregressive integrated moving average, ARIMA modeller.

De påfølgende avsnittene er stort sett hentet fra (Wooldrige, 2009) og (Ashley, 2012). ARIMA er en måte å beskrive hvilken modell en har med å gjøre. ARIMA deles inn i tre deler hvor AR står for autoregressiv, en slik modell beskriver en prosess som er serie-korrelert. Det vil si at observert verdi av  $Y$  avhenger av tidligere verdier av  $Y$ . En autoregressiv modell av 1. orden vil se slik ut:

$$Y_t = A + \mu Y_{t-1} + e_t \quad (3.1)$$

Her kan man se at  $Y_t$  er avhengig av  $Y_{t-1}$  som er  $Y$  i den forgående tidsperioden. Høyere grads autoregressive modeller har en endogen variabel som er avhengig av flere av sine tidligere verdier. Dette er en modell man ofte møter på i tidsseriedata. MA delen av ARIMA står for moving average og beskriver hvor mange forsinkelser, heretter kalt lag, av feil-leddet som beskriver den endogene variabelen  $Y$ . for eks:

$$Y_t = e_t + \alpha e_{t-1} \quad (3.2)$$

---

<sup>14</sup> Ordinary least squares (OLS) er en måte å estimere lineære regresjonsmodeller på.



I dette tilfellet blir den endogene variabelen  $Y_t$  beskrevet av en lagget verdi av feil-leddet  $e$  og indikerer derfor at dette er en MA(1) prosess. Dersom det kreves flere laggede verdier av  $e$  for å beskrive  $Y$  så vil prosessen være MA av en høyere orden. I'en i ARIMA står for integrated, den har muligheten til å anta to verdier, 1 eller 0. Dersom prosessen er integrert av 1. orden I(1) så betyr det at datasettet ikke er stasjonært. Det vil si at variansen endrer seg gjennom datasettet. Dersom dette er tilfellet vil det ikke være mulig å bruke de store talls lov for å få en asymptotisk fordeling i observasjonene. Dersom prosessen er integrert av orden 0 vil det si at prosessen er stasjonær og ikke vil utgjøre noe problem i vår regresjon.

### 3.1.1 ARIMA - Integrert av 1. orden

ARIMA (p)(d)(q) vil da ha verdiene (1)(0)(0) dersom den er autoregressiv av 1. orden altså AR(1). I noen av datasettene vil vi se at ARIMA vil ta formen (0)(1)(0) det vil si I(1) og kalles ofte for enhetsrot eller at prosessen beveger seg tilfeldig. Ved å tenke seg en AR(1) prosess som i likning 3.1, kan en se at dersom  $\mu=1$  så vil all variasjon i  $Y_t$  beskrives av  $Y_{t-1}+e_t$ , siden  $e_t$  er tilfeldig så vil endringen i  $Y_t$  også være tilfeldig. Dersom man vil teste om en prosess er I(1) tar man utgangspunkt i en AR(1) prosess og tester om  $\mu=1$ , men siden den vanlige  $t$  fordelingen ikke er gyldig dersom prosessen er av I(1) så må en bruke en Dickey-Fuller test for enhetsrot til å utføre dette. Det er den samme testen men de kritiske verdiene er blitt justert etter Dickey-Fuller fordelingen. Dersom en har en 1. ordens integrert prosess så er det mulig å differensiere den for å få en vanlig AR(1) prosess slik at den blir stasjonær. Dette er bare nødvendig dersom det blir påvist enhetsrot hos den endogene variabelen, i denne oppgaven gjelder det systemprisen og områdeprisene.

## 3.2 Vektor autoregressive modeller

Dersom utviklingen i prisen på både strøm og CO<sub>2</sub> kvoter beveger seg tilfeldig er det litt vanskelig å si noe om den enes påvirkning på den andre. Heldigvis viser det seg at systempriser og områdepriser på timesbasis er stasjonære. Derfor kan jeg bruke en vektor autoregressiv modell der en eller flere variable er modellert som en lineær funksjon av tidligere verdier av seg selv. Vi kaller disse for laggede variable.

For å analysere datasettene må det velges en funksjonell form og hvilke variable som skal inkluderes. Det som er mest naturlig å begynne med er en regresjon på formen dobbel log. Det vil si at resultatene kan tolkes i prosent. Deretter blir de inkluderte variablene valgt ut basert på teorien. Dersom variable ikke er signifikante utelates de fra regresjonen. For å teste om den funksjonelle formen er riktig kan man bruke en Ramsey RESET test, denne testen generer en lineær prediksjon av den avhengige variabelen  $y$ ,  $\hat{y}$ . Deretter inkluderes en ikke-lineær versjon av denne i modellen vi ønsker å teste, for eksempel  $\hat{y}^2$  og  $\hat{y}^3$ . På denne måten kan vi teste om disse ikke lineære

variablene er signifikante eller ikke. Dersom de er signifikante betyr det at modellen ikke er lineær. Dette er et brudd på forutsetningen om linearitet. Testen oppgir også en F verdi som forteller noe om hvor god sammenheng man har i modellen. Lavere F verdi betyr bedre sammenheng.

Den funksjonelle formen jeg har valgt er:

$$S = A + \alpha_{t-2}C + \beta_t K + \eta G_t + \delta_{t-4}M + \mu_t T \quad (3.3)$$

Hvor  $S$  er systemprisen,  $C$  er CO<sub>2</sub> kvoteprisen,  $K$  er kullprisen,  $G$  er naturgassprisen,  $M$  er endringen i magasinbefyllingen fra normalen og  $T$  er temperaturvariabel. Den funksjonelle formen er testet både på log-log form og på lin-lin form. Regresjonen er også testet med variable som, temperaturdata både på formen HDD og vanlig, olje prisen, vindkraftproduksjon og magasinbefyllingene til Finland og Sverige. Ingen av disse var signifikante, vell i samsvar med teorien.

Dagen vil bli delt opp i 24 timer slik at det vil være mulig å lage en regresjon på systempriser for hver av timene i døgnet.

Jeg vil også analysere strømprisene fra Danmark, Finland, Norge og Sverige som endogene variable. Dette kan på mange måter være mer realistisk siden systemprisen bare er en teoretisk pris som ikke vil bli observert i praksis med mindre det ikke er noen flaskehals i systemet.

### 3.3 Forutsetninger for modellen

For at regresjonen skal gi riktige resultater er det fem forutsetninger som må gjelde. Den første forutsetningen handler om linearitet og svak avhengighet. Det vil si at den stokastiske prosessen må følge en lineær modell, dette kan testes med en Ramsey RESET test for funksjonell form. Svak avhengighet betyr at dersom man har autokorrelasjon så skal denne gå ned over tid. Fordi vi har et stort utvalg observasjoner så gjelder loven om store tall og da vil denne forutsetningen erstatte den strengere forutsetningen om at det må være tilfeldig utvalg. Det vil si at den stokastiske prosessen er asymptotisk ukorrelert. Dette vil lett kunne observeres i en grafisk fremstilling av en eventuell autokorrelasjon.

Den andre forutsetningen sier at det ikke skal være perfekt kollinearitet, det vil si at variablene ikke er perfekt korrelerte. Dersom dette hadde vært tilfellet faller grunnlaget for regresjonsanalyse bort fordi man kan bruke den uavhengige variabelen som avhengig variabel. Jeg finner ingen brudd på denne forutsetningen i de dataene jeg har brukt.

Den neste forutsetningen handler om at restleddet i gjennomsnitt skal være lik 0, dvs. at estimatoren er forventningsrett. Brudd på denne forutsetningen indikerer at noe er galt i modell spesifiseringen,

som for eks: utelatte relevante variable eller målefeil i forklaringsvariablene eller i den avhengige variabelen. Utelatte relevante variable kan man aldri være helt sikker på at man ikke har.

Under disse tre forutsetningene er OLS konsistent og har asymptotisk normalitet (CAN)<sup>15</sup>. At OLS er konsistent vil si at likningen under holder:

$$p \lim \hat{\beta}_j = \beta_j, j = 0, 1, \dots, k \quad (3.4)$$

Når antallet observasjoner går mot uendelig, vil estimatoren gå mot sin sanne verdi.

Det er to forutsetninger til; den første er at vi ikke kan ha hetroskedastisitet, det vil si at variansen må være lik for de ulike observasjonene. Den andre er at vi ikke kan ha seriekorrelasjon, det vil si at restleddet på ett tidspunkt ikke kan være korrelert med restleddet på et annet tidspunkt. Det er rimelig å forvente at datasettene både har hetroskedastisitet og seriekorrelasjon fordi dette er et gjengående problem i tidsseriedata. Det kan korrigeres for dersom man bruker robuste standardavvik som for eks Newey West HAC standardavvik. Dersom disse to tingene ikke hadde blitt korrigert for ville ikke OLS vært CAN.

---

<sup>15</sup> Konsistent betyr at den estimerte verdien til  $\beta$  konvergerer mot den sanne verdien til  $\beta$  når antall observasjoner øker. Asymptotisk normalitet betyr at OLS estimatoren er normalfordelt når antall observasjoner øker.

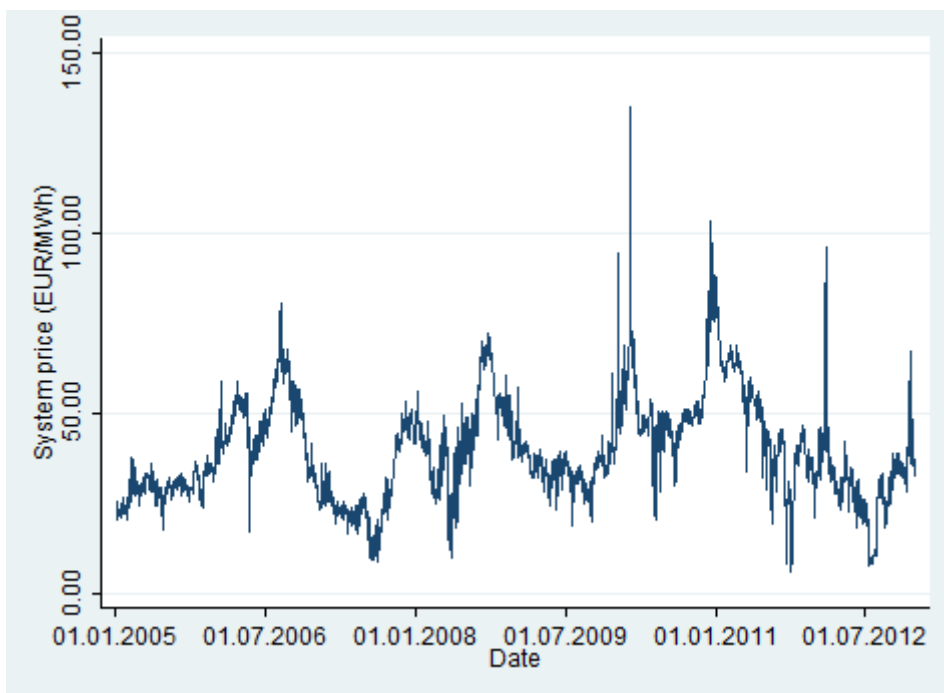
## 4 Datasett

Alle datasett brukt i denne oppgaven kan jeg takke Olvar Bergland for.

I de to datasettene nedenfor, strømpriser og EUA priser kan en se en tydelig forskjell i utviklingen spesielt med hensyn på finanskrisen i 2008. Dette underbygger påstanden om at elektrisitet er et nødvendighetsgode med svært lav elasticitet som ikke lar seg påvirke nevneverdig av resesjonen. Finanskrisen slo heller ikke like hardt ned på økonomien i Nord-Europa som det den gjorde andre steder. I EUA datasettet kan vi tydelig se hvordan prisen har blitt påvirket av den reduserte produksjonen som har resultert i redusert etterspørsel etter kvoter.

### 4.1 Strømpriser

Datasettene for strømpriser inneholder timespriser for systempriser og områdepriser for Oslo, Helsinki, Stockholm, Odense og København. Datasettene over strømpriser er hentet fra (Nord Pool, 2013). Systemprisen beskriver hva prisen i markedet ville vært dersom det ikke hadde vært noen flaskehals. I figur 4.1 ser vi en graf over systemprisene som viser prisutviklingen i perioden fra 2005 til midten av 2012.



Figur 4.1 Systempriser Nord Pool.

Fra grafen legger en merke til svært høye strømpriser i perioder, spesielt i 2010 og 2011. Dette kommer av en kombinasjon av gjennomsnittlig lite vann i magasinene og vedlikehold av atomkraftverk i Sverige som tok lengre tid enn forventet (Ruud, 2011). Utover dette er det lett å se sesongvariasjoner, hvor prisene har steget på vinterstid og holdt seg lave om sommeren. Dette er

konsistent med teorien om tilbud og etterspørsel i kraftmarkedet. En Augmented Dickey Fuller (ADF) test i STATA viser at ingen av disse datasettene har enhetsrot. For resultatene av alle testene, se appendiks 7.2.

## 4.2 Utslippskvotepriser (EUA)

Datasettet på CO<sub>2</sub>-kvotepriser er hentet fra (Nasdaq OMX, 2013) og inneholder kvoteprisene (EUR/tonn CO<sub>2</sub>) for hver dag siden systemet ble innført i 2005 til midten av 2012. Figur 4.2 viser en graf over prisutviklingen i CO<sub>2</sub>-kvotemarkedet. Det første prisfallet vi ser i 2007 kan antas å skyldes at den første fasen beskrevet i kapittel 2.3 endte i 2007: Kvoter som ikke var brukt under fase 1 kunne ikke overføres til den neste fasen av prosjektet. Alle som satt med ubrukte kvoter ville derfor kvitte seg med disse. Kvoteprisen falt som følge av stort tilbud og liten etterspørsel. Det andre prisfallet vi ser på grafen rundt 2008, er det rimelig å anta at ble forårsaket av finanskrisen. Etter 2008 har prisen holdt seg stabilt frem mot 2012 som igjen er enden på fase nummer to.



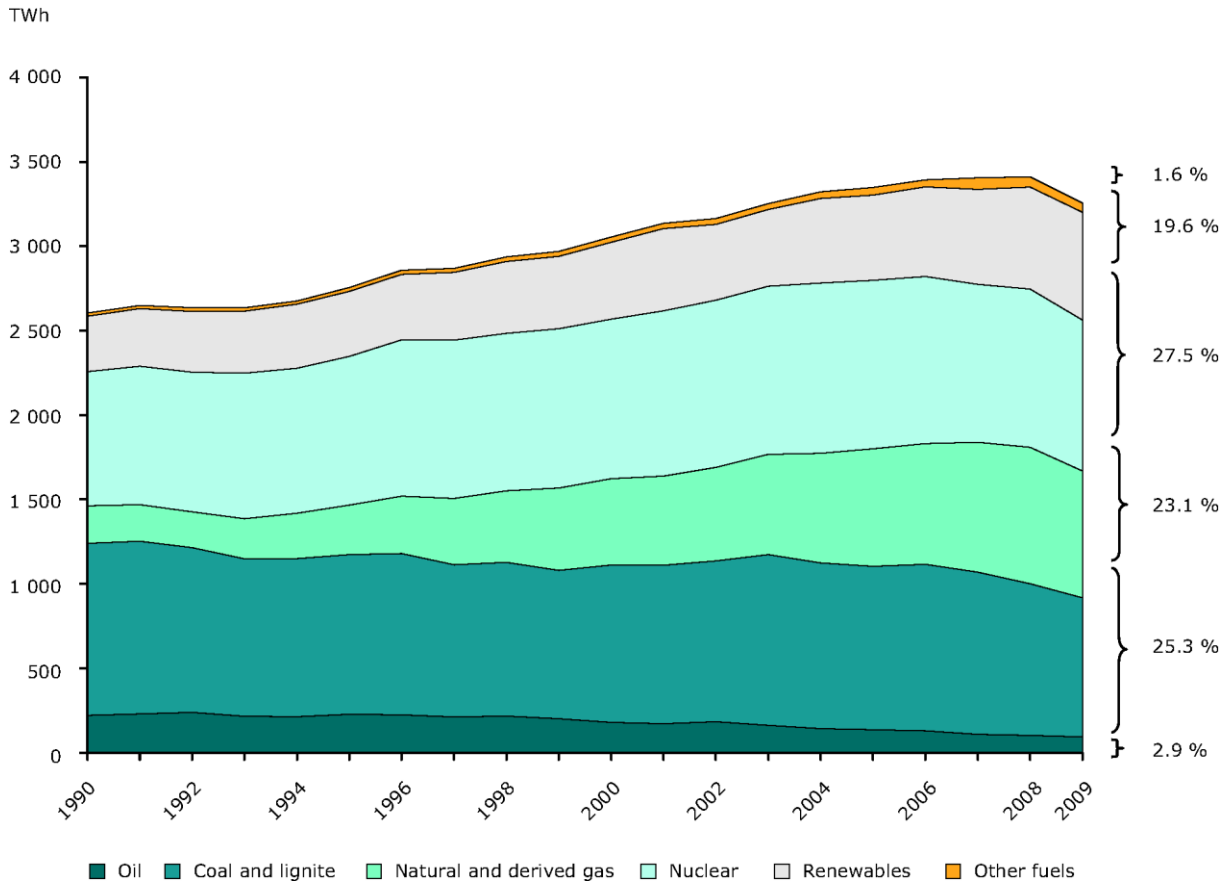
Figur 4.2 EUA spot priser.

