



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2016 30 stp
Handelshøyskolen, NMBU

Påvirker prisen på fossile brensler elprisene i Norden og Sentral- Europa?

En empirisk analyse av prissammenhengen
mellom elkraft, fossile brensler og klimakvoter i
perioden 2007-2015

Are electricity prices in the Nordic and central region of Europe influenced by fossil fuels?

An empirical analysis of electricity, fossil fuels
and EU-ETS price relationships during the
period 2007-2015

Håkon Opedal
Jørgen Wiig
Master i økonomi og administrasjon (Siviløkonom)

Forord

Denne avhandlingen er skrevet som en avslutning av mastergraden i økonomi og administrasjon ved Handelshøyskolen NMBU, våren 2016.

Vi vil benytte anledningen til å takke vår veileder, Ole Gjølberg for nyttige tilbakemeldinger underveis i arbeidet.

Undertegnede tar fullt ansvar for innholdet i denne studien.



Håkon Opedal



Jørgen Wiig

Oslo, 13.mai 2015

Abstract

We are studying the price relationships between coal, gas, CO₂ quotas and electricity prices in Nordic countries and Central Europe in the time period 2007-2015. Fossil fuels make up a more considerable share of energy production in the European market compared to Nordic countries.

The purpose of this paper is hence to uncover if the price fluctuations of coal, gas, and CO₂ quotas have any effect on the electricity price on Nord Pool and EPEX. We will begin the analysis by studying correlations between changes in the electricity price and the cost of raw materials. Then, we will address lead-lag relations in order to investigate whether price fluctuations related to raw materials have an effect on electricity prices at a later time. From this, we can calculate clean dark and spark spread which enables us to identify periods of time where it is reasonable to assume that coal and gas production is in operation. Finally, we will examine whether there is a long-term, reciprocal equilibrium between system costs and the raw materials, which will establish a means of modelling short-term dynamics in the markets.

There is statistical evidence that there is co-integrated relationships between the electricity price and the price of raw materials in both markets. In the case of a major price fluctuation in oil and gas, the electricity price on EPEX will adjust more quickly towards equilibrium compared with Nord Pool. Further analysis shows that the level of variability of production costs in coal-fired power stations is a significant factor to the electricity price in times of high demand for both Nord Pool and EPEX. Similar significant parameter estimates can also be observed in the varying production costs of gas within the EPEX system. Therefore, it is the power plants with the highest marginal production cost which set the prices in times of high demand. The results will be an indication that fluctuations in the coal and gas price will have a more significant effect on Central-European markets in relation to the Nordic market.

Sammendrag

Vi studerer prissammenhenger mellom kull, gass, CO₂ kvoter og elpriser i Norden og Sentral-Europa gjennom perioden 2007-2015. Fossile brensler utgjør en betydelig større andel av den totale kraftproduksjonen i det sentral-europeiske markedet sammenliknet med det nordiske.

Hensikten med oppgaven er derfor å avdekke om prisendringer på kull, gass og CO₂ kvoter har noen påvirkning på systemprisen på Nord Pool og EPEX. Vi innleder analysen med å studere korrelasjoner mellom prisendringer i råvarene. Videre ser vi på lead-lag relasjoner, med den hensikt å undersøke hvorvidt prisendringer i råvarene påvirker elprisene på et senere tidspunkt. Vi beregner clean dark og spark spread for å kunne identifisere perioder der det er rimelig å anta at kull og gasskraftverkene er operative. Avslutningsvis vurderer vi om det eksisterer et langsiktig likevekts forhold mellom systemprisene og råvarene, som vil muliggjøre modellering av den kortsiktige dynamikken i markedene.

Vi finner statistiske bevis på at det eksisterer kointegrerte forhold mellom systemprisen og råvarene i begge markedene. Ved en større prisendring i kull og gass, justerer systemprisen på EPEX seg raskere mot likevektsnivået sammenliknet med Nord Pool. Vi observerer at nivået på de variable produksjonskostnadene i kullkraftverkene er en signifikant driver for systemprisen i perioder med høy etterspørsel på Nord Pool og EPEX. Tilsvarende signifikante parameter estimeres observeres for de variable produksjonskostnadene i gasskraftverkene innad EPEX systemet. Det vil følgelig være kraftverk med høyest variabel produksjonskostnad som vil være prissettende i perioder med høy etterspørsel. Resultatene gir videre en indikasjon på at ending i kull og gasspriser gir større utslag i det sentral-europeiske markedet sammenliknet med det nordiske.

Innholdsfortegnelse

| | | |
|-----|--|----|
| 1.0 | Innledning..... | 1 |
| 2.0 | Markedsstruktur i Norden og Sentral-Europa | 3 |
| 2.1 | Omsetning av elkraft..... | 6 |
| 2.2 | Produksjonskostnader og prisdrivere i elkraftmarkeder..... | 7 |
| 2.3 | Kull og gass i elkraftproduksjonen | 8 |
| 2.4 | Import og eksport av kull og gass..... | 9 |
| 3.0 | Tidligere studier om sammenhengen mellom fossile brensler, CO ₂ -kvoter og elektrisitetspriser..... | 12 |
| 4.0 | Data benyttet i våre analyser..... | 15 |
| 4.1 | Datasett..... | 15 |
| 4.2 | Prisutvikling og prisdifferanse | 19 |
| 4.3 | Beskrivende statistikk..... | 21 |
| 5.0 | Empiriske analyser | 22 |
| 5.1 | Bivariate korrelasjoner | 22 |
| 5.2 | Lead-lag relasjoner | 24 |
| 5.3 | Clean Dark og Spark Spread..... | 29 |
| 5.4 | Kointegrasjon og feilkorrigeringsmodeller..... | 35 |
| 5.5 | Oppsummering og diskusjon av resultater | 42 |
| 6.0 | Konklusjon..... | 44 |
| | Referanser | 45 |
| | Appendiks..... | 47 |

Figur-liste

| | |
|---|----|
| Figur 1 - Produksjonsandel per energibærer i Norden. Kilde: The World Bank | 4 |
| Figur 2 - Kraftproduksjon per land i Norden. Kilde: The World Bank | 4 |
| Figur 3 - Produksjonsandel per energibærer i Sentral-Europa. Kilde: The World Bank | 5 |
| Figur 4 - Kraftproduksjon per land i Sentral-Europa. Kilde: The World Bank | 5 |
| Figur 5 - Estimerte variable produksjonskostnader per energibærer. Kilde: EIA | 7 |
| Figur 6 - Produksjonsandel i kull og gasskraftverk i Sentral Europa og Norden. Kilde: The World Bank..... | 8 |
| Figur 7 - Marginalkostnader i kull og gasskraftverk i perioden 2007-2015. Kilde: EIA..... | 9 |
| Figur 8 - Import og eksport av kull i perioden 2007-2012. Kilde: EIA..... | 10 |
| Figur 9 - Forbruk av kull i Sentral-Europa og Norden i perioden 2007-2012. Kilde EIA | 10 |
| Figur 10 - Import og eksport av naturgass i Sentral-Europa og Norden i perioden 2007-2014.. | 11 |
| Figur 11 - Forbruk av naturgass i Sentral-Europa og Norden i perioden 2007-2014..... | 11 |
| Figur 12 - Prisutvikling for naturgass, kull, EUA, Nord Pool og EPEX, 2007-2015. (januar 2007 = €10)..... | 19 |
| Figur 13 - Prisdifferanse EPEX - Nord Pool..... | 20 |
| Figur 14 - Clean spark spread 2007-2015..... | 30 |
| Figur 15 - Clean dark spread 2007-2015..... | 30 |

Tabell-liste

| | |
|---|----|
| Tabell 1 - Datasett benyttet i vår analyse | 16 |
| Tabell 2 - Beregningsfaktor effektivitets og utslippsraten til kull og gasskraftverkene | 17 |
| Tabell 3 - Gasskraftverkets effektivitetsfaktor | 17 |
| Tabell 4 - Gasskraftverkets utslippsfaktor | 18 |
| Tabell 5 - Kullkraftverkets effektivitetsfaktor | 18 |
| Tabell 6 - Kullkraftverkets utslippsfaktor | 18 |
| Tabell 7 - Gjennomsnittlig årlig prisendring og standardavvik | 21 |
| Tabell 8 - Korrelasjoner mellom nivåendringer i systempriser og råvarer – periode 1 | 22 |
| Tabell 9 - Korrelasjoner mellom nivåendringer i systempriser og råvarer – periode 2 | 23 |
| Tabell 10 - Korrelasjoner mellom nivåendringer i systempriser og råvarer – periode 3 | 24 |
| Tabell 11 - Resultater for lead-lag daglige observasjoner - periode 1 | 25 |
| Tabell 12 - Resultater for lead-lag daglige observasjoner- periode 2 | 25 |
| Tabell 13 - Resultater for lead-lag daglige observasjoner - periode 3 | 26 |
| Tabell 14 - Resultater lead-lag ukentlige observasjoner - periode 1..... | 27 |
| Tabell 15 - Resultater lead-lag ukentlige observasjoner - periode 2..... | 27 |
| Tabell 16 - Resultater lead-lag ukentlige observasjoner - periode 3..... | 27 |
| Tabell 17 - Resultater lead-lag månedlige observasjoner - periode 1..... | 28 |
| Tabell 18 - Resultater lead-lag månedlige observasjoner - periode 2..... | 28 |
| Tabell 19 - Resultater lead-lag månedlige observasjoner - periode 3..... | 29 |
| Tabell 20 - Antall dager med positiv clean dark og spark spread innad Nord Pool og EPEX..... | 31 |
| Tabell 21 - Resultater clean dark og spark spread modell (1) | 32 |
| Tabell 22 - Resultater clean dark og spark spread analyse modell (2)..... | 34 |
| Tabell 23 - Resultater bivariat kointegrasjonstest - periode 1..... | 37 |
| Tabell 24 - Resultater bivariat kointegrasjonstest - periode 2..... | 38 |
| Tabell 25 - Resultater bivariat kointegrasjonstest - periode 3..... | 38 |
| Tabell 26 - Resultater feilkorrigeringsmodeller - periode 1 | 39 |
| Tabell 27 - Resultater feilkorrigeringsmodeller - periode 2 | 40 |
| Tabell 28 - Resultater feilkorrigeringsmodeller periode 3 | 40 |
| Tabell 29 - Oppsummering av resultater fra empiriske analyser | 42 |
| Appendiks 1: Test for stasjonæritet..... | 47 |

1.0 Innledning

Denne gradsoppgaven baserer seg på en empirisk analyse av prisendringer og prisrelasjoner mellom kull-, gass- og elpriser i perioden 2007-2015. Hensikten med oppgaven er å avdekke om prisendringer i kull, gass og CO₂-kvoter har noen påvirkning på elektrisitetsprisen i Norden og Sentral-Europa. Systempriser hentet fra Nord Pool og EPEX vil danne grunnlaget for den påfølgende analysen i oppgaven.

I henhold til en rapport utarbeidet av det internasjonale energibyrået (IEA, 2014) er kull fortsatt verdens primære energikilde for utvinning av kraft, og står for over en tredjedel av global elektrisitetsproduksjon. Bruken av kull som innsatsfaktor i kraftproduksjon varierer veldig på tvers av kontinenter. Konsumet er derfor avhengig av hvilke alternative naturressurser som er tilgjengelig i hvert enkelt land. I tråd med EU direktivet fra 2005 som tilsier at 20 prosent av all kraftproduksjon i medlemslandene og EØS skal være fornybar innen 2020, har produksjonen med fossile energikilder som kull og gass vært avtagende i senere tid.

Årsaken til dette har vært at medlemslandene har fått individuelle mål for hvor stor fornybarandelen i kraftproduksjonen skal utgjøre hvert år (SSB, 2014). De er dermed pålagt å etterkomme kravene med egne tiltak som skal redusere utslippene. I tillegg ble CO₂ kvotesystemet (EU ETS) innført med den hensikt at kraftprodusenter som overstiger de rammene satt av direktivet må gå til innkjøp av kvoter for å kompensere for utslipp av klimagasser (IEA, 2007). Merkostnaden som følge av dette vil gjøre kraftproduksjon med fossile brenslere som innsatsfaktor mindre lønnsom. Det vil dermed være et insentiv for å investere i produksjonsanlegg som utnytter naturressurser med påfølgende lave produksjonskostnader og klimagassutslipp. Derfor er det grunn til å anta at det vil bli mindre attraktivt å generere elektrisitet i kullkraftverk i fremtiden, og naturgass vil etter hvert fremstå som et mer miljøvennlig og foretrukket alternativ.

På bakgrunn av dette vil det være interessant å analysere prissammenhengen mellom kull, gass, CO₂-kvoter og elektrisitet i markeder med ulike naturressurser tilgjengelig for utvinning av kraft. Norges elproduksjon genereres nesten utelukkende fra fornybare kilder i form av vann og noe vindkraft. I våre naboland er situasjonen imidlertid en litt annen. Sverige har større hydroressurser tilgjengelig, men er også i betydelig grad avhengig av kjernekraft i kraftproduksjonen. Landskapet i Danmark legger til rette for produksjon av vindkraft, men kull og naturgass utgjør også en større andel av total produksjon. Finlands produksjonssammensetning består i hovedsak av en kombinasjon av kjerne, hydro og kullkraft. Sammen er disse landene integrert med kabelforbindelser i et og samme marked i Norden, og vil dermed danne grunnlaget for den videre analysen i denne oppgaven.

Til sammenlikning baserer landene i Sentral-Europa produksjonen i langt større grad på ikke-fornybare energikilder. I Tyskland er kull den klart største energikilden for utvinning av elektrisk kraft, etterfulgt av kjernekraft og naturgass. Frankrike baserer størsteparten av innenlands produksjon på kjernekraft, men har også tilgjengelig installert kapasitet i form av kull- og naturgasskraftverk til å håndtere etterspørselssjokk. Sveits og Østerrike tilhører også samme integrerte marked.

Dette gir oss grunn til å forvente at endringer i kull og gasspriser vil gi større utslag på elektrisitetsprisen i Sentral-Europa sammenliknet med Norden. Som følge av dominansen av fossile brensler i kraftproduksjonen innad det europeiske markedet, hevder (Redl et al., 2009) at det vil være de marginale produksjonskostnadene i kraftverkene som er operative på det aktuelle tidspunktet som vil være prissettende i markedet. De argumenterer videre for at prisene i det nordiske markedet generelt sett er lavere sammenliknet med i Europa, som følge av store forskjeller i produksjonsstrukturen.

I perioder med lav etterspørsel etter elektrisitet vil det ikke være lønnsomt for kull og gasskraftverk å opprettholde produksjon, dersom elektrisitetsprisen er på et lavere nivå enn de variable produksjonskostnadene i hvert enkelt kraftverk. Vi har derfor benyttet metoder for å kunne identifisere dager med positivt dekningsbidrag for kull- og gasskraftverkene, der vi også kalkulerer inn CO₂ kostnaden som påløper. Følgelig vil vi kunne avgjøre om prisendringer i kull og gass påvirker elprisen i disse periodene.

Vi starter derfor med å se på markedsstrukturen for kraftmarkedene i Norden og Sentral- Europa. Der vi vil gjennomgå produksjonskostnader, samt andel av total produksjon for de ulike energibærerne. Videre vil vi gjennomgå og diskutere resultater fra tidligere studier som er relevante for vår problemstilling. Følgelig kan dette gi en indikasjon på hva vi kan forvente å finne i analysedelen. I neste kapittel vil vi presentere datasettet som danner grunnlaget for den empiriske analysen, samt en redegjørelse for metodene som er benyttet for å bearbeide datasettet slik at tallene blir sammenliknbare. I analysedelen vil modellene som er benyttet presenteres fortløpende sammen med resultater og diskusjon rundt disse. Avslutningsvis velger vi å gi en kort oppsummering av hva analysene har avdekket, før vi tilslutt runder av med konklusjonen.

2.0 Markedsstruktur i Norden og Sentral-Europa

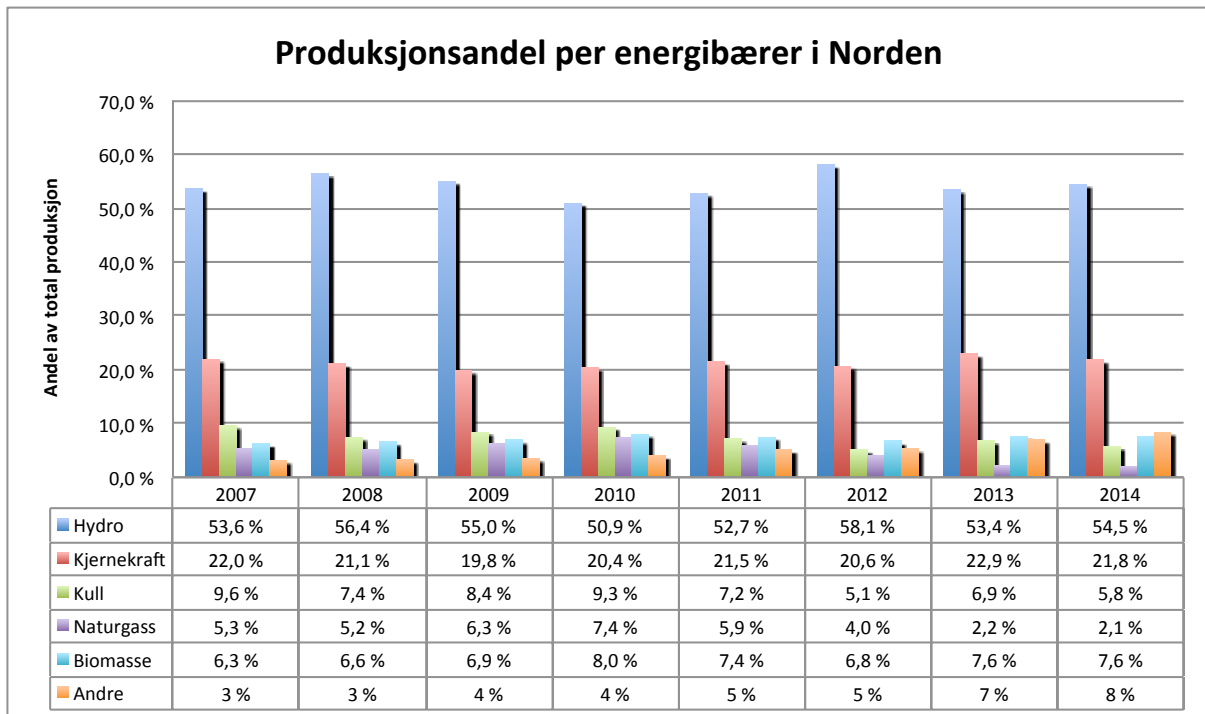
I dette kapittelet vil vi gi en kort beskrivelse av de aktuelle elkraft og råvaremarkedene som danner grunnlaget for den videre analysen. Informasjonen om markedene er hentet fra *Olje- og Energidepartementet, OED (2008)* og *International Energy Agency, IEA (2014)* med mindre annet er oppgitt.

Det er store forskjeller i hvilke innsatsfaktorer som benyttes i kraftproduksjonen innad landene som danner grunnlaget for den videre studien. Figur 1 viser produksjonsandelen per energibærer i Norge, Sverige, Danmark og Finland som utgjør det nordiske markedet. Kombinert sammen ser vi at hydroproduksjonen har ligget jevnt over 50 prosent de siste 8 årene. Som følge av at vannkraft produksjonen er avhengig av en betydelig nedbørsmengde hvert år, kan den hydrobaserte produksjonsmengde variere mye som følge av dette. Dette fører til at den totale årlige mengden med produsert kraft fra fornybare energi og fossile kilder kan utgjøre en betydelig forskjell fra et år til det neste (NordPool, 2012).

