

NORGES HANDELSHØYSKOLE
Bergen, våren 2012

**Selvstendig arbeid innen masterstudiet i økonomi og administrasjon,
hovedprofil Samfunnsøkonomi**

Veileder: Professor Jonas Andersson

***Tilhører det tyske og det nordiske kraftmarkedet
det samme relevante marked?***

**Av
Ha, Trine Thanh
Shamolli, Arbresha**

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

Sammendrag

Formålet med denne utredningen er å undersøke om det nordiske og det tyske kraftmarkedet tilhører det samme relevante marked. Problemstillingen besvares ved å benytte markedsavgrensningsteori som tar utgangspunkt i arbitrasjemarkedet og teorien om «loven om én pris». I den empiriske analysen er det benyttet tidsseriedata for spot- og terminpriser i det nordiske og det tyske kraftmarkedet, i tillegg er det også benyttet data for prisdrivere i kraftmarkedet. Dersom prisene i kraftmarkedene påvirker hverandre, kan det sies at kraftmarkedene tilhører det samme relevante marked. Prisforholdet i spotmarkedet og terminmarkedet i det nordiske og det tyske kraftmarkedet er analysert ved hjelp av sjokkanalyse, Granger kausalitetstest og Engle-Granger kointegrasjonstest. Det ble ikke funnet signifikante resultater som indikerte at det tyske og det nordiske kraftmarkedet tilhører det samme relevante marked. Aktørene i kraftmarkedene jobber derimot mot et mer integrert kraftmarked. Det er derfor avslutningsvis diskutert både implikasjoner av tilhørighet og ikke tilhørighet til det samme relevante marked.

Forord

Denne utredningen er en avsluttende del av masterutdanningen ved Norges Handelshøyskole (NHH) i Bergen, og er skrevet våren 2012. Vi har samfunnsøkonomi som hovedprofil og har i løpet av arbeidet med utredningen hatt nytte av teorier og kunnskaper vi har tilegnet oss.

Formålet med utredningen er å finne om det nordiske og det tyske kraftmarkedet tilhører det samme relevante markedet. Valget falt på energisektoren fordi vi syntes at det er et spennende marked som stadig er i utvikling. Vi har hatt kontakt med BKK der ulike problemstillinger ble diskutert og vi kom frem til at en analyse av det tyske og det nordiske kraftmarkedet var et spennende utgangspunkt som var godt egnet for utdanningsbakgrunnen vår.

Arbeidet med oppgaven har vært lærerikt og krevende. Vi hadde i utgangspunktet ikke mye kjennskap til kraftmarkedet og fant fort ut at det var mange sammenhenger som var nødvendig å forstå for å kunne besvare problemstillingen på en best mulig måte. Vi har også hatt utfordringer knyttet til dataenes stasjonære egenskaper. Testene vi har benyttet i den empiriske analysen har derfor hatt begrensninger, og konklusjonene ved enkelte tester er basert på tynt grunnlag.

Effekten av prisdriverne på kraftprisen er viktig å kunne ta hensyn til ved gjennomføring av testene, og det er tilfeller hvor vi ikke har klart dette på grunn av dataenes stasjonære egenskaper. Det er mulig at dette problemet kunne blitt løst ved å bruke andre tester som i større grad tar hensyn til eksogene faktorer.

Vi vil benytte anledningen til å takke vår veileder, Jonas Andersson for nyttige tilbakemeldinger og gode diskusjoner. Vi vil også takke Preben Klyve Olsen og BKK for å ha gitt oss data, informasjon om kraftmarkedet og gode innspill.

Bergen, juni 2012

Ha, Trine Thanh

Shamolli, Arbresha

Innholdsfortegnelse

Sammendrag.....	1
Forord.....	2
Figurliste.....	5
Tabelliste	6
1. Innledning.....	7
1.1 Problemstilling	8
2. Litteratur om kraftmarkedene i Norden og Tyskland.....	9
2.1 Liberalisering av kraftmarkedene	9
2.2. Kraftmarkedet.....	10
2.2.1 Det nordiske kraftmarkedet.....	11
2.2.2 Det tyske kraftmarkedet	12
2.2.3 Kraftbalansen og prisdannelsen.....	16
2.3 Prisdrivere i kraftmarkedet	17
2.3.1 Værforhold og temperaturer.....	17
2.3.2 Aktivitetsnivået i økonomien og forbruk	18
2.3.3 CO ₂ -kvoter	20
2.3.4 Kullpriser.....	23
2.3.5 Gasspriser	24
2.3.6 Oljepriser.....	25
2.3.7 Valutakurser	25
2.3.8 Kjernekraft	26
2.3.9 Vindkraft	26
2.4 Kraftbørsene i Norden og Tyskland	28
2.4.1 Spotmarkedet.....	29
2.4.2 Terminmarkedet	31
2.5 Sammenhengen mellom spot- og terminpriser.....	32
2.6 Utviklingen av markedskoblingen mellom Norden, Tyskland og Europa	33
2.6.1 Markedskobling.....	33
2.6.2 Kraftutveksling mellom land.....	35
2.6.3 Kabelforbindelser	38
3. Metode.....	39

3.1 Om data	40
3.2 Tidsserieanalyse	42
3.2.1 Stasjonaritet.....	43
3.3 Markedsavgrensningsteori.....	47
3.3.1 Begrunnelse for valg av økonometriske tester	48
3.3.2 Sjøkkanalyse.....	49
3.3.3 Granger kausalitetstest	51
3.3.4 Engle-Granger kointegrasjonstest	52
3.3.5 Granger kausalitetstest med førstedifferensierte variabler	53
3.4 Bearbeidelse av data.....	54
4. Empirisk analyse	56
4.1.1 Heteroskedastisitet	57
4.1.2 Stasjonaritet.....	58
4.2 Spotpriser.....	66
4.2.1 Regresjonsanalyse	66
4.2.2 Sjøkkanalyse.....	67
4.2.3 Granger kausalitetstest	70
4.3 Terminpriser	71
4.3.1 Engle-Granger kointegrasjonstest for perioden 2003-2012	71
4.3.2 Granger kausalitetstest med førstedifferensierte variabler for periode 2003-2012	72
4.3.3 Engle-Granger kointegrasjonstest: januar 2003-november 2009 og november 2009-januar 2012.	75
4.3.4 Granger kausalitetstest med førstedifferensierte variabler: januar 2009-november 2009 og november 2009-januar 2012.....	76
4.4 Begrensninger.....	78
5. Konklusjon	80
6. Diskusjon.....	81
7. Bibliografi	85
8. Vedlegg	93

Figurliste

Figur 1: Prissettingen i det nordiske kraftmarkedet.	12
Figur 2: Utvikling i energimiksen i Tyskland.	14
Figur 3: Prissettingen i det tyske kraftmarkedet.	15
Figur 4: Utviklingen i totalt konsum (TWh) av elektrisitet i de nordiske regionene i perioden 1998-2009 (oppgitt i uker).	19
Figur 5: Utviklingen av kraftteterspørsel i de nordiske landene, Tyskland og Nederland, fra år 2000-2020 (forventet utvikling).	20
Figur 6: Forholdet mellom kortsiktige marginal kostnader for kullproduksjon og kraftpriser i Norge fra 2004 – 2008.	22
Figur 7: Produksjonskostnader for gasskraft, kjernekraft og kullkraft.	24
Figur 8: Utviklingen i spot-, futures- og råvarepriser i Norden, Tyskland, Nederland og Polen.	28
Figur 9: Tilbud, etterspørsel og likevekt.	29
Figur 10: Inndeling av timesblokker: Base-, topp-, lavlast.	31
Figur 11: Markedskobling mellom nordisk, tysk og vestsentral-Europeisk utvekslingsområde.	34
Figur 12: Kraftforbindelser mellom det nordiske og det europeiske kraftmarkedet.	36
Figur 13: Månedlig utveksling av strøm i Europa for perioden 2003-2011.	36
Figur 14: Tyske og nordiske spotpriser for perioden 2003-2011, oppgitt i ukespriser.	40
Figur 15: Tyske og nordiske terminpriser for perioden 2003-2011, oppgitt i ukespriser.	41
Figur 16: Stasjonær serie.	44
Figur 17: Ikke-stasjonær serie.	44
Figur 18: Autokorrelasjonsfunksjonen for førstedifferensierte tyske spotpriser i logaritmisk form.	55
Figur 19: Autokorrelasjonsfunksjonen for førstedifferensierte nordiske spotpriser i logaritmisk form.	56
Figur 20: Grafisk framstilling med tyske og nordiske spotpriser.	58
Figur 21: Grafisk framstilling med tyske og nordiske terminpriser.	58
Figur 22: Korrelogram for tyske og nordiske spotpriser.	59
Figur 23: Korrelogram for tyske og nordiske terminpriser.	59

Tabelliste

Tabell 1: Kraftproduksjon (TWh) i det nordiske kraftmarkedet.	12
Tabell 2: Andel energikilder i kraftproduksjonen i Tyskland.	13
Tabell 3: Utvikling i bruk av vindkraft i kraftproduksjonen.	27
Tabell 4: Kabelforbindelser i det europeiske kraftmarkedet.	38
Tabell 5: Heteroskedastisitet, F-verdier	57
Tabell 6: Dickey Fuller-test med spotpriser	60
Tabell 7: Dickey Fuller-test med terminpriser	61
Tabell 8: Dickey Fuller-test med førstedifferensierte terminpriser	61
Tabell 9: Dickey Fuller-test med terminpriser. Periode januar 2003-november 2009 og november 2009-januar 2012.....	62
Tabell 10: Dickey Fuller-test med førstedifferensierte terminpriser. Periode januar 2003 – november 2009 og november 2009 – januar 2012	63
Tabell 11: Dickey Fuller-test med prisdrivere. Periode 2008–2012	64
Tabell 12: Dickey Fuller-test med førstedifferensierte prisdrivere. Periode 2008-2012.....	65
Tabell 13: Regresjonsanalyse med tyske og nordiske terminpriser	66
Tabell 14: Oversikt over sjokk som det er testet for.....	68
Tabell 15: Sjokkanalyse med spotpriser signifikant ved.....	68
Tabell 16: Granger kausalitetstest med spotpriser.....	71
Tabell 17: Engle-Granger kointegrasjonstest med terminpriser. Periode 2003-2012	72
Tabell 18: Granger kausalitetstest med førstedifferensierte terminpriser. Periode 2003-2012	73
Tabell 19: Granger kausalitetstest med førstedifferensierte terminpriser. Periode 2008-2012	73
Tabell 20: Granger kausalitetstest med førstedifferensierte terminpriser og førstedifferensierte prisdrivere og spotpriser som eksogene variabler. Periode 2008-2012.	74
Tabell 21: Engle-Granger kointegrasjonstest med terminpriser. Periode januar 2003-november 2009 og november 2009-januar 2012.....	76
Tabell 22: Granger kausalitetstest med førstedifferensierte terminpriser. Periode januar 2003-november 2009.....	77
Tabell 23: Granger kausalitetstest med førstedifferensierte terminpriser. Periode november 2009-januar 2012.....	77

1. Innledning

I 1991 startet liberaliseringen av kraftmarkedet i Norge, og ble fort etterfulgt av resten av Norden. Dette førte gradvis til et felles nordisk kraftmarked. Det har siden vært utvikling i det fysiske kraftmarkedet, noe som også kan ha påvirket det finansielle kraftmarkedet. Utviklingen har blitt drevet av et ønske om å oppnå et felles, integrert, europeisk kraftmarked. Aktører i det tyske og det nordiske markedet har vært pådrivere for en slik integrasjon. Gjennom utvikling av kraftnett og felles plattformer for handel har markedene forsøkt å bidra til en slik integrasjon. I det fysiske markedet har Nord Pool Spot og Epex Spot knyttet handel av kraft sammen på kryss av landegrenser, og Nasdaq OMX Commodities og EEX har gjort tilsvarende i det finansielle markedet.

Utgangspunktet for produksjon av kraft i Norden og Tyskland er forskjellig som følge av tilgang på ulike kraftkilder. Derfor er prisene i de to områdene drevet av forskjellige faktorer. Ved å kombinere ulike produksjonstyper i et marked kan en oppnå effektiv ressursutnyttelse, noe som er en av driverne bak integrasjonen av kraftmarkedene i Europa. Integrasjonen fører også til større forsyningssikkerhet, samtidig som det fører til prisstabilitet. På bakgrunn av tiltak som er gjort for å oppnå et mer integrert europeisk marked er det spennende å undersøke om markedene i dag tilhører det samme relevante marked.

For å begrense oppgaven har vi tatt utgangspunkt i det nordiske og det tyske kraftmarkedet da disse er to store kraftmarkeder i Europa. Vi har undersøkt om det tyske og det nordiske kraftmarkedet tilhører det samme relevante markedet ved å ta utgangspunkt i markedsavgrensningsteori. Siden kraftmarkedet består av flere markeder har vi begrenset oss til å se på spotmarkedet og det finansielle markedet. Videre vil bruken av begrepet kraftmarked innebære disse to markedene. I oppgaven vil vi først gi et innblikk i utviklingen i kraftmarkedet. Deretter forklarer vi de ulike sammenhengene i kraftmarkedene. Dette gjøres ved å forklare sammenhengen mellom prisdriverne og kraftprisene og forskjellene i det fysiske og finansielle markedet. Til slutt presenterer vi utviklingen av markedskoblingen mellom Norden, Tyskland og Europa. I kapittel tre gir vi en teoretisk forklaring på de økonometriske metodene som er brukt i analysen. I kapittel fire presenterer vi resultatene av den empiriske analysen. Til slutt følger konklusjon og diskusjon der vi går nærmere inn på implikasjonene av konklusjonen vår.

1.1 Problemstilling

I 2002 konkluderte Copenhagen Economics med at det tyske og det nordiske kraftmarkedet ikke var i samme marked. Det har skjedd endringer de siste ti årene og vi ønsker derfor, med utgangspunkt i termin- og spotpriser fra 2003 fram til 2012, å undersøke om strukturen i markedet har endret seg etter 2002. Dette leder oss til følgende problemstilling:

Tilhører det tyske og det nordiske kraftmarkedet det samme relevante marked?

Med utgangspunkt i problemstillingen er det nødvendig å definere *det samme relevante marked*. *Det samme relevante marked* innebærer at priser på to eller flere homogene produkter som befinner seg i samme geografiske marked, ikke kan avvike nevneverdig fra hverandre. Oppgaven vår tar utgangspunkt i kraft som omsettes i Norden og kraft som omsettes i Tyskland. Dette anser vi som homogene produkter, og vi ønsker dermed å finne ut om de befinner seg i samme geografiske marked. En av hovedtilnærmingene for å definere markedsavgrensning, og som kan anvendes i vår oppgave, tar utgangspunkt i klassisk økonomisk teori der markedsavgrensning defineres ved bruk av arbitrasjemarkedet. Marshall definerte et marked, med utgangspunkt i arbitrasje, som et område der priser av samme goder tenderer mot å samvariere med visse forskjeller som skyldes transportkostnader (Bremnes, 1994, s.16). Dermed kan prisen være en av faktorene som kan påvirke markedet, siden prisen på et produkt påvirker prisene på andre produkter som er i samme marked (Bremnes, 1994). Teorien som kan anvendes for å finne ut om det tyske og det nordiske kraftmarkedet tilhører det samme relevante marked er loven om én pris. Loven om én pris går ut på at arbitrasje fører til at homogene produkter må selges til «lik» pris i samme marked, altså må priser på homogene produkter samvariere.

For å analysere om det nordiske og det tyske kraftmarkedet tilhører det samme relevante marked har vi tatt utgangspunkt i tyske og nordiske kraftpriser. I den empiriske analysen har vi benyttet tester som tidligere er brukt i markedsavgrensningsstudier. Vi har brukt Granger kausalitetstest, Engle-Granger kointegrasjonstest og sjokkanalyse. Avvik fra det samme relevante markedet kan måles ved at testresultatene vi får ikke er signifikante, noe som innebærer at resultatene ikke viser kausalitet eller kointegrasjon mellom prisseriene for markedene vi analyserer.

2. Litteratur om kraftmarkedene i Norden og Tyskland

For å forstå hvordan dagens tyske og nordiske kraftmarked ser ut, er det nødvendig å innlede oppgaven med bakgrunnsstoff om markedene. Vi starter med å vise hvordan utviklingen har vært fra liberaliseringen av markedet på 90-tallet fram til i dag. Deretter beskrives det hvordan prisene settes, hva som driver prisene og forskjellen mellom det fysiske og det finansielle markedet. Til slutt presenteres eksisterende og planlagte koblinger mellom det tyske og det nordiske markedet.

2.1 Liberalisering av kraftmarkedene

1. januar 1991 trådte Energiloven av 29. juni 1990 i kraft i Norge. Energilovens hensikt var å “sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte” (Energiloven 1990, § 1-2).

Gjennom bruk av konsesjoner ble det gjort mulig for flere aktører å tre inn i kraftmarkedet. Dette ga igjen mulighet for økt konkurranse i kraftmarkedet. Loven satt samtidig et krav til de aktører som har fått innvilget områdekonsesjon om å levere etterspurt kraft til forbrukerne i sitt området. En av de viktigste følgene av loven for dagens marked er imidlertid at loven ga muligheter for import og eksport av strøm forutsatt konsesjon fra staten (Energiloven, 2012). Ifølge Hope (2003) har Energiloven bidratt til flere positive økonomiske effekter: lavere kraftpriser, bedre kapasitetsutnyttelse og større valgfrihet for forbrukerne med tanke på valg av kraftleverandør. Når man observerer prisendringene i markedet kan det allikevel diskuteres om Energiloven faktisk har ført til lavere priser. Det er derimot mulig at Energiloven har ført til redusert samfunnsøkonomisk effektivitet selv om prisene ikke nødvendigvis har blitt lavere.

Finland startet gradvis liberaliseringen av sitt marked i 1995 etter at kraftmarkedsloven trådte i kraft. Bakgrunnen for denne loven var et ønske om økt konkurranse i markedet og muligheten for å bli med i det nordiske kraftmarkedet. Liberaliseringen og deltakelsen i det nordiske kraftmarkedet førte, gjennom handel, til økt produktivitet og at en større andel av elektrisiteten kom fra miljøvennlige energikilder. Noe som var et resultat av at Norge, som en av aktørene i det nordiske kraftmarkedet, produserer nesten all sin kraft gjennom vannkraft (Finnish Ministry of Employment and the Economy, 2011).

I Sverige skjedde liberaliseringen i 1996. I etterkant av dette har markedskonsentrasjonen i markedet økt som følge av at de store selskapene har kjøpt opp mindre selskaper. Dette skyldes imidlertid ikke nødvendigvis liberaliseringen, men kan ha vært en del av en naturlig utvikling i markedet (Andersson, 2006). I samme år som liberaliseringen ble Sverige en del av det nordiske kraftmarkedet (Nord Pool Spot, a, 2011).

Liberaliseringen av kraftmarkedet i Danmark skjedde på slutten av 1990-tallet. Formålet var, som i resten av de nordiske landene, at det skulle bli økt konkurranse blant aktørene i markedet, og samtidig ha offentlig prisregulering ved utbygging og drift av strømmettet (Energistyrelsen, 2011). I 2000 ble Danmark med i det nordiske kraftmarkedet. Danmark var det siste landet i Norden som ble med i markedet, noe som førte til full integrasjon det nordiske markedet (Nord Pool Spot, a, 2011).

Tyskland sin energilov, som var starten på liberaliseringen av markedet, trådte i kraft 24. april 1998. Målet med loven var å fremme konkurranse, sikre forsyning av energi og fremme bærekraftig energiproduksjon (International Energy Agency, 2012). Lovens mål om å fremme konkurranse burde ha ført til lavere kraftpriser, da økt konkurranse i teorien fører til lavere priser. Det ble likevel observert at prisene falt i en kort periode etter at den nye loven trådte i kraft, før prisene startet å stige (A. T. Kearney, 2007).

Liberaliseringen av kraftmarkedene har vært en forutsetning for den videre integreringen av markedene på kryss av landegrenser. Som beskrevet skjedde liberaliseringen i de nordiske landene og integreringen av et felles nordisk marked parallelt. Dette gir et inntrykk av det nære forholdet som eksisterer mellom liberalisering og integrering av kraftmarkeder. Ved å starte beskrivelsen av denne utredningen med presentasjon av liberaliseringsprosessene i landene, gis det et inntrykk av utgangspunktet for integreringsprosessen.

2.2 Kraftmarkedet

Prosessene ved produksjon og forbruk av kraft skjer ved at produsenter produserer elektrisitet som selges i engrosmarkedet. Kjøperne i engrosmarkedet kan være sluttbrukere som store industribedrifter eller kraftleverandører. Kraftleverandørene selger igjen elektrisitet til

sluttbrukere, som små bedrifter og husholdninger, i sluttbrukermarkedet. I tillegg til disse markedene har man også de finansielle kraftmarkedene, som gir muligheter for å hedge for å minimere risiko. Utenom disse markedene har man nettprodusentene som har ansvar for bygging og drift av kraftnettet. Vi vil i vår oppgave fokusere på engrosmarkedet, som er Nord Pool Spot i Norden og Epex Spot i Tyskland, og det finansielle markedet som er Nasdaq OMX Commodities i Norden og EEX i Tyskland (Copenhagen Economics, 2002).

2.2.1 Det nordiske kraftmarkedet

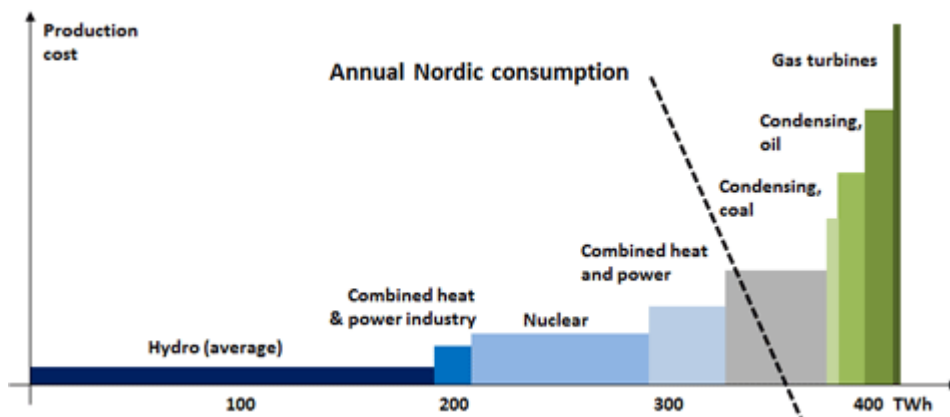
De individuelle landene i Norden var tidlig ute med å koble kraftmarkedene sammen til ett nordisk kraftmarked. Dette ble gjort for å optimere velferden i samfunnet og for å øke sikkerheten for tilbud av kraft (Nord Pool Spot, 2009). I dag består det nordiske kraftmarkedet av Norge, Danmark, Sverige, Finland og Estland (Nord Pool Spot, b, 2010). I det nordiske engrosmarkedet for kraft er det et stort antall markedsaktører som kraftprodusenter, kraftleverandører, større industriforetak og andre større aktører. Disse kan fritt kan kjøpe og selge kraft på den nordiske kraftbørsen, Nord Pool, i konkurranse med hverandre. I Norden står Vattenfall, Fortum, Statkraft og E.ON for rundt 50 % av kraftproduksjonen (Fortum, 2011). Selv om det er fire store aktører, vil engrosmarkedet ha flere likhetstrekk med et frikonkurransemarked enn et oligopol. Ifølge Fridolfsson og Tangerås (2009) kan man ikke observere at det er enkelte produsenter med markedsrett, men at systemprisen i gjennomsnitt følger en frikonkurranspris.

Produksjonskombinasjonen av kraft i de nordiske landene varierer fra land til land. I Norge er det vannkraft som er den desidert dominerende kraftkilden, mens det i Sverige og Finland er en kombinasjon av vannkraft, kjernekraft og termisk kraft (kull, olje, gass). Sverige har også de siste årene hatt en økning i produksjon av vindkraft. Kraftproduksjonen i Danmark kommer i hovedsak fra termisk kraft, men imidlertid har vindkraft hatt en økende rolle i kraftproduksjonen. Produksjonen fra vannkraft varierer betydelig da den hydrologiske balansen er avhengig av nedbørmengde. På bakgrunn av dette vil også den totale årlige andelen av samlet kraftproduksjon som kommer fra fornybare energikilder variere fra år til år. Tabell 1 viser fordelingen av kildene brukt i produksjonen av elektrisitet i det nordiske kraftmarkedet i 2010, og vi ser at 51,4 % av kraftproduksjonen kommer fra vannkraft (Nord Pool Spot, a, 2010).

Energi kilde	Danmark	Finland	Norge	Sverige	Sum	Andel
Vindkraft	7.80	0.30	0.80	3.50	12.40	0.03
Andre fornybare	2.60	10.40	0.10	11.90	25.00	0.07
Fosilt brensel	26.30	31.00	5.30	7.80	70.30	0.18
Kjernekraft	0.00	21.90	0.00	55.60	77.50	0.20
Vannkraft	0.00	12.80	117.30	66.20	196.30	0.51
Ikke-identifiserbare	0.00	0.70	0.00	0.00	0.70	0.00
Produksjon	36.80	76.97	123.40	145.00	382.20	1.00

Tabell 1: Kraftproduksjon (TWh) i det nordiske kraftmarkedet. Kilde: Nord Pool Spot, a (2010)

Som vi ser av figur 1 er det i Norden kullproduksjonskostnader som normalt setter prisen i markedet. Vannkraft og kjernekraft har de laveste produksjonskostnadene der 51,4 % av kraftproduksjonen i Norden kommer fra vannkraft. Når vann- og kjernekraft ikke dekker forbruksbehovet av kraft vil prisen normalt settes ut ifra produksjonskostnadene ved kullkraft (OED, 2006).



Figur 1: Prissettingen i det nordiske kraftmarkedet. Kilde: (Nord Pool Spot c, 2011)

2.2.2 Det tyske kraftmarkedet

Det tyske kraftmarkedet er det største kraftmarkedet i Europa der konsum i 2010 var 548,2 TWh (Kristiansen, 2011). Selv om markedet er liberalisert er det de fire store aktørene, E.ON, RWE, Vattenfall og EnBW, som dominerer engrosmarkedet, med en markedsandel på til sammen 80 % (Bundeskartellamt, 2011). Det tyske kraftmarkedet regnes allikevel som et marked med stor konkurranse, med over 900 aktører (Energy Information Administration, 2006), men siden det er

fire store aktører som har en markedsandel på 80 % betrakter vi engrosmarkedet som oligopol.

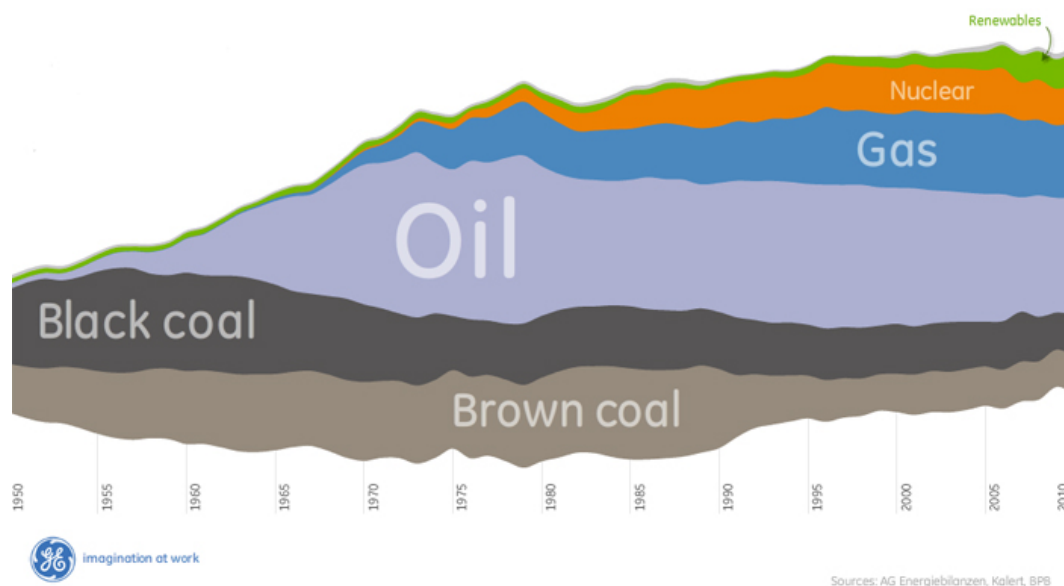
Som tabell 2 viser kommer omtrent 80 % av elektrisitetsproduksjonen i Tyskland fra ikke-fornybare energikilder. Brunkullkraft, steinkullkraft og kjernekraft er de største produksjonstypene etterfulgt av gasskraft.

Energikilde	2009	2010*
Kjernekraft	22.9	23
Brun-kull	24	23
Steinkull	17.7	18
Naturgass	13.7	14
Fornybare	16.5	17
Drivstoff-olje, pumped storage og andre	5.2	5
Total	100	100

Tabell 2: Andel energikilder i kraftproduksjonen i Tyskland. Kilde: BDEW (2010)

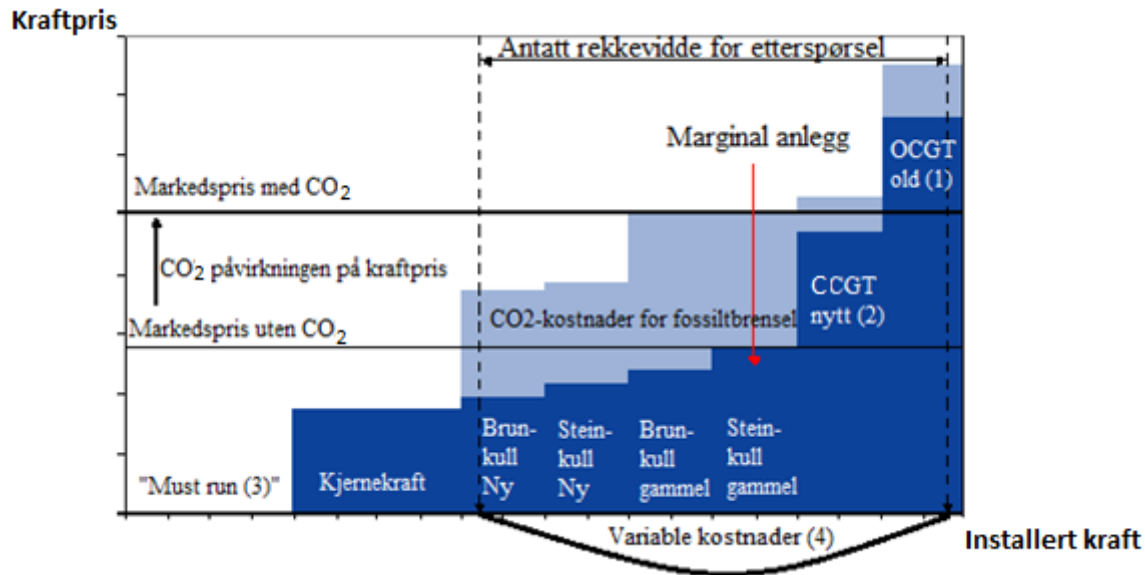
* Avrundede og estimerte tall

Selv om de ikke-fornybare energikildene er de mest sentrale i det tyske markedet har det i det siste vært fokus på en økning i andel fornybare energikilder i elektrisitetsproduksjonen. I figur 2 kan vi se en utvikling i produksjonskombinasjonen i Tyskland fra 1950-2010. I 2011 var andelen fornybare energikilder økt til 20,8 % av energimiksen i Tyskland. I tillegg til å ha en økning i vindkraft (7,5 %) har det vært økt fokus på solkraft (3,5 %), hvilket fører til at solkraft utgjør en større andel av fornybar energikraft i Tyskland enn vannkraft (BDEW, 2011). Bakgrunnen for dette fokuset kom av EUs 20-20-20 mål. Målet innebærer at EU-landene skal klare å redusere drivhusgasser med 20 % i forhold til nivået i 1990, ha en økning i fornybare energikilder slik at de utgjør minst 20 % av energikildene i kraftproduksjonen og redusere energibruk med 20 % (European Commission, 2010). Fornybare energikilder kan dermed få en større betydning for kraftmarkedet i Tyskland i fremtiden.



