



# Kvartalsrapport for kraftmarknaden

2. kvartal 2011

*Tor Arnt Johnsen (red.)*

19  
2011

R A P P O R T





# Rapport nr. 19

## Kvartalsrapport for kraftmarknaden

**Utgitt av:** Norges vassdrags- og energidirektorat

**Redaktør:** Tor Arnt Johnsen

**Forfattarar:** Stian Henriksen, Erik Holmqvist, Per Tore Jensen Lund, Ingrid Magnussen, Kjerstin Dahl Viggen, Finn Erik Ljåstad Pettersen, Mats Øivind Willumsen, Margit Iren Ulriksen, og Tor Arnt Johnsen.

**Trykk:** NVE sitt hustrykki

**Opplag:** 25

**Forsidefoto:**

**ISBN:** 978-82-410-0763-7

**ISSN:** 1501-2832

**Samandrag:** Ved utgangen av andre kvartal 2011 var fyllingsgraden i dei norske vassmagasina 67,2 prosent, som er nær det normale for årstida. Mildt vêr gav både mykje nedbør og tidleg snøsmelting, og til saman sikra dette eit høgt tilsig. Magasinnivået normaliserte seg såleis etter dei rekordlåge nivåa tidlegare på året. Det milde vêret, samt høgare kraftprisar enn til same tid i fjar, medverka til at kraftforbruket var 26,5 TWh, eller 2,4 TWh lågare enn i same kvartal 2010. Kraftproduksjonen var derimot 11,1 TWh høgare enn til same tid i 2010, totalt 25,9 TWh. Produksjonsauken var ein konsekvens av det høge tilsiget. I starten av kvartalet var det høg nettoimport til Noreg, men i slutten av kvartalet hadde kraftflyten snudd og det var norsk nettoeksport. Totalt for kvartalet var det nettoimport på 0,6 TWh. Kraftprisane gjekk ned med over 20 prosent i heile landet frå starten til slutten av kvartalet. I snitt var prisane på omlag same nivå som i andre kvartal 2010. Aust-, Sørvest- og Midt-Noreg hadde alle ein gjennomsnittleg spotpris på 403 kr/MWh. Nord-Noreg hadde ein snittpris på 405 kr/MWh, medan snittprisen i Vest-Noreg var 395 kr/MWh. Terminkontraktane med levering i tredje og fjerde kvartal fall i pris med 20 og 16 prosent i løpet av kvartalet og vart til sist handla for høvesvis 340 kr/MW og 381 kr/MWh.

**Emneord:** elektrisk kraft, kraftproduksjon, kraftmarknad, tilsig, magasinfalling, krafthandel, kraftforbruk, straumprisar

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29

Postboks 5091 Majorstua

0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95

Telefaks: 22 95 90 00

Internett: [www.nve.no](http://www.nve.no)

## Innhald

<b>Forord .....</b>	<b>4</b>
<b>Samandrag .....</b>	<b>5</b>
<b>1 Kraftmarknaden i andre kvartal 2011 .....</b>	<b>6</b>
1.1 Ressursgrunnlaget.....	9
1.1.1 Tilsig i Noreg .....	9
1.1.2 Tilsig i Sverige.....	10
1.1.3 Temperatur.....	11
1.1.5 Snø.....	13
1.1.6 Grunn- og markvatn .....	14
1.2 Magasinutviklinga .....	15
1.2.1 Varmt v�r og mykje nedbør ga n�r normal magasinfylling.....	15
1.2.2 Magasinutviklinga i Sverige og Finland.....	15
1.3 Produksjon.....	17
1.3.1 Noreg – auke i produksjonen i andre kvartal.....	19
1.3.2 Kraftproduksjonen i dei andre nordiske landa .....	20
1.4 Forbruk .....	24
1.4.1 Noreg – nedgang i kraftforbruket .....	25
1.4.2 Kraftforbruket i dei andre nordiske landa .....	28
1.5 Andre energiberarar i Noreg .....	30
1.5.1 Fyringsoljar.....	30
1.5.2 Ved.....	31
1.5.3 Anna bioenergi .....	32
1.5.4 Varmepumper .....	34
1.5.5 Fjernvarme .....	34
1.5.6 Gass.....	34
1.6 Kraftutveksling .....	36
1.6.1 Noreg .....	38
1.6.2 Andre nordiske land .....	39
1.7 Kraftprisar i engrosmarknaden .....	40
1.7.1 Spotmarknaden.....	40
1.7.2 Terminmarknaden .....	42
1.8 Sluttbrukarmarknaden .....	46
1.8.1 Prisar og kontraktar .....	46
1.8.2 Leverandørskifte, kontraktsval og samla utgifter.....	50
<b>2 øker markedets forventninger til fremtidig prisusikkerhet n�r hydrologisk balanse forverres? .....</b>	<b>54</b>
2.1 Innledning .....	54
2.2 Kraftderivater på Nasdaq OMX Commodities.....	55
2.2.1 Terminkontrakter - forwards og futures .....	55
2.2.2 Contract for Difference .....	56
2.2.3 Opsjoner.....	56
2.3 Opsjonspricingsteori .....	57
2.3.1 Opsjonsprisingsmodellen Black-Scholes .....	57
2.3.2 Black 76 .....	58
2.3.3 Volatilitetssmil og terminstruktur .....	59
2.4 Black 76 i det nordiske kraftmarkedet.....	61
2.5 �ker forventninger til fremtidig prisusikkerhet n�r hydrologisk balanse forverres? .....	62
2.5.1 Data.....	63

2.5.2 Regresjonsanalyse.....	68
2.5.3 Kritikk av analysen .....	72
2.5.4 Konklusjon.....	73
2.6 Referanser .....	73
<b>3 Vedlegg.....</b>	<b>76</b>

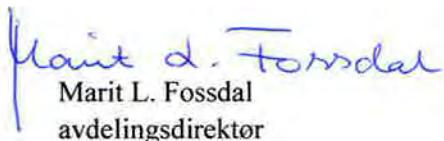
# Forord

Energiavdelinga i NVE presenterer her rapport for kraftmarknaden i andre kvartal 2011.

Kvartalsrapporten utarbeidast kvart kvartal, og dette er andre utgåve i kvartalsrapportens 8. årgang. På grunn av datainnsamling og tilverking vert kvartalsrapporten vanlegvis publisert 4-5 veker etter utløpet av kvartalet.

Arbeidet med denne kvartalsrapporten er utført av medarbeidarar ved Energiavdelinga og Hydrologisk avdeling. Bidragsytarane for denne utgåva har vore Stian Henriksen, Erik Holmqvist, Per Tore Jensen Lund, Ingrid Magnussen, Kjerstin Dahl Viggen, Finn Erik Ljåstad Pettersen, Mats Øivind Willumsen, Margit Iren Ulriksen, og Tor Arnt Johnsen, som også har leia arbeidet.

Oslo, 19. august 2011

  
Marit L. Fossdal  
avdelingsdirektør

# Samandrag

Mildt og vått vær i andre kvartal 2011 sikra høgt tilsig til dei norske vassmagasina. Tilsiget skuldast både tidleg snøsmelting og store nedbørsmengder. I løpet av kvartalet kom det 57 prosent meir enn normalt med nedbør, og snømagasinet kulminerte tidleg i juni med nær 85 prosent av normale snømengder. Totalt var tilsiget for kvartalet 64,7 TWh. Det er 11,9 TWh meir enn normalt.

Ved inngangen til andre kvartal 2011 var fyllingsgraden i norske vassmagasin 18,1 prosent, som er den lågaste fyllingsgrada registrert for kvartalet i åra 1982-2011. I sluttan av kvartalet hadde magasinfyllinga, grunna det høge tilsiget, auka til 67,2 prosent, eller nær det normale for årstida.

Noreg hadde eit kraftforbruk på 26,5 TWh i løpet av kvartalet, mot 28,1 TWh i same kvartal 2010. Forbruksreduksjonen har samanheng med mildare vær og høgare kraftprisar i år enn i fjor. For andre kvartal er dette det femte lågaste forbruket sidan 1995. Første halvår 2011 var det samla norske forbruket 64,8 TWh. Det er ein reduksjon på 5,7 prosent frå same periode i 2010, noko som kan sjåast i samanheng med dei relativt høge kraftprisane i første halvdel av 2011.

Kraftproduksjonen i andre kvartal var 25,9 TWh. Det er 11,1 TWh høgare enn i same kvartal 2010. Høgt tilsig er hovudforklaringa på denne produksjonsauken. I første halvår vart det samla sett produsert 57,8 TWh kraft i Noreg, som er ein nedgang på 6,8 prosent frå same halvår i fjor. Nedgangen kan koplast til det låge magasinnivået ved inngangen til 2011.

Det var nettoimport på 0,6 TWh til Noreg i løpet av kvartalet. I starten av kvartalet var det høg nettoimport til Noreg, men då ressurssituasjonen betra seg utover kvartalet minka importen, og i sluttan av kvartalet var det jamvel norsk nettoeksport. Til samanlikning var det i andre kvartal 2010 nettoimport på 4,1 TWh.

Kraftprisane fall med over 20 prosent i alle dei norske elspotområda frå første til andre kvartal. Hovudårsaka til denne utviklinga var det milde været og den tidlege snøsmeltinga, som resulterte i ei betrakteleg betring av ressurssituasjonen. I snitt var prisane på omlag same nivå som i andre kvartal 2010. Aust-, Sørvest- og Midt-Noreg hadde alle ein gjennomsnittleg spotpris på 403 kr/MWh. Nord-Noreg hadde ein snittpris på 405 kr/MWh, medan snittprisen i Vest-Noreg var 395 kr/MWh. Innstengd produksjon i Vest-Noreg mot sluttan av kvartalet som følgje av høgt tilsig til vasskraftverka, samstundes som det var vedlikehaldsarbeid i overføringsnettet, var årsaka til at snittprisen i dette området var lågare enn i resten av landet.

Prisen på terminkontraktar med levering i tredje og fjerde kvartal 2011, handla ved den nordiske kraftbørsen, var 340 og 381 kr/MWh i sluttan av andre kvartal. Kontraktane hadde dermed falt i pris med høvesvis 20 og 16 prosent frå starten av kvartalet. Prisane falt i takt med at vassmagasina vart fylt opp, og størst nedgang var det i sluttan av kvartalet. I tillegg til den betra hydrologiske balansen var også varslar om framleis mildt og vått vær framover sommaren med å trekke terminprisane nedover.

I sluttbrukarmarknaden var det, slik som i engrosmarknaden, nedgang i kraftprisane. Samanlikna med første kvartal gjekk snittprisane for spotpriskontrakt ned med mellom 11, og 16,4 øre/kWh i alle dei norske elspotområda. Det vil seie at kontraktane i snitt hadde ein pris på mellom 42,2 og 52,3 øre/kWh. Standard variabel kontrakt hadde ein prisnedgang på 20,7 øre/kWh til 61,2 øre/kWh, medan fastpriskontrakt med eittårig avtaletid hadde ein nedgang på 2,5 øre/kWh til 59,2 øre/kWh, og kontakten med treårig avtaletid var uendra på 55,7 øre/kWh.

# 1 Kraftmarknaden i andre kvartal 2011

## Høgare tilsig enn normalt

I andre kvartal 2011 var tilsiget til dei norske vassmagasina 64,7 TWh, som er 11,9 TWh meir enn normalt og 21,3 TWh meir enn i same kvartal 2010. Høgst tilsig var det i juni månad. I første halvår har tilsiget vore 72,3 TWh, eller 10,7 TWh meir enn normalt. Dei siste 12 månadane har tilsiget vore 123,9 TWh, eller 1 TWh meir enn normalt.

## Mildt vær i heile Noreg

April månad var mild i heile landet. I Nord-Noreg holdt det milde været stand i mai og juni, medan det i Sør-Noreg var omlag normale temperaturar.

## Meir nedbør enn normalt

Andre kvartal 2011 var vått i heile Noreg. April var likevel relativt tørr på sørøstlandet. I alt kom det 57 prosent meir enn normalt med nedbør i løpet av kvartalet. Rekna i nedbørerenergi var det omlag 32 TWh.

## Litt mindre snømagasin enn normalt

Snømagasinet kulminerte tidleg i juni med nær 85 prosent av normale snømengder. Ved utgangen av kvartalet hadde mykje av snøen smelta og i høve til normalen var det att omlag 50 prosent av normale snømengder i slutten av juni.

## Nær normal magasinfylling

Ved inngangen til andre kvartal 2011 var fyllingsgraden for norske vassmagasin 18,1 prosent. Det er den lågaste fyllingsgraden registrert ved inngangen til andre kvartal i åra 1982-2011, og det lågaste nivået målet så langt i år. Likevel var magasinfyllinga i slutten av kvartalet 67,2 prosent, som er omlag det normale for årstida. Normaliseringa skulda ein tidleg vår med varmt vær og sterkt snøsmelting, samt mykje nedbør i mai og juni. Vassmengda i det norske systemet ved utgangen av andre kvartal var dermed betydeleg høgare enn til same tid året før då magasinfyllinga var 13,2 prosentpoeng lågare.

## Lågare nordisk kraftforbruk

Det samla nordiske kraftforbruket i andre kvartal var 83,3 TWh. Samanlikna med same kvartal 2010 var det lågare forbruk i alle dei nordiske landa. Mildare vær i år enn i fjor er truleg årsaka til forbruksreduksjonen. For siste 52-vekersperiode har det nordiske forbruket vore 389,2 TWh. Det er 3,8 TWh høgare enn i føregående 52-vekersperiode. Auken kan ha samanheng med det kalde været i november og desember 2010, samt høgare aktivitetsnivå i den nordiske økonomien.

## Lågare nordisk kraftproduksjon

I andre kvartal 2011 var kraftproduksjonen i Norden 80,9 TWh. Det er 1,4 TWh mindre enn i andre kvartal i fjor, noko som kan koplast til lågare kjernekraftproduksjon i Sverige. Vasskraftproduksjonen i heile det nordiske systemet var derimot høgare enn til same tid i fjor, og dette har dempa produksjonsnedgangen. Den samla nordiske produksjonen dei siste 52 vekene var 372,4 TWh, eller 0,8 TWh meir enn dei føregåande 52 vekene. Med unntak av Noreg, som hadde lågare vasskraftproduksjon enn i førre 52-vekersperiode, bidrog alle dei nordiske landa til produksjonsauken.

Noreg hadde eit kraftforbruk på 26,5 TWh i andre kvartal 2011, mot 28,1 TWh i same kvartal 2010. Reduksjonen i forbruket har samanheng med

**Lågare norsk kraftforbruk**

mildare vær enn i fjor, men truleg har høgare kraftprisar også hatt ein reduserande effekt. Kraftprisane si betyding for forbruket vert synleggjort i det temperaturkorrigerte forbruket i allminneleg forsyning, som var 18,8 TWh i andre kvartal i år, mot 19,9 TWh til same tid i fjor. Det totale forbruket i andre kvartal i år er det femte lågaste forbruket i dette kvartalet sidan 1995. Første halvår 2011 var det norske forbruket 64,8 TWh. Samanlikna med same periode 2010 er det ein nedgang på 5,7 prosent, noko som også kan sjåast i samanheng med relativt høge kraftprisar.

**Høgare norsk kraftproduksjon**

Kraftproduksjonen i Noreg var 25,9 TWh i andre kvartal 2011. Produksjonen var dermed 11,1 prosent høgare enn i same kvartal 2010, noko som kan forklarast med høgare tilsig i år enn til same tid i fjor. I første halvår var produksjonen 57,8 TWh, ein nedgang på 6,8 prosent frå same periode i 2010. Dei siste 12 månadene er det produsert 120,2 TWh kraft i Noreg. Det er 23,5 TWh lågare enn den høgaste produksjonen for ein 12-månadersperiode, og vel 11 TWh under gjennomsnittleg årsproduksjon for det norske kraftsystemet.

**Lågare nordisk og norsk nettoimport**

Vinteren 2010/2011 var det høg nettoimport til Norden, men denne vart betydeleg redusert ved inngangen til våren. Totalt var den nordiske nettoimporten i andre kvartal 2,4 TWh. Det er 1 TWh mindre enn i same kvartal i fjor. Noreg var den største bidragsytaren til denne endringa, då nettoimporten til landet var 0,6 TWh, eller 4,1 TWh lågare enn i andre kvartal 2010.

Årsaka til den reduserte norske nettoimporten kan sporast til mildt vær, som både gav høgare vasskraftproduksjon, som følgje av tidleg snøssmelting og store nedbørmengder, og lågare forbruk enn til same tid i fjor. Dei siste vekene av kvartalet var det jamvel norsk nettoeksport. For kraftstasjonar med mindre magasin var det tidvis naudsynt å produsere for å unngå spill av vatn.

**Lågare nordiske spotprisar enn forventa**

Det milde været og den tidlege snøsmeltinga våren 2011 førte til ei betrakteleg betring av den nordiske ressurssituasjonen. Kraftprisane vart derfor lågare enn det som var venta. For andre kvartal 2011 var prisnivået omlag det same som i andre kvartal 2010.

**Prisfall på over 20 prosent i alle dei norske elspotområda**

I alle dei norske elspotområda fall spotprisane med over 20 prosent frå kvartalet før. Aust-, Sørvest- og Midt-Noreg hadde alle ein gjennomsnittleg spotpris på 403 kr/MWh. Nord-Noreg hadde ein snittpolis på 405 kr/MWh, medan snittprisen i Vest-Noreg var 395 kr/MWh. Innstengd produksjon i Vest-Noreg mot slutten av kvartalet som følgje av høgt tilsig til vasskraftverka, samstundes som det var vedlikehaldsarbeid i overføringsnettet, var årsaka til at snittprisen i dette området var lågare enn i resten av landet.

Sverige og Finland hadde gjennomsnittlege spotprisar på 402 og 401 kr/MWh i andre kvartal, og på Jylland og Sjælland var snittprisen høvesvis 409 og 412 kr/MWh. Både for Sverige og Finland var dette ein prisnedgang på i overkant av 20 prosent frå første kvartal, medan det for

dei to danske områda var ein nedgang på rundt 3 prosent.

Dei nordiske kraftprisane vert påverka av kraftprisane på kontinentet gjennom kraftutveksling med Nord-Europa. I delar av andre kvartal låg dei tyske timesprisane under dei nordiske kraftprisane, noko som var med å bidra til at prisnivået i Norden vart lågare enn i første kvartal.

#### **Nedgang i dei nordiske terminprisane**

Prisen på terminkontraktar med levering i tredje og fjerde kvartal 2011, handla ved den nordiske kraftbørsen, var 340 og 381 kr/MWh i slutten av andre kvartal. For tredjekvartalskontrakten var det ein prisnedgang på 20 prosent frå starten av kvartalet, medan det for fjerdekvartalskontrakten var ein nedgang på 16 prosent. Nedgangen var størst i siste halvdel av kvartalet. Høgt tilsig i mai og juni betra den hydrologiske balansen i Norden, og i saman med varslar om framleis mildt og vått vær kan dette forklare den fallande trenden i dei nordiske terminprisane.

#### **Nedgang i dei tyske terminprisane**

Sluttprisane på kontraktane for tredje og fjerde kvartal 2011 ved den tyske kraftbørsen EEX gjekk ned med 10 og 8 prosent frå starten til slutten av andre kvartal. Ved utgangen av kvartalet vart kontraktane handla for 416 og 477 kr/MWh. Eit kraftig prisfall for CO<sub>2</sub>-utsleppsrettar, samt lågare brensesprisar, kan forklare prisnedgangen.

#### **Lågare sluttbrukarprisar i heile Noreg**

Slik som i engrosmarknaden gjekk også prisane i sluttbrukarmarknaden ned frå første til andre kvartal 2011. Den gjennomsnittlege prisen for spotpriskontrakt var 52,3 øre/kWh i Aust- og Midt-Noreg, 52,2 øre/kWh i Midt-Noreg, 51,3 øre/kWh i Vest-Noreg og 42,2 øre/kWh i Nord-Noreg. Samanlikna med første kvartal er dette ein nedgang i snittprisane på mellom 11,1 og 16,4 øre/kWh. Kontraktane var likevel i snitt 3,3 til 5,7 øre/kWh dyrare enn i andre kvartal 2010.

Standard variabel og eittårige fastpriskontraktar hadde også lågare pris i andre kvartal 2011 enn i kvartalet før. Gjennomsnittsprisen for standard variabel kontrakt var 61,2 øre/kWh inkl. mva, eller 20,7 øre/kWh lågare enn i første kvartal. Dei gjennomsnittlige prisane på fastpriskontraktar med eittårig og treårig avtaletid var for andre kvartal høvesvis 59,2 og 55,7 øre/kWh. For dei eittårige kontraktane var det ein nedgang på 2,5 øre/kWh frå første kvartal, medan snittprisen for dei treåriga kontraktane var uendra.

# 1.1 Ressursgrunnlaget

## 1.1.1 Tilsig i Noreg

### Tilsig over normalt

I andre kvartal 2011 var tilsiget til dei norske kraftmagasina 64,7 TWh som er 11,9 TWh meir enn normalt og 21,3 TWh meir enn i andre kvartal 2010.

I første halvår har tilsiget vore 72,3 TWh. Det er 10,7 TWh høgare enn normalt og 23,3 TWh høgare enn i same periode i 2010.

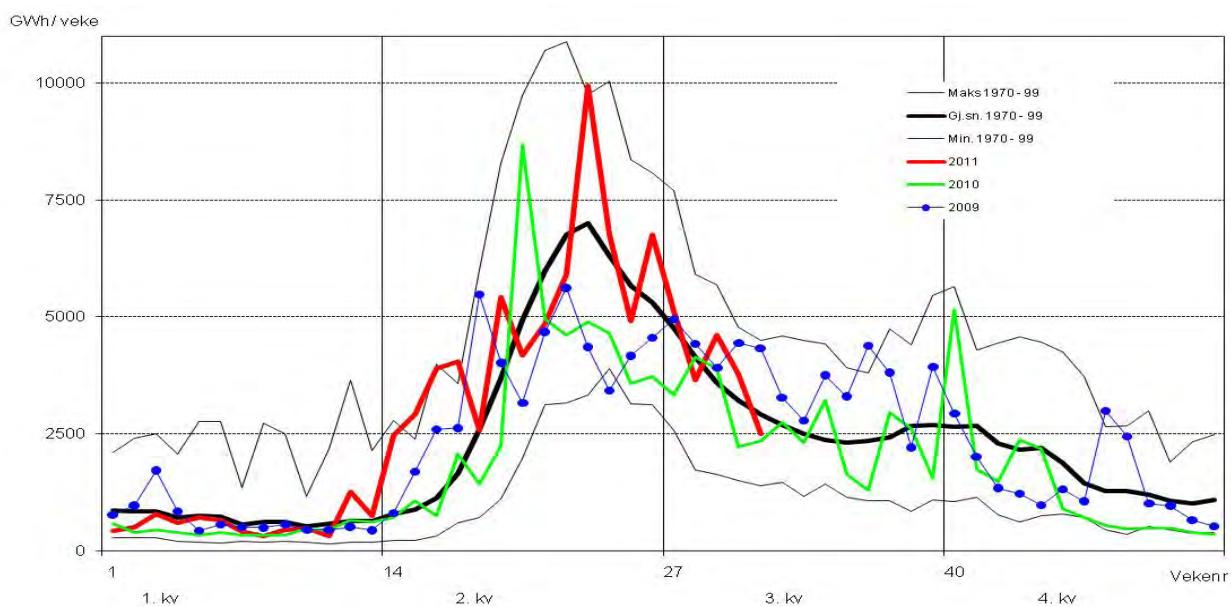
Resurstilgang TWh	2. kv. 2011	Avvik frå normalt	Siste 12 måneder	Avvik frå normalt
<b>Tilsig Noreg</b>	64,7	11,9	123,9	1,4
<b>Nedbør Noreg</b>	32,3	12,1	131,3	8,8
<b>Tilsig Sverige</b>	34,7	5,6	64,5	2,2
<b>Snø Noreg</b>		Utgang av 2. kv 2011 ca. - 50 %		Utgang av 2. kv 2010 ca. - 75 %

Dei siste 12 månadene har tilsiget vore 123,9 TWh. Det er 1,4 TWh meir enn normalt og 5,8 TWh meir enn i tilsvarende periode eit år tidlegare.

De siste 24 månadene har tilsiget vore 242 TWh eller 3 TWh mindre enn normalt.

Fordelinga av tilsiget gjennom året er vist i figur 1.1.1. April var mild i heile landet, særleg i Sør-Noreg. Vårflaumen kom tidleg (veke 14) og tilsiget var høgare enn normalt fram til litt ut i mai, da det kom ein periode med kaldt vær. Tilsiget kulminerte tidleg i juni (veke 23) med 10 TWh. I resten av kvartalet var tilsiget stort sett over normalt, sjølv om det var relativt lite snø i fjella i Sør-Noreg. Mykje regn er forklaringa på dette.

Figur 1.1.1 Tilsig i Noreg i 2009, 2010 og 2011. GWh/veke. Kjelde: NVE og Nord Pool Spot



## Forholdet mellom prognosert og faktisk tilsig våren/sommaren 2011

I førre kvartalsrapport vart det presentert ei analyse av venta tilsig i løpet av smelteperioden, frå veke 14 til og med veke 30. Det vil seie heile andre kvartal og fire veker av tredje kvartal.

Prognosen var basert på summen av snømagasina til dei norske vasskraftmagasina og historiske data for tilsig, samt ei vurdering av situasjonen i grunn- og markvatnet. Snømagasinet vart berekna ut frå NVEs landsdekkande snøkart.

Denne analysen ga eit venta tilsig, under ein føresetnad om gjennomsnittlege nedbørstilhøve i smeltesesongen, på om lag 20 TWh under normalt. Ei analyse av også mark- og grunnvassstilhøva gjorde at ein totalt venta eit underskot på opp mot 15 – 20 TWh i smeltesesongen. Analysen hadde eit slingringsmonn på om lag  $\pm 10$  TWh, først og fremst grunna uvisse om været utover sommaren.

Tilsiget i perioden frå 1. januar til 31. juli 2011 har vore om lag 90 TWh eller 13 TWh meir enn normalt. Samtidig har nedbøren energien i desse vekene vore om lag 86 TWh eller 23 TWh over normalt. Dei to vintrane vi var gjennom, med lite snø, låg magasinfylling og stadig aukande frykt for kraftkrise, er blitt kompensert med mykje nedbør utover våren og sommaren i år.

### 1.1.2 Tilsig i Sverige

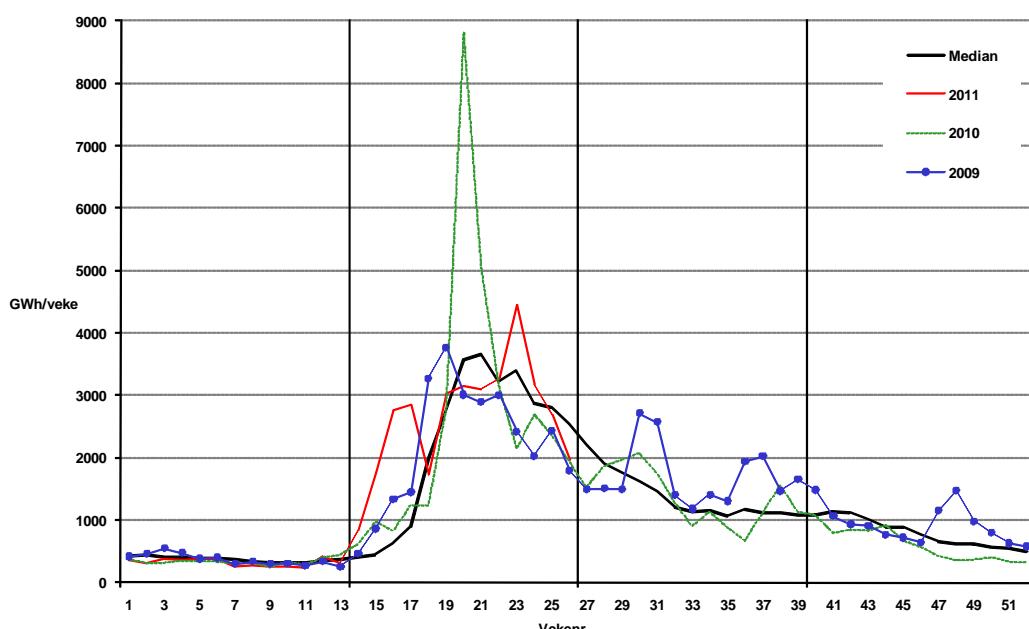
Tilsiget av vatn til svenske kraftmagasin var 34,7 TWh i andre kvartal 2011, eller 5,6 TWh meir enn normalt og 1,0 TWh meir enn i same periode i 2010.