Av grafen kan vi se at det er mye uroligheter i prisen i perioden 2005 til 2008. Dette var den første fasen og det hersket stor usikkerhet knyttet til prosjektet, dette kan forklare de store svingningene vi ser i prisen. Perioden 2009-2012 preges av stabilt lave priser. Mot midten av 2011 begynner prisen igjen å falle, pessimisme i klimaforhandlingene og fortsatt lav produksjon etter finanskrisen i mange land kan være årsakene til dette.

En Dickey Fuller-test viser at dette datasettet har enhetsrot.

### 4.3 Oljepriser

Siden oljekraftproduksjon er så liten i forhold til alle de andre produksjonsformene er det liten sannsynlighet for at denne blir signifikant i regresjonen. Jeg har derfor valgt å utelate oljepriser fra regresjonene.

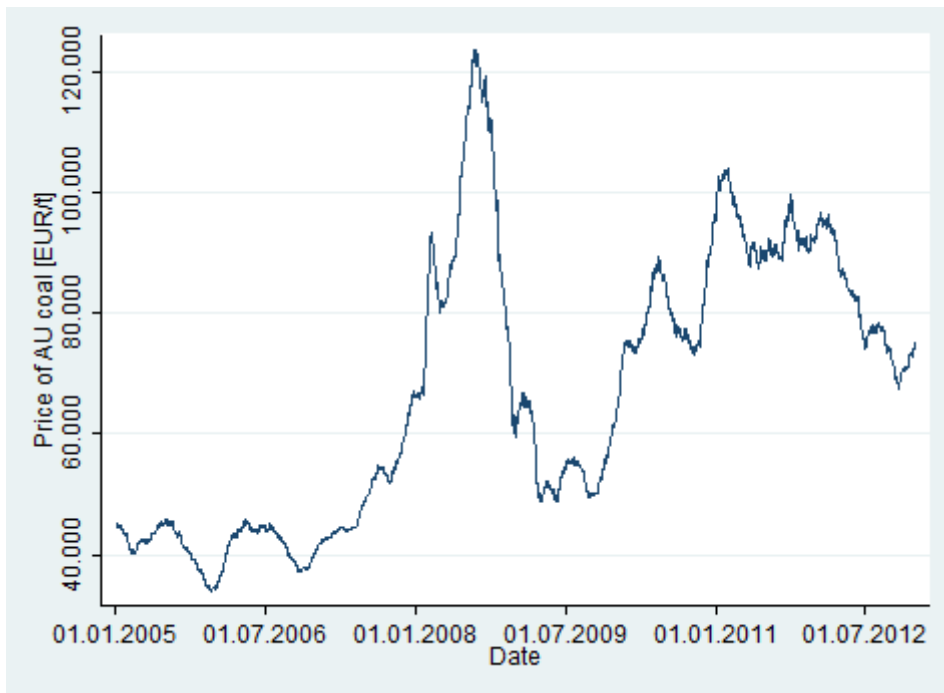


Figur 4.3 Elektrisitetsproduksjon etter innsatsfaktor i EU (European Environment Agency, 2013).

Figuren beskriver produksjonsbildet i Europa fra 1990 til 2009. Det er rimelig å anta at andelen olje vil fortsette å synke slik vi ser av grafen, bl.a. pga. fortsatt vekst i tilbudet av fornybar kraft.

### 4.4 Kullpriser

Kull som er skipet gjennom Rotterdam brukes ofte som basis for kullprisene i Europa. Fordi kullpriser fra Rotterdam er utilgjengelig har jeg brukt prisene på kull fra Australia som en indikator. Dette datasettet er hentet fra (World Bank, 2013). Disse prisene er oppgitt i månedsgjennomsnitt.



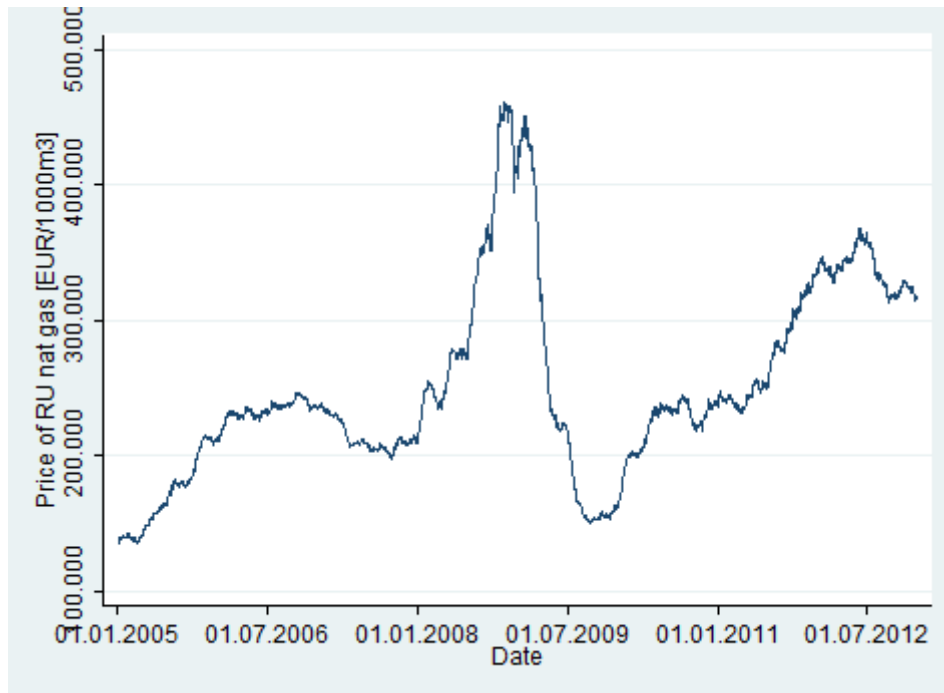
**Figur 4.4 Kullpriser fra Australia.**

Her ser vi en sterk økning i prisen fra 2007 til 2008 for deretter at den faller kraftig mellom 2008 og 2009. Den kraftige økningen i kullpriser skyldes at Australia hadde store oversvømmelser, at det i Kina var unormalt stort snøfall og at det i Sør Afrika var store problemer med strømforsyningen (BBC News, 2008). Alle disse tingene førte til en veldig redusert produksjon av kull som ikke kunne dekke etterspørselen. Prisfallet vi ser i etterkant er dermed ikke en reaksjon på finanskrisen men heller en reaksjon på at ting stabiliserte seg og prisene igjen gikk ned til sitt normale nivå. Som vi ser fortsetter prisen på kull å stige mellom 2010 og 2012.

Den stadige økningen i kullpriser skyldes den hurtige veksten i Kina, både når det gjelder befolkning og økonomi (BBC News, 2012). Kina har den siste tiden hatt en kraftig vekst i antallet innbyggere i middelklassen, når en stor andel av befolkningen får økt kjøpekraft øker også etterspørsel etter elektrisitet. Siden Kina bruker kull i store deler av sin strømproduksjon er det spesielt i kullprisen vi vil se en økning. En Dickey Fuller test viser at prisutviklingen i kull beveger seg tilfeldig, altså at prosessen har enhetsrot. Siden kullet brukt i strømproduksjon i store deler av Europa kommer fra Rotterdam og ikke Australia, må jeg poengtere at dette derfor er en proxy variabel og kan forårsake at forutsetningen om at feilledet i gjennomsnitt skal være lik null blir brutt. Siden variabelen bare er en proxy kan en se på dette som om det er den riktige variabelen som har en målefeil som blir oppfanget av restleddet og gjør at denne i gjennomsnitt blir ulik null. Det er derfor viktig å notere seg at resultat ikke vil bli "helt" riktig, men siden denne proxy variabelen sannsynligvis ligger ganske nære den manglende variabelen vil vi allikevel få en god prediksjon.

## 4.5 Naturgasspriser

Datasettet over naturgasspriser i Europa er hentet fra (World Bank, 2013) og viser prisutviklingen på månedsbasis.



Figur 4.5 Månedspriser på naturgass.

Også her er det stor variasjon i prisen. Det er rimelig å anta at denne prisveksten skyldes høye priser på kull som er et substitutt for naturgass, i en kombinasjon med høye temperaturer og høy etterspørsel etter strøm. En Dickey Fuller test av dette datasettet viser at prisutviklingen i naturgass har en enhetsrot. Siden datasettet over naturgasspriser er på månedsbasis, vil det ikke være nødvendig å legge inn noe lag på denne variabelen. Dette er fordi at når tilbudet om å produsere strøm blir utarbeidet så vet produsentene allerede prisen på gass da denne er lik hele måneden.

## 4.6 Temperatur

Temperaturmålingene er fra flyplassene i Oslo, Stockholm, Odense, Helsinki og København og er oppgitt i timesdata. Datasettene er hentet fra (Wunderground, 2013). Det har vært et problem med manglende observasjoner på temperaturdatasettene. Spesielt mange observasjoner mangler fra Odense. Jeg har valgt å legge inn en lagget verdi der det mangler observasjoner. Det vil si at der det mangler en observasjon vil det være samme temperatur som timen før. Siden tilbyderne av strøm har gode temperaturprognoser vil det ikke være nødvendig å legge inn noen lag på disse variablene. Det er hensiktsmessig å gjøre om temperaturdata til "heating degree day" (HDD) som gir et mål på etterspørsel etter kraft til å varme opp hus (Degreedays.net). I følge den samme kilden er dette en av



faktorene strømprodusenter bruker til å kalkulere etterspørselen. Det fungerer slik at en velger standard innetemperaturer mellom 17 og 19 grader celsius. HDD blir da kalkulert ved å trekke faktisk temperatur fra den standardiserte innetemperaturen. Dersom dette blir 0 eller lavere blir HDD satt til 0. Det vil si at dersom det er varmere enn referansetemperaturen ute vil det ikke bli brukt kraft til oppvarming av hus. I oppgaven er det i denne forbindelse valgt en referansetemperatur på 17 grader. Jeg har valgt å kvadrere temperaturvariablene for at de skal bli signifikante. Dette kan tyde på at forholdet mellom prisen på strøm og temperatur ikke er lineært.

#### 4.7 Vannmagasinfylling

Datasettet over vannmagasinfyllingene er hentet fra (Nord Pool, 2013) og oppgitt på ukesbasis. I figuren nedenfor kan man se magasinfyllingene i analyseperioden.



Figur 4.6 Magasinfyllingene i Norge, Sverige og Finland i posent.

Vi ser her at på vinteren i både 2009, 2010 og 2011 var det svært lite vann i magasinene, noe som burde lede til høyere strømpriser. Vannmagasinfyllingen offentliggjøres en gang i uka, på onsdager kl 13. Siden strømleverandørene legger inn bud på hva de ønsker å levere av strøm dagen før leveranse, kl 12, vil det si at ukens magasinfylling ikke virker inn på prisen før fredag. Datasettet jeg har brukt oppgir magasinfyllingen på mandag og jeg vil derfor legge inn 4 lag på denne variabelen fordi det tar fire dager fra dataen er oppgitt i datasettet til det er mulig å ta hensyn til den i strømtilbudet. Det er høy forventning til hva vannstanden skal være, dette kan vi se fra figur 4.6. I analysen vil jeg derfor bruke avvik fra gjennomsnittlig magasinfylling som prisdriver. Variabelen jeg bruker vil da være:

Avvik fra normal magasinfylling = faktisk magasinfylling - gjennomsnittlig magasinfylling

Dersom det er mer vann i magasinet enn forventet vil dette redusere prisen gitt at alt annet er likt.

Dette er fordi det potensielle tilbudet øker.

## 5 Resultater og diskusjon

Alle resultater, tester og regresjoner finnes i appenikset.

Dickey Fuller testene viser at prisene på henholdsvis magasinfylling, kull, gass og CO<sub>2</sub>-kvoter har en prisutvikling som kun avhenger av forgående pris pluss et feilledd. Det vil si at prisene utvikler seg tilfeldig. Det er også testet for om det er hetroskedastisitet ved en Breusch-Pagan test, denne viser at vi har hetroskedastisitet i systemprisen og i alle områdeprisene. For fullstendige resultater av Breusch-Pagan testen, se appendiks 7.2.4. Dette betyr at vi må bruke robuste standardavvik for å få gyldige estimatorer. Det er også testet for seriekorrelasjon i restleddene ved en Breusch Godfrey test. For fullstendige resultater av Breusch Godfrey testen, se appendiks 7.2.3. Denne viser samme bilde som for Breusch-Pagan testen, dvs. at det er seriekorrelasjon i systemprisen og i alle områdeprisene. For å korrigere for både hetroskedastisitet og seriekorrelasjon har jeg brukt Newey West regresjon med HAC standardavvik. Som nevnt tidligere i oppgaven kan det forventes at det vil bli ulik overføringskoeffisient på ulike deler av dagen fordi det vil være forskjellige produksjonsmetoder som er prissettende i løpet av døgnet. Det vil typisk være lav etterspørsel etter strøm om natten og det er derfor rimelig å forvente at prisen faller om natten, mens det om dagen ofte er høyere etterspørsel etter strøm. Tidligere i oppgaven har jeg også vist at det er sannsynlig at det er naturgass som produserer i toppbelastningstimene på dagen fordi det er denne som har den høyeste kostnaden. Men naturgassproduksjon er ikke like CO<sub>2</sub>-intensiv som kull. Jeg forventer derfor å få en lavere overføringskoeffisient om dagen enn om natten. På natten er det ofte kullkraft som dominerer. Det er også slik at vannkraft har mulighet til å nedregulere produksjon om natten slik at andelen CO<sub>2</sub>-intensiv produksjon øker. Dette er begge grunner til at jeg forventer høyere overføringskoeffisienter om natten. For å kunne analysere dette har jeg delt opp datasettet slik at jeg kan se på hvordan overføringskoeffisienten endrer seg gjennom døgnet. På denne måten kan jeg se om teorien om at overføringskoeffisienten skal være lavere i høylast timer stemmer.

I analysen har jeg valgt å bruke en cosinus og en sinus variabel for å korrigere for sesongvariasjoner i datasettet. Ved hjelp av en dummy variabel for arbeidsdager vil bare data for ukedagene bli brukt i analysen fordi strømforbruket ofte varierer mye mellom ukedager og helger.

I resultatene ser en ofte at magasinfyllingen i Finland nesten aldri er signifikant. Årsaken til dette er sannsynligvis fordi andelen strøm produsert med vannkraft i Finland er svært liten. Man kan også ofte se at magasinfyllingen i Sverige ikke er signifikant. Dette kan komme av at det ikke produseres mer en 35 TWh med vannkraft i Sverige i forhold til Norges 146 TWh i 2012 (Vattenfall.se). Mye av denne vannkraften er lokalisert i Nord-Sverige og vil derfor ha lite å si for strømprisen i for eksempel Oslo-området. En del av denne vannkraften er også elvekraft, og vil derfor ikke ha magasinfylling. Det

er derfor rimelig at Norges magasinfylling vil ha mest å si for strømprisene fordi Norges kraftproduksjon i hovedsak består av regulerbar vannkraft og utgjør en stor andel av total kraft produsert i Nord Pool. Derfor har jeg valgt å utelate magasinfyllingsvariablene for Finland og Sverige i systemprisregresjonen. Jeg inkluderer Norges magasinfylling i alle regresjonene siden denne er signifikant i alle regresjonene. For fulle regresjonsresultater, se appendiks 7.3.

Derimot har jeg valgt å inkludere Sveriges magasinfylling i områdeprisen til Sverige. Dette kan jeg gjøre fordi Sverige bare nylig har blitt delt opp i flere prisområder slik at prisområdet Stockholm referer til prisen i hele Sverige fra 2005 til 2011. Det blir ikke helt nøyaktig, men veldig nære. Jeg inkluderer også magasinfyllingen i Finland når jeg ser på områdeprisen Helsinki, dette kan jeg gjøre fordi Finland bare har ett prisområde og da er det sannsynlig at dette vil være en prisdriver i Finland.

