



Norges miljø- og  
biovitenskapelige  
universitet

Masteroppgave 2016 30 stp  
Norges miljø- og biovitenskapelige universitet  
Fakultet for samfunnsvitenskap  
Handelshøyskolen

## **Påvirker prisvolatiliteten i det nordiske kraftmarkedet etterspørselen etter Electricity Price Area Differentials (EPADs)?**

Does Price Volatility in the Nordic Power Market Affect the Demand for Electricity Price Area Differentials (EPADs)?

Renate Sophie Holm Eliasson  
Økonomi og administrasjon



## **Forord**

Denne oppgaven markerer avslutningen på mitt masterstudie i økonomi og administrasjon og to års studier ved Handelshøyskolen, Norges miljø- og biovitenskapelige universitet. Jeg ble interessert i kraftmarkeder det første semesteret, og interessen ble sterkere jo lenger jeg kom i studiet. Det var derfor helt naturlig å skrive en oppgave som omhandler det nordiske kraftmarkedet. Det har vært en lærerik prosess hvor jeg har fått en god innsikt i hvordan dette markedet fungerer.

Jeg vil først og fremst takke veileder Olvar Bergland for inspirasjon til problemstillingen, god oppfølging, støtte og tilbakemeldinger på det skriftlige arbeidet underveis. Jeg vil også takke Gunn for korrekturlesning av oppgaven, samt mamma, pappa og min utvidede familie for gode råd og støtte gjennom hele studiet.

Jeg vil også rette en spesiell takk til min mann, Ulf. Hadde det ikke vært for deg hadde jeg aldri hatt muligheten til å fullføre mastergraden. Takk for at du har holdt motivasjonen oppe når hverdagen har blitt hektisk og for at du har tatt deg av barn og hus uten å klage en eneste gang. Takk for at du har heiet meg gjennom hele studiet og bidratt med gode diskusjoner. Jeg vil også takke barna mine, Amanda og Oliver for at dere har sørget for at jeg har holdt bena godt plantet på jorda og gitt meg mulighet til å fokusere på andre ting enn oppgaven.

Eventuelle feil og mangler i oppgaven er mitt hele og fulle ansvar.

Ås, 13. mai 2016

Renate Sophie Holm Eliasson

## Abstract

Electricity prices are highly volatile and characterized by sporadic price spikes. Producers, retailers and energy intensive industries are sensitive to changes in prices. A high or a low price will make a big impact on the company's cash flow. It is important for the market participants to have a way to hedge the price risk. "Electricity Price Area Differentials" (EPADs) is a financial instrument that hedges the difference between the area price in one area and the system price. The purpose of this thesis is to gain insights in price volatility in nine different areas in the Nordic power market and how it affects the demand for EPADs. To answer this I have used a bivariate Vector Autoregressive (VAR) model that models two endogenous variables in an equation system. The dataset contains daily data on spot prices, local production, consumption, open interest, temperatures and the share of contracts based on the spot price from 2006 – 2016.

The most important variables that affects the price difference seems to be local production, local demand and transmission capacity. I have answered two hypotheses:

*Increased price volatility increases the demand for EPAD contracts.*

Price volatility were not statistically significant in any of the price areas investigated. The result implies that area prices in the areas dominated by hydropower is highly correlated with the system price. This can explain the low demand for EPADs in these areas. A financial system price contract can be sufficient to hedge against future variations in price.

*A high share of consumers with contracts related to the spot price decreases the demand for EPADs.*

The degree of which the consumers absorb the price risk will affect the demand for financial contracts. However, the analysis implies that that contracts related to the spot price does not affect the demand for EPADs. Furthermore, the result implies that spot price contracts will increase the area price in the Norwegian price areas.

## Sammendrag

Elektrisitetspriser er volatile og karakterisert av sporadiske prishopp. Produsenter, forhandlere og energiintensive selskaper er følsomme mot endringer i elektrisitetsprisene. En høy eller lav pris kan gjøre stor forskjell på kontantstrømmen til selskapene. Det er derfor viktig for markedsaktørene å kunne håndtere denne type prisrisiko. «Electricity Price Area Differentials» (EPADs) er et finansielt instrument som har til hensikt å gi aktørene i markedet en mulighet til å sikre seg mot prisdifferansen mellom områdeprisen og systemprisen. Formålet med denne oppgaven har vært å se på om prisvolatilitet i ni ulike prisområder i det nordiske kraftmarkedet, påvirker etterspørselen etter EPADs. For å svare på dette har jeg brukt en bivariat Vektor auto regressiv modell som modellerer to endogene variabler i et ligningssystem. Datasettet inneholder daglige data på spot priser, lokal produksjon, forbruk, overføringskapasiteter, åpen interesse, temperatur og andel spotpriskontrakter fra 2006 – 2016.

De viktigste forklaringsvariablene for prisdifferansen i et område virker å være lokal produksjon, lokal etterspørsel og overføringskapasitet. Jeg har svart på følgende hypoteser:

*Økt prisvolatilitet gir økt etterspørsel etter EPAD kontrakter*

Prisvolatilitet var ikke statistisk signifikant i noen av prisområdene jeg undersøkte. Resultatene antyder at områdeprisene i områder dominert av vannkraft er svært korrelerte med systemprisen. Dette kan forklare den lave etterspørselen da en finansiell kontrakt med systemprisen som underliggende kan være tilstrekkelig for å sikre seg mot fremtidige prisvariasjoner.

*Høy andel spotpriskontrakter gir lavere etterspørsel etter EPAD kontrakter.*

For forhandlere vil i hvilken grad sluttbrukere absorberer prisrisikoen påvirke etterspørselen etter finansielle kontrakter. Analysen antyder at andel spotpriskontrakter ikke påvirker etterspørselen etter EPAD kontrakter, men påvirker spot prisen ved å øke områdeprisen i de norske prisområdene.

# Innholdsfortegnelse

<b>Forord</b> .....	<b>i</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>ii</b>
<b>Sammendrag</b> .....	<b>iii</b>
<b>Liste over figurer</b> .....	<b>vi</b>
<b>Liste over tabeller</b> .....	<b>vi</b>
<b>1 Innledning</b> .....	<b>1</b>
1.1 Introduksjon.....	1
1.2 Problemstilling og hypoteser.....	2
1.3 Avgrensninger.....	2
<b>2 Det nordiske kraftmarkedet</b> .....	<b>3</b>
2.1 Det fysiske og finansielle markedet.....	3
2.2 Energikilder.....	4
2.2.1 Vannkraft.....	5
2.3 Overføringskapasitet.....	5
2.4 Harmonisering av europeiske og nordiske kraftmarkeder.....	7
<b>3 Teoretisk rammeverk</b> .....	<b>8</b>
3.1 Frikonkurransse.....	8
3.2 Etterspørsel etter elektrisitet.....	9
3.3 Prising i elektrisitetsmarkedet.....	9
3.4 Prissetting i et marked dominert av vannkraftproduksjon.....	10
3.4.1 Allokering av vannet ved usikkerhet.....	11
3.4.2 Et system med kombinert vannkraft- og termisk kraftproduksjon.....	12
3.4.3 Vannkraft kombinert med vindkraftproduksjon.....	14
3.5 Prising med flaskehals på overføringskapasiteten.....	15
3.6 Hypotesen om effisiente markeder.....	16
3.7 Risiko.....	17
3.8 Prissikring i det nordiske markedet.....	17
3.9 Etterspørsel etter EPAD kontrakter.....	19
<b>4 Data og metode</b> .....	<b>20</b>
4.1 Beskrivelse av data.....	20
4.2 Tidsseriedata.....	21
4.3 Vektor auto regressiv modell (VAR).....	21

4.4	Forutsetninger for modellen .....	21
4.5	Prisdifferanse mellom områdeprisen og systemprisen (DSPOT).....	22
4.6	Etterspørsel etter EPAD kontrakter (OB) .....	27
4.7	Beskrivende statistikk.....	28
4.8	Statistiske tester .....	31
4.8.1	Test for autokorrelasjon og valg av antall lags .....	31
4.8.2	Test for heteroskedastisitet .....	31
4.8.3	Test for modellspesifikasjon .....	31
<b>5</b>	<b>Resultater og diskusjon.....</b>	<b>32</b>
5.1	Resultater for prisdifferanse (DSPOT) .....	32
5.2	Resultater for etterspørsel etter EPAD kontrakter (OB).....	35
5.3	Diskusjon .....	37
5.4	Svakheter ved oppgaven .....	40
<b>6</b>	<b>Konklusjon.....</b>	<b>41</b>
<b>7</b>	<b>Litteraturliste.....</b>	<b>43</b>
<b>8</b>	<b>Vedlegg .....</b>	<b>47</b>
8.1	Vedlegg A: Tabeller .....	47
8.2	Vedlegg B: Stata koder.....	47
8.2.1	Sette sammen datasettet .....	47
8.2.2	Koder til VAR modellen .....	53

## Liste over figurer

Figur 1: Daglig gjennomsnittlig andel av kraftproduksjon fordelt på de ulike energikildene i Norge, Sverige, Finland og Danmark fra 2010 – 2015. Kilde: Nord Pool (2016).....	4
Figur 2: Kart over land tilknyttet Nord Pool og overføringskabler mellom de ulike pris sonene (Statnett 2016).....	6
Figur 3: Samfunnsøkonomisk overskudd i et frikonkurransemarked versus et marked med monopol.....	8
Figur 4: Marginalkostnader i stigende rekkefølge .....	10
Figur 5: Badekarmodellen allokering av vann mellom to perioder og prissetting.....	11
Figur 6: Utbetaling fra en EPAD kombo .....	18
Figur 7: Andel produsert termisk kraft og andel produsert med CHP i København før og etter fjerning av "uteliggere". .....	29
Figur 8: Andel husholdninger med fastpris, variabel pris og spot-priskontrakter 2006 – 2015 .....	30

## Liste over tabeller

Tabell 1: Data og kilder.....	20
Tabell 2: Beskrivende statistikk for prisforskjell mellom områdepris og systempris (DSPOT) for alle prisområdene fra 2006 – 2015. ....	22
Tabell 3: Beskrivende statistikk for åpen interesse (OB) for alle pris områdene i perioden 2006 - 2015.....	27
Tabell 4: Beskrivende statistikk 2006 - 2015, forklaringsvariabler for alle prisområder .....	28
Tabell 5: Resultater fra VAR modellen, estimater og standardfeil for regresjoner for DSPOT .....	33
Tabell 6: Resultater fra VAR modellen, estimater og standardfeil for regresjoner for etterspørsel etter EPAD kontrakter (OB) .....	36
Tabell 7: Korrelasjonsmatrise mellom områdepriser og systemprisen 2006 – 2016 og standardavviket (SD) til områdeprisene. ....	40
Tabell 8: Resultater fra VAR modellen fra lag 2 og utover .....	47



# 1 Innledning

## 1.1 Introduksjon

Elektrisitetspriser er volatile og karakterisert av sporadiske prishopp. Produsenter, forhandlere og energiintensive selskaper er følsomme mot endringer i elektrisitetsprisene. En høy eller lav pris kan gjøre stor forskjell på kontantstrømmen til selskapene. Det er derfor viktig for markedsaktørene å kunne håndtere denne type prisrisiko (Marckhoff & Wimschulte 2009). Dette kan de gjøre ved å inngå finansielle kontrakter (futures) som gjør at de allerede i dag vet hvilken pris de får, eller må betale for elektrisiteten i en periode fremover. I det nordiske markedet er det systemprisen som er det underliggende til de finansielle kontraktene. Systemprisen er den prisen som er felles for alle prisområdene, dersom det ikke er flaskehals på overføringskapasiteten. Flaskehals oppstår når overføringsnettene ikke er i stand til å overføre nok elektrisk kraft (Statnett 2013). Flaskehals på overføringskapasiteten vil gi ulike priser i de aktuelle prisområdene. Dermed vil en kontrakt på systemprisen ikke gi fullstendig sikring av prisrisiko da aktørene i markedet kjøper og selger elektrisitet til områdeprisen. Denne områdeprisrisikoen håndteres gjennom Electricity Price Area Differentials (EPAD) kontrakter.

En EPAD kontrakt er en futures kontrakt på daglig gjennomsnittlig prisdifferanse mellom områdeprisen og systemprisen i en spesifisert periode (Nasdaq 2016). Tidligere ble EPAD kontrakter handlet under navnet «Contracts for Difference» (CfD), jeg bruker betegnelsen EPAD i denne oppgaven. EPAD kontrakter tilbys i prisområdene Oslo (OSL), Tromsø (TRO), Luleå (LUL), Sundsvall (SUN), Stockholm (STO), Malmø (MAL), Helsinki (HEL), Århus (ARH) og København (CPH), samt i Estland og Latvia (Nasdaq 2015c). Den handles kontrakter for en måned, ett kvartal og ett år med et handelsvolum på 1 MW per kontrakt (Nasdaq 2015a). Utfordringen i det nordiske kraftmarkedet er at det i noen prisområder er lav omsetning av EPAD-kontrakter (Spodniak et al. 2014). Dette kan gjøre det kostbart for aktører som ikke har fysisk produksjon i et område å etablere seg i markedet (Nasdaq 2015c). Jeg ønsker derfor å se på om prisvolatiliteten i det nordiske markedet påvirker etterspørselen etter EPAD kontrakter.

## 1.2 Problemstilling og hypoteser

Etterspørselen etter prissikrings-instrumenter påvirkes av prisvolatiliteten i markedet. I hvilken grad sluttbrukerne absorberer noe av prisrisikoen er også med på å påvirke etterspørselen etter prissikringsinstrumenter. En høy andel spotpris kontrakter taler for lavere etterspørsel etter prissikringsinstrumenter.

Gjennom økonometriske analyser skal jeg svare på følgende problemstilling:

*Påvirker prisvolatilitet i det nordiske kraftmarkedet etterspørselen etter Electricity Price Area Differentials (EPADs)?*

I forbindelse med dette ønsker jeg å teste følgende hypoteser:

1. *Økt prisvolatilitet øker etterspørselen etter EPAD kontrakter*
2. *En høy andel spotpriskontrakter gir lavere etterspørsel etter EPAD kontrakter.*

Resultatene i denne oppgaven vil være et viktig bidrag til debatten om den kommende Kommisjonsforordningen «Guideline on Forward Capacity Allocation» (GL FCA). Kravet er velfungerende prissikringsmuligheter for markedsaktører i alle pris soner, og iverksettelse av tiltak dersom det identifiseres mangelfulle muligheter i noen områder (NVE 2016a).

## 1.3 Avgrensninger

I denne oppgaven har jeg valgt å se på det nordiske markedet for elektrisitet. Dette innebærer at jeg ser på Norge, Danmark, Sverige og Finland. Estland, Litauen og Latvia er også en del av Nord Pool og er koblet til det nordiske markedet gjennom overføringskabler. Jeg har valgt å holde disse utenfor denne oppgaven. Jeg ser også kun på områder der det tilbys EPAD kontrakter. Det vil si Oslo (OSL), Tromsø (TRO) Århus (ARH), København (CPH), Luleå (LUL), Sundsvall (SUN), Stockholm (STO), Malmø (MAL) og Helsinki (HEL).

## 2 Det nordiske kraftmarkedet

### 2.1 Det fysiske og finansielle markedet

Elektrisitetsmarkedene har gått fra å være organisert som vertikalt integrerte monopoler med ansvar for hele verdikjeden fra produksjon til salg, til å bli et markedsbasert system med konkurranse og handel av elektrisitet (Moen & Sivertsen 2007). Norge var først ut av de nordiske landene til å deregulere elektrisitetsmarkedene. Energiloven fra 1990 laget grunnlaget for dereguleringen av de andre landene i Norden. Det opprinnelige målet ved å opprette et felles marked var en mer effektiv deling av vannkraftressursene. Som et resultat av dette baserer prisen i markedet seg på tilbud og etterspørsel, og aktørene har blitt mer eksponert for prisrisiko (Wangensteen 2011).

Det nordiske markedet for handel av elektrisitet kan i stor grad deles i to. Den fysiske handelen foregår på Nord Pool og finansielle kontrakter handles på Nasdaq. Nord Pool er en felles markeds plass for Norge, Sverige, Danmark, Finland, Estland, Latvia og Litauen. Her kan produsenter, forhandlere og store konsumenter av kraft handle med hverandre. Vanlige husholdninger kjøper strøm fra forhandlere, som konkurrerer seg imellom. Vi skiller mellom døgemarkedet, Elspot, hvor tilbud og etterspørsel blir meldt inn dagen før, og intradag markedet, Elbas, hvor dette blir gjort samme dag og tett opptil leveransen. Elspot er organisert som et auksjonsmarked hvor selgere og kjøpere av kraft legger inn sine bud for hver time den påfølgende dagen. Budene må legges inn før klokken 12 og deretter beregner Nord Pool prisene i markedet for hver enkelt time det påfølgende døgnet (Nord Pool 2016b). Nord Pool tilbyr tjenester som handel, klarering og prisavklaring både for døgemarkedet og intradag markedet. Nord Pool er eid av de systemansvarlige i de ulike landene (Statnett SF, Svenska Kraftnät, Fingrid Oyj, Energinet.dk og de baltiske systemansvarlige Elering and Litgrid) som også har ansvar for å drifte overføringsnettene i sitt land (Nord Pool 2016a).

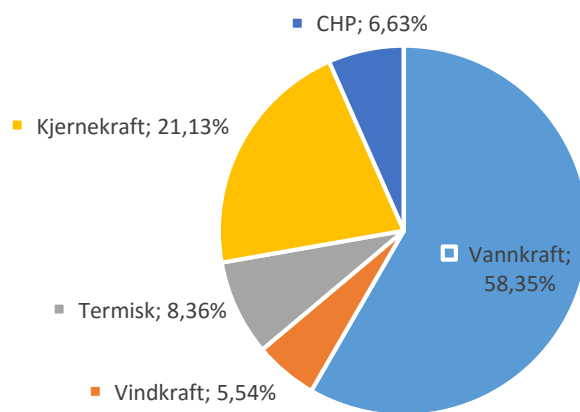
Selv om faktisk tilbud og etterspørsel balanseres i spotmarkedet på Nord Pool blir et stort volum handlet i finansielle kontrakter på fysiske spotprodukter. Grunnen til dette er at aktører i markedet ønsker å redusere prisrisiko, samt at noen også spekulerer i fremtidig pris på elektrisitet. Nasdaq tilbyr futures og DS futures, samt klarering av bilaterale avtaler. De har også utvidet til å også inkludere finansielle kontrakter relatert til det tyske, nederlandske og det engelske spotmarkedet (Wangensteen 2011). Forskjellen på en «vanlig» futures og en DS futures er at en futures kontrakt gjøres opp hver dag også i handelsperioden, mens en DS futures akkumulerer tap og gevinst over handelsperioden som gjøres opp i begynnelsen av

leveringsperioden (Nasdaq 2015b). Bilaterale avtaler er individuelt forhandlede avtaler mellom kjøper og selger som ofte er mer fleksible når det kommer til kontraktvilkår. En stor andel av kontraktene som klareres gjennom Nasdaq er bilaterale. Dette gjør at nøkkelinformasjon som åpen interesse og prisvolatilitet er forholdsvis lett tilgjengelig (NordReg 2010).

## 2.2 Energikilder

Siden vann og vind ikke har en innkjøpskostnad, kjennetegnes disse av lave driftskostnader. Kjernekraft har lavere driftskostnader enn termiske kraftverk, som drives av prisene til innsatsfaktorene i produksjonen slik som kull, olje og gass. Det er også lavere kostnader ved å regulere vannkraftproduksjonen i forhold til termiske kraftverk. Termiske kraftverk har store start og stopp kostnader, som gjør at det ikke alltid lønner seg å stoppe produksjonen i perioder med lav etterspørsel. Vindkraftproduksjonen kan ikke reguleres. I perioder med mye vind og lav etterspørsel kan derfor prisene blir veldig lave. (Førsund 2007).

Daglig gjennomsnittlig andel kraftproduksjon produsert med ulike energikilder i Norden 2010 - 2015



Figur 1: Daglig gjennomsnittlig andel av kraftproduksjon fordelt på de ulike energikildene i Norge, Sverige, Finland og Danmark fra 2010 – 2015. Kilde: Nord Pool (2016)

I Norden blir en stor andel av kraftproduksjonen produsert med fornybare energikilder. Figur 1 viser at nesten 60% av den gjennomsnittlige daglige kraftproduksjonen i Norden består av vannkraft. Norge er den største vannkraftprodusenten i Norden, hvor nesten all produksjon foregår med vannkraft. Sverige og Finland har noe kjernekraft i tillegg til vannkraft og termisk kraft. Danmark har en høy andel vindkraftproduksjon i tillegg til termiske kraftverk. 5,54% av den daglige produksjonen produseres med vindkraft i Norden, men det satses stort

på vindkraft i blant annet i Norge og Finland. Det er dermed forventet at denne andelen kommer til å øke i årene som kommer.