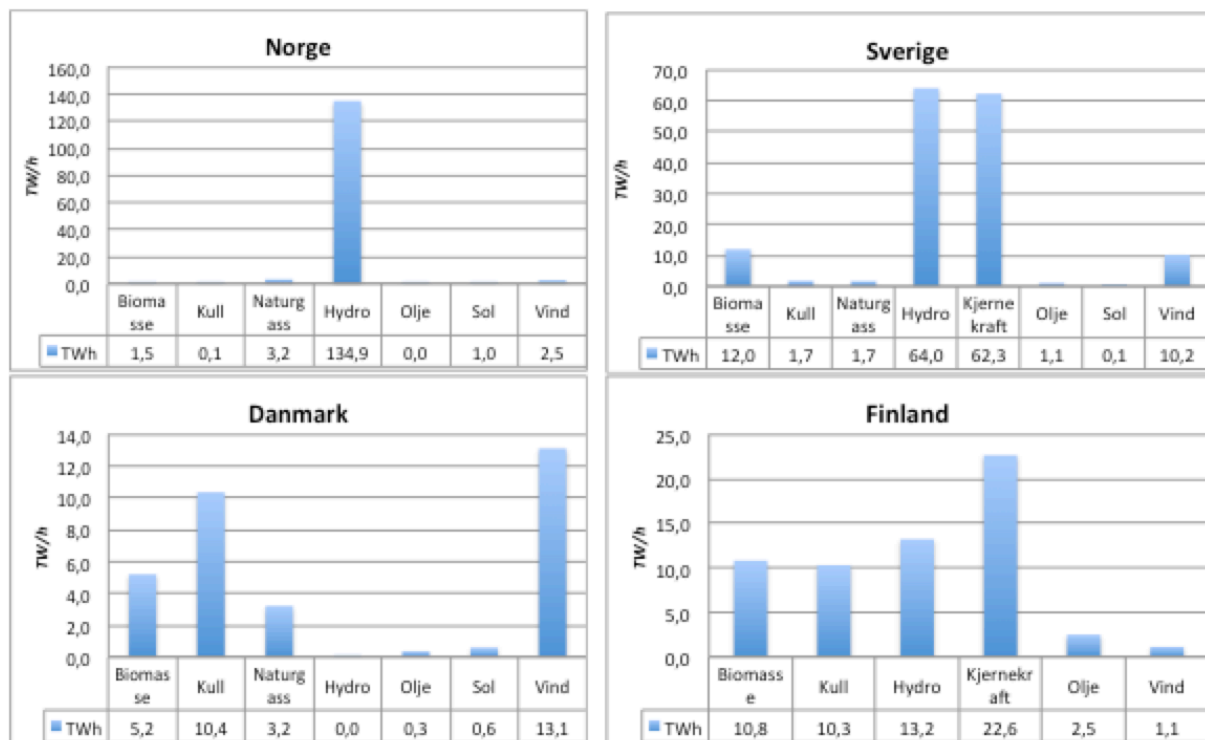
I henhold til figur 2 er tilnærmet all elektrisitetsproduksjon generert fra vannkraft i Norge. I Sverige og Finland bruker de i hovedsak en kombinasjon av hydro, kjerne og termisk kraft, der kull og naturgass benyttes som energikilde. Den største andelen av elektrisitetsproduksjonen i Danmark kommer fra konvensjonelle kull- og gasskraftverk, men i senere år har vindkraft fått en økende andel av den totale produksjonen.

Sammenliknet med det nordiske markedet ser vi i figur 3 at fornybarandelen i det sentral-europeiske markedet er vesentlig lavere. Med en gjennomsnittlig hydrobasert produksjon på underkant av 12% for hele perioden, er landene i Sentral-Europa mer avhengig av ikke fornybare energikilder for å tilfredsstille etterspørselen i markedet. Kjernekraft står for den desidert største andelen av total kraftproduksjon, tett etterfulgt av kull og vannkraft. Kullkraftverkene har i gjennomsnitt generert 23,5% av den totale produksjonen i perioden, mens gassturbinene har hatt en produksjonsandel på 8,4%. Sett i forhold til de nordiske landene har kullkraftverk hatt en gjennomsnittlig produksjonsandel på 7,5%, mens gasskraftverkene har stått for 4,8% av den totale kraftproduksjonen i løpet av perioden.

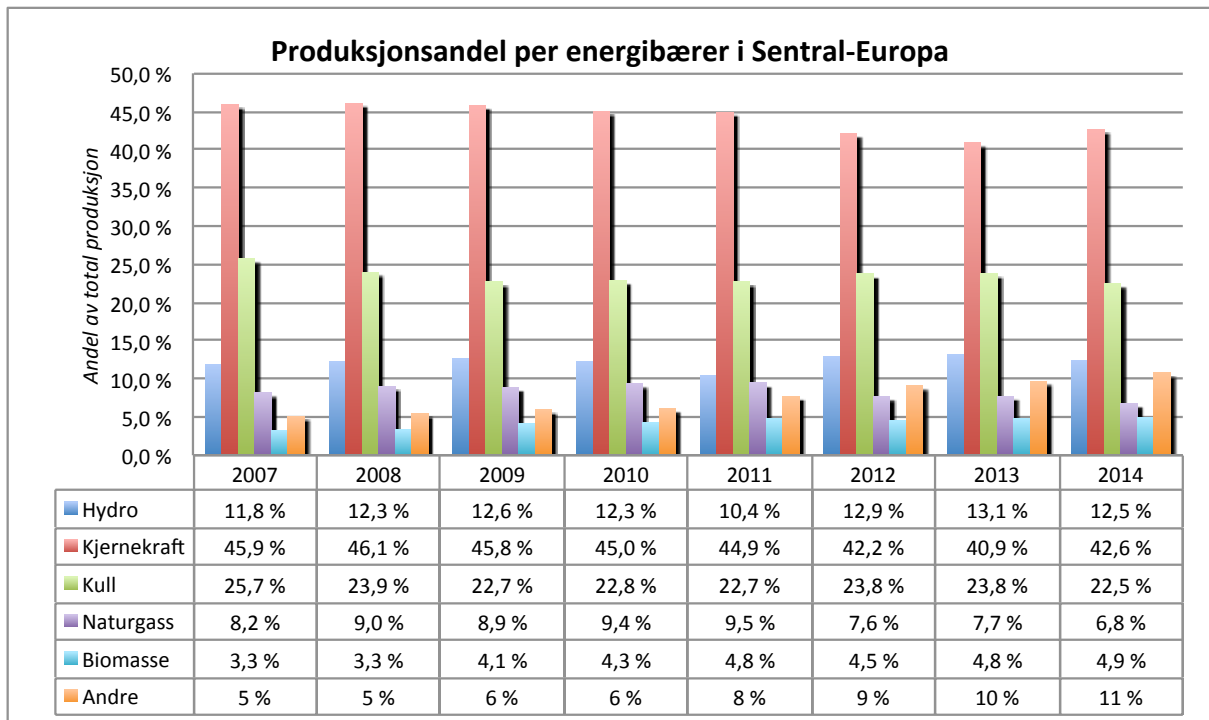
Ut i fra figur 4 ser vi at Frankrike produserte totalt 416 TWh i kjernekraftverkene som utgjør den desidert største andelen av total innenlands produksjon. Kraftsektoren i Tyskland er i større grad avhengig av kull som energikilde. Total produksjon utgjorde 259 TWh i 2014. Videre er en større andel av produksjonen basert på kjernekraft og naturgass. Av politiske grunner har Sveits og Østerrike valgt å ikke benytte seg av atomkraft, da de har større hydroressurser tilgjengelig. Følgelig utgjør dette den største andelen av total produksjon i disse landene. Den viktigste årsaken til de store forskjellene i kraftproduksjonen innad de sentral-europeiske landene er naturlig nok den ulike tilgangen på naturressurser, og forskjellig klimapolitikk i hvert enkelt land.



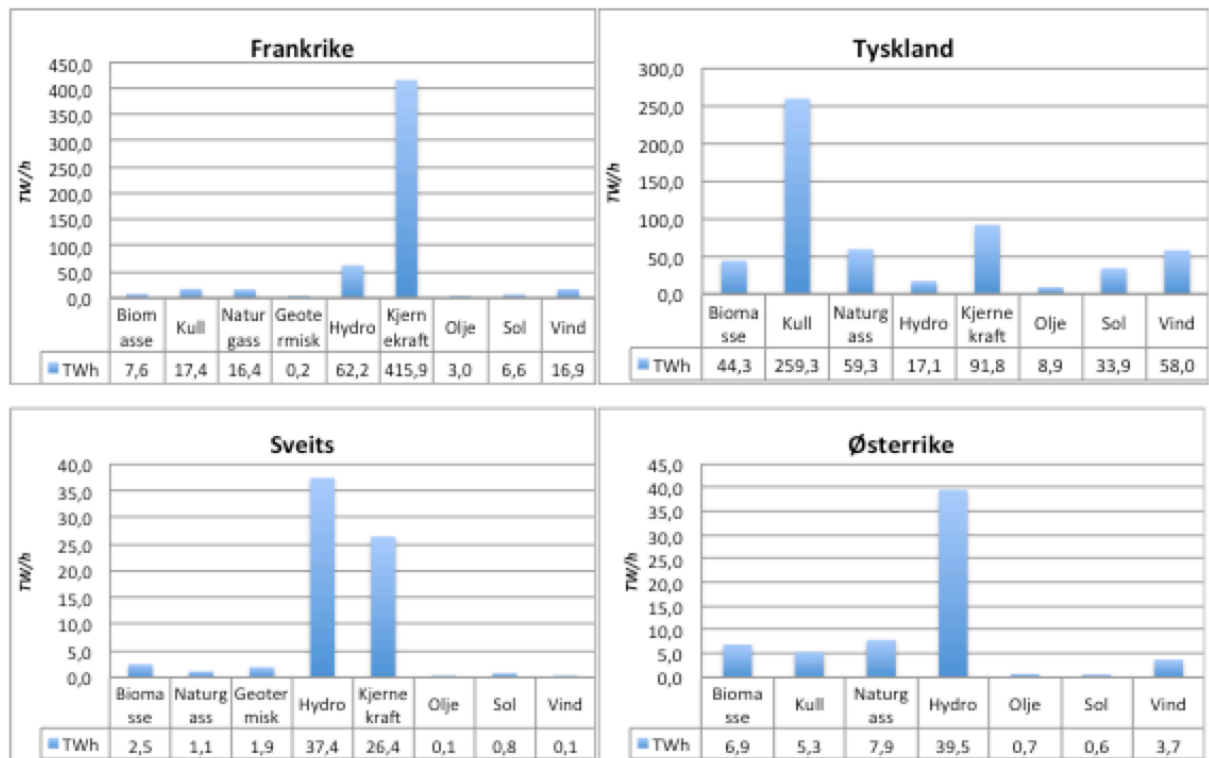
Figur 1 - Produksjonsandel per energibærer i Norden. Kilde: The World Bank



Figur 2 - Kraftproduksjon per land i Norden. Kilde: The World Bank



Figur 3 - Produksjonsandel per energibærer i Sentral-Europa. Kilde: The World Bank



Figur 4 - Kraftproduksjon per land i Sentral-Europa. Kilde: The World Bank

2.1 Omsetning av elkraft

EU kommisjonen har i de senere år arbeidet for å styrke konkurransen innad alle ledd i elkraftmarkedene, slik at nasjonale markeder blir erstattet av mer effektive markeder på tvers av landegrenser (NordPool, 2015). Integrasjonen av elkraftmarkedene i Norden og Sentral-Europa har ført til en av verdens største sammenkoblede nettverk for utveksling av elkraft, og prisformasjonen innenfor de enkelte markedene har derfor mye til felles. Dette åpnet muligheten for å utnytte stordriftsfordeler i elkraftproduksjon på en bedre og mer effektiv måte. Dette realiseres gjennom en optimalisering i kostnads og produksjonskarakteristika ved de ulike produksjonsformene.

Elektrisitet omsettes i det fysiske og det finansielle markedet. Det fysiske markedet er et felles marked for handel med fysiske kontrakter med levering det neste døgnet, og danner fundamentet for all handel innad kraftmarkedene. Spotmarkedet er grunnlaget for de systemansvarlige nettselskapenes balansering av kraftflyten mellom landene i Norden og Sentral-Europa. Prisen er da et resultat av skjæringspunktet der tilbud og etterspørsel for hele det nordiske og sentral-europeiske markedet møtes, uten at kapasitetsbegrensninger i overføringsnettene til de forskjellige regionene blir tatt i betraktning (NordPool, 2013).

Systemprisen i spotmarkedet fungerer da som referansepris for prissetting av den finansielle krafthandelen, og gjenspeiler produksjons og forbruksforholdene i det aktuelle markedet. I det finansielle markedet inngår kjøp og salg av finansielle instrumenter som brukes i risikostyring og prissikring i kraftmarkedene, uten at fysisk leveranse av kraft finner sted. Dette gjøres via handel med futureskontrakter som etablerer rettigheter og forpliktelser mellom kjøper og selger. Dette omfatter både daglig kontantoppgjør i handels og leveringsperioden, samt et endelig oppgjør ved kontraktstidens slutt. Kontantoppgjøret reflekterer forskjellen mellom en avtalt pris og variasjoner i spotprisen i leveringsperioden.

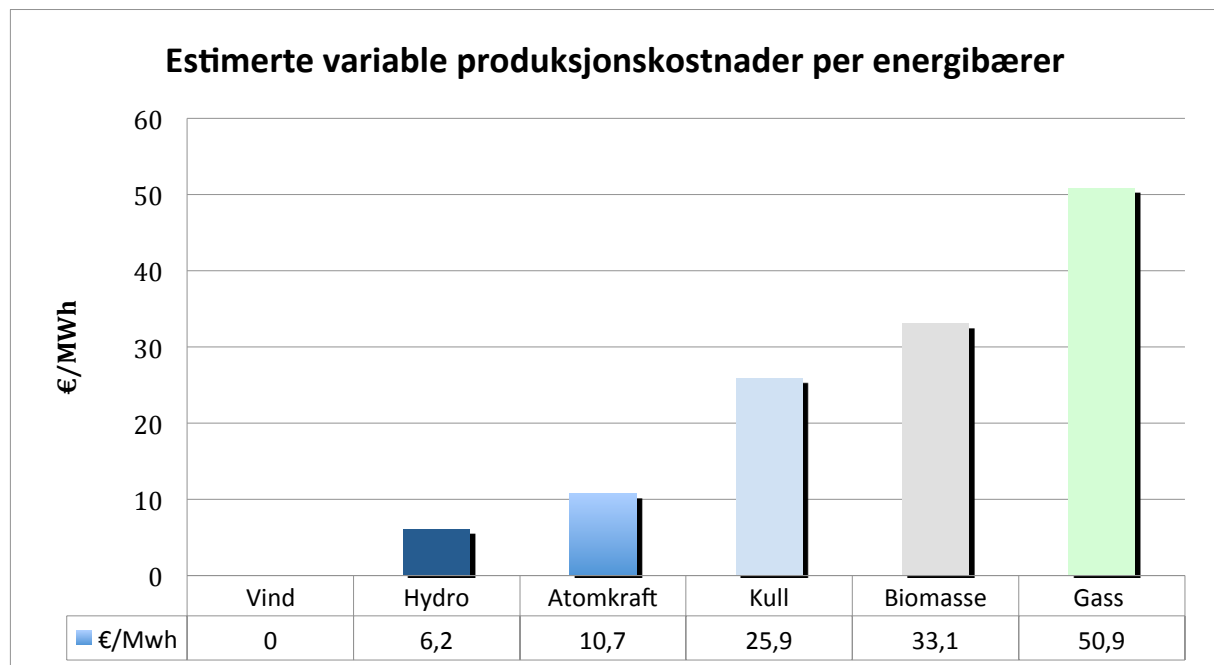
Tyskland er i dag det mest likvide markedet for handel av kraft i Sentral-Europa basert på forholdet mellom omsatt handelsvolum og forbruk. Kraftproduksjonen omsettes på European Energy Exchange (EEX) i Leipzig. For handel i spotmarkedet er denne slått sammen med den franske Powernext Exchange i Paris, og danner dermed grunnlaget for European Power Exchange (EPEX) som er en arena for omsetning av elektrisitet i Tyskland, Frankrike, Østerrike og Sveits (EPEX, 2016).

Kraftproduksjonen i Norge, Sverige, Danmark og Finland omsettes på Nord Pool Spot. Mer enn 80% av omsetningen av elektrisitet i det nordiske markedet ble handlet via Nord Pool (NordPool, 2013) og EPEX omsatte for ca 33% av total produksjon i de sentraleuropeiske landene (EPEX, 2014). Omsatt volum på Nord Pool og EPEX i 2014 er henholdsvis 501 TWh og 382 TWh. Markedsandelene tatt i betraktning er disse handelsplassene å anse som en referanseindeks innenfor det nordiske og sentral-

europiske markedet. Vi velger derfor å studere endringer i systemprisen, som ikke tar hensyn til eventuelle begrensninger i overføringsnettet for den videre analysen.

2.2 Produksjonskostnader og prisdrivere i elkraftmarkeder

Figur 5 viser estimerte variable produksjonskostnader per energibærer for 2015 hentet fra EIA (2015). Ut i fra beregningen fremkommer det at det er vesentlige forskjeller i produksjonskostnadene for elkraftprodusentene. Vind-, hydro- og kjernekraft har de laveste produksjonskostnadene. Nedbørsmengde og tilsig til vannmagasinene setter rammer for hvor stor vannkraftproduksjonen kan bli, og er derfor viktig for samlet produksjonspotensial og følgelig prisutviklingen. En lav fyllingsgrad i vannmagasinene vil tvinge produsentene over til alternative produksjonsmetoder med høyere produksjonskostnader. Oppstillingen illustrerer derfor tilbudskurven til elkraftprodusentene etter prioritert rekkefølge.



Figur 5 - Estimerte variable produksjonskostnader per energibærer. Kilde: EIA

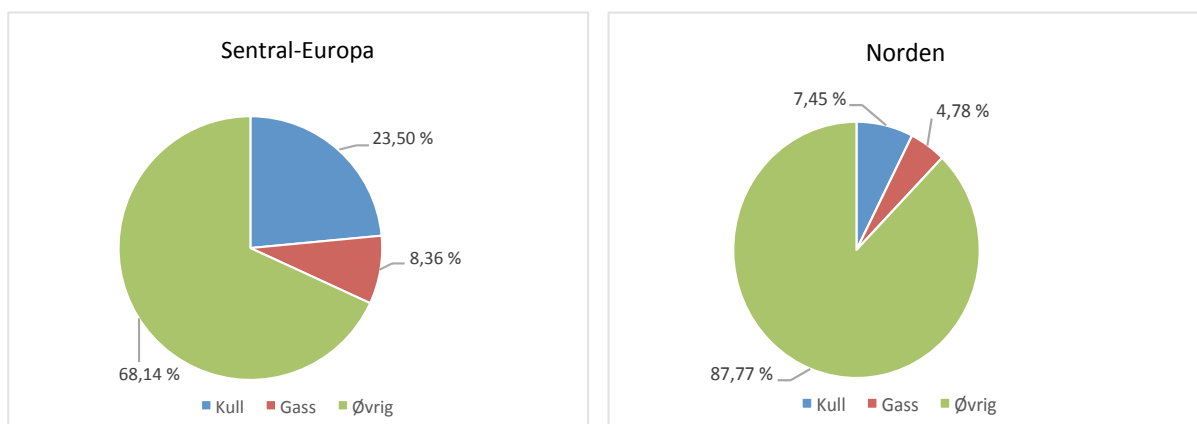
Elektrisitetsprisen reflekterer de variable kostnadene i det siste kraftverket som er operativt for å dekke etterspørselen i markedet (IEA, 2014). Markedsprisen fordeles til alle de ulike kraftverkene som har produsert elektrisitet under dette prisnivået, uavhengig av de variable kostnadene i hvert enkelt kraftverk. Differansen mellom markedspris og de variable produksjonskostnadene utgjør da dekningsbidraget som skal finansiere de faste driftskostnadene i produksjonsfasilitetene.

