

NORGES HANDELSHØYSKOLE

Bergen, våren 2010

Utredning i fordypnings-/spesialfagsområdet: Finansiell økonomi (FIE) &
Energy, Natural Resources and Environment (ENE)

Veileder: Professor Eirik Gaard Kristiansen

Utfordringer ved innføringen av et grønt sertifikatmarked

Av

Cathrine Torvestad (FIE) & Carl Jørgen Basberg Johannessen (ENE)

Denne utredningen er gjennomført som et ledd i masterstudiet i økonomi og administrasjon ved Norges Handelshøyskole og godkjent som sådan. Godkjenningen innebærer ikke at høyskolen inntår for de metoder som er anvendt, de resultater som er fremkommet eller de konklusjoner som er trukket i arbeidet.

1. Executive summary

Det skal etter planen innføres ett tverrnasjonalt marked, mellom Norge og Sverige, for grønne sertifikater fra og med 1.januar 2010. I denne utredningen har vi analysert mekanismene i et marked for grønne sertifikater.

For å gi leseren en intuitiv forståelse av mekanismene i markedet for grønne sertifikater har vi valgt å presentere elektrisitetsmarkedet som helhet, interessenter i markedet, ulike fornybare energikilder og eksisterende støtteordninger for fornybar energi. Videre gir utredningen en detaljert presentasjon av spotprisdannelsen i elektrisitetsmarkedet samt kvantitative analyser av innsamlet data fra elektrisitetsmarkedet. Uttrykket vi lager for spotprisen på elektrisitet får så en sentral plass i prisingsmodellen vi bruker for grønne sertifikater.

Utredningen kulminerer i en scenarioanalyse/diskusjon av det grønne sertifikatmarkedet og hvordan dette påvirkes av flere eksogene faktorer. Det er mange faktorer som skiller et marked for grønne sertifikater fra et marked med fullkommen konkurranse. Mange av faktorene er politisk styrt og i så måte vanskelige å sette tall på, så vi har sett oss nødt til å gjøre flere forutsetninger og antagelser i forhold til rammeverket til et grønt sertifikatmarked.

Innholdsfortegnelse

1. Executive summary	2
2. Forord	8
2.1 Samarbeidspartnere og inspirasjon	8
3. Bakgrunn.....	9
4. Grønne sertifikater	11
4.1 Konseptuel, teoretisk presentasjon.....	11
4.2 Enkel prisdannelse for grønne sertifikater.....	13
5. Fornybar energi.....	15
5.1 Teoretisk VS realistisk potensiale.....	15
5.2 Fornybare energikilder	17
5.3 Forbrukerpreferanser til fornybar energi.....	21
5.4 Støtte til utbygging av fornybar energi.....	21
5.4.1 Eksisterende støtteordninger.....	22
6. En beskrivelse av elektrisitetsmarkedet	26
6.1 Interessenter i elektrisitetsmarkedet	28
7. Prisdannelsen i det nordiske kraftmarkedet.....	35
7.1 Nord Pool Spot	35
7.1.1 Spotprisdannelse på Nord Pool.....	36
7.2 Faktorer som påvirker spotprisen.....	39
7.3 Trender i spotprisutviklingen og beskrivelse av data	40
7.3.1 Volatilitet.....	42
7.4 Ekstrempriser	45
8. Analyse av sesongbaserte trender på spotprisen	45
8.1 Teoretisk rammeverk for analysen	46
8.1.1 Fast Fourier Transformasjon (FFT) og spektralanalyse	46

8.1.2	Mean Reversion	47
8.1.3	Korrelasjon	47
8.1.4	Validering av modellen	48
8.2	Gjennomføring av analysen.....	49
8.2.1	FFT analyse på sesongvariasjonene i spotprisen.....	49
8.2.2	Korrelasjon mellom spotpris og temperatur	53
8.2.3	Korrelasjon mellom spotpris og vannstand i hydrokraftverk.....	55
8.2.4	Korrelasjon mellom spotpris og utvikling i BNP	57
8.2.5	Korrelasjon mellom spotpris og utvikling i oljepris	58
8.2.6	Etterspørselens priselastisitet.....	59
8.2.7	Korrelasjon mellom konsum og spotpris	61
8.3	Prisingsmodellen.....	61
9.	Prisingsmodell for grønne sertifikater	64
9.1	Beskrivelse av modell	64
9.1.1	Modellens karakteristika og begrensninger.....	64
9.2	Matematisk utledning av modell for grønne sertifikater	68
9.2.1	Førsteordensbetingelser og likevekt.....	70
9.3	Integrert modell (kort beskrivelse fremgangsmåte).....	74
10.	Analyse av et marked for grønne sertifikater	75
10.1	Grensekostnader og prosentkrav	76
10.1.1	Kritikk til modellen.....	80
10.2	Windfall profits som følger av negativt skifte i produksjonskostnader for grønn energi.	82
10.2.1	Analyse av scenario.....	84
10.3	Manglede likevekt i markedet?	90
10.3.1	Analyse av scenario:.....	91

10.4	Komplikasjoner ved et negativt BNP sjokk.....	95
10.4.1	Analyse av scenario:.....	95
11.	Konklusjon.....	99
12.	Appendiks	102
12.1	Del A – Tabeller	102
12.2	Del B – utskrifter fra Minitab.....	103
12.3	Del C – Script fra Matlab	106
12.4	Del D – figurer	107
12.5	Del E – Matte­matisk utledning av FFT.....	112
12.6	Del F – om korrelasjoner	113
12.7	Del G – Årlige sesongvariasjoner.....	113
12.8	Del H – Netto nåverdi.....	117
13.	Referanser.....	118
13.1	Trykt materiale.....	118
13.2	Telefonsamtaler og e-postkorrespondanse	119
13.3	Internettsider.....	119

Tabeller og figurer

Figur 4-1 Generell prisdannelse grønne sertifikater.....	13
Figur 5-1 Barrierer for fornybar energi	16
Figur 5-2 Vindkart for Norge.....	19
Figur 6-1 Det norske energisystemet (Kilde: NVE).....	27
Figur 6-2- Kraftforbindelser til utlandet	30
Figur 6-3 - Sektorfordelt kraftforbruk Norge (Kilde: SSB)	32
Figur 6-4 - innenlands sluttforbruk av energi.....	32
Figur 7-1 Prisdannelse, kilde: Nord Pool	37
Figur 7-2 Marginalkostnader Norden (kilde: OED)	38
Figur 7-3 Inflasjonsjustert spotprisutvikling 1995-2009	42
Figur 7-4 Logaritmisk spotpris 1995-2009.....	44
Figur 8-1 FFT plot daglige spotpriser 2000-2009	50
Figur 8-2 FFT plott for ukentlige spotpriser 1997-2000	52
Figur 8-3 Sesongvariasjon og faktisk spotpris 1997-2000.....	53
Figur 8-4 Plot av modellens predikerte spotpris og faktisk spotpris 1995-2008..	63
Figur 9-1 Markedstilpasning grønne sertifikater.....	64
Figur 10-1 Prosentkravet og MC virkning på absolutt mengde fornybar energi.	78
Figur 10-2 Predikert læringskurve for solkraft.....	83
Figur 10-3 Markedsliekevekt grønne sertifikater	84
Figur 10-4 Markedsliekevekt grønne sertifikater	85
Figur 10-5 Markedsliekevekt grønne sertifikater	86
Figur 10-6 Markedsliekevekt grønne sertifikater	87
Figur 10-7 Markedsliekevekt grønne sertifikater	88
Figur 10-8 Prosentkravet og MC virkning på absolutt mengde fornybar energi	92
Figur 10-9 Markedsliekevekt grønne sertifikater	93
Figur 10-10 Markedsliekevekt grønne sertifikater	94
Figur 10-11 Markedsliekevekt grønne sertifikater	96
Figur 12-1 Deskriptiv statistikk 1995-2009.....	103
Figur 12-2 Deskriptiv statistikk 2000-2009.....	104
Figur 12-3 Deskriptiv statistikk 1997-2000.....	104
Figur 12-4 Residualplot for hetroskdastisitet.....	105

Figur 12-5 FFT plot med X-aksen som indeks.....	107
Figur 12-6 Ukentlig sesongvariasjon for spotprisen	107
Figur 12-7 FFT plot med glattet snitt på 7 dager.....	108
Figur 12-8 FFT plot med glattet snitt på 30 dager.....	109
Figur 12-9 Kvartalsvis spotpris 1995-2009.....	109
Figur 12-10 Historisk gjennomsnitt HDW (heating deagrees per week) og faktisk HDW	110
Figur 12-11 Historisk gjennomsnitt og faktisk verdi for vannstands nivå i vannmagasinene 1995-2009	110
Figur 12-12 Sesongvariasjon og faktisk spotpris 1995-2009.....	111
Figur 12-13 Gjennomsnittlig månedlig spotpris fra januar-desember.....	115
Figur 12-14 Gjennomsnittlig daglig spotpris 1/1-31/12.....	116
Tabell 5-1 Accenture Climate Change Survey.....	21
Tabell 6-1- Elektrisitetsforbruk Norden	33
Tabell 6-2 - Vektet elektrisitetsforbruk Norden	33
Tabell 7-1 Spotprisstatistikk 1995-2009.....	41
Tabell 8-1 Skalaelasticiteter BNP/KONSUM Norden (Kilde: Regjeringen.no) ...	58
Tabell 8-2 Krysspriselasticiteter Kraftpris/Oljepris Norden	59
Tabell 8-3 Priselasticiteter Norden	60
Tabell 8-4 Skalaelasticiteter Norden	60
Tabell 8-5 Parameterverdier med tilhørende t- og p-verdier	62
Tabell 8-6 Modellens tilpasning	62
Tabell 10-1 Marginale verdier MC og prosentkrav	78
Tabell 10-2 Marginale verdier MC og prosentkrav	92
Tabell 12-1 Korrelasjonsmatrise for variablene i spotprismodellen.....	102

2. Forord

Utredningen tar for seg det svensk-norske markedet for grønne sertifikater som etter planen skal innføres fra og med 1.januar 2012. Ett marked for grønne sertifikater er av mange blitt ansett som en glimrende løsning og ett svært viktig ledd i utbyggingen av mer fornybar energi.

Utfordringene for utbygging av fornybar energi i Norden, er blant annet relatert til eksterne forhold som påvirker den nordiske spotprisen på elektrisitet.

Spotprisen på elektrisitet og markedsmekanismene rundt denne er av helt avgjørende betydning for virkningen av ett marked for grønne sertifikater da sertifikatprisen skal utligne differansen mellom høye produksjonskostnader og spotpris.

Vi har ønsket å analysere spotprisdannelsen på den nordiske kraftbørsen, Nord Pool, for å sette denne i sammenheng med prisdannelsen på grønne sertifikater. Vi har hatt som målsetning å underbygge våre påstander om markedsreaksjoner i elektrisitetsmarkedet gjennom kvantitative analyser. På bakgrunn av dette er deler av utredningen viet til trend- og sensitivitetsanalyser i elektrisitetsmarkedet.

Arbeidet med utredningen har vært utfordrende da mye data er utilgjengelig. Mye av arbeidet som gjøres på myndighetsnivå vedrørende grønne sertifikater er ikke offentlig, og det har vært spesielt utfordrende å tegne ett bilde av kostnader og produksjonskapasiteter til de ulike fornybare energikildene.

2.1 Samarbeidspartnere og inspirasjon

Vi ønsker å takke følgende personer og institusjoner for hjelpen og inspirasjonen vi har fått i forbindelse med utredningen. Hver og én har hatt stor betydning for det ferdige resultatet.

- Aqua Energy Solutions v/ Jan Christian Torvestad

- NORWEA v/ Øistein Schmidt Galaaen
- HG Capital v/ Jens Thomassen
- Rogaland Fylkeskommune
- Norges Vassdrags og Energidirektorat
- Olje og Energi Departementet
- Econ
- Svenska Energimyndigheten
- Svensk Energi
- Statistisk Sentralbyrå

3. Bakgrunn

I dagens samfunn hører vi stadig om klimatrusselen og hvor viktig det er at vi tar grep for å redusere drivhusgassutslippene for å sikre fremtidige generasjoner. I tillegg står vi ovenfor en potensiell energikrise dersom prognosene om at olje og gassreservene vil være borte i løpet av overskuelig framtid er riktige. Økt satsing på fornybar energi og energieffektivisering er i de fleste fora nevnt som løsningen på begge utfordringene, men markedet for fornybar energi står ovenfor en rekke utfordringer før de kan se på seg selv som en varig, lønnsom utfordrer til produsenter av sort energi.

I 2007 satte den Europeiske Union (EU) følgende målsetting fram til 2020.

- 20 prosent reduksjon av drivhusgassene
- 20 prosent energisparing (enøk)
- 20 prosent av energiforbruket i EU skal innen 2020 være fornybar energi
- 10 prosent av kjøretøyenes drivstoff skal være biobrensel

Målsetningen ble ansett som svært radikal, men overrasket og begeistret både innenfor og utenfor Europa. Gjennom å sette konkrete og realistiske mål for å møte klimautfordringen tok EU plutselig den globale ledelsen i klimaarbeidet

Målsetningen til EU er svært ambisiøs, men mulig og skal man lykkes krever det høy innsats fra alle medlemslandene, inkludert EØS landene. Tre sektorer berøres spesielt av kravet: kraft, oppvarming og kjøling samt transport. Det er opp til medlemslandene å bestemme seg for hvilke av disse tre sektorene de vil ta

i bruk fornybar energi for å nå de nasjonale målene. De ulike landene kan dermed tilpasse seg ut fra hva som best passer forholdene i det enkelte land. EU-landene kan også velge å nå sine mål ved å støtte utvikling av fornybare energikilder i andre medlemsland og tredjeland¹.

Selv om EU er et av de landene/regionene som sitter i førerretet når det gjelder bruk av fornybar energi stammer over 80 % av energien fra fossile, ikke fornybare kilder. Dette er energikilder som Olje, kull og gass. Teknologi er i stand til å redusere utslippet av klimagass noe, men for å nå målet om 20 prosent fornybar, grønn energi er man avhengig av at nye produsenter av fornybar energi entrer markedet. Et interessant faktum er det internasjonale energibyråets (IEA) anslag om at det trengs investeringer på svimlende 60 000 milliarder kroner for å møte energibehovet i 2030². Uten politiske inngrep vil det meste gå til utbygging av gass, olje og kullkraft.

Av kilder som kan produsere fornybar energi, er landbasert vindkraft, offshore vindkraft, solvarme, solceller, bølgekraft, tidevann, vannkraft, geotermisk energi (jordvarme), bioavfall, biogass og fast biomasse de mest kjente per i dag. Økt bruk av energi fra disse kildene betyr reduksjon i utslipp av klimagassene og avlastning for ikke-fornybare energikilder som går mot slutten. I tillegg til dette vil man gjennom satsning på nye, høyteknologiske industrier skape nye arbeidsplasser og sikre energiforsyningen for innbyggerne.

En av de store utfordringene for ny produksjon av fornybar energi er at mesteparten av den grønne energien ikke er konkurransedyktig med sort energi når det gjelder kostnader. Dette fører til at det er vanskelig å tiltrekke seg investorer og man er avhengig av statlige støtteordninger. Dette er ordninger som innmatningstariffer, innovasjonsstøtte, rene subsidier og opprinnelsessertifikater. Investeringene har riktignok økt kraftig de siste årene, men for å nå 20-20-20 målet er man nødt til å ta flere grep for å stimulere til økt produksjon av grønn energi.

¹ Land utenfor EØS området

² Cicero.no (2009)

4. Grønne sertifikater

Mange virkemidler har blitt tatt i bruk i streben etter å redusere klimagassutslippene og øke produksjonen av grønn energi. Subsidier og prisstøtte i forskjellige varianter, innovasjonsstøtte, og utslippsavgifter er alle virkemidler som har blitt benyttet i stor grad. I jakten på konkurransedyktige grønne energikilder har ingen av disse virkemidlene lyktes optimalt, da ingen av dem fremmer kostnadseffektivitet på en god nok måte. Grønne sertifikater er et virkemiddel som skal oppmuntre markedet til selv å finne de grønne teknologiene som er mest kostnadseffektive. Forskjellen på grønne sertifikater og annen støtte er at myndighetene kun fastsetter andelen ny fornybar energi i markedet. Markedskreftene setter dermed selv støttebeløpet utover spotpris med hensyn på produksjonskapasitet og enhetskostnader.

I Norge var innføringen av grønne sertifikater under planlegging i mange år, inntil regjeringen skrinla prosjektet i 2006. Senere har den svenske og norske regjeringen vært i samtaler om å få på plass et felles marked for grønne sertifikater, og man blitt enige om et mål om å klare det innen 1. januar 2012.

4.1 Konseptuel, teoretisk presentasjon

Et grønt sertifikat er et bevis på at det er produsert en viss mengde energi fra en grønn teknologi. Myndighetene bestemmer den andelen av grønn energi som skal være i markedet og utsteder grønne sertifikater på bakgrunn av dette.

Produsenter av ny grønn energi vil motta grønne sertifikater tilsvarende den absolutte mengden grønn energi de produserer i MWh. For enkelthets skyld sier vi at produsentene får utstedt et grønt sertifikat per enhet energi de produserer.

Leverandører av energi og sluttbrukere er pliktige å følge myndighetenes bestemmelser om andelen av grønn energi. Leverandørene må da kjøpe grønne sertifikater av produsentene av grønn energi tilsvarende den relative mengden grønn energi de plikter å levere til sluttbrukerne. Denne kostnaden vil bli allokert videre til sluttbruker. Dersom myndighetene setter som krav at det skal være 20 prosent fornybar energi i markedet må en energi leverandør som leverer

100 energienheter kjøpe 20 grønne sertifikater. For å gi leverandører og sluttbrukere insentiver til å følge systemet skal det innføres straffegebyrer til de som ikke kjøper tilstrekkelige mengder sertifikater.

Produsenter som skal falle inn under i ordningen for grønne sertifikater kan ikke være veletablerte og lønnsomme. Dette betyr at vannkraft som er en etablert, svært profitabel og fornybar energikilde i Norge faller utenfor ordningen. Argumentasjonen bak dette er at denne teknologien er konkurransemoden og profitabel og derfor ikke har behov for støtte i motsetning til andre teknologier.

Sertifikatene er omsettelige finansielle aktiva som skal omsettes på et organisert marked, i dette tilfellet den nordiske kraftbørsen Nord Pool som vi skal presentere nærmere i kapittel 7. Prisen på grønne sertifikater bestemmes i markedet av tilbud og etterspørsel. Fordi mengden grønne sertifikater tilsvarer mengden grønn energi i markedet vil prisen på sertifikatene bli høye dersom det ikke finnes nok grønn energi i markedet. Leverandørene som er nødt til å levere en bestemt andel grønn energi vil by over hverandre i markedet og prisen kan i teorien øke helt til den når pristaket myndighetene setter³. Høye sertifikatpriser vil oppmuntre nye produsenter av grønn energi til å entre markedet.

Produsentene av grønn energi får nå betalt gjeldene spotpris for energien sin, samt prisen på et grønt sertifikat per enhet grønn energi. Dette vil i teorien skje helt til spotprisen på strøm + prisen på grønne sertifikater tilsvarer grensekostnaden til den siste produsenten av grønn energi.

Hovedtanken med et system for grønne sertifikater er å skape rammer som gjør det attraktivt å investere i fornybar energi og sikre at disse blir konkurransedyktige i et liberalisert marked. Markedet vil med et slikt system premiere de mest effektive produsentene av fornybar energi.

³ OED – Nærmere om ett grønt sertifikatmarked

I motsetning til fysisk elektrisitet kan grønne sertifikater lagres som finansielle aktiva. Dette muliggjør en langsiktig prissetting selv om spotprisen på energi er meget svingende og kortsiktig.

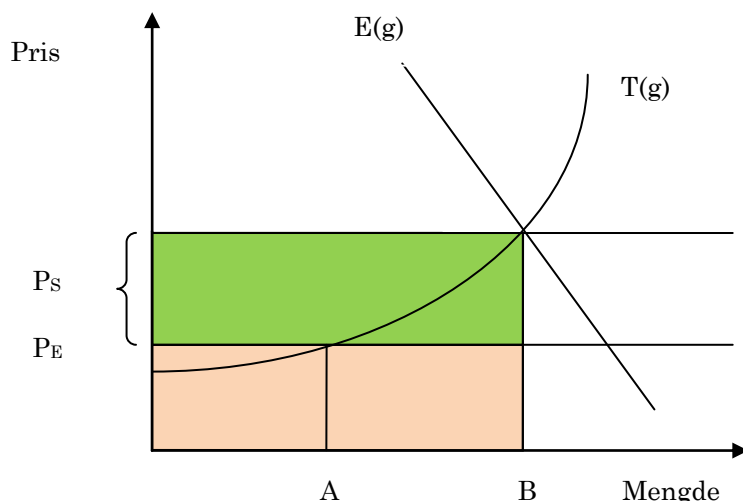
4.2 Enkel prisdannelse for grønne sertifikater

Vi skal i denne delen av utredningen se på et marked for grønne sertifikater på et meget generelt grunnlag. Tidshorisonten er ubegrenset og vi har fjernet en rekke komplekse problemstillinger som kan påvirke utfallet av et marked for grønne sertifikater.

Vårt marked for grønne sertifikater kjennetegnes av følgende:

- Teknologinøytralitet – vi skiller ikke mellom teknologier
- En pliktig sertifikatandel som alle aktører følger
- Ingen begrensinger eller kostnader forbundet med infrastruktur (dvs nettkapasitet og Nord Pool)
- Spotprisen på elektrisk kraft er eksogent gitt, og lik for hele Nord Pool området

Prisdannelsen i markedet for grønne sertifikater baserer seg på grunnleggende samfunnsøkonomisk teori og kan beskrives med figur 4-1.



Figur 4-1 Generell prisdannelse grønne sertifikater

$T(g)$ = Tilbudet av grønn energi/grønne sertifikater

$E(g)$ = Etterspørsel etter grønne sertifikater

P_E = Spotpris på elektrisk kraft

P_S = Prisen på et grønt sertifikat

Tilbudskurven for grønne sertifikater viser til de langsiktige marginalkostnader for alle teknologier som kan levere ny grønn energi. I ett marked uten støtteordninger eller grønne sertifikater måtte produsentene av denne energien tatt til takke med spotprisen i markedet. Denne er gitt ved den rette linjen; P_E . Omsatt mengde grønn energi i et marked uten noen form for støtteordninger ville sort til punktet A. For å oppnå mengde B (gitt at dette er myndighetenes ønskede nivå) i figuren danner man så et pliktig marked for grønne sertifikater. Vi introduseres da for en etterspørselskurve etter grønne sertifikater/energi; $E(g)$. Ny likevekt i markedet blir da i skjæringspunktet mellom mengde B, etterspørsel etter grønne sertifikat $E(g)$ og marginalkostnaden til produsentene $T(g)$. Dette gir en økt pris på levert grønn energi som tilsvare $P_E + P_S$. Mengden av ny grønn energi i markedet økes betraktelig og det er de produsentene som mest kosteffektivt kan levere denne energien som får levere denne energien. Samlet sett er markedsverdien av den energien som kommer fra de grønne teknologiene lik arealet mellom B og P_E , mens verdien av det samlede inntektsbidraget fra grønne sertifikater er arealet som tilsvare mengde B ganger sertifikatprisen P_S . I det illustrerte markedet er det altså prisen på sertifikatene og ikke prisen på energi som dannes. Det er myndighetene som bestemmer andelen av grønn energi og prisen på sertifikatene dannes deretter. Kvoten av ny grønn energi skal pålegges leverandørene og forbrukerne.

Dette gir en sluttbrukerpris på energi gitt:

$$[1.1] \quad (1 - \alpha)P_E + \alpha P_S = P$$

α = pliktig andel av ny grønn energi oppgitt i prosent

Vi kan dermed konkludere med at sluttbrukeren gjennom et prispåslag, avhengig av den pliktige andelens størrelse og sertifikatprisen, dekker differansen mellom spotpris på elektrisitet og enhetskostnader for produsenter av grønn elektrisitet.

5. Fornybar energi

I denne delen av utredningen skal vi presentere begrepet fornybar energi og beskrive de mest brukte fornybare energikildene, deres potensial, økonomiske aspekter, støtteordninger og fremtidsutsikter. Vi ser på dette som viktig informasjon i forbindelse med innføringen av et pliktig marked for grønne sertifikater da produksjonskostnader og kapasitet er helt avgjørende for prisdannelsen i sertifikatmarkedet.

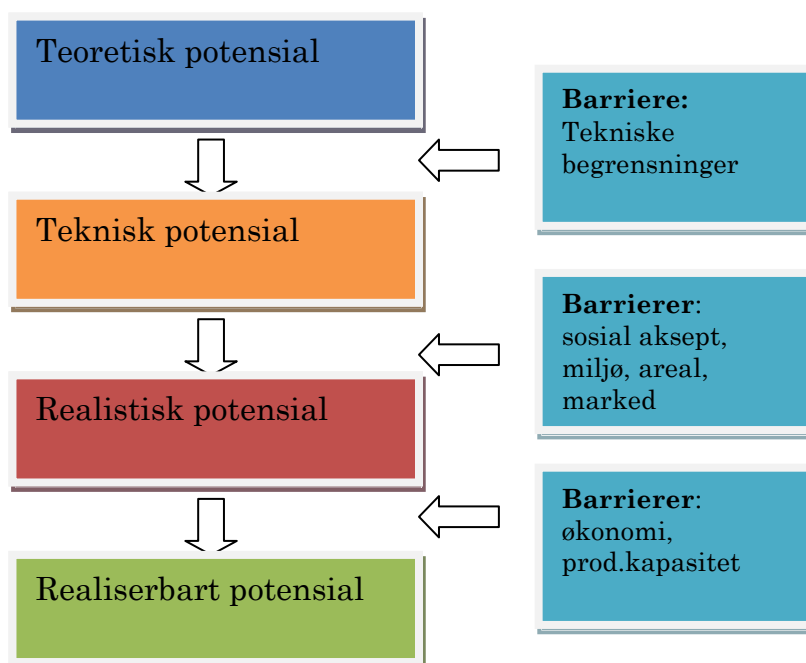
Med fornybar energi menes energi som utvinnes ved å utnytte fornybare ressurser uten at det er fare for at ressursen tømmes, samt at energien som utvinnes ikke påfører samfunnet miljøbelastninger i form av utslipp. De vanligste kildene til fornybar energi er vind, sol og vann. I Norge kommer nesten all elektrisitet (98-99 prosent) fra vannkraft som betraktes som fornybar. Allikevel er det et uttalt mål å satse videre på fornybar energi da dette kan skape arbeidsplasser i både inn og utland og bidra til store fortjenestemuligheter for norske bedrifter. Norge er et av få land i Europa som er selvforsynte på energi, og dersom utbyggingsplanene av overføringsnett⁴ til kontinentet realiseres kan det europeiske energimarkedet åpne seg i enda større grad for norske produsenter. Norge har dessuten muligheten til å spille rollen som en viktig teknologiutvikler. Et eksempel på dette er den store satsningen på solcelleenergi hvor Norge har oppnådd konkurransefortrinn grunnet forsknings- og industrimiljøet innen aluminium og silisium⁵.

5.1 Teoretisk VS realistisk potensiale

Mange lar seg ofte blende av de positive estimatene for fornybar energi uten å skille mellom teoretisk og realiserbart potensial. Fornybar energi har riktignok et stort potensial, men det er mange barrierer som må passeres før teoretisk potensial kan realiseres. Figur 5-1 illustrerer de ulike barrierene en teknologi må gjennom før teoretisk potensial realiseres.

⁴ NA24 – Aldri mer billig strøm - <http://www.na24.no/article2164685.ece>

⁵ NTNU.no – en lett og lys fremtid med aluminium og silisium



Figur 5-1 Barrierer for fornybar energi

Tekniske begrensninger kan for eksempel være at det ikke lar seg gjøre å sette opp store vindmøller til å utnytte hele det teoretiske potensialet i vinden. Sosial aksept kan for eksempel være skepsisen knyttet til et omstridt prosjekt som kjernekraft, eller å subsidiere en ulønnsom bransje. Installasjoner av fornybare energikraftverk kan gå på bekostning av miljøet i den forstand at de er støyende, visuelt forurensende, skadelig for dyrelivet og lignende. Økonomi og produksjonskapasitet er i siste omgang helt avgjørende for hvor mye man klarer å hente ut av det teoretiske potensialet.

Felles for de fornybare energikildene er at det realiserbare potensialet er langt lavere enn det teoretiske potensialet. Et eksempel er solenergi som i teorien kan dekke 15000 ganger verdens årlige energibehov. Barrierene setter ganske klare begrensninger for et slikt scenario. Skulle solceller med dagens teknologi dekket hele verdens energibehov måtte et areal tilsvarende Norge dekket med solcellepaneler, noe det ikke finnes nok silisium i verden til å realisere. Det tekniske potensialet til vindkraft er fire ganger så stort som verdens energibehov,

men forutsetter at 23 prosent av jordas ledige landareal dekkes av vindmøller, noe som verken er sosialt akseptert, teknisk eller økonomisk forsvarlig⁶.

5.2 Fornybare energikilder

I denne delen av utredningen skal vi grovt presentere de mest utstrakte fornybare energikildene som er benyttet i forbindelse med elektrisitetsproduksjon. Et viktig aspekt ved denne delen av utredningen er kostnadsbildet og kapasitetsbegrensningene som kjennetegner de forskjellige teknologiene.

Vannkraft

Vannkraft står i dag for 18 prosent av elektrisitetsproduksjonen i verden og 98-99 prosent av elektrisitetsproduksjonen i Norge. På verdensbasis kommer ca. 69 prosent av fornybar energi fra vannkraft. Norge er en stor vannkraftprodusent, også i internasjonalt perspektiv, og er størst i Europa med en årlig produksjon på ca 120 TWh. Det er anslått at det i tillegg finnes urealisert potensial i vannkraft på ca. 65 TWh⁷

Større vannkraftverk får ofte lavere kostnad per kilowattime og produksjonskostnadene er ofte nede i en tredjedel av kostnadene ved fossile brennstoffer (gass, kull, eller olje) eller kjernekraftverk. Hovedfaktoren for differansen er drivstoffkostnadene for annen kraftproduksjon. Storskala vannkraft har i Norge en produksjonskostnad på ca. 3-4 øre per kWh⁸ og er med andre ord svært lønnsom. Med økende kraftpriser vil også prosjekter med høyere utbyggingskostnader bli lønnsomme.

Solenergi

Solen ansees som den eldste av de fornybare energikildene og har i praksis vært benyttet som energikilde siden oldtidens romere benyttet solen til oppvarming av

⁶ Bellona.no

⁷ NVE.no 2010

⁸ Fornybar.no 2009

vann. Den potensielle energien fra solen er langt større enn behovet til menneskeheten, men utfordringene knyttet til solenergi går ut på hvordan man skal utnytte energien på mest effektiv måte.

Med dagens teknologi ligger produksjonskostnadene på solcelleelektrisitet på i overkant av 1 krone per kWh. Dette er ca. 60 øre høyere enn spottprisen på elektrisitet i Norge. Imidlertid finnes det anslag som påstår at kostnaden skal reduseres med over 70 prosent de neste 10 årene. Dette skyldes den bratte læringskurven relatert til den teknologiske utviklingen i forhold til solceller⁹

I Norge er bruken av solkraft begrenset til kommersielt bruk gjennom private anlegg. Det finnes foreløpig ingen kraftverk som leverer elektrisitet produsert fra solkraft ut til nettverket.

Vindkraft

Vindkraft er delt inn i offshore og onshore vindkraft. Med dagens teknologi ligger produksjonskostnadene på onshore vind på ca. 60 øre per kWh¹⁰. Det produseres i dag i underkant av 1 TWh elektrisitet fra onshore vindkraft i Norge. Dette tilsvarer i underkant av 1 prosent av totalforbruket i landet¹¹.