### **2.2.1 Vannkraft**

Elektrisitet kjennetegnes av at det ikke kan lagres. Vann kan derimot lagres i vannmagasiner og brukes ved behov. Så lenge vannmagasinene ikke er fulle kan produksjonen enkelt tilpasses etterspørselen i markedet (Førsund 2007). Energien fra vannkraft kommer fra fallende vann, enten fra fossefall eller elvekraft, som driver turbiner og produserer elektrisitet. Produksjon med elvekraft er ikke regulerbar, men produksjonen er ofte jevn og kan planlegges (Bye 2014). Vannkraftproduksjon krever investeringskostnader, men når anlegget er i drift er kostnadene ved produksjon svære lave. Prisdriveren for vannkraft er tilgang til vann som avhenger av lagringskapasitet og nedbørsmengde.

Temperatur er en viktig prisdriver i det nordiske markedet. Siden en stor andel av oppvarmingen i Norden går på elektrisitet vil det være større etterspørsel på vinteren enn på sommeren. Etterspørselen varierer også i løpet av døgnet med lavest forbruk om natten og høyest midt på dagen, og er også høyere på hverdager enn i helger på grunn av industrien. Vannmagasinene fylles gjerne opp ved snøsmeltingen på våren og lagres for å møte høy etterspørsel på vinteren. Selv med mye vann i magasinene kan vi oppleve perioder med høye priser dersom etterspørselen overstiger produksjonskapasiteten (Førsund 2007). Produksjonskapasitet og overføringsnettverket må være i stand til å møte timene med høy etterspørsel siden man ofte ikke vet nøyaktig hvilket volum som etterspørres til hvilken tid (Førsund 2007).

### **2.3 Overføringskapasitet**

Et viktig skille for hvordan prisene beregnes i kraftmarkedet er hvorvidt det brukes områdeprising eller node pricing. Node pricing vil si at i hvert punkt eller node i et kraftsystem hvor kraftlinjer krysser hverandre blir en pris beregnet. Dette gjør at aktørene blir eksponert for flere priser (Green 2007). Prinsippet for områdeprising er at noder i et område blir slått sammen til en sone. Aktørene i markedet blir da eksponert for færre priser. Det nordiske markedet er delt opp i prisområder for å håndtere tilbud og etterspørsel og er bundet sammen av overføringskabler. Skillet mellom prisområdene er gjort for å møte de mest kritiske punktene med tanke på flaskehalser i overføringsnettverket (Bye et al. 2010). Overføringskablene har en begrensning på mengden elektrisitet som kan overføres gjennom

kablene. Nord Pool beregner en pris for hvert enkelt prisområde basert på tilbud, etterspørsel og tilgjengelig overføringskapasitet. Ved flaskehals mellom to prisområder vil området med produksjonsoverskudd få en lavere pris enn systemprisen, mens området med produksjonsunderskudd får en høyere pris enn systemprisen. Dette skal stimulere til mer produksjon i området med underskudd og mindre produksjon i sonen med overskudd. Plutselige og uforutsette endringer i etterspørsel og produksjon kan på grunn av begrenset overføringskapasitet kan føre til pristopper. Pristopper kan defineres som plutselige, uforutsette og temporære prisendringer over en kort periode (Hughes & Parece 2002). Områdeprisene vil derfor både reflektere overføringskapasiteten og de underliggende strukturene i produksjon og etterspørsel i de enkelte områdene.

Figur 1 viser det nordiske markedet, hvordan dette er delt opp i prisområder og hvordan de er knyttet sammen med overføringskabler. Norge er delt opp i fem områder, Sverige i fire, Danmark er delt opp i to, mens Finland, Estland, Latvia og Litauen er delt opp i ett prisområde for hvert land.



Figur 2: Kart over land tilknyttet Nord Pool og overføringskabler mellom de ulike pris sonene (Statnett 2016)

Overføringskabler knytter det nordiske kraftmarkedet til Tyskland, Polen, Russland, Nederland og Baltikum. Dermed vil elektrisitet fra mange ulike kilder slik som vann, termisk, kjernekraft, vind og sol, komme inn i nettet (Nord Pool 2016d).

## 2.4 Harmonisering av europeiske og nordiske kraftmarkeder

Den Europeiske Kommissjonen har uttalt at de ønsker en harmonisering av europeiske kraftmarkeder. Målet med dette er å legge til rette for utviklingen av verdens største og mest konkurransedyktige kraftmarked. Som et ledd i dette etableres det en rekke forordninger innen energifeltet som regulerer forhold innen nettilknytning, marked og drift. Hovedtrekkene i disse forordningene er:

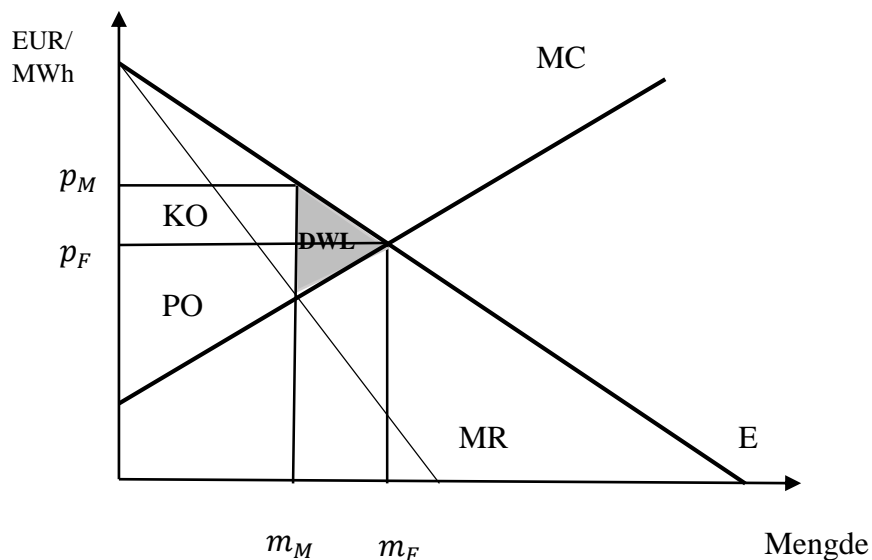
- (1) Innføre felles regler for intradag og døgntmarkeder i Europa. Hensikten er å gi økt konkurranse, stabilitet og leveringssikkerhet.
- (2) Fremme utviklingen av likvide terminmarkeder i Europa, gjennom å innføre like regler for utstedelse av finansielle og fysiske transmisjonsrettigheter.
- (3) Ha felles regler for balansering av kraftsystemet for å få økt leveringssikkerhet og bedre utnyttelse av ressursene (Statnett 2015).

Formålet med å allokere kapasiteten i terminmarkedene kan tolkes som at muligheter for prissikring for markedsaktører skal være tilgjengelig uavhengig av sone-grenser. Det er også klart at langsiktige transmisjonsrettigheter, enten finansielle eller fysiske, bare skal utstedes dersom det mangler passende muligheter for å sikre områdeprisisiko i likvide finansielle markeder (NordReg 2010). I Europa behandles handel av elektrisitet og overføringskapasitet hver for seg. En pris kalkuleres for hvert land, og aktørene kjøper i tillegg rettigheter til å frakte elektrisitet gjennom overføringsnettverket. Prisisiko som er forbundet med begrensninger i overføringsnettet administreres gjennom handel i finansielle transmisjonsrettigheter (FTR). En FTR er typisk utstedt av systemansvarlig og gir kjøper en rett til inntektene som oppstår ved begrensninger i kraftnettet akkumulert over overføringsstrekningen. Den gir derimot ikke en rett til å fysisk overføre kraft gjennom nettet, slik som fysiske transmisjonsrettighet (PTR) gjør (Decker 2015). De nordiske systemansvarlige har frem til nå vært unntatt kravet om å utstede FTR og PTR. Det foreslåtte kravet om at systemansvarlige også i Norden skal tilby dette har skapt bekymringer i forhold til om dette vil skape kaos i utformingen av markedet. I verste fall vil dette undergrave et velfungerende finansielt marked (Hagman & Bjørndalen 2011)

### 3 Teoretisk rammeverk

#### 3.1 Frikonkurranse

I et frikonkurransemarked er det et stort antall produsenter og konsumenter som er pristakere og kvantumstilpassere. Det vil si at de ikke har markedsmakt til å påvirke prisen. Det forutsettes at aktørene er rasjonelle, det vil si at konsumentene maksimerer nytte og produsentene maksimerer profitt. Alle aktørene har perfekt informasjon og kan gå inn og ut av markedet kostnadsfritt. I et monopol er det kun en tilbyder som tilbyr produktet i et marked og har markedsmakt til å påvirke prisen. I motsetning til under frikonkurranse hvor man ikke får solgt noe til en pris over marginalkostnad, kan en monopolist sette en pris over marginalkostnad og dermed maksimere inntekten sin. Dette fører til et dødvektstap vist som DWL i figur 3, som summen av redusert produsent (PO)- og konsumentoverskudd (KO). Ressursutnyttelsen er ineffektiv i forhold til situasjonen med frikonkurranse (Varian 1992).



Figur 3: Samfunnsøkonomisk overskudd i et frikonkurransemarked versus et marked med monopol

Det nordiske markedet for elektrisitet kjennetegnes av konkurranse i engrosmarkedet. Det vil si at alle som kjøper og selger elektrisitet på Nord Pool må ta den prisen som er i markedet (spotprisen). Transport av elektrisitet fra produsent til sluttbruker krever en spesiell infrastruktur. Denne delen av markedet kjennetegnes av å være et naturlig monopol, med høye faste kostnader til etablering og vedlikehold, samt lave kostnader ved overføring av strøm (NVE 2016b). Spotprising brukes i engrosmarkedet, men har ikke vært implementert i



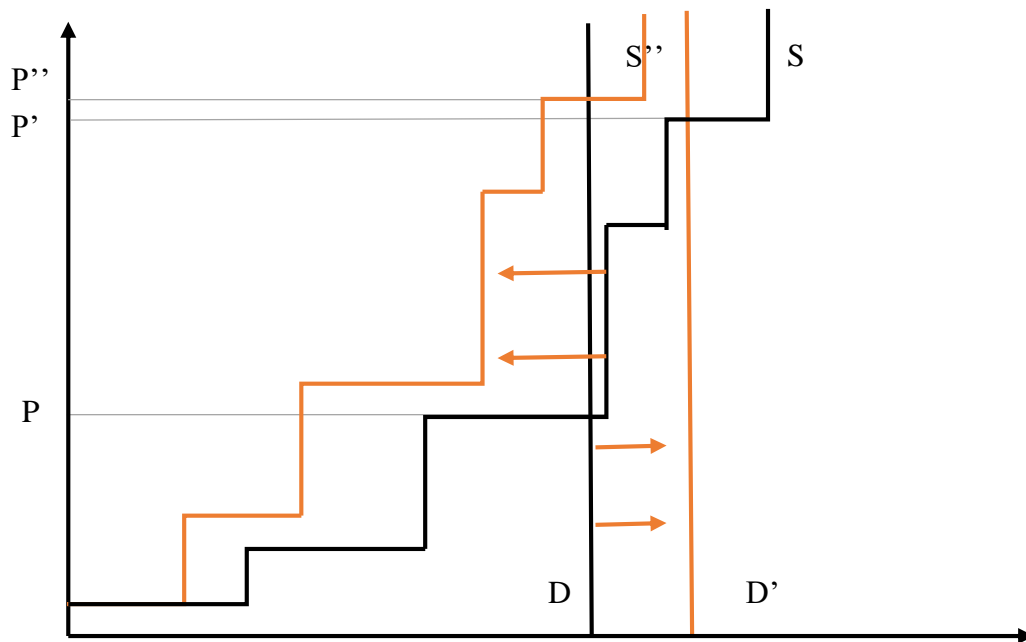
sluttbrukermarkedet. Grunnen til dette kan være at konsumentene ønsker en viss forutsigbarhet i strømkostnadene samt at det er transaksjonskostnader knyttet til å overvåke spotprisen og justere etterspørselen etter denne (Chao & Wilson 1987).

### **3.2 Etterspørsel etter elektrisitet**

Etterspørselsfunksjonen til elektrisitet kjennetegnes av at den er uelastisk. Prisen forbrukerne betaler avhenger av hva slags kontrakt de har tegnet med sin kraftleverandør. Forbrukere som har spotpriskontrakter vil være eksponert mot spotprisen ved at de betaler en gjennomsnittlig månedlig områdepris pluss et påslag. For standard variabel- og fastpriskontrakter vil prisen være fast over lengre perioder. Dette betyr at de fleste sluttbrukere ikke er eksponert for faktiske endringer i spotprisen som dannes på Nord Pool. Siden kraftleverandørene handler kraft på Nord Pool, vil imidlertid sluttbrukerprisene følge variasjonen i spotprisene over tid. Perioder med høye priser har vært ledsaget av stor medieoppmerksomhet. Dette taler for at forbrukerne blir oppmerksomme på markedet og prisene (Holstad & Pettersen 2011). Til tross for økende utrulling av smartmålere i Norden og i den Europeiske Unionen (EU) er prisrisiko fortsatt et problem for forhandlere uten timebaserte eller spotprisbaserte kontrakter med forbrukerne (Spodniak et al. 2014).

### **3.3 Prising i elektrisitetsmarkedet**

I Norden hvor elektrisitet produseres med ulike energikilder vil det være store forskjeller på marginalkostnadene til de ulike produsentene. De fleste elektrisitetsmarkeder er basert på marginalpriseringsprinsippet. Dette betyr at den dyreste generatoren bestemmer prisen for alle som ikke har en bilateral avtale eller en finansiell kontrakt (Green 2005). Pris på olje, kull, gass og CO<sub>2</sub> kvoter vil være viktige prisdrivere for termisk kraftproduksjon. Vannkraft og vindkraft har marginalkostnader mot null, men prisdrivere vil være tilgang på vann og vind. Figuren under viser en typisk tilbudskurve (S) og etterspørselskurve (D) for elektrisitetsmarkedet hvor tilbudskurven er organisert etter stigende marginalkostnader for de ulike generatorene (Chao & Wilson 1987). Vannkraft og vindkraft vil typisk befinne seg i nedre del av tilbudskurven. Videre følger kjernekraft og produksjon ved kombinerte varme og kraftproduksjonsanlegg (CHP), og deretter termisk kraftproduksjon i øvre del av kostnadskurven. Etterspørselen er uelastisk, og ved et skift i etterspørselskurven mot høyre fra D til D' vil prisen øke fra P til P'.

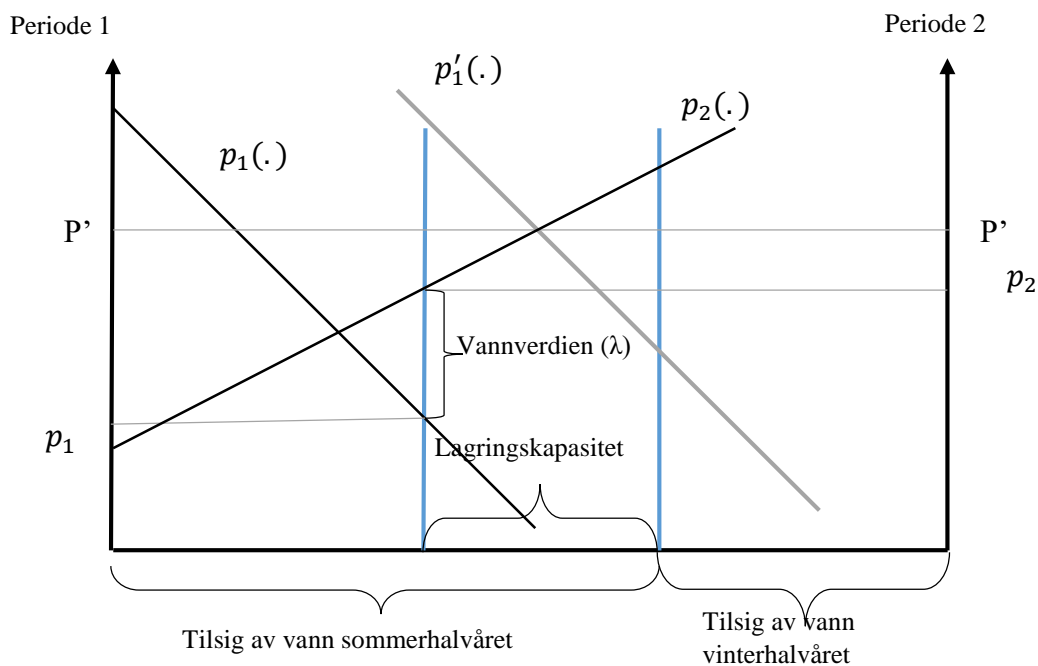


Figur 4: Marginalkostnader i stigende rekkefølge

Likeledes kan prisen plutselig øke i forbindelse med uforutsette endringer i produksjonskapasitet. Dersom produsenter med lave marginalkostnader plutselig ikke kan produsere, vil hele etterspørselskurven skifte mot venstre fra  $S$  til  $S'$ , og prisen vil dermed øke fra  $P$  til  $P''$  (figur 4).

### 3.4 Prissetting i et marked dominert av vannkraftproduksjon

Siden det nordiske markedet er dominert av vannkraftproduksjon, er nedbør en viktig prisdriver i markedet. Selv om det ikke er noen kostnader forbundet ved vannkraftproduksjon, har vannet en alternativ verdi ved at det som ikke brukes i dag, kan brukes i morgen. Lagret vann får kun en verdi i den samfunnsøkonomiske analysen dersom forbrukerne har en positiv betalingsvillighet for mer vann enn det som er tilgjengelig for hele perioden vi ser på. Siden vannmagasinene typisk har en høy fyllingsgrad i sommermånedene og lavere fyllingsgrad i vinterhalvåret, når tilsig av vann er minst, vil man i et vannkraftsystem forsøke å optimere slik at prisen er lik i alle perioder uavhengig av mengden tilsig av vann. Prissettingen i et område med vannkraft kan illustreres ved en to-periode illustrasjon, også kalt badekarmodellen (Førsund 2007).



Figur 5: Badekarmodellen allokering av vann mellom to perioder og prissetting

Figur 5 viser at tilgjengelig vann i magasinene i perioden bestemmes av vann som er overført fra forrige periode, pluss tilsg i perioden, minus vann som brukes i produksjonen i perioden. I tilfelle med disse etterspørselskurvene vil maksimalt vann overføres til periode 2 for å jevne ut den høye prisen i vinterhalvåret. Dette er likevel ikke nok og gir en prisforskjell i de to periodene. Differansen mellom disse to prisene er vannverdien. En tilpasning hvor  $p_1(\cdot) = p_2(\cdot)$  vil gjøre at man ikke bruker alt vannet og man har heller ikke lagringskapasitet til det vannet som ikke brukes. Ved etterspørselskurve  $p'_1(\cdot)$  vil tilpasningspunktet være der hvor begge etterspørselskurvene krysser hverandre og man vil få lik pris i begge perioder.

### 3.4.1 Allokering av vannet ved usikkerhet

Usikkerhet er et grunnleggende aspekt ved vannkraftproduksjon da nedbør kan ha store variasjoner fra år til år. Når en vannkraftprodusent skal bestemme hvor mye vann som skal brukes i denne perioden baserer han seg på forventinger om prisen i neste periode, for å bestemme hvor mye vann som skal overføres til neste periode. Dersom også vindkraft inkluderes vil produksjonen også påvirkes av vindhastigheter, som også er en stokastisk variabel. Dette fører til et komplisert optimeringsproblem som kan være vanskelig å løse og tolke. Ved å simplificere dette kan vi se på forventet verdi på vannet i den neste perioden som en funksjon av mengden vann som overføres.

