

ANALYSE AV INNTEKTSGRUNNLAGET FOR SMÅKRAFT OG VINDKRAFT I NORGE

AN ANALYSIS OF INCOME FOR SMALL SCALE HYDRO AND WINDPOWER IN
NORWAY

NAVN: JOAKIM LARSEN

UNIVERSITETET FOR MILJØ- OG BIOVITENSKAP

INSTITUTT FOR NATURFORVALTNING

MASTEROPPGAVE 30 STP. 2013



Forord

Med denne masteroppgaven avslutter jeg fornybar energi studiet ved Universitet for miljø- og biovitenskap. Oppgaven har vært avhengig av informasjon fra mange parter for å kunne bli skrevet, så takk til alle som har bidratt med data og hjelp. En ekstra takk til Åsa som har bidratt med god innsikt, både faglig og til løsninger i oppgaven.

A big thanks also to my dear friend Devin, thank you for help with translations!

Hovedveileder: Torjus F. Bolkesjø

Biveileder: Åsa G. Tveten

Juni 2013,

Joakim Larsen

Sammendrag

Oppgaven skrives i sammenheng med at utbyggingsaktivitet innenfor vindkraft og vannkraft øker for å innfri fornybar målene Norge har satt seg frem mot 2020. Det mangler fortsatt mye kunnskap rundt hvilke inntjeningsgrunnlag et kraftverk har, og hvordan lønnsomheten i kraftverket blir påvirket av strømprisen over året, og spotprisen i et område. Praksis i dag, brukt av både NVE og mange utbyggere for å regne inntektsgrunnlag er å bruke en antatt strømpris, basert på futures prisene i det finansielle strømmarkedet.

Investeringskostnaden for vindkraft er betydelig høyere enn for vannkraft, men inntektsgrunnlaget for vindkraft er høyere siden tilgangen på vindressurs er større ved høye strømpriser. Oppgaven ser på om denne effekten gjør noe med konkurransefortrinnet mellom teknologiene.

Data mottatt fra sentrale aktører innenfor forskning og utvikling fra det aktuelle fagfeltet har vist at det er forskjell mellom regioner og spesielt mellom år når det gjelder hvilke inntekt en vind- og vannkraftprodusent kan forvente. Anleggene produserer avhengig av tilsig og vind gjennom året, noe som naturlig vil variere mye mellom år.

Måten fremtidig strømpris blir kalkulert på, om det er historiske spotpriser, den gjennomsnittelige systemprisen eller om det er en antatt strømpris basert på future kontrakter i det finansielle strømmarkedet er helt avgjørende for å kunne regne på inntekt. For kunne se på forskjellene en utbygger forventet i inntekt og den faktiske inntekten i perioden, regnes det detaljert ut hvordan de 3 forskjellige metodene har gitt forskjellige tall på inntektssiden i årene 2000 til 2012. Tilsig og estimert vindproduksjon ble oppdelt etter spotprisområdene i Norge, for å kunne se om geografien også virker inn på inntekt.

Hoveddelen av oppgaven skal besvare hvordan spotpris og produksjonsprofil over året påvirker lønnsomhet, hvor stor forskjell i inntjening gjør de 3 forskjellige måtene å regne strømpris på og til slutt hvordan inntekten for et kraftverk blir påvirket av hvor det ligger i landet.

Resultatet i oppgaven viser at spotprisen og tidspunkt for produksjon over året klart påvirker lønnsomheten til kraftverkene, vindkraftverk har en høyere inntekt per MWh produsert enn vannkraftverk i denne perioden. Den estimerte inntjeningen er også dramatisk påvirket av hvilke strømpris som blir lagt til grunn for å beregne inntekten, størrelse på avviket mellom inntekt basert på de ulike strømpriser er avhengige av teknologi og område. Område for kraftproduksjon har en påvirkning på forventet inntekt, både som en følge av høyere strømpris innenfor de ulike områdene og som følge av en mer korresponderende produksjonsprofil i noen områder.

Abstract

This paper will analyze the increased development of wind and hydro power in Norway in an effort to meet the government's renewable energy targets by the year 2020. There is currently a lack of research regarding the income base of a power plant, and how the profitability of a given plant is affected by both the price of electricity over time, as well as the fluctuation of price geographically. Today's practice, used by both NVE and many developers, is to calculate revenue based on an assumed electricity price. The cost of investing in wind power technology is significantly higher than that for hydro power, while generated income for wind power is higher due to the increased availability of wind resources at higher electricity prices. This study specifically analyzes the two competing technologies: Wind power versus hydro-power.

Future electricity prices are calculated using one of three methods: An analysis of historical prices, the current average system price, or an assumed electricity price based on "future" contracts in the financial electricity market. Regardless of the methods, future prices are essential when it comes to expected income. The difference between what a developer expects to generate in income and the actual income generated in the period is considered in detail where the three different methods have given different figures on the revenue side in the years 2000 to 2012. In order to determine if geography also affects income, inflow and estimated wind production was divided into the different price areas throughout Norway.

This paper's main goal is to determine how the price and production profile over the course of the year affects profitability for wind and hydro power, the relative accuracy between the three methods of price analysis regarding "futures" in regards to electricity, and finally, how the income of a plant is affected by its geographic location within the country.

The results of the analysis indicate that the price of electricity and at which time of the year the production occurs, clearly affects the profitability of power plants. Wind power plants have a higher income per MWh produced than hydro power plants during the period of analysis. The estimated earnings are also dramatically affected by which of the basis for calculating income is used. The differences between revenue based on the different electricity rates are dependent on both technology and area. Finally, area of production has an impact on expected income, both as a result of higher electricity prices in the various geographical areas and as a result of a more comprehensive production profile in some areas.

INNHALDSFORTEGNELSE

Forord.....	i
Sammendrag.....	ii
Abstract	iii
Figuroversikt	v
Tabelloversikt	vi
1. Innledning.....	1
1.1 Bakgrunn.....	1
1.2 Problemstilling	2
1.3 Tidligere arbeid	3
1.4 Strukturen på oppgaven	4
1.5 Begrensninger	4
2. Dagens situasjon	5
2.1 Vindkraft	5
2.2 Småkraft.....	7
2.3 Elsertifikater	7
2.4 Handel.....	8
2.4 Spotpriser.....	9
2.5 Nett.....	11
2.6 Flaskehals.....	12
3. Metode	13
3.1 Analyse.....	13
4. Data	15
4.1 Marginalkostnad småkraft.....	16
4.2 Marginalkostnad vindkraft.....	17
4.3 Ressursprofil og etterspørsel	20
4.4 Spotpris.....	20
5. Resultater	26
6. Diskusjon	37
6.3 Avgrensning	40
7. Konklusjon	42
7.1 Videre arbeid.....	43
7. Bibliografi.....	44

Figuroversikt

Figur 1: Vindparker i drift i Norge 2012	6
Figur 2: Aggregert tilbud og etterspørsel på times basis fra NORD POOL.	9
Figur 3: Spotprisområdene i Norden.	10
Figur 4: Marginalkostnad vannkraft.....	16
Figur 5: Installert vindkraft i Norge.....	18
Figur 6: Kostnadskurve for vindkraft på land i Norge	19
Figur 7: Relativ fordeling av etterspørsel/forbruk, tilsig og vindkraftproduksjon over året basert på observerte data i perioden 2000- 2012	20
Figur 8: Gjennomsnittlig spotpris over året for de forskjellige spotprisområdene i perioden 2000 – 2012.	21
Figur 9: Spotpriser i Norge i perioden 2000 – 2012.....	22
Figur 10: Gjennomsnittlig tilsig i de 5 spotprisområdene over året (2000-2012)	23
Figur 11: Tilsig av all uregulerbar vannkraft i Norge i perioden 2000 – 2012.	23
Figur 12: Vindkraftproduksjon i 4 av 5 spotprisområder som ukentlig gjennomsnitt i perioden 2000-2012.	24
Figur 13: Samlet vindkraftproduksjon for eksisterende vindkraftanlegg i perioden 2000 – 2012.	25
Figur 14: Inntekt for vannkraft basert på spotpris.....	27
Figur 15: Inntekten for vannkraft basert på spotpris i perioden.....	31
Figur 16: Tidspunkt for tilgang på vann og spotpris for perioden 2000-2012.....	33
Figur 17: Tidspunkt for tilgang på vind og spotpris for perioden 2000-2012.....	34
Figur 18: Gjennomsnittelig inntekt i perioden 2000-2012 for de forskjellige prisområdene i NOK/MWh produsert for vindkraft og vannkraft.	35
Figur 19: Årlig forskjell i inntekt NOK/MWh for vind- og vannkraft. Viser gjennomsnitt av alle prisområder samlet.....	36

Tabelloversikt

Tabell 1: Sammenkobling mellom de forskjellige geografiske områdene	16
Tabell 2: Lønnsomhet per KWh fordelt på region. Produksjonstall er gjennomsnittstall for perioden 2000 – 2012.	26
Tabell 3: Forventet inntekt når produksjon er veid mot systempris på årsbasis.	28
Tabell 4: Antatt årlig inntekt for en vannkraft produsent innenfor de forskjellige prisområdene.	28
Tabell 5: Differansen i inntekt basert på ukeproduksjon veid mot spotpris hver uke, og gjennomsnittsproduksjon veid mot gjennomsnittelig systempris over året.	29
Tabell 6: Differanse mellom utregning basert på spotpris metoden og antatt pris.	29
Tabell 7: Lønnsomhet per KWh fordelt på region.	30
Tabell 8: Forventet inntekt når produksjon er veid mot systempris på årsbasis	31
Tabell 9: Forventet inntekt når produksjon er veid mot antatt pris på årsbasis.....	32
Tabell 10: Differansen i inntekt mellom spotpris på ukenivå og gjennomsnittelig systempris.....	32
Tabell 11: Differansen i inntekt mellom spotpris på ukenivå og antatt pris.	33

1. Innledning

1.1 Bakgrunn

Norge har igjennom EØS-avtalen med EU forpliktet seg til å øke andelen av fornybar energi i Norge frem mot 2020 fra dagens 60 % (andelen varierer fra år til år avhengig av nedbør)(OED, 2011a) til 67,5 % (OED,2011b). For å stimulere til økt andel fornybar energi produksjon i Norge, ble et elsertifikatmarked opprettet sammen med Sverige fra 1.1.2012. Dette skal gjennom salg av elsertifikater gi en ekstra inntekt til produsenter av fornybar kraft. Elsertifikatmarkedet med Sverige gjør at utbyggingen av vindkraft, og spesielt småkraft i Norge, vil øke der marginale prosjekter som tidligere ikke var lønnsomme nå blir det med mer inntekten ved salg av elsertifikater. Olje og energidepartementet (OED) fremhever også utbyggingen av småkraft som en av svingkreftene for og nå et klimavennlig Norge (Lavutslippsutvalget, 2006).

De største ressursene av fornybar energi vi har i Norge er vann og vind. Vindkraft på land har et potensial på 250 TWh (NVE, 2005), ny vannkraft har 34 TWh samt 45,7 TWh som omfattes av verneplan for vassdrag og andre naturvernområder (NVE, 2010a). Potensialet som kan utnyttes med dagens prisnivå og politikk vil være langt lavere, nærmere 17 TWh for vindkraft og 25 TWh for vannkraft (inkludert større utbygginger og oppgradering og utvidelse av eksisterende anlegg), avhengig av prisnivået elsertifikatene vil tilføre som ekstra inntekt, ifølge Norges vassdrag og energidirektorat (NVE) (NVE, 2010a). Det er knyttet stor usikkerhet til hvor mye som faktisk vil bli utbygd, og det reelle utbyggingspotensialet vil sannsynligvis ikke være i samme størrelsesorden, grunnet begrensninger i tilgang til strømnnett og konfliktfylte naturinngrep.

Uregulerbar vann- og vindkraft har en stokastisk produksjon som gjør at tidspunktet for produksjon ikke følger etterspørselen. Da det ikke finnes kommersielle energieffektive lagringsmetoder for energi i Norge (bortsett fra vannmagasiner), må det produseres når det er tilgang på vind eller når nedbøren kommer. Denne energien må også forbrukes i øyeblikket den blir produsert. For uregulerbar vannkraft er dette typisk i periodene med minst etterspørsel, altså vår, sommer og høst. Vind har en mer korresponderende produksjonsprofil med etterspørselen, med høyest produksjon på vinteren. Dette fører til at vindkraftverk produserer når prisen er høyest på året (figur 7), noe som teoretisk vil gi en høyere inntekt per MWh produsert for vindkraft enn for vannkraft. Derimot har vindkraft en høyere investeringskostnad enn vannkraft i Norge.

Inntektsgrunnlaget en utbygger med en investeringsbeslutning må basere seg på er mengde strøm produsert, pris på elsertifikat og strømpris. Tilgjengelighet til vannressursen estimeres ut fra nedbørsdata og størrelse på nedbørsfeltet, dette måles gjerne direkte i vassdraget over noen år, eller man bruker nedbørsdata fra selskaper som NVE, som har mange års data tilgjengelig. For vind settes

det opp målemast eller sonar som måler vindhastigheten på området. Når det gjelder strømpris er denne verre og predikere. Strømprisen vil variere fra år til år avhengig av nedbør, eksterne tilfeldigheter som nedetid på termiske kraftverk og etterspørselen etter elektrisitet i markedet. Prisen på elsertifikatene styres av et eget marked der prisene blir satt av tilbud og etterspørselen i markedet, som jeg vil komme tilbake til i kapittel 2.

Både gjennom samtale med utbyggere og gjennom NVE sin veileder på utbygging av småkraftverk (NVE 2010) tyder det på at inntektsgrunnlaget ofte baseres på en antatt strømpris som per dags dato ligger på rundt 300 NOK/MWh, mens spotprisen, som er den reelle prisen en produsent får for strømmen sin vil kunne være adskillig lavere. Antatt strømpris kan være basert på future prisen på kraftbørsen (bud på strøm frem i tid) eller historiske spotpriser. Dette vil kunne føre til en over- eller underestimering av inntjeningsgrunnlaget. Det er derfor viktig, spesielt når det kommer til marginale prosjekter, og kunne ha et godt datagrunnlag både på produksjon og på forventet strømpris herunder variasjoner mellom år.

En studie utført av ECON (ECON, 2008) tyder på en underestimering av hvordan fremtidige kraftpriser påvirker lønnsomheten til kraftverket fra utbygger sin side, der utbyggere av vind- og vannkraftverk legger forholdsvis liten vekt på inntekt via strømpriser når det skal fattes en investeringsbeslutning.

Hvis småkraft og vindkraftpotensialet i Norge skal utbygges som en følge av fornybare mål gjennom EØS, vil det være viktig å vite noe mer om inntekten til disse kraftverkene, og om denne påvirkes av hvilke teknologier vi benytter for å produsere strøm og i hvilke område kraftverket blir bygd.

1.2 Problemstilling

Oppgaven skal belyse og besvare 5 punkter:

Bakgrunn:

1. Marginalkostnadskurve for vindkraft og vannkraft
 - a. Ved hjelp av en kostnadskurve basert på tall fra NVE skal småkraft og vindkraft sammenlignes for å vise hvordan marginalkostnaden for disse to skiller seg fra hverandre

2. Hvordan korresponderer tilgangen til uregulerbar vannkraft og vindkraft med etterspørselen av elektrisitet?
 - a. Småkraft og vindkraft har svært forskjellig produksjonsprofil, småkraft produserer typisk på sommerhalvåret, mens vindkraft produserer på vinterhalvåret.
Kraftetterspørselen i Norge følger en profil der det er høyest elektrisitetsforbruk på vinteren og lavest om sommeren

Analyse:

3. Hvordan påvirker produksjonstidspunktet inntekten for et kraftverk?
 - a. Uregulerbar småkraft og vindkraft produserer uavhengig av etterspørselen etter elektrisitet. Hvordan vil spotpris påvirke konkurransefortrinnet til vindkraft i forhold til småkraft med tanke på spotpris og produksjonstidspunkt? Vil eventuelt en høyere salgspris per MWh for vindkraft være stor nok til å forsvare en høyere utbyggingskostnad?
4. Hvordan blir bedriftsregnskapet påvirket av de ulike måtene å regne fremtidig strømpris på for en produsent, og hvor mye varierer den faktiske inntekten per MWh mellom år for produsentene av vindkraft og uregulerbar vannkraft. Oppgaven skal se på 3 måter inntekt regnes på;
 - a. Spotpris
 - b. Systempris
 - c. Antatt strømpris
5. Hvordan påvirkes inntekten i et vann- eller vindkraftverk av hvilke spotprisområde anlegget ligger i?

1.3 Tidligere arbeid

Tidligere arbeid har blitt gjort på de 2 første temaene til oppgaven, spesielt NVE har utredninger som blir jevnlig oppdatert med utbyggingskostnad på vannkraftverk og vindkraft sammen med fremtidig kraftpotensial (NVE, 2010a). Tidsprofilen og sammenhengen mellom produksjon og etterspørsel er utredet mange ganger tidligere av både NVE og andre selskaper med interesser innenfor kraftsektoren (NVE, 2011a),(OED, 2008). Lønnsomhet og kostnader knyttet sammen med strømprisen er det vanskelig å finne noen tidligere studier på, noe som kan være forklart i usikkerheten rundt fremtidige strømpriser og hvordan utbyggingskostnaden utvikler seg. Dette er problemstillinger som tas opp i denne oppgaven. Oppgaven skal opplyse og kunne bidra med ny kunnskap rundt strømpris knyttet til inntekten for kraftverkene.