Figur 2: Utvikling i energimiksen i Tyskland. Kilde: General Electricity Company (2012)

Marginale kostnader til energikildene er hovedsakelig bestemt av variable kostnader til brensel (inkludert CO₂) og driftsmidler, altså kostnader som påløper når kraftverket er oppe og går, og må minst være tjent tilbake. I Tyskland blir det produsert strøm ved å starte med det alternativet som har lavest kostnader og fortsette med de andre alternativene til tilbud møter etterspørsel. Tilbudsprisen på siste kraftverket (marginal anlegg) som må settes i gang for å imøtekomme etterspørselen bestemmer markedsprisen for alle andre kraftverkene. Denne prissettingen illustreres i figur 3. For å dekke høy etterspørsel må gasskraftverk brukes. Gass er den dyreste av energikildene og vil normalt sett være avgjørende for prisen på kraft i det tyske markedet. Men når etterspørselen er lav vil, som vist i figur 3, billigere produksjonsalternativer være å foretrekke (RWE, 2008).



Figur 3: Prissettingen i det tyske kraftmarkedet. Kilde: RWE (2008)

1. Gasskraftverk (Open-Cycle gas turbine), 2. Kombigasskraftverk (Combined-Cycle Gas Turbine), 3. Elvekraft, vindkraft, Kogenerasjon (CHP), 4. Variable kostnad ved kraftverk (ekskl. CO₂).

Oppsummering: Det nordiske og det tyske kraftmarkedet

Det tyske kraftmarkedet og det nordiske kraftmarkedet er to markeder med forskjellige utgangspunkt når det gjelder produksjonskombinasjonen og markedsformen. I Norden er markedsformen nær et frikonkurransemarked, mens det tyske kraftmarkedet kan være et oligopol. Slik kunnskap om markedsformene i områdene vil kunne gi indikasjoner på hva som vil observeres i analysen. Dette kan medføre at vi vil få resultater som viser at det tyske markedet er mer dominerende enn det nordiske markedet, fordi det i det tyske markedet er noen få aktører som har markedsrett til å sette prisen i markedet. Denne forskjellen i markedsform kan også føre til at tyske kraftpriser er høyere enn kraftprisene i Norden fordi det er mindre konkurranse i Tyskland.

Samtidig er produksjonskombinasjonene i de to områdene forskjellige hvilket fører til at utgangspunktet for kraftprissettingen er forskjellig. Når det videre skal analyseres om det tyske og det nordiske kraftmarkedet er i det samme relevante markedet vil det kunne være hensiktsmessig å undersøke om man kan observere samme relevante marked når man tar hensyn til prisdriverne. Hvis disse har en signifikant påvirkning på prisene, men utelates, kan man få resultater som ikke gjenspeiler reell markedsavgrensning.

2.2.3 Kraftbalansen og prisdannelsen

Kraftbalansen, som er forholdet mellom etterspørsel (forbruk), tilbud (produksjonskapasitet), og utveksling av kraft med andre land, bestemmer prisnivået i kraftmarkedet. I et velfungerende marked sikrer prisen at vi får nok kraft og at den flytter dit den trengs. Kraftprisen er en egnet måte for selgere og kjøpere å kommunisere seg i mellom, og den representerer derfor kompromissløsningen. Samtidig stimulerer den forbrukere og produsenter til å tilpasse seg slik at kraftbalansen opprettholdes. På grunn av konkurransen mellom produsentene blir den billigste kraften produsert først, og når forbruket øker brukes dyrere energi og markedsprisen stiger. Ved å benytte et system kalt marginalprising blir samfunnets ressurser utnyttet best mulig.

Marginalprising innebærer at markedsprisen blir satt ut ifra siste omsatte enheten (Kraftkartet, a, 2007). Dette systemet fører til at kraftbalansen avgjør derfor hvilken produksjonstype som setter prisen i spotmarkedet, nivået på utveksling med andre land og hvor mye den nordiske prisen blir påvirket av prisene i for eksempel Tyskland. Figur 1 viser hvordan prisen settes i det nordiske markedet. Vann utgjør en stor andel av produksjonsmiksen, og har lave kostnader. Hvis sammensetningen av produksjonstyper endres vil tilbudet endres og likevekt vil kunne ende opp et annet sted enn der konsum krysser tilbud av kullkraft. Dette vil da kunne sette en annen kraftpris i markedet. På samme måte vil en endring i etterspurt kraftmengde føre til at etterspørselskurven skifter og skjærer tilbudet på en annen plass enn ved produksjonskostnadene for kull. Dette kan også presse kraftprisen enten opp eller ned.

Tilgangen på kraft avhenger av hvor mye en kan produsere og hvor mye en kan frakte. Det optimale er at det alltid skal være en balanse mellom det som går inn og ut av strømmettet, da strøm ikke kan lagres, men brukes med engang den produseres. Dette er den kortsiktige kraftbalansen. I et område med kraftunderskudd vil prisen stige, og dermed trekke mer kraft inn til området (Kraftkartet, 2011). Året sett under ett bør det også være balanse mellom hva vi bruker og hva vi har tilgang på, og dette er da den langsiktige kraftbalansen. Det er kraftprisen som sørger for balanse mellom forbruk av strøm og tilgang på strøm. En økende pris indikerer at det er mangel på strøm og at mer må produseres og forbruk må reduseres. Høy pris gir insentiver til å produsere mer strøm og forbruke mindre (Kraftkartet, b, 2007). Balansen kan trues ved at en enten har kraftunderskudd eller kraftoverskudd av strøm, noe som kan ha konsekvenser for samfunnet. I tilfeller med kraftunderskudd vil en oppleve høye priser for å redusere

strømforbruket, og et stort nok underskudd kan føre til rasjonering (Kraftkartet, 2011).

2.3 Prisdrevne i kraftmarkedet

Som det kommer fram i kapittel 2.2 *Kraftmarkedet* er produksjonskombinasjonen av kraft i Norden ulik produksjonskombinasjonen av kraft i Tyskland. Prisen på kraft blir derfor påvirket av forskjellige faktorer i de to områdene, og det er nyttig å kjenne til forskjellen for å forstå resultatene våre når vi analyserer hvorvidt de tyske og de nordiske prisene påvirker hverandre. I kapitlene som følger vil vi derfor ta for oss faktorer som påvirker kraftpriser, forklare hvordan de påvirker kraftprisene og presentere omfanget av den påvirkningen faktorene har på både tyske og nordiske kraftpriser.

2.3.1 Værforhold og temperaturer

Rundt 50 % av kraften i Norden kommer fra vannkraft (Nord Pool Spot, c, 2011). Værforhold og temperaturer har derfor en stor innvirkning på kraftprisene i Norden (OED, 2010). Nordens store andel av vannkraft i kraftproduksjonskombinasjonen gjør det nordiske kraftmarkedet mer fleksibelt i produksjonen. Vannkraft har en fordel ved at vannet kan lagres i magasiner. Dette fører til at kraftprodusentene har større kontroll over mengde strøm som skal produseres på forskjellige tidspunkt. Man bruker begrepet hydrologisk balanse når man snakker om hvordan mengden vann i magasinene har innvirkning på prisen. Den hydrologiske balansen regnes som den summen av snø, markvann og vann i kraftmagasinene som avviker fra normalsituasjonen for den uken man observerer. Vannmagasinene gir altså en mulighet for regulering som gjør prisene i det nordiske markedet mer stabile i løpet av døgnet og gjennom året (Johnsen, 2001).

Reguleringsevnen er nyttig fordi det gir muligheten til å produsere mindre kraft om natten, når også mindre kraft brukes i industrier og husholdninger.

Vannkraftprodusentene har gjennom vannmagasiner muligheten til å velge å produsere kraft i perioder med høy etterspørsel, mens de i perioder med lav etterspørsel kan holde tilbake vannet i magasinene (Statkraft, a, 2009). Ved lite vann i magasinene vil det være mer kostbart å bruke vannkraft til å produsere elektrisitet, og vannkraftprodusentene vil da holde produksjon tilbake. Andre kraftprodusenter vil da stå for en større andel av kraftproduksjon enn ved normaltillfeller. Slike situasjoner presser prisene opp siden alternative kraftprodusenter har høyere produksjonskostnader. Ved motsatt tilfelle, der det er mer enn normal mengde vann i magasinene,

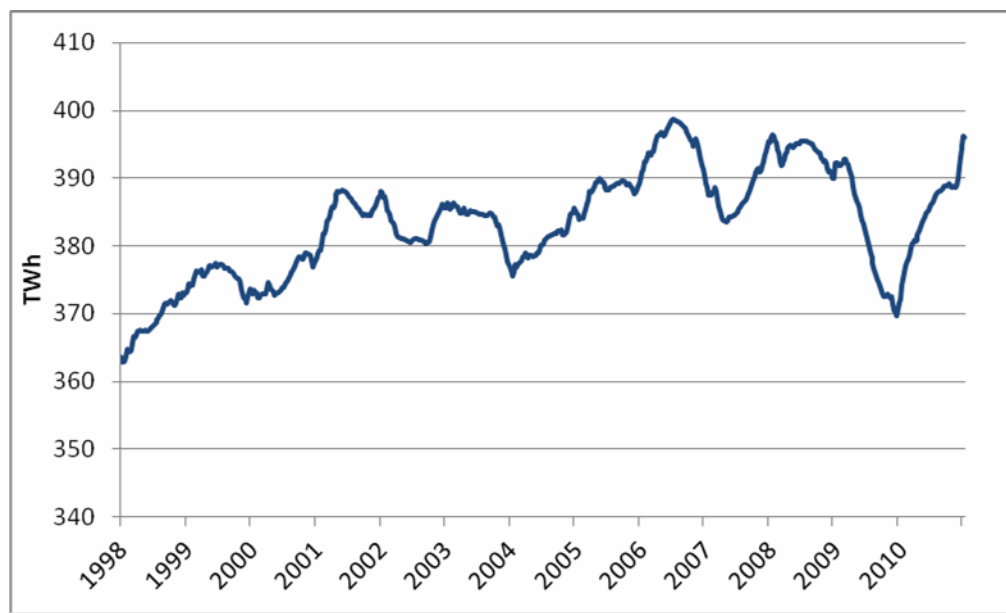
vil vannkraftprodusentene produsere større mengder elektrisitet enn normalt, hvilket presser prisene ned på grunn av høyt tilbud (Nord Pool Spot, c, 2011).

Det tyske markedet har en liten andel vannkraft. I 2011 utgjorde vannkraft kun 3,3 % av kraftproduksjonen (BDEW, 2011). Tyskland har dermed ikke den samme muligheten som Norden har til å styre produksjonen av kraft gjennom vannkraftproduksjon. Mengden nedbør i Tyskland har derfor heller ikke den samme innvirkningen på kraftprisen som den har i Norden.

I tillegg til nedbørmengder kan temperatur ha en stor innvirkning på kraftprisen. Ved kalde vintre vil det brukes mer strøm til oppvarming, hvilket gir økt etterspørsel etter kraft. De nordiske landene er mer påvirket av temperaturendringer enn Tyskland, siden de nordiske landene er større forbrukere av elektrisk energi enn resten av Europa. Dette kommer av at vintrene er kaldere og at husstandene i Norden i stor grad er avhengig av elektrisitet for oppvarming. 30 % av oppvarming av husholdninger i Norden skjer ved hjelp av elektrisitet (Nasdaq OMX Commodities, a, 2010). I perioder som er kaldere enn normalt vil en økning i etterspørsel etter elektrisitet presse kraftprisen opp.

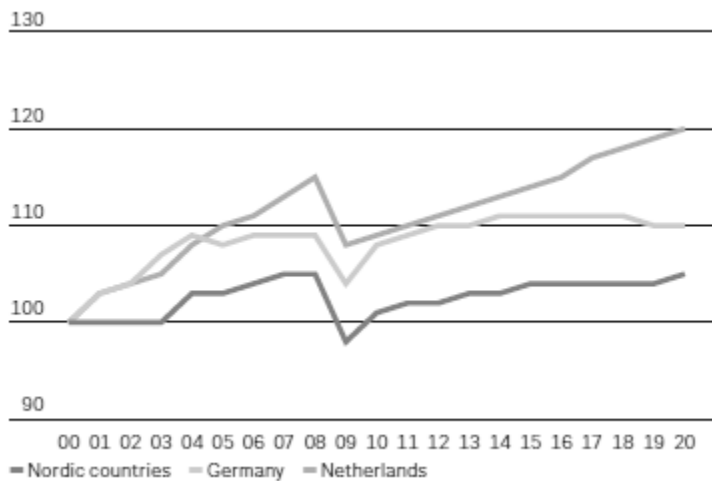
2.3.2 Aktivitetsnivået i økonomien og forbruk

Prisene i kraftmarkedet blir påvirket av både tilbud og etterspørsel som igjen er påvirket av det generelle aktivitetsnivået i økonomien. Etterspørsel etter kraft blir påvirket av endringer i kraftforbruket både fra kraftkrevende industri, bedrifter og husholdninger. På lang sikt kan kraftforbruket blant annet påvirkes av økonomisk vekst, pris og kostnadsutvikling for kraft, teknologisk utvikling og samfunnets evne til å bruke strøm effektivt. Videre vil demografien i et land være viktig for den økonomiske veksten i landet, samtidig som det er en viktig faktor bak husholdningenes forbruksutvikling (Bye, 2005). På kort sikt er det gjerne temperatur og værforhold som påvirker forbruket i Norden. Over tid vil forbruksvanene kunne endres ettersom energibruken blir mer effektiv, noe som fører til at forbruket blir mer fleksibelt (Kraftkartet, c, 2007).



Figur 4: Utviklingen i totalt konsum (TWh) av elektrisitet i de nordiske regionene i perioden 1998-2010. Kilde: NordREG (2011)

Økt forbruk gir høyere etterspørsel på kraftbørsen, som igjen fører til høyere priser i markedet, gitt at produksjonskapasiteten er fast. Ved høyere forbruk av kraft vil kraftverk som oljekondensverk eller gasskraftverk være prissettere. Dette er kraftverk som har høyere produksjonskostnader og som kun er i drift i kortere perioder av gangen (OED, 2008). Økt forbruk gir også behov for økt effektivitet i ressursbruken i kraftmarkedet. Finanskrisen førte til at kraftforbruket ble redusert, og i tillegg var det store fall i brenselspriser som reduserte marginalkostnaden for kraft produsert med termiske systemer. Videre var også industriproduksjonen i flere land under og etter finanskrisen veldig lav, noe som innebar lavere etterspørsel etter kraft fra kraftkrevende industri. Dette førte til reduserte kraftpriser fra andre halvdel i 2008 til 2009. Utviklingen i forbruket i Norden kan sees i figur 4, der trenden har vært økende forbruk av elektrisitet, men vi ser også en klar nedgang under finanskrisen (NordREG, 2010).



Figur 5: Utviklingen av kraftteterspørsel i de nordiske landene, Tyskland og Nederland, fra år 2000-2020 (forventet utvikling). Kilde: Vattenfall (2010)

Figur 5 viser at utviklingen av kraftteterspørsel i perioden 2000-2020 for Norden, Tyskland og Nederland har samme mønster, men at Norden har hatt, og forventes å ha, lavere forbruk enn både Tyskland og Nederland. Det kan derfor framover være fordelaktig med økt handel over landegrensene for å oppnå balanse i kraftmarkedet. Forbruket falt i 2008 og 2009 som følge av finanskrisen, og selv om det har vært moderate bedringer er etterspørselen fortsatt lav, spesielt i Nord-Europa. Det har vært størst reduksjon i etterspørsel av kraft i industrisektoren, mens privatkonsum av kraft har vært relativt stabilt. Det kan ta flere år før etterspørselen kommer tilbake til nivået det var på i begynnelsen av 2008, og i følge prediksjonene gjort av Vattenfall kan det kanskje ta så lang tid som til 2020. Bedringen i etterspørsel for kraft har vært lav i Tyskland også, men samtidig som etterspørselen falt har produksjonskapasiteten økt jevnt, spesielt for fornybar energi. Figuren viser også at etterspørsel etter kraft har hatt en økende trend, spesielt for Tyskland og Nederland, og til tross for fallet i 2008 og 2009 forventes etterspørselen å ha en voksende trend i fremtiden (Vattenfall, 2010).

2.3.3 CO₂-kvoter

Kyoto-protokollen, som er en internasjonal avtale for å redusere utslipp av skadelige klimagasser, ble inngått i 1997. Industriland ble gitt spesifikke forurensningsbegrensninger for perioden 2008-2012. I denne perioden skulle disse landene samlet kutte sine utslipp av klimagasser med 5 % i

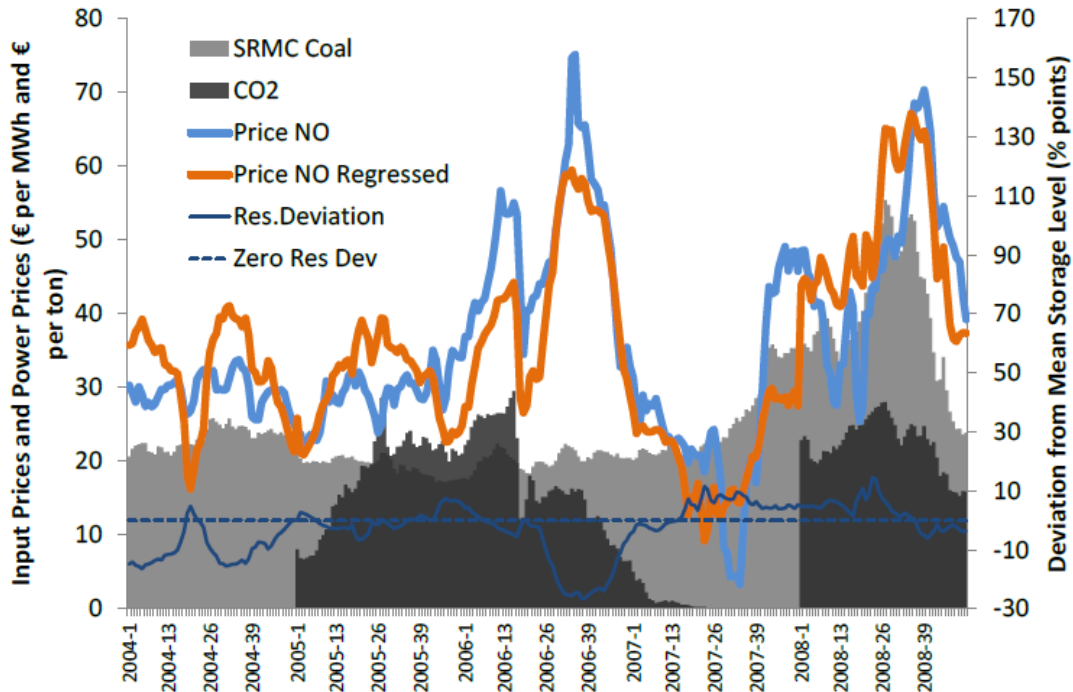
forhold til nivået i 1990. Kyoto-protokollen ble først gyldig 16. februar 2005 og i dag har 189 land underskrevet Kyotoavtalen (Globalis, 2012).

Kyoto-avtalen resulterte i at EU fra 1. januar 2005 innførte sitt eget system for handel med utslippstillatelse, the Emission Trading Scheme (ETS), der det ble innført kvoter på CO₂-utslipp. Dette innebar at det ble introdusert en pris for karbon, der det ble pålagt en kostnad for forurensning og en verdi for reduksjoner av CO₂-utslipp. Kraftverk som slipper ut CO₂ må dekke sine utslipp ved å kjøpe CO₂-kvoter som handles i et eget marked (Skagerak Energi, 2009). CO₂-markedet har ført til at produksjonskostnadene for termisk kraft har fått enda et påslag. Høye priser for CO₂-kvoter kan føre til at det blir ulønnsomt å produsere strøm i for eksempel kullkraftverk, og dermed vil det kunne gi lavere tilbud i kraftmarkedet, som igjen fører til høyere kraftpriser.

Prisene på kull og gass vil bestemme hvilket av brenselproduktene som blir brukt for produksjon av kraft. Samtidig vil CO₂-kvoten i seg selv ha en innvirkning. Kombinasjonen av temperatur og nedbør kan ha en innflytelse på kraftforbruket. Dersom vinteren er kald og tørr vil klimagassutslippene øke som følge av økt forbruk av kraft. Kostnadene ved CO₂-kvoter vil for kullkraftverk totalt være høyere enn for gasskraftverk fordi kullkraftverk forurenser mer enn gasskraftverk. Ved stigende karbonpriser vil da kraftprodusenter velge å bruke gass i stedet for kull, dersom dette er mulig. Situasjonen er annerledes dersom det er en mild og våt sommer, der etterspørsel etter kraft vil være lavere og regnet vil øke potensialet for vannkraftproduksjon.

Kraftprisene i Europa økte i løpet av 2005, og ifølge Point Carbon (2006) kan introduksjonen av karbonmarkedet være en forklarende faktor for de økte prisene. Introduksjonen av karbonprising i kraftsektoren må sees i lys av alternativkostnadsprinsippet. I et konkurransedyktig kraftmarked vil produsentene by inn deres produksjon i samsvar med deres kortsiktige marginale kostnader. For produsenter av termisk kraft vil verdien av nødvendige CO₂-kvoter for å støtte opp om kraftproduksjonen være en del av produksjonens marginale kostnader. Verdien reflekterer den verdien man ville fått om en hadde valgt å selge bevilgningene av CO₂-kvoter, altså alternativkostnaden. CO₂-kvotekostnaden vil da føre til økte marginale systempriser av kraft da

kullkraftverkernes marginalkostnader ofte er prissettere i elektrisitetmarkedet. Dermed er det sannsynlig at størrelsen på kvoteprisen vil kunne påvirke kraftprisene (Point Carbon, 2006).



Figur 6: Forholdet mellom kortsiktige marginal kostnader for kullproduksjon og kraftpriser i Norge fra 2004 – 2008. Kilde: Energy Norway (2011)

En analyse av hvordan EUs ETS har påvirket de norske kraftprisene (Energy Norway, 2011) viser at de kortsiktige marginalkostnadene for kull er en sterk forklarende faktor for kraftpriser. Figur 6 illustrerer de kortsiktige marginalkostnadene, CO₂-priser og hydrologisk balanse. Undersøkelsen viser at det nesten er et "en til en"-forhold mellom marginalkostnadene for kull og kraftpriser der regresjonskoeffisienten har en verdi på 0,95 med konfidensintervall mellom 0,89 og 1,01. De viser også at hydrologisk balanse (Res.Deviation) har en sterk og signifikant påvirkning på resultatet (Energy Norway, 2011, s. 14).

Som beskrevet i kapittel 2.2 *Kraftmarkedet* har Tyskland større andel av kraftproduksjon som kommer fra ikke-fornybare kilder. Dette kan føre til at prisene i det tyske kraftmarkedet i større grad blir påvirket av CO₂-kvoter sammenlignet med påvirkningen på de nordiske kraftprisene.

2.3.4 Kullpriser

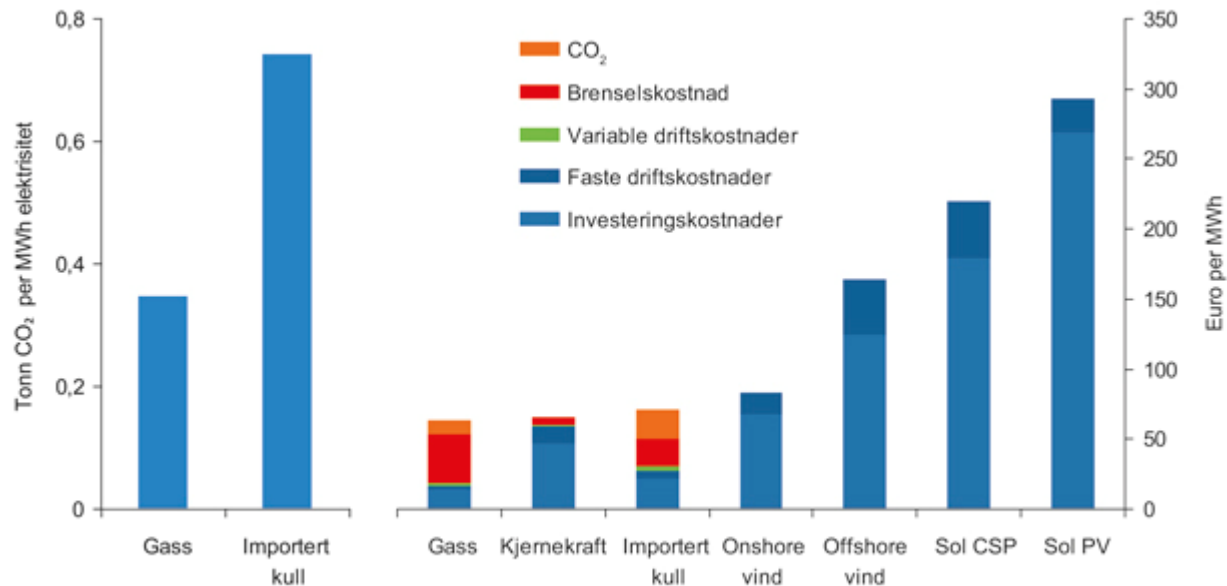
Kull er den viktigste kraftenergikilden og bidrar til 42 % av kraftproduksjonen i verden (International Energy Agency, 2010). Siden år 2000 har forbruket av kull økt med 4,9 % i året, hvilket er en større økning enn noe annet brensel i verden, og det forventes at økningen kommer til å fortsette i årene som kommer. Innen år 2030 er det forventet at kull kommer til å utgjøre 44 % av kraftproduksjonen i verden (World Energy Council, 2010). I Norden utgjør kullkraft 6,3 % av produksjonskombinasjonen (2008), men andelen har en tendens til å avhenge av andel vannkraft i produksjonen (Nord Pool Spot, a, 2010). Etersom vannkraft og kjernekraft har de laveste produksjonskostnadene, blir det produksjonskostnadene ved kullkraft som normalt setter kraftprisen i Norden når vann- og kjernekraft ikke dekker kraftbehovet (OED, 2006). I Nord Pool er det kun Danmark og Finland som leverer elektrisitet produsert gjennom kullkraftverk.

I det tyske markedet er det imidlertid en større andel av kraftproduksjonen som kommer fra kullkraftproduksjon. Brunkull og steinkull er to av de tre viktigste kildene til produksjon av kraft i Tyskland (EMCC, 2012). Så lenge kostnadene tilknyttet kullkraftproduksjon er lavere enn kostnadene tilknyttet gasskraftproduksjon vil kullkraft benyttes fremfor gasskraft. Disse kostnadene avhenger av CO₂-kvotepriisen og prisen på råstoffene, gass og kull, som skal inn i produksjonen. Dette kommer av at kull- og gasskraftverkprodusenter må kjøpe CO₂-kvoter på grunn av CO₂-utslipp som følge av produksjonen. Dermed vil kull prioriteres hvis differansen mellom råvareprisene er tilstrekkelig lav, ettersom gasskraftverk forurensere mindre og dermed har lavere kostnader tilknyttet CO₂-kvoter (Statkraft, b, 2009).

De nordiske landene og Tyskland har ikke tilgang på kull som naturressurs og må importere dette for å drive kullkraftverkene. Prisen på kullkraften er dermed sterkt styrt av kullprisen i det internasjonale markedet. I 2003 var Kina verdens raskest voksende økonomi hvilket førte til en økt etterspørsel etter kull, og kombinert med lavt tilbud ble kullprisen presset opp (Maiello, 2003). Økning i kullprisen i Kina førte da til at det ble dyrere å produsere elektrisitet i Europa gjennom kullkraft. Dette førte igjen til at prisene på kraftbørsene økte (Kraftkartet, c, 2007).

2.3.5 Gasspriser

Gass er, etter olje og kull, en av verdens viktigste energikilder. Til tross for at gass regnes som det mest miljøvennlige råstoffet blant fossilt brensel, fører den høye prisen på råstoffet til at gasskraft utkonkurreres ved kraftproduksjon (OED, 2010-2011).



Figur 7: Produksjonskostnader for gasskraft, kjernekraft og kullkraft. Kilde: OED (2010-2011)

I Norden bidrar gasskraftverk til lite elektrisitet i det felles kraftnettet. Figur 7 viser at gass som brenselskostnad er dyrere enn kull, og siden Norden har stor tilgang på vannkraft suppleres elektrisitetsbehovet med elektrisitet fra kullkraftverk fremfor fra gasskraftverk (Nord Pool Spot, c, 2011). Dette avhenger, som tidligere nevnt, av differansen mellom gass- og kullpris. Ved å fokusere på brenselskostnaden framfor produksjonskostnaden får man skilt kostnadene knyttet til gass og kull fra CO₂-kvoten, da denne er en del av produksjonskostnadene. På denne måten er det lettere å se de individuelle påvirkningene som prisdriverne har på kraftprisen.