Når det gjelder temperaturvariablene har jeg valgt å ikke inkludere noen av dem i systemprisregresjonen da det viser seg at det ikke er noen sammenheng mellom hvem som er signifikante og i hvilken kombinasjon. For områdeprisene er de respektive temperaturvariablene inkludert.

For regresjonene vil jeg velge ut en representativ time for høy etterspørsel og en time for lav etterspørsel for å vurdere effekten av CO<sub>2</sub>-kvotepriiser. Siden høy etterspørsel ofte er på morgenen og på ettermiddagen/kvelden, mener jeg at mellom kl 16 00 og kl 17 00 er en representativ tid for høy etterspørsel, mens mellom kl 0100 og kl 02 00 om natten er en representativ time for lav etterspørsel. Dette er tilfeldig valgte timer som ligger innenfor hva som blir sett på som henholdsvis høye og lave etterspørselsperioder.

Det viser seg at dersom man tester den funksjonelle formen definert under kapittel 3.2 med en Ramsey RESET test får man at likningen på log-log form har misspesifikasjon, med en F verdi på mellom 20 og 40. Det blir gjort separate tester for hver time i døgnet noe som gir oss 24 ulike F verdier. F verdiene øker i topplast timene og synker i lavlast timene. Dette kan indikere at det er en utelatt variabel som er mer signifikant for systemprisen i topplast timene enn i bunnlast timene. Hvilken variabel som mangler er vanskelig å si men det kan være for eksempel atomkraftproduksjon eller en temperaturvariabel som er vektet for befolkningstall. Det har dessverre ikke vært mulig å teste denne teorien i oppgaven da jeg ikke har hatt tilgang til riktig datasett. Andre ting som kan føre til misspesifikasjon er at datasettet ikke passer til den funksjonelle formen, man kan ha inkluderte urelevante variable eller målefeil i de variablene som er inkludert.

Når den mest vanlige funksjonelle formen er misspesifisert er det vanlig å prøve å finne en ny funksjonell form som passer datasettet bedre. Dette har jeg forsøkt med "prøve og feile metoden".

Funksjonelle former jeg har prøvd er lin-lin, lin-log, log-lin, flere variable, færre variable, eksponentielle variable og kvadrerte variable men kom til slutt frem til at med de tilgjengelige datasettene er det den funksjonelle formen lin-lin som er den eneste som passerer Ramsey RESET testen. Jeg har også testet hva som skjer dersom man gjør Ramsey RESET testen uten å dele opp regresjonene i 24 deler, jf. 24 timer. Det viser seg da at også lin-lin får misspesifikasjon. Dette indikerer at den funksjonelle formen beskriver datasettet bedre når man deler opp og sammenligner hver time i døgnet med hverandre.

Resultatene fra lin-lin regresjonen viser at det er en overføringsfaktor på mellom 0,98 og 1,03. Jeg anser dette som lite sannsynlig da 1 EUR økning i prisen på CO<sub>2</sub> kvoter skal gi over 1 EUR økning i strømprisen. Ut fra teorien er det lite sannsynlig at marginalkostnadene vil øke så mye nettopp fordi marginalkostnadene påvirkes av så mange andre ting enn bare kostnaden på CO<sub>2</sub>kvoter. For at dette skal skje må det være svært høy grad av markedsrett, noe som er lite sannsynlig da kraftmarkedet i Nord-Europa er veldig stort og åpent. Tidligere i oppgaven er det spesifisert at det er produsenten som produserer på marginen som setter prisen, det vil si at det er marginalkostnadskurven til kullkraftprodusentene som setter tilbudskurven i bunnlast timene. Men denne kostnadskurven blir påvirket av mange faktorer som for eks. magasinnylling og priser på innsatsfaktorer. På denne måten er det marginalprodusenten som setter prisen, men siden markedet er så stort og åpent gir dette lite handlingsrom.

Det er ikke nødvendigvis slik at lin-lin er riktig selv om den passerer Ramsey RESET testen, det kan fortsatt være utelatte variable, målefeil eller andre ting som gjør at resultatene ikke stemmer med teorien, det er også alltid en mulighet for at teorien er feil men det vil ikke jeg ta utgangspunkt i.

I regresjonene har jeg valgt å gå videre med resultatene fra log-log regresjonen og se bort fra lin-lin resultatene. Dette er fordi at bortsett fra lin-lin så er det log-log som får lavest F verdi<sup>16</sup> av alle de andre funksjonelle formene jeg har prøvd og resultatene kan tolkes i elastisiteter. Det vil si at 1 % økning i prisen på CO<sub>2</sub> gir X % økning i prisen på strøm. Det er da viktig å notere seg at vi ikke kan konkludere med at vi har en kausal sammenheng, det vil si at hendelse A forårsaker hendelse B. Vi kan derimot konkludere med at det er en partiell korrelasjon mellom CO<sub>2</sub> kvoteprisene og systemprisen, men om det er en økning i CO<sub>2</sub> kvoteprisen som forårsaker en økning i prisen på kraft er heller usikkert da modellen er misspesifisert. Vi kan altså ikke utelukke at det er en utelatt variabel C som påvirker både systemprisen og CO<sub>2</sub> kvoteprisen.

---

<sup>16</sup> For alle F-verdiene til Ramsey RESET testen på log-log funksjonene, se appendiks.

## 5.1 Resultatet av Newey West regresjonen, CO<sub>2</sub> overføringskoeffisienter.

Alle resultater oppgitt i oppgaven kommer fra datasettene redegjort for i kap 4 som er bearbeidet i STATA.

**Tabell 5.1 Overføringskoeffisient for systemprisen, Oslo og Stockholm.**

Timer	Systemprisen		Oslo		Stockholm	
	Koeffisient	Std feil	Koeffisient	std feil	Koeffisient	Std feil
1	0,4296	0,0729	0,3611	0,0795	0,5207	0,0701
2	0,4716	0,0805	0,4224	0,0873	0,5746	0,0816
3	0,4957	0,0837	0,4647	0,0896	0,5903	0,0873
4	0,5083	0,0849	0,4841	0,0902	0,5896	0,0873
5	0,4955	0,0817	0,4741	0,0877	0,5642	0,0821
6	0,4514	0,0703	0,4278	0,0807	0,5317	0,0709
7	0,407	0,0585	0,3548	0,0732	0,4579	0,0569
8	0,3867	0,0516	0,3141	0,0714	0,4241	0,0514
9	0,3693	0,05	0,2909	0,0699	0,405	0,0501
10	0,3649	0,0475	0,283	0,0689	0,4008	0,0475
11	0,3709	0,0459	0,2842	0,068	0,4115	0,0436
12	0,3756	0,0459	0,2879	0,0679	0,4226	0,0431
13	0,3781	0,0474	0,2888	0,068	0,4279	0,0442
14	0,3841	0,0494	0,2959	0,0683	0,4333	0,0454
15	0,3907	0,051	0,3063	0,0689	0,4401	0,0462
16	0,3903	0,0521	0,3093	0,0693	0,4458	0,0475
17	0,3839	0,053	0,3085	0,0689	0,4374	0,0482
18	0,363	0,0519	0,293	0,0693	0,3981	0,0476
19	0,3398	0,0488	0,28	0,0691	0,3794	0,0443
20	0,3428	0,0432	0,2801	0,0671	0,4124	0,0383
21	0,3646	0,0461	0,289	0,0662	0,4337	0,0397
22	0,3818	0,0504	0,2979	0,0679	0,4463	0,0426
23	0,3946	0,0551	0,3104	0,0721	0,4738	0,0527
24	0,4221	0,067	0,3491	0,0783	0,4993	0,0634

Tabell 5.2 Overføringskoeffisienten for Helsinki, Odense og København.

Timer	Helsinki		Odense		København	
	Koeffisient	Std feil	Koeffisient	Std feil	Koeffisient	Std feil
1	0,4411	0,0517	0,351	0,1011	0,3269	0,0599
2	0,4909	0,0665	0,2574	0,1012	0,3404	0,0803
3	0,5027	0,0742	0,1738	0,1063	0,2972	0,0906
4	0,5062	0,0769	0,0777	0,1165	0,2341	0,1021
5	0,4548	0,0607	0,0764	0,106	0,2291	0,0956
6	0,4172	0,0489	0,2104	0,0921	0,2988	0,0811
7	0,3788	0,048	0,248	0,0908	0,2134	0,0908
8	0,3514	0,042	0,3565	0,0589	0,274	0,0536
9	0,3343	0,0413	0,375	0,0504	0,293	0,055
10	0,3329	0,0377	0,4014	0,0442	0,316	0,0462
11	0,3475	0,0352	0,44	0,0382	0,3343	0,0441
12	0,3543	0,0342	0,462	0,0395	0,3304	0,0465
13	0,3458	0,0329	0,4276	0,0382	0,3108	0,0424
14	0,3544	0,0335	0,4157	0,0386	0,3055	0,0429
15	0,37	0,0351	0,3903	0,0439	0,3244	0,0411
16	0,3841	0,0347	0,3914	0,049	0,3289	0,039
17	0,3853	0,0347	0,4039	0,0377	0,3495	0,0367
18	0,3691	0,0357	0,4465	0,0308	0,357	0,0445
19	0,3455	0,0353	0,4207	0,0315	0,3195	0,0504
20	0,3631	0,0313	0,4275	0,0329	0,2914	0,048
21	0,3861	0,0318	0,4351	0,0315	0,2979	0,0407
22	0,4119	0,0361	0,3999	0,0348	0,3212	0,035
23	0,404	0,0349	0,3957	0,0348	0,3386	0,0321
24	0,4239	0,0446	0,3249	0,0594	0,3241	0,0499

For grafisk fremstilling av resultatene, se figur 5.3.

### 5.1.1 Systemprisen, topplast sammenlignet med bunnlast.

I dette delkapittelet skal jeg se på forskjellen mellom hva som påvirker systemprisen ved høy etterspørsel og ved lav etterspørsel. Som nevnt tidligere avhenger dette av hvem som produserer på marginen.





Av tabellen kan vi også lese at den Norske vannmagasinvariabelen (lwsno) har fått en koeffisient på  $-1,56 \pm 0,24$  som betyr at dersom vannstanden i Norske magasiner er 1 % mer enn det som er normalen for den samme perioden vil det gi en reduksjon i prisen på 1,56 %. Dette tilsier at de Norske vannmagasinene er veldig viktig i forhold til prissettingen i Nord Pool.

**Tabell 5.4 Systemprisen mellom kl 1600 og kl 1700**

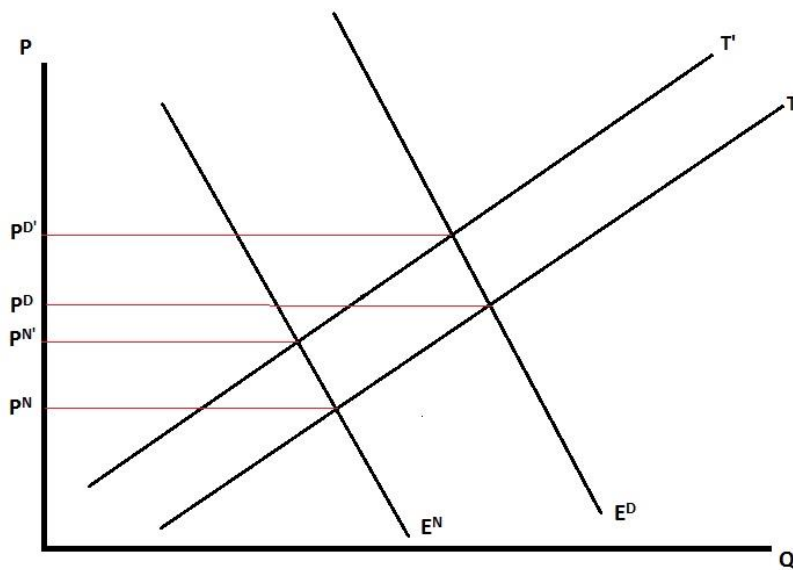
```

Regression with Newey-West standard errors      Number of obs =      2512
maximum lag: 7                                F( 7, 2504) =      95.37
                                                Prob > F          =      0.0000

```

lpsys	Newey-West		t	P> t	[95% Conf. Interval]	
	Coef.	Std. Err.				
lpco2 L2.	.3838943	.0529773	7.25	0.000	.2800104	.4877782
lpgas	.1470615	.0419604	3.50	0.000	.0647809	.2293421
lpcoal	.2645195	.0407914	6.48	0.000	.1845312	.3445078
lwsno L4.	-1.273228	.0960701	-13.25	0.000	-1.461613	-1.084843
tsin	-.0681039	.0174854	-3.89	0.000	-.1023912	-.0338167
tcos	.1611269	.0176362	9.14	0.000	.1265438	.19571
dwkday	.1301816	.0082656	15.75	0.000	.1139736	.1463896
_cons	.5039388	.2069527	2.44	0.015	.0981229	.9097548

I tabell 5.4 får vi omvendt av det en kan forvente av koeffisientene til kull og gass i forhold til hvem som produserer på marginen i topplast og bunnlast timer. En mulig forklaring på dette er at kull utgjør en vesentlig større del av produksjonsbildet enn det gass gjør slik at den også har mer å si for prisen selv om det er gass som produserer på marginen. Dette kan også være forklaringen på hvorfor denne koeffisienten er høyere på dagen enn på natten da en kunne forventet omvendt. Koeffisienten for gass er lavere for dagen enn for natten når teorien tilsier at den burde vært omvendt. Grunnen til at vi observerer dette kan være fordi prisene er oppgitt logaritmisk, det vil si at vi ser en prosentvis prisendring. Figuren under viser hvorfor prosentvis endring i pris er høyere om natten enn om dagen for gass:



Figur 5.1 Markedskrysset med endring i tilbud og etterspørsel på strøm (Q).

Av figuren ser man at etterspørselen reduseres om natten, fra  $E^D$  til  $E^N$ . I figuren er  $P^N$  prisen på strøm på natten mens  $P^D$  er prisen på strøm på dagen.

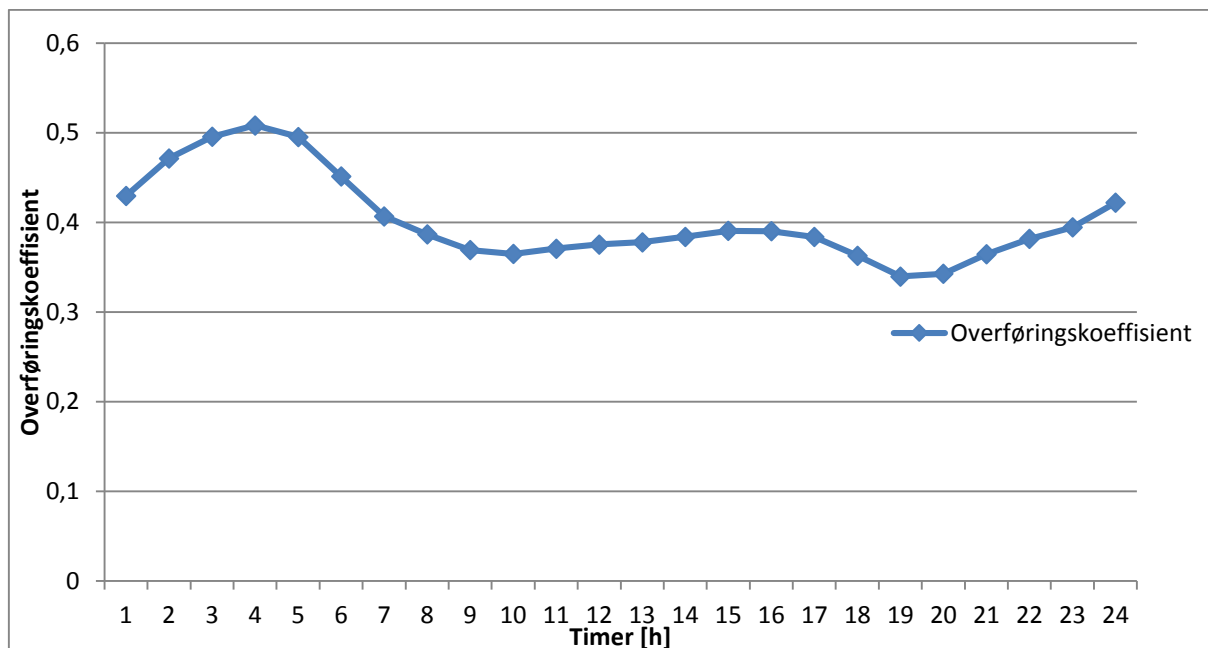
Dersom tilbudet  $T$  også reduseres som følge av en økning i prisen på gass kan man sammenlikne prisendringen på dagen i forhold til om natten som følge av denne prisøkningen. Når prisen på strøm i utgangspunktet er høyere om dagen kreves det en større prisendring om dagen enn om natten for at den prosentvise endringen skal være høyere om dagen enn om natten (likning 5.3). Den prosentvise endringen i pris er større om natten dersom denne ulikheten holder:

$$\frac{P^{N'} - P^N}{P^N} > \frac{P^{D'} - P^D}{P^D} \quad (5.3)$$

Siden  $P^D$  høyst sannsynlig er større enn  $P^N$  må endringen i pris være veldig stor for at den prosentvise endringen i pris skal være større om dagen enn om natten.