Temperatur og værforhold er en vesentlig driver for etterspørselen av elektrisitet i Norden og Sentral-Europa, og bidrar i stor grad til å påvirke systemprisen på kort sikt. Spesielt vil perioder med lave temperaturer føre til økende varmebehov og følgelig en økt etterspørsel. I perioder med høy forbruksbelastning vil det derfor være kraftverk med høye produksjonskostnader som er prissettende. Disse kraftverkene fungerer som

topplastverk og kjennetegnes ved at de kun er i drift korte perioder av gangen. For vår videre studie vil det da være kritisk å klare å identifisere de periodene der kull- og gasskraftverkene er operative for å kunne avgjøre i hvilken grad kull- og naturgasspriser driver elprisene.

2.3 Kull og gass i elkraftproduksjonen

Kakediagrammene i figur 6 viser hvor stor andel av elkraftproduksjonen som ble generert av kull- og gasskraftverk i Norden og Sentral-Europa i perioden 2007-2014. Vi ser av diagrammene at ca. 88% av elkraftproduksjonen i Norden brukte andre energikilder enn kull og gass, mens spesielt kull var en viktig energikilde for elkraftproduksjonen i Sentral-Europa. Det at kull benyttes i større grad enn gass, henger sammen med at kullkraftverkene har en lavere marginalkostnad enn gasskraftverkene.



Figur 6 - Produksjonsandel i kull og gasskraftverk i Sentral Europa og Norden. Kilde: The World Bank

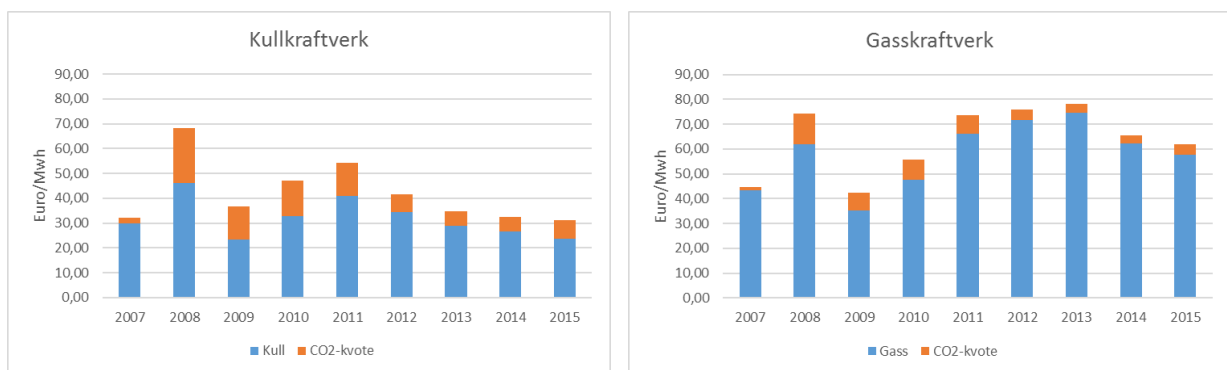
Det er de variable kostnadene i form av brensels- og CO₂-kvotekostander som er utslagsgivende på elprisen (IEA 2014). Siden kull avgir høyere utslipp av CO₂ sammenlignet med naturgass, kan en større prisøkning i CO₂ endre prioriteringsrekkefølgen (jf. figur 5). Dette ved at de marginale kostnadene hos gasskraftverk bli lavere enn hos kullkraftverkene. Gjennomsnittlig marginalkostnad¹ for et europeisk kullkraftverk i 2015 var 31 Euro, der CO₂-kvoteprisen utgjorde 7,50 Euro. Sammenlignet med et europeisk gasskraftverk var gjennomsnittlig marginalkostnad for 2015 på 62 Euro, der kvoteprisen utgjorde kun 4,20 Euro. Kostnaden på kvotesertifikater måtte ha vært 10 ganger høyere enn dagens nivå for at kull- og gasskraftverkene skulle hatt samme marginale kostnader i 2015. Dette vil da utgjøre en kvotepris på 79 Euro. Som vi ser må det skje en radikal endring i kvoteprisene hvis det skal være mer lønnsomt å produsere med gass, kontra kull. Dersom tilgangen til kvoter begrenses i årene framover, kan det tenkes at kvoteprisen vil utgjøre en forskjell.

Figur 7 illustrerer de marginale kostnadene kull- og kraftverk har hatt i perioden 2007-2015. Vi ser av grafen av de marginale kostnadene til gasskraftverkene har vært

¹ Estimaten er basert på futurespriser fra ICE og beregning av effektivitets og-utslippsraten til kraftverket, se kapittel 4.

tilnærmet det dobbelte av kullkraftverkene de seneste årene. På grunn av høyere utslipp hos kullkraftverkene utgjør kvoteprisen en vesentlig større andel av de variable kostandene. I 2008 og 2009 var de marginale kostnadene tilnærmet like mellom kull- og gasskraftverkene. Dette skyldes kraftig prisstigning i kullprisen i 2007 og 2008.

I løpet av disse to årene steg den med ca. 80% før den falt i 2009 tilbake til 2007 nivå. I tillegg til denne oppgangen startet fase 2 i kvotesystemet i 2008, noe som førte til store forventninger og stor etterspørsel. Prisen steg fra noen få cent per tonn CO₂, til 23 Euro ved årsskiftet. Dette førte til at de gjennomsnittlige marginale kostnadene i 2008 var 68 Euro for kullkraftverk. Gasskraftverkene hadde en gjennomsnittlig marginalkostnad på 74 Euro i denne perioden. CO₂-kvoteprisen utgjorde 32% av den totale marginalkostnaden for kullkraftverk i 2008. I 2015 var denne andelen opp i 24%. Sammenligner vi disse andelenene med gasskraftverk, utgjorde CO₂-kvoteprisen 17% av de total marginalkostnadene i 2008, og 7% i 2015.



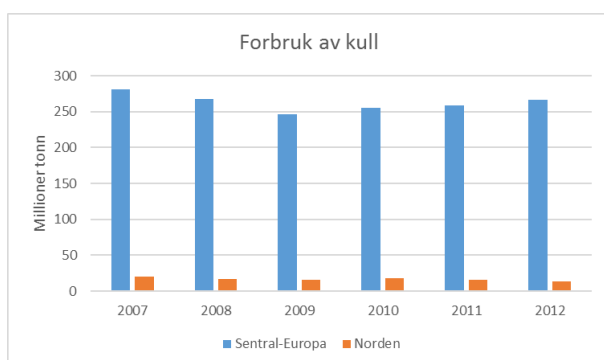
Figur 7 - Marginalkostnader i kull og gasskraftverk i perioden 2007-2015. Kilde: EIA

2.4 Import og eksport av kull og gass

EU er i stor grad avhengig av importert kull og gass. Tyskland importerte i 2012 rundt 50 millioner tonn kull ifølge statistiske data fra EIA. Til sammenligning ble det i Sentral-Europa importert 70 millioner tonn kull, der Tyskland sto for 69% av den totale importen, og Frankrike, Østerrike og Sveits hadde en andel på henholdsvis 24%, 6% og 1%. I Norden ble det importert ca. 12 millioner tonn kull i 2012. Norges import utgjorde 10%, Sverige 20%, og Danmark og Finland sto for ca. 30% hver. Vi ser av figur 8 at importen og eksporten har vært stabil i begge områdene de siste årene, og at Sentral-Europa importerer vesentlig mer enn Norden.



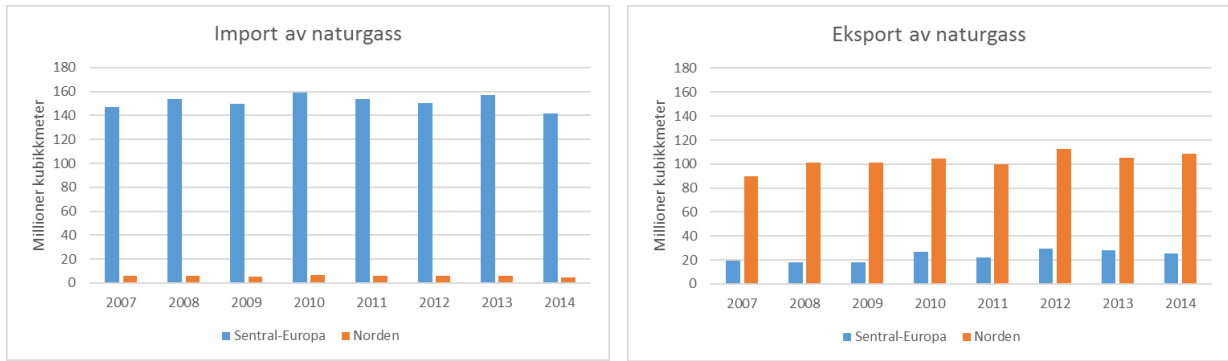
Figur 8 - Import og eksport av kull i perioden 2007-2012. Kilde: EIA



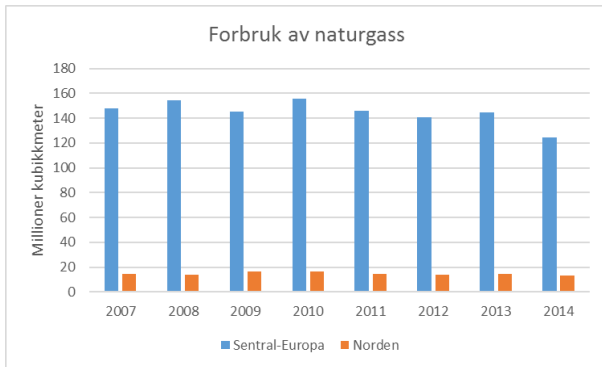
Figur 9 - Forbruk av kull i Sentral-Europa og Norden i perioden 2007-2012. Kilde EIA

Figur 9 viser forbruket av kull i Sentral-Europa og i Norden. Tyskland er helt klart den største forbrukeren med 244 tonn kull i 2012. Dette utgjør 92% av det totale forbruket i Sentral-Europa. Forbruket i Norden har samme fordeling mellom landene som importen, der Finland og Danmark er de største forbrukerne. Sammenligner vi begge markedene sto sentral-europeerne for 95% av det totale forbruket til begge områdene i 2012. Dette bekrefter at Europa er mer avhengige av kull som energikilde sammenliknet med Norden.

Av figur 10 ser vi at Sentral-Europa importerer mer gass sammenliknet med Norden, og at Norden eksporterer en stor andel av det Sentral-Europa importerer. I følge oljedirektoratet (OED, 2015) dekket norsk gass 20 prosent av EUs etterspørsel i 2015. Kun Russland eksporterte mer gass til EU (35%). Det norske rørsystemet leverer gass til Storbritannia, Tyskland, Belgia og Frankrike og stod for om lag 98% av den totale eksporten fra Norden.



Figur 10 - Import og eksport av naturgass i Sentral-Europa og Norden i perioden 2007-2014.



Figur 11 - Forbruk av naturgass i Sentral-Europa og Norden i perioden 2007-2014

Figur 11 viser forbruket av gass i Sentral-Europa og Norden. I likhet med kull konsumerer sentraleuropeerne mye mer gass enn de nordiske landene. Tyskland er også her den største forbrukeren med 62% av det totale forbruket i 2014. Deretter kommer Frankrike med en andel på 28%. Sentral-europeerne konsumerte 90% av det totale forbruket sammenliknet med Norden.

3.0 Tidligere studier om sammenhengen mellom fossile brenslere, CO₂-kvoter og elektrisitetspriser

Emery and Liu (2002) analyserte forholdet mellom elektrisitetspriser versus naturgass og kullpriser i California-Oregon Border (COB) og Palo Verde (PV). I COB markedet er elektrisitetsproduksjonen i stor grad hydro dominert, mens i PV markedet er naturgass og kull den største innsatsfaktoren i produksjonen. Forskjellen mellom markedene er i hovedsak relatert til transport, lagringsmuligheter og teknologi. Denne situasjonen kan sammenliknes med Nord Pool/EPEX, markedene hvor hydrobasert kraftproduksjon utgjør en stor andel av den samlede elproduksjonen innad Nord Pool, mens naturgass og kull dominerer den totale produksjonen innad EPEX systemet. Emery og Liu (2002) finner ut av at tidsseriene er integrert av første orden, og kointegrerte sammenhenger eksisterer innenfor begge regionene. Dette resultatet indikerer at det er en god mulighet for at vi kan finne kointegrerte forhold mellom elektrisitetspriser, naturgass og kull innad EPEX og Nord Pool markedet.

Asche et al. (2006) benytter seg av Johansens multivariat kointegrasjons metoder for å studere nivået av integrasjon mellom energimarkedene i Storbritannia. Han finner empiriske bevis på kointegrasjon mellom naturgasspriser, olje og elektrisitet i perioden fra 1995 til 1998. På denne tiden var ikke kabelforbindelsen til resten av Europa satt i drift, og det ble ikke funnet noen langsiktig sammenheng i årene etter kabelforbindelsen til det øvrige europeiske markedet ble operativ.

Redl et al. (2009) analyserer prisformasjonen på forward kontrakter på Nord Pool Power Exchange og European Energy Exchange (EEX). Hensikten med studiet var å identifisere signifikante prisdrivere for forward kontraktene på elektrisitet, samt studere sammenhengen mellom futures og spotprisen i de ulike markedene. Grunnet mangelen på lagringsmuligheter av kraften som blir produsert, kan de ikke modellere noe eksakt forhold mellom spot og forward prisene. Videre konkluderer de med at prisen et års forward kontrakter på elektrisitet reflekterer forwardprisen på innsatsfaktorer i produksjonen i form av kull og gass. Prisdannelsen på forwardkontraktene innad EEX og Nord Pool deler de samme karakteristiske sammenhengene selv om markedene de er svakt fysisk integrert.

Obermayer (2009) har studert prisformasjonen av CO₂ kvoter i det europeiske markedet. Analysen baserer seg på sammenhenger mellom kvotepriser og energiråvarer som elektrisitet, kull og naturgass. Han har videre transformert alle priser til euro per megawatt timer og kalkulert dark og spark spread. Spreaden viser det teoretiske dekningsbidraget til kraftprodusentene som benytter kull og gass som innsatsfaktor. Metoden anvendt i studiet tar utgangspunkt i økonometriske verktøy som korrelasjon og kointegrasjon. Det konkluderes med at det ikke eksisterer noen signifikant korrelasjon mellom CO₂ kvoteprisen og de andre råvarene på daglig basis. Han velger derfor å studere eventuelle prissammenhenger på lengere sikt med en tilnærming

basert på kointegrasjon. Resultatene fra analysen avdekker at prisen på Co2 kvoter er kointegrert med naturgass og olje, men ikke med elektrisitetsprisen.

Keppeler and Mansanet-Bataller (2010) analyserer samspillet mellom daglige kull, gass, og elektrisitet priser på EXX sett opp mot (EU ETS) kvotesystemet. Metoden de benytter i studiet er en granger kausalitet test. Resultatene viser at under den første fasen ved innføring av kvotesystemet hadde prisutviklingen på kull og gass sammenheng med Co2 futures prisen, som igjen hadde signifikant sammenheng med utviklingen i elektrisitetsprisen på EXX.

Mohammadi (2009) studerte korte og langsiktige sammenhenger mellom elektrisitetspriser, kull, naturgass og råolje i perioden 1960 til 2007 i det amerikanske markedet basert på årlige priser. Ut i fra resultatene kommer det frem at brensel kostnader ikke driver elektrisitetsprisene i USA i særlig stor grad. Det konkluderes med at det kun er endring i kullpriser som har en signifikant langvarig effekt på elektrisitetspriser. Råolje har ingen signifikant sammenheng med utviklingen i elektrisitetsprisene, og effekten av endring i naturgasspriser sies å gi meget svake statistisk holdbare resultater. Mohammadi (2009) argumenterer videre for at resultatene kan tyde på at elektrisitetsindustrien er avhengig av store investeringer i produksjonsfasiliteter og infrastruktur, som igjen påvirker elektrisitetsprisen. Dermed utgjør brensel kostnadene kun en brøkdel av totalkostnaden i det amerikanske markedet.

Westgaard et al. (2011) studerte langsiktige sammenhenger mellom futuresprisen på elektrisitet i det europeiske og nordiske markedet, og råvarer i form av olje, naturgass, og kull. Hensikten med studiet var å konstruere robuste kointegrasjons modeller som beslutningsverktøy for spread trading. De benytter et datasett som inneholder daglige futurespriser i perioden 2006-2012 som utgangspunkt. De konkluderer med at det nordiske og tyske markedet er kointegrert med kull, og at det kun er det britiske elektrisitetsmarkedet som er kointegrert med naturgass. De argumenterer videre for at selv om kointegrerte forhold ikke kunne bekreftes for samtlige råvare spreader, kan det likevel være tilfelle dersom de hadde undersøkt lengre tidsperioder og andre kontrakter.

I en oppfølgingsstudie har Mohammadi (2011) sett på langtidsdynamikken i kull, naturgass og råoljepriser. Analysen er basert på månedlige tall fra 1970 og frem til i dag i det amerikanske markedet. Resultatene avdekker at råoljeprisen er ikke påvirket av endringer i kull og naturgassmarkeder. Videre finner han bevis for at naturgass er sensitiv for endringer i råoljeprisen og at prisen på kull ikke har noen sammenheng med større prisendringer i råolje, eller naturgass markeder. Funnene viser seg å være konsistente med den underliggende strukturen i de ulike markedene. Altså at råolje prisen blir satt i det globale markedet, naturgass prisen blir satt i det regionale markedet nord i USA og kullpriser er et direkte resultat av den finansielle handelen i

futures markedet. Avslutningsvis nevnes det at resultatene gir en pekepinn på at det amerikanske kraftmarkedet i svært svak grad er integrert og følgelig lite bærekraftig i fremtiden.

Moutinho et al. (2011) vurderer den dynamiske sammenhengen på kort og lang sikt mellom råvarepriser og elektrisitetspriser i perioden 2002-2005 i det spanske markedet. De benytter autoregressive modeller samt kointegrasjonsmetoder på daglige råvarepriser, representert ved spotpriser på olje, kull og gass. Funnene fra analysen tilsier at prisendringer på gass og kull har en signifikant innvirkning på spotprisen på elektrisitet i Spania.

4.0 Data benyttet i våre analyser

I dette kapittelet skal vi se nærmere på valget av datasett som skal benyttes i den empiriske analysen. Datasettet består av systempriser fra elkraftmarkedene i Norden og Sentral-Europa, og kull-, naturgass- og CO₂ kvotepriser i Europa. Vi benytter daglige, ukentlig og månedlige priser for perioden 2007-2015. Vi har valgt å dele opp i tre delperioder. Periode 1 skal reflektere finanskrisen og årene etter i perioden 2007-2010, mens periode 2 reflekterer den «friskmeldte økonomien» i perioden 2011-2015. Til slutt har vi periode 3 som gjelder hele perioden 2007-2015. Vi vil benytte data både på nivåform og logaritmiske prosentvise endringer i de forskjellige analysene. I dette kapittelet skal vi gå nærmere inn på hvilke priskilder vi skal benytte og bearbeiding av datasettene.

4.1 Datasett

For å reflektere elprisene i det sentral-europeiske markedet har vi valgt å bruke systempriser fra kraftbørsen *European Power Exchange (EPEX)*, mens for Norden har vi valgt å bruke systempriser fra kraftbørsen *Nord Pool*. EPEX prisene er hentet fra energinet.dk og Nord Pool er hentet fra deres interne ftp-server som vi har fått tilgang til. Begge datasettene inneholder systempriser i Euro per Megawatt-time, med observasjoner på timesbasis. Vi har bearbeidet dette datasettet til å vise daglige gjennomsnittspriser, med ca. 365 observasjoner per år.