I Tyskland er imidlertid produksjonskombinasjonen annerledes, hvilket fører til at gassprisen har en større innvirkning på kraftprisen i det tyske markedet. Produktmiksen består hovedsakelig av like mengder kjernekraft, brunkull og steinkull (EMCC, 2012). Ettersom prisen i kraftmarkedet

settes ut ifra tilbud av og etterspørsel etter kraft, vil tilbud av disse kildene ha innvirkning på kraftprisen (EEX, 2010). Når tilbud av disse kraftkildene ikke dekker etterspurt kraftmengde vil det være nødvendig å supplere med gasskraft til tross for at gasskraft som oftest har vært dyrere å produsere enn kullkraft på grunn av råvareprisen. Ved en normalsituasjon vil det derfor være gasskraft, som produksjonstype med høyest variable kostnader, som setter prisen. Som tidligere nevnt har nordisk kraftproduksjon en fordel tilknyttet fleksibilitet i produksjonen grunnet den store andelen vannkraftproduksjon. Tyskland har ikke denne fordelene i like stor grad, men gasskraftverk er fleksible i produksjonen og kan justeres etter etterspørsel. Gasskraft er derimot en av de dyreste kraftproduksjonskildene, hvilket fører til at Tyskland ikke i like stor grad kan benytte seg av denne fleksibiliteten (Statkraft, b, 2009).

2.3.6 Oljepriser

I Tyskland utgjør bruk av olje i kraftproduksjonen kun en andel på rundt 5 %, mens olje utgjør en beskjeden andel av kraftproduksjon i Norden. Endring i oljeprisen får derfor, i disse markedene, liten direkte innvirkning på kraftprisene. Oljeprisen kan på den andre siden påvirke prisen på kull og gass, hvilket igjen vil ha en innflytelse på kraftprisen. Store og plutselige endringer i oljeprisen kan også ha en indirekte innvirkning på kraftprisen. Slike endringer kan påvirke forventningsindikatoren (ICS, Index of Consumer Sentiment), det vil si konsumenters optimisme i forhold til den økonomiske situasjonen. Forventningsindikatoren er en ledende indikator og kan dermed si noe om hvordan den økonomiske aktiviteten kommer til å bli. Dette er igjen en faktor som har en innflytelse på kraftprisen (Nyhus, 2004). Siden Norge er en oljeeksportør kan imidlertid nordmenns forventninger om den økonomiske aktiviteten gi en virkning på kraftprisene som er motsatt av den virkningen man vil få i resten av Norden og Tyskland ved en stor og plutselig endring i oljeprisen.

2.3.7 Valutakurser

Valutakurser kan også påvirke kraftpriser gjennom råvarepriser. Kull og olje prises i markedet i amerikanske dollar og gass prises i britiske pund, og følgelig kan valutafluktuasjoner ha en påvirkning på kraftprisen i Tyskland. De nordiske kraftprisene kan også merke fluktuasjoner i valuta gjennom denne kanalen, men ikke i like stor grad som i den tyske produksjonen ettersom en stor andel av den nordiske kraftproduksjonen kommer fra vannkraft. Det nordiske markedet

kan imidlertid bli påvirket av eurokursen. Dette kommer av at prisene på Nord Pool Spot er i euro mens kraftproduksjonskostnadene kan være i lokal valuta (Kraftkartet, c, 2007).

2.3.8 Kjernekraft

I tillegg til vann-, kull- og gasskraft er kjernekraft en sentral energikilde i både det tyske og det nordiske markedet. Som vist i figur 7 er kjernekraftverk en produksjonstype med høye investeringskostnader, men med lave variable kostnader. Etter at investeringen er gjort og kraftverket er bygd er det altså lave kostnader knyttet til drift, og det regnes dermed som en billig produksjonstype.

I Sverige kommer over 50 % av produsert elektrisitet fra kjernekraft (Tanderø, 2010). 23 % av kraftproduksjonen i Tyskland i 2010 kom fra kjernekraft (BDEW, 2010). Tilbud av kjernekraft kan dermed ha innvirkning på kraftprisen i både Norden og Tyskland. Ved lavt tilbud av kjernekraft vil prisen på kraft øke siden alternative kilder har høyere produksjonskostnader. Etter jordskjelvet i Japan i 2011 har det blitt debatt rundt bruken av kjernekraftverk, og i mars 2011 ble det bestemt at syv store kjernekraftverk i Tyskland skulle stenges i tre måneder (Renewables International, 2011). I slutten av mai 2011 ble det bestemt at åtte gamle kjernekraftverk skulle stenges permanent, og at de resterende ni nyere kjernekraftverkene skulle stenges innen 2022. Dette kan føre til en økt kraftpris i Tyskland. Stengingen av kjernekraftverkene fører til at Tyskland kan bli avhengig av å importere strøm fra andre land og å investere i nye produksjonstyper av strøm. Regjeringen var enig om å investere i nye kull- og gasskraftverk og om å investere ytterligere i vindenergi (World Nuclear Association, 2012).

2.3.9 Vindkraft

Økt fokus på miljøet har resultert i at det har blitt viktigere å satse på fornybare energikilder. Tabell 3 viser at utviklingen i vindkraftproduksjon har vært økende de siste ti årene. Økningen i vindkraftproduksjonen kan komme av EUs mål om at minst 20 % av energiproduksjonen skal komme fra fornybar energi. Hvis de europeiske landene klarer dette målet antas det at en sjettedel av Europas energiproduksjon kan komme fra vindkraft i 2020 (Hope, 2011). Økningen er spesielt stor i Tyskland, og har også en større innflytelse på prisen i dette landet.

Produkt: Vind										
Anlegg: "Main activity producer electricity plants"										
Balanse: Netto elektrisitetsproduksjon (GWh)										
Tid:	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Land										
Danmark	4 241	4 306	4 877	5 561	6 583	6 614	6 108	7 171	6 928	6 721
Finland	77	70	63	93	120	170	153	188	261	277
Tyskland	9 352	10 455	15 855	18 859	25 270	27 229	30 710	39 713	40 500	38 569
Norge	31	27	75	218	252	498	637	892	909	981
Sverige	456	482	608	679	850	936	987	1 430	1 996	2 485

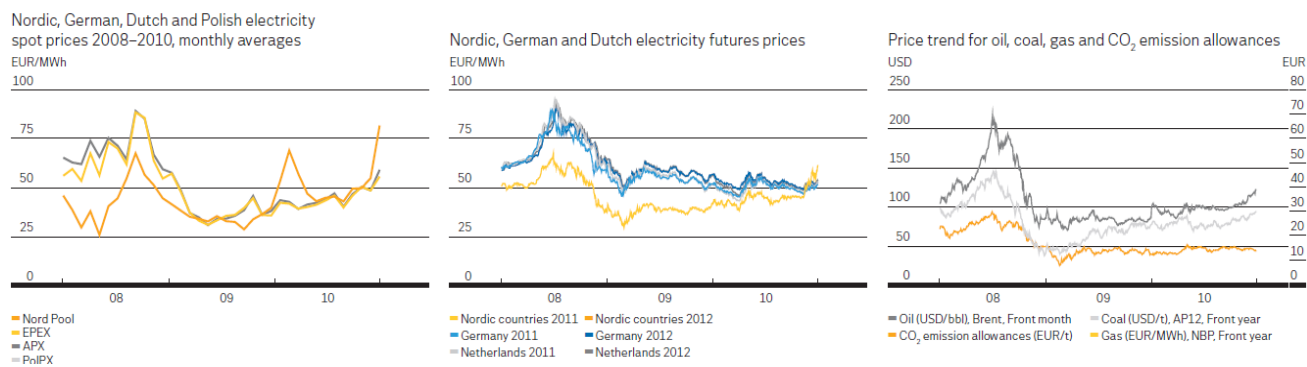
Data hentet den 17 feb. 2012 10:11 UTC (GMT) fra OECD iLibrary

Tabell 3: Utvikling i bruk av vindkraft i kraftproduksjonen. Kilde: OECD (2011)

Norden har mye vannkraft, og hovedparten av kraftproduksjonen kommer fra fornybare energikilder med lave driftskostnader. I Tyskland er det derimot ikke-fornybare energikilder som dominerer produksjonsmiksen. Denne utviklingen i vindkraftproduksjonen kan derfor ha en positiv innvirkning på det tyske kraftmarkedet. I 2011 var andel vindkraft i kraftproduksjonen økt til 7,5 % (BDEW, 2011). En slik økning vil kunne være positiv for kraftprisen med tanke på at vindkraft har lavere driftskostnader enn kull- og gasskraft, og det er heller ingen CO₂-avgift tilknyttet denne kraftkilden ettersom vindkraft er en fornybar energikilde. I Norden er det Danmark som står for den største andelen av vindkraft, og som vi ser i tabell 3 har det også her vært en stor økning i vindkraftproduksjonen.

Oppsummering: Prisdrivere

Kapittel 2.3.3 - 2.3.6 beskriver hvordan råvarepriser som olje-, kull- og gasspriser og CO₂-kvoter kan påvirke prisene i kraftmarkedet. Figur 8 oppsummerer dette da seriene beveger seg i samme mønster og det kan derfor se ut til å være en sammenheng.



Figur 8: Utviklingen i spot-, futures- og råvarepriser i Norden, Tyskland, Nederland og Polen. Kilde: Vattenfall (2010)

Det er også blitt presentert andre faktorer som driver den tyske og den nordiske kraftprisen. Det er viktig å forstå disse faktorenes påvirkning på kraftprisene. Det kan være nødvendig å inkludere prisdriverne i videre tester, for å bruke dem til å kontrollere for en eventuell effekt disse kan ha på kraftprissammenhengen. Det er derfor essensielt, med bakgrunn i litteratur om emnet, å danne seg et bilde av påvirkningskraften disse faktorene har på kraftprisene.

2.4 Kraftbørsene i Norden og Tyskland

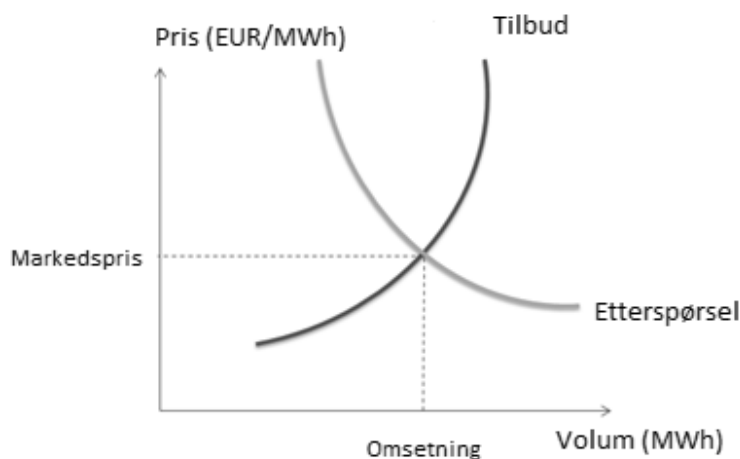
I forrige kapittel ble det gitt en beskrivelse av utviklingen, prissettingen, prisdrivere og den fysiske og finansielle koblingen i kraftmarkedet. I dette kapitlet ønsker vi å gi en beskrivelse av kraftbørsene i Norden og Tyskland. Produktene i kraftbørsene kan deles inn i tre kategorier: fysisk marked, finansielt marked og clearing. Utgangspunktet for oppgaven er det fysiske og det finansielle markedet. Det kan derfor være hensiktsmessig å forklare hovedtrekkene ved disse markedene som er relevante for helhetsbildet av oppgaven. Det fysiske markedet er da spotmarkedet, mens det finansielle markedet er terminmarkedet.

2.4.1 Spotmarkedet

Spotmarkedet i Norden

Liberaliseringen av kraftmarkedene i Norden førte til at engrosmarkedet for kraft i Norden regnes som ett felles marked (Copenhagen Economics, 2002). Nord Pool Spot AS er markedet for handel av fysisk kraft i Norden, der 74 % av kraften som forbrukes i Norden blir handlet gjennom dette markedet (Statnett, 2010). Markedet ble først opprettet i 1992 under navnet Statnett Marked AS, men i 2002 ble handelsaktiviteten i spotmarkedet skilt ut i et eget selskap som ble kalt Nord Pool Spot AS. Selskapet er eid av de systemansvarlige nettoperatorene Energinet. (20 %), Fingrid (20 %), Statnett SF (30 %) og Svenska Kraftnät (30 %) (Nord Pool Spot, b, 2010). I det nordiske fysiske kraftmarkedet kan man skille mellom Elspotmarkedet og Elbasmarkedet.

Elspot (dag til dag-marked) er markedet hvor handelen foregår på dagsbasis og budene meldes inn for hver time, og levering gjennomføres påfølgende dag. Systemprisen bestemmes ut ifra balansen mellom all tilbud og etterspørsel av kraft i markedet, men nettkapasitet og flaskehals er ikke inkludert. I realiteten oppstår det alltid flaskehals, men systemprisen beregnes med en antakelse om at det ikke gjør det. Områdeprisene introduseres for å løse flaskehalsproblematikken, og løsningsmetoden kalles for «market splitting» (Markedskraft, 2011). Figur 9 viser hvordan denne prisen settes, altså der tilbud møter etterspørsel.



Figur 9: Tilbud, etterspørsel og likevekt. Kilde: Nord Pool Spot, d (2011).

Tilbuds- og etterspørselskurven i spotmarkedet bestemmes ved at kjøperen melder ifra om hvor mye energi/volum den trenger den følgende dag, og dens betalingsvillighet for ønsket volum, time for time. Selgeren, som for eksempel kan være en eier av et vannkraftverk, må bestemme hvor mye han ønsker å levere og til hvilken pris, time for time. Disse ordrene registreres i Elspot sitt system for handel der prisen kalkuleres og settes der kurvene til tilbudsprisen og etterspørselsprisen møtes.

Elbas er et fysisk justermarked (intra-døgn-marked) for handel i det nordiske kraftmarkedet, Tyskland og Estland, der timekontrakter handles kontinuerlig hele døgnet. Elbas ligner på Elspotmarkedet, men leveransen skjer umiddelbart, og handelen skjer etter at prisene i spotmarkedet er fastsatt og frem til en time før leveringene starter. Elbasmarkedet er konstruert for å skape balanse i markedet. Elektrisitet som ikke er solgt på Elspotmarkedet blir publisert etter at Elspotmarkedet stenger, slik at det kan handles i Elbasmarkedet (Nord Pool Spot, b, 2010).

Spotmarkedet i Tyskland

Tilsvarende marked for handel i Tyskland er Epex Spot 35 % av forbruket i Tyskland handles (Epex Spot AS, 2011). Her foregår handel av kraft på det tyske, franske, østerrikske og sveitsiske markedet. Epex Spot ble opprettet i 2008 og er eid av tyske Energy Exchange AG (EEX AG) med en andel på 50 % og franske Powernext SA med resterende 50 %. Det tyske spotmarkedet var før Epex Spot en del av EEX AG. Epex Spot drives av Epex Spot SE som er et europeisk selskap (a Societas Europaea) som er registret i Frankrike, men de gjeldende reglene er definert på europeisk nivå (Epex Spot, a, 2012).

Epex Spot har et "dag til dag"-marked og et intra-døgn-marked som tilsvarer det nordiske Elspot- og Elbasmarkedet (Epex Spot, a, 2012). Tyskland ble integrert i det nordiske Elbasmarkedet i 2006 (Nord Pool Spot, a, 2011). Epex Spot har vokst fort siden det ble opprettet i 2008, og er i dag en av hovedaktørene i det europeiske kraftmarkedet der det i 2010 ble handlet 279 TWh. Hovedmålet til Epex Spot er å integrere det europeiske kraftmarkedet ytterligere ved hjelp av "dag til dag"- markedet og intra-døgn-markedet. Handelssystemet til Epex kalles Epex Trading System (ETS) og ble introdusert sommeren 2010 der målet er å tilby et sikkert, effektivt

og transparent verktøy for handel. Videre ønsker de å betjene andre kraftbørser med ETS-plattformen.

2.4.2 Terminmarkedet

Terminmarkedet i Norden og Tyskland

I det finansielle kraftmarkedet handles det i terminkontrakter, der kjøp og salg av finansielle produkter brukes som risikostyring og prissikring (OED, 2008). Terminer deles inn i forwardkontrakter og futureskontrakter. Kontraktene innebærer kjøp og salg av kraft, hvor overlevering av kraften skjer på et tidspunkt i fremtiden som er bestemt av kontrakten (Kolb, 2006).

Det finansielle markedet i Norden ble først introdusert i 1997 som en del av Nord Pool ASA. I 2008 ble de finansielle produktene i Nord Pool ASA kjøpt opp av Nasdaq OMX, og ble en del av Nasdaq OMX Commodities AS. På Nasdaq OMX Commodities handles det med base- og topplast (peak)-futures, forwards, opsjoner og Contracts for Differences¹ (Nasdaq OMX Commodities, b, 2010). I Tyskland handles finansielle kraftkontrakter på børsen EEX som ble opprettet i 2002. På EEX kan det handles med base-, topp- og lavlast (off-peak)- Phelix-futureskontrakter og opsjoner (EEX, 2012). I denne oppgaven er det baselast futures- og forwardskontrakter som er utgangspunktet i det finansielle kraftmarkedet. Som det fremkommer fra figur 10 innebærer baselast priser for 24 timer i døgnet, og det er disse prisene systemprisene i spotmarkedene er basert på. Systemprisen setter igjen referanseprisen i terminmarkedet.



Figur 10: Inndelingen av timesblokker: Base-, topp- og lavlast. Kilde: EEX (2012)

¹ På grunn av begrensninger i nettet kan det være differanser mellom en områdepris og systemprisen. Denne differansen kalles CfD, og handel med slike forwardkontrakter gjør det mulig for kjøpere innenfor Norden å hedge usikkerheten som er knyttet til at prisen i et område kan avvike fra systemprisen (Nasdaq OMX Commodities, c, 2010).

2.5 Sammenhengen mellom spot- og terminpriser

Terminprisen er avhengig av forventninger om hva spotprisen på underliggende aktiva vil være i framtiden (Kolb, 2006, s. 93). I kraftmarkedet er derfor prisene i terminmarkedet avhengig av forventninger om endringer i faktorene som påvirker spotprisene. Utenom faktorer som påvirker spotprisen direkte, og forventninger om endringer i disse faktorene, kan forventninger om endringer i makroøkonomiske faktorer og forventninger om konjunktursvingninger påvirke terminprisene. Det finnes lite empiri som viser sammenhenger mellom spot og futurespriser i råvaremarkedet. Botterud et al. (2009) har imidlertid forklart sammenhengen mellom spotprisene og futuresprisene i det nordiske kraftmarkedet gjennom convenience yield og risikopremie.

Convenience yield er den avkastningen man får ved å ha fordelen ved å fysisk eie råvaren. En negativ convenience yield forteller at spotprisen har en tendens til å være lavere enn futuresprisen, mens en positiv yield sier det motsatte. Det ble observert en positiv yield i første halvår når fyllingsgraden var lav, og en negativ yield i andre halvår når fyllingsgraden var høyere. Når fyllingsgraden var lav var det derfor forventninger om at prisene kom til å bli lavere i fremtiden. Risikopremien er premien for å ta risiko knyttet til prisfluktusjon. Risikopremien kan også ses på som en alternativkostnad ved å holde disse verdipapirene fremfor andre papirer i markedet. Risikopremien i analysen var negativ over hele den elleveårsperioden som ble analysert. Altså hadde futuresprisen en tendens til å være høyere enn realisert spotpris.

Ettersom det skal finnes en kobling mellom spot- og terminprisene vil det kunne være relevant å ta hensyn til dette ved analysen som skal gjennomføres. Overseelse av dette i analysen kan medføre at testene gir resultater som ikke gjenspeiler virkelige forhold. For å ta hensyn til dette vil vi prøve å inkludere spotpriser som forklaringsvariabler i tester hvor terminpriser er avhengige variabler, siden terminpriser blir påvirket av spotpriser. Sammenhengen mellom spot- og terminpriser medfører også at vi vil kunne trekke sammenhenger mellom resultater fra tester med spotpriser og resultater fra tester med terminpriser. Hvis vi får resultater som viser at de tyske og de nordiske spotprisene er i samme marked, mens resultater viser at de tyske og de nordiske terminprisene ikke er i samme marked, vil vi på grunnlag av empiri, som beskrevet over, kunne være skeptiske til hvorvidt vi kan stole på våre resultater.

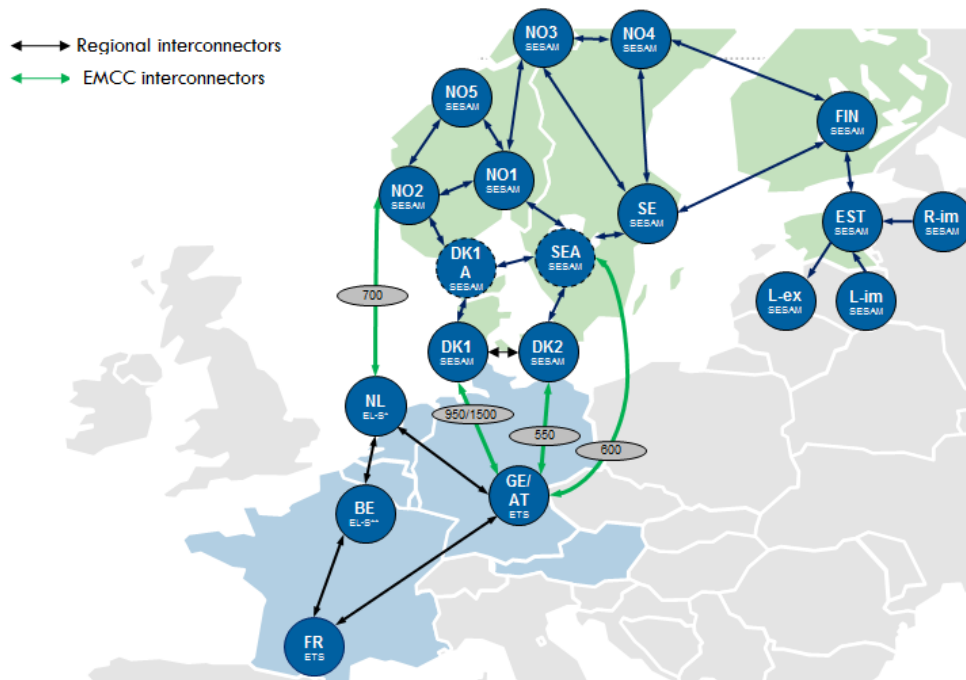
2.6 Utviklingen av markedskoblingen mellom Norden, Tyskland og Europa

For å kunne vurdere om det nordiske og tyske kraftmarkedet tilhører det samme marked er det hensiktsmessig å få en oversikt over hvordan markedene er koblet sammen, både fysisk og finansielt. I dette kapitlet vil det derfor gjøres rede for hvordan markedskoblingen og kabelforbindelsen er mellom markedene og hvordan prisdannelsen blir påvirket av kraftbalansen. Til slutt gir vi en oversikt over kraftutvekslingen mellom landene i Norden og Tyskland.

2.6.1 Markedskobling

Nord Pool Spot definerer markedskobling på følgende måte: «Markedskobling er en prosess hvor to eller flere energibørser samarbeider for å sikre at kapasitet på grensen mellom to børser utnyttes maksimalt slik at flyten av elektrisitet alltid går fra lav- til høyprisområder» (Nord Pool ASA, 2008). Altså kan markedskobling føre til økt integrasjon mellom to ulike børser, i vårt tilfelle den tyske og nordiske, og dermed kan et felles kraftmarked observeres og prisene kan i større grad følge hverandre. Denne koblingen for nordisk, tysk og vestsentral-europeisk utvekslingsområde er vist i figur 11.

Markedskobling foregår ved at hver enkelt kraftbørs gir sin ordre til det europeiske markedskoblingsselskapet, European Market Coupling Company (EMCC). EMCC beregner da en pris med implisitt auksjon som bestemmer kraftflyten mellom forbindelsene over landegrenser, dette vises som grønn linje i figur 11 (Nord Pool Spot, e, 2011). Implisitt auksjon innebærer at alle bud fra aktørene og alle kapasiteter mellom prisområdene legges inn i én beregning. Omsetning og anskaffelse av nettkapasitet løses i en og samme operasjon og aktørene slipper å forholde seg til både et kapasitets- og spotmarked for neste dag. Dette er i utgangspunktet en nordisk modell da deler av Europa tidligere har hatt eksplisitte auksjoner der aktørene måtte delta i auksjon på overføringsforbindelser i tillegg til spotauksjonene noen timer senere. De nordiske landene benytter markedssplitting som et system for utveksling av kraft mellom seg. Markedssplitting skiller seg fra andre typer markedskobling ved at all handel skjer ved én børs.



Figur 11: Markedskobling mellom nordisk, tysk og vestsentral-Europeisk utvekslingsområde. Kilde: Nord Pool Spot, e (2011).

I november 2009 startet EMCC markedskoblingen mellom det nordiske og tyske kraftmarkedet. Dette var et steg mot full europeisk integrasjon av energihandel da den nordiske og tyske markedskoblingen ble lansert med suksess (Nord Pool Spot, 2009). I 2010 ble det tatt enda et stort steg mot å danne et mer integrert kraftmarked. Det ble da iverksatt en kobling mellom det nordiske og det vestsentral-europeiske kraftmarkedet via introduksjonen av «Central Western European Interim Tight Volume Coupling». Volumkobling² innebærer at det ikke lenger er nødvendig å kjøpe kapasitet eksplisitt for å handle kraft mellom Norden og Vestsentral-Europa. Totalt er det 17 separate kraftbørser og nettselskaper som er inkludert i denne markedskoblingen, noe som dekker tilnærmet 60 % av energiforbruket i Europa (Vattenfall, 2010). ENTSO- E og børsene i North West Europe (NWE) har etablert et pilotprosjekt for å skape en markedskobling i regionen fra 2012, som ifølge planen skal tilsvare en samlet kapasitet på 2300 TWh. Videre planlegges det en europeisk løsning innen 2014 som skal koble kraftmarkedene i Europa sammen der kapasiteten vil være 3200 TWh (Hagem, 2011).

² Volume coupling er en form for markedskobling, og sørger for at kraftflyten skjer i riktig retning. Dette gjøres gjennom å beregne kraftflyten på en kabel hver time ved å ta utgangspunkt i budgivning på børsene og kapasiteten på kraftforbindelsene mellom landene som er koblet sammen (Lie, 2011).

I 2012 planlegges det etablering av en priskobling av regioner som innebærer at en server plasseres i Europa et sted og kalkulerer priser og utveksling mellom land i en simultan beregning. Ved priskobling vil all markedsdata- og regler for gjeldende land være inkludert i beregningene. Formålet er å kunne levere en priskobling på tvers av de nordiske, vestsentral- og sør europeiske regionene for å kunne fremme de grunnleggende faktorene for et effektivt europeisk kraftmarked (Statnett, 2010). Priskoblingen skal gjelde flere land i Europa som til sammen står for mer enn 80 % av kraftforbruket i Europa (Nord Pool Spot, b, 2011).

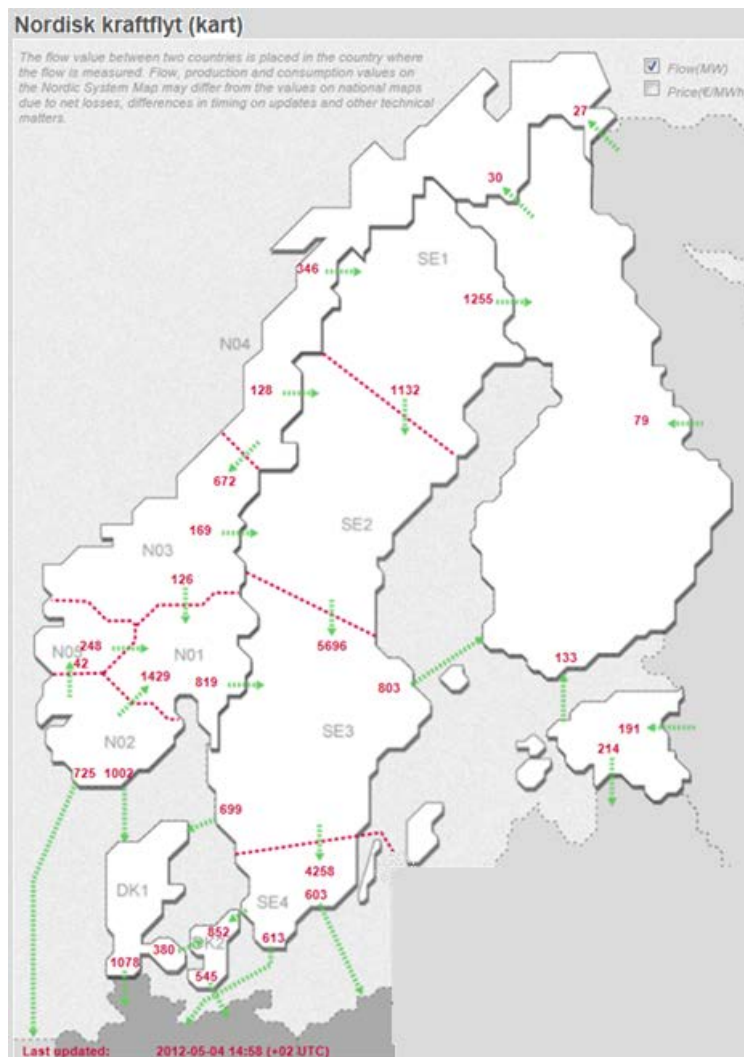
Formålet med markedskoblingen er at det skal oppnås riktige prissignaler og effektiv handel der kraften vil flyte riktig vei i henhold til prisene, også i perioder med volatile priser, fra lavpris- til høyprisområder. Samtidig vil konkurransen og handelen i kraftmarkedene øke, transaksjonskostnader for aktørene vil reduseres og det blir bedre ressursutnyttelse av produksjon, noe som kan føre til bedre likviditet. Markedskoblingen vil også føre til bedre utnyttelse av infrastrukturen mellom landene slik at behovet for nye nettutbygginger og ny produksjon reduseres. Det oppnås altså en mer effektiv kraftflyt på eksisterende nett. I tillegg vil det også være et godt bidrag til å nå EUs klimamål. Dette fordi det vil være mindre forurensning og CO₂-utslipp da det vil være muligheter til å prioritere den billigste produksjonen (Hagem, 2011).