Vi ser av tabell 5.4 at vannreservoarfyllingen får en lavere koeffisient om dagen enn om natten, det vil si at magasinifyllingen påvirker prisen mindre i topplast timene enn i bunnlast timene. Med en verdi på  $-1,27 \pm 0,18$  er denne lavere enn for bunnlast timene om natten. Siden det produseres mye mer vannkraft om dagen enn om natten, kunne man forventet omvendt resultat. Også dette kan forklares med argumentet i figuren.

I denne sammenlikningen ser vi det vi ønsket å se ved at overføringskoeffisienten er lavere i topplast timene enn i bunnlast timene med en overføringskoeffisient på  $0,38 \pm 0,10$ .



**Figur 5.2 Overføringskoeffisienten til systemprisen**

Figuren ovenfor beskriver veldig tydelig hvordan overføringskoeffisienten varierer over topplast og bunnlast timer. Vi kan se hvordan den reduseres i timer som kl 9-10 og senere kl 19-20 når etterspørselen ofte er veldig høy. For systemprisen så underbygger empirien teorien.

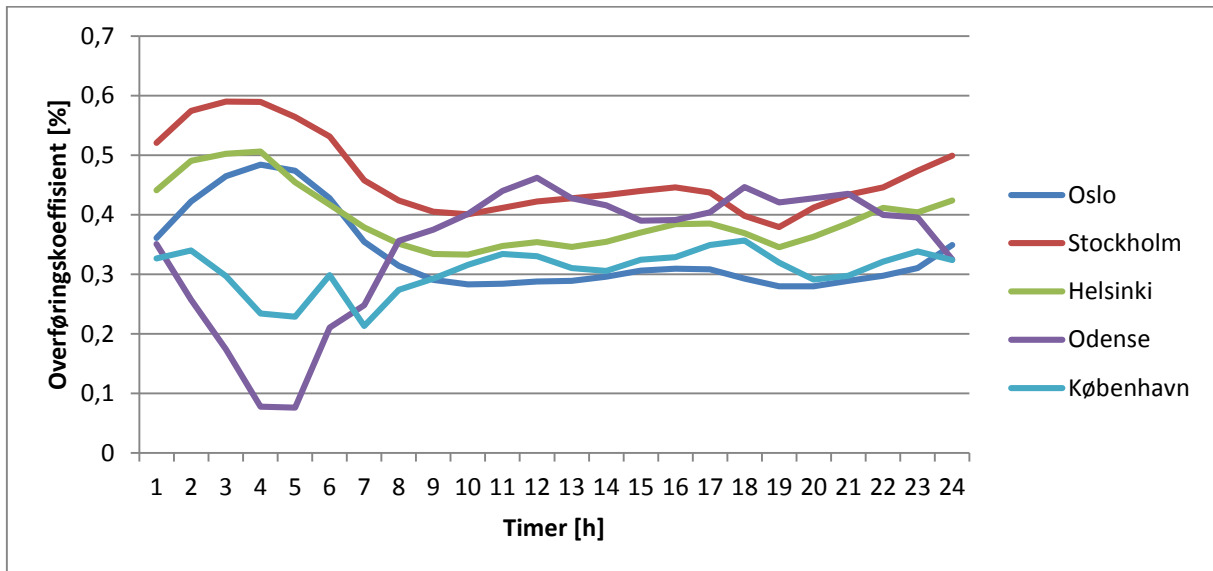
### **5.1.2 Kraftprisen i Oslo sammenlignet med de andre områdeprisene**

Jeg vil også sammenligne resultatene for kraftprisen i Oslo med de andre områdene. Her er det også rimelig å forvente en høyere overføringskoeffisient om natten, dette er fordi Norge er i en spesiell situasjon med spesielt høy andel fornybar kraft som gjør at det kan være interessant å sammenligne nettopp Norge med andre i ulik situasjon. I følge teorien burde Norge ha den laveste påvirkningen av CO<sub>2</sub>-kvotesystemet nettopp fordi Norge har så stor andel av fornybar kraftproduksjon.





teorien underbygges også av empirien ved at koeffisientene for vindkraftproduksjonen er høyere om natten enn om dagen.



Figur 5.3 Overføringskoeffisienten for alle områdene.

I figur 5.3 kommer det veldig tydelig frem at Danmark, og da spesielt Odense, avviker fra det som er rimelig å forvente. Det er spesielt om natten man kan se et mønster med at nesten alle koeffisientene øker, mens det om dagen er mer stabilt mellom 0,3 og 0,45.

## 6 Konklusjon

Vi forventet at overføringskoeffisienten skal være lavere om dagen enn om natten, dette stemmer for systemprisen, Oslo, Helsinki og Stockholm, men ikke i Danmark. Dette kan komme av at det i Danmark er kullkraft som må nedjustere produksjon om natten, noe som gjør at vindproduksjonen utgjør en større andel av produksjonen om natten.

Det forventes også at Oslo skal ha den laveste overføringskoeffisienten av alle prisområdene da Norge har størst andel av fornybar kraft. Vi kan se fra tabellene ovenfor at dette stemmer om dagen men ikke om natten. Dette kan komme av at siden vannkraft er regulerbart og kull ikke er like lett å regulere, kan man lett nedjustere vannkraftproduksjonen i Norge når det er lav etterspørsel og lav pris. På denne måten oppnår man to gevinster. For det første kan man kjøre kullkraftverkene jevnere og dermed unngå kostbar regulering av kullkraftproduksjonen. For det andre fører dette til at man får brukt den lett justerbare magasinkraften der den bidrar mest økonomisk. Derfor er det ofte høy import av strøm om natten i Norge. Denne strømmen kommer som regel fra kullkraft da det er denne som produserer på marginen om natten. Dette kan man lett se fra figur 2.10 i kapittel 2 hvor det blir illustrert hvordan vannkraftproduksjonen påvirker hvem som produserer på marginen. Derfor vil det være naturlig at Norge vil ha en større forskjell på overføringskoeffisienten mellom topp- og bunnlast timer. Fordi Norge er netto eksportør om dagen og netto importør om natten er det mer naturlig at Norge har den laveste koeffisienten på dagen men ikke på natten.

Ut fra analysen i avsnitt 5.2 er det rimelig å konkludere med at overføringskoeffisienten til CO<sub>2</sub>-kvoteprisen på systemprisen er  $0,47 \pm 0,16$  om natten og  $0,38 \pm 0,10$  for dagen. Det er viktig å merke seg at det for kullprisen er brukt en proxy variabel, noe som gjør at resultatene bare er veiledende og ikke definitive. Hadde modellen hatt riktig funksjonell form og ingen utelatte relevante variable kunne man konkludere med at en økning i prisen på CO<sub>2</sub> kvoter fører til en økning i prisen på strøm.

(Thema, 2011) har fått en overføringsfaktor på 0,67 for CO<sub>2</sub> kvoteprisen på strømprisen i Norge. Deres analyse har brukt andre datasett, utvalget er fra 2004 til 2008 og er oppgitt i ukesgjennomsnitt. Datasettene brukt i min oppgave er fra 2005 til 2012 og prisene er oppgitt som timespriser. Thema har brukt kortsiktig marginalkostnad av kull uten CO<sub>2</sub> (EUR/MWh), CO<sub>2</sub> kvotepriser og endring fra normal magasinfylling. Det er ikke mulig for meg å rekonstruere disse resultatene fordi jeg mangler datasettet de har brukt over kullpriser. Med datasettene jeg har tilgjengelig får jeg da misspesifikasjon i den funksjonelle formen. Siden det i hovedsak er kullprisen som avviker og det er dette datasettet som det er mistanke til fra før kan dette bekrefte at kullprisen fra Australia ikke er en god nok proxy for kullprisen fra Amsterdam. Selv om dette skulle være

årsaken til misspesifikasjon er det lite sannsynlig at det vil endre på fortegnet til CO<sub>2</sub> kvoteprisen da både Thema og jeg har fått samme fortegn. Deres overføringsfaktor blir også bekreftet av andre modeller som er gjennomgått i rapporten deres.

Jeg vil konkludere med at det er en positiv sammenheng mellom CO<sub>2</sub> kvotepriser og prisen på strøm i Nord Pool Spot markedet. Det vil si at det er en positiv partiell korrelasjon. Jeg kan derimot ikke konkludere med at det er en kausal sammenheng da den funksjonelle formen har misspesifikasjon. Modellen min predikerer at en økning på 1 % i CO<sub>2</sub> kvoteprisen gir 0,47 % økning i systemprisen om natten og 0,38 % økning om dagen. Modellen predikerer også lignende verdier for de andre prisområdene analysert i oppgaven.

I rapporten til Thema diskutert ovenfor konkluderes det med at det er en kausal sammenheng og at en økning i CO<sub>2</sub> kvoteprisen derfor vil føre til en økning i strømprisene, dersom dette er tilfellet vil det i følge teorien føre til at vi får en økt investering i fornybar kraftproduksjon og en reduksjon i produksjonen av "sort" kraft. EU har oppnådd det de ønsker ved innføringen av dette markedet; et tak på CO<sub>2</sub> utslipp og økte investeringer i fornybarsektoren.



## Bibliografi

- Olje og energidepartementet.* (1998). Hentet fra <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/NOU-er/1998/NOU-1998-11/8/2/6.html?id=349045>
- Andersen, A. N., & Sorknæs, P. (2011). Next generation CHP to balance intermittent production from renewables. *Cogeneration and on-site power production.*
- Ashley, R. A. (2012). *Fundamentals Of Applied Econometrics.* Wiley.
- BBC News. (2008). Coal prices surge to record high.
- BBC News. (2012). Coal resurgence calls undermine clean energy commitments.
- Bellona.no. (u.d.). *Bellona.no.* Hentet fra [http://www.bellona.no/factsheets/atomkraft\\_sverige](http://www.bellona.no/factsheets/atomkraft_sverige)
- Bjørndalen, J., & Bakken, E. (2011). *Europas behov for fleksibilitet.* Oslo: Energi Norge.
- Bjørndalen, J., Bakken, E., Berg Skånlund, A., & Tennbakk, B. (2011). *Norge som leverandør av fornybar fleksibilitet.* Oslo: Thema Consulting Group and EC Group.
- Bye, T., Bjørndal, M., Doorman, G., Kjølle, G., & Riis, C. (2010). *Flere og riktigere priser - Et mer effektivt kraftsystem.* Oslo: Ekspertutvalget om driften av kraftsystemet.
- Degreedays.net. (u.d.). *Degree days.* Hentet fra <http://www.degreedays.net/>
- Det energipolitiske Udvalg 2009-10. (2010). *Udvikling af rammer for regulerkraft.* Fredericia: Energinet.dk.
- Ea Energianalyse. (2007). *59 pct vindkraft i Danmark i 2025 - en teknisk økonomisk analyse.* København.
- Ea Energianalyse. (2009). *Bedre integration av vind - delrapport 1.* København: Energistyrelsen og Skatteministeriet.
- Energinet.dk. (2011). *Dok. Nr 35027 - 11, sagsnr. 10/5553.* Energinet.dk.
- Energinet.dk. (2012, March 21). *Nettilslutning-af-Anholt-havmoellepark.* Hentet March 22, 2013 fra <http://www.energinet.dk/EN/ANLAEG-OG-PROJEKTER/Anlaegsprojekter-el/Nettilslutning-af-Anholt-havmoellepark/Sider/Film-Vind-i-stikkontakten.aspx>
- Energinet.dk. (2012). Wind Power - to combat climate change. *green thinking in Denmark*, 2-56.
- Energinet.dk. (2013, februar 2013). *Energinet.dk.* Hentet FEBRUAR Mandag 18., 2013 fra <http://energinet.dk/DA/KLIMA-OG-MILJOE/Elsektorens-miljoepaavirkninger/Elproduktion-i-Danmark/Sider/Elproduktion-og-forbrug.aspx>
- Energistyrelsen.dk. (2010, August 26). *ens.dk.* Hentet Februar 18, 2013 fra [http://www.ens.dk/da-DK/Info/Nyheder/Nyhedsarkiv/2010/Documents/Danmarks\\_hovedforb\\_2010.jpg](http://www.ens.dk/da-DK/Info/Nyheder/Nyhedsarkiv/2010/Documents/Danmarks_hovedforb_2010.jpg)

- Entsoe. (2012). *nordpoolspot.com*. Hentet fra [http://www.nordpoolspot.com/Global/Download%20Center/TSO/Max\\_NTC\\_20111010\\_valid-from-15-Dec.pdf](http://www.nordpoolspot.com/Global/Download%20Center/TSO/Max_NTC_20111010_valid-from-15-Dec.pdf)
- EU. (2013). *ec.europa.eu*. Hentet fra [http://ec.europa.eu/clima/publications/docs/factsheet\\_ets\\_2013\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/clima/publications/docs/factsheet_ets_2013_en.pdf)
- European Commission. (2013). *ec.europa.eu*. Hentet fra [http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/index_en.htm)
- European Environment Agency. (2013). *eea.europa.eu*. Hentet 2013 fra <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/figures/gross-electricity-production-by-fuel-4>
- European-Commission. (2011). *Energy.eu*. Hentet fra [http://www.energy.eu/country\\_overview/Estonia\\_2011.pdf](http://www.energy.eu/country_overview/Estonia_2011.pdf)
- Fell, H. (2008). *EU-ETS and Nordic Electricity; a CEVAR approach*. Resources for the future.
- Forsund, F. R. (2010). *Hydropower Economics*. Springer.
- Førsund, & Hjalmarsson. (2010). *Renewable energy Expansion and the Value of Balance Regulation Power*. Göteborg: Department of economics, University of Gothenburg.
- Førsund, F. (2011). Innfasing av vindkraft. *Samfunnsøkonomen*.
- Førsund, F. R. (2011). Innfasing av vindkraft. *Samfunnsøkonomen*.
- Group, C. (u.d.). *CME Group*. Hentet 03 2013 fra <http://www.cmegroup.com/trading/energy/natural-gas/natural-gas.html>
- Havskjold, M. (2010). *Kraftmarked og utveksling, Energiteknologi- og systemer (FORN200)*. UMB.
- Heide, D., von Bremen, L., Greiner, M., Hoffman, C., Speckmann, M., & Bofinger, S. (2010, 03 12). Seasonal optimal mix of wind and solar power in a future, highly renewable Europe. *Renewable Energy - an international journal*, ss. 1-7.
- IEA, i. e. (2010). *bellona.no*. Hentet 01 2013 fra [http://bellona.no/factsheets/atomkraft\\_sverige/#\\_ftnref1](http://bellona.no/factsheets/atomkraft_sverige/#_ftnref1)
- IPCC. (2007). *the Fourth Assessment Report (AR4)*. Intergovernmental Panel on Climate Change.
- KLIF. (2004). *klimavoteforskriften*. SFT.
- Klima og Energiministeriet. (2010). *National Vedvarende Energi Handlingsplan*. København: Klima og energiministeriet.
- Mauritzen, J. (2011). *What happens when it's windy in Denmark? An empirical analysis of wind power on price variability in the nordic electricity market*. Stockholm: Research institute of industrial economics.