The National Balancing Point (NBP) blir ansett som en av de mest representative priskildene til å reflektere europeisk naturgass (Melling, 2010). Dette er et virtuelt knutepunkt i gassnettet i Storbritannia, der gass handles i et velfungerende spotmarked med leveranse flere steder i gassnettet. Vi har benyttet justerte kalendervektede futurespriser fra ICE med rullering på nærmeste månedskontrakt med levering på NBP. Kontraktene heter U.K. Naturalgas Futures og handles i britiske pund per therm². Kontraktene handles kun i ukedagene med unntak av helligdager, og datasettet inneholder ca. 250 observasjoner per år.

Port of Rotterdam er den største kullterminalen i Europa for import og eksport. Mye av kullet som importeres til Europa via denne havnen benyttes i kraftproduksjonen i EPEX-områdene. API2-indeksen er en prisindeks basert på daglige rapporter om kullmarkedet publisert av Argus Media. Prisene er basert på handel i finansmarkedet, og reflekterer hovedsakelig kullpriser i nordvest-Europa. Vi har benyttet justerte kalendervektede futurespriser fra ICE, med rullering på nærmeste månedskontrakt basert på kullleveranser i Rotterdam og API2-indeksen. Kontraktene heter Rotterdam Coal Futures og handles i amerikanske dollar per metrisk tonn på ukedager, med unntak av helligdager. Datasettet inneholder ca. 250 observasjoner per år.

² Et mål på varmeinnhold der én therm tilsvarer 100 000 british thermal units.

Klimakvoter (EU ETS) kan handles på det finansielle markedet via ICE. Vi har benyttet justerte kalendervektede futurespriser med rulling på nærmeste månedskontrakt. Kontraktene heter *EU Allowance (EUA)* og handles i Euro per metrisk tonn utslipp av CO². Kontraktene handles på lik linje med kull og gass. Det vil si i ukedagene med unntak av helligdager, og datasettet inneholder ca. 250 observasjoner per år.

Tabell 1 viser en oppsummering av strukturen til de representative spot- og futuresmarkedene. Av tabellen ser vi at det foreligger noen utfordringer å få sammenlignbare datasett. Vi vil videre gjennomgå bearbeidelsen av datasettet.

| Marked | Børs | Ticker-kode | Kontraks-størrelse | Settlement price | Antall obs. | Kontraktsmåneder | Valuta og måleenhet |
|----------------------------------|-----------|-------------|---------------------|------------------|-------------|------------------|-----------------------|
| Nordiske elkraft | EPEX | El spot sys | 1 megawatt time | Hver time | ca. 365 | - | Euro per Mwh |
| Sentral-Europeisk elkraft | Nord Pool | El spot sys | 1 megawatt time | Hver time | ca. 365 | - | Euro per Mwh |
| Europeisk kull | ICE | M | 1 000 short ton | Hver dag | ca. 250 | Alle måneder | USD per short ton |
| Europeisk naturgass | ICE | ATW | 1 000 therms | Hver dag | ca. 250 | Alle måneder | GBP per therm |
| Europeiske klimakvoter | ICE | C | 1 000 metriske tonn | Hver dag | ca. 250 | Alle måneder | Euro per metrisk tonn |

Tabell 1 - Datasett benyttet i vår analyse

Som nevnt over har vi funnet daglige gjennomsnittlige systempriser. Dette resulterte i ca. 365 årlige observasjoner, mens futuresprisene kun har 250 årlige observasjoner. Vi har derfor filtrert datasettene slik at alle prisobservasjonene faller på samme dager, og luket ut de dagene vi ikke har felles observasjoner. Denne operasjonen har ført til at systemprisene har like mange observasjoner som futuresprisene.

Å sammenligne priser på nivåform med forskjellige måleenheter gir et uklart bilde. Vi har derfor konvertert alle priser til samme måleenhet, samt felles valuta basert på statistisk data fra *U.S. Energy Information Administration (EIA)* og historiske valutakurser fra *European Central Bank (ECB)*. Vi har konvertert datasettene til megawatt timer ved å beregne effektivitetsraten til kull- og gasskraftverkene på bakgrunn av statistisk data fra EIA. Det er verdt å merke seg at estimatene til EIA er basert på effektiviteten til amerikanske kraftverk for 2014 og situasjonen kan følgelig være annerledes i Europa. Vi har også beregnet en utslippsfaktor for å finne ut hvor mye tonn CO₂ kraftverkene slipper ut per megawatt-time. Disse utregningene er også basert på estimater fra EIA. Multipliserer vi prisene med denne raten sitter vi igjen med marginalkostnaden kraftverkene har per megawatt-time. Tabell 2 viser en oppsummering av resultatene vi fikk ved beregningen av effektivitets- og utslippsraten til kull- og gasskraftverkene.

| | Måleenhet | Effektivitets- og utslippsrate | Valuta-konvertering |
|----------------------------------|--------------|--------------------------------|--------------------------|
| Kull | Short ton | 0,57 Tonn/Mwh | <u>EUR</u> <u>USD</u> |
| Utslipp fra kullkraftverk | Metrisk tonn | 0,98 Tonn/Mwh | EUR |
| Naturgass | Therm | 0,98 Therm/Mwh | <u>EUR</u> <u>GBP</u> |
| Utslipp fra gasskraftverk | Metrisk tonn | 0,55 Tonn/Mwh | EUR |

Tabell 2 - Beregningsfaktor effektivitets og utslippsraten til kull og gasskraftverkene

EIA (2016b) oppgir gasskraftverkets effektivitetsutnyttelse i *British Thermal Unit (Btu)*, og gassens varmeinnhold i Btu per *mega cubic feet (Mcf)*. Gasskraftverkene klarer å utnytte 10 408 Btu og per Mcf klarer vi å lagre 1 029 000 Btu. Ved å bruke formel 1 finner vi gasskraftverkets effektivitetsfaktor:

$$\text{Antall enheter per kwh} = \frac{\text{Kraftverkets effektivitetsutnyttelse}}{\text{Gassens varmeinnhold}}$$

Vi sitter da igjen med en effektivitetsrate på 0,01011 Mcf/kwh. Da en therm tilsvarer 0,097 Mcf trenger vi 0,00098 Therms per kwh i produksjonen av strøm. Omregnet til megawatt-timer blir dette 0,98 Therms/Mwh.

Gasskraftverkets effektivitetsfaktor

| | |
|---|------------------------|
| Gasskraftverkenes effektivitetsutnyttelse = | 10 408 btu per kwh |
| Gassens varmeinnhold = | 1 029 000 btu per MCF |
| <i>Antall Mcf per kwh</i> = | <i>0,01011 Mcf/kwh</i> |
| Antall Therms per kwh = | 0,00098 Therms/kwh |
| Antall Therms per Mwh = | 0,98 Therms/Mwh |

Tabell 3 - Gasskraftverkets effektivitetsfaktor

Videre kan vi finne utslippsraten per megawatt-time. Kvote omsettes i metrisk tonn og (EIA, 2016a) har oppgitt estimer på hvor mange pounds av CO₂ som slippes ut i atmosfæren per kilowatt-time elektrisitet som produseres. Vi benytter følgende formel:

$$\text{Pound CO}^2 \text{ per kwh} = \frac{\text{CO}^2 \text{ utslippsnivå} * \text{kraftverkets effektivitetsutnyttelse}}{1\ 000\ 000}$$

Én pound tilsvarer 0,45 kilogram. Vi multipliserer derfor utslippsfaktoren 1,22 med 0,45 slik at vi sitter igjen med 0,55 kg/kwh som tilsvarer 0,55 tonn/Mwh. Ved å multiplisere

denne faktoren med kvoteprisene (EUA) finner vi kraftverkets CO₂-kostnad per megawatt-time. Se tabell 4 for utregning:

Gasskraftverkets utslippsfaktor

| | |
|--|------------------------|
| Gasskraftverkenes effektivitetsutnyttelse = | 10 408 btu/kwh |
| CO ₂ utslippsnivå for naturgass = | 117 pounds/kwh |
| <i>Gasskraftverkets utslipp per kwh =</i> | <i>1,22 pounds/kwh</i> |
| Gasskraftverkets utslipp per kwh = | 0,55 kg/kwh |
| Gasskraftverkets utslipp per Mwh = | 0,55 tonn/Mwh |

Tabell 4 - Gasskraftverkets utslippsfaktor

EIA (2016b) oppgir gasskraftverkets effektivitetsutnyttelse i btu og kulletts varmeinnhold i btu per *short ton* (amerikansk tonn). Tabell 5 viser beregningen av effektivitetsfaktoren:

Kullkraftverkets effektivitetsfaktor

| | |
|---|------------------------------|
| Kullkraftverkenes effektivitetsutnyttelse = | 10 080 btu per kwh |
| Kulletts varmeinnhold = | 19 420 000 btu per short ton |
| <i>Antall short ton per kwh =</i> | <i>0,00052 short ton/kwh</i> |
| Antall metrisk tonn per kwh = | 0,00047 metrisk tonn/kwh |
| Antall metrisk tonn per Mwh = | 0,47 tonn/Mwh |

Tabell 5 - Kullkraftverkets effektivitetsfaktor

En short ton tilsvarer 0,9 *metric ton* (europeisk tonn). Som vi ser av tabellen trenger kraftverket 470 kg kull i produksjonen av en megawatt time elektrisitet. Vi bruker samme formel som tidligere for å finne kullkraftverkets utslippsrate. Tabell 6 viser beregningen:

Kullkraftverkets utslippsfaktor

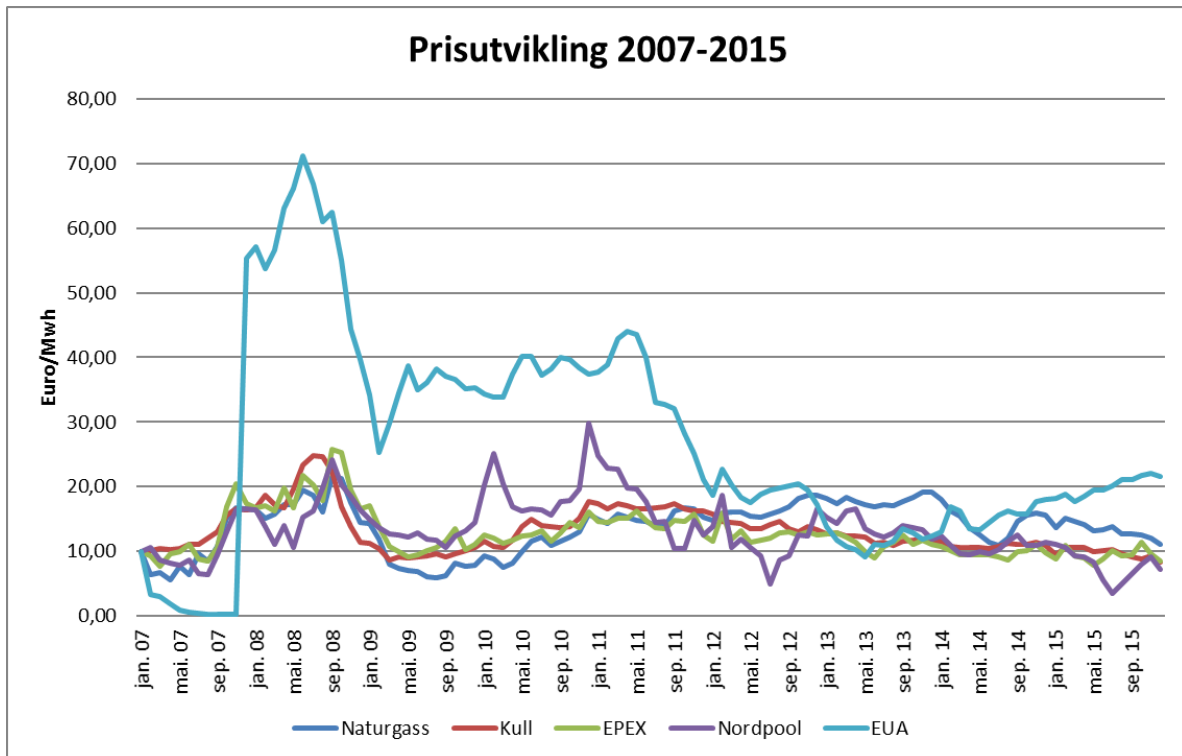
| | |
|---|------------------------|
| Kullkraftverkenes effektivitetsutnyttelse = | 10 080 btu/kwh |
| CO ₂ utslippsnivå for kull = | 214 pounds/kwh |
| <i>Kullkraftverkets utslipp per kwh =</i> | <i>2,16 pounds/kwh</i> |
| Kullkraftverkets utslipp per kwh = | 0,98 kg/kwh |
| Kullkraftverkets utslipp per Mwh = | 0,98 tonn/Mwh |

Tabell 6 - Kullkraftverkets utslippsfaktor

Enkelte vil nok reagere på at det brukes 470 kg kull å produsere 1 Mwh, for så at det slippes det ut hele 980 kg karbondioksid. Kull består hovedsakelig av karbon, der atomene binder seg til oksygenatomer under forbrenningen. For å omdanne 470 kg kull til karbondioksid trengs det derfor 510 kg oksygen, som vil si at den totale massen karbondioksid som kan dannes fra 500 kg kull er 980 kg. Denne utslippsraten er trolig større, men vi forholder oss til statistisk data publisert av EIA.

4.2 Prisutvikling og prisdifferanse

Grafen under viser prisutviklingen for kull, gass, CO₂ samt systempris på Nord Pool og EPEX i perioden 2007-2015 basert på månedlige priser med samme utgangspris på 10 Euro.



Figur 12 - Prisutvikling for naturgass, kull, EUA, Nord Pool og EPEX, 2007-2015. (januar 2007 = €10)

Vi ser av grafen at kvoteprisene gjorde et stort byks i årsskiftet 07/08. Utgangen av 2007 utgjorde slutten på fase en i EU ETS kvotesystemet. Da dette ble ansett som pilotfasen, ble det følgelig delt ut rikelig med CO₂ kvoter. De overflødige kvotene kunne ikke benyttes i neste fase som ble innledet i 2008, hvilket førte til et større prisfall mot slutten av fase 1. I oppstartsperioden av fase 2 (2008-2012) var optimismen tilbake i markedet, og resulterte i en drastisk økning i klimakvotepriisen. I det samme året fulgte samtlige råvarer en oppadstigende trend, frem til prisene stupte i juli 2008 som følge av finanskrisen. Etterspørselen etter fossile brensler falt i kjølevannet av finanskrisen, og det var nok en gang overflod av kvoter på markedet.

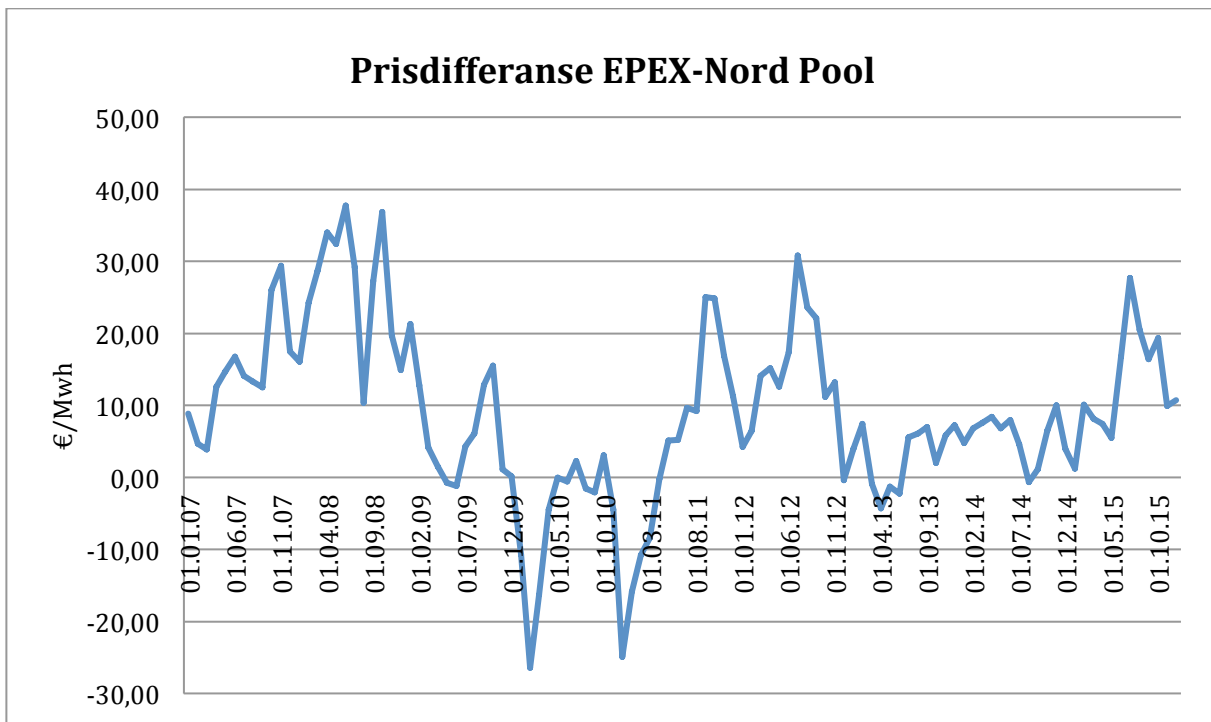
Videre ser det ut til at alle prisene har beveget seg i samme retning i løpet av perioden, noe som kan indikere at det finnes et langsiktig likevektsnivå mellom råvarene. Dette vil vi undersøke videre i analysedelen.

Figur 13 viser prisdifferansen mellom systemprisene på EPEX og Nord Pool i perioden 2007-2015. Ut i fra grafen kan vi se at systemprisen på Nord Pool normalt sett er lavere enn på EPEX. Det er kun i enkelte perioder at systemprisen har vært høyere i det sentral-europeiske markedet. Dette typisk for perioder der hydro- og

kjernekraftproduksjonen faller langt under gjennomsnittet, og avviket i produksjonen må erstattes av energikilder med høyere produksjonskostnad.

Gjennomsnittlig hydroproduksjon i Norden har i perioden ligget på rundt 53% mens Sentral-Europa har til sammenlikning hatt en andel på 12% (jf. kapittel 2).

Prisene i det nordiske markedet generelt sett er lavere sammenliknet med i Europa, som følge av store forskjeller i produksjonsstrukturen (Redl et al., 2009). Unntaket er vinteren 2009 og 2010. I denne perioden var det ekstremt høye systempriser på Nord Pool som følge av en ekstrem kald vinter og lavt tilsig til vannmagasinene (Nord Pool, 2014).



Figur 13 - Prisdifferanse EPEX - Nord Pool

4.3 Beskrivende statistikk

Diagrammet under viser annualiserte gjennomsnittlige prisendringer og standardavvik for kull, gass, CO₂, Nord Pool og EPEX for hele perioden samt de ulike delperiodene³.

| Hele perioden 2007-2015 | Naturgass | Kull | EPEX | Nordpool | CO2 | EUA Kull |
|--------------------------------|-----------|---------|----------|----------|----------|----------|
| Gjennomsnittlig prisendring | -0,7 % | -1,8 % | -5,0 % | -8,3 % | 2,5 % | 2,5 % |
| Standardavvik | 48,86 % | 24,48 % | 292,84 % | 142,49 % | 230,20 % | 230,20 % |

| Periode 1 2007-2010 | Naturgass | Kull | EPEX | Nordpool | CO2 | EUA Kull |
|-----------------------------|-----------|---------|----------|----------|----------|----------|
| Gjennomsnittlig prisendring | 9,5 % | 15,2 % | 5,7 % | 22,0 % | 18,9 % | 18,9 % |
| Standardavvik | 65,89 % | 31,52 % | 277,60 % | 123,78 % | 338,71 % | 338,71 % |

| Periode 2 2011-2015 | Naturgass | Kull | EPEX | Nordpool | CO2 | EUA Kull |
|-----------------------------|-----------|---------|----------|----------|---------|----------|
| Gjennomsnittlig prisendring | -8,9 % | -15,6 % | -0,2 % | -32,6 % | -10,7 % | -10,7 % |
| Standardavvik | 28,56 % | 16,74 % | 304,37 % | 155,89 % | 57,99 % | 57,99 % |

Tabell 7 - Gjennomsnittlig årlig prisendring og standardavvik

Under hele perioden ser vi at samtlige råvarer har hatt en negativ årlig gjennomsnittsavkastning, med unntak av kvoteprisene. Systemprisen i det sentral-europeiske markedet har i gjennomsnitt blitt 5% lavere per år, mens det nordiske markedet har hatt en negativ årlig utvikling på 8,3%. Kull og gass har hatt et vesentlig lavere standardavvik sammenliknet med systemprisene. EPEX har hatt et gjennomsnittlig årlig standardavvik på hele 292%, og er dermed særdeles volatil sammenliknet med Nord Pool som har hatt et standardavvik på 142% i samme periode.