2.6.2 Kraftutveksling mellom land

Behovet for kraft varierer gjennom døgnet og året, og det er derfor nyttig å ha fleksibilitet i kraftproduksjonen. Målet til det nordiske kraftmarkedet er best mulig ressursutnyttelse til riktig pris, og dette oppnås når ulike produksjonstyper av kraft kan kombineres i ett marked. Vannkraft er lett regulerbar siden det kan lagres i magasinene og kan derfor kombineres med andre typer kraft som for eksempel vindkraft som ikke kan lagres. Vannkraften kan for eksempel spares når det blåser, og når det er vindstille kan en igjen produsere vannkraft. Det nordiske markedet har utveksling med land utenfor Norden også, blant annet overføres det strøm fra både Russland, Polen og Tyskland (Nord Pool ASA, 2006). I tillegg har det også vært utviklinger i Elbasmarkedet. I januar 2007 ble det tyske kraftnettet introdusert for Elbasmarkedet, noe som ga allerede eksisterende deltakere i Elbas mulighet til å handle kraft i hele Tyskland. Etter at Norge ble med i Elbasmarkedet i 2008, ble det nordiske og det tyske Elbasmarkedet koblet sammen

(Nord Pool Spot, 2007). Dette har ført til økt integrering mellom det nordiske og det tyske kraftmarkedet.

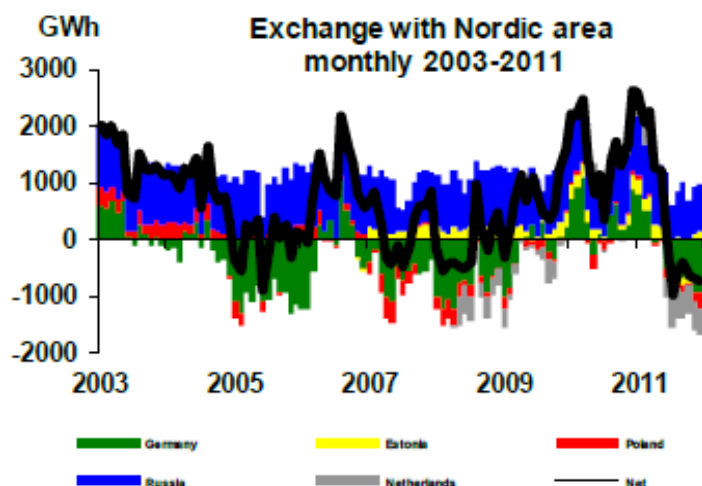
Det er produksjons- og forbruksforhold i de enkelte land, og kapasiteten i overføringsforbindelsene og vilkårene for bruk av disse, som bestemmer hvor mye kraft som skal overføres mellom landene (OED, 2008). Dette innebærer at tilbud og etterspørsel av kraft på kontinentet også vil kunne påvirke prisene i det nordiske kraftmarkedet. Figur 12 viser kraftforbindelser mellom det nordiske og det europeiske kraftmarkedet.



Figur 12: Kraftforbindelser mellom det nordiske og det europeiske kraftmarkedet. Kilde: Statnett (2012)

Prisforskjellene mellom dag og natt er mye større i Tyskland enn i Norden. Det er tidkrevende og

kostbart å regulere produksjonen i termiske kraftverk når etterspørselen er lav. Dette gir et overskudd av kraft som driver spotprisen på elektrisitet ned, og derfor kan varmekraft være relativt billig for eksempel om natten og i helgene. Siden de nordiske vannkraftverkene har gode reguleringssevner, utnyttes disse ved at kraftaktørene i Europa kjøper billig nattkraft i Tyskland og transporterer nordover, og dagskraften kjøpes relativt billig i Norden og transporteres sørover. I våte år går det som regel strøm ut av Norden, mens det i tørre år går strøm inn til Norden. Gjennom utveksling av kraft over landegrensene oppnås lavere gjennomsnittspriser på kraft enn om hvert enkelt land skulle klart seg selv (Nord Pool ASA, 2006).



Figur 143: Månedlig utveksling av strøm i Europa for perioden 2003-2011. Kilde: Nasdaq OMX Commodities og Nord Pool Spot (2011)

Figur 13 viser månedlig utveksling mellom det nordiske markedet og resten av Europa for perioden 2003-2011. Figuren viser at det er mest eksport til Tyskland, mens importen til Norden i hovedsak kommer fra Russland. I desember 2011 var krafteksporten fra den nordiske regionen på 770 GWh (Nasdaq OMX Commodities og Nord Pool Spot, 2011). Kjøp og salg av kraft over døgnet gjør det altså mulig å selge nordisk kraft til det europeiske markedet om dagen når prisene er høye, og å importere kraft fra Europa om natten når prisene er lavere. Fordelen med dette er at en får større forsyningssikkerhet dersom kraftprodusenter ikke klarer å imøtekomme perioder med høy etterspørsel etter kraft (Statnett, 2011). Produksjonen av kraft varierer mye avhengig av om det er et tørt eller vått år, for eksempel har produksjonen i Norge de siste tyve årene svingt med 45 TWh fra det tørreste til det våteste året, noe som tilsvarer 40 % av årsforbruket i Norge.

Det er derfor viktig å ha muligheten til å utveksle strøm med andre land, og på denne måten kan kraftbalansen opprettholdes (Kraftkartet, d, 2007).

2.6.3 Kabelforbindelser

Utenlandsforbindelser mellom det nordiske og det europeiske kraftmarkedet er både nødvendige og lønnsomme på grunn av økt utbygging av fornybar kraftproduksjon og økt volatilitet i kraftprisene. Nettutbygging og fjerning av flaskehalsen kan være stabiliserende på prisen samtidig som den kortsiktige kraftbalansen (som utdypes i et senere kapittel) blir opprettholdt. Tabell 4 viser kabelforbindelsene mellom Norden og Tyskland og Norden og resten av Europa.

Kabel	Forbindelse	Kapasitet	Satt i drift	Utvidelser
NorNed	Norge-Nederland	700 MW	2008 ¹	
Skagerrak	Norge-Danmark	1000 MW	1972-1975 ²	1992 ²
Kontek	Tyskland-Danmark	600 MW	1995 ²	
Baltic	Tyskland-Sverige	600 MW	1994 ³	
Konti-Skan	Danmark-Sverige	740 MW	1965 ²	1988, 2006 ²
SwePol	Sverige-Polen	600 MW	2000 ³	
Estlink	Finland-Estland	350 MW	2006 ⁴	
Fenno-Skan	Sverige-Finland	600 MW	1989 ^{5a}	2011 ^{5b}
Storebælt	Danmark-Danmark	600 MW	2010 ⁶	
Jylland/Tyskland	Danmark-Tyskland	1500 MW/950 MW (sørover/nordover)	1961, 1965, 1978 ^{7a}	2007 ^{7b}

Tabell 4: Kabelforbindelser i det europeiske kraftmarkedet. Kilde: Nord Pool Spot, b (2010)

Kilder for tidspunkt for iverksettelse og utvidelser: 1. Statnett (2009), 2. Energinet (2012), 3. Svenska Kraftnät (2011), 4. Fingrid (2010), 5a. ENTSO-E (2007), 5b. Svenska kraftnät (2012), 6. Energinet, a (2011), 7a. Energinet (2012), 7b. Energinet, b (2011)

Statnett planlegger kabelprosjekter til kontinental-Europa innen 2020 som skal gi Norge større forsyningssikkerhet, bidra til mer fornybar kraft i Norden og på kontinentet, og skape verdier for det norske samfunnet (Statnett, 2010). Disse effektene kan overføres til resten av Norden da Norge er en del av det nordiske kraftmarkedet. I følge Statnetts Nettutviklingsplan fra 2011 (Statnett, 2011) planlegges det nye prosjekter for å øke kapasiteten med utenlandsforbindelser. Statnett har søkt konsesjon for to prosjekter (NordLink og NorGer) fra Tyskland som til sammen utgjør en kapasitet på 1 400 MW.

I desember 2010 signerte ti europeiske land «North Seas Countries Offshore Grid Initiative» for å utvikle et integrert nett i Nordsjøen. Avtalen omhandler koordinering av investeringer for å utvikle offshore forbindelser mellom Sverige, Danmark, Tyskland, Nederland, Luxemburg, Frankrike, Storbritannia, Irland, Norge og Belgia. Dette skal bidra til å forbedre den strategiske utviklingen av nettverkene både offshore og onshore, samtidig som det skal redusere barrierene knyttet til regulatoriske, planmessige og teknologiske problemer både på nasjonalt, regionalt og EU-nivå. Videre skal det også bidra til å gjøre det enda enklere å utveksle og handle kraft over landegrensene (ENTSO-E, 2010).

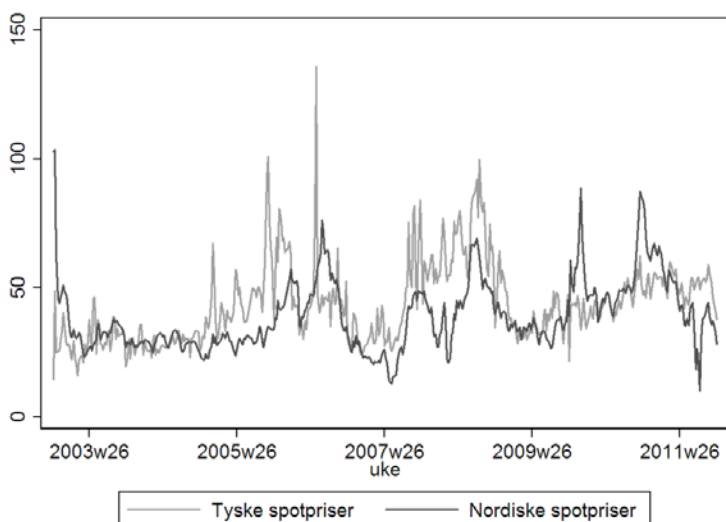
3. Metode

Med utgangspunkt i nordiske spotpriser analyserte Copenhagen Economics i 2002 det relevante markedet i Norden. I samme undersøkelse brukte de også tyske spotpriser og undersøkte om det tyske markedet var en del av det relevante markedet i Norden. Det ble da konkludert med at man ikke kunne si at det nordiske kraftmarkedet og det tyske kraftmarkedet tilhørte samme marked. Det ble nevnt at dette skyldtes den lave fysiske overføringskapasiteten mellom Norden og Tyskland (Copenhagen Economics, 2002). Ettersom det de siste ti årene har vært utviklinger i markedskobling og utvidelser på kraftnettet, som vist i tabell 4, er det interessant for oss å undersøke om vi får en annen konklusjon enn den Copenhagen Economics fikk i 2002. Vår hypotese er at det nå er større sannsynlighet for å finne sammenheng mellom markedene på grunn av at det har vært utvidelser i kraftnettet, og at krafthandelen har økt mellom de geografiske områdene i spotmarkedet. Sammenhengen kan også reflekteres i det finansielle markedet da terminpriser blir påvirket av forventninger om fremtidige spotpriser som nevnt i kapittel 2.5 *Sammenhengen mellom spot og terminpriser.*

For å analysere hvorvidt Norden og Tyskland er i samme marked vil vi bruke tester som gjør det mulig å undersøke om det er en sammenheng mellom de nordiske og tyske kraftprisene. Testene som benyttes er sjokkanalyse, Granger kausalitetstest og Engle-Granger kointegrasjonstest. I analysen vår vil vi ta utgangspunkt i både tyske og nordiske spot- og terminpriser. I følgende kapittel vil vi beskrive dataene vi har benyttet.

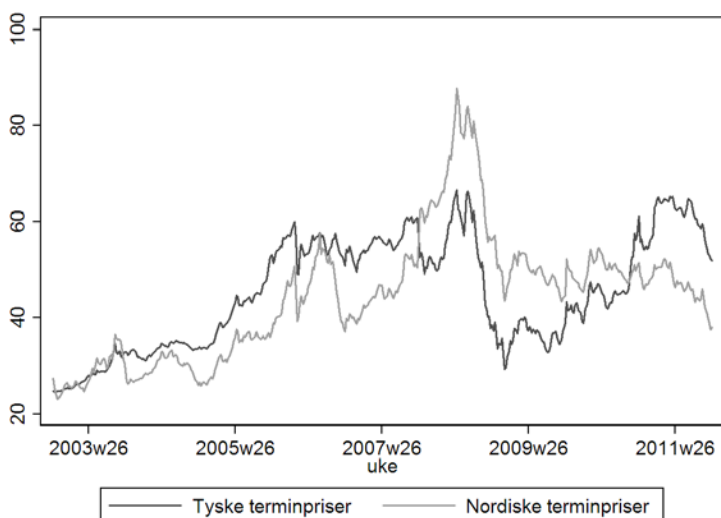
3.1 Om data

Dataene vi benytter har vi mottatt av Preben Olsen Klyve i Bergenhalvøens kommunale kraftselskap (BKK), og består av tyske spotpriser, nordiske spotpriser, tyske terminpriser, nordiske terminpriser og prisdriverdata. Prisene er ukespriser oppgitt i euro fra og med uke 1 i 2003 til og med uke 52 i 2011. Dette gir oss 466 observasjoner. Dersom vi hadde tatt utgangspunkt i timespriser kunne vi muligens ha fanget opp større sammenhenger mellom markedene da det er prisforskjeller avhengig om det er dag eller natt, helg eller ukedag. I denne oppgaven velger vi likevel å ta utgangspunkt i ukespriser da det finnes tider hvor vi mangler daglige data. Ved å bruke gjennomsnittlige ukespriser tar vi hensyn til dette i stedet for å måtte ta hensyn til manglende verdier i datasettet.



Figur 15: Tyske og nordiske spotpriser for perioden 2003-2011, oppgitt i ukespriser.

Figur 14 vises spotprisene i perioden 2003-2012. Den nordiske spotprisen vi bruker er systemprisen, som er en felles beregnet pris som tar utgangspunkt i totalt tilbud og etterspørsel i Norden. Spotprisene for Tyskland er Phelix spotpriser.



Figur 16: Tyske og nordiske terminpriser for perioden 2003-2011, oppgitt i ukespriser.

I figur 15 ser vi utviklingen i terminprisene i Norden og Tyskland for år 2003-2011.

Terminprisene er prisene på ettårskontrakter. Det vil da si at terminprisen i for eksempel uke 1 2003 vil reflektere forventninger om pris i 2004. I Norden er dette forwardkontrakter (ENYOYR), mens det i Tyskland er futureskontrakter (Phelix futures). I Norden er det mulig å handle med både forward- og futureskontrakter. Futureskontraktene er kortsiktige kontrakter med daglig eller ukentlig horisont, mens forwardkontraktene har lengre horisonter på måneds-, kvartals- eller årshorisont. I Tyskland har de kun futureskontrakter. For å benytte oss av terminkontrakter med lik horisont har vi valgt å benytte oss av priser på forwardkontrakter i Norden og futureskontrakter i Tyskland. Vi vil ikke fokusere på den tekniske forskjellen på disse kontraktstypene, men tar utgangspunkt i at det er finansielle kontrakter som er knyttet til underliggende verdier i spotmarkedene. De nordiske forwardkontraktene har oppgjør mot systemprisen i Norden, mens de tyske futureskontraktene er har oppgjør mot Phelix spotpris.

Testene i den empiriske analysen vil hovedsakelig bli gjort med utgangspunkt i hele utvalget fra 2003-2011, men der vi har mulighet til å inkludere prisdrivere vil tidsperioden være 2008-2012. I tillegg vil vi dele opp terminprisene i to perioder: Januar 2003 til november 2009 og november 2009 til januar 2012. Første periode gir oss da 353 observasjoner, mens periode to består av 113 observasjoner. Som nevnt i kapittel 2.6.1 *Markedskobling*, startet det europeiske

markedskoblingselskapet EMCC, i november 2009, markedskoblingen mellom det nordiske og det tyske kraftmarkedet. Vi ønsker derfor å undersøke om det kan være en forskjell i markedsavgrensningen før og etter starten på markedsintegrasjonen mellom Norden og Tyskland. Markedskoblingen innebærer at det tyske og nordiske markedet blir mer integrert, og bidrar til at kraften flyter i riktig retning. Det kan derfor være interessant å undersøke om dette har ført til økt prislikhet, og økt sammenheng mellom markedene. For å begrense oppgaven vår, og siden det er vist å være en sammenheng mellom spot og terminpriser (*jf. kapittel 2.5*), tror vi at markedskoblingen vil kunne gi utslag i terminprisene. Vår hypotese er at det etter 2009 vil kunne observeres at det tyske og nordiske terminmarkedet tilhører det samme relevante marked.

Videre har vi gasspriser, kullpriser, CO₂-kvotepriser, hydrologisk balanse, GBP/EUR-kurser og EUR/USD-kurser fra perioden uke 1 2008 til og med uke 52 2011. Dette gir oss 208 observasjoner, hvilket vi mener vil være et tilstrekkelig stort utvalg til å kunne trekke enkle konklusjoner. Hvis vi skulle ha funnet tall fra en større periode ville dette ha vært tidskrevende. Vi har derfor valgt kun å se på innflytelsen av disse faktorene i den perioden vi har tall for, og brukt resultatene herfra til å trekke konklusjoner om det fullstendige utvalget vårt. Vi hadde i tillegg tilgang på oljepriser fra perioden uke 1 2009 til og med uke 52 2011, men hvis vi skulle inkludert oljeprisen i analysen mener vi at vi måtte begrenset antall observasjoner i for stor grad, hvilket ville ha vært mer ufordelaktig enn å droppe oljeprisen. Vi ser dermed bort ifra oljeprisen og fokuserer på de andre variablene. Som nevnt i kapittel 2.3.6 er oljeprisen en faktor som kan påvirke kraftprisen. Vi er derfor oppmerksomme på at det er en mulighet for at vi mister noe relevant informasjon ved å ta dette valget.

3.2 Tidsserieanalyse

Siden utgangspunktet for analysen er prisseriedata er det først nødvendig å sette seg inn i teori om tidsserieanalyse, da det kan ha betydning for våre valg av økonometriske metoder. Deretter redegjøres det for hvilke økonometriske metoder som skal brukes i analysen og hvorfor vi har valgt å bruke disse metodene.

Når vi jobber med tidsserieanalyse kan data fra fortiden påvirke data i dag og framover i tid, men data fra i dag kan ikke påvirke data fra fortiden. Siden vi ikke kan vite hva prisene vil være i

framtidig, karakteriseres disse dataene som tilfeldige. Man sier dermed at en tidsserie er «en sekvens av tilfeldige variabler indeksert av tid». Derfor kan en tidsserie også kalles en stokastisk eller tilfeldig prosess (Wooldridge, 2009). Det er visse elementer ved tidsserieanalyse som vil kunne påvirke analysens utfall, og disse vil det derfor gjøres rede for i følgende kapittel.

3.2.1 Stasjonaritet

Et viktig element ved tidsserieanalyse er om seriene er stasjonære eller ikke-stasjonære. En stasjonær tidsserie kjennetegnes ved at seriens gjennomsnitt, varians og kovarians er konstant. For at en skal stole på resultater fra en regresjonsanalyse, og for å vite hvilke økonometriske tester en kan bruke, er det viktig å vite om dataene en jobber med er stasjonære eller ikke. En stasjonær tidsserie kan altså defineres ut ifra følgende egenskaper (Asteriou & Hall, 2011):

- $E(Y_t)$ er konstant for alle t
- $\text{Var}(Y_t)$ er konstant for alle t
- $\text{Kov}(Y_t, Y_{t+k})$ er konstant for alle t , hvis $k = 0$ er $\text{Var}(Y_t) = \text{Kov}(Y_t, Y_{t+k})$

Hvis kraftprisene er stasjonære vil dette innebære at disse egenskapene gjelder uavhengig om vi ser på observasjoner fra for eksempel 2004-2005 og 2008-2009 (Asteriou & Hall, 2011). I et slikt tilfelle vil vi kunne bruke OLS-estimer ved analysene. Vi vil derfor ved stasjonaritet kunne benytte oss av sjokkanalyse og Granger kausalitetstest. Vi vil komme tilbake til disse testene.

Hvis vi ønsker å se på atferden til kraftprisene ved ikke-stasjonaritet kan vi kun studere atferden ved enkelttidspunkter, og ikke over lenger eller flere perioder. Dette fordi det vil være variasjon i de stasjonære egenskapene ved forskjellige perioder (Gujarati, 2003). Det kan derimot finnes en lineær kombinasjon mellom to av kraftprisseriene som er stasjonær. Siden vi vil analysere markedsavgrensning er det nettopp forholdet mellom kraftprisseriene som er av interesse for oss. Ved ikke-stasjonaritet vil vi ha muligheten til å bruke Engle-Granger kointegrasjonstest for å undersøke om det tyske og det nordiske kraftmarkedet tilhører samme relevante marked.

For å undersøke om en tidsserie er stasjonær kan en for eksempel bruke grafisk fremstilling av tidsserien, korrelogram og Dickey Fuller-test.

Grafisk analyse

Ved å vurdere den grafiske fremstillingen av tidsserien kan en få en indikasjon på om serien er stasjonær eller ikke. Hvis en serie er stasjonær bør man kunne se at serien går tilbake til gjennomsnittet slik vi ser i figur 16. Hvis serien er voksende eller avtagende uten å gå tilbake til gjennomsnittet er det ofte en ikke-stasjonær tidsserie (figur 17).

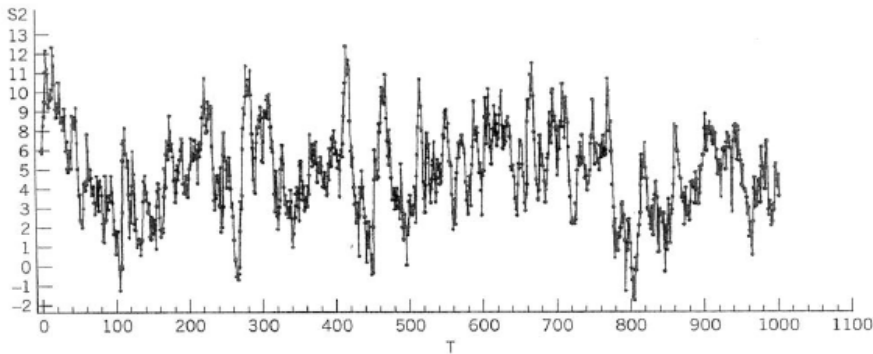


FIGURE 16.1 (b) $y(t) = .5 + .9y(t - 1) + N(0, 1)$; stationary process.

Figur 17: Stasjonær serie, Kilde : (Hill, et al., 2001)

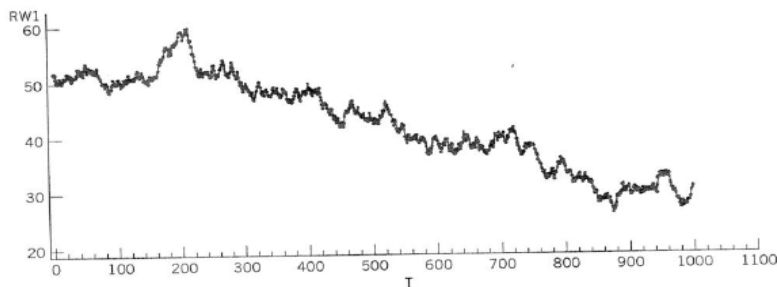


FIGURE 16.1 (c) $y(t) = y(t - 1) + .5N(0, 1)$; random walk.

Figur 18: Ikke-stasjonær serie, Kilde: (Hill, et al., 2001)

Korrelogram

Ved bruk av korrelogram kan en finne ut hvor stor variansen er mellom observasjonene, og det gir informasjon om autokorrelasjonsegenskapene til en serie. Dersom autokorrelasjonen ($\hat{\rho}_s$) avtar fort vil seriene være stasjonære, men dersom det ikke er tilfellet vil seriene være ikke-stasjonære. Autokorrelasjonsfunksjonen (ACF) kan skrives på følgende måte:

$$\rho_s = \frac{\text{cov}(y_t, y_{t+s})}{\text{var}(y_t)} = \frac{\gamma_s}{\gamma_0}$$

der:

$$\hat{\rho}_s = \frac{\widehat{\text{cov}}(y_t, y_{t+s})}{\widehat{\text{var}}(y_t)} = \frac{\hat{\gamma}_s}{\hat{\gamma}_0}$$

og:

$$\hat{\gamma}_s = \frac{\sum (y_t - \bar{y})(y_{t+s} - \bar{y})}{T}$$

Dersom ACF avtar langsomt vil det være en indikasjon på at seriene er ikke-stasjonære og det bør derfor foretas andre tester for stasjonaritet. For eksempel kan Dickey Fuller enhetsrot-test benyttes, for å være sikker på konklusjonene om dataenes stasjonære-egenskaper (Hill, et al., 2001).

Dickey Fuller enhetsrot-test

Dickey Fuller (DF)-testen er den vanligste testen for stasjonaritet, og dersom denne viser at seriene har en enhetsrot innebærer dette ikke-stasjonaritet. Testen bruker en autoregressiv modell, AR(1) modell, og kan for en tidsserievariabel y_t være følgende:

$$y_t = \rho y_{t-1} + \varepsilon_t$$

Vi antar at det tilfeldige feilleddet ε_t har konstant varians (σ^2) og konstant gjennomsnitt. Nullhypotesen i denne testen er ikke-stasjonaritet og forkastes dersom DF-testverdiene er høyere enn de kritiske DF-testverdiene (vedlegg 1). Dersom nullhypotesen forkastes innebærer det at serien er stasjonær. Hvis $\rho = 1$ vil y_t være en ikke-stasjonær serie (*random walk*), $y_t = y_{t-1} + \varepsilon_t$, med enhetsrot.

Testen kan i praksis gjennomføres ved å trekke fra y_{t-1} fra begge sider og vi får følgende modell:

$$y_t - y_{t-1} = \rho y_{t-1} - y_t + \varepsilon_t$$

$$\Delta y_t = (\rho - 1)y_{t-1} + \varepsilon_t$$

$$= \gamma y_{t-1} + \varepsilon_t$$

DF-testen kan utvides til Augmented Dickey Fuller (ADF) ved å inkludere flere laggede førstedifferensierte y -verdier. Dermed blir autokorrelasjon i feilledet tatt hensyn til. Videre kan testen også utvides ved å inkludere en tidstrendvariabel og å teste med og uten konstantledd for å ta eksplisitt hensyn til eventuell ikke-stokastisk trend i seriene. Dette gir oss følgende regresjonsligninger som kan brukes for å teste for tilstedeværelsen av en enhetsrot:

- (i) Med konstantledd og trend:

$$\Delta y_t = a_0 + \rho y_{t-1} + a_2 t + \varepsilon_t + \sum_{i=1}^m a_i \Delta y_{t-i}$$

- (ii) Med konstantledd og uten trend:

$$\Delta y_t = a_0 + \rho y_{t-1} + \varepsilon_t + \sum_{i=1}^m a_i \Delta y_{t-i}$$

- (iii) Uten konstantledd og uten trend:

$$\Delta y_t = \rho y_{t-1} + \varepsilon_t + \sum_{i=1}^m a_i \Delta y_{t-i}$$

I ADF-testen benyttes samme kritiske verdier som for DF-testen. Antall lag i ADF-testen kan bestemmes ut ifra flere metoder, og vi velger å bruke følgende metoder:

- a) Schwert-kriteriet der en beregner antall lag ved følgende formel: $Lags = \text{int}[12(T/100)^{1/4}]$, der T representerer antall observasjoner (Schwert, 1987).

- b) Siste signifikante lag der en begynner med et høyt antall lag, og reduserer med ett og ett lag til siste lag er signifikant. I våre analyser starter vi med det antall lag som Schwert-kriteriet gir.
- c) Der det er nødvendig med en annen metode for å bestemme antall lags i modellen benyttes en enkel test for valg av lag: $T^{1/3}$ (Enders, 2004, s.358). Vi bruker denne metoden når siste signifikante lag mangler og når siste signifikante lag gir oss en relativt stor modell sammenlignet med antall observasjoner.

For få lag vil kunne gi “for mye” stasjonaritet og for mange lag vil kunne gi “for lite” stasjonaritet. Derfor er det viktig å ta hensyn til at valg av lag kan påvirke resultatet. Videre er det også viktig å ta hensyn til at sesongdynamikk kan påvirke resultatene og at små utvalg og strukturelle skift kan medføre at man finner for mye ikke-stasjonaritet.

Dataenes egenskaper vil være avgjørende for hvilke økonometriske metoder man bør velge for å gjennomføre analyser. Videre i oppgaven vil vi redegjøre for de teorier og metoder som vi vil benytte for å besvare problemstillingen.

3.3 Markedsavgrensningsteori

Markedsavgrensning innebærer å avgrense det relevante markedet både som produktmarked og geografisk marked. Formålet med markedsavgrensning er å identifisere grensene for konkurranse mellom homogene produkter og mellom geografiske områder (Konkurransetilsynet, 2011). Det samme relevante marked innebærer at priser på to eller flere homogene produkter, som befinner seg i samme geografiske marked, ikke kan avvike nevneverdig fra hverandre. Dette kan refereres til som loven om én pris. I vårt tilfelle bruker vi markedsavgrensning for å analysere avgrensingen av det geografiske markedet knyttet til handel av kraft. Vi ønsker å undersøke om utviklingene i kraftmarkedene har ført til økt konkurranse i markedet.

Det kan være vanskelig å finne empiriske tester som gir entydige markedsavgrensninger. Ved en begrepsavklaring kan en avdekke underliggende egenskaper ved markedet som en kan bruke som retningslinjer. Retningslinjene kan danne grunnlag for de kriterier en skal basere seg på når en drøfter ulike tester (Bremnes, 1994). For å definere markedsavgrensning har det utviklet seg ulike

tilnærminger. En av hovedtilnærmingene tar utgangspunkt i klassisk økonomisk teori der markedsavgrensning kan defineres med utgangspunkt i arbitrasjemarkedet. Marshall definerte et marked med utgangspunkt i arbitrasje som «et område der priser av samme goder tenderer mot å samvariere med visse forskjeller som skyldes transportkostnader». Stiglers definisjon av et marked avviker ikke vesentlig fra Marshalls der han definerer et marked som: “The area within which the price of a commodity tends to uniformity, allowances being made for transportation costs” (Bremnes, 1994, s.16). Det er viktig å ta hensyn til at det ikke finnes noen entydig definisjon som inneholder alle nødvendige kriterier som kan gjøre en definisjon fullstendig, men det finnes visse felles kriterier som går igjen i markedsavgrensningslitteraturen. Et av felles kriteriene er at prisen på et produkt påvirker prisene på andre produkter som er i samme marked. Dette innebærer ikke at prisene må være på samme nivå, men at prisene følger samme mønster over tid (Bremnes, 1994).