- Mauritzen, J. (2012). *Dead battery? Wind power, the spot market, and hydro power interaction in the nordic electricity market*. Stockholm: Research institute of industrial economics.
- Nasdaq OMX. (2013, 03). Nasdaq OMX Commodities Europe. Europa.
- Nord Pool. (2013). *nordpoolspot.com*. Hentet fra <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Day-ahead-market-Elspot-/Price-calculation/>
- Nord Pool Consulting. (2010). *Dansk vindkraft og kraftutveksling Skagerrak*. Oslo: NVE.
- Nord Pool Spot. (2013). *The Nordic electricity exchange and the Nordic model for a liberalized electricity market*. Oslo: Nord Pool Spot.
- Offshore Center Danmark. (2013, Februar). *Offshore Center Danmark*. Hentet Februar Mandag 18. , 2013 fra Nationalt kompetencecenter for offshore:  
<http://www.offshorecenter.dk/offshorewindfarms.asp>
- Pobłocka, A. (2011). *RES-INTEGRATION – Country Report Denmark*. Berlin: DG energy.
- Ruud, V. (2011). Strømprisen til himmels. *ba.no*.
- Salgi, G., & Lund, H. (2009, May). The role of compressed air energy storage (CAES) in future sustainable energy systems. *Energy conversion and management*, pp. 1172-1179.
- Seljon, P., Rosenberg, E., Fidje, A., Meir, M., Haugen, J., & Jarlseth, T. (2010). *The effect of climate change on the Norwegian energy system towards 2050*. Kjeller: Institute for Energy Technology.
- SSB. (2013, Februar 21). *SSB.no*. Hentet Februar 25, 2013 fra [www.ssb.no/energi](http://www.ssb.no/energi)
- stat.fi. (u.d.). *Statistics Finland*. Hentet 03 2013 fra <http://193.166.171.75/Dialog/Saveshow.asp>
- StataCorp. (2011). Texas.
- Statkraft. (2013). *Statkraft.no*. Hentet fra <http://www.statkraft.no/energikilder/vannkraft/>
- Statkraft.no. (u.d.). *Statkraft.no*. Hentet fra <http://www.statkraft.no/energikilder/vannkraft/>
- Statnett. (2009, November). Konasesjonssøknad SK4. *450/500V likestrøms kabelforbindelse - Skagerrak 4 Søknad om konsesjon, ekspropriasjonstillatelse og forhåndstiltredelse*. Oslo: NVE.
- Stern, N. (2006). *The Economics of Climate Change*.
- Thema. (2011). *Carbon pass through in Norway*. Thema Consulting group.
- Thema. (2011). *Kriterier for sentralnettsinvesteringer*. Thema Consulting Group.
- Tietenberg, T. (2006). *Emissions Trading Principles and Practice Second Edition*. Resources for the Future.
- Vattenfall.se. (u.d.). *Vattenfall.se*. Hentet fra <http://www.vattenfall.se/sv/om-vattenkraft.htm>

Wangsten, I., Doorman, G., & Grinden, B. (2000). *Effektpris*. Oslo: Sintef.

Wooldrige. (2009). *Introductory Econometrics A Modern Approach 4. ed.* South-Western cengage learning.

World Bank. (2013). Hentet fra [worldbank.org](http://worldbank.org)

Wunderground. (2013). *wunderground.com*. Hentet fra <http://www.wunderground.com/>

Østergaard, P. (2008). Geographic aggregation and wind power output variance in Denmark. *Energy* 33, pp. 1453-60.

## 7 Appendiks

### 7.1 Oppsummering av data

Tabell 7.1 Beskrivelse av variablene

variable name	type	format	label	variable label
sysprice	float	%8.2f		System price (EUR/MWh)
price_osl	float	%8.2f		OSL area price (EUR/MWh)
price_hel	float	%8.2f		HEL area price (EUR/MWh)
price_ode	float	%8.2f		ODE area price (EUR/MWh)
price_sto	float	%8.2f		STO area price (EUR/MWh)
price_cph	float	%8.2f		CPH area price (EUR/MWh)
spot_eua	float	%8.2f		EUA spot price
res_lev_fi	float	%8.2f		Reservoir level Fi (%)
res_lev_no	float	%8.2f		Reservoir level No (%)
res_lev_se	float	%8.2f		Reservoir level Se (%)
pngas	float	%9.3f		Price of RU nat gas [EUR/1000m3]
pcoal	float	%9.3f		Price of AU coal [EUR/t]
lpsys	float	%9.0g		Log of system price
lpco2	float	%9.0g		Log til prisen på CO2 kvoter
lposl	float	%9.0g		Log til prisen i Oslo
lphel	float	%9.0g		Log til prisen i Helsinki
lpode	float	%9.0g		Log til prisen i Odense
lpsto	float	%9.0g		Log til prisen i Stockholm
lpcph	float	%9.0g		Log til prisen i København
lwsno	float	%9.0g		Log til endringen i reservoarfyllingen i Norge
lwsfi	float	%9.0g		Log til endringen i reservoarfyllingen i Finland
lwsse	float	%9.0g		Kog til endringen i reservoarfyllingen i Sverige
lpcoal	float	%9.0g		Log til prisen av kull
lpgas	float	%9.0g		Log til prisen av gass
thel2	float	%9.0g		Kvadrert log til heating degreedays i Helsinki
tosl2	float	%9.0g		Kvadrert log til heating degreedays i Oslo
tsto2	float	%9.0g		Kvadrert log til heating degreedays i Stockholm
tode2	float	%9.0g		Kvadrert log til heating degreedays i Odense
tcph2	float	%9.0g		Kvadrert log til heating degreedays i København
lwind1	float	%9.0g		Log til vindproduksjon i DK1
lwind2	float	%9.0g		Log til vindproduksjon i DK2
tsin	float	%5.3f		Korrigerer for sesongvariasjoner
tcos	float	%5.3f		Korrigerer for sesongvariasjoner
dwkday	byte	%4.0f		Dummyvariabel for arbeidsdager

Tabell 7.2 Oppsummering av Variablene

Variable	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
sysprice	60384	41.10503	15.00642	0	300.03
price_os1	60384	39.93638	16.16077	0	199.52
price_hel	60384	43.61832	24.80552	0	1400.11
price_ode	60384	43.28742	18.05506	-119.9	943.04
price_sto	60384	43.31155	24.09678	0	1400.11
price_cph	60384	45.81094	30.80306	-38.07	2000
spot_eua	60384	19.1232	5.30314	6.88	34.6
res_lev_fi	60384	58.73247	14.66039	17.3	82.2
res_lev_no	60384	61.64324	20.28222	18.1	94.1
res_lev_se	60384	56.68613	22.39777	10.8	90.7
pngas	60384	240.5379	66.62558	135.7782	460.455
pcoal	60384	65.17867	23.01663	33.99925	123.7154
lpsys	60384	3.642875	.4134718	-4.60517	5.703883
lpco2	60384	2.910814	.2887624	1.928619	3.543854
lpos1	60384	3.585938	.5122263	-4.60517	5.295915
lphe1	60384	3.693543	.4155306	-4.60517	7.244306
lpode	60384	3.656012	.6906535	-4.60517	6.849109
lpsto	60384	3.685525	.4235924	-4.60517	7.244306
lpcph	60384	3.713954	.5469347	-4.60517	7.600903
lwsno	60384	-.0654253	.1765964	-.7271377	.231311
lwsfi	60384	-.0252693	.1860931	-.642006	.3929666
lwsse	60384	-.0249981	.2029632	-.6155611	.4258449
lpcoal	60384	4.115885	.3489555	3.526338	4.817984
lpgas	60384	5.449247	.2533197	4.911023	6.132215
thel2	60384	5.53969	3.76519	0	15.06654
tos12	60384	5.782965	3.596589	0	14.23372
tsto2	60384	5.186358	3.526162	0	14.32009
tode2	60384	4.289778	3.091695	0	13.23203
tcph2	60384	4.251825	3.119446	0	11.79227
lwind1	60384	5.868085	1.293876	-4.60517	8.1893
lwind2	60384	4.54703	1.628762	-4.60517	7.061592
tsin	60384	-.0056332	.710953	-.9999982	.9999987
tcos	60384	-.0146499	.7030761	-.9999754	.9999949
dwkday	60384	.7138315	.4519729	0	1

## 7.2 Tester

### 7.2.1 Augmented Dickey Fuller test

Tabell 7.3 ADF, lag(24) for log systemprisen, lpsys.

Augmented Dickey-Fuller test for unit root                      Number of obs =                      60359

Test Statistic	Interpolated Dickey-Fuller		
	1% Critical Value	5% Critical Value	10% Critical Value
Z(t)	-3.430	-2.860	-2.570

MacKinnon approximate p-value for Z(t) = 0.0000

Konklusjon: Ikke enhetsrot. Prosessen er stasjonær.

### Tabell 7.4 ADF, lag(24) for log av EUA spot prisene, lpc2

Augmented Dickey-Fuller test for unit root                      Number of obs    =    60359

Test Statistic	Interpolated Dickey-Fuller			
	1% Critical Value	5% Critical Value	10% Critical Value	
Z(t)	-2.082	-3.430	-2.860	-2.570

MacKinnon approximate p-value for Z(t) = 0.2517

Konklusjon: Enhetsrot, prosessen er ikke stasjonær.

### Tabell 7.5 ADF, lag(24) log av naturgass priser, pngas

Augmented Dickey-Fuller test for unit root                      Number of obs    =    60359

Test Statistic	Interpolated Dickey-Fuller			
	1% Critical Value	5% Critical Value	10% Critical Value	
Z(t)	-0.828	-3.430	-2.860	-2.570

MacKinnon approximate p-value for Z(t) = 0.8109

Konklusjon: Enhetsrot, prosessen er ikke stasjonær.

### Tabell 7.6 ADF, lag(24) log av kullpriser, pcoal

Augmented Dickey-Fuller test for unit root                      Number of obs    =    60359

Test Statistic	Interpolated Dickey-Fuller			
	1% Critical Value	5% Critical Value	10% Critical Value	
Z(t)	-0.434	-3.430	-2.860	-2.570

MacKinnon approximate p-value for Z(t) = 0.9043

Konklusjon: Testen viser Enhetsrot.

**Tabell 7.7 ADF, lag(24) log av områdeprisene**

```
. dfuller lpos1, lag(24)
```

Augmented Dickey-Fuller test for unit root                      Number of obs    =        60359

Test Statistic	Interpolated Dickey-Fuller		
	1% Critical Value	5% Critical Value	10% Critical Value
Z(t)	-6.426	-3.430	-2.860

MacKinnon approximate p-value for Z(t) = 0.0000

```
. dfuller lphel, lag(24)
```

Augmented Dickey-Fuller test for unit root                      Number of obs    =        60359

Test Statistic	Interpolated Dickey-Fuller		
	1% Critical Value	5% Critical Value	10% Critical Value
Z(t)	-12.455	-3.430	-2.860

MacKinnon approximate p-value for Z(t) = 0.0000

```
. dfuller lpsto, lag(24)
```

Augmented Dickey-Fuller test for unit root                      Number of obs    =        60359

Test Statistic	Interpolated Dickey-Fuller		
	1% Critical Value	5% Critical Value	10% Critical Value
Z(t)	-11.570	-3.430	-2.860

MacKinnon approximate p-value for Z(t) = 0.0000

```
. dfuller lpode, lag(24)
```

Augmented Dickey-Fuller test for unit root                      Number of obs    =        60359

Test Statistic	Interpolated Dickey-Fuller		
	1% Critical Value	5% Critical Value	10% Critical Value
Z(t)	-25.251	-3.430	-2.860

MacKinnon approximate p-value for Z(t) = 0.0000

```
. dfuller lpcph, lag(24)
```

Augmented Dickey-Fuller test for unit root                      Number of obs    =        60359

Test Statistic	Interpolated Dickey-Fuller		
	1% Critical Value	5% Critical Value	10% Critical Value
Z(t)	-19.533	-3.430	-2.860

MacKinnon approximate p-value for Z(t) = 0.0000

**Konklusjon: Alle områdeprisene er stasjonære**

### 7.2.2 Normalitet

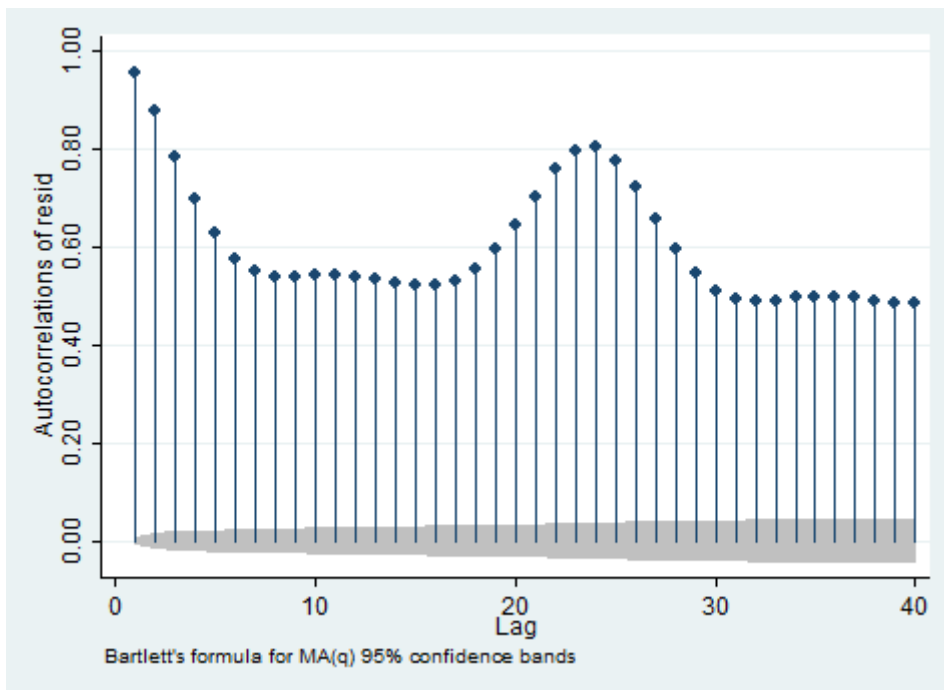
I følge (Wooldrige, 2009) trenger man ikke å teste for normalitet dersom datasettet er stort (over 30 observasjoner). Dette er fordi at når datasettet blir stort så gjelder loven om store tall, som gjør at vi



får asymptotisk normalitet. Dette betyr at fordelingen i utvalget vil gå mot standard normalfordelingen. Vi vil da få en asymptotisk standardfeil som er gyldig i store utvalg.

### 7.2.3 Serie-korrelerte restledd

Dersom restleddet er korrelert over tid vil dette føre til at variansen ikke lengre er gyldig. De vanlige varians formlene vil ikke lengre gjelde og ols regresjonen, samt de vanlige testene vil heller ikke lengre være gyldige. Dette kan korrigeres ved å bruke HAC standardavvik. Det er dette vi gjør i kap 5.4 med Newey West regresjonen.



Figur 7.1 Korrelerogram over Ipsy

Korrelerogrammet viser et tydelig mønster som indikerer seriekorrelasjon. Vi kan se at to timer etter hverandre er høyt korrelert mens time 3 er lite korrelert med time 9, og igjen høyt korrelert med time 28 som er time 3 dagen etter. Man kan også se graden av seriekorrelasjon reduseres med tiden og man kan derfor konkludere med at vi har svak avhengighet som var en av forutsetningene for modellen.

Tabell 7.8 Test for seriekorrelasjon i Ipsy

Breusch-Godfrey LM test for autocorrelation

lags (p)	chi2	df	Prob > chi2
1	55074.075	1	0.0000

H0: no serial correlation

### Tabell 7.9 Test for seriekorrelasjon i lpost

```
. estat bgodfrey
```

Breusch-Godfrey LM test for autocorrelation

lags (p)	chi2	df	Prob > chi2
1	57839.054	1	0.0000

H0: no serial correlation

### Tabell 7.10 Test for seriekorrelasjon i lphel

Breusch-Godfrey LM test for autocorrelation

lags (p)	chi2	df	Prob > chi2
1	50950.080	1	0.0000

H0: no serial correlation

### Tabell 7.11 Test for seriekorrelasjon i lpode

Breusch-Godfrey LM test for autocorrelation

lags (p)	chi2	df	Prob > chi2
1	39928.371	1	0.0000

H0: no serial correlation

### Tabell 7.12 Test for seriekorrelasjon i lpcph

Breusch-Godfrey LM test for autocorrelation

lags (p)	chi2	df	Prob > chi2
1	44774.326	1	0.0000

H0: no serial correlation

### Tabell 7.13 Test for seriekorrelasjon i lpsto

Breusch-Godfrey LM test for autocorrelation

lags (p)	chi2	df	Prob > chi2
1	52992.237	1	0.0000

H0: no serial correlation

Alle testene viser at vi har seriekorrelasjon.

### 7.2.4 Heteroskedastisitet

Dersom variansen i datasettet er forskjellig for ulike observasjoner byr det på problemer når du skal bruke variansen til gjøre en OLS regresjon og også når du skal utføre diverse tester. Derfor må man kontrollere for heteroskedastisitet dersom det viser seg at en har det i datasettet. I tidsseriedata kan dette gjøres ved å benytte HAC standardavvik i regresjonen.