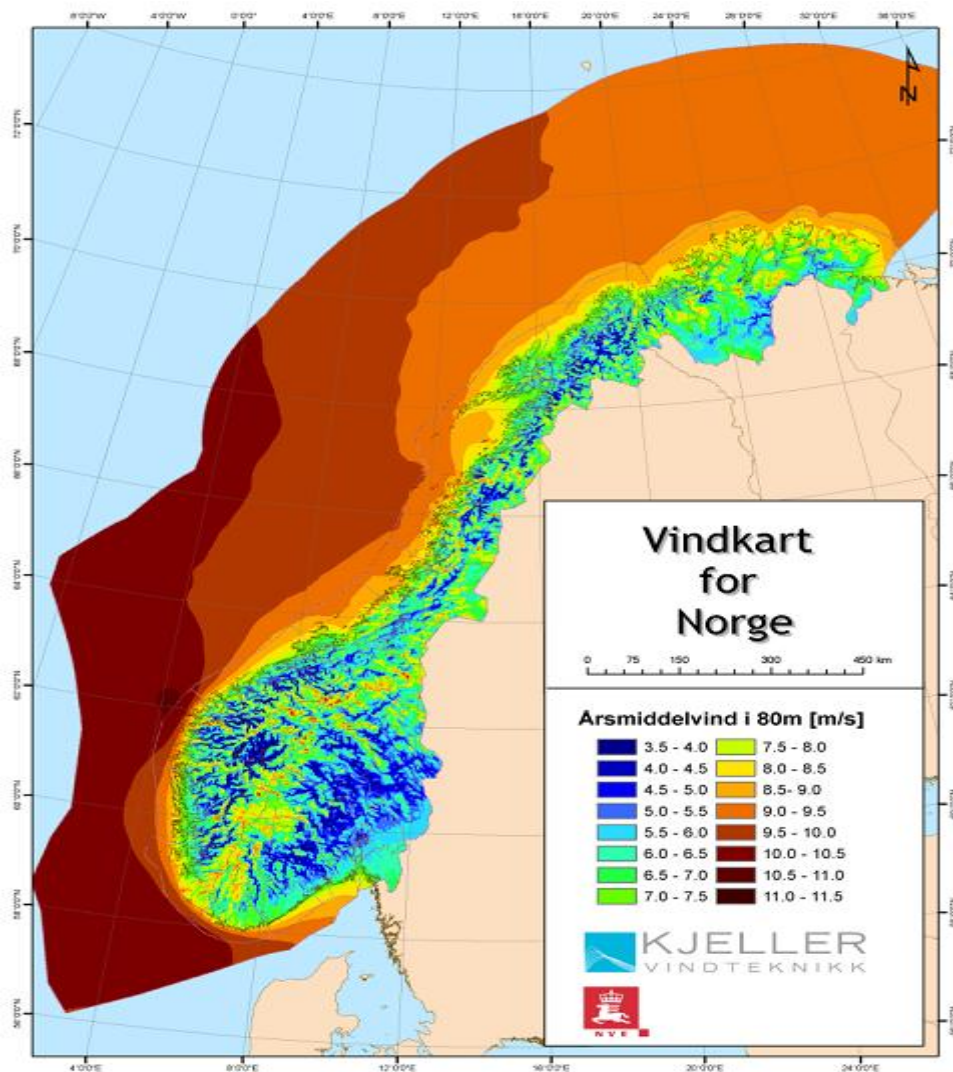
Offshore vind er en relativt ny teknologi som baserer seg på vindmøller til havs. Prosjektene vedrørende offshore vind er relativt ferske og er fullstendig avhengige av statsstøtte. Investeringskostnadene til et offshore vindprosjekt ligger på rundt 4 mill euro/kW, mens produksjonskostnaden er beregnet til ca. 110-125 øre per kWh¹². Imidlertid avhenger både investeringskostnad og produksjonskostnader av havdybde og avstand fra land.

⁹ Fornybar.no

¹⁰ Fornybar.no

¹¹ NVE.no (2009)

¹² Regjeringen.no (2008-2009)



Figur 5-2 Vindkart for Norge

Vindkraft er ansett som den fornybare energikilden, med unntak av vannkraft, som har størst potensial i Norge. Offshore vindkraft som foreløpig er på pilotstadiet anslås å ha potensial på et sted mellom 20 og 110 TWh per år, mens onshore vindkraft anslås å kunne bygges ut med ca. 20 TWh¹³. Figur 5-2 viser vindkartet for Norge og viser at det er langt større potensial i vinden til havs enn til land.

¹³ NVE.no (2009)

Andre fornybare energikilder

For ordens skyld nevner vi også noen andre fornybare energikilder som har potensial, men som ikke har nådd stadiet til vind, vann og solenergi i skrivende stund

Havenergi omfatter teknologier som genererer bølgekraft, tidevannskraft, saltkraft og havstrømskraft. Dette er alle teknologier som ansees som svært umodne og det er derfor vanskelig å speile et realistisk kostnadsbilde. Det eksisterer flere pilotanlegg for alle nevnte teknologier og flere eksperter mener at det ligger store potensialer i disse¹⁴.

Bioenergi er energi som har sitt opphav fra biologiske prosesser. Dette kan være forråtnelsesprosesser (kompost og lignende skaper varme). Bioenergi omtales som CO₂ nøytral da det hevdes at plantene som benyttes tar opp like mye CO₂ i løpet av sin levetid som de slipper ut i forbindelse med energiforedlingsprosessen. Bioenergi er et betydelig satsingsområde i Norge. Myndighetene har satt som mål å doble kapasiteten fra ca 15 TWh (6 prosent av energibehovet i Norge) til ca. 30 TWh innen 2020. For ordens skyld nevner vi at disse tallene gjelder for energimarkedet som helhet. For elektrisitetsmarkedet er potensialet til Bioenergi estimert til mellom 0,5 og 1 tWh. Det er imidlertid rimelig å anta at økt kapasitet innen Bioenergi vil avlaste elektrisitetsmarkedet. Bioenergi er per dags dato avhengig av en salgspris på ca 1 krone per kWh for å være lønnsom¹⁵.

Geotermisk energi er mye brukt i enkelte deler av verden og går ut på å utnytte naturlig varme. Eksempler på dette er varme fra jordens indre som kan pumpes opp og brukes til oppvarming. Dette er spesielt utbredt på Island. Er temperaturene tilstrekkelig høye kan varmen også benyttes til produksjon av elektrisitet.

¹⁴ Enova.no (2007)

¹⁵ Olje og Energi departementet - 14 TWh ny bioenergi innen 2020 - pressemøte 1. april 2008

5.3 Forbrukerpreferanser til fornybar energi

Accenture Climate Change Study fra 2007 gjennomførte en undersøkelse blant konsumenter verden rundt vedrørende deres merbetalingsvilje for produkter og tjenester som var med på å redusere karbondioksidutslippene. Resultatene vises i tabell 5-1 og taler for seg selv.

	Norge	Norden	Europa	Verden
Would you be ready to pay more to benefit from products/services that help reduce the level of carbon emission?	54 %	60 %	59 %	64 %
What premium would you be ready to pay to benefit from products/services that help reduce the level of carbon emission?	11,52 %	11,23 %	9,73 %	11,09 %

Tabell 5-1 Accenture Climate Change Survey

Det skal nevnes at utvalget som ble spurt i denne undersøkelsen var relativt lite (127 personer i Norge), men vi kan konkludere med at det eksisterer en klar merbetalingsvilje blant konsumenter for produkter og tjenester som er med på å redusere karbondioksidutslippene. Etter vårt syn, bekrefter disse funnene at det eksisterer en merbetalingsvilje for fornybar energi.

5.4 Støtte til utbygging av fornybar energi

Støtte til utbygging av fornybar energi er avgjørende for nyetableringer og utvikling i bransjen. Kritikere mener det representerer ineffektivitet å støtte/subsidere ulønnsomme prosjekter, men det finnes en rekke sterke argumenter på hvorfor fornybar energi må støttes.

Fornybar energi må i prinsippet konkurrere med andre energiformer. I Norge representerer vannkraft, som riktignok også er fornybar, og olje hovedkonkurrentene til ny fornybar kraft- og varmeproduksjon. I andre land er kullkraft og kjernekraft også konkurrenter. Øvrige fornybare energikilder har imidlertid en langt høyere produksjonskostnad enn deres fossile konkurrenter og er avhengige av støtte for å overleve i konkurransen.

Årsakene til at man subsidierer utvinning av fornybar energi er blant annet basert på miljø og klimahensyn, forsyningsikkerhet, redusert importavhengighet og industri- og næringsutvikling.

Det har i mange år vært store politiske diskusjoner på hvordan man skal støtte utbygging av fornybar energi og mange varianter av støtte har blitt utprøvd med blandet hell. Videre i kapittel 5 skal vi presentere flere av de eksisterende støtteordningene, samt erfaringer fra andre land i Europa.

5.4.1 Eksisterende støtteordninger

Det er utviklet et stort antall støtteordninger for fornybare energiteknologier. Målene for støtteordningene varierer, og dermed også utformingen av dem. Videre i dette kapitlet skal vi presentere de mest utstrakte formene for støtte til produsenter av fornybar energi.

Subsidier

Subsidiering av investeringer (investeringstilskudd) til anlegg for produksjon av fornybar energi. Dette er et mye brukt virkemiddel i Norge og innebærer rett og slett direkte støtte til produksjon av fornybar energi. Den mest direkte formen for subsidier er når en aktør får overført støtte for å handle helt i tråd med myndighetenes ønsker¹⁶. En annen form for subsidier er etterspørselskorrigerte subsidier. Eksempelvis kan det gis skattelette til konsumenter av fornybar energi eller innføres CO₂ kvoter eller skatter som gjør sort energi dyrere. Dette vil øke etterspørselen etter fornybar energi og øke prisene, gitt et konstant tilbud.

Innmatingstariffer

Innmatingstariffer (Engelsk: "feed-in") er et system som har til hensikt å videreutvikle teknologier med mål om økt produksjon av elektrisitet basert på fornybare energikilder. Ordningen innebærer at produsenter av fornybar kraft sikres en bestemt pris per kWh (eventuelt et bestemt påslag per kWh i tillegg til strømprisen) levert til strømmettet.

Ordningen er teknologispesifikk, det vil si at ulike teknologier har ulike tariffer

¹⁶ Fornybar.no (2008)

for å sikre lønnsomhet og videre utvikling. Videre er systemet av lang varighet, som regel 15 – 20 år, for å sikre forutsigbarhet.

I motsetning til en ordning med grønne sertifikater, der myndighetene fastsetter hvor mye kapasitet som skal bygges ut, avhenger utbyggingstakten i et innmatingstariffregime av støttenivået (som fastsettes av myndighetene). Det kan være utfordrende å komme frem til riktig støttenivå; i noen land har innmatningssystemet gitt langt større utbygging enn forutsett, mens andre land har opplevd liten utbygging på grunn av for lave støttesatser. Dersom støttenivået settes for høyt, kan stor pågang på produsentsiden spise opp den ønskede kostnadsreduksjonen som økte volumer vanligvis medfører. Noen land har derfor satt en grense for årlig utbygging, og regulerer støttesatsen i forhold til om utbyggingen ligger over eller under denne grensen. Dersom en støttesats blir satt for høyt, tillater man dyre teknologier å produsere. Dette medfører at billigere teknologier som hadde klart seg med en lavere støttesats ikke får produsere optimalt kvantum. Dette kan altså bremse læringskurven og kostnadsreduksjonen deres.

Ordnningen med innmatingstariffer har vært effektiv og benyttes derfor i mange land; ved utgangen av 2009 var ulike innmatingstariffer i bruk i over 60 land og delstater over hele verden. Det er betydelige forskjeller mellom støtteordningene basert på innmatingstariffer i ulike land, blant annet knyttet til finansieringsopplegg og støttesatser.

Sertifikater

Dette er nevnt tidligere i utredningen, men vi nevner det kort igjen for ordens skyld.

Produsenter av ny fornybar energi tildeles såkalte grønne sertifikater tilsvarende energimengden de produserer. Så forpliktet alle kraftleverandører til å kjøpe en viss mengde grønne sertifikater. På denne måten oppstår det en etterspørsel etter grønne sertifikater, slik at produsenter av fornybar energi kan hente en ekstra inntekt i tillegg til salg av strøm. I dette markedet er det konkurransen

som sikrer at de fornybare energiprojektene med lavest kostnader realiseres først.

Andre støtteordninger

Det finnes en rekke andre støtteordninger som ikke er like direkte som innmatningstariffer og subsidier. Blant disse finnes:

FOU støtte

Innovasjonsstøtte, som støtte til forskning og utvikling

Strategiske offentlige anskaffelser

Myndighetene er bevisste på miljø og bærekraftighet i forbindelse med offentlige anskaffelser. Et eksempel kan være innkjøp av el-biler til hjemmesykepleierordninger eller installasjon av fjernvarme på sykehus.

Skatter og avgifter som øker prisen på konvensjonell energi

Gode eksempler som CO2 kvoter og avgifter bør være velkjent for leseren.

Skatte- og avgiftsfritaksordninger for grønn energi

Gir et betydelig kostnadslette til produsenter av grønn energi.

Offentlige informasjonskampanjer

Det offentlige bruker midler på å spre budskapet om viktigheten av bærekraft og fornybarhet innen energibransjen. Dette bør sees på som gratis markedsføring.

Erfaringer med støtteordninger for fornybar energi i Europa

Econ Pöyry gjennomførte i 2008 (ECON, 2008) et prosjekt for å kartlegge støtteordningene for fornybar energi i 10 utvalgte europeiske land (Sverige, Danmark, Tyskland, Storbritannia, Østerrike, Finland, Italia, Frankrike, Nederland og Spania). Rapporten konkluderer med at miljøhensyn og klima er de viktigste driverne for energipolitikken også i disse landene. Mange land har også i de senere år lagt store deler av energipolitikken under en mer generell

klimapolitikk. Danmark har blant annet flyttet energipolitikken fra Transport og Energiministeriet til det nyopprettede Klima og Energiministeriet.

Det finnes svært mange støtteordninger for fornybar energi i Europa. Mange av støtteordningene er basert på de samme løsningene, men er konstruert svært forskjellig. De fleste land bruker også en kombinasjon av ulike støtteordninger. Sverige, Storbritannia og Frankrike og Italia har vært foregangsfigurer når det gjelder bruk av sertifikatløsninger, mens i de øvrige landene har bruk av innmatningstariffer vært mest utstrakt. Det skal nevnes at sertifikatordningen er kun pliktig i Sverige og Storbritannia. Finland skiller seg klart ut da de ikke gir produksjonsstøtte i noen form til fornybar energi. Finland allokterer støtten sin gjennom investeringsstøtte og skattefordeler, en såkalt fiskal støtte. Støtten her blir i større grad fokusert mot umodne teknologier.

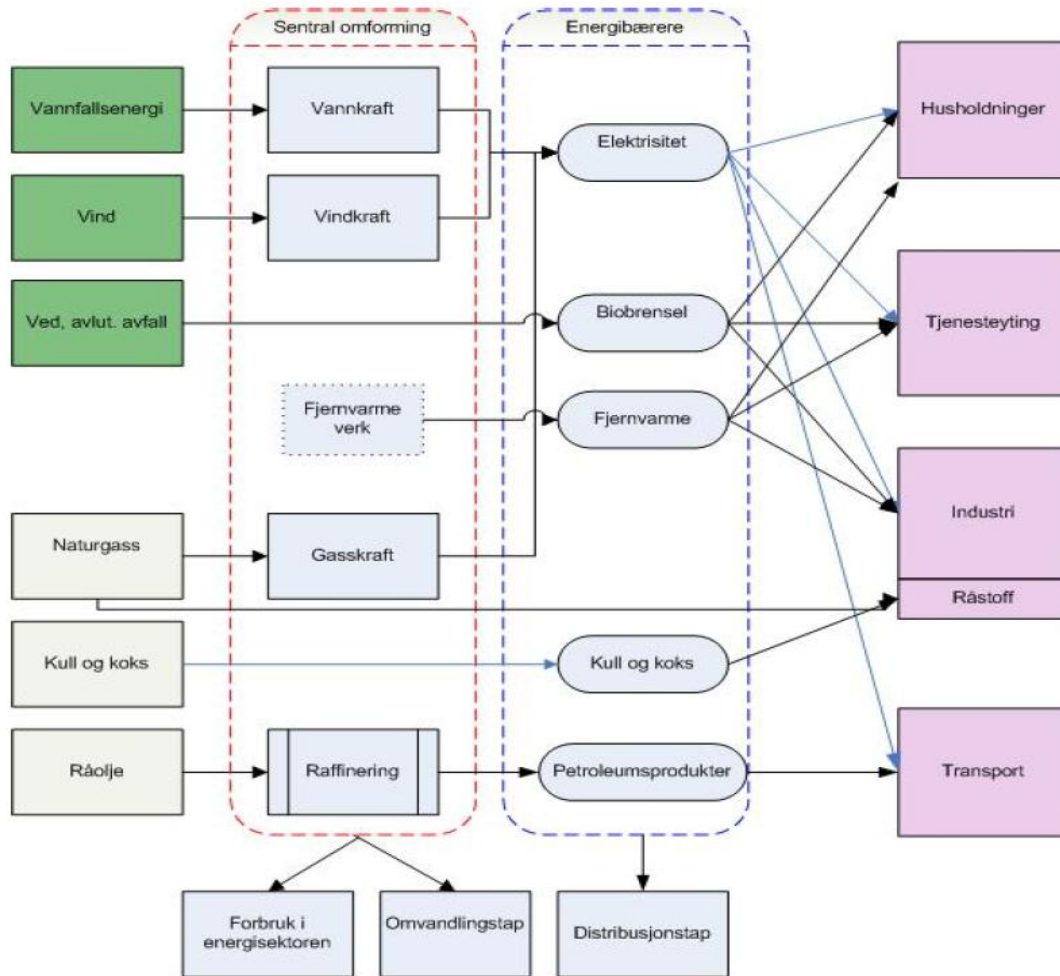
Måloppnåelsen i de forskjellige landene beror mer på hvordan støtten er utformet enn type støtte, men konklusjonen fra Econ går mot at innmatningstariffer har vært det mest effektive virkemiddelet for å utløse mer fornybar energi. Prosjektet innrømmer imidlertid at det ikke har vært vurdert grundig nok hvilken av støttesystemene som er mest effektivt for samfunnet. Prosjektet mener også at fundamental økonomisk teori tilsier at sertifikater burde vært det systemet som i størst grad utløste tilgjengelig fornybar energi, men at de ikke har nok data til å bevise dette. Econ sikter til at sertifikatordningen i Sverige har vært relativt vellykket, mens sertifikatordningen i Storbritannia har blitt ansett som dyr og ineffektiv. Dette antar vi skyldes at sertifikatordningen i Storbritannia har vært frivillig.

Videre viser gjennomgangen at mange land har ambisiøse mål, og satser forholdsvis mye på utvikling av fornybar energi. Historisk har ny fornybar energi vært helt avhengige av støtteordninger og dette vil også være tilfelle fremover, spesielt med tanke på EUs ambisiøse målsetninger. Sammenlignet med konvensjonelle teknologier vil det å velge løsninger med ny fornybar energi ofte kreve langt større initialkostnader med tilhørende risiko knyttet til teknologi så vel som marked.

6. En beskrivelse av elektrisitetsmarkedet

I denne delen av utredningen skal vi beskrive trekkene ved det norske kraftmarkedet og presentere de ulike interessenter. Vi skal også utdype om driverne bak spotprisen og dannelsen av denne. Dette er meget aktuelt i forholdt til et marked for grønne sertifikater da sertifikatmarkedet i svært stor grad beror på de forhold og trender som råder i elektrisitetsmarkedet.

I det norske samfunnet er alle avhengige av elektrisk kraft, det være seg privatpersoner eller industrielle aktører. 99 prosent av den norskproduserte elektrisiteten kommer fra vannkraft og distribueres fra produsent til sluttbruker gjennom et landsomfattende strømmnettverk. På grunn av den høye andelen av vannkraft i Norge, er energibalansen og energiprisen et usikkerhetsmoment. Det er mange strømprodusenter og strømleverandører i det norske markedet, men kun en systemoperatør, Statnett. Det norske nettverket henger sammen med nettverkene til de øvrige nordiske landene, som legger grunnlaget for prisdannelsen på den nordiske kraftbørsen Nord Pool.



Figur 6-1 Det norske energisystemet (Kilde: NVE)

Figur 6-1 viser hvordan energisystemet i Norge fungerer og hvem som er sluttbrukere for de respektive energikildene. I denne utredningen har vi kun fokus på elektrisitet med sluttbrukere innen husholdninger, tjenesteyting og industri, men figuren er allikevel en nyttig illustrasjon da man i mange sammenhenger omtaler energimarkedet som helhet, og ikke bare elektrisitetsmarkedet.

6.1 Interessenter i elektrisitetsmarkedet

Leverandører

Leverandører i kraftmarkedet er nettselskaper som har fått konsesjon til å levere strøm til sluttbrukerne. Nettselskapene henter sine inntekter fra overføringstariffer (nettleie) og må holde seg innenfor de rammene Norges Vassdrags og Energi forbund har fastsatt hva gjelder maksimale overføringstariffer¹⁷. Dette skal sikre at nettselskapene ikke får urimelig god fortjeneste og en sikker kraftleveranse uavhengig av geografi.

Alle nettselskaper er pålagt å benytte punkttariffer som betaling for overføring. Punkttariffer betyr at en nettkunde betaler samme overføringstariff uansett hvem vedkommende kjøper eller selger kraft til. Den enkelte nettkunde betaler bare overføringstariff til sitt lokale nettselskap. Forbrukere betaler en tariff for å ta ut kraft fra et punkt i nettet, mens kraftprodusenter betaler en tariff for å mate kraft inn i et punkt i nettet.

Produsenter

Det er nærmere 200 selskaper som produserer kraft i Norge, i følge Olje- og energidepartementet. Av disse driver ca. 50 selskaper kun med produksjon og har ikke interesser i andre deler av verdikjeden. De 10 største kraftprodusentene disponerer nesten 70 prosent total produksjonskapasitet. De fleste produsentene er eid av fylkeskommuner og kommuner. Ofte eier flere kommuner kraftselskaper i fellesskap. Mange av de privateide produksjonsverkene er industriverk som i all hovedsak produserer kraft til egen industrivirksomhet.

Da største kraftprodusentene i Norge er¹⁸:

- Statkraft
- BKK
- Norsk Hydro
- E-Co

¹⁷ Overføringstariffer er tariffen leverandøren tar for å distribuere elektrisitet fra produsent til sluttbruker.

¹⁸ OED, Fakta 2006

- Lyse
- Agder Energi
- Skagerak Energi

Tradere

Tradere i kraftmarkedet kan defineres på samme måte som tradere i andre finansielle markeder. Så lenge det eksisterer en kraftbørs for handel av kraftderivater vil spekulanter være i markedet. De største aktørene på kraftmarkedet, som Statkraft og øvrige store produsenter/leverandører, har egne tradingavdelinger som handler derivater i markedet med mål om å tjene mest mulig penger.

Myndighetene

Myndighetene har en form for monopolkontroll over markedet for å sikre brukernes rettigheter, legge til rette for et velfungerende kraftmarked og en effektiv drift og utvikling av nettet. Myndighetene er representert i kraftmarkedet gjennom flere instanser. Olje og Energi Departementet tilrettelegger en samordnet, helhetlig klimapolitikk, Næringsdepartementet forvalter statens eieransvar i Statkraft, Norges Vassdrags og Energiforbund overvåker landets vann- og energiresurser, kommuner og fylkeskommuner eier rundt 50 prosent av all produksjonskapasitet og Enova er statens organ for fremming av miljøvennlig energiproduksjon i Norge. I tillegg er det verdt å nevne konkurransetilsynet og forbrukertilsynet som sørger for at markedet fungerer for alle parter¹⁹.

Systemoperatører/overføringsnettet

Overføringsnettet i Norge består av luftlinjer, jord- og sjøkabler som er omtrent 300 000 km. Det tilsvarer over syv ganger jordas omkrets. Overføringsnettet

¹⁹ Regjeringen.no

deles inn i tre nivåer: sentralnettet, regionalnettene og distribusjonsnettene²⁰. Det er også flere linjer som er koblet mot utlandet for import/eksport av elektrisk kraft (se figur 6-2).



Figur 6-2- Kraftforbindelser til utlandet

Sentralnettet er hovednettet i kraftsystemet, mens regionalnettet og distribusjonsnettet er de lokale nettene som sørger for at sluttbrukerne får levert kraft. Å bygge kraftnettverk er svært kostbart og gjennomsnittskostnadene per transportert kWh er synkende med økende bruk av nettet. Dette gjelder følgende

²⁰ Statnett.no

kun dersom kapasiteten ikke er presset. Allikevel betyr dette at det vil være kostbart for samfunnet å ha flere parallelle nettverk i samme størrelsesorden. Av den grunn er elektrisitetsnettet i Norge et naturlig monopol der Statnett har ansvaret for utbygging, drift og vedlikehold.

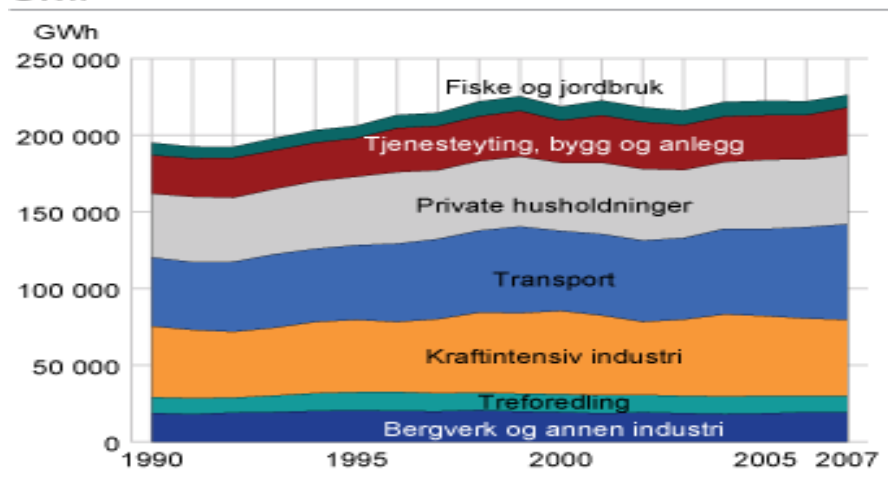
Norges Vassdrags og Energi forbund står for den løpende kontrollen med nettvirksomheten og har ansvaret for å fastsette en inntektsramme for hvert enkelt nettselskap. Inntektsrammen skal gjenspeile kostnadsforholdene i leveringsområdet som påvirkes av blant annet klima, topografi og bosetting.

De største nettselskapene i Norge er Hafslund, Agder Energi, BKK Nett, Lyse Nett, Fortrum Distribusjon med flere. For å bygge og drive et distribusjonsnett, kreves det som regel en områdekonsesjon i henhold til energiloven.

Sluttbrukere

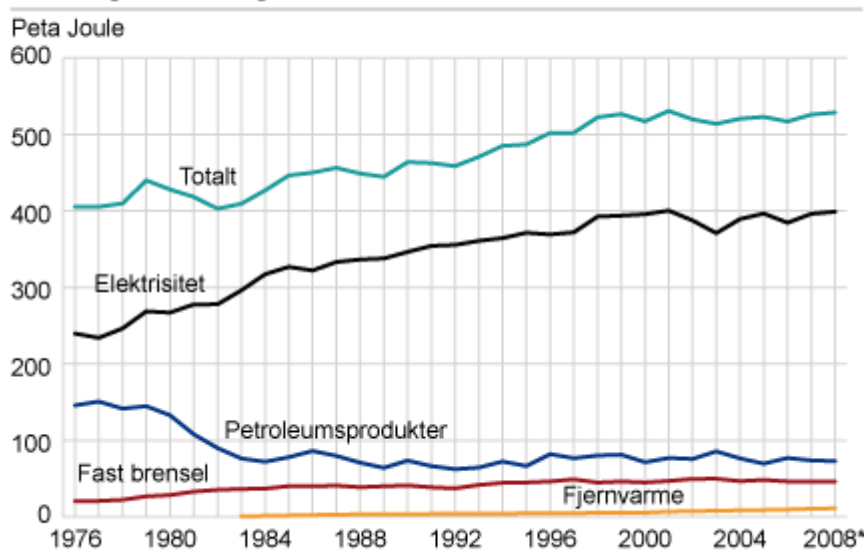
Sluttbrukere omfatter alle forbrukere av kraft, det være seg private husholdninger eller tungindustri. I Statistisk Sentralbyrås (SSB) beregning av energibruk for ulike forbrukergrupper inkluderes også transportnæringen. Disse bruker imidlertid energi fra nesten utelukkende petroleumsforedling og er ikke aktuell i forbindelse med denne oppgaven. SSB sin oversikt gir allikevel en god pekepinn på mønsteret i energiforbruket i Norge. Figur 6-3 viser at energiforbruket i Norge har steget jevnt de siste 30 årene og at elektrisitet har erstattet mye av den petroleumsintensive energien.

Energibruk for ulike forbrukergrupper. 1990-2007. GWh



Figur 6-3 - Sektorfordelt kraftforbruk Norge (Kilde: SSB)

Innenlands sluttforbruk av energi utenom råstoff og transport. Totalt og etter energivare. 1976-2008. Peta Joule



Kilde: Energiregnskapet.

Figur 6-4 - innenlands sluttforbruk av energi

I det nordiske kraftmarkedet skiller man gjerne mellom engrosmarkedet og sluttbrukermarkedet. Engrosmarkedet består av kraftprodusenter, kraftleverandører og store aktører innen industri og næringsliv, mens sluttbrukermarkedet omfatter alle som kjøper kraft til privat forbruk.

Dersom man kun ser på elektrisitetsforbruket fordelt på sluttbrukere er forbruk per sektor fordelt som vist i tabell 6-1. Tabell 6-2 viser det vektete forbruket²¹. På grunn av at transport er en svært petroleumsintensiv sektor er denne nærmest ubetydelig i denne sammenheng. Industri, husholdninger og tjenester står for mesteparten av forbruk.

El forbruk

TWh	Industri	Hushold	Tjeneste	Transport	Sum
Norge	56,42	34,94	25,19	0,56	117,11
Sverige	58,00	41,43	26,10	2,37	127,89
Danmark	29,31	49,09	23,01	0,38	101,79
Finland	13,34	6,22	4,70	0,85	25,10
Sum	157,06	131,69	79,00	4,15	371,90

Tabell 6-1- Elektrisitetsforbruk Norden

Vektet forbruk	Industri	Hushold	Tjeneste	Transport	Sum
Norge	48,2 %	29,8 %	21,5 %	0,5 %	100,0 %
Sverige	45,3 %	32,4 %	20,4 %	1,9 %	100,0 %
Danmark	28,8 %	48,2 %	22,6 %	0,4 %	100,0 %
Finland	53,1 %	24,8 %	18,7 %	3,4 %	100,0 %
Totalt	42,2 %	35,4 %	21,2 %	1,1 %	100,0 %

Tabell 6-2 - Vektet elektrisitetsforbruk Norden

²¹ Tallene i tabellene er regnet ut fra data innsamlet fra Statistisk Sentralbyrå (NO), Statistiska Centralbyrån (SVE), Statistikbanken (DK) & Statistics Finland

Bruk av energi i norske husholdninger

Privathusholdningene står for nærmere 30 prosent av elektrisitetsforbruket i Norge hvis vi ser bort fra transportsektoren. Av disse bor ca. 50 prosent i enebolig, 20 prosent i kjedet hus og knapt prosent i blokk, leiegård eller andre større boligkomplekser.