I første halvår har tilsiget vore 38,9 TWh. Det er nesten 5 TWh høgare enn normalt, og 0,9 TWh høgare enn i same periode i 2010.

Dei siste 12 månadene har tilsiget til dei svenske kraftmagasina vore 64,5 TWh. Det er 2,2 TWh meir enn normalt, og 7,7 TWh mindre enn i tilsvarende periode eitt år tidlegare.

Dei siste 24 månadene har tilsiget vore i underkant av 137 TWh. Det er vel 12 TWh meir enn normalt.

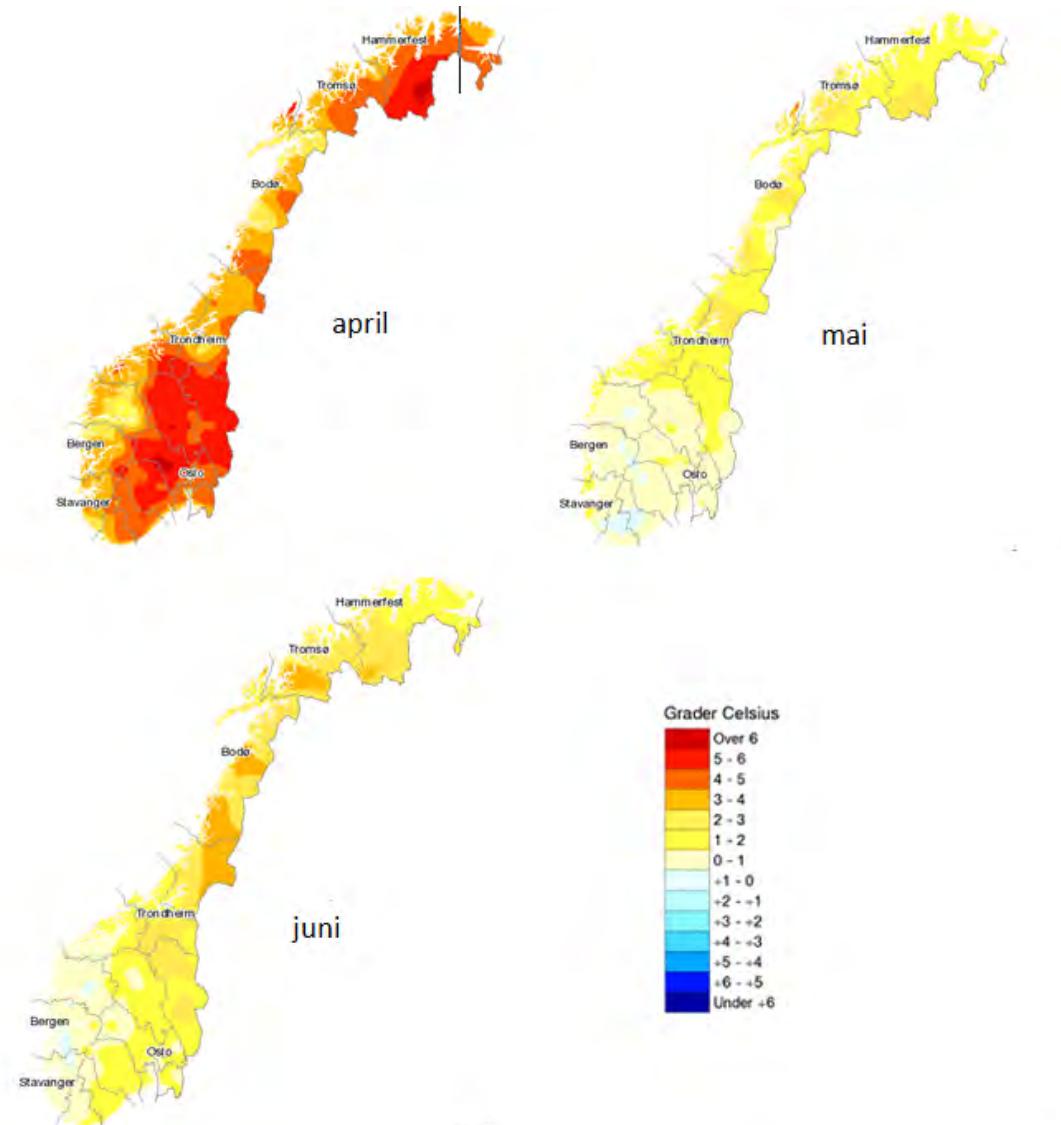
Figur 1.1.2 Tilsig i Sverige i 2009, 2010 og 2011. GWh/veke. Kjelde: Svensk energi



### 1.1.3 Temperatur

April var mild i heile landet, med temperaturar rundt 5 grader over normalt mange plassar. I Nord-Noreg haldt det fram med temperaturar over det normale i mai og juni, medan det i Sør-Noreg var temperaturar omtrent som normalt og litt lågare lengst sør i landet.

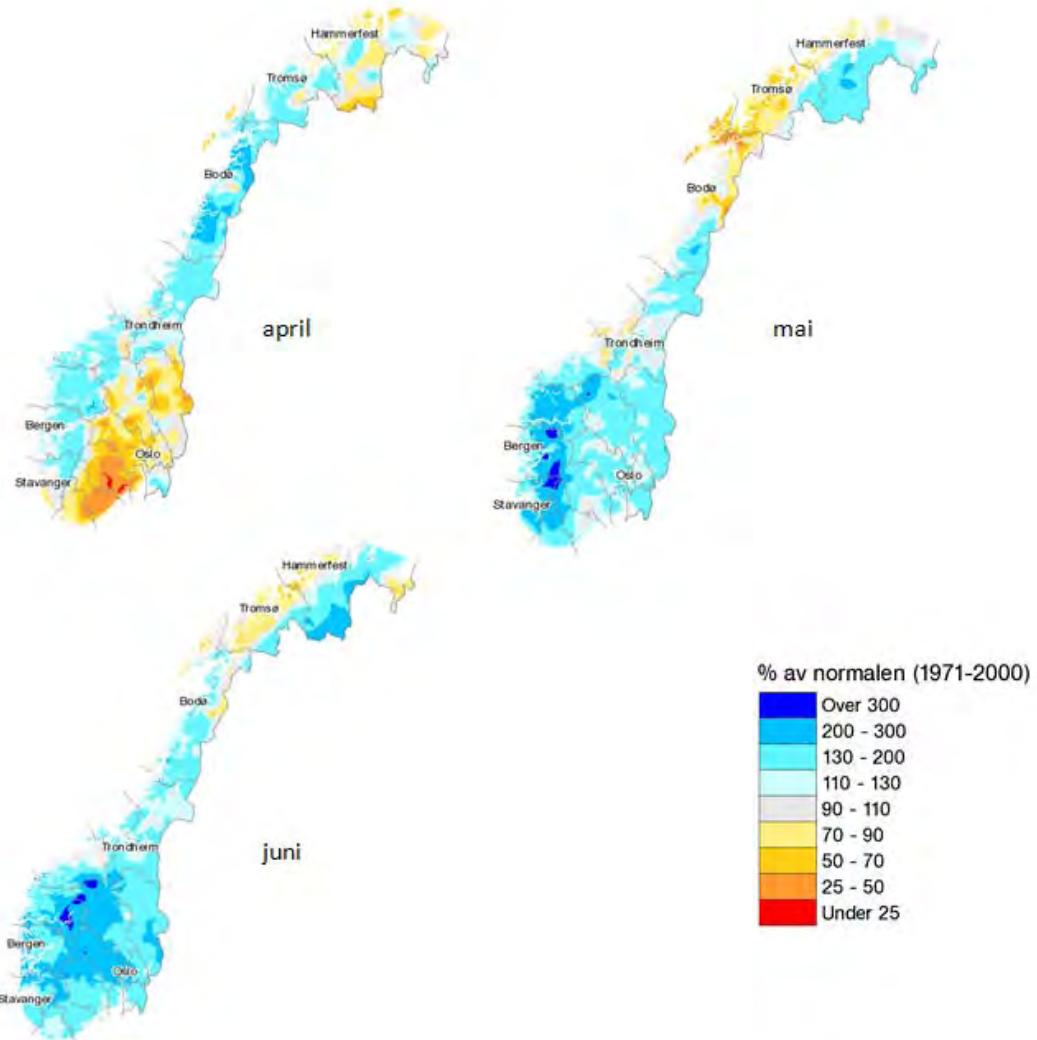
Figur 1.1.3 Temperatur, avvik i °C frå normalt (1971-2000) i april, mai og juni 2011. Kjelde: [www.seNorge.no](http://www.seNorge.no)



### 1.1.4 Nedbør

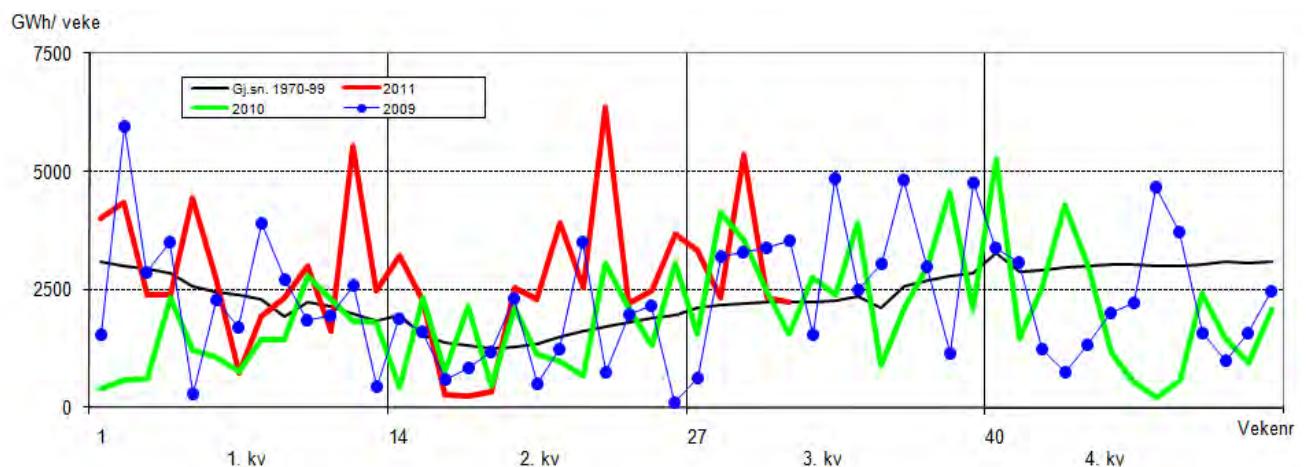
Andre kvartal var totalt sett vått i heile landet. I alt kom det 57 prosent meir nedbør enn normalt. April var relativt tørr i søraust, mens det på Vestlandet og i mykje av Nord-Noreg kom meir nedbør enn normalt i andre kvartal, sett bort frå kyststroka lengst i nord.

Figur 1.1.4 Nedbør, avvik i prosent fra normalt (1971-2000) i april, mai og juni 2011. Kjelde: : [www.seNorge.no](http://www.seNorge.no)



Rekna i nedbøren energi kom det i andre kvartal om lag 32 TWh. Det er vel 12 TWh, eller over 50 prosent meir enn normalt. Dei siste 12 månadene har det kome 131 TWh, eller 9 TWh meir enn normalt.

Figur 1.1.5 Berekna nedbøren ergi per veke i 2009, 2010 og 2011. GWh/veke. Kjelde: NVE

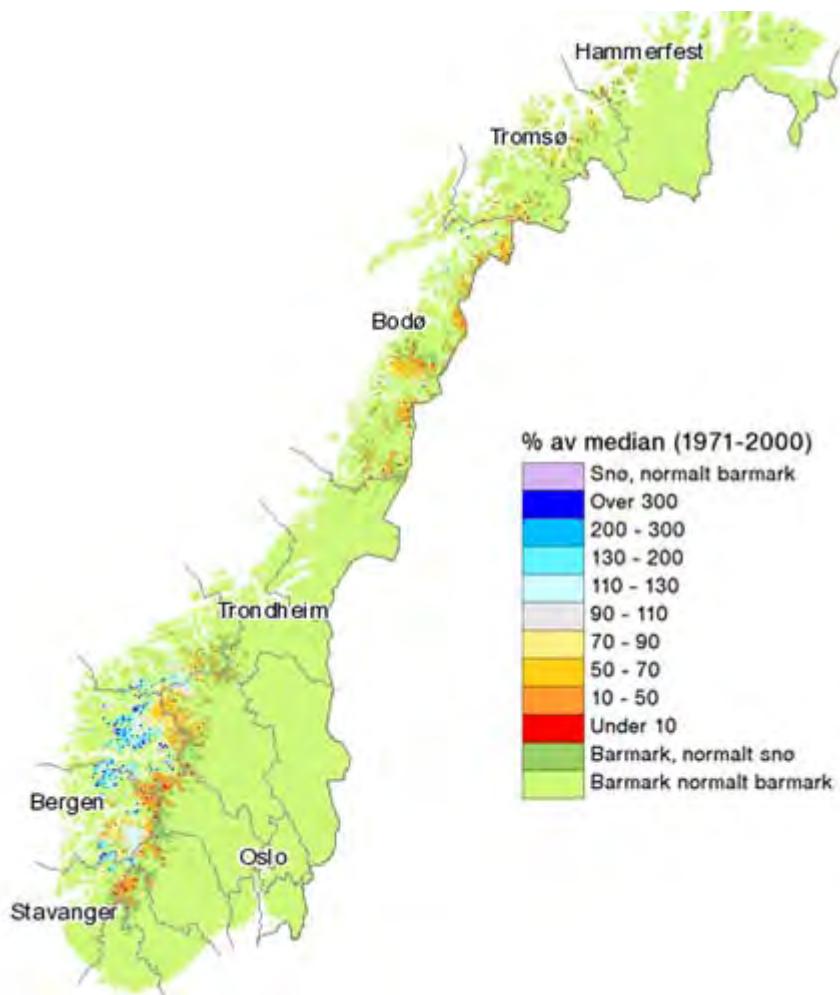


### 1.1.5 Snø

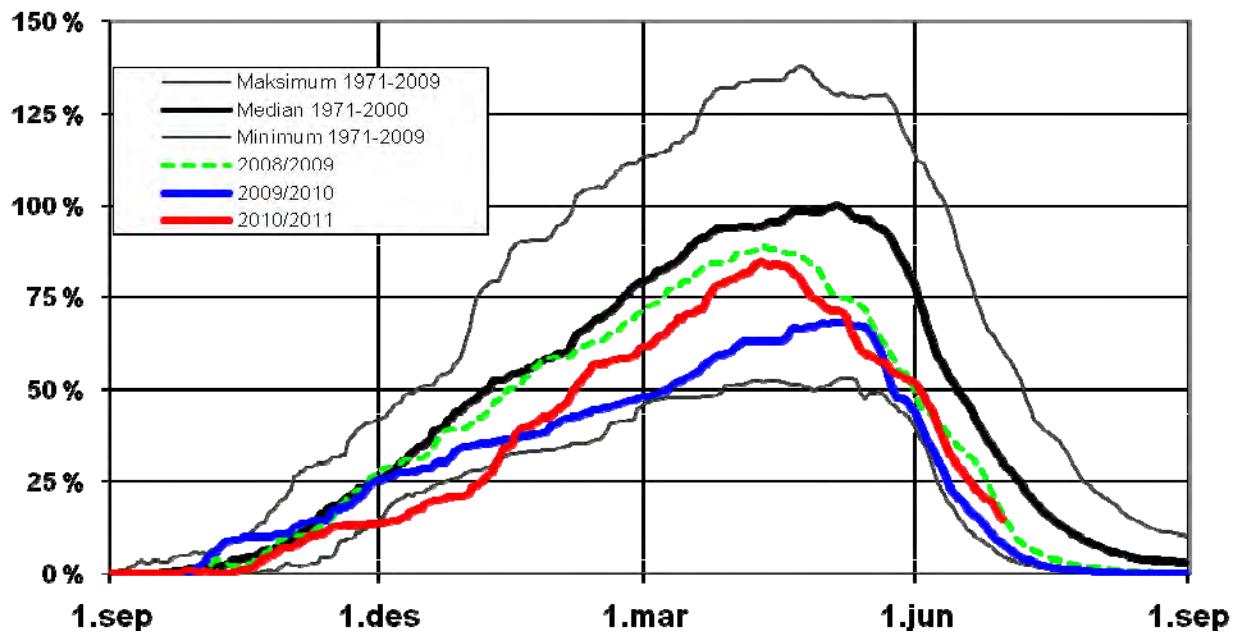
Snøsituasjonen mot slutten av andre kvartal 2011 er vist i figur 1.1.6. Ved utgangen av juni var det i fjellområda mindre snø enn normalt dei fleste stader utanom enkelte plassar på Vestlandet. I høve til normalt var det om lag 50 prosent av normale snømengder i slutten av juni.

I figur 1.1.7 er utviklinga av snømagasinet, målt som energi i prosent av median kulminasjon for dei tre siste åra, vist. Berekingane er basert på snøkarta som ligg på portalen [www.seNorge.no](http://www.seNorge.no). Alle arealet som drenerer til norske vasskraftmagasin er med i berekingane. I år kulminerte snømagasinet 9. april med nær 85 prosent av normalt. Vanlegvis kulminerer snømagasinet i overgangen april/mai. I fjor kulminerte snømagasinet 30. april. For to år sidan kulminerte snømagasinet på same tid som i år.

Figur 1.1.6 Snømengde 30. juni 2011 i prosent av median 1971-2000. Kjelde: [www.seNorge.no](http://www.seNorge.no)



Figur 1.1.7 Utviklinga av snømagasinet vintrane 2008/09, 2009/10 og 2010/11 i prosent av median for perioden 1971 - 2000. Kjelde: NVE

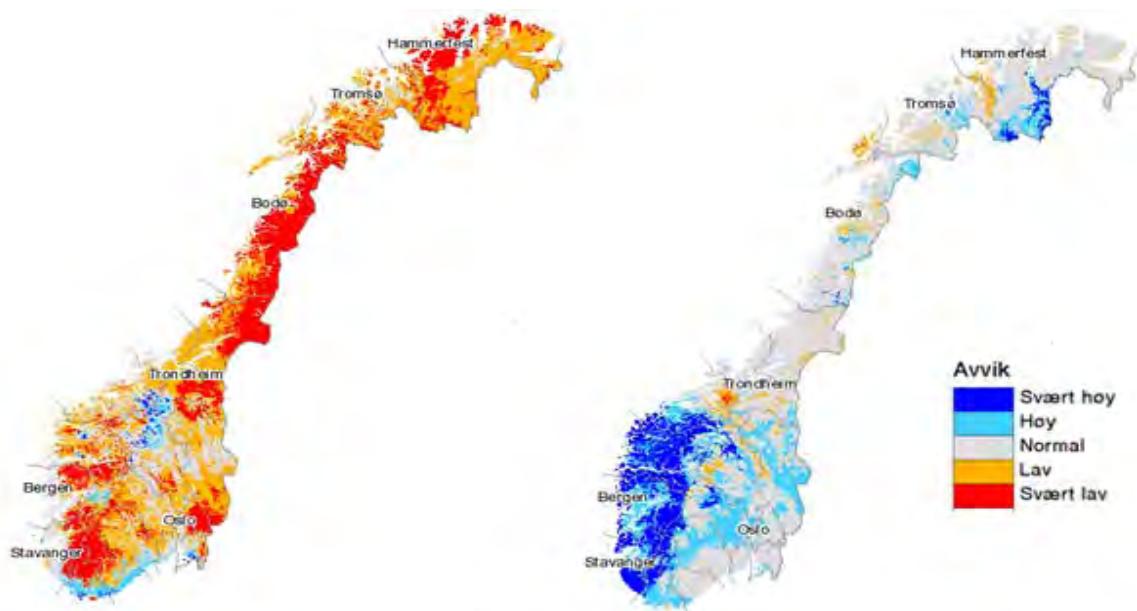


### 1.1.6 Grunn- og markvatn

Grunnvasstand i høve til normalt ved utgangen av første og andre kvartal er vist i figur 1.1.8. Karta viser grunnvasstand ved starten og slutten av andre kvartal. Fargane i karta er basert på berekningar med ein vassbalansemodell (HBV), medan sirklane viser observasjonar.

Ved starten av kvartalet var det lågare grunnvasstand enn normalt i heile landet utanom kysten av Sørlandet og fjellområda i Midt-Noreg. Vinteren var kald fram til slutten av mars. Da snøsmeltinga starta i april, og det etter kvart kom ein del regn i mai og juni, har tilhøva i bakken gått frå tørt til blaut mange stader, særleg på Vestlandet.

Figur 1.1.8 Grunnvasstand 1. april 2011 (venstre) og 30. juni 2011 (høgre) som avvik i høve til normalt for perioden 1990-2008. Kjelde: [www.seNorge.no](http://www.seNorge.no)



## 1.2 Magasinutviklinga

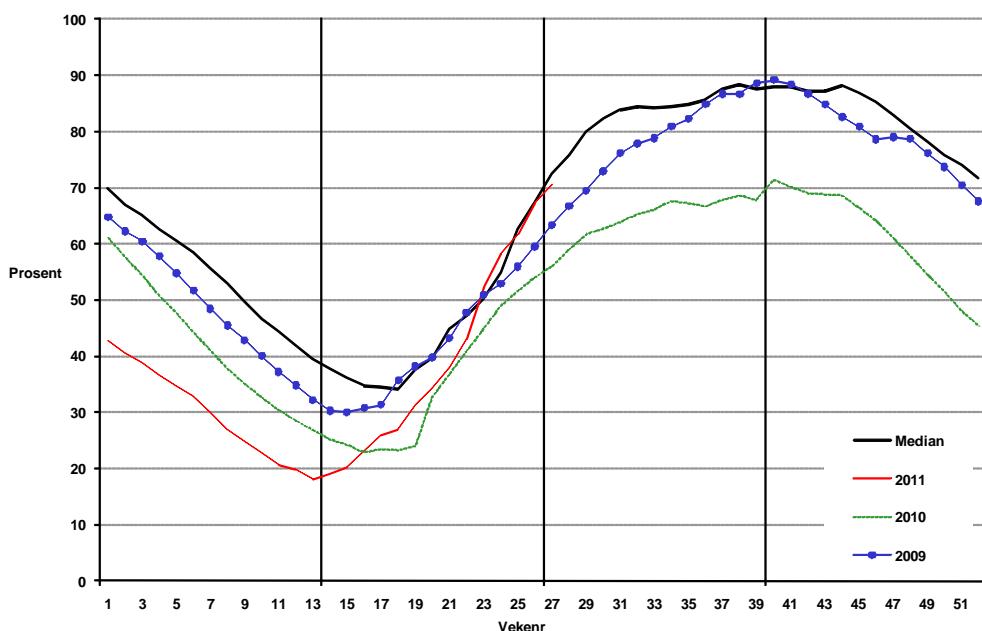
### 1.2.1 Varmt vær og mykje nedbør ga nær normal magasinfylling

Ved inngangen til andre kvartal 2011 var fyllingsgraden for norske magasin 18,1 prosent. Det er den lågaste fyllingsgraden som er registrert på denne tida sidan 1982, heile 21,4 prosenteiningar under det normale<sup>1</sup> for årstida og 8,7 prosenteiningar under nivået til same tid året før. Fyllingsgrada er også den lågaste målte så langt i år.

Magasin-fylling	Fyllingsgrad ved utgangen av 2. kvartal (prosent)			Magasin-kapasitet TWh
	2011	2010	Median	
Noreg	67,2	54,0	67,5	84,3
Sverige	72,4	65,1	71,5	33,8
Finland	59,1	71,3	74,4	5,5

Ein tidleg vår med varmt vær og sterkt snøsmelting, og mykje nedbør i mai og juni, førte til større auke i magasinfyllinga enn normalt fram mot sommaren. Ved utgangen av kvartalet var fyllingsgraden 67,2 prosent, eller om lag som normalt for årstida. Til same tid i 2010 var fyllinga 13,2 prosenteiningar lågare. Det svarer til ei energimengde på 11,1 TWh.

Figur 1.2.1 Fyllingsgrad for norske magasiner (100 prosent = 84,3 TWh) i 2009, 2010 og 2011, prosent.  
Kjelde: NVE



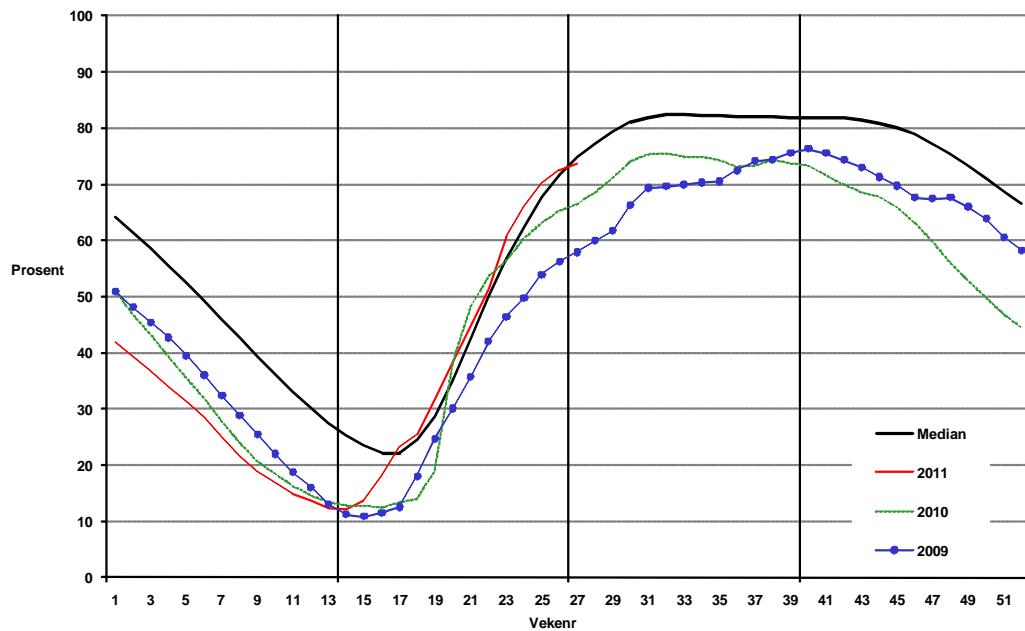
### 1.2.2 Magasinutviklinga i Sverige og Finland

Ved inngangen til andre kvartal 2011 var fyllingsgraden for svenske magasin 12,3 prosent. Det er 15,1 prosenteiningar under medianverdien<sup>2</sup> til same tid. Årets lågaste fyllingsgrad vart registrert i veke 14, med 12,1 prosent. Ved utgangen av kvartalet var magasinfyllinga 72,4 prosent, eller 0,9 prosenteiningar over medianverdien. Til same tid i 2010 var fyllingsgraden 7,3 prosenteiningar lågare. Differansen mellom i år og i fjor svarar til ei energimengde på 2,5 TWh.

<sup>1</sup> Median for perioden 1990-2007

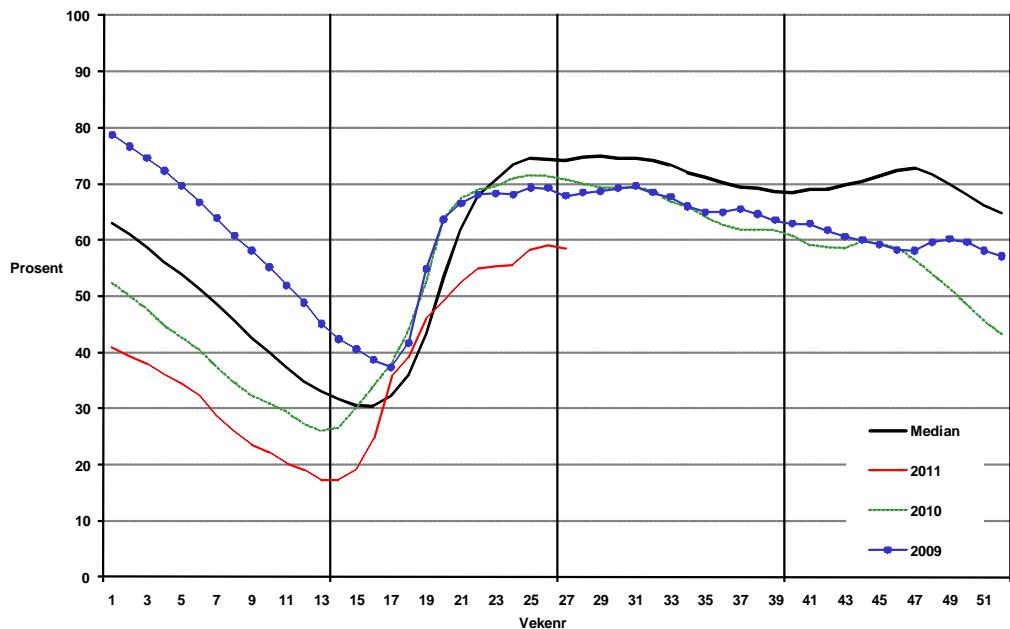
<sup>2</sup> Middelverdier for perioden 1950-2008.