### Tabell 7.14 Test for hetroskedastisitet i systemprisen

```
Breusch-Pagan / Cook-Weisberg test for heteroskedasticity
Ho: Constant variance
Variables: fitted values of lpsys

chi2(1)      = 2155.62
Prob > chi2  = 0.0000
```

### Tabell 7.15 Test for hetroskedastisitet i lposl

```
Breusch-Pagan / Cook-Weisberg test for heteroskedasticity
Ho: Constant variance
Variables: fitted values of lposl

chi2(1)      = 9441.65
Prob > chi2  = 0.0000
```

### Tabell 7.16 Test for hetroskedastisitet i lphel

```
Breusch-Pagan / Cook-Weisberg test for heteroskedasticity
Ho: Constant variance
Variables: fitted values of lphel

chi2(1)      = 147.68
Prob > chi2  = 0.0000
```

### Tabell 7.17 Test for hetroskedastisitet i lpcph

```
Breusch-Pagan / Cook-Weisberg test for heteroskedasticity
Ho: Constant variance
Variables: fitted values of lpcph

chi2(1)      = 6.10
Prob > chi2  = 0.0135
```

### Tabell 7.18 Test av hetroskedastisitet i lpode

```
Breusch-Pagan / Cook-Weisberg test for heteroskedasticity
Ho: Constant variance
Variables: fitted values of lpode

chi2(1)      = 11968.94
Prob > chi2  = 0.0000
```

### Tabell 7.19 Test av hetroskedastisitet i lpsto

```
Breusch-Pagan / Cook-Weisberg test for heteroskedasticity
Ho: Constant variance
Variables: fitted values of lpsto

chi2(1)      = 468.14
Prob > chi2  = 0.0000
```

Testene viser at man kan avvise  $H_0$ : homoskedastisitet, og konkludere med at datasettene inneholder hetroskedastisitet.

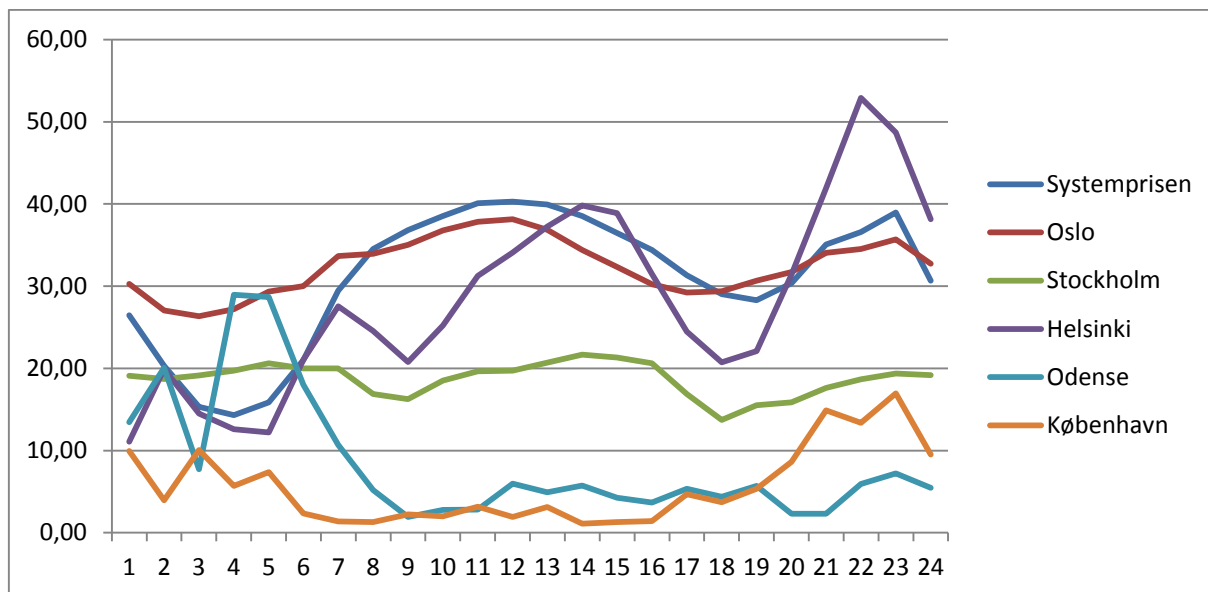
### 7.2.5 Ramsey RESET test

Tester for modell-misspesifikasjon

Tabell 7.20 Ramsey RESET test

Timer	Systempris	Oslo	Stockholm	Helsinki	Odense	København
	F( 3, 2501)	F( 3, 2501)	F( 3, 2499)	F( 3, 2499)	F( 3, 2499)	F( 3, 2498)
1	26,46	30,26	19,09	11,09	13,47	9,96
2	20,30	27,03	18,69	19,92	20,07	3,93
3	15,33	26,34	19,14	14,52	7,72	10,06
4	14,30	27,21	19,71	12,61	28,95	5,69
5	15,86	29,34	20,60	12,19	28,70	7,39
6	20,99	29,99	19,99	21,04	18,01	2,35
7	29,45	33,68	20,01	27,56	10,68	1,38
8	34,53	33,94	16,86	24,57	5,19	1,28
9	36,84	35,03	16,27	20,78	1,94	2,23
10	38,52	36,79	18,51	25,20	2,78	2,01
11	40,11	37,83	19,64	31,25	2,81	3,18
12	40,27	38,14	19,74	34,10	5,99	1,91
13	39,94	36,85	20,71	37,24	4,92	3,14
14	38,54	34,39	21,65	39,83	5,75	1,09
15	36,48	32,36	21,31	38,89	4,25	1,30
16	34,41	30,24	20,62	31,49	3,69	1,43
17	31,34	29,23	16,89	24,49	5,36	4,67
18	29,04	29,38	13,73	20,72	4,37	3,70
19	28,28	30,68	15,51	22,11	5,71	5,36
20	30,37	31,72	15,88	31,41	2,33	8,62
21	35,07	34,05	17,63	41,91	2,31	14,88
22	36,58	34,51	18,66	52,90	5,92	13,37
23	38,97	35,71	19,36	48,72	7,23	16,94
24	30,68	32,72	19,16	38,14	5,45	9,52

Tabellen spesifiserer F verdiene til alle regresjonene gjennomført i oppgaven. Alle regresjonene får modell misspesifikasjon, men København har en funksjonell form som passer bedre enn noen av de andre.



Figur 7.2 Grafisk Fremstilling av Ramsey RESET test resultatene

### 7.3 Newey West regresjon

#### 7.3.1 Resultater Systemprisen

. estimates table psys\*, b(%8.4f) se(%8.4f)

Variable	psys1	psys2	psys3	psys4	psys5	psys6	psys7	psys8	psys9
lpco2									
L2.	0.4296 0.0729	0.4716 0.0805	0.4957 0.0837	0.5083 0.0849	0.4955 0.0817	0.4514 0.0703	0.4070 0.0585	0.3867 0.0516	0.3693 0.0500
lpgas	0.1611 0.0427	0.1581 0.0468	0.1612 0.0512	0.1732 0.0562	0.1792 0.0559	0.1763 0.0497	0.1676 0.0439	0.1303 0.0423	0.1041 0.0452
lpcoal	0.1940 0.0467	0.1651 0.0516	0.1436 0.0561	0.1331 0.0593	0.1323 0.0581	0.1484 0.0517	0.2018 0.0449	0.2645 0.0417	0.2890 0.0413
lwsno									
L4.	-1.4798 0.1157	-1.5605 0.1248	-1.6177 0.1305	-1.6580 0.1331	-1.6629 0.1315	-1.5798 0.1196	-1.4459 0.1060	-1.2816 0.0980	-1.1829 0.0953
tsin	-0.0212 0.0228	-0.0166 0.0252	-0.0162 0.0269	-0.0061 0.0279	-0.0089 0.0272	-0.0251 0.0241	-0.0386 0.0204	-0.0319 0.0180	-0.0175 0.0173
tcos	0.1528 0.0204	0.1929 0.0230	0.2318 0.0254	0.2673 0.0283	0.2870 0.0281	0.2617 0.0247	0.2084 0.0212	0.1746 0.0185	0.1580 0.0179
dwkday	-0.0067 0.0065	0.0010 0.0081	0.0108 0.0109	0.0428 0.0140	0.0939 0.0145	0.1913 0.0198	0.2632 0.0220	0.2674 0.0159	0.2430 0.0123
_cons	0.5627 0.2708	0.5157 0.3057	0.4667 0.3408	0.3515 0.3838	0.3281 0.3891	0.3958 0.3485	0.3800 0.2928	0.4722 0.2517	0.6414 0.2609

legend: b/se

Variable	psys10	psys11	psys12	psys13	psys14	psys15	psys16	psys17	psys18
lpco2									
L2.	0.3649	0.3709	0.3756	0.3781	0.3841	0.3907	0.3903	0.3839	0.3630
	0.0475	0.0459	0.0459	0.0474	0.0494	0.0510	0.0521	0.0530	0.0519
lpgas	0.1044	0.1134	0.1201	0.1303	0.1381	0.1458	0.1520	0.1471	0.1198
	0.0427	0.0405	0.0393	0.0381	0.0377	0.0377	0.0385	0.0420	0.0453
lpcoal	0.3002	0.3008	0.3007	0.2931	0.2832	0.2748	0.2644	0.2645	0.2820
	0.0398	0.0389	0.0387	0.0383	0.0386	0.0391	0.0395	0.0408	0.0419
lwsno									
L4.	-1.1668	-1.1638	-1.1868	-1.2068	-1.2308	-1.2527	-1.2708	-1.2732	-1.2307
	0.0921	0.0903	0.0904	0.0904	0.0914	0.0929	0.0939	0.0961	0.0970
tsin	-0.0275	-0.0357	-0.0451	-0.0493	-0.0539	-0.0584	-0.0637	-0.0681	-0.0625
	0.0166	0.0161	0.0161	0.0162	0.0166	0.0169	0.0172	0.0175	0.0175
tcos	0.1308	0.1160	0.1077	0.1039	0.1072	0.1156	0.1338	0.1611	0.1834
	0.0169	0.0164	0.0163	0.0161	0.0161	0.0164	0.0168	0.0176	0.0183
dwkday	0.1846	0.1477	0.1250	0.1194	0.1343	0.1433	0.1414	0.1302	0.1118
	0.0098	0.0085	0.0077	0.0076	0.0084	0.0088	0.0088	0.0083	0.0077
_cons	0.6580	0.6191	0.5790	0.5354	0.4876	0.4401	0.4437	0.5039	0.6837
	0.2364	0.2155	0.2009	0.1969	0.1991	0.2005	0.2012	0.2070	0.2194

legend: b/se

Variable	psys19	psys20	psys21	psys22	psys23	psys24
lpco2						
L2.	0.3398	0.3428	0.3646	0.3818	0.3946	0.4221
	0.0488	0.0432	0.0461	0.0504	0.0551	0.0670
lpgas	0.1023	0.1227	0.1402	0.1452	0.1532	0.1619
	0.0414	0.0364	0.0353	0.0362	0.0367	0.0404
lpcoal	0.2916	0.2869	0.2709	0.2644	0.2578	0.2227
	0.0396	0.0367	0.0367	0.0372	0.0382	0.0431
lwsno						
L4.	-1.2201	-1.2441	-1.2731	-1.2739	-1.3062	-1.4135
	0.0935	0.0872	0.0882	0.0904	0.0940	0.1069
tsin	-0.0546	-0.0635	-0.0618	-0.0488	-0.0404	-0.0274
	0.0168	0.0157	0.0160	0.0166	0.0175	0.0208
tcos	0.1686	0.1429	0.1261	0.1166	0.1020	0.1295
	0.0171	0.0159	0.0159	0.0159	0.0162	0.0188
dwkday	0.0810	0.0615	0.0525	0.0424	0.0273	0.0170
	0.0066	0.0058	0.0055	0.0051	0.0049	0.0059
_cons	0.8340	0.7321	0.6238	0.5691	0.5099	0.4710
	0.2259	0.2071	0.2044	0.2056	0.2044	0.2424

legend: b/se

## 7.3.2 Resultater Oslo

. estimates table pos1\*, b(%8.4f) se(%8.4f)

Variable	pos11	pos12	pos13	pos14	pos15	pos16	pos17	pos18	pos19
lpco2									
L2.	0.3611	0.4224	0.4647	0.4841	0.4741	0.4278	0.3548	0.3141	0.2909
	0.0795	0.0873	0.0896	0.0902	0.0877	0.0807	0.0732	0.0714	0.0699
lpgas	0.3063	0.2919	0.2953	0.3031	0.3081	0.2984	0.3042	0.2888	0.2833
	0.0585	0.0624	0.0655	0.0682	0.0679	0.0635	0.0590	0.0569	0.0563
lwsno									
L4.	-1.7771	-1.8366	-1.8855	-1.9305	-1.9330	-1.8835	-1.8363	-1.7800	-1.7207
	0.1354	0.1415	0.1449	0.1476	0.1468	0.1431	0.1396	0.1368	0.1345
tosl2	0.0323	0.0327	0.0343	0.0356	0.0349	0.0286	0.0254	0.0249	0.0301
	0.0092	0.0096	0.0100	0.0104	0.0100	0.0094	0.0091	0.0090	0.0089
tsin	-0.0616	-0.0580	-0.0552	-0.0476	-0.0487	-0.0512	-0.0530	-0.0467	-0.0446
	0.0284	0.0296	0.0302	0.0306	0.0298	0.0293	0.0287	0.0286	0.0270
tcos	0.0564	0.0980	0.1340	0.1636	0.1884	0.1908	0.1584	0.1265	0.0853
	0.0444	0.0457	0.0471	0.0478	0.0453	0.0427	0.0419	0.0430	0.0424
dwkday	-0.0042	0.0000	0.0049	0.0279	0.0705	0.1535	0.1976	0.1787	0.1555
	0.0075	0.0090	0.0121	0.0139	0.0142	0.0190	0.0206	0.0137	0.0104
_cons	0.5251	0.3713	0.1756	0.0170	-0.0073	0.2058	0.4260	0.7003	0.8267
	0.3459	0.3656	0.3935	0.4253	0.4335	0.4062	0.3793	0.3549	0.3554

legend: b/se

Variable	pos110	pos111	pos112	pos113	pos114	pos115	pos116	pos117	pos118
lpco2									
L2.	0.2830	0.2842	0.2879	0.2888	0.2959	0.3063	0.3093	0.3085	0.2930
	0.0689	0.0680	0.0679	0.0680	0.0683	0.0689	0.0693	0.0689	0.0693
lpgas	0.2859	0.2893	0.2932	0.2962	0.2984	0.3008	0.3010	0.2976	0.2866
	0.0547	0.0533	0.0529	0.0528	0.0529	0.0532	0.0534	0.0535	0.0542
lwsno									
L4.	-1.7115	-1.7090	-1.7193	-1.7200	-1.7284	-1.7350	-1.7374	-1.7342	-1.7357
	0.1316	0.1303	0.1304	0.1298	0.1298	0.1299	0.1303	0.1312	0.1338
tosl2	0.0330	0.0331	0.0339	0.0356	0.0375	0.0380	0.0367	0.0390	0.0416
	0.0089	0.0085	0.0083	0.0078	0.0075	0.0074	0.0071	0.0071	0.0074
tsin	-0.0536	-0.0591	-0.0648	-0.0688	-0.0766	-0.0798	-0.0808	-0.0854	-0.0844
	0.0259	0.0255	0.0254	0.0250	0.0249	0.0251	0.0253	0.0252	0.0250
tcos	0.0434	0.0282	0.0167	0.0050	-0.0024	-0.0001	0.0126	0.0144	0.0097
	0.0429	0.0430	0.0438	0.0427	0.0425	0.0424	0.0430	0.0429	0.0435
dwkday	0.1095	0.0780	0.0613	0.0606	0.0733	0.0813	0.0836	0.0743	0.0536
	0.0085	0.0076	0.0074	0.0074	0.0077	0.0080	0.0082	0.0080	0.0078
_cons	0.8711	0.8846	0.8661	0.8401	0.7842	0.7278	0.7190	0.7404	0.8578
	0.3405	0.3242	0.3158	0.3124	0.3119	0.3123	0.3115	0.3098	0.3157

legend: b/se

Variable	posl19	posl20	posl21	posl22	posl23	posl24
lpco2						
L2.	0.2800 0.0691	0.2801 0.0671	0.2890 0.0662	0.2979 0.0679	0.3104 0.0721	0.3491 0.0783
lpgas	0.2785 0.0546	0.2891 0.0537	0.3024 0.0531	0.3027 0.0539	0.3094 0.0554	0.3124 0.0585
lwsno						
L4.	-1.7348 0.1336	-1.7359 0.1309	-1.7326 0.1298	-1.7305 0.1302	-1.7527 0.1333	-1.7749 0.1356
tosl2	0.0383 0.0076	0.0340 0.0079	0.0295 0.0081	0.0263 0.0086	0.0267 0.0088	0.0300 0.0093
tsin	-0.0724 0.0249	-0.0672 0.0249	-0.0650 0.0253	-0.0574 0.0265	-0.0539 0.0275	-0.0565 0.0284
tcos	0.0184 0.0441	0.0290 0.0447	0.0403 0.0444	0.0540 0.0459	0.0477 0.0459	0.0511 0.0466
dwkday	0.0339 0.0072	0.0268 0.0069	0.0263 0.0068	0.0193 0.0066	0.0094 0.0068	0.0055 0.0072
_cons	0.9687 0.3246	0.9262 0.3232	0.8360 0.3232	0.8178 0.3269	0.7308 0.3303	0.5451 0.3448

legend: b/se

### 7.3.3 Resultater Helsinki

. estimates table phel\*, b(%8.4f) se(%8.4f)