Energibruken i husholdningene var 46,2 TWh i 2001. Norge utmerker seg med et høyt forbruk av elektrisitet, som utgjør ca 80 prosent av total energibruk i husholdningene.

Energibruk i norske husholdninger har vokst med mer enn 50 prosent de siste 25 årene. Økt forbruk av elektrisitet til romoppvarming er den dominerende faktoren bak veksten. I tillegg har mer belysning og økt bruk av elektrisk utstyr drevet opp forbruket²².

²² Kraftkartet.no

7. Prisdannelsen i det nordiske kraftmarkedet

I dette kapitlet skal vi forklare og utdype flere av mekanismene som påvirker prisdannelsen i det Nordiske kraftmarkedet, Nord Pool. Spotprisen på den nordiske kraftbørsen fungerer som referanseprisen på kraft i Norge. Vi ønsker vi å analysere de ulike tilbuds- og etterspørselsdriverne som påvirker den nordiske kraftprisen, og undersøke hvilken betydning grønne sertifikater vil ha på sluttbrukerprisen for elektrisk kraft.

Vi har valgt å lage en regresjonsmodell for å modellere prisene i spot markedet, mens andre fundamentale variabler som er utelatt av regresjonsmodellen vil også analyseres for å bedre forstå hvilke faktorer som vil påvirke prisen, etterspørselen og tilbudet av elektrisitet.

Ettersom en stor andel av den samlede kraftproduksjonen i Norden består av vannkraft, vil nedbørsmengde og tilsigsforhold være avgjørende for prisdannelsen på kort sikt. På etterspørselsiden vil temperatur være den viktigste forklaringsvariabelen. Faktorer som økonomi, råvarepriser på olje kull og gass er også faktorer som vil påvirke spot prisen. Disse faktorene er ikke inkludert i regresjonsmodellen, men vil brukes i kapitel 10 for å analysere hvordan eksogene tilbud og etterspørselsjokk vil påvirke prisen og etterspørselen etter grønne sertifikater.

I dette kapitlet er det benyttet daglige og ukentlige spot priser i Nord pool området. Daglige vær data er hentet fra DChart, mens data for hydrokraftverkernes vannstands nivå er hentet fra Svensk Energi, SSB og NVE. I forbindelse med utregningene har vi benyttet programvarene Matlab og Minitab.

7.1 Nord Pool Spot

Nord Pool er den nordiske kraftbørsen og er per i dag verdens eneste tverrnasjonale kraftbørs og omfatter Finland, Sverige, Norge og Danmark. Nord Pool fungerer som handelsplass for kraft og dekker over 70 prosent av den totale verdien på nordiske konsumenters kraftforbruk. Gjennom Nord Pool kan kundene inngår finansielle avtaler om leveranser av kraft for å sikre seg mot svingninger i prisen. Nord Pool leverer detaljert pris- og markedsinformasjon om

hele det nordiske kraftmarkedet og er en meget kredibel kilde for aktører i markedet.

Nord Pool er delt inn flere selskaper og er involvert i flere andre markeder enn det nordiske kraftmarkedet. I denne oppgaven skal vi kun ha fokus på kjernevirksomheten til Nord Pool som er nettopp det nordiske kraftmarkedet og er organisert som Nord Pool ASA. Nord Pool ASA er eid av Statsnett og Svenska Kraftnät med 50 prosent hver²³.

Nord Pools kjernevirksomhet kan deles inn i tre områder; det fysiske markedet, det finansielle markedet og oppgjør. Det fysiske markedet er grunnlaget for all handel av kraft i det nordiske markedet og danner spotprisen på kraft.

Spotprisen legger grunnlaget for det finansielle markedet hvor medlemmer av børsen kan handle derivater. Finansielle kraftderivater brukes vanligvis til å sikre seg garanterte priser og dermed fjerne risikabel prissvingning. For aktører innen industri er dette meget aktuelt. Nord Pool tilbyr kontrakter med opptil seks års varighet, basert på dager, uker, måneder, kvartiler eller år.

Opgjøringsavdelingen (clearing house) garanterer for oppgjør og leveranse for de finansielle kontraktene som inngås. Med dette reduserer Nord Pool risiko for både kjøper og selger i markedet.

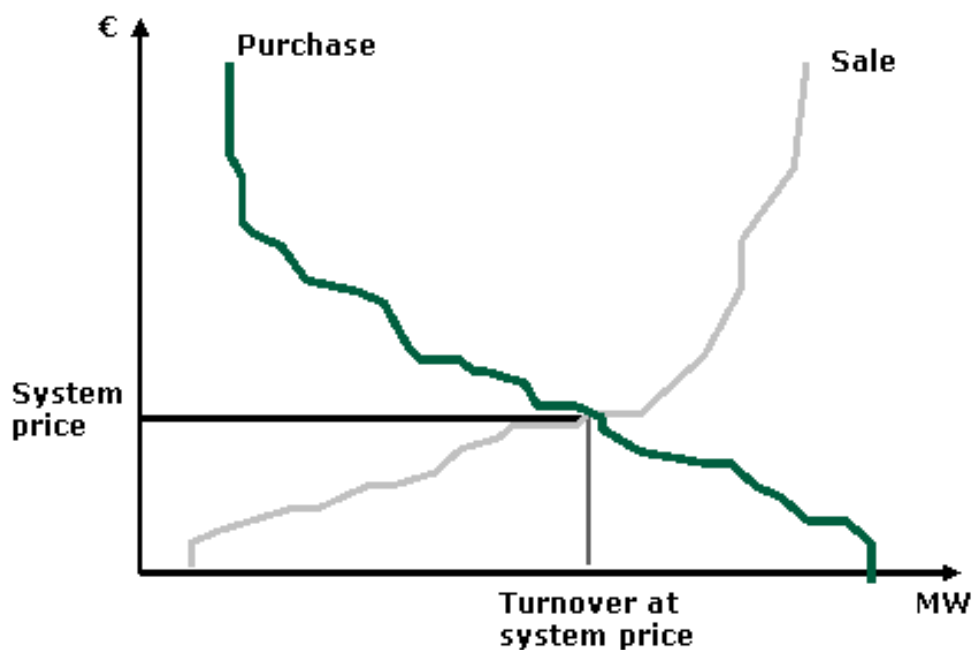
Nord Pool er en svært viktig bidragsyter til det nordiske kraftmarkedet da det i aller høyeste grad bidrar til å gjøre markedet transparent. Informasjon er viktig for alle parter i markedet, spesielt kjøpere av kraft på alle nivåer. Prisen på kraft har mye å si for industrien så vel som private husholdninger.

7.1.1 Spotprisdannelse på Nord Pool

Den grunnleggende rollen til markedsprisen er å skape likevekt mellom tilbud og etterspørsel. Dette er spesielt viktig i kraftmarkedet ettersom det ikke er mulig å lagre elektrisitet (og de største kostnadene er assosiert med feil under leveransen). I spotmarkedet på Nord Pool spot handles det elektrisitetskontrakter for fysisk levering av elektrisitet for neste dag. Prisen

²³ Nordpool.no

dannes som et resultat av en tosidet uniform prisauksjon, hvor det legges inn bud for kjøp og salg for hver time det kommende døgnet (Wenron, 2006). Prisen blir bestemt ut fra de forskjellige budene som markedsadministratoren mottar opptil det tidspunktet hvor auksjonen avsluttes. Når tidsfristen for å legge inn bud er ute, samles alle ordrene slik at det dannes en aggregert tilbuds- og etterspørselskurve for hver time. Figur 7-1 illustrerer hvordan spotprisen dannes i skjæringspunktet mellom tilbud og etterspørsel. Handel basert på dette prinsippet kalles likevektshandel. Hvis man ikke finner et krysningspunkt innenfor et tidsintervall vil det ikke foretas noen handel/transaksjoner.

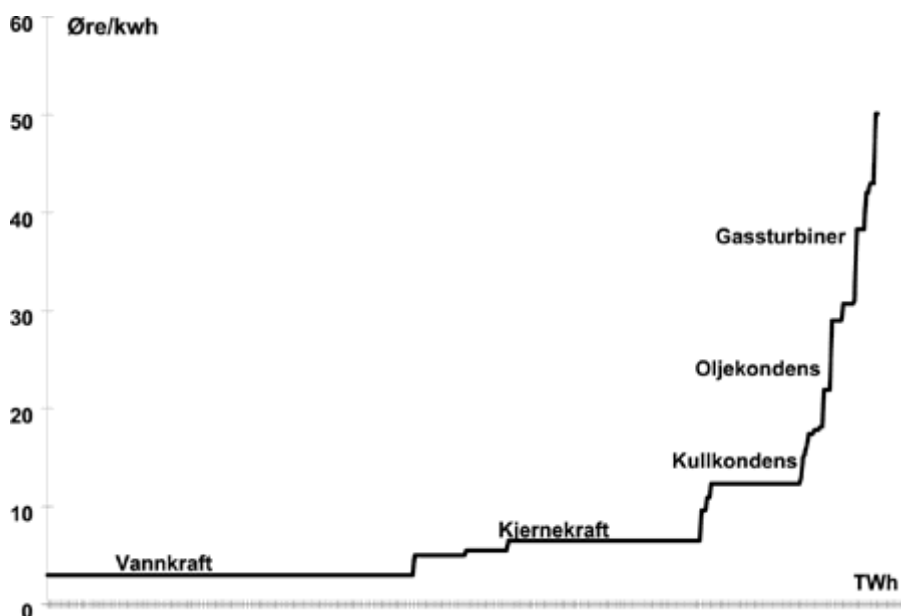


Figur 7-1 Prisdannelse, kilde: Nord Pool

Etter at spotprisen (systemprisen) er bestemt for en gitt time i den neste 24-timers perioden, begynner Nord Pool å analysere potensielle flaskehals i overføringsnettene som en konsekvens av systemprisen. Hvis det ikke identifiseres noen flaskehals vil systemprisen reflektere spotprisen i hele Nord Pool området. Hvis det på en annen side identifiseres flaskehals vil det dannes spotpriser for ulike områder (soner), som er forskjellig fra systemprisen. I oppgaven vil vi anta at det dannes en felles spotpris for hele Nord Pool området.

Nord Pool spot er med andre ord ikke et spotmarked i klassisk forstand, ettersom systemoperatørene trenger en advarsel i forkant for å verifisere at det er mulig for overføringsnettene å levere den etterspurte kraften.

Likevektsprisen i Nord Pool Spot reflekterer kostnaden av å produsere en kWh kraft fra den dyreste energikilden som benyttes for å møte etterspørselen i markedet, enten i form av kraftkilder i Nord Pool regionen, eller fra prisen på import. Likevektsprisen reflekterer også prisen konsumentene er villig til å betale for den siste kWh som er nødvendig for å møte etterspørselen, man kan derfor si at prisdannelsen i Nord Pool spot markedet er samfunnsøkonomisk effektiv (Wenron, 2006).



Figur 7-2 Marginalkostnader Norden (kilde: OED)

Det finnes store forskjeller mellom de variable produksjonskostnadene for de ulike energikildene (figur 7-2), hvor vann og kjernekraft er typiske eksempler på energikilder med lave variable kostnader, og gass turbiner befinner seg på andre siden av skalaen. Den primære rollen til et organisert spot marked for elektrisitet er å maksimere kostnadseffektiviteten ved å møte etterspørselen med kraft fra den kilden med lavest kostnader per kWh. Ved høy etterspørsel er man imidlertid nødt til å levere elektrisitet fra energikilder med høyere produksjonskostnader, dette er en av årsakene til prishoppene vi kan observere i spot prisen for elektrisitet, dette skal vi komme tilbake til i ett senere avsnitt.

7.2 Faktorer som påvirker spotprisen

Nedbørsmengde

I underkant av 200 TWh²⁴ eller omtrent 50 prosent av det nordiske kraftmarkedet forsynes av vannkraft, og det er derfor naturlig at nedbørsmengden vil ha påvirkning på kraftprisen. Mye nedbør gir mer vann og tilsig til vannmagasinene som vil øke tilbudet av kraft, som igjen gir lavere priser. I år med mye nedbør eksporteres en større andel kraft sørover til Europa, mens det i år med mindre nedbør importeres en større andel kraft fra Europa.

Temperatur

Elektrisitet brukes til oppvarming av boliger. Ved lave temperaturer vil etterspørselen etter elektrisitet øke, som fører til at elektrisitetsprisen øker da dyrere kapasitet må tas i bruk for å møte etterspørselen. Ved høye temperaturer ser vi at etterspørselen reduseres og at elektrisitetsprisen faller.

Økonomisk utvikling (BNP)

Endringer i produksjon av varer og tjenester, uttrykt som BNP forventes å virke inn på kraftforbruket, og vil derfor påvirke spotprisene. Nedgangstider vil eksempelvis føre til lavere etterspørsel og fall i spotprisen. Det nordiske kraftmarkedet blir også påvirket av økonomiske forhold i andre land som for eksempel Russland, Tyskland og Polen ettersom det handles strøm md disse markedene. Forholdet mellom utviklingen i BNP og konsumet av kraft kalles energiintensitet og kan uttrykkes som energiforbruk (f. eks. målt i kilowattimer, kWh) per krone av BNP

²⁴ Framtiden.no – arbeidsnotat 2008/02

Olje, kull- og gasspriser

Store deler av det Europeiske kraftmarkedet domineres av kullkraft. I Tyskland leveres for eksempel 49 prosent av kraften fra kullkraftverk²⁵. Når kullprisen stiger øker også produksjonskostnadene for kullkraftverkene. Hvis kullprisene stiger til et nivå hvor det ikke lenger er lønnsomt å benytte kull til kraftproduksjon vil produksjonen reduseres. Dette gir fallende tilbud av kraft, og høyere kraftpriser (som påvirker det nordiske markedet). Kullprisen er linket opp mot dollarkursen, hvor lavere dollarkurs gir lavere kullpriser²⁶. En lav dollarkurs fører til billigere kullproduksjon og kan bidra til lavere kraftpriser gjennom økt eksport fra det Europeiske til det Nordiske kraftmarkedet.

På samme måte som med kullpriser er prisene på kraft fra gass og olje en viktig driver av den nordiske spotprisen.

Produksjonskapasitet

Produksjonskapasiteten vil påvirke tilbudet av kraft. Hvis det bygges ut ny produksjonskapasitet får vi økt tilbud, med mindre dette økte tilbudet møter en høyere etterspørsel vil kraftprisen synke. Det forventes at kraftforbruket vil øke over tid, og da er man avhengig av å bygge ut produksjonskapasiteten for å unngå høyere kraftpriser.

7.3 Trender i spotprisutviklingen og beskrivelse av data

For å analysere ukentlige variasjoner i spotprisen har vi brukt daglige spotpriser fra perioden 1.1.2001 til 31.12.2009, mens det for den overordnede analysen er benyttet ukentlig spotpriser i perioden 1995 til 2009.

²⁵ Worldcoal.com

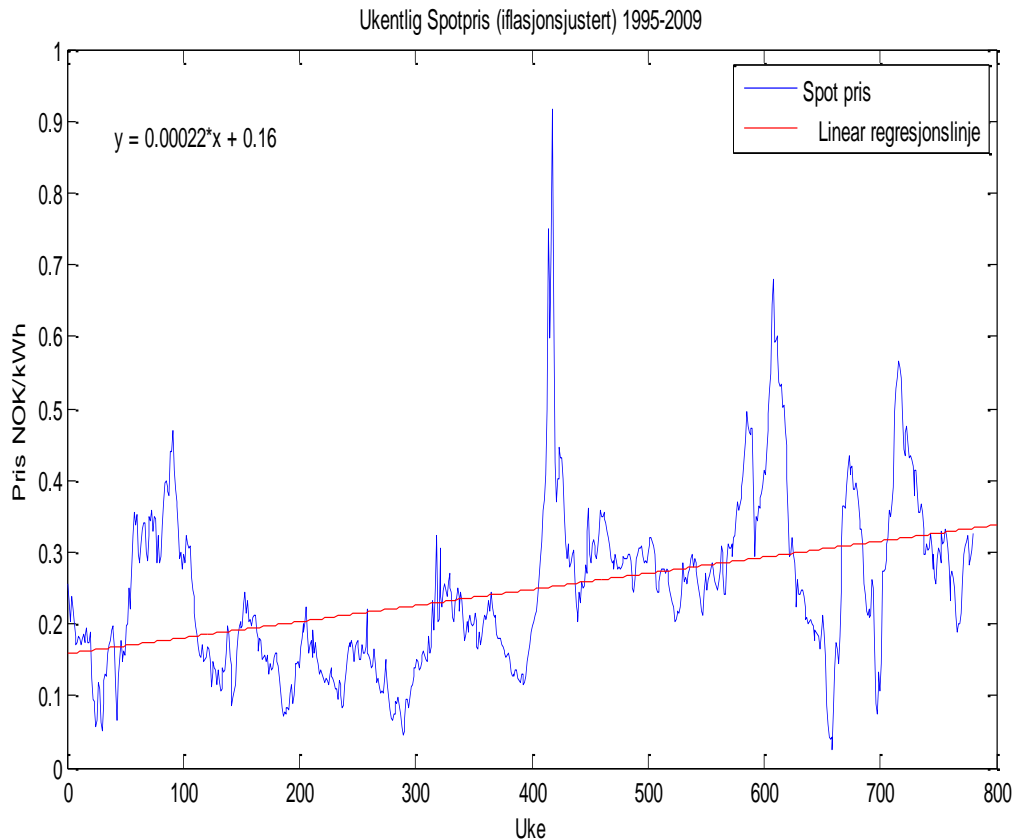
²⁶ Tronderenergi.no

Tabell 7-1 viser deskriptiv statistikk for ukentlige spotpriser (1995-2009).

Gjennomsnitt	0,24608 NOK/kWh
Standardavvik	0,11642 NOK/kWh
Minimum	0,02609 NOK/kWh
Maksimum	0,91777 NOK/kWh
Skewness	1,10
Kurtosis	2,35
Antall observasjoner	782

Tabell 7-1 Spotprisstatistikk 1995-2009

I figur 7-3 har vi plottet inn ukentlige spotpriser fra perioden uke 1; 1995 til uke 52; 2009. Vi kan observer store variasjoner i spotprisen, og vi kan bare ved å se på plottet identifisere noen ekstreme år, hvor prisen har vært svært høy eller svært lav. Ved å legge til en regresjonslinje finner vi at prisene er stigende over tid. Dette kan skyldes flere ting, hvor for eksempel en innføring av CO2 kvoter i 2005 er forventet å ha gitt en gjennomsnittlig høyere spot pris. Prisene er oppgitt i NOK/kWh, og fra regresjonslinjen (Matlab) ser vi at prisene i gjennomsnitt vil øke med 0,00022NOK per uke, som tilsvarer 0,01144 NOK per år.



Figur 7-3 Inflasjonsjustert spotprisutvikling 1995-2009

Figuren viser den ukentlige Nord Pool spot prisen i perioden 1.1.1995-31.12.2009, med 780 observasjoner. Ukentlig spotpris er beregnet ut fra et aritmetisk gjennomsnitt av den daglige prisen. Prisen vises i Nok/kWh og tallene er inflasjonsjustert.

7.3.1 Volatilitet

I følge (Pilipovic, 1998) er elektrisitetspriser stokastiske, hvor hver prisendring består av et deterministisk og et stokastisk ledd. Det stokastiske leddet sier noe om tilfeldigheten i prisen over en tidsperiode, og volatiliteten sier noe om størrelsen (styrken) til denne tilfeldigheten.

Pilipovic hevder også at volatiliteten kan beskrives som en funksjon av tid bestående av et deterministisk og et tidsvarierende stokastisk ledd.

Konstant volatilitet beregnes matematisk:

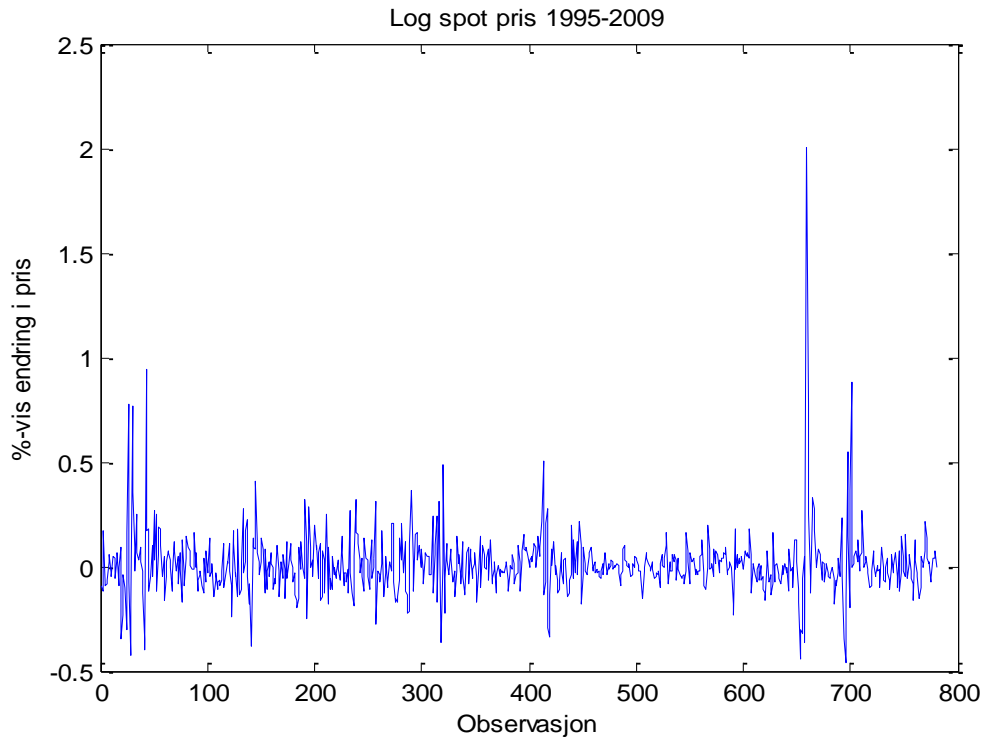
$$[7.1] \sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \mu)^2}{N}}$$

hvor μ er gjennomsnittsverdien til datasettet og N er antall observasjoner.

Spotpriser karakteriseres av svært høy volatilitet sammenliknet med andre råvarer. (Wenron, 2006) og (Lucia & Schwartz, 2000) har beregnet en daglig volatilitet i perioden 1993-1999 på 0,099, som tilsvarer en årlig volatilitet på $0,099 \cdot 365^{0,5} = 189 \%$.

En av årsakene til den høye volatiliteten skyldes at det er umulig å fysisk lagre elektrisitet, og at produksjon og konsum må skje samtidig. Tilbuds- og etterspørselsjokk vil ha direkte påvirkning på elektrisitetsprisen, og vil ikke umiddelbart gattes ut av henholdsvis økt etterspørsel og tilbud. Tilbud og etterspørsel må kontinuerlig balanseres i overføringsnettene for å forhindre at overføringsnettene kollapser.

Vi har plottet den logaritmiske prisendringen for spot prisen i perioden 1995-2009, og vi kan se fra Figur 7-4 at det er store variasjoner i spot prisen på elektrisitet. Dette indikerer at spotprisen er svært volatil.



Figur 7-4 Logaritmisk spotpris 1995-2009

For å finne et mål på volatiliteten i elektrisitetsprisene i perioden 1995-2009 beregner vi standardavviket til den logaritmiske prisendringen.

Ved å gjennomføre datadeskriptiv statistikk i Matlab får vi et standardavvik på 0,1512. Dette betyr at spot prisen for denne perioden har en årlig volatilitet på $(0,1512) * (52)^{0,5} = 1,0903 = \mathbf{109\%}$ (Lucia & Schwartz, 2000).

7.4 Ekstrempriser

I oppgaven har vi analysert flere ulike datasett. Daglige spotpriser fra 2000 til 2009 blir benyttet for å finne ukentlige sesongvariasjoner, mens ukentlige spotpriser fra perioden 1995-2009 er brukt for å lage den langsiktige regresjonsmodellen.

Verken de ukentlige og daglige spotprisene er perfekt normalfordelte, og viser skewness og kurtosis i fordelingen. Dette betyr at datasettene har høyere sannsynlighet for positive ekstremverdier, og peaken på fordelingen er noe høyere enn ved perfekt normalfordeling²⁷.

8. Analyse av sesongbaserte trender på spotprisen

Det finnes ulike typer sesongvariasjoner i prisen for Nord Pool spot; daglige, ukentlige og årlige. I oppgaven vil vi ser bort fra de daglige sesongvariasjonene. Vi vil benytte oss av fast Fourier Transform (FFT) for å identifisere de ulike sesongvariasjonene i datasettet. De årlige sinuskurver vil bli brukt for å modellere langsiktige spot priser i elektrisitetsmarkedet.

Videre vil vi analysere de ulike forklaringsvariablene til spot prisen, som for eksempel temperatur og vannstanden i hydrokraftverkene.

Oppsummert ønsker vi å gjøre denne analysen for å kunne bli nærmere kjent med driverne av spotprisen og for å kunne utlede den langsiktige spotprisen på en sikrere måte senere i utledningen.

²⁷ Se appendiks del B

8.1 Teoretisk rammeverk for analysen

8.1.1 Fast Fourier Transformasjon (FFT) og spektralanalyse

De fleste tidsserier inneholder komponentene sesongvariasjoner og trend (Keller, 2005). Trenden beskriver som oftest den lineære komponenten i dataen som endrer seg over tid, og som ikke repeterer seg over tidsintervallet.

Sesongkomponentene derimot repeteres systematisk over tid.

For å identifisere trenden kan man ganske enkelt utføre en regresjonsanalyse på datasettet, for så å finne en funksjon som beskriver trenden. Vi utførte en regresjon på den originale ukentlige dataen (1995-2009). Regresjonen gav funksjonen $y = 0,16 + 0,00022 \cdot t$, hvor t beskriver observasjonen i datasettet.

Pliopovic (2008) har hevdet at spot prisen på elektrisitet i enkelte markeder kan beskrives av to sinusliknende funksjoner. Discrete Fourier Transform (DFT) er et redskap for å finne sykliske trender og “periodisitet” i input data, og den beskriver også styrken (frekvensen) til hver av de periodiske komponentene. DFT brukes for å transformere input data fra tidsplanet til frekvensplanet, og den dekomponerer en sekvens av verdier til komponenter av ulik frekvens (Wenron, 2006).

Det er komplekst å forklare tolkningen av en diskret Fourier transformasjon, men generelt kan vi si at vi ved å utføre en diskret Fourier transformasjon på reelle tall vil utdataen bestå av komplekse tall med samme lengde (n -observasjoner).

Det er tidkrevende og krever grundige kalkulasjoner for å utføre DFT, og en Fast Fourier Transform (FFT) analyse er et nyttig redskap for å beregne diskret Fourier Transform (DFT) og dens invers, på en hurtigere måte ved hjelp av dataprogram. FFT er med andre ord en måte å beregne det samme resultatet på en mer effektiv måte.

Som med DFT kan en FFT analyse brukes for å finne sykliske mønster i et datasett. Hensikten med analysen er å dekomponere en tidsserie med sykliske komponenter og finne de underliggende sykliske trendene i utvalget

(Weron,2006), det vil si sinus og cosinus funksjoner med spesifikke faser, her beskrevet som w . Perioden T for en sinus (eller cosinus) funksjon er definert som lengden (tiden) for en full syklus. Med andre ord er T den resiproke verdien av frekvensen w : $T=1/w$.

Fasen til en underliggende syklus er typisk uttrykket for frekvensen til syklusen, som betyr antallet sykluser per enhet tid. For en matematisk beskrivelse av FFT se appendiks E.

8.1.2 Mean Reversion

Ved mean reversion vil en gitt verdi av en variabel bevege seg mot en gjennomsnittsverdi over tid, hvor det forekommer fluktuasjoner over og under denne gjennomsnittsverdien. I følge Lucia og Schwartz (2000), har elektrisitetspriser egenskaper som mean reversion, hvor elektrisitetsprisen fluktuerer rundt en gjennomsnittspris, hvor gjennomsnittsprisen også kan bestå av et driftkomponent over tid. I elektrisitetsmarkedet er det ikke uvanlig å observere pris hopp med rask mean reversion som faller tilbake til det naturlige prisnivået.

Den sykliske trenden beskrevet av Fourier transformasjonen vil benyttes for å beregne gjennomsnittsverdien strømprisen beveger seg mot ved et eventuelt prishopp, og beskrives av en årlig syklus med drift. Avvik fra denne trenden beskrives av andre forklaringsvariable som representerer et avvik fra gjennomsnittsverdien.

8.1.3 Korrelasjon

Korrelasjon er et mål på styrken til den lineare sammenhengen mellom to variable. Ved å måle korrelasjonen mellom for eksempel temperatur og elektrisitetspris vil dette gi oss et mål på i hvor stor grad temperaturen og

elektrisitetsprisen samvarierer, og vi kan i enkelte tilfeller forutsi verdien til den ene variabelen ved å kjenne verdien til den andre (Keller, 2005)²⁸.

8.1.4 Validering av modellen

Autokorrelasjon

I tidsserier oppstår det av og til et problem med autokorrelasjon. Et krav i regresjonsmodellering er at feilleddene til forklaringsvariablene skal være uavhengige. Ved autokorrelasjon menes det at tidsserien selvkorrelerert, og det eksisterer en avhengighet mellom naboverdiene i datasettet (utover sesongvariasjon og trend). Residualene i modellen er testet for autokorrelasjon (Løvås, 2004).

Hetroskedastisitet

For at forklaringsvariablene skal kunne brukes i regresjonsmodellen må variansen til feilleddet være konstant, dette er kalt hetroskedastisitet. Hvis forklaringsvariabelen ikke tilfredsstillter dette kravet vil variabelen bli forkastet. Vi tester for hetroskedastisitet i feilleddet til variablene ved å plote residualene mot den avhengige variabelen (Keller, 2005).

R²

R² sier noe om styrken til det lineare forholdet til regresjonsmodellen og den avhengige variabelen. Vi ønsker en høyest mulig verdi av R².