**Figur 1.2.2 Fyllingsgrad for svenske magasin (100 prosent = 33,8 TWh) i 2009, 2010 og 2011, prosent.**  
 Kjelde: Svensk Energi



Ved inngangen til andre kvartal 2011 var fyllingsgraden for finske magasin 17,3 prosent. Det er 15,6 prosenteiningar under medianverdien til same tid for perioden 1978-2001. Lågaste fyllingsgrad var det i veka 14, med 17,2 prosent. Ved utgangen av kvartalet var magasinfyllinga 59,1 prosent, eller 15,3 prosenteiningar under medianverdien. Fyllinga var dermed 12,2 prosenteiningar lågare enn ved utgangen av andre kvartal 2010. Det svarar til ei energimengde på 0,7 TWh.

**Figur 1.2.3 Fyllingsgrad for finske magasin (100 prosent = 5,5 TWh) i 2009, 2010 og 2011 prosent.**  
 Kjelde: Nord Pool Spot



I sum var det lagra 1,8 TWh meir energi i svenske og finske vassmagasin ved utgangen av andre kvartal i år enn til same tid i fjor. Den lagra vassmengda i Norden var ved utgangen av kvartalet 84,4 TWh, eller 12,9 TWh meir enn til same tid i 2010, men 0,8 TWh mindre enn normalt. Total magasinkapasitet for norske, svenske og finske vassmagasin er 123,6 TWh.

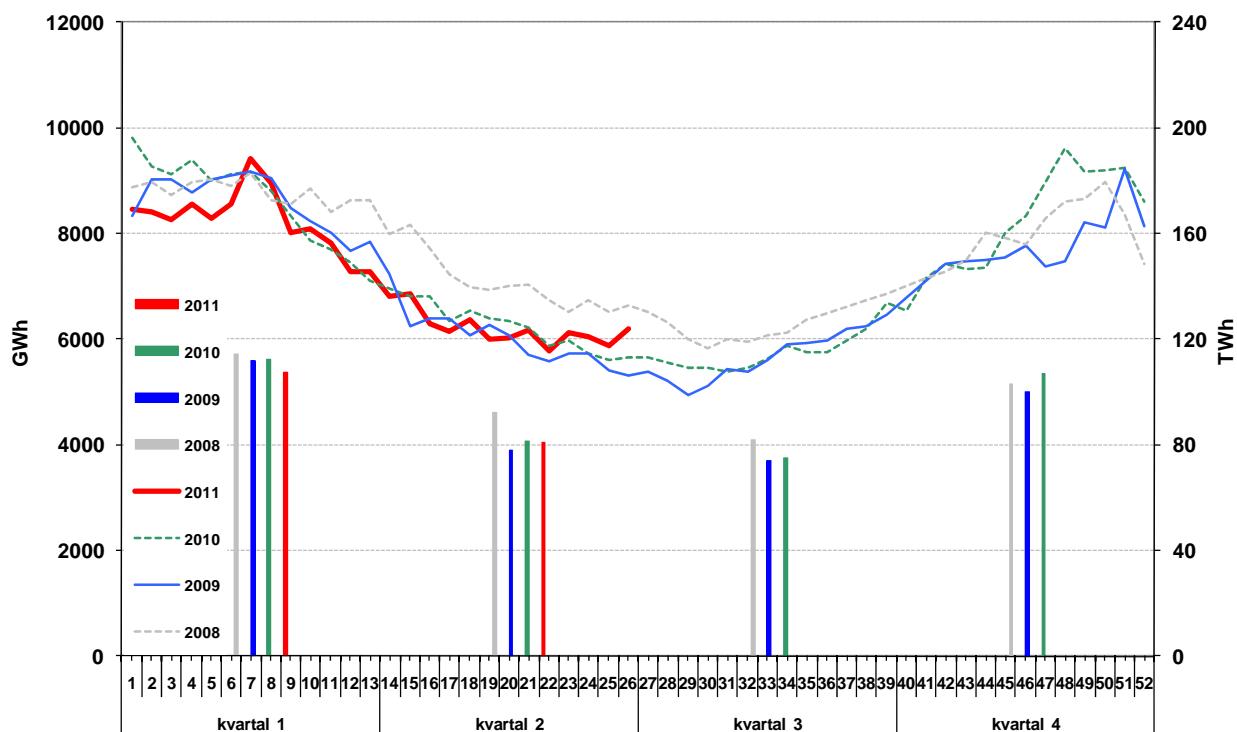
## 1.3 Produksjon

I andre kvartal vart det produsert 80,9 TWh elektrisk energi i Norden. Det er 1,4 TWh mindre enn i andre kvartal i fjor. Lågare kjernekraftproduksjon medverka til nedgangen, medan noko høgare vasskraftproduksjon dempa han.

Den samla nordiske

kraftproduksjonen dei siste 52 vekene var 372,4 TWh. Det er 0,8 TWh meir enn dei føregående 52 vekene. Produksjonen auka i alle land, unntatt Noreg. Lågare magasinfylling ved inngangen til andre kvartal 2011 enn på same tid i 2010, i tillegg til låge tilsig vinteren 2010/2011, medverka til eit monaleg fall i vasskraftproduksjonen. Totalt sett for Norden var auken i kjernekraftproduksjon og anna termisk kraftproduksjon meir enn nok til å vege opp for den låge vasskraftproduksjonen.

**Figur 1.3.1 Samla nordisk kraftproduksjon, 2008 – 2011, veka (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse).**  
GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



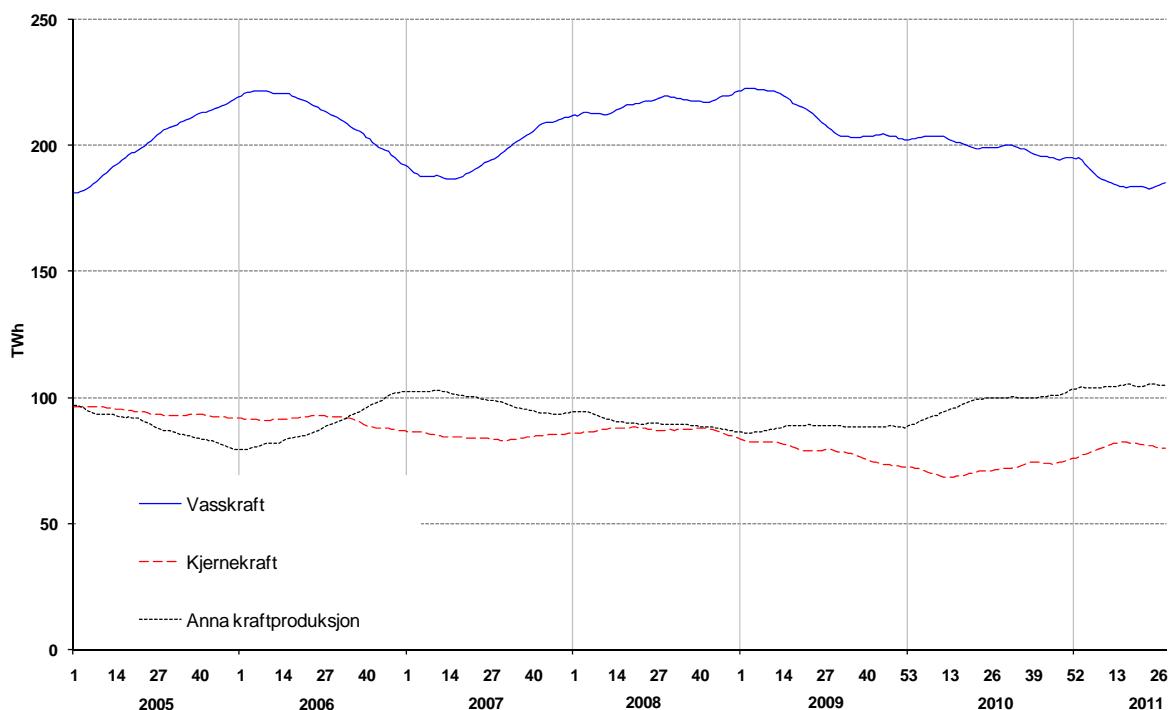
Figur 1.3.2 viser nordisk kraftproduksjon i sum for dei siste 52 vekene fordelt på teknologiar. Totalt har det vore produsert 185,1 TWh vasskraft i Norden dei siste 52 vekene. Det er 12,1 TWh mindre enn i løpet av dei føregående 52 vekene. I andre kvartal i år var vasskraftproduksjonen likevel 1,8 TWh høgare enn i same kvartal i fjor. Etter å ha falle sidan starten på 2009, snur derfor vasskraftkurva og svingar opp i slutten av andre kvartal 2011.

Den nordiske kjernekraftproduksjonen har vore 79,8 TWh dei siste 52 vekene. Det er 8,4 TWh meir enn i dei føregående 52 vekene. I andre kvartal 2011 var likevel kjernekraftproduksjonen 2,4 TWh lågare enn i same kvartal i fjor. Det kjem av at svenske kjernekraftverk gjekk seint ut i vedlikehald i fjor, medan revisjonsperioden starta om lag som normalt i år. Kurva for kjernekraft, som har stege sia slutten på første kvartal 2010, fall derfor gjennom andre kvartal i år.

I kategorien anna kraftproduksjon, som består av vind- og termisk kraftproduksjon, har produksjonen vore 105,1 TWh dei siste 52 vekene. Det er 6,3 TWh meir enn i tilsvarende føregående periode. Den låge vasskraftproduksjonen har medverka til auka termisk kraftproduksjon. Kurva for denne kategorien har såleis auka sidan starten på 2009.

Medan vasskraftproduksjonen har utgjort 50 prosent av den samla kraftproduksjonen i Norden dei siste 52 vekene, har kjerne- og anna kraftproduksjon stått for høvesvis 22 og 28 prosent kvar.

**Figur 1.3.2 Nordisk kraftproduksjon fordelt på teknologi, 2005 – 2011, sum for dei siste 52 vekene, TWh. Kjelde: Nord Pool Spot**

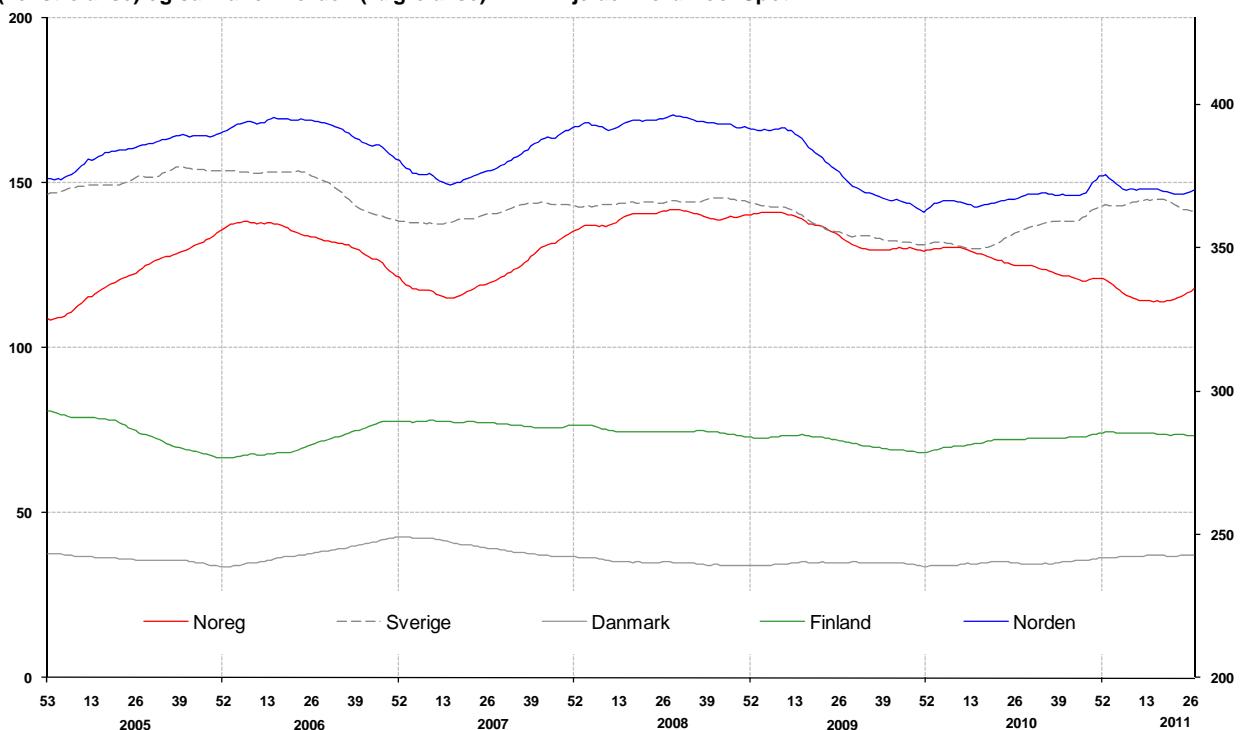


Figur 1.3.3 viser kraftproduksjonen i sum for dei siste 52 vekene fordelt på land. Produksjonen i Noreg er dominert av vasskraft, og svingingane i den norske kraftproduksjonen følgjer såleis i stor grad svingingane i vasskraftproduksjonen i figur 1.3.2. Som vasskraftkurva i 1.3.2 hadde produksjonen i Noreg ein negativ trend i 2009 og 2010, men eit lite oppsving mot slutten av 2010. Den kalde perioden i november og desember 2010 medverka til at vasskraftprodusentane tappa magasina meir enn i same periode i 2009. I første kvartal 2011 medverka den låge magasinfyllinga til at vasskraftproduksjonen var monaleg lågare enn i første kvartal 2010. Tidleg snøsmelting og mykke nedbør i andre kvartal 2011 medverka derimot til høgare vasskraftproduksjon enn året før – og kurva for Noreg snur tydeleg opp.

I Sverige utgjer vass- og kjernekraft mesteparten av kraftproduksjonen. Høgare svensk kjernekraftproduksjon dei siste 52 vekene medverka til at den stipla svenske kurva i figur 1.3.3 svingar opp etter første kvartal 2010. Lågare kjernekraftproduksjon i andre kvartal i år enn i same kvartal i fjar medverka til at den svenske kurva tippa nedover igjen i løpet av andre kvartal.

I Danmark og Finland, der termisk kraftproduksjon er dominerande, er produksjonen meir stabil over tid. Men sidan kraftprisane typisk vil auke i periodar med låge tilsig og låg vasskraftproduksjon, og låg kjernekraftproduksjon, vil anna termisk kraftproduksjon gjerne auke i slike periodar. I figur 1.3.3 ser vi at kraftproduksjonen fall noko i Danmark og Finland i 2008 og starten av 2009, då det var høg produksjon i Noreg og Sverige. Låg etterspurnad medverka til at produksjonen i alle landa fall i 2009. I 2010 auka den termiske produksjonen igjen, noko som vi spesielt ser på den stigande, grøne finske kurva gjennom heile 2010. I 2011 har auken vore lågare.

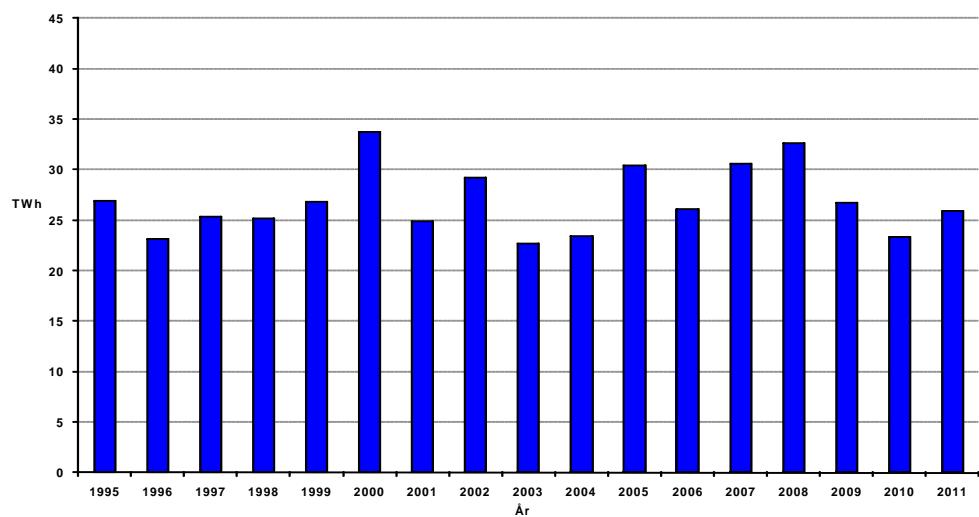
**Figur 1.3.3 Nordisk kraftproduksjon fordelt på land, 2005 – 2011, sum for dei siste 52 vekene, dei nordiske landa (venstre akse) og samla for Norden (høgste akse). TWh. Kjelde: Nord Pool Spot**



### 1.3.1 Noreg – auke i produksjonen i andre kvartal

Elektrisitetsproduksjonen i Noreg var 25,9 TWh i andre kvartal 2011. Det er ein auke på 11,1 prosent frå same periode i fjor. Produksjonen i andre kvartal er om lag på nivå med produksjonen i same kvartal i 2006. Auken i produksjonen heng saman med høgt tilsig i andre kvartal 2011.

**Figur 1.3.4 Kraftproduksjon i andre kvartal for perioden 1995-2011, TWh. Kjelde: NVE**

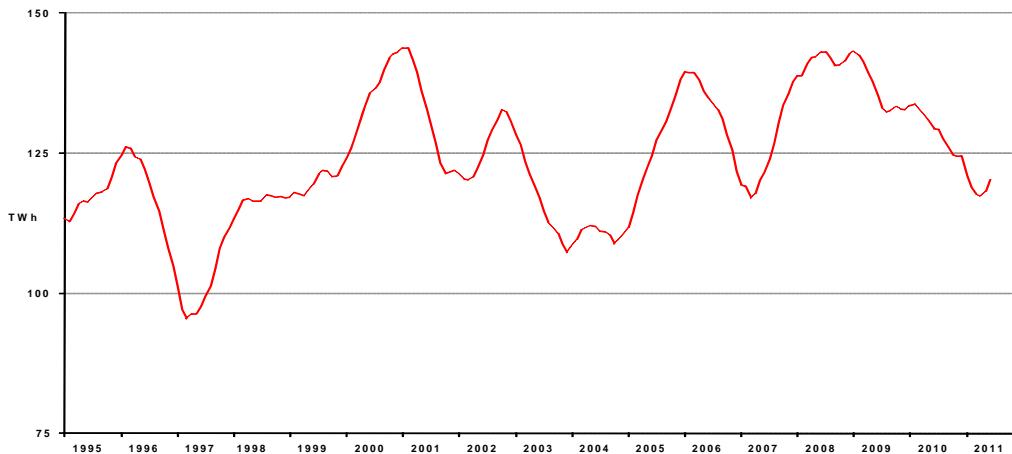


I første halvår 2011 var produksjonen 57,8 TWh. Det er 4,2 TWh mindre enn i same periode i 2010, dvs. ein nedgang på 6,8 prosent.

Dei siste 12 månadene er det produsert 120,2 TWh elektrisk kraft i Noreg mot 129,4 TWh i tilsvarende periode året før. Det er ein nedgang på 7,1 prosent. Produksjonen dei siste 12 månadene er 23,5 TWh lågare enn den høgaste produksjonen for ein 12-månadersperiode (143,7 TWh) og vel 11 TWh under gjennomsnittleg årsproduksjon for det norske kraftsystemet (vass-, varme- og vindkraft)

som er berekna til 131,6 TWh ved utgangen av 2010. Det var først og fremst låg magasinfylling som førte til nedgangen i kraftproduksjonen dei siste 12 månadene.

**Figur 1.3.5 Kraftproduksjon i Noreg, sum for dei siste 12 månadene, TWh. Kjelde: NVE**



Den norske kraftproduksjonen varierar med tilsiget. Tørrvårsperiodane i 1996 og 2002 resulterte i låg produksjon, mens våtåra 2000 og 2005 ga høg produksjon. Tilsigssvikten hausten 2002 var så kraftig at den fikk følgjer for produksjonen heilt fram til utgangen av 2004. På same måte har lite snø vinteren 2005/2006 og den tørre sommaren og hausten 2006 ført til låg produksjon, og høgt tilsig i 2008 til høg produksjonen. Lågt tilsig i 2010, som følgje av svært lite snø vinteren 2009/2010 førte igjen til låg produksjon.

### 1.3.2 Kraftproduksjonen i dei andre nordiske landa

Dei siste 52 vekene har det vore produsert 141,5 TWh elektrisk kraft i Sverige<sup>1</sup>. Det er 6,4 TWh meir enn i dei føregåande 52 vekene. Kjernekraftproduksjonen har auka med 8,6 TWh dei siste 52 vekene. Vasskraftproduksjonen har falle med 4,3 TWh, medan anna kraftproduksjon har auka med 2,2 TWh.

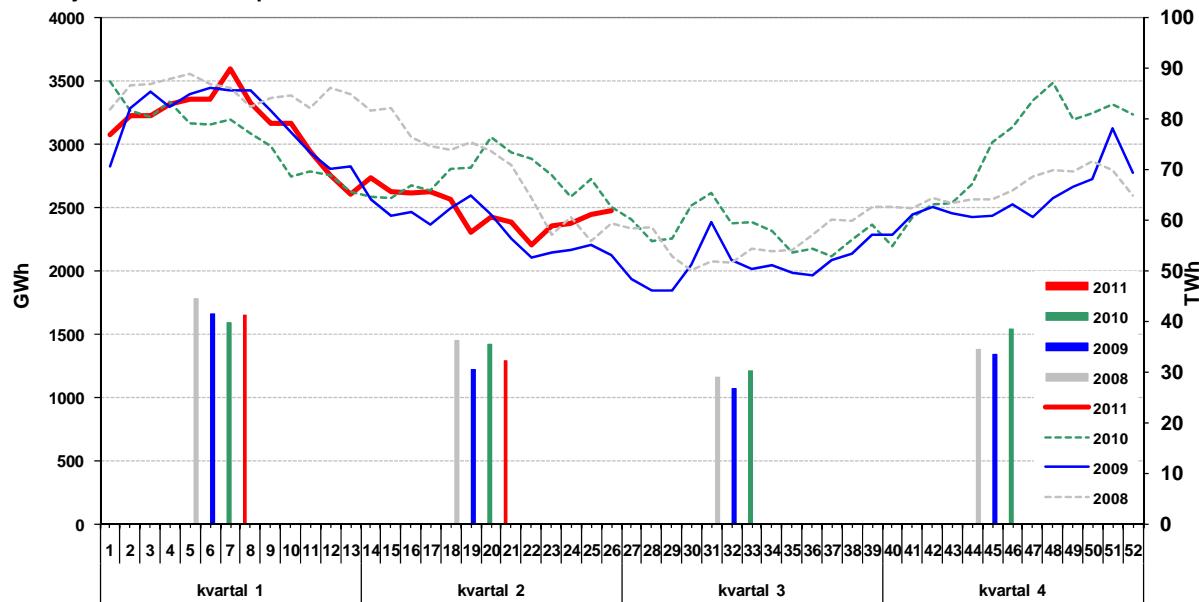
Medan kjernekraftproduksjonen utgjorde 41 prosent av den samla svenske kraftproduksjonen dei siste 52 vekene, stod vass- og anna kraftproduksjon for høvesvis 43 og 16 prosent.

I andre kvartal vart det produsert 32,1 TWh i Sverige. Det er 3,4 TWh mindre enn i andre kvartal i 2010. Det var hovudsakleg kjernekraftproduksjonen som fall – den var 2,5 TWh lågare enn i same periode i fjar. Det var òg noko lågare vasskraftproduksjon i Sverige i andre kvartal i år enn i fjar. Vasskraftproduksjonen fall med 0,9 TWh.

Figur 1.3.7 viser produksjonen frå svenske kjernekraftverk kvar veke dei siste fire åra. Kapasiteten er normalt sett høg ved inngangen til sommarmånadene. Kapasiteten går så noko ned om sommaren på grunn av vedlikehaldsarbeid, for så å auke igjen utover hausten når kraftverka kjem tilbake i drift. Figuren viser at produksjonen var låg etter sommaren 2009 og fram til våren 2010. Dette skuldast forsinka oppstart etter revisjon samt tekniske problem som førte til at anlegg vart tekne ut av drift. For å bruke opp brenselsladningane kom derfor det årlege vedlikehaldet av kjernekraftverka i gang noko seinare enn vanleg i 2010. Dette førte til at produksjonen sommaren og starten av hausten 2010 var høgare enn normalt for årstida, og dermed at produksjonen i tredje kvartal 2010 var høgare enn i same kvartal året før. Ved slutten av kvartalet var produksjonen likevel på 2009-nivå.

<sup>1</sup> Etter offentleggjering av NVE sin kvartalsrapport for 4. kvartal 2010 har Nord Pool Spot justert opp tala for kraftproduksjonen i Sverige i 4. kvartal 2010 med 1,1 TWh. I dette kvartalet var den svenske kraftproduksjonen 38,3 TWh.

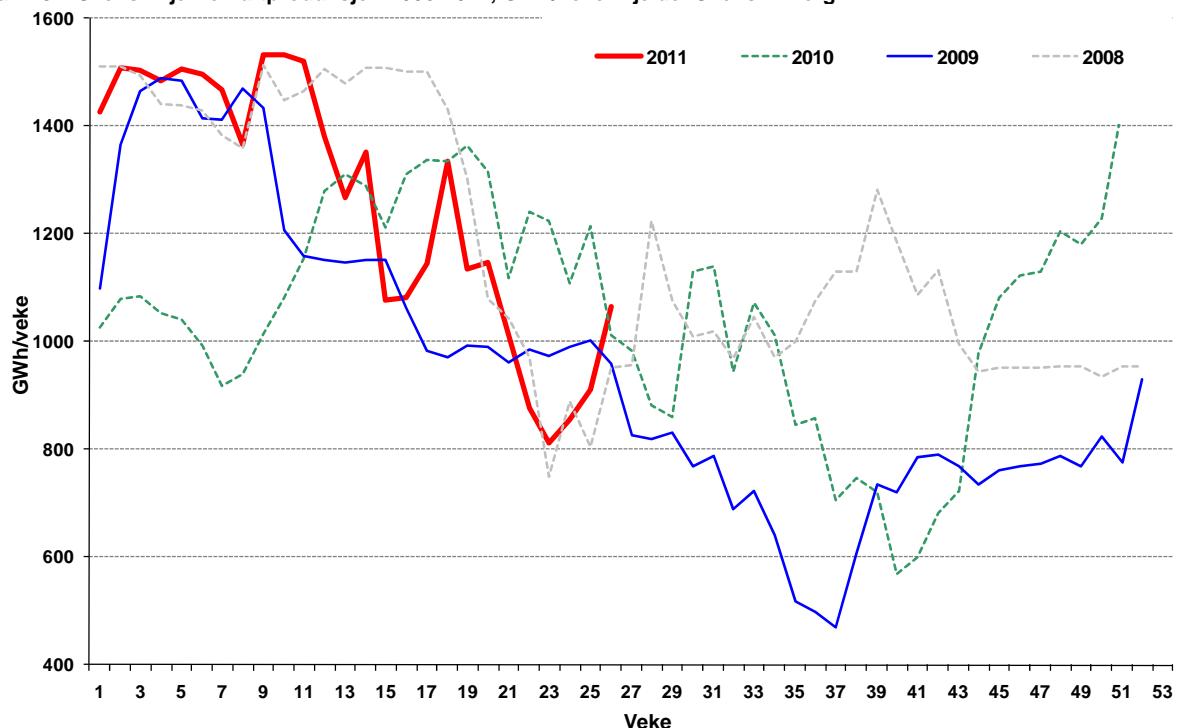
Figur 1.3.6 Svensk produksjon, 2008 – 2011, veke- (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høyre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



Utover fjerde kvartal 2010 kom kjernekraftverka sakte, men sikkert i drift igjen etter den forsinka revisjonen. Dette ser vi tydeleg på figur 1.3.7, men også figur 1.3.6 er påverka av sterk auke i kjernekraftproduksjonen gjennom kvartalet. I første kvartal 2011 var kjernekraftproduksjonen i Sverige monaleg høgare enn i same periode i 2010. Den var også høgare enn første kvartal i 2009, og på same nivå som i 2008.