Problemet kan formuleres som:  $V(R_t) = \max_{e_t^H} \left[ P e_t^H + \frac{1}{1+r} E(V(R_{t+1})) \right]$

Hvor  $R_t$  er nivået i vannmagasinet i periode t,  $e_t^H$  er produksjon med vannkraft,  $V(R_t)$  er verdien av vannmagasinet i periode t og  $\frac{1}{1+r} E(V(R_{t+1}))$  er den neddiskonterte forventede verdien av vannmagasinet i periode t+1. Gitt følgende begrensninger:

$$(1) R_{t+1} = R_t - e_t^H + W_t - O_t$$

$$(2) 0 \leq e_t^H \leq K$$

$$(3) e_t^H \leq R_t$$

$$(4) R_{t+1} \leq R_{maks}$$

$W_t$  er mengde tilsig av vann, som er stokastisk.  $O_t$  er «overflow» og K er kapasiteten på vannkraftproduksjonen. Løsningen på dette problemet kan skrives som:

$$p = \frac{1}{1+r} \frac{\partial E[V(R_{t+1})]}{\partial R_{t+1}}$$

Dette sier at prisen må være lik den forventede neddiskonterte verdien på lageret i neste periode. Dersom prisen i perioden er høyere den forventede vannverdien i neste periode, vil en produsent forvente lavere pris neste periode. Dermed vil han produsere frem til kapasitetsgrensen i perioden. Dersom prisen er under vil mest mulig vann overføres til neste periode (Førsund 2007).

### 3.4.2 Et system med kombinert vannkraft- og termisk kraftproduksjon

Siden det nordiske markedet består av en kombinasjon av ulike energikilder er det interessant å se hvordan prisene påvirkes i et marked med kombinert vannkraft og termisk kraftproduksjon. I denne problemstillingen er kjernekraft en del av den termiske kraftproduksjonen. Analyse av vannkraft er et dynamisk problem hvor vannet som ikke brukes i dag, kan brukes i morgen, ved nok vannmagasinkapasitet. Analysen av termisk kraftproduksjon er et statisk problem som løses en periode av gangen, hvor man ikke tar hensyn til kostnader ved å stoppe og starte produksjonen igjen. Produksjon av vannkraft er

begrenset av hvor mye energi som kan brukes i produksjonen, mens produksjon av termisk kraft er begrenset av hvor mye effekt den kan produsere (Førsund 2007).

Problemet kan formuleres slik:  $\max \sum_{t=1}^T [\int_{z=0}^{x_t} p_t(z) dz - c(e_t^{TH})]$

hvor  $p_t(z)$  er den inverse etterspørselsfunksjonen og  $c(e_t^{TH})$  er kostnaden ved termisk kraftproduksjon. Vi ønsker å maksimere dette gitt følgende begrensninger:

$$(1) x_t = e_t^H + e_t^{TH}$$

$$(2) R_t \leq R_{t-1} + W_t - e_t^H$$

$$(3) R_t \leq \bar{R}$$

$$(4) e_t^{TH} \leq \bar{e}^{TH}$$

Dette kan løses ved Lagranges metode, som gir følgende førsteordens betingelser:

$$\frac{\partial L}{\partial e_t^H} = p_t(e_t^H + e_t^{TH}) - \lambda_t \leq 0 \quad (= 0 \text{ for } e_t^H > 0)$$

$$\frac{\partial L}{\partial e_t^{TH}} = p_t(e_t^H + e_t^{TH}) - C'(e_t^{TH}) - \theta_t \leq 0 \quad (= 0 \text{ for } e_t^{TH} > 0)$$

$$\frac{\partial L}{\partial R_t} = -\lambda_t + \lambda_{t+1} - \gamma_t \leq 0 \quad (= 0 \text{ for } R_t > 0)$$

Hvor  $\lambda$  er Lagrange multiplikatoren tilordnet skranken i likning (1),  $\gamma$  er Lagrange multiplikatoren tilordnet skranken i likning (2) og  $\theta$  er Lagrange multiplikatoren tilordnet skranken i likning (4)

Fra  $\frac{\partial L}{\partial e_t^H}$  har vi at prisen er lik vannverdien  $\lambda_t$ , og at vannverdien er periodespesifikk. Dette antyder at den termiske kapasiteten kan variere mellom perioder når både termisk og vannkraft brukes. Fra  $\frac{\partial L}{\partial e_t^{TH}}$  har vi at bruken av termisk kapasitet, når denne er positiv, men mindre enn maksimal kapasitet bestemmes der pris er lik marginalkostnad. Prisen er lik vannverdien for perioden (fra  $\frac{\partial L}{\partial e_t^H}$ ). Fra  $\frac{\partial L}{\partial R_t}$  ser vi at prisene varierer med nivået på

vannmagasinet. Når prisene blir høye vil mer termisk kapasitet brukes, dermed får termisk kraftproduksjon en spisslast-rolle.

### 3.4.3 Vannkraft kombinert med vindkraftproduksjon

Vindkraft må produseres når vinden blåser, ellers er produksjonen tapt. Problemet kan

formuleres som:  $\max \sum_{t=1}^T \int_{t=1}^{x_t} P_t(z) dz$

Gitt følgende begrensninger:

$$(1) x_t = e_t^H + e_t^W$$

$$(2) R_t \leq R_{t-1} + W_t - e_t^H$$

$$(3) R_t \leq \bar{R}$$

Hvor  $e_t^W$  er vindkraftproduksjon. Dette kan løses ved Lagrange metode som gir følgende førsteordens betingelser:

$$\frac{\partial L}{\partial e_t^H} = p_t(e_t^H + e_t^W) - \lambda_t \leq 0 \quad (= 0 \text{ for } e_t^H > 0)$$

$$\frac{\partial L}{\partial R_t} = -\lambda_t + \lambda_{t+1} - \gamma_t \leq 0 \quad (= 0 \text{ for } R_t > 0)$$

Hvor  $\lambda$  er Lagrange multiplikatoren tilordnet likning (1) og  $\gamma$  er Lagrange multiplikatoren tilordnet likning (2)

For at regulerbar vannkraft ikke skal bli brukt ( $e_t^H=0$ ) må vi ha:  $P_t(e_t^W) - \lambda_t \leq 0$ . Dersom vannverdien er høyere enn prisen vil vi kun bruke uregulerbar kraft og vannet vil bli lagret til senere perioder. Ved mye uregulerbar produksjon, kan prisene dermed bli drevet ned til null.

$\frac{\partial L}{\partial R_t}$  sier at vannverdien i periode t er lik vannverdien i periode t+1 pluss skyggeprisen på lagringskapasiteten i vannmagasinet. Ved begrenset magasinkapasitet vil denne være positiv og prisen i periode t+1 vil dermed bli høyere enn i periode t (Førsund 2007).

### 3.5 Prising med flaskehals på overføringskapasiteten

I en situasjon med store variasjoner i produksjon og forbruk over året og mellom ulike områder, vil det være svært kostbart å etablere et overføringsnett som er stort nok til å unngå flaskehals. Når kapasiteten er gitt, er tilbudet gitt og prisvariasjonene kan bli betydelige ved skift i etterspørselskurven (Bye 2014). En optimeringsmodell kan brukes for å illustrere hvordan prisene settes når overføringskapasiteten er begrenset. Problemet kan formuleres som:

$$\text{som: } \max_W \sum_i \int_0^{x_i^D} d_i(x) dx - \sum_i C_i(x_i^S)$$

Velferdsfunksjonen ( $W$ ) maksimeres gitt at tilbud er lik etterspørsel, samt at flyten av elektrisitet mellom sonene er innenfor kapasitetsgrensene. Dette gir følgende begrensinger:

- (1)  $\sum_i x_i^D = \sum_i x_i^S$
- (2)  $\sum_i x_i^D + \sum_i f_{ij} = \sum_i x_i^S + \sum_j f_{ji}$
- (3)  $0 \leq f_{ij} \leq K_{ij}$

hvor  $x_i^D$  er etterspørsel etter elektrisitet i område  $i$ ,  $x_i^S$  er tilbud av elektrisitet i område  $i$ ,  $f_{ij}$  er flyten av elektrisitet fra sone  $i$  til sone  $j$ , og  $K_{ij}$  er kapasitetsgrensen fra sone  $i$  til sone  $j$ .

Ved å løse dette med Lagrange metode får vi følgende førsteordens betingelser:

$$\frac{\partial L}{\partial x_i^D} = \theta + \lambda_i$$

$$\frac{\partial L}{\partial x_i^S} = \theta + \lambda_i$$

$$\frac{\partial L}{\partial f_{ij}} = \lambda_j - \lambda_i - \gamma_{ij} \leq 0$$

Hvor  $\theta$  er Lagrange multiplikatoren tilordnet skranken i likning (1),  $\lambda$  er Lagrange multiplikatoren tilordnet skranken i likning (2) og  $\gamma$  er Lagrange multiplikatoren tilordnet likning (3).

$\frac{\partial L}{\partial x_i^D}$  og  $\frac{\partial L}{\partial x_i^S}$  sier at konsumenter og produsenter i det samme prisområde ser den samme prisen.

Dersom det ikke finnes flaskehals på overføringskapasiteten ser alle aktørene i hele markedet den samme prisen  $\theta$ .  $\gamma_{ij}$  er skyggeprisen på den fysiske kapasiteten. Denne viser kostnaden ved å ha en fysisk flaskehals på overføringskapasiteten. Dersom flyten mellom

sonene ikke overstiger kapasiteten ( $0 < f_{ij} < K_{ij}$ ), får vi at skyggeprisen på flaskehalsen er null ( $\gamma_{ij} = 0$ ). Dermed er  $\lambda_j = \lambda_i$ , alle prisområdene ser den samme prisen. Har vi derimot nådd kapasitetsgrensen slik at  $f_{ij} = K_{ij} > 0$  får vi en positiv skyggepris på flaskehalsen. Dermed er  $\lambda_j = \lambda_i + \gamma_{ij}$  og vi får at prisen i sone  $j$  er høyere enn i sone  $i$ . En økning i overføringskapasitet mellom prisområder vil derfor øke prisen i det eksporterende område, og redusere prisen i det importerende området (Hsu 1997).

I tillegg til de fysiske kapasitetsgrensene vil man også ha sikkerhetsgrenser som skal gjøre at man har ledig kapasitet i en linje dersom det skulle oppstå noe uforutsett. Overføring av elektrisitet blir komplisert av at man ikke kan styre retningen som strømmen går i. Mellom injisering av elektrisitet inn i nettverket og uttak av elektrisitet fra nettverket kan strømmen gå i alle retninger. I følge Kirchhoffs lov, går strømmen der det er minst motstand. Dersom elektrisiteten går i en ring kalles dette Loop-flows. Loop-flows kan føre til store problemer ved å håndtere overføringsnettverket (Wilson 2002). Denne modellen tar ikke hensyn til den faktiske fysiske flyten av elektrisitet eller varmetap som oppstår i overføringsnettverket.

### **3.6 Hypotesen om effisiente markeder**

I henhold til hypotesen om effisiente markeder skal ny informasjon raskt reflekteres i prisen, slik at råvaren verken vil være overpriset eller underpriset i markedet. Endringer i prisen vil dermed reflektere ny informasjon i markedet. I et effisient marked er det ikke mulig å utnytte systematikk i prisene for å oppnå en risikofri avkastning (Fama 1970). Begrenset lagringskapasitet og overføringskapasitet for elektrisitet begrenser arbitrasjehandel over tid og sted i elektrisitetsmarkedet. For spotprisen på elektrisitet er det vanlig at prisene har en grad av systematikk. Prisen stiger i perioder med høy etterspørsel og synker i perioder med lav etterspørsel, hvor etterspørselen avhenger av for eksempel årstiden. Spotprisene avhenger derfor av lokale tilbuds- og etterspørselsforhold, overføringskapasiteter, vedlikehold og nedetid av produksjonsanlegg, og temperatur (Lucia & Schwartz 2002). For at markedene skal være effisiente må all denne informasjonen være tilgjengelig for alle aktørene i markedet på samme tid til minimale priser. For at hypotesen om effisiente markeder skal gjelde må markedet være tilstrekkelig stort og likvid (Bodie et al. 2014).



### **3.7 Risiko**

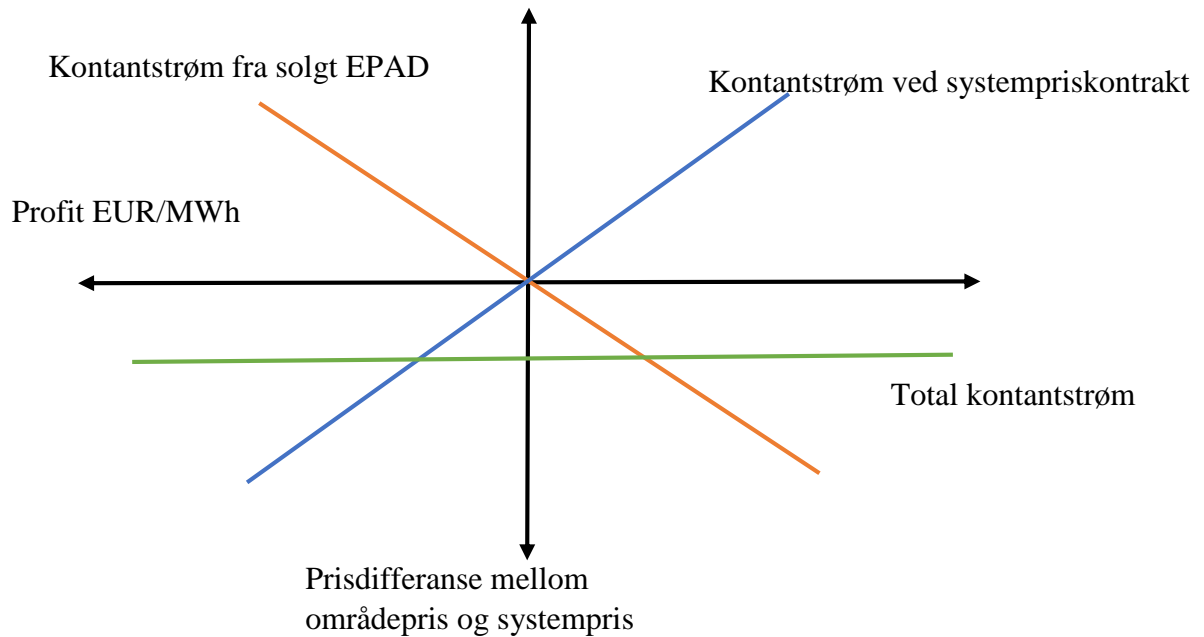
Risiko er at et utfall blir annerledes enn forventet. En risikoavers aktør er en som ønsker å unngå risiko, og tar ikke på seg risiko uten en risikopremie som kompenserer for dette.

Risikopremie er avkastning som kan oppnås utover risikofri avkastning. En risikosøkende aktør vil søke investeringer med en potensiell høy avkastning med tilhørende høy risiko mens en risikonøytral aktør anser størrelsen på avkastningen som viktigere enn størrelsen på risikoen. At markedsaktører har en grad av risikoaversjon gjør at det er et behov for finansielle kontrakter (Bodie et al. 2014).

Aktørene som handler i det finansielle markedet kan deles inn i tre typer. Det er de som ønsker å sikre seg mot variasjoner i elektrisitetsprisene, de som spekulerer på fremtidig pris og de som går inn i markedet kun i den hensikt å finne prissystematikk som muliggjør risikofri avkastning. Spekulanter er viktig i finansielle markeder for å tilføre likviditet og for å fungere som en motpart til de som ønsker å sikre seg mot prisvariasjoner.

### **3.8 Prissikring i det nordiske markedet**

Kjøp og salg av finansielle kontrakter er en strategi for å redusere risiko. Finansielle kontrakter i elektrisitetsmarkedet er forskjellig fra andre finansielle kontrakter ved at de er levert over en periode i stedet for på en spesifikk dag. Disse kontraktene er derfor sammenliknbare med finansielle swapper, der man bytter en variabel fremtidig pris (spotprisen) mot en fast betaling (futures prisen). Mens produsenter kanskje ønsker å selge en del av produksjonen sin i forkant, kan forhandlere og energiintensive selskaper ønske å kjøpe en del av sin etterspørsel i forkant. Begge deler reduserer eksponeringen til fremtidige prisbevegelser (Bodie et al. 2014). Det finnes ulike måter å sikre seg mot prisvariasjoner. Grad av risikoaversjon og behov for forutsigbarhet avgjør hvilken metode som passer for den enkelte. En aktør kan velge å kun sikre seg mot systemprisisikoen ved å handle en futureskontrakt på systemprisen og la områdeprisisikoen være usikret. En kombinasjon av en futures kontrakt på systemprisen og en EPAD kontrakt gir full prissikring i et gitt område og kalles gjerne en EPAD kombo (Entso-E 2012).



Figur 6: Utbetaling fra en EPAD kombi

En EPAD kontrakt er en obligasjon hvor produsenten som har en «short» posisjon (en som skal levere i henhold til kontrakten) forplikter seg til å betale forhandleren, som har en «long» posisjon (en som skal motta i henhold til kontrakten) prisdifferansen mellom områdeprisen og systemprisen, dersom prisdifferansen er positiv. Motsatt forplikter forhandleren seg til å betale produsenten prisdifferansen dersom den er negativ. Figur 6 viser at en EPAD vil generere en profitt som samsvarer med endret prisdifferanse mellom områdepris og systempris. En produsent som har en «short» posisjon i en EPAD kontrakt vil ha en positiv kontantstrøm dersom forskjellen mellom områdeprisen og systemprisen faller (den oransje linjen). Dersom man forutsetter at systemprisen er på det nivået man har forventet og sikret den på, vil utbetalingen fra futures kontrakten på systemprisen være null. Dersom områdeprisen faller og man får en negativ prisdifferanse mellom områdeprisen og systemprisen vil verdien på lokal produksjon være svært lav (den blå linjen). Samtidig vil kontantstrømmen fra EPAD kontrakten være tilsvarende høy (den oransje linjen). Summen av disse to er helt nøytral i forhold til prisdifferansen og derfor også til enhver endring i områdeprisen og systemprisen (Kristiansen 2004).

### 3.9 Etterspørsel etter EPAD kontrakter

Generelt handler likviditet om muligheten for å handle vilkårlige volumer i et marked til rettferdige priser. En del av likviditeten består av transaksjonskostnader som måles i bid-ask spredning. En annen del er hvilken innvirkning store handelsvolumer har på prisen på kontrakten. Et marked anses som likvid dersom store volumer kan handles på kort tid med liten prisendring, og at det finnes et stort antall aktører i markedet som tilbyr og etterspør et produkt (Bodie et al. 2014). Likviditet (eller mangelen på det) anses som en viktig faktor i finansielle markeder. Lav likviditet i finansielle markeder kan være et problem i områder med høy prisvolatilitet da det kan gjøre det kostbart for aktører som ikke har fysisk produksjon i et område til å etablere seg i markedet (Nasdaq 2015c). Likviditet måles ofte som hastighet (churn rate) som defineres som forholdet mellom volumet av alle handler over tidsperioden i et gitt marked over total etterspørsel. I tillegg kan åpen interesse brukes som et mål på likviditet. Åpen interesse er antall åpne kontrakter som ikke har blitt avviklet av en mot-handel eller som er tildelt oppdrag. Likviditet er en egenskap som tildeles et finansielt produkt og ikke en egenskap som tildeles et helt marked. I det nordiske finansielle kraftmarkedet er for eksempel futures kontrakter sett på som svært likvide, mens EPAD kontrakter i enkelte soner er il likvide, det vil si at det kan være vanskelig å finne en kontraktsmotpart (NordREG 2014)

## 4 Data og metode

### 4.1 Beskrivelse av data

Datasettet består av 3654 daglige observasjoner fra 02.01.2006 til 03.01.2016 og inneholder data på åpen interesse, spotpriser, overføringskapasiteter, produksjon, konsum, fyllingsgrad, tilsig, temperatur, andel konsumenter på spotpriskontrakter, priser på kull, olje og priser på CO2 kvoter. Alle analysene er gjort i Stata 14.1/IC. Tabellen nedenfor viser de ulike kildene som dataene er hentet fra.

Tabell 1: Data og kilder

Data	Kilde
Åpen interesse	Nasdaq OMX, hentet fra Montel (2016)
Pris på CO2 kvoter	Montel (2016)
Spotpriser, overføringskapasitet, produksjon, konsum, fyllingsgrad og tilsig	Nord Pool (2016c)
Produksjon fordelt på produksjonstype	svk.se fingrid.fi energinet.dk
Andel husholdninger fordelt på kontraktstype	Statistisk Sentralbyrå (2016)
Temperatur	www.wunderground.com
Pris på olje og kull	eia.doe.gov

Kontraktene som studeres i analysen er månedlige. Siden det er to månedskontrakter som handles samtidig tar jeg kun med den kontrakten som har leveringsperiode i den neste måneden i analysen. Bilaterale avtaler mellom partene er ikke inkludert i analysen. Sverige ble delt opp i fire prisområder fra 01.11.2011, dermed vil prisområde SE referere til hele Sverige før oppdelingen, og Luleå (LUL), Sundsvall (SUN), Stockholm (STO) og Malmø (MAL) referere til de ulike prisområdene etter oppdelingen.