I årene 2007-2010 ser vi derimot at samtlige råvarer har hatt en positiv gjennomsnittlig prisendring. Både naturgass og kullpriser har hatt en relativt høy årlig prisøkning, og det ser ut til at elektrisitetsprisene har fulgt samme trend. Når det gjelder risiko knyttet til de ulike råvarene, har denne holdt seg relativt stabil sammenliknet med hele perioden. CO₂-kvoteprisen har derimot hatt et årlig standardavvik på hele 338% som vitner om store prisbevegelser i løpet av denne perioden.

I den siste delperioden har det vært store fall i prisene. Ved inngangen til 2011 var systemprisen på Nord Pool på over 80 euro per Mwh, og har videre stupt til under 15 Mwh ved utgangen av 2015. EPEX systemprisen har derimot holdt seg relativt stabil i samme periode med en avtagende gjennomsnittsavkastning på 0,2% årlig. Det har også vært en større nedgang i naturgass og kullpriser i perioden. Systemprisene på EPEX har også i denne perioden det høyeste standardavviket, og vi observerer at det til tider er enorme svingninger på daglig basis.

³ Tallene er basert på logaritmisk endring i pris fra en dag til den neste, og datasettet inneholder 250 observasjoner per år. Gjennomsnittlig daglig prisendring er da multiplisert med 250 og daglig standardavvik er annualisert ved å multiplisere med kvadratroten av 250.

5.0 Empiriske analyser

I dette kapitlet presenteres modeller, analyser og påfølgende resultater. Vi starter med å se på bivariate korrelasjoner mellom prisendringer i råvarene. Videre benytter vi oss av ulike multivariate regresjonsmodeller for å estimere sammenhengen mellom prisendringer i elprisene og råvarene på kort og lengre sikt. Avslutningsvis vil vi undersøke om det eksisterer en langsiktig likevekt mellom variablene, og om vi kan modellere den kortsiktige dynamikken ved hjelp av feilkorrigeringsmodeller.

I analysen er det benyttet tall på både daglig, ukentlig, og månedlig frekvens. Vi bruker logaritmiske prisendringer i de innledende modellene som ser på årsak virkningssammenheng. Videre anvendes logaritmisk transformerte priser i analyser som ser på prisutviklingen. For å unngå spuriøse estimater har vi testet tidsseriene for stasjonærhet, og om variablene er integrert av 1. orden som er en forutsetning for de videre modellene i analysen (appendiks 1).

5.1 Bivariate korrelasjoner

Innledningsvis starter vi med å studere bivariat korrelasjon mellom endring i systemprisen på Nord Pool og EPEX mot kull-, gass- og CO₂-priser. Vi ønsker dermed å avdekke om det finnes en lineær samvariasjon mellom variablene. Videre har vi studert tre ulike delperioder, både på daglig og månedlig basis for å se hvordan ulike tidsintervaller og frekvens påvirker de empiriske resultatene. I tabell 8 presenteres resultatene for periode 1:

| <i>Daglige observasjoner</i> | Periode 1 2007-2010 | | | | |
|------------------------------|----------------------------|-------------|-------------|-----------------|--|
| | <i>Kull</i> | <i>Gass</i> | <i>EPEX</i> | <i>Nordpool</i> | |
| Kull | 1 | | | | |
| Gass | 0,08 | 1 | | | |
| EPEX | 0,05 | -0,03 | 1 | | |
| Nordpool | 0,03 | -0,04 | 0,32 | 1 | |
| EUA | -0,06 | 0,04 | 0,04 | -0,01 | |

| <i>Månedlige observasjoner</i> | <i>Kull</i> | <i>Gass</i> | <i>EPEX</i> | <i>Nordpool</i> | |
|--------------------------------|-------------|-------------|--------------|-----------------|--|
| Kull | 1 | | | | |
| Gass | 0,42 | 1 | | | |
| EPEX | 0,14 | 0,13 | 1 | | |
| Nordpool | 0,18 | 0,29 | 0,34 | 1 | |
| EUA | 0,07 | 0,04 | -0,38 | -0,05 | |

Tabell 8 - Korrelasjoner mellom nivåendringer i systempriser og råvarer – periode 1

I perioden 2007-2010 er det kun systemprisen i de to ulike markedene som har en nevneverdig samvariasjon på daglig basis. Vi observerer at på månedlig basis er endringer i gasspriser sterkt korrelert med Nord Pool med en koeffisient på 0,29. Kvotepreisen er negativt korrelert med EPEX, noe som tilsier at disse prisene har beveget seg i motsatt retning i perioden. Både endringer i kull- og naturgasspriser har høyere korrelasjonskoeffisient mot Nord Pool og EPEX i periode 1, sammenliknet med hele perioden (se tabell 10). I denne tidsperioden har systemprisen til tider vært ekstremt høy, og resultatene kan tyde på at produsentene i større grad vært avhengig av å aktivisere kull og gasskraftverk i perioder med ekstremt høy etterspørsel.

| <i>Daglige observasjoner</i> | Periode 2 2011-2015 | | | | |
|------------------------------|----------------------------|-------------|-------------|-----------------|-------|
| | <i>Kull</i> | <i>Gass</i> | <i>EPEX</i> | <i>Nordpool</i> | |
| Kull | 1 | | | | |
| Gass | 0,12 | 1 | | | |
| EPEX | -0,02 | 0,01 | 1 | | |
| Nordpool | 0,02 | -0,02 | 0,42 | | 1 |
| EUA | -0,01 | 0,12 | 0,02 | | -0,01 |

| <i>Månedlige observasjoner</i> | <i>Kull</i> | <i>Gass</i> | <i>EPEX</i> | <i>Nordpool</i> | |
|--------------------------------|-------------|-------------|-------------|-----------------|------|
| Kull | 1 | | | | |
| Gass | 0,41 | 1 | | | |
| EPEX | 0,12 | -0,10 | 1 | | |
| Nordpool | 0,04 | -0,15 | 0,26 | | 1 |
| EUA | 0,13 | -0,08 | 0,05 | | 0,17 |

Tabell 9 - Korrelasjoner mellom nivåendringer i systempriser og råvarer - periode 2

I henhold til tabell 9 observerer vi en større grad av samvariasjon mellom systemprisen på Nord Pool og EPEX på daglig basis. Det er imidlertid ingen av de andre råvarene som kan sies ha en signifikant påvirkningskraft på systemprisen. Det skal legges til at systemprisene har vært på et historisk lavt nivå i denne perioden og resultatene kan sees i sammenheng med dette. I perioder med lav systempris vil det ikke være lønnsomt for produsentene å produsere elektrisitet med kull og gass som innsatsfaktor. Samvariasjonen mellom systemprisen og råvareprisene vil derfor påvirkes av dette. Dette momentet vil vi komme tilbake til senere i analysen.

Daglige observasjoner

Periode 3 2007-2015

| | Kull | Gass | EPEX | Nordpool |
|----------|-------|-------|-------------|----------|
| Kull | 1 | | | |
| Gass | 0,09 | 1 | | |
| EPEX | 0,02 | -0,01 | 1 | |
| Nordpool | 0,02 | -0,03 | 0,38 | 1 |
| EUA | -0,05 | 0,04 | 0,03 | -0,01 |

Månedlige observasjoner

| | Kull | Gass | EPEX | Nordpool |
|----------|-------------|------|--------------|----------|
| Kull | 1 | | | |
| Gass | 0,42 | 1 | | |
| EPEX | 0,04 | 0,12 | 1 | |
| Nordpool | 0,07 | 0,10 | 0,29 | 1 |
| EUA | 0,03 | 0,07 | -0,22 | 0,00 |

Tabell 10 - Korrelasjoner mellom nivåendringer i systempriser og råvarer - periode 3

Når vi ser på hele perioden er det EPEX og Nord Pool samvarierer i størst grad med en korrelasjons koeffisient på 0,38. De øvrige råvarene korrelerer svakt med elkraftmarkedene både på månedlig- og daglig basis.

5.2 Lead-lag relasjoner

I dette kapitlet skal vi undersøke om prisendringer i kull, gass eller klimakvoter kan forklare prisendringer i systemprisene på et senere tidspunkt. Vi bruker følgende modell:

$$\Delta p_{systempris,t} = \alpha_0 + \sum_{i=1}^m \beta \Delta p_{innsatsfaktor,t-i} + \varepsilon_i$$

Der $\Delta p_{systempris,t}$ er endringen i systemprisen hos EPEX eller Nordpool, og $\Delta p_{innsatsfaktor,t-1}$ er prisendringene i kull, gass eller klimakvoter. m er laggede verdier og β forteller oss i hvor stor grad systemprisene påvirkes dersom innsatsfaktoren endrer seg med 1%.

$\hat{\sigma}^2$ er variansen til residualene ($\frac{RSS}{T}$), T er antall observasjoner og k er antall lags (Brooks 2008). Vi velger 4 lags for daglige observasjoner, 2 for ukentlige og 1 for månedlige. I tabell 11-13 ser vi lead-lag effektene på daglig basis.

| Observasjoner | 1019 | Periode 1, 2007 - 2010 | | | | | |
|-----------------------|----------------|------------------------|-------|-------|----------------|-------|----------------|
| Daglige observasjoner | R ² | | lag 0 | lag 1 | lag 2 | lag 3 | lag 4 |
| EPEX-Gass | 0,00 | Beta | -0,13 | 0,08 | 0,14 | -0,08 | 0,20 |
| | | t-verdi | -0,99 | 0,59 | 1,02 | -0,62 | 1,50 |
| EPEX-Kull | 0,00 | Beta | 0,35 | 0,02 | -0,23 | 0,34 | -0,17 |
| | | t-verdi | 1,26 | 0,08 | -0,83 | 1,20 | -0,59 |
| EPEX-EUA | 0,02 | Beta | 0,03 | -0,03 | 0,03 | -0,03 | 0,08 |
| | | t-verdi | 1,32 | -1,28 | 1,26 | -1,34 | 2,97*** |
| Nordpool-Gass | 0,01 | Beta | -0,07 | 0,05 | 0,10 | 0,00 | -0,03 |
| | | t-verdi | -1,21 | 0,86 | 1,65 | 0,05 | -0,50 |
| Nordpool-Kull | 0,01 | Beta | 0,06 | 0,15 | 0,31 | 0,04 | 0,03 |
| | | t-verdi | 0,46 | 1,18 | 2,45*** | 0,36 | 0,27 |
| Nordpool-EUA | 0,00 | Beta | 0,00 | -0,01 | 0,00 | -0,01 | 0,01 |
| | | t-verdi | -0,30 | -0,47 | -0,35 | -0,47 | 1,12 |

***signifikansnivå på 1%, **signifikansnivå på 5%, og *signifikansnivå på 10%

Tabell 11 - Resultater for lead-lag daglige observasjoner - periode 1

| Observasjoner | 1270 | Periode 2, 2011 - 2015 | | | | | |
|-----------------------|----------------|------------------------|-------|-----------------|-------|---------------|-------|
| Daglige observasjoner | R ² | | lag 0 | lag 1 | lag 2 | lag 3 | lag 4 |
| EPEX-Gass | 0,00 | Beta | 0,05 | -0,10 | 0,06 | 0,16 | -0,45 |
| | | t-verdi | 0,17 | -0,32 | 0,19 | 0,52 | -1,50 |
| EPEX-Kull | 0,01 | Beta | -0,13 | -1,21 | 0,03 | 1,10 | 0,09 |
| | | t-verdi | -0,25 | -2,30 | 0,05 | 2,09** | 0,17 |
| EPEX-EUA | 0,00 | Beta | 0,12 | 0,10 | 0,23 | -0,06 | -0,04 |
| | | t-verdi | 0,84 | 0,70 | 1,54 | -0,39 | -0,30 |
| Nordpool-Gass | 0,00 | Beta | -0,13 | 0,00 | -0,07 | -0,02 | 0,12 |
| | | t-verdi | -0,85 | 0,00 | -0,47 | -0,14 | 0,76 |
| Nordpool-Kull | 0,01 | Beta | 0,38 | -0,75 | 0,05 | 0,14 | 0,34 |
| | | t-verdi | 1,43 | -2,75*** | 0,20 | 0,51 | 1,30 |
| Nordpool-EUA | 0,00 | Beta | -0,01 | 0,10 | 0,09 | 0,01 | 0,02 |
| | | t-verdi | -0,15 | 1,29 | 1,24 | 0,08 | 0,26 |

***signifikansnivå på 1%, **signifikansnivå på 5%, og *signifikansnivå på 10%

Tabell 12 - Resultater for lead-lag daglige observasjoner- periode 2

| Observasjoner | 2295 | Periode 3, 2007 - 2015 | | | | | |
|-----------------------|----------------|------------------------|-------|-------|---------------|---------------|----------------|
| Daglige observasjoner | R ² | | lag 0 | lag 1 | lag 2 | lag 3 | lag 4 |
| EPEX-Gass | 0,00 | Beta | -0,09 | 0,04 | 0,12 | -0,03 | 0,07 |
| | | t-verdi | -0,72 | 0,35 | 0,96 | -0,23 | 0,57 |
| EPEX-Kull | 0,00 | Beta | 0,21 | -0,30 | -0,15 | 0,53 | -0,05 |
| | | t-verdi | 0,82 | -1,19 | -0,59 | 2,06** | -0,21 |
| EPEX-EUA | 0,01 | Beta | 0,04 | -0,03 | 0,04 | -0,03 | 0,07 |
| | | t-verdi | 1,38 | -1,09 | 1,46 | -1,31 | 2,72*** |
| Nordpool-Gass | 0,00 | Beta | -0,08 | 0,04 | 0,07 | 0,00 | 0,00 |
| | | t-verdi | -1,38 | 0,73 | 1,12 | -0,01 | -0,05 |
| Nordpool-Kull | 0,00 | Beta | 0,13 | -0,08 | 0,25 | 0,07 | 0,13 |
| | | t-verdi | 1,07 | -0,65 | 1,99** | 0,53 | 1,04 |
| Nordpool-EUA | 0,00 | Beta | 0,00 | 0,00 | 0,00 | -0,01 | 0,01 |
| | | t-verdi | -0,30 | -0,15 | -0,07 | -0,40 | 1,04 |

***signifikansnivå på 1%, **signifikansnivå på 5%, og *signifikansnivå på 10%

Tabell 13 - Resultater for lead-lag daglige observasjoner - periode 3

Vi fant ingen lead-lag effekter mellom prisendringer i EPEX og gass når vi ser på daglige observasjoner. Prisendringer i kull hadde en lead-lag effekt på prisendringer hos EPEX i periode 2 og 3 ved lag 3. Da var beta-koeffisientene henholdsvis 1,1 og 0,53. En prisendring i kull på 1% førte til en prisendring i systemprisen på 1,1% i periode 2, og 0,53% for hele perioden. Videre finner vi signifikante t-verdier mellom EPEX og EUA i periode 1 og 3 ved lag 4. EUA hadde en vesentlig mindre påvirkningskraft på systemprisene sammenlignet med kull, hvilket gir mening da kvotepriser utgjør en minimal andel i marginalkostnadene i kraftproduksjonen.

Prisendringer i kull har en signifikant lead-lag effekt på systemprisene hos Nord pool med en positiv beta-koeffisient på 0,25 for hele perioden ved lag 2. Lead-lag analysen på daglig basis for hele perioden indikerer at en prisendring i kull påvirker systemprisen i Nord Pool 2 dager senere, noe som er en dag tidligere enn hos EPEX. Modelleringen av lead-lag relasjon med daglige observasjoner gir oss lave R²-verdier. Forklaringskraften ligger et sted mellom 0-2%.

Vi skal nå se på lead-lag relasjoner med ukentlige observasjoner. Resultatene fra analysen er presentert i tabell 14-16.

Periode 1, 2007 - 2010

| Ukentlige observasjoner | Ant. Obs. 203 | R ² | lag 0 | lag 1 | lag 2 |
|-------------------------|---------------|----------------|-------|-------|-------|
| EPEX-Gass | | Beta | 0,21 | 0,29 | -0,42 |
| | | t-verdi | 0,69 | 0,95 | -1,38 |
| EPEX-Kull | | Beta | 0,21 | -0,05 | 0,15 |
| | | t-verdi | 0,39 | -0,09 | 0,28 |
| EPEX-EUA | | Beta | -0,25 | 0,13 | -0,32 |
| | | t-verdi | -0,93 | 0,49 | -1,23 |
| Nordpool-Gass | | Beta | -0,01 | 0,10 | -0,07 |
| | | t-verdi | -0,06 | 0,70 | -0,49 |
| Nordpool-Kull | | Beta | 0,30 | 0,11 | -0,07 |
| | | t-verdi | 1,20 | 0,44 | -0,29 |
| Nordpool-EUA | | Beta | -0,40 | 0,15 | -0,15 |
| | | t-verdi | -3,30 | 1,24 | -1,27 |

***signifikansnivå på 1%, **signifikansnivå på 5%, og *signifikansnivå på 10%

Tabell 14 - Resultater lead-lag ukentlige observasjoner - periode 1

Periode 2, 2011 - 2015

| Ukentlige observasjoner | Ant. Obs. 253 | R ² | lag 0 | lag 1 | lag 2 |
|-------------------------|---------------|----------------|---------------|-------|--------------|
| EPEX-Gass | | Beta | 0,19 | 1,24 | 0,32 |
| | | t-verdi | 0,19 | 1,27 | 0,33 |
| EPEX-Kull | | Beta | -2,50 | -1,25 | 0,12 |
| | | t-verdi | -1,81* | -0,90 | 0,09 |
| EPEX-EUA | | Beta | 0,20 | 0,00 | 0,09 |
| | | t-verdi | 0,44 | 0,01 | 0,19 |
| Nordpool-Gass | | Beta | 0,46 | 0,20 | -0,27 |
| | | t-verdi | 1,01 | 0,44 | -0,61 |
| Nordpool-Kull | | Beta | -0,65 | -0,44 | 1,15 |
| | | t-verdi | -0,99 | -0,67 | 1,79* |
| Nordpool-EUA | | Beta | -0,18 | 0,09 | -0,02 |
| | | t-verdi | -0,87 | 0,45 | -0,09 |

***signifikansnivå på 1%, **signifikansnivå på 5%, og *signifikansnivå på 10%

Tabell 15 - Resultater lead-lag ukentlige observasjoner - periode 2

Periode 3, 2007 - 2015

| Ukentlige observasjoner | Ant. Obs. 458 | R ² | lag 0 | lag 1 | lag 2 |
|-------------------------|---------------|----------------|-----------------|-------|-------|
| EPEX-Gass | | Beta | 0,19 | 0,42 | -0,31 |
| | | t-verdi | 0,55 | 1,23 | -0,92 |
| EPEX-Kull | | Beta | -0,39 | -0,40 | 0,11 |
| | | t-verdi | -0,68 | -0,69 | 0,20 |
| EPEX-EUA | | Beta | -0,07 | 0,04 | -0,17 |
| | | t-verdi | -0,30 | 0,16 | -0,69 |
| Nordpool-Gass | | Beta | 0,08 | 0,12 | -0,11 |
| | | t-verdi | 0,50 | 0,75 | -0,70 |
| Nordpool-Kull | | Beta | 0,12 | -0,01 | 0,17 |
| | | t-verdi | 0,45 | -0,02 | 0,62 |
| Nordpool-EUA | | Beta | -0,32 | 0,10 | -0,11 |
| | | t-verdi | -2,76*** | 0,90 | -0,93 |

***signifikansnivå på 1%, **signifikansnivå på 5%, og *signifikansnivå på 10%

Tabell 16 - Resultater lead-lag ukentlige observasjoner - periode 3

På ukentlig basis finner vi få lead-lag effekter. Prisendringer i kull skiller seg ut med en signifikant t-verdi på systemprisene hos Nordpool ved lag 2. I likhet med daglig

observasjoner får vi svært lave R²-verdier når vi modellerer lead-lag relasjoner med ukentlige observasjoner. Med tanke på at funnene har et signifikansnivå på 10% og forklaringskraften til modellen er svært lave anser vi dette som svake funn. Det finnes dermed ingen indikasjoner på at det finnes lead-lag effekter på ukentlig basis.