Den empiriske testingen for markedsavgrensning tar altså utgangspunkt i “prislikhet” som kriterium for markedsdefinisjonen. Studier med dette utgangspunktet er blant annet korrelasjons-, kausalitets- og kointegrasjonsstudier. Asche et.al. (2003), analyserte markedet for hvit fisk i Frankrike der de brukte kausalitets- og kointegrasjonstester med utgangspunkt i loven om én pris for empirisk å definere et marked og for å teste for markedsintegrasjon. Dette stemmer også overens med de metodene vi ønsker å bruke i analysen vår da vi benytter prisserier, og med utgangspunkt i arbitrasjemarkedet vil det være hensiktsmessig for vår analyse å også benytte de nevnte testene. Disse testene benyttes for å analysere prisforholdet mellom kraftmarkedet i Norden og Tyskland. Som en tilleggsanalyse benyttes også sjokkanalyse.

3.3.1 Begrunnelse for valg av økonomiske tester

Regresjons- og kausalitetsanalyser kan anvendes for å analysere markeder, og man kan trekke konklusjoner som er statistisk signifikante hvis seriene viser seg å være stasjonære. Dersom prisseriene i analysen viser seg å være ikke-stasjonære kan ikke disse testene brukes da det vil føre til konklusjoner som ikke er statistisk signifikante. I dette tilfellet kan det gjennomføres kointegrasjonstester der forutsetningene for å få troverdige teststatistikker er at seriene må være integrert av samme orden. Ikke-stasjonære serier kan ha en felles stokastisk trend som gjør at det finnes en lineær kombinasjon av seriene som er stasjonær. I et slikt tilfelle vil forbindelsen være

av orden $I(0)$ og seriene er kointegrerte, noe som er et uttrykk for prisparitet mellom produktprisene og derfor indikerer tilhørighet til samme marked (Asteriou & Hall, 2011). Dersom prisseriene viser seg å være av orden 1, $I(1)$, og kointegrasjonstesten indikerer ingen kointegrasjon kan dette også være et mål på avvik fra det samme relevante marked. Ved ikke-kointegrasjon kan en foreta seg Granger kausalitetsanalyser på den førstedifferensierte serien (Enders, 2004). Disse økonometriske metodene vil vi forklare nærmere i de neste kapitlene.

Det er viktig å ta hensyn til at priser ikke nødvendigvis gir all relevant informasjon når det kommer til markedsavgrensingsanalyser. I kraftmarkedet kan andre forhold, som for eksempel hydrologisk balanse, påvirke markedene, og det bør derfor tas hensyn til dét. Dette kan gjøres ved å kjøre tester både med og uten inkludering av relevante prisdrivere. I vårt tilfelle innebærer det å inkludere prisdriverne, som er beskrevet tidligere, i de testene det lar seg gjøre.

I tillegg til hele perioden 2003-2011, vil vi også utføre analysene for terminmarkedet for perioden januar 2003 til november 2009 og fra november 2009 til og med 2011. Hensikten er å ta hensyn til strukturendringer i markedet. For å begrense oppgaven velger vi å fokusere på terminmarkedet. Det kan også være hensiktsmessig å ta utgangspunkt i terminmarkedet da det er vist å være en sammenheng mellom spot- og terminpriser da spotprisene påvirker terminprisene (jf. kapittel 2.5). Vår hypotese er at resultatene vi får ved bruk av terminprisene kan gjenspeile markedsavgrensningen i spotmarkedet. Det kan derfor være tilstrekkelig å fokusere på kun terminmarkedet når vi deler opp periodene. Valg av periode er basert på den datoen det nordiske og tyske kraftmarkedet ble koblet sammen, gjennom markedskobling (jf. kapittel 2.6.1).

Videre i oppgaven vil vi forklare sjokkanalyse, kausalitetstest og kointegrasjonstest i nærmere detalj.

3.3.2 Sjokkanalyse

For å se om det kan være en sammenheng mellom prisene i to markeder, er det mulig å bruke en veldig enkel sjokkanalysetest. Poenget med testen er å finne et eksogent sjokk i økonomien som har en signifikant påvirkning på prisen i marked én, for deretter å sjekke om det på dette tidspunktet har vært en signifikant påvirkning på prisen i marked to. Begrepet sjokk brukes her om en hendelse utenom normale forhold, som kan påvirke kraftprisen. Dette kan være en

hendelse som påvirker den tyske kraftprisen, den nordiske kraftprisen eller begge. Vi vil fokusere på å prøve å finne sjokk som kun bør påvirke én av prisene, for å kunne observere om denne endringen i én av kraftprisene fører til en signifikant endring i den andre kraftprisen. En sjokkanalyse vil kunne si noe om markedsavgrensningen fordi to produkter, per definisjon, er i samme marked hvis en prisendring i ett av godene fører til prisendring i det andre godet (Horowitz, 1981, s. 7).

Analysen gjennomføres ved å konstruere en dummyvariabel hvor 1 er tidsperioden etter sjokket, og 0 er perioden før sjokket. Man kjører deretter en regresjonsanalyse hvor ett og ett sjokk inkluderes. Hvis begge de avhengige variablene (tysk kraftpris og nordisk kraftpris) blir påvirket av sjokket, altså koeffisienten til sjokket er signifikant, kan dette indikere at de to markedene i realiteten er ett marked (Bishop & Walker, 2002).

For å ta hensyn til at det i modellen kan være autokorrelasjon i feilleddene, brukes «hvit støy»-test ³ for å undersøke hvor mange lag det bør tilføyes i modellen for å unngå problemer med autokorrelasjon. Modellene anvendes i denne analysen er følgende:

$$\ln(\text{tysk spotpris})_t = \alpha_0 + \sum_{k=1}^n \alpha_k \ln(\text{tysk spotpris})_{t-k} + \delta_i D_i + \varepsilon_t$$

$$\ln(\text{nordisk spotpris})_t = \beta_0 + \sum_{k=1}^n \beta_k \ln(\text{nordisk spotpris})_{t-k} + \mu_i D_i + v_t$$

Vi har «i» antall sjokk i analysen og D_i er sjokkdummyene som blir brukt. For å si om et sjokk har en signifikant påvirkning på kraftprisene ser vi om koeffisienten til D_i (δ_i eller μ_i) er statistisk signifikant. Hvis koeffisientene δ_i og μ_i er signifikante ved samme sjokk kan dette indikere at det er ett felles kraftmarked. Indikasjon på avvik fra tilhørighet til det samme relevante marked kan måles ved at kun én av koeffisientene blir signifikante ved samme sjokk.

³ Hvit støy testes gjennom Stata-kommando, wntestq, som genererer en Portmanteau test for hvit støy.

3.3.3 Granger kausalitetstest

Kausalitetstester kan benyttes på homogene produkter i to forskjellige geografiske områder for å identifisere om prisbevegelser i ett geografisk område påvirker prisbevegelser i et annet område. Områdene ansees å være i samme relevante marked dersom resultatene fra testen er signifikante. Hensikten med en kausalitetstest er å avdekke eventuelle dynamiske avhengighetsforhold mellom ulike variabler, altså om hendelser som forårsaker endringer i en variabel fører til systematiske endringer i en annen variabel. Testen undersøker om utvikling i en variabel, «y», kan forklares ut fra historisk informasjon fra en annen variabel, «x». Dersom dette er tilfellet så betyr det at «x» Granger-forårsaker «y». Forutsetningen for å teste for Granger kausalitet er at alle variablene i VAR-modellen er stasjonære. Formelt kan testen ta utgangspunkt i en følgende vektor autoregressiv (VAR) modell:

$$y_t = \delta_0 + \sum_{k=1}^p \alpha_k y_{t-k} + \sum_{k=1}^p \gamma_k x_{t-k} + \varepsilon_k$$

$$x_t = \eta_0 + \sum_{k=1}^p \beta_k x_{t-k} + \sum_{k=1}^p \rho_k y_{t-k} + v_k$$

Enveiskausalitet kan testes ved nullhypotesen $H_0: \gamma = 0$ eller $\rho = 0$ for alle k , og innebærer ingen statistisk sammenheng som impliserer forskjellige markeder. Alternativhypotesen H_1 er at minst én $\gamma_k \neq 0$ eller $\rho_k \neq 0$ og innebærer at det er en statistisk sammenheng. Dette impliserer at det er et dynamisk avhengighetsforhold mellom variablene og de tilhører derfor samme marked.

Koeffisientene i modellen kan testes ved å bruke chi-test (χ^2) eller F-test. Nullhypotesen forkastes dersom chi-testverdiene er høyere enn de kritiske chi-verdiene. Metoden kan også utvides ved å inkludere flere lag i modellen for å ta hensyn til autokorrelasjon. Vi tester for autokorrelasjon ved bruk av Lagrange Multiplier-testen, der H_0 er ingen autokorrelasjon (Asteriou & Hall, 2011).

Videre kan en også inkludere eksogene variabler i VAR-modellen. Som beskrevet i kapittel 2.3 *Prisdrivere i kraftmarkedet* finnes det faktorer som påvirker kraftprisen i Norden og Tyskland på forskjellige måter. Det kan derfor være hensiktsmessig å inkludere disse som eksogene variabler i modellen, for i større grad å isolere den effekten tyske og nordiske kraftpriser har på hverandre.

3.3.4 Engle-Granger kointegrasjonstest

Prisserier er som oftest ikke-stasjonære serier av orden $I(1)$, hvilket innebærer at prisene ikke går tilbake til en langsiktig likevekt. For at det skal eksistere et langsiktig forhold mellom ikke-stasjonære variabler, er det nødvendig at det eksisterer en lineær kombinasjon av disse variablene som er stasjonær, altså en $I(0)$ variabel. Dersom dét er tilfellet er variablene kointegrerte. Engle-Granger test for kointegrasjon tester om det finnes en stabil differanse mellom prisseriene, hvilket medfører at seriene er kointegrerte. Kointegrasjon er et uttrykk for prisparitet mellom produktprisene og indikerer derfor tilhørighet til samme marked. Dersom seriene ikke kointegrerer vil vi kunne få problemer med spuriøse regresjoner, men dersom kointegrasjon er tilstede vil en kunne få meningsfulle resultater og trekke mer robuste konklusjoner ved videre analyser (Asteriou & Hall, 2011).

Testen har følgende tre trinn:

1. Teste om tidsseriene er stasjonære ved bruk av DF. Hvis begge serier er $I(1)$, gå videre til trinn to.
2. Estimere en modell ved hjelp av OLS og ta vare på det estimerte feilleddet.
3. Teste det estimerte feilleddet for ikke-stasjonaritet med DF uten trend og konstantledd. Siden en tar ut gjennomsnittet i trinn 2 utelates konstantleddet i DF-testen.

Formelt kan trinn tre innebære å teste følgende modell:

$$\varepsilon_t = \varphi \varepsilon_{t-1} + v_t,$$

der nullhypotesen er ikke-stasjonaritet som forekommer når $\varphi = 1$. Nullhypotesen forkastes dersom testverdiene fra kointegrasjonstesten er større enn de kritiske verdiene. Testen er betinget av regresjonen i det andre trinnet, og derfor vil ikke den vanlige DF-testens kritiske verdier gjelde. Den observerte t-verdien må derfor sammenlignes med kritiske verdier (Vedlegg 2) som er spesielt tilpasset Engle-Granger kointegrasjonstester (Enders, 2004).

Modellen kan utvides med flere lags, på denne måten vil autokorrelasjon tas hensyn til. Antall lags i testen velges basert på følgende metoder som også er beskrevet tidligere:

- a) Ett lag

- b) Schwert-kriteriet
- c) Siste signifikante lag

Fordelen med Engle-Granger testen er at den er lett å forstå og å implementere, men det er også ulemper knyttet til testen. Et viktig forhold å ta hensyn til, er at ved estimeringen av det langsiktige forholdet mellom variablene må en ha én avhengig variabel og bruke de andre variablene som forklaringsvariabler. Testen sier derimot ikke noe om hvilke variabler som kan brukes som forklaringsvariabler, og hvorfor. I teorien er det ikke noen forskjell hvilken variabel man bruker som avhengig variabel og hvilken man bruker som forklaringsvariabel, dersom en har uendelig mange observasjoner. I praksis er det sjeldent så store utvalg og det er derfor mulig å komme frem til at én regresjon indikerer kointegrasjon, mens en annen ikke gjør det. Problemet blir også mer komplisert dersom en skal teste mer enn to variabler.

Dersom kointegrasjonstestene indikerer ingen kointegrasjon kan en, som tidligere nevnt, foreta Granger kausalitetstest på de førstedifferensierte variablene dersom disse er av orden 1, I(1) (Enders, 2004).

3.3.5 Granger kausalitetstest med førstedifferensierte variabler

Ved å foreta Granger kausalitetstest på de førstedifferensierte variablene vil en kunne teste for Granger kausalitet i differansen mellom variablene (Adams et. al, 2005). Dersom kointegrasjonstesten hadde vist kointegrasjon kunne ikke Granger kausalitetstest bli brukt på de førstedifferensierte variablene, da en vil ignorere alle langsiktige forhold som kan finnes mellom variablene. Noe som kan føre til at gale beslutninger foretas. Formelt kan en VAR-modell med førstedifferensierte variabler være følgende:

$$\Delta y_t = \delta_0 + \sum_{k=1}^p \alpha_k \Delta y_{t-k} + \sum_{k=1}^p \gamma_k \Delta x_{t-k} + \varepsilon_k$$

$$\Delta x_t = \eta_0 + \sum_{k=1}^p \beta_k \Delta x_{t-k} + \sum_{k=1}^p \rho_k \Delta y_{t-k} + v_k$$

Fordelen med å bruke førstedifferensierte variabler for å teste Granger kausalitet, når det ikke forekommer kointegrasjon, er at en kan bruke standard chi-fordeling (eller F-fordeling) for å teste for Granger kausalitet. Dersom en bruker variabler på normalform for å teste for Granger kausalitet når variablene er av orden 1, og ikke kointegrerte, vil eventuelle sjokk ikke trenge å avta. Dermed vil enhver unøyaktighet i koeffisientene tilsynelatende se ut til å ha en permanent effekt på de virkelige reaksjonene. Men dersom VAR-modellen er estimert i førstedifferanse, vil sjokkene avta til null og de estimerte reaksjonene vil være konsistente, noe som innebærer at testresultatene er troverdige (Enders, 2004, s.358).

Oppsummering: Metodekapitlet

I dette kapitlet har vi redegjort for hvilke egenskaper dataseriene må ha for å kunne benytte seg av de testene som er beskrevet. I tillegg til stasjonaritet og autokorrelasjon er det også hensiktsmessig å teste for heteroskedastisitet. Konsekvensene av heteroskedastisitet kommer vi tilbake til under empirisk analyse.

3.4 Bearbeidelse av data

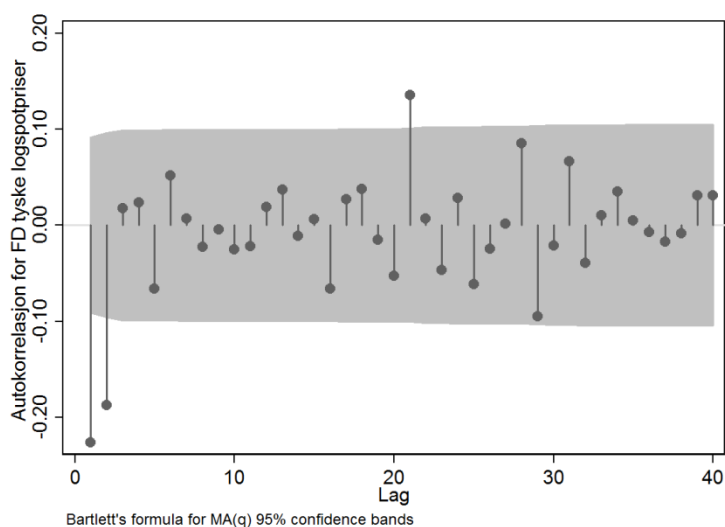
Før vi startet arbeidet med analysene var det nødvendig å bearbeide dataene. Spot- og terminprisene var i utgangspunktet dagspriser, men siden flere observasjoner manglet, grunnet blant annet helligdager, falt valget på å gjøre om dataene til gjennomsnittlige ukespriser. Priser på den nordiske kraftbørsen ble ikke notert i euro før i 2006, så før gjennomsnittet av dagsprisene ble tatt, ble prisene som var i norske kroner omgjort til euro ved å bruke årlige valutakurser fra Norges Bank (Norges Bank, 2011). Etter dette ble dataene gjort om til gjennomsnittlig ukespris ved å bruke funksjonen weeknum i Microsoft Excel. På samme måte som med kraftprisene var prisdriverdataene oppgitt i daglige verdier, og disse ble også omgjort til ukesverdier ved samme fremgangsmåte som ved kraftprisene.

I datasettet manglet tyske terminpriser i uke 23 i 2005, og alle priser fra denne uken ble derfor droppet. Det samme gjaldt uke 52 i 2007, der både tyske og nordiske terminpriser manglet. I tillegg ble uke 53 i 2004 og 2009 tatt bort. Dette fordi vi har benyttet oss av økonometriprogrammet Stata, som ikke tar hensyn til at enkelte år har 53 uker ved bruk av

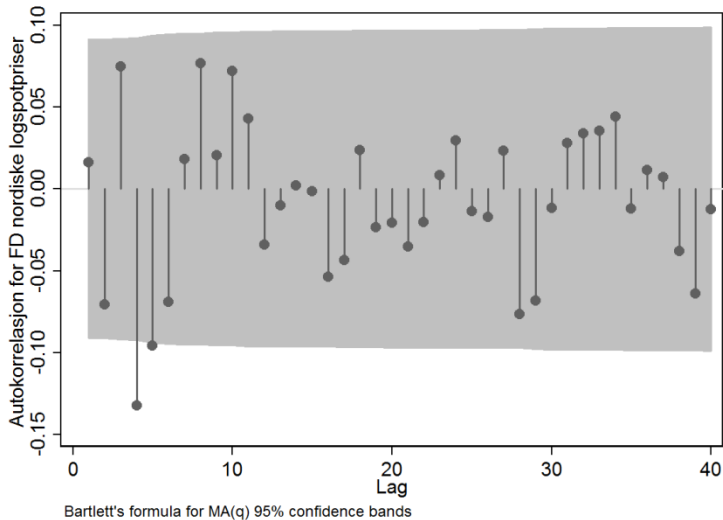
tidsvariabler generert i Stata.

Videre har vi også undersøkt om det finnes sesongvariasjon i de tyske og de nordiske spotprisene ved å bruke autokorrelasjonsfunksjonen (ACF) på de førstedifferensierte logaritmiske spotprisene. Vi har ikke undersøkt om det er sesongvariasjon i terminprisene da det ikke forventes at terminkontrakter er sesongavhengige.

Resultatene for sesongvariasjon for spotmarkedet er presentert i figur 18 for tyske spotpriser og i figur 19 for nordiske spotpriser. Ut ifra figurene observeres det lite sesongvariasjon i både de nordiske og de tyske spotprisene. Nullhypotesen ved ACF er ingen autokorrelasjon, og vi ser at i figur 18 er det kun ved tre observasjoner vi klarer å forkaste nullhypotesen ved 5 % signifikansnivå. Mens i figur 19 forkastes nullhypotesen kun ved to observasjoner.



Figur 19: Autokorrelasjonsfunksjonen for førstedifferensierte tyske spotpriser i logaritmisk form.



Figur 19: Autokorrelasjonsfunksjonen for første differensierte nordiske spotpriser i logaritmisk form.

Siden autokorrelasjonsfunksjonen viste lite sesongvariasjon i spotprisene tar vi utgangspunkt i ikke-sesongjusterte serier når vi utfører tester videre i analysen. Men som diskutert i kapittel 2.3.1 kan værforhold og temperaturer ha en påvirkning på spotprisene. Det er derfor viktig å vise forsiktighet når vi foretar konklusjoner videre i oppgaven siden det i praksis kan være sesongvariasjoner som ikke observeres her.

Dataene vi står igjen med er ukentlige tyske og nordiske spot- og terminpriser fra uke 1 i 2003 til uke 52 i 2011, med unntak av uke 23 i 2005, uke 52 i 2007 og uke 53 i 2004 og 2009.

4. Empirisk analyse

I dette kapitlet presenteres resultatene fra testene som er benyttet for å analysere om det nordiske og det tyske kraftmarkedet tilhører det samme relevante marked. Først presenteres dataenes egenskaper i forhold til heteroskedastisitet og stasjonaritet. Deretter presenteres resultatene fra markedsavgrensningstestene med spotpriser, og til slutt presenteres resultatene fra markedsavgrensningstestene med terminpriser.

Hypotesen vår er at det forventes å observere indikasjoner på at det tyske og det nordiske kraftmarkedet tilhører det samme relevante marked. Siden det har skjedd endringer etter 2009, som følge av markedskoblingen, tester vi også for strukturendringer i markedet etter denne

perioden. Det forventes her også at det tyske og det nordiske kraftmarkedet tilhører det samme relevante marked etter november 2009.

4.1.1 Heteroskedastisitet

Homoskedastisitet er en forutsetning for at OLS-estimer skal kunne benyttes. Ved heteroskedastisitet i modellene kan det oppstå problemer med våre tolkninger, siden sjokkanalysen og kointegrasjonsanalysen tar utgangspunkt i OLS-estimer (Wooldridge, 2009). I sjokkanalysen vil problemet med heteroskedastisitet kunne føre til at vi ikke kan stole på standardfeilene og t-statistikene. Ved kointegrasjonsanalyse kan heteroskedastisitet være et problem da analysen tar utgangspunkt i å teste om residualene i modellene er stasjonære. Siden en av egenskapene til stasjonære tidsserier er konstant varians over tid, vil heteroskedastisitet kunne påvirke resultatene vi får fra kointegrasjonstestene.

Ved bruk av Breusch-Pagan test og White's test har vi observert at det er indikasjon på heteroskedastisitet i modell 1, 3 og 4 som vises i tabell 5. Det er mulig å ta hensyn til heteroskedastisitet ved å gjøre endringer i modellene våre slik at vi får GLS-estimer. Dette vil derimot kunne føre til at vi får en modell som ikke like godt beskriver det vi er ute etter å undersøke. «Heteroskedasticity has never been a reason to throw out an otherwise good model» (Mankiw 1990, s. 1648 sitert i Gujarati 2003, s. 426). Vi gjør derfor et valg om ikke å gjøre endringer i våre modeller, men velger å bruke priser på logaritmisk form siden en log-log modell kan redusere heteroskedastisitet. Dette kan vi i noe grad observere i tabell 5. Samtidig vil vi i videre analyser være oppmerksomme på at resultatene vi får kan være preget av heteroskedastisitet i underliggende modeller.

Likning (y - x)	Normal-form		Log-form	
	Breusch-Pagan	White's test	Breusch-Pagan	White's test
1. Tyske - nordiske spotpriser	22.00***	14.90***	2.60	12.04***
2. Nordiske - tyske spotpriser	0.85	0.51	0.49	2.54*
3. Tyske - nordiske terminpriser	8.94***	55.16***	10.84***	40.32***
4. Nordiske - tyske terminpriser	41.89***	22.23***	0.90	9.29***

Tabell 5: Heteroskedastisitet, F-verdier

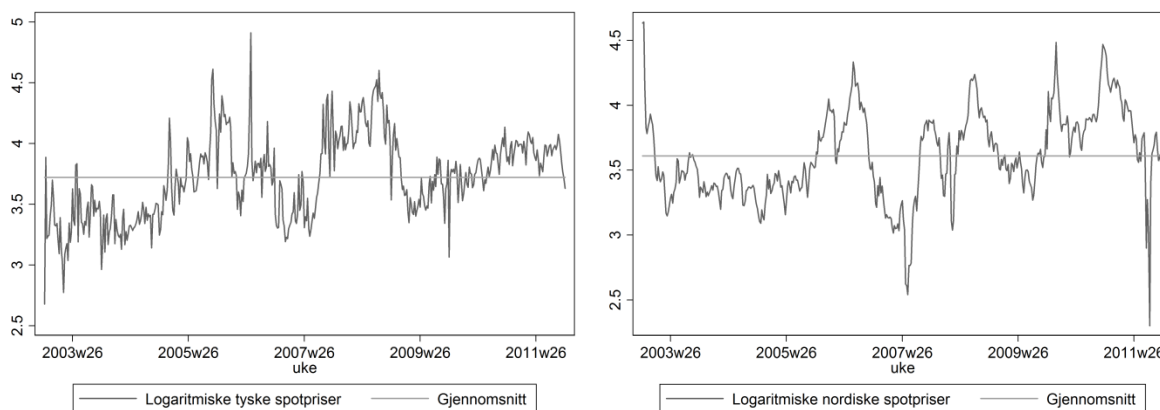
H₀: Homoskedastisitet. H₀ avvises ved: *** 1 % signifikansnivå, ** 5 % signifikansnivå, * 10 % signifikansnivå
y: avhengig variabel, x: forklaringsvariabel

4.1.2 Stasjonaritet

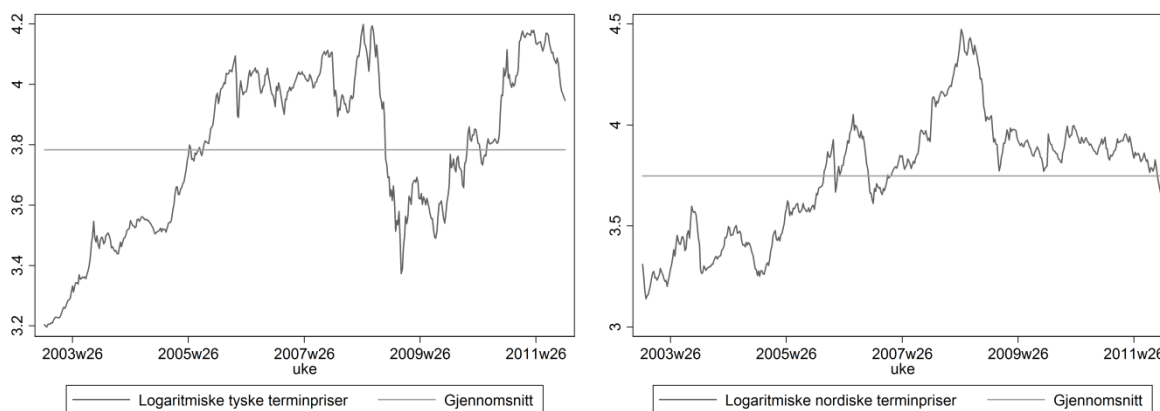
Som tidligere nevnt er det viktig å forstå strukturen til dataene for å vite hvilke tester som kan være egnet til å bruke i analysen. Vi undersøker derfor hvilke stasjonære egenskaper dataseriene vi benytter har.

Grafisk framstilling og korrelogram

Gjennom en grafisk framstilling viser figur 20 at det er større indikasjon på at spotprisene er stasjonære enn at terminprisene er stasjonære som vi ser i figur 21. Dette ser vi ved at det i større grad ser ut som spotprisene beveger seg rundt gjennomsnittet enn det terminprisene gjør.

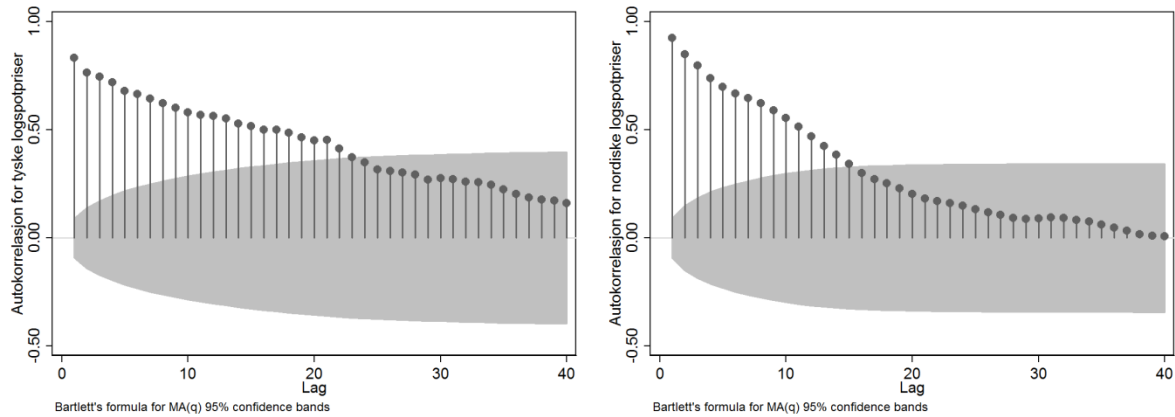


Figur 20: Grafisk framstilling med tyske og nordiske spotpriser

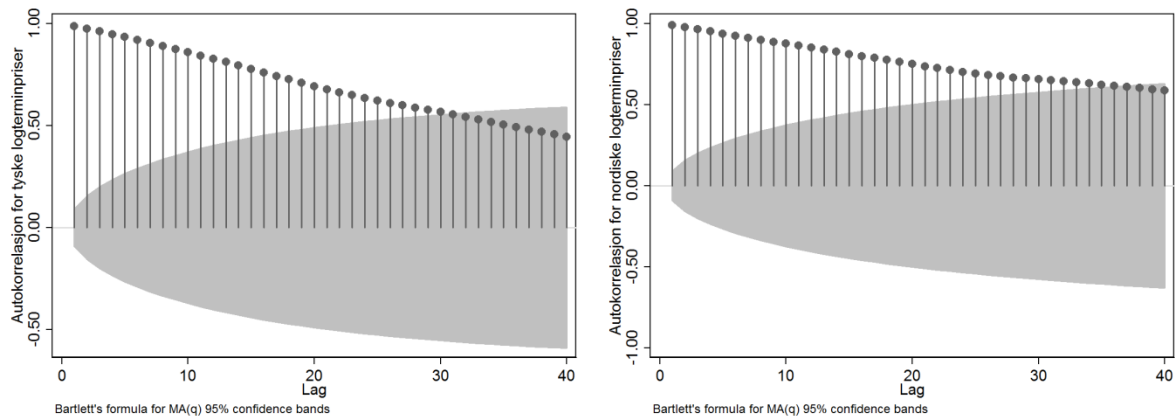


Figur 21: Grafisk framstilling med tyske og nordiske terminpriser

Vi testet også for stasjonaritet ved bruk av korrelogram, der autokorrelasjonen til spotprisene (figur 22) avtok raskere enn autokorrelasjonen til terminprisene (figur 23). Korrelogrammet til terminprisene viste at autokorrelasjonen avtok langsomt, noe som er en indikasjon på at seriene er ikke-stasjonære.



Figur 22: Korrelogram for tyske og nordiske spotpriser.



Figur 23: Korrelogram for tyske og nordiske terminpriser.

Dickey Fuller-test: Spotpriser, periode 2003-2012

Dickey Fuller-testen bekrefter at spotprisene er stasjonære. Resultatene er oppsummert i tabell 6.