I andre kvartal 2011 starte vedlikehaldsarbeidet ved svenske kjernekraftverk opp meir som normalt og monaleg tidlegare enn året før. Kjernekraftproduksjonen var derfor lågare i andre kvartal i år enn i fjor.

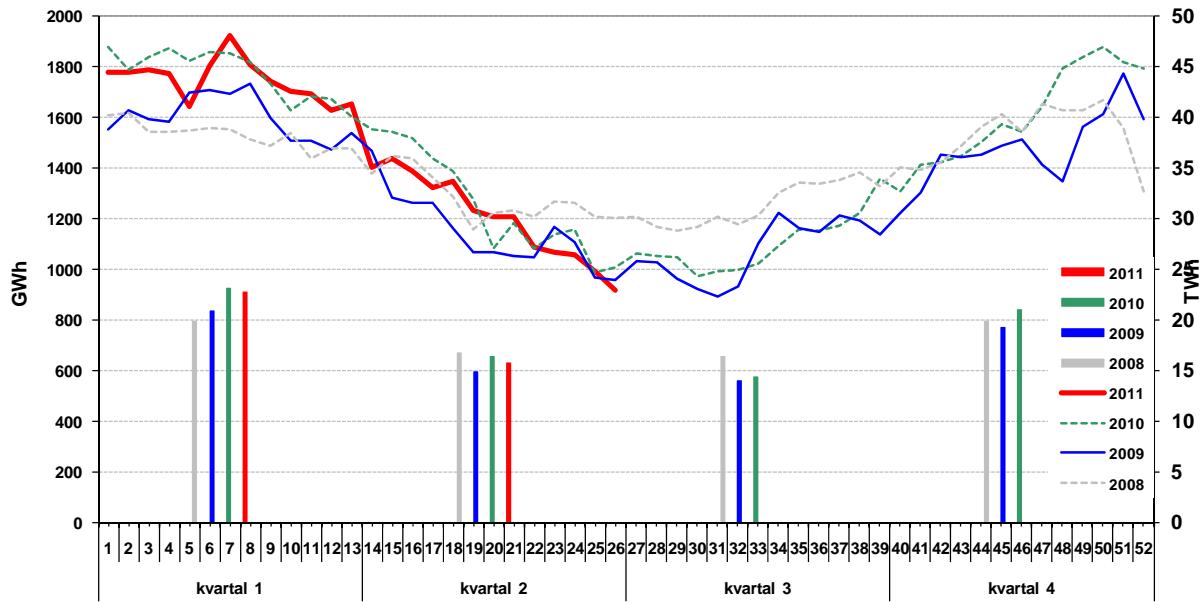
Figur 1.3.7 Svensk kjernekraftproduksjon 2008-2011, GWh/veke. Kjelde: Svensk Energi



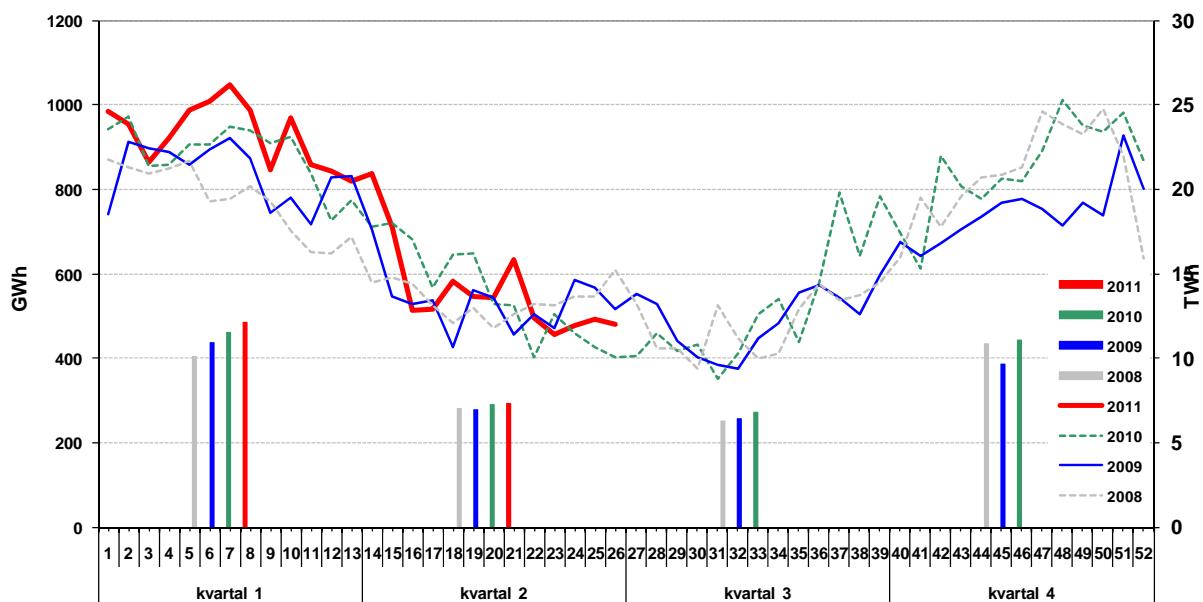
Dei siste 52 vekene har det vore produsert 73,5 TWh elektrisk kraft i Finland, ein auke på 1,1 TWh frå dei føregåande 52-vekene. Vasskraftproduksjonen har falle med 0,8 TWh, det var ein liten nedgang i kjernekraftproduksjonen, medan anna kraftproduksjon har auka med 2,1 TWh. Kategorien anna kraftproduksjon består hovudsakleg av termisk kraftproduksjon. Denne kategorien har stått for om lag 56 prosent av den samla kraftproduksjonen i Finland dei siste 52 vekene. Vass- og kjernekraftproduksjonen utgjorde høvesvis om lag 15 og 30 prosent.

I andre kvartal utgjorde den finske kraftproduksjonen 15,6 TWh. Det er 0,7 TWh mindre enn i tilsvarende kvartal i fjor. Kjernekraft- og anna kraftproduksjon var om lag uendra i andre kvartal i år samanlikna med same kvartal i 2010. Vasskraftproduksjonen falt med 0,8 TWh.

**Figur 1.3.8 Finsk produksjon, 2008 – 2011, veke- (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot**



**Figur 1.3.9 Dansk produksjon, 2008 – 2011, veke- (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot**



Dei siste 52 vekene vart det produsert 37,2 TWh elektrisk kraft i Danmark. Det er 2,4 TWh meir enn dei føregåande 52 vekene. Det vart produsert 9,0 TWh vindkraft, mot 7,2 TWh dei føregåande 52 vekene. Auka vindkraftproduksjon har medverka til å dempe etterspurnaden etter dansk termisk kraftproduksjon.

I Danmark vart det produsert 7,3 TWh elektrisk kraft i andre kvartal i år. Det er 0,1 TWh meir enn i fjerde kvartal i 2009. Den danske vindkraftproduksjonen var 1,9 TWh i andre kvartal, ein auke på 0,4 TWh frå same periode i fjor.

## 1.4 Forbruk

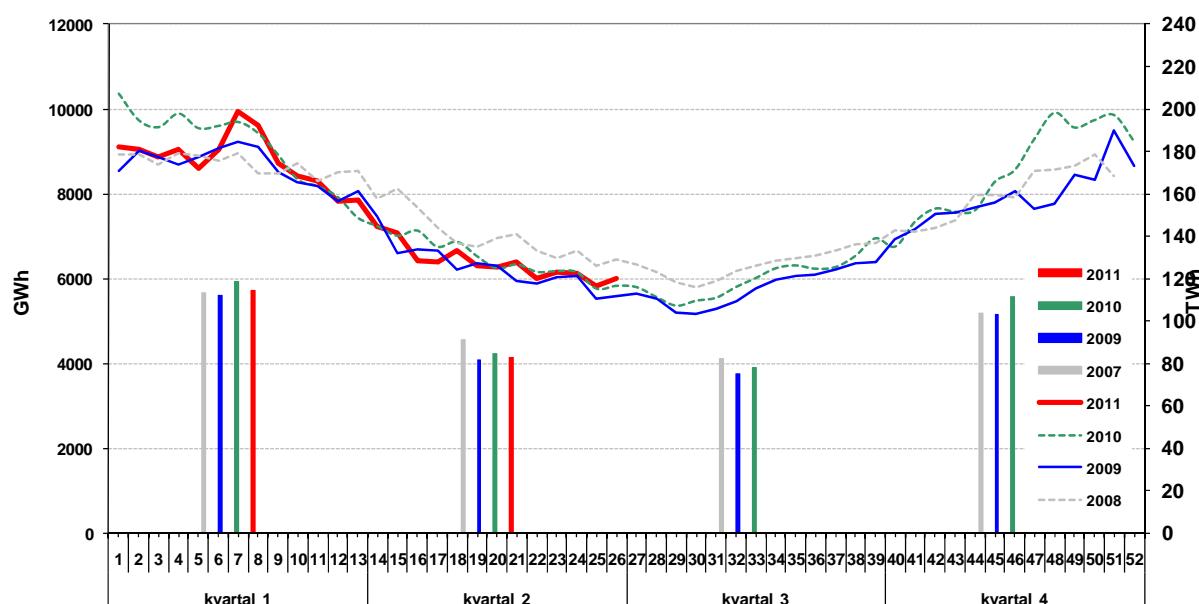
Det samla nordiske kraftforbruket var 83,3 TWh i andre kvartal 2011. Det er 2,2 TWh mindre enn i same kvartal i fjor. Forbruket fall i alle dei nordiske landa. Fallet kan ha samanheng med mildare vær i heile Norden i andre kvartal i år enn til same tid i fjor.

Det kalde været i november og desember 2010 medverka til at det nordiske forbruket auka med 3,8 TWh

dei siste 52 vekene samanlikna med føregående 52-vekers periode. Samla har forbruket i Norden vore 389,2 TWh dei siste 52 vekene. I tillegg til kaldvêrsperiodane, kan forbruksauken ha samanheng med auka aktivitetsnivå i den nordiske økonomien.

**Figur 1.4.1 Samla nordisk kraftforbruk, 2008 – 2011, veko (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot**

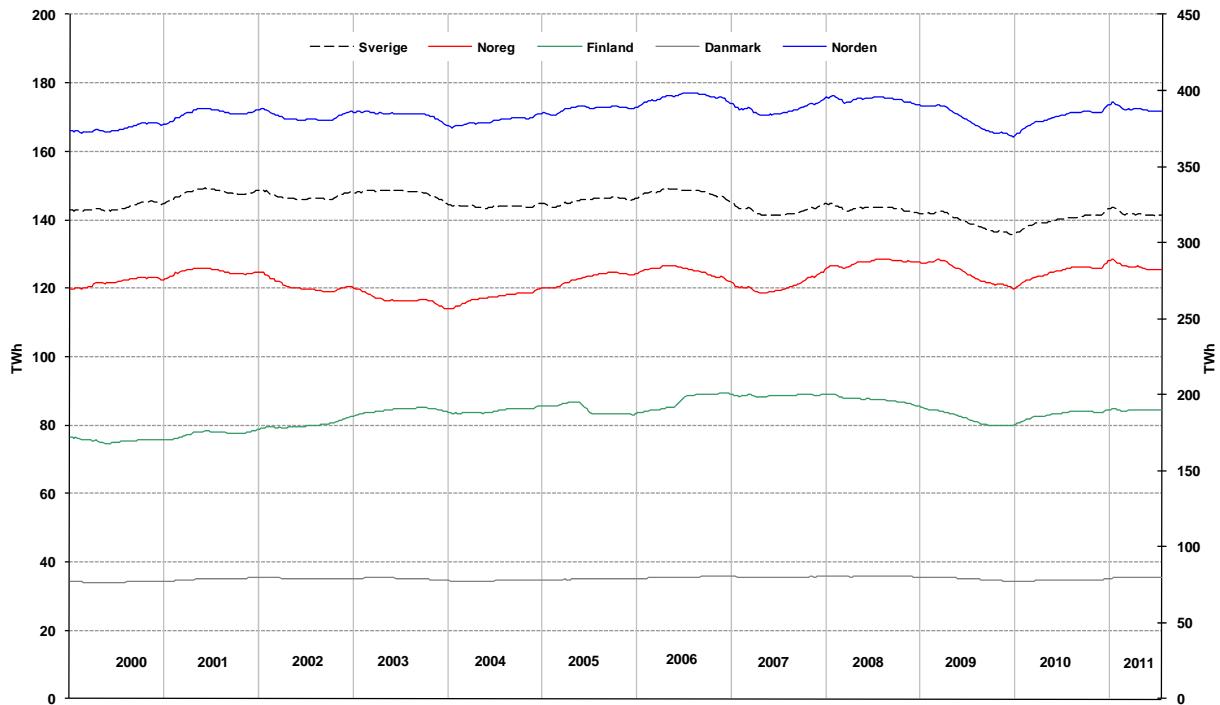
9



Figur 1.4.2 viser det nordiske kraftforbruket i sum for dei siste 52 vekene, fordelt på land. Lågare kraftteterspurnad som følgje av finanskrisa visast på figuren som fallande forbruk i Norden frå fjerde kvartal 2008. Denne trenden snudde omkring årsskiftet 2009/2010. Det kalde været medverka til det. I 2011 fell kurva noko igjen. Det har samanheng med mildare vær i første halvår 2011 enn i same periode i fjor.

I Danmark brukast mykje fjernvarme og berre ein liten del av kraftteterspurnaden går til oppvarming. Det danske forbruket er difor mindre temperaturavhengig enn forbruket i dei andre nordiske landa.

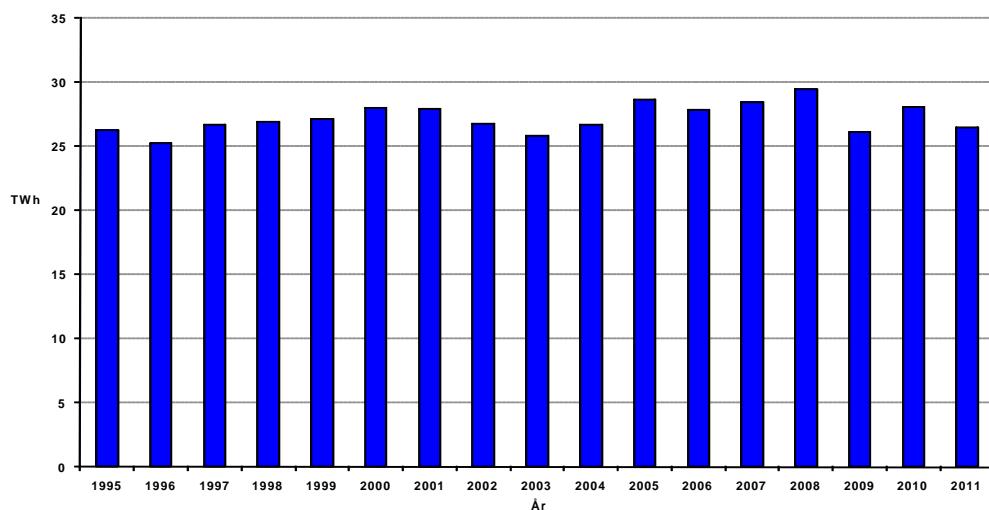
**Figur 1.4.2 Nordisk kraftforbruk fordelt på land, 2000 – 2011, sum for dei siste 52 vekene, dei nordiske landa (venstre akse) og samla for Norden (høgre akse), TWh. Kjelde: Nord Pool Spot**



#### 1.4.1 Noreg – nedgang i kraftforbruket

Det norske elektrisitsforbruket i andre kvartal var 26,5 TWh mot 28,1 TWh i same kvartal i 2010. Det er ein nedgang på 5,7 prosent. Nedgangen heng saman med høgare kraftprisar og at andre kvartal 2011 var ein god del varmare enn same kvartal eitt år før. Forbruket i andre kvartal i år er det femte lågaste forbruket i dette kvartalet sidan 1995.

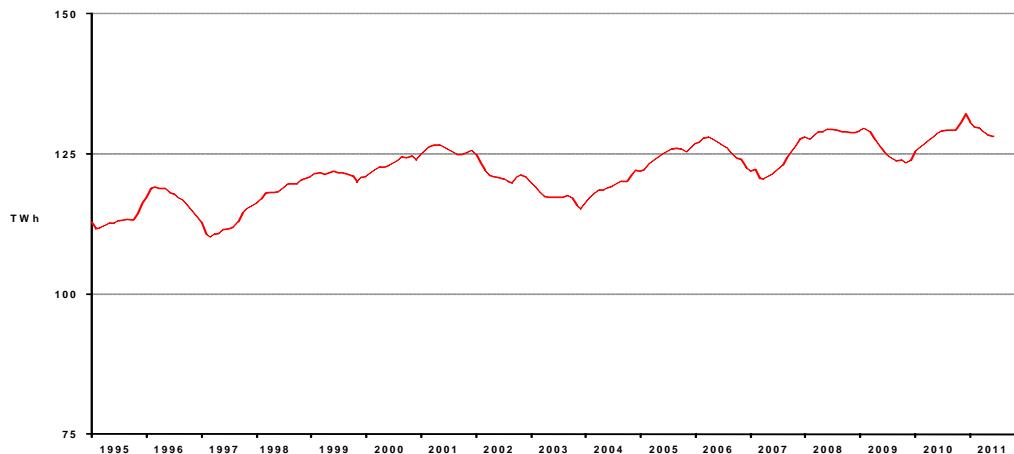
**Figur 1.4.3 Innanlandsk forbruk av elektrisk kraft i andre kvartal for perioden 1995-2011, TWh. Kjelde: NVE**



I første halvår 2011 var det norske elektrisitsforbruket 64,8 TWh. Det er 3,9 TWh lågare enn i same periode i 2010, dvs. ein nedgang på 5,7 prosent. Nedgangen heng mellom anna saman med relativt høge kraftprisar.

Dei siste 12 månadene har elektrisitetsforbruket vore 128,1 TWh mot 128,6 TWh i same periode eitt år før. Det er ein nedgang på 0,5 prosent. Forbruket dei siste 12 månadene er nesten 4 TWh lågare enn det høgaste forbruket i ein 12-månadersperiode (132 TWh) og 3,5 TWh lågare enn gjennomsnittleg årsproduksjon.

**Figur 1.4.4 Innanlandsk elektrisitetsforbruk, sum for dei siste 12 månadene, TWh. Kjelde: NVE**

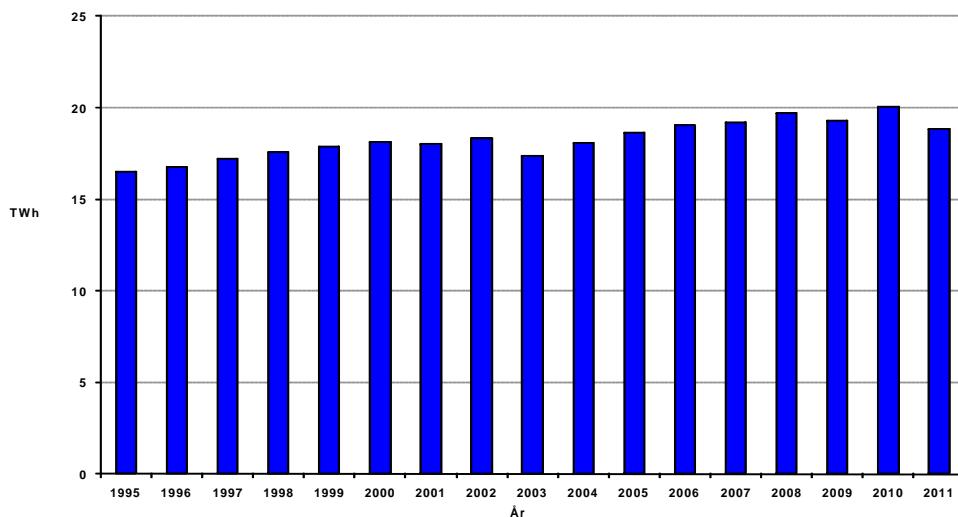


Frå april 2006 falt forbruket i 12 månader. Frå mai 2007 hadde vi ein samanhengjande vekstperiode som flata ut sommaren 2008. Deretter falt forbruket fram til desember 2009. Hovudårsaka til utflatinga og nedgangen i forbruket er sterkt redusert økonomisk aktivitet grunna fallet i verdsøkonomien. I 2010 ser vi igjen vekst i forbruket, noko som heng saman med auka forbruk i kraftintensiv industri og dei kalde vintrane 2009/10 og 2010/11. Dei siste månadene ser vi igjen nedgang i forbruket.

Bruttoforbruket i alminneleg forsyning var 17,6 TWh i andre kvartal i år mot 19,9 TWh i same kvartal i 2010. Det er ein nedgang på 11,7 prosent. I første halvår 2011 var det ein nedgang på 9,1 prosent og for siste 12-månadersperiode ein nedgang på 1,7 prosent.

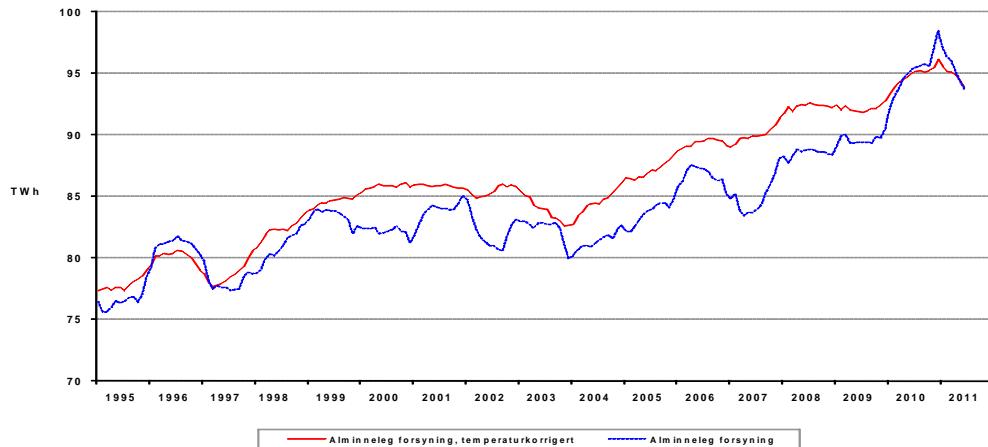
Andre kvartal i år var mykje varmare enn same kvartal 2010 og betydeleg varmare enn normalt. Korrigert til normale temperaturforhold vart det alminnelege forbruket 18,8 TWh i andre kvartal 2011 mot 20,0 TWh i tilsvarende kvartal i 2010. Det er ein nedgang på 6,0 prosent. I første halvår 2011 var det ein nedgang på 4,4 prosent og for siste 12-månadersperiode ein nedgang på 1,2 prosent.

**Figur 1.4.5 Bruttoforbruk i alminneleg forsyning, temperaturkorrigert, andre kvartal 1995-2011, TWh. Kjelde: NVE**



Det temperaturkorrigerte forbruket i alminneleg forsyning i andre kvartal har stort sett auka jamt i heile perioden 2003-2008. I 2009 ser vi ein nedgang i forbruket, noko som først og fremst heng saman med finanskrisa og verknadene av denne. Auken i 2010 og nedgangen i 2011 har samanheng med høgare kraftprisar i 2011 enn i 2010. Det temperaturkorrigerte forbruket i alminnelig forsyning i andre kvartal 2011 er det sjette høgaste som er blitt registrert i dette kvartalet.

**Figur 1.4.6 Forbruk i alminneleg forsyning, med og utan temperaturkorrigering, sum for dei siste 12 månadene, TWh.**  
Kjelde: NVE

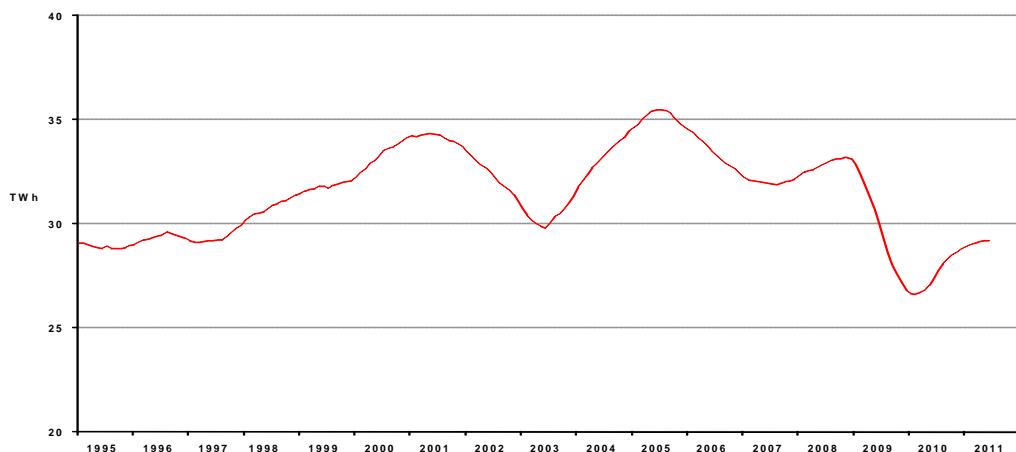


Det temperaturkorrigerte forbruket i alminnelig forsyning dei siste 12 månadene er i ferd med å auke etter ei utflating frå august 2008 til november 2009. Dei siste månadene ser vi nedgang i forbruket.

Forbruket i kraftintensiv industri var i andre kvartal 2,0 prosent høgare enn i same periode i 2010. I første halvår 2011 var det ein auke på 3,0 prosent.

Dei siste 12 månadene har forbruket i kraftintensiv industri vore 29,2 TWh. Det er ein auke på 6,8 prosent frå same periode eitt år før.

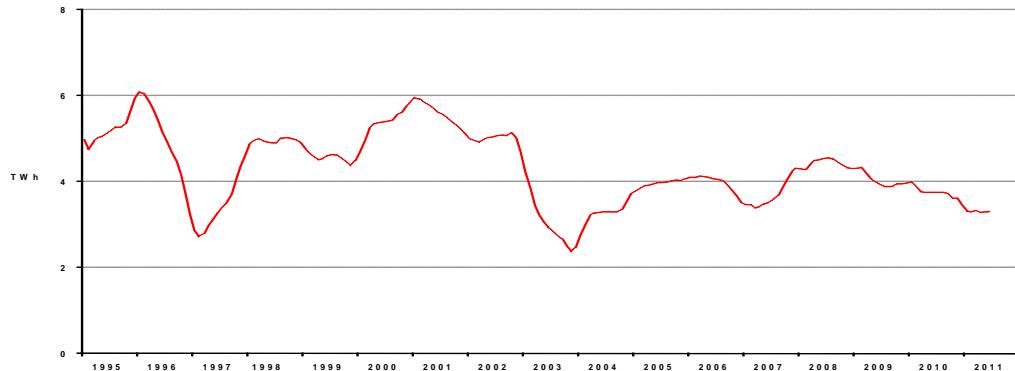
**Figur 1.4.7 Forbruk i kraftintensiv industri, sum for dei siste 12 månadene, TWh. Kjelde: NVE**



Kraftforbruket i kraftintensiv industri har sidan hausten 2005 falt grunna mellom anna redusert aktivitet og nedleggingar for delar av industrien. Årsaka til dette er høge kraftprisar og låge produktprisar. Frå hausten 2007 er det igjen auke i denne forbrukssektoren, medan vi i 2009 ser ein sterk nedgang. Ein viktig forklaring på nedgangen finn vi i det kraftige fallet i verdsøkonomien. I 2010 ser vi auke i forbruket.

Forbruket av kraft til elektrokjelar var i andre kvartal 5,5 prosent lågare jamført med tilsvarende kvartal i 2010. I første halvår var det ein nedgang på 9,2 prosent. Dei siste 12 månadene har forbruket vore 3,3 TWh som er 12,1 prosent lågare enn i same periode eitt år før. Forbruket dei siste 12 månadene er nesten halvert jamført med 1995 og 2000. I begge desse åra kom forbruket opp i omlag 6 TWh.

**Figur 1.4.8 Forbruk av kraft til elektrokjelar, sum for dei siste 12 månadene, TWh. Kjelde: NVE**



Frå hausten 2008 fallt oljeprisen kraftig, og etter dette låg den på eit lågt nivå fram til sommaren 2009. Kraftprisane fallt også i denne perioden, men relativt sett ikkje så mykje som oljeprisen. Dette antar vi er hovudårsaka til nedgangen i kraftforbruket til elektrokjelar i denne perioden. Den siste tida har både oljeprisen og kraftprisane lege på eit forholdsvis høgt nivå, noko som fører til at nedgangen i forbruket held fram.