Til slutt har vi testet for lead-lag relasjoner med månedlig observasjoner. Tabell 17-19 viser resultatene fra testen.

Periode 1, 2007 - 2010

| Månedlige observasjoner | Ant. Obs. 52 | R ² | lag 0 | lag 1 |
|-------------------------|--------------|----------------|-----------------|---------------|
| EPEX-Gass | | Beta | 0,36 | 0,43 |
| | | t-verdi | 0,86 | 1,03 |
| EPEX-Kull | | Beta | 0,34 | 0,46 |
| | | t-verdi | 1,52 | 2,05** |
| EPEX-EUA | | Beta | -0,15 | 0,10 |
| | | t-verdi | -3,01*** | 2,13** |
| Nordpool-Gass | | Beta | 0,58 | 0,27 |
| | | t-verdi | 2,11** | 0,95 |
| Nordpool-Kull | | Beta | 0,25 | 0,35 |
| | | t-verdi | 1,59 | 2,24** |
| Nordpool-EUA | | Beta | -0,02 | -0,01 |
| | | t-verdi | -0,46 | -0,24 |

***signifikansnivå på 1%, **signifikansnivå på 5%, og *signifikansnivå på 10%

Tabell 17 - Resultater lead-lag månedlige observasjoner - periode 1

Periode 2, 2011 - 2015

| Månedlige observasjoner | Ant. Obs. 65 | R ² | lag 0 | lag 1 |
|-------------------------|--------------|----------------|-------|----------------|
| EPEX-Gass | | Beta | -1,16 | -1,58 |
| | | t-verdi | -1,23 | -1,65 |
| EPEX-Kull | | Beta | 0,73 | -1,20 |
| | | t-verdi | 1,14 | -1,87* |
| EPEX-EUA | | Beta | 0,13 | -0,11 |
| | | t-verdi | 0,32 | -0,27 |
| Nordpool-Gass | | Beta | -1,30 | -0,64 |
| | | t-verdi | -1,41 | -0,69 |
| Nordpool-Kull | | Beta | 0,28 | -1,27 |
| | | t-verdi | 0,45 | -2,04** |
| Nordpool-EUA | | Beta | 0,45 | -0,53 |
| | | t-verdi | 1,20 | -1,39 |

***signifikansnivå på 1%, **signifikansnivå på 5%, og *signifikansnivå på 10%

Tabell 18 - Resultater lead-lag månedlige observasjoner - periode 2

Periode 3, 2007 - 2015

| Månedlige observasjoner | Ant. Obs. 119 | R^2 | lag 0 | lag 1 |
|-------------------------|---------------|------------------|----------------|--------------|
| EPEX-Gass | | 0,02 Beta | 0,35 | 0,21 |
| | | t-verdi | 1,52 | 0,94 |
| EPEX-Kull | | 0,00 Beta | 0,14 | 0,05 |
| | | t-verdi | 0,36 | 0,12 |
| EPEX-EUA | | 0,07 Beta | -0,14 | 0,10 |
| | | t-verdi | -2,49** | 1,77* |
| Nordpool-Gass | | 0,01 Beta | 0,21 | 0,11 |
| | | t-verdi | 1,05 | 0,55 |
| Nordpool-Kull | | 0,01 Beta | 0,27 | 0,17 |
| | | t-verdi | 0,78 | 0,49 |
| Nordpool-EUA | | 0,00 Beta | 0,00 | -0,02 |
| | | t-verdi | -0,06 | -0,44 |

***signifikansnivå på 1%, **signifikansnivå på 5%, og *signifikansnivå på 10%

Tabell 19 - Resultater lead-lag månedlige observasjoner - periode 3

Det var ingen indikasjoner på lead-lag effekter mellom prisendringer hos EPEX og gass, og Nordpool og EUA på månedlig basis. Lead-lag modellen EPEX og Kull er signifikante i lag 1 med en beta-koeffisient på 0,46 i periode 1. En prisendring på 1% i kull førte til at systemprisen hos EPEX en måned etter gikk opp med 0,46%. Tilsvarende fant vi signifikante t-verdier mellom prisendringer hos EPEX og EUA i lag 1 i samme periode, men med en lavere beta-koeffisient på 0,10. Ser vi på lead-lag relasjoner mellom Nord Pool og innsatsfaktorene fant vi lead-lag effekter med prisendringer i kull og gass. Prisendringer i gass hadde en lead-lag effekt på systemprisene i inneværende måned, mens prisendringer i kull hadde en lead-lag effekt på systemprisene en måned etter. I denne perioden lå R^2 -verdien et sted mellom 10% og 22% der vi hadde signifikante funn. Det er signifikante t-verdier i periode 2 og 3, men da beta-koeffisientene er negative og R^2 verdiene er relativt lave, ser vi ingen indikasjoner på lead-lag effekter mellom prisendringer i kull-gass- og CO₂-kvoter, og elektrisitet.

5.3 Clean Dark og Spark Spread

Hensikten med denne analysen er å kunne avdekke hvilke perioder det er rimelig å anta at kull og gasskraftverkene er operative. I perioder med lav systempris vil det ikke være økonomisk lønnsomt for kraftprodusenter å iverksette produksjon dersom kull og gasspriser⁴ overstiger systemprisen. Clean spark spread (CSS) viser det teoretiske dekningsbidraget til gasskraftverket der elektrisitetsprisen P_E representerer elprisen, mens $P_G E_G$ og $P_{CO_2} U_G$ er de variable kostnadene i form av gasspriser og CO₂ kostnaden (Obermayer, 2009).

⁴ Gass og kullpriser er konvertert til enhet megawatt timer ved å beregne effektivitetsfaktoren til kull- og gasskraftverkene basert på statistisk data hos EIA jf. Kapittel 4

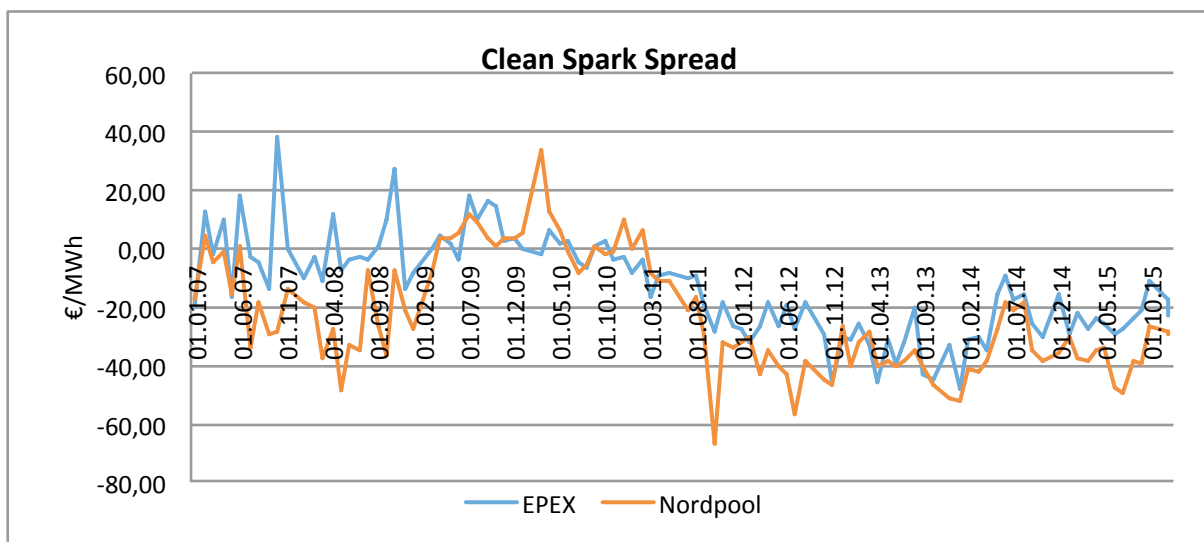
Sprednen blir beregnet på følgende måte:

$$CSS = P_E - P_G E_G - P_{CO_2} U_G$$

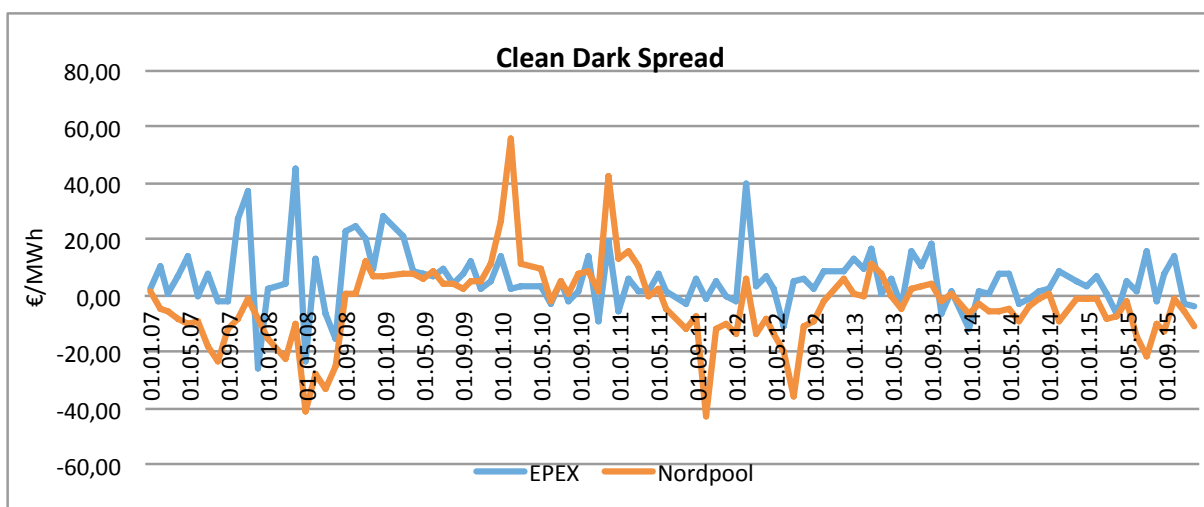
Gassprisen P_G multiplisert med effektivitetsfaktoren E_G for gasskraftverk viser kostnaden ved bruk av gass til produksjon av strøm per megawatt time. Prisen på CO_2 -kvoter P_{CO_2} multiplisert med utslippsfaktoren U_G viser kostnaden gasskraftverket må betale per megawatt time elektrisitet som produseres jf. kapittel 4. Tilsvarende har vi Clean dark spread (CDS) som viser det teoretiske dekningsbidraget til kullkraftverket.

$$CDS = P_E - P_K E_K - P_{CO_2} U_K$$

Der $P_K E_K$ viser kullkostnadene og $P_{CO_2} U_K$ viser CO_2 kvotekostnaden per megawatt time til et kullkraftverk.



Figur 14 - Clean spark spread 2007-2015



Figur 15 - Clean dark spread 2007-2015

I tabellen nedenfor er det en oppstilling av hvor mange dager innenfor de ulike tidsintervallene der det vil være lønnsomt for produsentene å iverksette el produksjon med kull og gass i det sentral-europeiske og nordiske markedet. I sammenheng med at systemprisen på EPEX normalt sett er høyere enn på Nord Pool, ser vi at det generelt er mer lønnsomt å produsere elektrisitet med fossile brensler som innsatsfaktor i dette markedet.

| <i>Periode 1 2007-2010</i> | | <i>Totalt antall dager</i> 1018 | |
|--------------------------------------|-------------|---------------------------------|------|
| | EPEX | Nord Pool | |
| Dager med positiv clean dark spread | 817 80 % | 576 | 57 % |
| Dager med positiv clean spark spread | 544 53 % | 345 | 34 % |

| <i>Periode 2 2011-2015</i> | | <i>Totalt antall dager</i> 1273 | |
|--------------------------------------|-------------|---------------------------------|------|
| | EPEX | Nord Pool | |
| Dager med positiv clean dark spread | 918 72 % | 402 | 32 % |
| Dager med positiv clean spark spread | 12 1 % | 42 | 3 % |

| <i>Periode 3 2007-2015</i> | | <i>Totalt antall dager</i> 2293 | |
|--------------------------------------|-------------|---------------------------------|------|
| | EPEX | Nord Pool | |
| Dager med positiv clean dark spread | 1735 76 % | 970 | 42 % |
| Dager med positiv clean spark spread | 556 24 % | 337 | 15 % |

Tabell 20 - Antall dager med positiv clean dark og spark spread innad Nord Pool og EPEX

Videre er endring i systemprisen på Nord Pool og EPEX benyttet som avhengig variabel i analysen, samt kull og gass priser på endringsform som uavhengige variabler. Vi ønsker dermed å identifisere dager og perioder der det teoretiske dekningsbidraget til kraftprodusentene er positivt med kull og gass som innsatsfaktorer, og om disse har en signifikant påvirkning på systemprisen. Dette gjøres ved å konstruere en dummy variabel som gir verdien 1 når clean dark og spark spreaden er positiv og 0 ellers. Dermed kan vi utelukke perioder der det er rimelig å anta at kull og gasspriser ikke har noen betydning. Modell (1) avdekker om kull og gasspriser på daglig frekvens vil ha noen påvirkning på systemprisen samt om dager med positivt dekningsbidrag for kull (Clean Dark) og gassprodusenter (Clean Spark) har noen påvirkning på systemprisen. Modellen er kjørt på følgende form:

$$(1) \Delta \ln \text{Systempris}_t = \alpha + \beta_1 \Delta \ln P_{\text{Kull}_t} + \beta_2 \text{Clean Dark}_t + \beta_3 \Delta \ln P_{\text{Naturgass}_t} + \beta_4 \text{Clean Spark}_t + \epsilon_t$$

Grunnet at systemprisene i det sentral-europeiske og nordiske markedet er såpass volatile vil en beregning foretatt på månedlig basis utelukke viktige data fra analysen. Følgelig vil sannsynligheten for å dra med misvisende konklusjoner øke. Dette gjelder spesielt for gasskraftverk som fungerer som toppplastverk, og kjennetegnes ved at de bare er i drift kortere perioder av gangen (OED, 2008). Vi kjører derfor modellen kun på daglig frekvens.

Observasjoner
1018

Daglige observasjoner

| | | Periode 1, 2007 - 2010 | | | | | |
|----------------------|----------------|------------------------|-----------------|---------------|----------------|-----------|---------------|
| | R ² | | α | β_1 | β_2 | β_3 | β_4 |
| Modell 1 - EPEX | 0,07 | Koeffisient | -0,09 | 0,52 | 0,09 | -0,03 | 0,03 |
| | | t-verdi | -7,53*** | 2,00** | 6,39*** | -0,31 | 2,32** |
| Modell 1 - Nord Pool | 0,01 | Koeffisient | -0,002 | 0,110 | 0,002 | -0,07 | 0,003 |
| | | t-verdi | -0,47 | 0,960 | 0,45 | -1,23 | 0,550 |

Observasjoner
1273

Daglige observasjoner

| | | Periode 2, 2011 - 2015 | | | | | |
|----------------------|----------------|------------------------|----------|-----------|----------------|-----------|-----------|
| | R ² | | α | β_1 | β_2 | β_3 | β_4 |
| Modell 1 - EPEX | 0,01 | Koeffisient | -0,01 | 0,12 | 0,01 | -0,25 | 0,05 |
| | | t-verdi | -1,01 | 0,23 | 1,08 | -0,83 | 0,95 |
| Modell 1 - Nord Pool | 0,01 | Koeffisient | -0,01 | 0,28 | 0,02 | -0,16 | 0,01 |
| | | t-verdi | -2,12 | 1,05 | 2,98*** | -1,06 | 0,23 |

Observasjoner
2293

Daglige observasjoner

| | | Periode 3, 2007 - 2015 | | | | | |
|----------------------|----------------|------------------------|-----------------|-----------|----------------|-----------|----------------|
| | R ² | | α | β_1 | β_2 | β_3 | β_4 |
| Modell 1 - EPEX | 0,05 | Koeffisient | -0,03 | 0,34 | 0,04 | -0,11 | 0,03 |
| | | t-verdi | -4,94*** | 1,40 | 4,57*** | -0,89 | 2,79*** |
| Modell 1 - Nord Pool | 0,02 | Koeffisient | -0,01 | 0,17 | 0,01 | -0,08 | -0,01 |
| | | t-verdi | -2,1** | 1,41 | 2,76*** | -1,48 | -0,13 |

*** Signifikant 1% ** Signifikant 5% * Signifikant 10%

Tabell 21 - Resultater clean dark og spark spread modell (1)

I periode 1 ser vi at endring i kullpriser på daglig basis har hatt en signifikant påvirkning på systemprisen på EPEX med en betaverdi på 0,52. I perioden vil da en økning i kullprisen på 1 % gi et positivt utslag i systemprisen på 0,52%. Ellers tilsier fortegnet til konstantleddet at systemprisen har hatt en negativ drift i perioden forutsatt at de andre parameterne i modellen holdes konstant. Endring i gasspriser ser ikke ut til å ha noen effekt på systemprisen. Vi observerer imidlertid at dager der det er lønnsomt å iverksette produksjon med kull som innsatsfaktor (Clean Dark Spread=1) har en veldig signifikant effekt på systemprisen på EPEX. På disse dagene har tendensen vært at systemprisen drifter i positiv retning med en faktor på 9%. Tilsvarende gjelder for dager der gasskraftverkene forblir lønnsomme (Clean Spark Spread=1). Her har dette resultert i en økning på 3% på systemprisen på EPEX. For systemprisen på Nord Pool ser det ikke ut til at forklaringsvariablene har hatt noen nevneverdig forklaringskraft i denne perioden.

I periode 2 har systemprisen på EPEX sunket betraktelig, og vi finner ingen signifikant sammenheng mellom systemprisen og utviklingen i kull og gasspriser i denne perioden. Heller ikke dager der kull og gasskraftverkene antas å være operative ser ut til å være prisdrivende i dette markedet. Analysen avdekker imidlertid at dager der det er rimelig å anta at kullkraftverkene innad Nord Pool systemet har vært aktive ser ut til å ha en

signifikant effekt på systemprisen. I disse periodene har dette resultert i en økning i systemprisen med 2% daglig.

Gjennom hele perioden har ikke kull og gass priser hatt noen signifikant påvirkning på systemprisen, verken i det sentral-europeiske eller nordiske markedet. Konstantleddet i begge markedene indikerer negativ drift i systemprisen i løpet av perioden, forutsatt at de andre parameterne forblir uendret. Dager med positivt dekningsbidrag i kull og gasskraftverk har likevel gitt utslag i systemprisen på EPEX med betaverdier på henholdsvis 0,04 og 0,03. Innad Nord Pool landene har også dager med positiv dark spread gitt signifikant utslag i systemprisen, dog med en lavere betaverdi på 0,01 sammenliknet med EPEX. Grunnet at systemprisen på EPEX i gjennomsnitt er høyere sammenliknet med Nord Pool, vil følgelig dummyvariabelen for gasspriser gi flere utslag i dette markedet. Vi finner ingen signifikant påvirkning på systemprisen hos Nord Pool de dagene gassturbiner har et positivt dekningsbidrag. Dette kan sees i sammenheng med at gasskraftverkene utgjør en marginal del av den totale samlede kraftproduksjonen i dette markedet jf. kapittel 2.