ANOVA

For å teste validiteten og analysere variansen til modellen benytter vi ANOVA (analysis of variance) i Minitab. Hensikten med denne analysen er å sammenlikne variasjonen innad i gruppene/variablene med variasjonen mellom gruppene/variablene. Nullhypotesen i en slik analyse er at gruppene er like, som betyr at vi forventer liten variasjon mellom gruppene. For å teste nullhypotesen

²⁸ Utfyllende om korrelasjon i appendiks del F

beregner vi F-verdien. Høye F-verdier indikerer at mye av variasjonen i den avhengige variabelen (spotprisen) forklares av regresjonsmodellen, og modellen beholdes. Motsatt indikerer en lav F-verdi at mye av variasjonen i den avhengige variabelen ikke forklares av regresjonsmodellen, og modellen forkastes. Ved $F > F_{\alpha, k, n-k-1}$ beholdes modellen, hvor k er antallet forklaringsvariable og n er antallet observasjoner. (Keller, 2005)

8.2 Gjennomføring av analysen

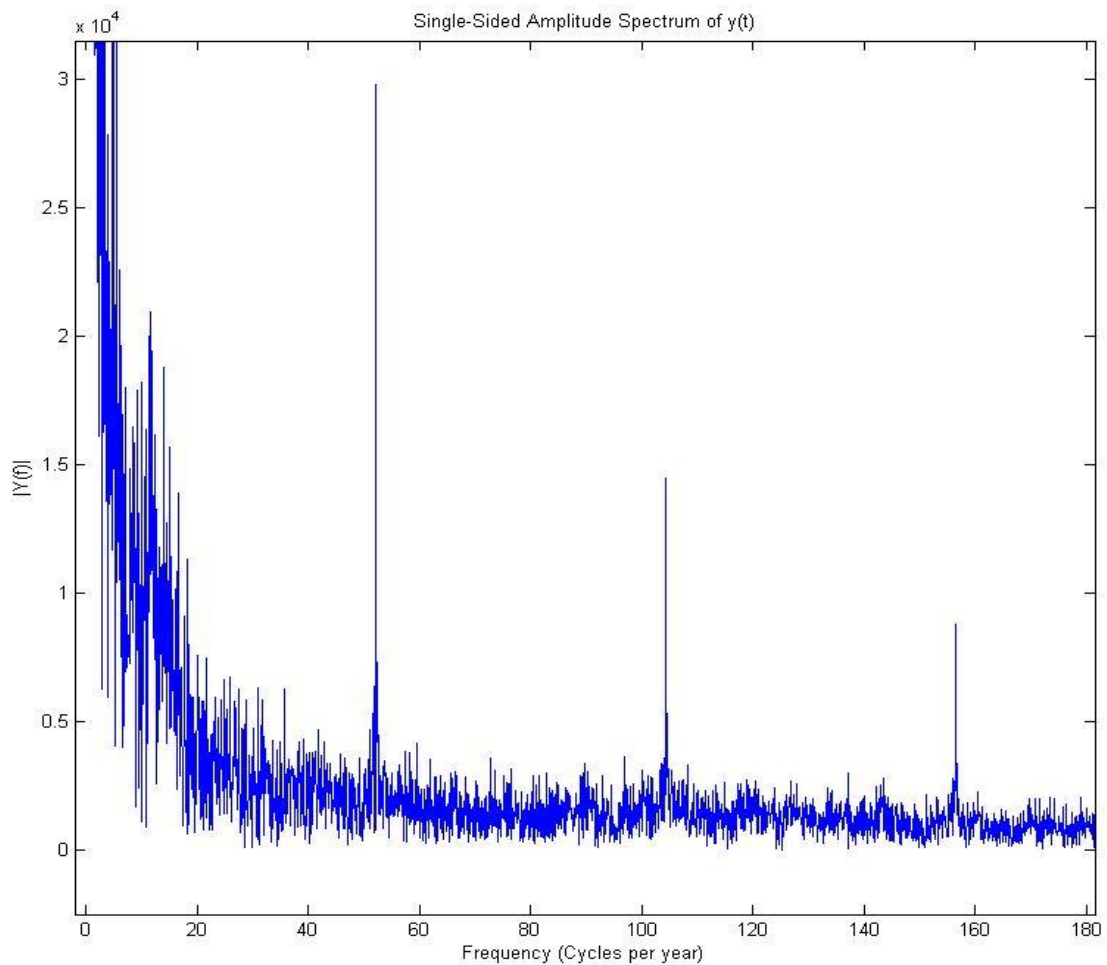
8.2.1 FFT analyse på sesongvariasjonene i spotprisen

Ved å utføre FFT på det originale datasettet omformes dataen fra tidsplanet til et frekvensplanet, hvor hele datasettet blir dekomponert til en rekke sinus og cosinusfunksjoner som beskriver datasettet. Tydelige tagger/spisser med høy amplitude, som skiller seg ut fra støyen i FFT plottet vil markere trender i datasettet med ulik frekvens.

Ukentlige sesongvariasjoner

Vi utførte en FFT på et datasett²⁹ bestående av daglige spotpriser fra 1.1.2000 til 31.12.2009. Datasettet har intervaller på en dag, og viser frekvensen på syklusene per år. Det er brukt et aritmetisk snitt for å beregne daglige Nord Pool spotpriser. Figur 8-1 viser at det er tre klare trender i datasettet på frekvensene 52,16, 14,3115, og 156,499. Dette tilsvarer sykluser som går over henholdsvis 6,99 (365/52,16), 3,499 (365/104,31159) og 2,33 (365/156,499) dager, altså en ukentlig og intra-ukentlige trender.

²⁹ Se appendiks del C for Matlab script



Figur 8-1 FFT plot daglige spotpriser 2000-2009

Resultatet fra FFT plottet viser at det eksisterer en klar ukentlig trend (frekvens 52,16) og to inter ukentlige trender (frekvens hhv 104,3115 og 156,499).

Ved å definere x-aksen som indeksen for de ulike sinuskurvene beskrevet av datasettet fra FFT, kan vi finne de sinuskurvene som tilhører/beskriver disse frekvensene i utdataen (Matlab).

1: -1.4865e+004 -8.5960e+002i

2: -6.6431e+003 +2.8723e+003i

3: -1.9612e+003 +3.9296e+003i

Sinus og cosinuskurvene beskrives av komplekse tall, og disse tallene kan anvendes ved å sette inn i funksjonen:

$$[8.1] X = A \cdot \cos(wt) + B \cdot \sin(wt)$$

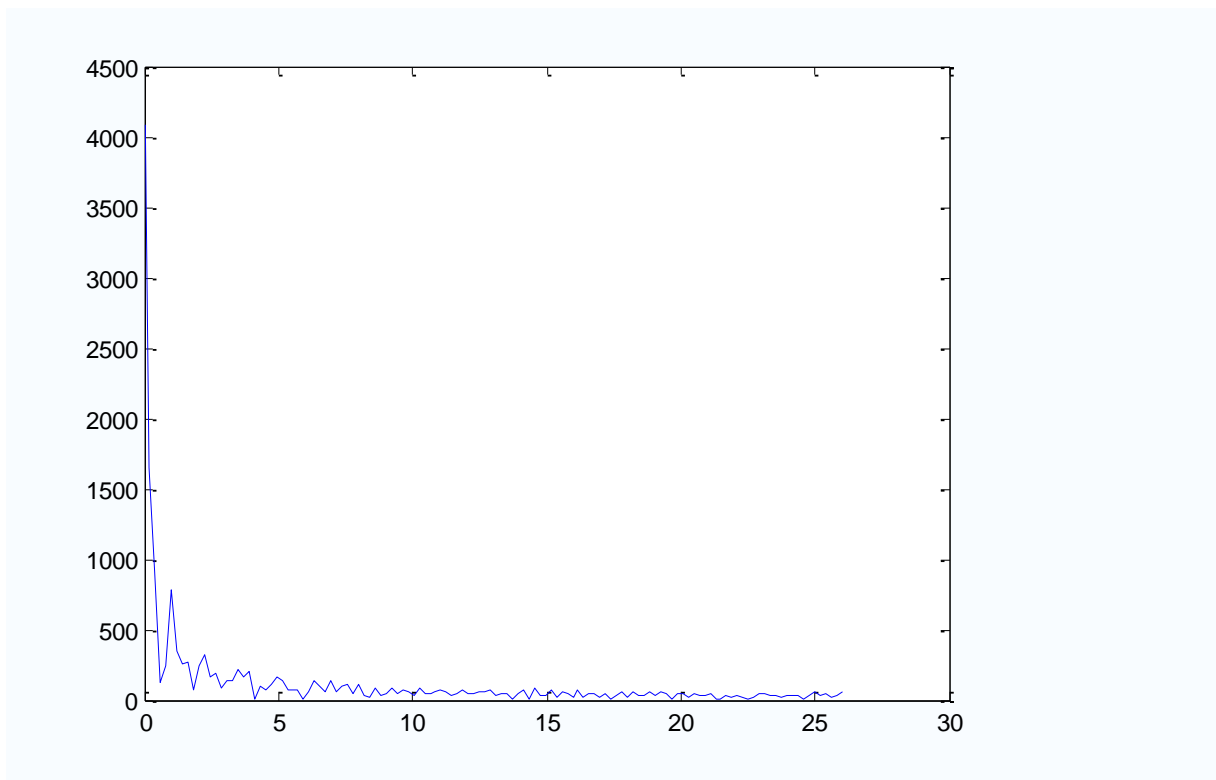
Hvor A er realdelen, og B den imaginære delen av det komplekse tallet. W er frekvensen, f.eks. 1 uke. Hvis vi legger sammen disse funksjonene vil vi få en ukentlig syklus illustrert av figur 12-6 i appendiks del D. Denne kurven viser de tre ukentlige sesongvariasjonene. Ved å gå tilbake i datasettet finner vi at dag 1 er en lørdag. Sesongvariasjonen viser derfor at strømprisen er høyest i ukedagene (høyest på onsdagen) og faller mot slutten av uken.

Årlige sesongvariasjoner

For å finne den underliggende årlige sesongvariasjonen har vi valgt å benytte FFT analyse på såkalte "normalår", hvor spot prisen viser en klar årlig sesongvariasjon³⁰. Her ble det benyttet ukentlige spot priser fra perioden 1997 til og med mars 2000, hvor det ikke er observert noen ekstremverdier for spot prisen, og hvor spotprisen er mer normalfordelt³¹.

³⁰ Se appendiks del G

³¹ For deskriptiv statistikk: se appendiks del B



Figur 8-2 FFT plott for ukentlige spotpriser 1997-2000

Vi får et klart utslag i FFT plottet med en frekvens lik 1. Dette beskriver en trend med fase på 1 år. Ved å gå inn i output dataen fra FFT analysen finner vi at denne frekvensen tilsvarer det komplekse tallet:

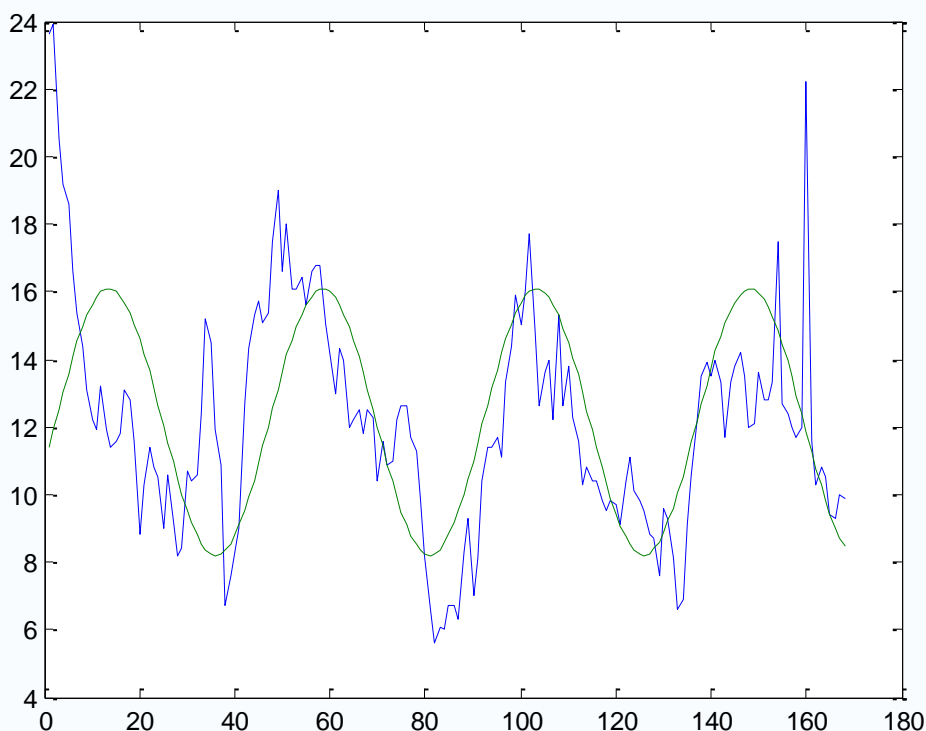
$$3.6602e+002 - 1.4617e+002i$$

Vi setter det komplekse tallet inn i ligning [8.1] og får verdien:

$$[8.2] \quad 0,036602 \times \cos\left(\frac{2\pi}{52 \times t}\right) - 0,014617 \times \sin\left(\frac{2\pi}{52 \times t}\right)$$

Figur 8-3 illustrerer den predikerte årlige sesongvarisjonen (grønn kurve) for spotprisen i perioden 1997-tom. Mars 2000 og den faktiske spotprisen (blå kurve)³².

³² Se appendiks del D, figur 12-12



Figur 8-3 Sesongvariasjon og faktisk spotpris 1997-2000

For å finne startverdien for plottet av funksjonen benytter vi den lineare regresjonslinjen til datasettet for perioden 1995-2009. Denne er gitt ved $X=0,16+0,00022 \cdot t$. Dette betyr at den årlige sesongvariasjonen vil ha en stigning tilsvarende regresjonslinjen, hvor $X=0,16$ for $t=0$.

Likningen for spot prisen ved normalår blir derfor:

$$[8.3] X = ((0.16 + 0.00022 \times t) + (0,036602 \times \cos\left(\frac{2\pi}{52 \times t}\right)) - 0,014617 \times \sin\left(\frac{2\pi}{52 \times t}\right))$$

8.2.2 Korrelasjon mellom spotpris og temperatur

Temperatur forårsaker endring i etterspørsel av elektrisitet og dermed sesongvariasjoner i elektrisitetsprisene. Vi ønsker å finne sammenhengen mellom temperatur og strømpris, og hvorvidt temperatur kan brukes som en forklaringsvariabel for elektrisitetsprisen.

For å beregne gjennomsnittstemperaturer i Norden har vi benyttet historiske temperaturer i de 20 største nordiske byene fylker³³ og vektet temperaturen med hensyn på størrelsen til de respektive byene (innbyggere). Det tas som en forutsetning at de byene med størst befolkning vil ha størst påvirkning på elektrisitetskonsumet og derav spot prisen ved temperaturendring.

Temperaturene er beregnet fra perioden 1.1. 2000 til 31.12.2008, ettersom tall fra 2009 var svært mangelfulle. På enkelte datoer mangler det observasjoner, disse temperaturene blir beregnet ut fra et aritmetisk snitt

For å beregne korrelasjonen mellom temperatur og spot pris har Lucia og Torró (2005) benyttet seg av temperatur indeksen utviklet av Swedish Meteorological and Hydrological Institute (SMHI). SMHI har utviklet en konsum indeks, NTI, oppgitt i grader celsius. Indeksen er estimert ved å måle konsum temperaturen for hvert land i Skandinavia, ved å finne en vektet temperatur for Norge, Sverige, Finland og Danmark. For å beregne konsum temperaturen har de plukket ut de største byene i hvert land og vektet dem slik at den byen med høyest konsum av elektrisitet har fått høyest vektning. Vi har valgt å bruke vår egen indeks, T, ettersom det vi ikke har fått tilgang på vektingen i konsum temperatur indeksen benyttet av Lucia og Torró.

Lucia og Torró definerer en ny indeks kalt Heating Degreees of each Week (HDW). Denne tar utgangspunkt i en komfortabel temperatur på 18 grader celsius og temperatur konsum indeksen (NTI). HDW_t beregnes som følger:

$$[8.4] \quad HDW_t = \sum_{i=t}^7 (18 - NTI_{t,i})^+$$

HDW_t er den akkumulerer forskjellen mellom temperaturen på 18 grader celsius og NTI for hver dag i uken. Vi har tatt utgangspunkt i vår egen indeks (T), hvor det historiske gjennomsnittet for uken w ($w=1,2,\dots,53$) i årene y ($y=1995,\dots,2008$)

³³ DChart

er beregnet ut fra det ukentlige aritmetiske snittet til HDW_t i perioden 1995 til 2009. Den temperaturavhengige variabelen vil se ut som følger:

$$[8.5] HDW_t = (HDW_t - \text{historisk gjennomsnitt}_{w,y-1})^+$$

Korrelasjonen mellom HDW_t og spotprisen er 0,175 med p-verdi lik 0,000.

Ettersom HDW indeksen kun tar hensyn til temperaturer som ligger lavere enn 18 grader celsius, ser vi altså at vi ved lavere temperatur får en høyere spotpris³⁴. Gjennomsnittstemperaturen er beskrevet av sesongvariasjonen i ligning [8.3].

8.2.3 Korrelasjon mellom spotpris og vannstand i hydrokraftverk

En stor del av kraften i det nordiske kraftmarkedet leveres av vannkraft (50 prosent) tilbudskurven i kraftmarkedet vil derfor være svært avhengig av produksjonskostnaden til disse vannkraftverkene. Det er derfor naturlig å anta at nedbør og tilsig vil ha innvirkning på produksjonen av vannkraft og kraftprisen. Vannkraftprodusentene deler som regel året inn i to perioder, tappeperiode og fyllperiode (Ås & Nybø, 2004). I tappeperioden synker vannstanden i magasinene (som regel om vinteren), og produksjonen er større enn tilsiget. I en fyllperiode øker vannstanden, og produksjonen er lavere enn tilsiget. For å unngå at magasinene renner over ved tilsig om våren som følge av snøsmelting, som i prinsippet vil betyr tap av inntekter, ønsker man å holde magasinene på et minimumsnivå før vårflommen. Hvis det finnes mye vann i magasinene i denne perioden vil man øke produksjonen og gitt lavere etterspørsel (pga høyere temperatur), eller ved eventuelt lik etterspørsel vil kraftprisen gå ned.

³⁴ Figur med faktisk HDW og historisk gjennomsnitt vises i appendiks del D, figur 12-7.

På bakgrunn av dette forventer vi at nivået på vannmagasinene vil ha betydning for spotprisen, og hvordan et tilbud eller etterspørselsjokk påvirker spotprisen vil være avhengig av hvor høy vannstanden er i vannmagasinene. For eksempel et etterspørselsjokk vil kunne jevnes mye bedre ut når vannstanden er høy. Hvis et eksogent sjokk forekommer om våren vil man for eksempel kunne produsere elektrisitet kun fra tilsiget (snøsmelting) uten å måtte endre vannstanden i magasinene.

Jevnt over året forventer vi en negativ korrelasjon mellom vannstand og kraftpriser, hvor år med høyere vannstand fører til lavere kraftpriser. Korrelasjonene mellom vandkraftproduksjon og kraftpris er imidlertid ikke alltid negativ. Om vinteren, ved svært lave temperaturer, kan etterspørselen nå et nivå som fører til at man må kjøpe kraft fra andre energikilder med høyere produksjonskostnader. I en slik situasjon vil økt produksjon fra vannkraftverkene ikke kunne dekke etterspørselen og vil få en økning i kraftprisen.

Lucia og Torró (2005) har funnet korrelasjonen mellom spotpris og høyt og lavt vannstands nivå (relativt til historisk gjennomsnitt) i de viktigste hydrokraftverkene i Norge, Sverige og Finland. Historisk gjennomsnitt er beregnet for ukene w ($w=1,2,3,\dots,53$) for året y ($y=1998,\dots,2005$) ved å finne gjennomsnittsverdien til vannstanden i ukene w fra 1990 til år $y-1$. Variablene er regnet ut som følger:

$$[8.6] R_t^H = (\text{vannstand nivå}_{w,t} - \text{historisk gjennomsnitt}_{w,y-1})^+$$

$$[8.7] R_t^L = (\text{Historisk gjennomsnitt}_{w,y} - \text{vannstand nivå}_{w,y-1})^+$$

Variabelen tar verdien 0 med mindre den har en positiv verdi.

Vi har utført den samme analysen, men kun tatt hensyn til hydrokraftverk i Norge og Sverige, ettersom disse landene står for 95 prosent³⁵ av vannkraftproduksjonen i Nord Pool området. Tall for kapasiteten til hydrokraftverkene og vannstands nivået i de respektive landene er hentet fra Statistisk Sentralbyrå, Norges vassdrags –og energidirektorat (Norge), og tall for Sverige er hentet fra Svensk Energi. Det historiske gjennomsnittet er beregnet for ukene w ($1, \dots, 52$) for årene y ($y=1995, \dots, 2009$) ved å finne gjennomsnittet for vannstanden i ukene w fra 1995 til 2009. Vi vekter vannstandnivået i vannkraftverkene relativt til kapasitet, som betyr at vannkraftverk med større kapasitet vil få høyere vekting³⁶.

Vi utførte en korrelasjonstest på de ulike variablene og spotprisen, og fant en korrelasjon mellom R_t^H og spotprisen, S_t , på $-0,446$ ($p\text{-verdi}=0,000$) og en korrelasjon mellom R_t^L og S_t på $0,524$ ($p\text{-verdi}=0,000$). Dette er ikke overraskende resultater, og vi ser at lavere vannstand har større betydning for endring i spotprisen sammenliknet med høyere vannstand. Grunnen til at vi har en lavere korrelasjon med R_t^H er at vannkraftprodusentene justerer tilbudet (om for eksempel sommeren), slik at ikke spot prisen faller til et for lavt nivå.

I analysen har vi sett bort fra nedbør, ettersom denne variabelen er en direkte korrelert med vannstanden i vannkraftverkene. I studiet til Lucia og Torró (2005) ble nedbør ekskludert fra modellen.

8.2.4 Korrelasjon mellom spotpris og utvikling i BNP

Det er forventet at økonomisk vekst vil påvirke forbruket og etterspørselen etter elektrisitet, hvor økt produksjon i økonomien betyr økt forbruk av elektrisitet. For å undersøke om dette er en riktig antagelse har vi testet for korrelasjoner

³⁵ Tallet er beregnet ut fra vannkraftkapasitet i de ulike landene. Data hentet fra Svensk Energi, NVE og Finnish Metrological Institute

³⁶ Figur 12-8 i appendiks del D viser et plot av historisk gjennomsnitt for vannstands nivået og faktisk vannstand i vannkraftverkene.

mellom spotprisen og BNP. Ved å utføre Pearson korrelasjon på kvartalsvise BNP data og kvartalsvis spotpris data får vi en korrelasjon på 0,694 med p-verdi=0,026.

Ved å måle korrelasjonen mellom årlig BNP og konsum av elektrisitet får vi en korrelasjonskoeffisient på 0,907 med p-verdi=0,000. Dette er svært signifikant, og tyder på at det eksisterer en sterk samvariasjon mellom BNP og elektrisitets konsum. Tabell 8-1 bekrefter dette, og viser at 1 prosent økning i aktivitetsnivå gir en økning i konsumet av elektrisitet på mellom 0,7 og prosent. For kraftkrevende industri i Norge er økningen i etterspørselen direkte proporsjonal med økningen i aktivitetsnivået.

Skalaelastisiteter:				
	Danmark	Finland	Norge	Sverige
Kraftintensiv industri	0,9	0,9	1,0	0,9
Treforedling	0,7	0,9	0,9	0,9
Annen industri	0,8	0,8	0,9	0,9
Tjenesteyting	0,9	0,9	0,9	0,9
Husholdninger	0,7	0,7	0,7	0,7

Tabell 8-1 Skalaelastisiteter BNP/KONSUM Norden (Kilde: Regjeringen.no)

8.2.5 Korrelasjon mellom spotpris og utvikling i oljepris

Ved å måle korrelasjonen mellom ukentlig spot pris på råolje spotprisen på elektrisk kraft fant vi en korrelasjon på 0,390 med p-verdi=0,000. I tillegg ser vi ved bruk av krysspriselasititetene at en 1 prosent økning i oljeprisen vil gi en økning i økning i etterspørsel etter kraft på mellom 0,8 og 0 prosent.

Krysspriselasititeter:				
	Danmark	Finland	Norge	Sverige
Kraftintensiv industri	0,0	0,0	0,0	0,0
Treforedling	0,0	0,0	0,8	0,5
Annen industri	0,0	0,0	0,1	0,0
Tjenesteyting	0,1	0,2	0,1	0,2
Husholdninger	0,4	0,4	0,3	0,4

Tabell 8-2 Krysspriselasititeter Kraftpris/Oljepris Norden

8.2.6 Etterspørselens priselasititet

Priselasititeten er viktig i forhold til markedet for grønne sertifikater da introduksjonen av sertifikatmarkedet vil føre til ett prishopp på elektrisitet for sluttbrukere i Norge og Sverige.

Priselasititeten er vanskelig å beregne i elektrisitetsmarkedet, noe som skyldes de svært diversifiserte sluttbrukerne. Elektrisitet er en svært nødvendig gode for alle aktører i markedet, det være seg kraftintensiv industri, private husholdninger eller tertiærnæringen. Elektrisitet brukes til helt nødvendige arbeidsoppgaver og det vil kreve store vaneendringer for å få sluttbruker til å endre forbruket sitt.

Vi har valgt å ta utgangspunkt i en rapport fra SINTEF (Feilberg, Grinden, Næsje, Thyholt, Wachenfeldt, & Wolfgang, 2007) da det opereres med svært mange forskjellige tall blant de forskjellige kildene vi har vært innom. SINTEF har benyttet seg av priselasititeter som er beregnet av Statistisk Sentralbyrå og som benyttes av Finansdepartementet.

Rapporten forteller blant annet at SSB har beregnet ett spenn mellom 0,2-0,76 i priselasititet for alminnelig energietterspørsel.

Forbruket i de nordiske landene er angitt i tabell 6-1, mens den sektorvise vektingen er regnet ut i tabell 8-3. Med bakgrunn i SINTEFs rapport har vi valgt å gi de ulike sektorene elastisiteter som angitt i tabell 6-2

Med bakgrunn i rapporten fra SINTEF som er basert på data fra SSB og Finansdepartementet har vi valgt å gi de ulike sektorene priselastisiteter som angitt i tabell 8-3.

Dir.pris.el	Industri	Hushold	Tjeneste	Sum
Norden	-0,7	-0,2	-0,35	
Vektet pris.el N+S	-0,33	-0,06	-0,07	-0,46

Tabell 8-3 Priselastisiteter Norden

Rad nummer 2 i tabellen angir den vektete priselastisiteten i Norge og Sverige samlet. Vi har valgt å skille ut disse landene da markedet for grønne sertifikater kun vil gjelde mellom dem og ikke i resten av markedsområdet.

Den vektete elastisiteten er regnet ut med bakgrunn i andelen elektrisitetsforbruk den respektive sektor står for. Våre videre utregninger baserer seg derfor på at etterspørselens gjennomsnittlige priselastisitet, i Norge og Sverige samlet, er 0,46.

Vi har også gjennomført beregninger av skalaelastisiteten som er ett mål på sammenhengen mellom utvikling i BNP og forbruk av elektrisk kraft. Vi har i dette tilfellet benyttet oss av data fra Finansdepartementet. Tabell 8-4 viser at skalaelastisiteten er noe høyere, noe som er naturlig med tanke på at mye produksjon og verdiskapning er direkte knyttet opp mot bruk av elektrisitet.

Skalaelastisiteter	Industri	Hushold	Tjeneste	Sum
Norden	0,9	0,7	0,9	
Vektet skala.el N+S	0,42	0,22	0,19	0,83

Tabell 8-4 Skalaelastisiteter Norden

Det er verdt å nevne at tallene i begge tabeller er basert på forbruket i hele Norden og representerer i så måte Norden som helhet.

8.2.7 Korrelasjon mellom konsum og spotpris

Vi fant korrelasjonen mellom endring i spot prisen og endring i konsum. Konsum vil ikke brukes som en forklaringsvariabel i modellen ettersom vi her har problemer med kausalitet. Hvis to variable korrelerer betyr ikke dette nødvendigvis at den ene variabel forårsaker endringer i en annen (avhengig) variabel. Hvis det finnes en korrelasjon mellom spot prisen og konsum, kan vi allikevel si at den ene variabelen endrer seg når den andre endrer seg. Hva som er den avhengige og uavhengige variabelen er avhengig av om prisendringen er tilbuds- eller etterspørselsdrevet.

Vi har funnet daglig prosentvis endring i konsum av elektrisitet for Nord Pool området i perioden 1.12.2008-31.12.2009 og målt korrelasjonen mot logaritmisk spot pris fra samme periode. Vi får en korrelasjonskoeffisient på 0,529 med p-verdi=0,000. Vi kan derfor med stor sikkerhet si at konsum og spot pris samvarierer, mens årsaken til prisendringen er uklar. For videre analyse av endring i konsum som følger av prisendring tar vi utgangspunkt i etterspørselens priselastisitet fra kapittel 8.2.6.

8.3 Prisingsmodellen

I modellen vil den årlige sesongvariasjonen representere mean reversion. Dette er gjennomsnittsverdien som viser den predikerte spot prisen for et normalår. Forklaringsvariable som vannstandsnivå og temperatur blir brukt for å beskrive avvik fra gjennomsnittsverdien. Korrelasjonsmatrisen for variablene vises i tabell 12-1 i appendiks del A.

Modellen for spotprisen, S_t :

$$[8.8] \quad S_t = \beta_0 + \beta_1 \cdot (\beta_2 + A \cdot \cos(\omega t) + B \cdot \sin(\omega t)) + \beta_3 \cdot R_t^H + \beta_4 \cdot R_t^L + \beta_5 \cdot HDW_t + \beta_6 \cdot lag_1(S),$$

$$\text{Hvor } \beta_2 = 0,16 + 0,00022 \cdot t, A = 0,036607, B = 0,0467, \omega = \frac{2\pi}{52}.$$

For å bli kvitt autokorrelasjonen i modellen har vi lagt til $lag_1(S)$, som beskriver spotprisen med lag på én uke.

Parameter	Estimat	t-verdi	p-verdi
β_0	-0,009306	-1,96	0,051
β_1	0,12224	-1,79	0,074
β_3	-0,05794	2,83	0,005
β_4	0,06730	5,57	0,000
β_5	0,04	4,86	0,000
β_6	0,9	61,53	0,000

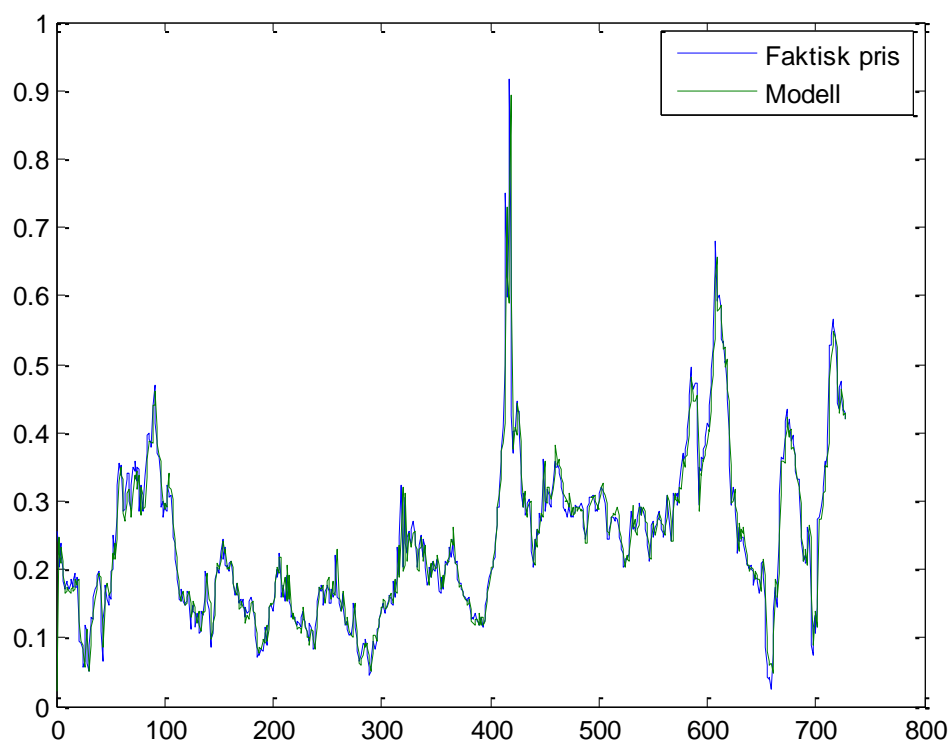
Tabell 8-5 Parameterverdier med tilhørende t- og p-verdier

SS(total)	10,2975
R²	0,939
F-verdi	2224,1
p-verdi	0,000
Durbin-Watson	1,6496
Antall observasjoner	727

Tabell 8-6 Modellens tilpasning

Vi har testet modellen for hetroskedastisitet³⁷. Vi ser noe større variasjon i feilleddene, men i så liten grad at vi velger å beholde modellen. Det er ikke funnet autokorrelasjon i modellen, som vises av Durbin-Watson testen i tabell 8-6. Den høye F-verdien indikerer at mye av variasjonen i spotprisen forklares av regresjonsmodellen. Figur 8-4 viser ett plot av modellens predikerte spotpris sammenlignet med historiske priser.

³⁷ Se appendiks B, figur 12-4



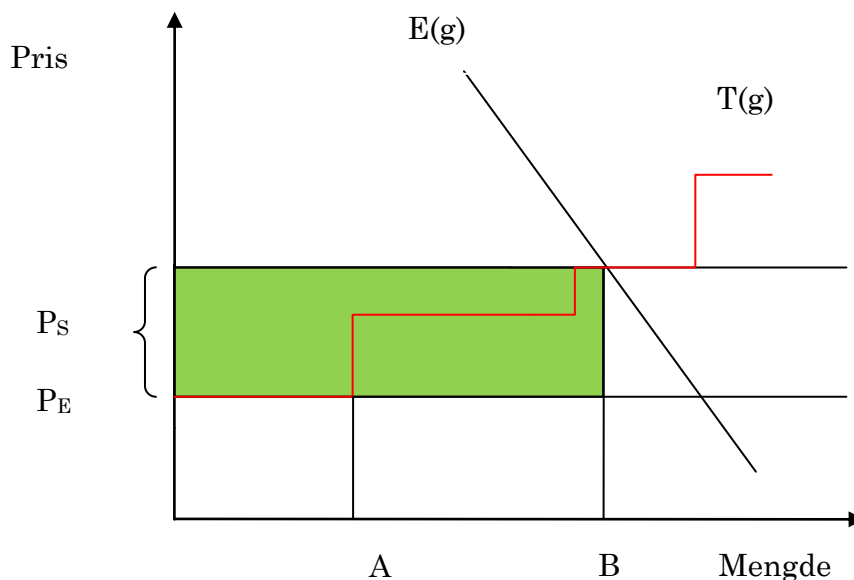
Figur 8-4 Plot av modellens predikerte spotpris og faktisk spotpris 1995-2008

9. Prisingsmodell for grønne sertifikater

9.1 Beskrivelse av modell

Videre i utredningen skal vi gjennomgå tre scenarier som påvirker markedet for grønne sertifikater i stor grad. Dette gjør vi for å synliggjøre markedsmekanismer og hvor store utfordringer myndighetene står ovenfor når de skal håndtere ett slikt marked. I dette kapitlet skal vi gi leseren en beskrivelse av modellen vi bruker i forbindelse med diskusjonen vår i kapittel 10.

9.1.1 Modellens karakteristika og begrensninger



Figur 9-1 Markedstilpasning grønne sertifikater

- Pris = Angir spotprisen på en enhet energi
- Mengde = Angir absolutt mengde grønn energi i markedet
- T (g) = Tilbudet av grønn energi/grønne sertifikater
- E (g) = Etterspørsel etter grønne sertifikater
- P_E = Spotpris på elektrisk kraft
- P_S = Prisen på ett grønt sertifikat
- A = Mengde fornybar energi på markedet uten grønne sertifikater
- B = Mengde fornybar energi på markedet med grønne sertifikater
- Mengde B forutsettes som myndighetenes pliktige sertifikatandel

Tilbudskurvens utforming i praksis

Tilbudskurvens utforming er som en trapp hvor verdt trinn representerer en fornybar energiteknologi. Vi mener dette er en rimelig antagelse da det er store kostnadsspråk mellom teknologiene og at hver teknologi har svært definerte kapasitetsbegrensninger. Vi forutsetter at tilbudskurven representerer marginalkostnadsbildet til produsentene av grønn energi. Hvert nivå representerer altså teknologi eller kostnadene ved ett bestemt sted. Den billigste kan for eksempel være den mest effektive vindkraften, mens andre nivå kan være solkraft. Grunnen til at ikke vindkraft leverer hele andelen av pliktig fornybar energi grunner ut i kapasitetsbegrensninger. Det er altså ikke mulig å levere så mye vindkraft til den prisen. Dette grunner igjen ut i at noen steder er svært mye bedre egnet til utbygging av vindkraft enn andre. I figur 9-1 tilsvarer det grønne området verdien av de utstedte grønne sertifikatene. Vi ser at den billigste teknologien kan produsere til noe under spotpris, men allikevel er innlemmet i ordningen. Dette mener vi er rimelig med tanke på usikkerheten rundt spotprisen og volatiliteten³⁸. Det betyr også at en teknologi som i gjennomsnitt har enhetskostnad marginalt over spotprisen, til tider vil ha enhetskostnader liggende under spotprisen.

Kurven for spotpris på elektrisk kraft

Denne skal representere spotprisen på elektrisk kraft i markedet og er eksogent gitt.

Etterspørselskurven

Etterspørselskurven er gitt med tanke på den pliktige sertifikatandelen. Helningen på denne er likegyldig i vår modell da priselastisiteten til kundene først og fremst påvirker elektrisitetsmarkedet som helhet, og drives primært av sort energi.

³⁸ Se avsnitt 7.3.1 om volatilitet

Teknologinøytralitet

Alle nye fornybare, ulønnsomme energikilder stiller like sterkt i modellen. I Norge har det blitt mye diskutert hvor vidt vannkraft og småkraftverk skal inkluderes, men vår modell tar utgangspunkt i alle teknologier som ikke er lønnsomme nok til å stå på egne ben.

Ingen kapasitetsbegrensninger i nettet

Vi tar ikke høyde for kapasitetsproblemer i overføringsnettet. Dette gjelder overføring internt i Norge og til/fra utlandet. Dette begrunner vi med at det foreligger planer om ekspansjon av nettet, samt at markedet for grønne sertifikater illustreres best ved fullkommen konkurranse.

Ingen kortsiktige reforhandlinger

Rammevilkårene til systemet kan ikke reforhandles på kort sikt. For eksempel kan ikke myndighetene endre den pliktige sertifikatandelen for å oppnå de sertifikatprisene de ønsker. Vi mener dette er en rimelig antagelse, da myndighetene som kontraktspart må opptre ryddig for å ha tillitt i markedet. I det svenske sertifikatsystemet blir sertifikatene tildelt med en tidshorisont på 15 år. Dette underbygger vår forutsetning om at det ikke skal forekomme plutselige reforhandlinger av sertifikatallokeringen.

Ingen kostnader forbundet til oppkobling og infrastruktur

Vi tar ikke høyde for kostnader forbundet til infrastruktur og oppkobling på nettet. Det betyr også at geografiske utfordringer er ekskludert.

Import/eksport

Vi tar ikke hensyn til import og eksport, men ser på markedet som en helhet. Vi antar at overskuddsstrøm eksporteres og at underskudd importeres fritt. Dette betyr også at vi har fjernet usikkerheten forbundet med lagring av vannkraft.

Produksjonskostnader for fornybar er basert på antagelser

Vi har ikke kalkulert produksjonskostnadene til produsenter av fornybar energi. Utsiktene til den enkelte teknologi er alt for usikker og det har vist seg å være vanskelig å finne pålitelige tall om kapasiteter og priser. Alle teknologier

fremstår som nøytrale i vår modell. Vi vil imidlertid påstå at tilbudskurven allikevel fremstår realistisk.

Fullkommen konkurranse

I markedet for grønne sertifikater tar vi som en forutsetning at det eksisterer fullkommen konkurranse. I fullkommen konkurranse skjer tilpasningen hvor markedets tilbud er lik markedets etterspørsel.

Ingen enkeltaktør bestemmer prisen ved fri konkurranse, og pris og kvantum bestemmes i markedet som et resultat av samspillet mellom total etterspørsel og totalt tilbud. Frikonkurranse karakteriseres med andre ord ved en prisfast kvantumstilpasning. Vi forutsetter i modellen at det kun eksisterer ett marked for grønne sertifikater.

Utstedelse av sertifikater

Ett sertifikat utstedes til produsenten for hver MWh fornybar energi produsert. Dette inkluderer kun ny fornybar energi eller fornybar energi som ikke kan produsere profitabelt uten støtte, og ekskluderer derfor vannkraft og atomkraft. (prisen for disse blir integrert i prisingsmodellen for Nord Pool spot).

Produksjon og konsum

Balansen mellom produksjon og konsum av sertifikater avgjøres hvert år. De sertifikatene som utstedes vil konsumeres. Vi tar kun hensyn til spotmarkedet for sertifikater, og ekskluderer derfor forwardpriser og muligheter for spekulasjon. Lagring og låning av grønne sertifikater er derfor ikke tillatt i modellen, dette for å unngå spekulasjon om aktørers adferd i ett marked som ikke eksisterer enda. Alle konsumenter kjøper grønne sertifikater tilsvarende den mengden de er pålagt hvert år, det eksisterer derfor ikke noen sertifikatgjeld og det finnes ikke straff for underskudd av grønne sertifikater hos konsumenten.

Nord Pool spot

Spotprisen og konsumet av grønne sertifikater er proporsjonal med konsumet av elektrisitet. Med dette mener vi at en økning av konsumet av sort energi

medfører en økning i konsumet av grønn energi og etterspørselen etter grønne sertifikater.

9.2 Matematisk utledning av modell for grønne sertifikater

Den følgende modellen er basert på Amundsen og Neses modell (2005) for omsettelige grønne sertifikater under autarki og handel. (Amundsen & Nese, 2005). Modellen er autarkisk, noe som betyr at den baserer seg på ett lukket marked. For vår del betyr det at vi slipper å ta hensyn til forhold som kapasitetsbegrensninger og andre eksogene forhold. Mange av disse forholdene er dessuten allerede inkludert i p , verdien for spotprisen for elektrisitet (se videre)

Intuitiv modell:

p = spotpris på elektrisitet p

s = pris på grønne sertifikater

q = sluttbrukerpris på elektrisitet

x = totalt elektrisitetsforbruk

y = produksjon av sort elektrisitet

z = produksjon av grønn elektrisitet

α = krav for andel grønn elektrisitet av totalforbruk (prosentkrav)

g^d = etterspørsel etter grønne sertifikater

g^s = tilbud av grønne sertifikater

$p(x)$ = invers etterspørselsfunksjon hvor $\frac{\partial p(x)}{\partial x} = p' < 0$

$c = c(y; \beta)$

,er sektorens kostnadsfunksjon for sort elektrisitet med utslippsbegrensning. Slike grafer svarer til det man kaller industry cost kurver³⁹. Slike kurver dannes ved såkalt vannrett addisjon av enkeltprodusenters kostnadskurver. Dette gjøres for enkelthets skyld slik at vi ikke trenger å ta hensyn til enkeltprodusenter. Det antas at:

$$[9.1] \frac{\partial c}{\partial y} > 0$$

$$[9.2] \frac{\partial^2 c}{\partial^2 y} \geq 0$$

og at

$$[9.3] \frac{\partial^2 c}{\partial y \partial \beta} \geq 0$$

når $\beta = 0$; angir kostnadsfunksjonen tilfellet når det ikke er utslippsbegrensninger. Denne parameteren vil være med gjennom hele utledningen av modellen, men ha verdien 0 og følgelig ikke spille noen rolle.

$$[9.4] h - h(z),$$

er sektorens kostnadsfunksjon for grønn elektrisitet, hvor

$$[9.5] \frac{\partial h}{\partial z} > 0$$

og

$$[9.6] \frac{\partial^2 h}{\partial z^2} > 0$$

Her gjelder også tesen om industry cost kurver.

³⁹ Med industry cost menes vannrett addisjon av alle produsenters kostnadskurve

9.2.1 Førsteordensbetingelser og likevekt

Alle produsenter av elektrisk kraft er koblet opp til overføringsnett og leverer kraften inn på ett felles marked. Det skilles ikke mellom fornybar og ikke-fornybar kraft. Kraften fra produsentene går inn på engrosmarkedet og det dannes en spotpris basert på tilbud og etterspørsel. Leverandører av energi kjøper energi fra engrosmarkedet og leverer til husholdninger, mindre industriell virksomhet og servicenæringen, mens energiintensiv industri handler direkte i engrosmarkedet. Det antas i modellen at det råder frikonkurransse med mange leverandører og produsenter av sort og grønn elektrisitet. Alle aktørene tar prisene for gitt.

Produsentene av elektrisk kraft handler som om de i fellesskap maksimerer:

$$[9.7] \Pi(y) - qy + [q + s]z - c(y; \beta) - h(z)$$

Førsteordensbetingelsen for produksjon av sort elektrisitet er gitt ved:

$$[9.8] q - \frac{\partial c(y; \beta)}{\partial y}$$

Som er spotprisen på elektrisk kraft fratrukket marginalkostnaden ved produksjon.

Førsteordensbetingelsen for produksjon av grønn elektrisitet er:

$$[9.9] q + s - \frac{\partial h(z)}{\partial z}$$

Altså spotprisen på elektrisk kraft pluss sertifikatprisen minus marginalkostnaden til grønne produsenter.

For hver enhet elektrisitet som kjøpes av omsetningsselskapene i engrosmarkedet og selges videre til sluttbruker må de betale spotprisen pluss en andel α av sertifikatprisen for grønne sertifikater. Vi ser her bort fra transaksjonskostnader, og det vil eksistere en likevekt i markedet basert på frikonkurransse. Dette innebærer at:

$$[9.10] p - q + \alpha s = 0$$

Vi antar at mengden grønne sertifikater er målt i samme enhet som mengden grønn elektrisitet. Eppersørselen etter grønne sertifikat er da gitt ved

$$[9.11] g^d = \alpha x$$

og tilbudet av grønne sertifikater er gitt ved

$$[9.12] g^s = z$$

Samlet sett er derfor likevekten i de to markedene karakterisert ved (likevektspriser og likevektsmengder er merket med stjerne):

$$[9.13] p(x^*) - q^* + \alpha s^*$$

$$[9.14] x^* - y^* + z^* - \frac{z^*}{\alpha}$$

$$[9.15] q^* - \frac{\partial c(y^*, \beta)}{\partial y}$$

$$[9.16] q^* + s^* - \frac{\partial h(z^*)}{\partial z}$$

Ved innsetning av [9.14], [9.15] og [9.16] i [9.13], finner vi at prisen i likevekt kan skrives som en lineærkombinasjon av grensekostnaden for sort og grønn elektrisitet.

$$[9.17] p(x^*) = (1 - \alpha) \frac{\partial c(y^*, \beta)}{\partial y} + \alpha \frac{\partial h(z^*)}{\partial z}$$

Fra [9.14] følger også at:

$$[9.18] z^* - \alpha x^* \text{ og } y^* - (1 - \alpha)x^*$$

Virkinger av prosentkravet som instrument for å fremme grønn elektrisitet

Det kanskje mest banebrytende med et system som grønne sertifikater er at myndighetene kun bestemmer andelen fornybar energi de ønsker utbygd og at markedet avgjør hvem som får produsere. Myndighetenes prosentkrav er altså totalt styrende for markedet. Fordi prosentkravet fastsettes som en andel og ikke

en mengde, er det ikke nødvendigvis slik at en økning i prosentkravet fører til en økning i produksjonen av grønn elektrisitet. Mange faktorer avgjør etterspørselen etter elektrisk kraft og selv om andelen grønn elektrisk kraft er bestemt og konstant er det ikke gitt at den absolutte mengde vil øke. Ved en gitt mengde elektrisitet vil en økning i prosentkravet vil føre til en reduksjon i mengden av sort elektrisitet og dermed også i spotprisen. Dette skyldes redusert etterspørsel etter sort energi som er driveren til spotprisen. Produsenter av grønn energi vil imidlertid oppnå høyere pris på sertifikatene sine på grunn av økt etterspørsel. Dette vil veie opp for den reduserte spotprisen i deres tilfelle. I relasjon [9.16] ser vi at produsenter av grønn energi tilpasser seg med hensyn på spotpris, sertifikatpris og marginalkostnad. Vi kan med bakgrunn i relasjon [9.16] si at myndighetene kun vil nå sitt mål om økt absolutt mengde fornybar energi dersom sertifikatprisen øker mer enn spotprisen reduseres. Dersom utfallet blir omvendt vil vi oppleve ett scenario hvor andelen fornybar energi øker, mens den absolutte mengden faller eller forblir uforandret.

Virkingen på produksjon av grønn elektrisitet ved å øke prosentkravet uttrykkes:

$$[9.19] \frac{\partial z^*}{\partial \alpha}$$

Ved å sette

$$[9.20] x^* = \frac{z^*}{\alpha}$$

, og

$$[9.21] y^* = \frac{(1 - \alpha)z^*}{\alpha}$$

, i relasjon [9.17] og derivere implisitt, får vi:

$$[9.22] \frac{\partial z}{\partial \alpha} = \frac{\alpha s + x \left[\frac{\partial p}{\partial x} - (1 - \alpha) \frac{\partial^2 c}{\partial y^2} \right]}{D}$$

, hvor

$$[9.23] D - \left[\frac{\partial p}{\partial x} - (1 - \alpha)^2 \frac{\partial^2 c}{\partial y^2} - \alpha^2 \frac{\partial^2 h}{\partial z^2} \right]$$

Inspeksjon av fortegn viser at nevneren er negativ, men telleren er ubestemt.

Virkningen på produksjon av grønn energi er altså ubestemt.

På tilsvarende måte kan vi finne uttrykk for virkningene på produksjonen av sort elektrisitet ved en økning i prosentkravet:

$$[9.24] \frac{\partial y}{\partial \alpha} - \frac{(1 - \alpha)s + x \left[\frac{\partial^2 h}{\partial z^2} - \frac{\partial p}{\partial x} \right]}{D} < 0$$

Inspeksjon av fortegn viser at teller er positiv mens nevner er negativ.

Produksjonen av sort elektrisitet går altså ned når det pliktige sertifikatkravet øker.

Når det gjelder virkning på totalkonsum finner vi:

$$[9.25] \frac{\partial x}{\partial \alpha} - \frac{s + x \left[\alpha \frac{\partial^2 h}{\partial z^2} - (1 - \alpha) \frac{\partial^2 c}{\partial y^2} \right]}{D}$$

Inspeksjon av fortegn viser at dette uttrykket generelt sett er ubestemt. Dersom imidlertid grensekostnaden for sort elektrisitet er konstant, finner vi at

$$\frac{\partial x}{\partial \alpha} < 0$$

En økning i prosentkravet vil da alltid føre til en reduksjon av totalforbruket av elektrisitet. For produksjon av grønn elektrisitet vil imidlertid virkningen fremdeles være ubestemt. Uttrykkene avhenger av nivå på α . For eksempel, for $\alpha = 0$ er

$$\frac{\partial z}{\partial \alpha} > 0$$

mens

$$\frac{\partial x}{\partial \alpha}$$

,er ubestemt.

Samlet sett kan vi altså si at innføring av et sertifikatsystem ikke nødvendigvis fører til en større produksjon av grønn elektrisitet, men det er sikkert at produksjon av sort elektrisitet reduseres. Videre er det ikke uten videre gitt hvordan totalforbruket påvirkes. Dette avhenger blant annet av spotprisutviklingen. Tenker man seg at 78 prosent av energien man bruker blir noe billigere grunnet redusert etterspørsel, er man avhengig av at de 22 resterende prosentene ikke blir så dyre at totalprisen går opp.

9.3 Integrert modell (kort beskrivelse fremgangsmåte)

I vår integrerte modell vil sluttbrukerprisen q være en funksjon av prisingsmodellen for Nord Pool spot. Vi ønsker å predikere hvordan endringer i variablene fra denne modellen vil påvirke prisen på grønne sertifikater.

Fra ligning [9.17] har vi likevektsprisen for sluttbrukere i ett elektrisitetsmarked. Ved å sette ligning [8.8] inn i [9.17] kan vi altså si at sluttbrukerprisen på tidspunkt t med et grønt sertifikatmarked er gitt av:

$$[9.26] \quad q = (1 - \alpha) \cdot [\beta_0 + \beta_1 \cdot (\beta_2 + A \cdot \cos(\omega t) + B \cdot \sin(\omega t)) + \beta_3 \cdot R_t^H + \beta_4 \cdot R_t^L + \beta_5 \cdot HDW_t] + \alpha \cdot \left[\frac{\partial h(z)}{\partial y} \right]$$

,som er en linearkombinasjon av grensekostnaden for sort og grønn elektrisitet. Med mindre spotprisen overstiger marginalkostnaden for grønn elektrisitet vil prisen på grønne sertifikater være en funksjon av spotprisen, og alltid ligge over denne.

Faktorer som etterspørsel vil påvirke det totale elektrisitetsforbruket x , og derfor påvirke prisen på sort og grønn elektrisitet. Hvis etterspørselen øker i så stor grad at man må benytte seg av sort elektrisitet med høyere marginalkostnader kan vi ved

$$\frac{\partial c(y, \beta)}{\partial y} > \frac{\partial h(z)}{\partial z}$$

,oppnå substitusjonseffekter hvor man konsumerer mer grønn elektrisitet enn det omsetningsselskapene er pålagt gjennom prosentkravet. I vår modell utelater vi for enkelhetsskyld slike substitusjonseffekter, og marginalkostnaden for grønn elektrisitet vil alltid overstige marginalkostnaden for sort elektrisitet.

Det som imidlertid er interessant er hvis vi utsetter modellen for sjokk som fører til endringer i spotprisen, og hvordan dette vil påvirke etterspørselen og prisen på grønne sertifikater. Hvis sluttbrukerprisen på elektrisitet blir veldig høy kan dette også påvirke etterspørselen, som igjen påvirker totalforbruket av grønn elektrisitet. I kapittel 10 vil vi blant annet undersøke modellens reaksjon på endringer i prosentkravet og enhetskostnadene til produsentene.

10. Analyse av et marked for grønne sertifikater

I denne delen av oppgaven skal vi beskrive noen scenarioer som kan gi kraftige utslag på markedet for grønne sertifikater. Scenarioene er valgt ut på bakgrunn av hvor realistiske de er og skal peke utfordringene ett marked for grønne sertifikater står ovenfor dersom de inntreffer.

10.1 Grensekostnader og prosentkrav

I denne delen av analysen har vi tatt utgangspunkt i (Amundsen & Nese, 2005) sin teori om at innføring av et sertifikatsystem ikke nødvendigvis fører til en større produksjon av grønn elektrisitet. Amundsen og Nese sin modell er relativt forenklet og vi har valgt å gå ett steg videre, gjennom å se på konsumet av grønn energi basert på etterspørselens priselastisitet i elektrisitetsmarkedet⁴⁰, kombinert med prisingsmodellen for grønne sertifikater. I samsvar med modellen til Amundsen & Nese vil sluttbrukerprisen på elektrisitet stige ved innføring av en pliktig andel grønne sertifikater. Gitt priselastisiteten i elektrisitetsmarkedet vil dette føre til redusert konsum av elektrisitet. Dette er i henhold til konklusjonen til Amundsen og Nese. Vi har imidlertid ønsket å regne ut om innføringen av grønne sertifikater og en eventuell økning i prosentkravet vil redusere konsumet så mye at absolutt mengde grønn energi reduseres.

I utregningen har vi tatt systemprisen på elektrisitet for gitt og satt den lik gjennomsnittsverdien av datasettet bestående av ukentlige spotpriser fra 1995 til 2009. Dette skyldes at spotprisen tilsvarer marginalkostnaden til den siste leverende teknologien i elektrisitetsmarkedet (Amundsen & Nese, 2005).

Endringen i absolutt mengde grønn energi beregnes som følger:

Sertifikatprisen kan skrives som følger:

$$[10.1] s = \frac{\partial h(z)}{\partial z} - \frac{\partial c(y)}{\partial y}$$

Den totale sluttbrukerprisen skrives som:

$$[10.2] q = (1 - \alpha) \frac{\partial c(y^*)}{\partial y} + \alpha \frac{\partial h(z^*)}{\partial z}$$

Endring i sluttbrukerprisen q , skrives som

⁴⁰ Se avsnit 8.2.6

$$[10.3] \Delta q = \frac{\left[p(x^*) - \frac{\partial c(y^*)}{\partial y} \right]}{\frac{\partial c(y^*)}{\partial y}}$$

Endringen i totalt elektrisitetsforbruk skrives som:

$$[10.4] \Delta x = E_d \times \Delta q$$

, hvor E_d angir etterspørselens priselastisitet.

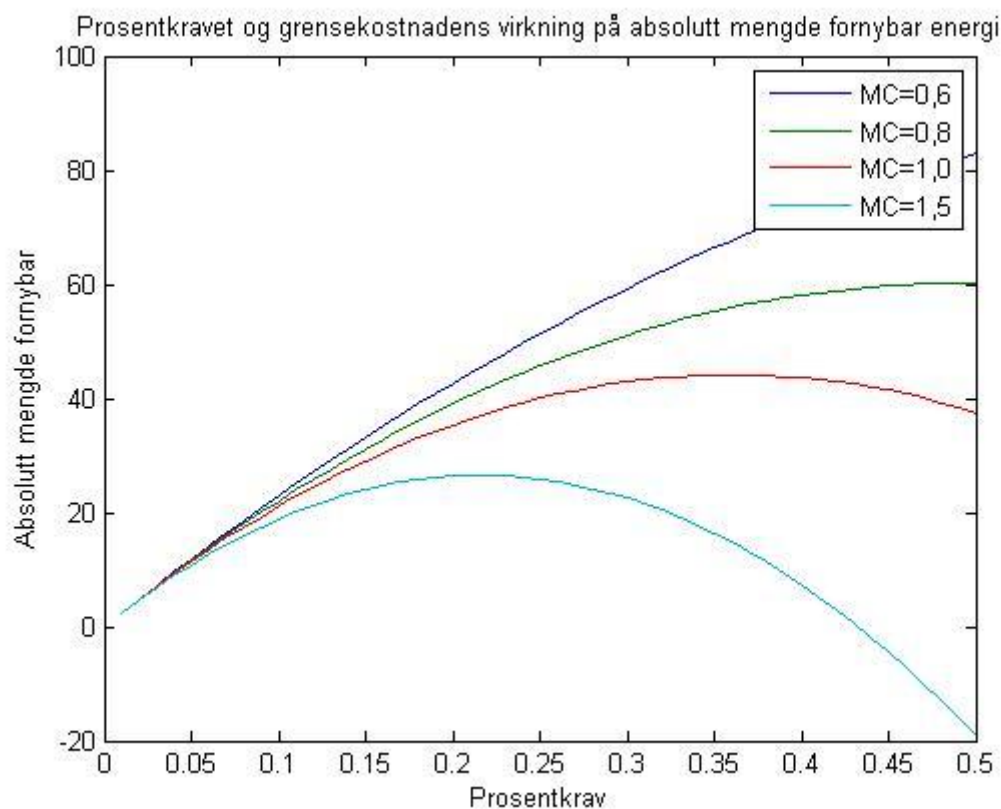
Nytt totalforbruk av elektrisitet skrives som:

$$[10.5] x' = x \times (1 - |\Delta x|)$$

Avslutningsvis kan absolutt mengde grønn energi skrives som:

$$[10.6] g^{d'} = \alpha \times x'$$

Vi har satt denne funksjonen inn i matlab for verdiene $\frac{\partial h(z)}{\partial z} =$ hhv. 0.6, 0.8, 1.0 og 1.5. Verdiene er plottet i figur 10-1. Figur 10-1 viser absolutt mengde etterspurt grønn energi for ulike prosentkrav og marginalkostnader for grønn energi.



Figur 10-1 Prosentkravet og MC virkning på absolutt mengde fornybar energi

Som man kan se av figur 10-1 er plottene for de ulike verdiene av marginalkostnader til grønne teknologier avtakende og konkave med hensyn på prosentkravet. Dette betyr at den absolutte mengden grønne sertifikater vil vokse avtakende med økninger i prosentkravet fram til et gitt prosentkrav, hvor veksten blir negativ.

I tabell 10-1 har vi angitt det prosentkravet som maksimerer den absolutte produksjonen av grønn energi til hvert nivå av produsentenes grensekostnader. For 0,6 og 0,8 har vi for ordens skyld satt maksimalt prosentkrav til 50 prosent da vi anser høyere krav som urealistiske med hensyn på maksimal kapasitet.

MC grønne teknologier	0,6	0,8	1	1,5
Maksimalt prosentkrav	>50 %	>50 %	36 %	22 %

Tabell 10-1 Marginale verdier MC og prosentkrav

Dette forteller oss at et marked for grønne sertifikater helt og holdent er avhengig av at det er tilstrekkelig kapasitet i de billige teknologiene eller at kostnadene i de dyreste teknologiene reduseres, dersom man ønsker kontinuerlig stigning i absolutt mengde grønn energi. Dersom man setter et prosentkrav som kun kan møtes dersom også den dyreste av teknologiene må produsere, vil man aldri nå en høyere absolutt mengde enn toppunktet i grafen for den dyreste teknologien. Dette tilsvarer i vår modell en mengde på mellom 20 og 25 TWh. Dette krever derfor investeringer i de billige teknologiene og ytterligere innsats på FOU fronten i de dyre teknologiene dersom man ønsker å ligge på et høyere produksjonsnivå. Det skal sies at verdiene for grensekostnadene i vår modell ikke reflekterer virkelighetens nivå helt presist, men vi ønsker med denne analysen å påpeke hvilke faktorer som råder i markedet for grønne sertifikater.

Grønne sertifikater og markedsmakt

I et marked for grønne sertifikater er det reell fare for at enkelte produsenter besitter stor markedsmakt. Prisdannelsen i markedet er helt avhengig av kapasiteten til de inkluderte teknologiene. Det vil oppstå markedsmakt dersom en teknologi/leverandør har kapasitet til å levere hele den pliktige andelen. Dette kan føre til en kunstig høy pris på de grønne sertifikatene som følger av teknologiens monopolmakt. Dersom det finnes kun noen få teknologier/produsenter vil det alltid eksistere en fare for at disse inngår prissamarbeid eller lignende. Den trappeformede tilbudskurven øker de billige produsentenes markedsmakt da de kan heve prisen på sertifikatene uten at dette tiltrekker seg andre produsenter. En produsent med markedsmakt vil i teorien prise sertifikatene sine slik at sluttbrukerprisen ender rett under enhetskostnadene til den neste teknologien.

10.1.1 Kritikk til modellen

Etterspørselens priselastisitet

Det er urealistisk å anta at etterspørselens priselastisitet vil være konstant over tid. På et eller annet tidspunkt vil denne flate ut, da det er grenser for hvor lite energi man kan bruke. Imidlertid vil elastisiteten være høyere på lang sikt enn på kort da er realistisk at det vil forekomme et skifte i forbruksmønsteret.

Alternative energiformer vil bli tatt i bruk og man kan også få en situasjon der kraftintensiv industri flagger ut. Imidlertid har undersøkelser vist at konsumenter er villige til å betale mer for grønn energi enn for sort, noe som kan nedjustere elastisiteten⁴¹.

Systemprisen

Modellen forutsetter konstant systempris over tid. Systemprisen til modellen er riktignok basert på et snitt, men tar ikke høyde for kortsiktige svingninger eller våre egne prediksjoner om en stigende kraftpris i fremtiden.

Lagring av sertifikater og spekulasjon

Modellen tar ikke høyde for at grønne sertifikater kan lagres og selges/kjøpes på andre tidspunkter enn da energien leveres. Høyere etterspørsel etter grønne sertifikater vil alltid bli møtt av et høyere tilbud, som følger av at vi forutsetter at kapasitet er tilgjengelig umiddelbart. Vi har også sett bort fra muligheten til å inngå forward kontrakter på leveranse av grønne sertifikater. Dette betyr at vi har fjernet muligheten til å sikre seg mot oppgang i sertifikatprisen. Med andre ord er vår modell kun basert på et spotmarked for grønne sertifikater.

Fritak for kraftintensiv industri

I et system for grønne sertifikater er det svært aktuelt å fritta kraftintensiv industri grunnet konkurransevilkår. I kraftintensiv industri er kraftprisen i stor grad en variabel kostnad og utgjør en stor del av bedriftens totalkostnader⁴². Store bedrifter som konkurrerer på en internasjonal arena vil med en pliktig

⁴¹ Se avsnitt 5.3 om forbrukerpreferanser til fornybar energi

⁴² Tu.no 2009

sertifikatandel måtte betale mer for energien enn sine utenlandske konkurrenter. Vi har sett bort fra å frita kraftintensiv industri da dette vil komplisere modellen ytterligere. Konsekvensen av å frita denne sektoren fra systemet er at private husholdninger samt tertiærnæringen og det offentlige må betale for sertifikatene til den kraftintensive industrien som utgjør ca. 42 prosent av totalforbruket i Norge og Sverige⁴³.

Prosentkravet gjelder utelukkende for totalforbruket og er ikke justert i forhold til den enkelte sektor.

Kapasiteten og produksjonskostnaden til den enkelte teknologi

Gitt tilbudskurven⁴⁴ til fornybare energikilder så vil den siste (den dyreste) teknologien sette sertifikatprisen. Modellen vår tar ikke høyde for kapasiteten til den enkelte teknologi da denne er usikker. Vi har riktignok noen anslag for hvor mye den enkelte teknologi kan levere, men disse tallene er usikre og vi har heller ingen sikre indikasjoner på læringskurvene til den enkelte teknologi. Vi kan med andre ord ikke fastslå med sikkerhet hva den faktiske sertifikatprisen vil bli, da vi på grunn av manglende produksjonsdata, ikke vet hvilken kostnadskurve vi vil ende på. Vi kan heller ikke med sikkerhet fastslå produksjonskostnadene til den enkelte teknologi og tallene vi har brukt er derfor valgt ut fra et illustrativt ståsted. Vi har av nevnte årsaker valgt å holde teknologiene anonyme.

⁴³ Se tabell 6-2

⁴⁴ Se figur 9-1

10.2 Windfall profits som følger av negativt skifte i produksjonskostnader for grønn energi.

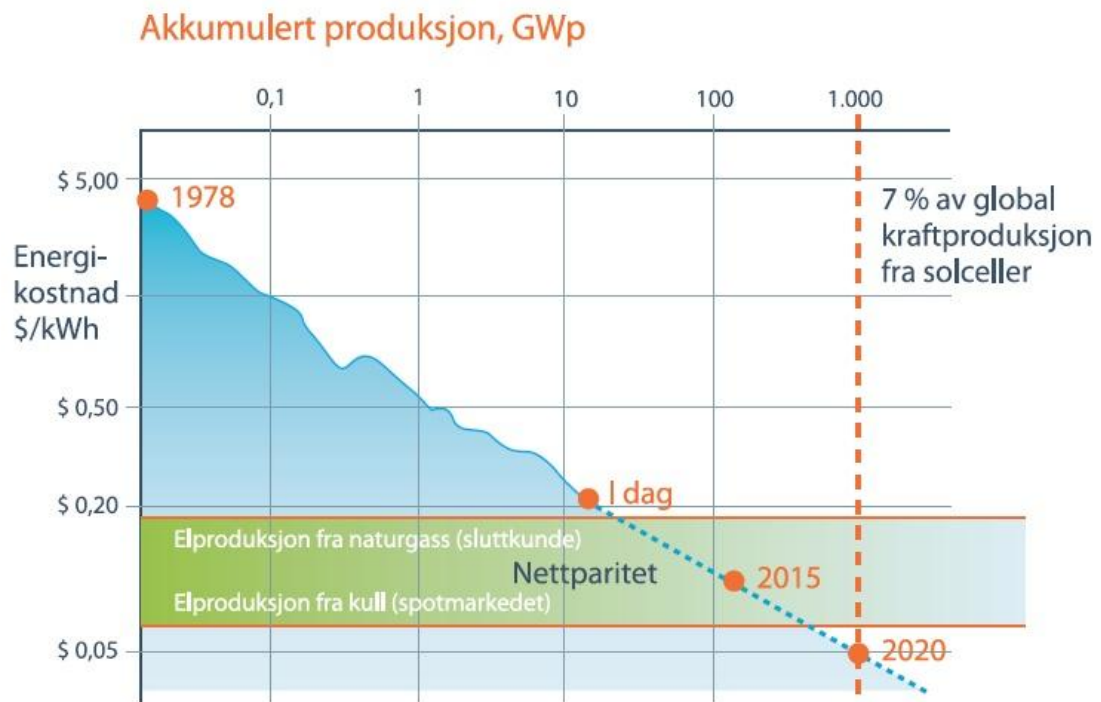
Wind fall profits er et begrep som brukes om ekstra fortjeneste som kommer som følger av forhold profitøren ikke er herre over⁴⁵. I dette scenarioet er profitørene produsentene av grønn energi. Wind fall profits har blitt mye diskutert i forbindelse med innføringen av CO2 kvoter og er ansett som en av de store utfordringene knyttet til sertifikatordninger som skal fremme miljø.

Scenariobeskrivelse:

Dette scenarioet beskriver et grønt sertifikatmarkeds adferd dersom én av de fornybare energiteknologiene oppnår et betydelig negativt skifte i produksjonskostnadene. Det negative skiftet i produksjonskostnadene må være av en slik størrelse at produsentene oppnår en såkalt wind fall profit. Med wind fall profit i dette tilfellet mener vi at produsenten har profitt, både på spotpris og på grønne sertifikater. Dette betyr altså at man subsidierer en lønnsom bedrift uten at det gir noen grønn effekt, noe som er svært vanskelig å kunne forsvare politisk og sosialt.

Scenarioet er svært realistisk med tanke på den historiske læringskurven til produsenter av fornybar energi, teknologiutvikling og økt produksjon av grønn energi som følger av et system for grønne sertifikater vil sørge for læringseffekter, økt effektivitet og storskala produksjon. Figuren under viser utviklingen i produksjonskostnader for solcelleenergi og underbygger vår påstand.

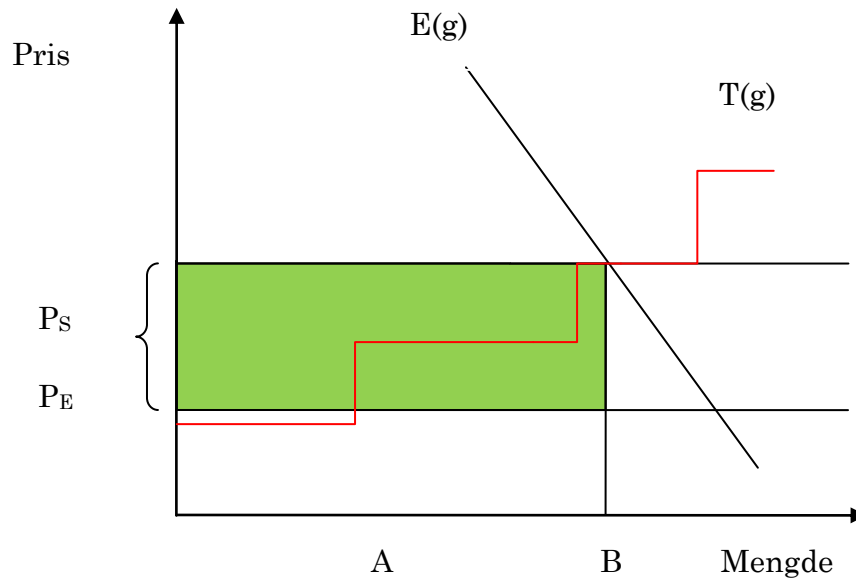
⁴⁵ Prosessindustrien.no 2009



Figur 10-2 Predikert læringskurve for solkraft⁴⁶

⁴⁶ Figuren er hentet fra www.fornybar.no

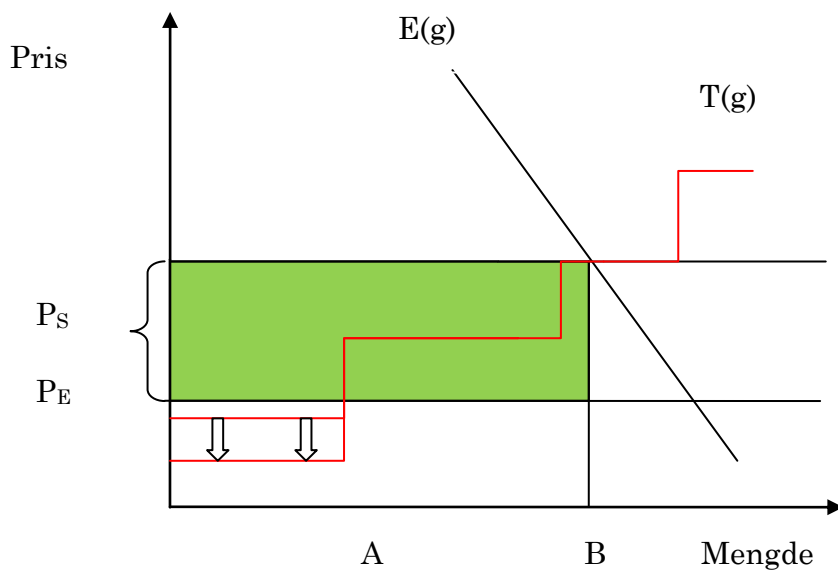
10.2.1 Analyse av scenario



Figur 10-3 Markedslikevekt grønne sertifikater

Figur 10-3 er markedets utgangspunkt. At produksjonskostnadene til den billigste produsenten av grønn energi ligger noe under spotprisen er en rimelig antagelse med tanke på spotprisens volatilitet og uforutsigbarhet.

Ved et skifte i tilbudskurven i figur 10-3, til det nye nivået i figur 10-4 vil produsenter som produserer til en kostnad lavere enn spotprisen inneha en status som gratispassasjer da de har profitt på spotpris og sertifikatpris.



Figur 10-4 Markedslikevekt grønne sertifikater

Gratispassasjerproblemet oppstår over tid da noen produsenter vil få redusert produksjonskostnadene sine og være kommersielt lønnsomme uavhengig av de grønne sertifikatene. De fleste fornybare teknologiene er i en fase hvor det er svært realistisk at kostnadene forbundet ved dem skal falle⁴⁷. Dette skyldes både læringskurven og potensielle stordriftsfordeler. Moden teknologi kan dessuten bli forbundet med lavere risiko slik at finansieringen blir billigere.

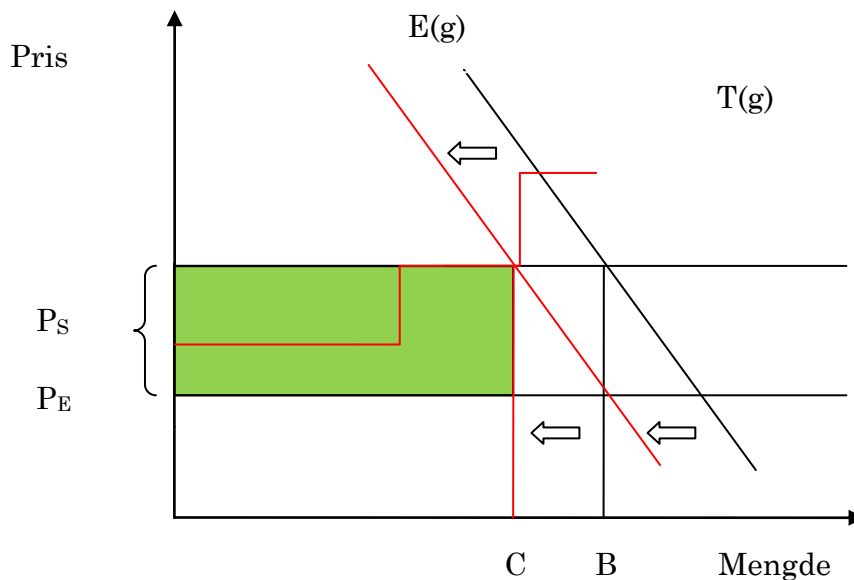
I figur 10-4 antar vi at produksjonskostnadene på den billigste og mest modne teknologien faller til et lavere nivå. Denne teknologien er da tilsynelatende lønnsom og moden nok til å falle utenfor systemet for grønne sertifikater. I situasjonen som oppstår i figur 10-4 kan man si at en lønnsom bedrift subsidieres. Bedriften selger kraft til pris P_E , men mottar også støtte i form av P_S .

Dersom myndighetene ikke foretar seg noe vil markedet for grønne sertifikater se ut som i figur 10-4. Vi skal videre i delen om windfall profits scenarioet se på noen mulige reaksjoner fra myndighetene og hvordan disse vil påvirke markedet.

⁴⁷ Se figur 10-2

Ekkskludering av lønnsom bedrift og reduksjon av pliktig andel sertifikater for prisopprettelse

Målsetning: ekskludere lønnsom teknologi, men opprettholde prisnivået på sertifikatene

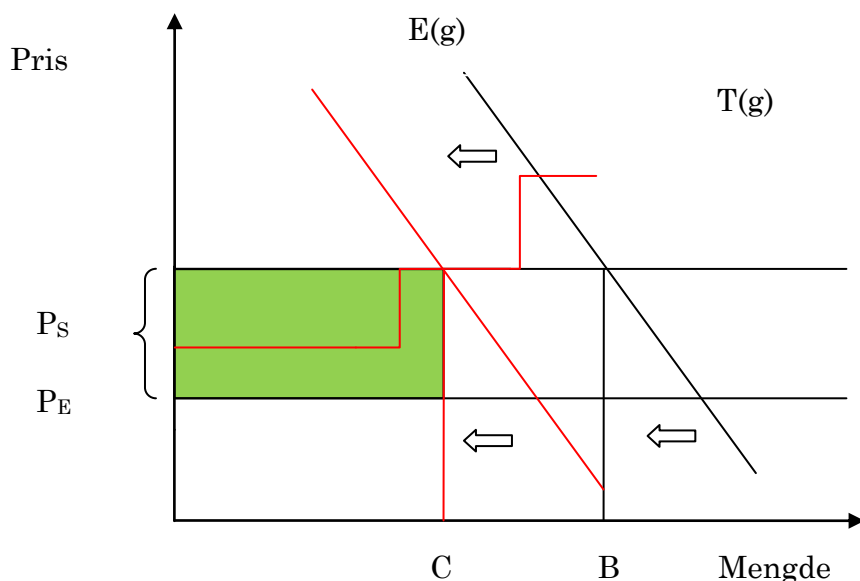


Figur 10-5 Markedslikevekt grønne sertifikater

I figur 10-5 forutsetter vi at myndighetene ekskluderer den lønnsomme produsenten og reduserer den pliktige andelen grønne sertifikater slik at prisen på de grønne sertifikatene forblir uforandret. Ny absolutt mengde grønne sertifikater i markedet blir dermed C. I vår illustrasjon reduseres den pliktige andelen grønne sertifikater mindre enn antallet sertifikater som forsvinner fra markedet, men dette vil variere med hensyn på kostnadsforskjellen og kapasitetsforskjellen mellom de ulike teknologiene. Dersom forskjellen mellom teknologiene hadde vært mindre både i tilknytning til kapasitet og produksjonskostnader kunne vi antakelig holdt et enda høyere nivå av grønne sertifikater til samme pris. Å redusere den pliktige andelen grønne sertifikater betyr ikke nødvendigvis at myndighetene er på defensiven, da man allerede har fått en betydelig andel grønn energi inn i den lønnsomme delen av markedet.

Ekskludering av lønnsom bedrift og tilsvarende reduksjon av grønne sertifikater

Målsetning: Fjerne risiko for sterkt økende sertifikatpris, samt opptre konsekvent og uavhengig i forhold til produsenter av fornybar energi.



Figur 10-6 Markedslikevekt grønne sertifikater

I figur 10-6 har vi fjernet den lønnsomme produsenten, samt de grønne sertifikatene denne kunne tilby. I vår illustrasjon har ikke dette noen betydning for prisen, men mengden grønn fornybar energi er betydelig redusert i forhold til foregående scenario. Dersom vi hadde forutsatt at produsent 2⁴⁸ hadde hatt noe større kapasitet kunne prisen falt en god del. Et av problemene ved dette scenarioet er at produsent 3 ikke får produsere mer enn en liten del av kapasiteten sin. Dette kan potensielt bidra til å bremse utviklingen i den aktuelle teknologien.

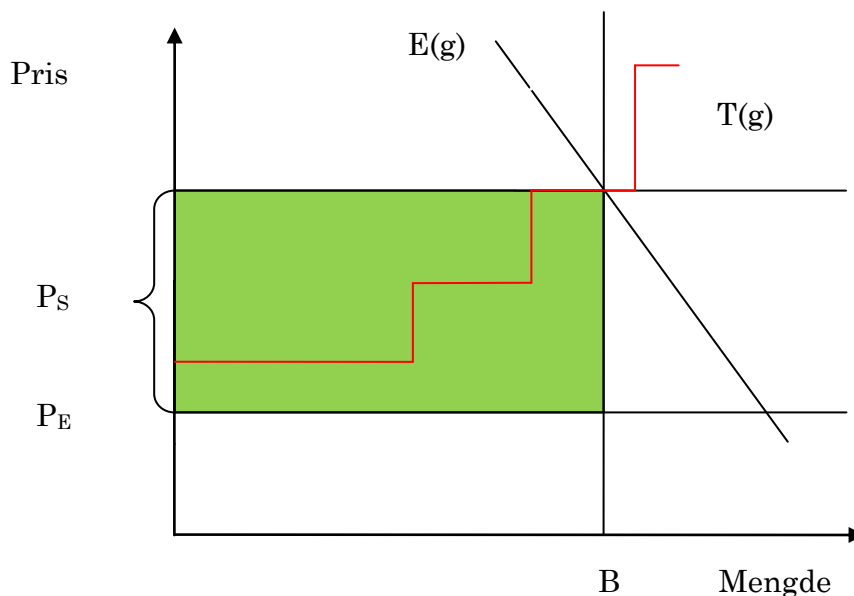
Forskjellen på denne løsningen og løsningen der den pliktige andelen kun endres for å sikre prisen, er at denne løsningen er mer forutsigbar for aktører i markedet. I prissikringsløsningen er det produksjonskostnadene til den siste

⁴⁸ Trappetrinn 1 i figur 10-6

produsenten som setter den pliktige andelen, noe som kan variere veldig. Denne løsningen fremstår som mer konsekvent og lettere å forholde seg til for samtlige aktører.

Ekskludering av lønnsom bedrift og opprettholdelse av pliktig andel sertifikater

Målsetning: Fastholde den pliktige andelen grønne sertifikater som igjen vil føre til en ytterligere økning av totalandelen grønn energi i markedet.



Figur 10-7 Markedslikevekt grønne sertifikater

I figur 10-7 forutsetter vi at myndighetene ekskluderer den lønnsomme produsenten og opprettholder den pliktige andelen grønne sertifikater. Dette fører til at sertifikatprisen øker betraktelig og at nye teknologier får anledning til entre markedet for grønne sertifikater. Den økte sertifikatprisen må betales av sluttbruker og vil redusere konsumentoverskuddet.

Med en så høy sertifikatpris kan man støte på problemet ved at absolutt mengde grønn energi reduseres⁴⁹. Dette skyldes at etterspørselen og totalforbruket av elektrisk kraft vil gå ned grunnet den økte gjennomsnittsprisen. Man vil selvsagt opprettholde den pliktige relative andelen, men sertifikatprisen kan gjøre kraften uforholdsmessig dyr for både private og industrien. Primærnæringen med fiske og jordbruk i spissen, samt kraftintensiv industri står for store deler av kraftforbruket i Norge og dersom arbeidsplasser flyttes utenlands grunnet svekkede konkurransevilkår i form av høyere kraftpris i Norge vil etterspørselen reduseres drastisk. Dette gjenspeiles også i konklusjonen til (Amundsen & Nese, 2005) som sier at et sertifikatsystem ikke nødvendigvis fører til en større produksjon av grønn energi.

Våre prediksjoner om økende spotpris i framtiden vil imidlertid tilbakevise dette, da spriket mellom spotpris og sertifikatpris vil reduseres. Et annet argument er at disse to vil møte hverandre på sikt med tanke på læringskurven til produsenter av grønn energi

Imidlertid er det ikke gitt at situasjonen som er tegnet i figur 10-7 vil vare lenge. Det er rimelig å anta at også andre teknologier enn den ekskluderte på sikt vil få positive teknologiskift, men det finnes altså ingen garanti for når og om det vil skje.

Oppsummering windfall profits

Scenarioet med windfall profits er antageligvis noe av det mest utfordrende myndigheten står ovenfor i forbindelse med innføringen av grønne sertifikater.

Systemet for grønne sertifikater er i praksis representert ved to kontraktsparter. Myndighetene, på den ene siden, setter rammevilkår for produksjon av fornybar energi, mens produsenter, som annen part, produserer gitt rammevilkårene de har avtalt med myndighetene. I situasjonen beskrevet i figur 10-4 står myndighetene ovenfor et beslutningsproblem. Skal man ekskludere produsentene av den billige fornybare energien fra systemet med grønne sertifikater eller ikke?

⁴⁹ Se avsnitt 10.1 Grensekostnader og prosentkrav

Etter vårt syn er myndighetenes rolle som kontraktspart det essensielle i dette tilfellet og ingen av de nevnte endringene kan gjennomføres med mindre det er gitt i kontrakten. I Sverige deles det ut sertifikater med durasjon på 15 år. Dette betyr at en produsent som blir lønnsom i år 2, vil oppnå Windfall profits i 13 år framover. Denne vil riktignok variere med hensyn på sertifikatprisen som styres av de øvrige produsentene, men representerer allikevel en ineffektivitet i markedet. Uavhengig av beløpets størrelse er det midler som i realiteten burde gå til ulønnsomme produsenter av fornybar energi.

Allikevel er det myndighetenes rolle som kontraktspart som er avgjørende. En regjering som til stadighet endrer rammevilkår på bakgrunn av hva som skjer i markedet vil bli ansett som en lite troverdig regjering. Investorer og aktører kan bli skremt fra å etablere seg i markedet. Dette gjelder ikke bare markedet for grønne sertifikater, men også andre markeder der staten setter rammevilkår. Et godt eksempel på dette er resultatet av de tilbakevirkende kuttene i de spanske subsidiene til solenergi tidligere i år⁵⁰. Myndighetene sparte penger på dette, men handlingen medførte at utenlandske investorer som var tungt inne i andre bransjer trakk seg ut da de følte at risikoen ble for stor.

10.3 Manglede likevekt i markedet?

Scenariobeskrivelse:

Kraftpriser på kontinentet er kraftige drivere på spotprisen for elektrisitet i Norge. Mesteparten av elektrisiteten vår kommer fra vannkraft som kan produseres til 4-5 øre per KWh, men på grunn av muligheten til lagring av vannkraft kan produsentene tilpasse seg europeiske priser på i hovedsak kull og gass.

Et negativt skifte i kostnadskurven til sort energi fra kontinentet er et troverdig scenario. Olje, kull og gass er industrier med høyt fokus på FOU og produsenter av energi fra disse kildene reduserer stadig produksjonskostnadene sine. Vi ser

⁵⁰ DN.no 2009

at transportkostnadene for LNG (Liquid Natural Gas) reduseres, skifergass i USA blir stadig større og transatlantisk handel er i ferd med å bli konkurransedyktig⁵¹

Vi har i dette scenarioet skiftet kurven for spotpris på elektrisitet nedover og begrunner altså dette med teknologisk og økonomisk utvikling i olje-, kull- eller gassektoren.

Vi antar videre at dette vil føre til økt forbruk av elektrisk kraft og finner det rimelig å skifte den absolutte mengde pliktig grønn energi fra B til B' da det relative sertifikatandelskravet fra myndighetene er uforandret.

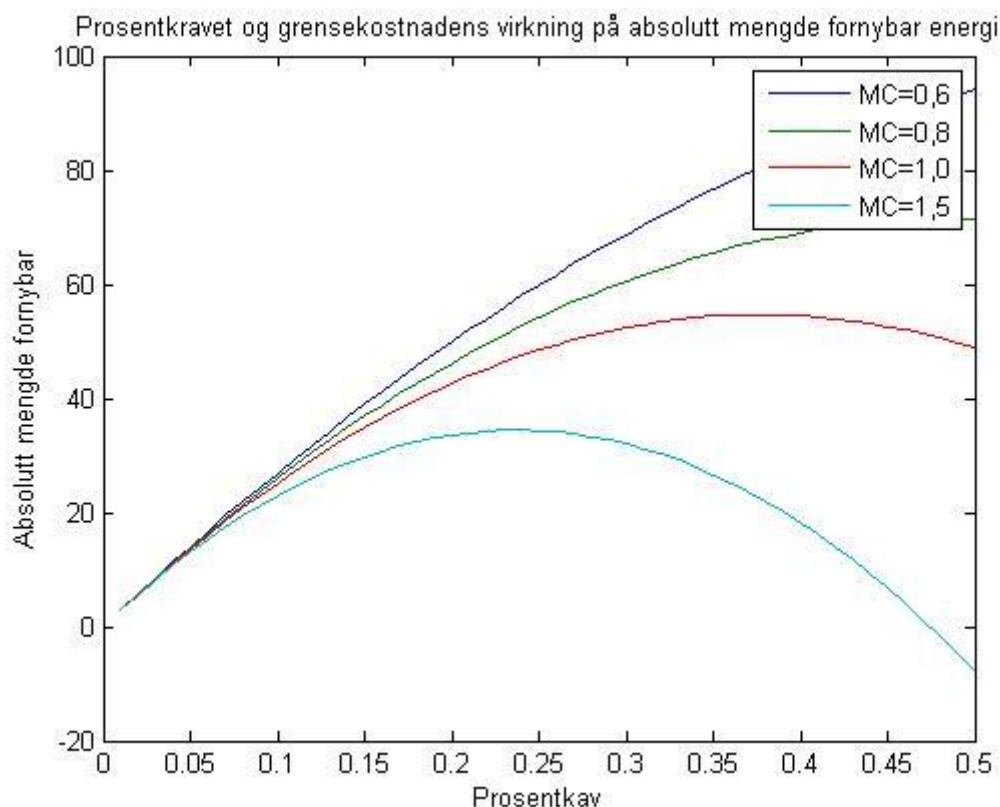
10.3.1 Analyse av scenario:

I første del av analysen har vi benyttet oss av modellen fra kapitel 10.1. Vi har i denne modellen redusert spotprisen i ligning [9.26] fra 0,25 til 0,15 øre per KWh⁵². Vi har imidlertid ikke redusert spotprisen vi måler endringen opp mot. På denne måten fanger vi også opp merretterspørselen av energi som følger av en generell spotprisreduksjon i elektrisitetsmarkedet, i forhold til dagens prisnivå.

Resultatet av plottet vises i figur 10-8. Som man kan se, endres ingen av trendene, men grafene som representerer hver enkelt teknologi, skifter noe oppover. Dette medfører at hver teknologi kan produsere noe mer til uforandret produksjonskostnad uten at den absolutte mengden reduseres. Dette er vist i tabell 10-2.

⁵¹ Jens Thomassen, HG Capital

⁵² Spotprisen i [9.26] består av en rekke faktorer. Vi har redusert produktet av denne uavhengig av de ulike faktorene, slik som ett BNP sjokk vil gjøre.



Figur 10-8 Prosentkravet og MC virkning på absolutt mengde fornybar energi

MC grønne teknologier	0,6	0,8	1	1,5
Maksimalt prosentkrav	50 %	50 %	38 %	24 %

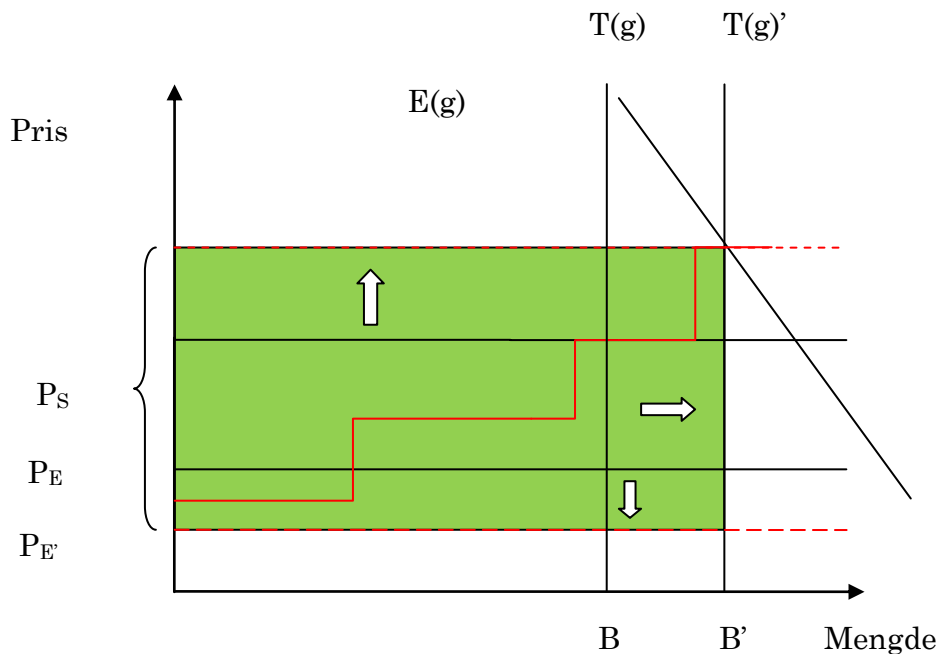
Tabell 10-2 Marginale verdier MC og prosentkrav

Tallene fra analysen forteller altså at en lavere spotpris på elektrisitet inviterer til en økt absolutt mengde grønne sertifikater ved en uforandret pliktig sertifikatandel.

Analysen tar imidlertid ikke høyde for en svært sentral faktor; finnes det produksjonskapasitet blant eksisterende produsenter av fornybar energi til å møte det økte absoluttkravet av grønne sertifikater?

Billige teknologier har ikke kapasitet til å møte økt etterspørsel.

I figur 10-9 har vi tatt høyde for at det ikke finnes tilstrekkelig kapasitet i eksisterende teknologier og man må ta i bruk nye og dyrere teknologier for å møte sertifikatkravet.

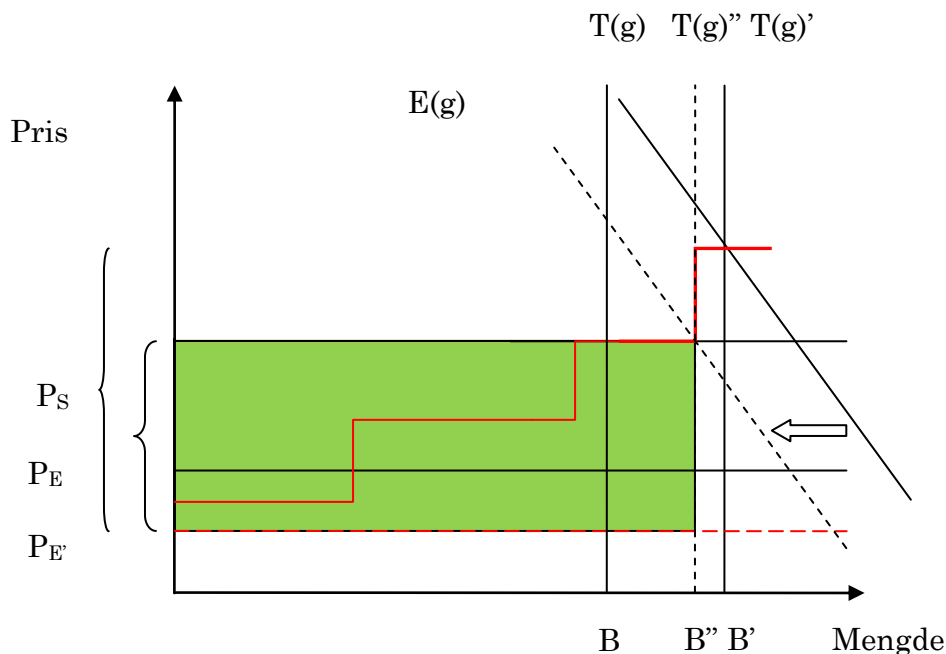


Figur 10-9 Markedsliekevekt grønne sertifikater

Redusert pris på spotprisen for elektrisitet som følger av teknologisk utvikling og kostnadsutt i sektoren for sort energi får store følger i markedet for grønne sertifikater, dersom kapasitetsbegrensningen til de billige teknologiene ikke takler den økte etterspørselen. Absolutt mengde skiftes fra B til B' og sertifikatprisen øker radikalt. I vår analyse fra kapittel 10.1 kan dette illustreres gjennom at man for eksempel må introduseres for teknologien som har grensekostnad på 1.5. Dette fører oss inn på en interessant diskusjon.

Dersom vi antar at økt forbruk av elektrisitet som følger av redusert spotpris, fører til at en svært dyr produsent må produsere for at man skal klare å møte prosentkravet, vil etterspørselen selv justere markedet. Man kan da risikere at sertifikatprisen blir så høy at sluttbrukerprisen [9.26] øker til tross for at spotprisen på elektrisitet går ned. Dette vil føre til at det ikke er behov for kapasiteten til den dyre produsenten. Etterspørselen, som er drevet av sluttbrukerprisen, vil da justere seg til det punktet hvor det kan leveres mest mulig grønn energi uten at sluttbrukerprisen øker til tross for økt etterspørsel (absolutt mengde). Dette er vist i figur 10-10 hvor ny absolutt mengde grønn energi er angitt i B' og sertifikatprisen er uforandret i forhold til tidligere.

Absolutt mengde er marginalt redusert, men sertifikatprisen er radikalt redusert.



Figur 10-10 Markedslikevekt grønne sertifikater

Det spesielle ved dette scenarioet er at leverandører og forbrukere av elektrisitet vil stå ovenfor et dilemma. Det er nemlig umulig å møte myndighetenes prosentkrav, gitt dagens forbruk av sort energi, uten at kapasiteten til eksisterende produsenter av grønn energi øker. Man er derfor nødt til å redusere forbruket av sort energi ned til et nivå der prosentkravet tilsvarer maksimal produksjon av siste eksisterende fornybare energikilde. Dette betyr at det i praksis er umulig å nå likevekt i markedet på grunn av tilbudskurvens trappeform og det pliktige prosentkravet. Hvis myndighetene allikevel er innstilt på å skulle møte prosentkravet og ha likevekt i markedet, må prosentkravet reduseres.

Dette scenarioet beror på at spotprisen på elektrisk kraft primært drives av gass og kullpriser på kontinentet og at nordisk etterspørsel ikke påvirker prisene på

disse. I henhold til figur 7-2 er dette de siste teknologiene på Nord Pool tilbudskurve og fungerer som prissettende ved høy etterspørsel.

Vi kan altså si at spotprisen er gitt i et marked som er relativt upåvirkelig av nordisk etterspørsel, mens prisene på grønne sertifikater utelukkende dannes på bakgrunn av nordisk etterspørsel. Dette kan gjøre innføringen av et marked for grønne sertifikater svært komplisert. Dette kan gjøre innføringen av ett marked for grønne sertifikater svært komplisert da man kan havne i situasjoner der markedsliekevekt er umulig uten at myndighetene griper inn.

Scenarioet som er beskrevet ovenfor er imidlertid et "worst-case" scenario. Det er nemlig ikke gitt at sluttbrukerprisen skal øke, selv om sertifikatprisen skulle stige betraktelig som følger av en reduksjon i spotprisen på elektrisitet. Dette avhenger som nevnt av kapasitetsbegrensningene og kostnadsdifferansene mellom de ulike teknologiene.

10.4 Komplikasjoner ved et negativt BNP sjokk

Scenariobeskrivelse:

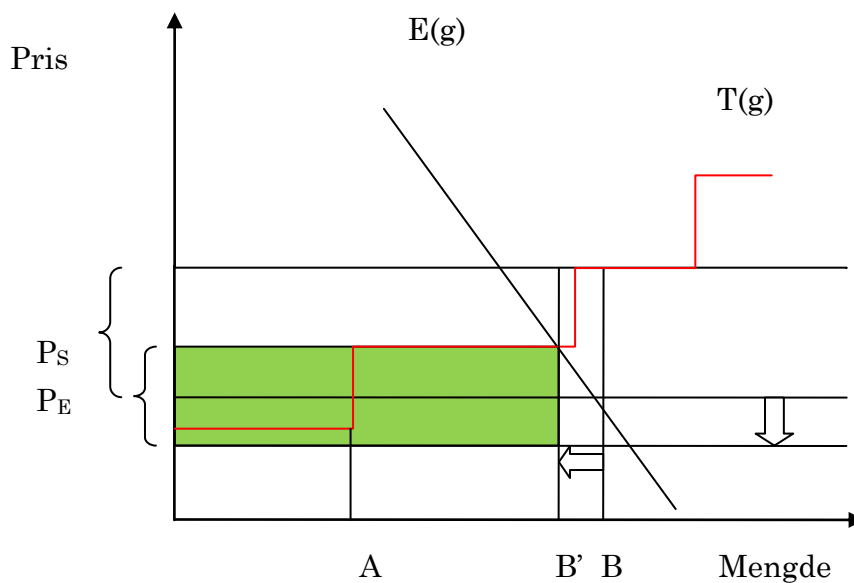
Et negativt BNP sjokk er en følge av finanskriser eller lignende. Vi har tatt utgangspunkt i kjennetegnene til en typisk finanskrise og gitt modellen vår et negativt etterspørselssjokk. Vi har skiftet den absolutte mengden grønn energi innover som følger av at den endres i takt med redusert generell etterspørsel etter elektrisk kraft. Dette kan for eksempel skyldes nedleggelse eller besparelser i kraftintensiv industri. Vi har også skiftet kurven for spotprisen på elektrisitet nedover da denne er sterkt korrelert med konsum.

10.4.1 Analyse av scenario:

Korrelasjonen mellom spotpris og konsum er vist i avsnitt 8.2.4 med tilhørende skalaelastisiteter i tabell 8-1.

Et negativt BNP sjokk og et følgende etterspørselssjokk for elektrisk kraft får store følger for markedet for grønne sertifikater. Vår modell illustrerer dette ved at skiftet i B fører til et radikalt fall i sertifikatprisen. Fallet fører til at den 3. teknologien i vår modell faller utenfor sertifikatplikten og blir ulønnsom.

Grunnene til et slikt sjokk kan være mange, men en finanskriser er etter vårt syn det beste eksempelet. Nedleggelse i kraftintensiv industri er et godt eksempel på følger fra en finanskriser som går utover elektrisitetmarkedet⁵³. I vår illustrasjon reduseres den absolutte mengde grønn energi som er pålagt til punkt B'. Dette fører til en reduksjon i spotprisen på elektrisitet (vi beveger oss innover til billigere teknologier på tilbudskurven til elektrisk kraft – se figur 7-2), samt en reduksjon i sertifikatprisen. Et faktum som forsterker dette er at et BNP sjokk sjelden forekommer regionalt, slik at spotprisen på europeisk kraft⁵⁴ også vil falle som følger av redusert etterspørsel. Dette gir en lavere sluttbrukerpris og teknologier som var avhengige av sluttbrukerprisen før BNP- sjokket er nå ulønnsomme.



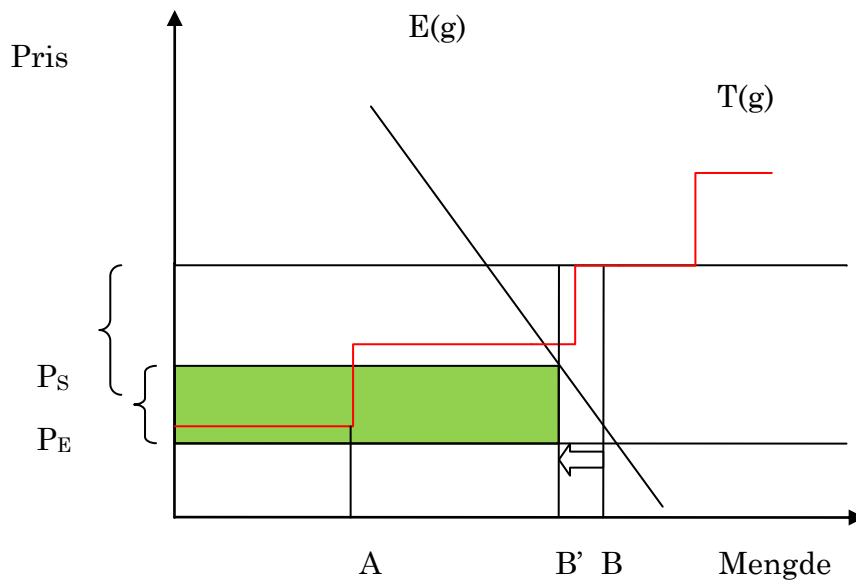
Figur 10-11 Markedsløst grøne sertifikater

I denne situasjonen vil man stå ovenfor et overskudd av sertifikater og absolutt mengde grønn energi i markedet vil falle. Dette betyr at etablerte produsenter med høye produksjonskostnader, som nå faller utenfor tilbudskurven, leverer kraft uten å få omsatt sertifikatene til høy nok pris. Disse produsentene

⁵³ Teknisk ukeblad – 7.september 2009

⁵⁴ Europeiske spotpriser er svært sentrale i den nordiske spotprisdannelsen

fortsetter å produsere da det vil være mer lønnsomt å levere kraft til spotpris enn å ikke levere kraft i det hele tatt⁵⁵. Produsentene ønsker derfor å få omsatt tildelte grønne sertifikater, og overskuddet av grønne sertifikater i markedet presser prisen ytterligere ned.



Figur 10-12 Markedsligevikt grønne sertifikater

Vi har i figur 10-12 illustrert hvordan markedet vil se ut når sertifikatoverskuddet presser sertifikatprisen ytterligere ned. Alle produsentene opp til punkt B, vil ønske å omsette sertifikatene sine i markedet, men det er ikke behov for flere sertifikater enn punkt B'. Konsekvensen av dette er at alle produsenter mellom punkt A og B leverer nå ulønnsom kraft. Dette viser at et grønt sertifikatmarked styrt av markedskreftene kan gjøre dyre teknologier svært eksponerte for risiko i forbindelse med eksogene sjokk.

Fra investors ståsted

Som tidligere nevnt er hensikten med innføring av ett grønt sertifikatmarked å øke investeringene i grønn energi. I energibransjen betraktes de fleste

⁵⁵ I motsetning til en produksjonsbedrift er store deler av kostnadene til en energiprodusent forbundet med investeringen som fordeles utover levetiden til anlegget.

investeringer som irreversible da et kraftverk ikke kan benyttes til noe annet enn kraftproduksjon. En investerings lønnsomhet måles ut i fra forventninger til fremtidig kontantstrøm neddiskontert med avkastningskravet⁵⁶. Når fremtidig kontantstrøm er usikker, øker risikoen og følgelig avkastningskravet. Gitt markedsmekanismene i et marked for grønne sertifikater vil de dyre teknologiene være forbundet med høy risiko ettersom kontantstrømmen er usikker, på grunn av eksogene forholds påvirkningskraft. Hvis sluttbrukerprisen over tid ligger under teknologiens enhetskostnad vil investeringens netto nåverdi være negativ.

Usikker kontantstrøm og høyt avkastningskrav medfører at et grønt sertifikatmarked ikke nødvendigvis fører til økte investeringer i dyre teknologier som er svært eksponert for endringer i sluttbrukerpris. At investeringskostnadene kan sees på som irreversible forsterker dette synspunktet.

En privat investor kan avvente investering i dyrere teknologier til risikoen forbundet med disse er redusert. I startfasen er man derfor avhengig av offentlig støtte i form av kapital til FOU for å redusere risikoen i prosjektene og enhetskostnadene gjennom læringskurvene.

⁵⁶ Se appendiks del H om Netto nåverdi (NPV)

11. Konklusjon

Et marked for grønne sertifikater vil kreve mye tilsyn fra myndighetene. På grunn av markedets karakteristika og den trappeformede tilbudskurven kreves det en spesiell innsikt i markedet for at målet om fullkommen konkurranse ikke skal bli en utopi. Myndighetene må ha spesifikk kunnskap om enhetskostnader og kapasiteter og sette den pliktige prosentandelen ut fra dette. For å redusere enkeltaktørers markedsmakt bør myndighetene også fortsette å støtte energiinnovasjoner som ikke har nådd produksjonsstadiet enda.

Myndighetene bør også ha en klar oppfatning av hvilke teknologier som skal inkluderes i en sertifikatordning og hvilke kapasiteter de vil tillate. I Nederland har man for eksempel satt en øvre grense på 15 MW⁵⁷ for vannkraftverk dersom de ønsker å inkluderes i sertifikatordningen der. Dette gjøres for å sikre konkurranse mellom teknologier i sertifikatmarkedet. Noen teknologier har store fortrinn når det gjelder modenhet og kunnskap og et marked uten restriksjoner kan gi disse uforholdsmessig høy markedsmakt.

Et marked for grønne sertifikater ville nærmet seg fullkommen konkurranse i teoriens rette forstand dersom det fantes mange tilbydere av fornybar energi. Markedet i Norden er foreløpig noe snevert, men hadde man ekspandert markedet for grønne sertifikater til å gjelde, for eksempel, hele EØS området kunne man nærmet seg en jevn tilbudskurve, som kunne forhindre komplekse problemstillinger knyttet til samspillet mellom kapasitet og enhetskostnader.

Et annet viktig moment er å bestemme hvem som skal være kvotepliktige. Vi har i analysen vår i første del av kapitel 10 vist til hvor store endringer et marked for grønne sertifikater kan påføre elektrisitetsmarkedet og det bør i så måte debatteres hvor vidt kraftintensiv industri skal inkluderes.

Det tar lang tid å planlegge, utvikle, behandle konsesjonssøknader og bygge fornybare kraftverk. Tilbudet i oppstartsfasen av et grønt sertifikat marked vil i så måte være snevert. Dette kan potensielt føre til store prissvingninger. Dette

⁵⁷ Regjeringen.no –Nærmere om et grønt sertifikatmarked

bekrefter viktigheten av at det må ligge grundige analyser bak det prosentkravet markedet introduseres for.

Et virkemiddel som demper svingningene i markedet er muligheten til å spare sertifikater fra en periode til en annen. En leverandør/forbruker av elektrisitet kan dermed kjøpe sertifikater i en periode og spare de til senere. På den måten kan det dannes et forwardmarked for sertifikater som gjør prisen mer forutsigbar for sluttbrukere, så vel som produsenter.

Fra en investors ståsted er det knyttet en rekke usikkerhetsmomenter til markedet for grønne sertifikater. For det første er det knyttet stor politisk usikkerhet til markedet. Politisk stabilitet vil være svært avgjørende for inntjeningen. Inntektene fra fornybar energi er avhengige av anleggenes levetid og fremtidige kraftpriser. Kraftpriser er som vi har vært inne på, meget sensitive på mange områder og politikere kan med små grep endre markedet radikalt. Avgifter som fremmer konkurranseevnen, støtteordninger og andre virkemidler må fastsettes over en lang periode for å sikre tillitt til rammevilkårene.

Store deler av kapitalen som skytes inn i fornybar energi er knyttet til FOU og investeringskostnaden. Det betyr at investoren i mange tilfeller står ovenfor en irreversibel investering. Produksjonen kan bli større eller mindre enn forventet og, og inntektene vil svinge over tid. Det vil være nødvendig å investere offentlige midler i forbindelse med utviklingen av de grønne teknologiene, for på sikt å tiltrekke seg private investorer.

I et sertifikatsystem er produsenten eksponert for risikoen knyttet til svingende sertifikatpriser. Dette er en type risiko som ikke kan elimineres gjennom regulære markedsmekanismer. Imidlertid kan risikoen reduseres gjennom å fastsette et pristak og et prisgulv som vil gjøre markedet mindre eksponert for eksogene sjokk.

Oppsummert kan et marked for grønne sertifikater legge til rette for økt investering innen fornybar energi, dersom markedet er godt organisert fra starten av, og at myndighetene legger til rette for langsiktige, faste rammebetingelser.

12. Appendiks

12.1 Del A – Tabeller

1. Korrelasjonsmatrise for variablene i spotprismodellen

Tabellen viser korrelasjonen mellom spotprisen, S_t , og forklaringsvariablene i modellen. Alle korrelasjonene er oppgitt med et signifikansnivå på 1 % med unntak av korrelasjonen mellom HDW_t og R_t^L som har en p-verdi på 0,054.

	S_t	R_t^H	R_t^L	HDW_t
S_t	1,00	-0,446	0,524	0,175
R_t^H		1,00	-0,574	-0,112
R_t^L			1,00	0,072
HDW_t				1,00

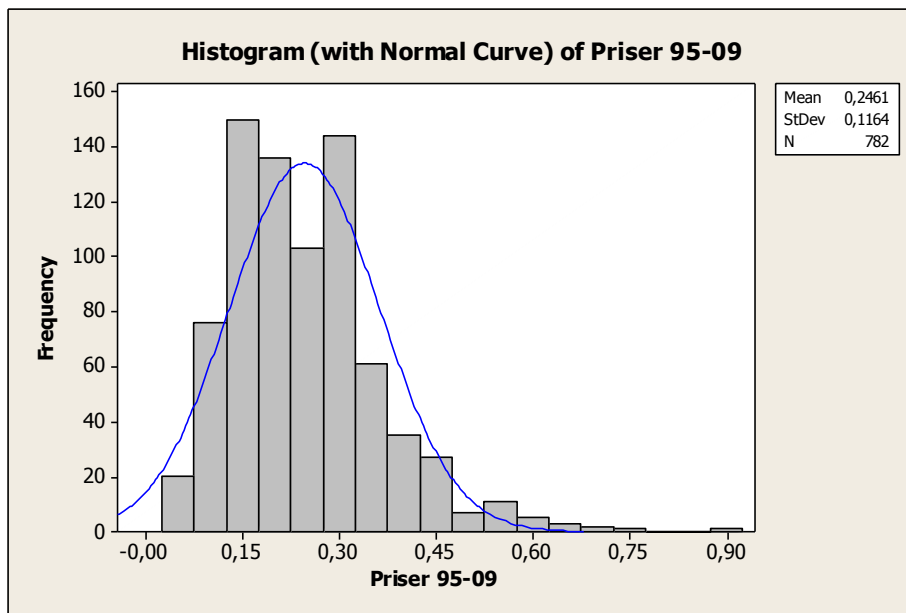
Tabell 12-1 Korrelasjonsmatrise for variablene i spotprismodellen

12.2 Del B - utskrifter fra Minitab

1. Ukentlige priser 1995-2009

Total								
Variable	Count	CumN	Mean	SE Mean	StDev	Minimum	Q1	Median
Priser 95-09	782	782	0,24608	0,00416	0,11642	0,02609	0,15838	0,23246

Variable	Q3	Maximum	Skewness	Kurtosis
Priser 95-09	0,30636	0,91777	1,10	2,35

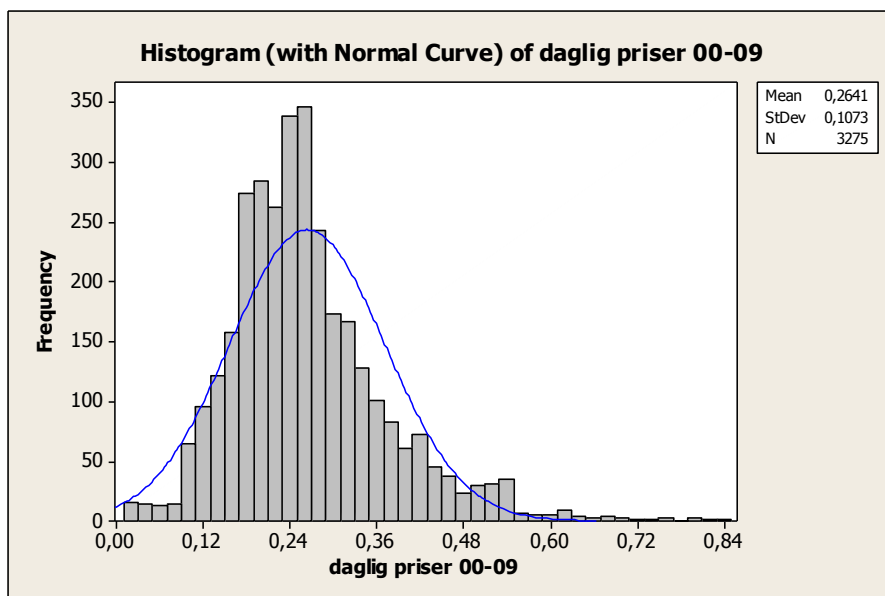


Figur 12-1 Deskriptiv statistikk 1995-2009

2. Daglige priser 2000-2009

Total								
Variable	Count	CumN	Mean	SE Mean	StDev	Minimum	Q1	Q3
daglig priser 01-09	3275	3275	0,26415	0,00188	0,10734	0,01661	0,19355	0,31538

Variable	Median	Q3	Maximum	Skewness	Kurtosis
daglig priser 01-09	0,24920	0,31538	0,83141	1,08	2,25

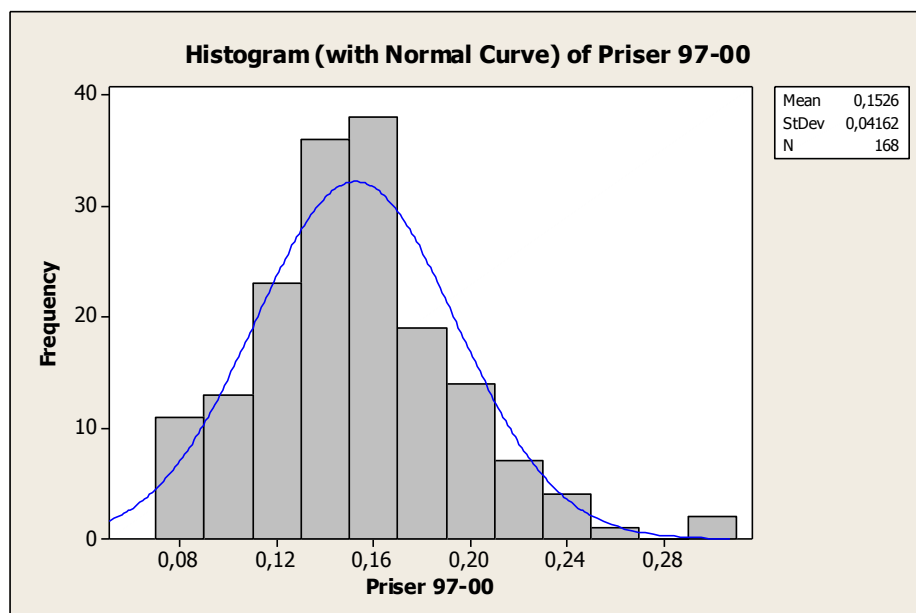


Figur 12-2 Deskriptiv statistikk 2000-2009

3. Ukentlige priser 1997-2000

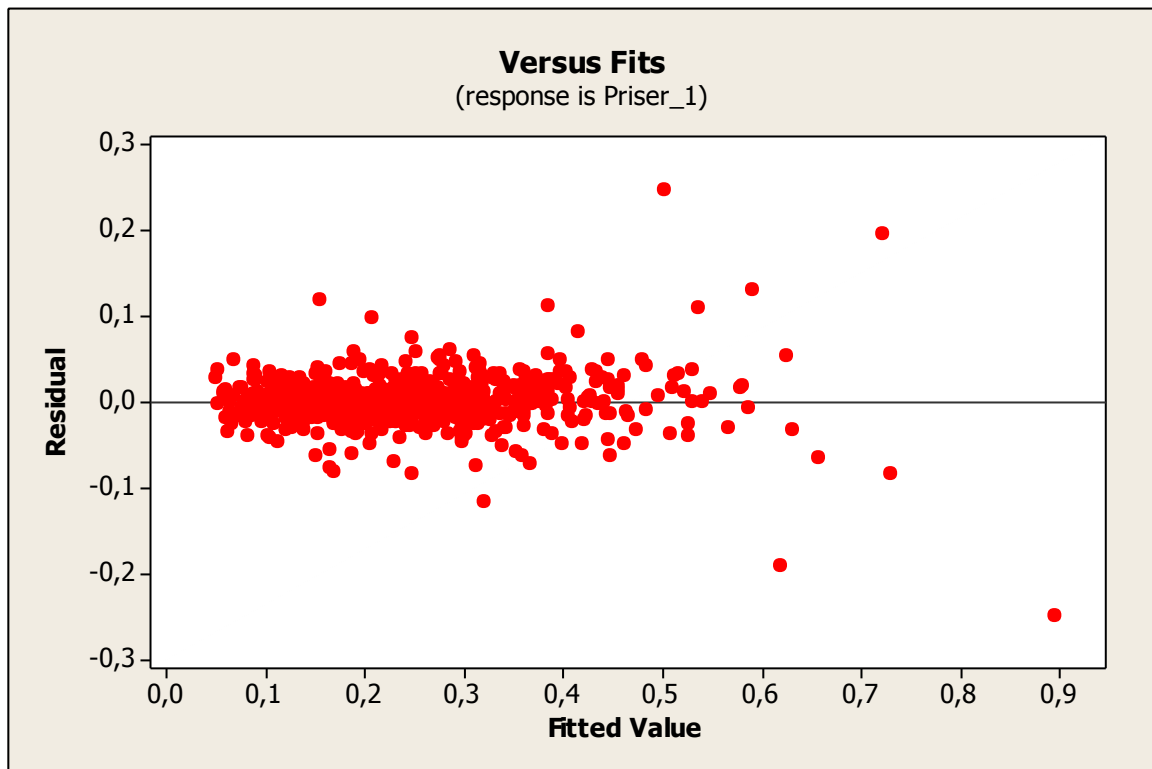
Variable	Total Count	CumN	Mean	SE Mean	StDev	Minimum	Q1	Median
Priser 97-00	168	168	0,15262	0,00321	0,04162	0,07039	0,12289	0,15066

Variable	Q3	Maximum	Skewness	Kurtosis
Priser 97-00	0,17399	0,30807	0,73	1,36



Figur 12-3 Deskriptiv statistikk 1997-2000

4. Residualplot for spotprismodell



Figur 12-4 Residualplot for hetroskdastisitet

12.3 Del C – Script fra Matlab

1. FFT transformasjon daglige priser 1.1.2000-31.12.2009

Vi har en frekvens som går over 365 dager (1 år)

```
Fs = 365; % Sampling frequency (365 per year)
N = size(Price);

NFFT = 2^nextpow2(N(1)); % Next power of 2 from length of y
Y = fft(Price,NFFT);
f = Fs/2*linspace(0,1,NFFT/2);

% Plot single-sided amplitude spectrum.
figure(1);
plot(f,2*abs(Y(1:NFFT/2)))
title('Single-Sided Amplitude Spectrum of y(t)')
xlabel('Frequency (Cycles per year)')
ylabel('|Y(f)|')

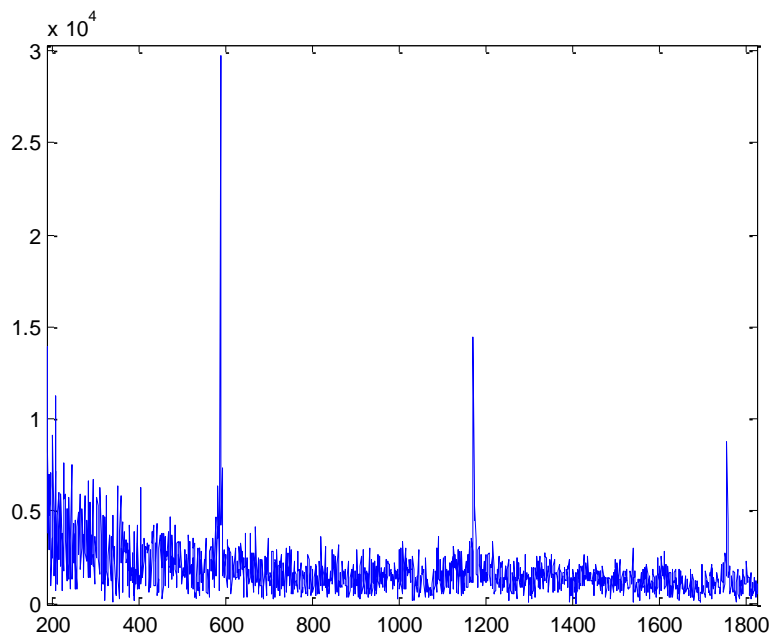
figure(2);

for i = 1:NFFT/2;
    f2(i) = 365/f(i);
end

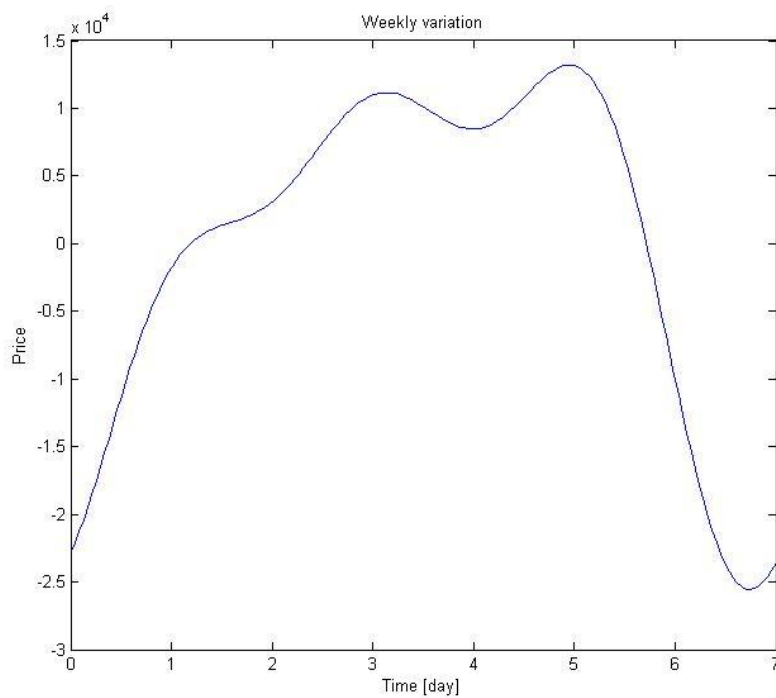
plot(f2,2*abs(Y(1:NFFT/2)))
title('Single-Sided Amplitude Spectrum of y(t)')
xlabel('Frequency (Days per cycle)')
ylabel('|Y(f)|')

figure(3);
plot(2*abs(Y(1:NFFT/2)));
xlabel('index number')
```

12.4 Del D - figurer

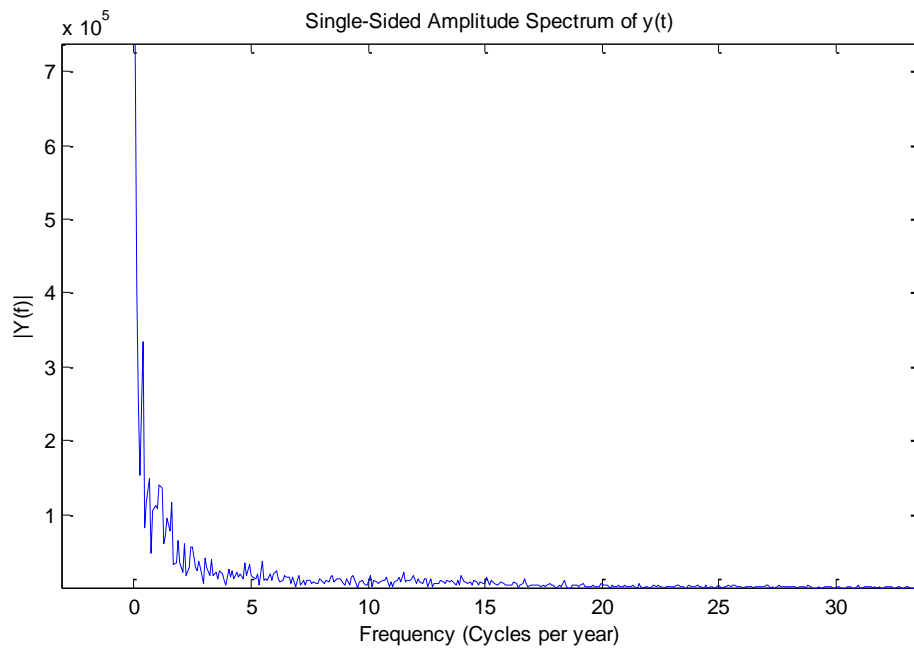


Figur 12-5 FFT plot med X-aksen som indeks



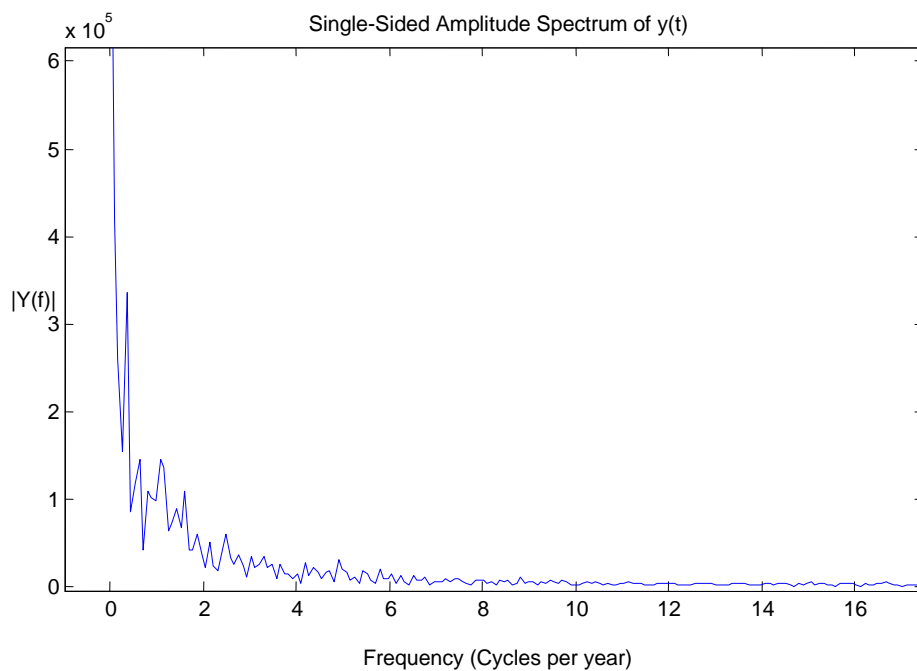
Figur 12-6 Ukentlig sesongvariasjon for spotprisen

Kurven viser de tre ukentlige sesongvariasjonene. Hvor dag 1 er en lørdag. Sesongvariasjonen viser derfor at strømprisen er høyest i ukedagene (høyest på onsdagen) og faller mot slutten av uken.



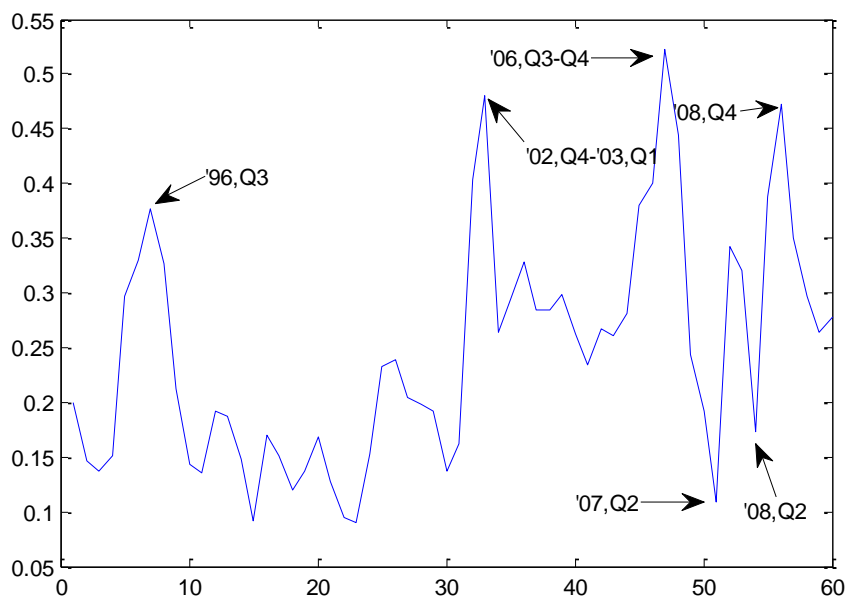
Figur 12-7 FFT plot med glattet snitt på 7 dager

Figuren viser utslag på frekvens lik 0,36.



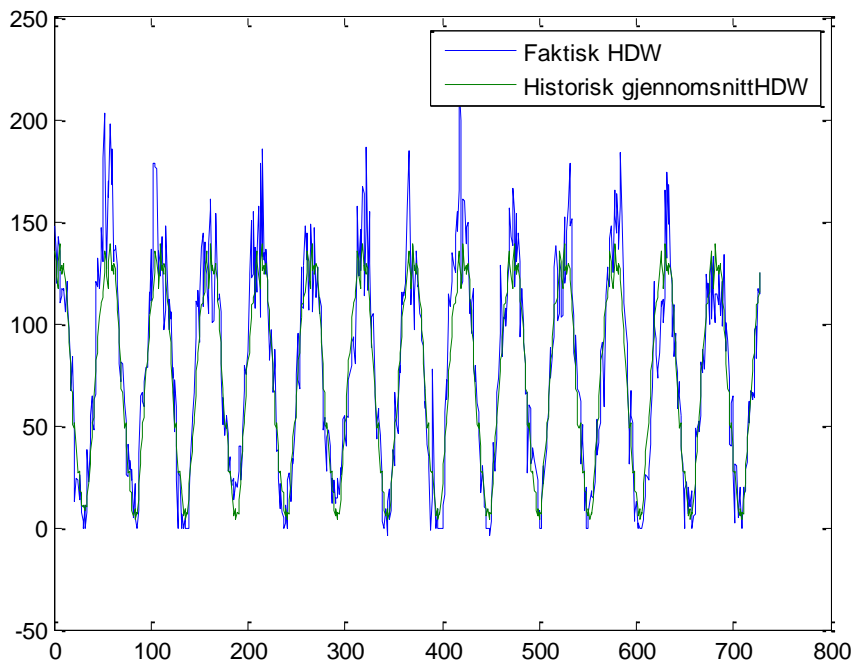
Figur 12-8 FFT plot med glattet snitt på 30 dager

Figuren viser ingen klar årlig sesongvariasjon med frekvens på 1 år.

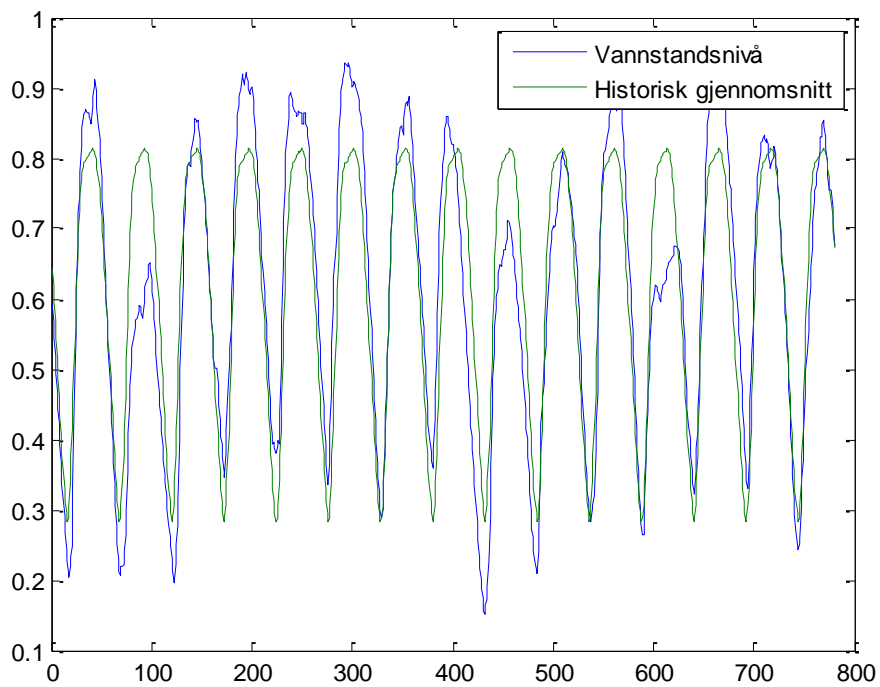


Figur 12-9 Kvartalsvis spotpris 1995-2009

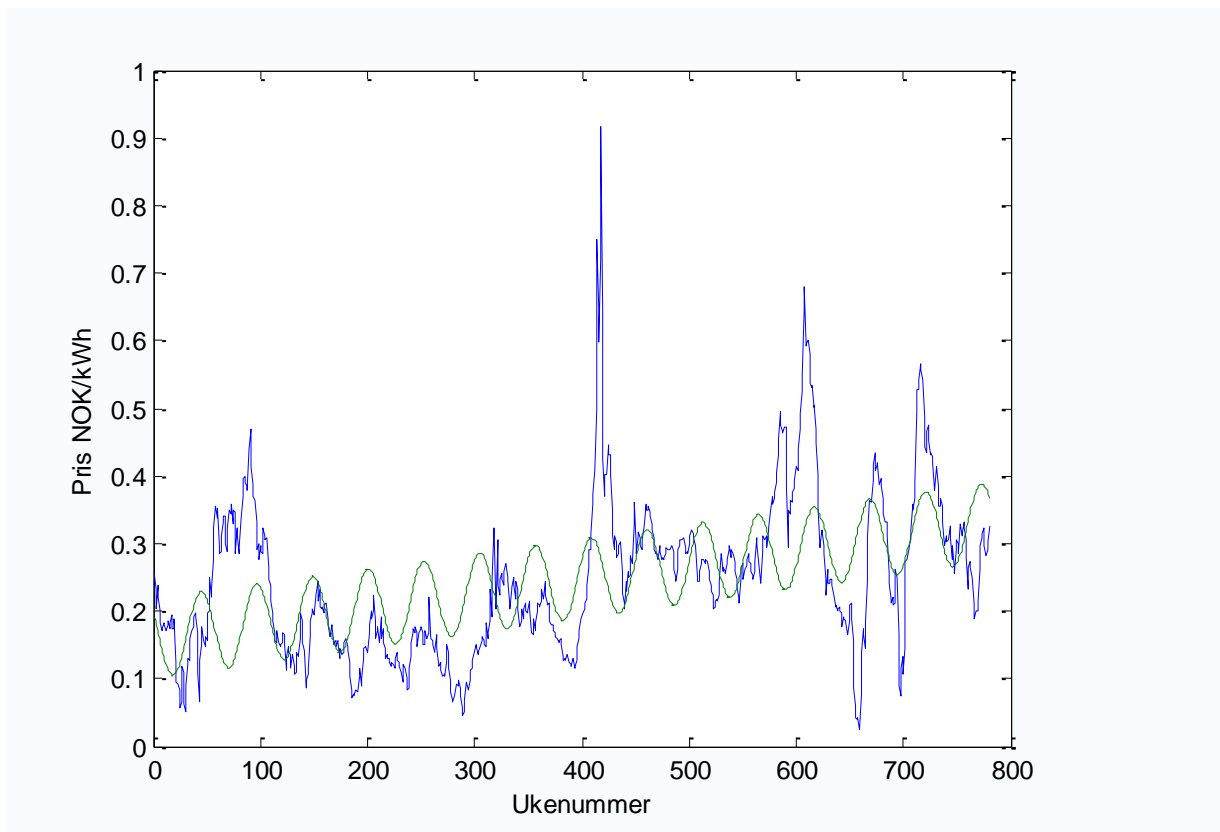
Fra figuren ser vi tydelig at det er flere år med svært høye/lave spotpriser.



Figur 12-10 Historisk gjennomsnitt HDW (heating deagrees per week) og faktisk HDW



Figur 12-11 Historisk gjennomsnitt og faktisk verdi for vannstands nivå i vannmagasinene 1995-2009



Figur 12-12 Sesongvariasjon og faktisk spotpris 1995-2009

I figur 12-12 har vi plottet funksjonen for spot prisen i normalår sammen med den faktiske spot prisen i perioden 1995-2009. Vi ser at funksjonen klart beskriver trenden i datasettet, men at prisene i enkelte år avviker en del fra datasettet. Disse avvikene må forklares av andre fundamentale forklaringsvariable.

12.5 Del E – Matematisk utledning av FFT

For en vektor med observasjoner $\{x_1, x_2, \dots, x_n\}$ er periodogrammet definert som:

$$[12.1] I_n(w_k) = \frac{1}{n} \left| \sum_{t=1}^n x_t \exp^{-i(t-1)w_k} \right|^2$$

, hvor $w_k = 2\pi(k/n)$ er Fourier (standard) frekvensen uttrykt med radianen per enhet tid, $k=1, \dots, [n/2]$, hvor $[x]$ er det største hele tallet som er mindre eller lik x . Periodogram ordinatene ved Fourier frekvens w_k er proporsjonal til variansen som er gjort rede for av frekvenskomponenten. En relativ høy verdi av $I_n(w_k)$ indikerer derfor en syklus med periode $1/w_k$.

Fra et numerisk synspunkt kan man merke seg at I_n er den kvadrerte absoluttverdien av Fourier transformasjonen. For å benytte FFT må altså lengden på vektoren være potensen av 2, dvs $n=2^m$.

Spektralanalyse kan også sees på som et lineært multippelt regresjonsproblem, hvor den avhengige variabelen er den observerte tidsserien, og den uavhengige variabelen er sinus funksjonene av alle mulige (diskrete) frekvenser. Denne type lineær regresjonsmodell kan skrives som:

$$[12.2] x_t = a_0 + \sum_{k=1}^{\lfloor \frac{n}{2} \rfloor} \{a_k \cos(w_k t) + b_k \sin(w_k t)\}$$

, hvor w_k er Fourier frekvensen beskrevet ovenfor. Cosinus parametrene a_k og sinus parametrene b_k er regresjonskoeffisienter som beskriver i hvilken grad de respektive funksjonene er korrelert med datasettet. Det finnes like mange sinuskurver som plot i datasettet, så ved å plote alle sinuskurvene fra en FFT kan vi reprodusere hele serien fra datasettet. Vi er imidlertid interessert i sinuskurvene som beskriver klare trender i datasettet, og som gir klart utslag i Fourier transformasjonen.

12.6 Del F – om korrelasjoner

For gitte variabler bruker vi korrelasjonskoeffisienten til å beskrive det lineare forholdet mellom variablene. Korrelasjonskoeffisienten til to variabler er definert ut i fra deres kovarians, $cov(X,Y)$, og standardavvik, σ_i , hvor

$$[12.3] \rho = \frac{cov(X,Y)}{\sigma_x \sigma_y}$$

Hvor vi får en verdi $-1 \leq \rho \leq 1$. Hvis det ikke eksisterer en lineær sammenheng mellom variablene vil korrelasjonskoeffisienten være lik 0, og hvis det eksisterer en *perfekt* positiv korrelasjon mellom variablene vil verdien av korrelasjonskoeffisienten være 1. Beregningen av korrelasjonskoeffisientene mellom de antatte forklaringsvariablene og spotprisen beregnes ved bruk av Pearson korrelasjonskoeffisient i Minitab.

12.7 Del G – Årlige sesongvariasjoner

For å finne de årlige sesongvariasjonene i det daglige datasettet fjernet vi noen av støyen i datasettet. Vi ønsket i første omgang å fjerne de ukentlige sesongvariasjonene og valgte derfor å finne et glattet snitt på 7 dager, hvor x er en vektor for de daglige spotprisene, og hvor $t=(4,\dots,n-3)$. Formelen for det vektete snittet blir da: $Y_7 = \frac{1}{7}(x_{t-3} + \dots + x_{t+1})$.

Etter å ha funnet et glidende gjennomsnitt for de daglige spotprisene utførte vi en ny FFT. Resultatet er vist i figure 12-6. Som vi ser er de ukentlige sesongvariasjonene fjernet fra dataen, og vi sitter kun igjen med de årlige sesongvariasjonene. Det var forventet å finne et utslag på frekvens lik 1, men ved å lese ut fra figuren finner vi en frekvens på 0,36. Dette betyr altså at vi har en sesongvariasjon med en fase som går over et år. Vi fant ingen klar årlig sesongvariasjon i datasettet bestående av daglige spotpriser i tidsrommet 2000-2009.

Vi utførte også et glattet snitt på 30 dager⁵⁸, for å fjerne ytterligere støy og eventuelt månedlige sesongvariasjoner, men heller ikke her er det en fremtredende sesongvariasjon på 1 år.

Årsaker til manglende sesongvariasjon

Det er naturlig å anta at det eksisterer årlige sesongvariasjoner på spotprisen for elektrisitet (Pilipovic, 1998). Ved å bruke et verktøy som FFT ville vi funnet en slik sinusliknende trend hvis den eksisterte. Årsaken til at vi ikke finner denne kan skyldes størrelsen på datasettet, eller at enkelte år kan anses som ekstreme år hvor prisen ligger høyere (eller lavere) enn normalt. Slike ekstreme år forårsakes eksempelvis av lite (mye) nedbør, lave (høye) temperaturer og vil derfor gi en høyere (lavere) strømpris enn i såkalte normalår. Årsaken til prisendringen skyldes i tilfelle med lave (høye) temperaturer en endring i etterspørselen, mens i tilfellet med lite (mye) nedbør er det tilgangen på billig vannkraft som er avgjørende. I årene 1996, 2003 og 2006 var strømprisene svært høye som et resultat av lite tilsig til hydrokraftverkene. Strømprisene nådde et usedvanlig høyt nivå i overgangen 2002-2003, mens den har vært på historiske bunnivå i 2000 og 2007. Vi har altså hatt svært avvikende perioder relativt ofte i tidsrommet 2000-2009⁵⁹. Forklaringen til svingningene i strømprisene er relativt intuitiv. I år med lavt tilsig i vannmagasinene flyttes kapasiteten innover og vi er avhengig av dyrere kraft fra andre teknologier, som fører til at prisen stiger. Lavt tilsig i kombinasjon med kalde og lange vintere gir enda høyere strømpriser, da manglende snøsmelting og høy etterspørsel driver prisen opp. Figur 12-9 viser et kvartalsvis pris for perioden 1995-2009, og vi observerer flere år med svært høye og lave spotpriser datasettet.

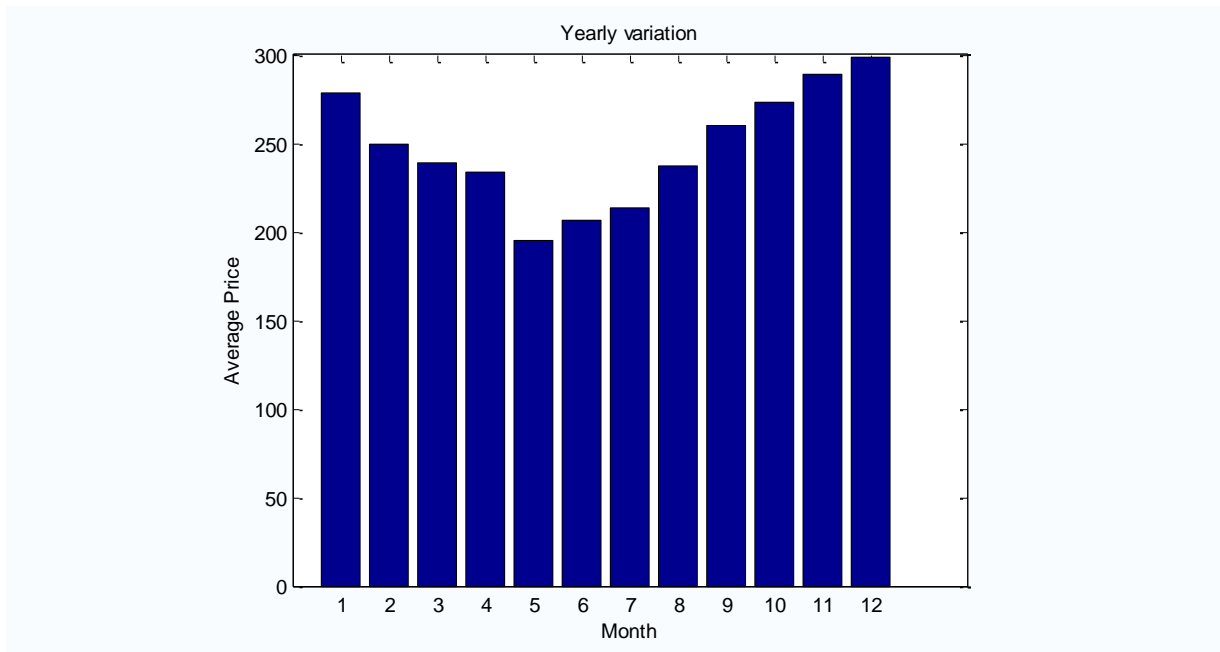
Hvis vi tar et aritmetisk gjennomsnitt av alle månedene i året, hvor vi legger sammen like måneder (eksempelvis januar) og finner et snitt over perioden 1.1.2000 til 31.12.2009 ser vi allikevel en trend. Som forventet ser vi fra figur 12-

⁵⁸ Se figur 12-7

⁵⁹ Kilde: Hafslund

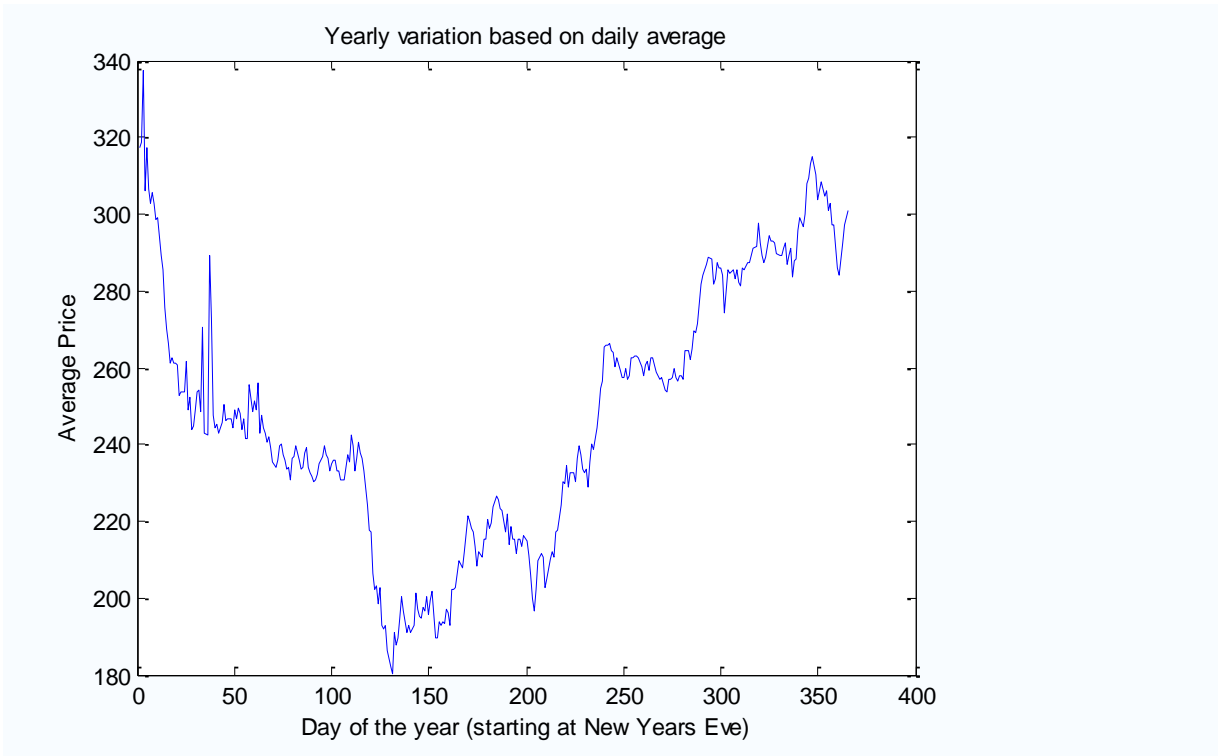
13 at prisen på elektrisitet er høyere om vinteren enn om sommeren.

Ekstremårene vil allikevel trekke opp snittet for enkelte måneder, men metoden illustrerer kun at det er lavere pris om sommeren sammenliknet med vinteren.



Figur 12-13 Gjennomsnittlig månedlig spotpris fra januar-deseember

Ved å ta et daglig gjennomsnitt (for alle like dager, eksempelvis 1.januar) ser vi også den samme trenden, med høye priser om vinteren og lave om sommeren:



Figur 12-14 Gjennomsnittlig daglig spotpris 1/1-31/12

12.8 Del H - Netto nåverdi

En investerings netto nåverdi regnes ut med følgende formel:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+r)^t} - C_0$$

Hvor,

T = Investeringsens tidshorisont

C_t =Kontantstrøm ved tidspunkt t

C_0 =Investeringskostnad ved tidspunkt t=0

r =Avkastningskravet

For at en investering skal være som lønnsom, krever en investor positiv NPV.

Avkastningskravet settes på bakgrunn av risikoen forbundet med prosjektet.

Høyere risiko krever høyere avkastningskrav.

13. Referanser

13.1 Trykt materiale

- Amundsen, & Nese. (2005). *Omsettelige grønne sertifikater under autarki og handel*. Bergen: Samfunns- og næringslivsforskning AS.
- Ås, & Nybø. (2004). *Modellering av produksjonsportefølje i vannkraftsektoren - Prosjektoppgave*. Trondheim: NTNU - Ind.Øk.
- Bye, Olsen, & Skytte. (2002). *Grønne sertifikater - design og funksjon*. Oslo-Kongsvinger: Statistisk Sentralbyrå.
- ECON. (2008). *Støtteordninger for fornybar energi i Europa - rapport 2008-066*. Econ Pöyry.
- Feilberg, Grinden, Næsje, Thyholt, Wachenfeldt, & Wolfgang. (2007). *Varmemarkedets utvikling og betydning for fleksibiliteten i energiforsyningen*. SINTEF.
- Flagstad, K., Gakkestad, K., Gundersen, Hofstad, Jensen, Jensen, et al. (2004). *Grønne sertifikater-utredning om innføring av et pliktig sertifikatmarked for kraft fra fornybare energikilder- revidert utgave*. Oslo: Norges Vassdrags og Energidirektorat.
- Keller. (2005). *Statistics for management and economics*. Thomson - Brooks/Cole.
- Løvås. (2004). *Statistikk - for universiteter og høyskoler*. Universitetsforlaget.
- Lucia, & Schwartz. (2000). *Electricity prices and power derivatives: Evidence from the nordic power exchange*.
- Pilipovic. (1998). *Energy Risk - Valuing and managing energy derivatives*. McGraw-Hill.
- Stangeland. (2007). *Potensial og barrierer for fornybar energi*. Oslo: Bellona.

Torrò. (2008). *Forecasting Weekly Electricity Prices at Nord Pool*. Valencia: University of Valencia.

Vallevik, & Øyan. (2004). *Analyse av kraftpriser - Hovedoppgave*. Trondheim: NTNU - Ind.øk.

Wenron. (2006). *Modeling and forecasting electricity loads and prices - a statistical approach*. Wiley Finance Series.

13.2 Telefonsamtaler og e-postkorrespondanse

Øistein Galaaen, NORWEA, mai-juni 2010

Jens Thomassen, HG Capital, mai-juni 2010

Martin Johansson, Svenska Energimyndigheten, juni 2010

Jan Christian Torvestad, Aqua Energy Solutions, januar-juni 2010

Folke Sjöbohm, Svensk Energi, juni 2010

Hans Roar Karlsen, PhD HRK Consult, juni 2010

13.3 Internettsteder

Olje og Energidepartementet

- 14 TWh ny bioenergi innen 2020 - pressemøte 1. april 2008

<http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/presSESenter/pressemeldinger/2008/14-twh-ny-bioenergi-innen-2020.html?id=505388>

- Energi og kraftbalansen mot 2020

<http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/NOU-er/1998/NOU-1998-11.html?id=141308>

- Nærmere om et grønt sertifikatmarked

<http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/regpubl/stmeld/20022003/Stmeld-nr-9-2002-2003-/15.html?id=328287#>

- Om lov om fornybar energiproduksjon til havs

<http://www.regjeringen.no/nn/dep/oed/Dokument/proposisjonar-og-meldingar/Odelstingsproposisjonar/2008-2009/otprp-nr-107-2008-2009-/4/4.html?id=569864>

FORNYBAR.NO – en informasjonsressurs for fremtidens energisystemer

- Solenergi

<http://fornybar.no/sitepageview.aspx?sitePageID=1637>

- Vannkraft

<http://fornybar.no/sitepageview.aspx?sitePageID=1640>

- Vindkraft

<http://fornybar.no/sitepageview.aspx?sitePageID=1639>

- Energi fra havet

<http://fornybar.no/sitepageview.aspx?sitePageID=1641>

- Bioenergi

<http://fornybar.no/sitepageview.aspx?sitePageID=1638>

- Geotermisk energi

<http://fornybar.no/sitepageview.aspx?sitePageID=1642>

- Om støtte av fornybar energi

<http://fornybar.no/sitepageview.aspx?sitePageID=1762>

Energilink (Teknisk Ukeblad)

- Solenergi

<http://energilink.tu.no/no/solenergi.aspx>

- Vannkraft

<http://energilink.tu.no/no/vannkraft.aspx>

- Vindkraft

<http://energilink.tu.no/no/vindkraft.aspx>,

- Tvil om grønne sertifikater

<http://www.tu.no/energi/article222074.ece>

Cicero- senter for klimaforskning

- Politikerne avgjør utviklingen av bioenergi i Norge

<http://www.cicero.uio.no/fulltext/index.aspx?id=5167>

- Utfordringen: En karbonfattig energiforsyning

<http://www.cicero.uio.no/fulltext/index.aspx?id=2479>

Accenture

- Accenture Climate Change Consumer Study (October 2007)

<http://www.accenture.com/NR/rdonlyres/E213172C-A792-499C-84F8-058BE70D213E/0/ClimateChangeConsumerSurveyKeyfindings.pdf>

Enova

- Om Enova

<http://enova.no/sitepageview.aspx?sitePageID=1153>

- Potensialstudie på havenergi

<http://www.enova.no/minas27/publicationdetails.aspx?publicationID=266>

NA24.no

- Aldri mer billig strøm 27/8-2008

<http://www.na24.no/article2164685.ece>

Norges Vassdrags og Energidirektorat (NVE)

- Fornybar energi

<http://nve.no/no/Energi1/Fornybar-energi/>

Kraftkartet

- Forbruksgrupper

<http://www.kraftkartet.no/default.asp?gruppe=3201>)

Dagens næringsliv

- Solenergi rammes hardt 19/5-2010

(http://www.dn.no/forsiden/borsMarked/article1900984.ece?WT.mc_id=dn_rss)

Framtiden.no

- Klimagassutslipp rammer hardt – arbeidsnotat 08/02

<http://www.framtiden.no/view-document/153-klimagassutslipp-fra-nordisk-elkraft.html>

NTNU

<http://www.ntnu.no/materialteknologi/studier/eit>

Worldcoal.com

- Coal statistics

<http://www.worldcoal.org/resources/coal-statistics/>

DC Chart

- Ocean, climate & weather data

(<http://dapper.pmel.noaa.gov/dchart/>)

Prosessindustrien

- Klimasnylterne må tas 7/12-2009

<http://www.prosessindustrien.no/default.asp?menu=6&id=5081>

København 2009

- 3 x 20 innen 2020 (2009)

<http://www.kobenhavn2009.no/klimapolitikk/eus-klimapolitikk/2.3-x-20-innen-2020>