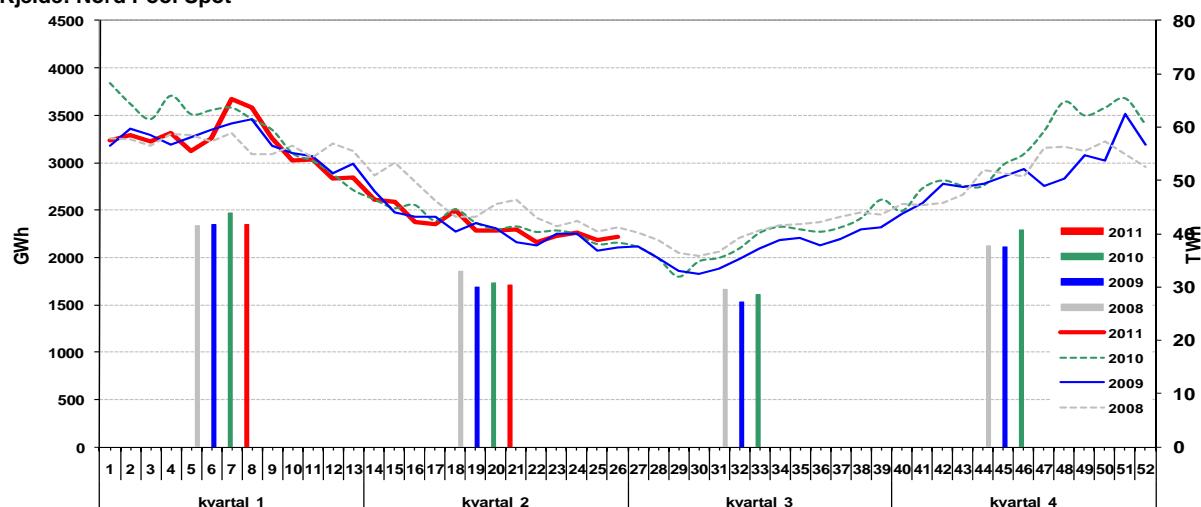
Variasjonsområdet for kraft til elektrokjelar i perioden 1995-2010 er frå rundt 2,5 TWh til vel 6 TWh. Om lag 2,5 TWh av dette forbruket ser derfor ut til å krevje ein høgare pris for å kople ut enn det som er observert i same periode.

#### 1.4.2 Kraftforbruket i dei andre nordiske landa

Det svenske kraftforbruket har vore 141,3 TWh dei siste 52 vekene. Det er 2,2 TWh meir enn i dei føregåande 52 vekene. Korrigert for temperaturar har auken vore på berre 1,3 TWh dei siste 52 vekene, i følgje Svensk Energis temperaturkorrigerte forbrukstal. Det kalde været hausten 2010 bidrog altså til auken i kraftforbruket i Sverige.

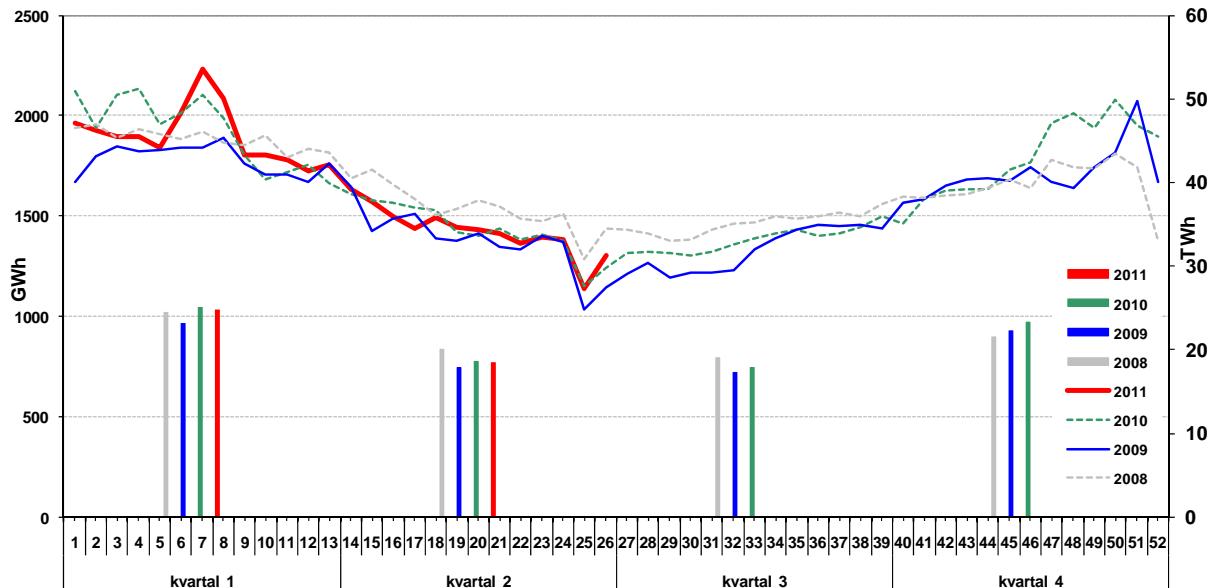
Det svenske kraftforbruket var 30,3 TWh i andre kvartal. Det er 0,4 TWh mindre enn i andre kvartal 2010. Korrigert for temperaturar var det likevel ein auke i forbruket på 0,4 TWh. Det milde været i andre kvartal i år medverka altså til lågare faktisk forbruk.

**Figur 1.4.9 Svensk forbruk, 2008 – 2011, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot**



I dei siste 52 vekene har det finske kraftforbruket vore 84,4 TWh. Det er 1,3 TWh meir enn i dei føregående 52 vekene. Det finske kraftforbruket var 18,5 TWh i andre kvartal i år, noko som er 0,1 TWh mindre enn i same periode i 2010.

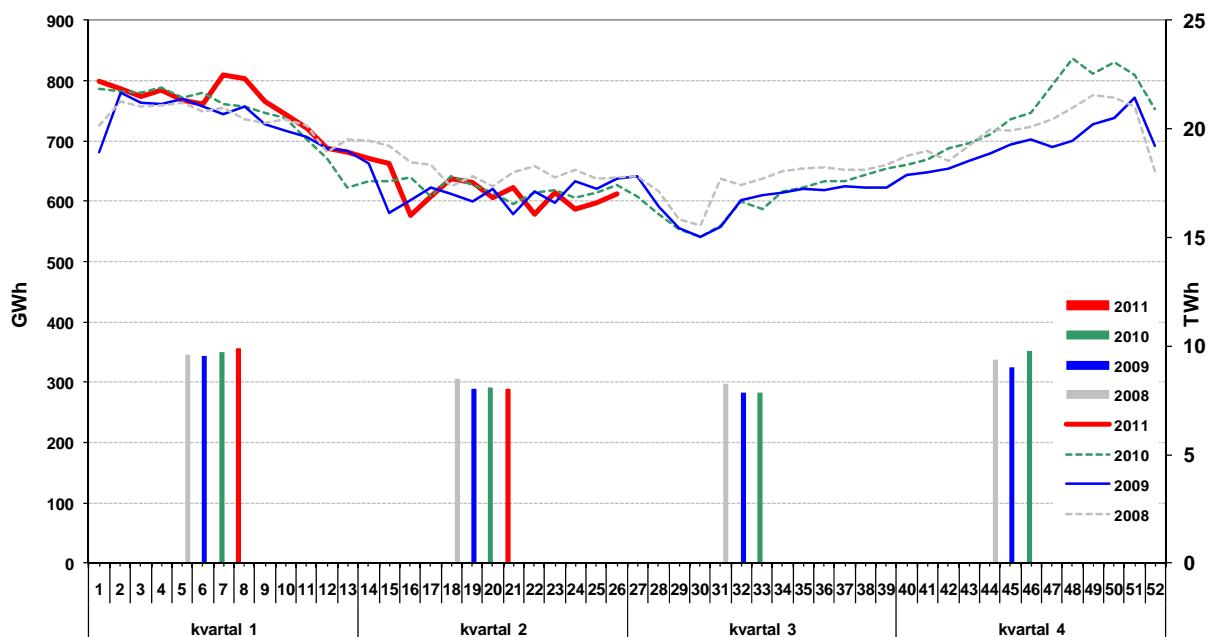
**Figur 1.4.10 Finsk forbruk, 2008 – 2011, veko (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veko og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot**



Det danske kraftforbruket har vore 35,5 TWh dei siste 52 vekene. Det er 0,9 TWh meir enn i dei føregående 52 vekene. Forbruket på Jylland har vore 21,1 TWh, medan det på Sjælland har vore 14,4 TWh. Forbruket har dermed auka med 0,6 TWh på Jylland og 0,2 TWh på Sjælland dei siste 52 vekene.

Kraftforbruket i Danmark var 8,0 TWh i andre kvartal i år. Det er 0,1 TWh mindre enn i andre kvartal i 2010, og fordeler seg med 4,8 og 3,2 TWh på Jylland og Sjælland. Nedgangen fant stad på Jylland.

**Figur 1.4.11 Dansk forbruk, 2008 – 2011, veko (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veko og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot**



## 1.5 Andre energiberarar i Noreg

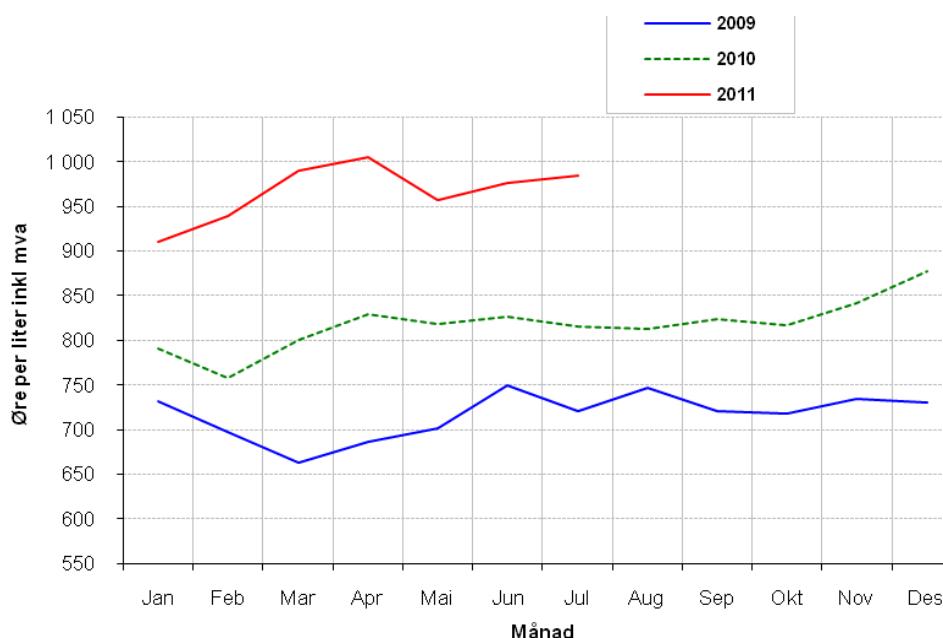
I tillegg til elektrisitet er olje, parafin, gass og biobrensel viktige energiberarar til stasjonært sluttbruk, og fjernvarme har aukande utbreiing. For desse energiberarane finst det ikkje offisiell statistikk for kvartalsvis forbruk. Salstal for petroleumsprodukt kan nyttast som ein indikator på sluttbruken av produkta. For dei andre energiberarane tar vi med tal publisert av interesseorganisasjonar og SSB.

### 1.5.1 Fyringsoljar

Av petroleumsprodukta til oppvarming i stasjonær sektor vert det i hovudsak nytta fyringsparafin og fyringsolje. Fyringsparafin vert stort sett nytta i hushald. Lett fyringsolje vert nytta i fleire sektorar, men vi fokuserer her på stasjonære formål innan industri, bergverk og kraftforsyning, hushald, næringsbygg mm. og offentlege verksemder. Bruken av petroleumsprodukt til oppvarming avheng i stor grad av prisforholdet mellom olje og elektrisitet, fordi mange sluttbrukarar har utstyr som tillet veksling til den til ei kvar tid rimelegaste energiberaren. I tillegg spelar temperatur ei viktig rolle.

Gjennomsnittsprisen<sup>1</sup> for lett fyringsolje har i andre kvartal 2011 vore om lag 19 prosent høgare enn i same periode i fjor. Grafen under viser at prisen holdt seg relativt stabil i 2010, men hadde ein stigande tendens i fjerde kvartal 2010 og første kvartal 2011.

**Figur 1.5.1 Pris på lett fyringsolje, øre per liter inkl. mva. Kjelde  
SSB**

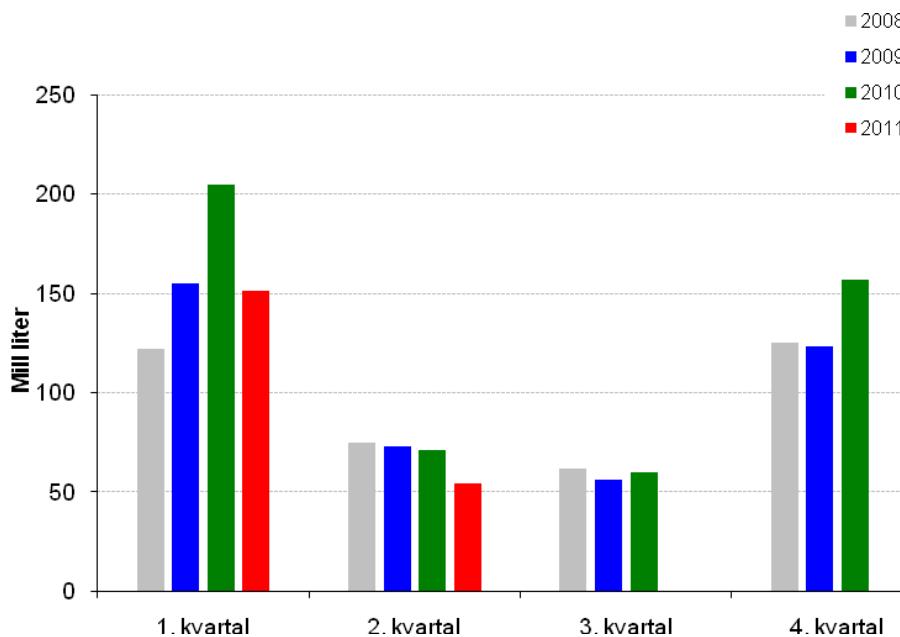


Figuren under viser at det i andre kvartal 2011 vart handla 54 millionar liter lett fyringsolje til dei aktuelle sektorane (industri, bergverk og kraftforsyning, bustadar, næringsbygg m.m., og offentlege verksemder). Det er ein nedgang på 24 prosent frå andre kvartal 2010, og 26 prosent frå andre kvartal 2009. Nedgangen i salet skjedde innanfor gruppene hushald og næringsbygg<sup>2</sup>.

<sup>1</sup> Prisane er berekna frå SSBs sin komsumprisindeks. Det er pris for fyringsolje med standard kvalitet med levering til fem ulike stadar i Noreg som samlast inn. Prisane er medrekna dropptillegg, køyretillegg og gjennomsnittleg rabatt ved leveranse på 2000 liter. På grunnlag av desse prisane reknast eit vege gjennomsnitt.

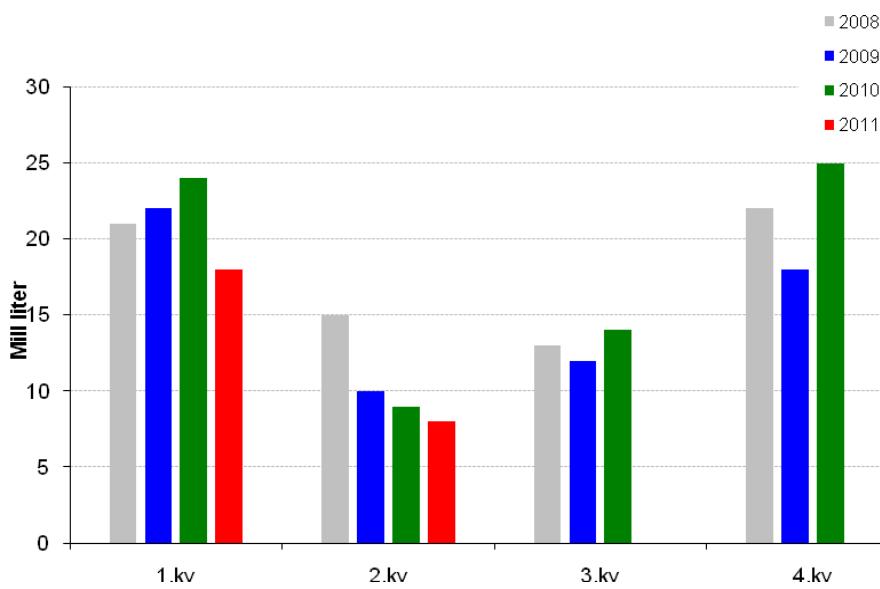
<sup>2</sup> Vi gjer merksam på at det i førre kvartalsrapport var feil i tala for første kvartal 2011. Grafen viste 127 millioner liter. Dette er no endra til 151 millioner liter.

**Figur 1.5.2 Kvartalsvis sal av lett fyringsolje for kjøpsgruppene industri, bergverk og kraftforsyning, bustadar, næringsbygg m.m, og offentlege verksemder, 2007-2011. Millionar liter.** Kilde: SSB, Norsk Petroleumsinstitutt



I andre kvartal 2011 vart det handla 8 millionar liter fyringsparafin mot 9 millionar liter i andre kvartal 2010, og 10 millionar i andre kvartal 2009. Det var altså ei nedgang på 11 prosent i handelen av fyringsparafin i andre kvartal i år, samanlikna med same kvartalet i fjor.

**Figur 1.5.3 Kvartalsvis sal av fyringsparafin for kjøpegruppene industri, bergverk og kraftforsyning, bustader, næringsbygg m.v, og offentlig verksamhet, 2007-2010. Millionar liter.** Kilde: SSB, Norsk Petroleumsinstitutt



## 1.5.2 Ved

Tala for bruk av ved i 2010 er dei høgaste sidan SSB si registrering starta i 2006. Tall for 2010 viser at bruk av ved i norske bustadar og fritidsbustadar gjekk opp med heile 16 prosent i 2010, til 1,78 millionar tonn. Om lag 1,53 millionar tonn vart brent i bustadar, og i underkant av 253 000 tonn i

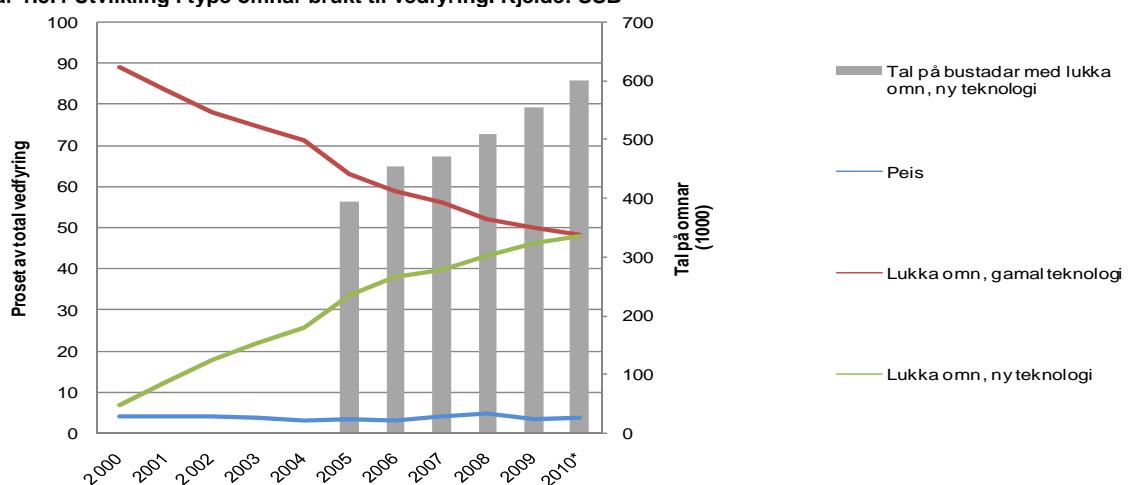
fritidsbustadar. Til saman utgjer dette eit teoretisk energiinnhald på ca 8,3 TWh, og nyttiggjort energi på ca 4,6 TWh. Det er ein auke på høvesvis 1,1 og 0,7 TWh sidan 2009.

I bustadar har no bruk av ved i reintbrennande omnar kome opp på same nivå som bruk av ved i gamle omnar. Meir enn 48 prosent av veden brukt i bustadar vart brent i reintbrennande omnar i 2010. Det er ein auke på 5% frå 2009, då i overkant av 43 prosent vart brent i reintbrennande omnar. I 2006 var andelen 38 prosent. Bruken av ved i gamle omnar stod for 48 prosent av den totalte vedbruken i 2010, og dessutan vart 4 prosent brent i peis.

I 2010 hadde 46 prosent av hushalda som fyrar med ved omnar med ny teknologi (omnar produsert etter 1998). Talet på nye omnar har auka med over 50 prosent sidan 2005, og 48 prosent av veden vart brent i omnar med ny teknologi i 2010. Det er 30 prosentpoeng meir enn i 2002.

For fritidsbustadane reknar ein at 28 prosent av veden vart brent i nye, reintbrennande omnar, 60 prosent i gamle omnar og 12 prosent i peis. I denne gruppa har det vore nedgang i delen som vart brent i nye reintbrennande omnar.

**Figur 1.5.4 Utvikling i type omnar brukt til vedfyring. Kjelde: SSB**

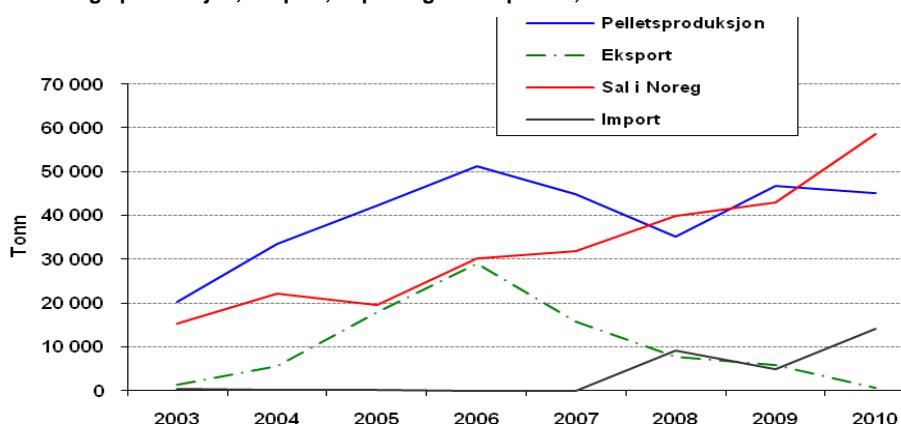


### 1.5.3 Anna bioenergi

Tala for anna bioenergi dekker produkta pellets og brikettar.

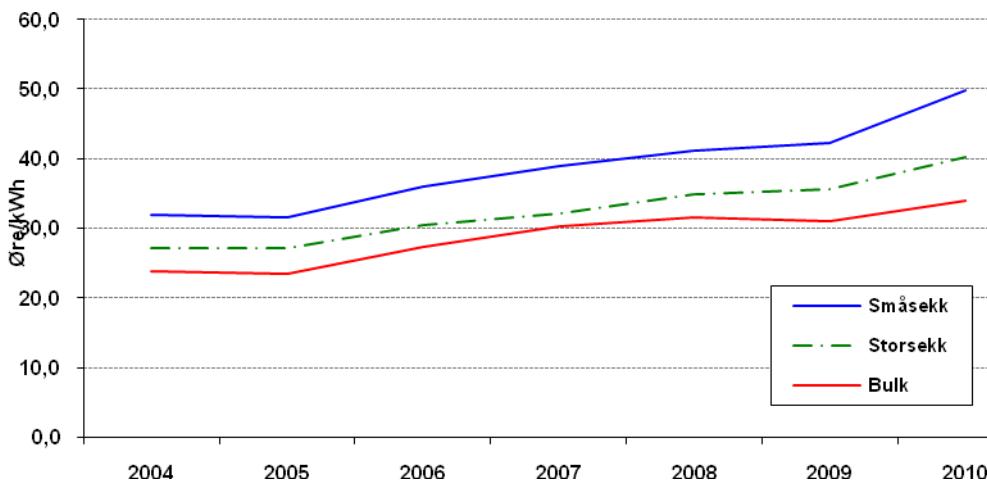
Produksjonen av pellets holdt seg stabil på 45 000 tonn i 2010, mot ca 46 500 i 2009. Det var sterkt auke i forbruket av pellets i Noreg i 2010, med eit sal innlandsforbruk på 58 500 tonn. Det er ein auke på 36% sidan 2009, og ei tredobling sidan 2005. Omlag 14 000 tonn av det samla forbruket var import ifrå utlandet.

**Figur 1.5.5 Utvikling i produksjon, eksport, import og sal av pellets, 2003-2009. Kilde: Norsk Bioenergiforening**



Figuren under viser utvikling i pelletsprisar, opplasta ved fabrikk, eks mva.<sup>1</sup> Prisane er gjennomsnittsprisar, veid med omsyn på omsetningsvolumet av dei forskjellige varepartia vart handla.

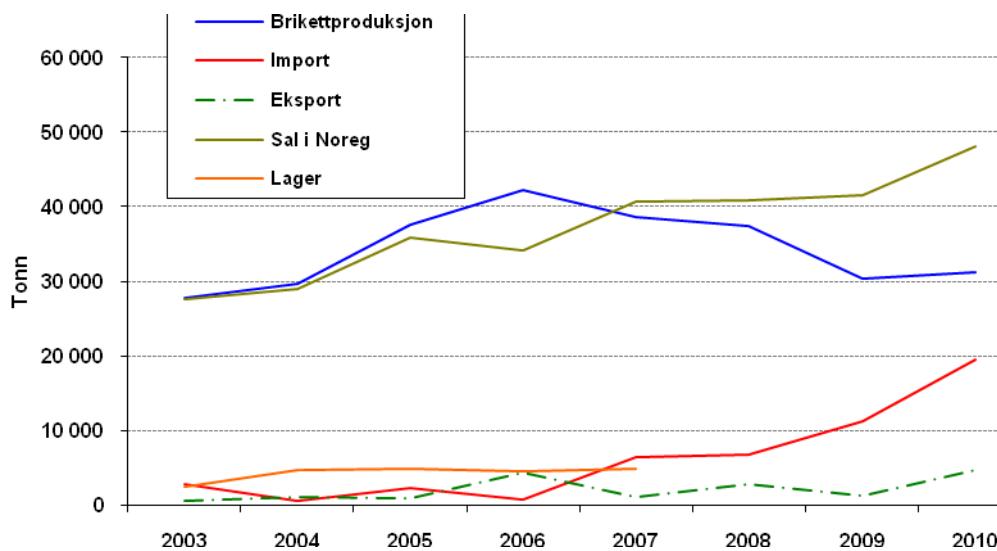
**Figur 1.5.6 Utvikling i pelletsprisar, 2004-2009. Kilde: Norsk Bioenergiforening**



Sal av pellets skjer hovudsakleg i småsekk og bulk. I tillegg seljast ein del i storsekk. Av det totale salet har salet av småsekk gått opp sidan 2008, storsekksalet har gått ned, mens totalsalet i bulk (inkl. eksport) har auka med rundt 40 prosent sidan 2008.

Det vart produsert ca 31 300 tonn brikettar i Noreg i 2010, ein auke på 3 prosent frå 2009. I tillegg vart det importert 19 600 tonn, slik at det totale salet av brikettar var ca 48 000 tonn. Det er ein auke på 16 prosent frå 2009. Brikettar seljast hovudsakleg som bulk, men salet av små einingar for hushald vart dobla frå 2009 til 2010.

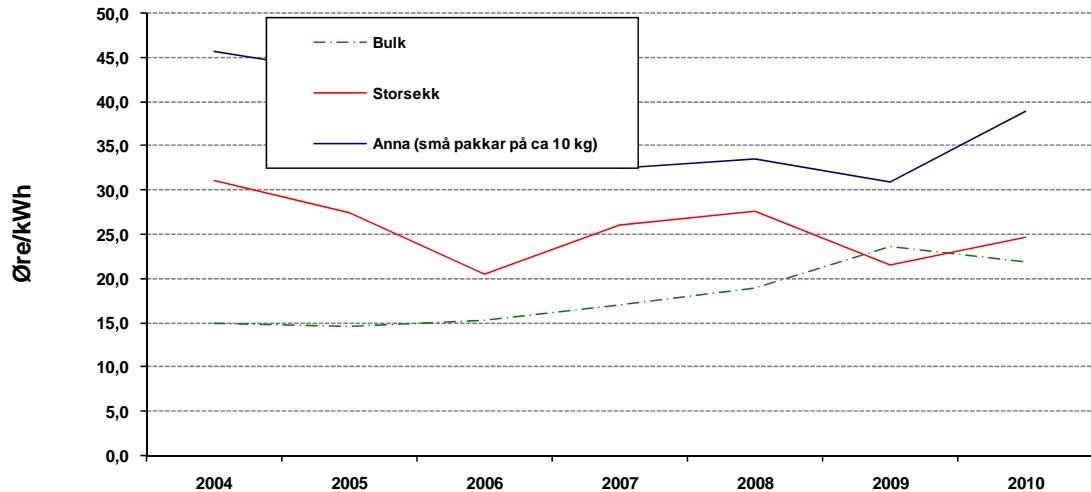
**Figur 1.5.7 Utvikling i produksjon og sal av brikettar, 2003-2008. Kjelde: Norsk Bioenergiforening**



<sup>1</sup> Forutsatt 4800 kWh per tonn pellets

Prisen på brikettar i små ”hushaldspakkar” auka frå 31 øre/kWh i 2009 til omlag 39 øre/kWh i 2010. Prisen på brikettar i storsekks auka frå 21,6 øre/kWh i 2009 til 24,6 øre/kWh i 2010. Prisen på brikettar i bulk endra seg lite frå 2009 til 2010. I 2009 var prisen 23,6 øre/kWh, og i 2010 var den 21,9 øre/kWh.

**Figur 1.5.8 Utvikling i prisar på brikettar, 2004-2008. Kjelde: Norsk Bioenergiforening**



#### 1.5.4 Varmepumper

Sjå NVEs kvartalsrapport 3/2010 for informasjon om varmepumper.

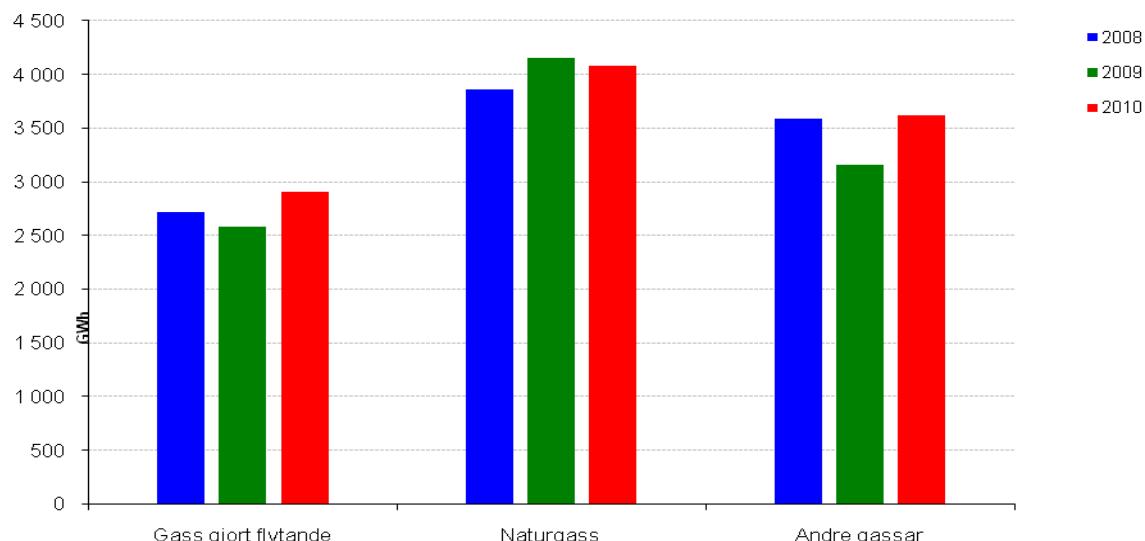
#### 1.5.5 Fjernvarme

Sjå kvartalsrapport 3/2010 for informasjon om fjernvarme.

#### 1.5.6 Gass

Gass til stasjonære formål nyttast som regel i industri. Bruken av gass har auka frå 2009, og ligg om lag på det same som i 2006. Gruppene ”Gass gjort flytande” og ”Andre gassar” har auka, mens bruken av Naturgass har vore stabil. Samla forbruk av gass i stasjonære sektorar svarde til omlag 10,6 TWh i 2010, i følgje den foreløpige energivarebalansen frå SSB. I 2009 var bruken 9,9 TWh, og i 2008 var den 10,2 TWh.

**Figur 1.5.9 Utviklinga i bruk av gass, 2005-2008, Kjelde: SSB**



Definisjonar<sup>1</sup>:

- Gass gjort flytande: LPG (propan og butan) og NGL (propan, butan og etan).
- Naturgass: Naturgass i gassform og LNG (flytande naturgass).
- Andre gassar: Raffinerigass, brenngass (overskotsgass frå kjemisk industri), deponigass/metan og CO-gass.

---

<sup>1</sup> Kjelde: SSB

## 1.6 Kraftutveksling

Den høge nordiske nettoimporten gjennom vinteren 2010/2011 vart betydelig redusert ved inngangen til våren.

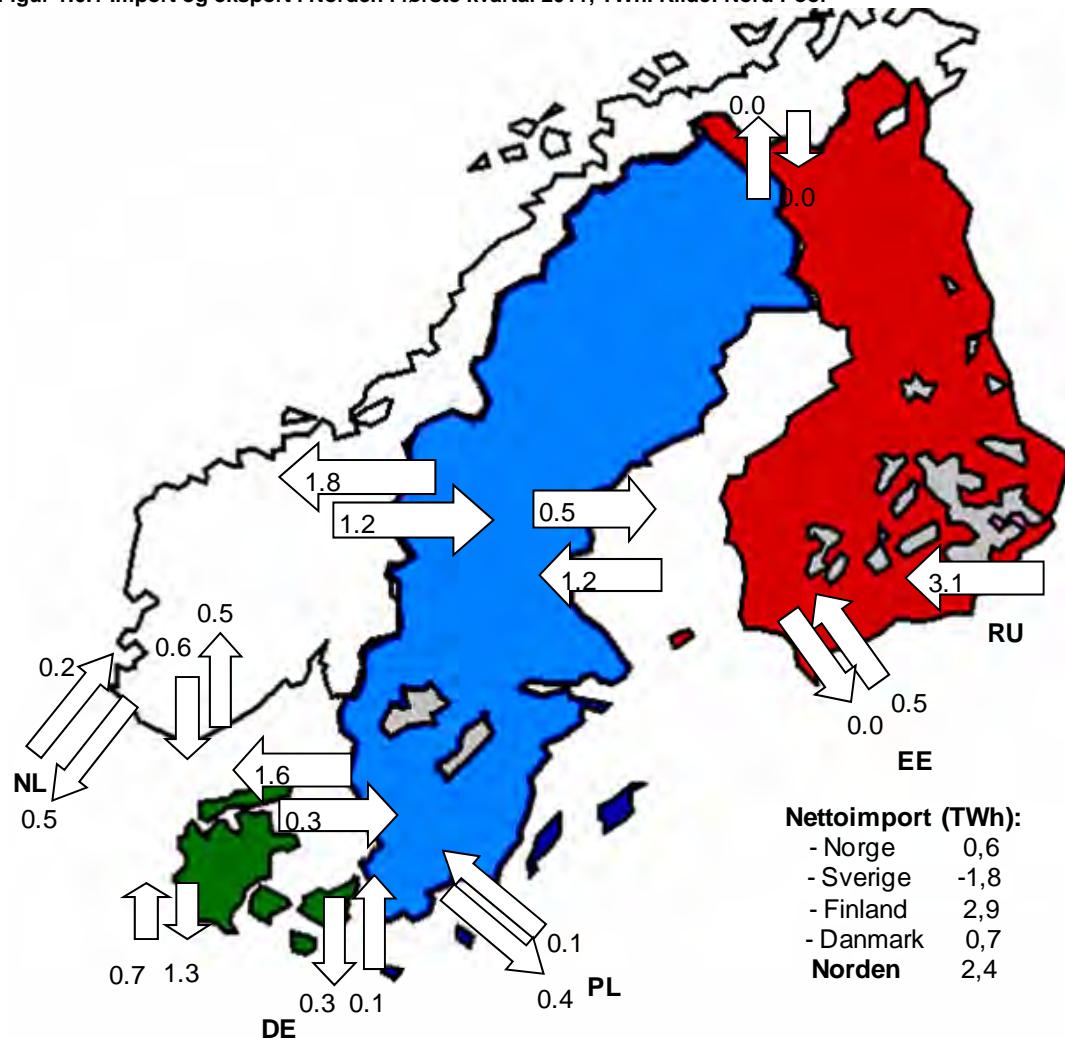
Den nordiske nettoimporten utgjorde 2,4 TWh i andre kvartal i år. Det er 1 TWh mindre enn i same kvartal for eitt år sia.

Utteksling (import(+)/ eksport (-), TWh)	2.kv. 2011	2.kv. 2010	Siste 52 veker	Føregående 52 veker
<b>Norge</b>	<b>0,6</b>	<b>4,7</b>	<b>7,9</b>	<b>-0,9</b>
<b>Sverige</b>	<b>-1,8</b>	<b>-4,5</b>	<b>-0,2</b>	<b>4,7</b>
<b>Finland</b>	<b>2,9</b>	<b>2,3</b>	<b>10,9</b>	<b>10,6</b>
<b>Danmark</b>	<b>0,7</b>	<b>0,9</b>	<b>-1,7</b>	<b>-0,2</b>
<b>Norden</b>	<b>2,4</b>	<b>3,4</b>	<b>16,8</b>	<b>14,2</b>

Endringa var størst i Noreg. Der var nettoimporten 4,1 TWh lågare i andre kvartal samanlikna med same kvartal i fjer. Tidleg snøsmelting ført til høgt tilsig og høgare kraftproduksjon enn på same tid året før. Samstundes medverka mildare vær til lågare forbruk.

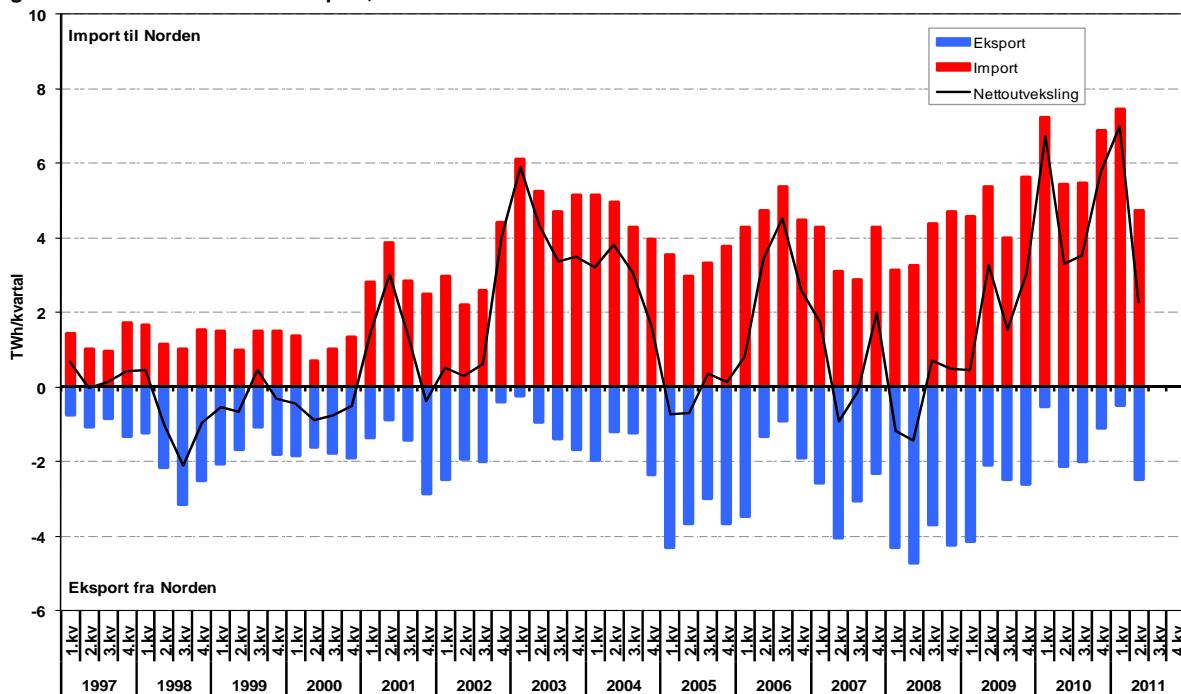
Dersom vi samanliknar dei siste 52 vekene med dei føregående 52-vekene ser vi ein auke i den nordiske nettoimporten. Kaldt og tørt vær vinteren 2009/2010 i saman med låg svensk kjernekraftproduksjon medverka til stor nedtapping av vassmagasina i Norden. Den låge magasinfyllinga ført til høg verdsetting av magasinvatnet. Norden har derfor hatt høgare import og mindre vasskraftproduksjon enn normalt gjennom 2010 og frem til snøsmeltinga starta i 2011.

Figur 1.6.1 Import og eksport i Norden i første kvartal 2011, TWh. Kilde: Nord Pool

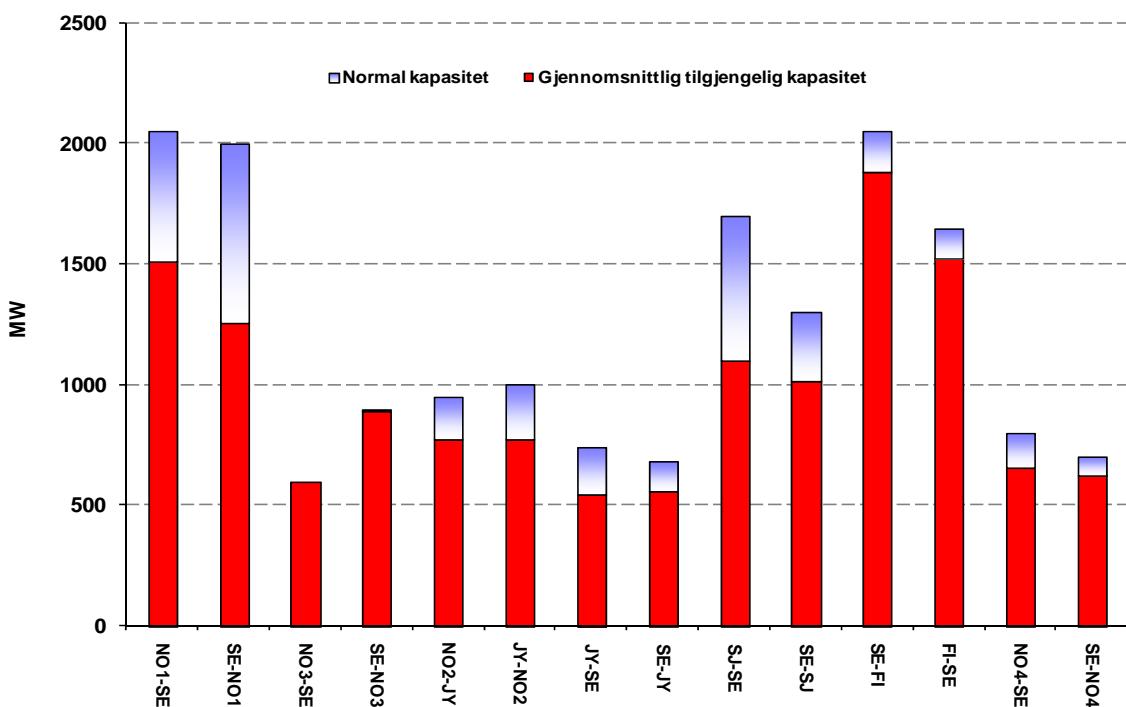


Frå første til andre kvartal i år endra den nordiske kraftutvekslinga med resten av Europa retning, frå nordisk nettoimport til nordisk nettoeksport på alle forbindelsane mot kontinentet. På overføringsforbindelsen frå Russland er det normalt stabil høg nordisk import. Det har og i hovudsak vore nordisk import frå Estland. Den samla nordiske nettoeksporten til Tyskland i første kvartal i år var 0,8 TWh. Utvekslinga mellom Norden og Tyskland i same kvartal for eitt år sia var i balanse. Det var 0,3 TWh norsk nettoeksport mot Nederland i andre kvartal i år, som er akkurat like mykje som i andre kvartal 2010.

**Figur 1.6.2 Nordens netto kraftimport, 1996-2011. TWh. Kilde: Nord Pool**



**Figur 1.6.3 Tilgjengelig og maksimal kapasitet på utvalde nordiske overføringsforbindelsar i andre kvartal 2011, MW. (frå – til) Kilde: Nord Pool**



Det var betydeleg meir overføringskapasitet tilgjengeleg mellom dei nordiske marknadsområda i andre kvartal i år jamført med kvartalet før. Mellom Sør-Noreg og Sverige har det vore store reduksjonar i overføringskapasiteten gjennom vinteren. Det var i snitt 74 prosent tilgjengeleg overføringskapasitet i retning Sverige og 63 prosent i retning Sør-Noreg. Lågare forbruk som følgje av mildare vær har redusert presset på linjenettet og gjort det mogeleg for systemoperatørane å gjere meir overføringskapasitet tilgjengeleg for marknaden. Det var kortare periodar med svært låg kapasitet i begge retningar i andre kvartal. Dei første dagane av veke 18 var det under 10 prosent ledig kapasitet frå Sør-Noreg til Sverige. I retning Sør-Noreg var det svært låg overføringskapasitet enkelte timer i starten av kvartalet, grunna stabilitetsproblem i Sør-Sverige.

Mellom Noreg og Danmark var det gjennomsnittleg omlag 80 prosent overføringskapasitet tilgjengeleg i andre kvartal. Dette skuldast først og fremst at Skagerak kablane var ute til vedlikehald frå 14. til 27. juni. Vedlikehald førte òg til kapasitetsreduksjonar på forbindelsen mellom Sjælland og Sverige.

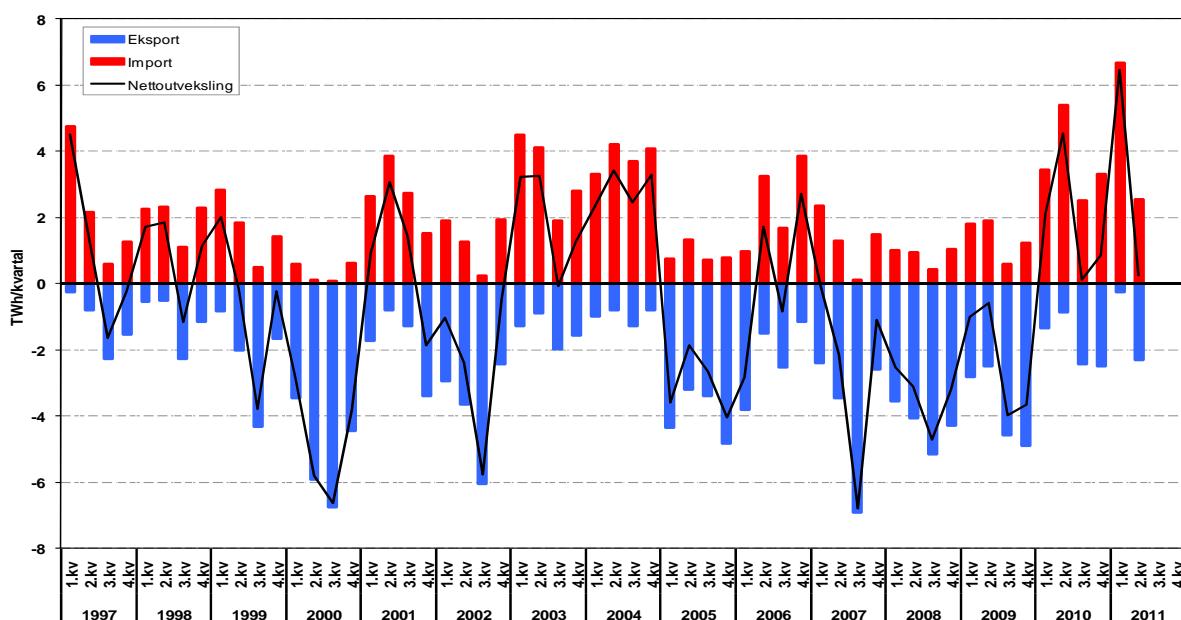
### 1.6.1 Noreg

Den norske nettoimporten var 0,6 TWh i andre kvartal. Det er 4,1 TWh mindre enn i same kvartal i fjor. Den norske importen gjekk i store trekk gradvis nedover utover i kvartalet, medan eksporten auka. Den siste veka var det 448 GWh norsk nettoeksport – mot 467 GWh norsk nettoimport den første veka i kvartalet. Det har vore mykje tilsig som følgje av store nedbørmengder. Kraftstasjonar med mindre magasin har produsert for ikkje å spille vatn. Saman med lågare forbruk som følgje av høgare temperaturar utover våren har det ført til stor nettoeksport.

Det var norsk nettoimport frå Sverige og norsk nettoeksport til Danmark og Nederland i andre kvartal. Det var forbindelsane mellom Sverige og høvesvis Midt- og Nord-Noreg som hadde norsk nettoimport. Frå Sør-Noreg til Sverige var det norsk nettoeksport.

Den norske nettoeksporten til Nederland utgjorde 0,3 TWh i andre kvartal. Det er like mykje som i andre kvartal 2010, men utvekslingsvolumet var lågare i år. Lågare utvekslingsvolum kan forklaraast med at NorNed var ute av drift mellom 18. april og 5. juni, grunna ein feil. I slutten av kvartalet var det stort sett einsidig eksport til Nederland. I 22 prosent av timane i andre kvartal vart den totale overføringskapasiteten til kabelen nytta til norsk eksport til Nederland.

**Figur 1.6.4 Norsk kraftutveksling, 1997-2011. TWh. Kilde: Nord Pool**



## **1.6.2 Andre nordiske land**

Sverige var det einaste landet i Norden med nettoeksport i andre kvartal. Nettoeksporten var på 1,8 TWh. Det er 2,7 TWh mindre enn i same kvartal i fjor. Denne endringa må sjåast i samanheng med mindre svensk kjernekraftproduksjon, samt auka svensk import frå Noreg jamført med andre kvartal 2010. Norsk etterspørsel etter svensk kraft var lågare enn på same tid i fjor som følgje av betre norsk ressurssituasjon utover våren.

Det var berre på forbindelsen til Finland at det var svensk nettoimport i andre kvartal. Høgaste svensk nettoeksporten var det på forbindelsen til Danmark, totalt 1,3 TWh. Det er 0,1 TWh meir enn i andre kvartal 2010. Den svenske nettoeksporten til Tyskland i andre kvartal i år var 0,2 TWh.

Overføringsforbindelsen mellom Sverige og Tyskland var ute av drift mellom 11. april og 2. mai grunna teknisk feil og vedlikehald. Det kan ha dempa den svenske nettoeksporten til Tyskland.

Finland var det einaste nordiske landet med ein auke i nettoimporten jamført med andre kvartal i fjor. Den finske nettoimporten var 2,9 TWh. Det er 0,6 TWh meir enn i same kvartal eitt år tilbake. Auka import frå Russland, samt mindre eksport til Sverige, kan delvis forklare endringa.

Den danske nettoimporten var 0,7 TWh i andre kvartal. Det var også 0,7 TWh dansk nettoimport i andre kvartal i fjor. Låg magasinfylling i Noreg førte til stor norsk etterspørsel etter dansk kraft gjennom 2010. Danmark importerte mykje kraft frå Tyskland som vart eksportert vidare til Noreg. I andre kvartal i år endra utvekslinga mellom Noreg og Danmark retning. Det var 0,1 TWh dansk nettoimport frå Noreg - mot 0,6 TWh dansk nettoeksport til Noreg i andre kvartal 2010. Danmark nettoeksporterte 0,6 TWh til Tyskland i andre kvartal i år.

## 1.7 Kraftprisar i engrosmarknaden

### 1.7.1 Spotmarknaden

Våren 2011 starta vårkulminasjonen ein månad tidlegare enn vanleg. Det milde og våte været ga tidleg snøsmelting og låg etterspørsel etter kraft. Ressurssituasjonen i det nordiske kraftsystemet forbetra seg betrakteleg, noko som førte til lågare kraftprisar enn dei prisane ein på førehand trudde skulle bli realisert. I alle dei norske elspotområda, samt i Sverige og Finland, fall spotprisane med over 20 prosent frå kvartalet før. Dermed kom prisnivået ned på same nivå som i andre kvartal 2010. Prisendringane i dei to danske marknadsområda var ikkje like store. Her blei prisane berre nokre prosent lågare enn det dei var i første kvartal. Dei danske prisane var likevel på omlag same nivå som i andre kvartal i fjor.

Aust-, Sørvest- og Midt-Noreg (NO1, NO2 og NO3) hadde alle ein gjennomsnittleg spotpris på 403 kr/MWh i andre kvartal. Spotprisane i

desse områda var samanfallande i dei fleste timane gjennom kvartalet. Nord-Noreg (NO4) hadde ein snittpris på 405 kr/MWh, medan snittprisen i Vest-Noreg (NO5) var 395 kr/MWh. Av dei nordiske marknadsområda hadde Vest-Noreg (NO5) lågast snittpris i andre kvartal. Innestengt produksjon i området mot slutten av kvartalet som følgje av høgt tilsig til vasskraftverka i kombinasjon med vedlikehaldsarbeid i nettet ga låge prisar. Desse forholda trakk snittprisen for kvartalet ned.

Sverige og Finland hadde gjennomsnittlege spotprisar på 402 og 401 kr/MWh i andre kvartal, medan snittprisane på Jylland og Sjælland (DK1 og DK2) var 409 og 412 kr/MWh. I første kvartal blei dei danske prisane holdt relativt låge gjennom kraftutvekslinga med Tyskland. Prisendringane frå første til andre kvartal var derfor ikkje like store som i dei andre nordiske elspotområda.

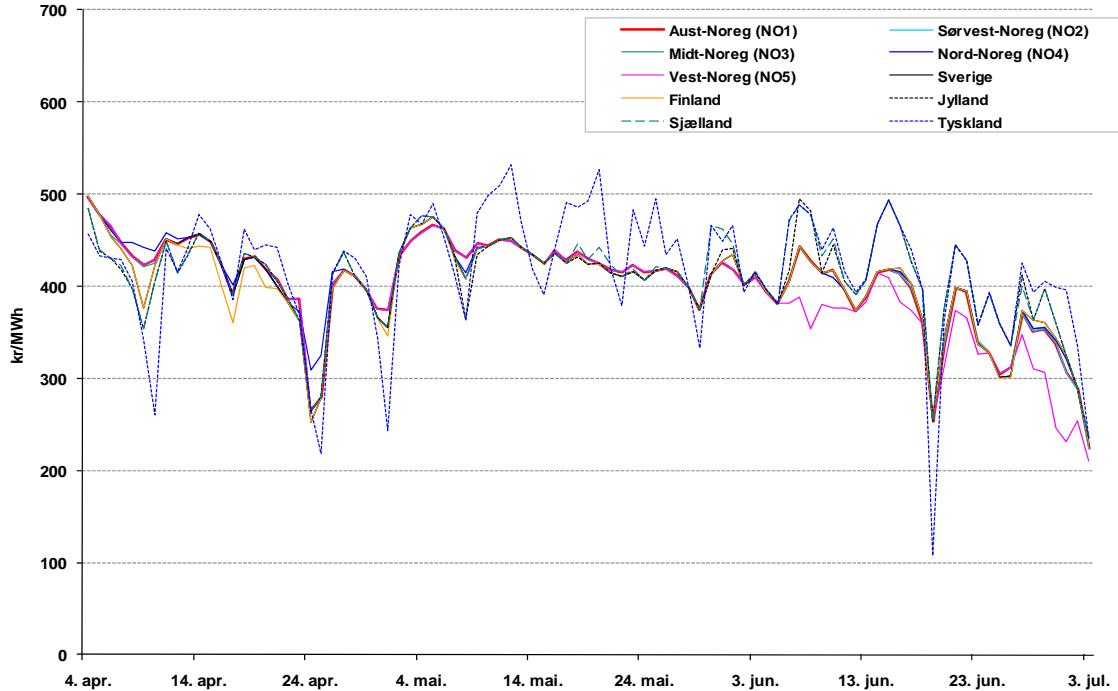
Dei nordiske kraftprisane blir påverka av kraftprisane på kontinentet gjennom kraftutveksling med Nord-Europa. Her er kraftprisane i større grad drive av prisane på fossile brensel og prisen på CO<sub>2</sub>-kvotar. I delar av andre kvartal låg dei tyske timeprisane under dei nordiske kraftprisane. Dette ga relativt høg nordisk etterspørsel etter kraft frå Tyskland. Høgare prisar i Nord-Europa kunne ha gjeve noko høgare prisar i den nordiske marknaden enn det som blei realisert. Snittprisen på den tyske kraftbørsen European Energy Exchange blei likevel høgare enn i dei nordiske marknadsområda. Her blei snittprisen 417 kr/MWh i andre kvartal, ca to prosent høgare enn i kvartalet før og i overkant av 2 prosent høgare enn i tilsvarende kvartal 2010.

Elspotprisar kr/MWh	2. kv. 2011	Endring frå 2.kv. 2010	Endring frå 1.kv. 2011	Siste 12 mnd.	Endring frå foregåande 12 mnd.
<b>Aust-Noreg (NO1)</b>	403	0.5 %	-23.2 %	465	31.8 %
<b>Sørvest- Noreg (NO2)</b>	403	2.6 %	-22.0 %	451	42.9 %
<b>Midt-Noreg (NO3)</b>	403	0.4 %	-25.0 %	464	18.6 %
<b>Nord-Noreg (NO4)</b>	405	0.4 %	-21.5 %	472	19.9 %
<b>Vest-Noreg (NO5)</b>	395	-1.6 %	-25.0 %	464	38.9 %
<b>Sverige</b>	402	0.4 %	-21.5 %	474	14.9 %
<b>Finland</b>	401	0.4 %	-20.5 %	474	15.7 %
<b>Jylland (DK1)</b>	409	0.5 %	-2.8 %	406	27.1 %
<b>Sjælland (DK2)</b>	412	0.4 %	-3.2 %	448	2.8 %
<b>Estlink<sup>1</sup></b>	350	-	-3.1 %	-	-
<b>Tyskland (EEX)</b>	417	2.3 %	1.9 %	385	16.7 %

<sup>1</sup> 1. april 2010 opna eit nytt estisk prisområde på Nord Pool.

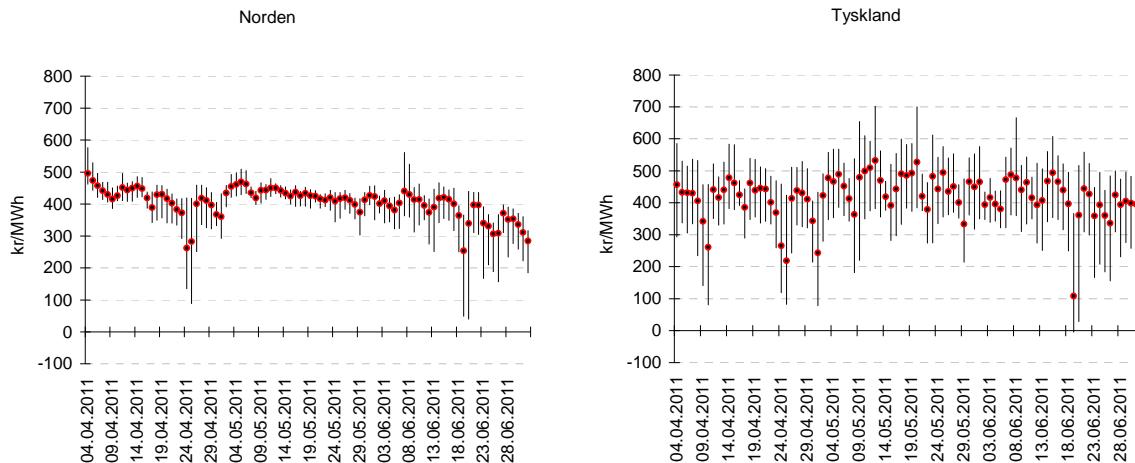
Figur 1.7.1 viser døgnprissnittet for dei nordiske marknadsområda for kraft samt døgnprisen på den tyske kraftbørsen EEX. I figuren ser vi at kraftprisane til dei fleste nordiske marknadsområda ligg rundt 400 kr/MWh, men fall til rundt 350 kr/MWh og lågare mot slutten av kvartalet. På slutten av kvartalet ser vi at døgnprisen i Vest-Noreg (NO5) ligg lågare enn i dei andre områda. Dette skyldast som nemnd innestengt kraft som følgje av høg vassføring samstundes som det var arbeid på linjenettet.

**Figur 1.7.1 Spotprisar i andre kvartal 2011, døgngjennomsnitt, kr/MWh. Kjelde: Nord Pool og EEX**



Nordisk kraftproduksjonen er dominert av vasskraft. Produksjonen er billig å regulere, og følgjer derfor i høg grad forbruket. Den tyske kraftmarknaden baserer seg på termisk kraftproduksjon saman med vindkraftproduksjon. I eit slikt system varierar prisane meir over døgnet enn i den nordiske marknaden. Prisane ved den tyske kraftbørsen EEX viser regelmessig stor variasjon gjennom døgnet. Typisk er prisane høgare på dagtid, når etterspurnaden er høg, og lågare om natta når etterspurnaden er låg. Prisforskjellene mellom dag og natt forsterkar seg dersom det bles om natta og ikkje om dagen, slik at vindkraftproduksjonen er høg når etterspurnaden er låg og omvendt. Figur 1.7.2 viser prisvariasjonane gjennom døgnet i andre kvartal 2011. Vi ser at variasjonane er størst i den tyske marknaden. Prisvariasjonane vi ser i den nordiske marknaden skyldas uregulert kraftproduksjon.

**Figur 1.7.2 Nordisk og tysk døgngjennomsnitt, samt prisvariasjonar over døgnet, kr/MWh. Kjelde: Nord Pool og EEX**



Tabell 1.7.1 viser omfanget av prisforskjellar mellom marknadsområda på Nord Pool samt EEX i andre kvartal. Vi ser til dømes at Midt-Noreg (NO3) hadde høgare pris enn Aust-Noreg (NO1) i 9,8 prosent av timane i andre kvartal.

**Tabell 1.7.1 Prosentdel av timane i andre kvartal 2011 med prisforskjellar mellom prisområda. Kjelde: Nord Pool**

2. kvartal 2011		Lågast elspot-pris									
		NO1	NO2	NO3	NO4	NO5	Sverige	Finland	Jylland	Sjælland	EEX
<b>Høgast elspot-pris</b>	<b>NO1</b>	0.4 %	10.2 %	9.0 %	18.4 %	10.1 %	14.8 %	14.1 %	12.3 %	38.7 %	
	<b>NO2</b>	0.0 %	10.2 %	9.0 %	18.3 %	10.1 %	14.8 %	14.1 %	12.3 %	38.7 %	
	<b>NO3</b>	9.8 %	10.1 %	0.2 %	24.1 %	2.4 %	7.7 %	9.2 %	6.4 %	37.5 %	
	<b>NO4</b>	13.6 %	13.9 %	6.5 %	13.9 %	7.2 %	12.2 %	11.3 %	9.3 %	38.0 %	
	<b>NO5</b>	0.0 %	0.3 %	9.2 %	9.0 %	10.1 %	14.8 %	13.9 %	12.2 %	38.6 %	
	<b>Sverige</b>	8.1 %	8.4 %	2.0 %	2.2 %	8.4 %	5.4 %	8.2 %	5.4 %	37.3 %	
	<b>Finland</b>	8.1 %	8.4 %	2.0 %	2.2 %	8.4 %	0.0 %	8.0 %	5.3 %	35.7 %	
	<b>Jylland</b>	23.6 %	23.6 %	21.3 %	21.4 %	23.7 %	20.6 %	25.1 %	2.8 %	39.3 %	
	<b>Sjælland</b>	25.5 %	25.5 %	22.8 %	23.0 %	25.5 %	22.2 %	26.9 %	7.2 %		39.5 %
	<b>EEX</b>	61.1 %	61.1 %	62.3 %	61.8 %	61.2 %	62.5 %	64.1 %	60.4 %	60.2 %	

## 1.7.2 Terminmarknaden

Prisen på terminkontraktar på Nasdaq OMX med levering i tredje og fjerde kvartal 2011 enda på 340 og 381 kr/MWh på slutten av andre kvartal 2011. Ved starten av kvartalet vart kontrakten for tredje kvartal handla for 422 kr/MWh, medan kontrakten for fjerde kvartal vart handla for 455 kr/MWh.

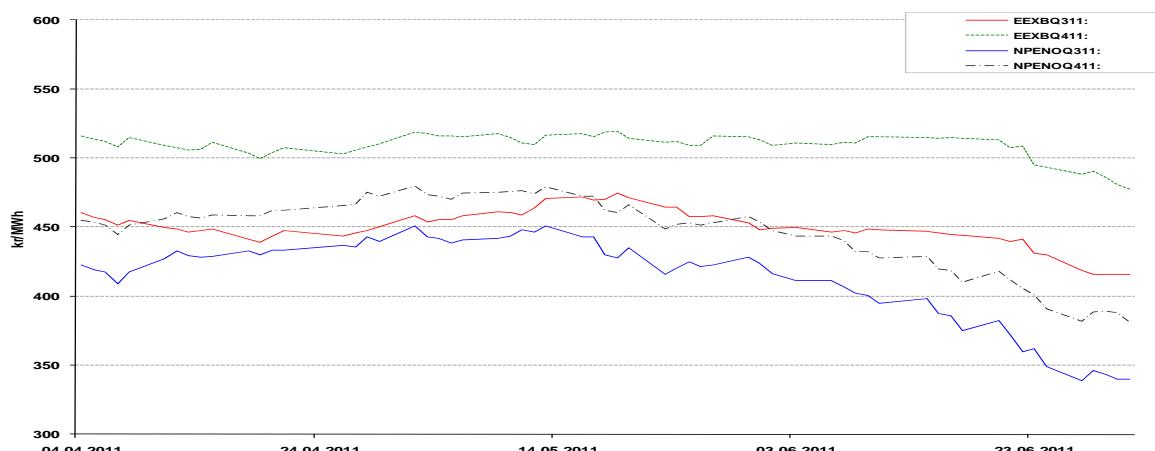
Prisen på tredjekvartalskontrakten gjekk ned med heile 20 prosent frå starten til slutten av kvartalet, medan prisen på fjerdekvartalskontrakten gjekk ned med 16 prosent. Nedgangen kom for det meste i slutten av kvartalet.

Sjølv om ressurssituasjonen forbetra seg betrakteleg i starten av andre kvartal var det mindre vatn enn normalt i dei nordiske vassmagasina. Dette, saman med uvissa omkring vêrutviklinga utover året, bidrog til at dei nordiske terminprisane heldt seg relativt stabile fram til midten av mai. Store nedbørsmengder i mai og juni forbetra den hydrologiske balansen ytterlegare. I saman med varslar om meir nedbør kan truleg dette forklare den nedadgåande trenden etter midten av mai.

Sluttprisane på kontraktane for tredje og fjerde kvartal 2011 ved den tyske kraftbørsen European Energy Exchange gikk ned med 10 og 8 prosent frå starten til slutten av andre kvartal. Prisen på ein terminkontrakt for levering i tredje og fjerde kvartal 2011 var 460 og 516 kr/MWh i starten av kvartalet. På slutten hadde prisen på kontraktane gått ned til 416 og 477 kr/MWh. Det var spesielt mot slutten av kvartalet at dei tyske terminkontraktane fall i verdi. Eit kraftig prisfall på utsleppsretter av CO<sub>2</sub>, saman med lågare brenselprisar, kan forklare nedgangen.

I figur 1.7.3 ser vi at prisen på både tredje- og fjerdekvartalskontrakten på Nasdaq begynte å gå ned rundt midten av mai. Vi ser òg prisfallet i den tyske marknaden mot slutten av kvartalet.

**Figur 1.7.3 Prisutvikling på utvalte finansielle kraftkontraktar i andre kvartal 2011, kr/MWh. Kjelde: Nord Pool Spot**



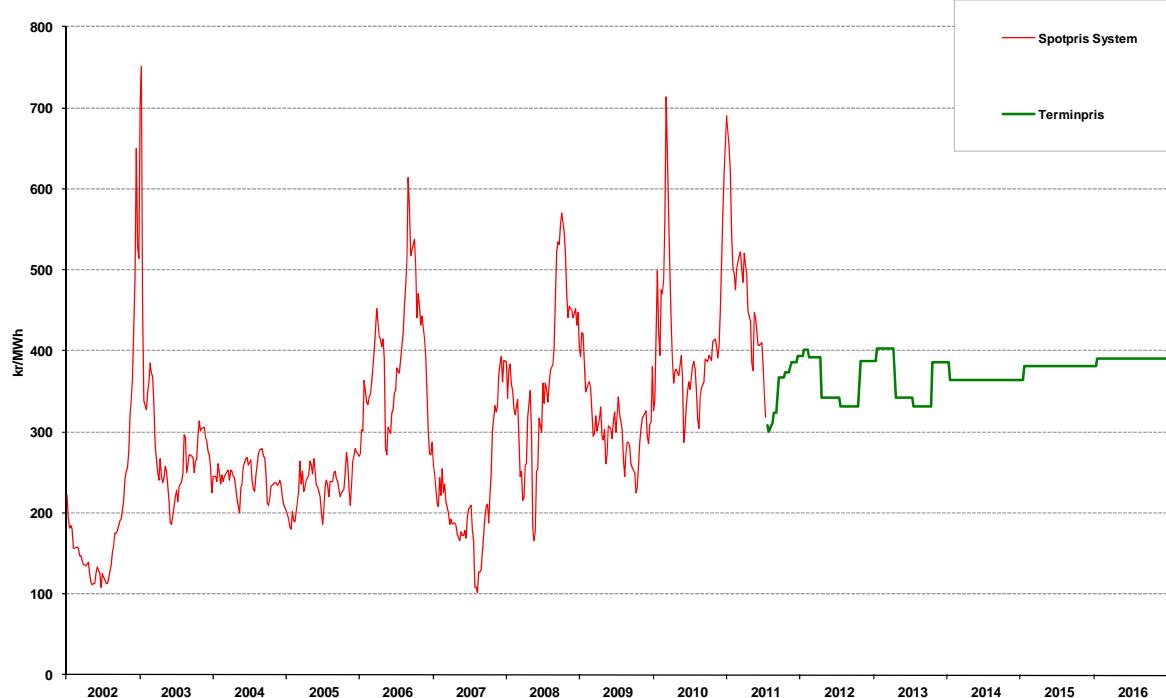
Ein euro kosta i snitt 7,8 kroner i andre kvartal 2011, omtrent det same som i første kvartal. Figur 1.7.4. visar at euroen har svekka seg betrakteleg mot krona sia 2009.

**Figur 1.7.4 Valutakurs, norske kroner mot euro. Kjelde: Nord Pool Spot**



Figur 1.7.5 viser historisk nordisk systempris på veksesnitt og terminprisar den siste handledagen i andre kvartal 2011. I siste veka i andre kvartal var systemprisen på Nord Pool 319 kr/MWh. Prisane for neste vinter låg rundt 390 kr/MWh, og prisen for vinteren 2013 på om lag 395 kr/MWh.

**Figur 1.7.5 Nordisk systempris og prisar i terminmarknaden, kr/MWh. Kjelde: Nord Pool Spot**



Prisen på CO<sub>2</sub> påverkar prisen på elektrisk kraft då utsleppsrettane er ein del av kostnadane ved termisk kraftproduksjon. I andre kvartal kosta ein utsleppsrett for CO<sub>2</sub> i 2011 i gjennomsnitt 16,3 euro/tonn, ein oppgang på 0,9 euro frå kvartalet før. Gjennomsnittsprisen for utsleppsrettar for 2012 og 2013 var 17,0 og 18,3 euro/tonn. Prisane på desse kontraktane fall sterkt på slutten av kvartalet. Kontrakten for utslepp i 2011 vart handla for 13,4 euro/tonn i slutten av kvartalet, og kontaktane for

utslepp i 2012 og 2013 for 14,0 og 15,0 euro/tonn. Uro for at den økonomiske situasjonen i Hellas skal påverke resten av Europa er bakgrunnen for dei låge CO<sub>2</sub>-utsleppsprisane.

**Figur 1.7.6 Prisutvikling på utslippsrettar for CO<sub>2</sub> i EU ETS, euro/tonn. Kjelde: Nord Pool Spot**



Fra midten av 2008 fall prisene på utsleppsrettar for CO<sub>2</sub> frå omkring 30 euro/tonn til omkring 8 euro/tonn i midten av februar 2009. Dette heng saman med lågare kraftforbruk og -produksjon som følgje av finanskrisa. Deretter steig prisene i løpet av våren 2009 til i overkant av 15 euro, der den holdt seg meir eller mindre stabilt ut året. Frå og med andre kvartal 2010 har prisene på utslepp av CO<sub>2</sub> holdt seg på mellom 13 og 20 euro/tonn.

Mot slutten av 2008 fall prisene på naturgass på dei tre største handelsplassane, National Balancing Point i Storbritannia, Zeebrugge i Belgia og Title Transfer Facility i Nederland, betydeleg.

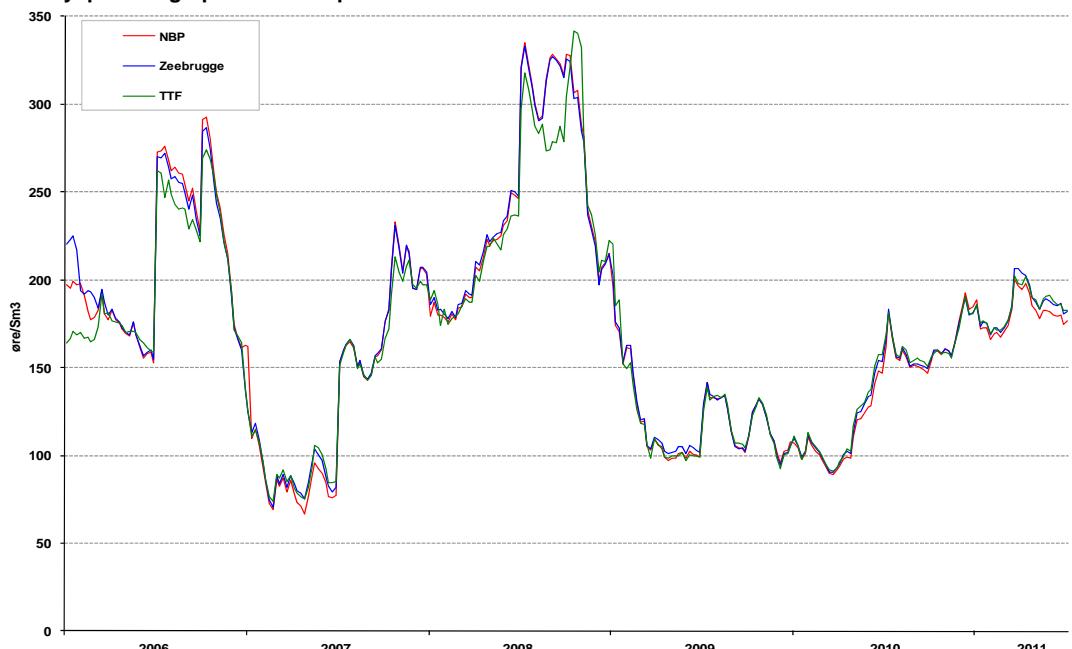
Prisnedgangen holdt fram inn i 2009, men sidan gjekk prisane noko opp igjen. I 2010 har prisene på gass på desse handelsplassane gått frå å ligge rundt 100 øre/Sm<sup>3</sup> i først kvartal til over 190 øre/Sm<sup>3</sup> på det høgaste i slutten av 2010. På slutten av andre kvartal 2011 låg prisene rundt 180 øre/Sm<sup>3</sup>.

Prisen på gass på NBP gjekk ned frå 198 øre/Sm<sup>3</sup> i veke 14 til 177 øre/Sm<sup>3</sup> i siste veke av kvartalet. Snittprisen på gass låg på 183 øre/ Sm<sup>3</sup> i andre kvartal. Dette er 5 øre høgare enn snittprisen i første kvartal.

Tar ein utgangspunkt i eit kraftverk i Storbritannia med ein nytteeffekt på 55 prosent, ville brenselskostnadane for gass handla på spotmarknaden (eksklusiv rørtariff innanlands) i andre kvartal vore i snitt 329 kr/MWh. Det er ein auke på 9 kr/MWh i forhold til første kvartal 2011. Til samanlikning var brenselskostnaden i andre kvartal 2010 i snitt 224 kr/MWh.

Figur 1.7.7 syner utviklinga i prisene på gasskontrakten for nærmaste kvartal (Front Quarter), levert i Storbritannia (NBP), Belgia (Zeebrugge) og Nederland (TTF) frå 2006 og ut andre kvartal 2011.

**Figur 1.7.7 Gassprisar front quarter i Storbritannia (NBP), Belgia (Zeebrugge) og Nederland (TTF) 2006 – 2011, øre/Sm<sup>3</sup>.**  
**Kjelde:** Syspower og Spectron Group Limited



Prisen på kol gjekk ned i løpet av andre kvartal 2011. I veke 14 vart kontrakten for det nærmaste kvartalet (Front Quarter) handla for 131 dollar/tonn. Ved utgangen av kvartalet var prisen 123 dollar/tonn. Snittprisen i andre kvartal enda på 125 dollar/tonn. Dette er 5 dollar høgare enn i kvartalet før.

Med ein kolpris på 125 dollar/tonn ville brenselkostnaden (eksklusiv transport frå Antwerpen/Rotterdam/Amsterdam til kraftverket) ha vore 218 kr/MWh i eit kolkraftverk som brukar importert kol med 40 prosent nytteeffekt. Det er 2 kroner mindre enn i første kvartal. Til samanlikning var denne kostnaden 180 kr/MWh i andre kvartal 2010.

Figur 1.7.8 viser kolprisen frå 2006 og ut andre kvartal 2011. API2 er ein indeks for prisutvikling på kol, der frakt- og forsikringskostnadar er inkludert. API2 måler prisar for kol levert til Antwerpen, Amsterdam og Rotterdam.

**Figur 1.7.8 Kolpris (API2), dollar/tonn, Europa. Kjelde: Syspower og Spectron Group Limited**



## 1.8 Sluttbrukarmarknaden

### 1.8.1 Prisar og kontraktar

Frå første til andre kvartal

2011 gjekk dei gjennomsnittlege prisane på både spotpriskontraktar<sup>1</sup>, standard variabel kontrakt og eittårige fastpriskontraktar ned. Snittpisen på dei treåriga fastpriskontraktane var uendra.

I andre kvartal 2011 var prisane på spotpriskontraktar for elspotområda Aust- og Sørvest-Noreg i snitt 52,3 øre/kWh, og i Midt-Noreg 52,2 øre/kWh, inkl. mva.

Avhengig av kva for eit elspotområde ein tek omsyn til svarar dette til ein nedgang på mellom 14,2 og 15,3 øre samanlikna med første kvartal 2011. Samanliknar ein derimot prisane med året før, dvs. andre kvartal 2010, var prisane i dei nemnde elspotområda høvesvis 4,4; 4,3 og 5,7 øre høgare.

Den gjennomsnittlege prisen for spotpriskontrakt i elspotområdet Vest-Noreg var 51,3 øre/kWh. Dette er 1,0 øre lågare enn i Aust- og Sørvest-Noreg og 0,9 øre lågare enn i Midt-Noreg. Samanlikna med første kvartal 2011 fall snittpisen i Vest-Noreg med 16,4 øre. Samanlikna med andre kvartal 2010 var prisen 3,3 øre høgare i år.

I Nord-Noreg var den gjennomsnittlege prisen 42,4 øre/kWh for andre kvartal 2011. Prisen er oppgitt ekskl. mva. sidan sluttbrukarar i Nordland, Troms og Finnmark har fritak frå mva. på straum. Som følgje av fritaket frå mva. sto sluttbrukarane i Nord-

Prisar på kontraktar (i øre/kWh)	2. kv. 2011	Endring frå 1. kv. 2011	Endring frå 2. kv. 2010
Spotpriskontrakt i Aust-Noreg (NO1)	52,3	-15,3	4,4
Spotpriskontrakt i Sørvest-Noreg (NO2)	52,3	-14,2	4,3
Spotpriskontrakt i Midt-Noreg (NO3)	52,2	-14,3	5,7
Spotpriskontrakt i Nord-Noreg (NO4)	42,4	-11,1	4,8
Spotpriskontrakt i Vest-Noreg (NO5)	51,3	-16,4	3,3
Standard variabel kontrakt	61,2	-20,7	-5,9
1-årig fastpriskontrakt	59,2	-2,5	7,0
3-årig fastpriskontrakt	55,7	0,0	4,4
<b>Omsett volum på ulike kontraktar for hushaldskundar (i prosent av total)</b>	<b>Snitt frå perioden 3. kv. 2010 – 2. kv. 2011</b>	<b>Endring frå perioden 2. kv. 2010 - 1. kv. 2011</b>	<b>Endring frå perioden 3. kv. 2009 – 2. kv. 2011</b>
Spotpriskontrakt (marknadspriskontrakt)	55,5 %	0,5 prosentpoeng	1,6 prosentpoeng
Fastpriskontrakt	5,5 %	0,0 prosentpoeng	-2,2 prosentpoeng
Variabel kontrakt	38,0 %	-0,5 prosentpoeng	0,6 prosentpoeng
<b>Omsett volum på ulike kontraktar for næringskundar (i prosent av total)</b>	<b>Snitt frå perioden 3. kv. 2010 – 2. kv. 2010</b>	<b>Endring frå perioden 2. kv. 2010 - 1. kv. 2011</b>	<b>Endring frå perioden 3. kv. 2009 – 2. kv. 2010</b>
Spotpriskontrakt (marknadspriskontrakt)	67,1 %	-4,0 prosentpoeng	-7,1 prosentpoeng
Fastpriskontrakt	8,6 %	-0,2 prosentpoeng	3,0 prosentpoeng
Variabel kontrakt	24,3 %	4,3 prosentpoeng	-4,1 prosentpoeng

<sup>1</sup> Alle spotprisane er oppgitt inkl. mva. og eit antatt påslag på 1,9 øre/kWh til kraftleverandørane.

Noreg ovanfor den lågaste straumprisen i Noreg, og samanlikna med første kvartal 2011 fall kraftprisen i snitt med 11,1 øre. Om ein samanliknar andre kvartal i år med tilsvarende kvartal 2010 ser ein at kraftprisen i Nord-Noreg i snitt var 4,8 øre høgare i år.

Gjennomsnittet av standard variabel kontrakt tilbode frå dei dominerande leverandørane i eit utval av dei største nettområda, hadde i andre kvartal 2011 ein gjennomsnittspris på 61,2 øre/kWh inkl. mva. Dette er til dømes 8,9 øre (17 %) høgare enn gjennomsnittsprisane for ein spotpriskontrakt i Aust- og Sørvest-Noreg. Ein må likevel presisere at denne prisen er basert på eit volumvege gjennomsnitt av eit lite utval av kontraktar, og at det finst kontraktar som naturleg nok både har vore billegare og dyrare enn dette gjennomsnittet.

Samanlikna med første kvartal 2011 hadde gjennomsnittsprisen på standard variabel kontrakt ein nedgang på 20,7 øre i andre kvartal 2011. Samanlikna med tilsvarende kvartal i 2010 var prisen på standard variabel kontrakt 5,9 øre lågare i andre kvartal 2011.

Dei gjennomsnittlege prisane på fastpriskontraktar med eitt-årig og tre-årig avtaletid var for andre kvartal 2011 høvesvis 59,2 og 55,7 øre/kWh. Samanlikna med første kvartal 2011 er dette ein nedgang på 2,5 øre for dei eittårige kontraktane, medan snittpisen av dei treårige kontraktane er uendra. Om ein samanliknar fastpriskontraktane med andre kvartal 2010, ser ein at dei gjennomsnittlege prisane for eitt-årlige fastpriskontar auka med 7,0 øre, og at gjennomsnittet for dei tre-årlige fastpriskontraktane auka med 4,4 øre.

### Påslag på spotpriskontrakt

Figur 1.8.1 viser ei oversikt over påslaga på elspotprisen for dei ti billegaste spotpriskontraktane tilbode i Oslo i veke 26 2011, dvs. den siste veka i 2. kvartal. Sidan nokre kontraktar har eit påslag per kWh, medan andre har eit påslag som ein fast sum per månad, år eller begge deler, kan det av og til vere vanskelig å samanlikne dei ulike kontraktane. I figuren under er det difor rekna ut eit påslag i øre per kWh for ein kunde med eit forbruk på 20.000 kWh per år<sup>1</sup>, for lettare å kunne samanlikne.