	(i)		(ii)		(iii)	
	(a)	(b)	(a)	(b)	(a)	(b)
Tyske spotpriser	-2.632 L = 18	-4.253*** L = 2	-2.510 L = 18	-3.775*** L = 2	0.209 L = 18	0.152 L = 16
Nordiske spotpriser	-3.948** L = 18	-3.733** L = 4	3.325** L = 18	-3.357** L = 4	-0.009 L = 18	-0.481 L = 6
Resultat	Stasjonaritet		Stasjonaritet		Ikke-stasjonaritet	

Tabell 6: Dickey Fuller-test med spotpriser

(i) med trend og konstantledd, (ii) uten trend og med konstantledd, (iii) uten trend og uten konstantledd
stasjonaritet ved: *** 1 % signifikansnivå, ** 5 % signifikansnivå, * : 10 % signifikansnivå
(a) Schwert-kriteriet, (b) siste signifikante lag

Vi ser i tabell 6 at resultatene fra modell (iii) avviker fra resultatene i de andre modellene. Vi velger å se bort ifra modell (iii) da en modell uten trend og konstantledd blir en veldig enkel modell. Samtidig ser vi ved den grafiske framstillingen av prisene i figur 20, at det ikke ser ut til å være trend i spotprisene. Trend var heller ikke signifikant ved regresjon av modell (i), og derfor velger vi å fokusere på resultatene fra modell (ii). Uavhengig av antall lag gir modell (ii) indikasjon på at de nordiske spotprisene er stasjonære. De tyske spotprisene indikerer også stasjonaritet med unntak av der antall lag er bestemt etter Schwert-kriteriet. Selv om testene ved 18 lag, fra Schwert-kriteriet, indikerer ikke-stasjonaritet, velger vi å stole på de andre resultatene som indikerer stasjonaritet fordi modellen med 18 lags er en stor modell med tanke på antall observasjoner vi har.

Konklusjonen for spotprisene blir at de er stasjonære av orden null, $I(0)$, dermed kan vi analysere markedsavgrensning i spotmarkedet ved bruk av regresjonsanalyse, sjokkanalyse og Granger-kausaltetstest.

Dickey Fuller-test: Terminpriser, periode 2003-2012

Dickey Fuller resultatene med terminpriser er presentert i tabell 7, og vi ser tydelig at terminprisene er ikke-stasjonære da kun ett av resultatene viser tegn til stasjonaritet. Resultatene for terminprisene er som forventet da finansielle prisserier som oftest er ikke-stasjonære. Siden

terminprisene er ikke-stasjonære kan vi ikke bruke prisene i vanlige regresjonsanalyser fordi vi da ikke vil kunne stole på resultatene testene gir. Vi tester derfor videre om prisseriene er integrert av samme orden. Hvis de er det vil vi kunne fortsette med kointegrasjonstester for å undersøke om det er en sammenheng mellom prisseriene.

	(i)		(ii)		(iii)	
	(a)	(b)	(a)	(b)	(a)	(b)
Tyske terminpriser	-2.110 L = 18	-2.007 L = 13	-2.164 L = 18	-2.107 L = 13	0.539 L = 18	0.785 L = 13
Nordiske terminpriser	-1.945 L = 18	-1.680 L = 1	-2.277* L = 18	-2.103 L = 1	-0.232 L = 18	-0.071 L = 1
Resultat	Ikke-stasjonaritet		Ikke-stasjonaritet		Ikke-stasjonaritet	

Tabell 7: Dickey Fuller-test med terminpriser

(i) med trend og konstantledd, (ii) uten trend og med konstantledd, (iii) uten trend og uten konstantledd stasjonaritet ved: *** 1 % signifikansnivå, ** 5 % signifikansnivå, * : 10 % signifikansnivå
(a) Schwert-kriteriet, (b) siste signifikante lag

I tabell 8 presenteres resultatene fra DF-test med førstedifferensierte terminpriser der alle testene viser at prisene var stasjonære ved 1 % signifikansnivå. På grunn av at det i noen tilfeller mangler siste signifikante lag er det inkludert enkel lagtest for å bestemme antall lag. Resultatene viser at både tyske og nordiske terminpriser for periode 2003-2011 er integrert av orden 1, altså I(1).

	(i)			(ii)			(iii)		
	(a)	(b)	(c)	(a)	(b)	(c)	(a)	(b)	(c)
Tyske terminpriser	-4.046*** L = 18	-4.797*** L = 12	-5.971*** L = 8	-3.995*** L = 18	-4.741*** L = 12	-5.921*** L = 8	-3.951*** L = 18	-4.649*** L = 12	-5.842*** L = 8
Nordiske terminpriser	-4.665*** L = 18	-17.237*** L = 0	-6.819*** L = 8	-4.468*** L = 18	-17.176*** L = 0	-6.707*** L = 8	-4.475*** L = 18	-17.194*** L = 0	-6.720*** L = 8
Resultat	Stasjonaritet			Stasjonaritet			Stasjonaritet		

Tabell 8: Dickey Fuller-test med førstedifferensierte terminpriser

(i) med trend og konstantledd, (ii) uten trend og med konstantledd, (iii) uten trend og uten konstantledd stasjonaritet ved: *** 1 % signifikansnivå, ** 5 % signifikansnivå, * : 10 % signifikansnivå
(a) Schwert-kriteriet, (b) siste signifikante lag, (c) enkel lagtest

DF-test: Terminpriser, periode januar 2003-november 2009 og november 2009-januar 2012

Dickey Fuller-testen for stasjonaritet for periode januar 2003-november 2009 og for november 2009-januar 2012 er at både tyske- og nordiske terminpriser er ikke-stasjonære i begge periodene.

Resultatene fra DF-testen er presentert i tabell 9. Den enkle regelen for valg av lag er benyttet her også, da vi ved noen tilfeller manglet siste signifikante lag. Schwert-kriteriet ga samtidig for mange lag for en modell med så få observasjoner som vi har når vi deler opp i perioder. I denne testen har vi valgt å se bort fra modell (iii) som er en modell uten trend og uten konstantledd, siden denne modellen er veldig enkel. Basert på modell (i) og (ii) klarte vi ikke å forkaste nullhypotesen som er ikke-stasjonaritet ved noen av tilfellene, og konkluderer dermed med at seriene er ikke-stasjonære.

Periode	(i)			(ii)		
	(a)	(b)	(c)	(a)	(b)	(c)
Jan2003-Nov2009						
Tyske terminpriser	-1.155 L = 16	-1,015 L = 5	-0.934 L = 7	-1.730 L = 16	-1,774 L = 8	-1.719 L = 7
Nordiske terminpriser	-2.223 L = 16	-2,062 L = 0	-2.409 L = 7	-1.713 L = 16	-1,786 L = 1	-1.918 L = 7
Nov2009-jan2012						
Tyske terminpriser	-0.002 L = 12	-0.865 L = 4	-0.370 L = 5	-1.559 L = 12	-1.611 L = 4	-1.618 L = 5
Nordiske terminpriser	-0.278 L = 12	-1.255 L = 0	-0.979 L = 5	0.024 L = 12	-0.651 L = 0	-0.518 L = 5
Resultat	Ikke-stasjonaritet			Ikke-stasjonaritet		

Tabell 9: Dickey Fuller-test med terminpriser. Periode januar 2003-november 2009 og november 2009-januar 2012

(i) med trend og konstantledd, (ii) uten trend og med konstantledd, (iii) uten trend og uten konstantledd
 stasjonaritet ved: *** 1 % signifikansnivå, ** 5 % signifikansnivå, * : 10 % signifikansnivå
 (a) Schwert-kriteriet, (b) siste signifikante lag, (c) enkel lagtest

Terminprisene viste seg å være ikke-stasjonære for begge periodene, vi har derfor foretatt DF-test med førstedifferensierte variabler for å se hvilken orden seriene er integrert av. Resultatene av testen er presentert i tabell 10. DF-testen for de førstedifferensierte seriene viste at begge seriene er stasjonære av orden 1 for begge periodene. Her har vi også valgt å ta utgangspunkt i modell (i) og (ii). Trend var ikke signifikant i de fleste tilfeller, dermed brukes modell (ii) til å trekke konklusjoner.

Periode	(i)			(ii)		
	(a)	(b)	(c)	(a)	(b)	(c)
Jan2003-nov2009						
Tyske terminpriser	-4.279*** L = 16	-6.851*** L = 4	-5.347*** L = 7	-4.014*** L = 16	-6.694*** L = 4	-5.163*** L = 7
Nordiske terminpriser	-4.497*** L = 16	-14.476*** L = 0	-5.990*** L = 7	-4.411*** L = 16	-14.446*** L = 0	-5.943*** L = 7
Nov2009-jan2012						
Tyske terminpriser	-3.220* L = 12	-5.523*** L = 3	-5.089*** L = 5	-2.820* L = 12	-5.334*** L = 3	-4.795*** L = 5
Nordiske terminpriser	-3.435* L = 12	-5.996*** L = 3	-5.476*** L = 5	-3.032** L = 12	-5.826*** L = 3	-5.225*** L = 5
Resultat	Stasjonaritet			Stasjonaritet		

Tabell 10: Dickey Fuller-test med førstedifferensierte terminpriser. Periode januar 2003 – november 2009 og november 2009 – januar 2012

(i) med trend og konstantledd, (ii) uten trend og med konstantledd, (iii) uten trend og uten konstantledd
 stasjonaritet ved: *** 1 % signifikansnivå, ** 5 % signifikansnivå, * : 10 % signifikansnivå
 (a) Schwert-kriteriet, (b) siste signifikante lag, (c) enkel lagtest

Nordiske- og tyske terminpriser viste seg å være stasjonære av samme orden, $I(1)$, dermed kan det her foretas kointegrasjonstest for å se om det er en lineær sammenheng mellom seriene som er stasjonær. Det kan være interessant å undersøke om det viser seg å være en sammenheng i perioden november 2009-januar 2012, som følge av markedskoblingen.

Dickey Fuller-test: Prisdriivere, periode 2008-2012

I videre analyser kan det være relevant å ta hensyn til hydrologisk balanse, kullpris, gasspris, CO₂-kvotepriis, GBP/EUR-kurs og EUR/USD-kurs. Det er derfor nødvendig å undersøke om prisdriivere er stasjonære. Som tidligere argumentert er en modell uten konstantledd og uten trend en veldig enkel modell, og vi velger derfor ikke å fokusere på resultatene fra denne modellen. Tabell 11 viser resultatene fra DF-testen med prisdriivere for perioden januar 2008-januar 2012, da vi har tilgjengelige data for prisdriivere for kun denne perioden.

	(i)		(ii)		Resultat
	(a)	(b)	(a)	(b)	
Hydrologisk balanse	-0.952 L=14	-1.984 L=11	-1.810 L=14	-2.513 L=11	IS
Kullpris	-2.503 L=14	-2.514 L=6	-2.513 L=14	-2.538 L=6	IS
Gasspris	-2.371 L=14	-1.461 L=1	-2.353 L=14	-1.469 L=1	IS
CO ₂ -kvotepris	-2.499 L=14	-1.991 L=3	-1.900 L=14	-1.042 L=3	IS
EUR/USD-kurs	-3.313* L=14	-3.293* L=3	-2.936** L=14	-2.674* L=3	IS
GBP/EUR-kurs	-2.075 L=14	-2.673 L=5	-2.249 L=14	-2.952** L=5	S

Tabell 11: Dickey Fuller-test med prisdrivere. Periode 2008–2012

(i) med trend og konstantledd, (ii) uten trend og med konstantledd
stasjonaritet ved: *** 1 % signifikansnivå, ** 5 % signifikansnivå, * : 10 % signifikansnivå
(a) Schwert-kriteriet, (b) siste signifikante lag. IS: ikke-stasjonaritet. S: stasjonaritet

I tabell 11 ser vi at hydrologisk balanse, kullpris, gasspris, CO₂-kvotepris og EUR/USD-kursen er ikke-stasjonære. Basert på resultatene konkluderte vi med at GBP/EUR-kursen er stasjonære. Vi velger å stole på metode (b) ved valg av antall lags fordi 14 lags kan være litt mange lags i en modell med 208 observasjoner.

Videre førstedifferensieres prisdriverne som viste seg å være ikke-stasjonære for å undersøke hvilken orden de er stasjonære av.

	(i)			(ii)		
	(a)	(b)	(c)	(a)	(b)	(c)
Hydrologisk balanse	-3.468** L=14	-3.052 L=10	-4.563*** L=6	-2.993** L=14	-2.649* L=10	-4.131*** L=6
Kullpris	-3.658** L=14	-3.658** L=14	-3.894** L=6	-3.652*** L=14	-3.652*** L=14	-3.901*** L=6
Gasspris	-3.081 L=14	-10.491*** L=0	-4.539*** L=6	-3.047** L=14	10.514*** L=0	-4.548*** L=6
CO ₂ -kvotepris	-2.935 L=14	-6.943*** L=3	-4.759*** L=6	-2.946** L=14	-6.934*** L=3	-4.758*** L=6
EUR/USD-kurs	-3.659** L=14	-5.807*** L=6	-5.807*** L=6	-3.592*** L=14	-5.816*** L=6	-5.816*** L=6
Resultat	Stasjonaritet			Stasjonaritet		

Tabell 12: Dickey Fuller-test med førstedifferensierte prisdrivere. Periode 2008-2012

(i) med trend og konstantledd, (ii) uten trend og med konstantledd.

Stasjonaritet ved: *** 1 % signifikansnivå, ** 5 % signifikansnivå, * : 10 % signifikansnivå.

(a) Schwert-kriteriet, (b) siste signifikante lag, (c) enkel lagtest

I tabell 12 ser vi at hydrologisk balanse, kullpris, gasspris, CO₂-kvotepris og EUR/USD-kursen blir stasjonære etter førstedifferensiering. Vi bruker her også enkel lagtest for å finne antall lag vi bør benytte i modellen, siden siste signifikante lag i noen tilfeller er enten null eller høy i forhold til antall observasjoner i modellen. Vi konkluderer da med at GBP/EUR-kursen er stasjonær av orden 0 og hydrologisk balanse, kullpris, gasspris, CO₂-kvotepris og EUR/USD-kursen er stasjonære av orden 1. Kraftprisene for perioden januar 2008-januar 2012 viste seg å være integrerte av orden 1 (se vedlegg 4), og vi vil i videre tester derfor ikke ha muligheten til å bruke GBP/EUR-kursen.

Oppsummering: Stasjonaritet

Testene over indikerer at tyske og nordiske spotpriser for perioden 2003-2012 er integrert av orden null, I(0), mens spotprisene i periode 2008-2012 er integrert av orden 1, I(1).

Terminprisene er for alle testede perioder integrert av orden 1, I(1). Dermed kan vi bruke spotprisene sammen i egne tester, og tilsvarende gjelder for terminprisene. Videre er også prisdriverne stasjonære av orden 1, I(1), og kan derfor benyttes ved tester med prisseriene som er integrert av orden 1.

Vi vil videre først bruke spotprisene for å undersøke markedsavgrensingen, for så å ta for oss analyser ved bruk av terminpriser i en egen del. Grunnet prisenes forskjellige struktur vil vi benytte oss av forskjellige tester for å undersøke markedsavgrensingen.

4.2 Spotpriser

Siden spotprisene for hele perioden er stasjonære kan vi benytte regresjonsanalyse, sjokkanalyse og Granger kausalitetstest for å undersøke sammenhengen mellom spotprisene.

4.2.1 Regresjonsanalyse

Siden spotprisene er stasjonære kan en enkel regresjonsanalyse foretas, for å undersøke hvordan de tyske og de nordiske spotprisene påvirker hverandre. Resultatet legges fram i tabell 13.

Regresjon (y-x)	Koeffisient til x	R ²
Tyske - nordiske	0.4876*** (0.0405)	0.2382
Nordiske-tyske	0.4884*** (0.0406)	0.2382

Tabell 13: Regresjonsanalyse med tyske og nordiske terminpriser

Signifikant ved: *** 1 % signifikansnivå, ** 5 % signifikansnivå, * 10 % signifikansnivå, standardfeil i parentes

Spotprisene er i regresjonsanalysen på log-form, og vi har derfor log-log modeller.

Koeffisientene kan derfor tolkes på følgende måte. Ved en 1 % økning i nordiske spotpriser vil tyske spotpriser øke med 0,4876 %, og ved en 1 % økning i tyske spotpriser vil nordiske spotpriser øke med 0,4884 %. I tabell 13 vises det også at R² kun er 0,2382, hvilket kan indikere at spotprisen i ett av markedene, ikke godt nok beskriver spotprisbevegelsene i det andre markedet. Dette kommer av at R² er et mål på hvor godt en regresjon passer dataene (Gujarati, 2003). Grunnen til at R² ikke er så høy kan være fordi andre prisdrivere (jf. kapittel 2.3) har en stor påvirkningskraft på spotprisene. Hvis disse ses bort ifra ved videre analyser, kan vi kunne møte på samme problem som her, at modellene ikke beskriver avhengig variabel godt nok.

Vi konkluderer altså med at vi ikke kan trekke konklusjoner om markedsavgrensningen basert på denne regresjonsanalysen.

4.2.2 Sjokkanalyse

Vi prøver først å kjøre en sjokkanalyse ettersom dette er en veldig enkel test, som likevel kan gi oss relevant informasjon. Som nevnt i avsnitt 3.3.2 Sjokkanalyse bruker vi i denne sammenheng begrepet sjokk om en hendelse utenom normale forhold som kan påvirke kraftprisen.

Når det tas hensyn til autokorrelasjon er følgende modeller utgangspunktet for sjokkanalysen:

$$\ln(\text{tysk spotpris})_t = \alpha + \sum_{k=1}^3 \beta_k \ln(\text{tysk spotpris})_{t-k} + \delta_i D_i + \varepsilon_t$$

$$\ln(\text{nordisk spotpris})_t = \alpha + \sum_{k=1}^4 \beta_k \ln(\text{nordisk spotpris})_{t-k} + \delta_i D_i + \varepsilon_t$$

I denne modellen er D_i sjokkene som genereres som dummyvariabler.

Det ble testet for flere sjokk som kunne ha en innvirkning på prisene. I tabell 14 vises en oversikt over alle sjokkanalysene som ble gjennomført, og om sjokkene var signifikante eller ikke.

Sjokk	Tidspunkt	Hypotese	Signifikant
Stor økning i kullprisen	Slutten av september 2003	Norden	Ingen
Renewable Energy Sources Act	Begynnelsen av august 2004	Tyskland	Signifikant for tyske priser, men ikke for nordiske
CO ₂ -kvotene ble innført	Januar 2005	Tyskland	Signifikant for tyske priser, men ikke for nordiske
NorNed-kabelen ble satt i drift	Mai 2008	Norden	Signifikant for nordiske priser, men ikke for tyske
Powernext power spot ble overført til EPEX spot ¹	Januar 2009	Tyskland	Ingen
EEX power spot ble overført til EPEX spot ¹	September 2009	Tyskland	Ingen
NorNed-kabelen falt ut ²	Slutten av januar 2010	Norden	Ingen
Bunn for gasspris. Fra 70% av oljeprisen til under 25% av oljeprisen	Begynnelsen av mars 2010	Tyskland	Ingen
Jordskjelv i Japan	Midten av mars 2011	Tyskland	Ingen
7 Kjernekraftverk i Tyskland stengt pga kjernekraftverkulykke i Japan	Slutten av mars 2011	Tyskland	Ingen

Tabell 14: Oversikt over sjokk som det er testet for

Hypotese: Hvilket område er det sannsynlig at, ut ifra teori om kraftmarkedet, blir rammet av sjokket?

1. kilde: (EpeX Spot, b, 2012) 2. kilde: (Fagbladet Energiteknikk, 2010)

Av sjokkene det ble testet for var det kun tre sjokk som var statistisk signifikante og resultatene for disse er presentert i tabell 15.

	Tyske spotpriser	Nordiske spotpriser
CO ₂ -kvoter innført	0.071*** (0.023)	0.023 (0.013)
NorNed-kabelen	0.018 (0.017)	0.026** (0.012)
Renewable Energy Sources Act trer i kraft i Tyskland	2.760*** (1.171)	0.584 (0.498)

Tabell 15: Sjokkanalyse med spotpriser

signifikant ved: *** 1 % signifikansnivå, ** 5 % signifikansnivå, * : 10 % signifikansnivå, standardfeil i parentes

Et av sjokkene som ga signifikante resultater var NorNed-kabelen mellom Norge og Nederland som ble satt i drift mai 2008 (Statnett, 2009). Dette sjokket var signifikant kun for nordiske spotpriser og ikke for tyske spotpriser, noe som også kan være en indikasjon på at de nordiske spotprisene ikke har noen innvirkning på de tyske spotprisene. En økning i kapasitet på kabelnettverket mellom Norden og Sentral-Europa vil kunne antas å gi økt konkurranse i Norden, og dermed ifølge økonomisk teori, lavere priser. Testens resultater samsvarer derimot ikke med denne teorien, da vi ser at sjokket har medført en økning i den nordiske prisen. Dette kan så tvil om testens troverdighet. En alternativ hypotese er at dersom prisene i Nederland er høyere enn nordiske priser, kan kabelforbindelsen ha presset nordiske priser opp.

Som nevnt under prisdrivere ble CO₂-kvotene innført 1. januar 2005. Denne hendelsen hadde, som vi ser i tabell 15, en statistisk signifikant innvirkning på de tyske spotprisene, men ikke de nordiske spotprisene. Dette kan være et resultat av at produksjonskombinasjonen i Tyskland, i større grad enn i Norden, er basert på ikke-fornybare energikilder. Dette samsvarer med resultatene som viser at innføringen av CO₂-kvoter presset tyske priser opp.

Økning i tyske kraftpriser er også tilfellet da det i Tyskland den 1. august 2004 trådte i kraft en ny lov om å fokusere på bærekraftig utvikling og prioritere fornybare energikilder (BMU, 2004). Som nevnt i kapittel 2.3.5 *Gasspriser* er kostnadene ved gasskraftproduksjon høye. Hypotesen for resultatet av dette sjokket er at andelen gasskraft i produksjonskombinasjonen i Tyskland på dette tidspunktet var høy. Når denne loven ga fordeler til produksjon ved bruk av miljøvennlige energikilder kan dette ha ført til at gasskraft ble prioritert, hvilket kan ha presset kraftprisen opp.

Noen av sjokkene som det ble testet for, men som ikke var signifikante, var tilfellet da gassprisen var på bunn i begynnelsen av mars 2010 (Harbo, 2011) og tilfellet da kjernekraftverk ble nedlagt i Tyskland i mars 2011 som følge av jordskjelvet i Japan (Renewables International, 2011). Siden gassprisen normalt setter prisen i Tyskland burde en lav gasspris ført til lavere kraftpriser i Tyskland. At disse sjokkene ikke har hatt en innflytelse på prisene kan komme av at sjokkene ikke er sterke nok til å gi en varig og signifikant virkning på prisene. I tilfellet med nedleggelse av kjernekraftverk i Tyskland kan grunnen til at sjokket ikke er signifikant også komme av at hendelsen skjer i 2011, og at vi dermed har lite data tilgjengelig for tiden etter sjokket.

Når det trekkes konklusjoner om hvordan sjokkene som er testet påvirker kraftprisen er det viktig å være bevisst på at det kan være andre hendelser, ved samme tidspunkt som sjokkene beskrevet over, som har ført til signifikante endringer i kraftprisene. Det kan for eksempel i august 2004 ha vært endringer i gass- og kullpriser som var driver for økningen i kraftprisen, og ikke Renewable Energy Sources Act, som det fremkommer i sjokkanalysen.

Hvis det tyske og det nordiske kraftmarkedet hadde tilhørt det samme relevante marked, burde en signifikant endring i prisen i ett av landene ha påvirket prisen i det andre landet. Ut ifra denne enkle testen kan vi derfor ikke konkludere med at det tyske og det nordiske spotmarkedet tilhører det samme relevante marked, da vi ikke finner sjokk som har signifikant påvirkning på begge markedene.

4.2.3 Granger kausalitetstest

Sjokkanalysen ga en indikasjon på at spotmarkedene i Norden og Tyskland ikke tilhører det samme relevante marked. Det kan derfor være hensiktsmessig å undersøke om Granger kausalitetstest gir samme indikasjoner som sjokkanalysen. Dette for å få bekreftet om vi ikke kan finne en sammenheng mellom de tyske og de nordiske spotprisene. Resultatene fra Granger kausalitetstesten er presentert i tabell 16.

Lags	Likning	χ^2	df	p-verdi	Granger-kausaltet	Autokorrelasjon
1	nordiske - tyske	4.0028	1	0.045	tyske \rightarrow nordiske	
	tyske-nordiske	6.2712	1	0.012	nordiske \rightarrow tyske	
	Autokorrelasjon	12.0431	4	0.01703		ja
2	nordiske - tyske	11.882	2	0.003	tyske \rightarrow nordiske	
	tyske-nordiske	4.4156	2	0.110	nordiske \neq tyske	
	Autokorrelasjon	12.8432	4	0.01207		ja
3	nordiske - tyske	7.2101	3	0.065	tyske \neq nordiske	
	tyske-nordiske	4.1168	3	0.249	nordiske \neq tyske	
	Autokorrelasjon	5.6422	4	0.22751		nei

Tabell 16: Granger kausalitetstest med spotpriser

Likning: avhengig variabel står på venstre side og forklarende variabel står på høyre side. Teststatistikkene er sammenlignet med kritiske chi-verdier, vedlegg 3.

I tabell 16 ser vi at ved ett lag Granger-forårsaker nordiske priser tyske priser, og tyske priser Granger-forårsaker nordiske priser. Dette indikerer at det nordiske og det tyske kraftmarkedet tilhører det samme relevante marked. På den andre siden observeres det samtidig at autokorrelasjon er et problem. Jo færre lags man inkluderer i testen, jo enklere blir modellen man tar utgangspunkt i. Det er derfor ikke sikkert at den enkle modellen klarer å fange opp all relevant informasjon. Vi finner autokorrelasjon i de enkleste testene (ved ett og to lag), hvilket fører til at vi ikke kan stole på standardfeilene og testresultatene. Når vi i stedet ser på modellen med tre lags ser vi ikke tegn til autokorrelasjon, men vi kan heller ikke her konkludere med at det tyske og nordiske kraftmarkedet er i samme relevante marked. I denne testen blir det vår endelige konklusjon.

Siden ingen av testene vi har gjennomført med spotpriser har vist at det tyske og det nordiske spotmarkedet er i samme relevante marked, vil vi ikke kunne trekke en konklusjon om at det tyske og det nordiske spotmarkedet tilhører det samme relevante marked.

4.3 Terminpriser

4.3.1 Engle-Granger kointegrasjonstest for perioden 2003-2012

Dickey-Fuller testen for stasjonaritet bekreftet indikasjonen på at terminprisene for både Norden og Tyskland er ikke-stasjonære, men at førstedifferansen er stasjonær, det vil si at seriene er

stasjonære av orden 1. Siden begge seriene er integrert av samme orden har vi foretatt en kointegrasjonstest for å se om det er en lineær, langsiktig sammenheng mellom de tyske og de nordiske terminprisene. Dette har vi gjort ved å bruke Engle-Granger kointegrasjon som beskrevet i metodekapitlet. Prosessen i testen er basert på tre trinn, og kriterier til nullhypotesen, teststatistikkene og valg av antall lags benyttes som beskrevet i metoddelen. Siden valg av avhengig og forklarende variabel i modellen kan gi ulike resultater må vi ta hensyn til dette. Dette er gjort ved å først kjøre en regresjonsanalyse der nordiske terminpriser har vært avhengig variabel, plukket ut residualen og testet det for stasjonaritet. Deretter har vi gjort det samme der tyske terminpriser har vært avhengig variabel.

Resultatene fra kointegrasjonstesten vises i tabell 17 der vi ser at seriene er ikke-stasjonære. Ikke-stasjonaritet i denne kointegrasjonstesten innebærer at variablene ikke er kointegrerte. Det vil si at seriene ikke har en felles stokastisk trend, slik at det ikke finnes en lineær kombinasjon av serien som er stasjonær. Kointegrasjonstesten gir en indikasjon på at det ikke finnes prisparitet mellom kraftprisene og vi kan derfor, ifølge teorien om markedsavgrensning, ikke konkludere med at det nordiske og tyske terminmarkedet for kraft tilhører det samme relevante marked.

Likning (y - x)	(a)	(b)	(c)
Nordisk-tysk	-1.281 L = 1	-1.395 L = 18	-1.275 L = 8
Tysk-nordisk	-1.150 L = 1	-1.380 L = 18	-1.320 L = 14
Resultat	Ingen kointegrasjon		

Tabell 17: Engle-Granger kointegrasjonstest med terminpriser. Periode 2003-2012

a) ett lag, b) siste signifikante lag, c) Schwert-kriteriet
y: avhengig variabel, x: forklaringsvariabel

4.3.2 Granger kausalitetstest med førstedifferensierte variabler for periode 2003-2012

Siden Engle-Granger kointegrasjonstesten viste at det ikke finnes kointegrasjon mellom variablene har vi foretatt en Granger kausalitetstest på de førstedifferensierte terminprisene. Resultatene vises i tabell 18 der vi ikke klarer å forkaste nullhypotesen som er ingen kausalitet, noe som indikerer på at det ikke finnes noen kausalitetssammenheng i differansen til

terminprisene. Resultatene bekrefter indikasjonen på at det nordiske og det tyske kraftmarkedet ikke tilhører samme relevante marked.

Lags	Likning	χ^2	df	p-verdi	Granger-kausaltet	Autokorrelasjon
1	nordiske - tyske	0.4229	1	0.515	tyske \neq nordiske	nei
	tyske-nordiske	3.0287	1	0.082	nordiske \neq tyske	
	Autokorrelasjon	3.6187	4	0.460		
2	nordiske - tyske	0.7084	2	0.702	tyske \neq nordiske	nei
	tyske-nordiske	3.3762	2	0.185	nordiske \neq tyske	
	Autokorrelasjon	3.9703	4	0.410		
3	nordiske - tyske	0.8165	3	0.846	tyske \neq nordiske	nei
	tyske-nordiske	3.7412	3	0.291	nordiske \neq tyske	
	Autokorrelasjon	3.4949	4	0.479		

Tabell 18: Granger kausalitetstest med førstedifferensierte terminpriser. Periode 2003-2012

Likning: avhengig variabel står på venstre side og forklarende variabel står på høyre side. Teststatistikkene er sammenlignet med kritiske chi-verdier, vedlegg 3.