## 4.2 Tidsseriedata

Tidsseriedata karakteriseres ved at dataene er organisert i en tidslinje. For å analysere tidsseriedata er det viktig å anerkjenne at fortiden kan påvirke fremtiden, men ikke motsatt. Utvalgsstørrelsen er antall perioder vi kan observere den variabelen vi er interessert i. En kritisk forutsetning i en regresjonsanalyse hvor tidsseriedata er involvert er at tidsserien som studeres er stasjonær. Det vil si at sannsynlighetsfordelingen er konstant, den har en konstant varians og varierer rundt et langsiktig konstant gjennomsnitt (Wooldridge 2014). Alle de endogene variablene i modellen er stasjonære. Andel spotpriskontrakter, pris på CO<sub>2</sub>, olje og kull er ikke stasjonære men har en trend. Dette har ingen kritisk betydning for resultatene da dette er eksogene forklaringsvariabler.

## 4.3 Vektor auto regressiv modell (VAR)

VAR modeller har vist seg å være svært nyttig for å beskrive dynamisk adferd i økonomiske og finansielle tidsserier, samt for prognostisering. VAR modeller blir i økende grad brukt til å analysere kraftmarkeder, og spesielt for å analysere interaksjonen mellom flere potensielle endogene tidsserier (Se for eksempel: Fell 2008; Ferkingstad et al. 2011; Spodniak et al. 2014). I den klassiske modellen med  $m$  endogene variabler er det  $m$  likninger. Hver likning kan inneholde en eller flere endogene og eksogene variabler. Det bivariate systemet likner på et liknings system hvor hver likning inneholder kun dens egen laggede variabel og de laggede variablene av de andre variablene i systemet. Ingen av de nåværende variablene er inkludert på høyresiden av disse likningene (Wooldridge 2014). I denne analysen ønsker jeg å bruke VAR modellen til å modellere to endogene variabler, etterspørsel etter EPADs, som måles i åpen interesse (OB) og prisdifferanse mellom områdepris og systempris (DSPOT).

## 4.4 Forutsetninger for modellen

For hver pris sone er modellen:

$$y_t = c_1 + \sum_{i=1}^k \varphi_{1i} x_{t-i} + \sum_{i=1}^k \psi_{1i} y_{t-i} + \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^l \beta_{1i,j} z_{j,t-i} + \mu_{1t}$$
$$x_t = c_2 + \sum_{i=1}^k \varphi_{2i} x_{t-i} + \sum_{i=1}^k \psi_{2i} y_{t-i} + \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^l \beta_{2i,j} z_{j,t-i} + \mu_{2t}$$

Hvor  $y_t$  er prisdifferansen mellom områdepris og systempris,  $x_t$  er etterspørselen etter EPAD kontrakter,  $z_{j,t}$  er eksogene forklaringsvariabler uten lineære sammenhenger mellom dem,  $\varphi$  er koeffisient på laggede prisdifferanser,  $\psi$  er koeffisient på laggede åpen interesse,  $\beta_j$  er koeffisient på laggede eksogen variabel  $j$ ,  $c_i$  er konstanter,  $k$  er antall lags på  $x_t, y_t$  og  $z_{j,t}$ ,  $l$  er antall eksogene forklaringsvariabler,  $\mu_{it}$  er feilledd med forventet verdi lik null.

#### 4.5 Prisdifferanse mellom områdeprisen og systemprisen (DSPOT)

DSPOT beskriver om områdeprisen i område  $i$  er høyere eller lavere enn systemprisen, og kan defineres som:

$$DSPOT = pris_i - systempris$$

Tabell 2: Beskrivende statistikk for prisforskjell mellom områdepris og systempris (DSPOT) for alle prisområdene fra 2006 – 2015.

År	OSL	TRO	ARH	CPH	HEL	SE	LUL	SUN	STO	MAL
2006	0,6332	1,6641	-4,4023	-0,0573	-0,0219	-0,4723	-	-	-	-
	2,1669	1,8800	8,5875	8,5085	4,7700	2,3801	-	-	-	-
2007	-2,2010	1,5158	4,4902	5,1022	2,0955	2,3386	-	-	-	-
	3,9301	3,0886	12,3823	9,4667	4,2881	3,9369	-	-	-	-
2008	-5,5926	5,6515	11,7426	11,9248	6,3209	6,4217	-	-	-	-
	6,2039	6,8087	11,4927	11,5621	6,8746	6,7780	-	-	-	-
2009	-1,2666	0,6742	1,0135	4,8440	1,9461	1,9749	-	-	-	-
	2,3101	12,0347	4,3025	11,6270	10,1956	10,1652	-	-	-	-
2010	1,2512	4,9776	-6,8103	3,6490	3,5715	3,7515	-	-	-	-
	6,1273	23,2529	12,0127	25,5793	23,6120	23,2106	-	-	-	-
2011	-0,6806	0,4367	1,1451	2,5909	2,2614	0,7892	-0,0574	-0,0574	0,8706	4,5664
	2,8002	1,7743	11,8014	12,3791	6,0748	2,1929	1,1566	1,1566	2,9126	6,0758
2012	-1,6531	0,2825	5,2305	6,4442	5,4665	-	0,5273	0,5883	1,1323	3,0265
	2,6648	2,2799	9,5457	9,3475	6,8171	-	2,6419	2,6190	3,1420	5,4118
2013	-0,5412	0,8611	0,8314	1,4793	3,0545	-	1,0907	1,0907	1,3497	1,8319
	1,8108	2,1848	21,7064	5,9852	5,5613	-	3,0751	3,0751	3,4289	3,7385
2014	-2,2670	1,9598	1,0729	2,5533	6,2684	-	1,8386	1,8386	2,0303	2,3232
	2,8967	2,9077	6,1266	4,8914	4,5184	-	3,2376	3,2376	3,3647	3,5490
2015	-1,1204	0,2706	1,8529	3,4426	8,7444	-	0,1650	0,1767	0,9993	1,8837
	1,8345	2,0106	6,0643	6,0192	8,4935	-	2,3507	2,3776	2,9307	3,9361
Total	-1,3432	1,8278	1,6160	4,1971	3,9760	2,5145	0,8628	0,8803	1,3555	2,3581
	4,0278	9,2766	12,3392	12,3021	10,0880	11,2636	2,8682	2,8663	3,2302	4,3555
Skew	-1,06	26,05	9,18	10,39	17,63	21,55	2,14	2,14	2,49	2,07
Kurt	26,93	912,46	295,36	260,39	555,41	622,75	12,81	12,81	10,99	7,69

Forklaring: Gjennomsnitt/sd

Tabellen viser gjennomsnittlig daglig prisforskjell i de ulike sonene fra 2006 – 2015. I analyseperioden er Oslo den eneste pris sonen med gjennomsnittlig negativ prisforskjell på -1,34 EUR/MWh. Størst gjennomsnittlig prisforskjell er i København med gjennomsnittlig 4,19 EUR/MWh, men Helsinki har også en høy prisforskjell på gjennomsnittlig 3,98 EUR/MWh. De danske sonene, Helsinki og Sverige før oppdelingen i fire soner har høye standardavvik sammenliknet med de norske sonene og de svenske etter oppdelingen i fire soner.

Skjevhet og kurtosis sier noe om fordelingen til variablene. En kurtosis større enn null indikerer at sannsynligheten for ekstremutfall og dager med lik prisforskjell (enten positiv eller negativ) er større enn ved normalfordelingen. En høy positiv skjevhet indikerer at sannsynligheten for positive prissjokk er tilstede (Bodie et al. 2014). Tromsø, Århus, København, Helsinki og Sverige (SE) har alle hatt enkelt tilfeller med svært høye priser, og standardavviket i disse områdene er også større enn for Oslo, Luleå, Sundsvall, Sockholm og Malmø, som ikke har hatt noen ekstreme prissjokk i perioden. For Sverige (SE), Helsinki, Tromsø og København er det spesielt tre dager i 2010 hvor områdeprisene var svært høye. Dette skyldes vedlikehold på kjernekraftverk i Sverige som ga stort produksjonsunderskudd, samtidig som at dette var kalde vinterdager der etterspørselen etter elektrisitet var høy. Tabellen viser at standardavvikene i 2010 var høyere enn snittet i disse prisområdene. Prisene i Tromsø ble også påvirket av dette, men ikke i like stor grad som i de andre prisområdene. Århus opplevde ikke noen store pristopper i disse dagene, men her er det spesielt en dag i 2013 som prisen har vært ekstremt høy.

Som forklaringsvariabler i regresjonene for prisdifferanse vil jeg bruke ulike variabler som antas å påvirke spotprisen i markedet: Andel produksjon med vannkraft vindkraft, termisk kraft (olje, gass og kull), kombinerte varme og kraftproduksjonsverk (CHP), overføringskapasiteter for eksport og import fra og til de ulike pris sonene, avvik fra normal fyllingsgrad, avvik fra normalt tilsig til vannmagasinene, oppvarmingsgrader, pris på olje og kull og CO2 kvoter. I regresjonene for Norge vil jeg også inkludere en industriproduktivitetsindeks samt andel av husholdningene som har priskontrakter knyttet opp mot spot prisen.

*Andel elektrisitet produsert ved vannkraft (% av total produksjon)*

Fordi vann kan lagres i vannmagasiner kan vannkraft reguleres ved behov. I tillegg gjør de lave kostnadene forbundet ved å endre produksjonen i et vannkraftverk at vannkraft kan regulere prisvolatilitet som oppstår ved produksjon med blant annet vindkraft og termisk kraft (Førsund 2007).

*Andel elektrisitet produsert ved vindkraft (% av total produksjon)*

Vindkraft er en attraktiv energikilde på grunn av lave og stabile produksjonskostnader. Den er uregulerbar og kraften må produseres når forholdene ligger til rette for det. Økt bruk av vindkraft fører til mer volatile priser og usikkerhet i elektrisitetsmarkedene (Decker 2015).

*Andel elektrisitet produsert ved termisk kraft (% av total produksjon)*

Termiske kraftverk er basert på fossile energikilder slik som for eksempel kull og gass. Kull og gass må kjøpes inn og har en kostnad. Selv om termiske kraftverk er regulerbare, er det knyttet en kostnad til å stoppe og starte produksjonen (Førsund 2007). Termisk kraftproduksjon påvirkes av prisene på innsatsfaktorene, slik som olje og kull. Prisene på CO<sub>2</sub> kvoter vil også påvirke marginalkostnadene til termiske kraftverk. Termiske kraftverk i Sverige er gasskraftverk som kun startes opp ved behov.

*Andel elektrisitet produsert ved kjernekraftverk (% av total produksjon)*

I Finland og Sverige er en betydelig andel av produksjonen kjernekraft. Kjernekraft kjennetegnes ved at man kan produsere store mengder energi på en rask og effektiv måte. Den er regulerbar, men det er kostnader knyttet til å regulere produksjonen opp og ned. Derfor kan det lønne seg å ha en jevn produksjon, selv når strømprisen er lav (Førsund 2007). Kjernekraft har lavere driftskostnader enn termiske kraftverk, men er omstridt fordi det produserer kjemisk avfall og risiko for at ulykker kan oppstå.

*Elektrisitet produsert ved kombinerte varme- og kraftproduksjonsanlegg (CHP) (% av total produksjon)*

CHP er kombinerte varme- og kraftproduksjonsanlegg som bruker gass, biogass eller avfall for å produsere fjernvarme og elektrisitet. Disse er svært fleksible og kan reguleres opp og ned ved behov. Disse finner vi i Danmark, Finland og Sverige.



### *Overføringskapasitet (MW)*

Flaskehalsen på eksport og import hindrer prisjustering og gjør at prisene i det ulike områdene kan bli forskjellig. Flaskehalsen bestemmer også graden av konkurranse mellom produsenter (Mirza & Bergland 2015), og utgjør en signifikant risiko for aktørene i markedet. Spesielt for de som kjøper elektrisitet i et område og selger i et annet område.

### *Fyllingsgrad i vannmagasinene (% av kapasitet)*

Produksjon av vannkraft påvirkes av fyllingsgraden i vannmagasinene. Avvik mellom normalisert fyllingsgrad og faktisk fyllingsgrad (DRLEV) måler om det er knapphet på vann. Økt positiv differanse forventes å gi økte priser.

### *Tilsig til vannmagasinene (GWh):*

Tilsig påvirker fyllingsgraden i vannmagasinene i tillegg til produksjonen av uregulerbar elvekraft. Tilsig har sesongvariasjoner med størst tilsig på våren ved snøsmelting og på høsten med høstregnet. Usikkerheten i mengde tilsig fører til prisvolatilitet i markedet. Avvik mellom normalisert tilsig og faktisk tilsig (DINFL) måler om det er knapphet på vann. En positiv differanse forventes å gi økte priser.

### *Oppvarmingsgrader:*

Skift i etterspørselskurven påvirker elektrisitetsprisene og kan forårsake plutselige pristopper i perioder (Lucia & Schwartz 2002). Siden mye av oppvarmingen i Norden går på elektrisitet vil konsumet påvirkes av temperaturen. Oppvarmingsbehovet forventes å stige ved temperaturer under 17 °C. Oppvarmingsgrader er definert som antall grader under 17 °C ganget med hvor mange timer i løpet av døgnet dette skjer. I perioder med mange timer under 17 °C forventes det høyere etterspørsel etter elektrisitet, mens oppvarmingsbehovet ikke forventes å reduseres når temperaturen stiger fra 17 °C og oppover (Holstad & Pettersen 2011).

### *Industriproduktivitetsindeks (IPI)*

IPI er en produktivitetsindeks som måler økonomisk aktivitet i alle industrisektorer og vil reflektere både sesongvariasjoner og konjunktursvingninger. I perioder med høy aktivitet forventes det høyere etterspørsel etter elektrisitet og høyere priser.

*Dummy variabel for helgedager:*

Variabel som fanger opp variasjonen over uken i spot prisen. Prisen varierer ofte med høyere priser på hverdagene og lavere priser i helgene. Variabelen har verdien 1 for lørdag og søndag og 0 for mandag til fredag.

*Spotpriskontrakter (% av totalen):*

Forbrukere med kontrakter knyttet opp mot spot prisen forventes å absorbere en større andel av prissvingningene enn konsumenter som har kontrakter med en fast pris. Lavere eksponering til prisrisiko forventes å redusere etterspørselen etter finansielle prissikringskontrakter. Siden tallene er på kvartalsbasis gjøres disse om til daglige observasjoner ved at alle dager innenfor det samme kvartalet får like verdier.

*Prisvolatilitet*

Prisvolatilitet antas også å påvirke etterspørselen etter finansielle kontrakter. Prisvolatilitet sier noe om hvor mye prisen endrer seg i gjennomsnitt over en gitt periode, og måles vanligvis i standardavvik (Bodie et al. 2014). Standardavviket er rullert over 4 uker (28 dager) hvor en observasjon tilsvarer standardavviket de foregående 4 ukene.

#### 4.6 Etterspørsel etter EPAD kontrakter (OB)

I regresjonene for etterspørsel etter EPAD kontrakter bruker jeg variabler som antas å påvirke etterspørselen etter finansielle kontrakter. EPAD kontrakter har til hensikt å sikre prisdifferansen mellom områdeprisen og systemprisen, dermed forventer jeg at en større prisdifferanse vil øke etterspørselen etter EPAD kontrakter. Jeg forventer også at økt prisvolatilitet påvirker øker etterspørselen etter EPAD kontrakter. I de norske prisområdene vil også andel spotpriskontrakter inkluderes. Økt andel spotpriskontrakter forventes å redusere etterspørselen etter finansielle kontrakter.

Tabell 3: Beskrivende statistikk for åpen interesse (OB) for alle pris områdene i perioden 2006 - 2015.

Område	Observasjoner	Gjennomsnitt	Standardavvik	Min	Maks
OSL	3654	206	184	0	676
TRO	1586	55	54	0	198
HEL	2986	1568	1119	0	3407
ARH	2986	455	371	0	1286
CPH	3654	206	173	0	795
SE	2129	2283	1643	0	6025
LUL	1525	107	90	0	354
SUN	1525	236	155	0	687
STO	1525	1981	1307	0	4459
MAL	1525	212	157	0	618

Tabellen viser at det har vært størst etterspørsel i Sverige før de ble delt opp i fire soner. Her har etterspørselen vært 2283 kontrakter gjennomsnittlig per dag, som tilsvarer 2283 MW. I perioden etter at Sverige ble delt opp i fire soner er det Stockholm som har hatt høyest etterspørsel med gjennomsnittlig 1981 kontrakter per dag. Helsinki har også har en høy etterspørsel etter EPADs relativt til de andre områdene med gjennomsnittlig 1568 kontrakter per dag, mens København har hatt høyest etterspørsel av de danske sonene med gjennomsnittlig 455 kontrakter daglig. Oslo, Tromsø, Århus, Luleå, Sundsvall og Malmø har hatt lav etterspørsel sammenliknet med de andre prisområdene i perioden.

## 4.7 Beskrivende statistikk

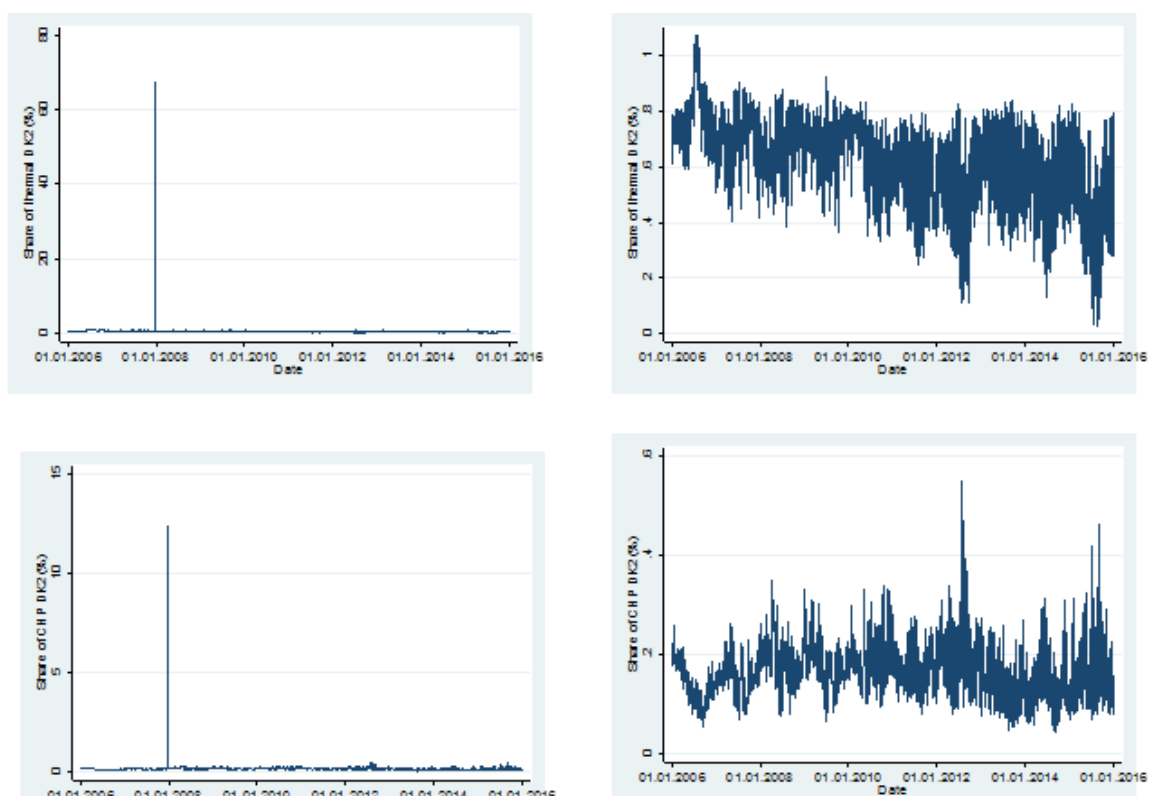
Tabell 4: Beskrivende statistikk 2006 - 2015, forklaringsvariabler for alle prisområder