Videre ønsker vi med modell (2) å avdekke hvorvidt endring i kull og gasspriser er en signifikant driver for systemprisen på de dagene vi antar at kull og gasskraftverkene er operative. Kull og gassprisene er da multiplisert med clean dark og spark spreaden som gir verdien 1 for dager med positivt dekningsbidrag og 0 ellers. Dette gjør vi for å luke ut perioder uten betydning. Analysen er gjort på følgende form:

$$(2) \Delta \ln \text{Systempris}_t = \alpha + \beta_1 (\Delta \ln P_{Kull_t} * \text{Clean Dark}_t) + \beta_2 (\Delta \ln P_{Gass_t} * \text{Clean Spark}_t) + \epsilon_t$$

Observasjoner
1018

| Daglige observasjoner | | Periode 1, 2007 - 2010 | | | |
|-----------------------|-------|------------------------|----------|--------------|-----------|
| | R^2 | | α | β_1 | β_2 |
| Modell 2 - EPEX | 0,01 | Koeffisient | 0,01 | 0,51 | -0,10 |
| | | t-verdi | 0,02 | 1,77* | -0,59 |
| Modell 2 - Nord Pool | 0,01 | Koeffisient | 0,00 | 0,17 | -0,14 |
| | | t-verdi | 0,36 | 1,17 | -1,30 |

Observasjoner
1273

| Daglige observasjoner | | Periode 2, 2011 - 2015 | | | |
|-----------------------|-------|------------------------|----------|-----------|-----------|
| | R^2 | | α | β_1 | β_2 |
| Modell 2 - EPEX | 0,01 | Koeffisient | -0,01 | 0,56 | -1,97 |
| | | t-verdi | -0,10 | 0,93 | -0,95 |
| Modell 2 - Nord Pool | 0,00 | Koeffisient | 0,00 | -0,38 | 0,14 |
| | | t-verdi | -0,50 | -0,89 | 0,15 |

Observasjoner
2293

| Daglige observasjoner | | Periode 3, 2007 - 2015 | | | |
|-----------------------|-------|------------------------|----------|---------------|-----------|
| | R^2 | | α | β_1 | β_2 |
| Modell 2 - EPEX | 0,01 | Koeffisient | -0,01 | 0,52 | -0,12 |
| | | t-verdi | -0,04 | 1,97** | -0,65 |
| Modell 2 - Nord Pool | 0,00 | Koeffisient | 0,00 | 0,09 | -0,13 |
| | | t-verdi | -0,18 | 0,55 | -1,09 |

*** Signifikant 1%

** Signifikant 5%

* Signifikant 10%

Tabell 22 - Resultater clean dark og spark spread analyse modell (2)

Resultatene for periode 1 avdekker at det kun er endring i kullprisen som er en signifikant driver for systemprisen på EPEX i de periodene hvor det teoretiske dekningsbidraget er positivt for kullkraftverkene. Innad Nord Pool systemet har ikke endring i kull eller gasspriser hatt noen påvirkning. I periode 2 finner vi ingen signifikante betaestimer i noen av markedene. En mulig årsak til dette er at systemprisene i begge markedene har vært avtagende i denne perioden, som resulterer i færre utslag i dummy variabelen sammenliknet med periode 1. Det vil da være færre dager det er lønnsomt å produsere med kull som innsatsfaktor og parameterne vil følgelig miste forklaringskraft.

I henhold til tabell 20 har det knapt vært dager der det forventes at gasskraftverkene har vært aktive, og det vil derfor være naturlig at dette ikke gir noen påvirkning for systemprisen. For hele perioden samlet ser vi at det kun er endring i kull priser som er en signifikant driver for systemprisen i det sentral-europeiske markedet. Resultatene

bekrefter da at kullpriser har større påvirkningskraft på systemprisen i det sentral-europeiske markedet, sammenliknet med det nordiske.

5.4 Kointegrasjon og feilkorrigeringsmodeller

Engle and Granger (1987) definerte kointegrasjon som en metode til å beskrive sammenhengen mellom to ikke-stasjonære prosesser. Da vi fikk svært lave korrelasjonskoeffisienter i korrelasjonsmatrisen har vi i likhet med Obermayer (2009) tatt i bruk andre verktøy for å beskrive sammenhengen mellom variablene. Der korrelasjon uttrykker i hvilken grad prisendringer mellom to variabler samvarierer, vil kointegrasjon gi uttrykk for hvorvidt priser i opprinnelig form følger samme utvikling dersom det foreligger en likevekt. Modellering av kointegrasjon er delt opp i to steg (Alexander, 2008):

1. Først undersøker vi om det finnes en langsiktig sammenheng ved å se på likevektsnivået mellom tidsseriene.
2. Deretter estimerer vi en *Error Correction Model (ECM)* som forteller noe om den kortsiktige dynamikken mellom tidsseriene.

Vår antakelse er at det finnes en langsiktig likevekt mellom systemprisene og kull-, gass- og kvoteprisene. Dersom det ikke foreligger kointegrasjon indikerer dette at prisene vil utvikle seg i forskjellige retninger i det lange løp, og forutsetningene for å estimere en feilkorrigeringsmodell ligger ikke til stede. Dersom residualene i en enkel regresjonsmodellen mellom systemprisene og innsatsfaktorene er stasjonære, er det bevist av Engle and Granger (1987) at variablene er kointegrerte. Vi starter derfor med å estimere residualene \hat{u}_t :

$$p_{systempris,t} = \alpha + \beta p_{innsatsfaktor,t} + \hat{u}_t$$

Dersom $\hat{u}_t \sim I(0)$ er variablene kointegrerte. Vi bruker en ADF-test for å teste om residualene er stasjonære, og ekskluderer trend-leddet. Vi inkluderer to lagger for å fjerne seriekorrelasjon i v_t :

$$\Delta \hat{u}_t = \beta \hat{u}_{t-1} + \gamma_1 \Delta \hat{u}_{t-1} + \gamma_2 \Delta \hat{u}_{t-2} + v_t$$

Der $\Delta \hat{u}_t$ er endring i residualene fra den estimerte regresjonsmodellen mellom systemprisen og innsatsfaktor, og \hat{u}_{t-1} er lagged residual. Leddene $\gamma_1 \Delta \hat{u}_{t-1} + \gamma_2 \Delta \hat{u}_{t-2}$ skal fjerne eventuell seriekorrelasjon. Dersom vi har $\beta = 0$ inneholder residualene enhetsrøtter og tidsserien er en ikke-stasjonær prosess og variablene vil ikke være kointegrerte. Vi får derfor følgende hypoteser:

H₀: $\beta = 0$ (ikke kointegrerte)

H₁: $\beta \neq 0$ (kointegrerte)

De kritiske verdiene for testen er -2,86 ved 5% konfidensnivå og -3,43 ved 1% konfidensnivå (Dickey and Fuller, 1979). Vi forkaster nullhypotesen dersom p-verdi overskrider kritisk verdi (mer negativ).

Vi kan også benytte Johansen test for å teste kointegrasjon mellom to variabler. Svakheten med EG-testen er at vi må definere den avhengige- og uavhengige variabelen. Johansen-testen sjekker i likhet med EG-testen om det er enhetsrøtter i systemet. Metoden bygger på en *Vector Error Correction Model (VCEM)* og kan på generell form defineres som:

$$\Delta y_t = \Pi y_{t-1} + \Gamma_1 \Delta y_{t-1} + \dots + \Gamma_{k-1} \Delta y_{t-(k-1)} + \varepsilon_t$$

Der den langsiktige koeffisientmatrisen er $\Pi = \beta - I$, hvor I er identitetsmatrisen. Γ er koeffisientmatrisen for hver variabel. Antall lags som er inkludert er gitt ved $k-1$. I testen kan vi ha med $g \geq 2$ variabler, men vi skal begrense oss til bivariate kombinasjoner. Vi kan sammenligne uttrykket med ADF-uttrykket presentert tidligere. Begge har et førstedifferensiert uttrykk som avhengig variabel med laggede nivåuttrykk og laggede differanser på høyre side av ligningen (Brooks, 2008).

Johansen bruker *Maximum Likelihood (ML)* estimeringsprosess. Johansen metoden tester hvor mange *eigenverdier* λ_i som er signifikant forskjellig fra null i den langsiktige koeffisientmatrisen Π . Dette bestemmer *rangen* til matrisen som forteller oss hvor mange kointegrerte vektorer det finnes i systemet.

Det er mulig å bruke to testobservatorer i Johansen-test, *trace test* og *max test*. Vi velger å bruke en trace-test da Johansen and Juselius (1990) anbefaler denne:

$$\lambda_{trace}(r) = -T \sum_{i=r+1}^g \ln(1 - \hat{\lambda}_i)$$

Hvor $\hat{\lambda}_i$ er de estimerte eigenverdiene fra Π -matrisen og T er antall observasjoner. Dersom rangen til Π matrisen er 0, altså $\lambda_{trace} = 0$, finnes det ingen kointegrasjon og alle $\hat{\lambda}_i$ er lik null for $i = 1, \dots, g$. Men dersom rangen er > 0 indikerer dette at vi har kointegrerte sammenhenger i systemet. Rangen av Π viser antall kointegrerte vektorer. I en bivariat kointegrasjonstest er testen delt opp i to steg der hypoteseoppstillingen blir som følger:

$$\begin{aligned} H_0: r = 0 \text{ mot } H_1: 0 < r \leq g \\ H_0: r = 1 \text{ mot } H_1: 1 < r \leq g \end{aligned}$$

Den første tester om det ikke finnes kointegrerte sammenhenger, mens den andre tester om det finnes én kointegrert sammenheng. Forkaster vi begge er matrisen av full rang $r = g$ noe som indikerer at prisene er stasjonære. Vi vil i disse tilfellene teste prisene for stasjonærhet.

I tabell 23 ser vi resultatene til EG-testen mellom systemprisene (avhengig variabel) og gass, kull eller kvoteprisene (uavhengig variabel) for perioden 2007-2011. Samtlige kombinasjoner er signifikante, hvilket vil si at de er kointegrerte i denne perioden. Det finnes dermed en langsiktig likevekt mellom systempriser og kull-, gass- og kvotepriser. For å øke validiteten av resultatene har vi også utført en Johansen-test. Av tabellen ser vi at nullhypotesen forkastes ved rang 1 for samtlige kombinasjoner, mens vi beholder nullhypotesen ved rang 0. Det vil si at nullhypotesen om at det ikke finnes kointegrerte vektorer forkastes, og det finnes minst én kointegrert sammenheng. Siden vi beholder nullhypotesen om at det finnes en kointegrert vektor kan vi konkludere med at variablene er kointegrerte. Tabell 23 viser resultatene fra begge testene for periode 1.

| Periode 1, 2007- 2010 | | Engel og granger-test | | Johansen-test | | | |
|-----------------------|---------------|-----------------------|-----------|---------------|--------------|------------------|-------------------|
| Daglige observasjoner | Ant. Obs 1022 | Kointegrert | β_1 | Rang | H0: rang = r | Trace statistikk | Kritiskverdi (5%) |
| EPEX-Gass | ja | Koeffisient | -0,34 | 0 | r = 0 | 159,39** | 15,41 |
| | | | t-verdi | -11,37*** | 1 | r ≤ 1 | 2,65 |
| EPEX-Kull | ja | Koeffisient | -0,18 | 0 | r = 0 | 92,82** | 15,41 |
| | | | t-verdi | -7,95*** | 1 | r ≤ 1 | 1,40 |
| EPEX-EUA | ja | Koeffisient | -0,13 | 0 | r = 0 | 65,28** | 15,41 |
| | | | t-verdi | -6,76*** | 1 | r ≤ 1 | 3,19 |
| Nord Pool-Gass | ja | Koeffisient | -0,03 | 0 | r = 0 | 19,48** | 15,41 |
| | | | t-verdi | -3,24** | 1 | r ≤ 1 | 2,27 |
| Nord Pool-Kull | ja | Koeffisient | -0,03 | 0 | r = 0 | 20,59** | 15,41 |
| | | | t-verdi | -3,04** | 1 | r ≤ 1 | 1,96 |
| Nord Pool-EUA | ja | Koeffisient | -0,03 | 0 | r = 0 | 19,03** | 15,41 |
| | | | t-verdi | -3,14** | 1 | r ≤ 1 | 2,97 |

***signifikansnivå på 1%, **signifikansnivå på 5% og *signifikansnivå på 10%

Tabell 23 - Resultater bivariat kointegrasjonstest - periode 1

I tabell 24 ser vi resultatene for periode 2. Også her er alle kombinasjoner kointegrerte med både EG-test og Johansen-test. I denne perioden forkaster vi nullhypotesen ved $r = 0$ og $r \leq 1$. Dette vil si at den langsiktige koeffisientmatrisen er Π er av full rang og at variablene kan være stasjonære. Vi har testet de opprinnelige prisene for stasjonærhet, og testen konkluderte med at de er ikke-stasjonære prosesser (se appendiks 1).

| Periode 2, 2011- 2015 | | Engel og granger-test | | Johansen-test | | | |
|-----------------------|---------------|-----------------------|-----------|---------------|--------------|------------------|-------------------|
| Daglige observasjoner | Ant. Obs 1272 | Kointegrert | β_1 | Rang | H0: rang = r | Trace statistikk | Kritiskverdi (5%) |
| EPEX-Gass | ja | Koeffisient | -0,16 | 0 | r = 0 | 102,35** | 15,41 |
| | | t-verdi | -8,71*** | 1 | r ≤ 1 | 2,68 | 3,76 |
| EPEX-Kull | ja | Koeffisient | 0,30 | 0 | r = 0 | 179,03** | 15,41 |
| | | t-verdi | -12,19*** | 1 | r ≤ 1 | 1,75 | 3,76 |
| EPEX-EUA | ja | Koeffisient | -0,20 | 0 | r = 0 | 125,4** | 15,41 |
| | | t-verdi | -9,62*** | 1 | r ≤ 1 | 4,04** | 3,76 |
| Nord Pool-Gass | ja | Koeffisient | -0,04 | 0 | r = 0 | 31,00** | 15,41 |
| | | t-verdi | -5,09*** | 1 | r ≤ 1 | 2,54 | 3,76 |
| Nord Pool-Kull | ja | Koeffisient | -0,05 | 0 | r = 0 | 35,25** | 15,41 |
| | | t-verdi | -5,39*** | 1 | r ≤ 1 | 1,92 | 3,76 |
| Nord Pool-EUA | ja | Koeffisient | -0,04 | 0 | r = 0 | 30,37** | 15,41 |
| | | t-verdi | -4,75*** | 1 | r ≤ 1 | 4,39** | 3,76 |

***signifikansnivå på 1%, **signifikansnivå på 5% og *signifikansnivå på 10%

Tabell 24 - Resultater bivariat kointegrasjonstest - periode 2

| Periode 3, 2007- 2015 | | Engel og granger-test | | Johansen-test | | | |
|-----------------------|---------------|-----------------------|-----------|---------------|--------------|------------------|-------------------|
| Daglige observasjoner | Ant. Obs 2297 | Kointegrert | β_1 | Rang | H0: rang = r | Trace statistikk | Kritiskverdi (5%) |
| EPEX-Gass | ja | Koeffisient | -0,12 | 0 | r = 0 | 136,85** | 15,41 |
| | | t-verdi | -9,84*** | 1 | r ≤ 1 | 5,68** | 3,76 |
| EPEX-Kull | ja | Koeffisient | -0,19 | 0 | r = 0 | 215,80** | 15,41 |
| | | t-verdi | -12,64*** | 1 | r ≤ 1 | 2,78 | 3,76 |
| EPEX-EUA | ja | Koeffisient | -0,15 | 0 | r = 0 | 164,36** | 15,41 |
| | | t-verdi | -10,92*** | 1 | r ≤ 1 | 4,74** | 3,76 |
| Nord Pool-Gass | ja | Koeffisient | -0,03 | 0 | r = 0 | 35,93** | 15,41 |
| | | t-verdi | -4,82*** | 1 | r ≤ 1 | 5,64** | 3,76 |
| Nord Pool-Kull | ja | Koeffisient | -0,03 | 0 | r = 0 | 44,99** | 15,41 |
| | | t-verdi | -5,46*** | 1 | r ≤ 1 | 3,01 | 3,76 |
| Nord Pool-EUA | ja | Koeffisient | -0,03 | 0 | r = 0 | 156,76** | 15,41 |
| | | t-verdi | -5,54*** | 1 | r ≤ 1 | 27,92** | 3,76 |

***signifikansnivå på 1%, **signifikansnivå på 5% og *signifikansnivå på 10%

Tabell 25 - Resultater bivariat kointegrasjonstest - periode 3

Til slutt ser vi resultatene fra kointegrasjonstester for hele perioden i tabell 25. Denne konkluderer også med at variablene er kointegrerte i hele perioden. Som vi ser av testene over er alle kombinasjoner kointegrerte. Vi kan derfor utvikle feilkorrigeringsmodeller for de kointegrerte kombinasjonene.

Vi har modellert feilkorrigeringsmodeller der systemprisen $p_{sys,t}$ på kraftmarkedene er de avhengige variablene, mens innsatsfaktoren $p_{inns,t}$ (kull, gass eller kvotepriser) er den uavhengige variabelen:

$$\Delta p_{sys,t} = \alpha + \beta_1 \Delta p_{inns,t} + \beta_2 (p_{sys,t-1} - \gamma p_{inns,t-1}) + u_t$$

Uttrykket i parentesen ($p_{sys,t-1} - \gamma p_{inns,t-1}$) viser det langsiktige likevektsnivået mellom systemprisen og innsatsfaktoren, der γ definerer langtidsforholdet. Koeffisienten β_1 viser den kortsiktige effekten en endring i innsatsfaktoren har på systemprisen, og β_2 (*feilkorrigeringskoeffisienten*) viser hvor rask justeringen mot likevektsnivået er. Denne bør være negativ med en absoluttverdi mellom -1 og 0. Dersom β_2 er -1, skjer justeringen umiddelbart, men desto nærmere null koeffisienten er, jo lenger tid tar korreksjonen. Vi kan finne halveringstiden i antall dager mot likevektsnivået ved å benytte følgende formel:

$$t_{1/2} = \frac{\ln(2)}{\beta_2}$$

Tabellene under viser de estimerte parameterne γ , β_1 og β_2 , og halveringstiden mot likevektsnivået $t_{1/2}$.