Som tidligere nevnt kan prisdriverne og spotprisene ha en innvirkning på kraftprisene. For å kunne si om prisdriverne har en effekt på kraftprisene har vi også testet for Granger kausalitet med førstedifferensierte terminpriser både med og uten inkludering av eksogene variabler. Testen er gjort for perioden januar 2008-januar 2012 siden det er denne perioden vi har prisdriverdata fra. For å bedre observere om prisdrivere har en effekt har vi først testet modellen uten eksogene variabler. Resultatene for testen uten eksogene variabler legges frem i tabell 19 der vi ikke klarer å finne kausalitetssammenhenger.

Lags	Likning	χ^2	df	p-verdi	Granger-kausaltet	Autokorrelasjon
1	nordiske - tyske	0.7187	1	0.789	tyske \neq nordiske	nei
	tyske-nordiske	1.3927	1	0.238	nordiske \neq tyske	
	Autokorrelasjon	8.2826	4	0.082		
2	nordiske - tyske	2.1472	2	0.342	tyske \neq nordiske	nei
	tyske-nordiske	1.6335	2	0.442	nordiske \neq tyske	
	Autokorrelasjon	6.4610	4	0.167		
3	nordiske - tyske	2.3581	3	0.501	tyske \neq nordiske	nei
	tyske-nordiske	1.4133	3	0.702	nordiske \neq tyske	
	Autokorrelasjon	6.0558	4	0.195		

Tabell 19: Granger kausalitetstest med førstedifferensierte terminpriser. Periode 2008-2012

Likning: avhengig variabel står på venstre side og forklarende variabel står på høyre side. Teststatistikkene er sammenlignet med kritiske chi-verdier, vedlegg 3.

Videre inkluderes førstedifferensierte gasspriser, kullpriser, CO₂-kvotepriser, hydrologisk balanse, EUR/USD-kurser og spotpriser som eksogene variabler i VAR-modellen. Ved å inkludere eksogene variabler i VAR-modellen kan vi unngå å overse eventuell påvirkning prisdriverne og spotprisene har på kraftprisene (Guo, et al., 2008). Vi har tidligere brukt Dickey Fuller og funnet ut at disse prisdriverne er stasjonære av orden 1, I(1), mens GBP/EUR-kursen var stasjonær av orden 0, I(0). Derfor har vi, i denne testen, kun inkludert prisdriverne som er integrert av samme orden som terminprisene, altså I(1). Spotprisene for perioden januar 2008 til januar 2012 viste seg også å være stasjonære av orden 1 (se vedlegg 4). Resultatene fra denne utvidede Granger-kausaltetstesten ser vi i tabell 20.

Lags	Likning	χ^2	df	p-verdi	Granger-kausaltet	Autokorrelasjon
1	nordiske - tyske	7.6238	1	0.006	tyske → nordiske	nei
	tyske-nordiske	0.07598	1	0.783	nordiske ≠ tyske	
	Autokorrelasjon	9.3610	4	0.053		
2	nordiske - tyske	7.9944	2	0.018	tyske → nordiske	ja
	tyske-nordiske	3.1174	2	0.210	nordiske ≠ tyske	
	Autokorrelasjon	11.5626	4	0.021		
3	nordiske - tyske	11.602	3	0.009	tyske → nordiske	nei
	tyske-nordiske	3.2485	3	0.355	nordiske ≠ tyske	
	Autokorrelasjon	7.3942	4	0.116		

Tabell 20: Granger kausalitetstest med førstedifferensierte terminpriser og førstedifferensierte prisdrivere og spotpriser som eksogene variabler. Periode 2008-2012.

Likning: avhengig variabel står på venstre side og forklarende variabel står på høyre side. Teststatistikkene er sammenlignet med kritiske chi-verdier, vedlegg 3.

Som vi ser i tabell 20 viser denne testen at den tyske kraftprisen Granger-forårsaker den nordiske kraftprisen. Dette kan indikere at det tyske markedet er et ledende marked, og dermed kan ha en innflytelse på prisen i Norden. Testen for autokorrelasjon gir forskjellige resultater avhengig av antall lags. Det kan derfor forekomme usikkerhet rundt resultatene.

For å kunne konkludere med at det nordiske og det tyske terminmarkedet tilhører det samme relevante marked må det i denne testen finnes en toveis-kausaltet. Derfor vil vi ikke her heller kunne konkludere med at det tyske og det nordiske terminmarkedet tilhører det samme relevante marked. Det er viktig å videre ta hensyn til at prisdriverne kan ha en effekt på kraftprisene da

testen med eksogene variabler ga enveis-kausaltet, mens testen uten eksogene variabler ikke viste kausalitet. Dette kan være en indikasjon på at utelatelse av prisdrivere og spotpriser i videre analyser kan føre til at vi ikke ser prissammenhenger der det i realiteten kan forekomme.

Oppsummert har ingen av testene vi har gjennomført med terminpriser for hele perioden og for perioden 2008-2012 gitt oss resultater som er troverdige nok til å kunne konkludere med at det tyske og det nordiske terminmarkedet er i samme relevante marked.

4.3.3 Engle-Granger kointegrasjonstest: januar 2003-november 2009 og november 2009-januar 2012

Som tidligere nevnt ble markedskoblingen mellom det nordiske og det tyske kraftmarkedet lansert med suksess den 9. november 2009. Det kan dermed være hensiktsmessig å undersøke om det har skjedd strukturendringer i kraftmarkedene etter dette. Vi har derfor også gjennomført tester med terminpriser for perioden januar 2003-november 2009 og november 2009-januar 2012.

For å se om det er en lineær sammenheng mellom prisseriene som er stasjonær har vi her også benyttet Engle-Granger kointegrasjonstest som beskrevet i metodekapitlet. Resultatene av kointegrasjonstesten er presentert i tabell 21. Vi klarer ikke å forkaste nullhypotesen ved noen av lagspesifikasjonene og har dermed en indikasjon på at sammenhengen mellom variablene er ikke-stasjonær. Dette innebærer at det ikke er kointegrasjon mellom prisseriene i noen av periodene og dermed heller ikke tilhørighet til samme relevante marked. For perioden november 2009-januar 2012 har vi kun 113 observasjoner, noe som kan være med på å påvirke konklusjonen vår. Dersom en hadde hatt flere observasjoner etter november 2009 er det mulig at utfallet av resultatene kunne ha blitt annerledes. I tillegg har vi ikke muligheten til å kontrollere for prisdrivere og spotpriser i denne modellen da Engle-Granger kointegrasjonstest med flere variabler, som tidligere nevnt, blir komplisert.

Periode	Likning (y - x)	(a)	(b)	(c)
Jan2003-nov2009				
	Nordisk - tysk	-0,876 L = 1	-0,800 L = 16	-0,713 L = 12
	Tysk - nordisk	-0,836 L = 1	-0,824 L = 16	-0,688 L = 12
Nov2009-jan2012				
	Nordisk - tysk	-1,107 L = 1	0,070 L = 12	-0,715 L = 0
	Tysk - nordisk	-1,714 L = 1	-1,384 L = 12	-2,286 L = 4
	Resultat	Ingen kointegrasjon		

Tabell 21: Engle-Granger kointegrasjonstest med terminpriser. Periode januar 2003-november 2009 og november 2009-januar 2012.

a) Ett lag, b) Schwerts kriteriet, c) siste signifikante lag. y: avhengig variabel, x: forklaringsvariabel

Resultatene fra kointegrasjonstesten viste at det ikke er kointegrasjon mellom de nordiske og de tyske terminprisene i kraftmarkedet. På bakgrunn av disse resultatene kan vi nå også teste for Granger-kausaltet på de førstedifferensierte terminprisene.

4.3.4 Granger kausalitetstest med førstedifferensierte variabler: januar 2003-november 2009 og november 2009-januar 2012

Resultatene fra kausalitetstesten med førstedifferensierte terminpriser for perioden januar 2003 til november 2009 er vist i tabell 22. Vi ser at for denne perioden var det indikasjon på at det kan være en enveiskausalitet ved ett lag der de nordiske kraftprisene kan Granger-forårsake de tyske kraftprisene. For at det skal være en sammenheng og tilhørighet til samme marked foretrekkes det toveiskausalitet. Resultatene for to lag og tre lag viser at det ikke er noen kausalitet mellom terminprisene. Siden vi ved ett lag finner kun enveiskausalitet konkluderer vi med, basert på denne testen, at det ikke finnes sammenheng i differansen til terminprisene. Resultatene bekrefter indikasjonen fra kointegrasjonstesten om at det nordiske og det tyske kraftmarkedet ikke tilhører det samme relevante marked i perioden januar 2003-november 2009.

Lags	Likning	χ^2	df	p-verdi	Granger-kausaltet	Autokorrelasjon
1	nordiske - tyske	0,4815	1	0,488	tyske \neq nordiske	nei
	tyske-nordiske	3,9815	1	0,046	nordiske \rightarrow tyske	
	Autokorrelasjon	6,2860	4	0,179		
2	nordiske - tyske	0,2892	2	0,865	tyske \neq nordiske	ja
	tyske-nordiske	4,3622	2	0,113	nordiske \neq tyske	
	Autokorrelasjon	9,6559	4	0,047		
3	nordiske - tyske	0,2952	3	0,961	tyske \neq nordiske	nei
	tyske-nordiske	5,1811	3	0,159	nordiske \neq tyske	
	Autokorrelasjon	4,6210	4	0,328		

Tabell 22: Granger kausalitetstest med førstedifferensierte terminpriser. Periode januar 2003-november 2009

Likning: avhengig variabel står på venstre side og forklarende variabel står på høyre side. Teststatistikkene er sammenlignet med kritiske chi-verdier, vedlegg 3.

Resultatene av Granger kausalitetstest for de førstedifferensierte terminprisene for perioden november 2009 til januar 2012 vises i tabell 23. Vi kunne heller ikke i denne perioden finne noen sammenheng i differansen til terminprisene. Resultatene fra denne testen bekrefter også her indikasjonen fra kointegrasjonstestene om at markedene ikke tilhører det samme marked etter november 2009.

Lags	Likning	χ^2	df	p-verdi	Granger-kausaltet	Autokorrelasjon
1	nordiske - tyske	0,3081	1	0,579	tyske \neq nordiske	nei
	tyske-nordiske	0,0163	1	0,898	nordiske \neq tyske	
	Autokorrelasjon	0,2480	4	0,992		
2	nordiske - tyske	2,9625	2	0,227	tyske \neq nordiske	nei
	tyske-nordiske	0,0406	2	0,980	nordiske \neq tyske	
	Autokorrelasjon	6,0345	4	0,197		
3	nordiske - tyske	3,0286	3	0,387	tyske \neq nordiske	nei
	tyske-nordiske	0,3431	3	0,952	nordiske \neq tyske	
	Autokorrelasjon	8,8794	4	0,064		

Tabell 23: Granger kausalitetstest med førstedifferensierte terminpriser. Periode november 2009-januar 2012

Likning: avhengig variabel står på venstre side og forklarende variabel står på høyre side. Teststatistikkene er sammenlignet med kritiske chi-verdier, vedlegg 3.

Oppsummering: Empirisk analyse

I analysen over har vi testet om det nordiske og det tyske kraftmarkedet tilhører det samme relevante markedet ved å ta utgangspunkt i både termin- og spotpriser. Vi har også testet for fire forskjellige perioder: hele perioden (2003-2011), periode 2008-2012, periode januar 2003 til november 2009 og periode november 2009 til januar 2012. Vi fant at ingen av testene ga indikasjon på at det tyske og det nordiske kraftmarkedet tilhører det samme relevante marked, og konklusjonen gjelder for alle periodene. Det er her viktig å ta hensyn til at vi har hatt for få observasjoner i periode november 2009 til januar 2012, og konklusjonen blir dermed noe usikker i det tilfellet.

4.4 Begrensninger

I denne utredningen har vi tatt utgangspunkt i markedsavgrensningsteori, der prisserier er blitt brukt for å analysere markedsavgrensningen i det tyske og det nordiske kraftmarkedet. Det er viktig å påpeke at priser alene ikke nødvendigvis gir all relevant informasjon. Det kan være andre forhold som ikke fanges opp når det brukes tester som tar utgangspunkt i priser. Derfor kan markedsavgrensningsteorien i seg selv begrense oppgaven.

I den empiriske analysen har vi jobbet med tidsseriedata, og det kan derfor ha forekommet begrensninger som kan ha påvirket resultatene våre. I noen tilfeller var autokorrelasjon et problem, noe som har ført til at vi har vært forsiktige med konklusjonene våre. Videre kan resultatene ha vært preget av heteroskedastisitet i underliggende modeller. I tillegg har vi konkludert med at det ikke finnes sesongvariasjon i spotprisene ettersom vi ikke har observert dette i våre data. Hvis denne konklusjonen ikke stemmer med virkelige forhold kan videre analyser uten sesongjusteringer føre til at resultatene fra testene ikke gjenspeiler virkeligheten.

Stasjonaritetstestene for perioden januar 2003 til januar 2012 viste at spotprisene og terminprisene var stasjonære av forskjellig orden. Spot- og terminprisene kunne dermed ikke brukes sammen i testene i denne perioden, men bare hver for seg. Dette har medført at vi har måttet se bort ifra sammenhengen mellom spot- og terminmarkedet som er beskrevet i kapittel 2.5 *Sammenhengen mellom spot- og terminpriser*. I perioden 2008-2012 hadde vi mulighet til å ta hensyn til sammenhengen, og resultatene er presentert i kapittel 4.3.2. Testene viste at

resultatene ble annerledes etter inkludering av eksogene variabler, deriblant spotpriser. Dette er en effekt som kan ha blitt oversett i hele perioden.

Videre kunne vi heller ikke inkludere prisdrivere for hele perioden da vi kun hadde prisdriverdata for perioden 2008-2012. Strukturen på prisseriene gjorde det vanskelig å inkludere disse faktorene i alle testene vi gjennomførte. Testene uten inkludering av prisdrivere kan derfor ha gitt feil indikasjoner om sammenhengene mellom det nordiske og det tyske terminmarkedet. Der vi brukte prisdriverne måtte vi begrense oss til å analysere tidsrommet 2008 til og med 2011. Dette kan være færre observasjoner enn det som er gunstig i tidsserieanalyser og kan ha påvirket resultatene våre slik at sammenhenger mellom de tyske og nordiske prisene ikke ble fanget opp.

For perioden november 2009 til januar 2012 har vi kun 113 observasjoner, dette kan være med på å påvirke konklusjonen vår. Dersom en hadde hatt flere observasjoner etter november 2009 er det mulig at utfallet av resultatene kunne ha blitt annerledes. I tillegg har vi ikke hatt muligheten til å kontrollere for prisdrivere og spotpriser i Engle-Granger kointegrasjonstesten da denne testen blir komplisert når en skal teste med flere variabler.

Under kapittel 3. *Metode* blir det nevnt at Copenhagen Economics ikke kunne konkludere med at det nordiske og det tyske kraftmarkedet tilhører det samme relevante markedet. Begrunnelsen for denne konklusjonen var kapasitetsbegrensninger. I vår analyse er det ikke tatt hensyn til kapasitet i overføringsnett, dette kan dermed også ha påvirket utfallet av resultatene og gitt begrensninger i testene.

5. Konklusjon

Copenhagen Economics undersøkte den nordiske markedsavgrænsningen basert på spotpriser i 2002, og konkluderte med at det nordiske og det tyske markedet ikke var i samme marked. Dette mente de at skyldes flaskehalsen i kraftnettet. Med utgangspunkt i at det har vært utvidelser på kraftnettet, og med tanke på at endringer i spotmarkedet kan ha ført til endringer i terminmarkedet, mente vi at det var logisk at vi ville finne en sammenheng mellom enten tyske og nordiske spotpriser eller tyske og nordiske terminpriser. Våre analyser har derimot ikke gitt resultater som gjør at vi er i stand til å trekke en konklusjon om at kraftmarkedene Norden og Tyskland tilhører det samme relevante marked.

Resultatene fra testene for spotmarkedene viste at det ikke finnes tilhørighet til det samme relevante marked for det nordiske og det tyske kraftmarkedet. Sjokkanalysen kunne ikke påvise et felles marked da sjokkene vi testet kun ga utslag på ett marked, og i mange tilfeller ingen av markedene. Granger kausalitetstesten ga svake resultater. Der det ble påvist toveiskausalitet var det samtidig mye autokorrelasjon, hvilket da førte til at vi ikke kunne stole på de resultatene. Ved å utvide modellen med flere lags ble vi kvitt problemet med autokorrelasjon, men kunne da ikke lenger observere at prisene i det ene kraftmarkedet Granger-forårsaket prisene i det andre kraftmarkedet.

Resultatene fra testene for terminmarkedene viste at det tyske og det nordiske terminmarkedet ikke tilhører det samme relevante marked. I terminmarkedet ble det kjørt andre type tester enn i spotmarkedet på grunn av «Dickey Fuller»-testene som ga oss en indikasjon om at terminprisene var integrert av første orden. Basert på testene kunne vi heller ikke her konkludere med at kraftmarkedene i Norden og Tyskland tilhører det samme relevante markedet. Vi startet med å kjøre en Engle-Granger kointegrasjonstest som viste at prisene ikke var kointegrerte. For å forsikre oss om at det ikke fantes noen underliggende sammenhenger mellom prisseriene foretok vi Granger kausalitetstest på de førstedifferensierte variablene. Denne testen ble gjennomført både med og uten eksogene forklaringsvariabler, men resultatet ble det samme; ingen resultater var klare nok til å konkludere med at det tyske og det nordiske terminmarkedet var i samme relevante marked. De samme testene ble gjennomført ved oppdeling av perioder, også her ble

konklusjonen den samme; det tyske og det nordiske kraftmarkedet kunne ikke sies å tilhøre det samme relevante marked.

6. Diskusjon

Følger av at kraftmarkedene ikke er i samme marked. Formålet med liberaliseringen av kraftmarkedene var å øke konkurransen i kraftmarkedet for å oppnå prisstabilitet og økt forsyningssikkerhet. Begrensninger på overføringsnettene fører til mindre konkurranse mellom produsentene, noe som kan føre til høyere priser og mindre tilgang på strøm. Derfor ønsker aktørene i kraftmarkedene i Europa å få til et integrert europeisk kraftmarked ved å bygge ut kraftnettene mellom de europeiske landene. Formålet er å redusere flaskehalsene og å bedre tilbudet og tilgangen på kraft. Copenhagen Economics konkluderte i 2002 med at det tyske og det nordiske spotmarkedet ikke var i samme marked, og mente at grunnen til dette var begrensninger på overføringsnettene. Siden våre analyser, med utgangspunkt i nyere data, ga indikasjon på at markedene ikke tilhører det samme relevante marked, kan dette tyde på at utbyggingen i ettertid ikke har vært stor nok til å påvirke markedsavgrensningen i kraftmarkedene.

Følger av at kraftmarkedene er i samme marked. Konklusjonen i denne utredningen er at det nordiske og det tyske kraftmarkedet ikke tilhører det samme relevante marked, men det kan være interessant å diskutere følger av det motsatte tilfellet. Som tidligere nevnt, er det planer om utvikling av markedskobling og nettutvikling for årene som kommer, slik at det europeiske kraftmarkedet blir ytterligere integrert. Dette kan føre til at dagens bilde kan endre seg fort. Ved en økt integrasjon kan markedene bli utsatt for sterkere konkurranse, og man kan da ifølge økonomisk teori forvente lavere og mer stabile priser. Videre vil infrastrukturen mellom landene utnyttes på en mer effektiv måte, slik at behovet for nye investeringer i nettutbygging innad i landene blir mindre. Samtidig vil en økt integrasjon kunne bidra til at landene samarbeider om miljøtiltak, og fokuserer på produksjon av energi ved bruk av fornybare energikilder.

Som nevnt i kapitlet om kabelforbindelser er det planlagt nettutvidelser mellom Norden og resten av Europa. Dette kan føre til at overflødig strøm blir eksportert til områder der det er behov, i stedet for å bli tapt som følge av at strøm ikke kan lagres. Dette vil bidra til at det oppnås en effektiv kraftflyt på eksisterende nett. Dermed vil det muligens være lettere å oppnå EUs

klimamål om mindre CO₂-utslipp. Vi ser dette spesielt ved det økte fokuset på vindkraft og solkraft i Tyskland, Danmark og Sverige. Økt fokus på fornybar energi kan føre til lavere priser siden vind og solkraft prises lavt. Dette er en følge av at produksjonen ikke er regulerbar, det vil si at produksjon må skje når det er tilgang på sol og vind. Ved økt integrasjon mellom kraftmarkedene vil dette kunne føre til lavere priser i begge områdene. Fornybare energikilder er derimot vanskelig å regulere, men ved å ha muligheten til å blande ulike produksjonstyper i ett marked vil man kunne oppnå større ressursutnyttelse. For eksempel kan en bruke vindkraft og solkraft når det er stor tilgang på slik kraft, mens vannkraft kan benyttes når det er mangel på vindkraft og solkraft. Dette oppnås siden vannkraft kan lagres, og har bedre reguleringssevne enn andre fornybare energikilder. Denne lagringsevnen er en forutsetning for å kunne utnytte muligheten til å blande ulike produksjonstyper i ett marked. Ved å ikke ha nok lagringskapasitet på vannkraft vil det ikke være mulig å supplere med vannkraft ved behov. Dermed vil det ikke kunne oppnås effektiv ressursutnyttelse.

Som argumentert over er det mange fordeler ved å ha et felles kraftmarked. Vår analyse ga konklusjonen at det tyske og det nordiske kraftmarkedet ikke er i samme marked, men som beskrevet under kapittel 2.6 *Utviklingen av markedskoblingen mellom Norden, Tyskland og Europa* er det aktører i kraftmarkedet som jobber mot et felles kraftmarked. Til tross for at vi ikke kan observere virkningene av den planlagte integreringen er det fortsatt tidlig i integreringsprosessen og det kan dermed være interessant å analysere lignende problemstilling i fremtiden.

Uttalelse fra Preben Klyve Olsen, BKK

Ettersom analysen vår har hatt en del begrensninger vil det være interessant å avslutningsvis legge fram en uttalelse fra Preben Klyve Olsen i BKK. Olsen legger, med bakgrunn i egne analyser og observasjoner fra kraftmarkedet, fram hans oppfatning om sammenhengen mellom tyske og nordiske kraftpriser. I vedlegg 5 finnes diagram som viser utvikling i spot- og terminpriser med kommentarer til diagrammene.

Spotmarkedene

«Spotmarkedene innen kraft i Norden og Tyskland påvirker hverandre. Påvirkningen er sterkest fra Tyskland til Norden. Utvekslingen skjer gjennom et «market coupling» prinsipp, hvor kraftflyten bestemmes av spotprisene i begge markedene. Det finnes 3 kabelforbindelser mellom Danmark og Sverige mot Tyskland. Overføringskapasiteten kan til tider være begrenset av vedlikeholdsarbeid, hendelser eller mye vindkraft i Tyskland. Min analyse viser at den tyske spotprisen ofte bestemmer prisen i de to danske spotområdene (DK1 og DK2) og det sørligste i Sverige (SE4). Spesielt gjelder dette om natten og i helgene, i såkalte OffPeak timer. Ofte observerer vi full eksport på kabelene og ingen prisdifferanse. Det viser at importmarkedet (Tyskland) setter prisen. Prissettingen i Danmark og SE4 innvirker på systemprisen og andre områdepriser. Etter at Sverige ble delt inn i 4 prisområder har vi sett at den tyske spotprisen påvirker Sverige i større grad. Dette fordi prisen i SE4 smitter inn i SE3, Stockholm-område. Dermed øker spotvolumet i Norden som påvirkes av Tyskland, noe som også får konsekvenser for systemprisen.»

Terminmarkedene

«Terminmarkedene i Norden og Tyskland påvirker hverandre, men det er først og fremst en korrelasjon som skjer. Begge markedene påvirkes av de samme prisdriverne; kullpris, gasspris og CO₂-prisen. Produksjonskostnader for kullkraftverk bestemmes av prisen på kull og CO₂ og kullkraftverk i Norden og Tyskland handler disse i de samme markedene. Derimot er gassprisen viktigere for Tyskland enn den er for Norden. Produksjonskostnader for gasskraft setter prisen i høylast (time 9-20 hverdager) i Tyskland. Oljeprisen påvirker gassprisen fordi mye av dagens gasskontrakter er fremdeles indeksert mot oljeprisen. For de nærmeste kontraktene i Norden (dvs. nærmeste måneder og kvartal) er ofte været og den hydrologiske balansen prisdriverne og korrelasjonen til tyske terminkontrakter lav. Terminpriser for årskontrakter i Norden bestemmes av forventede produksjonskostnader for kullkraftverk, forventede OffPeak priser i Tyskland, og kraftbalansen i de nordiske landene. Det observeres en korrelasjon på over 0,9 mellom de to førstnevnte og den nordiske terminprisen. Forventet fremtidig kraftbalanse bestemmer prisnivået i forhold til disse. Eksempelvis, i dag forventes det god tilgang på kraft i forhold til forbruket fremover og terminprisen ligger under nivået for produksjonskostnader for kullkraft og for OffPeak i Tyskland. Til slutt, nedgangstider i Europa har redusert forbruk av kraft både i Norden

og i Tyskland, samt redusert utslipp av CO₂. Dette har ført til betydelig lavere CO₂-pris og påvirket begge kraftmarkedene. Økt fornybar kraftproduksjon i Europa legger ytterligere press på kraftprisene. Dette gjelder spesielt for Tyskland som har bygget store mengder sol- og vindkraft de senere år.»

Som det fremkommer av Olsen sin uttalelse, er det flere faktorer enn kun prisen i seg selv som forklarer sammenhengene mellom kraftprisene. I spotmarkedet blir prisene påvirket av utvekslingskapasiteten, tidspunkt på døgnet og i uken og områdepriser. I terminmarkedet er det prisdrivere som kull, gass og CO₂, som i stor grad påvirker prisen. Disse faktorene har vi ikke tatt hensyn til i våre analyser. Dette skyldtes begrensninger knyttet til dataenes egenskaper, og begrensninger gjort for å tilpasse oppgavens omfang til tilgjengelig tid for gjennomføring av oppgaven. Uten disse begrensningene er det mulig at vi kunne ha kommet frem til en annen konklusjon enn det vi har gjort ved denne oppgaven.

7. Bibliografi

Adams, M., Andersson, J., Andersson L., og Lindmark, M., 2005. *The Historical Relation Between Banking, Insurance and Economic Growth in Sweden: 1830 to 1998*. Tilgjengelig på: http://brage.bibsys.no/nhh/bitstream/URN:NBN:no-bibsys_brage_23040/1/adams%20mike%202605.pdf

A. T. Kearney, 2007. *Liberalization of the German electricity market. Who will benefit? Who will be the loser?*, Berlin: A. T. Kearney.

Andersson, M. T. C., 2006. *Liberalisation, privatisation and regulation in the Swedish electricity sector*, Göteborg, Sverige: Department of Work Science, Göteborg Universitet. [Lest februar 2012]

Tilgjengelig på:

http://www.pique.at/reports/pubs/PIQUE_CountryReports_Electricity_Sweden_February2007.pdf

Asche, F., Gordon, D. V. & Hannesson, R., 2003. *Tests for market integration and the law of one price: the market for whitefish in France*. [Lest april 2012]. Tilgjengelig på:

http://brage.bibsys.no/nhh/bitstream/URN:NBN:no-bibsys_brage_21923/1/R58_02.pdf

Asteriou, D. & Hall, S. G., 2011. *Applied econometrics*. 2. utg. Basingstoke: Palgrave Macmillan.

BDEW, 2010. *Press release: Broad generation mix secures electricity supply*. [Lest mars 2012]

Tilgjengelig på: [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/EN_20110221-PI-Broad-generation-mix-secures-electricity-supply/\\$file/110221%20Erzeugungsmix%202010_englisch%20ok.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/EN_20110221-PI-Broad-generation-mix-secures-electricity-supply/$file/110221%20Erzeugungsmix%202010_englisch%20ok.pdf)

BDEW, 2011. *Press release: Renewable energies provide more than 20 percent of electricity*. [Lest februar 2012].

Tilgjengelig på: [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/EN_20110829-PI-Renewable-energies-provide-more-than-20-percent-of-electricity/\\$file/110829%20BDEW%20ver%20C3%B6ffentlich%20Halbjahreszahlen%202011%20f%C3%BCr%20Erneuerbare%20Energien_englisch.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/EN_20110829-PI-Renewable-energies-provide-more-than-20-percent-of-electricity/$file/110829%20BDEW%20ver%20C3%B6ffentlich%20Halbjahreszahlen%202011%20f%C3%BCr%20Erneuerbare%20Energien_englisch.pdf)

Bishop, S. & Walker, M., 2002. *The economics of EC competition law : concepts, application and measurement*. 2. utg. London: Sweet & Maxwell.

BMU, 2004. *Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (Tyskland)*. [Lest april 2012]. Tilgjengelig på: http://www.bmu.de/files/english/pdf/application/pdf/eeg_en.pdf

Botterud, A. K. T. I. M. D., 2009. *The relationship between spot and futures prices in the Nord Pool electricity market*. *Energy Economics*. [Lest mars 2012]

Tilgjengelig på: http://ac.els-cdn.com/S0140988309002278/1-s2.0-S0140988309002278-main.pdf?_tid=30920ef8a5b869b6a6be7531fa5a34f9&acdnat=1338464885_edca7e568a0243a249a1e92d3970484e

Bremnes, H., 1994. *Statistiske metoder for analyser av markedsavgrensning*, Oslo: SNF.

Bundeskartellamt, 2011. *Press release: Results of Sector Inquiry into Electricity Production and Wholesale*. [Lest juni 2012]

Tilgjengelig på:

http://www.bundeskartellamt.de/wEnglisch/download/pdf/Presse/2011/110113_PM__SU-Stromgrosshandel_-E_.pdf

Bye, T. A. F. R., 2005. *Elektrisitetsetterspørsel framover. Økonomiske analyser, 4*. [Lest februar 2012]

Tilgjengelig på: <http://www.ssb.no/emner/08/05/10/oa/200504/aune.pdf>

Copenhagen Economics, 2002. *Relevant markets in the Nordic area, Main report - Market power on the Nordic Power market, rapport for NORDEL*, Copenhagen: Copenhagen Economics.

EEX, 2010. *Annual Report 2010*. European Energy Exchange. [Lest mars 2012]

Tilgjengelig på: <http://www.eex.com/en/EEX/EEX%20AG/Annual%20reports%20and%20accounts>

EEX, 2012. *Phelix-futures*. [Lest mai 2012]

Tilgjengelig på: http://www.eex.com/en/EEX/Products%20%26%20Fees/Power/Phelix_Futures

EMCC, 2012. *The German Market*. [Lest februar 2012]

Tilgjengelig på: <http://www.marketcoupling.com/market-coupling/german-market>

Enders, W., 2004. *Applied econometric time series*. 2. utg. Hoboken: N.J. : Wiley.