Variabel	OSL	TRO	HEL	ARH	CPH	SE	LUL	SUN	STO	MAL
<b>Total produksjon (GWh)</b>	148,90	45,56	192,05	61,26	30,91	387,00	58,96	115,81	229,07	20,44
<b>Andel Vannkraft (%)</b>			0,2058			0,4238	0,9218	0,8882	0,1428	0,2196
<b>Andel Vindkraft (%)</b>			0,0620			0,1166	0,0561	0,0626	0,0402	0,0925
<b>Andel Termisk kraft (%)</b>			0,0096	0,3099	0,2072	0,0178	0,0486	0,0639	0,0514	0,4020
<b>Andel CHP (%)</b>			0,0086	0,2104	0,1640	0,0170	0,0431	0,0550	0,0342	0,1934
<b>Andel Kjernekraft (%)</b>			0,1493	0,5022	0,6216	0,0017	0,0001	0,0000	0,0005	0,0017
<b>Eksport-kapasitet (MW)</b>	3056	530	2168	2537	2220	5540	4885	10607	15211	3604
<b>Import kapasitet (MW)</b>	1040	166	624	559	488	969	427	592	851	361
<b>Prisvolatilitet</b>	3,8267	5,7107	7,3149	8,0203	9,0765	7,3498	4,4758	4,4857	5,0962	5,9149
<b>DRLEV (%)</b>	3,2825	9,5266	8,9893	7,0698	9,2058	11,3118	2,7541	2,7500	2,9808	3,1729
<b>DINFL (GWh)</b>	0,0089		-0,0024			0,0255			-0,0317	
<b>Oppvarmingsgrader</b>	0,0856		0,0873			0,0803			0,0681	
<b>Andel spotpris-kontrakter (%)</b>	-65,740		-9,710			62,556			-18,142	
<b>Helgedager</b>	1064,573		106,626			623,406			535,391	
<b>IPi</b>	12,72		12,18	9,04	8,80	11,15	14,52	13,42	11,09	9,73
<b>Pris på olje (EUR)</b>	8,28		8,69	6,20	6,22	7,97	9,28	7,92	7,12	6,17
<b>Pris på kull (EUR)</b>	0,5400		0,1313							
<b>Pris på CO2 (EUR)</b>	0,2857		0,4518							
<b>Pris på olje (EUR)</b>	113,50									
<b>Pris på kull (EUR)</b>	13,74									
<b>Pris på CO2 (EUR)</b>	115,26									
<b>Pris på CO2 (EUR)</b>	38,22									
<b>Pris på CO2 (EUR)</b>	121,89									
<b>Pris på CO2 (EUR)</b>	46,46									
<b>Pris på CO2 (EUR)</b>	13,37									
<b>Pris på CO2 (EUR)</b>	6,85									

Forklaring gjennomsnitt/sd

Tabell 2 viser beskrivende statistikk for alle forklaringsvariablene. Gjennomsnittet er et daglig gjennomsnitt fra 2006 – 2016. Norge består hovedsakelig av vannkraft. I Sverige er det høyest andel vannkraftproduksjon i Luleå og Sundsvall, med 92,18% og 88,82% av total produksjon i området. Stockholm domineres av kjernekraft, mens Malmø har en høy andel vindkraftproduksjon, samt en del termisk kraftproduksjon (CHP). Malmø har en relativ lav produksjon sammenliknet med de andre svenske områdene. Finland har noe vannkraft, men er svært avhengig av termisk kraftproduksjon, CHP, og kjernekraft. Vindkraftproduksjonen i Finland har vært liten i analyseperioden. I Danmark har vindkraft og termisk kraft vært dominerende i perioden. Produksjonen i Århus er større enn produksjonen i København.

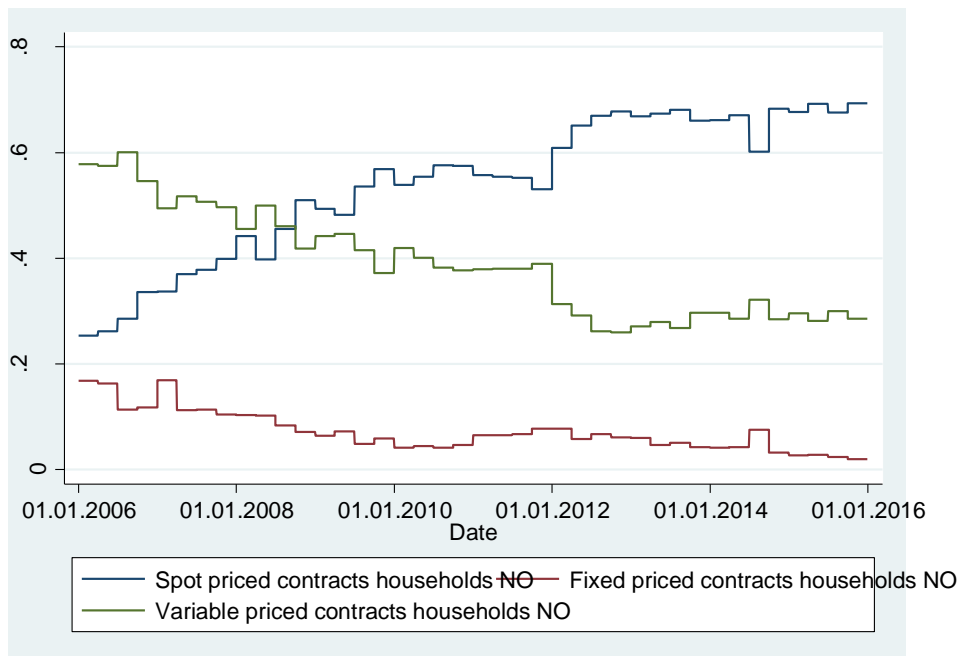
Det er oppdaget to avvikende observasjoner («uteliggere») for andel produsert med termisk kraft og andel produsert med CHP i København. Begge observasjonene er knyttet til dato 21.12.2007 hvor en observasjon på total produksjon var svært lav. Jeg anser dette som en feil i dataene og tar derfor ut disse fra analysen. Figur 7 viser andel termisk kraft og andel CHP før og etter at observasjonene er fjernet.



Figur 7: Andel produsert termisk kraft og andel produsert med CHP i København før og etter fjerning av "uteliggere".

De danske prisområdene har hatt en høy prisvolatilitet sammenliknet med de andre prisområdene. Dette skyldes hovedsakelig den høye andelen vindkraftproduksjon i

kombinasjon med termisk kraftproduksjon. Lavest prisvolatilitet er det i Oslo noe som skyldes vannkraftproduksjon. Tromsø har også bare vannkraftproduksjon, men her har prisvolatiliteten vært noe høyere. Dette kan komme av at overføringskapasiteten fra Tromsø og sørover er svært liten. Tromsø har hatt en svært liten eksportkapasitet i forhold til importkapasitet i perioden. Det er også en stor overføringskapasitet mot Sundsvall, og dermed vil svensk prisvariasjon påvirke prisvolatiliteten her. De svenske prisområdene har hatt de høyeste gjennomsnittlige overføringskapasitetene. Data for andel konsumenter på spotpriskontrakter har bare vært mulig å oppdrive for Norge, og fra 2006 – 2015 har gjennomsnittlig 54% av husholdningene hatt spotpriskontrakter. Andel spotpriskontrakter viser en økende trend, hvor andelen var 69,3% siste kvartalet i 2015 (figur 8).



Figur 8: Andel husholdninger med fastpris, variabel pris og spot-priskontrakter 2006 – 2015

Jeg bruker en «ovenfra og ned» metode for å velge hvilke variabler som jeg tar med i de ulike regresjonene. Når jeg estimerer modellen inkluderer jeg først alle variabler jeg tror kan ha en påvirkning på den avhengige variabelen i regresjonsmodellen. Deretter tar jeg ut variabler på bakgrunn av høy korrelasjon og signifikansnivå. Jeg ser først på korrelasjoner, og ut ifra dette tester jeg ut et sett med variabler i regresjonsmodellene. Deretter luker jeg ut en og en variabel. Jeg begynner med de med høyest p-verdi til jeg står igjen med variabler med en  $p < 0,2000$ . Dette betyr at det er minst 80% sikkert at de har en signifikant påvirkning på variabelen som forklares. For å bestemme antall lags i modellen starter jeg først med ett lag på alle forklaringsvariabler. Jeg bruker t-test for å teste om det første lagget er signifikant på 1%

nivå. Dersom det er det legger jeg til ett og ett lag til det neste lagget ikke lenger er signifikant.

#### **4.8 Statistiske tester**

VAR estimatoren er konsistent dersom det ikke er autokorrelasjon eller heteroskedastisitet i feilledet. Fordelen med denne estimatoren er at den tar hensyn til at feilledene i likningene kan være korrelerte. Dersom residualene er heteroskedastiske vil OLS estimatoren med robuste standardfeil være en bedre estimeringsmetode.

##### **4.8.1 Test for autokorrelasjon og valg av antall lags**

Autokorrelasjon er når residualene i to forskjellige perioder er korrelerte. Dette gjør at estimatene i modellen er systematisk forskjellig fra virkeligheten, slik at modellen gir skjeve estimater (Wooldridge 2014). Residualene er testet for autokorrelasjon ved hjelp av Breusch-Godfrey LM test. Nullhypotesen er ingen autokorrelasjon. Jeg har brukt t-test for å teste for hvor mange lags som inkluderes i regresjonen. Siden markedet forventes å være effisient er det ikke nødvendig å ta med for mange lags da disse tar opp frihetsgrader. Jeg har startet på 1 lag og valgt det antall lags som er signifikante i henhold til t-testen.

##### **4.8.2 Test for heteroskedastisitet**

Dersom residualene ikke har konstant varians for alle forklaringsvariablene har man heteroskedastisitet. Heteroskedastisitet vil gi korrekte parameterestimatorer, men feil standardavvik som t-testene bygger på (Wooldridge 2014). Jeg har brukt Breusch-Pagan testen og Whites testen for å teste residualene for heteroskedastisitet. Testene viser at residualene er heteroskedastiske og jeg har derfor estimert alle regresjonene med OLS med robuste standardfeil.

##### **4.8.3 Test for modellspesifikasjon**

For å teste om regresjonene er riktig spesifiserte bruker jeg en Ramsey RESET test. Feilspesifikasjon kan være utelatte variabler eller ikke linearitet. Nullhypotesen er at regresjonen ikke er feil spesifisert. Resultatene viser at regresjonene for DSPOT kan være feilspesifisert. Regresjonen for Malmø er ikke signifikant på 10% nivå. I regresjonene for OB er regresjonene for Helsinki, Århus, Sverige (SE), Luleå og Sundsvall signifikante på 10% nivå, mens regresjonene for København, Oslo, Tromsø og Stockholm ikke er signifikante, og dermed virker rett spesifisert.

## 5 Resultater og diskusjon

Resultatene fra modellen er oppsummert i tabellene 5 og 6, og viser koeffisientene samt standardfeilen til estimatene. Avvik fra normal fyllingsgrad og avvik fra normalt tilsig i begge de danske prisområdene referer til fyllingsgrad og tilsig i Norge. Disse er tatt med da jeg antar at vannkraftproduksjon også påvirker prisene i Danmark. Jeg har valgt å definere en variabel som signifikant dersom den ligger innenfor 10% signifikansnivå. Variabler som ikke er signifikante i regresjonene har p-verdi mellom 0,1 og 0,2. Variabler med p-verdi  $> 0,2$  er ikke inkludert i regresjonene. Antall lags ( $k$ ) av den avhengige variabelen i de ulike regresjonene er oppgitt i parentes. De fleste forklaringsvariablene har en lag, utenom andel kjernekraft i Sverige og prisvolatilitet som jeg i noen regresjoner har måtte ta hensyn til flere lags grunnet autokorrelasjon. Laggede verdier fra lag 2 og utover er oppsummert i tabell 8 i vedlegg A.

For å undersøke om de laggede verdiene av forklaringsvariablene påvirker etterspørselen etter EPADs har jeg testet for Granger kausalitet. Vi sier at en forklaringsvariabel Granger forårsaker den avhengige variabelen dersom den avhengige variabelen bedre kan predikeres ved å bruke historiske verdier både for forklaringsvariablene og den avhengige variabelen, enn ved å kun bruke den avhengige variabelen alene. Nullhypotesen er at forklaringsvariablene ikke Granger forårsaker den avhengige variabelen, og jeg bruker en F-test for å undersøke denne hypotesen. Denne testen sier ingenting om faktiske årsakssammenhenger, men om prognoseevnen til modellen (Wooldridge 2014).

### 5.1 Resultater for prisdifferanse (DSPOT)

Resultatet fra regresjonene er oppsummert i tabell 5. I hvilken grad økte (lavere) priser gir en større (lavere) prisdifferanse er avhengig av om områdeprisen i utgangspunktet over eller under systemprisen. Økt (lavere) områdepris relativt til systemprisen i områder som ligger over systemprisen vil reflekteres i en økt (mindre) prisdifferanse. Økt (lavere) områdepris i områder som har en pris som ligger under systemprisen vil økt pris reflekteres i en mindre (større) prisdifferanse.



Tabell 5: Resultater fra VAR modellen, estimater og standardfeil for regresjoner for DSPOT

Variabel / k	SE	LUL	SUN	STO	MAL	HEL	ARH	CPH	OSL	TRO
	7	7	7	7	1	7	6	7	7	9
L1. DSPOT	0,1813 0,0705	0,3921 0,0648	0,3893 0,0648	0,4691 0,0649	0,6027 0,0366	0,2639 0,0824	0,3021 0,1564	0,3547 0,0632	0,6444 0,0681	0,4254 0,0676
L1. OB		0,0012 0,0007	0,0006 0,0003	0,0001 0,0000			-0,0009 0,0006			0,0019 0,0009
Prisvolatilitet						-0,0866 0,0305	-0,1615 0,0552	-0,7231 0,3346		
Vannkraftproduksjon (GWh)										-0,0084 0,0049
Andel vannkraft					-4,5638 1,2608					
Andel kjernekraft (SE)	-17,6359 5,4727	-10,7853 2,2997	-11,1477 2,3674	-3,0054 1,0538	-4,3853 1,8835	-10,6991 3,2126	-17,8516 14,8183	-14,6440 3,9853	1,1051 0,6950	-2,5622 0,8190
Andel vindkraft (DK1)		-0,5266 0,2330	-0,4766 0,2403	-0,6272 0,3188	-1,2643 0,5659			-1,3882 0,8599		-0,2864 0,2035
Andel vindkraft	-48,2337 9,1379									
DRLEV		2,1018 0,8714	1,3058 0,9519				-19,0787 4,0007	-8,2104 2,8827	1,5662 0,6615	
DINFL	0,0010 0,0002		0,0002 0,0001		-0,0003 0,0002	0,0015 0,0012			0,0001 0,0000	
Importkapasitet	-0,0004 0,0003			-0,0001 0,0001	-0,0003 0,0001	0,0007 0,0003	-0,0009 0,0005	-0,0010 0,0002	0,0000 0,0000	
Andel spotpriskontrakt										2,2319 1,0792
IPI									0,0047 0,0027	
Pris CO2					0,2874 0,0776	0,0430 0,0165				
Pris på kull							0,0118 0,0046	0,0132 0,0026		
Pris på olje	0,0343 0,0052	0,0027 0,0017	0,0027 0,0018		0,0117 0,0029	0,0085 0,0026			-0,0033 0,0014	0,0048 0,0014
Oppvarmingsgrader		-0,0225 0,0068	-0,0281 0,0079	-0,0251 0,0114	-0,0810 0,0171				0,0181 0,0093	-0,0232 0,0092
Helge dummy		0,3424 0,1413	0,3554 0,1415	0,1904 0,1501	0,6660 0,1995		-1,1966 0,7768	0,7709 0,6560	-0,4862 0,1249	
Konstant	7,7828 1,9254	1,3162 0,3919	1,4857 0,4557	3,9682 1,3649	4,7722 1,8122	2,7972 1,7065	2,1748 1,5772	9,3634 2,0376	-1,0070 0,4359	-0,2821 0,9448
N	2122	1485	1485	1485	1491	3593	2952	3592	3592	1552
r2	0,1635	0,6008	0,5995	0,5270	0,4649	0,2445	0,3977	0,3466	0,7140	0,5572

Forklaring: b/se

De viktigste driverne for prisdifferansen virker å være lokal produksjon og lokal etterspørsel. Sverige har en stor andel kjernekraft som forventes å påvirke prisene i det nordiske markedet. Likeledes er det en stor vindkraftproduksjon i Århus som også forventes å påvirke prisenivået i Norden. Derfor er andel kjernekraft i Sverige og andel vindkraft i Århus også inkludert i regresjonene for de andre områdene. Resultatene antyder at kjernekraften i Sverige har hatt spesielt stor betydning for prisdifferansen. En redusert andel kjernekraft i Sverige forventes å øke prisene, og resultatene viser at prisdifferansen har økt i de fleste prisområdene. Områdeprisen i Oslo ser ikke ut til å ha blitt påvirket i like stor grad. Her er også estimatet

positivt, noe som antyder at redusert andel kjernekraft i Sverige har redusert prisdifferansen i dette område. Økt andel vindkraft forventes å gi lavere og mer volatile priser. Resultatet antyder at prisdifferansen har blitt redusert i de svenske prisområdene etter oppdelingen, i København og i Tromsø. Lavere pris som følge av økt vindkraft i Sverige før oppdelingen, tyder også på at prisdifferansen har blitt redusert i dette området.

Siden det nordiske markedet består av en stor andel vannkraftproduksjon, er avvik fra normal fyllingsgrad og tilsig inkludert i regresjonene. Lavere fyllingsgrad og lavere tilsig enn normalt forventes å gi økte priser som reflekterer at vannet er begrenset. Avvik fra normal fyllingsgrad i Norge er inkludert i regresjonene i de danske områdene, da jeg forventer at vannkraftproduksjonen i Norge vil ha innvirkning på prisene i Danmark. Fyllingsgraden i Norge ser ut til å ha hatt særlig stor betydning for de danske prisområdene i perioden, hvor estimatet antyder at prisdifferansen har blitt redusert som følge av lavere fyllingsgrad enn normalt i Norge. Dette kan tolkes som at fyllingsgraden påvirker systemprisen mer enn områdeprisene i Danmark, slik at prisdifferansen reduseres. I Sundsvall, Stockholm og Oslo har en lavere fyllingsgrad enn normalt økt differanse til systemprisen. Estimaten for lavere tilsig enn normalt er små, men signifikant på 1% nivå i Sverige før 01.11.2011 og 5% nivå i Oslo. Dette antyder at lavere tilsig enn normalt har gitt økt prisdifferanse i disse områdene. Malmø har en liten andel vannkraftproduksjon som har en nedadgående trend gjennom analyseperioden. De er også mer avhengig av termisk kraftproduksjon enn de andre svenske prisområdene. Estimaten antyder at redusert vannkraftproduksjon i dette prisområdet har økt prisdifferansen mellom områdeprisen og systemprisen. Produksjonen i Tromsø justeres i stor grad etter etterspørselen etter elektrisitet. Resultatet antyder at redusert produksjon øker prisdifferansen også her.

Lokal etterspørsel etter elektrisitet virker også å være en viktig faktor for prisdifferansen. Etterspørselen forventes å stige i kalde perioder og dermed øke spotprisene. Resultatene antyder at prisdifferansen reduseres i de svenske prisområdene og i Tromsø mens differansen har blitt mindre i Oslo. Dette kan tolkes som at områdeprisene øker mindre enn systemprisen som følge av økt etterspørsel. IPI var signifikant i regresjonen for Oslo. Estimaten antyder at prisdifferansen har økt som følge av høyere aktivitet i industrien i perioden. Importkapasitet har også hatt en effekt på prisdifferansen. Estimaten er små, men signifikante i Malmø, Helsinki, København og Oslo. Estimaten antyder at økt importkapasitet har redusert

prisdifferansen i Sverige før oppdelingen, i Stockholm, Malmø og København, mens prisdifferansen har økt i Helsinki og Oslo.

Andel spotpriskontrakter er signifikant på 5% nivå i regresjonen for Tromsø. Resultatet antyder at en økt andel husholdninger på spotpriskontrakter har økt prisdifferansen i dette området i perioden. Dette kan antyde at områdeprisen har økt som følge av at flere konsumenter har «overtatt» prissikoen fra forhandlerne av elektrisitet. Pris på olje, kull og CO2 påvirker marginalkostnadene ved termisk kraftproduksjon og påvirker dermed også spotprisene ved at økt pris på innsatsfaktorer gir økte spotpriser. Resultatene antyder økt prisdifferanse i Sverige før oppdelingen, Stockholm, Malmø, Helsinki, begge de danske prisområdene og i Tromsø. I Oslo antyder resultatet at prisdifferansen har blitt lavere i perioden som følge av økte priser på innsatsfaktorer.