Periode 1, 2007-2010

| Daglige observasjoner | Ant. Obs: 1024 | R ² | γ | β_1 | β_2 | $t_{1/2}$ | |
|-----------------------|----------------|----------------|-------------|-----------|-----------|------------------|----|
| EPEX-Gass | | 0,20 | Koeffisient | 0,78 | 0,01 | -0,39 | 2 |
| | | | t-verdi | | 0,09 | -15,72*** | |
| EPEX-Kull | | 0,13 | Koeffisient | 0,98 | 0,24 | -0,24 | 3 |
| | | | t-verdi | | 0,75 | -11,95*** | |
| EPEX-EUAg | | 0,09 | Koeffisient | 2,32 | 0,61 | -0,18 | 4 |
| | | | t-verdi | | 0,91 | -10,10*** | |
| EPEX-EUAK | | 0,09 | Koeffisient | 1,31 | 0,34 | -0,18 | 4 |
| | | | t-verdi | | 0,91 | -10,10*** | |
| Nord Pool-Gass | | 0,02 | Koeffisient | 0,37 | -0,04 | -0,05 | 15 |
| | | | t-verdi | | -0,61 | -4,81*** | |
| Nord Pool-Kull | | 0,02 | Koeffisient | 0,60 | -0,06 | -0,05 | 15 |
| | | | t-verdi | | -0,45 | -4,92*** | |
| Nord Pool-EUAg | | 0,02 | Koeffisient | 1,58 | 0,19 | -0,05 | 14 |
| | | | t-verdi | | 0,64 | -4,64*** | |
| Nord Pool-EUAK | | 0,02 | Koeffisient | 0,89 | 0,11 | -0,05 | 15 |
| | | | t-verdi | | 0,64 | -4,64*** | |

***signifikansnivå på 1%, **signifikansnivå på 5%, og *signifikansnivå på 10%

Tabell 26 - Resultater feilkorrigeringsmodeller - periode 1

Periode 2, 2011-2015

| Daglige observasjoner | Ant. Obs: 1274 | R^2 | γ | β_1 | β_2 | $t_{1/2}$ |
|-----------------------|----------------|-------|-------------|-----------|-----------|-----------|
| <i>EPEX-Gass</i> | | 0,10 | Koeffisient | 0,35 | 0,06 | -0,20 |
| | | | | | | |
| <i>EPEX-Kull</i> | | 0,16 | Koeffisient | 0,88 | 0,22 | -0,33 |
| | | | | | | |
| <i>EPEX-EUAg</i> | | 0,12 | Koeffisient | 2,86 | 0,10 | -0,24 |
| | | | | | | |
| <i>EPEX-EUAK</i> | | 0,12 | Koeffisient | 1,61 | 0,05 | -0,24 |
| | | | | | | |
| <i>Nord Pool-Gass</i> | | 0,02 | Koeffisient | 0,48 | -0,02 | -0,04 |
| | | | | | | |
| <i>Nord Pool-Kull</i> | | 0,03 | Koeffisient | 0,84 | 0,06 | -0,05 |
| | | | | | | |
| <i>Nord Pool-EUAg</i> | | 0,02 | Koeffisient | 2,09 | -0,69 | -0,04 |
| | | | | | | |
| <i>Nord Pool-EUAK</i> | | 0,02 | Koeffisient | 1,22 | 0,29 | -0,04 |
| | | | | | | |

***signifikansnivå på 1%, **signifikansnivå på 5%, og *signifikansnivå på 10%

Tabell 27 - Resultater feilkorrigeringsmodeller - periode 2

Periode 3, 2007-2015

| Daglige observasjoner | Ant. Obs: 2299 | R^2 | γ | β_1 | β_2 | $t_{1/2}$ |
|-----------------------|----------------|-------|-------------|-----------|-----------|-----------|
| <i>EPEX-Gass</i> | | 0,08 | Koeffisient | 0,41 | -0,04 | -0,17 |
| | | | | | | |
| <i>EPEX-Kull</i> | | 0,13 | Koeffisient | 0,99 | 0,25 | -0,25 |
| | | | | | | |
| <i>EPEX-EUAg</i> | | 0,10 | Koeffisient | 2,52 | 0,59 | -0,20 |
| | | | | | | |
| <i>EPEX-EUAK</i> | | 0,10 | Koeffisient | 1,42 | 0,33 | -0,20 |
| | | | | | | |
| <i>Nord Pool-Gass</i> | | 0,02 | Koeffisient | 0,18 | -0,04 | -0,03 |
| | | | | | | |
| <i>Nord Pool-Kull</i> | | 0,02 | Koeffisient | 0,74 | -0,03 | -0,04 |
| | | | | | | |
| <i>Nord Pool-EUAg</i> | | 0,02 | Koeffisient | 1,97 | 0,23 | -0,04 |
| | | | | | | |
| <i>Nord Pool-EUAK</i> | | 0,02 | Koeffisient | 1,11 | 0,13 | -0,04 |
| | | | | | | |

***signifikansnivå på 1%, **signifikansnivå på 5%, og *signifikansnivå på 10%

Tabell 28 - Resultater feilkorrigeringsmodeller periode 3

I tabellene 26-28 presentert over ser vi at alle feilkorrigeringskoeffisientene, β_2 , er signifikante er signifikante. Det vil si at dersom det forekommer et kortsiktig avvik fra den langsiktige likevekten, vil systemprisen justere seg deretter i forskjellige hastigheter presentert i kolonne $t_{1/2}$. Forklaringskraften til modellering av prisendringer i EPEX er mye høyere enn modelleringene vi gjorde i lead-lag og dark/spark spread analysen.

Dette indikerer at feilkorrigeringsmodeller forklarer prisendringer hos EPEX bedre enn de ovenfor nevnte modellene. Dette er ikke tilfellet på Nord Pool, der forklaringskraften er like lav som tidligere modeller.

Vi ser i periode 1 at EPEX og gass har en feilkorrigeringskoeffisient på -0,39. Dersom vi får et kortsiktig avvik fra likevekten, vil systemprisen på EPEX bruke 2 dager på å justere seg tilbake slik at de følger samme prisutvikling igjen. Dette er den laveste halveringstiden i analysen og denne modellen har høyest forklaringskraft med en R^2 -verdi på 20%. Dette indikerer at systemprisene på EPEX justerte seg etter prissjokk i naturgass relativt kjapt i denne perioden. Videre ser vi at EPEX og kull har en β_2 verdi på -0,24, og en R^2 -verdi på 13%. Sammenlignet med Nord Pool var korrigeringen tilbake mot likevektsnivået mye raskere hos EPEX. Til sammenligning brukte systemprisene på Nord Pool i snitt 15 dager. Nord-Pool modellene hadde også en meget lav forklaringskraft med R^2 -verdier på 2%.

I periode 2 er det modellen EPEX og kull som har høyest feilkorrigeringskoeffisient og høyest forklaringskraft, med verdier på henholdsvis -0,33 og 16%. Også her skjer korrigeringen mot likevektsnivået relativt raskt, mens feilkorrigeringskoeffisientene til Nord Pool-modellene er enda nærmere null, noe som resulterte i at korrigeringen mot til likevektsnivået tok 14-18 dager i denne perioden. Hos Nord Pool justerte systemprisene seg raskest mot likevektsnivået etter prissjokk i kullprisen, sammenlignet med gass- og kvoteprisen.

I periode tre, altså hele perioden 2007-2015, er det modellen EPEX og kull som har lavest halveringstid med en feilkorrigeringskoeffisient på -0,25 og høyest forklaringskraft på 13%. Korrigeringene mot likevekt er raskest hos EPEX, sammenlignet med Nord Pool, og modellene mellom EPEX og innsatsfaktorene har høyest forklaringskraft. Felles for EPEX og Nord Pool vil korrigeringen tilbake mot likevekt etter er kortsiktig avvik være raskest dersom vi får et prissjokk i kull. Dette indikerer at ny prisinformasjon i kull påvirker systemprisen i større grad enn gass. Prisutviklingen til klimakvotene ser også ut til å ha en signifikant påvirkning. Systemprisene er med andre ord lengre utenfor likevekt noe som kan indikere at gass har mindre påvirkning på systemprisene sammenlignet med kullprisene. Vi kan dra samme tolkning når vi sammenligner modellene for de respektive kraftmarkedene, der systemprisene på Nord Pool generelt sett tenderer å være utenfor likevekt mye lenger sett i forhold til EPEX. Dette indikerer at systemprisene på EPEX tar til seg ny prisinformasjon fra kull og gass mye raskere enn Nord Pool.

5.5 Oppsummering og diskusjon av resultater

| Analyse | Hovedfunn |
|---|---|
| Bivariate korrelasjoner | Kun prisendringer på Nord Pool og EPEX som samvarierer på daglig basis. Antydning til sterkere samvariasjon mellom råvarene i 2007-2010. |
| Lead-lag relasjoner | Vi finner antydninger til at prisendringer i kull driver systemprisene på daglig basis. Finner få sammenhenger når vi ser på ukentlig- og månedlig basis. |
| Clean dark og spark spread analyser | Kull- og gasskraftverkene er oftere aktive i Sentral-Europa sammenlignet med Norden. Dager vi antar at kull og gasskraftverkene er operative gir en signifikant endring i systemprisen på EPEX. Tilsvarende er kun tilfelle for kullkraftverkene for Nord Pool. |
| Kointegrasjon og feilkorrigeringsmodeller | Sterke kointegrerte sammenhenger mellom elkraftmarkedene og råvarene. Systemprisene på EPEX justerer seg mye raskere mot likevekt enn systemprisene på Nord Pool. |

Tabell 29 - Oppsummering av resultater fra empiriske analyser

Det er lite som tyder på at daglige endringer i systemprisene og innsatsfaktorene kull-gass- og klimakvoter samvarierer når vi ser på korrelasjonsmatrisen. Som følge av dette undersøkte vi om forklaringsvariablene kunne være en mulig driver for elprisen på EPEX og Nord Pool på et senere tidspunkt. Ser vi hele perioden under ett fant vi indikasjoner på at kull drev systemprisene på EPEX og Nord Pool på et senere tidspunkt, henholdsvis 3 og 2 dager senere. EUA var også signifikant med EPEX 4 dager senere. Resultatene kan sees i sammenheng resultatene fra Keppler and Mansanet-Bataller (2010) som argumenterer for at prisendringer i CO₂ kvoter gir utslag i systemprisen på et senere tidspunkt. Det er kun kull som har hatt en lead-lag effekt på kraftmarkedet senere tid i Sentral-Europa (EPEX). I perioden 2011-2015 observerer vi signifikante lag-effekter mellom EPEX og kull i lag tre. Til sammenlikning gir en endring i kullprisen signifikant utslag i systemprisen på Nord Pool to dager senere.

På bakgrunn av resultatene fra clean dark og spark spread analysen ser vi at prisendringer i kull har en signifikant påvirkning på systemprisen hos EPEX i de periodene vi forventer at kullkraftverkene er operative. Vi finner ingen tilsvarende tendenser på Nord Pool. Gassprisene gir heller ingen utslag i modellen, noe som kan sees i sammenheng med denne typen kraftverk kun er i drift korte perioder av gangen. Følgelig vil de aktuelle periodene ikke gi store nok utslag i modellen sett i et lengre tidsperspektiv.

Videre har vi analysert effekten av de marginale produksjonskostnadene i kull- og gasskraftverkene. Perioder der vi antar at kullkraftverkene er operative gir veldig signifikante parameterestimater, både på EPEX og Nord Pool. Med utgangspunkt i

spreaden, er det følgelig de variable produksjonskostnadene innad de ulike kraftverkene som er en signifikant driver for systemprisene. Disse resultatene står i tråd med konkluderende bemerkninger fra IEA (2014). Betakoeffisienten indikerer imidlertid en større nivåendring i systemprisen på EPEX i disse periodene sammenliknet med Nord Pool. Dette styrker vår hypotese om at systemprisene på EPEX i større grad drives av prisendringer i kull sammenliknet med Nord Pool.

I motsetning til (Obermayer, 2009) avdekket vi i kointegrasjonsanalysen at systemprisene på EPEX og Nord Pool følger samme utvikling som kull-, gass- og kvoteprisene i alle perioder. Våre analyser bekrefter antagelsene om at energimarkedene henger sammen, noe som også Emery and Liu (2002) avdekket i sammenlignbare elkraftmarkeder i USA. Westgaard et al. (2011) konkluderte også med at elektrisitetspriser i Norden og Tyskland er kointegrerte med kullpriser.

Våre resultater fra kointegrasjonsanalysen avdekket om det finnes en langsiktig likevekt mellom prisene som gjør at vi kan modellere feilkorrigeringsmodeller. Denne forklarer den kortsiktige dynamikken, der et avvik fra likevekt som følge av et prissjokk i kull, gass og CO₂-kvoter fører til at systemprisene justerer seg deretter mot likevekt i forskjellige hastigheter. Denne justeringen var vesentlig raskere hos EPEX som brukte 2-3 dager, mens Nord Pool brukte 14-21 dager.

6.0 Konklusjon

I denne studien har vi undersøkt om prisen på kull, gass og CO₂ kvoter påvirker elprisene i Norden og Sentral-Europa. Følgende konklusjoner fremlegges:

Vi finner ingen signifikante sammenhenger mellom elpriser og kull, gass og CO₂ kvoter som forklaringsvariabler på daglig basis, grunnet svært volatile systempriser. Dette indikerer at det hovedsakelig er andre fundamentale faktorer som tilbud og etterspørsel som driver elprisene på kort sikt. Vi finner imidlertid statistisk signifikante resultater som bekrefter at endring i kull og gasspriser gir et utslag i systemprisen med et par dagers etterslep, både på Nord Pool og EPEX.

Den videre analysen indikerer at det finnes sterke kointegrerte sammenhenger mellom systemprisen og forklaringsvariablene. Elkraft- og råvareprisene utvikler seg i samme retning på lang sikt, og er en god indikasjon på at markedene henger sammen. Ved en større prisendring i kull og gass justerer systemprisen på EPEX seg raskere mot likevektsnivået mellom variablene sammenliknet med Nord Pool. Modelleringen mellom EPEX og råvarene hadde en større forklaringskraft enn tilsvarende modeller for Nord Pool. Dette kan tyde på en sterkere prissammenheng mellom fossile brensler og elpriser i det sentral-europeiske markedet.

Perioder vi har identifisert med positivt dekningsbidrag i kullkraftverkene, både på EPEX og Nordpool gir veldig signifikante parameterestimater. Vi kan derfor konkludere med at nivået på de marginale produksjonskostnadene i kullkraftverkene er en signifikant driver for systemprisen i perioder med høy etterspørsel. Tilsvarende signifikante parameter estimater observeres for de marginale produksjonskostnadene i gasskraftverkene innad EPEX systemet. Det vil derfor være det operative kraftverket med høyest marginalkostnad som vil være prissettende i slike perioder, og de marginale kostnadskomponentene vil da bestemmes av CO₂, kull og gasspriser. Analysene gir dermed en indikasjon på at prissammenhengen mellom elkraft og innsatsfaktorene; kull og gass er større i det sentral-europeiske markedet sammenliknet med det nordiske.

Referanser

- ALEXANDER, C. 2008. *Practical financial econometrics*, Wiley.
- ASCHE, F., OSMUNDSEN, P. & SANDSMARK, M. 2006. The UK market for natural gas, oil and electricity: are the prices decoupled? *The Energy Journal*, 27-40.
- BROOKS, C. 2008. *Introductory econometrics for finance*, Cambridge university press.
- DICKEY, D. A. & FULLER, W. A. 1979. Distribution of the estimators for autoregressive time series with a unit root. *Journal of the American statistical association*, 74, 427-431.
- EIA. 2015. *How much does it cost to generate electricity with different types of power plants?* [Online]. Available: <http://www.eia.gov/tools/faqs/faq.cfm?id=19&t=5> [Accessed 02.04.16].
- EIA. 2016a. *How much carbon dioxide is produced per kilowatthour when generating electricity with fossil fuels?* [Online]. Available: <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.cfm?id=74&t=11> [Accessed 15.03.16].
- EIA. 2016b. *How much coal, natural gas, or petroleum is used to generate a kilowatthour of electricity?* [Online]. Available: <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.cfm?id=667&t=2> [Accessed 09.03.16].
- EMERY, G. W. & LIU, Q. W. 2002. An analysis of the relationship between electricity and natural - gas futures prices. *Journal of Futures Markets*, 22, 95-122.
- ENGLE, R. F. & GRANGER, C. W. 1987. Co-integration and error correction: representation, estimation, and testing. *Econometrica: journal of the Econometric Society*, 251-276.
- EPEX 2014. EPEX Spot Annual Report 2014. *A day ahead with EPEX spot*.
- EPEX. 2016. *About us* [Online]. Available: http://www.epexspot.com/en/company-info/about_epex_spot [Accessed 15.03.16].
- IEA 2007. CO2 Allowance and Electricity Price Interaction.
- IEA 2014. The Impact of Global Coal Supply on Worldwide Electricity Prices. *Overview and comparison between Europe, the United States, Australia, Japan, China and South Africa*.
- JOHANSEN, S. & JUSELIUS, K. 1990. Maximum likelihood estimation and inference on cointegration—with applications to the demand for money. *Oxford Bulletin of Economics and statistics*, 52, 169-210.

- KEPPLER, J. H. & MANSANET-BATALLER, M. 2010. Causalities between CO₂, electricity, and other energy variables during phase I and phase II of the EU ETS. *Energy Policy*, 38, 3329-3341.
- MACKINNON, J. G. 2010. Critical values for cointegration tests. Queen's Economics Department Working Paper.
- MELLING, A. J. 2010. *Natural gas pricing and its future: Europe as the battleground*, Carnegie Endowment for International Peace.
- MOHAMMADI, H. 2009. Electricity prices and fuel costs: Long-run relations and short-run dynamics. *Energy Economics*, 31, 503-509.
- MOHAMMADI, H. 2011. Long-run relations and short-run dynamics among coal, natural gas and oil prices. *Applied economics*, 43, 129-137.
- MOUTINHO, V., VIEIRA, J. & MOREIRA, A. C. 2011. The crucial relationship among energy commodity prices: evidence from the Spanish electricity market. *Energy Policy*, 39, 5898-5908.
- NORDPOOL 2012. The power of transparency. *ANNUAL REPORT 2012*.
- NORDPOOL 2013. Central to European power integration. *ANNUAL REPORT 2013*. NORD POOL.
- NORDPOOL. 2015. *Integrated Europe* [Online]. Available: <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Integrated-Europe/> [Accessed 15.03.16].
- OBERMAYER, J. 2009. *An analysis of the fundamental price drivers of EU ETS carbon credits*, 2009.
- OED 2008. Fakta 2008: Energi og vannressurser i Norge.
- OED. 2015. *Eksport av olje og gass* [Online]. Available: <http://www.norskpetroleum.no/produksjon-og-eksport/eksport-av-olje-og-gass/> [Accessed 07.03.16].
- REDL, C., HAAS, R., HUBER, C. & BÖHM, B. 2009. Price formation in electricity forward markets and the relevance of systematic forecast errors. *Energy Economics*, 31, 356-364.
- SSB 2014. Høye mål for fornybar energi. In: MARIUS BERGH, B. B., ANN CHRISTIN BØENG (ed.).
- WESTGAARD, S., ESTENSTAD, M., SEIM, M. & FRYDENBERG, S. 2011. Co-integration of ICE gas oil and crude oil futures. *Energy Economics*, 33, 311-320.

Appendiks

| Periode 1 | 2007-2010 | Antall lags (AIC) | I(0) ADF-test | I(1) ADF-test | Kritiske verdier | Ant. Obs | pmax |
|-----------|-----------|-------------------|---------------|---------------|------------------|----------|------|
| | EPEX | 18 | -2,112 | -24,848 | -6,113 | 1022 | 21 |
| | Nordpool | 19 | -1,723 | -19,420 | -6,113 | | |
| | Gass | 4 | -1,382 | -14,948 | -4,096 | | |
| | Kull | 20 | -1,496 | -8,827 | -6,113 | | |
| | EUA | 1 | -1,783 | -16,517 | -2,862 | | |

| Periode 2 | 2011-2015 | Antall lags (AIC) | I(0) ADF-test | I(1) ADF-test | Kritiske verdier | Ant. Obs | pmax |
|-----------|-----------|-------------------|---------------|---------------|------------------|----------|------|
| | EPEX | 21 | -3,010 | -28,713 | -6,113 | 1272 | 23 |
| | Nordpool | 10 | -3,532 | -24,352 | -5,962 | | |
| | Gass | 23 | -1,585 | -15,177 | -6,113 | | |
| | Kull | 2 | -1,637 | -10,268 | -3,336 | | |
| | EUA | 1 | -2,011 | -14,577 | -2,862 | | |

| Periode 3 | 2007-2015 | Antall lags (AIC) | I(0) ADF-test | I(1) ADF-test | Kritiske verdier | Ant. Obs | pmax |
|-----------|-----------|-------------------|---------------|---------------|------------------|----------|------|
| | EPEX | 25 | -3,103 | -38,223 | -6,113 | 2297 | 26 |
| | Nordpool | 22 | -3,340 | -33,931 | -6,113 | | |
| | Gass | 24 | -2,856 | -26,921 | -6,113 | | |
| | Kull | 23 | -2,064 | -20,498 | -6,113 | | |
| | EUA | 1 | -2,174 | -26,913 | -2,862 | | |

Appendiks 1: Test for stasjonærhet

Kilde til kritiske verdier: (MacKinnon, 2010)



Norges miljø- og biovitenskapelig universitet
Noregs miljø- og biovitenskapelige universitet
Norwegian University of Life Sciences

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway