



Forord

Denne masteroppgaven markerer avslutningen på et toårig masterstudium i fornybar energi ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet på Ås. Det har vært to lærerike, spennende og intensive år, som har gitt meg mye kunnskap og iver til å ta fatt på arbeidslivet.

Jeg vil rette en stor takk til min veileder, professor Torjus Folsland Bolkesjø, for gode råd og innspill under arbeidet med oppgaven.

Jeg vil også takke førsteamanuensis Bjørn Sønju-Moltzau for uvurderlig hjelp til datainnhenting.

Til slutt vil jeg takke venner, familie og min kjære for all støtte og forståelse.

Ås, 14. mai 2014

Mariann Birkedal

Sammendrag

Denne masteroppgaven analyserer hvordan det nasjonale og regionale tilbudet av regulerbar vannkraft, påvirkes av faktorer som inngår i produsentenes vannverdiberegninger. Dette gjøres ved å analysere den regulerbare vannkraftproduksjonen i Norge for tiårsperioden, 2004-2013.

Det fremkommer at det kan eksistere et simultanitetsproblem mellom den regulerbare vannkraftproduksjonen og kraftprisen. Simultaniteten skaper grunnlaget for at det i denne oppgaven gjennomføres to ulike analyser: minste kvadraters metode (OLS) og to-trinns minste kvadraters metode (2SLS). Det vil estimeres fire modeller for regulerbar vannkraft: *Modell 1: Norge*, *Modell 2: Sør-Norge*, *Modell 3: Midt-Norge* og *Modell 4: Nord-Norge*, hvor hver modell videre estimeres med fem forskjellige inndelinger: årlig basis, vintersesong, vårsesong, sommersesong og høstsesong. Basert på i hvilke regresjonsmodeller det oppstår simultanitet, samt i hvilke av disse som har en sterk instrumentvariabel, vil noen av disse tolkes etter 2SLS-regresjonen, og de andre etter OLS-regresjonen.

Det fremkommer at tilsig, temperatur, hydrologisk balanse, kortsiktige marginalkostnader for kullkraft og kraftpriser påvirker det regulerbare vannkrafttilbudet i ulik grad mellom de forskjellige regioner og sesonger.

For det regulerbare vannkrafttilbudet i Norge på årlig basis, medfører én prosent økning i den gjennomsnittlige kraftprisen en økning i det ukentlige tilbudet på 16,7 GWh. 1 TWh bedret hydrologisk balanse viser å ha resultert i 52 GWh økt vannkrafttilbud i samme uke. Resultatene viser sammenheng mellom økt tilsig og redusert tilbud fra regulerbare vannkraftverk på kort sikt. Reduksjonen er på så mye som 100 GWh for 1 TWh økt tilsig. Økte kortsiktige marginalkostnader for kullkraft har også resultert i et redusert vannkrafttilbud. Det tyder på at en økning i marginalkostnadene for kullkraft indikerer en forventning om høyere fremtidige kraftpriser, og produsentene sparer følgelig på vannet. Økte temperaturer vises også å redusere vannkrafttilbudet, med nærmere 23 GWh for den inneværende uke. Det regulerbare vannkrafttilbudet viser å ha størst følsomhet for endringer i flere av disse variablene på høsten og vinteren.

Forskjellene som avdekkes i det regionale vannkrafttilbudet ser ut til å ha en klar sammenheng med lagringskapasiteten og reguleringsgraden i hver region. Det fremkommer at Sør-Norge er den mest prisfølsomme regionen, og at tilbudet generelt øker mye for en bedret hydrologisk balanse i Sør-Norge, mens det økes langt mindre for samme endring i Midt-Norge og Nord-Norge. For en tilsvarende økning i det regionale tilsiget, vises det at tilbudet reduseres mer i Sør-Norge enn det gjøres i den midtre og nordre regionen i Norge. Midt-Norge tenderer mot å vise noe avvikende atferd i vannkrafttilbudet, i sammenligning med de to andre regionene.

Abstract

This master thesis aims to analyze how the national and regional supply of flexible hydropower in Norway is influenced by factors that affect the water values.

The flexible hydropower production will be analyzed for Norway as a whole and for the southern region, the mid-region and northern region of Norway during the ten-year period, 2004-2013. The analysis will be focused on how inflow, hydrological balance, temperatures, short run marginal costs for coal power and electricity prices affect hydropower production at a yearly basis, and during the four seasons winter, spring, summer and fall.

Since there exists an endogeneity problem between the two variables flexible hydropower and electricity prices, two regression methods will be performed; ordinary least squares (OLS) and two-stage least squares (2SLS). Based on in which models the endogeneity arise, and on how strong the instrumental variables in 2SLS are, the models will be discussed on the basis of either the 2SLS regression or the OLS regression.

The results show that all of the factors are significant for the flexible hydropower production in Norway – through in a varying degree between regions and seasons. For 1 percent increase in the average electricity price, the weekly hydropower supply is increased by 16,7 GWh. 1 TWh increased hydrological balance is shown to have a strong influence on the supply, and increases the weekly production by 52 GWh. For a 1 TWh increase in inflow, hydropower production is severely decreased – by 100 GWh. Increasing temperatures reduce the demand, and consequently the supply. A one percent increase in the short run marginal costs for coal power (SRMC coal) also leads to a decrease of the supply. The results indicate that for an increase in SRMC coal, the producers expect higher electricity prices in the future, and accordingly reduce their supply in advance.

The differences that are revealed at a regional level, appears to have a strong connection to the reservoir capacities in each region. The southern region of Norway seems to have the most price sensitive supply. The mid-region of Norway has some divergent production behavior, which is believed to be caused by low reservoir capacity.

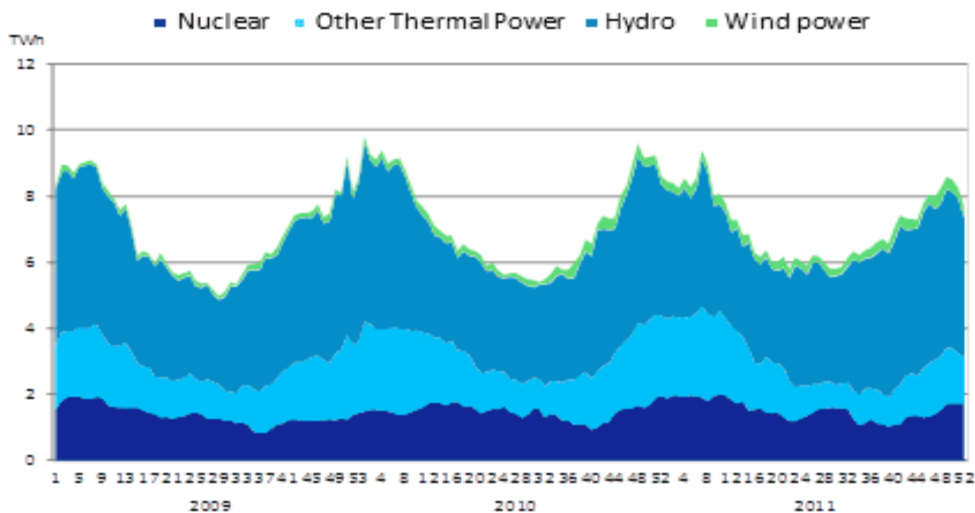
1. Innledning.....	2
1.1 Problemstillinger	4
2. Atferdsmodell for vannkraftprodusenter	5
2.1 Profittmaksimering og vannverdier.....	5
2.1.1 Faktorer som påvirker vannverdien.....	7
2.1.2 Andre relevante tilbudsdrivere.....	11
2.2 Modell for vannkrafttilbud.....	13
2.3 Tidligere empiriske analyser	13
3. Data.....	15
3.1 Datamateriale	15
3.1.1 Tidsperiode.....	15
3.1.2 Sesonginndeling.....	15
3.2 Datakilder.....	16
3.2.1 Thomson Reuters Point Carbon.....	17
3.2.2 Nord Pool Spot.....	17
3.2.3 eKlima.....	17
3.3 Behandling av data	18
3.3.1 Produksjonsområder	18
3.3.1 Tilsig.....	20
3.3.2 Veid gjennomsnittstemperaturer	21
3.3.3 Kraftpriser	21
3.3.4 Kortsiktig marginalkostnad for kullkraft.....	21
3.3.5 Prisforventning.....	22
4. Metode.....	23
4.1 OLS – Minste kvadraters metode.....	23
4.1.1 Regresjonsforutsetninger i klassisk lineær regresjonsmodell.....	24
4.2 Brudd og tester på regresjonsforutsetninger.....	25
4.2.1 Multikollinearitet.....	25
4.2.2 Heteroskedastisitet.....	25
4.2.3 Autokorrelasjon:.....	26
4.2.4 Huber/White- og Newey-West standardfeil.....	27
4.3 Instrumentvariabel og to-steps minste kvadraters metode.....	27
4.3.1 Krav til instrumentvariabel.....	29
4.3.2 Durbin-Wu-Hausman test for endogenitet	29
4.3.3 Test for svake instrumenter	29
4.3.4 R^2 i 2SLS	30
5. Modell- og variabelspesifikasjon	31
5.1 Avhengig variabel	31
5.2 Forklarende variabler	31
5.2.1 Eksogene variabler.....	31
5.2.2 Endogen variabel	32
5.2.3 Instrumentvariabel	32
5.3 Valg av funksjonell form.....	33
5.3 Modellspekifikasjon.....	34
5.3.1 OLS	34
5.3.2 2SLS	34
6. Resultater	35
6.1 Oppbygging av modellen.....	36
6.2 Modell 1 – Samlet regulerbar vannkraft i Norge.....	37
6.2.1 Minste kvadraters metode (OLS)	37

6.2.2	Testresultater.....	39
6.2.3	To-trinns minste kvadraters metode (2SLS)	40
6.3	Modell 2 – Regulerbar vannkraft i Sør-Norge	42
6.3.1	Minste kvadraters metode (OLS)	42
6.3.2	Testresultater.....	43
6.3.3	To-trinns minste kvadraters metode (2SLS)	44
6.4	Modell 3 – Regulerbar vannkraft i Midt-Norge.....	46
6.4.1	Minste kvadraters metode (OLS)	46
6.4.2	Testresultater.....	47
6.4.3	To-trinns minste kvadraters metode (2SLS)	48
6.5	Modell 4 – Regulerbar vannkraft i Nord-Norge.....	50
6.5.1	Minste kvadraters metode (OLS)	50
6.5.2	Testresultater.....	51
6.5.3	To-trinns minste kvadraters metode (2SLS)	52
6.6	Oppsummering	53
7.	Diskusjon	55
7.1	Endogenitet, instrumenter og metodevalg.....	55
7.2	Modell 1 – Regulerbar vannkrafttilbud i Norge	56
7.2	Modell 2-4 – Regionalt tilbud av regulerbar vannkraft.....	61
7.4	Avsluttende bemerkninger	65
7.4.1	Forklaringskraft	65
7.4.2	Styrker og svakheter i analysen.....	66
8.	Konklusjon	67
9.	Litteraturliste	68
Vedlegg	72
Vedlegg 1	– Deskriptiv statistikk.....	72
Vedlegg 2	– Utviklingen i naturgitte variabler.....	75
Vedlegg 3	– Utvikling i prisvariabler	76
Vedlegg 4	– Informasjon om målestasjoner/temperaturdata	77
Vedlegg 5	– Transformering av variabelen tilsig.....	77
Vedlegg 6	– Utrekning ved Lin-log modell	78
Vedlegg 7	– Endret tilbud av regulerbar vannkraft som følge av endringer i forklaringsvariabler (GWh).....	79
Vedlegg 8	– Tilbudsendringer ved 1 TWh økt tilsig.....	80

1. Innledning

Norsk vannkraft er fundamental for det norske samfunn. Med en midlere årlig produksjon på 130,5 TWh og nærmere 30,7 GW installert effekt ved inngangen til 2013 (NVE 2013), er Norge blant verdens største vannkraftprodusenter. En overveiende andel av energibruken i Norge baseres på elektrisitet, og siden dereguleringen av det norske kraftmarkedet i 1991, har norsk vannkraft produsert 94,7-99,6 prosent av all innenlands elektrisitetsproduksjon (Verdensbanken 2014). Av den samlede installerte vannkraftkapasiteten står regulerbar vannkraft for over 93 prosent, med en tilhørende midlere årsproduksjon på 122 TWh. Med over 800 magasiner som gir mulighet til å lagre 85 TWh, har Norge omtrent halvparten av Europas magasinkapasitet. Fleksibiliteten dette medfører, gir Norge en særegen posisjon i kraftmarkedet.

I det nordiske kraftmarked¹ dekker vannkraft omtrent halvparten av den samlede etterspørselen². Norsk vannkraft er mer fleksibel enn den svenske og finske vannkraften, noe som gjør at vannet kan utnyttes mer strategisk enn i nabolandene. De store andelene termisk energi i det nordiske kraftmarkedet (se *Figur 1.1*) er trege og kostnadskrevenne å oppregulere. Ettersom vannkraftprodusenter enklere kan regulere sin produksjon opp under forbruketoppene, gir dette et jevnere produksjonsnivå for de termiske anlegg i kraftsystemet (NVE 2011, 66).



Figur 1.1 – Ukentlig nordisk produksjon 2009-2011 (Nord Pool Spot 2014)

¹ Norden utgjør i dag et felles kraftmarked som er drevet av Nord Pool Spot AS. Her tilbyr og etterspør nordiske produsenter og store kraftkjøpere kraft. Gjennom dette markedet oppnås gjensidig økonomiske, energimessige og miljømessige fordeler, samt høy forsyningssikkerhet (St.meld. nr. 15 (2004-2005), 82). Det utveksles videre kraft med andre europeiske land som i stor grad er termisk-baserte.

² I et år med normal nedbør og snøfall (Nord Pool 2014).

Med planer om store mengder ny fornybar kraftproduksjon i Norge, Norden og på det europeiske kontinent, får norsk regulerbar vannkraft økt aktualitet i å bidra til både forsyningsikkerhet og prisstabilisering. Regulerbar vannkraft kan enkelt utjevne variasjonene og usikkerheten som uregulerbar energi medfører, og kan med dette bidra til en mer vellykket utfasing av utslippstung kraftproduksjon.

Med den sentrale rollen som den regulerbare vannkraften utgjør i dagens og fremtidens energisystem, er det særdeles viktig å øke forståelsen av hva som påvirker tilbudet av regulerbar vannkraft til ulike tider. Slik kan vi bedre møte fremtidens utfordringer og omstillingsprosess av energisystemet.

1.1 Problemstillinger

Problemstillingen i denne oppgaven er tredelt. Det ønskes i første omgang å utforske hva som påvirker tilbudet av den regulerbare vannkraften i Norge. Dette gir opphav til følgende hovedproblemstilling:

1. *Hvilke faktorer påvirker tilbudet av norsk regulerbar vannkraft i ulike deler av året?*

Basert på en litteraturgjennomgang utvikles en modell hvor vannkrafttilbudet antas å bli påvirket av en rekke variabler gjennom deres påvirkning av vannverdiene i vannkraftverkene. Disse er: tilsig, hydrologisk balanse, temperatur, kortsiktige marginalkostnader for kullkraft og kraftpris. Basert på denne modellen defineres følgende delproblemstilling:

2. *I hvor stor grad påvirker følgende faktorene:*

(1) tilsig,

(2) hydrologisk balanse,

(3) temperatur,

(4) kortsiktige marginalkostnader for kullkraft og

(5) kraftpris

tilbudet av regulerbar vannkraft i Norge på årsbasis?

Som følge av store sesongmessige variasjoner i tilbud, etterspørsel og disse variablene, vil analysene også inneholde en sammenligning av vannkrafttilbudet i de fire sesongene vår, sommer, høst og vinter.

Som følge av at mengden tilsig og antall magasiner med tilhørende lagringskapasitet og installert effekt er nokså forskjellig i ulike regioner i Norge, ønskes det også å gjennomføre de samme analysene på regionsnivå. Vil Sør-Norge – med hele 68 prosent av den norske magasinkapasiteten – få et helt annet resultat enn de andre regionene? Dette dekkes av den tredje, og siste, problemstillingen:

3. *I hvor stor grad påvirker de samme faktorene tilbudet av regulerbar vannkraft i Sør-Norge, Midt-Norge og Nord-Norge? Hvor stor er påvirkningen i de fire sesongene vår, sommer, høst og vinter?*

I denne regioninndelingen behandles også det faktum at flaskehalsen oppstår i overføringsnett.

2. Atferdsmodell for vannkraftprodusenter

Dette kapittelet vil danne det teoretiske grunnlaget for tilbudsmodellen som senere vil estimeres med empiriske data. *Kapittel 2.1* identifiserer hvilke faktorer som påvirker tilbudet av regulerbar vannkraft i størst grad. *Kapittel 2.2* vil videre utdype hvordan hver faktor forventes å påvirke tilbudet i ulike deler av året

2.1 Profittmaksimering og vannverdier

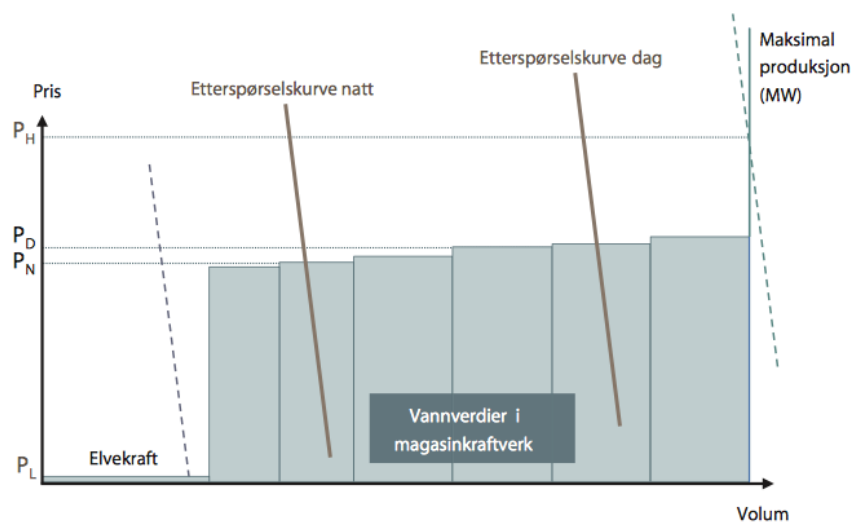
I et deregulert kraftmarked – som det nordiske – vil en elektrisitetsproduserende aktør i prinsippet ikke ha noe annet mål enn å produsere og selge elektrisitet til maksimal profitt (Fosso et al. 1999, 76). Selv om vann er en fornybar energikilde som fornyes kontinuerlig, anses vann i magasiner som en knapp ressurs. Målsetningen for produksjonsplanen blir dermed å velge den strategi som maksimerer det forventede overskuddet av vannet, gitt en prognose for fremtidig prisutvikling (Fosso et al. 1999).

For å maksimere den fremtidige inntekten, opererer vannkraftaktører med *vannverdier*. Den økonomiske begrunnelsen for vannverdiberegninger er etter Wangensteen (2007, 28) at for et gitt reservoarnivå bør en marginal mengde vann spares til fremtidig kraftproduksjon dersom den forventede verdien av vannet er høyere i fremtiden enn i dag³. Den høyere verdien i fremtiden utgjør da *alternativverdien* av å bruke vannet i dag. Vannkraftaktører vil dermed produsere på nåværende tidspunkt dersom kraftprisen er høyere enn vannverdien, og i motsatt tilfelle holde tilbake produksjonen (Førsund 2007). Tilbudet av vannkraft vil dermed avhenge av forholdet mellom kraftpris, p_t og vannverdier, v_t . Vannverdier kan imidlertid ikke inkluderes som egen variabel i analysene da disse er ukjente beregninger gjort av ulike norske vannkraftprodusenter. Det som imidlertid kan inkluderes og analyseres, er faktorene som inngår i vannverdiberegningene.

Elektrisitet tilbys normalt etter de kortsiktige marginalkostnadene for produksjonen. For en vannkraftprodusent er de tradisjonelle kortsiktige marginalkostnadene imidlertid tilnærmet lik null. Bye og Hansen (2008, 5) konstaterer at den *relevante* kortsiktige marginalkostnaden ved vannkraftproduksjon inkluderer alternativverdien til vannet. Ifølge *Energiutredningen* (NOU 2012: 9, 224) er alternativverdien nærmere bestemt av kostnaden ved å erstatte den siste enheten vannkraftproduksjon med annen konvensjonell kraftproduksjon. Med den eksisterende tilbuds- og

³ Muligheten til å spare vann for fremtidig kraftproduksjon begrenses blant annet av magasinkapasitet, generatorkapasitet, tilsig og restriksjoner for vannføring, og flytting av produksjon blir dermed innenfor disse grensene (NOU 2012: 9; 32).

etterspørselsbalansen i Norden, betyr dette at vannverdiene under normale hydrologiske forhold, vil bestemmes av de kortsiktige marginalkostnader for kullkraftverk i Norden eller omkringliggende markeder. Vannverdiene er imidlertid en komplisert beregning som baserer på forventninger til fremtidige markeds- og hydrologiforhold. Som følge av at ulike vannmagasiner har forskjellige egenskaper og lokalisering, vil vannverdiene variere fra kraftverk til kraftverk. Dette illustreres i *Figur 2.1*.



Figur 2.1 – ”Illustrasjon av tilbud og etterspørsel i vannkraftsystemet (Figur 14.2 i NOU 2012: 9, 175)

Bye og Hansen (2008, 5) trekker frem at de viktigste elementene i optimeringsproblemet er interaksjonen mellom lagringen av vannet, tilsig til systemet og de marginalt økende produksjonskostnadene for termiske anlegg. I *Energiutredningen* (2012: 9) bemerkes de samme faktorene, så vel som tid på året. Sintef Energiforskning (referert i Wethelund 2007, 28) trekker frem fire forhold som har størst innvirkning på verdivurderingen av eget vann:

1. Situasjonen i eget system med hensyn til magasinsituasjon og produksjonsevne
2. Forventning om belastning hos forbrukerne
3. Forventning om kraftmarkedet og hvordan de andre aktørene vil oppføre seg
4. Forventning om tilsig

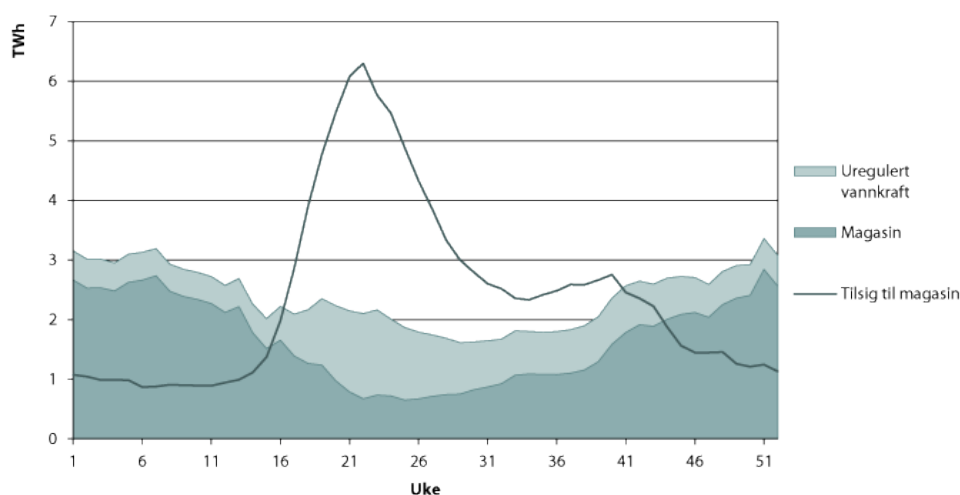
2.1.1 Faktorer som påvirker vannverdien

Tilsig og hydrologisk balanse

Tilsig er mengden vann tilført et produksjonssystem per tidsenhet – i denne oppgaven mengden vann tilført det *regulerbare* vannkraftsystemet per uke.

Hydrologisk balanse defineres som summen av snø, markvann og vann i kraftmagasinene, målt som avvik fra normalsituasjonen for den aktuelle uke (Johnsen og Lindh 2001, 26). Variabelen fanger altså til enhver uke opp den totale mengden tilsig til produksjonssystemet, det bundne tilsiget (lagret i form av snø) og magasinutfyllingen.

Tilsiget til de ulike vannkraftverkene i Norge varierer betydelig mellom måneder og år. Tilsiget til magasinene skjer normalt i den snøsmeltende perioden fra tidlig mai til midten av juni, samt i den regntunge sesongen fra midten av september til slutten av oktober (Bye og Hope 2005, 27). Ifølge Førstund (2007, 19) står tilsiget fra snøsmeltingen for så mye som to tredjedeler av den årlige totalen i Norge. Tilsiget har med dette nokså motsatt årsprofil enn den regulerbare vannkraftproduksjonen. I sommerhalvåret, når tilsiget er høyt og forbruket lavt, vil det produseres mindre kraft enn tilsiget tilsvarer. Magasinene fylles dermed opp. Motsatt er tilsiget mindre enn vannkraftproduksjonen i vinterhalvåret.



Figur 2.2 – "Illustrasjon av typisk sammenheng mellom tilsig og produksjon (og tapping fra magasin) over et kalenderår" (Figur 3.1 i NOU 2012: 9, 27)

Ved en økning i de tilgjengelige vannressursene vil det være gunstig å lagre vannet dersom prisen i neste periode er forventet å være høyere. Lagring gir høyere magasinutfylling, men vil imidlertid gi lavere alternativverdi av å lagre mer vann. Dette medfører at vannverdien i begge periodene reduseres, mens forbruket økes tilsvarende (Førstund 2007, 27).

tilsig eller tørrår vil gi høy alternativverdi av vannet og høye priser, men lav produksjon.

Bye, Bruvoll og Aune (2008) studerer i artikkelen *Inflow shortages in deregulated power markets – Reasons for concern* hvordan et deregulert, og kombinert hydro-termisk marked håndterer tilsigssvikt når det ikke eksisterer overflødig produksjonskapasitet. De viser i sine scenarier "General shortage scenario" og "Abrupt shortage scenario" at det kan ta tid før vannkraftprodusenter normaliserer sitt produksjonsnivå etter perioder med lite tilsig. Små snømagasiner kan medføre at produsenter holder tilbake produksjon selv i tider med normal nedbør, som følge av en visshet om lite fremtidig innkommende tilsig fra smeltende snø. Det fremkommer også i det samme studiet at ettersom tilsigssvikt akkumuleres over flere sesonger, vil produksjonen reduseres mer drastisk enn i tilfeller med plutselig tilsigssvikt (Bye, Bruvoll og Aune 2008, 1706).

Temperatur

Temperaturer representerer belastningen hos forbrukerne, og vil derfor ha påvirkning på den regulerbare vannkraftproduksjonen.

Temperatures påvirkning på vannkraftproduksjonen er størst i fyringssesongen. Fyringssesongen starter når temperaturen faller under 11 °C om høsten og ender når temperaturen stiger til over 9 °C om våren. Denne perioden varer normalt 7-9 måneder, avhengig av lokasjon.

Etterspørselen har dermed størst innvirkning på vannkraftproduksjonen i de delene av året med minst tilsig og høyest kraftpriser.

Kortsiktige marginalkostnader for kullkraft

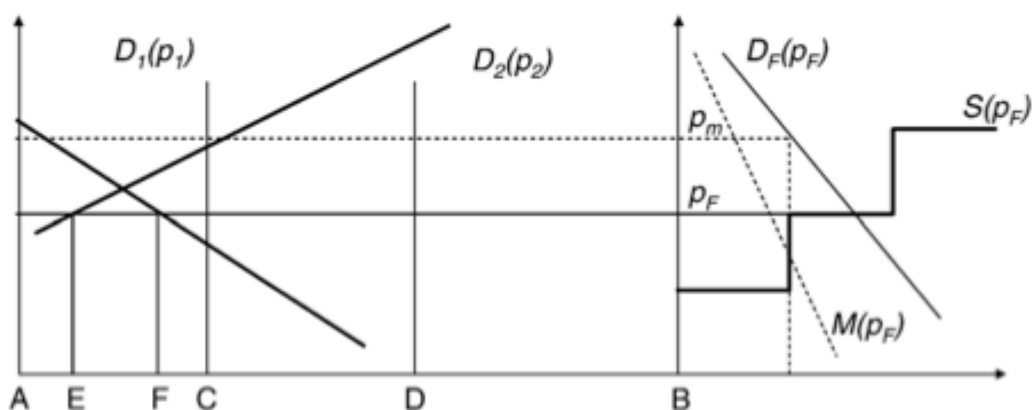
Nordisk kullkraft er viktig i den nordiske elektrisitetssmiksen, ettersom den kan kompensere for, og jevne ut, svingningene i tilsiget. Som det fremkom i kapittel 2.1 har de kortsiktige marginalkostnadene i kullkraftverk stor betydning for vannverdien. Ifølge *Energiutredningen* (2012: 9, 32) er det spesielt kostnadene i danske og finske kullkraftverk som viktige, ettersom det er disse som økes og reduseres i tråd med den norske regulerbare vannkraften.

I tillegg til brenselkostnad, virkningsgrad og andre driftskostnader, inngår også kvotepris for CO₂-utslipp i marginalkostnadene for kullkraft. Ved innskrenking i kvotetaket i markedet for CO₂-kvoter, EU-ETS, vil dermed vannverdier for norsk regulerbar vannkraft stige (NOU 2012: 9, 32).

Watts og Rudnick (2002) trekker frem temaet i sin artikkel om markedsmakt, *Market Power and Competition in a Hydrothermal system*. De omtaler temaet som

at det i deres studie er mulig å observere en trend mot å tilby priser som er høyere enn de variable kostnadene på vannkraftanlegget. Forfatterne finner videre at prisene som bys fra et vannkraftverk, normalt sett legges på et prisnivå som er nærmere de variable kostnadene for det anlegget som har hatt høyere produksjonskostnader (2002, 1364). For vannkraftaktører blir dette som nevnt ofte marginalkostnadene i et kullkraftverk.

Dette støttes også av Bye, Bruvoll og Aune (2008) som i *Figur 2.X* illustrerer at den termiske markedsprisen bestemmer prisen i et vannkraftdominert land, som det norske.



Figur 2.4 - "Et vannkraftmarked med tilsig og etterspørsel i to perioder med begrenset lagringskapasitet og handel" (Bye, Bruvoll og Aune 2008, 1698)

Figuren viser optimeringsproblemet når et vannkraftmarked og termisk kraftmarked er sammenkoblet ved overføringskapasiteter seg imellom. Vannkraftmarkedet observeres til venstre i figuren, og det termiske til høyre. I det termiske markedet økes tilbudet stegvis – rangert etter de kortsiktige marginalkostnadene for de ulike produksjonsteknologiene (som kjernekraft, kullkraft og gasskraft). Den termiske markedsprisen klareres ved skjæringspunktet mellom tilbudskurven $S(p_F)$ og etterspørselskurven $D_F(p_F)$, og bestemmer prisen også i vannkraftmarkedet (Bye, Bruvoll og Aune 2008, 1698). Dette skjer ved at den utenlandske, termiske kraftprisen definerer vannverdien, og elektrisitet handles følgelig inntil prisene i de to markedene er likestilt (Bye, Bruvoll og Aune 2008, 1698; Bye og Hansen 2008, 20).

Som følge av at etterspørselen reduseres kraftig når fyringssesongen er over, vil nok den kortsiktige marginalkostnaden for kullkraft ha størst innvirkning på norsk vannkraftproduksjon i høst- og vintermånedene. Dette bekreftes av Bye, Bruvoll og Aune (2008, 1707) som i sitt "Abrupt shortage scenario" viser at det leveres mindre kullkraft til Norden i perioden meg mye tilsig, men at dette endres utover høsten når tilsiget svikter.

Forfatterne konstaterer videre at i perioder hvor både magasinutfylling og vannkraftproduksjon er lav, og hvor termisk kraft blir mer konsentrert i den nordiske elektrisitetsmiksen, vil det oppstå en markedsrett som kan utnyttast. De lave reservoarnivåene fungerer da som et slags "påslag" på de termiske marginalkostnadene (Bye, Bruvoll og Aune 2008, 1700).

De kortsiktige marginalkostnadene for kullkraft vil heretter kun refereres til som "SRMC kull".

2.1.2 Andre relevante tilbudsdrivere

Kraftpriser

I et velfungerende kraftmarked vil kraftprisene gi informasjon om tilgangen på elektrisitet. Ved høye priser signaliseres det stor knapphet, og kraftprodusentene får med dette beskjed om at mer produksjon verdsettes høyt (Johnsen og Lindh 2001, 25). Kraftprisene sier også noe om aktørenes forventning til fremtiden, og variasjonen man kan observere i kraftprisene mellom årstider gir viktige signaler for den langsiktige disponeringen av magasinene (NOU 2012: 9, 212). Prismekanismen skal dermed styre at det unngås knapphet om vinteren, samt redusere risikoen for overløp og flom resten av året.

Kraftprisen påvirker med dette dagens produksjon gjennom to forhold: 1) dens fremtidige forventede verdi gjør noe med vannverdien i dag, og 2) dersom den er høyere eller lavere enn dagens vannverdi vil det henholdsvis produseres, eller ikke produseres – jfr. *kapittel 2.1*.

Ifølge Førstund (2007, 58) er det å gå tom for vann og fare for overløp som er de mest prisbestemmende hendelsene. Dette bekreftes også av både Watts og Rudnick (2002), og Bye og Hansen (2008), som trekker frem tilsig og magasinutfylling som de viktigste prisbestemmende faktorene på kort sikt, i et hydro-termisk marked. Dette er fordi høyt tilsig og magasinutfylling gir økt vannkraftproduksjon og et skift i hvilke produksjonsenheter som får produsere og levere kraft til markedet – hvor de dyrere termiske anleggene "skyves" ut av produksjonsområdet og gir lavere kraftpriser. Ifølge Wangensteen (2007, 150) er det en sterk sekvensiell korrelasjon mellom spotpris og magasinutfylling, ettersom det er en sakte variasjon i magasinutfyllingen. På lengre sikt, er det marginalkostnadene for kullkraftverk som er prisbestemmende (Bye og Hansen 2008, 20).

Basert på momentene som nevnes ovenfor er det, generelt sett, forventet at kraftprisene blir lavere gjennom sen vår, sommer og tidlig høst når tilsiget og magasinutfyllingen generelt er høy, enn store deler av resten av året. For

regulerbare vannkraftaktører med god lagringskapasitet, medfører en forventning om høyere kraftpris utover høsten og vinteren at alternativverdien av å bruke vannet i dag, økes. Det forbindes en større økonomisk gevinst ved å spare vannet til fremtidig produksjon, og tilbudet reduseres i inneværende periode som følge av forventet fremtidig høyere kraftpris.

Forholdet mellom kraftprisen og det regulerbare vannkrafttilbudet er altså ikke et enveis-forhold, men toveis: Kraftprisen påvirker tilbudet, og tilbudet påvirker kraftprisen. Dette simultanitetsproblemet som kan oppstå mellom de to variablene, skaper grunnlaget for at det i denne oppgaven vil gjennomføres to forskjellige økonomiske analyser: minste kvadraters metode og to-trinns minste kvadraters metode. Sistnevnte tar hensyn til simultaniteten mellom kraftprisen og det regulerbare vannkrafttilbudet.

Region

Med store variasjoner i topografi, klima og nedbørsforhold vil det regulerbare vannkrafttilbudet i ulike deler av Norge påvirkes ulikt, ved endringer i enkelte faktorer. Vassdragene på Vestlandet, i Nordland og i deler av Troms er relativt korte og med store fall, mens mange vassdrag på Østlandet, i Trøndelag og i Finnmark er lengre, men med forholdsvis små fall (LVK 2008). Ikke alle regioner har like gode forutsetninger for å lagre tilsiget gjennom året, og dette skaper ulikt grunnlag for den strategiske utnyttelsen av vannet.

Varierte befolkningstall og begrensninger i overføringsnett er også momenter som påvirker tilbudet av regulerbar vannkraft på regionsnivå i ulik grad. Mens Nord-Norge preges av kraftunderskudd i Nordland og en varierende balanse i Troms og Finnmark, er Midt-Norge ofte preget av kraftunderskudd og er videre avhengig av import. Vest-Norge har kraftunderskudd i sommerhalvåret, men underskudd ved tørrår (Statnett 2013).

Hvordan den totale magasinkapasiteten i Norge fordeles over de fem norske elspotområdene, fremkommer av *Tabell 2.1*.

Tabell 2.1 – Oversikt over magasinkapasiteten i de norske elspotområder, per 01.01.2014

Elspotområde	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5
Magasinkapasitet (TWh)	6723	32725	6886	19367	16523
Andel av norsk magasinkapasitet	8,2%	39,8%	8,4%	23,6%	20,1%

2.2 Modell for vannkrafttilbud

I tråd med *kapittel 2.1.1-2.1.2* vil følgende faktorer inkluderes i de økonometriske analysene av det nasjonale og regionale vannkrafttilbudet:

- Tilsig
- Hydrologisk balanse
- Temperatur
- Kortsiktige marginalkostnader for kullkraft
- Kraftpriser

I tillegg vil det inkluderes en faktor, prisforventning, som forsøker å modellere vannkraftaktørens atferd i forbindelse med fremtidige prisforventninger. Dette vil forklares i mer detalj i *kapittel 3.3.5*.

Tid på året vil tas hensyn til ved inndeling i de fire sesongene vinter, vår, sommer og høst. Den regionale inndelingen vil presenteres i *kapittel 3.3.1*.

Den økonometriske tilbudsmodellen formuleres i *kapittel 5, Modell- og variabelspesifikasjon*.

2.3 Tidligere empiriske analyser

Som nevnt i *kapittel 2.1.2* eksisterer det et simultanitetsforhold mellom vannkraftproduksjon og kraftpriser. Det er mange empiriske analyser som retter seg inn mot prissiden av dette simultanitetsproblemet – hvor vannkraftproduksjonen blir én av de endogene, forklarende faktorene, sammen med flere av de eksogene variablene som også trekkes frem i denne oppgaven. Det har imidlertid ikke lyktes å oppdrive tidligere empiriske analyser som retter seg spesifikt inn mot hva som påvirker tilbudet av regulerbar vannkraft. Én artikkel skiller seg imidlertid noe ut, og vil kort presenteres her.

Artikkelen "*Økende knapphet i kraftmarkedet: Vil prisoppgangen påvirke forbruket?*" (Johnsen og Lindh 2001) studerer priselastisiteten i kraftetterspørselen, og trekker frem en rekke forhold og konklusjoner som er interessante i forbindelse med analysene gjennomført for Norge på årlig basis. Johnsen og Lindh modellerer en markedslukevekt med både tilbuds- og etterspørselsfunksjoner for det svensk-norske kraftmarked.

Forfatterne presenterer en invers tilbudsfunksjon for Norge og Sverige, som funksjon av kraftprisen. De forklarende variablene er den samlede

kraftproduksjonen i Norge og Sverige, kullpris (kr/tonn), tilsig, forrige periodes kraftpris, temperatur og hydrologisk balanse.

Resultatene som fremkommer av den estimerte tilbudsfunksjonen for Norge og Sverige er at elektrisitetstilbudet avhenger sterkt av den hydrologiske balansen i de to landene, og av kullprisen. En økning i kullprisen medfører redusert tilbud fra norske og svenske vannkraftprodusenter, som følge av et positivt skift i forventet fremtidig kraftpris. De finner også at en liten prisøkning, gir en kraftig økning i tilbudet.

Det må imidlertid presiseres at dette er en studie gjennomført for tidsperioden 1996-2001, når de nordiske landenes kraftmarked fremdeles var under deregulering.

3. Data

3.1 Datamateriale

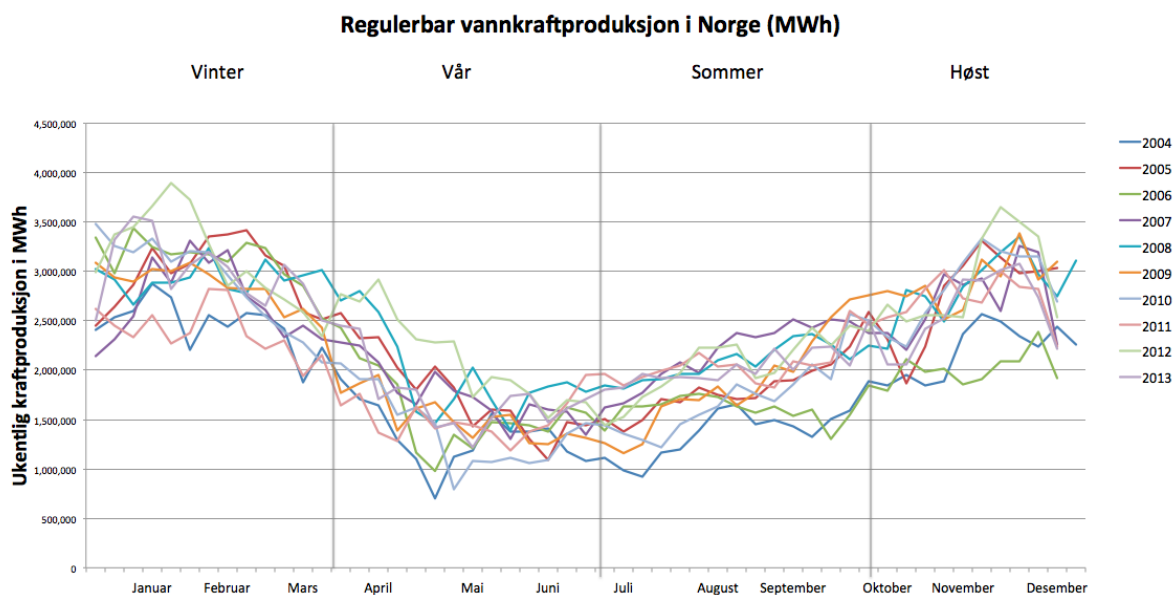
3.1.1 Tidsperiode

Datamaterialet benyttet til analysene i denne oppgaven er ukesdata for tidsperioden 2004-2013 (nærmere bestemt 29.12.2003 – 29.12.2013). Tidsperioden består av 522 uker, og hver variabel som inkluderes i analysene har dermed hver seg 522 observasjoner.

Tidsperioden starter med dette fem år etter at den siste dereguleringen ble igangsatt i Norden. Mens Norge, Sverige og Finland startet dereguleringen av sine kraftmarked i henholdsvis 1991, 1996 og 1997, startet Danmark sin deregulering i 1999, med mål om full liberalisering mot 2004 (Bye og Fjærli 2003, 3). Statistisk sentralbyrå konstaterte i 2003 at selv om det foregikk deregulering i Europa, var flere faktorer i ferd med å stabilisere seg og at de antakelig ville stabilisere seg fram mot 2005 (Bye og Fjærli 2003, 3). Som en del av et større nordisk kraftmarked, vil Norge påvirkes av endringer i europeiske markedsforhold. Ved å anvende datamateriale for 2004-2013, antar jeg imidlertid at endringene som følge av dereguleringen har stabilisert seg, og gir mer nøyaktige resultater enn dersom jeg hadde inkludert flere år i forkant av 2004.

3.1.2 Sesonginndeling

For å kunne analysere hvor mye hver enkelt variabel innvirker på tilbudet av norsk regulerbar vannkraft i ulike deler av året, er det valgt å anvende fire sesonger – vinter, vår, sommer og høst. Den årlige, og sesongmessige, produksjonsprofilen for regulerbar vannkraftproduksjon i Norge fremkommer av *Figur 3.1*.



Figur 3.1 – Årlig produksjonsprofil fra regulerbar vannkraft i Norge med sesonginndeling

Sesonginndelingene, med tilhørende antall observasjoner for hver variabel, blir dermed som følger:

- *Sesong 1 – Vinter*
Januar, februar og mars. 129 observasjoner.
- *Sesong 2 – Vår*
April, mai og juni. 132 observasjoner.
- *Sesong 3 – Sommer*
Juli, august og september. 130 observasjoner.
- *Sesong 4 – Høst*
Oktober, november og desember. 131 observasjoner.

3.2 Datakilder

Thomson Reuters Point Carbon har bistått med mesteparten av dataene anvendt i analysene. Nord Pool Spot har bistått med tilgang til historiske kraftpriser, mens temperaturdata er hentet fra eKlima, driftet av Meteorologisk institutt.

Videre følger en kort gjennomgang av hvordan data for de ulike variablene til analysene er fremkommet.

3.2.1 Thomson Reuters Point Carbon

Data for samlet vannkraftproduksjon i Norge er fremkommet ved total produksjon i prisområdene NO1-NO5. Uregulerbar produksjon er oppgitt for de 11 norske hydrologi-regionene som stammer fra HBV-modellen⁴ (se *Figur 3.3*). Fratrukket den samlede produksjonen, gir dette den *regulerbare vannkraftproduksjonen* i Norge. Dataene er hentet fra Excel-filene: "Weekly Production by Area MWh.xlsx" og "HydroProd Reg og Ureg Norge tilbake til 2004.xlsx".

Data for *hydrologisk balanse og tilsig* er hentet fra Excel-filene "KeyfigNorway.xls" og "HydroProd Reg og Ureg Norge tilbake til 2004.xlsx".

Data for de *kortsiktige marginalkostnader for kullkraft* er hentet fra Excel-filen "SRMC kullpris 2004 til 2017.xlsx". Kostnadene er her oppgitt i Euro/MWh, og for å konvertere til norske kroner er det anvendt valutadata for den analyserte tidsperioden fra Norges Bank (2014).

Tyske kraftpriser er hentet fra "Tyske spotpriser 2006-2011.xlsx" og "Prices 2010-today.csv" og er omregnet til norske kroner.

Utviklingen i hydrologisk balanse og total regulerbar vannkraftproduksjon, SRMC kull og tyske kraftpriser kan observeres i *Vedlegg 2-3*.

3.2.2 Nord Pool Spot

Nord Pool Spot er verdens største marked for kjøp og salg av kraft (Nord Pool Spot 2014) og tilbyr både kortsiktig kraftomsetning i døgnet Elspot, og håndtering av ubalanse i kraftmarkedet gjennom balansemarkedet Elbas. I oppgaven anvendes gjennomsnittlige ukespriser fra døgnet Elspot.

Kraftprisene som oppgis av Nord Pool Spot er ukentlig systempris og ukentlige områdepriser for Bergen, Kristiansand, Kristiansund, Oslo, Trondheim og Tromsø. Hvordan kraftprisene brukt i analysene er fremkommet, følger av kapittel 3.3.3.

3.2.3 eKlima

Det er innhentet temperaturdata for den analyserte tidsperioden, fra én målestasjon i hvert fylke. Informasjon om de utvalgte målestasjonene er vedlagt i *Tabell 10.4* i *Vedlegg 4*. Her fremkommer det også hvordan fylkene er tillagt de

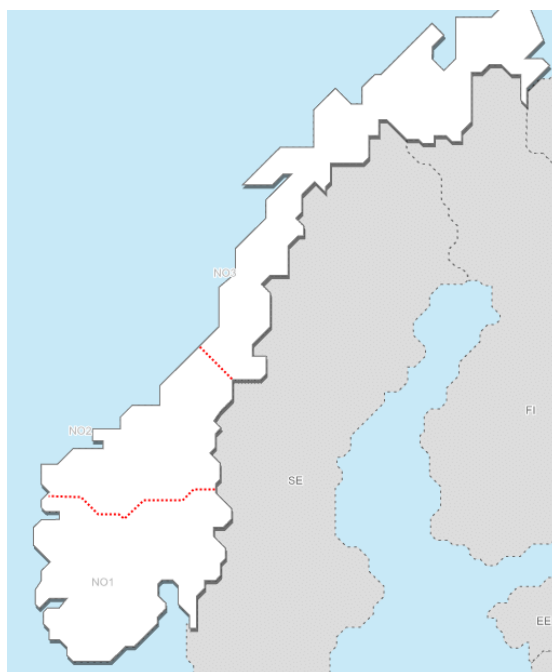
⁴ HBV-modellen (tilpasset versjon av den svenske "Hydrologiska Byråns Vattenbalanssektions modell") er en hydrologisk modell for simuleringer og prognoser for vannføring i Norge (NVE 2009).

tre regionene som vil anvendes i oppgaven. Mens Sør-Norge blir bestående av 13 fylker, blir Midt-Norge og Nord-Norge hver bestående av tre fylker.

3.3 Behandling av data

3.3.1 Produksjonsområder

Som følge av at flaskehalser ofte oppstår i overføringsnett, er Norge inndelt i flere mindre geografiske prisområder. Det er den norske systemoperatøren, Statnett, som regulerer disse områdene. Ettersom prisområdene har variert i både størrelse og antall over den analyserte tiårsperioden, velges det her å benytte den inndelingen som eksisterte 20.11.2006-17.11.2008 (periode (3) i *Tabell 3.1*) som en slags *referanseperiode* for resterende del av de ti årene.



Figur 3.2 - Prisområder for Elspot i tidsrommet (3) 20.11.2006-17.11.2008 (Statnett 2014)

Av den illustrerte inndelingen i *Figur 3.2* vil området NO1 heretter betegnes som Sør-Norge, NO2 som Midt-Norge og NO3 som Nord-Norge. *Tabell 3.1* viser hvordan de ulike prisområdene til ulike tider tildeles de tre regionene Sør-, Midt- og Nord-Norge.

Tabell 3.1 – Historisk prisområdeinndeling (med referanseperiode uthevet i grått)

Periode	Tidspunkt	Antall ² prisområder	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5
(1)	15.12.2003-31.05.2004	3	Sør-Norge	Midt-Norge	Nord-Norge		
(2)	31.05.2004-20.11.2006	2	Sør-Norge	Midt-Norge & Nord-Norge			
(3)	20.11.2006-17.11.2008	3	Sør-Norge	Midt-Norge	Nord-Norge		
(4)	17.11.2008-13.04.2009	2	Sør-Norge	Midt-Norge & Nord-Norge			
(5)	13.04.2009-11.01.2010	3	Sør-Norge	Midt-Norge	Nord-Norge		
(6)	11.01.2010-15.03.2010	4	Sør-Norge	Sør-Norge	Midt-Norge	Nord-Norge	
(7)	15.03.2010-05.09.2011	5	Sør-Norge	Sør-Norge	Midt-Norge	Nord-Norge	Sør-Norge
(8)	05.09.2011-02.12.2013	5	Sør-Norge	Sør-Norge	Midt-Norge	Nord-Norge	Sør-Norge
(9)	02.12.2013-	5	Sør-Norge	Sør-Norge	Midt-Norge	Nord-Norge	Sør-Norge

I tidsrommene (2) 31.05.2004-20.11.2006 og (4) 17.11.2008-13.04.2009 eksisterer kun to prisområder. For å kunne dele disse inn i totalt tre områder benyttes produksjonsandeler fra referanseperioden, (3). I referanseperioden produserer Midt-Norge og Nord-Norge henholdsvis 44,3 prosent og 55,7 prosent hver av den samlede produksjonen i de to regionene. Disse andelene er videre benyttet for å kunne dele produksjonen i NO2 i periode (2) og (4) til Midt-Norge og Nord-Norge. Den samme metoden er benyttet for å korrigere for at Midt-Norge i tidsrommet (1) 15.12.2003-31.05.2004 er betydelig mindre enn i de etterfølgende årene.

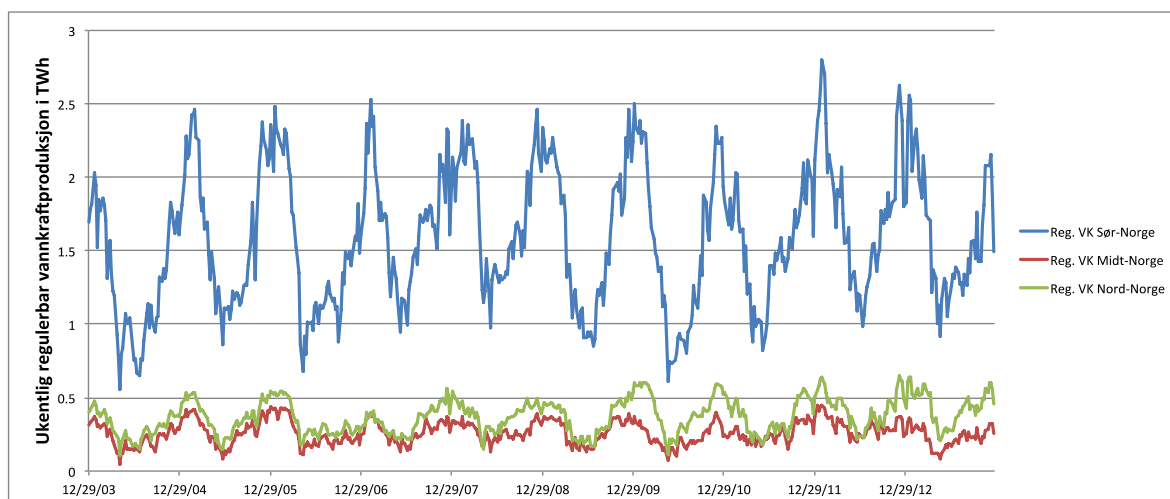
For å kunne skille ut den regulerbare vannkraftproduksjonen i hver av de tre regionene, er den uregulerbare produksjonen i hydrologiområdene H1-H8 trukket fra den samlede produksjonen i Sør-Norge. Tilsvarende er gjort for Midt-Norge og Nord-Norge ved å trekke fra uregulerbar vannkraftproduksjon i henholdsvis H9 og H10-H11.



Figur 3.3 – Hydrologiregioner etter HBV-modellen

Ved sammenligning av *Figur 3.2* og *Figur 3.3* fremkommer det at tildelingen av H1-H8 til Sør-Norge er en noe grov inndeling, men dette tillates da en finere inndeling har vist seg vanskelig.

Etter denne inndelingen står Sør-Norge for omtrent 73 prosent av den årlige regulerbare vannkraftproduksjonen, mens Midt-Norge og Nord-Norge står for noe over 11 prosent og 15 prosent. Produksjonsmønsteret i den analyserte tidsperioden illustreres i *Figur 3.4*.

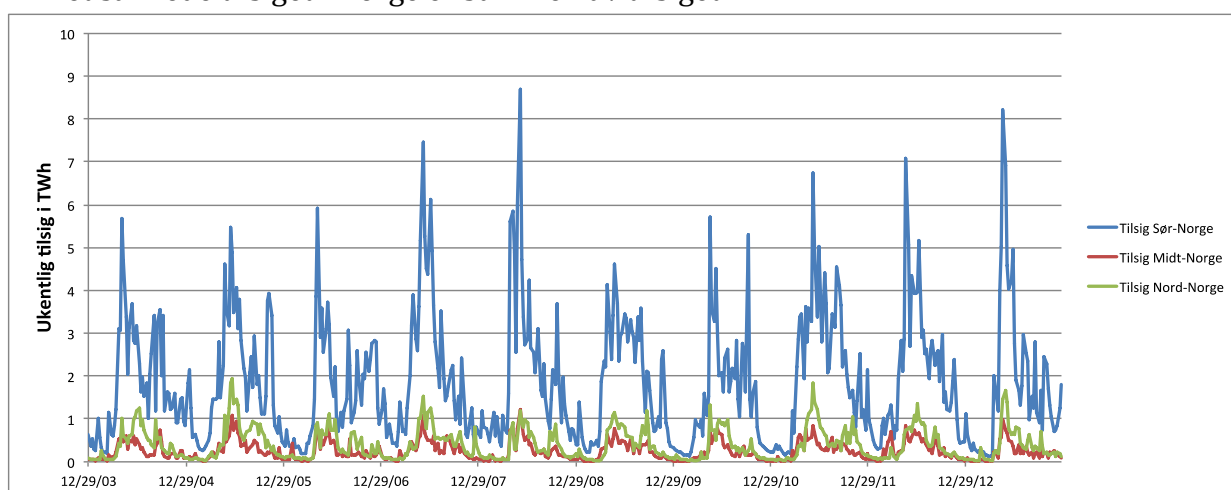


Figur 3.4 – Ukentlig regulerbar vannkraft (TWh) i regionene Sør-Norge, Midt-Norge og Nord-Norge (2004-2013)

3.3.1 Tilsig

Data for tilsiget er oppgitt for de ulike hydrologiregionene etter HBV-modellen, og tilsiget i Sør-Norge, Midt-Norge og Nord-Norge fremkommer dermed ved samme inndeling som for den uregulerbare vannkraftproduksjonen.

Det samlede tilsiget i Norge er summen av tilsiget i H1-H11.



Figur 3.5 – Ukentlig tilsig (TWh) til regionene Sør-Norge, Midt-Norge og Nord-Norge (2004-2013)

3.3.2 Veid gjennomsnittstemperaturer

Ettersom energibruk relatert til temperaturendringer slår sterkest ut i folkerike områder, er det valgt å beregne en veid gjennomsnittstemperatur etter fylkesbefolkning i hver region. Slik får de mest befolkede fylkene som eksempelvis Oslo, Akershus, Hordaland og Rogaland en høyere vektning av sin temperatur på den regionale gjennomsnittstemperaturen.

Til dette er det er anvendt årlige befolkningstall for hvert fylke fra Statistisk sentralbyrå (2014).

De regionale befolkningstallene og gjennomsnittstemperaturene er videre benyttet til å beregne den veide snittemperaturen for Norge. Disse temperaturene vil heretter kun refereres til som *temperatur* i de ulike regioner.

Utviklingen i de beregnede regionale temperaturene kan observeres i *Figur 10.2* i *Vedlegg 2*.

3.3.3 Kraftpriser

Kraftpriser etter region

Kraftpris for Sør-Norge er beregnet ved gjennomsnittet av kraftprisene i Oslo, Kristiansand og Bergen.

Kraftpris for Midt-Norge er beregnet ved gjennomsnittet av kraftprisene i Trondheim og Kristiansund.

Kraftpris for Nord-Norge er gitt av kraftpris i Tromsø.

Kraftpris i Norge

For analysene som gjelder for Norge som helhet er det ikke valgt å benytte systempris, da flaskehalser gir høyere kraftpriser i et varierende antall områder. Derfor er det valgt å anvende en veid gjennomsnittsberegning, basert på ukentlig produksjon i hver av de tre regionene og kraftprisene som er forklart i det forrige avsnitt.

3.3.4 Kortsiktig marginalkostnad for kullkraft

Beregningene for de kortsiktige marginalkostnader for kullkraft er gjort for en typisk kullkraftverk med virkningsgrad på 36 prosent. Varmeverdien benyttet er på 6000 Kcal/kg (25,1 GJ/tonn), og utslippet er satt til 94 tonn CO₂/TJ. Drifts- og vedlikeholdskostnader er også inkludert (Thomson Reuters Point Carbon 2014).

Formel for de kortsiktige marginalkostnader er dermed som følger;

$$SRMC \text{ kullkraft} = \frac{\text{Brensekostnad}}{(\text{Varmeverdi} * \text{virkningsgrad})} + \frac{\text{Kvotepris}}{\text{Utslippsintensitet}} + \text{Drifts} \\ \text{– og vedlikeholdskostnader}$$

Kvotepriser inngår fra 1. januar 2005. En sammenligning av utviklingen i den ukentlige kortsiktige marginalkostnaden for kullkraft den norske systemprisen i den analyserte tidsperioden, finnes i *Tabell 10.3* i *Vedlegg 3*.

3.3.5 Prisforventning

I et forsøk på å modellere vannkraftaktørens prisforventning og deres produksjonsatferd i forbindelse med dette, er det for hver uke beregnet et gjennomsnitt av kraftprisen for de kommende åtte ukene. Variabelen "Prisforventning", som anvendes i analysene, er videre beregnet ved differansen mellom dette åtte-ukers gjennomsnittet, og inneværende ukes kraftpris. Beregningen er gjort for Norge, og for de tre regionene.

Utviklingen mellom regulerbar vannkraftproduksjon og forklaringsvariablene tilsig, hydrologisk balanse, temperatur og kraftpriser vises i *Vedlegg 2-3*. Deskriptiv statistikk for samtlige av variabler som inkluderes i analysene, finnes i *Tabell 10.1-10.3* i *Vedlegg 1*.

4. Metode

I dette kapitlet vil det gjøres rede for de økonometriske metodene og testene som benyttes i gjennomføringen av analysene. Minste kvadraters metode, instrumentvariabler og to-trinns minste kvadraters metode vil forklares med tilhørende forutsetninger. Tester som er spesielt aktuelle for analysene i denne oppgaven vil også gjennomgås. Alle tester og regresjoner er gjennomført i statistikkprogrammet Stata.

Økonometri defineres ifølge Goldberger (1964) som en sosial vitenskap hvor verktøy som økonomisk teori, matematikk og statistisk inferens anvendes for å analysere økonomiske fenomen. Økonometri egner seg dermed godt til oppgavens formål. Det vil gjennomføres regresjonsanalyser – som er en statistisk prosess hvor forholdet mellom forklarte, avhengige variabler og forklarende, uavhengige variabler avdekkes (Gujarati og Porter 2010).

Spesifikasjon av modellene som vil testes i denne oppgaven, følger av *kapittel 5*.

4.1 OLS – Minste kvadraters metode

Minste kvadraters metode (heretter OLS, etter "ordinary least squares") er den vanligste metoden for regresjonsanalyser (Gujarati og Porter 2010). OLS-metoden bygger på å estimere regresjonskoeffisientene β_1, \dots, β_n på den måte som minimerer summen av kvadratene til residualene, $\sum e_t^2$ (Gujarati og Porter 2010, 34).

For å kunne teste statistiske hypoteser basert på et utvalg, og videre trekke konklusjoner for en hel populasjon, er det helt nødvendig med noen forutsetninger for hvordan feilleddet u_t genereres. Forutsetningene følger av den klassisk lineære regresjonsmodellen, og presenteres etter Gujarati og Porter sin fremstilling (2010).

4.1.1 Regresjonsforutsetninger i klassisk lineær regresjonsmodell

1. Regresjonen er lineær i parameterne og riktig spesifisert.

$$Y_{rt} = \beta_0 + \beta_1 X_{rt1} + \dots + \beta_r X_{rt} + u_{rt} \quad t = 1, \dots, n$$

der:

- Y_{rt} er den avhengige variabelen i region r , i uke t
- β_r er de ukjente parameterne som skal estimeres for de uavhengige variablene i region r
 - o β_0 er konstantleddet
 - o β_r er ligningens partielle helning
- X_{rt} er de uavhengige variablene i region r , i uke t
- u_{rt} er det stokastiske feilleddet for region r
- n er antall observasjoner.

2. Uavhengige variabler X_{irp} er ukorrelet med feilleddet u_{ir} .

$$\text{cov}(X_i, u_j) = 0 \forall_{ij}$$

3. Gitt verdien av den uavhengige variabelen ved tid i , er den forventede verdien av feilleddet lik null.

$$E(u|X_i) = 0$$

4. Variansen til hvert feilledd u_i er konstant, eller *homoskedastisk*.

$$\text{var}(u_i) = \sigma^2$$

5. Korrelasjonen mellom to observasjoners feilleddet er lik null – det er ingen *autokorrelasjon*.

$$\text{cov}(u_i, u_j) = 0 \quad i \neq j$$

6. Det eksisterer ikke et eksakt lineært forhold mellom to uavhengige variabler – ingen *multikollinearitet*.

For å kunne bruke t-tester, gjelder ytterligere en ekstra forutsetning:

7. For hypotesetesting følger feilleddet normalfordelingen med gjennomsnitt lik null og (homoskedastisk) varians σ^2 .

$$u_i \sim N(0, \sigma^2)$$

Holder ikke forutsetningene, holder heller ikke resultatene. Forutsetningene kan imidlertid testes, noe som vil fremkommer i neste delkapittel.

4.2 Brudd og tester på regresjonsforutsetninger

4.2.1 Multikollinearitet

Multikollinearitet medfører et brudd på *forutsetning 6*, og inntreffer når det eksisterer lineær sammenheng mellom to eller flere uavhengige variabler. Dette kan oppstå i tilfeller hvor man har flere variabler som måler nesten det samme.

Multikollinearitet vil medføre store standardfeil, små t-verdier, store p-verdier og vide konfidensintervall. Dette resulterer i at man i for stor grad vil akseptere nullhypotesen om ingen forhold mellom den uavhengige og avhengige variabelen.

Gujarati og Porter konstaterer at multikollinearitet er et spørsmål om grad – ikke om det er, eller ikke er, tilstedeværelse av multikollinearitet (2010, 254). Graden av multikollinearitet kan måles ved *variansinflasjonsfaktoren* (VIF) som kalkuleres ved bruk av hjelperegresjoner. Hver uavhengig variabel settes som avhengig variabel, og den justerte R^2 beregnes for hver av dem. VIF-verdien beregnes så ved;

$$VIF_j = \frac{1}{(1 - R_j^2)}$$

For å vurdere multikollinearitet i regresjonsmodellen under ett, beregnes den gjennomsnittlige VIF-verdien. Det eksisterer ingen fullstendig enighet om hvilken VIF-verdi som er akseptabel, men den mest vanlige tommelfingerregelen er at en $VIF > 10$ tyder på alvorlig multikollinearitet. O'Brien (2007) påpeker imidlertid at slike tommelfingerregler for VIF ikke nødvendigvis gjelder, og at de også kan være høyere enn 10, så lenge de vurderes i kontekst med andre faktorer som påvirker regresjonskoeffisientenes varians.

Resultatene av VIF-testen presenteres i *kapittel 6*, hvor det fremkommer at alle VIF-verdiene er under 5. Det tyder dermed på at det ikke er noe stort multikollinearitetsproblem i modellene.

4.2.2 Heteroskedastisitet

Heteroskedastisitet medfører et brudd på *forutsetning 4* for en klassisk lineær regresjonsmodell, og inntreffer når variansen til feilleddet ikke er lik for alle observasjoner.

Regresjonskoeffisientene vil fremdeles være forventningsrette, men vil ikke ha minste varians. Standardfeilene blir forventningsskjeve, og medfører at t-testen og F-testen ikke er til å stole på (Gujarati og Porter 2010). Ved heteroskedastisitet vil nullhypotesen i for stor grad forkastes.

For å undersøke om det er tilstedeværelse av heteroskedastisitet i feilleddene, benyttes Breusch-Pagan/Cook-Weisberg-testen etter OLS-regresjonen. Nullhypotesen er at det er konstant varians mellom feilleddet for alle observasjoner (homoskedastisitet). Teststatistikken er χ^2 -kvadratfordelt, og en signifikant p-verdi tillater at nullhypotesen forkastes, og indikerer med dette tilstedeværelse av heteroskedastisitet

For å korrigere for eventuell heteroskedastisitet, benyttes Huber/White robuste standardfeil (se kapittel 4.2.4).

4.2.3 Autokorrelasjon:

Autokorrelasjon medfører brudd på *forutsetning 5*, og inntreffer når det er korrelasjon mellom feilleddene til observasjonene.

Autokorrelasjon kan oppstå som følge av forsinket respons på forandringer i økonomiske variabler, effekter av "sjokk" som ikke er modellert, geografisk autokorrelasjon eller feil funksjonell form.

Regresjonskoeffisientene vil, i likhet med tilstedeværelse av heteroskedastisitet, fremdeles være forventningsrette, men vil ikke ha minste varians. OLS-estimatoren for varians undervurderer som regel den sanne variansen, noe som medfører at standardfeilene blir forventningsskjeve. F-testen og t-testen er med dette ikke lenger pålitelige (Gujarati og Porter 2010, 317).

For å undersøke om det er tilstedeværelse av autokorrelasjon mellom feilleddene, benyttes Durbin-Watson d-testen. For å gjennomføre testen gjennomføres først OLS-regresjonen. Testen forutsetter at regresjonen har et konstantledd, førsteordens autokorrelasjon (korrelasjon mellom u_t og u_{t-1}) og at modellen ikke inneholder en lagget avhengig variabel (Gujarati og Porter 2010). Nullhypotesen om fravær av autokorrelasjon kan beholdes dersom teststatistikken faller innenfor akseptsonen som gis av Durbin-Watson d-statistikktabell.

Testen viser at nullhypotesen om fravær av autokorrelasjon kan forkastes i alle modellene for regulerbar vannkraftproduksjon på 1 prosent signifikansnivå (jfr. *kapittel 6*).

For å korrigere for autokorrelasjon i modellene uten sesonginndeling, benyttes Newey-West standardfeil.

4.2.4 Huber/White- og Newey-West standardfeil

Huber/White robuste standardfeil korrigerer for heteroskedastisitet, og kan gjennomføres på regresjonsresultatene alene, eller i kombinasjon med Newey-West standardfeil. I sistnevnte tilfelle vil regresjonsresultatene også korrigeres for autokorrelasjon, og kalles da kun Newey-West robuste standardfeil.

Ved Huber/White robuste standardfeil utvikles en heteroskedastisk kovariansmatriseestimator som videre anvendes i hypotesetestingen (White 1980). Ved bruk av denne estimatoren vil regresjonsanalysen gi konsistente standardfeil for regresjonen (Stata 2014).

Newey-West standardfeil er en utvidelse av Huber/White-prosessen, som håndterer autokorrelasjon mellom feilleddene opptil et spesifisert antall laggede observasjoner. Dermed antas det at autokorrelasjon som inntreffer med et senere tidsetterslep enn det som spesifiseres i modellen, kan ignoreres. Dersom tidsetterslepet settes lik null, blir Newey-West-estimeringen simpelthen en Huber/White-estimering (Stata 2014).

Newey-West robuste standardfeil gir med dette konsistente standardfeil for regresjonens koeffisientestimat.

4.3 Instrumentvariabel og to-steps minste kvadraters metode

I mange tilfeller vil en enveis kausalitet mellom de uavhengige og den avhengige variabelen, som antas i OLS, ikke være reelt. Når det eksisterer et toveis, eller *simultant* forhold mellom den avhengige og forklarende variabelen, oppstår det et brudd på *forutsetning 2* i OLS – da den uavhengige variabelen X , er korrelert med feilleddet u_{it} . Denne "uavhengige" forklarende variabelen er ikke lenger uavhengig av Y , og kalles videre for en *endogen* forklarende variabel. I modeller med et slikt *endogenitets-* eller *simultanitetsproblem*, vil anvendelse av OLS føre til at den estimerte regresjonskoeffisienten, $\widehat{\beta}_1$, blir forventningsskjev og et inkonsistent estimat av β_1 (Gujarati og Porter 2009, 682). Estimatet vil ikke konvergere mot sin sanne populasjonsstørrelse, uansett hvor stor utvalgsstørrelsen er (Gujarati og Porter 2009).

Et slikt endogenitetsproblem kan, som tidligere omtalt, oppstå mellom regulerbar vannkraftproduksjon og kraftprisen. Anvendelse av instrumentvariabler og to-trinns minste kvadraters metode (heretter 2SLS) kan justere for dette.

Ved 2SLS restruktureres den strukturelle ligningen som fremkom under *kapittel 4.1.1* til:

$$Y_1 = \beta_0 + \beta_1 Y_2 + \beta_2 X_1 + u$$

der:

- β_0 er konstantleddet
- Y_1 er den avhengige variabelen
- Y_2 er den endogene variabelen
- X_1 er de forskjellige eksogene variablene
- β er parameteren for den endogene og de eksogene variablene
- u er feilleddet

Den strukturelle ligningsmodellen involverer med dette et sett med både endogene og eksogene forklarende variabler.

Videre er det et behov for å finne et instrumentsett, $z = [x_1, x_2]$ av kun eksogene variabler, hvor x_1 er instrument av seg selv (de eksogene variablene i den strukturelle ligningen) og x_2 er instrumentvariabel for Y_2 . Disse instrumentene anvendes inn i det første steget av 2SLS. Ligningen i begge trinnene blir på *redusert form*, hvilket betyr at den avhengige (og den endogene) variabelen uttrykkes som en funksjon av kun eksogene, predeterminerte variabler. Stegene blir som følger:

Steg 1: Regresjon av den endogene variabelen som avhengig variabel, instrumentsettet og feilledd, e . Det beregnes med dette nye verdier for den endogene variabelen ved hjelp av de eksogene variablene i den strukturelle ligningen, samt en ny instrumentvariabel.

$$Y_2 = x_1 Y_1 + x_2 Y_2 + e$$

der:

- x_1 er de eksogene variablene
- x_2 er instrumentvariabel for Y_2
- e er feilleddet for regresjonen i Steg 1.

Steg 2: Den endogene forklaringsvariabelen, Y_2 , byttes ut i den strukturelle ligningsmodellen med de predikerte verdiene fra Steg 1, \hat{Y}_2 :

$$Y_1 = \beta_1 \hat{Y}_2 + \beta_2 X_1 + u$$

der:

- \hat{Y}_2 er de predikerte verdiene av Y_2 i Steg 1
- β_2 er den korrigerede parameteren til Y_2 på Y_1
- u er feilleddet

Ved å benytte de predikerte verdiene i stedet for Y_2 , isoleres variasjonene som skaper endogenitet og gjør at feilleddet er korrelert med X , bort (Katchova 2013).

4.3.1 Krav til instrumentvariabel

Det er visse krav til instrumentvariabelen (heretter IV), z , som assosieres med den endogene variabelen, X :

- z er korrelert med den endogene variabelen X , $E[z'X] \neq 0$
(z predikerer eller påvirker X)
- z er ukorrelert med feilleddet u , $E[z'u] = 0$
(z er ikke endogen)
- z har ingen direkte innvirkning på den avhengige variabelen Y – annet enn gjennom dens korrelasjon med X , $\text{cov}[Y, z|X] = 0$
(z er ikke i den strukturelle ligningen) (Katchova 2013).

4.3.2 Durbin-Wu-Hausman test for endogenitet

Dersom IV- og 2SLS-metoden anvendes i tilfeller hvor det ikke er et endogenitet, vil metodene resultere i regresjonsestimater som er konsistente, men de har ikke lenger minst mulig varians. (Gujarati og Porter 2009, 703). Derfor må det alltid sjekkes at det er et simultanitetsproblem før OLS-metoden forkastes til fordel for IV og 2SLS.

Testen som vil benyttes i denne sammenheng er Durbin-Wu-Hausman-testen for endogenitet, som tester hvorvidt nullhypotesen om eksogene variabler kan forkastes eller ikke. Testen sjekker om det er en statistisk signifikant forskjell mellom OLS- og 2SLS-estimatene (Staiger og Stock 1997, 567). En signifikant p -verdi ($<0,05$) medfører at nullhypotesen kan forkastes, og konstaterer at endogenitetsproblemet er til stede i modellen (Katchova 2013).

Dersom nullhypotesen ikke kan forkastes, vil OLS-resultatene for den aktuelle modellen brukes.

4.3.3 Test for svake instrumenter

Dersom instrumentene som anvendes er svake, vil regresjonskoeffisientene som estimeres i 2SLS være inkonsistente (Staiger og Stock 1997, 565). I tillegg vil hypotesetestene og konfidensintervallene være upålitelige (Stock, Wright og Yogo 2002).

For å teste styrken til instrumentvariablene på den endogene variabelen, kan den partielle R^2 - og partielle F -statistikken benyttes i det første steget i 2SLS-prosedyren. Instrumentet sies å være svakt dersom F -verdien for felles

signifikans av instrumentenes koeffisienter er mindre enn 10 (Staiger og Stock 1997; Katchova 2013).

Aksept av modellen ved F-verdi større enn 10, betyr at det aksepteres en maksimum forventningsskjevhet i 2SLS-estimatene med 10 prosent. Dersom man er villig til å akseptere opptil 20 prosent forventningsskjevhet i 2SLS-estimatene, kan instrumentstyrke ned til F-verdi lik 5 aksepteres (Staiger og Stock 1997; referert i Yamano 2014).

4.3.4 R^2 i 2SLS

Ifølge Stata (2013) har forklaringskraften, R^2 i IV-/2SLS-modeller i realiteten ingen statistisk mening. Dette er fordi den residuale kvadratsummen (RSS) ikke lenger er begrenset til å være mindre enn den totale kvadratsummen (TSS). Når TSS overgår RSS, vil modellens kvadratsum og R^2 bli negativ⁵ (Stata 2013).

Dette er ikke nødvendigvis et problem, da det er regresjonskoeffisientene til den strukturelle ligningen man er interessert i ved 2SLS. Stata fastslår at dersom regresjonskoeffisientene estimeres innen akseptable standardfeil med tilhørende t- og p-verdier, kan man se helt bort i fra R^2 og at den trenger ikke nødvendigvis rapporteres i resultatene.

Som følge av dette vil forklaringskraften R^2 kun rapporteres for OLS-regresjonene og det første steget av 2SLS-regresjonen.

⁵ R^2 beregnes ved $R^2 = \frac{1-RSS}{TSS}$

5. Modell- og variabelspesifikasjon

I dette kapittelet vil det kort fremkomme hvilke valg som gjøres for de ulike variablene som inngår i den strukturelle ligningen for regresjonsanalysene. Ettersom det ikke er så mange tidligere empiriske analyser å basere analysene på, er det atferdsmodellen for vannkraftprodusenter som ble gjennomgått i *kapittel 2* som legges til grunn. Valgene er heller ikke så ulike de variablene som inngår i Johnsen og Lindhs analyse (2002).

Det er fire separate modeller som legges til grunn for analysene i denne oppgaven:

Modell 1 – Samlet regulerbar vannkraftproduksjon i Norge

Modell 2 – Regulerbar vannkraftproduksjon i Sør-Norge

Modell 3 – Regulerbar vannkraftproduksjon i Midt-Norge

Modell 4 – Regulerbar vannkraftproduksjon i Nord-Norge

5.1 Avhengig variabel

Den avhengige variabelen som velges i hver av de fire modellene, er den *regulerbare vannkraftproduksjonen* i Norge, Sør-Norge, Midt-Norge og Nord-Norge. Variabelen er avhengig av de forklarende variablene, og vil forsøkes forklart ved de partielle regresjonskoeffisientene til de forklarende variablene.

5.2 Forklarende variabler

5.2.1 Eksogene variabler

De eksogene variablene som inngår i regresjonene er *tilsig*, *temperatur*, *hydrologisk balanse*, *SMRC kull* og *prisforventning*. Disse behandles som eksogene ettersom samtlige medfører endringer i vannkrafttilbudet, uten av endres i retur av endringen som oppstår i vannkrafttilbudet.

At *tilsig*, *temperatur* og *hydrologisk balanse* konstateres som eksogene, har sin bakgrunn i at de er naturgitte variabler som ikke direkte lar seg endres av vannkraften. Man kan argumentere for at den hydrologiske balansen ikke er eksogen ettersom mer regulerbar vannkraft vil redusere magasinfyllingen, og dermed den hydrologiske balansen. Dette sees imidlertid bort fra her.

Prisforventning behandles også som eksogen her, selv om den i virkeligheten i stor grad vil påvirkes av hvor mye vannkraft som tilbys i inneværende periode.

Ettersom systemgrensen settes for Norge i denne oppgaven, vil det også hevdes at SRMC kull er eksogen. Som det fremkom i *kapittel 2.1.1* kan det oppstå en markedsrett for kullkraftaktører i tider hvor det er lav magasinfylling og lavt tilbud av regulerbar vannkraft. De lave reservoarnivåene gir et påslag i den marginale kullkraftkostnadene. Argumentet for at SRMC kull er eksogen i denne oppgaven blir derfor at de kortsiktige marginalkostnadene i et kullkraftverk settes utenfor systemgrensen, og at den på bakgrunn av dette kan tolkes som å være eksogen.

Utelukkede eksogene variabler

Det er også forsøkt å kjøre analysene med variabelen *Clean Dark Spread*, men den er utelukket fra modellene og regresjonene som videre omtales i oppgaven. Bakgrunnen for dette er at den fanger opp mye av effekten til SRMC kull, og ville følgelig medført multikollinearitet i modellen.

Det er også forsøkt å estimere regresjonene hvor SRMC kull erstattes av *Clean Dark Spread*, men regresjonsanalysene ser ut til å estimeres bedre ved SRMC kull som forklarende variabel.

Dummy for sesong

Det inkluderes tre dummyvariabler i hver modell, for å kunne sjekke for sesongvariasjoner i vannkrafttilbudet. $D_{1t}=1$ hvis vinter, $D_{2t}=1$ hvis vår, $D_{3t}=1$ hvis sommer og 0 ellers.

5.2.2 Endogen variabel

Kraftpriser

Da *kraftprisen* medfører endringer i tilbudet av regulerbar vannkraft, og også endres i retur som følge av endringene som oppstår, defineres kraftprisen som endogen.

Det må imidlertid påpekes at kraftprisen ikke alltid medfører et simultanitets- eller endogenitetsproblem i regresjonsestimeringen. Dette vil imidlertid påpekes i resultat- og diskusjonskapittelet.

5.2.3 Instrumentvariabel

Som instrumentvariabel på den endogene variabelen, kraftpris, er det valg *tysk kraftpris*. I samsvar med kravene til instrumentvariabelen som gjennomgås i *kapittel 4.3.1* er tysk kraftpris korrelert med norsk og regional kraftpris i Norge. Tysk kraftpris har ingen direkte innvirkning på den regionale

vannkraftproduksjonen i Norge og de regionale områdene, og er med dette verken endogen eller inkludert i de strukturelle ligningene for tilbud av vannkraft. Det er med dette grunn til å tro at tysk kraftpris jevnt over vil fungere godt som instrumentvariabel for kraftprisen i Norge og på regionalt nivå.

Den endogene variabelen, *kraftpris*, vil med dette estimeres ved de eksogene variablene *hydrologisk balanse*, *temperatur*, *tilsig*, *SRMC kull*, *prisforventning* og instrumentvariabelen *tysk kraftpris* i det første steget av 2SLS.

5.3 Valg av funksjonell form

Det finnes flere forskjellige funksjonelle former for en modell, og ifølge Gujarati og Porter (2010, 165) er det fullt mulig å kombinere flere av disse. Den funksjonelle formen som velges for modellene i denne oppgaven er en kombinasjon av en *lineær* og en *lin-log*-modell.

For å kunne uttrykke effekten av prosentvise endringer i priser (kraftpris, SRMC kull og tysk kraftpris) er det valgt å transformere disse dataene ved den naturlige logaritmen.

Ifølge Benoit (2011) kan ln-transformering være nyttig når en variabel viser skjevhet. Ved ln-transformering av tilsigs-variabelen, viser den seg å få både skjevhet og kurtose tilnærmet mer lik normalfordelingen (se *Vedlegg 5*). Tilsiget vil dermed representeres ved *lnTilsig* i alle regresjonsmodellene.

De resterende variablene hydrologisk balanse, temperatur og prisforventning beholdes i sin opprinnelige form. Grunnen til at prisforventning holdes i sin opprinnelige form, er de mange negative verdiene (jfr. *kapittel 3.3.5* om beregningsmetode).

Det er sjekket for om valget av den funksjonelle formen kan være bakgrunnen for at det oppstår autokorrelasjon mellom feilleddene i samtlige av regresjonene. Autokorrelasjonen ser imidlertid ut til å være knyttet til andre faktorer enn den funksjonelle formen.

5.3 Modellspesifikasjon

Modellspesifikasjonene blir dermed som følger

5.3.1 OLS

Den strukturelle ligningen som skal estimeres er for hver modell:

$$\text{Reg.VK}_{rt} = \beta_0 + \beta_1 \ln \text{Kraftpris}_{rt} + \beta_2 \text{HydBal}_{rt} + \beta_3 \text{Temp}_{rt} + \beta_4 \ln \text{Tilslig}_{rt} + \beta_5 \ln \text{SRMC}_{rt} + \beta_6 \text{Prisforventning}_{rt} + u_{rt}$$

der β er de ukjente parameterne som skal estimeres for den regulerbare vannkraftproduksjonen i *Modell 1-4*, og u_{rt} er det stokastiske feilleddet for modellen. Benevnningen r står for region og t for tid.

5.3.2 2SLS

Den strukturelle ligningen som defineres i forrige delkapittel, vil her estimeres i de to stegene ved 2SLS som er gjennomgått i *kapittel 4.3*.

Steg 1:

$$\begin{aligned} \ln \text{Kraftpris}_2 \\ = \beta_1 \text{HydBal}_{rt} + \beta_2 \text{Temp}_{rt} + \beta_3 \ln \text{Tilslig}_{rt} + \beta_4 \ln \text{SRMC}_{rt} \\ + \beta_5 \text{Prisforv}_{rt} + \beta_6 \ln \text{TyskKraftpris}_{rt} + e_{rt} \end{aligned}$$

der de de eksogene variablene i den strukturelle ligningen og ln av tysk kraftpris inngår som instrumentvariabler for ln av kraftpris. e er feilleddet for regresjonen i Steg 1.

Steg 2: Den endogene forklaringsvariabelen kraftpris, Y_2 , byttes videre ut i den strukturelle ligningsmodellen med de predikerte verdiene fra Steg 1,

$\widehat{\ln \text{Kraftpris}}_2$:

$$\text{Reg.VK}_{rt} = \beta_0 + \beta_1 \widehat{\ln \text{Kraftpris}}_{rt} + \beta_2 \text{HydBal}_{rt} + \beta_3 \text{Temp}_{rt} + \beta_4 \ln \text{Tilslig}_{rt} + \beta_5 \ln \text{SRMC}_{rt} + \beta_6 \text{Prisforventning}_{rt} + u_{rt}$$

der β er de korrigerede parameterverdiene til de eksogene og den endogene variabelen.

Nullhypotesen i alle regresjoner er at den eksogene eller endogene variabel, X_{rt} ikke har hatt noen innvirkning på den regulerbare vannkraftproduksjonen i den analyserte tidsperioden, 2004-2013.

6. Resultater

I dette kapittelet vil alle regresjonsanalysene for det regulerbare vannkrafttilbudet i de fire modellene Norge, Sør-Norge, Midt-Norge og Nord-Norge for tidsperioden 2004-2013 presenteres. Hver geografiske region presenteres først med OLS-regresjon uten sesonginndeling, og deretter med sesonginndeling. Videre følger testresultatene for både OLS og 2SLS. Av testresultatene for 2SLS fremkommer det i hvilke regioner og sesonger endogenitetsproblemet oppstår. Basert på disse testresultatene vil 2SLS-regresjon for den aktuelle region og sesong med endogenitetsproblem presenteres.

Ziliak og McCloskey (2004) anklager kvantitativ forskning for å vektlegge effektens retning og signifikans i for stor grad, fremfor å faktisk se på hvor *stor* effekten er. Som Midtbø (2012, 100) konstaterer, behøver ikke alle statistisk signifikante effekter å være "substansielt interessante". I tråd med problemstillingene, og Ziliak, McCloskey og Midtbø, vil jeg legge betydelig vekt på tolkningen av parameterstørrelsen i de ulike analysene, og hvorvidt de er interessante eller ikke. Dette vil imidlertid i stor grad spares til diskusjonskapittelet, mens det i dette kapittelet vil fokuseres mest på signifikansen av de ulike forklaringsvariablene.

Kapittel 6.2 om *Modell 1* vil inneholde en mer detaljert gjennomgang av regresjonsresultatene, enn *Modell 2-4* i de påfølgende kapitlene 6.3-6.5. Dette er for å vise hvordan parameterne til variablene av ulik funksjonell form tolkes. For leservennlighet vil endringer i tilbudet av regulerbar vannkraft oppgis i GWh. Omregningstabeller med effekten av enhets- og prosentvise endringer i forklaringsvariablenes reelle tall, finnes i *Vedlegg 7* og oppgis i GWh.

Noen bemerkninger er på sin plass for det kommende kapittelet og diskusjonen. Ved multiple regresjonsanalyser vil effekten av en endring i én avhengig variabel tolkes som endringen i den *gjennomsnittlige verdien* av den avhengige variabelen, forutsatt alt annet konstant. Selv om dette ikke alltid spesifiseres, er det altså endringer i den gjennomsnittlige regulerbare vannkraftproduksjonen som indikeres hver gang det påpekes effekter av en endring i en uavhengig variabel. Videre vil det påpekes at resultatene som fremkommer av dette kapittelet gjelder for tidsperioden 2004-2013, og erklærer ikke nødvendigvis en generell gyldighet for den regulerbare vannkraftproduksjonen i andre tidsperioder.

Avslutningsvis i dette kapittelet inkluderes det fire tabeller som oppsummerer og sammenstiller OLS- og 2SLS-resultatene på årsbasis og i de fire sesongene for hver modell.

Som en introduksjon inkluderes et delkapittel som illustrerer hvordan forklaringskraften og regresjonskoeffisientene endres ved en gradvis oppbygging av OLS-modellen, samt noen tanker rundt dette.

6.1 Oppbygging av modellen

Tabell 6.1 – Utvikling i regresjonskoeffisienter og forklaringskraft ved gradvis oppbygging av regresjonsmodellen

Norge 2004-2013 Årsbasis	Regresjonskoeffisienter, OLS					
Variabel						
lnKraftpris/NOK/MWh	0,994 ***	0,363 ***	0,395 ***	0,320 ***	0,273 ***	0,401 ***
Hydrologisk balanse/TWh	0,035 ***	0,024 ***	0,032 ***	0,027 ***	0,026 ***	0,028 ***
Temperatur		-0,073 ***		-0,037 ***	-0,038 ***	-0,037 ***
lnTilslig/TWh			-0,576 ***	-0,335 ***	-0,336 ***	-0,340 ***
lnSRMCkull/NOK/MWh					0,083 *	-0,002
Prisforventning						0,001 ***
Konstant	-3,220 ***	0,739 ***	0,478 *	0,975 ***	0,769 ***	0,529 **
R ²	25,6%	81,1%	82,6%	87,4%	87,5%	88,3%
Adj. R ²	25,4%	81,0%	82,5%	87,4%	87,4%	88,2%

Signifikansnivå angitt ved *p<0,10 , **p<0,05 , ***p<0,01

Forklaringskraften, R², måler prosentvis hvor mye av den totale variasjonen i regulerbar vannkraftproduksjon i Norge (2004-2013) som forklares av regresjonsmodellen. Denne stiger betraktelig fra første kolonne med kun to uavhengige variabler til den siste kolonnen med seks uavhengige variabler – fra 25,6 prosent til hele 88,3 prosent. R² vil imidlertid alltid øke ved inkludering av flere forklarende variabler. Den justerte R² (Ajd. R²) korrigerer for det økende antall forklaringsvariabler, og er dermed et bedre mål for å sammenligne regresjoner med samme avhengige variabel, men med et ulikt antall forklarende variabler (Gujarati og Porter 2010, 114). Også denne stiger i nokså lik takt som R², og indikerer at forklaringskraften til den oppbygde modellen er høy.

Etter hvert som modellen utvides, fremkommer det at regresjonskoeffisientene i de mindre utviklede modell-stadiene fanger opp hverandres effekt på vannkraftproduksjonen. Et eksempel på dette er koeffisienten til lnKraftpris som går betraktelig ned ved inkludering av variabelen temperatur. Dette kan tyde på at lnKraftpris, ved utelatelse av temperatur, fanger opp et klimarelatert element. – Høyere priser henger gjerne sammen med kaldere temperaturer, og videre økt vannkraftproduksjon. Ved videre inkludering av SRMC kull, reduseres koeffisienten lnKraftpris ytterligere.

Av Tabell 6.1 fremkommer det at alle de forklarende variablene er signifikant forskjellig fra null i alle steg, foruten i den siste kolonnen hvor SRMC kull ikke er signifikant. Sistnevnte er imidlertid, som det har fremkommet, et viktig element i vannverdiberegningene, og således viktig for modellene som estimeres.

Dessuten varierer regresjonsresultatene på regions- og sesongnivå, og SRMC kull inkluderes følgelig i de videre analysene.

Konstantleddet, β_0 , angir den regulerbare vannkraftproduksjonen når de forklarende variablene er lik null. Når de forklarende variablene ikke er lik null gir dette estimatet lite mening utenom å angi nivået på regresjonslinjen (Stock og Watson 2012, 152). Ettersom de forklarende faktorene i denne modellen aldri er lik null samtidig, vil konstantleddet følgelig ikke vies noen spesiell oppmerksomhet.

6.2 Modell 1 – Samlet regulerbar vannkraft i Norge

6.2.1 Minste kvadraters metode (OLS)

Tabell 6.2 viser resultatene av OLS-regresjonen for samlet regulerbar vannkraftproduksjon i Norge med Newey-West heteroskedastisitet- og autokorrelasjonsrobuste standardfeil.

Tabell 6.2 – OLS-regresjon for samlet regulerbar vannkraft i Norge med Newey-West robuste standardfeil

Norge Variabel	Koeffisient	Newey-West std.feil	t	P> t	[95% konfidensintervall]
\ln Kraftpris[NOK/MWh]	0,401 ***	0,073	5,52	0,000	0,259 0,544
Hydrologisk balanse[TWh]	0,028 ***	0,002	16,66	0,000	0,025 0,032
Temperatur	-0,037 ***	0,003	-10,89	0,000	-0,044 -0,030
\ln Tilsig[TWh]	-0,340 ***	0,027	-12,81	0,000	-0,392 -0,288
\ln SRMCkull[NOK/MWh]	-0,002	0,070	-0,02	0,982	-0,139 0,135
Prisforventning	0,001 ***	0,000	4,97	0,000	0,001 0,001
Konstant	0,529 *	0,313	1,69	0,091	-0,085 1,143
N	522				
R ²	88,3%				

Signifikansnivå angitt ved *p<0,10 , **p<0,05 , ***p<0,01

Nullhypotesene om at *kraftpris*, *hydrologisk balanse*, *temperatur*, *tilsig* og *prisforventning* ikke har hatt effekt på produksjonen av regulerbar vannkraft i Norge, kan alle forkastes på 1 prosent signifikansnivå. Nullhypotesen om at SRMC kull ikke har noen effekt på den regulerbare vannkraftproduksjonen i Norge, kan imidlertid ikke forkastes.

Koeffisienten til \ln Kraftpris uttrykker at for tidsperioden 2004-2013 har en enhetsøkning i den naturlige logaritmen av kraftprisen medført at den ukentlige regulerbare vannkraftproduksjonen har økt med 0,4 TWh, alt annet konstant. Endringen i den naturlige logaritmen av en variabel sier imidlertid lite, og ved en omregning (omregningsmetode presenteres i Vedlegg 6) vises det at ved én prosentvis økning i kraftprisen har produksjonen økt med 0,0039 TWh, eller 3,9 GWh (se Vedlegg 7 for de faktiske produksjonsendringer i GWh).

En enhetsøkning i *temperatur* viser derimot at har resultert i en nedgang i vannkraftproduksjonen på 0,037 TWh, eller 37,1 GWh. *Hydrologisk balanse* og *prispåvirkning* har hver resultert i 28,2 GWh og 1,03 GWh økt produksjon, alt annet likt.

En prosent økning i *tilsig* har medført en reduksjon i vannkraftproduksjonen på 3,38 GWh, alt annet likt, for den analyserte perioden.

Tabell 6.3 – OLS-regresjon for samlet regulerbar vannkraft i Norge på sesongnivå med robuste Huber/White standardfeil

Norge Variabel	Koeffisient Vinter	Koeffisient Vår	Koeffisient Sommer	Koeffisient Høst
$\ln(\text{Kraftpris})_{\text{NOK}}/\text{MWh}$	0,973 ***	0,569 ***	0,248 ***	0,153 **
$\text{Hydrologisk balanse}/\text{TWh}$	0,035 ***	0,030 ***	0,031 ***	0,021 ***
<i>Temperatur</i>	-0,047 ***	-0,020 ***	-0,025 ***	-0,045 ***
$\ln(\text{Tilsi})/\text{TWh}$	-0,251 ***	-0,323 ***	-0,471 ***	-0,305 ***
$\ln(\text{SRMC kull})_{\text{NOK}}/\text{MWh}$	-0,309 **	-0,095	-0,057	0,459 ***
<i>Prisforventning</i>	0,002 ***	0,000	0,000	0,001 *
Konstant	-0,939 **	-0,165	1,763 ***	-0,620
N	129	132	130	131
R ²	81,2%	85,7%	64,6%	75,6%

Signifikansnivå angitt ved * $p < 0,10$, ** $p < 0,05$, *** $p < 0,01$

Tabell 6.3 viser resultatene av OLS-regresjonen for sesongrelatert regulerbar vannkraftproduksjon i Norge. Modellen har høy forklaringskraft i alle sesongene, dog en del lavere på sommeren.

I vinter- og høstsesongen er alle de uavhengige variablene signifikant forskjellig fra null på et 5 prosent eller 1 prosent signifikansnivå (med unntak av *prisforventning* som på høsten er signifikant på 10 prosent signifikansnivå). Nullhypotesene om at de ikke har påvirket den regulerbare vannkraftproduksjonen i vinter- og høstsesongen kan følgelig forkastes.

I vår- og sommersesongen er de fire variablene *kraftpris*, *hydrologisk balanse*, *temperatur* og *tilsig* signifikante forskjellig fra null på 1 prosent signifikansnivå. Det kan ikke påvises at de to variablene *SRMC kull* og *prisforventning* har hatt noen innvirkning på den regulerbare vannkraftproduksjonen i de to sesongene.

6.2.2 Testresultater

Tabell 6.4 – Tester for brudd på regresjonsforutsetninger i OLS for *Modell 1: Norge*

<i>Norge</i>					
Test	Årsbasis	Vinter	Vår	Sommer	Høst
Breusch-Pagan/Cook-Weisberg test for heteroskedastisitet	chi1(1) = 0,41	chi1(1) = 0,05	chi1(1) = 0,19	chi1(1) = 0,21	chi1(1) = 0,91
Durbin-Watson-statistikk for autokorrelasjon	(7, 0,22)	(7, 0,29)	(7, 0,32)	(7, 0,30)	(7, 0,31)
"Variance Inflation Factor" (VIF) for multikollinearitet	2,75	4,72	3,91	2,69	2,65

Testresultatene viser tilstedeværelse av heteroskedastisitet i sommer- og høstsesong i *Modell 1*. Autokorrelasjon eksisterer i samtlige av regresjonene, mens multikollinearitet vises å ikke være et problem.

Tabell 6.5 – Tester for endogenitetsproblem og instrumentstyrke i 2SLS for *Modell 1: Norge*

<i>Norge</i>					
Test	Årsbasis	Vinter	Vår	Sommer	Høst
Durbin-Wu-Hausman test for endogenitet					
p-verdi for Durbin score $\chi^2(1)$	0,000	0,000	0,840	0,100	0,000
p-verdi for Wu-Hausman	0,000	0,000	0,847	0,113	0,000
Test for svake instrumenter i justert identifisert modell					
Robust test for <i>ln</i> Kraftpris	45,37	4,23	1,58	2,86	9,95

Durbin-Wu-Hausman-testen viser at det på 1 prosent signifikansnivå eksisterer et endogenitetsproblem mellom vannkraftproduksjon og kraftprisen på årsbasis, vintersesong og høstsesong. Dette bekrefter behovet for å kjøre 2SLS-regresjon for disse periodene.

2SLS-modellen som estimeres for vannkraftproduksjonen på årlig basis viser seg å ha et sterkt instrument, men svake instrumenter ellers. 2SLS-resultatene aksepteres for høstsesongen, med forventningsskjevhet på maksimum 20 prosent.

6.2.3 To-trinns minste kvadraters metode (2SLS)

Som følge av endogenitetsproblem på årsbasis, vinter og høst gjennomføres 2SLS for å isolere bort variasjonene som skaper endogeniteten. Resultatene presenteres med OLS-koeffisienter i første kolonne for å bedre illustrere korrigeringen som skjer gjennom 2SLS.

Tabell 6.6 – 2SLS-regresjon for samlet regulerbar vannkraft i Norge

Norge Årsbasis	OLS-regresjon for Y1: Tot.Reg.VK	2SLS Første steg for Y2: lnKraftpris	2SLS Andre steg for Y1: Tot.Reg.VK
lnKraftpris (NOK/MWh)	0,401 ***		1,680 ***
Hydrologisk balanse (TWh)	0,028 ***	-0,020 ***	0,052 ***
Temperatur	-0,037 ***	-0,011 ***	-0,023 ***
lnTilsig (TWh)	-0,340 ***	-0,012	-0,292 ***
lnSRMC kull (NOK/MWh)	-0,002	0,348 ***	-0,860 ***
Prisforventning	0,001 ***	-0,001 ***	0,003 ***
lnTysk kraftpris		0,293 ***	
Konstant	0,529 *	1,949 ***	-1,783 **
R ²	88,3%	75,9%	

Signifikansnivå angitt ved *p<0,10 , **p<0,05 , ***p<0,01

Av 2SLS-resultatene fremkommer det at samtlige av de forklarende variablene blir signifikant forskjellig fra null på 1 prosent signifikansnivå. *SRMC kull* går med dette fra å ikke ha hatt noen påvist effekt på vannkraftproduksjonen i OLS, til å ha medført en reduksjon i ukentlig vannkraftproduksjonen på 8,56 GWh, ved en prosent oppgang i SRMC kull (NOK/MWh)).

Det fremkommer også at de fleste variablene oppjusteres i deres effekt på den avhengige variabelen, hvorav kraftprisen oppjusteres mest. En prosent endring i kraftprisen viser seg å ha medført 16,7 GWh ekstra vannkraftproduksjon, i motsetning til omtrent 4 GWh som fremkommer av OLS. To variabler nedjusteres i deres påvirkning på vannkraftproduksjonen i 2SLS – *temperatur* og *tilsig*. Mens 1 °C økning i temperatur i OLS viser at vannkraftproduksjonen reduseres med 37 GWh, viser 2SLS en reduksjon på 22,7 GWh.

Første steget av 2SLS viser at *lnKraftpris* forklares godt av instrumentvariablene, og at *tysk kraftpris* har en signifikant innvirkning på kraftprisen. Det fremkommer også at de fleste variablene som påvirker den regulerbare vannkraftproduksjonen, påvirker også kraftprisen.

Tabell 6.7 – 2SLS-regresjon for samlet regulerbar vannkraft i Norge i vintersesong

Norge Vinter	OLS-regresjon for Y1: Tot.Reg.VK	2SLS Første steg for Y2: ln Kraftpris	2SLS Andre steg for Y1: Tot.Reg.VK
ln Kraftpris NOK/MWh	0,973 ***		5,437 ***
Hydrologisk balanse TWh	0,035 ***	-0,016 ***	0,104 ***
Temperatur	-0,047 ***	-0,024 ***	0,064
ln Tilsig TWh	-0,251 ***	0,046 **	-0,432 ***
ln SRMC kull NOK/MWh	-0,309 **	0,338 ***	-2,162 ***
Prisforventning	0,002 ***	-0,001 ***	0,008 ***
ln Tysk kraftpris		0,112 *	
Konstant	-0,939 **	3,082 ***	-15,655 ***
R ²	81,2%	94,9%	

Signifikansnivå angitt ved *p<0,10 , **p<0,05 , ***p<0,01

2SLS- resultatene for regulerbar vannkrafttilbud i vintersesong viser at *temperatur* ikke er signifikant, i motsetning til i OLS. Ellers er samtlige av de forklarende variablene signifikant forskjellig fra null på 1 prosent signifikansnivå. *SRMC kull* går fra å være signifikant på 5 prosent signifikansnivå, til 1 prosent signifikansnivå.

Kraftprisen viser i 2SLS å ha en langt høyere påvirkning på den regulerbare vannkraftproduksjonen enn i OLS. En prosent økning i kraftprisen øker produksjonen med 54,1 GWh, mot 8,7 GWh i OLS. Også *hydrologisk balanse* endres betraktelig – fra 34,8 GWh til 103,7 GWh ved en enhetsøkning i variabelen.

Tabell 6.8 – 2SLS-regresjon for samlet regulerbar vannkraft i Norge i høstsesong

Norge Høst	OLS-regresjon for Y1: Tot.Reg.VK	2SLS Første steg for Y2: ln Kraftpris	2SLS Andre steg for Y1: Tot.Reg.VK
ln Kraftpris NOK/MWh	0,153 **		1,971 ***
Hydrologisk balanse TWh	0,021 ***	-0,016 ***	0,048 ***
Temperatur	-0,045 ***	-0,008	-0,029 *
ln Tilsig TWh	-0,305 ***	-0,068	-0,223 *
ln SRMC kull NOK/MWh	0,459 ***	0,408 ***	-0,874 *
Prisforventning	0,001 *	-0,001 ***	0,003 ***
ln Tysk kraftpris		0,199 ***	
Konstant	-0,620	2,264 ***	-3,463
R ²	75,6%	72,9%	

Signifikansnivå angitt ved *p<0,10 , **p<0,05 , ***p<0,01

2SLS-resultatene for regulerbar vannkrafttilbud i høstsesong viser at samtlige av de forklarende variablene er signifikant forskjellig fra null, og nullhypotesene kan følgelig forkastes. Signifikansnivået de er signifikante ved, endres imidlertid for de fleste variablene.

SRMC kull skifter fortegn fra positivt i OLS til negativt i 2SLS. Variablene *kraftpris*, *hydrologisk balanse* og *prisforventning* får økte parameterverdier, mens *temperatur* og *tilsig* får sine parameterverdier redusert.

6.3 Modell 2 – Regulerbar vannkraft i Sør-Norge

6.3.1 Minste kvadraters metode (OLS)

Tabell 6.9 viser resultatene av OLS-regresjonen for regulerbar vannkraftproduksjon i Sør-Norge med Newey-West heteroskedastisitet- og autokorrelasjonsrobuste standardfeil.

Tabell 6.9 – OLS-regresjon for samlet regulerbar vannkraft i Sør-Norge med Newey-West robuste standardfeil

Sør-Norge Variabel	Koeffisient	Newey-West std.feil	t	P> t	[95% konfidensintervall]
\ln KraftprisSør-Norge@NOK/MWh	0,147 ***	0,050	2,94	0,003	0,049 0,245
Hydrologiskbalanse@TWh	0,019 ***	0,001	16,45	0,000	0,017 0,021
TemperaturSør-Norge	-0,031 ***	0,002	-13,94	0,000	-0,036 -0,027
\ln TilsigSør-Norge@TWh	-0,217 ***	0,018	-12,13	0,000	-0,253 -0,182
\ln SRMCKull@NOK/MWh	0,089 **	0,042	2,14	0,033	0,007 0,172
Prisforventning	0,001 ***	0,000	3,33	0,001	0,000 0,001
Konstant	0,609 ***	0,233	2,61	0,009	0,151 1,067
N	522				
R ²	88,7%				

Signifikansnivå angitt ved *p<0,10 , **p<0,05 , ***p<0,01

Regresjonsresultatene viser at samtlige av de forklarende variablene på årlig basis i Sør-Norge er signifikant forskjellig fra null innenfor et 5 prosent signifikansnivå.

Tabell 6.10 – OLS-regresjon for regulerbar vannkraft i Sør-Norge på sesongnivå med robuste Huber/White standardfeil

Sør-Norge Variabel	Koeffisient Vinter	Koeffisient Vår	Koeffisient Sommer	Koeffisient Høst
\ln KraftprisSør-Norge@NOK/MWh	0,594 ***	0,180 ***	0,050	0,126 **
Hydrologiskbalanse@TWh	0,026 ***	0,020 ***	0,018 ***	0,015 ***
TemperaturSør-Norge	-0,038 ***	-0,018 ***	-0,021 ***	-0,038 ***
\ln TilsigSør-Norge@TWh	-0,173 ***	-0,233 ***	-0,236 ***	-0,158 ***
\ln SRMCKull@NOK/MWh	-0,154 *	0,056	0,103	0,253 ***
Prisforventning	0,001 ***	0,000	0,000	0,001 **
Konstant	-0,501 *	0,431	0,964 ***	-0,175
N	129	132	130	131
R ²	85,2%	85,1%	53,4%	76,4%

Signifikansnivå angitt ved *p<0,10 , **p<0,05 , ***p<0,01

Tabell 6.10 viser resultatene av OLS-regresjonen for sesongrelatert regulerbar vannkraftproduksjon i Sør-Norge. Modellen har høy forklaringskraft i de tre sesongene vinter, vår og høst, men en del lavere på sommeren.

I vinter- og høstsesongen er alle de uavhengige variablene signifikant forskjellig fra null innenfor et 10 prosent signifikansnivå. Nullhypotesene om at variablene ikke har påvirket den regulerbare vannkraftproduksjonen i vinter- og høstsesongen kan følgelig forkastes.

I vår- og sommersesongen er de tre variablene *hydrologisk balanse*, *temperatur* og *tilsig* signifikant forskjellig fra null på 1 prosent signifikansnivå. *Tilsig* er i tillegg signifikant i vårsesongen. Det kan ikke påvises at de to variablene *SRMC kull* og *Prisforventning* har hatt noen innvirkning på den regulerbare vannkraftproduksjonen i de to sesongene. Heller ikke *kraftpris* viser seg signifikant i sommersesongen i Sør-Norge.

6.3.2 Testresultater

Tabell 6.11– Tester for brudd på regresjonsforutsetninger i OLS for *Modell 2: Sør-Norge*

Sør-Norge Test	Årsbasis	Vinter	Vår	Sommer	Høst
Breusch-Pagan/Cook-Weisberg test for heteroskedastisitet	chi1(1) 0,9	chi1(1) 0,3	chi1(1) 0,42	chi1(1) 0,02	chi1(1) 0,0
Durbin-Watson-statistikk for autokorrelasjon	(7, 0,22)	(7, 0,29)	(7, 0,32)	(7, 0,30)	(7, 0,31)
"Variance Inflation Factor" (VIF) for multikollinearitet	2,4	4,54	3,06	2,47	2,29

Testresultatene viser tilstedeværelse av heteroskedastisitet i vår- og høstsesong i *Modell 2*. Autokorrelasjon eksisterer i samtlige av regresjonene, mens multikollinearitet vises å ikke være et problem.

Tabell 6.12 – Tester for endogenitetsproblem og instrumentstyrke i 2SLS for *Modell 2: Sør-Norge*

Sør-Norge Test	Årsbasis	Vinter	Vår	Sommer	Høst
Durbin-Wu-Hausman test for endogenitet					
p-verdi for Durbin score $\chi^2(1)$	0,000	0,000	0,446	0,148	0,000
p-verdi for Wu-Hausman	0,000	0,000	0,464	0,164	0,000
Test for svake instrumenter i justert identifisert modell					
Robust test for <i>kraftpris</i>	31,3	7,1	0,0	4,2	7,7

Durbin-Wu-Hausman-testen viser at det på 1 prosent signifikansnivå eksisterer et endogenitetsproblem mellom vannkraftproduksjon og kraftprisen på årsbasis, vintersesong og høstsesong. Dette bekrefter behovet for å kjøre 2SLS-regresjon for disse periodene.

2SLS-modellen som estimeres for vannkraftproduksjonen på årlig basis viser seg å ha et sterkt instrument, men svake instrumenter ellers. 2SLS-resultatene aksepteres imidlertid for både vinter- og høstsesongen, med tilhørende forventningsskjevhet på maksimum 20 prosent.

6.3.3 To-trinns minste kvadraters metode (2SLS)

Som følge av endogenitetsproblem som oppstår på årsbasis, vinter og høst i Sør-Norge, gjennomføres 2SLS for å isolere bort variasjonene som skaper endogeniteten.

Tabell 6.13 – 2SLS-regresjon for samlet regulerbar vannkraft i Sør-Norge

Sør-Norge Årsbasis	OLS-regresjon for Y1: Reg. Ø/KØ-N	2SLS Første steg for Y2: ln Kraftpris Ø-N	2SLS Andre steg for Y1: Reg. Ø/KØ-N
ln Kraftpris Sør-Norge Ø/NOK/MWh	0,147 ***		0,884 ***
Hydrologisk balanse Ø/TWh	0,019 ***	-0,022 ***	0,035 ***
Temperatur Sør-Norge	-0,031 ***	-0,015 ***	-0,020 ***
ln Tilsig Sør-Norge Ø/TWh	-0,217 ***	0,011	-0,206 ***
ln SRMC kull Ø/NOK/MWh	0,089 **	0,283 ***	-0,411 ***
Prisforventning	0,001 ***	-0,002 ***	0,002 ***
ln Tysk kraftpris Ø/NOK/MWh		0,330 ***	
Konstant	0,609 ***	2,065 ***	-0,654
R ²	88,7%	70,0%	

Signifikansnivå angitt ved *p<0,10 , **p<0,05 , ***p<0,01

Samtlige av variablene er signifikant forskjellige fra null på 1 prosent signifikansnivå, og nullhypotesene om ingen påvirkning på den regulerbare vannkraftproduksjonen i Sør-Norge kan følgelig forkastes.

Prisforventning og *tilsig* holder seg forholdsvis like fra OLS til 2SLS. *Kraftpris* og *hydrologisk balanse* får økte parameterverdier, mens *temperatur* får redusert parameterverdi. *SRMC kull* skifter fra positivt fortegn i OLS til negativt fortegn i 2SLS.

Tabell 6.14 – 2SLS-regresjon for samlet regulerbar vannkraft i Sør-Norge i vintersesong

Sør-Norge	OLS-regresjon for	2SLS-første steg for	2SLS-andre steg for
Vinter	Y1: Reg. VKB-N	Y2: ln Kraftpris-N	Y1: Reg. VKB-N
ln Kraftpris Sør-Norge NOK/MWh	0,594 ***		2,080 ***
Hydrologisk balanse TWh	0,026 ***	-0,016 ***	0,050 ***
Temperatur Sør-Norge	-0,038 ***	-0,019 ***	-0,007
ln Tilsig Sør-Norge TWh	-0,173 ***	0,052 ***	-0,223 ***
ln SRMC kull NOK/MWh	-0,154 *	0,270 ***	-0,740 ***
Prisforventning	0,001 ***	-0,001 ***	0,003 ***
ln Tysk kraftpris NOK/MWh		0,153 ***	
Konstant	-0,501 *	3,235 ***	-5,559 ***
R ²	85,2%	94,7%	

Signifikansnivå angitt ved *p<0,10 , **p<0,05 , ***p<0,01

2SLS- resultatene for vintersesongen viser at *temperatur* ikke er signifikant for vannkrafttilbudet i Sør-Norge, i motsetning til i OLS. Ellers er samtlige av de forklarende variablene signifikant forskjellig fra null på 1 prosent signifikansnivå. *SRMC kull* går fra å være signifikant på 10 prosent signifikansnivå, til 1 prosent signifikansnivå i 2SLS.

Variablene *kraftpris*, *hydrologisk balanse*, *tilsig*, *SRMC kull* og *prisforventning* får økte parameterverdier, mens *temperatur* får redusert parameterverdi.

Tabell 6.15 – 2SLS-regresjon for samlet regulerbar vannkraft i Sør-Norge i høstsesong

Sør-Norge	OLS-regresjon for	2SLS-første steg for	2SLS-andre steg for
Høst	Y1: Reg. VKB-N	Y2: ln Kraftpris-N	Y1: Reg. VKB-N
ln Kraftpris Sør-Norge NOK/MWh	0,126 **		1,504 **
Hydrologisk balanse TWh	0,015 ***	-0,015 ***	0,034 ***
Temperatur Sør-Norge	-0,038 ***	-0,012 **	-0,024 **
ln Tilsig Sør-Norge TWh	-0,158 ***	-0,018	-0,129 *
ln SRMC kull NOK/MWh	0,253 ***	0,392 ***	-0,733 *
Prisforventning	0,001 **	-0,002 ***	0,003 **
ln Tysk kraftpris NOK/MWh		0,191 ***	
Konstant	-0,175	2,371 ***	-2,440
R ²	76,4%	69,5%	

Signifikansnivå angitt ved *p<0,10 , **p<0,05 , ***p<0,01

2SLS-resultatene for regulerbar vannkraft i høstsesongen i Sør-Norge viser at samtlige av forklaringsvariablene er signifikant forskjellig fra null, og nullhypotesene kan følgelig forkastes. Signifikansnivået de er signifikante ved, endres imidlertid fra OLS til 2SLS for de fleste variablene.

Variablene *kraftpris*, *hydrologisk balanse* og *prisforventning* får økte parameterverdier, mens *temperatur* og *tilsig* får redusert parameterverdi. *SRMC kull* skifter fra positivt fortegn i OLS til negativt fortegn i 2SLS.

6.4 Modell 3 – Regulerbar vannkraft i Midt-Norge

6.4.1 Minste kvadraters metode (OLS)

Tabell 6.16 viser resultatene av OLS-regresjonen for regulerbar vannkraftproduksjon i Midt-Norge med Newey-West heteroskedastisitets- og autokorrelasjonsrobuste standardfeil.

Tabell 6.16 – OLS-regresjon for samlet regulerbar vannkraft i Midt-Norge med Newey-West robuste standardfeil

Midt-Norge Variabel	Koeffisient	Newey-West std.feil	t	P> t	[95% konfidensintervall]
$\ln(\text{Kraftpris}_{\text{Midt-Norge}})$ NOK/MWh	0,018	0,014	1,34	0,181	-0,008 0,045
$\ln(\text{Hydrologisk balanse})$ TWh	0,003 ***	0,000	9,65	0,000	0,002 0,004
$\ln(\text{Temperatur}_{\text{Midt-Norge}})$	-0,004 ***	0,001	-8,01	0,000	-0,006 -0,003
$\ln(\text{Tilsig}_{\text{Midt-Norge}})$ TWh	-0,033 ***	0,004	-7,92	0,000	-0,041 -0,025
$\ln(\text{SRMC}_{\text{kull}})$ NOK/MWh	0,014	0,015	0,94	0,347	-0,015 0,044
Prisforventning	0,000 ***	0,000	2,70	0,007	0,000 0,000
Konstant	0,061	0,059	1,04	0,300	-0,054 0,176
N	522				
R ²	67,6%				

Signifikansnivå angitt ved *p<0,10 , **p<0,05 , ***p<0,01

Nullhypotesene om at variablene *hydrologisk balanse*, *temperatur* og *prisforventning* ikke har hatt noen innvirkning på den regulerbare vannkraftproduksjonen i Midt-Norge, kan hver forkastes på 1 prosent signifikansnivå. *Kraftpris* og *SRMC kull* viser seg ikke signifikante i Midt-Norge på årlig basis.

Tabell 6.17 – OLS-regresjon for regulerbar vannkraft i Midt-Norge på sesongnivå med robuste Huber/White standardfeil

Midt-Norge Variabel	Koeffisient Vinter	Koeffisient Vår	Koeffisient Sommer	Koeffisient Høst
$\ln(\text{Kraftpris}_{\text{Midt-Norge}})$ NOK/MWh	-0,007	0,041	0,001	0,006
$\ln(\text{Hydrologisk balanse})$ TWh	0,003 ***	0,003 ***	0,003 ***	0,003 ***
$\ln(\text{Temperatur}_{\text{Midt-Norge}})$	-0,007 ***	-0,004 ***	-0,004 ***	-0,007 ***
$\ln(\text{Tilsig}_{\text{Midt-Norge}})$ TWh	-0,008	-0,020 **	-0,047 ***	-0,015
$\ln(\text{SRMC}_{\text{kull}})$ NOK/MWh	0,015	0,014	0,011	0,060 **
Prisforventning	0,000	0,000 **	0,000	0,000
Konstant	0,275 ***	-0,084	0,169 ***	-0,082
N	129	132	130	131
R ²	41,8%	59,2%	39,1%	50,7%

Signifikansnivå angitt ved *p<0,10 , **p<0,05 , ***p<0,01

Tabell 6.3 viser resultatene av OLS-regresjonen for sesongrelatert regulerbar vannkraftproduksjon i Midt-Norge. Modellen har redusert forklaringskraft i samtlige sesonger i Midt-Norge.

De forklarende variablene *hydrologisk balanse* og *temperatur* er signifikant forskjellig fra null på 1 prosent signifikansnivå i samtlige sesonger. *Tilslig* vises signifikant i vår-, sommer- og høstsesong, men ikke i vintersesongen. *SRMC kull* er signifikant kun i høstsesong, mens *prisforventning* er signifikant om våren. Nullhypotesen om signifikans i de andre sesongene kan følgelig forkastes. *Kraftpris* viser seg å ikke være signifikant i noen av sesongene i Midt-Norge.

6.4.2 Testresultater

Tabell 6.18 – Tester for brudd på regresjonsforutsetninger i OLS for *Modell 3: Midt-Norge*

Midt-Norge					
Test	Årsbasis	Vinter	Vår	Sommer	Høst
Breusch-Pagan/Cook-Weisberg test for heteroskedastisitet	chi1(1) 0,97	chi1(1) 1,79	chi1(1) 7,32	chi1(1) 10,0	chi1(1) 1,22
Durbin-Watson-statistikk for autokorrelasjon	(7, 22)	(7, 29)	(7, 32)	(7, 30)	(7, 31)
"Variance Inflation Factor" (VIF) for multikollinearitet	2,38	3,81	3,23	1,95	2,31

Testresultatene viser tilstedeværelse av heteroskedastisitet på årsbasis og i vårsesong i *Modell 3*. Autokorrelasjon eksisterer i samtlige av regresjonene, mens multikollinearitet vises å ikke være et problem.

Tabell 6.19 – Tester for endogenitetsproblem og instrumentstyrke i 2SLS for *Modell 3: Midt-Norge*

Midt-Norge					
Test	Årsbasis	Vinter	Vår	Sommer	Høst
Durbin-Wu-Hausman test for endogenitet					
p-verdi for Durbin score $\chi^2(1)$	0,000	0,000	0,827	0,015	0,000
p-verdi for Wu-Hausman	0,000	0,000	0,834	0,018	0,000
Test for svake instrumenter i justert identifisert modell					
Robust test for <i>Kraftpris</i>	50,9	2,7	8,1	5,1	15,5

Durbin-Wu-Hausman-testen viser at det på 5 prosent signifikansnivå eksisterer et endogenitetsproblem mellom vannkraftproduksjon og kraftprisen på årsbasis, i vinter-, sommer- og høstsesong. Dette bekrefter behovet for å kjøre 2SLS-regresjon for disse periodene.

2SLS-modellen som estimeres for vannkraftproduksjonen på årlig basis og for høstsesong viser seg å ha et sterkt instrument, men svake instrumenter ellers. 2SLS-resultatene aksepteres likevel for vår-, sommer- og høstsesongen, med forventningskjevhet på maksimum 20 prosent.

6.4.3 To-trinns minste kvadraters metode (2SLS)

Som følge av endogenitetsproblem som oppstår på årsbasis, vinter, sommer og høst i Midt-Norge, gjennomføres 2SLS for å isolere bort variasjonene som skaper endogeniteten.

Tabell 6.20 – 2SLS-regresjon for samlet regulerbar vannkraft i Midt-Norge

Midt-Norge Årsbasis	OLS-regresjon for Y1: Reg. i VM-N	2SLS-første steg for Y2: ln Kraftpris i VM-N	2SLS-andre steg for Y1: Reg. i VM-N
ln Kraftpris i Midt-Norge i NOK/MWh	0,018		0,340 ***
Hydrologisk balanse i TWh	0,003 ***	-0,015 ***	0,008 ***
Temperatur i Midt-Norge	-0,004 ***	-0,002	-0,004 ***
ln Tilsig i Midt-Norge i TWh	-0,033 ***	-0,062 ***	-0,007
ln SRMC kull i NOK/MWh	0,014	0,469 ***	-0,199 ***
Prisforventning	0,000 ***	-0,001 ***	0,000 ***
ln Tysk kraftpris i NOK/MWh		0,258 ***	
Konstant	0,061	1,378 ***	-0,502 ***
R ²	67,6%	75,9%	

Signifikansnivå angitt ved *p<0,10 , **p<0,05 , ***p<0,01

2SLS- resultatene viser at *tilsig* ikke er signifikant for den regulerbare vannkraftproduksjonen på årlig basis i Midt-Norge, i motsetning til i OLS. Ellers er de øvrige forklaringsvariablene signifikant forskjellig fra null på 1 prosent signifikansnivå. *Kraftpris* og *SRMC kull* endres fra ikke-signifikante i OLS til signifikante i 2SLS.

Variablene *kraftpris*, *hydrologisk balanse* og *prisforventning* får økte parameterverdier, mens *temperatur* og *tilsig* får sine parameterverdier redusert. *SRMC kull* skifter fra positivt fortegn i OLS til negativt fortegn i 2SLS.

Tabell 6.21 – 2SLS-regresjon for samlet regulerbar vannkraft i Midt-Norge i vintersesong

Midt-Norge Vinter	OLS-regresjon for Y1: Reg. i VM-N	2SLS-første steg for Y2: ln Kraftpris i VM-N	2SLS-andre steg for Y1: Reg. i VM-N
ln Kraftpris i Midt-Norge i NOK/MWh	-0,007		1,695 *
Hydrologisk balanse i TWh	0,003 ***	-0,013 ***	0,026 **
Temperatur i Midt-Norge	-0,007 ***	-0,023 ***	0,033
ln Tilsig i Midt-Norge i TWh	-0,008	-0,035 **	0,050
ln SRMC kull i NOK/MWh	0,015	0,451 ***	-0,863 *
Prisforventning	0,000	-0,001 ***	0,002 *
ln Tysk kraftpris i NOK/MWh		0,098 *	
Konstant	0,275 ***	2,455 ***	-4,266 *
R ²	41,8%	92,0%	

Signifikansnivå angitt ved *p<0,10 , **p<0,05 , ***p<0,01

2SLS-resultatene for vintersesong viser at variablene *kraftpris*, *SRMC kull* og *prisforventning* er signifikante på 10 prosent signifikansnivå, mens *hydrologisk balanse* er signifikant på 5 prosent signifikansnivå. Disse resultatene er nokså forskjellige fra OLS. Kun hydrologisk balanse er signifikant i begge analysene, og parameterverdien økes i 2SLS.

Tabell 6.22 – 2SLS-regresjon for samlet regulerbar vannkraft i Midt-Norge i sommersesong

Midt-Norge Sommer	OLS-regresjon for Y1: Reg. VK/M-N	2SLS-første- steget for Y2: ln kraftpris/M-N	2SLS-andre- steget for Y1: Reg. VK/M-N
ln kraftpris Midt-Norge NOK/MWh	0,001		0,276
Hydrologisk balanse TWh	0,003 ***	-0,020 ***	0,008 *
Temperatur Midt-Norge	-0,004 ***	-0,009	-0,001
ln Tilsig Midt-Norge TWh	-0,047 ***	-0,208 ***	0,029
ln SRMC kull NOK/MWh	0,011	0,560 ***	-0,189
Prisforventning	0,000	-0,002 ***	0,001
ln Tysk kraftpris NOK/MWh		0,192	
Konstant	0,169 ***	1,138 **	-0,177
R ²	39,1%	75,3%	

Signifikansnivå angitt ved *p<0,10 , **p<0,05 , ***p<0,01

2SLS-resultatene viser at det bare er *hydrologisk balanse* som er signifikant forskjellig fra null i sommersesongen i Midt-Norge. Det finnes ingen signifikant virkning av de øvrige variablene.

Tabell 6.23 – 2SLS-regresjon for samlet regulerbar vannkraft i Midt-Norge i høstsesong

Midt-Norge Høst	OLS-regresjon for Y1: Reg. VK/M-N	2SLS-første- steget for Y2: ln kraftpris/M-N	2SLS-andre- steget for Y1: Reg. VK/M-N
ln kraftpris Midt-Norge NOK/MWh	0,006		0,225 ***
Hydrologisk balanse TWh	0,003 ***	-0,017 ***	0,006 ***
Temperatur Midt-Norge	-0,007 ***	-0,003	-0,005 **
ln Tilsig Midt-Norge TWh	-0,015	-0,124 ***	-0,004
ln SRMC kull NOK/MWh	0,060 **	0,362 ***	-0,085
Prisforventning	0,000	-0,001 ***	0,000 ***
ln Tysk kraftpris NOK/MWh		0,279 ***	
Konstant	-0,082	1,785 ***	-0,490 **
R ²	50,7%	77,8%	

Signifikansnivå angitt ved *p<0,10 , **p<0,05 , ***p<0,01

2SLS-resultatene for høstsesongen i Midt-Norge viser at nullhypotesene om at *kraftpris*, *hydrologisk balanse*, *temperatur* og *prisforventning* ikke har hatt noen påvirkning på vannkraftproduksjonen, kan forkastes. De øvrige variablene er ikke signifikante. Signifikansresultatene i 2SLS skiller seg fra de i OLS.

6.5 Modell 4 – Regulerbar vannkraft i Nord-Norge

6.5.1 Minste kvadraters metode (OLS)

Tabell 6.24 viser resultatene av OLS-regresjonen for regulerbar vannkraftproduksjon i Nord-Norge med Newey-West heteroskedastisitets- og autokorrelasjonsrobuste standardfeil.

Tabell 6.24 – OLS-regresjon for samlet regulerbar vannkraft i Nord-Norge med Newey-West robuste standardfeil

Nord-Norge Variabel	Koeffisient	Newey-West std.feil	t	P> t	[95% konfidensintervall]
\ln Kraftpris _{Nord-Norge} NOK/MWh	0,131 ***	0,030	4,35	0,000	0,072 0,190
Hydrologisk balanse _{Wh}	0,003 ***	0,001	5,10	0,000	0,002 0,004
Temperatur _{Nord-Norge}	-0,008 ***	0,001	-6,66	0,000	-0,010 -0,005
\ln Tilsig _{Nord-Norge} Wh	-0,033 ***	0,007	-4,65	0,000	-0,047 -0,019
\ln SRMC _{kull} NOK/MWh	-0,047	0,029	-1,63	0,103	-0,103 0,010
Prisforventning	0,000 ***	0,000	2,89	0,004	0,000 0,000
Konstant	-0,108	0,109	-0,99	0,321	-0,322 0,105
N	522				
R ²	60,8%				

Signifikansnivå angitt ved *p<0,10 , **p<0,05 , ***p<0,01

Nullhypotesene om at variablene *kraftpris*, *hydrologisk balanse*, *temperatur*, *tilsig* og *prisforventning* ikke har hatt noen innvirkning på den regulerbare vannkraftproduksjonen i Nord-Norge, kan hver forkastes på 1 prosent signifikansnivå. *SRMC kull* er med dette den eneste variabelen som ikke vises signifikant i Nord-Norge på årlig basis.

Tabell 6.25 – OLS-regresjon for regulerbar vannkraft i Nord-Norge på sesongnivå med robuste Huber/White standardfeil

Nord-Norge Variabel	Koeffisient Vinter	Koeffisient Vår	Koeffisient Sommer	Koeffisient Høst
\ln Kraftpris _{Nord-Norge} NOK/MWh	0,322 ***	0,112 ***	0,068 ***	0,054 *
Hydrologisk balanse _{Wh}	0,004 ***	0,003 ***	0,003 ***	0,003 ***
Temperatur _{Nord-Norge}	-0,001	-0,002	-0,007 ***	-0,009 ***
\ln Tilsig _{Nord-Norge} Wh	-0,006	-0,046 ***	-0,058 ***	-0,019
\ln SRMC _{kull} NOK/MWh	-0,156 ***	-0,084 ***	-0,047 *	0,116 ***
Prisforventning	0,000 ***	0,000 ***	0,000 ***	0,000
Konstant	-0,487 ***	0,108	0,249 **	-0,538 ***
N	129	132	130	131
R ²	39,4%	67,5%	41,5%	37,1%

Signifikansnivå angitt ved *p<0,10 , **p<0,05 , ***p<0,01

Tabell 6.25 viser resultatene av OLS-regresjonen for sesongrelatert regulerbar vannkraftproduksjon i Nord-Norge. Modellen har god forklaringskraft i vårsesongen, men ellers noe lavt.

Kraftpris, hydrologisk balanse og SRMC kull viser signifikans i alle fire sesongene innen et 10 prosent signifikansnivå. *Temperatur* er signifikant i sommer- og høstsesong, men viser ellers ingen innvirkning på regulerbar vannkraft i Nord-Norge. *Tilsg* er signifikant om våren og sommeren, mens *prisforventning* vises signifikant i alle sesonger utenom høst.

6.5.2 Testresultater

Tabell 6.26 – Tester for brudd på regresjonsforutsetninger i OLS for Modell 4: Nord-Norge

Nord-Norge					
Test	Årsbasis	Vinter	Vår	Sommer	Høst
Breusch-Pagan/Cook-Weisberg test for heteroskedastisitet	chi1(1) 2,43	chi1(1) 0,21	chi1(1) 19,63	chi1(1) 0,17	chi1(1) 0,52
Durbin-Watson-statistikk for autokorrelasjon	(7, 1,30)	(7, 0,22)	(7, 1,29)	(7, 1,30)	(7, 1,31)
"Variance Inflation Factor" (VIF) for multikollinearitet	2,51	3,12	3,6	1,96	2,49

Testresultatene viser tilstedeværelse av heteroskedastisitet i på årsbasis og i vårsesong i Modell 4. Autokorrelasjon eksisterer i samtlige av regresjonene, mens multikollinearitet vises å ikke være et problem.

Tabell 6.27 – Tester for endogenitetsproblem og instrumentstyrke i 2SLS for Modell 4: Nord-Norge

Nord-Norge					
Test	Årsbasis	Vinter	Vår	Sommer	Høst
Durbin-Wu-Hausman test for endogenitet					
p-verdi for Durbin score $\chi^2(1)$	0,000	0,006	0,945	0,251	0,336
p-verdi for Wu-Hausman	0,000	0,007	0,947	0,270	0,354
Test for svake instrumenter i justert identifisert modell					
Robust for <i>Kraftpris</i>	54,2	7,0	7,9	7,8	14,3

Durbin-Wu-Hausman-testen viser at det på 1 prosent signifikansnivå eksisterer et endogenitetsproblem mellom vannkraftproduksjon og kraftprisen på årsbasis og i vintersesong. Dette bekrefter behovet for å kjøre 2SLS-regresjon for disse periodene.

2SLS-modellen som estimeres for vannkraftproduksjonen på årlig basis viser seg å ha et sterkt instrument. Instrumentet er noe svakt på vinteren, men aksepteres under forventning om opptil 20 prosent forventningsskjevhet i regresjonsestimatene.

6.5.3 To-trinns minste kvadraters metode (2SLS)

Som følge av endogenitetsproblem som oppstår på årsbasis og vinter i Nord-Norge gjennomføres 2SLS for å isolere bort variasjonene som skaper endogeniteten.

Tabell 6.28 – 2SLS-regresjon for samlet regulerbar vannkraft i Nord-Norge

Nord-Norge Årsbasis	OLS Regresjon for Y1: Reg. / K/N-N	2SLS Første steg for Y2: In Kraftpris / N-N	2SLS Andre steg for Y1: Reg. / K/N-N
In Kraftpris Nord-Norge / NOK/MWh	0,131 ***		0,453 ***
Hydrologisk balanse / TWh	0,003 ***	-0,016 ***	0,008 ***
Temperatur Nord-Norge	-0,008 ***	-0,004	-0,006 ***
In Tilsig Nord-Norge / TWh	-0,033 ***	-0,044 ***	-0,019 **
In SRMC kull / NOK/MWh	-0,047	0,443 ***	-0,288 ***
Prisforventning	0,000 ***	-0,001 ***	0,001 ***
In Tysk kraftpris / NOK/MWh		0,280 ***	
Konstant	-0,108	1,440 ***	-0,535 ***
R ²	60,8%	75,4%	

Signifikansnivå angitt ved *p<0,10 , **p<0,05 , ***p<0,01

2SLS-resultatene for regulerbar vannkraftproduksjon i Nord-Norge viser på årlig basis at samtlige av forklaringsvariabelen er signifikante innenfor et 5 prosent signifikansnivå. *SRMC kull* endres fra å ikke være signifikant i OLS til signifikant i 2SLS.

Parameterverdiene til *kraftpris*, *hydrologisk balanse* og *SRMC kull* økes noe, men ellers er det små endringer fra OLS til 2SLS.

Tabell 6.29 – 2SLS-regresjon for samlet regulerbar vannkraft i Nord-Norge i vintersesong

Nord-Norge Vinter	OLS Regresjon for Y1: Reg. / K/N-N	2SLS Første steg for Y2: In Kraftpris / N-N	2SLS Andre steg for Y1: Reg. / K/N-N
In Kraftpris Nord-Norge / NOK/MWh	0,322 ***		0,945 ***
Hydrologisk balanse / TWh	0,004 ***	-0,015 ***	0,013 ***
Temperatur Nord-Norge	-0,001	-0,020 ***	0,011
In Tilsig Nord-Norge / TWh	-0,006	0,028	-0,025
In SRMC kull / NOK/MWh	-0,156 ***	0,364 ***	-0,440 ***
Prisforventning	0,000 ***	-0,001 ***	0,001 ***
In Tysk kraftpris / NOK/MWh		0,160 **	
Konstant	-0,487 ***	2,715 ***	-2,449 **
R ²	39,4%	89,2%	

Signifikansnivå angitt ved *p<0,10 , **p<0,05 , ***p<0,01

2SLS-resultatene for regulerbar vannkraftproduksjon i Nord-Norge i vintersesongen viser at *kraftpris*, *hydrologisk balanse*, *SRMC kull* og

prisforventning er signifikante på 1 prosent signifikansnivå. De øvrige variablene viser ingen signifikans, noe som også er tilfellet i OLS.

Parameterverdiene til *kraftpris*, *hydrologisk balanse*, *tilsig*, *SRMC kull* og *prisforventning* økes noe, og *tilsig* skifter fra negativt fortegn i OLS til positivt fortegn i 2SLS.

6.6 Oppsummering

De fire tabellene på neste side oppsummerer alle OLS- og 2SLS-regresjonsanalyser for *Modell 1-4* med tilhørende sesongresultater. I tilfeller hvor det ikke ble oppdaget endogenitetsproblem er 2SLS-resultatene duset ut, og resultatene vil tolkes etter OLS. Motsatt er OLS-resultatene duset ut der endogenitetsproblemet skaper problemer i regresjonen, og resultatene vil tolkes av 2SLS. To av regresjonene med endogenitetsproblem viser imidlertid *for* svakt instrument, og vil følgelig tolkes etter OLS-regresjonen. Disse er vintersesongene i *Modell 1* og *Modell 3*.

Diskusjonen i neste kapittel forholder seg med dette til resultatene fremhevet i oppsummeringen under.

Tabell 6.30 – OLS- og 2SLS-regresjonskoeffisienter for regulerbar vannkrafttilbud i Norge på årsbasis og de fire sesongene vinter, vår, sommer og høst

Norge Variabel	Årsbasis		Vinter		Vår		Sommer		Høst	
	OLS	2SLS	OLS	2SLS	OLS	2SLS	OLS	2SLS	OLS	2SLS
InKraftpris	0,401 ***	1,680 ***	0,973 ***	5,437 ***	0,569 ***	0,689	0,248 ***	1,068	0,153 **	1,971 ***
HydBal	0,028 ***	0,052 ***	0,035 ***	0,104 ***	0,030 ***	0,032	0,031 ***	0,055 **	0,021 ***	0,048 ***
Temp.	-0,037 ***	-0,023 ***	-0,047 ***	0,064	-0,020 ***	-0,022	-0,025 ***	-0,018	-0,045 ***	-0,029 *
InTilSig	-0,340 ***	-0,292 ***	-0,251 ***	-0,432 ***	-0,323 ***	-0,288 **	-0,471 ***	-0,251	-0,305 ***	-0,223 *
InSRMCKull	-0,002	-0,860 ***	-0,309 **	-2,162 ***	-0,095	-0,201	-0,057	-0,873	0,459 ***	-0,874 *
Prisforv.	0,001 ***	0,003 ***	0,002 ***	0,008 ***	0,000	0,000	0,000	0,002	0,001 *	0,003 ***
Konstant	0,529 *	-1,783 **	-0,939 **	-15,655 ***	-0,165	-0,221	1,763 ***	1,700 *	-0,620	-3,463

Signifikansnivå angitt ved *p<0,10 , **p<0,05 , ***p<0,01

Tabell 6.31 – OLS- og 2SLS-regresjonskoeffisienter for regulerbar vannkrafttilbud i Sør-Norge på årsbasis og de fire sesongene vinter, vår, sommer og høst

Sør-Norge Variabel	Årsbasis		Vinter		Vår		Sommer		Høst	
	OLS	2SLS	OLS	2SLS	OLS	2SLS	OLS	2SLS	OLS	2SLS
InKraftpris	0,147 ***	0,884 ***	0,594 ***	2,080 ***	0,180 ***	5,980	0,050	0,433	0,126 **	1,504 **
HydBal	0,019 ***	0,035 ***	0,026 ***	0,050 ***	0,020 ***	0,157	0,018 ***	0,034 ***	0,015 ***	0,034 ***
Temp.	-0,031 ***	-0,020 ***	-0,038 ***	-0,007	-0,018 ***	-0,074	-0,021 ***	-0,013	-0,038 ***	-0,024 **
InTilSig	-0,217 ***	-0,206 ***	-0,173 ***	-0,223 ***	-0,233 ***	0,358	-0,236 ***	-0,222 ***	-0,158 ***	-0,129 *
InSRMCKull	0,089 **	-0,411 ***	-0,154 *	-0,740 ***	0,056	-0,997	0,103	-0,370	0,253 ***	-0,733 *
Prisforv.	0,001 ***	0,002 ***	0,001 ***	0,003 ***	0,000	0,012	0,000	0,001	0,001 **	0,003 **
Konstant	0,609 ***	-0,654	-0,501 *	-5,559 ***	0,431	-24,819	0,964 ***	1,577 ***	-0,175	-2,440

Signifikansnivå angitt ved *p<0,10 , **p<0,05 , ***p<0,01

Tabell 6.32 – OLS- og 2SLS-regresjonskoeffisienter for regulerbar vannkrafttilbud i Midt-Norge på årsbasis og de fire sesongene vinter, vår, sommer og høst

Midt-Norge Variabel	Årsbasis		Vinter		Vår		Sommer		Høst	
	OLS	2SLS	OLS	2SLS	OLS	2SLS	OLS	2SLS	OLS	2SLS
InKraftpris	0,018	0,340 ***	-0,007	1,695 *	0,041	0,024	0,001	0,276	0,006	0,225 ***
HydBal	0,003 ***	0,008 ***	0,003 ***	0,026 **	0,003 ***	0,003 *	0,003 ***	0,008 *	0,003 ***	0,006 ***
Temp.	-0,004 ***	-0,004 ***	-0,007 ***	0,033	-0,004 ***	-0,004 *	-0,004 ***	-0,001	-0,007 ***	-0,005 **
InTilSig	-0,033 ***	-0,007	-0,008	0,050	-0,020 **	-0,015	-0,047 ***	0,029	-0,015	-0,004
InSRMCKull	0,014	-0,199 ***	0,015	-0,863 *	0,014	0,027	0,011	-0,189	0,060 **	-0,085
Prisforv.	0,000 ***	0,000 ***	0,000	0,002 *	0,000 **	0,000 *	0,000	0,001	0,000	0,000 ***
Konstant	0,061	-0,502 ***	0,275 ***	-4,266 *	-0,084	-0,055	0,169 ***	-0,177	-0,082	-0,490 **

Signifikansnivå angitt ved *p<0,10 , **p<0,05 , ***p<0,01

Tabell 6.33 – OLS- og 2SLS-regresjonskoeffisienter for regulerbar vannkrafttilbud i Nord-Norge på årsbasis og de fire sesongene vinter, vår, sommer og høst

Nord-Norge Variabel	Årsbasis		Vinter		Vår		Sommer		Høst	
	OLS	2SLS	OLS	2SLS	OLS	2SLS	OLS	2SLS	OLS	2SLS
InKraftpris	0,131 ***	0,453 ***	0,322 ***	0,945 ***	0,112 ***	0,105	0,068 ***	0,191	0,054 *	0,126
HydBal	0,003 ***	0,008 ***	0,004 ***	0,013 ***	0,003 ***	0,003	0,003 ***	0,005 *	0,003 ***	0,004 *
Temp.	-0,008 ***	-0,006 ***	-0,001	0,011	-0,002	-0,001	-0,007 ***	-0,007 ***	-0,009 ***	-0,009 ***
InTilSig	-0,033 ***	-0,019 **	-0,006	-0,025	-0,046 ***	-0,048 ***	-0,058 ***	-0,035	-0,019	-0,011
InSRMCKull	-0,047	-0,288 ***	-0,156 ***	-0,440 ***	-0,084 ***	-0,103	-0,047 *	-0,147 *	0,116 ***	0,019
Prisforv.	0,000 ***	0,001 ***	0,000 ***	0,001 ***	0,000 ***	0,000 ***	0,000 ***	0,000 *	0,000	0,000
Konstant	-0,108	-0,535 ***	-0,487 ***	-2,449 **	0,108	0,252	0,249 **	0,145	-0,538 ***	-0,383

Signifikansnivå angitt ved *p<0,10 , **p<0,05 , ***p<0,01

7. Diskusjon

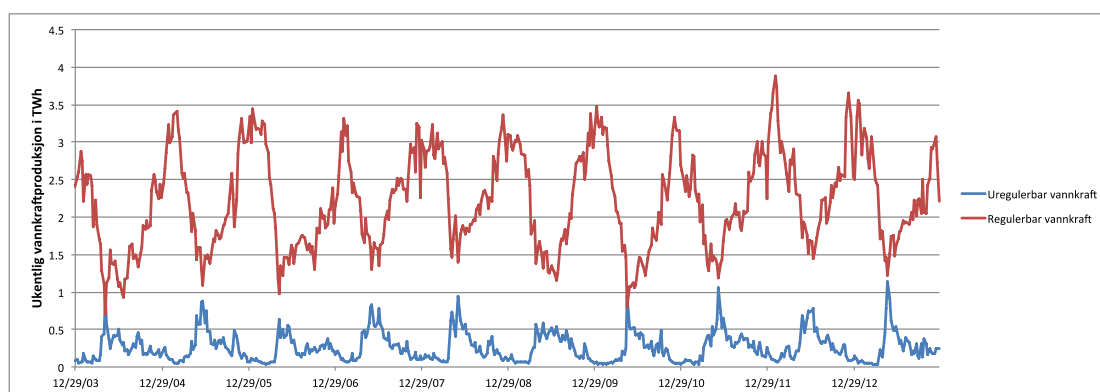
Diskusjonen av resultatene vil foregå i tre deler. I *kapittel 7.1* diskuteres hvorfor endogeniteten oppstår når den gjør, samt instrumentstyrken i 2SLS-regresjonene. *Kapittel 7.2* diskuterer resultatene som fremkom i for det samlede vannkrafttilbudet i Norge, mens *kapittel 7.3* diskuterer de regionale resultatene under ett.

7.1 Endogenitet, instrumenter og metodevalg

Endogenitet oppstår i samtlige modeller på årsbasis og i vintersesong, så vel som i høstsesongen i *Modell 1 – 3*. I modellene for våren og sommeren er det derimot ikke avdekket endogenitet, foruten om sommeren i *Modell 3: Midt-Norge*.

Resultatene fra Durbin-Wu-Hausman-testen tyder på at kraftprisen ikke er korrelert med feilledet i regresjonene for vår og sommer. Dette indikerer at kraftprisen påvirker hvor mye regulerbar vannkraft som tilbys markedet, og – viktigst – at tilbudet ikke påvirker kraftprisen i retur. Dette kan tenkes å komme av det høye innslaget av uregulert elvekraft i den spesifiserte årstiden. Høyt innslag av uregulert elvekraft driver kraftprisene ned, og dette påvirker videre hvor mye regulerbar vannkraft som tilbys markedet.

Dette stemmer overens med trenden som observeres i *Figur 7.1*. Her fremkommer det at periodene med høyest innslag av uregulert vannkraft, er de samme periodene med lavest samlet tilbud av regulerbar vannkraft. Det er dermed nærliggende å tro at det er i denne perioden den regulerbare vannkraften i Norge, og i de ulike regionene, har minst innvirkning på kraftprisen.



Figur 7.1 – Ukentlig regulerbar og uregulert vannkraftproduksjon (TWh) i Norge, 2004-2013.

Instrumentstyrken setter begrensninger for hvilke modeller, med tilhørende sesongresultater, som vil tolkes av henholdsvis OLS- og 2SLS-regresjonen. Ved krav om maksimum 10 prosent forventningskjevhet viser det seg at

instrumentet er sterkt nok i samtlige av modellene på årsbasis, og i høstsesongen i *Modell 3*: Midt-Norge. Ellers er instrumentet å betrakte som svakt. Aksepteres det derimot opptil 20 prosent forventningsskjevhet i 2SLS-estimatene, vil ytterligere fem av sesongregresjonene kunne tolkes etter 2SLS. Da OLS-resultatene, ved tilstedeværelse av endogenitet, likevel er forbundet med forventningsskjevhet og inkonsistente estimat, vil det aksepteres opptil 20 prosent forventningsskjevhet i 2SLS-estimatet, og videre aksept for instrumentstyrke ned til F-verdi lik 5. Vintersesongen i *Modell 1* og *Modell 3* har imidlertid for svake instrument og vil, til tross for endogenitet, tolkes etter OLS-regresjonen.

Den tyske kraftprisen er en god instrumentvariabel for kraftprisen på årlig basis i de fire modellene. På sesongbasis presterer den derimot ikke like godt. Det er uvisst hva som er grunnen for dette, men kan tenkes å simpelthen skyldes at sesonganalysene har færre observasjoner, enn uten sesonginndeling. At den tyske kraftprisen i tillegg er mer fluktuerende enn den norske kraftprisen (se *Vedlegg 1*) kan muligens medføre at noe av koblingen mellom de tre kraftprisene brytes på sesongnivå.

7.2 Modell 1 – Regulerbar vannkrafttilbud i Norge

Som det fremkom i resultatkapittelet har samtlige av de eksogene og endogene forklarende variablene påvirket tilbudet av norsk regulerbar vannkraft i årene 2004-2013.

Det fremkommer at ved en prosent økning fra den gjennomsnittlige *kraftprisen* på 305 NOK/MWh, har det ukentlige vannkrafttilbudet økt med 16,7 GWh. Prisfølsomheten i vannkrafttilbudet er høyest om høsten. Her økes tilbudet med nærmere 20 GWh, mot 9,7 GWh om vinteren. Lavest prisfølsomhet i vannkrafttilbudet eksisterer om sommeren, da tilbudet økes med 2,5 GWh for én prosent kraftprisøkning.

Resultatene står i samsvar med Johnsen og Lindh (2002), og er heller ikke uventede. Som omtalt i atferdsmodellen for vannkraftprodusenter, vil de beregnede vannverdiene variere fra de ulike kraftverk basert på fremtidige markeds- og hydrologiforhold, samt vannmagasinets egenskaper og lokalisering. En økning i kraftprisen tyder på at de vannkraftverkene som har hatt en noe høyere verdivurdering av eget vann, har fått insentiv til å produsere, og det samlede tilbudet av vannkraft i Norge har dermed økt.

Resultatet om at prisfølsomheten i tilbudet er størst på høsten, kan ha sin bakgrunn i at produsentene har bedre magasinbefylling på høsten enn utover vinteren. Etter høstregnet er magasinbefyllingen god, men det er enda lenge til snøsmeltingen. Vannet spares til fremtidig produksjon dersom prisen er lav, og

brukes til produksjon når prisen er høy. På vinteren er magasinfyllingen derimot lavere, og gir produsentene mindre å rutte med frem til snøsmeltingen. Knapphet på vannressurser kan være grunnen til at tilbudet økes mindre om vinteren enn høsten, for samme prisøkning. I et slikt tilfelle, ser man at det er magasinfyllingen som blir den gjeldende beskrankning for tilbudet.

Tilbudet har vist seg å avhenge sterkt av den *hydrologiske balansen*. Uten sesonginndeling fremkommer det at den ukentlige tilbudsøkningen har vært på over 52 GWh ved en forbedret hydrologisk balanse med 1 TWh. Tilbudet økes nokså likt i de tre sesongene vinter, vår og sommer (30-35 GWh), mens det økes med nærmere 48 GWh i høstsesongen.

Normalt vil dette gjerne skyldes at magasinfyllingen er høyest ved høsten, og at en ytterligere økning i balansen resulterer i kraftig tilbudsøkning. Vannverdiene faller som følge av at ressurstilgangen er tilstrekkelig. Dersom det i tillegg er fare for overløp vil produsentene "pøse på", for å unngå tapte inntekter. Dette samsvarer med Førstund (2008) som hevder at linken med fremtidig pris brytes når det er fare for overløp.

Johnsen og Lindh (2002) finner også at den estimerte tilbudsfunksjonen av kraftprisen i høy grad avhenger av den hydrologiske balansen. De har imidlertid tillatt at virkningen av den hydrologiske balansen på kraftprisen er forskjellig dersom den i utgangspunktet er negativ eller positiv. En lignende analyse ville være interessant å gjennomføre med vannkraftproduksjonen som avhengig variabel, fremfor kraftprisen. Analysene her er imidlertid for den hydrologiske balansen under ett, og gjennomsnittsverdien er negativ i samtlige av sesongene (se *Tabell 10.1 i Vedlegg 2*). Gjennomsnittsverdien til den hydrologiske balansen er minst negativ i høstsesongen (-3,29 TWh), og enda et argument for hvorfor tilbudsøkningen er høyest i denne perioden.

Årsaken til en relativt moderat følsomhet for hydrologisk balanse i vintersesongen, er nok knyttet til at en bedret hydrologisk balanse i denne perioden som regel skjer i form av økte snømagasiner. Økt snømagasin medfører ikke økt produksjonsgrunnlag i inneværende uke, men påvirker likevel vannverdiene gjennom økt forventet tilsig i de kommende vårmånedene. Dermed inntreffer en viss økning i tilbudet, selv om den fysiske magasinfyllingen ikke nødvendigvis endres. Det bør bemerkes at 2SLS-resultatene indikerer at ukestilbudet økes med hele 103,7 GWh om vinteren, i motsetning til 35 GWh i OLS. Det er imidlertid mer enn 20 prosent forventningskjevhet forbundet med dette estimatet, og legges følgelig ikke til grunn.

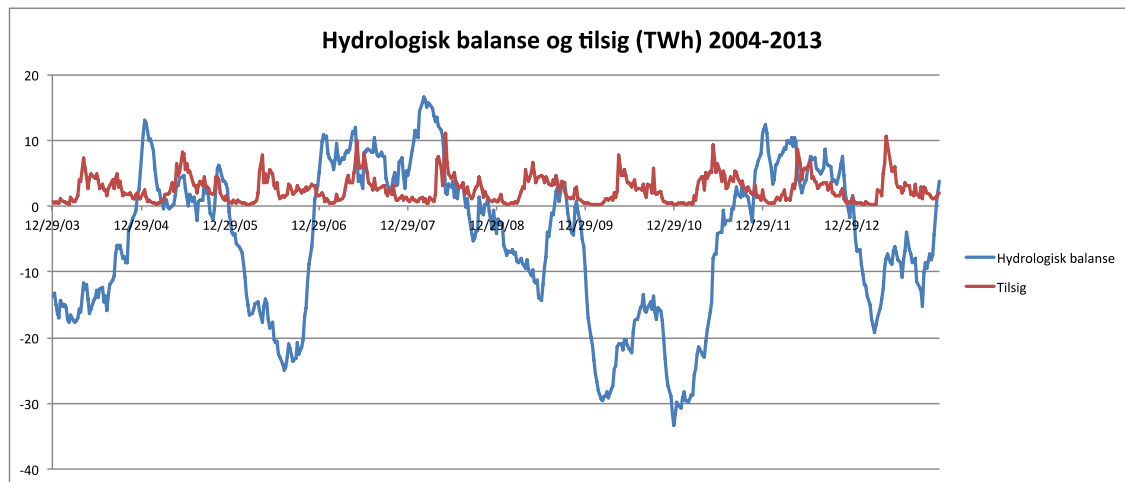
Ifølge resultatene er det en sammenheng mellom økt *tilsig* og redusert tilbud fra regulerbare vannkraftverk på kort sikt. Dette resultatet gjelder både på årlig basis og i samtlige av årssesongene. Omregningen for å kunne uttrykke

tilbudsendringen ved en prosentvis endring i tilsiget i sine opprinnelige data (TWh), ble omtalt i resultatkapittelet. For å videre kunne sammenligne tilbudsendringene av økt tilsig og hydrologisk balanse, er det nødvendig å uttrykke tilsigsendringen i form av 1 TWh-økning. Til dette formål er det lagt ved tabeller i *Vedlegg 8*, som for hver av de fire modellene beregner hvor mange prosent tilsiget må øke for å resultere i én TWh-økning i det gjennomsnittlige tilsiget. Basert på dette, og formelen presentert i *Vedlegg 6*, fremkommer tilbudsendringen ved 1 TWh økt tilsig.

1 TWh økt ukentlig tilsig har på årlig basis redusert tilbudet av den samlede regulerbare vannkraften i inneværende uke med nærmere 100 GWh. Sesongvariasjonene er store, og viser størst sprik fra våren til vinteren. Mens tilsigsøkningen på 1 TWh medfører redusert vannkrafttilbud på 69 GWh om våren, reduseres tilbudet med hele 222 GWh om vinteren. Reduksjonen er på henholdsvis 124 GWh og 96 GWh i sommer- og høstsesong.

Resultatene er noe uventede, ettersom jeg hadde trodd at økt tilsig ville tilsvare lavere vannverdier og at tilbudet, i inneværende uke, økte som følge av dette. En årsak til at tilbudet reduseres ved økt tilsig, kan være en generell oppfatning om at vannet er mer verdt i fremtiden, og at tilsiget lagres som et resultat av dette.

Resultatene for vintersesongen er spesielt uventede. Som Bye et al. (2008) konstaterer, vil vannkraftproduksjonen holdes relativ høy gjennom vintermånedene, ettersom snøsmeltingen vil fylle magasinene i vår- og sommermånedene. Forventningen for analysene var dermed at økt tilsig på vinteren, ville gi økt vannkrafttilbud, forutsatt alt annet likt. Det er mulig at regresjonsanalysen og tilsigsvariabelen har fanget opp elementer som gir et negativt utslag i tilbudet ved økt tilsig på vinteren. En av grunnene kan tenkes å være at det er fanget opp et tidsetterslep i vannkraftaktørens atferd etter perioder med lite tilsig. Dette samsvarer med Bye et al. (2008) som hevder at det kan ta noe tid å normalisere produksjonen etter tørre perioder. En tredje medvirkende faktor kan være at dersom snømagasinene har vært lave gjennom vintersesongen, har også forventningen om vårtilsiget vært deretter. Dette kan ha medført at vannkraftaktører har tilbydd lite produksjon selv i tider med normal nedbør. Sistnevnte er heller ikke så utenkelig ettersom den hydrologiske balansen i store perioder har vært negativ i den analysert tidsperioden (se *Figur 7.2*).



Figur 7.2 – Utvikling i ukentlig hydrologisk balanse og tilsig i TWh (2004-2013)

Regresjonskoeffisientene presentert i *Tabell 6.3* viser at en prosentvis endring i tilsiget fører til en relativt større reduksjonen om sommeren og våren, enn om høsten og vinteren. Dette kan komme som følge av at et høyt innslag av elvekraft om våren og sommeren, hvor det også er et mye lavere temperaturrelatert forbruk, gir en lav etterspørsel etter regulerbar kraft.

Ved en gradsøkning i den ukentlige *gjennomsnittstemperaturen* har det vist seg at regulerbar vannkraft i Norge har redusert ukeproduksjonen med nærmere 23 GWh. Tilbudet reduseres med 47,4 GWh i vintersesongen, 29,1 GWh i høstsesongen, 25,1 GWh i sommersesongen og 20,3 GWh i vårsesongen. Dette samsvarer helt med forventningene, som etableres på grunnlag av fyringssesongen.

Ved en prosentvis økning i de *kortsiktige marginalkostnadene i kullkraftverk* fra 309,35 NOK/MWh, fremkommer det at det ukentlige tilbudet av regulerbar vannkraft har redusert med 8,6 GWh. Variabelen er, som det fremkom i *kapittel 6.2*, kun signifikant på årsbasis, vinter- og høstsesong. Reduksjonen vises å være minst i vintersesongen, med 3,1 GWh, mens den i høstsesongen reduseres med 8,7 GWh. Gjennomsnittsverdien for SRMC kull er på 305 NOK/MWh i begge sesongene, og en prosent økning tilsvarer med dette noe over 3 NOK/MWh.

Resultatene er noe uventede, ettersom jeg hadde forventet at økt SRMC kull ville øke kraftprisene, og dermed også vannkrafttilbudet i inneværende uke. Resultatene er imidlertid helt i tråd med Johnsen og Lindh (2002), som finner at økt SRMC kull gjør at norske vannkraftprodusenter reduserer sitt tilbud. Begrunnelsen deres er at den økte marginalkostnaden medfører et positivt skift i den forventede fremtidige kraftprisen, noe som også ser ut til å være tilfellet i analysene her. Endringer i SRMC kull ser med dette ut til å fungere som en prisforventningsvariabel for vannkraftprodusenter.

Tilbudsendringen ved økte SRMC kull er mest følsom overfor endringer om høsten. En profittmaksimerende vannkraftaktør vil disponere vannet i reservoaret sitt over høst- og vintersesongen på den måte som maksimerer den forventede økonomiske gevinsten. En mulig forklaring til en høyere negativ parameterverdi på høsten, kan derfor være at den forventede verdien av vannet er høyere for den kommende perioden enn i inneværende periode.

I et forsøk på å forstå den trenden jeg observerer i regresjonsresultatene, kan det tenkes at vannkraftaktørene på høsten står overfor en relativt lang tid foran seg med høy etterspørsel, og som i enkelte år preges av knapphet på vannressurser og tilhørende høye priser. I en slik markedssituasjon kan en økt marginalkostnad for kullkraft kanskje medføre at vannkraftaktørene korrigerer sine forventninger for de neste månedene i retning av enda høyere kraftpriser og justerer vannverdiene sine deretter.

Dersom dette er tilfellet kan det forestilles at den strategiske produksjonsplanleggingen resulterer i at produsentene velger å spare mer vann på høsten, for å muligens kunne hente enda større økonomiske gevinster i tiden fremover. Dersom produsentene befinner seg midt i vintersesongen, og begynner å nærme seg vår med påfølgende snøsmelting, kan det tenkes at produsentene reagerer på samme måte, men velger å holde mindre vann tilbake for samme økning i SRMC kull, da magasinfyllingen relativt sett er lavere.

Da kan det tenkes nettopp fordi de vil nytte seg av den resterende magasinfyllingen mens etterspørselen og prisene er høye.

Hovedårsaken til at SRMC kull ikke er signifikant i de to andre sesongene er sannsynligvis at kullkraftverk generelt leverer lite kraft til kraftmarkedet i perioder med mye tilsig, samt når fyringssesongen er over.

Prisforventning, som en dummyvariabel for forventede priser, har vist å øke tilbudet av regulerbar vannkraft i Norge ved en enhetsøkning i NOK/MWh. Variabelen er signifikant på årsbasis, i vinter- og høstsesong, og viser en økning i tilbudet med henholdsvis 3 GWh, 1,9 GWh og 3,1 GWh.

Variabelen ble inkludert i analysene i et forsøk på å gjenspeile produsentenes kraftprisforventning med tilhørende produksjonsatferd. I forkant av analysene var det forventet at en økning i denne variabelen ville resultere i redusert tilbud i inneværende uke. Forventningen var basert på at en høyere fremtidig kraftpris ville gi en høyere alternativverdi av å bruke vannet i inneværende uke, og motsatt ved lavere forventet fremtidig kraftpris. Resultatene tyder på at jeg ikke har klart å fange opp produsentenes sanne atferd i tilknytning til prisforventninger, og variabelen fungerer dermed dårlig for videre tolkning. *Prisforventning* vil følgelig ikke tillegges noe nevneverdig betydning i resterende

del av diskusjonen, da SRMC kull virker som et bedre mål på produksjonsatferden i forbindelse med prisforventninger.

Som det har fremkommet har økt ukentlig tilsig og marginalkostnader for kullkraft, hver seg, ført til et redusert vannkrafttilbud i samme uke for den analyserte tiårsperioden 2004-2013 i Norge. Motsatt har bedret hydrologisk balanse og stigende kraftpriser vist å resultere i økt tilbud. Det som har fremkommet er de partielle effektene på det regulerbare vannkrafttilbudet. I realiteten er det selvsagt interaksjonen mellom de ulike variablene tilsig, lagring av vann, kraftpriser og de marginalt økende produksjonskostnadene ved et kullkraftverk som er viktig i optimeringen av tilbudet.

7.2 Modell 2-4 – Regionalt tilbud av regulerbar vannkraft

Ettersom variablene viser samme tendenser på regionalt nivå, som på nasjonalt nivå, vil diskusjonen av de regionale modellen hovedsakelig konsentreres rundt de regionale forskjellene som oppdages, samt andre interessante funn.

Ved de regionale analysene på årlig basis har det fremkommet at omtrent samtlige av de eksogene og endogene variablene er signifikante. Kun *Modell 3 – Midt-Norge* har én variabel, *tilsig*, som ikke er signifikant. I sesonganalysene blir en rekke av variablene tidvis ikke signifikante. Dette oppleves i størst grad i *Modell 3* for Midt-Norge, og vil blant annet diskuteres inn under et eget avsnitt om forklaringskraften i modellene.

Uten sesonginndeling vises det at ved en prosent økning fra den gjennomsnittlige *kraftprisen* i de tre regionene Sør-Norge, Midt-Norge og Nord-Norge, har det ukentlige tilbudet økt med henholdsvis 8,8 GWh, 3,4 GWh og 4,5 GWh. Den gjennomsnittlige kraftprisen i Sør-Norge på 299 NOK/MWh, er en del lavere enn i den midtre og nordre regionen (322 NOK/MWh og 319 NOK/MWh). Disse prisforskjellene oppstår som følge av at overføringsnettene ikke alltid er i stand til å overføre nok elektrisk kraft til eller fra regionene. Det er naturlig at det er Sør-Norge som øker sitt tilbud mest ved en prisøkning, da regionen er preget av stor lagringskapasitet og kraftoverskudd i store deler av året. Motsatt er det naturlig at det er Midt-Norge som er minst prisfølsom, da regionen er preget av færre store vannkraftverk, lavere lagringskapasitet og kraftunderskudd. Dette er faktorer som kan gi spesielt høye vannverdier for vannkraftprodusentene i Midt-Norge. Dersom den gjennomsnittlige kraftprisen i Sør-Norge hadde økt til gjennomsnittsprisen i Midt-Norge (7,69 prosent prisøkning), ville dette ha resultert i en tilbudsøkning på 62,5 GWh fra regulerbare vannkraftverk i Sør-Norge.

På sesongnivå er det Sør-Norge som er den mest prisfølsomme regionen. I sammenligning med de to andre regionene, viser Sør-Norge størst økning i

tilbudet i de tre sesongene vinter, vår og høst. På sommertid har det imidlertid ikke eksistert en signifikant sammenheng mellom kraftprisen og vannkrafttilbudet i Sør-Norge. Midt-Norge viser ingen signifikant sammenheng mellom kraftprisen og vannkrafttilbudet i sommer, vinter og vår. Det er kun i Nord-Norge at det vises statistisk sammenheng mellom kraftpris og vannkrafttilbud i alle sesongene, for tidsperioden 2004-2013.

En prosentvis økning i kraftprisen på vinteren har avdekket at det ukentlige vannkrafttilbudet i Sør-Norge har økt med 20,7 GWh, mot 9,4 GWh i Nord-Norge. På våren er økningen nokså lik i de to regionene, med henholdsvis 1,8 GWh og 1,1 GWh økt tilbud. Tilbudet viser lite prisfølsomhet i sommersesongen. I høstsesongen fremkommer det at Nord-Norge gir lavest tilbudsøkning ved prisoppgang, noe som kan tyde på lavere ressurstilgang. Mens tilbudet økes med 0,5 GWh i Nord-Norge, øker Midt-Norge og Sør-Norge sitt tilbud med henholdsvis 2,2 GWh og 15 GWh.

I analysen uten sesonginndeling viser 1 TWh økt *hydrologisk balanse* å gi likt resultat for Midt-Norge og Nord-Norge. Tilbudsøkningen i de to regionene blir hver på 7,7 GWh, mens økningen i Sør-Norge blir på hele 34,9 GWh.

Vannkrafttilbudet i Sør-Norge og Nord-Norge har høyest følsomhet for endringer i den hydrologiske balansen på vintertid. Den ukentlige tilbudsøkningen blir på nærmere 50 GWh i Sør-Norge og 13 GWh i Nord-Norge, for 1 TWh bedret hydrologisk balanse i inneværende vinteruke. Minst tilbudsøkning vises om sommeren i de to regionene, med henholdsvis 18,3 GWh og 3 GWh økt tilbud. Midt-Norges atferdsmønster ved økt hydrologisk balanse står i kontrast til Sør-Norge og Nord-Norge, og viser høyest følsomhet om sommeren (8 GWh) og lavest om vinteren (3 GWh). Dette kan komme som følge av en lavere lagringskapasitet i regionen.

Sør-Norge tilbyr nokså høy økning i vannkraftproduksjonen ved økt hydrologisk balanse på høsten (34,3 GWh) og våren (19,8 GWh). Dette gjenspeiles ikke i de to andre regionene.

Økt *tilsig* viser også redusert vannkrafttilbud i Sør-Norge og Nord-Norge på årlig basis. Ved 1 TWh ekstra tilsig, har reduksjonen i produksjonen vært på henholdsvis 88,2 GWh og 23,8 GWh. For samme tidsinndeling fremkommer det ikke at økt tilsig har påvirket vannkrafttilbudet i Midt-Norge.

Ved sesonginndeling er det kun Sør-Norge som har et signifikant forhold mellom tilsig og vannkrafttilbudet i alle sesongene. Mens det er bevis for at tilsiget har påvirket tilbudet av regulerbar vannkraft i Nord-Norge i vår- og sommersesong, er det påvist en slik sammenheng i Midt-Norge kun i sommersesongen.

Parameterverdiene som fremkom i *kapittel 6.3* viser at en prosentvis økning i tilsiget i Sør-Norge reduserer vannkrafttilbud nokså likt i hver sesong, for (1,3-2,3 GWh). Ser man heller på konsekvensene av 1 TWh økt ukentlig tilsig i samme region (i *Tabell 10.11*), fremkommer det at tilbudet reduseres i veldig ulik grad mellom sesongene – fra 62 GWh om våren til 232 GWh på vinteren. Tilbudsreduksjonene i vårsesongen på 23,5 GWh i Midt-Norge og 43,8 GWh i Nord-Norge, er med dette betraktelig lavere enn i Sør-Norge.

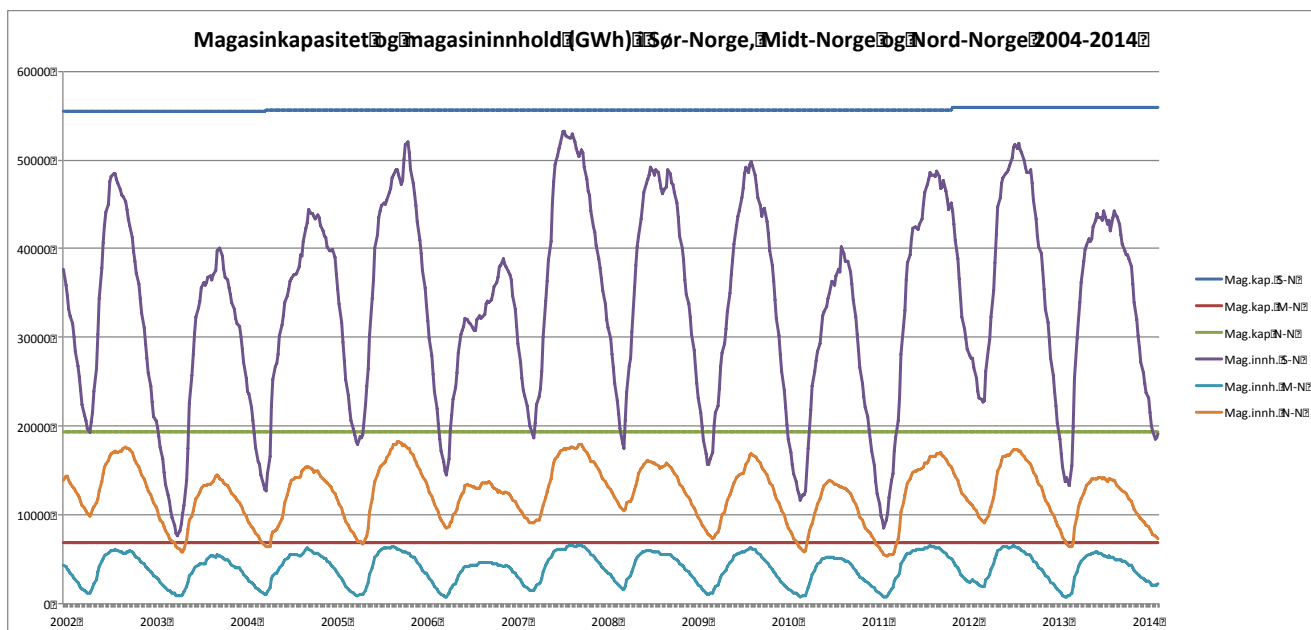
Kort oppsummert vises det at tilbudet generelt øker mye for en bedret hydrologisk balanse i Sør-Norge, mens tilbudet økes langt mindre for samme endring i Midt-Norge og Nord-Norge. Tilsvarende for 1 TWh økt tilsig, vises det at tilbudet reduseres mer i Sør-Norge enn det gjøres i den midtre og nordre regionen i Norge.

Hovedårsaken til at disse regionale forskjellene oppstår, er nok de store ulikhetene i lagringskapasitet mellom regionene. Hele 68 prosent av den samlede norske magasinkapasiteten finnes i Sør-Norge, 24 prosent i Nord-Norge, mens Midt-Norge har kun 8 prosent av den norske lagringskapasiteten. Av vannmagasindata fra NVE (2014) fremkommer det at det gjennomsnittlige magasininnholdet i Midt-Norge er på 3.989 GWh, mens tilsvarende tall for Nord-Norge er på 12.371 GWh. Sør-Norge viser mer enn åtte ganger så mye som magasininnholdet i Midt-Norge – med hele 33.399 GWh i gjennomsnittlig magasininnhold.

Dette forklarer hvorfor man ser tendenser av at Sør-Norge tilbyr mer vannkraft når kraftprisen øker, og lagrer mer av vannet ved økt tilsig. Midt-Norge har minst lagringskapasitet og reguleringsgrad, og det blir dermed naturlig at regionen er den som tilpasser tilbudet minst ved endringer i kraftpriser, hydrologisk balanse og tilsig. Det kan tyde på at det er den lave reguleringsgraden i Midt-Norge som gjør at økt hydrologisk balanse gir størst tilbudsøkning på sommeren, fremfor på vinteren som det fremkommer i Sør-Norge og Nord-Norge. Etter snøsmeltingen er magasinene gjerne såpass fulle, at ved en ytterligere økning i den hydrologiske balansen/magasinfyllingen, vil Midt-Norge i mindre grad, enn sine nabo-regioner, kunne lagre dette mot kalde høst- og vinterdager. I slike tilfeller vil Midt-Norge bli avhengig av import, noe som gir opphav til at det observeres høyere gjennomsnittlige kraftpriser for regionen.

En annen grunn til at det fremkommer nokså lav følsomhet for hydrologisk balanse i Midt-Norge om vinteren er, som nevnt i *kapittel 7.2* at den bedrede hydrologiske balansen skjer i form av økte snømagasiner. Dersom Midt-Norge går mot tomme magasiner, vil ikke økt nedbør i form av snø nødvendigvis øke produksjonen.

Figur 7.3 illustrerer de store forskjellene i lagringskapasitet og svingningene i magasininnhold mellom de tre regionene.



Figur 7.3 – Magasinkapasitet og magasininnhold i GWh i regionene Sør-Norge (S-N), Midt-Norge (M-N) og Nord-Norge (N-N) i årene 2002-2014.

Økt temperatur medfører redusert tilbud i samtlige regioner på årlig basis. Gjennomsnittsverdiene til de befolkningsveide temperaturessene er forholdsvis like i Sør-Norge og Midt-Norge (6,5 og 6,3°C), men medfører svært forskjellige reduksjoner i tilbudet. Reduksjonen i Midt-Norge er på 3,6 GWh, mens den er på hele 20 GWh i Sør-Norge. En gradsøkning fra 4,4°C i Nord-Norge reduserer det ukentlige vannkrafttilbudet med 6,1 GWh.

Begrunnelsen for hvorfor tilbudsreduksjonen av en temperaturøkning i de tre regionene er så forskjellig, kommer av befolkningstettheten i hver region. Sør-Norge hadde per 31.12.2013 76,8 prosent av Norges befolkning, Midt-Norge hadde 13,7 prosent og Nord-Norge 9,4 prosent (SSB 2014). Det temperaturrelaterte elektrisitetsforbruket reduseres følgelig mer i den befolkningstunge regionen, Sør-Norge, ved en temperaturoppgang.

Det er imidlertid ikke påvist en signifikant sammenheng mellom temperatur og vannkrafttilbudet på vinteren i Sør-Norge og Nord-Norge. Temperaturøkning i høstsesongen viser størst utslag i endret krafttilbud i alle tre regionene, og understøtter at forbruket blant annet endres i takt med temperaturen.

På årsbasis viser en prosentvis økning i de kortsiktige marginalkostnadene i kullkraftverk å ha redusert vannkrafttilbudet i samtlige regioner. Følsomheten for SRMC kull er høyest i Sør-Norge, som reduserer sitt tilbud med 4,1 GWh.

Nord-Norge reduserer tilbudet med 2,9, mens Midt-Norge reduserer tilbudet minst, med 2 GWh.

På vinteren og høsten i Sør-Norge reduseres tilbudet noe over 7 GWh for økte marginalkostnader for kullkraft. Det er ikke påvist noe forhold mellom vannkraftproduksjonen og SRMC kull i vår- og sommersesongen i Sør-Norge og Midt-Norge. Dette kan, som nevnt i *kapittel 7.1*, skyldes at kullkraftverk generelt leverer lite kraft til kraftmarkedet i disse to mildere årssesongene.

Selv om SRMC kull vises signifikant i Midt-Norge uten sesonginndeling, eksisterer det ikke noe statistisk bevis for at SRMC kull har endret tilbudet i regionene på sesongbasis. Regionen har, som tidligere nevnt, flere sesonger hvor det heller ikke kan påvises et direkte forhold til kraftprisen. Ifølge mine modeller, kan det virke som om vannkrafttilbudet i Midt-Norge påvirkes mer av lokale forhold som klima og hydrologi, enn av de ulike prisvariablene.

Vannkrafttilbudet i Nord-Norge påvirkes av SRMC kull i alle sesonger, men her oppstår et resultat som ikke observeres i noen av de andre regionene eller sesongene. I høstsesongen vises nemlig en økt produksjon på 1,2 GWh ved én prosent økning i SRMC kull. Resultater samsvarer med det jeg hadde forventet i forkant av analysene. En årsak til dette kan være at de økte marginalkostnadene for kullkraft resulterer i økte kraftpriser som er høyere enn vannverdiene for flere produsenter i Nord-Norge. Da vil flere produsenter ønske å produsere i samme uke, og øker tilbudet.

7.4 Avsluttende bemerkninger

7.4.1 Forklaringskraft

Som det fremkom i *kapittel 6.1* viser modellen for samlet regulerbar vannkraftproduksjon i Norge en sterk forklaringsgrad. Forklaringskraften har imidlertid vist seg å variere i stor grad – både mellom de analyserte regioner og sesonger.

Regresjonen for sommersesongen i de fire modellene har vist å forklares i mindre grad enn de andre sesongene. Dette tyder på at det er finnes forklaringsvariabler for vannkrafttilbudet i sommersesongen, som jeg ikke har klart å fange opp med min modell. Sommersesongen er preget av ferie og at store og mellomstore vannkraftprodusenter har mange ferievikarer. Dette kan potensielt medføre en avvikende produksjonsatferd for vannkraftprodusentene, enn i resten av året. En annen grunn til at sommeren har redusert forklaring, kan være at temperaturen ikke lenger fanger opp forbrukselementet. Dersom jeg hadde inkludert det faktiske forbruket – i både husholdninger og kraftintensiv industri, ville nok regresjonsmodellene hatt en bedre forklaringsgrad.

Det er spesielt *Modell 3* for Midt-Norge som viser en lav forklaringskraft gjennom flere av sesongene. Med en variasjon fra 30 prosent forklaringsgrad om sommeren til 59 prosent om våren, fremkommer det at det også her er utelatt noen viktige forklaringsvariabler. Variasjonen i forklaringsgraden i regresjonsmodellene for de tre regionen bidrar til å bekrefte at det eksisterer store regionale forskjeller i forklaringen av det regulerbar vannkrafttilbudet.

7.4.2 Styrker og svakheter i analysen

Som følge av at det eksisterer autokorrelasjon i sesonganalysene, er det knyttet noe usikkerhet til sesongestimatene. Resultatene må derav tolkes med noe varsomhet. I tillegg har noen av 2SLS-regresjonene, som tidligere påpekt, noe svake instrumenter. Det er likevel grunn til å tro at resultatene, i akseptabel grad, indikerer hvilke av variablene som er signifikante til de ulike tider.

Ved videre arbeid med en problemstilling som i denne oppgaven, kunne det dermed ha vært fornuftig å inkludere variabler for tidsetterslep og dermed korrigere for autokorrelasjon, samt å estimere 2SLS-regresjonen med sterkere instrument. Et godt instrumentvalg kan være tidkrevende og vanskelig arbeid, og det er derfor knyttet en betydelig arbeidsmengde til dette.

I tillegg kunne det vært interessant å ha analysert de samme variablene med finere tidsoppløsning. Ved bruk av ukesdata vil man utjevne en del endringer i variablene, som da blir vanskelig å oppdage. Ved finere tidsoppløsning vil man dessuten kunne ta hensyn til mer av den kortsiktige produksjonskapasiteten i vannkraftsystemet.

For variabler som den hydrologiske balansen – som viser seg å ha vært negativ i store deler av den analyserte tidsperioden, kunne det vært interessant å enten ha utelukket de mest ekstreme observasjonene, eller å ha delt den opp i de forskjellige variablene som inngår i den hydrologiske balansen. I så måte er det spesielt magasinutfyllingen som er det interessante.

Som det er nevnt i forrige delkapittel, virker det også som flere viktige forklaringsvariabler er utelatt av regresjonsmodellen. – Da spesielt på sommertid og i Midt-Norge.

Analysene som er gjennomført i denne oppgaven kan være interessante for en rekke grunner og aktører. Resultatene kan være interessante for eksempelvis norske vannkraftaktører, utdanningsinstitusjoner, i videre forskning og i utvikling av virkemiddelbruk. Resultatene kan også brukes inn i deterministiske modeller som Balmorel, for å gi et bedre grunnlag av det norske vannkraftsystemet. Modeller som Balmorel, har styrken av å kunne analysere elektrisitet- og varmemarkedet på regionalt, nasjonalt og internasjonalt nivå. Følgelig kan analyser som i denne oppgaven, bidra til å estimere forventninger til det "nye", fremtidige energisystemet.

8. Konklusjon

For å besvare de problemstillingene som er reist i denne masteroppgaven har det vist seg hensiktsmessig å ta utgangspunkt i de variablene som inngår i vannverdiberegninger. Det har fremkommet at samtlige av variablene tilsig, temperatur, hydrologisk balanse, kortsiktige marginalkostnader for kullkraft og kraftpriser har hatt en signifikant påvirkning på vannkrafttilbudet i Norge i den analyserte tidsperioden, 2004-2013, og at de på årlig basis forklarer tilbudsatferden godt. Hvor mye de har påvirket det regulerbare vannkrafttilbudet har imidlertid variert mellom regioner og sesonger.

I analysene som gjelder den samlede regulerbare vannkraften i Norge på årlig basis, har det fremkommet av én prosent økning i den gjennomsnittlige kraftprisen har økt det ukentlige vannkrafttilbudet med 16,7 GWh. Tilbudet er også påvist å avhenge sterkt av den hydrologiske balansen, hvor 1 TWh bedret balanse har resultert i 52 GWh økt vannkrafttilbud i samme uke. Tilbudsendringene som følge av endringer i pris og den hydrologiske balansen har vist seg mest følsomme på høsten. Økt tilsig har redusert vannkrafttilbudet i den uken det økte tilsiget har inntruffet. Reduksjonen har ved årlig estimering vært på så mye som 100 GWh for 1 TWh økt tilsig. Tilsigets påvirkning på tilbudet varierer mye mellom de ulike sesongene, og selv om det er vintersesongen som får den største reduksjonen ved 1 TWh økt tilsig, er det tilbudet i sommersesongen som vises å reduseres mest for én prosentvis økning i det sesongrelaterte gjennomsnittet av tilsigsvariabelen. Økte kortsiktige marginalkostnader for kullkraft har resultert i et redusert vannkrafttilbud. Det kan tyde på at en økning i SRMC kull indikerer en forventning om høyere fremtidige kraftpriser, og produsentene sparer følgelig på vannet. Økte temperaturer har også vist å redusere vannkrafttilbudet – med nærmere 23 GWh for den inneværende uke.

Forskjellene som avdekkes i det regionale vannkrafttilbudet ser ut til å ha en klar sammenheng med lagringskapasiteten og reguleringsgraden i hver region. Det fremkommer at Sør-Norge er den mest prisfølsomme regionen, og at tilbudet generelt øker mye for en bedret hydrologisk balanse i Sør-Norge, mens det økes langt mindre for samme endring i Midt-Norge og Nord-Norge. Tilsvarende for 1 TWh økt tilsig, vises det at tilbudet reduseres mer i Sør-Norge enn det gjør i den midtre og nordre regionen i Norge. Økte kortsiktige marginalkostnader for kullkraft reduserer vannkrafttilbudet i samtlige regioner på årsbasis, hvor Sør-Norge på nytt vises å endre tilbudet sitt mest. Temperaturendringer gir størst utfall i vannkrafttilbudet i den befolkningstunge regionen, Sør-Norge.

9. Litteraturliste

- Benoit, Kenneth. 2011. *Linear Regression Models with Logarithmic Transformation*. London: London School of Economics, Methodology Institute.
- Bye, Torstein, Annegrete Bruvoll og Finn Roar Aune. 2008. "Inflow Shortages in Deregulated Power Markets – Reason for Concern?" *Energy Economics* 30: 1693-1711.
- Bye, Torstein og Erik Fjærli. 2003. *Dagens skattesystem i kraftsektoren – finnes det bedre alternativer?* Rapport 2003/3. Oslo-Kongsvinger: Statistisk sentralbyrå. Hentet 10.april 2014.
http://www.ssb.no/a/publikasjoner/pdf/rapp_200303/rapp_200303.pdf
- Bye, Torstein og Petter Vegard Hansen. 2008. "How do Spot Prices Affect Aggregate Electricity Demand?" Discussion Papers No. 527. Statistisk sentralbyrå. Hentet 12.mars 2014.
<http://www.ssb.no/a/publikasjoner/pdf/DP/dp527.pdf>
- Bye, Torstein og Einar Hope. 2005. "Deregulation of Electricity Markets – The Norwegian Experience." Discussion Papers No. 433. Statistisk sentralbyrå. Hentet 12.mars 2014.
- Cornell Statistical Consulting Unit. 2012. "Interpreting Coefficients in Regression with Log-Transformed Variables." Cornell University.
- eKlima. 2014. "Stasjoner." Hentet 19.april 2014.
http://sharki.oslo.dnmi.no/portal/page?_pageid=73.39035.73_39161&_dad=portal&_schema=PORTAL
- eKlima. 2014. "Døgn." Hentet 13.april 2014.
http://sharki.oslo.dnmi.no/portal/page?_pageid=73.39035.73_39057&_dad=portal&_schema=PORTAL
- Fosso, Olav B., Anders Gjelsvik, Arne Haugstad, Birger Mo og Ivar Wangensteen. 1999. "Generation scheduling in a deregulated system. The Norwegian case." *IEEE Transactions on Power Systems* 14 (1): 75-81.
- Førsund, Finn R. 2007. *Hydropower Economics*. New York: Springer Science+Business Media.
- Goldberger, Arthur S. 1964. *Econometric Theory*. New York: Wiley.
- Gujarati, Damodar N. og Dawn C. Porter. 2009. *Basic Econometrics*. New York: McGraw-Hill Companies, Inc.
- Gujarati, Damodar N. og Dawn C. Porter. 2010. *Essentials of Econometrics*. New York: McGraw-Hill Companies, Inc.
- Johnsen, Tor Arnt og Cecilie Lindh. 2001. "Økende knapphet i kraftmarkedet: Vil prisoppgang påvirke forbruket?" *Økonomiske analyser* 6/2001: 25-32. Hentet

- 11.mars 2014. <http://www.ssb.no/nasjonalregnskap-og-konjunkturer/oa/6-2001>
- Katchova, Ani. 2013. "Instrumental Variables." Econometrics Academy. Hentet 15.april 2014
<https://docs.google.com/file/d/0BwogTI8d6EEiMjRoUG1EdGlic1k/edit>
- LVK. 2008. "Norsk vannkraftproduksjon – nøkkeltall." Hentet 13.april 2014.
<http://www.lundogco.no/no/LVK/Fagomrader/Vannkraftproduksjon/Nokkelta-ll---Oversikt-over-konsesjonssystemet-for-vannkraftproduksjon/>
- Midtbø, Tor. 2012. *STATA. En entusiastisk innføring*. Oslo: Universitetsforlaget AS.
- Moderniseringsdepartementet. 2004. *Om konkurransepolitikken*. St.meld. nr. 15. (2004-2005). Oslo: Moderniseringsdepartementet. Hentet 18.april 2014.
<http://www.regjeringen.no/Rpub/STM/20042005/015/PDFS/STM20042005015000DDDPDFS.pdf>
- Nord Pool Spot. 2014. <ftp://student:transparent@ftp.nordpoolspot.com> Hentet 31.januar 2014.
- Nord Pool. 2014. "Producers." Hentet 11.mars 2014.
<http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/The-market-members/Producers/>
- Nord Pool Spot. 2014. "Trading and services." Hentet 11.april 2014.
<http://www.nordpoolspot.com/TAS/>
- Norges Bank. 2014. "Valutakurser." Hentet 27.april 2014. <http://www.norges-bank.no/no/prisstabilitet/valutakurser/>
- Norges vassdrags- og energidirektorat. 2011. *Energistatus*. Oslo: NVE. Hentet 17.april 2014.
<http://webby.nve.no/publikasjoner/diverse/2011/energistatus2011.pdf>
- Norges vassdrags- og energidirektorat. 2014. "Fyllingsgrad magasiner elspotområder." Hentet 12.mai 2014.
<http://vannmagasinfylling.nve.no/Default.aspx?ViewType=AllYearsTable&Omr=EL>
- Norges vassdrags- og energidirektorat. 2009. "HBV-modellen." Hentet 11.april 2014. <http://www.nve.no/no/Vann-og-vassdrag/Hydrologi/Analysemetoder-og-modeller/HBV-modellen/>
- Norges vassdrags- og energidirektorat. 2013. "Vannkraft." Hentet 17.febr. 2014.
<http://www.nve.no/no/Energi1/Fornybar-energi/Vannkraft/>
- O'Brien, Robert M. 2007. "A caution regarding rules of thumb for variance inflation factors." *Quality & Quantity: International Journal of Methodology*, Vol 41(5): 673-690.

Oliveira, P., S. McKee og C. Coles. 1993. "Optimal scheduling of a hydro thermal power generation system." *European Journal of Operational Research* 71 (3): 334-340.

Olje- og energidepartementet. 2012. *Energiutredningen – verdiskaping, forsyningssikkerhet og miljø*. NOU 2012: 9. Oslo: Olje- og energidepartementet.

Hentet 9.april 2014.

<http://www.regjeringen.no/pages/37306204/PDFS/NOU201220120009000DDDPDFS.pdf>

Sintef Energiforskning "VANSIMTAP – Dokumentasjon Brukerveiledning." (referert i Wethelund 2007, 28).

Staiger, D. & Stock, J. (1997) "Instrumental Variables Regression with Weak Instruments." *Econometrica*, 65(3), 557-586.

Stata. 2013. "Negative and missing R-squared for 2SLS/IV." Hentet 7.mai 2014. .

<http://www.stata.com/support/faqs/statistics/two-stage-least-squares/>

Stata. 2014. "Regressions with Newey-West standard errors." Hentet 3.mai 2014.

<http://www.stata.com/manuals13/tsnewey.pdf>

Statistisk sentralbyrå. 2014. "Befolkning. Folketall." Hentet 19.april 2014.

<https://www.ssb.no/statistikkbanken>

Statnett. 2013. "Hva bygger vi hvor?" Hentet 29.april 2014.

<http://www.statnett.no/Samfunnsoppdrag/vart-samfunnsoppdrag/Neste-generasjon-sentralnett/Hva-bygger-vi-hvor/>

Statnett. 2014. "Prisområder historisk (elspot)." Hentet 10.mars 2014.

<http://www.statnett.no/Drift-og-marked/Kraftmarkedet/Prisomrader-historisk-elspot/>

Stock, J.H. og M.M Watson. 2012. *Introduction to Econometrics*. Boston: Pearson Publishing.

Stock, James H., Jonathan H. Wright og Motohiro Yogo. 2002. "A Survey of Weak Instruments and Weak Identification in Generalized Method of Moments."

Journal of Business & Economic Statistics 20(4): 518-529 DOI

10.1198/073500102288618658

The World Bank. 2014. "Electricity production from hydroelectric sources (% of total)." Hentet 17.febr. 2014.

<http://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.HYRO.ZS?page=2>

Thomson Reuters Point Carbon. 2014. "CSTARAMA.csv." Tilsendt av Torjus Bolkesjø 26.februar 2014.

Thomson Reuters Point Carbon. 2014. "HydroProd Reg og Ureg Norge tilbake til 2004.xlsx." Tilsendt av Bjørn Sønju-Moltzau 13.mars 2014.

- Thomson Reuters Point Carbon. 2014. "KeyfigNorway.xls." Tilsendt av Torjus Bolkesjø 16.januar 2014.
- Thomson Reuters Point Carbon. 2014. "Plants with reg degree franche.xlsx." Tilsendt av Bjørn Sønju-Moltzau 13.mars 2014.
- Thomson Reuters Point Carbon. 2014. "Prices 2010-today.csv." Tilsendt av Torjus Bolkesjø 28. februar 2014.
- Thomson Reuters Point Carbon. 2014. "SRMC kullpris 2007 til 2017.xlsx." Tilsendt av Bjørn Sønju-Moltzau 18.mars 2014.
- Thomson Reuters Point Carbon. 2014. "Tyske spotpriser 2006-2011.xlsx." Tilsendt av Torjus Bolkesjø 28. februar 2014.
- Thomson Reuters Point Carbon. 2014. "Weekly Production by Area MWh.xlsx." Tilsendt av Bjørn Sønju-Moltzau 24.mars 2014.
- Wangensteen, Ivar. 2007. *Power System Economics – the Nordic Electricity Market*. Trondheim: Tapir Academic Press.
- Watts, David og Hugh Rudnick. 2002. "Market Power and Competition in a Hydrothermal system." *PowerCon 2002. International Conference on Power System Technology. Proceedings 4*: 1360-1365. China: Yunnan Science & Technology Press.
- Wethelund, Tord. 2007. "Svært anstrengte kraftsituasjoner." Masteroppgave, Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet. Hentet 8.april 2014.
<http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:350536/FULLTEXT01.pdf>
- White, Halbert. 1980. "A Heteroskedasticity-Consistent Covariance Matrix Estimator and a Direct Test for Heteroskedasticity." *Econometrica*, 48(4): 817-838.
- Yamano, Takashi. 2014. "Lecture Notes on Advanced Econometrics." Hentet 2. mai 2014.
<http://www3.grips.ac.jp/~yamanota/Lecture%20Note%208%20to%2010%202SLS%20&%20others.pdf>
- Ziliak, S.T. og D.N. McCloskey. 2004. "Size matters. The standard error of regressions in the American Economic Review." *Journal of Socio-Economics* (33), 527-546.

Vedlegg

Vedlegg 1 – Deskriptiv statistikk

Tabell 10.1 – Deskriptiv statistikk for forklaringsfaktorer på årlig basis

Variabel	Ant. Obs.	Gjennomsnitt	Standardavvik	Min.	Maks.
Tot.Reg.VK(Norge)(TWh)	522	2,22	0,64	0,70	3,89
Tot.Reg.VK(Sør-Norge)(TWh)	522	1,59	0,47	0,56	2,80
Tot.Reg.VK(TWh)(Midt-Norge)(TWh)	522	0,26	0,08	0,04	0,45
Tot.Reg.VK(TWh)(Nord-Norge)(TWh)	522	0,37	0,12	0,11	0,65
Kraftpris(Norge)(NOK/MWh)	522	304,94	109,25	59,75	857,16
Kraftpris(Sør-Norge)(NOK/MWh)	522	299,09	108,99	30,05	669,01
Kraftpris(Midt-Norge)(NOK/MWh)	522	321,75	122,38	58,44	1403,76
Kraftpris(Nord-Norge)(NOK/MWh)	522	319,42	118,62	58,44	1337,37
ln(Kraftpris)Norge	522	5,65	0,38	4,09	6,75
ln(Kraftpris)Sør-Norge	522	5,62	0,43	3,40	6,51
ln(Kraftpris)Midt-Norge	522	5,71	0,35	4,07	7,25
ln(Kraftpris)Nord-Norge	522	5,71	0,35	4,07	7,20
SRMCkull(NOK/MWh)	522	309,35	85,21	196,51	635,26
ln(SRMCkull)	522	5,70	0,26	5,28	6,45
Tysk(kraftpris)(NOK/MWh)	522	307,58	177,95	-7,62	1103,52
ln(Tysk(kraftpris)	429	5,88	0,28	5,18	7,01
Prisforventning(Norge)(NOK/MWh)	522	-0,37	62,73	-427,54	227,84
Prisforventning(Sør-Norge)(NOK/MWh)	522	-0,37	61,54	-248,77	240,53
Prisforventning(Midt-Norge)(NOK/MWh)	522	-0,36	78,92	-954,90	313,59
Prisforventning(Nord-Norge)(NOK/MWh)	522	-0,36	75,70	-907,95	303,82
Temperatur(Norge)	522	6,22	7,07	-13,61	20,04
Temperatur(Sør-Norge)	522	6,45	7,35	-14,79	21,33
Temperatur(Midt-Norge)	522	6,26	6,47	-12,92	20,54
Temperatur(Nord-Norge)	522	4,38	6,32	-9,75	19,59
Hydrologisk(balanse)(Norge)(TWh)	522	-5,14	11,47	-33,39	16,68
Tilsig(Norge)(TWh)	522	2,52	1,96	0,18	11,11
Tilsig(Sør-Norge)(TWh)	522	1,87	1,48	0,13	8,71
Tilsig(Midt-Norge)(TWh)	522	0,25	0,22	0,01	1,23
Tilsig(Nord-Norge)(TWh)	522	0,40	0,36	0,03	1,93

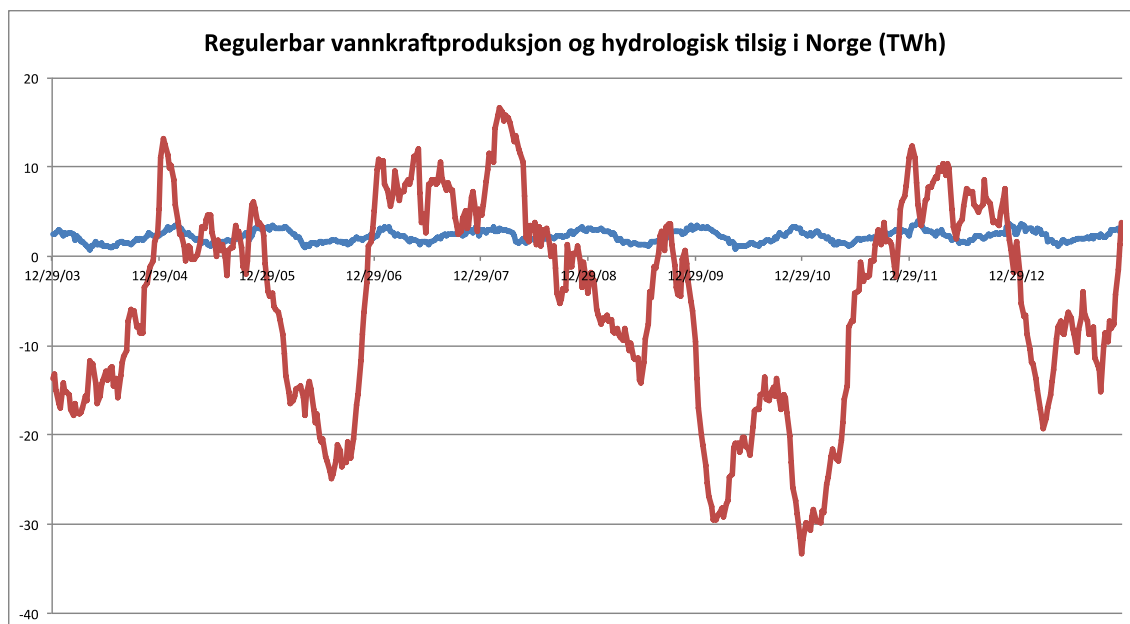
Tabell 10.2 – Deskriptiv statistikk for forklaringsvariabler på sesongbasis (1)