1.4 Strukturen på oppgaven

Kapitel 2 vil gå inn på dagens situasjon for vindkraft og vannkraft i Norge. Det vil her bli fokusert på potensial og status. Kapitlet tar så for seg hvordan strømmarkedet i Norge har vært siden dereguleringen på begynnelsen av 1990-tallet. Viktige temaer her er strømmettet, spotpriser og systempriser, handel og flaskehalsler.

Kapitel 3 vil ta for seg metoden som er brukt for å kunne gjøre analysen, sammen med kapitel 4 som vil fortelle om dataene som ble brukt, er dette grunnlaget for hovedanalysen i oppgaven. Kapitel 5 vil vise resultatene av analysen, mens diskusjon og konklusjon av analysen kommer i kapitel 6 og 7.

1.5 Begrensninger

Opgaven skal kun se på ny fornybar kraftproduksjon, og når det kommer til den langsiktige marginalkostnaden for vannkraft skal den kun se på småkraft, altså kraftverk i intervallet 1-10 MW installert effekt. Småkraft og vindkraft har størst usikkerhet rundt den fremtidige inntekten fordi dette stort sett er uregulerbar kraft som ikke har noen mulighet til å magasinere vannet og produsere når spotprisen er høy.

Videre i analysen, der oppgaven ser på inntektsgrunnlaget for utbyggere, ligger tilsigsdata fra Statnett til grunn. Dataene fra Statnett er ikke geografisk oppdelt på samme måte som dataene på marginalkostnad fra NVE, dette fører til at i denne delen av oppgaven er data for all uregulerbar kraft benyttet, altså både større og mindre kraftverk uavhengig av MW installert.

Vindkraft begrenses til landbasert vind, det er her det er mest sannsynlig at en større utbygging kommer de neste år, siden flytende offshore ikke er en kommersiell teknologi per i dag. Det finnes eller ingen spesifikke data på offshore vindkraft i Norge, og det er kun 2 pilotprosjekter til dags dato som produserer elektrisitet (Hywind og Sway). På vindkraftsiden var det eller ikke mulig å oppdrive data for område NO1 – Oslo. Så Østlandsområdet sin estimerte produksjonsprofil er ikke representert. Det er også veldig lite grunnlag for produksjon i noen områder, spesielt Hordaland, NO5 – Bergen der det kun er et landbasert vindkraftverk i produksjon.

2. Dagens situasjon

2.1 Vindkraft

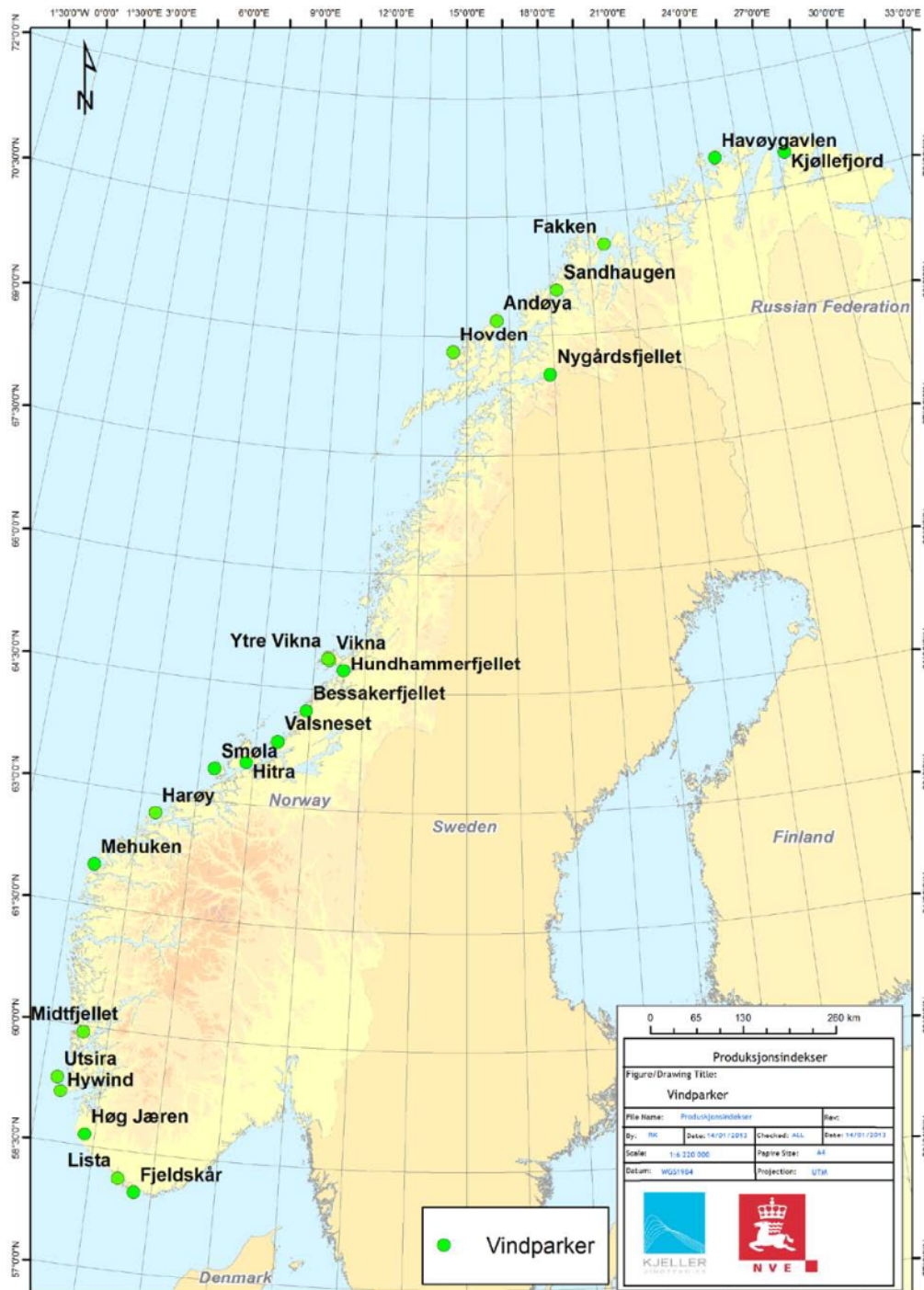
Norge har en av Europas beste vindressurser. De største ressursene ligger langt til havs på så store dyp at bunnfaste fundamenter ikke er egnet. Dette gjør at en teknologi som flytende vindkraft vil kunne hente enorme mengder strøm, men både teknologi, pris og nettilknytting gjør offshore vindkraft til en forholdsvis urealistisk og umoden teknologi per i dag (Vindportalen.no, 2013a). Utbygging av vindkraftressursene til havs ville også ført til et massivt utbyggingsbehov av sentralnettet for å kunne føre strømmen fra produksjons lokasjonen til der etterspørselen er.

Ifølge International Energy Agency (IEA, 2012), vil Danmark være det nordiske landet med mest installert offshore vindkraft frem mot 2050, med 13 GW installert. IEA mener at resten av Norden vil ha en samlet effekt på 3 GW. Dette henger trolig sammen med havdybden og vindforholdene, som kombinert er best i Danmark med dagens offshore teknologi. Danmark har også en av verdens største vindkraftindustrier, med lang erfaring innen installering og drift av vindparker på land. Utbyggingskostnaden for vindkraft, spesielt offshore vindkraft forventes å synke per MW installert ettersom teknologien blir kommersiell og antall MW installert effekt øker.

Hvis vi går vekk fra vindkraft til havs, har vindkraften på land i 2012 produsert mer kraft enn noen gang tidligere i Norge, og det har blitt installert mer ny kapasitet enn noen gang før. Norge hadde i 2012 en installert effekt på 704MW og en produksjon på 1,57 TWh (NVE, 2013a). Dette er i overkant av 1 % av total elektrisitets produksjon i Norge.

Produksjonen fra norske vindkraftverk har vært noe lavere enn antatt, dette kan antagelig forklares med lite erfaring innenfor vindkraft, både til utfordringer knyttet til klima og værforhold, samt korte vindserier når det gjelder vindstyrke på lokasjonen (Kristiansen, 2007). Ifølge uttalelser fra NVE (NVE, 2013a) blir vindprognosene bedre og bedre for hvert år.

Det er store potensialer for vindkraft i innlandet i Norge, men bosetningsmønster og utbygging av naturområder som gjør utbygging konfliktfylt, og høyere og mer stabile vindhastigheter langs kysten gjør at de antatt beste lokasjonene langs kysten blir bygd ut først. Dagens rundt 20 vindkraft utbygginger i Norge ligger alle langs kysten (se figur 1), men det ligger søknader på innenlands utbygging til konsesjon hos NVE.



Figur 1: Vindparker i drift i Norge 2012. Kilde: NVE, 2013

2.2 Småkraft

Det typiske ved småkraft er at et eksisterende fall eller vassdrag blir brukt til produksjon, det er sjelden muligheter for regulering ved hjelp av magasin. Kraftverket må derfor produsere strøm når det er vann tilgjengelig. Dette skiller småkraft fra større kraftverk der det er mer vanlig med vannmagasin tilknyttet kraftverket. Dette er noe av grunnen til at NVE melder at flere småkraftverk vil få avslag, mens regulerbar vannkraft vil få prioritering i konsesjonsprosessen (TU.no, 2012a).

I det norske systemet regnes alt under 10 MW installert effekt som småkraft. Under småkraft ligger det 3 kategorier:

- Mikrokraftverk: under 100 kW.
- Minikraftverk: 100 kW – 1 000 kW.
- Småkraftverk: 1 000 kW – 10 000 kW.

Tillatelsen til all utbygging av vannkraft avgjøres av NVE etter delegasjon av ansvar fra OED. Småkraft har meldeplikt for alle typer kraftverk, der en melding fra utbygger som skal inneholde hvordan kraftverket kommer til å påvirke allmenne interesser, skal sendes NVE for avgjørelse om konsesjonssøknad er påkrevd. Generelt vil alle småkraftverk over 1 MW måtte konsesjonssøkes (NVE, 2010b). Klagebehandlingen for konsesjonssøknader går til OED.

2.3 Elsertifikater

Elsertifikatmarkedet med Sverige ble innlemmet i Norsk lov 1.1.2012. Elsertifikater er det viktigste midlet Norge har til å nå fornybar forpliktelsen til EU's fornybar direktiv (NVE, 2012a). Sertifikatene skal gi en ekstra inntekt til produsenter av ny fornybar energi i tillegg til strømprisen, og skal stimulere utbyggere til å bygge ut 26,4 TWh samlet i Sverige og Norge, der hvert land skal finansiere halvparten hver.

Sertifikatmarkedet virker på måten at produsenten av fornybar energi får et sertifikat for hver MWh produsert, og kraftleverandører må dekke en viss prosentandel av kraftforbruket sitt med sertifikater. Til slutt er det kundene til kraftleverandørene som blir fakturert for sertifikatene. Prosentandelen kraftleverandører trenger å dekke av forbruket sitt vil øke frem til 2020, for deretter å synke frem til 2035.

Elsertifikatene er teknologinøytrale, det vil si at du får elsertifikater uansett hvilke teknologi man benytter seg av for å produsere strøm, så langt den er definert som fornybar energi. Dette vil derfor

føre til at vannkraft og spesielt småkraft i Norge som allerede kan være marginalt lønnsom vil bli bygget ut i større skala.

I Norge er det NVE som tar imot søknader og godkjenner kraftprodusenter for salg av elsertifikater, mens i Sverige er det Energimyndigheten. Sertifikatene selges på et marked som styres av Statnett i Norge, og Svenska Kraftnät i Sverige. Dagens status med sertifikater er per 1.3.2013 at 169 kraftverk har blitt godkjent i Norge, med en samlet kraftproduksjon på 893 GWh, der 167 av dem er vannkraft anlegg og 2 er vindkraft anlegg (NVE, 2013b).

2.4 Handel

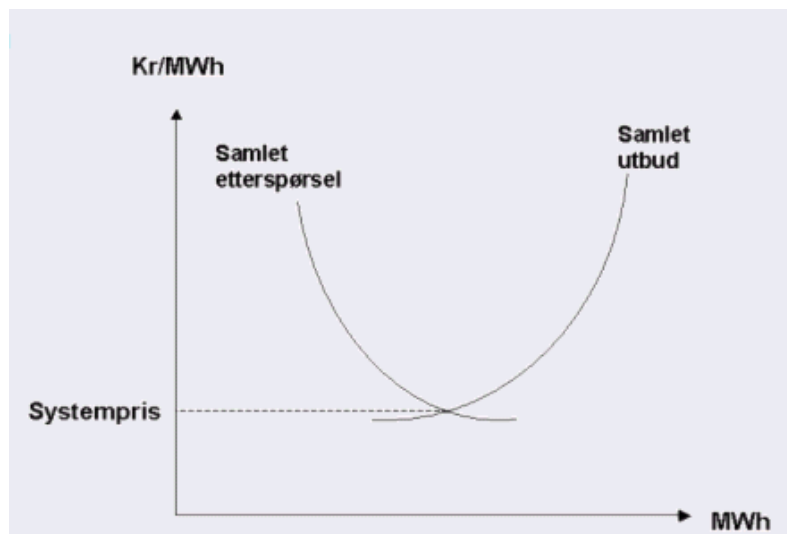
I 1990 kom energiloven som regulerer kraftforsyningen i Norge. Denne kom på bakgrunn av en overinvestering i produksjon som førte til meget store samfunnsøkonomiske tap. Norge var den første til og deregulere kraftmarkedet sitt i Norden. En av effektene av dereguleringen var at forbrukerne fikk mulighet til selv å velge kraftleverandør. Krafthandelen i dag skjer i et felles nordisk kraftmarked organisert av Nord Pool Spot.

Kraftmarkedet er delt i et spotmarked og et finansielt marked. I spotmarkedet skjer den fysiske handelen i kraftmarkedet. Aktørene i markedet legger inn bud for kjøp og salg av kraft for alle timene i kommende døgn. Spotpris markedet er delt opp i spotpris områder, som deler opp Norge i 5 geografiske strømprisområder, avhengig av blant annet flaskehals i strømmettet som vi kommer tilbake til i kapittel 2.5.

Det finansielle markedet er ikke et fysisk marked slik som spotmarkedet, i det finansielle markedet kan det legges inn terminkontrakter som kan slutes for måned, kvartal eller år, eller opsjoner der kjøpere kan kjøpe eller selge til en bestemt pris til et avtalt tidspunkt. Det er i dette markedet futures prisene blir satt. Futures prisen sier noe om hva markedet tror strømprisen fremover kommer til å bli ved salg og kjøp av fremtidige kontrakter for strøm (Oslo Børs, 2013). Før dereguleringen hadde produsentene leveringsplikt, og derfor liten innvirkning på egen inntjening. I det deregulerte markedet har ikke lenger produsentene leveringsplikt. Produksjonsplanlegging har derfor gått fra kostnadsminimering til profittmaksimering (Kvamme, 2008).

2.4 Spotpriser

Prisen på den største delen av strømsalget i det nordiske markedet styres av NORD POOL. NORD POOL er markedsplassen der kjøp- og salg av strøm gjennom aktørene avgjøres dagen før budene gjennomføres. Det bys både på timebasis og 24 timer frem i tid. Der tilbudskurven og etterspørselskurven møtes er spotprisen, denne vil bli dannet av tilbud og etterspørsel i markedet. Spotprisen er prisen en kraftprodusent kan forvente å få solgt for, og prisen en kraftleverandør kan forvente å betale for sin kraft.



Figur 2: Aggregert tilbud og etterspørsel på times basis fra NORD POOL. Der tilbud og etterspørsel møtes er systemprisen. Hentet fra Energifakta.no.

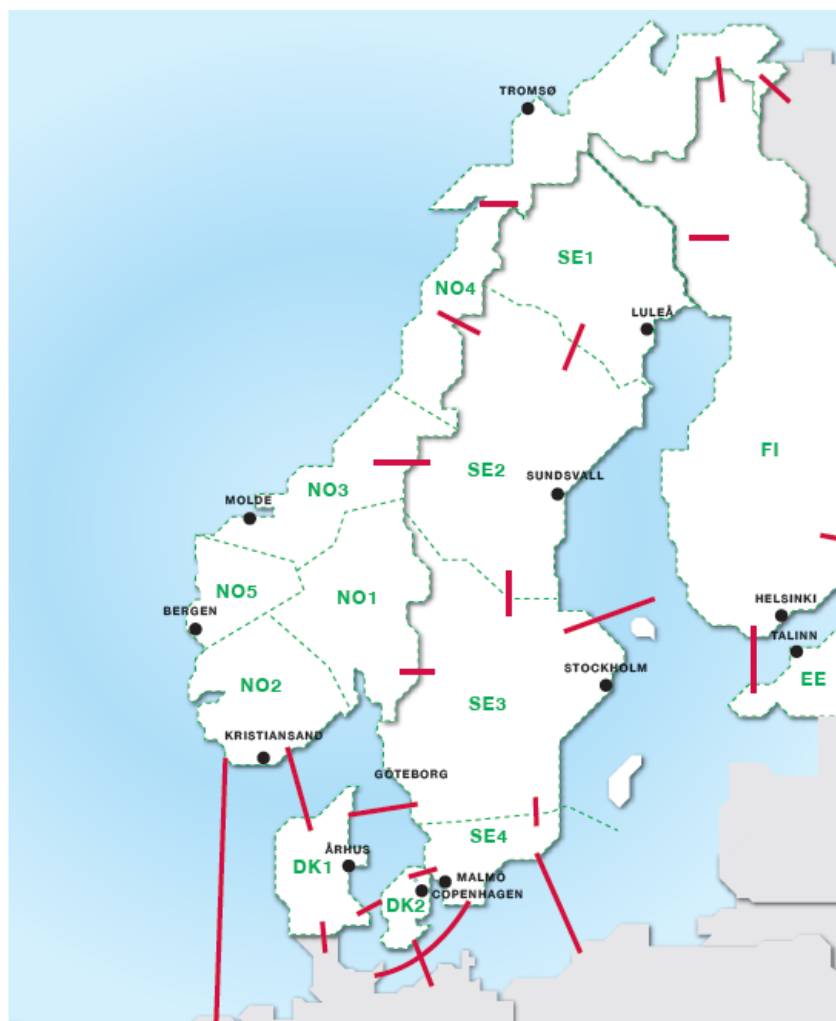
Systemprisen er den gjennomsnittelige spotprisen for hele det Nordiske systemet basert på markedsklarering av kjøp og salg (den finansielle delen av markedet). Systemprisen er altså en referansepris for markedet, den er prisen i markedet uten noen begrensninger i strømmettet, mens spotprisen er den faktiske prisen som kjøper/selger av kraft må betale i det aktuelle spotprisområde (Kraftinor.no, 2013).

Norge er delt opp i 5 spotprisområder. Disse avgrenses ikke av geografiske forhold som fylkesgrenser, men av hvor flaskehalsene er i strømmettet. Områdene kan til dels ha store prisforskjeller, der det ofte pekes på en anstrengt kraftsituasjon i midt-Norge (NO3) som gjør at prisene her kan bli høyere enn resten av landet på vinterstid (Trondheimkraft, 2013), (KS Bedrift, 2010). Spotprisområdene er noe som oppsto etter dereguleringen på begynnelsen av 1990-tallet. Hvor mange områder vi har hatt i Norge har variert avhengig av nettutbygging og flaskehals. NO5 – Bergen ble i 2010 skapt for å

lette trykket på Bergens regionen, som hadde en veldig anstrengt nettsituasjon under vinterforhold (Statnett, 2010). Dette ble gjort for å kunne gi bedre prissignaler til forbrukere i området der det er en knapphet på strøm, og dermed vil strømprisen i området med begrensningen bli høyere til større begrensningen blir. Begrensningen skjer i vintere med stor etterspørsel, og liten lokal kraftproduksjon, typisk tørre og kalde vintere. Hvor mange og hvordan spotprisområdene oppdeles i Norge styres av Statnett.

De fem spotprisområdene er:

1. NO1 – Oslo
2. NO2 – Kristiansand
3. NO3 - Trondheim
4. NO4 - Tromsø
5. NO5 – Bergen



Figur 3: Viser spotprisområdene i Norden. Hentet fra Nordpool.no

2.5 Nett

Norge har en usentralisert produksjon, med høyest andel kraftproduksjon (hovedsakelig magasinkraftverk) på Vestlandet og høyest andel av befolkningen på Østlandet. Kraftsystemet er basert nesten utelukkende på vannkraft (98 % av elektrisitetsproduksjonen), og mye av dette er regulerbar magasinkraft. Dette har ført til at dagens strømnnett ikke er bygd for å måtte tåle de forventede effektvariasjoner som fremtidens nett vil trenge. Dette gjelder spesielt hvis store vindkraftparker og mye uregulerbar (og usentral) vannkraft og vindkraft skal overføres fra kysten og fra Nord-Norge til Østlandet og til kontinentet.

Dagens strømnnett tas ofte frem som en begrensning og en stopper for ny fornybar energi i Norge, det er ikke kapasitet i det eksisterende nettet. Mange prosjekter som ellers er lønnsomme og utbyggbare stoppes pga mangel på strømnnett (NVE, 2013c).

Fremtidens utvekslingskabler til utlandet vil på mange måter være avgjørende for hvilke type kraftsystem vi må ha i Norge. Det er stor enighet om at Norden som helhet går mot et kraftoverskudd, der utenlandskabler, spesielt mot kontinentet er helt nødvendig for å få et effektivt system. I denne type system vil en høy pris på kontinentet føre til stor andel eksport fra Norge, der vi kan vente med å produsere vannet fra regulerbar vannkraft og benytte oss av uregulerbar kraft som elvekraft og vindkraft først, mens en lav pris på kontinentet gjør at vi kan importere strøm og spare produksjonen av kraft fra vannmagasinene til det er høyere strømpriser.

Det er som regel lokale kraftselskaper som eier regionalnett og distribusjonsnettet, mens Statnett har monopol på eierskap av sentralnettet. Statnett planlegger en utbyggingsstrategi som vil føre til en investering på mellom 50 og 70 milliarder kroner i sentralnettet (Statnett, 2012). Dette vil ifølge Statnett føre til mindre flaskehalsen som vil gi likere priser innad i Norge, og større mulighet for utbygging av fornybar energi og elektrifisering av sokkelen. Selv om Statnett ønsker et mest mulig effektivt nett der strømmen blir transportert så kort som mulig fra produsent til forbruker, er muligheten for at Norge kan fungere som et "grønt batteri" der Norge kan produsere svingkraften det europeiske systemet etterspør ved stor innfasing av uregulerbar energi som vindkraft og solkraft. Dette er også et argument for en nettførsterking innad i Norge og økt antall utenlandsforbindelse mot Europa (Statnett, 2011). Hvis dette blir fremtidens energi system i Norge og Europa vil det på mange måter promotere en økt utbygging av vind- og vannkraft i Norge, der overskuddskraft kan brukes til og avlaste det Europeiske systemet. Uregulerbar småkraft som produserer mest i sommerhalvåret vil kunne bidra til svingkraften ved at det norske systemet i denne perioden har den laveste etterspørselen etter kraft, mens det europeiske har det høyeste forbruket på sommerhalvåret.

2.6 Flaskehalsler

Flaskehalsler i strømmettet oppstår som fysiske begrensninger i overføringsmuligheten mellom noder i nettet. Disse begrensningene gjør at Statnett som er systemansvarlig for strømmettet i Norge, skaper et spotprisområde for å begrense trykket i nodene ved at det er to forskjellige priser på hver side av begrensningen. Områdeprisen skal skape balanse mellom tilbud og etterspørsel på hver sin side av flaskehalsen (noden), ved at det ved begrensninger på nettet ved høy etterspørsel, vil bli så høye priser innad i området med nettbegrensning at kundene på denne siden etterspør mindre elektrisitet, og dermed synker belastningen på nettet i området.

Forskjellen på systemprisen, som er gjennomsnittsprisen for hele markedet uten flaskehalsler og den faktiske spotprisen for et aktuelt spotprisområde kalles kapasitetsledd, og er en stor inntekt for systemansvarlig som får inntekten av prisdifferansen på strømmen mellom de to områdene. Dette er inntekter som skal gå sluttbruker til gode ved en reduksjon av nettleien. Selv om dette er en stor inntekt for Statnett, setter flaskehalsene en begrensning på investeringer av fornybar kraft og andre prosjekter som er avhengig av nettilknytting.

3. Metode

Hovedverktøyet brukt i all beregning er gjort i Microsoft EXCEL 2007. Unntaket er for vinddata der Mistaya Engineering Inc sin Windographer ble brukt får å tolke og eksportere data til EXCEL. Forutsetningen for oppgaven var tallmateriale fra ulike aktører; Statnett, NORD POOL, NVE, Kjeller vindteknikk og SSB.

Utrekningene og fremstillingen av resultatet fra analysen ble gjort så likt som mulig mellom vannkraft og vindkraft for å få et resultat som kunne sammenlignes. Det meste av metode vil derfor gjenta seg innen begge teknologiene, den største forskjellen i data er hvilke tidsoppløsning, kvalitet og mengde dataene er, vannkraft har mer tilgjengelig data og en lang tidsperiode med faktisk produksjon (fra 1970- frem til i dag, men mine data går fra 2000), mens for vindkraft er det kun estimert produksjon de siste 13 år fra dagens allerede utbygde parker som er tilgjengelig.

Inntektsanalysen vil si mer om hvilke type strømpris som har gitt mest korrekt inntektsestimert i perioden 2000 til 2012. Derfor sammenlignes spotpris med systempris og antatt pris. Denne delen av analysen vil ikke gi noen variasjoner mellom regioner, antatt pris og systempris er like for hele området, med unntak av differansen i inntekt mellom spotpris og systempris eller spotpris og antatt pris for noen regioner er mindre, begrunnet i en høyere spotprisinntekt per MWh produsert.

3.1 Analyse

Vannkraft:

Produksjonen både av vindkraft og vannkraft inndeles i uker for å gi en tilfredsstillende oppløsning i forhold til spotpris. Siden spotpriser er oppgitt i NOK/MWh, tilsig er oppgitt i GWh/år og estimert vindproduksjon som KW måtte først disse sammenkobles med en standard for å oppnå mulighet for videre analyse. Siden det var inntektssiden som er av interesse for den videre analysen ble spotprisen standard. Alle verdier er derfor først omgjort til MWh, deretter til GWh i tabell for å få en mer lesevennlig tabell.

Første del av analysen ser på ukeproduksjon for småkraft (all uregulerbar vannkraft fordelt på tilsigsprofil over 52 uker over 13 år) for hvert enkelt område tilsvarende spotprisområdene, for så å multiplisere produksjonen mot spotpris fordelt på 52 tilsvarende uker i de 13 årene, dette for å få frem forskjellene i inntekt fordelt på når det ble produsert. Både spotpris og tilsigsdata som er innsamlet er fra perioden 2000 til 2012.

Historiske inntektsnivåer for vannkraft er beregnet ved å multiplisere ukentlig produksjon med ukentlig spotpris for perioden 2000-2012. For å analysere effektene av lave sommerpriser og høye vinterpriser er dette inntektsestimatet så sammenlignet med et inntektsestimat der gjennomsnittlig produksjon over alle observasjoner (13 år) er multiplisert med den gjennomsnittelige systemprisen i perioden.

Til slutt på er en antatt strømpris på 300 NOK/MWh brukt til å gjøre tilsvarende sammenligning med lønnsomhet i forhold til spotpris. Denne antatte strømprisen er basert på NVE veileder (NVE, 2010) og e-post korrespondanse med utbyggere av småkraftverk. Antatt pris er basert på historiske priser eller forventet strømpris, ofte "future" prisen i strømmarkedet. Antatt strømpris er like for hele 13 års perioden.

Vindkraft:

Vinddata ble omgjort til data som passer tidsoppløsningen, områdene og energienheten til spotprisen. Utregninger er gjort for å lage ukeprofiler fra timeprofiler ut fra hvert vindkraftverk som så ble fordelt over fylker, og energienheten er multiplisert opp fra KW til MWh for å passe enheten til spotprisen. Ukeprofil for vindproduksjonen i perioden 2000 – 2012 ble så koblet med tilsvarende ukepris på spotpris over året.

Systemprisen som er brukt er tilsvarende som for vannkraft, en gjennomsnittelig systempris for perioden 2000 – 2012, for så å generere inntekten ved å multiplisere hele årsproduksjonen for de ulike områdene med systemprisen.

Antatt strømpris (se "Vannkraft" forrige side) for en utbygger av vindkraft, vil trolig være den samme som en vannkraft utbygger benytter, noe som innebærer at en strømpris på 300 NOK/MWh er benyttet for hele 13 års perioden.

4. Data

Rådata på utbyggingskostnad for vannkraft er utlevert på forespørsel fra NVE, mens tilsvarende data på vindkraft er hentet fra relevant litteratur.

Data på tilgjengelig ressurs for de to teknologiene og strømforbruket over året, er vist i figur 7, Kap 4.3. Denne inneholder data for både våtår og tørrår. Her brukes tall på alminnelig forsyning mottatt fra SSB for etterspørselen, tilsigstall fra Statnett for å vise tilgjengelig uregulerbar vannkraft over året og til slutt viser tilgjengelig vindressurs over året mottatt fra NVE. Dette er gjennomsnittstall fra perioden 2000 – 2012.

I analysedelen av oppgaven er den faktiske spotprisen i aktuell periode og område blitt brukt til utregning av inntekt, dette for å gi et mer riktig prisbilde av inntektsforskjellen mellom tørrår og våtår og områdeinntekt.

Både vinddata og spotpriser ble levert på times basis, vinddata fordelt på eksisterende anlegg fordelt over kysten av Norge, men spotpriser er fordelt på områdepriser. Begge datasetene er gjort om til ukebasis for å få disse til å passe tilsigs data som er mottatt fra Statnett. Vinddata fra NVE er også fordelt mellom hvert enkelt vindkraftanlegg, disse dataene er konfidensielle og er aggregert for og kunne brukes i oppgaven.

Spotprisedataene som er mottatt fra NORD POOL er også konfidensielle og kan ikke vises i sin helhet, dette er løst på samme måte som for andre konfidensielle data; de er aggregert og alle detaljene i utregningene er ikke vist.

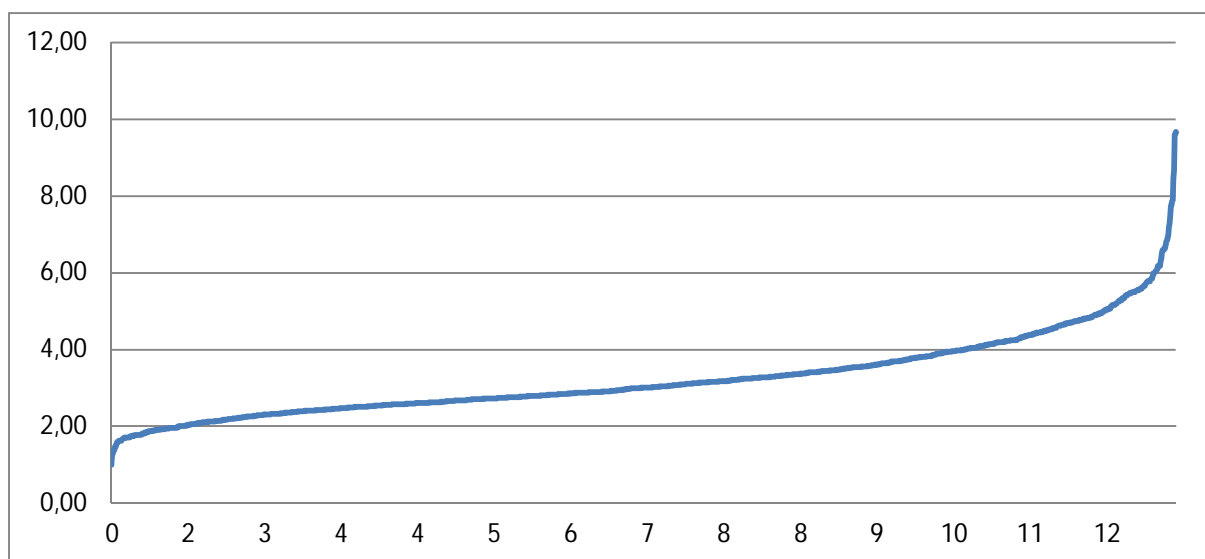
Alle data er delt opp i forskjellige regioner, med spotprisen som den eneste som ikke er delt opp i geografiske området. Data på tilsig er oppdelt i 15 regioner, mens NORD POOL opererer med 5. I tillegg er data tilknyttet utbyggingskostnad til vannkraft oppdelt i 19 fylker. Vindkraftdataene er også oppdelt i fylker. For å samkjøre dette må alle som tidligere nevnt ha en fellesnevner, og det er spotprisområdene;

Tabell 1: Oversikt over hvordan sammenkobling mellom de forskjellige geografiske områdene er gjort.

Spotprisområde	Tilsigsområde	Område for utbygningskostnad vann- og vindkraft
1	HALLINGDAL	Oppland
1	NORGEOST	Oppland, Hedemark, Østfold, Oslo, Akershus, Vestfold, Buskerud
2	SKL	Hordaland
2	VESTSYD	Rogaland
2	NORGESYD	Vest og Aust Agder
2	TELEMARK	Telemark
3	TRONDELAG	Sør og Nord-Trøndelag
3	MØRE	Møre og Romsdal
4	FINNMARK	Finnmark
4	TROMS	Troms
4	SVARTISEN	Nordland
4	HELGELAND	Nordland
5	NORDVEST	Sogn og fjordane
5	INDRESOGN	Sogn og fjordane
5	BKK	Hordaland

4.1 Marginalkostnad småkraft

Marginalkostnaden på småkraft er basert på innhentet tall fra NVE. Tallene inneholder småkraft det er gitt konsesjon til, og et teknisk-økonomisk potensial på alle vassdragene som ikke er utbygd eller vernet i Norge referert til en hydrologisk periode fra 1981-2010. NVE sin indeks for vannkraftprosjekter har blitt brukt for å indeksregulere prisnivå til 1.1.2012 nivå.



Figur 4: Marginalkostnad vannkraft. Y-aksen viser marginalkostnad for utbygging, kr/KWh. X-aksen viser TWh/år

Kurven viser at det er et stort investeringspotensiale opp til omtrent 11 TWh årlig (4 NOK/KWh). Deretter går kurven bratt oppover, og dette er nok begrunnet i at det er få data på kraftanlegg med denne utbyggingskostnaden, siden marginalkostnaden for at utbyggingen skal være lønnsom ligger i området 3-5kr/KWh, avhengig av sertifikat og strømpris.

Driftskostnaden for småkraft ligger gjerne i størrelse orden 3-6 øre/KWh (NVE, 2010c).

Større vannkraftverk og mikrokraft er ikke inkludert i denne delen av analysen, grunngitt med at mikrokraft utgjør en såpass liten del av potensialet. Mikrokraft blir også gjerne bygget ut i sammenheng med gårdsdrift der strømmen blir brukt til eget forbruk. Større vannkraftverk er ofte regulerbare og regulerbar kraftproduksjon vil ikke ha den samme problemstillingen med prisvariasjoner over året, da disse med varierende grad kan velge når de skal produsere.

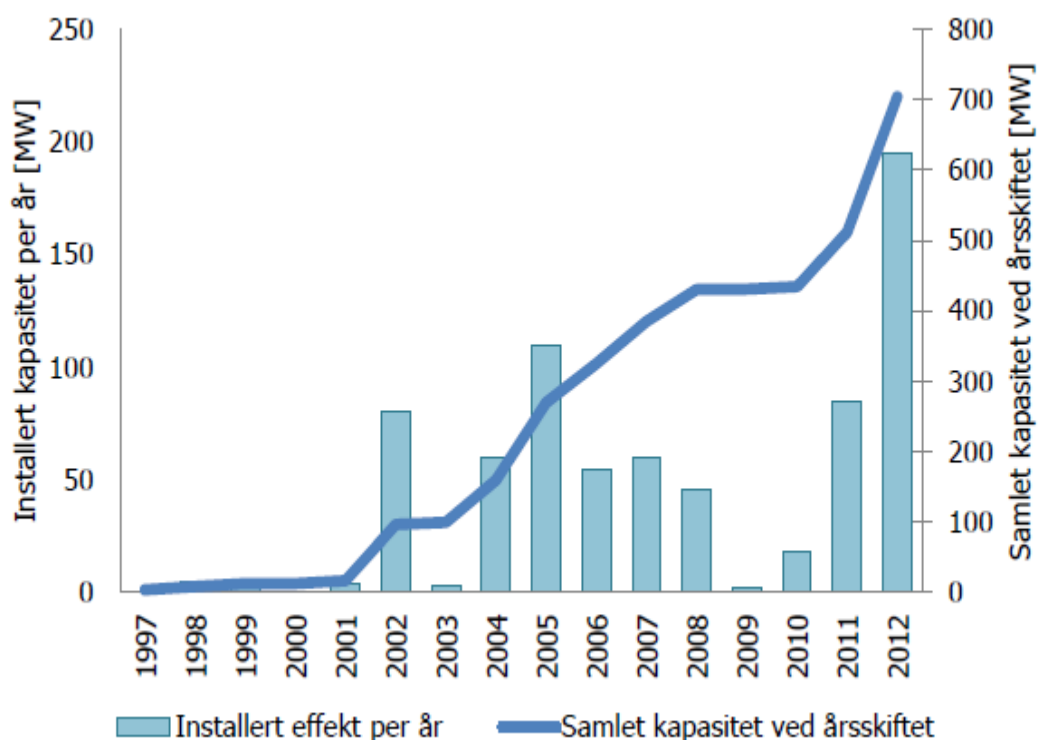
Oppgradering og utviding av eksisterende kraftverk falt også utenfor oppgaven. Det er vanskelig å skille mellom hva som er uregulerbar- og hva som er regulerbarkraft av den nye produksjonen i kraftverket, derfor har jeg valgt å velge bort disse.

4.2 Marginalkostnad vindkraft

Norge kom sent i gang med utbygging av vindkraft på land i forhold til andre land i Norden som Danmark og Sverige. Vi installerte ikke nevneverdig før etter 2001 (se figur 5). Dette gjør at vi har en forholdsvis kort fartstid både innenfor vindmålinger med korte serier¹, drift og etablering av vindkraftverk og produksjonsmønsteret til kraftverkene.

Variasjonen innad i Norge når det kommer til kostnader tilknyttet drift og etablering har vært så stor, og utbyggere av større vindparker så få, at tallene på kostnad ikke har vært delt offentlig eller blitt samlet på noen måte som gjør at vi kan få faktiske tall på hva det har kostet å bygge ut de i overkant av 700 MW vi i dag har i Norge.

¹ Kjeller Vindteknikk har på oppdrag fra NVE laget et vindatlas med vindhastigheter fra 2000 til 2012 og oppdaterer metodikken og dataene fortløpende hvert år.



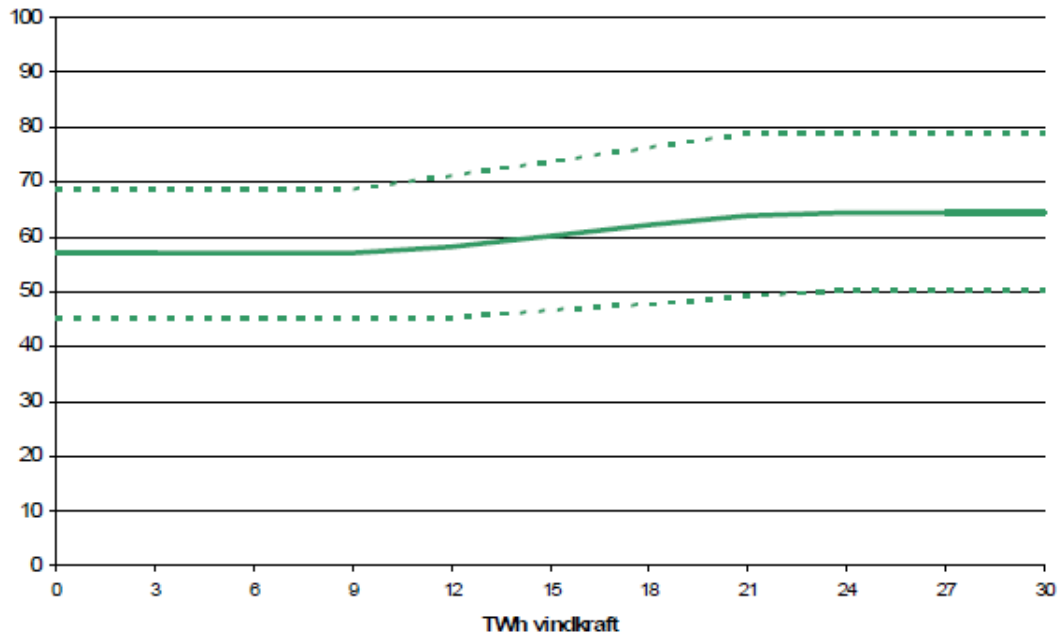
Figur 5: Installert vindkraft i Norge. Kilde: NVE, 2013

4.2.1 Landbasert vind

Kostnadene for vindkraft går i all hovedsak til investeringskostnaden, som ligger på omtrent 13-14 millioner per MW installert (NVE, 2010a). Utbyggingskostnaden på vindkraft varierer avhengig av lokasjonen både som følge av topografi og i forhold til nettilknytting. Driftskostnadene vil typisk ligge på mellom 12 og 18 øre/KWh (Vindportalen.no, 2013b).

Når det gjelder tall på kostnader knyttet til utbygging, er ikke dette samlet i noe offisielt dokument. Sintef i Trondheim har et pågående Europeisk prosjekt, der utbyggingskostnaden er tema, men denne rapporten er tidligst ferdig sommeren 2013 (Personlig meddelelse NVE Feb. 2013). NVE (NVE, 2010a) har gjort et estimat ut fra konsesjonssøknader, og kommet frem til en nedre utbyggingskostnad på 45,3 øre/KWh og en øvre grense på 68,8 øre/KWh time (figur 6). Her er både usikkerheten i driftskostnader inkludert, investeringskostnad og usikkerheten i antall brukstimer. Dette stemmer forholdsvis godt overens med estimatene fra Norges offentlig utredninger (Energiutvalget, 2012), som antar en kostnad mellom 55 og 62 øre/KWh.

IEA (IEA, 2012) mener at landbasert vindkraft hadde en kostnad på 1800 dollar per. KW installert i 2010, mens dette vil synke ned til 1500 dollar per KW innen 2050. I tillegg vil kapasitetsfaktoren øke med 5 % i samme tidsrom, og vedlikeholdskostnadene vil gå ned rundt 15 %.



Figur 6: Kostnadskurve for vindkraft på land i Norge. Øre/kWh. Kilde: NVE, 2010

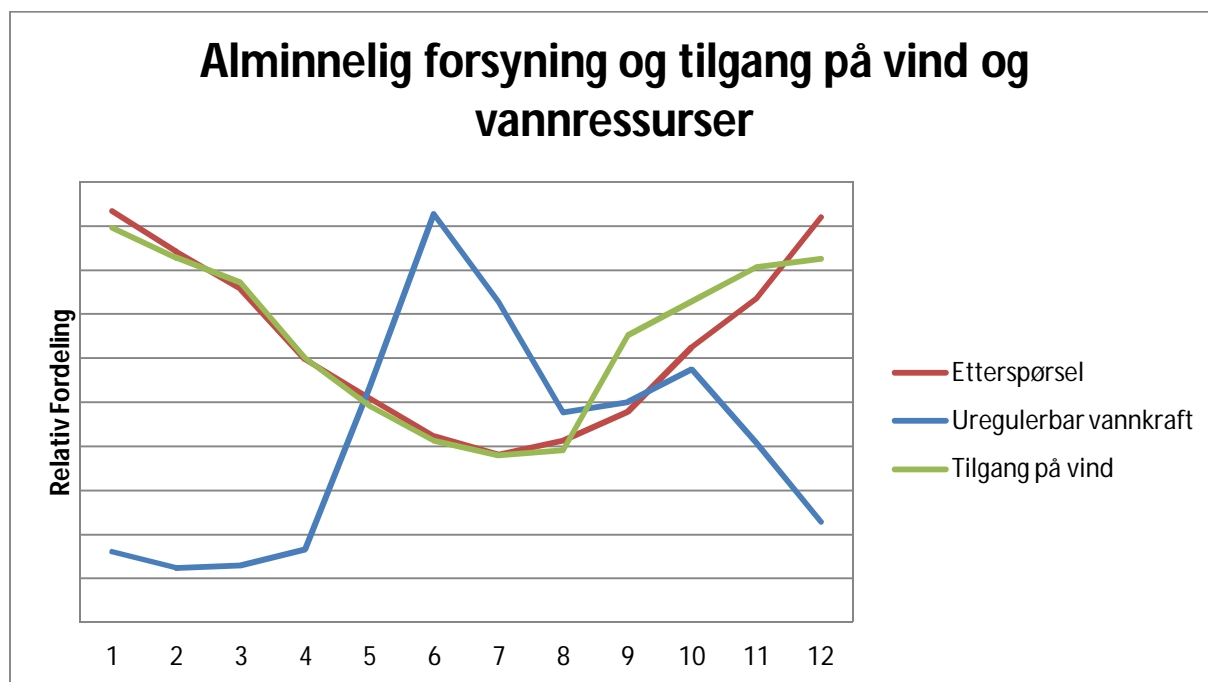
4.2.2 Offshore vind

Offshore vind vil ifølge NVE (NVE, 2010a) ha en investeringskostnad som ligger omtrent 40 % høyere enn landbasert vind, og dette gjelder bunnfaste fundamenter, ikke flytende. Flytende vindturbiner er fortsatt i utviklingsfasen, og vil antagelig ikke være lønnsomme på mange år selv om de flytende turbinene vi har hatt i Norge har levert en overraskende høy produksjon (spesielt Hywind, Vindportalen.no, 2013a). Det er jevnere og høyere vindhastigheter til havs enn det er i innlands Norge, dette sammen med reduserte konflikter med nedbygging av natur og miljø, gjør offshore vind til en meget interessant teknologi i fremtiden.

Ifølge IEA (IEA, 2012), er offshore vindkraft i Amerika vell dobbelt så dyrt og bygge ut som landbasert i 2010, og at denne forskjellen vil gå ned mot 50 % av prisen frem mot 2050. Pga store usikkerheter rundt offshore vindkraft i Norge, da spesielt flytende vil det ikke bli diskutert noe mer rundt temaet i oppgaven

4.3 Ressursprofil og etterspørsel

Tall fra NVE på estimert produksjon av vind, Statnett på uregulerbar vannkraft og SSB på etterspørsel gir et bilde av produksjonstidspunkt og forbrukstidspunkt i perioden 2000 – 2012.



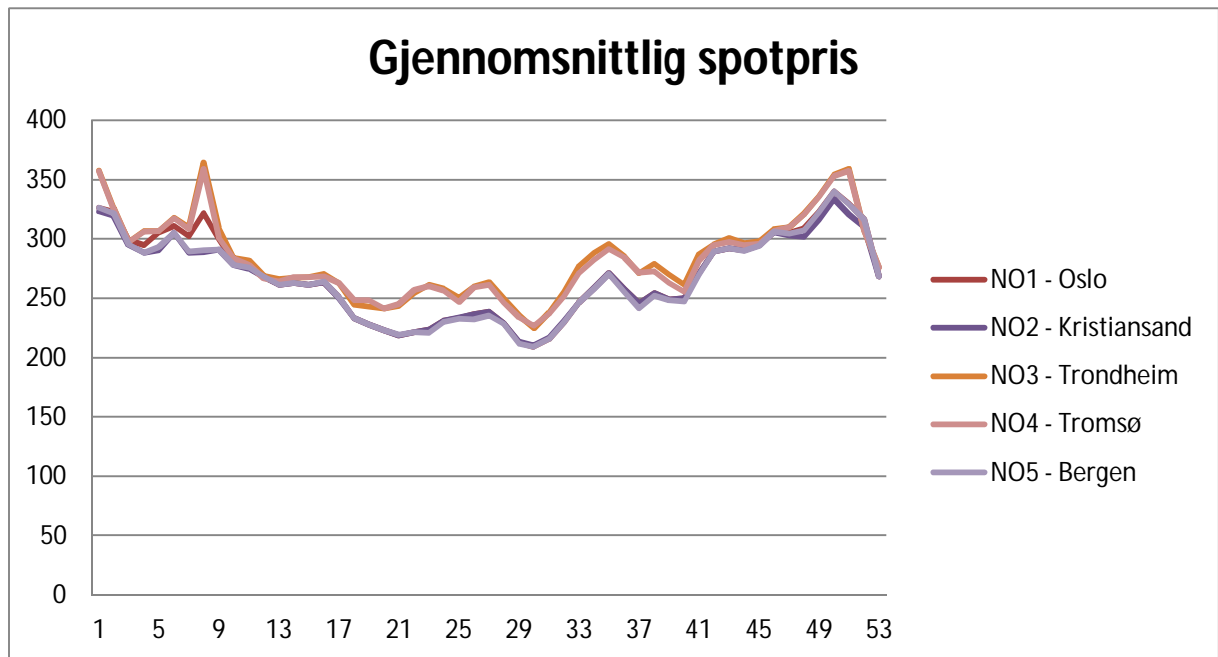
Figur 7: Relativ fordeling av etterspørsel/forbruk, tilsig og vindkraftproduksjon over året basert på observerte data i perioden 2000- 2012. (kilder: NVE, Statnett og SSB)

Tallene har blitt fordelt for å vise sammenhengen mellom forbruk og ressurs, denne vil derfor ikke gjengi noen riktig fordeling mellom grafene med tanke på produksjonsmengden hvert år. Grafen stemmer godt overens med NVE sine beregninger (NVE 2011). Alminnelig forsyning er alt forbruk av elektrisk energi til husholdning, jordbruk, bedrifter osv. unntatt kraftintensiv industri.

4.4 Spotpris

Grunnlaget for Spotpris analysen var tilgangen på rådata fra NORD POOL. Rådataene er organisert for å vise tidsintervall ned på ukesoppløsning og inndeling mellom spotprisområdene, dette for og videre vise hvordan spotprisene varierer over året, mellom år og mellom områder. Det er viktig at tallene går over lang nok tidsintervall til at både tørrår og tiårs flom ble med i beregningene, både for sammenligningen mellom enkeltår, men også gjennomsnittsinntekt gjennom de 13 årene.

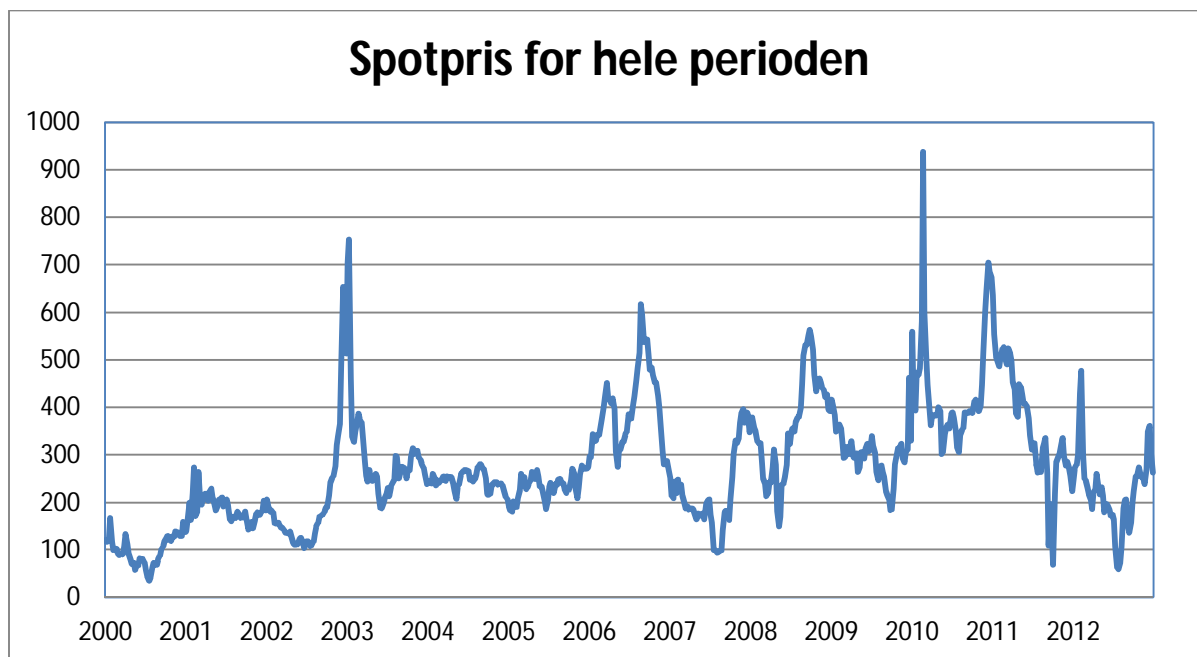
4.4.1 Spotprisområdene



Figur 8: Gjennomsnittlig spotpris over året for de forskjellige spotprisområdene i perioden 2000 – 2012. Y-aksen viser spotpris i NOK/MWh, mens X-aksen viser ukenummer.

Alle spotprisområdene følger trenden på variasjonen i etterspørsel over året, der vinteren har et økt forbruk med høyere priser, og den lave etterspørselen på sommeren fører til lavere priser. NO1 som til dels gjemt i figur 8, følger samme trend som NO2 og NO5.

I et gjennomsnittsårlig varierer prisene mye mindre enn det typisk har gjort for et enkeltår i perioden 2000 – 2012. Vi ser at en forventet sommerpris ligger på 21-26 Øre/KWh. I vinterhalvåret vil gjennomsnittsprisen ligge på rundt 30-35 Øre/KWh.



Figur 9: Spotpriser i Norge i perioden 2000 – 2012. X-akse er år og Y-akse er NOK/MWh.

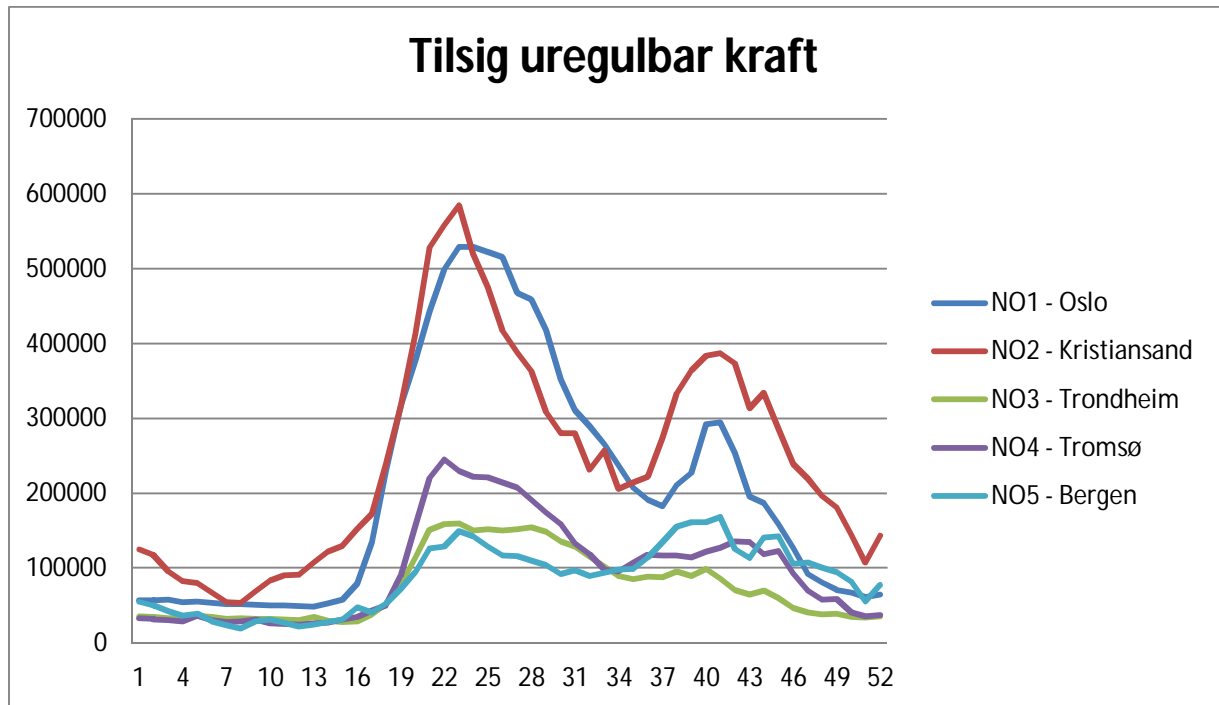
Figur 9 viser at det er til dels ekstreme forskjeller i spotprisen mellom år, der toppene i 2003 og 2010 er de høyeste med priser opp i nesten 1000 NOK/MWh (Spotprisen var i noen timer oppe i 11 000-12 000 NOK/MWh i Midt-Norge vinteren 2010, (Aftenposten, 2010)), mens lave priser i sommerhalvåret 2000 og 2012 er helt nede i 50-60 NOK/MWh.

4.4.2 Vannkraft

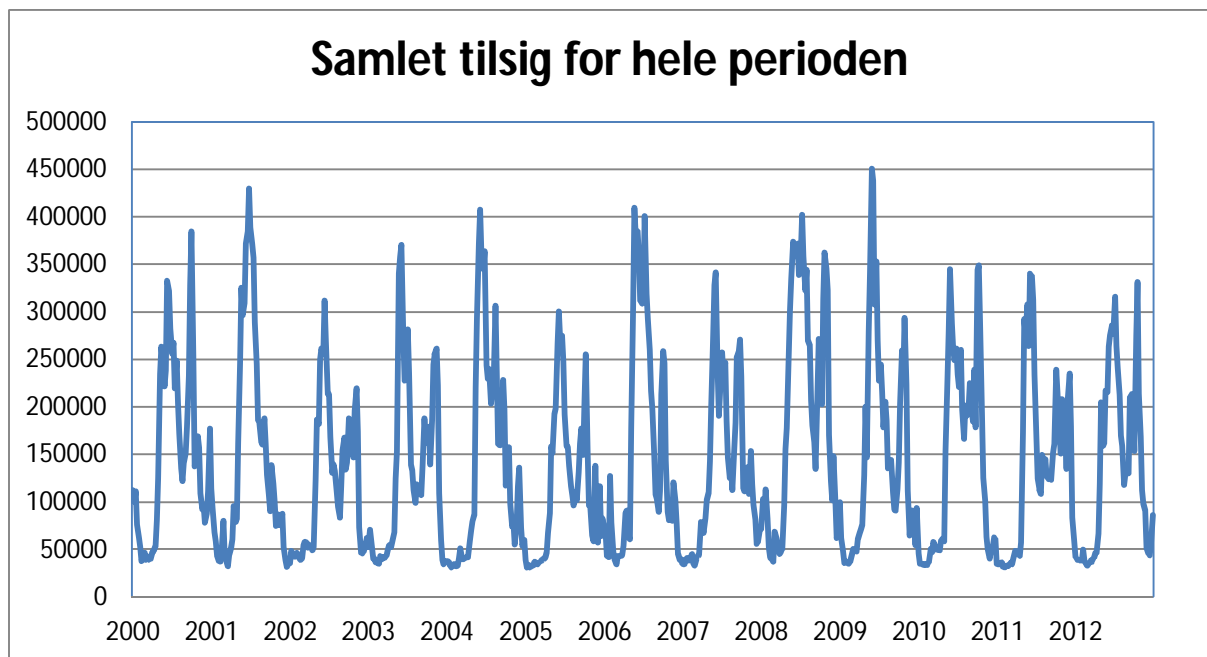
Trenden for uregulerbar kraft i perioden 2000 – 2012 var at tilsiget kom med snøsmeltingen rundt uke 16 for å fortsette frem til uke 34. I uke 34 kommer gjerne høstregnet, noe som fører til en høy produksjon og stor tilgang på vann frem til kuldeperioden kommer i oktober-november.

Variasjonen mellom profilene for de ulike områdene skyldes i tillegg til tilgangen på mengde vann, også fra hvilke type nedbørsfelt vannet kommer fra. NO1, altså på østlandsområdet, der våren vanligvis er forholdsvis varm og tørr, og vinteren kald med en del nedbør, vil en stor mengde snø i fjellene med rask snøsmelting, gi en stor mengde uregulerbar kraft i elvene på våren. Mye av det samme gjelder Sørlandet der elvene gjerne kommer fra høyfjellet litt inn i landet. Kyststrøkene i Midt og Vest-Norge har gjerne mildere vintre, med jevnere nedbør. Mye av denne nedbøren kommer også som regn, ikke som snø. Nord-Norge følger mer trenden til Øst og Sørlandet, men har ikke den samme tilgangen på uregulerbar kraft. Her vil lave temperaturer i vinterhalvåret føre til at det meste av nedbør vil komme som snø, spesielt i innlandet. Innad i regionene vil det variere mye på tilsigsmønsteret, kaldt innlandsklima vil følge det typiske mønstret med en høy produksjon om våren,

men kystklima vil føre til et jevnere tilsig over året, men typisk for alle er en høyere produksjon på sommerhalvåret og lavere i vinterhalvåret.



Figur 10: Gjennomsnittlig tilsig i de 5 spotprisområdene over året (2000-2012). Y-aksen viser produksjon i MWh mens X-aksen er uker i året. (kilde: Statnett)

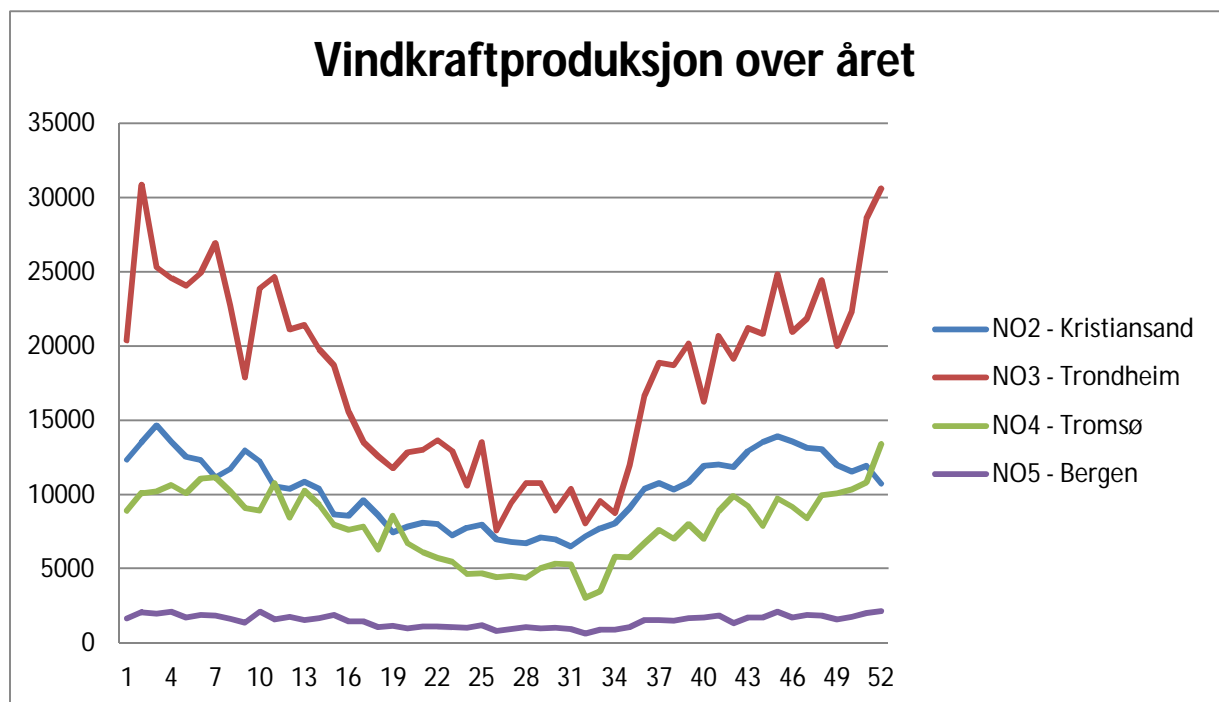


Figur 11: Tilsig av all uregulbar vannkraft i Norge i perioden 2000 – 2012. Med mengde vann på Y-aksen (MWh) og årstall på X-aksen.

For Norge som helhet kommer tilsigsmønstret over året og mellom årene i perioden klart frem. Tilsiget varierer i ukeproduksjon fra 450 GWh i uken på sommeren til 45 GWh på vinteren. Figur 11 inneholder 10-års flommen som var i perioden rundt år 2001 og i år 2009, med ukeproduksjon tilsvarende 450 GWh. I tørrårene ligger tilsig på rundt 300 GWh på samme tid. Tilsiget i vassdrag vinterstid ligger relativt stabilt på rundt 45 GWh, dette vil være den tilgjengelige vannmengden i vassdraget, ikke total nedbør. De store forskjellene mellom sommer og vinter er gjentakende, der noen år stikker seg ut ved at nesten all produksjon kommer på våren, mens noen år har et svakere tilsig på våren og mye i løpet av sommeren. Dette kan være år med kalde vintre med lite nedbør og med kald lang vår. Hvis det også kommer en våt sommer vil tilgangen til vann kunne komme jevnere over sommeren. Typiske år med denne type profil er 2010 og 2012.

4.4.3 Vindkraft

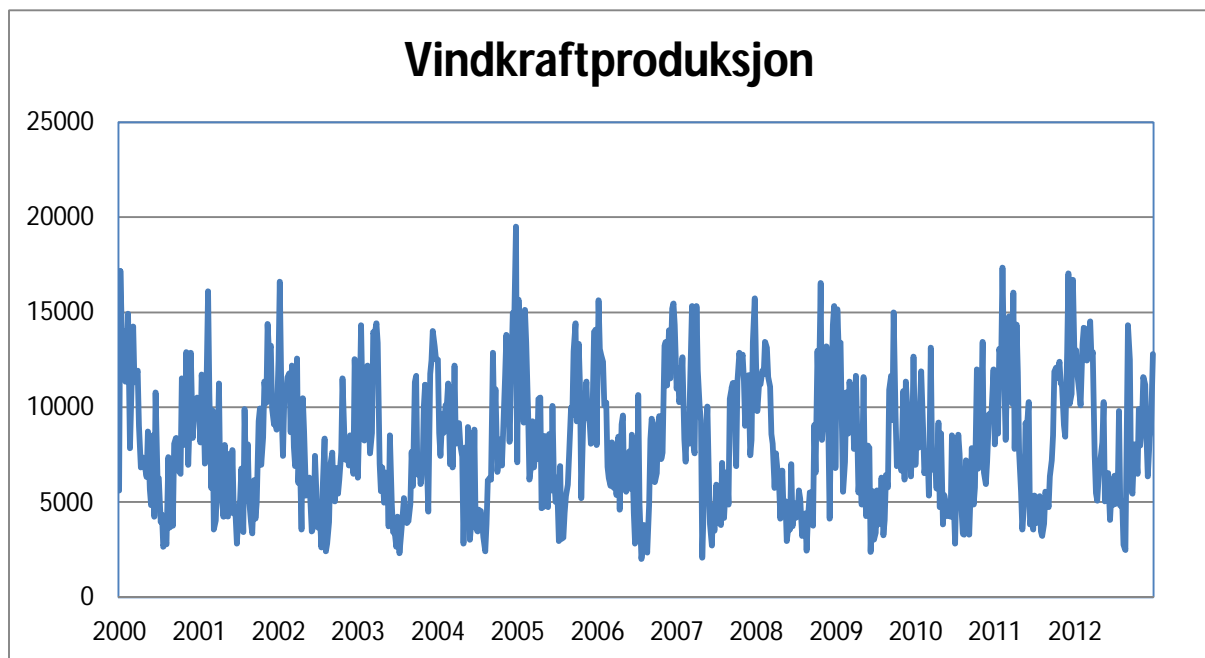
Begrenset tilgang på vinddata gjør at analysen ikke inneholder målinger for innlandet i Norge (NO1). Alle tilgjengelige data er estimerte tall på produksjon for eksisterende vindkraftverk i Norge, og disse kraftverkene er spredt over hele norskekysten. Siden det ikke finnes data for spotprisområdet NO1 – Oslo, vil denne delen av oppgaven bli mer som et casestudie der eksisterende vindparker sin estimerte produksjon vil måles opp mot spotprisen i deres området for hver uke, for så og sammenlignes med lønnsomheten hvis inntekten baseres opp mot systempris og antatt pris.



Figur 12: Vindkraftproduksjon i 4 av 5 spotprisområder som ukentlig gjennomsnitt i perioden 2000-2012. Mengde produsert (MWh) på Y-aksen og X-aksen er ukenummer (Kilde: NVE).

Den største forskjellen i produksjon mellom sommer og vinter finnes i NO3 området, her er gjennomsnittsproduksjonen i uke 2 oppe i 31 GWh, mens i uke 26 er produksjonen nede i 7 GWh, altså en forskjell på 23 GWh. For de andre områdene er forskjellen mindre, med nest størst forskjell i produksjon i NO2 området på Sørlandet der produksjonen varierer fra uke 3 med 15 GWh til uke 31 med en produksjon på 6,5 GWh. NO4 området i Nord-Norge har høyest produksjon i uke 52 med 13 GWh og lavest produksjon i uke 32 på 3 GWh. Området rundt Bergen, i NO5 området, er det en jevnere produksjon, men her er også datagrunnlaget mye svakere da tall kun er basert på en mindre vindpark.

Den estimerte total produksjonen er 1,9TWh, noe som stemmer greit overrens med offisielle tall over innrapportert produksjon av vindkraft i Norge i 2012.



Figur 13: Samlet vindkraftproduksjon for eksisterende vindkraftanlegg i perioden 2000 – 2012. Y-akse MWh estimert produksjon, X-akse er år.

Produksjonen i Norge sett under ett ligger ganske stabilt gjennom perioden 2000 – 2012 med overkant av 15 GWh på det høyeste på vinteren og 2-3 GWh om sommeren. Når maksimum og minimum produksjon sees bort fra er det litt mer variasjoner mellom årene når det kommer til produksjonstidspunktet, der hovedforskjellene ligger mest i hvor mye det blåser på våren og høsten.

5. Resultater

Først vil resultatene av lønnsomhetsberegningene for vannkraft presenteres, for så å presentere resultatene fra vindkraftanalysen. Alle inntektstall både for vannkraft og vindkraft ekskluderer inntekten tilknyttet elsertifikater.

Hvordan inntekten NOK/MWh fordeler seg mellom år, teknologi og region blir presentert. Det er til tider stor forskjell i inntektsgrunnlaget for begge typer kraftverk, spesielt mellom år der inntekten kan forandre seg mye i løpet av en kort tidsperiode, avhengig av både nedbør og spotpris.

De 3 ulike alternativene for inntektsgrunnlag for vannkraft og vindkraft som oppgaven går dypere inn på er inntekten knyttet til spotpris over året, systempris for hele Norden og antatt strømpris.

Spotprisen i markedet er prisen som gir den faktiske inntekten basert på estimatene mottatt. Den estimerte produksjonen over året knyttes opp mot disse 3 forskjellige måter å regne strømpris.

Inntektsgrunnlagene vil også bli sammenlignet mot hverandre i slutten av analysen.

Både inntekt og produsert strøm er årsgjennomsnitt for perioden 2000 – 2012. Inntekt er i millioner norske kroner mens produksjon er i gigawattimer.

5.1 Inntekt vannkraft

Inntekt basert på spotpris:

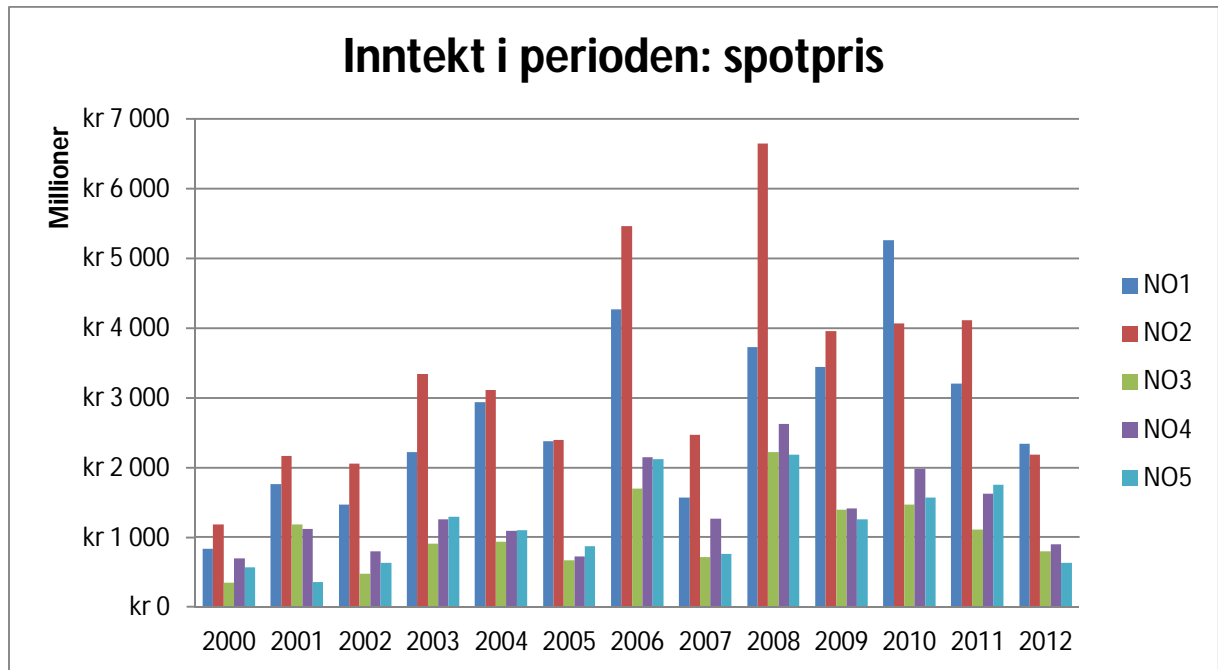
Den estimerte produksjonen vil sammen med spotpris med en ukes oppløsning, gi de ulike spotprisområdene forskjellig inntektsgrunnlag basert på mengde produsert, produksjonsprofilen og spotprisen på produksjonstidspunktet. Dette fører til forskjeller mellom regionene, der Midt-Norge med NO3 – Trondheim har høyest inntjening per MWh produsert, ca. 7,5 % høyere enn den med lavest inntekt per MWh produsert, NO1 – Oslo.

Tabell 2: Lønnsomhet per MWh fordelt på region ved spotpris som inntekt.

	NO1 - Oslo	NO2 - Kristiansand	NO3 - Trondheim	NO4 - Tromsø	NO5 - Bergen
Inntekt (MNOK/år):	2726	3320	1074	1361	1164
Produsert (GWh/år):	10742	12780	3926	5082	4534
NOK/MWh	254	260	274	268	257

Tabellen viser gjennomsnittelig inntekt per år i hvert spotprisområde. Tallene gjelder uregulerbar vannkraft, da både mikro, mini og småkraftverk.

Inntektsgrunnlaget vil variere fra år til år, både med hensyn på mengde vann tilgjengelig, produksjonsprofilen og spotprisen i området. Sammenhengen mellom disse vises i kapittel 4.3.



Figur 14: Inntekt for vannkraft basert på spotpris. X-aksen viser år, og Y-aksen viser inntekt i millioner kroner.

Den faktiske inntekten basert på estimerte tall for hele perioden vises for alle områdene i figur 14. Denne viser inntekt som varierer med produksjon og spotpris, der NO1 og NO2 skiller seg ut som områder med større variasjon i inntekt mellom år enn de gjenstående områdene. NO1 og NO2 har en 5-6-dobling i inntekt fra år 2000 til 2008 og 2010.

Inntekt basert på systempris:

Systemprisen mellom områder vil ikke variere siden definisjonen av systempris er at den er lik for hele systemet uten at det er begrensninger i overføringen.

Tabell 3: Forventet inntekt når produksjon er veid mot systempris på årsbasis.

	NO1 - Oslo	NO2 - Kristiansand	NO3 - Trondheim	NO4 - Tromsø	NO5 - Bergen
Inntekt (MNOK/år):	2954	3515	1080	1398	1247
Produsert (GWh/år):	10742	12780	3926	5082	4534
NOK/MWh	275	275	275	275	275

Lønnsomhetsberegningene med systempriser er basert på gjennomsnittssystempris for hele perioden 2000 – 2012. Tabellen viser forventet gjennomsnittsinntekt for et år i de ulike områdene i perioden.

Inntekt basert på antatt pris:

Antatt pris er prisen en utbygger antar at strømprisen vil bli fremover. Denne prisen vil avhenge av hvilke forutsetninger en utbygger bruker. Inntekt i MNOK/år fra tabellen viser gjennomsnittlig årsinntekt i perioden basert på antatt pris.

Tabell 4: Antatt årlig inntekt for en vannkraft produsent innenfor de forskjellige prisområdene med antatt pris som strømpris.

	NO1 - Oslo	NO2 - Kristiansand	NO3 - Trondheim	NO4 - Tromsø	NO5 - Bergen
Produksjon (GWh/år)	10742	12780	3926	5082	4534
Antatt pris (NOK/MWh)	300	300	300	300	300
Inntekt (MNOK/år)	3222	3834	1178	1524	1360

Avvik i inntekt:

Estimert inntekt ut fra de ulike strømprisberegningene varierer i stor grad, med en gjennomsnittlig systempris som i perioden ligger på 270 NOK/MWh, en reel spotpris som varierer fra mellom 254 – 274 NOK/MWh avhengig av område og en antatt pris på 300 NOK/MWh vil estimatene på inntekt være veldig ulike. Systempris vil gi et avvik på 1 – 8 % over estimert reel inntekt, mens antatt strømpris vil gi en overestimert inntekt i skalaen 10 – 18 %. Forventet inntekt beregnet ut fra antatt

strømpris ville i et gjennomsnittsår gitt NO2 et underskudd på 514 millioner i forhold til reel inntekt basert på spotpris, for inntekt basert på systempris ville tilsvarende tall vært 195 millioner kroner.

Tabell 5: Differansen i inntekt basert på ukeproduksjon veid mot spotpris hver uke, og gjennomsnittproduksjon veid mot gjennomsnittelig systempris over året.

	NO1 - Oslo	NO2 - Kristiansand	NO3 - Trondheim	NO4 - Tromsø	NO5 - Bergen
Spotpris (MNOK/år):	2726	3320	1074	1361	1164
Systempris (MNOK/år):	2954	3515	1080	1398	1247
Differanse (MNOK):	-228	-195	-6	-36	-82
Differanse %:	8 %	6 %	1 %	3 %	7 %

NO1 vil få et negativt inntjeningsgrunnlag på 228 millioner (8,37 %), NO2 vil få et negativt inntjeningsgrunnlag på 194 millioner (5,87), mens NO5 vil ha et resultat 82 millioner (7,07 %) under estimert. NO3 og NO4 vil få et mindre negativt inntjeningsgrunnlag på 5 (0,53 %) og 36 millioner (2,67 %).

Differansen er i tabell 5 basert på spotpris og systempris, mens i tabell 6 er det spotpris mot systempris som fremstilt. Negativt fortegn i "Differanse (MNOK)" vil si en overestimering av inntektsgrunnlaget for utbygger.

Tabell 6: Differanse mellom utrengning av inntekt basert på spotpris og antatt pris.

	NO1 - Oslo	NO2 - Kristiansand	NO3 - Trondheim	NO4 - Tromsø	NO5 - Bergen
Spotpris (MNOK/år):	2726	3320	1074	1361	1164
Antatt pris (300NOK/MWh):	3222	3834	1178	1524	1360
Differanse (MNOK):	-496	-514	-104	-163	-196
Differanse %:	18 %	15 %	10 %	12 %	17 %

Tabellene er basert på totalt tilsig i de forskjellige regionene, for en enkelt utbygger vil differansen være avhengig av hvor stor produksjon anlegget har, mens prosentfordelingen av differanse mellom spotpris og systempris vil være konstant.

Forskjellen i inntekt for NO1 vil være 496 millioner (18,21 %), NO2; 194 millioner (15,49 %), NO3; 103 millioner (9,67 %), NO4; 163 millioner (12 %) og NO5; 195 millioner (16,79 %).

5.2 Inntekt vindkraft

Inntekt basert på spotpris:

Den største variasjonen i inntekt per MWh mellom områdene for vindkraft er mellom NO5 og NO3, her vil en prisforskjell på 19 NOK/MWh utgjøre ca. 6,5 %. Områdene er prismessig delt i to, med NO2 og NO5 liggende på samme inntekt per MWh, mens de nordligste områdene NO3 og NO4 ligger ca. 20 NOK høyere per MWh.

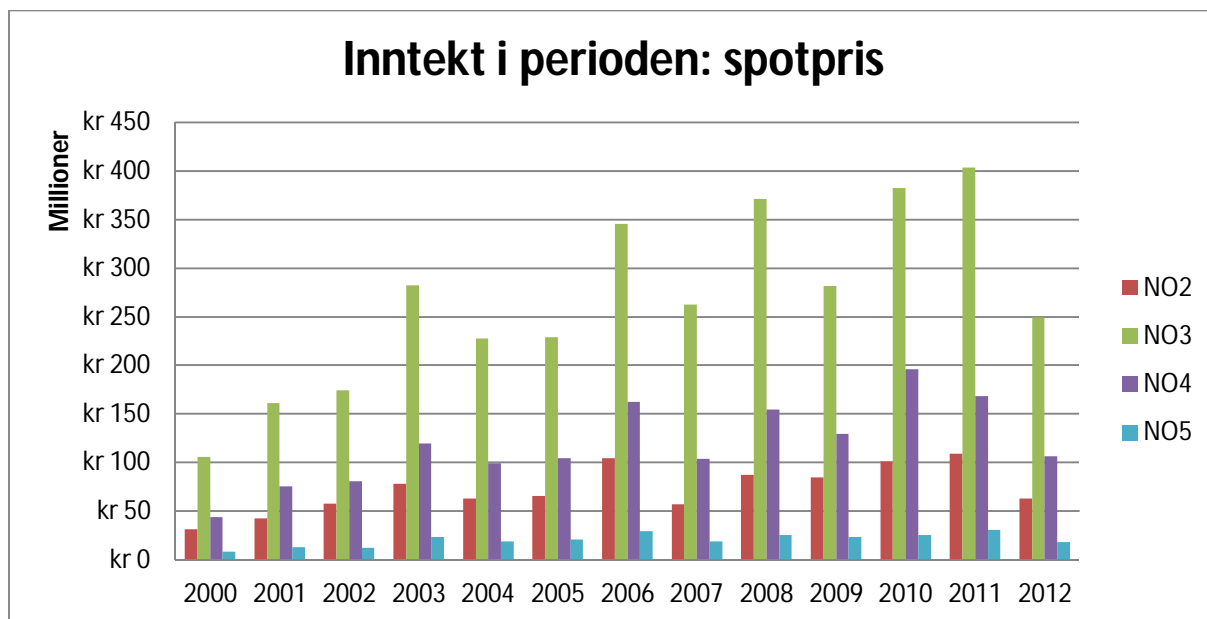
Inntekten for vindkraft er basert på estimert produksjon på ukebasis i alle år i perioden, knyttet til spotprisen i tilsvarende uke for de ulike områdene (unntatt N01 – Oslo).

Tabell 7: Lønnsomhet per MWh fordelt på region.

	NO2 - Kristiansand	NO3 - Trondheim	NO4 - Tromsø	NO5 - Bergen
Inntekt (MNOK/år):	73	267	119	21
Produsert (GWh/år):	270	939	412	78
NOK/MWh	269	285	288	266

Tabell 7 viser estimert produsert elektrisitet multiplisert med spotprisen i respektive uker, dividert med inntekten. Dette viser hvilke pris de ulike regionene kan forvente å få betalt per MWh produsert.

Summen av inntekt for alle områdene vil være det estimerte inntjeningsgrunnlaget for all vindkraft som er installert i dag (unntatt flytende vind) basert på spotpris.



Figur 15: Inntekten for vannkraft basert på spotpris i perioden. X-akse viser år i perioden 2000 - 2012. Y-aksen viser inntekt i millioner kroner.

Figur 15 viser hvordan inntekten i de ulike områdene fordeles seg over perioden. NO5 har som tidligere nevnt lite data med kun et vindkraftverk som produserer, mens NO3 området har størst produksjon fordelt over 8 vindkraftverk. Inntekten går fra noen få millioner årlig til litt over 100 millioner i 2000 (avhengig av område), til de mest lønnsomme årene 2010 og 2011 der inntekten ligger i intervallet 30 til 400 millioner i de forskjellige områdene.

Inntekt basert på systempris:

Systemprisen er her lik som for vannkraft, det er gjennomsnittelig årspris for hele det nordiske systemet som brukes for å regne ut inntekten for et gjennomsnittelig inntektsår i perioden.

Tabell 8: Forventet inntekt når produksjon er veid mot systempris på årsbasis

	NO2 - Kristiansand	NO3 - Trondheim	NO4 - Tromsø	NO5 - Bergen
Inntekt (MNOK/år):	74	258	113	21
Produsert (GWh/år):	270	939	412	78
NOK/MWh	275	275	275	275

Gjennomsnittelig systempris er 275 NOK/MWh for perioden.

Inntekt basert på antatt pris:

Antatt pris vil som for vannkraft være like for alle områdene og like for hele perioden.

Tabell 9: Forventet inntekt når produksjon er veid mot antatt pris på årsbasis

	NO2 - Kristiansand	NO3 - Trondheim	NO4 - Tromsø	NO5 - Bergen
Produksjon (GWh/år):	270	939	412	78
Antatt pris (NOK/MWh):	300	300	300	300
Inntekt (MNOK/år):	81	282	124	23

Avvik i inntekt:

Hvilke type strømpris man legger til grunn vil være avgjørende for hvilke inntjeningsgrunnlag man beregner i f. eks investeringsanalysen. Her vil oppgaven se på forskjellene i inntektsestimering basert først på spotpris mot systempris, deretter sammenlignes differansen i forventet inntekt mellom spotpris og antatt pris.

Inntektsdifferansen mellom spotpris og systempris ligger for de sørligste områdene, NO2 og NO5 på en overestimering av inntekten på 2 og 3 %. For de nordligste områdene er inntektsestimatet under faktisk inntekt, kraftverkene har større faktisk inntekt ved spotprissalg enn ved estimert inntekt ved bruk av systempris. Underestimeringen er på 3 – 5 % for de 2 nordligste områdene, noe som gir en merinntekt på henholdsvis 9 og 5 millioner kroner i et gjennomsnittså.

Tabell 10: Differansen i inntekt mellom spotpris på ukenivå og gjennomsnittelig systempris.

	NO2 - Kristiansand	NO3 - Trondheim	NO4 - Tromsø	NO5 - Bergen
Spotpris (MNOK/år):	73	267	119	21
Systempris (MNOK/år):	74	258	113	21
Differanse (MNOK):	-2	9	5	-1
Differanse %:	2 %	-3 %	-5 %	3 %

Tabell 10 viser inntektsgrunnlaget for utregning med samme spotpris og systempris som i tabell 7 og 8. Differansen i MNOK er inntektsforskjellen ved valg av de to ulike utregningsmåtene.

Differansen mellom den estimerte inntekten basert på spotpris og inntekt basert på antatt pris vil være høyere enn differansen mellom spotpris og systempris, fordi antatt pris er høyere enn systemprisen. Dette fører til at alle 4 områdene har en overestimering av inntektsgrunnlaget, de 2 nordligste områdene med 4 og 5 %, og de sørligste med 11 og 13 %. Differansen i MNOK for NO3 er størst av alle områdene, dette skyldes at NO3 er området med høyest produksjon.

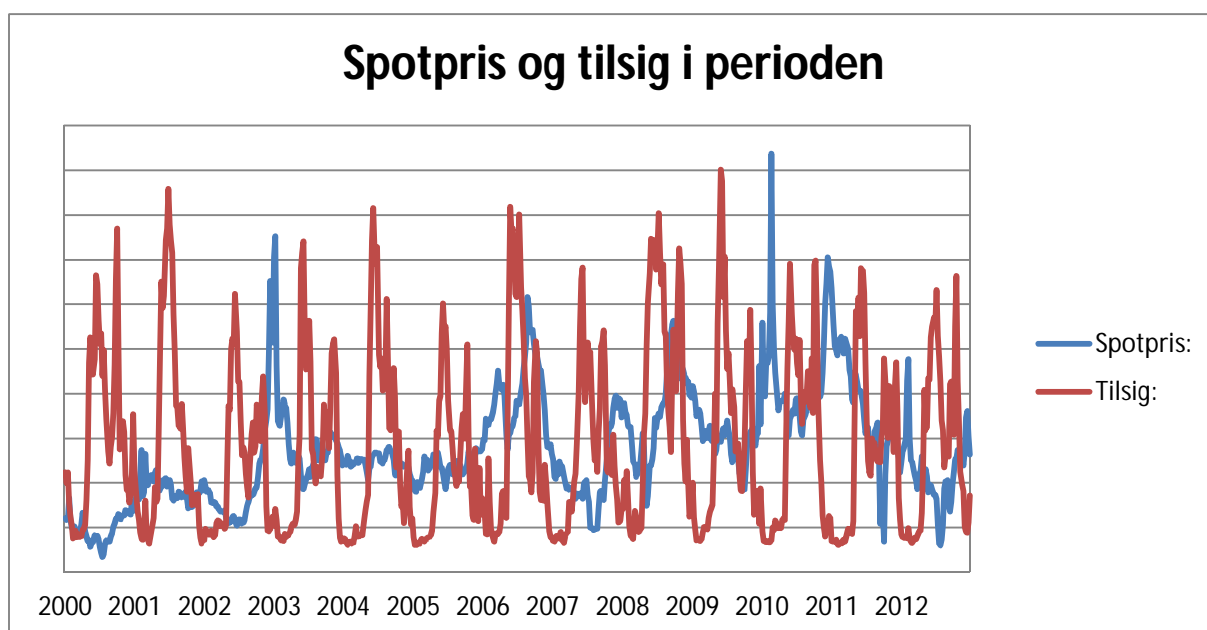
Tabell 11: Differansen i inntekt mellom spotpris på ukenivå og antatt pris.

	NO2 - Kristiansand	NO3 - Trondheim	NO4 - Tromsø	NO5 - Bergen
Spotpris (MNOK/år):	73	267	119	21
Antatt pris (300NOK/MWh):	81	282	124	23
Differanse (MNOK):	-8	-14	-5	-3
Differanse %:	11 %	5 %	4 %	13 %

Tabellene er basert på årlig gjennomsnittlig estimert vindkraftproduksjon fordelt på de forskjellige regionene, og for en enkelt utbygger vil differansen i NOK naturlig nok være avhengig av hvor stor produksjon anlegget har, men prosentfordelingen av differanse vil følgelig være konstant.

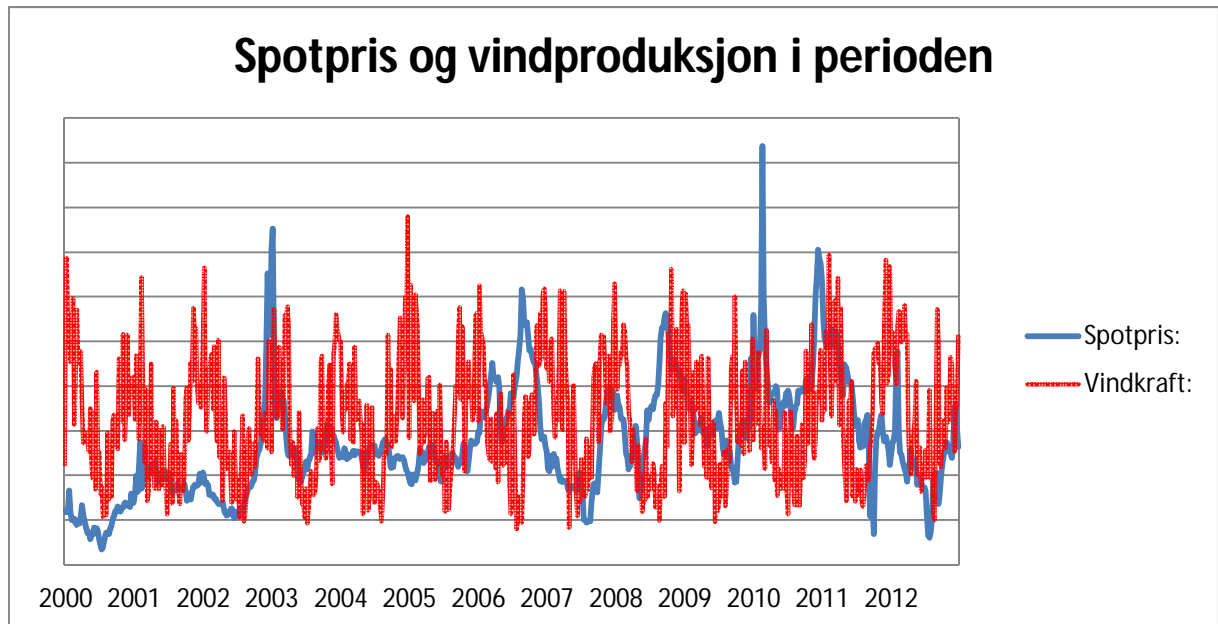
5.3 Sammenhengen mellom spotpris og tilgangen på vind- og vannressurser

Hvordan produksjonsprofilen for de ulike teknologiene produserer i forhold til spotprisen er som tidligere nevnt viktig for hvilke inntjeningsgrunnlag uregulerbar vannkraft og vindkraft kan forvente seg gjennom året.



Figur 16: Tidspunkt for tilgang på vann og spotpris for perioden 2000-2012.

Det varierende tilslaget av uregulerbar vannkraft, både over året og mellom år er i motfase med spotprisene. Trenden er klar med høy produksjon ved lav pris, selv om noen unntak finnes som f. eks høsten/vinter 2006 og vinter 2008-2009 der både spotpris og produksjon er høy. De mest karakteristiske årene for uregulerbar vannkraft er 2010 - 2012 der spotpris og produksjon har den største motfasen i perioden.

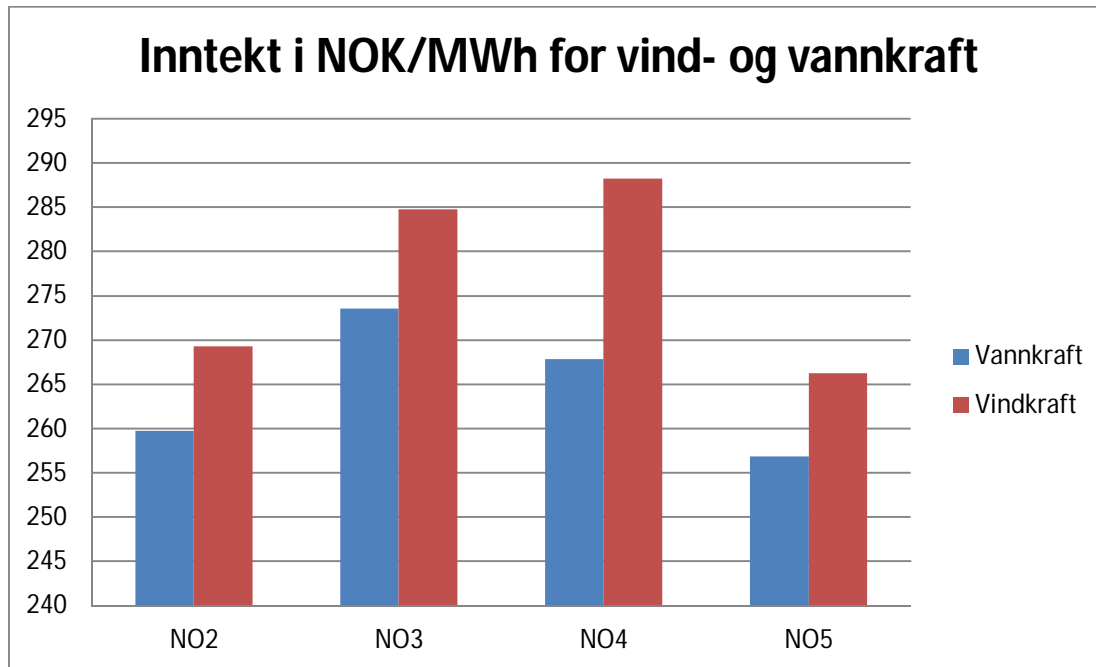


Figur 17: Tidspunkt for tilgang på vind og spotpris for perioden 2000-2012.

Tilgangen på produksjon fra vindkraft korresponderer i stor grad med høy spotpris. Det er større forskjell mellom sesongprisen på strøm de siste 5-6 årene av perioden, det er også disse årene vindkraft har en større inntjening (figur 15). Noen unntak finnes, som sensommer/høst 2006 der spotprisen er høy, mens produksjon er lav.

5.4 Differansen i inntekt mellom vind og vannkraft

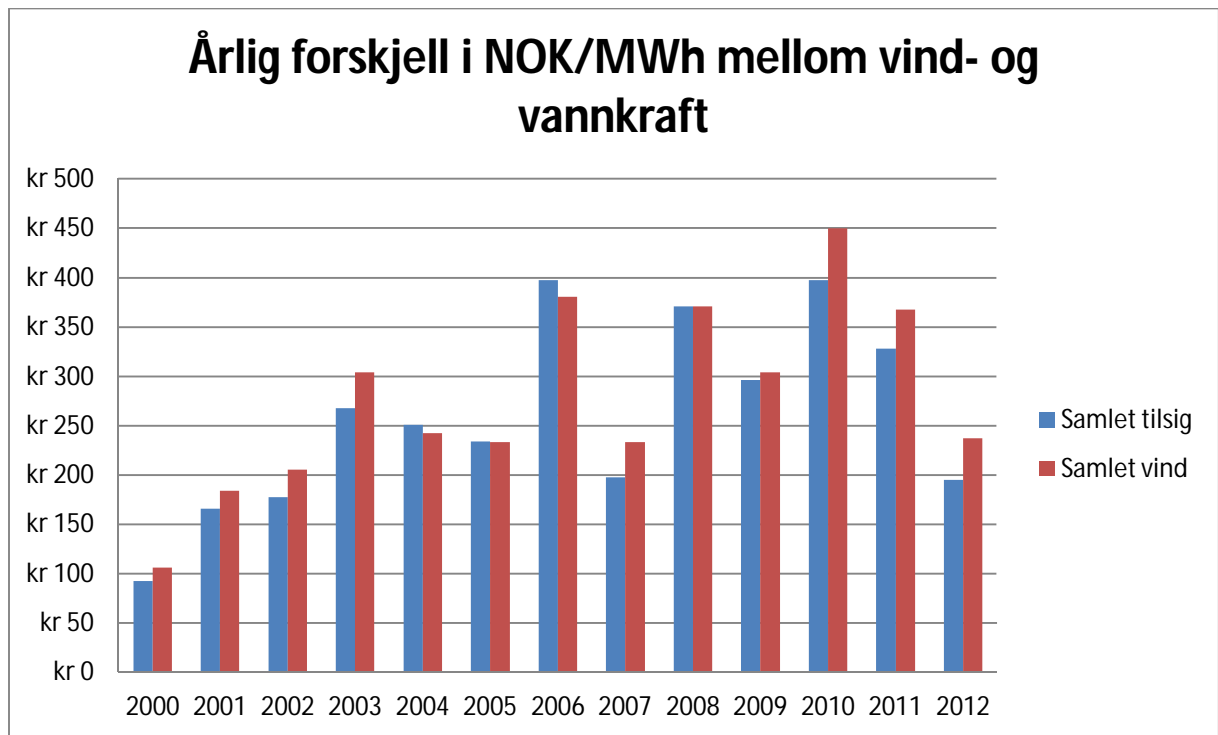
Dette kapitlet vil vise grafisk hvordan forskjellene i inntekt fordeler seg på region, teknologi og mellom år.



Figur 18: Gjennomsnittlig inntekt i perioden 2000-2012 for de forskjellige prisområdene i NOK/MWh produsert for vindkraft og vannkraft.

Vindkraft har gjennomsnittlig høyere inntekt per MWh enn vannkraft i perioden. Forskjellene varierer like mye mellom region som mellom teknologi. Forskjellen på inntekt i NO4 og NO5 for vindkraft er i overkant av 20 NOK/MWh, mens den største gjennomsnittlige forskjellen mellom teknologi er NO4, også med omtrent 20 NOK NOK/MWh.

Den gjennomsnittlige inntekten for Norge samlet er i perioden 260 NOK/MWh for vannkraft og 280 NOK/MWh for vindkraft.



Figur 19: Årlig forskjell i inntekt NOK/MWh for vind- og vannkraft. Viser gjennomsnitt av alle prisområder samlet.

Inntektsdifferansen i enkeltår kan være mange ganger større enn forskjellen i gjennomsnittets år. Enkeltårene med størst forskjell i inntekt mellom de to teknologiene er de 3 siste årene i perioden, der forskjellen varierer mellom 30-50 NOK/MWh.

6. Diskusjon

Langsiktig marginalkostnad og inntekt basert på produksjonsprofil

Marginalkostnaden til vannkraft skulle sammenlignes med marginalkostnaden til vindkraft. Den delen av analysen fikk ikke den tyngden som påtenkt da skikkelig datagrunnlag for vindkraft ikke eksisterte i Norge. Datagrunnlaget som er tilgjengelig er en tidligere rapport fra NVE (NVE, 2010a), der datagrunnlaget var basert på kostnadstall fra konsesjonssøknader. Dette datagrunnlaget var i tillegg til å være et lite antall data, usikre med tanke på usikkerhet i tallene siden den faktiske utbygningskostnaden ikke blir kontrollert eller rapportert inn etter ferdigstilling av anlegget.

Ut fra kapittel 4.3 i oppgaven, der etterspørsel og produksjon blir sammenlignet ville det vært naturlig at det var stor forskjell i inntjeningen per MWh over året mellom vind- og vannkraft. Vindkraft kommer ikke så godt ut av analysen i del 5 der oppgaven viser at det ikke er så mange kroner forskjell i inntekt per MWh mellom teknologiene at det blir den inntektsforskyvningen fra vannkraft over til vindkraft som kanskje ventet. Den gjennomsnittelige forskjellen mellom de to teknologiene over året ligger på et par kroner MWh, for et marginalt lønnsomt vindkraftprosjekt kan disse få kronene trekke opp i retning av at et kraftverk kan bli lønnsomt, men det skal ganske store produksjonsmengder til før det dette bidrar vesentlig til inntekten.

Det kan tenkes at ettersom uregulerbar kraft blir bygget ut i større skala kan dette uten tilsvarende utbygging i utenlandsforbindelser føre til enda lavere pris i sommerhalvåret noe som igjen kan føre til en enda større differanse i inntekt, til fordel for vindkraft. Tilsvarende god utbygging av strømmettet i Norge og god utveksling med kontinentet kan gi småkraft større lønnsomhet, ved at vi får høyere strømpris på sommeren da prisene på er høyere i Europa. Våte og varme år som det er spådd at klimaendringene vil føre til i Norge, vil også kunne gi en ny produksjonsprofil, med større mengder vann, fordelt over større deler av året, noe som kan gi uregulerbar vannkraft en fordel.

Ulike strømpriser

Gjennomsnittets spotpris gjennom en lengre periode er relevant med tanke på forventet inntekt fra utbyggerens side, å velge lønnsomhet ut fra det minst eller mest lønnsomme året vil ikke best representere inntektsgrunnlaget for en periode. Prisene varierer i veldig stor grad mellom år, noe som i tillegg til å være påvirket av perioder med tørrår og våtår, også er koblet mot eksterne hendelser i strømmarkedet pga sammenkoblingen med resten av Norden og Europa. Ekstremt høye

priser kan være for eksempel skyldes lengre perioder med vedlikehold av kjernekraft i Sverige eller store variasjoner i vindkraft produksjon i Danmark sammen med et tørt og kaldt år i Norden. Kullprisen på kontinentet setter i all hovedsak marginalprisen i det Europeiske kraftnettet, som også påvirker strømprisen i det Nordiske nettet. Kun variasjonene mellom årene vil komme frem i denne analysen, siden det er kun tilsigsdata og vinddata som ligger til grunn, men momenter som tidligere nevnt påvirker i høyeste grad strømprisen.

Figur 16 og 17 indikerer at spotprisen i perioden varierer ifra år til år uavhengig av mengde uregulerbarkraft som produseres, noe som kan tyde på at denne kraften utgjør en såpass liten mengde i forhold til resten av systemet. Mye tyder på at prisen på råvarer til termiske kraftverk som kull- og atomenergi setter den kortsiktige marginalprisen i markedet uavhengig av uregulerbar produksjon, i hvert fall på kort sikt

I gjennomsnitt for årene har reel inntekt basert på spotpriser på ukebasis og estimert produksjon vært 260 NOK/MWh for vannkraft og 280 NOK/MWh for vindkraft. Figur 19 viser hvordan fordelingen for begge teknologier over 13 år, der variasjonen ligger fra lavest NOK/KWh er i underkant av 100 NOK/MWh, mens på sitt høyeste er inntekten 400-450 NOK/KWh.