Variable	phel1	phel2	phel3	phel4	phel5	phel6	phel7	phel8	phel9
lpco2									
L2.	0.4411 0.0517	0.4909 0.0665	0.5027 0.0742	0.5062 0.0769	0.4548 0.0607	0.4172 0.0489	0.3788 0.0480	0.3514 0.0420	0.3343 0.0413
lpgas	0.2149 0.0488	0.2058 0.0662	0.2042 0.0799	0.2156 0.0863	0.2534 0.0808	0.2707 0.0651	0.2559 0.0559	0.2275 0.0500	0.1914 0.0495
lpcoal	0.3198 0.0416	0.2719 0.0506	0.2416 0.0586	0.2241 0.0637	0.2270 0.0601	0.2430 0.0506	0.2873 0.0444	0.3485 0.0432	0.3735 0.0416
lwsno									
L4.	-0.8378 0.1310	-0.9207 0.1830	-0.9911 0.2185	-1.0174 0.2294	-0.9493 0.2099	-0.7879 0.1669	-0.7353 0.1438	-0.5608 0.1176	-0.5416 0.1092
lwsfi									
L4.	-0.3042 0.1084	-0.2783 0.1541	-0.2511 0.1863	-0.2772 0.1993	-0.3740 0.1878	-0.4648 0.1485	-0.4488 0.1248	-0.5028 0.1039	-0.4335 0.0954
thel2	0.0292 0.0055	0.0367 0.0079	0.0446 0.0096	0.0475 0.0098	0.0460 0.0091	0.0428 0.0079	0.0435 0.0072	0.0469 0.0062	0.0478 0.0059
tsin	-0.0904 0.0208	-0.1121 0.0259	-0.1327 0.0294	-0.1314 0.0305	-0.1357 0.0274	-0.1327 0.0242	-0.1448 0.0223	-0.1358 0.0211	-0.1208 0.0197
tcos	-0.0187 0.0258	0.0031 0.0334	0.0247 0.0391	0.0661 0.0424	0.1063 0.0375	0.0872 0.0314	0.0103 0.0288	-0.0472 0.0265	-0.1064 0.0269
dwkday	0.0019 0.0065	0.0135 0.0100	0.0331 0.0143	0.0769 0.0172	0.1543 0.0190	0.2823 0.0253	0.3726 0.0266	0.3598 0.0185	0.3136 0.0139
_cons	-0.3939 0.2596	-0.4226 0.3339	-0.4533 0.4124	-0.5466 0.4543	-0.6416 0.4574	-0.6704 0.3793	-0.6440 0.3333	-0.5609 0.2779	-0.3186 0.2719

legend: b/se



Variable	phe110	phe111	phe112	phe113	phe114	phe115	phe116	phe117	phe118
lpco2									
L2.	0.3329	0.3475	0.3543	0.3458	0.3544	0.3700	0.3841	0.3853	0.3691
	0.0377	0.0352	0.0342	0.0329	0.0335	0.0351	0.0347	0.0347	0.0357
lpgas	0.1862	0.1877	0.1947	0.2152	0.2263	0.2226	0.2280	0.2291	0.2187
	0.0472	0.0453	0.0439	0.0412	0.0408	0.0423	0.0446	0.0482	0.0492
lpcoal	0.3890	0.3904	0.3956	0.3927	0.3810	0.3739	0.3615	0.3615	0.3701
	0.0394	0.0385	0.0380	0.0367	0.0368	0.0377	0.0401	0.0414	0.0424
lwsno									
L4.	-0.5279	-0.5334	-0.5363	-0.5422	-0.5666	-0.5945	-0.5779	-0.5519	-0.4976
	0.1028	0.0991	0.0978	0.0949	0.0976	0.0992	0.0987	0.0980	0.1007
lwsfi									
L4.	-0.4256	-0.4262	-0.4436	-0.4503	-0.4451	-0.4362	-0.4589	-0.4923	-0.5094
	0.0903	0.0867	0.0848	0.0823	0.0831	0.0829	0.0820	0.0820	0.0867
thel2	0.0445	0.0411	0.0399	0.0376	0.0386	0.0399	0.0440	0.0462	0.0528
	0.0058	0.0057	0.0057	0.0055	0.0056	0.0058	0.0062	0.0065	0.0070
tsin	-0.1227	-0.1239	-0.1319	-0.1324	-0.1336	-0.1388	-0.1482	-0.1492	-0.1407
	0.0188	0.0183	0.0183	0.0179	0.0179	0.0183	0.0188	0.0190	0.0187
tcos	-0.1340	-0.1429	-0.1512	-0.1437	-0.1421	-0.1297	-0.1103	-0.0842	-0.0892
	0.0270	0.0274	0.0277	0.0277	0.0281	0.0289	0.0297	0.0301	0.0317
dwkday	0.2479	0.2102	0.1909	0.1773	0.1861	0.1928	0.1901	0.1612	0.1308
	0.0117	0.0111	0.0106	0.0096	0.0104	0.0110	0.0115	0.0093	0.0085
_cons	-0.2613	-0.2532	-0.3071	-0.3733	-0.4411	-0.4624	-0.5002	-0.4892	-0.4016
	0.2552	0.2371	0.2326	0.2219	0.2196	0.2207	0.2214	0.2254	0.2379

legend: b/se

Variable	phe119	phe120	phe121	phe122	phe123	phe124
lpco2						
L2.	0.3455	0.3631	0.3861	0.4119	0.4040	0.4239
	0.0353	0.0313	0.0318	0.0361	0.0349	0.0446
lpgas	0.2055	0.2117	0.2250	0.2425	0.2402	0.2290
	0.0431	0.0382	0.0382	0.0396	0.0385	0.0445
lpcoal	0.3851	0.3997	0.3806	0.3607	0.3733	0.3519
	0.0389	0.0353	0.0349	0.0354	0.0350	0.0383
lwsno						
L4.	-0.5372	-0.6298	-0.7048	-0.6473	-0.7009	-0.7877
	0.0953	0.0881	0.0890	0.0935	0.0907	0.1118
lwsfi						
L4.	-0.4626	-0.4071	-0.3655	-0.4274	-0.3900	-0.3374
	0.0827	0.0775	0.0788	0.0818	0.0799	0.0940
thel2	0.0507	0.0398	0.0320	0.0318	0.0254	0.0257
	0.0063	0.0052	0.0049	0.0049	0.0045	0.0049
tsin	-0.1342	-0.1404	-0.1243	-0.0961	-0.0894	-0.0836
	0.0170	0.0162	0.0162	0.0163	0.0165	0.0185
tcos	-0.1021	-0.0846	-0.0701	-0.0658	-0.0614	-0.0354
	0.0297	0.0258	0.0245	0.0242	0.0230	0.0252
dwkday	0.1024	0.0838	0.0657	0.0519	0.0315	0.0268
	0.0074	0.0063	0.0057	0.0053	0.0047	0.0059
_cons	-0.2958	-0.4047	-0.4555	-0.5425	-0.5367	-0.5169
	0.2429	0.2222	0.2218	0.2319	0.2185	0.2396

legend: b/se

### 7.3.4 Resultater for Odense

```
. // Odense resultat
. estimates table pode*, b(%8.4f) se(%8.4f)
```

Variable	pode1	pode2	pode3	pode4	pode5	pode6	pode7	pode8	pode9
lpco2									
L2.	0.3439	0.2522	0.1685	0.0708	0.0696	0.2042	0.2434	0.3502	0.3692
	0.1014	0.1010	0.1064	0.1162	0.1060	0.0918	0.0899	0.0587	0.0500
lpgas	0.3448	0.3182	0.3784	0.3592	0.3578	0.3516	0.2458	0.1294	0.1127
	0.1283	0.1118	0.1180	0.1207	0.1149	0.1054	0.1148	0.0815	0.0537
lpcoal	0.3251	0.2759	0.1959	0.1911	0.2015	0.2562	0.3369	0.3876	0.3797
	0.0857	0.0842	0.0915	0.0997	0.0940	0.0811	0.0821	0.0574	0.0442
lwsno									
L4.	-0.8738	-0.7687	-0.6494	-0.7019	-0.7467	-0.7080	-0.6323	-0.5171	-0.4055
	0.1226	0.1230	0.1422	0.1549	0.1422	0.1230	0.1205	0.0845	0.0762
lwind1	-0.1135	-0.1282	-0.1032	-0.1723	-0.1598	-0.1176	-0.1028	-0.0728	-0.0554
	0.0170	0.0174	0.0295	0.0209	0.0196	0.0161	0.0148	0.0108	0.0076
lwind2	-0.0256	-0.0315	-0.0306	-0.0316	-0.0319	-0.0250	-0.0183	-0.0196	-0.0157
	0.0112	0.0100	0.0114	0.0116	0.0112	0.0087	0.0082	0.0057	0.0050
tode2	0.0180	0.0432	0.0352	0.0286	0.0339	0.0178	0.0055	0.0011	0.0074
	0.0192	0.0185	0.0151	0.0153	0.0149	0.0117	0.0110	0.0103	0.0097
tcph2	0.0493	0.0296	0.0572	0.0589	0.0562	0.0505	0.0570	0.0544	0.0330
	0.0233	0.0196	0.0227	0.0223	0.0227	0.0200	0.0178	0.0143	0.0116
tsin	-0.1432	-0.1317	-0.1562	-0.1421	-0.1537	-0.1357	-0.2102	-0.2096	-0.1320
	0.0497	0.0488	0.0566	0.0554	0.0539	0.0457	0.0384	0.0287	0.0190
tcos	-0.2281	-0.2432	-0.3183	-0.2666	-0.2517	-0.1609	-0.1874	-0.1293	-0.0892
	0.0893	0.0888	0.0954	0.0910	0.0899	0.0826	0.0841	0.0569	0.0416
dwkday	0.0362	0.0939	0.1779	0.2511	0.3169	0.4518	0.7109	0.6573	0.4621
	0.0403	0.0423	0.0495	0.0518	0.0525	0.0512	0.0564	0.0429	0.0295
_cons	-0.4214	0.1701	0.0200	0.7411	0.5735	-0.1453	-0.1312	0.1315	0.4013
	0.5665	0.5317	0.5637	0.5597	0.5515	0.5021	0.4505	0.3455	0.2946

legend: b/se

Variable	pode10	pode11	pode12	pode13	pode14	pode15	pode16	pode17	pode18
lpco2									
L2.	0.3981	0.4381	0.4597	0.4274	0.4167	0.3896	0.3923	0.4036	0.4451
	0.0440	0.0379	0.0390	0.0377	0.0382	0.0437	0.0486	0.0372	0.0308
lpgas	0.0465	0.0130	-0.0148	0.0375	0.0700	0.1140	0.1753	0.1187	0.0701
	0.0419	0.0352	0.0365	0.0345	0.0346	0.0388	0.0595	0.0407	0.0341
lpcoal	0.3997	0.4081	0.4094	0.4066	0.3914	0.3731	0.3749	0.4119	0.4163
	0.0385	0.0309	0.0315	0.0308	0.0310	0.0352	0.0359	0.0326	0.0297
lwsno									
L4.	-0.3874	-0.4199	-0.4305	-0.5008	-0.4591	-0.4695	-0.5066	-0.5100	-0.4728
	0.0657	0.0498	0.0514	0.0492	0.0597	0.0623	0.0693	0.0593	0.0511
lwind1	-0.0510	-0.0471	-0.0464	-0.0414	-0.0473	-0.0509	-0.0634	-0.0616	-0.0579
	0.0066	0.0061	0.0066	0.0062	0.0068	0.0071	0.0085	0.0077	0.0068
lwind2	-0.0117	-0.0135	-0.0183	-0.0209	-0.0194	-0.0203	-0.0190	-0.0200	-0.0138
	0.0046	0.0045	0.0050	0.0048	0.0052	0.0058	0.0061	0.0056	0.0051
tode2	0.0195	0.0147	0.0093	0.0154	0.0148	0.0129	0.0194	0.0183	0.0225
	0.0079	0.0071	0.0083	0.0073	0.0082	0.0098	0.0108	0.0140	0.0069
tcph2	0.0191	0.0105	0.0113	0.0011	-0.0044	0.0033	-0.0048	0.0024	0.0111
	0.0100	0.0094	0.0103	0.0094	0.0090	0.0119	0.0141	0.0181	0.0084
tsin	-0.1406	-0.1331	-0.1389	-0.1310	-0.1245	-0.1364	-0.1322	-0.1601	-0.1757
	0.0187	0.0162	0.0168	0.0155	0.0152	0.0152	0.0212	0.0187	0.0170
tcos	-0.1137	-0.0705	-0.0739	-0.0652	-0.0395	-0.0669	-0.0429	-0.0148	0.0138
	0.0448	0.0338	0.0346	0.0339	0.0427	0.0425	0.0462	0.0421	0.0261
dwkday	0.3411	0.2889	0.2668	0.2449	0.3027	0.3197	0.3425	0.3067	0.2107
	0.0239	0.0160	0.0165	0.0186	0.0223	0.0234	0.0325	0.0232	0.0099
_cons	0.7008	0.8535	1.0076	0.7959	0.6934	0.5636	0.2324	0.3649	0.5532
	0.2383	0.2388	0.2493	0.2017	0.2137	0.2174	0.3510	0.2559	0.1915

legend: b/se

Variable	pode19	pode20	pode21	pode22	pode23	pode24
lpco2						
L2.	0.4194	0.4262	0.4335	0.3984	0.3947	0.3220
	0.0314	0.0327	0.0314	0.0348	0.0348	0.0596
lpgas	0.0297	0.0372	0.0758	0.1226	0.1326	0.2583
	0.0313	0.0304	0.0286	0.0334	0.0389	0.0636
lpcoal	0.4448	0.4557	0.4222	0.3948	0.4244	0.3394
	0.0272	0.0270	0.0264	0.0299	0.0296	0.0466
lwsno						
L4.	-0.5121	-0.5854	-0.5988	-0.5351	-0.5436	-0.5644
	0.0496	0.0506	0.0480	0.0491	0.0519	0.0819
lwind1	-0.0557	-0.0513	-0.0448	-0.0438	-0.0407	-0.0614
	0.0070	0.0070	0.0065	0.0062	0.0064	0.0095
lwind2	-0.0135	-0.0096	-0.0073	-0.0055	-0.0072	-0.0103
	0.0049	0.0047	0.0041	0.0038	0.0039	0.0047
tode2	0.0190	0.0143	0.0067	0.0102	0.0122	0.0108
	0.0064	0.0065	0.0063	0.0058	0.0065	0.0074
tcph2	0.0143	0.0157	0.0159	0.0134	0.0092	0.0239
	0.0071	0.0074	0.0077	0.0075	0.0075	0.0136
tsin	-0.1510	-0.1601	-0.1441	-0.1146	-0.0774	-0.0802
	0.0148	0.0149	0.0145	0.0150	0.0167	0.0292
tcos	0.0088	-0.0090	-0.0283	-0.0699	-0.0775	-0.1349
	0.0248	0.0255	0.0253	0.0307	0.0301	0.0561
dwkday	0.1434	0.1161	0.1155	0.0947	0.0646	0.0643
	0.0086	0.0075	0.0087	0.0098	0.0159	0.0238
_cons	0.7756	0.6165	0.4585	0.3715	0.1938	0.0049
	0.2016	0.2117	0.1916	0.1676	0.1978	0.2747

legend: b/se

### 7.3.5 Resultater København

. estimates table pcph\*, b(%8.4f) se(%8.4f)