Variabel	Ant.Obs.	Gjennomsnitt	Standardavvik	Min.	Maks.
Tot.Reg.Ø/KØNorgeØvinter	129	2,86	0,39	1,88	3,89
Tot.Reg.Ø/KØNorgeØvår	132	1,69	0,44	0,70	2,92
Tot.Reg.Ø/KØNorgeØsommer	130	1,78	0,33	0,92	2,51
Tot.Reg.Ø/KØNorgeØhøst	131	2,56	0,46	1,31	3,65
Tot.Reg.Ø/KØSør-NorgeØvinter	129	2,06	0,29	1,31	2,80
Tot.Reg.Ø/KØSør-NorgeØvår	132	1,22	0,32	0,56	2,11
Tot.Reg.Ø/KØSør-NorgeØsommer	130	1,25	0,25	0,65	1,78
Tot.Reg.Ø/KØSør-NorgeØhøst	131	1,82	0,33	0,88	2,63
Tot.Reg.Ø/KØMidt-NorgeØvinter	129	0,33	0,06	0,19	0,45
Tot.Reg.Ø/KØMidt-NorgeØvår	132	0,19	0,06	0,04	0,36
Tot.Reg.Ø/KØMidt-NorgeØsommer	130	0,22	0,05	0,11	0,36
Tot.Reg.Ø/KØMidt-NorgeØhøst	131	0,30	0,06	0,18	0,41
Tot.Reg.Ø/KØNord-NorgeØvinter	129	0,47	0,08	0,29	0,64
Tot.Reg.Ø/KØNord-NorgeØvår	132	0,27	0,08	0,11	0,53
Tot.Reg.Ø/KØNord-NorgeØsommer	130	0,31	0,07	0,15	0,51
Tot.Reg.Ø/KØNord-NorgeØhøst	131	0,44	0,09	0,25	0,65
HydrologiskbalanseØNorgeØ(TWh)Øvinter	129	-5,74	14,14	-31,67	16,68
HydrologiskbalanseØNorgeØ(TWh)Øvår	132	-6,66	11,95	-29,19	15,41
HydrologiskbalanseØNorgeØ(TWh)Øsommer	130	-4,86	9,92	-24,98	10,48
HydrologiskbalanseØNorgeØ(TWh)Øhøst	131	-3,29	9,10	-33,39	10,99
TemperaturØNorgeØvinter	129	-1,35	3,46	-13,61	5,92
TemperaturØNorgeØvår	132	9,69	4,03	0,55	18,92
TemperaturØNorgeØsommer	130	14,03	2,71	7,39	20,04
TemperaturØNorgeØhøst	131	2,42	4,50	-11,65	10,59
TemperaturØSør-NorgeØvinter	129	-1,40	3,75	-14,79	6,72
TemperaturØSør-NorgeØvår	132	10,16	4,14	1,09	19,81
TemperaturØSør-NorgeØsommer	130	14,45	2,81	7,59	21,33
TemperaturØSør-NorgeØhøst	131	2,49	4,75	-12,33	11,22
TemperaturØMidt-NorgeØvinter	129	-0,34	3,32	-12,92	5,23
TemperaturØMidt-NorgeØvår	132	9,12	3,93	-0,52	18,76
TemperaturØMidt-NorgeØsommer	130	13,44	2,83	6,91	20,54
TemperaturØMidt-NorgeØhøst	131	2,76	4,27	-11,83	11,11
TemperaturØNord-NorgeØvinter	129	-2,44	2,84	-9,75	4,36
TemperaturØNord-NorgeØvår	132	6,87	4,14	-2,75	17,60
TemperaturØNord-NorgeØsommer	130	11,58	2,84	5,34	19,59
TemperaturØNord-NorgeØhøst	131	1,43	3,75	-8,02	10,41
TilsigØNorgeØ(TWh)Øvinter	129	0,70	0,46	0,18	2,36
TilsigØNorgeØ(TWh)Øsommer	132	4,18	2,35	0,18	11,11
TilsigØNorgeØ(TWh)Øhøst	130	3,32	1,20	1,18	7,88
TilsigØNorgeØ(TWh)Øhøst	131	1,86	1,00	0,32	5,72
TilsigØSør-NorgeØ(TWh)Øvinter	129	0,55	0,39	0,14	2,16
TilsigØSør-NorgeØ(TWh)Øvår	132	3,10	1,75	0,13	8,71
TilsigØSør-NorgeØ(TWh)Øsommer	130	2,40	0,98	0,70	6,12
TilsigØSør-NorgeØ(TWh)Øhøst	131	1,42	0,87	0,24	5,29
TilsigØMidt-NorgeØ(TWh)Øvinter	129	0,08	0,10	0,01	0,71
TilsigØMidt-NorgeØ(TWh)Øvår	132	0,45	0,25	0,01	1,23
TilsigØMidt-NorgeØ(TWh)Øsommer	130	0,33	0,16	0,10	0,94
TilsigØMidt-NorgeØ(TWh)Øhøst	131	0,16	0,09	0,03	0,52
TilsigØNord-NorgeØ(TWh)Øvinter	129	0,08	0,05	0,03	0,34
TilsigØNord-NorgeØ(TWh)Øvår	132	0,63	0,45	0,03	1,93
TilsigØNord-NorgeØ(TWh)Øsommer	130	0,58	0,28	0,15	1,46
TilsigØNord-NorgeØ(TWh)Øhøst	131	0,29	0,21	0,05	1,05

Tabell 10.3 – Deskriptiv statistikk for forklaringsvariabler på sesongbasis (2)

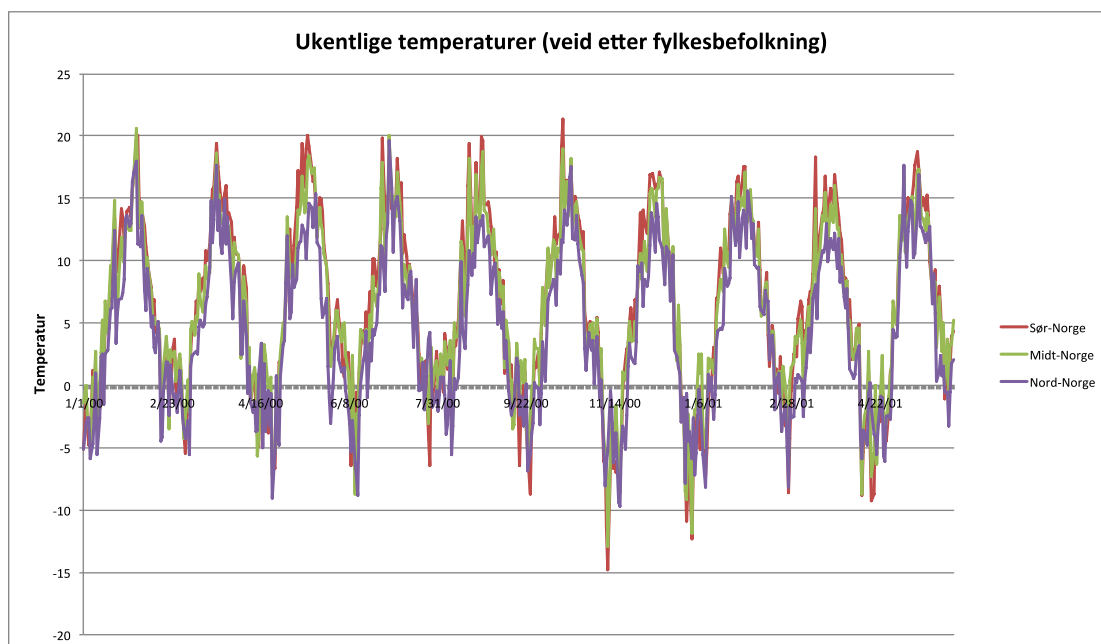
Variabel	Ant. Obs.	Gjennomsnitt	Standardavvik	Min.	Maks.
KraftprisNorgeNOK/MWh)vinter	129	328,31	116,68	180,34	857,16
KraftprisNorgeNOK/MWh)vår	132	281,34	79,13	117,19	453,41
KraftprisNorgeNOK/MWh)sommer	130	281,94	122,74	59,75	616,27
KraftprisNorgeNOK/MWh)høst	131	328,54	104,75	63,07	685,17
KraftprisSør-NorgeNOK/MWh)vinter	129	323,43	108,40	180,34	649,95
KraftprisSør-NorgeNOK/MWh)vår	132	275,41	86,41	78,98	452,80
KraftprisSør-NorgeNOK/MWh)sommer	130	273,08	126,45	30,05	615,40
KraftprisSør-NorgeNOK/MWh)høst	131	324,77	100,74	48,69	669,01
KraftprisMidt-NorgeNOK/MWh)vinter	129	342,66	152,49	180,34	1403,76
KraftprisMidt-NorgeNOK/MWh)vår	132	298,01	79,50	163,99	482,39
KraftprisMidt-NorgeNOK/MWh)sommer	130	307,12	122,54	58,44	629,19
KraftprisMidt-NorgeNOK/MWh)vinter	131	339,58	119,66	100,09	813,56
KraftprisNord-NorgeNOK/MWh)vår	129	339,98	147,40	180,34	1337,37
KraftprisNord-NorgeNOK/MWh)sommer	132	297,84	78,53	163,99	472,35
KraftprisNord-NorgeNOK/MWh)høst	130	302,81	115,76	58,44	618,88
KraftprisNord-NorgeNOK/MWh)høst	131	337,41	118,29	100,09	813,56
PrisforventningNorgeNOK/MWh)vinter	129	-13,50	64,71	-427,54	151,74
PrisforventningNorgeNOK/MWh)vår	132	-8,01	49,33	-108,90	131,92
PrisforventningNorgeNOK/MWh)sommer	130	15,37	60,81	-145,29	156,64
PrisforventningNorgeNOK/MWh)høst	131	4,65	70,89	-244,78	227,84
PrisforventningSør-NorgeNOK/MWh)vinter	129	-12,37	54,93	-242,64	113,91
PrisforventningSør-NorgeNOK/MWh)vår	132	-9,66	53,59	-132,64	174,85
PrisforventningSør-NorgeNOK/MWh)sommer	130	16,79	65,57	-154,47	174,03
PrisforventningSør-NorgeNOK/MWh)høst	131	3,77	67,13	-248,77	240,53
PrisforventningMidt-NorgeNOK/MWh)vinter	129	-15,62	107,03	-954,90	261,35
PrisforventningMidt-NorgeNOK/MWh)vår	132	-3,94	48,52	-104,04	208,48
PrisforventningMidt-NorgeNOK/MWh)sommer	130	11,67	55,31	-116,96	133,49
PrisforventningMidt-NorgeNOK/MWh)høst	131	6,32	88,55	-243,30	313,59
PrisforventningNord-NorgeNOK/MWh)vinter	129	-15,39	101,97	-907,95	237,27
PrisforventningNord-NorgeNOK/MWh)vår	132	-4,88	42,49	-105,51	127,82
PrisforventningNord-NorgeNOK/MWh)sommer	130	11,30	53,25	-114,74	130,76
PrisforventningNord-NorgeNOK/MWh)høst	131	7,42	87,49	-243,31	303,82
SRMCkullNOK/MWh)vinter	129	305,21	78,89	197,53	462,02
SRMCkullNOK/MWh)vår	132	308,39	91,33	196,51	572,10
SRMCkullNOK/MWh)sommer	130	318,40	100,35	198,94	635,26
SRMCkullNOK/MWh)høst	131	305,39	66,76	208,11	528,62
Tysk kraftprisNOK/MWh)vinter	129	300,95	176,29	0,00	626,34
Tysk kraftprisNOK/MWh)vår	132	268,22	160,95	0,00	622,28
Tysk kraftprisNOK/MWh)sommer	130	295,86	188,44	0,00	1103,52
Tysk kraftprisNOK/MWh)høst	131	365,40	172,75	-7,62	830,34

Vedlegg 2 – Utviklingen i naturgitte variabler



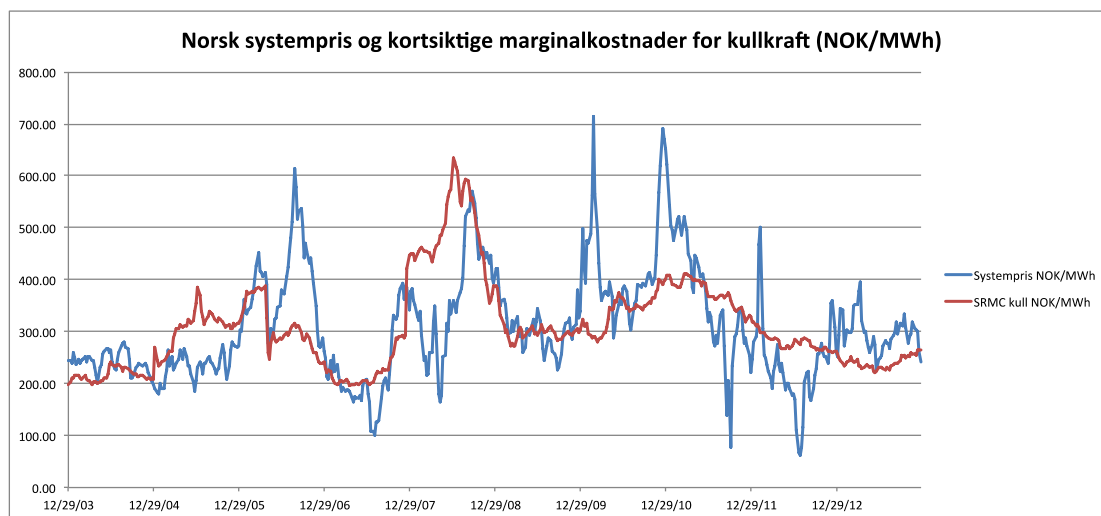
Figur 10.1 – Utvikling i den samlede regulerbare vannkraftproduksjonen og den hydrologiske balansen i Norge i 2004-2013 (TWh)

Ukentlig total regulerbar vannkraftproduksjon i Norge i blått.
Ukentlig hydrologisk balanse i Norge i rødt.

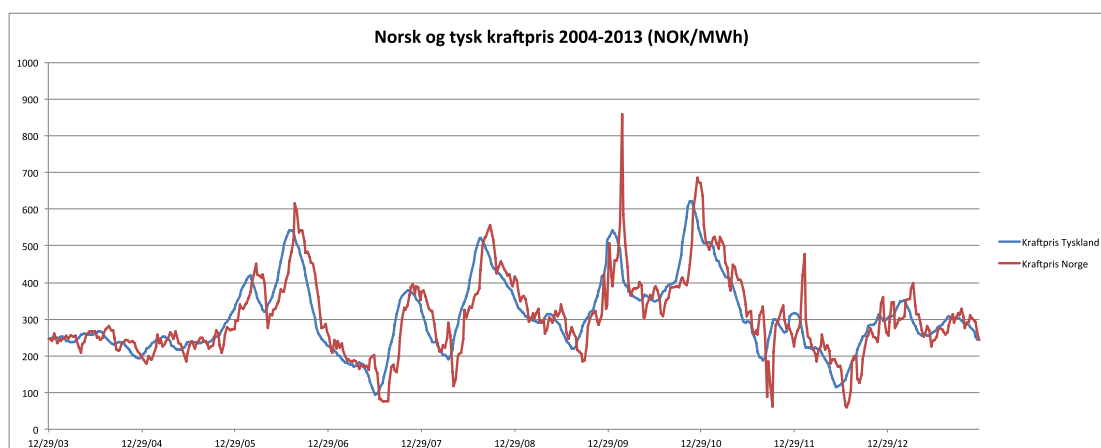


Figur 10.2 – Utvikling i veide gjennomsnittstemperaturer på regionalt nivå i 2004-2013 (TWh)

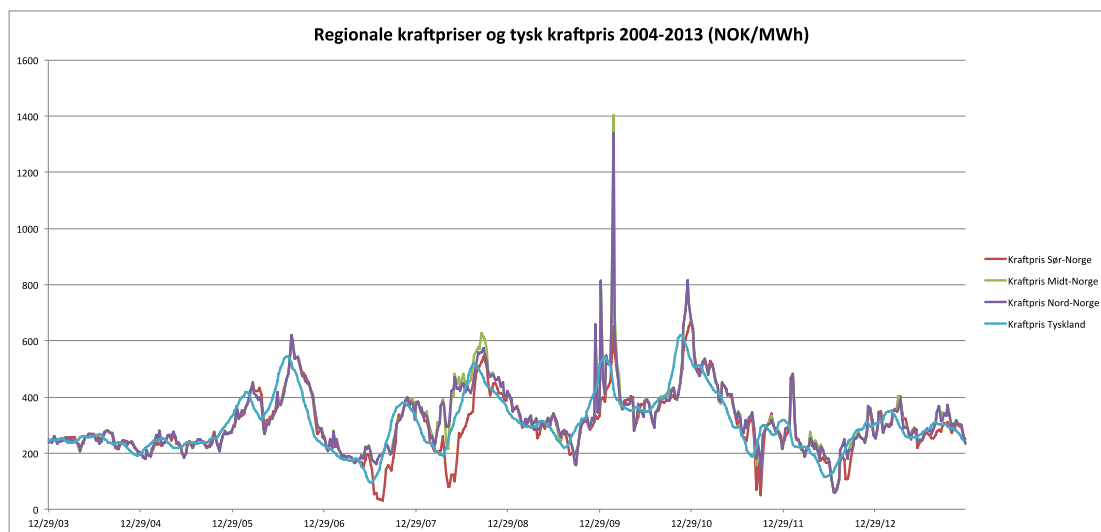
Vedlegg 3 – Utvikling i prisvariabler



Figur 10.3 – Utvikling i den ukentlige systemprisen og den kortsiktige marginalkostnaden for kullkraft 2004-2013 (NOK/MWh)



Figur 10.4 – Utvikling i de ukentlige norske og tyske kraftpriser 2004-2013 (NOKW/MWh)



Figur 10.5 – Utvikling i de ukentlige regionale og tyske kraftpriser 2004-2013 (NOK/MWh)

Vedlegg 4 – Informasjon om målestasjoner/temperaturdata

Tabell 10.4 – Informasjon om målestasjoner

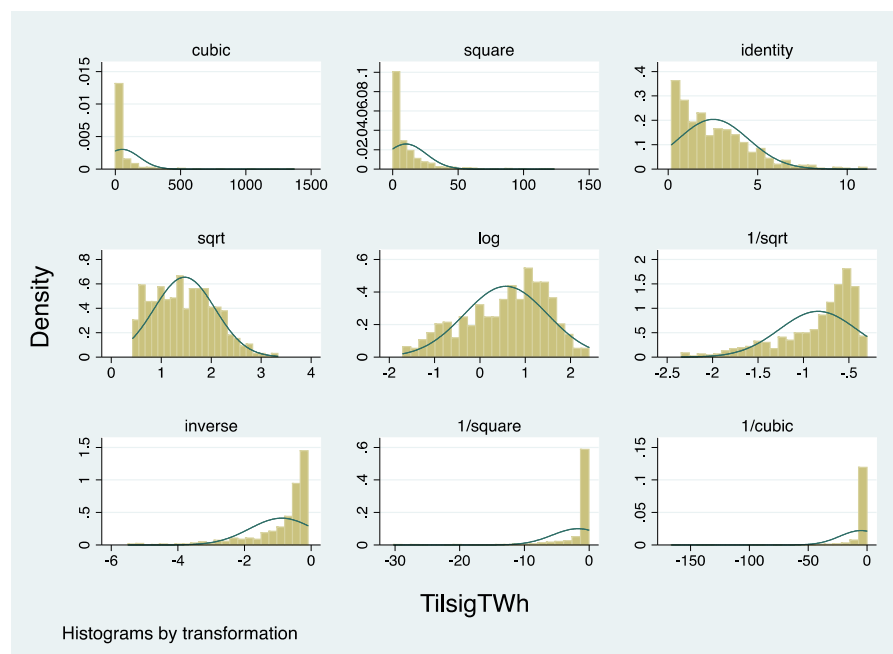
REGION	Stasjonsnr.	Navn	Driftsstart	Driftstid	Hoh	Kommune	Fylke	Landsdel
Sør-Norge	3190	SARPSBORG	Juli, 1896		57	Sarpsborg	Østfold	ØSTLANDET
Sør-Norge	4780	GARDERMOEN	Oktober, 1972		143	Skedsmo	Akershus	ØSTLANDET
Sør-Norge	18700	OSLOBLINDERN	Februar, 1937		94	Oslo	Oslo	ØSTLANDET
Sør-Norge	180	TRYSILVEGSTASJON	November, 1993		360	Trysil	Hedmark	ØSTLANDET
Sør-Norge	12680	LILLEHAMMERVEIEN	Desember, 1982		240	Lillehammer	Oppland	ØSTLANDET
Sør-Norge	27470	KONGSBERG	Februar, 2003		170	Kongsberg	Buskerud	ØSTLANDET
Sør-Norge	27450	MELSOM	April, 1959		26	Stokke	Vestfold	ØSTLANDET
Sør-Norge	30650	NOTODDENFLYPLASS	Mars, 1970		20	Notodden	Telemark	ØSTLANDET
Sør-Norge	36560	NELAUG	Juli, 1966		142	Åmli	Aust-Agder	AGDER
Sør-Norge	39100	OKSØYFYR	November, 1869		9	Kristiansand	Vest-Agder	AGDER
Sør-Norge	44560	SOLA	Juli, 1935		7	Sola	Rogaland	VESTLANDET
Sør-Norge	50500	FLESLAND	Oktober, 1955		48	Bergen	Hordaland	VESTLANDET
Sør-Norge	55700	SOGNDALFLUFTHAVN	Juni, 1971		497	Sogndal	Sogn og Fjordane	VESTLANDET
Midt-Norge	62270	MOLDEFLUFTHAVN	Mars, 1972		3	Molde	Møre og Romsdal	VESTLANDET
Midt-Norge	68860	TRONDHEIMVOLL	Januar, 1923		127	Trondheim	Sør-Trøndelag	TRØNDELAG
Midt-Norge	71000	STEINKJERØSTREI	Mai, 1984		6	Steinkjer	Nord-Trøndelag	TRØNDELAG
Nord-Norge	82260	BODØVÅGØNES	April, 1943		33	Bodø	Nordland	NORD-NORGE
Nord-Norge	90450	TROMSØ	August, 1895		100	Tromsø	Troms	NORD-NORGE
Nord-Norge	93140	ALTAFLUFTHAVN	Desember, 1963		3	Alta	Finnmark	NORD-NORGE

Kilde: eKlima 2014

Vedlegg 5 – Transformering av variabelen tilsig

Tabell 10.5 – Skjevhet og kurtose i variablene "Tilsig" og "lnTilsig"

	Tilsig	lnTilsig
Skjevhet	1,17	-0,46
Kurtose	4,54	2,34



Figur 10.6 – Normalfordelingen av variabelen tilsig ved de ulike transformeringer

Her illustreres normalfordelingen til "Tilsig" i sinn opprinnelige form til høyre i øverste rad, og "lnTilsig" i midten i midterste rad.

Vedlegg 6 – Utregning ved Lin-log modell

For en lin-log modell (når den forklarende variabelen er omgjort ved den naturlige logaritmen) vil en enhetsendring i ln av et nummer gi en absolutt endring i den avhengige variabelen, Y. Helningskoeffisienten, β_i , måler da:

$$\begin{aligned}\beta_i &= \frac{\text{Absolutt endring i } Y}{\text{Relativ endring i } X} \\ &= \frac{\Delta Y}{\Delta X / X}\end{aligned}$$

som også kan skrives som:

$$\Delta Y = \beta_i \left(\frac{\Delta X}{X} \right)$$

(Gujarati og Porter 2010)

For å kunne si noe om den absolutte endringen i Y ved en relativ endring i X i sin opprinnelige form (før ln-transformering) kan følgende formel benyttes:

$$\Delta Y = \beta_i * \ln\left(\frac{100 + \%økning}{100}\right)$$

(Cornell University 2012)

Formelen hvordan 1 prosent endring i den uavhengige variabelen gir en absolutt endring i Y.

Vedlegg 7 – Endret tilbud av regulerbar vannkraft som følge av endringer i forklaringsvariabler (GWh)

Tabell 10.6 – Endret tilbud av samlet regulerbar vannkraft i Norge som følge av enhetsendringer og prosentvise endringer

Norge produksjonstall GWh	Årsbasis		Vinter		Vår		Sommer		Høst	
	OLS	2SLS	OLS	2SLS	OLS	2SLS	OLS	2SLS	OLS	2SLS
%endring i Kraftpris	3,99	16,72	9,68	54,10	5,66	6,85	2,47	10,63	1,52	19,62
Enhetsendr. i HydBal	28,22	52,37	34,78	103,71	30,37	32,39	31,36	54,77	20,90	47,81
Enhetsendr. i Temp.	-37,07	-22,65	-47,41	64,38	-20,25	-22,28	-25,05	-18,11	-44,92	-29,14
%endring i Tilsig	-3,38	-2,91	-2,49	-4,30	-3,21	-2,86	-4,69	-2,49	-3,04	-2,22
%endring i SRMCKull	-0,02	-8,56	-3,08	-21,51	-0,94	-2,00	-0,57	-8,69	4,57	-8,70
Enhetsendr. i Prisforv.	1,03	2,98	1,92	7,73	0,14	0,47	0,30	1,88	0,56	3,13

Tabell 10.7 – Endret tilbud av regulerbar vannkraft i Sør-Norge som følge av enhetsendringer og prosentvise endringer

Sør-Norge produksjonstall GWh	Årsbasis		Vinter		Vår		Sommer		Høst	
	OLS	2SLS	OLS	2SLS	OLS	2SLS	OLS	2SLS	OLS	2SLS
%endring i Kraftpris	1,46	8,80	5,91	20,69	1,79	59,51	0,50	4,31	1,26	14,96
Enhetsendr. i HydBal	19,00	34,85	26,18	49,87	19,77	156,61	18,42	33,72	14,68	34,31
Enhetsendr. i Temp.	-31,00	-19,84	-37,79	-7,42	-17,89	-74,22	-21,09	-13,48	-38,37	-23,84
%endring i Tilsig	-2,16	-2,05	-1,72	-2,22	-2,32	3,56	-2,35	-2,21	-1,58	-1,28
%endring i SRMCKull	0,89	-4,09	-1,53	-7,37	0,56	-9,92	1,02	-3,68	2,52	-7,29
Enhetsendr. i Prisforv.	1,00	2,02	1,12	3,22	0,03	12,39	0,06	0,78	0,54	2,90

Tabell 10.8 – Endret tilbud av regulerbar vannkraft i Midt-Norge som følge av enhetsendringer og prosentvise endringer

Midt-Norge produksjonstall GWh	Årsbasis		Vinter		Vår		Sommer		Høst	
	OLS	2SLS	OLS	2SLS	OLS	2SLS	OLS	2SLS	OLS	2SLS
%endring i Kraftpris	0,18	3,38	-0,07	16,87	0,41	0,24	0,01	2,75	0,06	2,23
Enhetsendr. i HydBal	2,96	7,76	3,00	25,64	3,00	2,82	3,00	7,94	3,00	6,21
Enhetsendr. i Temp.	-4,47	-3,60	-7,00	33,01	-4,00	-3,90	-4,00	-0,80	-7,00	-4,72
%endring i Tilsig	-0,33	-0,07	-0,08	0,49	-0,20	-0,15	-0,47	0,29	-0,15	-0,04
%endring i SRMCKull	0,14	-1,98	0,15	-8,59	0,14	0,27	0,11	-1,89	0,60	-0,85
Enhetsendr. i Prisforv.	0,08	0,42	0,00	1,73	0,00	-0,20	0,00	0,57	0,00	0,28

Tabell 10.9 – Endret tilbud av regulerbar vannkraft i Nord-Norge som følge av enhetsendringer og prosentvise endringer

Nord-Norge produksjonstall GWh	Årsbasis		Vinter		Vår		Sommer		Høst	
	OLS	2SLS	OLS	2SLS	OLS	2SLS	OLS	2SLS	OLS	2SLS
%endring i Kraftpris	1,31	4,51	3,21	9,40	1,11	1,04	0,67	1,90	0,54	1,25
Enhetsendr. i HydBal	3,10	7,77	3,94	12,92	2,96	2,58	2,95	5,29	2,77	3,76
Enhetsendr. i Temp.	-7,52	-6,05	-1,17	11,28	-1,77	-1,06	-6,90	-6,81	-8,94	-8,93
%endring i Tilsig	-0,33	-0,19	-0,06	-0,25	-0,46	-0,48	-0,58	-0,35	-0,19	-0,11
%endring i SRMCKull	-0,47	-2,87	-1,55	-4,37	-0,83	-1,03	-0,47	-1,46	1,15	0,19
Enhetsendr. i Prisforv.	0,16	0,52	0,35	1,02	-0,38	-0,35	0,23	0,47	0,05	0,12

Vedlegg 8 – Tilbudsendringer ved 1 TWh økt tilsig

I følgende tabeller er det beregnet hvor mange prosent det gjennomsnittlige ukentlige tilsiget i hver region og sesong må øke for å resultere i 1 TWh. Den prosentvise økningen og parameterverdien gir, etter formelen i *Vedlegg 6*, produksjonsendringen som inntreffer som følge av 1 TWh økt tilsig i høyre kolonne.

Tabell 10.10 – Endret tilbud av regulerbar vannkraft i Norge som følge 1 TWh økt tilsig

Norge	Gjennomsnittlig ukentlig tilsig (TWh)	Prosentøkning for 1 TWh økt tilsig	Parameterverdi	Produksjonsendring i GWh ved 1 TWh økt tilsig
Årsbasis	2,52	40%	-0,292	-97,55
Vinter	0,70	143%	-0,251	-222,16
Vår	4,18	24%	-0,323	-69,30
Sommer	3,32	30%	-0,471	-124,12
Høst	1,86	54%	-0,223	-95,89

Tabell 10.11 – Endret tilbud av regulerbar vannkraft i Sør-Norge som følge 1 TWh økt tilsig

Sør-Norge	Gjennomsnittlig ukentlig tilsig (TWh)	Prosentøkning for 1 TWh økt tilsig	Parameterverdi	Produksjonsendring i GWh ved 1 TWh økt tilsig
Årsbasis	1,87	53%	-0,206	-88,16
Vinter	0,55	183%	-0,223	-232,41
Vår	3,10	32%	-0,233	-65,16
Sommer	2,40	42%	-0,236	-82,18
Høst	1,42	71%	-0,129	-68,82

Tabell 10.12 – Endret tilbud av regulerbar vannkraft i Midt-Norge som følge 1 TWh økt tilsig

Midt-Norge	Gjennomsnittlig ukentlig tilsig (TWh)	Prosentøkning for 1 TWh økt tilsig	Parameterverdi	Produksjonsendring i GWh ved 1 TWh økt tilsig
Årsbasis	0,25	392%	-0,007	-10,83
Vinter	0,08	1330%	-0,008	-21,28
Vår	0,45	223%	-0,020	-23,47
Sommer	0,33	301%	0,029	39,84
Høst	0,16	621%	-0,004	-7,43

Tabell 10.13 – Endret tilbud av regulerbar vannkraft i Nord-Norge som følge 1 TWh økt tilsig

Nord-Norge	Gjennomsnittlig ukentlig tilsig (TWh)	Prosentøkning for 1 TWh økt tilsig	Parameterverdi	Produksjonsendring i GWh ved 1 TWh økt tilsig
Årsbasis	0,40	252%	-0,019	-23,74
Vinter	0,08	1234%	-0,025	-65,20
Vår	0,63	159%	-0,046	-43,81
Sommer	0,58	171%	-0,058	-58,05
Høst	0,29	349%	-0,019	-28,48



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Postboks 5003
NO-1432 Ås
67 23 00 00
www.nmbu.no