Vannkraft og vindkraft har veldig varierende inntektsgrunnlag mellom år. Inntekten per MWh over året varierer fra 100 kroner i 2000 til nesten 500 kroner i 2010 for vindkraft og fra 8-10 kroner i 2000 til 40 kroner i 2006 for vannkraft.

Vannkraft

Inntekten til en vannkraftprodusent vil naturlig svinge fra år til år avhengig av både strømpris og nedbør. En stor mengde nedbør betyr nødvendigvis ikke høyere inntekt, noe de senere år med lav spotpris, men mye nedbør har vist. Et år med lite tilgang på vann gir vanligvis en høyere strømpris, og motsatt vil et år med god tilgang på vann typisk gi en lavere strømpris, i hvert fall i Norge. Men som tidligere nevnt er det norske vannkraftbaserte systemet koblet sammen med flere termiske kraftsystemer der prisen styres av råvarepriser på brennstoff, ikke mengden nedbør, og dette vil påvirke prisen en strømprodusent kan forvente å få betalt. Uavhengig av dette vil mengden nedbør være en viktig del av hvor mye en vannkraftprodusent kan forvente i inntekt. I tillegg til at variasjonene i mengden tilsig for Norge varierer i stor grad fra år til år er også hvilke type nedbørsprofil tilsiget har i løpet av året viktig for inntekten.

Tilsigsprofilene over året (figur 10) for de 2 nordligste områdene NO3 og NO4, gir en produksjonsprofil som gir høyere inntekt per MWh produsert. Tilsigsprofilen er ikke den typiske med nesten all produksjonen på våren, produksjonen for de to nordligste områdene har et jevnere tilsig

over året. Den høyere inntekten per MWh kan også skyldes at det er større begrensning i nettet i disse områdene, spesielt i NO3, noe som vil gi høyere strømpriser.

De største forskjellene i årsinntekt og den laveste inntekt per MWh produsert for vannkraft finner vi i Sør-Norge (tabell 2 og figur 14).

Vindkraft

Samlet i Norge vil vi se en trend som ligger nærmere den som sees på som "typisk" for Norge (Jf. Figur 1), lav produksjon på sommeren og høy på vinteren. Denne "typiske" vindkraftprofilen for Norge, består i største grad av NO3 sin produksjonskurve siden det er der det meste av dagens produksjon ligger, og dette kan føre til at det er denne som dominerer produksjonsprofilen til vindkraft for landet sett under ett.

NO3 og NO4 som er de nordligste områdene er der parkene produserer med høyest korrespondanse til etterspørselen etter strøm i Norge (figur12). Disse to områdene har størst installert effekt og størst årsproduksjon og er også områdene med høyest pris per MWh produsert. Dette kan være forklart i at flere parker over et større område gjør at det er større sjanse for at noen anlegg har vind til å produsere strøm i tillegg til at de har en korresponderende produksjonsprofil. Dette gjør at parkene i disse to områdene har minst avvik fra systempris og antatt pris når det kommer til inntekt, estimeringen av inntekt basert på systempris istedenfor spotpris kan faktisk gi en underestimert inntjening.

Områdepriser og variasjoner i inntekt mellom år

Gjennomsnittelig spotpris vil ikke vise variasjonene mellom år, det er derfor viktig å kunne se på perioden i sin helhet, der vi får fram variasjonene mellom år i spotprisen. I første del av analysen er spotprisen aggregert for alle områdene i Norge, det vil derfor kunne være store ekstrempriser i korte tidsperioder innad i et område uten at dette synes. En figur for hvert spotprisområde hadde ikke vist noe spesielt utslag siden ekstremprisene sjelden varer i mange timene, så disse vil ikke komme frem med ukesoppløsning. Spesielt i perioder med høy etterspørsel og lite lokal kraftproduksjon kan det oppstå en særdeles høy pris innad i et prisområde (som i Midt-Norge i 2010), mens prisen i områdene rundt ikke når opp til samme nivå.

Analysen viser at det er forskjell i inntekt per MWh mellom de ulike områdene, og at inntekten varierer fra år til år innad i et område. Noen av områdene stikker seg ut som jevnt over høyere inntekt per MWh produsert (NO2 og NO3), mens den største forskjellen er inntekt mellom år, ikke mellom områder. Forskjellen i tilsig mellom år er vanskelig å gjøre noe med siden denne avhenger av

været, men en forskjellen i spotpris mellom områder blir løst ved en reduksjon av dagens begrensninger i nettet.

Når figur med oversikt over produksjon og spotpris (figur 17 og 18) sammenlignes med inntekten for de to teknologiene på årsbasis i perioden, kan vi se at spotprisen vil i stor grad avgjøre inntektsgrunnlaget for en produsent. Eksempelvis med vindkraft først; år 2000 som har en høy produksjon men en lav spotpris, der ender resultatet rekordlavt i perioden, mens 2010 som ikke er et år med spesielt stor produksjon, ender som er rekordår pga høye spotpriser. Når det gjelder vannkraft vil vi se samme trend; år 2000 og 2001, 2 år med godt tilsig, men lave spotpris fører til den laveste inntekten i perioden. 2010 er et år med forholdsvis lav produksjon, og lite tilsig på våren, men en høy spotpris gjør året til et av de med størst inntjening i perioden. 2006 derimot det beste året for vannkraft, med både godt tilsig og høy spotpris.

De samme figurene viser at selv om prisene ikke varierer mer enn noen kroner per MWh mellom teknologiene i gjennomsnitt, vil det i noen år (spesielt 2012 som er det siste året vi har data for) være større forskjell som ikke kommer frem i gjennomsnittsdataene. I 2012 er det 5-7 NOK/MWh i forskjell, og det er en jevn inntjeningsprofil mellom områdene innenfor hver teknologi. 2012 var et år med forholdsvis mild vinter og en sommer med mye nedbør i store deler av landet. Hvis dette representerer et typisk år fremover vil vindkraft kunne ha en fordel i forhold til produksjon ved høy spotpris.

Figur 19 viser at i noen år har faktisk vannkraft en høyere inntekt per MWh produsert enn vindkraft (2006). Dette året har vannkraften den høyest gjennomsnittelige inntekt i perioden, og dette er som tidligere nevnt grunnlagt i en høy pris under et godt tilsig (figur 16).

6.3 Avgrensning

Lønnsomheten i kraftverk vil også bli påvirket av lokale rammebetingelser som eiendomskatt, innmatingstariff, tilkoblingsavgift og lokale avtaler med bank. Men også landsdekkende rammebetingelser som inntektsskatt, grunnrenteskatt og naturressursskat (over 5500 kVA (NVE, 2010b)) vil virke inn på lønnsomheten. Egne valg rundt avkastningskrav og mulighet for egenfinansiering og om strømmen skal brukes til eget forbruk eller selges på nettet vil også påvirke en investeringsbeslutning. Selv om dette i høyeste grad er med å avgjøre lønnsomheten til et kraftverk er dette utenfor denne oppgavens tematikk.

Kraftverk med produksjon basert på fornybare kilder med byggestart etter 7.9.2009 har krav på elsertifikater. Sertifikatene kan gjøre marginale prosjekter lønnsomme, men siden all ny

fornybarkraft har rett på elsertifikater vil dette slå likte inn for alle teknologier, oppgaven har derfor valgt og ikke ta med elsertifikater i lønnsomhetsberegningene.

I forhold til fornybar direktivet kunne alle kraftverk under 1MW og kraftverk over 10MW samt opprusting og oppgradering vært med for og fått et mer helhetlig totalbilde av fremtidig kraftsituasjon. Men på grunn av begrensning i tid og omfang i oppgaven er ikke disse tatt med.

Fremtiden til en storskala vindkraft utbygging i Norge er vanskelig å spå, men det er liten tvil rundt de enorme nett investeringene som skal til for eventuelt å utnytte våre offshore vindressurser. Måten "villmarken" i Norge blir bygget ned, både av kraftlinjer, veinett og vindmøller skaper større og større konfliktområder mellom behovet for fornybar strøm og behovet for "urørt" natur. Og det vil bli større og større konflikter jo flere av de mindre konfliktfylte prosjektene som blir utbygd.

7. Konklusjon

Mangel på data gjorde at den langsiktige marginalkostnadskurven for vind- og vannkraft ikke ble sammenlignet, men grunnen til at denne delen skulle være med var for å se om det ble noen skift i kurven ved høyere inntekt for vindkraft basert på en gunstigere produksjonsprofil. Studien fant at vindkraft har en høyere inntekt pr MWh produsert, men ikke høy nok til at oppgaven kan bekrefte at dette er nok til å forsvare en utbygging av vindkraft i forhold til den marginalt høyere inntekten per MWh.

Grunnen til at den fordelaktige produksjonsprofilen til vindkraft ikke ga helt det resultatet som ventet, kan være grunnlagt i at største delen av det norske kraftsystemet er basert på regulerbar vannkraft der vannet kan disponeres over sesongen og derfor flater ut prisen og gjør at vinterprisen i normalår ikke har den ekstreme svingingen det ville hatt uten regulering. Vi er i tillegg koblet opp mot utlandet, der vi har videre mulighet til å regulere pris og produksjon mot eksport og import. Det er også dårlig tilgang på vinddata, noe som kan gjøre at grunnlaget blir mangelfullt, dette vil med fremtiden bli bedre når det blir flere utbygginger og forum der informasjon og erfaringer blir delt.

Forskjellene i forutsetninger man bruker for å regne ut fremtidig strømpris gir større utslag for vannkraft enn vindkraft, dette kan være en av effektene av bedre produksjonstidspunkt i henhold til høyere strømpris.

Variasjonen mellom år er mer avgjørende for inntekten enn hvilke området produksjonen ligger i og hvilke teknologi som blir brukt.

Valgt område for produksjon er sentralt når man skal se på hvilke inntjening vi kan forvente. Disse områdene er oppdelt etter spotprisområdene og alle har til forskjellig grad ulik prisstruktur gjennom året. Variasjonen mellom områdene er teknologiavhengig, der den største forskjellen for områdene for vindkraft er på 6,6 % og for vannkraft er den største forskjellen mellom 2 områder 7,5 %.

Vindkraft er en teknologi som fortsatt er under konstant forbedring og teknologisk utvikling med både større og mer effektive turbiner. IEA (IEA, 2012) tror derfor at både vind på land og til havs vil ha en synkende pris pr MW installert i Amerika. Det vil være riktig å anta at vindkraft er en global industri der prisene i et marked påvirker prisen i et annet, at prisen vil være synkende globalt. Dette kan føre til at vindkraft i fremtiden kan konkurrere på lik linje med småkraft når det gjelder utbyggingskostnad i Norge.

7.1 Videre arbeid

I første del av oppgaven blir marginalkostnader sammenlignet, meningen var at disse skulle kunne sammenlignes i en ny marginalkostnadsgraf etter at analysen ble gjort, for å ta med inntektssiden i form av forskjellig inntekt per MWh for de to teknologiene for å se hvordan dette påvirker grafen. Dette ble ikke gjort av 2 grunner, data på utbyggingskostnad for vindkraft var ikke eksisterende og forskjellen på inntekten for de 2 teknologiene var mindre enn antatt, dette gjorde at denne delen av analysen ikke ble som på tenkt, men dette er interessant for videre arbeid hvis bedre data på vindkraft kan oppdrives.

Videre analyse på hvordan strømprisen blir påvirket av prisen av kullkraft og av uregulerbar kraftproduksjon ville kunne fjernet noen usikre parametre som vil si mer om hvordan vi kan forvente at strømprisen varierer over året, som er spesielt avhengig av kullprisen som er prissetter på det Europeiske markedet.

Spesielt for vind og etterspørselen for vinterhalvåret kan det være interessant å se på produksjonen og etterspørselen ned på en times basis, det kan være ekstreme pristopper i de kaldeste periodene, hvordan og om dette påvirker lønnsomheten til vindkraft i forhold til uregulerbar vannkraft.

7. Bibliografi

Aftenposten, 2010. Strømprisen over 11 Kroner. Lokalisert 14.6.2013 på WWW:

<http://www.aftenposten.no/okonomi/innland/article3531013.ece#.UYoVTcoqKuM>

ECON, 2008. Mulig ny kraftproduksjon. Econ-rapport nr. 2008-046. ISBN 978-82-7645-982-1

Energiutvalget, 2012. Energiutredningen – verdiskapning, forsyningssikkerhet og miljø. NOU 2012:9. ISBN 978-82-583-1138-3

International energy association (IEA), 2012. Energy Technology

Perspectives 2012; *Pathways to a Clean Energy System*. ISBN: 978-92-64-17488-7

Kraftinor.no, 2013. Strømpris. Lokalisert 14.6.2013 på WWW:

<http://www.kraftinor.no/Privat/Ofte-stilte-sporsmal/Strompris/>

Kristiansen, 2007. Vindressurser og produksjon; et perspektiv fra Statkraft. Lokalisert

14.6.2013 på WWW: <http://www.nve.no/PageFiles/7983/Vindressurs%20Kristiansen.pdf>.

KS Bedrift, 2010. Urimelige Strømpriser i Midt-Norge. Lokalisert 14.6.2013 på WWW:

<http://www.ks-bedrift.no/Aktuelt/Urimelige-strompriser-i-Midt-Norge/>

Kvamme, C. 2008. Investering i vannkraftverk. Lokalisert 14.6.2013 på WWW:

<http://folk.ntnu.no/gd/Master%20Kristina%20Kvamme.pdf>

Lavutslippsutvalget, 2006. Et klimavennlig Norge. NOU 2006:18. ISBN 978-87-583-0902-1.

Lokalisert 14.6.2013 på WWW:

<http://www.regjeringen.no/Rpub/NOU/20062006/018/PDFS/NOU200620060018000DDDPD FS.pdf>.

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), 2005. Vindkraftpotensialet i Norge. Rapport nr 17/2005.

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), 2010a. Tilgangen Til Fornybar Energi i Norge; et innspill til Klimakur 2020. Rapport nr 2/2010.

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), 2010b. Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk. Veileder nr. 1/2010. ISSN: 1501-0678

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), 2010c. Kostnadsgrunnlag for små vannkraftanlegg. Håndbok nr 1/2010. ISBN: 82-410-0571-7

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), 2011a. Kostnader ved produksjon av kraft og varme. Håndbok nr 1/2011. ISBN: 978-82-410-0750-7

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), 2012a. Hva er elsertifikater. Lokalisert 14.6.2013 på WWW: <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Elsertifikater/Hva-er-elsertifikater/>

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), 2013a. Vindkraft produksjon i 2012. Rapport nr 13/2013. ISBN: 978-82-410-0881-8

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), 2013b. Elsertifikater - behandlede anlegg. Lokalisert 14.6.2013 på WWW: <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Elsertifikater/Godkjente-og-avslatte-produksjonsanlegg-for-elsertifikatordningen/>

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), 2013c. Dugnad for gode småkraftprosjekter. Lokalisert 14.6.2013 på WWW: <http://www.nve.no/Global/Dugnad%20for%20gode%20sm%C3%A5kraftprosjekter.pdf?epslanguage=no>

Olje- og energidepartementet (OED), 2008. Fakta 2008 om energi og vannressurser i Norge. ISSN: 0809-9464

Olje- og energidepartementet (OED) 2011a. Prop. 1 S. Kapittel 1.2; Fornybar energi og innenlands energiforsyning. Lokalisert 14.6.2013 på WWW:

<http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/regpubl/prop/2011-2012/prop-1-s-20112012/1/2.html?id=658912>.

Olje- og energidepartementet (OED) 2011b. Fornybardirektivet en del av EØS-avtalen. Pressemelding, 19.12.2011 Nr.: 110/11. Lokalisert 14.6.2013 på WWW:

<http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/pressemeldinger/2011/fornybardirektivet-en-del-av-eos-avtalen.html?id=667482>.

Oslo Børs, 2013. Derivater – Alt du trenger å vite. Lokalisert 14.6.2013 på WWW:

<http://www.oslobors.no/Oslo-Boers/Produkter-og-tjenester/Publikasjoner/Derivater-opsjoner-forwards-og-futures>

Statnett, 2010. Fem markedsområder fra i dag. Lokalisert 14.6.2013 på WWW:

<http://www.statnett.no/no/Nyheter-og-media/Nyhetsarkiv/Nyhetsarkiv---2010/Fem-markedsomrader-fra-i-dag/>

Statnett, 2011. Nasjonal plan for neste generasjon kraftnett; Nettutviklingsplan 2011.

Statnett, 2012. Oppdatert Investeringsplan for 2012. Lokalisert 14.6.2013 på WWW:

<http://www.statnett.no/no/Nyheter-og-media/Nyhetsarkiv/Nyhetsarkiv-2012/Oppdatert-investeringsplan-for-2012/>

Trondheimkraft, 2013. Forventede strømpriser. Lokalisert 14.6.2013 på WWW:

<http://www.trondheimkraft.no/Privat/Forventede-strompriser/>

TU.no, 2012a. NVE Varsler Flere Småkraft-avslag. Lokalisert 14.6.2013 på WWW:

<http://www.tu.no/energi/2012/01/18/nve-varsler-flere-smakraft-avslag>

Vindportalen.no, 2013a. Vindinfo - OFFSHORE VINDKRAFT. Lokalisert 14.6.2013 på WWW:

<http://www.vindportalen.no/offshore-vindkraft.aspx>.

Vindportalen.no, 2013b. Kostnader og investering vindkraftverk. Lokalisert 14.6.2013 på
WWW: <http://www.vindportalen.no/oekonomi/kostnader-og-investering.aspx>