Prisvolatilitet er også inkludert i regresjonene der den har vært signifikant. Jeg forventet at økt prisvolatilitet vil gi en større prisdifferanse, men resultatene tyder på det motsatte. Økt prisvolatilitet kan i de danske prisområdene relateres til vindkraft som gir lavere priser og lavere prisdifferanse. I Finland er variasjonen i prisene større og de er mer avhengig av termisk kraftproduksjon. Volatiliteten i Finland kan dermed i større grad knyttes opp mot lokal produksjon og lokal etterspørsel.

## **5.2 Resultater for etterspørsel etter EPAD kontrakter (OB)**

Resultatet fra regresjonene er oppsummert i tabell 6. EPAD kontrakter har til hensikt å gi aktørene i markedet en mulighet til å sikre seg mot prisdifferansen mellom områdeprisen og systemprisen. En stor differanse, enten negativ eller positiv, vil antas å øke behovet for denne type kontrakter. Økt prisvolatilitet forventes å øke behovet for prissikringskontrakter, og også EPAD kontrakter. Økt andel spotpriskontrakter forventes å redusere etterspørselen etter prissikringskontrakter og EPADs.

Tabell 6: Resultater fra VAR modellen, estimater og standardfeil for regresjoner for etterspørsel etter EPAD kontrakter (OB)

Variabel/k	SE	LUL	SUN	STO	MAL	HEL	ARH	CPH	OSL	TRO
	2	2	2	2	2	2	2	2	3	1
<b>L1. OB</b>	0,8128	0,8201	0,8903	0,8598	0,8800	0,8424	0,8141	0,8153	0,8402	0,9483
	0,0652	0,0662	0,0321	0,0447	0,0434	0,0409	0,0520	0,0576	0,0494	0,0107
<b>L2. OB</b>	0,1402	0,1208	0,0479	0,0784	0,0595	0,1018	0,1385	0,1386	0,1390	
	0,0651	0,0664	0,0311	0,0438	0,0426	0,0406	0,0518	0,0583	0,0628	
<b>L3. OB</b>									-0,0339	
									0,0272	
<b>L1. DSPOT</b>		-0,5422	-1,2398	-7,4214						-0,2561
		0,2776	0,5156	3,8400						0,1426
<b>Prisvolatilitet</b>									-0,4578	
									0,2875	
<b>Trend</b>									-0,0032	0,0028
									0,0010	0,0011
<b>Konstant</b>	108,0227	6,9118	14,3337	131,2230	14,4226	88,4794	21,6826	9,3413	18,7109	-4,8253
	19,9005	1,5117	2,9593	25,8774	2,8698	12,6831	3,3372	1,5375	3,5996	2,6480
<b>N</b>	2127	1524	1524	1524	1525	2984	2984	3652	3626	1585
<b>r2</b>	0,8951	0,8728	0,8779	0,8768	0,8759	0,8812	0,8955	0,9014	0,9007	0,9147

Forklaring b/se

Resultatet antyder at en økt positiv prisdifferanse i Luleå, Sundsvall, Stockholm og Tromsø har redusert etterspørselen etter EPAD kontrakter i disse områdene. Samtidig tyder estimatene på at en økt negativ prisdifferanse har økt etterspørselen. Dette antyder at en økt områdepris relativt til systemprisen har gitt lavere etterspørsel etter EPAD kontrakter, mens en lavere områdepris relativt til systemprisen har økt etterspørselen etter EPAD kontrakter. Resultatene er signifikante på 5% og 10% nivå. Prisvolatilitet ser dermed ikke ut til å påvirke etterspørselen etter EPAD kontrakter. Prisvolatilitet var ikke signifikant under 20% nivå i de aller fleste prisområder, og dermed ikke blitt inkludert i regresjonene. I regresjonen for Oslo er variabelen inkludert men har en p-verdi på mellom 10% og 20%, og er dermed ikke statistisk signifikant. Resultatene antyder at prisvolatilitet kan ha hatt en påvirkning på etterspørselen i dette området, og at økt prisvolatilitet har redusert etterspørselen etter EPAD kontrakter. Andel spotpriskontrakter var heller ikke signifikant i noen av de norske prisområdene. Jeg la til en trend i regresjonene da andel spotpriskontrakter viser en økende trend i perioden. Resultatet viser en sterk signifikant negativ trend i begge de norske prisområdene.

### 5.3 Diskusjon

Denne oppgaven har blant annet sett på hva som påvirker prisdifferansen mellom områdeprisen og systemprisen. Prisen på elektrisitet har stor betydning for produsenter og forhandlere og påvirker inntekter og kostnader direkte. Det er derfor viktig for aktørene i markedet å ha en mulighet til å sikre seg mot prisrisiko. Tidligere studier har vist at markedet for EPAD kontrakter har en betydelig risikopremie som taler for at aktørene i dette markedet er risiko averse (Kristiansen 2004; Marckhoff & Wimschulte 2009; Spodniak et al. 2014). Dette tyder på at det er et behov for finansielle kontrakter.

Prising av overføringskapasitet og håndtering av flaskehals i overføringsnettverket, er identifisert til å være viktige elementer for konkurransedyktige kraftmarkeder (Newbery 2011). Prising av flaskehals sender økonomiske signaler for investering i ny overføringskapasitet og produksjon. Målet med å integrere kraftmarkeder er en effektiv deling av ressursene som på sikt skal eliminere prisforskjeller mellom områder (ACER 2011). Systematiske prisforskjeller mellom prisområder vil påvirke hele det nordiske markedet gjennom forskjeller i overskudd for produsenter og forhandlere, redusert samfunnsøkonomisk overskudd og redusert økonomisk vekst (Spodniak et al. 2013). Tidligere studier på hva som påvirker prisdifferansen viser at prisdifferansen i hovedsak drives av lokal etterspørsel, lokal fyllingsgrad i vannmagasiner (Botterud et al. 2010; Kristiansen 2012; Marckhoff & Wimschulte 2009) og forsyningssikkerhet (Spodniak et al. 2013). En finansiell markedsaktør vil ofte foretrekke å handle futures kontrakter på systemprisen, da denne type kontrakt ikke krever noe kunnskap om lokale forhold og overføringskapasiteter. En lokal produsent eller en forhandler som enten selger eller kjøper elektrisitet til den lokale områdeprisen, kan foretrekke å handle EPAD kontrakter (Spodniak et al. 2014).

Malmø, København og Helsinki har hatt de gjennomsnittlige høyeste positive prisforskjellene i perioden. Alle disse tre områdene er svært avhengig av termisk kraftproduksjon (NordREG 2014) som gir disse områdene en relativ ulempe mot vannkraft dominerte områder, og områder som subsidierer fornybar kraftproduksjon (Spodniak et al. 2013). Områdeprisrisiko oppstår ikke bare som følge av beslutninger om produksjon og etterspørsel i det enkelte prisområde, men også som følge av kapasitetsbegrensninger på overføringskapasiteten mellom prisområdene. Flyten av strøm går fra områder med lav pris til områder med høy pris. Dermed vil økt eksportkapasitet øke områdeprisen i områder som eksporterer, og redusere prisen i områder som importerer. De ansvarlige nettselskapene må forsikre at strømmen som

går inn og ut av nettverket er innenfor overføringskapasiteten. For å opprettholde stabiliteten i systemet kan systemansvarlig redusere kapasitetene i overføringslinjene, for å holde flyten av elektrisitet innenfor et område, innenfor kapasitetsgrensene og sikkerhetsgrensene. På grunn av dette kan overføringskapasiteten ha signifikante variasjoner mellom de ulike timene i løpet av døgnet og dagene i uken (Mirza & Bergland 2015). Overføringskapasiteten, og særlig importkapasiteten har betydning for prisdifferansen, hvor økt importkapasitet reduserer prisdifferansen. Økt overføringskapasitet mellom prisområder vil bidra til likere priser i det nordiske markedet. Estimatene var derimot små, men effekten av overføringskapasiteten har muligens blitt fanget opp av høyere estimerer på andel kjernekraft i Sverige, vindkraftproduksjon i Århus, og for Danmark sin del, tilgang på vann i Norge, som påvirker prisdifferansen over sonegrensene.

Fundamentale prisdrivere i et marked dominert av vannkraft, er å gå tom for vann. Et grunnleggende aspekt ved vannkraftproduksjon, er usikkerheten knyttet til variasjoner i tilsig. Tilsig kan variere svært mye fra år til år. Dersom de øvre kapasitetsgrensene i vannmagasinene er nådd, slik at det er fare for at vannet renner over, må vannet brukes. Dette fører til lavere priser og bidrar til prisvariasjon. Når magasinkapasiteten ikke er bindene, kan variasjonen i produsert elektrisitet fra elvekraftverk og vindmøller forklare kortsiktige prisvariasjoner. Spesielt fra time til time. Uregulerbar kraft vil bli produsert før lagret vann brukes i produksjonen. Dette kan være tilfelle på natten, i perioder med snøsmelting, mye nedbør eller sterk vind (Førsund 2007). Været kan kun predikeres til en viss grad, og med varierende nøyaktighet. Optimalt vil man redusere produksjonen i perioder med mindre tilsig enn forventet, og øke produksjonen i perioder med mer tilsig enn forventet. Dermed fører usikkerheten til prisvolatilitet som ikke er relatert til magasinkapasitet og etterspørsel etter elektrisitet. Dette vil også være tilfelle i et marked med kombinert termisk kraft, men vil muligens dempe svingningene (Førsund 2007). Norge og de svenske prisområdene Luleå og Sundsvall er unike, fordi nesten all produksjon genereres ved bruk av vannkraft. Andre områder, slik som Finland, Danmark og Malmø er avhengig av andre energikilder. Termisk kraftproduksjon og kjernekraft står for en betydelig andel av produksjonen i Norden. I perioder med lite tilgang på vann vil prisene i Norge, Luleå og Sundsvall blir høyere, som reflekterer kostnaden ved å importere elektrisitet produsert fra energikilder som har høyere marginalkostnader. Dette reflekteres ved at estimatene på avvik fra normal fyllingsgrad og normalt tilsig er positiv, som antyder at prisene øker når tilgangen på vann er liten.

I fremtiden forventes det at økt vindkraftproduksjon og økt integrering med det europeiske kraftmarkedet vil øke prisvolatiliteten i det nordiske markedet. Vannkraft fungerer godt i samspill med vindkraft. I perioder med mye vindkraft kan regulering av vannkraftproduksjonen redusere prisvolatiliteten ved økt vindkraft. I samspill med vindkraft vil derfor vannkraft få en spisslastrolle. I et velfungerende marked bør finansielle prissikringsinstrumenter oppstå når verdien av risiko for markedsaktørene overstiger den enkeltes aktørs risikopreferanser. Typisk vil en produsent sikre seg mot svært lave priser, mens en forhandler eller en stor sluttbruker vil sikre seg mot svært høye priser, og dermed vil et marked for prissikringsinstrumenter oppstå (Bodie et al. 2014). Vannkraftproduksjonen i Norden kan derfor bidra til at behovet for prissikringsinstrumenter ikke nødvendigvis øker, ved økt vindkraftproduksjon.

Spotpriskontrakter flytter prisrisikoen fra forhandler til konsument. Forhandlere behøver dermed ikke å være like prisbevisste når de legger inn bud i auksjonene. Dette kan føre til økte spotpriser. Forhandlere i Norge er mindre eksponert for prisrisiko da spotpriskontrakter er mer vanlig her enn i de andre nordiske landene. Andel spotpriskontrakter er kun tatt med i regresjonene for de norske prisområdene, men det kunne vært interessant å sett om andel spotpriskontrakter har hatt en betydning for etterspørselen etter EPAD kontrakter i områder hvor fastpriskontrakter er mer vanlig. EPAD kontrakter har til hensikt å sikre prisdifferansen mellom områdeprisen og systemprisen. Resultatene antyder derimot at prisdifferansen mellom områdeprisen og systemprisen ikke har påvirkning på etterspørselen etter EPAD kontrakter i de fleste prisområdene. I de svenske områdene antyder resultatene at aktørene etterspør EPAD kontrakter når områdeprisen blir lavere enn systemprisen, men at etterspørselen blir lavere når områdeprisen er høyere enn systemprisen. Dette kan tyde på at etterspørselen etter EPAD kontrakter er styrt av produksjonssiden, som ønsker å sikre seg mot lave spotpriser. Forhandlere uten prisrisiko, samt for få og like aktører kan bidra til et ensidig marked. Denne oppgaven går ikke inn på markedskonsentrasjonen i de ulike prisområdene, men dette kunne det vært et interessant tema for videre forskning.

Tabell 7 viser at spotprisen i områder med en høy andel vannkraft i stor grad er korrelert med systemprisen. Det nordiske markedet kan i stor grad deles i to. De norske prisområdene, Luleå og Sundsvall har en høy andel vannkraftproduksjon, en høy korrelasjon med systemprisen samt en relativt lav prisvolatilitet. Stockholm har også hatt en høy korrelasjon med systemprisen og en relativt lav prisvolatilitet. Her er det en høy andel kjernekraftproduksjon,

kombinert med vannkraft som bidrar til lav prisvolatilitet i området. Begge de danske prisområdene, Helsinki, Malmø og Sverige før inndelingen har høyere prisvolatilitet og lavere korrelasjon med systemprisen. Disse områdene er svært avhengig av termisk kraft som bidrar til prisvariasjon.

Tabell 7: Korrelasjonsmatrise mellom områdepriser og systemprisen 2006 – 2016 og standardavviket (SD) til områdeprisene.

	OSL	TRO	HEL	ARH	CPH	SE	LUL	SUN	STO	MAL	SYS
OSL	1,0000										
TRO	0,8215	1,0000									
HEL	0,7312	0,9510	1,0000								
ARH	0,4761	0,3965	0,4008	1,0000							
CPH	0,6520	0,8876	0,8916	0,4748	1,0000						
SE	0,7389	0,9931	0,9814	0,2853	0,9050	1,0000					
LUL	0,8438	0,9798	0,8301	0,4666	0,7502		1,0000				
SUN	0,8443	0,9794	0,8316	0,4669	0,7507		0,9996	1,0000			
STO	0,8326	0,9624	0,8442	0,4799	0,7750		0,9847	0,9850	1,0000		
MAL	0,7894	0,8992	0,7748	0,5099	0,8452		0,9235	0,9237	0,9417	1,0000	
SYS	0,9746	0,8557	0,7834	0,5384	0,7060	0,7818	0,9414	0,9418	0,9344	0,8868	1,0000
SD	3,8267	5,7107	7,3149	8,0203	9,0765	7,3498	4,4758	4,4857	5,0962	5,9149	

En høy grad av korrelasjon med systemprisen kan forklare at prisvolatilitet ikke påvirker etterspørselen etter EPAD kontrakter. Prisvariasjoner vil da i stor grad fanges opp i systemprisen, og dermed vil en kontrakt som sikrer prisdifferansen være overflødig. I Finland og Danmark kan det være andre ting som forklarer lav etterspørsel etter EPAD kontrakter. Et ensidig marked med få og like markedsaktører, bilaterale avtaler eller lite tro på produktet kan være noen årsaker. Tidligere forskning på dette markedet er svært begrenset, og det trengs mer forskning på hva som påvirker etterspørselen etter denne type kontrakter i det nordiske markedet.

#### 5.4 Svakheter ved oppgaven

Analysene i denne oppgaven krever en høy gjennomsiktighet i markedsdata. Bilaterale avtaler er ikke med i datagrunnlaget, og dermed kan disse analysene være unøyaktige. Jeg har heller ikke vært i kontakt med markedsaktører og har dermed basert konklusjonene mine kun på tilgjengelig data. Jeg har også kun data på kontraktstype for husholdningene i Norge, dermed har jeg ikke fått vurdert betydningen av økt andel spotpriskontrakter på etterspørselen etter EPAD kontrakter på et fullstendig grunnlag. Analysen ser kun på månedskontrakter, som er en kortsiktig strategi for prissikring. Økt prisvolatilitet bør også ses på i sammenheng med mer langsiktige prissikringsalternativer, slik som for eksempel årskontrakter.



## 6 Konklusjon

Formålet med denne oppgaven har vært å se på om prisvolatilitet i det nordiske kraftmarkedet påvirker etterspørselen etter EPAD kontrakter. EPAD kontrakter har til hensikt å gi aktørene i markedet en mulighet til å sikre seg mot prisdifferansen mellom områdeprisen og systemprisen. Det er viktig for konkurransesituasjonen i kraftmarkeder at aktørene har mulighet til å sikre seg mot store og uforutsigbare endringer i pris. Manglende muligheter for å sikre områdeprisisiko gjør at aktørene i markedet fortsatt vil være eksponert for prisisiko, da all handel av elektrisitet foregår til denne prisen. I det nordiske kraftmarkedet er finansielle kontrakter på systemprisen svært likvide, mens det er lav omsetning av EPAD kontrakter.

I analysen har jeg sett på hva som påvirker prisdifferansen i ni prisområder, som også har et marked for EPAD kontrakter, mellom 2006 og 2016. Ulike priser mellom prisområder sender ut signaler om hvor det bør investeres i overføringskapasitet og produksjonskapasitet, og er et viktig element for konkurransedyktige kraftmarkeder. Resultatene antyder at lokal etterspørsel, lokal produksjon, tilgang på vann og overføringskapasitet er viktige forklaringsvariabler som gjør at prisen i et område er forskjellig fra systemprisen. Prisvolatiliteten som følger av vannkraftproduksjon fanges opp ved usikkerheten ved mengde nedbør i løpet av året. Overføringskapasitet fanges opp ved at andel vindkraftproduksjon i Århus og kjernekraftproduksjon i Sverige påvirker prisdifferansen i andre prisområder

I regresjonene for etterspørsel etter EPAD kontrakter har jeg inkludert prisdifferansen, prisvolatilitet og andel spotpriskontrakter for å kunne svare på følgende hypoteser.

*Økt prisvolatilitet gir økt etterspørsel etter EPAD kontrakter.*

Nullhypotesen er at prisvolatilitet ikke påvirker etterspørselen etter EPAD kontrakter. Prisvolatilitet var ikke statistisk signifikant i noen av regresjonene for etterspørsel etter EPAD kontrakter. Det nordiske markedet består av en stor andel vannkraft som fungerer godt i samspill med vindkraft da vannkraft bidrar til mindre volatile priser. Områder med en høy andel vannkraftproduksjon har en lavere prisvolatilitet og en høyere korrelasjon med systemprisen, noe som gjør at futureskontrakter på systemprisen kan være tilstrekkelig for å sikre seg mot prisvariasjon. Prisvolatilitet var heller ikke signifikant i områder som i større grad er avhengig av termisk kraftproduksjon slik som de danske områdene samt Helsinki og Malmø. Årsaken til lav etterspørsel i disse områdene kan muligens være et ensidig marked med for få og like markedsaktører, en høy andel bilaterale avaler, eller lite tro på produktet.

Dette kan gjøre det vanskelig å finne en kontraktspartner i enkelte prisområder. I hvilken grad sluttbrukerne absorberer prisrisiko gjennom spotpriskontrakter har også vært diskutert som en årsak til lav etterspørsel i enkelte prisområder. Derfor ønsket jeg også å teste følgende hypotese:

*Høy andel spotpriskontrakter gir lavere etterspørsel etter EPAD kontrakter.*

Nullhypotesen er at andel spotpriskontrakter ikke påvirker etterspørselen etter EPAD kontrakter. Spotpriskontrakter overfører prisrisiko fra forhandler til forbruker. Dermed vil forhandlere være mindre eksponert for prisrisiko i områder hvor en høy andel av forbrukerne har kontrakter knyttet til spotprisen. Andel spotpriskontrakter var derimot ikke statistisk signifikant i noen av regresjonene for etterspørsel etter EPAD kontrakter. Dermed kan jeg ikke konkludere med at økt andel spotpris kontrakter gir lavere etterspørsel etter EPAD kontrakter. Resultatene antyder også at økt andel av sluttbrukere med spotpriskontrakter øker områdeprisen relativt til systemprisen. Dette indikerer at forhandlere uten prisrisiko bidrar til økte priser.

Med dette kan jeg svare på problemstillingen om prisvolatilitet påvirker etterspørselen etter EPAD kontrakter. Mine analyser tyder på at prisvolatiliteten i det nordiske kraftmarkedet ikke har noen statistisk signifikant påvirkning på etterspørselen etter EPAD kontrakter.