Variable	pcph1	pcph2	pcph3	pcph4	pcph5	pcph6	pcph7	pcph8	pcph9
lpco2 L2.	0.3269	0.3404	0.2972	0.2341	0.2291	0.2988	0.2134	0.2740	0.2930
	0.0599	0.0803	0.0906	0.1021	0.0956	0.0811	0.0908	0.0536	0.0550
lpgas	0.1761	0.1645	0.2103	0.2143	0.2158	0.1759	0.2507	0.1319	0.1050
	0.0543	0.0659	0.0843	0.0988	0.0973	0.0798	0.0921	0.0644	0.0645
lpcoal	0.3049	0.2351	0.1684	0.1449	0.1472	0.2192	0.2525	0.3711	0.3988
	0.0513	0.0648	0.0805	0.0903	0.0891	0.0717	0.0757	0.0551	0.0542
lwsno L4.	-0.7291	-0.7417	-0.6667	-0.6639	-0.6905	-0.7104	-0.7508	-0.5234	-0.4482
	0.0924	0.1186	0.1455	0.1562	0.1488	0.1249	0.1223	0.0957	0.0910
lwind1	-0.0382	-0.0573	-0.0595	-0.0903	-0.0856	-0.0678	-0.0533	-0.0437	-0.0394
	0.0092	0.0114	0.0131	0.0153	0.0151	0.0122	0.0118	0.0084	0.0076
lwind2	-0.0131	-0.0188	-0.0215	-0.0235	-0.0195	-0.0074	-0.0021	-0.0073	-0.0129
	0.0060	0.0077	0.0087	0.0097	0.0094	0.0073	0.0083	0.0053	0.0051
tcph2	0.0455	0.0576	0.0781	0.0792	0.0800	0.0677	0.0644	0.0713	0.0727
	0.0092	0.0136	0.0176	0.0171	0.0168	0.0146	0.0147	0.0112	0.0100
tsin	-0.1255	-0.1497	-0.1871	-0.1772	-0.1811	-0.1765	-0.1913	-0.2092	-0.1857
	0.0238	0.0326	0.0443	0.0442	0.0424	0.0354	0.0322	0.0254	0.0231
tcos	-0.0897	-0.0865	-0.1313	-0.0937	-0.0628	-0.0303	-0.1065	-0.0884	-0.1261
	0.0429	0.0577	0.0768	0.0783	0.0766	0.0687	0.0824	0.0515	0.0437
dwkday	-0.0061	-0.0077	0.0467	0.1073	0.1870	0.3505	0.4776	0.4768	0.4303
	0.0180	0.0208	0.0295	0.0342	0.0338	0.0362	0.0410	0.0272	0.0252
_cons	0.4288	0.7245	0.6755	1.0065	0.9055	0.5233	0.1596	0.2965	0.3995
	0.2497	0.3338	0.3984	0.4458	0.4514	0.3466	0.3041	0.2912	0.3047

legend: b/se

Variable	pcph10	pcph11	pcph12	pcph13	pcph14	pcph15	pcph16	pcph17	pcph18
lpco2 L2.	0.3160	0.3343	0.3304	0.3108	0.3055	0.3244	0.3289	0.3495	0.3570
	0.0462	0.0441	0.0465	0.0424	0.0429	0.0411	0.0390	0.0367	0.0445
lpgas	0.0952	0.0830	0.0706	0.0835	0.0923	0.0990	0.0937	0.1239	0.1352
	0.0564	0.0519	0.0525	0.0483	0.0477	0.0472	0.0479	0.0519	0.0599
lpcoal	0.4234	0.4279	0.4288	0.4365	0.4282	0.4205	0.4253	0.4041	0.3846
	0.0482	0.0442	0.0444	0.0422	0.0421	0.0426	0.0431	0.0461	0.0536
lwsno L4.	-0.4378	-0.4718	-0.4799	-0.5258	-0.5100	-0.5365	-0.5538	-0.5668	-0.4924
	0.0841	0.0735	0.0751	0.0740	0.0829	0.0809	0.0848	0.0820	0.0820
lwind1	-0.0322	-0.0273	-0.0260	-0.0258	-0.0322	-0.0318	-0.0334	-0.0330	-0.0369
	0.0066	0.0062	0.0069	0.0066	0.0071	0.0070	0.0073	0.0078	0.0092
lwind2	-0.0119	-0.0133	-0.0144	-0.0127	-0.0086	-0.0082	-0.0092	-0.0122	-0.0209
	0.0048	0.0048	0.0052	0.0049	0.0053	0.0054	0.0058	0.0065	0.0076
tcph2	0.0698	0.0637	0.0616	0.0511	0.0430	0.0512	0.0514	0.0594	0.0786
	0.0098	0.0092	0.0092	0.0080	0.0094	0.0086	0.0094	0.0094	0.0098
tsin	-0.1909	-0.1934	-0.2029	-0.1876	-0.1777	-0.1888	-0.1935	-0.2199	-0.2443
	0.0216	0.0206	0.0207	0.0187	0.0184	0.0179	0.0186	0.0203	0.0249
tcos	-0.1574	-0.1556	-0.1695	-0.1444	-0.1122	-0.1359	-0.1080	-0.0684	-0.0525
	0.0394	0.0354	0.0351	0.0320	0.0406	0.0358	0.0404	0.0384	0.0370
dwkday	0.3437	0.2900	0.2743	0.2445	0.2719	0.2795	0.2708	0.2579	0.2525
	0.0196	0.0119	0.0119	0.0107	0.0161	0.0149	0.0168	0.0146	0.0135
_cons	0.3669	0.4384	0.5499	0.5272	0.5300	0.4057	0.4027	0.2743	0.3516
	0.2959	0.3004	0.3288	0.2964	0.3068	0.2908	0.2805	0.2566	0.2936

legend: b/se

Variable	pcph19	pcph20	pcph21	pcph22	pcph23	pcph24
lpco2						
L2.	0.3195	0.2914	0.2979	0.3212	0.3386	0.3241
	0.0504	0.0480	0.0407	0.0350	0.0321	0.0499
lpgas	0.1353	0.0676	0.1056	0.1333	0.1434	0.1909
	0.0580	0.0491	0.0443	0.0402	0.0361	0.0488
lpcoal	0.4040	0.4763	0.4649	0.4431	0.4481	0.3581
	0.0480	0.0400	0.0379	0.0385	0.0375	0.0475
lwsno						
L4.	-0.4935	-0.6072	-0.7327	-0.7433	-0.7454	-0.7178
	0.0766	0.0736	0.0735	0.0774	0.0742	0.0951
lwind1	-0.0387	-0.0269	-0.0194	-0.0165	-0.0190	-0.0335
	0.0091	0.0079	0.0068	0.0064	0.0059	0.0076
lwind2	-0.0147	-0.0137	-0.0122	-0.0137	-0.0076	-0.0084
	0.0071	0.0057	0.0051	0.0050	0.0043	0.0048
tcph2	0.0760	0.0625	0.0453	0.0351	0.0314	0.0419
	0.0092	0.0088	0.0078	0.0070	0.0066	0.0113
tsin	-0.2282	-0.2301	-0.1956	-0.1516	-0.1270	-0.1238
	0.0216	0.0197	0.0181	0.0182	0.0178	0.0280
tcos	-0.0552	-0.0828	-0.0824	-0.0677	-0.0727	-0.1067
	0.0367	0.0353	0.0313	0.0282	0.0266	0.0502
dwkday	0.2105	0.1451	0.1003	0.0661	0.0380	0.0361
	0.0124	0.0094	0.0068	0.0057	0.0052	0.0146
_cons	0.4049	0.5030	0.2935	0.1712	0.0285	0.1335
	0.3215	0.3148	0.2788	0.2332	0.1975	0.2125

### 7.3.6 Resultater Stockholm

. estimates table psto\*, b(%8.4f) se(%8.4f)

Variable	psto1	psto2	psto3	psto4	psto5	psto6	psto7	psto8	psto9
lpco2									
L2.	0.5207	0.5746	0.5903	0.5896	0.5642	0.5317	0.4579	0.4241	0.4050
	0.0701	0.0816	0.0873	0.0873	0.0821	0.0709	0.0569	0.0514	0.0501
lpgas	0.0908	0.0754	0.0738	0.0755	0.0965	0.0982	0.1076	0.0586	0.0501
	0.0455	0.0518	0.0591	0.0637	0.0638	0.0546	0.0484	0.0505	0.0524
lpcoal	0.3280	0.2794	0.2466	0.2289	0.2155	0.2437	0.3057	0.3728	0.3910
	0.0456	0.0519	0.0578	0.0616	0.0603	0.0516	0.0466	0.0468	0.0462
lwsno									
L4.	-0.8645	-0.9097	-0.9547	-0.9777	-1.0854	-1.0334	-0.9900	-0.8373	-0.7588
	0.1169	0.1535	0.1778	0.1966	0.1896	0.1521	0.1329	0.1221	0.1164
lwsse									
L4.	-0.3345	-0.3815	-0.4020	-0.4235	-0.3188	-0.2823	-0.2251	-0.2391	-0.2210
	0.1063	0.1427	0.1649	0.1802	0.1732	0.1392	0.1138	0.1007	0.0938
tsto2	0.0294	0.0350	0.0409	0.0427	0.0424	0.0373	0.0395	0.0423	0.0499
	0.0057	0.0074	0.0085	0.0087	0.0086	0.0071	0.0067	0.0067	0.0071
tsin	-0.0922	-0.1081	-0.1211	-0.1195	-0.1221	-0.1227	-0.1392	-0.1292	-0.1192
	0.0218	0.0269	0.0296	0.0293	0.0281	0.0246	0.0218	0.0207	0.0192
tcos	0.0096	0.0440	0.0772	0.1228	0.1530	0.1294	0.0511	-0.0004	-0.0787
	0.0244	0.0302	0.0343	0.0363	0.0344	0.0280	0.0255	0.0267	0.0289
dwkday	-0.0012	0.0115	0.0263	0.0700	0.1398	0.2573	0.3368	0.3287	0.2867
	0.0072	0.0101	0.0137	0.0171	0.0191	0.0253	0.0263	0.0190	0.0140
_cons	0.0219	0.0378	0.0288	0.0079	-0.0211	-0.0265	-0.1006	0.0917	0.1829
	0.2177	0.2595	0.3216	0.3603	0.3772	0.3139	0.2794	0.2506	0.2576

legend: b/se

Variable	psto10	psto11	psto12	psto13	psto14	psto15	psto16	psto17	psto18
lpco2									
L2.	0.4008	0.4115	0.4226	0.4279	0.4333	0.4401	0.4458	0.4374	0.3981
	0.0475	0.0436	0.0431	0.0442	0.0454	0.0462	0.0475	0.0482	0.0476
lpgas	0.0471	0.0547	0.0621	0.0761	0.0869	0.0835	0.0788	0.0711	0.0591
	0.0505	0.0482	0.0457	0.0431	0.0422	0.0435	0.0464	0.0517	0.0541
lpcoal	0.4088	0.4111	0.4145	0.4059	0.3932	0.3870	0.3851	0.3895	0.4039
	0.0443	0.0428	0.0421	0.0408	0.0409	0.0413	0.0425	0.0441	0.0455
lwsno									
L4.	-0.7290	-0.7185	-0.7367	-0.7548	-0.7748	-0.8049	-0.8228	-0.8255	-0.7987
	0.1116	0.1088	0.1077	0.1042	0.1032	0.1042	0.1062	0.1105	0.1136
lwsse									
L4.	-0.2303	-0.2433	-0.2465	-0.2504	-0.2489	-0.2372	-0.2272	-0.2223	-0.1898
	0.0882	0.0848	0.0823	0.0799	0.0801	0.0803	0.0820	0.0840	0.0883
tsto2	0.0475	0.0444	0.0435	0.0404	0.0413	0.0439	0.0467	0.0476	0.0516
	0.0068	0.0066	0.0065	0.0060	0.0061	0.0062	0.0063	0.0064	0.0067
tsin	-0.1219	-0.1269	-0.1359	-0.1334	-0.1364	-0.1433	-0.1526	-0.1559	-0.1513
	0.0177	0.0166	0.0164	0.0161	0.0161	0.0162	0.0164	0.0170	0.0169
tcos	-0.1108	-0.1187	-0.1268	-0.1148	-0.1151	-0.1132	-0.0972	-0.0686	-0.0641
	0.0283	0.0280	0.0280	0.0272	0.0279	0.0285	0.0290	0.0287	0.0290
dwkday	0.2179	0.1800	0.1593	0.1492	0.1618	0.1721	0.1716	0.1510	0.1233
	0.0113	0.0101	0.0095	0.0093	0.0100	0.0106	0.0106	0.0094	0.0085
_cons	0.2293	0.2090	0.1469	0.0980	0.0448	0.0361	0.0354	0.1001	0.2498
	0.2465	0.2235	0.2128	0.2026	0.1997	0.2007	0.2043	0.2139	0.2199

legend: b/se

Variable	psto19	psto20	psto21	psto22	psto23	psto24
lpco2						
L2.	0.3794	0.4124	0.4337	0.4463	0.4738	0.4993
	0.0443	0.0383	0.0397	0.0426	0.0527	0.0634
lpgas	0.0536	0.0781	0.1038	0.1074	0.1050	0.1000
	0.0472	0.0413	0.0397	0.0396	0.0400	0.0429
lpcoal	0.4165	0.4206	0.3993	0.3949	0.3855	0.3593
	0.0426	0.0389	0.0378	0.0381	0.0395	0.0423
lwsno						
L4.	-0.7985	-0.8288	-0.8418	-0.8416	-0.8363	-0.8540
	0.1101	0.1031	0.1006	0.1013	0.1010	0.1081
lwsse						
L4.	-0.1930	-0.2109	-0.2311	-0.2274	-0.2624	-0.2961
	0.0843	0.0763	0.0753	0.0760	0.0819	0.0945
tsto2	0.0469	0.0375	0.0305	0.0266	0.0233	0.0251
	0.0061	0.0053	0.0050	0.0047	0.0046	0.0050
tsin	-0.1364	-0.1403	-0.1296	-0.1091	-0.0939	-0.0876
	0.0153	0.0148	0.0152	0.0156	0.0171	0.0195
tcos	-0.0632	-0.0489	-0.0378	-0.0244	-0.0250	-0.0067
	0.0267	0.0238	0.0226	0.0213	0.0211	0.0232
dwkday	0.0911	0.0684	0.0556	0.0440	0.0299	0.0272
	0.0073	0.0061	0.0055	0.0050	0.0056	0.0063
_cons	0.3217	0.1070	0.0023	-0.0276	-0.0520	-0.0630
	0.2211	0.2041	0.1972	0.1921	0.1918	0.2012

legend: b/se

## 7.4 Utdrag STATA kommandoer.

Alle kommandoer med \* er gjentatt for alle de aktuelle variablene og regresjonene.

```

use "../npdata_hour.dta"

merge 1:1 year week day hour using "../dta/gen_dk1_wind.dta"
merge 1:1 year week day hour using "../dta/gen_dk2_wind.dta"
label var wind_dk1 " Windpower generation dk1 (MWh)"
label var wind_dk2 " Windpower generation dk2 (MWh)"
drop if year<2005
drop if year>2012
tab year, m
quietly tab week, m
tab day, m
tab hour, m
tab year idx, m
sort time
tsset time, clocktime delta(1 hour)
keep if idx==1
drop if year>2011
drop if spot_eua==.
*generate lpsys = log(sysprice)
*replace lpsys = log(0.01) if lpsys==.
*generate tcph = 0
*replace tcph = log(18 - temp_cph) if temp_cph < 17
*dfuller lpsys, lag(24)
*reg lpsys l2.lpcO2 lpgas lpcoal l4.lwsno tsin tcos dwkday
*ovtest
*hettest
*predict resid, r
*estat bgodfrey
ac resid
di _newline
forvalues h=1/24 {
    preserve
    keep if hour==`h'
    sort date
    tsset date, daily
    tsreport, report report0 list
    tab year
    newey lposl l2.lpcO2 lpgas l4.lwsno tosl2 tsin tcos dwkday,
lag(7)
    newey lphel l2.lpcO2 lpgas lpcoal l4.lwsno l4.lwsfi thel2 tsin
tcos dwkday, lag(7)
    newey lpode l2.lpcO2 lpgas lpcoal l4.lwsno lwind1 lwind2 tode2
tsin tcos dwkday, lag(7)
    newey lpcph l2.lpcO2 lpgas lpcoal l4.lwsno lwind1 lwind2 tcph2
tsin tcos dwkday, lag(7)
    newey lpsto l2.lpcO2 lpgas lpcoal l4.lwsno l4.lwsse tsto2 tsin
tcos dwkday, lag(7)
    newey lposl l2.lpcO2 lpcoal l4.lwsno tosl2 tsin tcos dwkday,
lag(7)
    *estimates store posl`h'
    *predict y`h', xb
    generate y`h' _2 = y`h'*y`h'
    generate y`h' _3 = y`h'*y`h' _2
    generate y`h' _4 = y`h'*y`h' _3
    sum lposl y`h' y`h' _2 y`h' _3 y`h' _4
    corr lposl y`h' y`h' _2 y`h' _3 y`h' _4
}

```

```
*newey lpos1 l2.lpc2 lpcoal l4.lwsno tosl2 tsin tcos dwkday
y`h'_2 y`h'_3 y`h'_4, lag(7)
test y`h'_2 y`h'_3 y`h'_4
restore
}
exit
estimates table pos1*, b(%8.4f) se(%8.4f)
```