Energiloven, 2012. *Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven)*. [Lest mai 2012]

Tilgjengelig på: <http://lovdata.no/all/tl-19900629-050-001.html#1-2>

Energinet, a, 2011, *Koncernårsrapport 2011*. [Lest juni 2012]

Tilgjengelig på:

<http://energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/Om%20os/Årsrapport%202011.pdf>

Energinet, b, 2011, *Udbygning af elnet til Tyskland*. [Lest juni 2012]

Tilgjengelig på: <http://energinet.dk/DA/ANLAEG-OG-PROJEKTER/Anlaegsprojekter-el/Sider/Udbygning-af-elnet-til-Tyskland.aspx>

Energinet, 2012, *Elforbindelser til udlandet*. [Lest juni 2012]

Tilgjengelig på: <http://energinet.dk/DA/ANLAEG-OG-PROJEKTER/Generelt-om-elanlaeg/Sider/Elforbindelser-til-udlandet.aspx>

Energistyrelsen, 2011. *Liberalisering af elmarkedet*. [Lest februar 2012]

Tilgjengelig på: <http://www.ens.dk/da->

[dk/undersogelseogforsyning/elogvarmeforsyning/elforsyning/liberaliseringafelmarkedet/sider/forside.aspx](http://www.ens.dk/da-undersogelseogforsyning/elogvarmeforsyning/elforsyning/liberaliseringafelmarkedet/sider/forside.aspx)

Energy Information Administration, 2006. *German Country Analysis Brief*. [Lest februar 2012]

Tilgjengelig på:

http://www.geni.org/globalenergy/library/national_energy_grid/germany/GermanyCountryAnalysisBrief.shtml

Energy Norway, 2011. *THEMA Report 2011-1: Carbon Price Transfer in Norway, The Effect of the EU-ETS on Norwegian Power*. Energy Norway. [Lest februar 2012]

Tilgjengelig på:

http://ec.europa.eu/competition/consultations/2011_questionnaire_emissions_trading/elkem_annex_en.pdf

ENTSO-E, 2007, *Nordic Grid Code*. [Lest juni 2012]

Tilgjengelig på: <https://www.entsoe.eu/index.php?id=62>

ENTSO-E, 2010. *Annual Report 2010*. [Lest mars 2012]

Tilgjengelig på: https://www.entsoe.eu/nc/resources/publications/general-reports/annual-reports/?sword_list%5B%5D=2010

Epex Spot AS, 2011. *Towards the Pan-European Market*, Istanbul: 17th International Energy and Environment Fair and Conference. [Lest mars 2012]

Tilgjengelig på: http://www.icci.com.tr/dosya/2011sunumlar/O25_Sandrine_Wachon.pdf

Epex Spot, a, 2012. *About us*. [Lest januar 2012]

Tilgjengelig på: <http://www.epexspot.com/en/company-info>

Epex Spot, b, 2012. *History of Epex Spot*. [Lest mai 2012]

Tilgjengelig på: http://www.epexspot.com/en/company-info/History_of_EPEX_SPOT_new

European Commission, 2010. *The EU climate and energy package*. [Lest februar 2012]

Tilgjengelig på: http://ec.europa.eu/clima/policies/package/index_en.htm

Fagbladet Energiteknikk, 2010. *Kabelforbindelser til besvær*. [Lest april 2012]

Tilgjengelig på: <http://www.elektronett.no/default.asp?menu=2&id=1106>

Fingrid, 2010, *EstLink 2 – second high-voltage direct current link between Finland and Estonia*. [Lest juni 2012]. Tilgjengelig på:

http://www.fingrid.fi/portal/in_english/transmission_lines_and_maintenance/international_projects/estlink_2/

Finnish Ministry of Employment and the Economy, 2011. *Energy, Electricity market*. [Lest februar 2012]

Tilgjengelig på: <http://www.tem.fi/index.phtml?l=en&s=170>

Fortum, 2011. *Annual Report 2011, market position*. [Lest mai 2012]

Tilgjengelig på: <http://annualreporting.fortum.com/homepage/fortums-year-2011/fortum-in-2011/market-position>

- Fridolfsson, S.-O. & Tangerås, T. P., 2009. *Market power in the Nordic electricity wholesale market: A survey of the empirical evidence*. *Energy Policy*, 37(9), s. 3681-3692. [Lest mai 2012]
Tilgjengelig på: http://ac.els-cdn.com/S0301421509002833/1-s2.0-S0301421509002833-main.pdf?_tid=defddfdcd0672bf05a83e46408d46effc&acdnat=1336131073_9e3c7239f24b981b2ae2bbdf7c7934d6
- General Electricity Company, 2012. *Historical Energy Mix*. [Lest mars 2012]
Tilgjengelig på: <http://visualization.geblogs.com/visualization/germanenergy/>
- Globalis, 2012. *Kyoto-protokollen*. [Lest februar 2012]
Tilgjengelig på: <http://www.globalis.no/Avtaler/Kyoto-protokollen>
- Gujarati, D. N., 2003. *Basic econometrics*. 4. utg. New York: McGraw-Hill.
- Guo, S. et al., 2008. *Partial Granger causality—Eliminating exogenous inputs and latent variables*. *Journal of Neuroscience Methods*, 15 juli, 172(1), s. 79–93. [Lest april 2012]
Tilgjengelig på: http://ac.els-cdn.com/S0165027008002379/1-s2.0-S0165027008002379-main.pdf?_tid=031a8bf97ef178c110033396301a4b42&acdnat=1335172151_0dacf7ca675b78d0172133fff0aa9167
- Hagem, B., 2011. *Markedskobling i Europa - status og utfordringer*. [Lest mars 2012]
Tilgjengelig på: <http://www.nve.no/PageFiles/13083/20111014%20Norges%20Energidager%202011Hagem.pdf>
- Harbo, H., 2011. *Kraftig økning i gassprisen*. [Lest april 2012]
Tilgjengelig på: <http://www.aftenposten.no/okonomi/innland/article3979588.ece>
- Hill, C. R., Griffiths, W. E. & Judge, G. G., 2001. *Undergraduate Econometrics*. 2. utg. New York: Wiley.
- Hope, E., 2003. Kraftmarked og kraftpriser. *Samfunnsøkonomisk debatt, Bergens Tidende*.
- Hope, E., 2011. *Vindkraft og vannkraft*. *Magma*, 2. [Lest februar 2012]
Tilgjengelig på: <http://www.magma.no/vindkraft-og-vannkraft>
- Horowitz, I., 1981. *Market Definition in Antitrust Analysis: A Regression-Based Approach*. *Southern Economic Journal*, 48(1), s. 1-16. [Lest april 2012]
Tilgjengelig på: <http://www.jstor.org/stable/1058591>
- International Energy Agency, 2010. *Power Generation from Coal*. [Lest mai 2012]
Tilgjengelig på: http://www.iea.org/ciab/papers/power_generation_from_coal.pdf
- International Energy Agency, 2012. *Energy Industry Act*. [Lest februar 2012]
Tilgjengelig på: <http://www.iea.org/textbase/pm/?mode=re&id=2348&action=detail>
- Johnsen, T. A. L. C., 2001. *Økende knapphet i kraftmarkedet: Vil prisoppgang påvirke forbruket? Økonomiske analyser*, 6. [Lest februar 2012]
Tilgjengelig på: <http://www.ssb.no/emner/08/05/10/oa/200106/johnsen.pdf>

- Kolb, R. W. O. J. A., 2006. *Understanding Futures Markets*. s.l.:Blackwell Publishing, 6. utg.
- Konkurransetilsynet, 2011. *Konkurranseloven: Det relevante marked*. [Lest mai 2012]
Tilgjengelig på: http://www.konkurransetilsynet.no/Global/Faktaark/RELEVANT_MARKED.pdf
- Kraftkartet, a, 2007. *Kraftprisens funksjoner*. [Lest februar 2012]
Tilgjengelig på: <http://www.kraftkartet.no/default.asp?gruppe=3303>
- Kraftkartet, b, 2007. *Handel og transport*. [Lest februar 2012]
Tilgjengelig på: <http://kraftkartet.no/default.asp?gruppe=1300>
- Kraftkartet, c, 2007. *Faktorer som påvirker prisen*. [Lest februar 2012]
Tilgjengelig på: <http://www.kraftkartet.no/default.asp?gruppe=3305>
- Kraftkartet, d, 2007. *Kraftutveksling*. [Lest februar 2012]
Tilgjengelig på: <http://www.kraftkartet.no/default.asp?gruppe=3403>
- Kraftkartet, 2011. *Kraftbalansen*. [Lest februar 2012]
Tilgjengelig på: <http://kraftkartet.no/default.asp?gruppe=1100>
- Kristiansen, Tarjei, 2011. *Power Trading Analytics and Forecasting in Germany*. The Electricity Journal. 24(8), s. 41-55
- Lie, Ø., 2011. *Mindre kraftsløsning på NorNed*. [Lest april 2012]
Tilgjengelig på: <http://www.tu.no/energi/2011/01/12/mindre-kraftslosing-pa-norned>
- Maiello, D., 2003. *International Coal Trade and Price Developments in 2003*. [Lest januar 2012]
Tilgjengelig på: <http://www.unece.org/fileadmin/DAM/ie/se/pp/coal/mail2.pdf>
- Markedskraft, 2011. *Det nordiske kraftmarkedet*. [Lest februar 2012]
Tilgjengelig på: <https://www.markedskraft.com/no/Startsiden/Tjenester/Nordic-Marked/Nordic-Power-Market/>
- Nasdaq OMX Commodities og Nord Pool Spot, 2011. *Market Report*. [Lest mars 2012]
Tilgjengelig på: http://nordpoolspot.com/Global/Download%20Center/Statistical-market-report/statistical-market-report_2011_Jan.pdf
- Nasdaq OMX Commodities, a, 2010. *What influences the physical and financial power prices?*. [Lest februar 2012]
Tilgjengelig på: <http://www.nasdaqomxcommodities.com/trading/markets/influenceonpowerprices/>
- Nasdaq OMX Commodities, b, 2010. *Trading - Power*. [Lest mai 2012]
Tilgjengelig på: <http://www.nasdaqomxcommodities.com/trading/productspecification/power/>

Nasdaq OMX Commodities, c, 2010. *Contracts for Differences*. [Lest mars 2012]
Tilgjengelig på: <http://www.nasdaqomxcommodities.com/trading/productspecification/power/cfds/>

Nord Pool ASA, 2006. *Annual Report 2006*. [Lest februar 2012]
Tilgjengelig på: http://www.nasdaqomxcommodities.com/digitalAssets/68/68304_2006no.pdf

Nord Pool ASA, 2008. *Integrering og/eller konkurranse mellom børser innen energi*. [Lest mai 2012]
Tilgjengelig på: <http://dok.ebl-kompetanse.no/Foredrag/2008/Markedskonf/Randen.pdf>

Nord Pool Spot, a, 2010. *Nordic production split 2004-2010*. [Lest april 2012]
Tilgjengelig på: http://www.nordpoolspot.com/Global/Download%20Center/TSO/Nordic-production-split_2004-2010.pdf

Nord Pool Spot, a, 2011. *About us - history*. [Lest januar 2012]
Tilgjengelig på: <http://nordpoolspot.com/About-us/History/>

Nord Pool Spot, b, 2010. *Annual Report 2010*. [Lest januar 2012]
Tilgjengelig på: http://www.nordpoolspot.com/Global/Download%20Center/Annual-report/annual-report-Nord-Pool%20-Spot_2010.pdf

Nord Pool Spot, b, 2011. *An effective European power market through Price coupling of regions*. [Lest februar 2012]
Tilgjengelig på: <http://nordpoolspot.com/How-does-it-work/European-Integration/Price-coupling-of-regions/>

Nord Pool Spot, c, 2011. *Market members - producers*. [Lest februar 2012]
Tilgjengelig på: <http://nordpoolspot.com/How-does-it-work/The-market-members/Producers/>

Nord Pool Spot, d, 2011. *The day-ahead market - Elspot*. [Lest mai 2012]
Tilgjengelig på: <http://nordpoolspot.com/How-does-it-work/Day-ahead-market-Elspot/>

Nord Pool Spot, e, 2011. *Download center-Rules and regulations-"The Nordic electricity exchange and the Nordic model for a liberalized electricity market"*. [Lest mai 2012]
Tilgjengelig på: <http://www.nordpoolspot.com/Global/Download%20Center/Rules-and-regulations/The-Nordic-Electricity-Exchange-and-the-Nordic-model-for-a-liberalized-electricity-market.pdf>

Nord Pool Spot, 2007. *Annual report 2007*. [Lest februar 2012]
Tilgjengelig på: http://www.nordpoolspot.com/Global/Download%20Center/Annual-report/annual-review_Nord-Pool-Spot_2007.pdf

Nord Pool Spot, 2009. *A Unique Energy Exchange - annual report 2009*. [Lest februar 2012]
Tilgjengelig på: http://www.nordpoolspot.com/Global/Download%20Center/Annual-report/annual-report_Nord-Pool-Spot_2009.pdf

NordREG, 2010. *Nordic Market Report 6/2010*. [Lest mars 2012]
Tilgjengelig på: https://www.nordicenergyregulators.org/upload/Reports/Nordic_Market_Report2010.pdf

- NordREG, 2011. *Nordic Market Report 3/2011*. [Lest juni 2012]
Tilgjengelig på: <https://www.nordicenergyregulators.org/upload/Reports/nmr2011-final%20for%20publication.pdf>
- Norges Bank, 2011. *Valutakurser*. [Lest mars 2012]
Tilgjengelig på: <http://www.norges-bank.no/no/prisstabilitet/valutakurser/>
- Nyhus, E. K., 2004. *Forbrukernes forventninger: Relevant for økonomisk utvikling?*, *Magma*, 2. [Lest februar 2012]
Tilgjengelig på: <http://www.magma.no/forbrukernes-forventninger-relevant-for-oekonomisk-utvikling>
- OECD, 2011. *OECD - Electricity and heat generation", IEA Electricity Information Statistics (database)*. [Lest februar 2012]
Tilgjengelig på: http://stats.oecd.org/BrandedView.aspx?oecd_bv_id=elect-data-en&doi=data-00457-en#
- OED, 2006. *Kraftmarkedet*. [Lest februar 2012]
Tilgjengelig på: http://www.regjeringen.no/upload/kilde/oed/bro/2006/0003/ddd/pdfv/284615-ev_fakta_06_kap.07_no.pdf
- OED, 2008. *Kraftmarkedet*. [Lest februar 2012]
Tilgjengelig på:
http://www.regjeringen.no/upload/OED/pdf%20filer/Faktaheftet/EVfakta08/Evfakta08_kap07_no.pdf
- OED, 2010-2011. *En næring for fremtida - om petroleumsvirksomheten*. [Lest februar 2012]
Tilgjengelig på: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/regpubl/stmeld/2010-2011/meld-st-28-2010-2011/3/2.html?id=649738>
- OED, 2010. *Kraftmarkedet*. [Lest februar 2012]
Tilgjengelig på: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/tema/fornybar-energi/kraftmarkedet.html?id=443423>
- Point Carbon, 2006. *Carbon 2006 - Towards a truly global market*. [Lest februar 2012]
Tilgjengelig på: http://www.pointcarbon.com/wimages/Carbon_2006_final_print.pdf
- Renewables International, 2011. *Germany shuts down 7 of 17 nuclear plants*. [Lest april 2012]
Tilgjengelig på: [Germany shuts down 7 of 17 nuclear plants](#)
- RWE, 2008. *Facts & Figures - Market Data*. [Lest mai 2012]
Tilgjengelig på: http://rwecom.online-report.eu/factbook/en/servicepages/downloads/files/market_data_rwecom_fact08.pdf
- Schwert, W. G., 1987. *Effects of model specification on tests for unit roots in macroeconomic data*. *Journal of Monetary Economics*, july, 20(1), s. 73–103. [Lest april 2012]
Tilgjengelig på: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0304393287900596>

Skagerak Energi, 2009. *Kraftmarkedet*. [Lest februar 2012]. Tilgjengelig på:
http://www.skagerakerenergi.no/eway/default.aspx?pid=300&trg=MainRight_9401&MainArea_8872=9401:0:&MainRight_9401=9404:150560::0:9405:5:::0:0

Statkraft, a, 2009. *Vannkraft*. [Lest februar 2012]. Tilgjengelig på:
http://www.statkraft.no/Images/Vannkraft%2009%20NO_tcm10-4585.pdf

Statkraft, b, 2009. *Gasskraft*. [Lest februar 2012]. Tilgjengelig på:
http://www.statkraft.no/Images/Gass%2009%20NO_tcm10-4581.pdf

Statnett, 2012. *Nordisk kraftflyt (kart)*. [Lest mai 2012]. Tilgjengelig på:
<http://www.statnett.no/no/Kraftsystemet/Produksjon-og-forbruk/Kraftflyt-kart-Nordisk/>

Statnett, 2009. *Statnetts historie*. [Lest april 2012]. Tilgjengelig på: <http://www.statnett.no/no/Om-Statnett/Statnetts-historie/>

Statnett, 2010. *Årsrapport*. [Lest mars 2012]. Tilgjengelig på:
http://www.statnett.no/Documents/Om_Statnett/Finans/%c3%85rsrapporter/Statnett%20%c3%85rsrapport%202010%20NORSK.pdf

Statnett, 2011. *Nettutviklingsplan*. [Lest mars 2012]. Tilgjengelig på:
<http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Nettutviklingsplaner/Nettutviklingsplan%202011.pdf>

Svenska Kraftnät, 2011, *Utenlandshandel*. [Lest juni 2012]. Tilgjengelig på:
<http://www.svk.se/Energimarknaden/El/Stamnatet/Utlandshandel/>

Svenska Kraftnät, 2012, *Fenno Skan 2*. [Lest juni 2012]. Tilgjengelig på:
<http://www.svk.se/Start/English/Projects/Project/Fenno-Skan-2/>

Tanderø, N. P., 2010. *Norden unngår trolig monsterpriser*. [Lest februar 2012]. Tilgjengelig på:
<http://nordensnyheter.no/default.aspx?Id=3348>

Vattenfall, 2010. *Annual Report 2010*. [Lest mars 2012]. Tilgjengelig på:
http://www.vattenfall.com/en/file/2010_Annual_Report.pdf_17546144.pdf

Wooldridge, J. M., 2009. *Introductory econometrics : a modern approach*. 4. utg. Mason, Ohio: South-Western Cengage Learning.

World Energy Council, 2010. *2010 Survey of Energy Resources*. [Lest mai 2012]
Tilgjengelig på: http://www.worldenergy.org/documents/ser_2010_report_1.pdf

World Nuclear Association, 2012. *Nuclear Power in Germany*. [Lest mai 2012]
Tilgjengelig på: <http://www.world-nuclear.org/info/inf43.html>

8. Vedlegg

Vedlegg 1: Kritiske verdier for Dickey-Fuller test. Kilde: Hill, et al. (2001)

Model	1 %	5 %	10 %
$\Delta y_t = \rho y_{t-1} + \varepsilon_t$	- 2.56	- 1.94	- 1.62
$\Delta y_t = a_0 + \rho y_{t-1} + \varepsilon_t$	- 3.43	- 2.86	- 2.57
$\Delta y_t = a_0 + \rho y_{t-1} + a_2 t + \varepsilon_t$	- 3.96	- 3.41	- 3.13
Standard kritiske verdier	- 2.33	- 1.65	- 1.28

Vedlegg 2: Kritiske verdier for Engle-Granger kointegrasjonstest. Kilde: Enders (2004)

To variabler			
T	1 %	5 %	10 %
500	-3.921	-3.350	-3.054

T: antall observasjoner

Vedlegg 3: Kritiske verdier ved Chi-kvadrat fordeling

df	Signifikansnivå		
	0.10	0.05	0.01
1	2.71	3.84	6.63
2	4.61	5.99	9.21
3	6.25	7.81	11.34
4	7.78	9.49	13.28
5	9.24	11.07	15.09

df: frihetsgrader

Vedlegg 4: Stasjonaritet for spot og terminpriser. Periode 2008- 2012.

	(i)			(ii)		
	(a)	(b)	(c)	(a)	(b)	(c)
Tyske spotpriser	-1.735 L=14	-1.629 L=12	-1.907 L=6	-1.794 L=14	-1.612 L=12	-1.876 L=6
Nordiske spotpriser	-2.633 L=14	-1.993 L=6	-1.993 L=6	-2.730* L=14	-2.046 L=6	-2.046 L=6
Resultat	Ikke-stasjonaritet			Ikke-stasjonaritet		

DF-test med spotpriser.

(i) med trend og konstantledd, (ii) uten trend og med konstantledd.

Stasjonaritet ved: *** 1 % signifikansnivå, ** 5 % signifikansnivå, * : 10 % signifikansnivå.

(a) Schwert-kriteriet, (b) siste signifikante lag, (c) enkel lagtest

	(i)			(ii)		
	(a)	(b)	(c)	(a)	(b)	(c)
Tyske spotpriser	-4.010*** L=14	-5.958*** L=10	-6.965*** L=6	-3.989*** L=14	-5.993*** L=10	-6.982*** L=6
Nordiske spotpriser	-2.958 L=14	-8.475*** L=5	-7.246*** L=6	-2.925** L=14	-8.485*** L=5	-7.248*** L=6
Resultat	Stasjonaritet			Stasjonaritet		

DF-test med førstedifferensierte spotpriser.

(i) med trend og konstantledd, (ii) uten trend og med konstantledd.

Stasjonaritet ved: *** 1 % signifikansnivå, ** 5 % signifikansnivå, * : 10 % signifikansnivå.

(a) Schwert-kriteriet, (b) siste signifikante lag, (c) enkel lagtest

	(i)			(ii)		
	(a)	(b)	(c)	(a)	(b)	(c)
Tyske terminpriser	-2.258 L=14	-1.962 L=13	-1.898 L=6	-2.069 L=14	-1.798 L=13	-1.696 L=6
Nordiske terminpriser	-2.852 L=14	-2.054 L=1	-2.181 L=6	-1.560 L=14	-0.974 L=1	-1.063 L=6
Resultat	Ikke-stasjonaritet			Ikke-stasjonaritet		

DF-test med terminpriser

(i) med trend og konstantledd, (ii) uten trend og med konstantledd.

Stasjonaritet ved: *** 1 % signifikansnivå, ** 5 % signifikansnivå, * : 10 % signifikansnivå.

(a) Schwert-kriteriet, (b) siste signifikante lag, (c) enkel lagtest

	(i)			(ii)		
	(a)	(b)	(c)	(a)	(b)	(c)
Tyske terminpriser	-2.899 L=14	-3.804** L=11	-4.764*** L=6	-2.902** L=14	-3.818*** L=11	-4.755*** L=6
Nordiske terminpriser	-3.062 L=14	-11.551*** L=0	-5.022*** L=6	-3.061** L=14	-11.559*** L=0	-5.011*** L=6
Resultat	Stasjonaritet			Stasjonaritet		

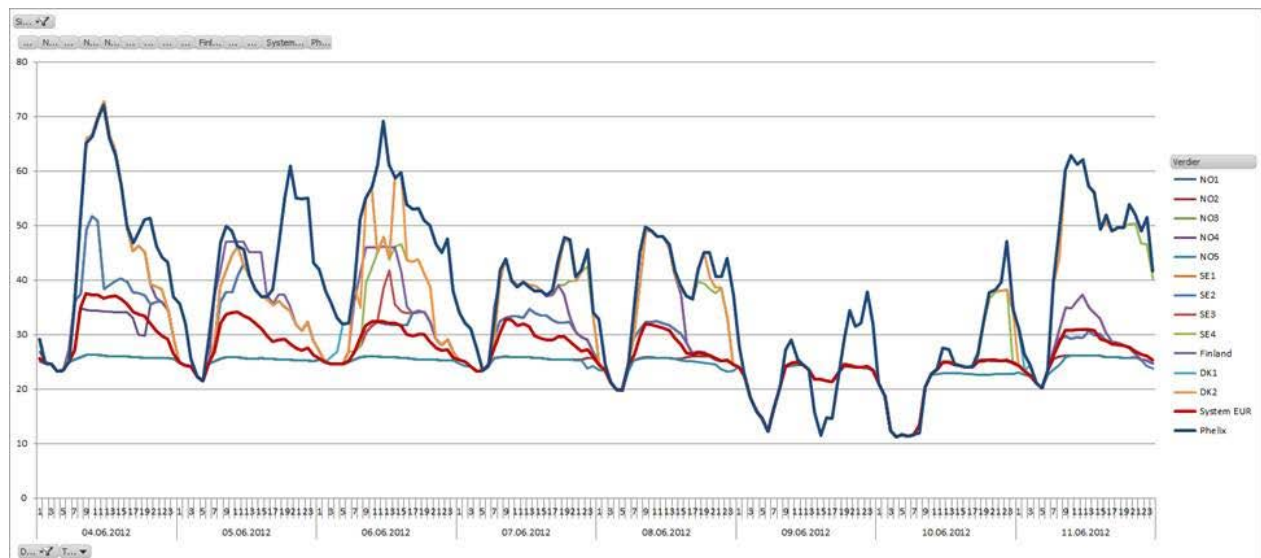
DF-test med førstedifferensierte terminpriser

(i) med trend og konstantledd, (ii) uten trend og med konstantledd.

Stasjonaritet ved: *** 1 % signifikansnivå, ** 5 % signifikansnivå, * : 10 % signifikansnivå.

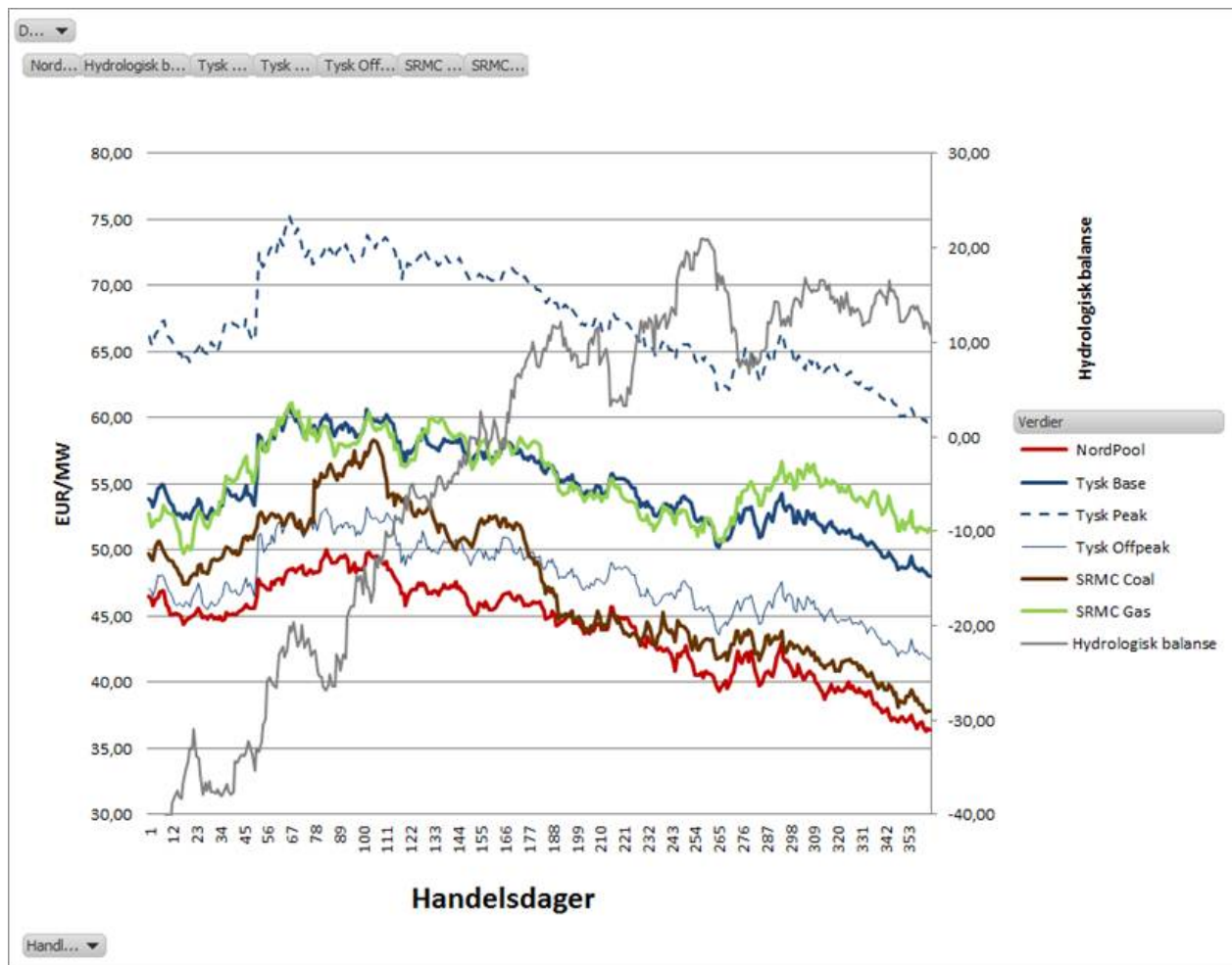
(a) Schwert-kriteriet, (b) siste signifikante lag, (c) enkel lagtest

Vedlegg 5: Oversikt over utvikling i kraftpriser og prisdrivere i kraftmarkedet



Spotprisutvikling

Kommentar til diagrammet: «Diagrammet viser timespriser for samtlige prisområder i Norden, Systempris og den tyske spotprisen (Phelix), i perioden 4.-11. juni 2012. Timeprisene for DK1, DK2 og SE4 ligger tett på de tyske prisene. De sør-norske prisene (NO1, NO2 og NO5) ligger lavest pga. mye vann i magasinene, mens Systemprisen ligger 3-5 EUR/MWh over. For de første 5-6 timer både lørdag 9. juni og søndag 10. juni er samtlige priser tilnærmet lik.»



Terminprisutvikling

Kommentar til diagrammet: Diagrammet viser prisen for 2013 årskontrakten, i handelsperioden 3.januar 2011 – 11.juni 2012, og de viktigste prisdriverne; produksjonskostnader for kullkraftverk og gasskraftverk, tysk pris for 2013 (Base = døgnsnitt, Peak og OffPeak), samt hydrologisk balanse i Norden. Årskontrakten i Norden har ligget under produksjonskostnader for kull og OffPeak i Tyskland de siste 6 månedene, med en høy korrelasjon mellom disse. Den tyske (base) årsprisen har falt under produksjonskostnader for gasskraft. Økt sol- og vindkraft i Tyskland har presset spotprisen lavere og dette har fått konsekvenser for terminmarkedet.