## 7 Litteraturliste

- ACER. (2011). Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management for Electricity. 15. Tilgjengelig fra:  
[http://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Framework\\_Guidelines/Framework%20Guidelines/Framework%20Guidelines%20on%20CACM%20for%20Electricity.pdf](http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Framework_Guidelines/Framework%20Guidelines/Framework%20Guidelines%20on%20CACM%20for%20Electricity.pdf) (lest 08.01.2016).
- Bodie, Z., Marcus, A. J. & Kane, A. (2014). *Investments*. 10th global ed. utg. Berkshire: McGraw-Hill Education.
- Botterud, A., Kristiansen, T. & Ilic, M. D. (2010). The relationship between spot and futures prices in the Nord Pool electricity market. *Energy Economics*, 32 (5): 967-978.
- Bye, T., Mette, B., Gerard, D., Gerd, K. & Christian, R. (2010). *Flere og Riktigere Priser -Et Mer Effektivt Kraftsystem*. Tilgjengelig fra:  
[https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/rapporter/2010\\_1130\\_flere\\_og\\_riktigere\\_priser\\_et\\_mer\\_effektivt\\_kraftsystem.pdf?id=2200911](https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/rapporter/2010_1130_flere_og_riktigere_priser_et_mer_effektivt_kraftsystem.pdf?id=2200911) (lest 08.01.2016).
- Bye, T. (2014). Vannkraft og elektrisitetsøkonomi. I: Skonhoft, A. (red.) *Naturressursenes økonomi*, s. 306-342. Oslo: Gyldendal akademisk.
- Chao, H.-P. & Wilson, R. (1987). Priority Service: Pricing, Investment, and Market Organization. *The American Economic Review*, 77 (5): 899-916.
- Decker, C. (2015). *Modern Economic Regulation: An Introduction to Theory and Practice*: Cambridge University Press, Cambridge. 472 s.
- Entso-E. (2012). Transmission Risk Hedging Products – An Entso-E Educational Paper. Tilgjengelig fra:  
[https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/library/consultations/Network\\_Code\\_CACM/20120619\\_Educational\\_Paper\\_on\\_Risk\\_Hedging\\_Instruments\\_review5.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/consultations/Network_Code_CACM/20120619_Educational_Paper_on_Risk_Hedging_Instruments_review5.pdf) (lest 07.01.2016).
- Fama, E. F. (1970). Efficient capital markets: a review of theory and empirical work. *The Journal of Finance*, 25(2): 383-417.
- Fell, H. (2008). *EU-ETS and Nordic Electricity: A CVAR Approach*, 1015: Resources For the Future.
- Ferkingstad, E., Løland, A. & Wilhelmsen, M. (2011). Causal modeling and inference for electricity markets. *Energy Economics*, 33 (3): 404-412.
- Førsund, F. R. (2007). *Hydropower economics*. International series in operations research & management science, b. 112. New York: Springer.
- Green, R. (2005). Electricity and Markets. *Oxford Review of Economic Policy*.

- Green, R. (2007). Nodal Pricing of Electricity: How Much Does it Cost to Get it Wrong?
- Hagman, B. & Bjørndalen, J. (2011). "FTRs in the Nordic Electricity Market - Pros and Cons Compared to the Present System with CfDs: Elforsk AB, Market Design, Stockholm.
- Holstad, M. & Pettersen, F. E. L. (2011). Hvordan reagerer strømforbruket i alminnelig forsyning på endringer i spotpris? *Økonomiske Analyser*, 2: 27-31.
- Hsu, M. (1997). An introduction to the pricing of electric power transmission. *Utilities Policy*, 6 (3): 257-270.
- Hughes, W. R. & Parece, A. (2002). The Economics of Price Spikes in Deregulated Power Markets. *The Electricity Journal*, 15 (6): 31-44.
- Kristiansen, T. (2004). Pricing of Contracts for Difference in the Nordic market. *Energy Policy*, 32 (9): 1075-1085.
- Kristiansen, T. (2012). Forecasting Nord Pool day-ahead prices with an autoregressive model. *Energy Policy*, 49: 328-332.
- Lucia, J. & Schwartz, E. (2002). Electricity Prices and Power Derivatives: Evidence from the Nordic Power Exchange. *Review of Derivatives Research*, 5 (1): 5-50.
- Marckhoff, J. & Wimschulte, J. (2009). Locational price spreads and the pricing of contracts for difference: Evidence from the Nordic market. *Energy Economics*, 31 (2): 257-268.
- Mirza, F. M. & Bergland, O. (2015). Market Power in the Norwegian Electricity Market: Are the Transmission Bottlenecks Truly Exogenous? *Energy Journal*, 36 (4): 313-330.
- Moen, J. & Sivertsen, S. (2007). *Et kraftmarked blir til - Et tilbakeblikk på den norske kraftmarkedsreformen*: Norges vassdrags- og energidirektorat
- Montel. (2016). *Data*. Nasdaq (red.).
- Nasdaq. (2015a). *Electricity Price Area Differentials (EPAD)*. Tilgjengelig fra: <http://www.nasdaqomx.com/transactions/markets/commodities/markets/power/epads>
- Nasdaq. (2015b). *European Power Market Derivatives*. Tilgjengelig fra: <http://www.nasdaqomx.com/transactions/markets/commodities/markets/power>.
- Nasdaq. (2015c). *The Nordic Power Market*. Fingrid Market Day. Tilgjengelig fra: <http://www.slideshare.net/Fingrid/electricity-market-day-2015-annemarit-rudby-nasdaq-commodities-how-to-improve-hedging-47494523> (lest 06.01.2016).

- Nasdaq. (2016). *Electricity Price Area Differentials (EPAD)*. Tilgjengelig fra: <http://www.nasdaqomx.com/transactions/markets/commodities/markets/power/epads> (lest 12.01.2016).
- Newbery, D. M. (2011). *Congestion Management in European Power Networks: Criteria to Assess the Available Options*, 1161: DIW Berlin, German Institute for Economic Research.
- Nord Pool. (2016a). *About Us*. Tilgjengelig fra: <http://www.nordpoolspot.com/About-us/> (lest 28.01.2016).
- Nord Pool. (2016b). *Day-ahead Market Elspot*. Tilgjengelig fra: <http://www.nordpoolspot.com/TAS/Day-ahead-market-Elspot/> (lest 28.01.2016).
- Nord Pool. (2016c). *Market data*.
- Nord Pool. (2016d). *The Power Market*. Tilgjengelig fra: <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/> (lest 12.01.2016).
- NordReg. (2010). *The Nordic Financial Electricity Market* Tilgjengelig fra: [http://energitilsynet.dk/fileadmin/Filer/Internationalt/Nordic\\_financial\\_market\\_NordREG\\_Report\\_8\\_2010.pdf](http://energitilsynet.dk/fileadmin/Filer/Internationalt/Nordic_financial_market_NordREG_Report_8_2010.pdf).
- NordREG. (2014). *Nordic Market Report 2014 - Development in the Nordic Electricity Market*. 4.
- NVE. (2016a). *Forslag til Tiltak for å Sikre Tilfredsstillende Prissikring i det Nordiske Kraftmarkedet*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/engrosmarkedet/aktuelle-saker-engrosmarkedet/forslag-til-tiltak-for-aa-sikre-tilfredsstillende-prissikring-i-det-nordiske-kraftmarkedet/> (lest 28.01.2016).
- NVE. (2016b). *Nettleie*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/stromkunde/nettleie/> (lest 28.03.2016).
- Spodniak, P., Viljainen, S., Makkonen, M. & Jantunen, A. (2013). *Area Price Spreads in the Nordic Electricity Market: The Role of Transmission Lines and Electricity Import dependency*.
- Spodniak, P., Chernenkoa, N. & Nilssonc, M. (2014). *Efficiency of Contracts for Differences (CfDs) in the Nordic Electricity Market*. Tilgjengelig fra: <http://idei.fr/sites/default/files/medias/doc/conf/eem/conf2014/Petr%20Spodniak.pdf>.
- Statistisk Sentralbyrå. (2016). *Kvartalsvis prisstatistikk for elektrisitet*. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/statistikkbanken/selecttable/hovedtabellHjem.asp?KortNavnWeb=elkraftpris&CMSSubjectArea=energi-og-industri&checked=true> (lest 28.03.2016).

- Statnett. (2013). *Ord og Begrep*. Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/Media/Pressesenter/Ord-og-begrep/> (lest 15.02.2016).
- Statnett. (2015). *EU-regelverk*. Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/Drift-og-marked/EU-regelverk/> (lest 21.03.2016).
- Statnett. (2016). *Drift og marked*. Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/Drift-og-marked/> (lest 21.03.2016).
- Varian, H. R. (1992). *Microeconomic analysis*. 3rd ed. utg. New York: Norton.
- Wangensteen, I. (2011). *Power System Economics - the Nordic Electricity Market*. 2nd. edition.: Tapir Academic Press 365 s.
- Wilson, R. (2002). Architecture of Power Markets. *Econometrica*, 70 (4): 1299-1340.
- Wooldridge, J. M. (2014). *Introduction to econometrics*. Europe, Middle East and Africa ed. utg. Andover: Cengage Learning. 603 s.

## 8 Vedlegg

### 8.1 Vedlegg A: Tabeller

Tabell 8: Resultater fra VAR modellen fra lag 2 og utover

Variabel/k	HEL	ARH	CPH	OSL	TRO	SE	LUL	SUN	STO
<b>L.DSPOT</b>	<b>DSPOT (7)</b>	<b>DSPOT (6)</b>	<b>DSPOT (7)</b>	<b>DSPOT (7)</b>	<b>DSPOT (9)</b>	<b>DSPOT (7)</b>	<b>DSPOT (7)</b>	<b>DSPOT (7)</b>	<b>DSPOT (7)</b>
<b>L2.</b>	0,0951	0,1150	0,0600	-0,0816	0,0644	0,0739	0,0878	0,0869	-0,0252
	0,0317	0,0714	0,0251	0,0647	0,0540	0,0295	0,0538	0,0535	0,0471
<b>L3.</b>	0,1115	0,0776	0,0713	0,0799	0,0734	0,1031	0,0891	0,0913	0,1257
	0,0267	0,0427	0,0167	0,0589	0,0293	0,0305	0,0405	0,0402	0,0444
<b>L4.</b>	0,0539	0,0597	0,0277	0,0553	0,0147	0,0465	0,0021	-0,0012	-0,0490
	0,0287	0,0313	0,0161	0,0487	0,0265	0,0316	0,0358	0,0359	0,0383
<b>L5.</b>	0,0197	0,0621	0,0192	-0,0715	0,0669	0,0021	0,0581	0,0529	0,0513
	0,0229	0,0319	0,0186	0,0440	0,0298	0,0201	0,0346	0,0347	0,0380
<b>L6.</b>	0,0458	0,0969	0,0948	0,1099	0,0378	0,0199	0,0853	0,0937	0,1266
	0,0415	0,0447	0,0445	0,0426	0,0354	0,0272	0,0372	0,0375	0,0518
<b>L7.</b>	0,1152		0,1106	0,1447	0,1688	0,0541	0,1246	0,1286	0,1388
	0,0516		0,0412	0,0342	0,0591	0,0354	0,0393	0,0395	0,0419
<b>L8.</b>					-0,1131				
					0,0707				
<b>L9.</b>					0,0950				
					0,0526				
<b>Prisvolatilitet</b>									
<b>L2.</b>			0,6153						
			0,3410						
<b>Andel kjernekraft (SE)</b>									
<b>L2.</b>			21,5257				7,9424	7,8772	
			12,5398				2,1294	2,1438	

Forklaring: b/se

### 8.2 Vedlegg B: Stata koder

#### 8.2.1 Sette sammen datasettet

```
set more off
use "\\..\np_daily.dta"
tsset date, daily
```

```
/* Gjøre om fyllingsgrad og lage variabel på forskjell mellom normal
fyllingsgrad og faktisk fyllingsgrad og mellom normal tilsig og faktisk tilsig*/
```

```
gen rlev_no1 = (rlev_no/100)
label var rlev_no1 "Reservoir level NO"
drop rlev_no
rename rlev_no1 rlev_no
```

```
gen nrlev_no1 = (nrlev_no/100)
label var nrlev_no1 "Normal Reservoir level NO"
drop nrlev_no
rename nrlev_no1 nrlev_no
```

```
gen rlev_se1 = (rlev_se*100)
label var rlev_se1 "Reservoir level SE"
```

```

drop rlev_se
rename rlev_se1 rlev_se

gen nrlev_se1 = (nrlev_se/100)
label var nrlev_se1 "Normal Reservoir level SE"
drop nrlev_se
rename nrlev_se1 nrlev_se

gen rlev_fi1 = (rlev_fi/100)
label var rlev_fi1 "Reservoir level FI"
drop rlev_fi
rename rlev_fi1 rlev_fi

gen nrlev_fi1 = (nrlev_fi/100)
label var nrlev_fi1 "Normal Reservoir level FI"
drop nrlev_fi
rename nrlev_fi1 nrlev_fi

gen drlev_no = (nrlev_no-rlev_no)
gen drlev_se = (nrlev_se-rlev_se)
gen drlev_fi = (nrlev_fi-rlev_fi)

label var drlev_no "Difference nrlev-rlev NO"
label var drlev_se "Difference nrlev-rlev SE"
label var drlev_fi "Difference nrlev-rlev FI"

gen dinfl_no = (ninfl__no-infl__no)
gen dinfl_se = (ninfl__se-infl__se)
gen dinfl_fi = (ninfl__fi-infl__fi)
label var dinfl_no "Difference ninfl-infl NO"
label var dinfl_se "Difference ninfl-infl SE"
label var dinfl_fi "Difference ninfl-infl FI"

//Legge inn variabler for ulike sluttbrukerkontrakter
label var fcon_no "Fixed priced contracts households NO"
label var vcon_no "Variable priced contracts households NO"
label var scon_no "Spot priced contracts households NO"

//Lage nye variabler på andel produksjon
gen sgen_fi_hydro = (gen_fi_hydro/prod_fi)
label var sgen_fi_hydro "Share of hydro FI (%)"
gen sgen_fi_thermal = (gen_fi_thermal/prod_fi)
label var sgen_fi_thermal "Share of thermal FI (%)"
gen sgen_fi_wind = (gen_fi_wind/prod_fi)
label var sgen_fi_wind "Share of wind FI (%)"
gen sgen_fi_chp = (gen_fi_chp/prod_fi)
label var sgen_fi_chp "Share of CHP FI (%)"
gen sgen_fi_nuclear = (gen_fi_nuclear/prod_fi)
label var sgen_fi_nuclear "Share of nuclear FI (%)"

gen sgen_dk1_primary = (gen_dk1_primary/prod_dk1)
label var sgen_dk1_primary "Share of thermal DK1 (%)"

```



```
gen sgen_dk1_local = (gen_dk1_local/prod_dk1)
label var sgen_dk1_local "Share of CHP DK1 (%)"
gen sgen_dk1_wind = (gen_dk1_wind/prod_dk1)
label var sgen_dk1_wind "Share of wind DK1 (%)"
```

```
gen sgen_dk2_primary = (gen_dk2_primary/prod_dk2)
label var sgen_dk2_primary "Share of thermal DK2 (%)"
gen sgen_dk2_local = (gen_dk2_local/prod_dk2)
label var sgen_dk2_local "Share of CHP DK2 (%)"
gen sgen_dk2_wind = (gen_dk2_wind/prod_dk2)
label var sgen_dk2_wind "Share of wind DK2 (%)"
```

```
gen sgen_se_hydro = (gen_se_hydro/prod_se)
label var sgen_se_hydro "Share of hydro SE (%)"
gen sgen_se_gas = (gen_se_gas/prod_se)
label var sgen_se_gas "Share of gas SE (%)"
gen sgen_se_thermal = (gen_se_thermal/prod_se)
label var sgen_se_thermal "Share of thermal SE (%)"
gen sgen_se_nuclear = (gen_se_nuclear/prod_se)
label var sgen_se_nuclear "Share of nuclear SE (%)"
gen sgen_se_wind = (gen_se_wind/prod_se)
label var sgen_se_wind "Share of wind SE (%)"
gen sgen_se_other = (gen_se_other/prod_se)
label var sgen_se_other "Share of other SE (%)"
```

```
gen sgen_se1_hydro = (gen_se1_hydro/prod_se1)
label var sgen_se1_hydro "Share of hydro SE1 (%)"
gen sgen_se1_gas = (gen_se1_gas/prod_se1)
label var sgen_se1_gas "Share of gas SE1 (%)"
gen sgen_se1_thermal = (gen_se1_thermal/prod_se1)
label var sgen_se1_thermal "Share of thermal SE1 (%)"
gen sgen_se1_wind = (gen_se1_wind/prod_se1)
label var sgen_se1_wind "Share of wind SE1 (%)"
gen sgen_se1_other = (gen_se1_other/prod_se1)
label var sgen_se1_other "Share of other SE1 (%)"
```

```
gen sgen_se2_hydro = (gen_se2_hydro/prod_se2)
label var sgen_se2_hydro "Share of hydro SE2 (%)"
gen sgen_se2_gas = (gen_se2_gas/prod_se2)
label var sgen_se2_gas "Share of gas SE2 (%)"
gen sgen_se2_thermal = (gen_se2_thermal/prod_se2)
label var sgen_se2_thermal "Share of thermal SE2 (%)"
gen sgen_se2_wind = (gen_se2_wind/prod_se2)
label var sgen_se2_wind "Share of wind SE2 (%)"
gen sgen_se2_other = (gen_se2_other/prod_se1)
label var sgen_se2_other "Share of other SE2 (%)"
```

```
gen sgen_se3_hydro = (gen_se3_hydro/prod_se3)
label var sgen_se3_hydro "Share of hydro SE3 (%)"
gen sgen_se3_gas = (gen_se3_gas/prod_se3)
label var sgen_se3_gas "Share of gas SE3 (%)"
gen sgen_se3_thermal = (gen_se3_thermal/prod_se3)
label var sgen_se3_thermal "Share of thermal SE3 (%)"
gen sgen_se3_wind = (gen_se3_wind/prod_se3)
label var sgen_se3_wind "Share of wind SE3 (%)"
gen sgen_se3_other = (gen_se3_other/prod_se3)
```

```
label var sgen_se3_other "Share of other SE3 (%)"
gen sgen_se3_nuclear = (gen_se3_nuclear/prod_se3)
label var sgen_se3_nuclear "Share of nuclear SE3 (%)"
```

```
gen sgen_se4_hydro = (gen_se4_hydro/prod_se4)
label var sgen_se4_hydro "Share of hydro SE4 (%)"
gen sgen_se4_gas = (gen_se4_gas/prod_se4)
label var sgen_se4_gas "Share of gas SE4 (%)"
gen sgen_se4_thermal = (gen_se4_thermal/prod_se4)
label var sgen_se4_thermal "Share of thermal SE4 (%)"
gen sgen_se4_wind = (gen_se4_wind/prod_se4)
label var sgen_se4_wind "Share of wind SE4 (%)"
gen sgen_se4_other = (gen_se4_other/prod_se4)
label var sgen_se4_other "Share of other SE4 (%)"
```

```
sum sgen*
tpline sgen_*_wind
```

```
//Fjerne uteliggere DK2
replace sgen_dk2_local = . in 719
replace sgen_dk2_primary = . in 719
save "..\np_daily_analyse.dta", replace
```

```
// Lage variabler på prisdifferanse mellom systempris og områdepris
gen dspot_no1 = (price_no1 - sysprice)
label var dspot_no1 "Price difference NO1-SYS"
gen dspot_no3 = (price_no3 - sysprice)
label var dspot_no3 "Price difference NO3-SYS"
gen dspot_dk1 = (price_dk1 - sysprice)
label var dspot_dk1 "Price difference DK1-SYS"
gen dspot_dk2 = (price_dk2 - sysprice)
label var dspot_dk2 "Price difference DK2-SYS"
gen dspot_fi = (price_fi - sysprice)
label var dspot_fi "Price difference FI-SYS"
gen dspot_se = (price_se - sysprice)
label var dspot_se "Price difference SE-SYS"
gen dspot_se1 = (price_se1 - sysprice)
label var dspot_se1 "Price difference SE1-SYS"
gen dspot_se2 = (price_se2 - sysprice)
label var dspot_se2 "Price difference SE2-SYS"
gen dspot_se3 = (price_se3 - sysprice)
label var dspot_se3 "Price difference SE3-SYS"
gen dspot_se4 = (price_se4 - sysprice)
label var dspot_se4 "Price difference SE4-SYS"
```

```
//Gjøre om pris på olje og kull fra USD til EUR
gen brent_eur = (brent*usd)
label var brent_eur "Brent crude price (EUR)"
gen coal_eur = (coal*usd)
label var coal_eur "Coal price (EUR)"
```

```
// Nye navn
rename cprice_arh cprice_dk1
rename cprice_cph cprice_dk2
rename cprice_hel cprice_fi
rename cprice_mal cprice_se4
```

```
rename cprice_lul cprice_se1
rename cprice_sun cprice_se2
rename cprice_sto cprice_se3
rename cprice_osl cprice_no1
rename cprice_tro cprice_no3
```

```
rename volume_arh viepad_dk1
rename volume_cph viepad_dk2
rename volume_hel viepad_fi
rename volume_mal viepad_se4
rename volume_lul viepad_se1
rename volume_sun viepad_se2
rename volume_sto viepad_se3
rename volume_osl viepad_no1
rename volume_tro viepad_no3
```

```
// Lage rullerende vindu – standardavvik
use "..np_daily_analyse.dta"
rolling sd_no1 = r(sd), window(28) clear keep(date): sum price_no1, detail
drop start end
save "..\no1.dta"
clear
```

```
use "..np_daily_analyse.dta"
rolling sd_no3 = r(sd), window(28) clear keep(date): sum price_no3, detail
drop start end
save "..\no3.dta"
clear
```

```
use "..np_daily_analyse.dta"
rolling sd_fi = r(sd), window(28) clear keep(date): sum price_fi, detail
drop start end
save "..\fi.dta"
clear
```

```
use "..np_daily_analyse.dta"
rolling sd_dk1 = r(sd), window(28) clear keep(date): sum price_dk1, detail
drop start end
save "..\dk1.dta"
clear
```

```
use "..np_daily_analyse.dta"
rolling sd_dk2 = r(sd), window(28) clear keep(date): sum price_dk2, detail
drop start end
save "..\dk2.dta"
clear
```

```
use "..np_daily_analyse.dta"
rolling sd_se = r(sd), window(28) clear keep(date): sum price_se, detail
drop start end
save "..\se.dta"
clear
```

```
use "..np_daily_analyse.dta"
rolling sd_se1 = r(sd), window(28) clear keep(date): sum price_se1, detail
drop start end
```

```

save "..\se1.dta"
clear

use "..\np_daily_analyse.dta"
rolling sd_se2 = r(sd), window(28) clear keep(date): sum price_se2, detail
drop start end
save "..\se2.dta"
clear

use "..\np_daily_analyse.dta"
rolling sd_se3 = r(sd), window(28) clear keep(date): sum price_se3, detail
drop start end
save "..\se3.dta"
clear

use "..\np_daily_analyse.dta"
rolling sd_se4 = r(sd), window(28) clear keep(date): sum price_se4, detail
drop start end
save "..\se4.dta"
clear

//Merge
use "..\np_daily_analyse.dta"
merge 1:1 date using "..\dk1.dta"
drop _merge

merge 1:1 date using "..\dk2.dta"
drop _merge
merge 1:1 date using "..\no1.dta"
drop _merge
merge 1:1 date using "..\no3.dta"
drop _merge
merge 1:1 date using "..\fi.dta"
drop _merge
merge 1:1 date using "..\se.dta"
drop _merge
merge 1:1 date using "..\se1.dta"
drop _merge
merge 1:1 date using "..\se2.dta"
drop _merge
merge 1:1 date using "..\se3.dta"
drop _merge
merge 1:1 date using "C..\se4.dta"
drop _merge

label var sd_no1 "Standard deviation price NO1"
label var sd_no3 "Standard deviation price NO3"
label var sd_fi "Standard deviation price FI"
label var sd_dk1 "Standard deviation price DK1"
label var sd_dk2 "Standard deviation price DK2"
label var sd_se "Standard deviation price SE"
label var sd_se1 "Standard deviation price SE1"
label var sd_se2 "Standard deviation price S2"
label var sd_se3 "Standard deviation price SE3"
label var sd_se4 "Standard deviation price SE4"
sum sd*

```

```
//Lage trend-variabel
gen t = _n

//Lage weekend dummy
gen dweek = day > 5
label var dweek "Weekend dummy"

save "..\np_daily_analyse.dta", replace
```

## 8.2.2 Koder til VAR modellen

```
/* ***** REGRESJONER FOR PRISDIFFERANSE (DSPOT) ***** */

pworth p_co2 brent_eur coal_eur

/*////////////////////////////////FINLAND //////////////////////////////////*/
pworth dspot_fi sd_fi sgen_fi * drlev_fi dinfl_fi sgen_se_nuclear imp_cap_hel ///
exp_cap_hel heatd_fi p_co2 brent_eur coal_eur sgen_dk1_wind

reg dspot_fi l(1/7).dspot_fi l(1/1).iepad_fi l(1/1).sd_fi l(1/1).heatd_fi l(1/1).drlev_fi ///
l(1/1).dinfl_fi l(1/1).sgen_fi_wind l(1/1).imp_cap_hel l(1/1).sgen_dk1_wind ///
l(1/1).p_co2 l(1/1).brent_eur l(1/1).sgen_se_nuclear l(1/1).dweek

estat bgodfrey, nomiss0
estat imtest, white

reg dspot_fi l(1/7).dspot_fi l(1/1).sd_fi l(1/1).dinfl_fi l(1/1).imp_cap_hel ///
l(1/1).p_co2 l(1/1).brent_eur l(1/1).sgen_se_nuclear, r

estat ovtest
estimates store dspot_fi

/* //////////////////////////////////DANMARK //////////////////////////////////*/

//DK1
pworth dspot_dk1 sd_dk1 sgen_dk1 * drlev_no dinfl_no sgen_se_nuclear imp_cap_dk1 ///
exp_cap_dk1 heatd_dk1 p_co2 brent_eur coal_eur dweek

reg dspot_dk1 l(1/6).dspot_dk1 l(1/1).iepad_dk1 l(1/1).sd_dk1 ///
l(1/1).coal_eur l(1/1).imp_cap_dk1 l(1/1).exp_cap_dk1 l(1/1).drlev_no ///
l(1/2).sgen_se_nuclear l(1/1).dweek l(1/1).sgen_dk1_wind

estat bgodfrey, nomiss0
estat imtest, white

reg dspot_dk1 l(1/6).dspot_dk1 l(1/1).iepad_dk1 l(1/1).sd_dk1 l(1/1).coal_eur ///
l(1/1).imp_cap_dk1 l(1/1).drlev_no l(1/2).sgen_se_nuclear l(1/1).dweek, r

estat ovtest
estimates store dspot_dk1

//DK2
pworth dspot_dk2 sd_dk2 sgen_dk2 * drlev_no dinfl_no sgen_se_nuclear imp_cap_dk2 ///
exp_cap_dk2 heatd_dk2 p_co2 brent_eur coal_eur
```

```
reg dspot_dk2 l(1/7).dspot_dk2 l(1/2).sd_dk2 l(1/1).iepad_dk2 l(1/1).heatd_dk1 ///
l(1/1).sgen_dk2_wind l(1/1).sgen_dk2_local l(1/1).coal_eur l(1/1).imp_cap_dk1 ///
l(1/1).drlev_no l(1/1).sgen_se_nuclear l(1/1).p_co2 l(1/1).dweek
```

```
estat bgodfrey, nomiss0
estat imtest, white
```

```
reg dspot_dk2 l(1/7).dspot_dk2 l(1/2).sd_dk2 l(1/1).coal_eur ///
l(1/1).imp_cap_dk1 l(1/1).sgen_dk1_wind l(1/1).drlev_no l(1/1).sgen_se_nuclear ///
l(1/1).dweek, r
```

```
estat ovtest
estimates store dspot_dk2
```

```
/* //////////////////////////////////// NORGE //////////////////////////////////// */
```

```
//NO1
```

```
pwcorr dspot_no1 sd_no1 prod_no1 heatd_no1 drlev_no dinfl_no sgen_se_nuclear imp_cap_osl ///
exp_cap_osl p_co2 brent_eur coal_eur scon_no ipi cpi sgen_dk1_wind
```

```
reg dspot_no1 l(1/7).dspot_no1 l(1/1).sd_no1 l(1/1).iepad_no1 l(1/1).dinfl_no l(1/1).drlev_no ///
l(1/1).brent_eur l(1/1).imp_cap_osl l(1/1).sgen_se_nuclear l(1/1).ipi l(1/1).scon_no ///
l(1/1).heatd_no1 l(1/1).sgen_dk1_wind l(1/1).dweek
```

```
estat bgodfrey, nomiss0
estat imtest, white
```

```
reg dspot_no1 l(1/7).dspot_no1 l(1/1).dinfl_no l(1/1).drlev_no ///
l(1/1).brent_eur l(1/1).imp_cap_osl l(1/1).sgen_se_nuclear l(1/1).ipi ///
l(1/1).heatd_no1 l(1/1).dweek, r
```

```
estat ovtest
estimates store dspot_no1
```

```
//NO3
```

```
pwcorr dspot_no3 sd_no3 prod_no3 heatd_no3 drlev_no dinfl_no sgen_se_nuclear imp_cap_trd ///
exp_cap_trd p_co2 brent_eur coal_eur scon_no ipi cpi sgen_dk1_wind dweek
```

```
reg dspot_no3 l(1/9).dspot_no3 l(1/1).sd_no3 l(1/1).iepad_no3 l(1/1).dinfl_no l(1/1).drlev_no ///
l(1/1).brent_eur l(1/1).imp_cap_trd l(1/1).sgen_se_nuclear ///
l(1/1).ipi l(1/1).scon_no l(1/1).heatd_no3 l(1/1).sgen_dk1_wind l(1/1).dweek l(1/1).prod_no3
```

```
estat bgodfrey, nomiss0
estat imtest, white
```

```
reg dspot_no3 l(1/9).dspot_no3 l(1/1).iepad_no3 l(1/1).brent_eur ///
l(1/1).sgen_se_nuclear l(1/1).scon_no l(1/1).heatd_no3 l(1/1).sgen_dk1_wind ///
l(1/1).prod_no3, r
```

```
estat ovtest
estimates store dspot_no3
```

```
/* //////////////////////////////////// SVERIGE //////////////////////////////////// */
```

```

//SE
pwcorr dspot_se sd_se sgen_se_* drlev_se dinfl_se imp_cap_se exp_cap_se heatd_se ///
p_co2 brent_eur coal_eur dweek

reg dspot_se l(1/7).dspot_se l(1/1).iepad_se3 l(1/1).sd_se l(1/1).heatd_se l(1/1).sgen_se_wind ///
l(1/1).brent_eur l(1/1).sgen_dk1_wind l(1/1).sgen_se_nuclear l(1/1).drlev_se l(1/1).dinfl_se ///
l(1/1).imp_cap_se l(1/1).dweek if tin(02.01.2006 , 31.10.2011)

estat bgodfrey, nomiss0
estat imtest, white

reg dspot_se l(1/7).dspot_se l(1/1).sgen_se_wind l(1/1).brent_eur ///
l(1/1).sgen_se_nuclear l(1/1).dinfl_se l(1/1).imp_cap_se if tin(02.01.2006 , 31.10.2011), r

estat ovtest
estimates store dspot_se

//SE1
pwcorr dspot_se1 sd_se1 sgen_se1_* drlev_se dinfl_se imp_cap_se1 exp_cap_se1 heatd_se1 ///
p_co2 brent_eur coal_eur dweek sgen_se_nuclear sgen_dk1_wind

reg dspot_se1 l(1/7).dspot_se1 l(1/1).sd_se1 l(1/1).iepad_se1 l(1/1).heatd_se1 ///
l(1/1).brent_eur l(1/1).sgen_dk1_wind l(1/2).sgen_se_nuclear l(1/1).drlev_se l(1/1).dinfl_se ///
l(1/1).imp_cap_se1 l(1/1).sgen_se1_thermal l(1/1).sgen_se1_wind l(1/1).dweek if tin(01.11.2011 , 03.01.2016)

estat bgodfrey, nomiss0
estat imtest, white

reg dspot_se1 l(1/7).dspot_se1 l(1/1).iepad_se1 l(1/1).heatd_se1 ///
l(1/1).brent_eur l(1/1).sgen_dk1_wind l(1/2).sgen_se_nuclear l(1/1).drlev_se ///
l(1/1).dweek if tin(01.11.2011 , 03.01.2016), r

estat ovtest
estimates store dspot_se1

//SE2
pwcorr dspot_se2 sd_se2 sgen_se2_* drlev_se dinfl_se imp_cap_se2 exp_cap_se2 heatd_se2 ///
p_co2 brent_eur coal_eur dweek sgen_se_nuclear sgen_dk1_wind

reg dspot_se2 l(1/7).dspot_se2 l(1/1).sd_se2 l(1/1).iepad_se2 l(1/1).heatd_se2 ///
l(1/1).brent_eur l(1/1).sgen_dk1_wind l(1/2).sgen_se_nuclear l(1/1).drlev_se l(1/1).dinfl_se ///
l(1/1).imp_cap_se2 l(1/1).exp_cap_se2 l(1/1).sgen_se2_wind l(1/1).dweek if tin(01.11.2011 , 03.01.2016)

estat bgodfrey, nomiss0
estat imtest, white

reg dspot_se2 l(1/7).dspot_se2 l(1/1).iepad_se2 l(1/1).heatd_se2 ///
l(1/1).brent_eur l(1/1).sgen_dk1_wind l(1/2).sgen_se_nuclear l(1/1).drlev_se l(1/1).dinfl_se ///
l(1/1).dweek if tin(01.11.2011 , 03.01.2016), r

estat ovtest
estimates store dspot_se2

```

```
//SE3
pwcorr dspot_se3 sd_se3 sgen_se3_* drlev_se dinfl_se imp_cap_se3 exp_cap_se3 heatd_se3 ///
p_co2 brent_eur coal_eur dweek sgen_dk1_wind
```

```
reg dspot_se3 l(1/7).dspot_se3 l(1/1).sd_se3 l(1/1).iepad_se3 l(1/1).heatd_se3 ///
l(1/1).brent_eur l(1/1).sgen_dk1_wind l(1/1).sgen_se3_nuclear l(1/1).drlev_se l(1/1).dinfl_se ///
l(1/1).imp_cap_se3 l(1/1).sgen_se3_wind l(1/1).dweek if tin(01.11.2011 , 03.01.2016)
```

```
estat bgodfrey, nomiss0
estat imtest, white
```

```
reg dspot_se3 l(1/7).dspot_se3 l(1/1).iepad_se3 l(1/1).heatd_se3 ///
l(1/1).sgen_dk1_wind l(1/1).sgen_se3_nuclear l(1/1).dweek l(1/1).imp_cap_se3 ///
if tin(01.11.2011 , 03.01.2016), r
```

```
estat ovtest
estimates store dspot_se3
```

```
//SE4
pwcorr dspot_se4 sd_se4 sgen_se4_* drlev_se dinfl_se imp_cap_se4 exp_cap_se4 heatd_se4 ///
p_co2 brent_eur coal_eur dweek sgen_dk1_wind sgen_se_nuclear
```

```
reg dspot_se4 l(1/1).dspot_se4 l(1/1).sd_se4 l(1/1).iepad_se4 l(1/1).heatd_se4 l(1/1).p_co2
l(1/1).sgen_se4_hydro ///
l(1/1).brent_eur l(1/1).sgen_dk1_wind l(1/1).sgen_se3_nuclear l(1/1).drlev_se l(1/1).dinfl_se ///
l(1/1).imp_cap_se4 l(1/1).exp_cap_se4 l(1/1).dweek if tin(01.11.2011 , 03.01.2016)
```

```
estat bgodfrey, nomiss0
estat imtest, white
```

```
reg dspot_se4 l(1/1).dspot_se4 l(1/1).heatd_se4 l(1/1).p_co2 l(1/1).sgen_se4_hydro ///
l(1/1).brent_eur l(1/1).sgen_dk1_wind l(1/1).sgen_se3_nuclear l(1/1).dinfl_se ///
l(1/1).imp_cap_se4 l(1/1).dweek if tin(01.11.2011 , 03.01.2016), r
```

```
estat ovtest
estimates store dspot_se4
```

```
/* REGRESJONER FOR ETTERSPORSEL ETTER EPAD KONTRAKTER */
```

```
//FINLAND
reg iepad_fi l(1/2).iepad_fi l(1/1).dspot_fi l(1/1).sd_fi
```

```
estat bgodfrey, nomiss0
estat imtest, white
```

```
reg iepad_fi l(1/2).iepad_fi, r
```

```
estat ovtest
estimates store ob_fi
```

```
//DANMARK (DK1)
reg iepad_dk1 l(1/2).iepad_dk1 l(1/1).dspot_dk1 l(1/1).sd_dk1
estat bgodfrey, nomiss0
```

```
estat imtest, white
```



```
reg iepad_dk1 l(1/2).iepad_dk1, r
```

```
estat ovtest  
estimates store ob_dk1
```

```
//DANMARK (DK2)  
reg iepad_dk2 l(1/2).iepad_dk2 l(1/1).dspot_dk2 l(1/1).sd_dk2
```

```
estat bgodfrey, nomiss0  
estat imtest, white
```

```
reg iepad_dk2 l(1/2).iepad_dk2, r
```

```
estat ovtest  
estimates store ob_dk2
```

```
//NORGE (NO1)  
reg iepad_no1 l(1/3).iepad_no1 l(1/1).dspot_no1 l(1/1).sd_no1 l(1/1).scon_no l(1/1).t
```

```
estat bgodfrey, nomiss0  
estat imtest, white
```

```
reg iepad_no1 l(1/3).iepad_no1 l(1/1).sd_no1 l(1/1).t, r
```

```
estat ovtest  
estimates store ob_no1
```

```
//NORGE (NO3)  
reg iepad_no3 l(1/1).iepad_no3 l(1/1).dspot_no3 l(1/1).sd_no3 l(1/1).fcon_no l(1/1).t
```

```
estat bgodfrey, nomiss0  
estat imtest, white
```

```
reg iepad_no3 l(1/1).iepad_no3 l(1/1).dspot_no3 l(1/1).t, r
```

```
estat ovtest  
estimates store ob_no3
```

```
//SVERIGE (SE)  
reg iepad_se3 l(1/2).iepad_se3 l(1/1).dspot_se l(1/1).sd_se if tin(02.01.2006 , 31.10.2011)
```

```
estat bgodfrey, nomiss0  
estat imtest, white
```

```
reg iepad_se3 l(1/2).iepad_se3 if tin(02.01.2006 , 31.10.2011), r
```

```
estat ovtest  
estimates store ob_se
```

```
//SVERIGE (SE1)  
reg iepad_se1 l(1/2).iepad_se1 l(1/1).dspot_se1 l(1/1).sd_se1 if tin(01.11.2011 , 03.01.2016)
```

```
estat bgodfrey, nomiss0  
estat imtest, white
```

```
reg iepad_se1 l(1/2).iepad_se1 l(1/1).dspot_se1 if tin(01.11.2011 , 03.01.2016), r
```

```
estat ovtest  
estimates store ob_se1
```

```
//SVERIGE (SE2)
```

```
reg iepad_se2 l(1/2).iepad_se2 l(1/1).dspot_se2 if tin(01.11.2011 , 03.01.2016)
```

```
estat bgodfrey, nomiss0  
estat imtest, white
```

```
reg iepad_se2 l(1/2).iepad_se2 l(1/1).dspot_se2 if tin(01.11.2011 , 03.01.2016), r
```

```
estat ovtest  
estimates store ob_se2
```

```
//SVERIGE (SE3)
```

```
reg iepad_se3 l(1/2).iepad_se3 l(1/1).dspot_se3 l(1/1).sd_se3 if tin(01.11.2011 , 03.01.2016)
```

```
estat bgodfrey, nomiss0  
estat imtest, white
```

```
reg iepad_se3 l(1/2).iepad_se3 l(1/1).dspot_se3 if tin(01.11.2011 , 03.01.2016), r
```

```
estat ovtest  
estimates store ob_se3
```

```
//SVERIGE (SE4)
```

```
reg iepad_se4 l(1/2).iepad_se4 l(1/1).dspot_se4 l(1/1).sd_se4 if tin(01.11.2011 , 03.01.2016)
```

```
estat bgodfrey, nomiss0  
estat imtest, white
```

```
reg iepad_se4 l(1/2).iepad_se4 if tin(01.11.2011 , 03.01.2016), r
```

```
estat ovtest  
estimates store ob_se4
```





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

Postboks 5003  
NO-1432 Ås  
Norway