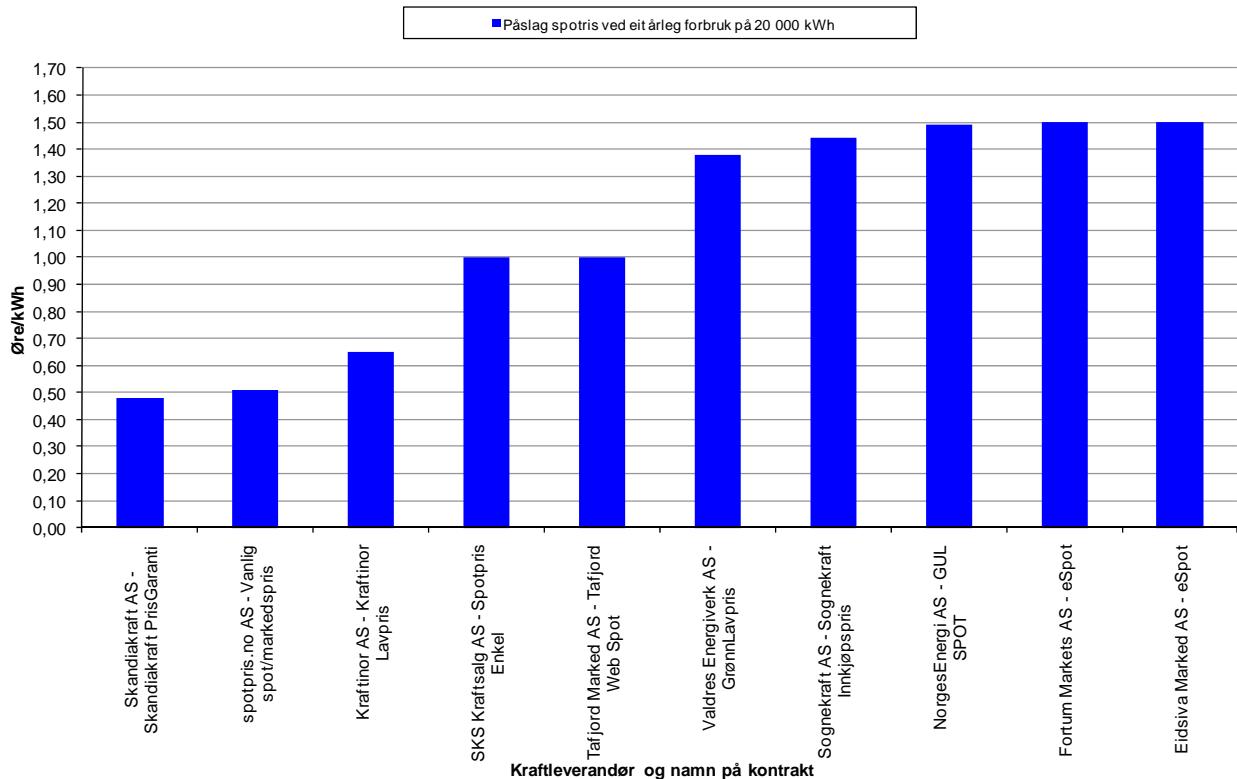
Det er berre kontraktane med etterskotsfakturering som er inkludert i oversikta. Det er eit val grunna i at både forskotsfakturering og akonto fakturering inneber eit potensielt rentetap for forbrukaren ved at ein har eit beløp inneståande hos kraftleverandøren. Det er difor ikkje føremålsteneleg å inkludere desse kontrakttypane i samanlikninga då storleiken på dette tapet er varierande. Avhengig av rentenivå og storleiken på den inneståande pengesummen kan akonto- og etterskotsfakturering tilsvare ein større kostnad enn det faktiske påslaget mange kraftleverandørar med etterskotsfakturering har på elspotprisen.

Figur 1.8.1 viser at det er store skilnader sjølv blant dei ti billegaste kontraktane. Den rimelegaste kontrakten som vart tilbode hadde eit påslag på 0,48 øre/kWh. Den tiande billegaste hadde eit berekna påslag på 1,50 øre/kWh. Skilnaden mellom valet av den billegaste kontrakten og den tiande billigaste kontrakten tilsvasar då 204 kr per år dersom ein forbruker 20000 kWh per år.<sup>2</sup>

**Figur 1.8.1 Påslag på spotpriskontrakt i øre/kWh for dei ti billegaste spotpriskontraktane tilbode for hushaldskundar i Oslo (prisområde NO1). Påslaget er rekna ut etter eit antatt årleg snittforbruk på 20 000 kWh. Oversikta er frå veke 26 2011. Kjelde: Konurransetilsynet**

<sup>1</sup> Om ein har eit påslag på 50 kr i månaden vil dette utgjere 3 øre/kWh for ein forbrukar av 20 000 kWh per år. Dersom ein har eit forbruk på til dømes 10 000 kWh per år, vil det månadlege påslaget på 50 kr utgjere 6 øre/kWh.

<sup>2</sup> Sjølv om desse utrekningane tek utgangspunkt i dei spotpriskontraktane som vart tilbode i Oslo, blir dei fleste av desse kontraktane òg tilbode andre stader i landet.

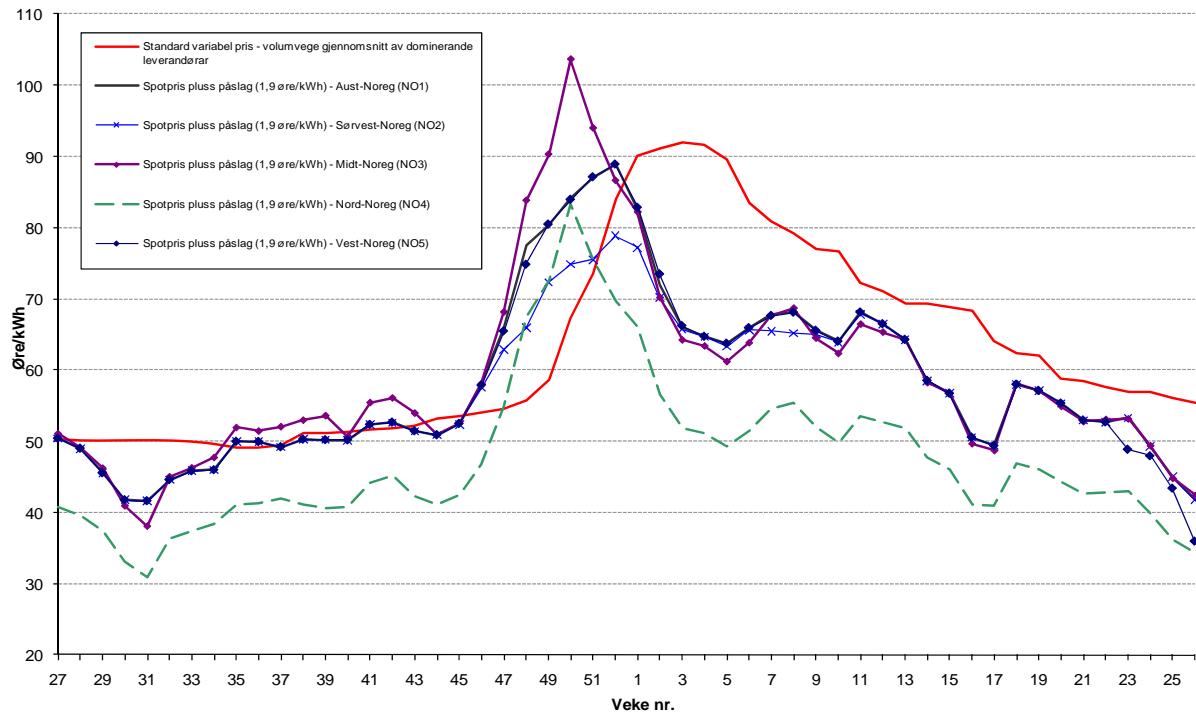


### Utvikling av prisane

Figur 1.8.2 samanliknar den volumvekta gjennomsnittsprisen for standard variabel kontrakt tilbode av dei dominerande leverandørane i eit utval av dei største nettområda, med spotpriskontraktar i elspotområda Aust-Noreg (NO1), Sørvest-Noreg (NO2), Midt-Noreg (NO3), Nord-Noreg (NO4) og Vest-Noreg (NO5), frå tredje kvartal 2010 til og med andre kvartal 2011. Av figuren kan ein sjå at prisen på standard variabel kontrakt i stor grad følgjer mønsteret til spotpriskontraktane, men med eit etterslep på nokre veker. Dette har samanheng med at kraftleverandørane har to veker meldeplikt til sluttbrukarane viss leverandøren skal endre prisane. Samstundes som standard variabel kontrakt har eit etterslep kan ein også sjå at prisane på standard variabel kontrakt i snitt ligg høgare enn spotpriskontraktane.

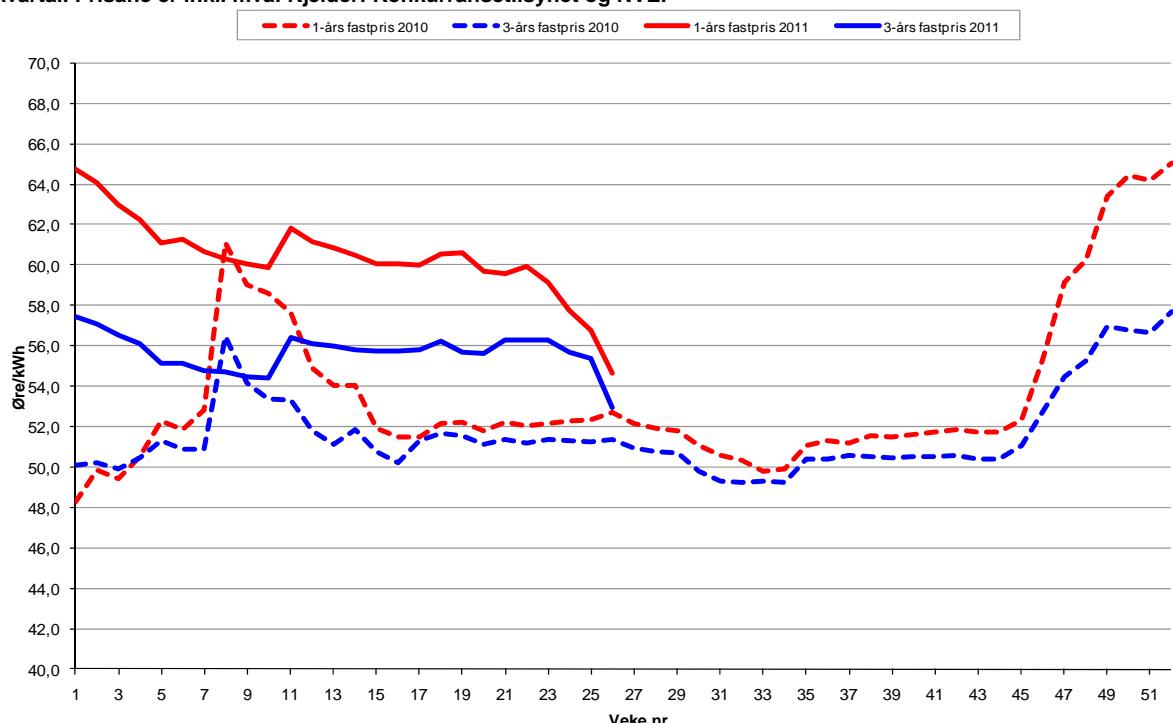
I figuren ser ein at prisane på spotpriskontrakt og standard variabel kontrakt var tilnærma like frå veke 34 2010 t.o.m veke 44 2010. I veke 45 auka den underliggjande spotprisen på Nord Pool Spot og prisen for spotpriskontrakt auka. Grunna det ibuande etterslepet til standard variabel kontrakt, kombinert med at spotprisane auka meir enn det kraftleverandørane som tilbod standard variabel kontrakt kunne føresjå, låg spotpriskontraktane høgare i pris enn standard variabel heilt frå veke 46 t.o.m. veke 52. I veke 52 byrja spotprisane å falle, medan kraftleverandørane sette opp prisen på standard variabel kontrakt heilt til og med veke 3. Etter dette har både spotprisane og standard variabel kontrakt falt, men frå figuren kan ein sjå at prisen på standard variabel kontrakt har falt i eit lågare tempo enn spotprisane. Det eventuelle tapet ein tilbodar av standard variabel kontrakt hadde i vekene 34 til 44 har han meir enn henta inn frå og med veke 1. Ved å sjå på figuren har spotpriskontraktar vore det økonomisk fordelaktige valet for sluttbrukarane i både første og andre kvartal 2011. Ein må her likevel presisere at prisen på standard variabel kontrakt som er presentert i figuren er basert på eit volumvege gjennomsnitt av eit lite utval av kontraktar, og at det finst kontraktar som naturleg nok både har vore billegare og dyrare enn dette gjennomsnittet.

**Figur 1.8.2 Gjennomsnittlege vekesprisar frå tredje kvartal 2010 til og med andre kvartal 2011 for standard variabel kontrakt og spotpriskontrakt i elspotområda NO1, NO2, NO3, NO4 og NO5, inklusive eit påslag på 1,9 øre/kWh. Alle prisar er inkl. mva. unntatt prisar for NO4. Kjelder: Konurransetilsynet, Nord Pool Spot og NVE.**



Frå figuren kan ein òg sjå at prisane på spotpriskontraktane er meir volatile enn standard variabel kontrakt. Årsaka til dette er at standard variabel kontrakt ikkje er direkte knytt til marknadsprisen på Nord Pool Spot i motsetnad til spotpriskontraktane. Sidan dei fleste sluttbrukarane ikkje har timesmålare, vert dei som har spotpriskontraktar avrekna ut frå den månadlege gjennomsnittsprisen frå Nord Pool Spot. Den gjennomsnittsprisen er naturleg nok mindre volatile enn vekesprisane som er presentert i figuren. Som følgje av dette vert ikkje sluttbrukarar med spotpriskontrakt, som ikkje har timesmålarar, nødvendigvis eksponert for større risiko enn kundar med standard variabel kontrakt.

**Figur 1.8.3 Prisutvikling for 1- og 3- års fastpriskontraktar ved eit forbruk på 20 000 kWh/år for 2010 og 2011 t.o.m. 2. kvartal. Prisane er inkl. mva. Kjelder: Konurransetilsynet og NVE.**



Figur 1.8.3 viser prisutviklinga til eit gjennomsnitt av eitt- og tre-årige fastpriskontraktar som er tilbode via Konkurransetilsynets kraftprisportal frå 2010 til og med andre kvartal 2011. Ein kan sjå at fastprisane fekk ein kraftig oppgang frå veke 45 2010, då kraftsituasjonen forverra seg. Prisane auka i takt med spotmarknaden til og med veke 52. Deretter fall fastprisane gradvis, med unntak av i veke 11 og 12 2011, og prisane byrja å nærme seg nivået i 2010.

## 1.8.2 Leverandørskifte, kontraktsval og samla utgifter

### Leverandørskifte

Som eit ledd i arbeidet med å undersøke om kraftmarknaden fungerer tilfredsstillande, har NVE sidan 1997 gjort kvartalsvise undersøkingar av leverandørskifte. Frå 1999 vart undersøkinga utvida frå å berre omfatte hushaldskundar, til òg å inkludera næringskundar. Frå og med fjerde kvartal 2004 er nettselskapene òg bede om å rapportere om marknadsdelar for dei fem største leverandørane i nærings- og hushaldsmarknaden. NVE kontaktar kvart kvartal nettselskapene med dei 28 største distribusjonsnetta i Noreg for å innhente tala.

NVE arbeidar no med å utvide og forbetre den kvartalsvise undersøkinga om leverandørskifte. Som følgje av at den nye rapporteringsløysinga ikkje var ferdigstilt ved utgangen av første kvartal 2011, har NVE førebels ikkje samla inn data om leverandørskifte for kvartalet. Rapporteringsløysinga er no ferdigstilt og NVE har fatta vedtak om at alle nettselskap med over 10 000 abonnentar i sitt distribusjonsnett skal rapportere til undersøkinga. Grunna utvida krav til rapportering, samstundes med at fleire nettselskap som ikkje tidlegare har rapportert no må rapportere, er fristen for rapportering for første og andre kvartal 2011 sett til 20. september 2011. Utsettinga er meint å sikre at nettselskapene er tilstrekkeleg førebudde. Frå og med tredje kvartal 2011 må nettselskapene rapportere etter utgangen av kvart kvartal. Dette inneber at NVE ikkje presenterer tal over leverandørskifte i denne rapporten. Det kjem derimot oppdaterte tal i rapporten for tredje kvartal 2011.

### Kontraktsval

Oversikten over kva slags kontrakttypar hushalda vel er henta frå ei utvalsundersøking gjennomført av Statistisk Sentralbyrå (SSB), og er basert på informasjon frå 50 av kraftleverandørane i sluttbrukarmarknaden frå ei veke midt i kvartalet. Sidan tala er tverrsnitt frå ei veke er det grunn til å vere varsam med å leggje vekt på den kvartalsvise utviklinga i undersøkinga.

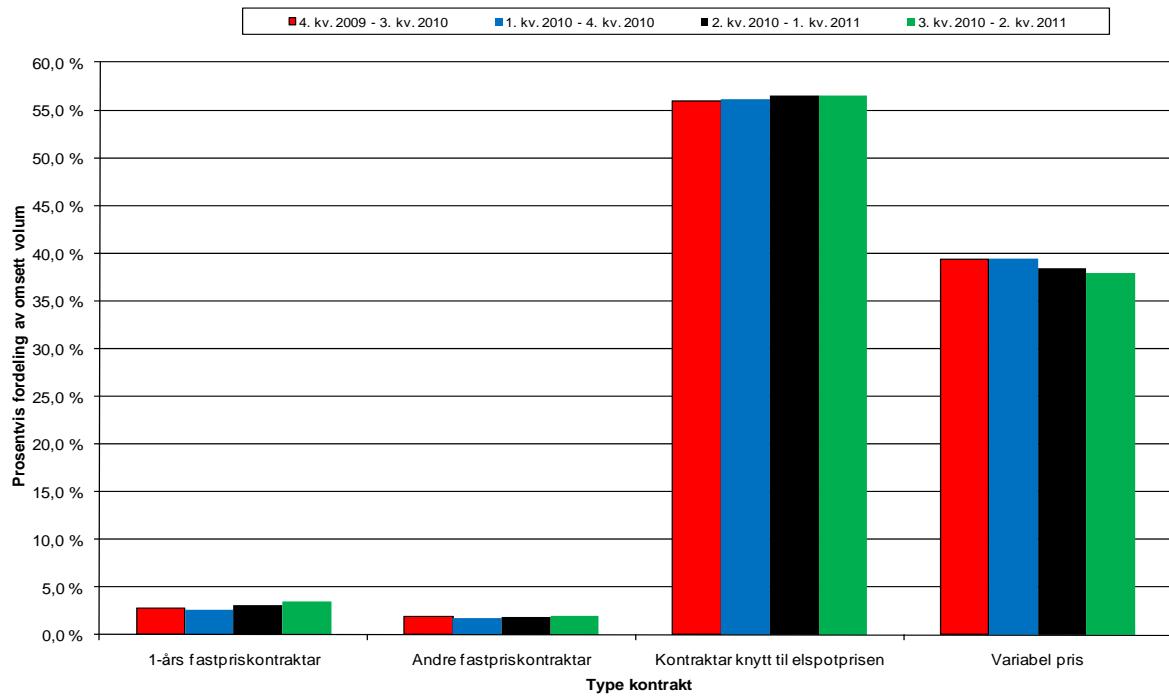
Undersøkinga kan likevel gje god informasjon om korleis valet av forskjellige kontraktar har utvikla seg i eit lengre tidsperspektiv, og den kan òg seie noko om den underliggende trenden. Vi har difor valt å sjå på eit glidande eittårs gjennomsnitt over utviklinga i kontraktsval.

### Kraftkontraktar for hushaldskundar

Variabel kontrakt (deriblant standard variabel kontrakt) har tradisjonelt vore den mest vanlege kontrakttypen for hushaldskundar i Noreg. I 2003 blei i snitt 73,5 % av det totale kraftvolumet til hushaldskundar omsett på denne kontrakttypen.

Over dei fire siste kvartala (tredje kvartal 2010 - andre kvartal 2011) har derimot berre 38,0 % av kraftvolumet for hushaldskunder vert omsett på denne type kontraktar. Tala frå SSB visar òg at 56,6 % av kraftvolumet til hushaldskundane vert omsett på kontraktar som er knytt til elspotprisen, medan berre 5,5 % av volumet vert omsett på fastpriskontraktar. Dette er presentert i figur 1.8.4, som bekreftar trenden i retning av at stadig fleire hushaldskundar vel spotpriskontraktar framfor variable kontraktar. Dei siste kvartala har ein også sett ein liten auke i omsett volum på fastpriskontraktar.

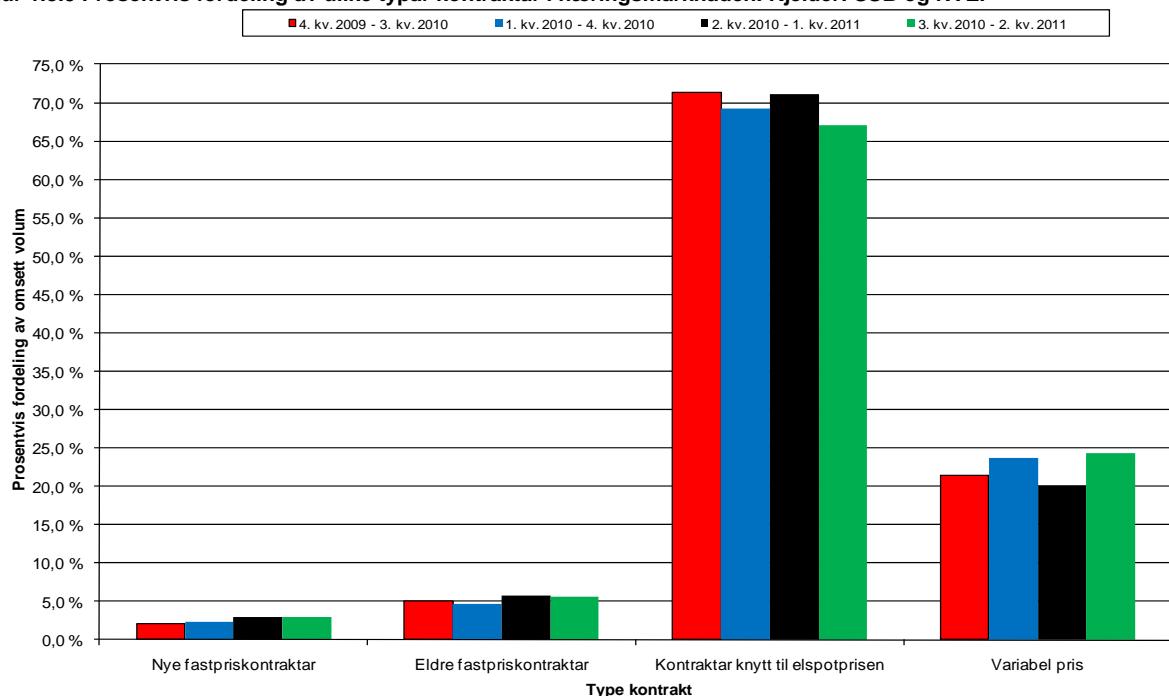
**Figur 1.8.4 Prosentvis fordeling av ulike typar kontraktar i hushaldsmarknaden. Kjelder: SSB og NVE**



#### Kraftkontraktar for næringskundar

Samanlikna med hushaldskundar, har næringskundar i større grad valt kontraktar knytt til spotprisen. I figur 1.8.5 kan ein sjå at for næringskundar vart snitt 67,1 % av kraftvolumet over det siste året omsett på kontraktar knytt til elspotprisen. 24,3 % av volumet vart omsett på variable kontraktar, og 8,6 % av volumet på fastpriskontraktar. Samanlikna med tala for sist kvartal, ser ein ein reduksjon i omsett volum på fastpriskontraktar og spotpriskontraktar, medan det har vore auka omsett volum på kontraktar med variabel pris som ikkje er tilknytt elspotprisen. Tala er basert på statistikk frå SSB og NVE har ikkje noko god forklaringar på kvifor det har vore auka omsett volum på variabel pris kontrakt relativt til dei andre kontraktypane.

**Figur 1.8.5 Prosentvis fordeling av ulike typar kontraktar i næringsmarknaden. Kjelder: SSB og NVE.**



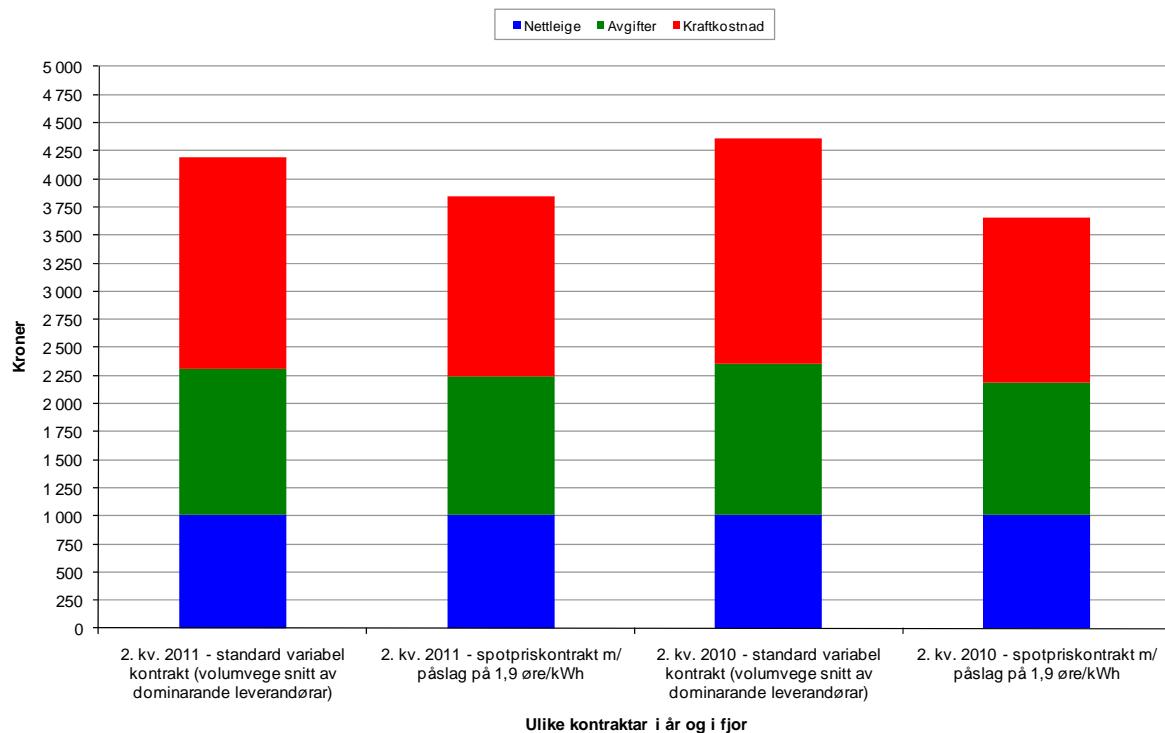
## Hushalda sine samla utgifter til elektrisk kraft

Om ein føresett eit forbruk på 20000 kWh per år, eit normalt forbruksmønster basert på ein gjennomsnittleg justert innmatingsprofil frå 2009, og ei nettleige tilsvarande landsgjennomsnittet (27,8 øre/kWh ekskl. mva. i 2011), kan ein for eit hushald med standard variabel kontrakt rekne ut ein sannsynleg kostnad i andre kvartal 2011 på til saman 4193 kroner. Fordelinga av den totale kostnaden kan delast opp i følgjande kostnadsledd: 1014 kroner i nettleige, 1300 kroner i avgifter og 1879 kroner i kraftkostnad. Den prosentvise fordelinga på dei ulike kostnadsledda vert, 24 % nettleige, 31 % avgifter og 45 % kraft.

Med dei same føresetnadane, men med ein spotpriskontrakt med eit påslag på 1,9 øre/kWh, får ein fordelinga: 1014 kroner i nettleige, 1231 kroner i avgifter og 1601 kroner i kraft. Alle kostnadsledda for kvartalet under eitt vert då 3846 kroner, som er 347 kroner lågare enn ved val av standard variabel kontrakt.

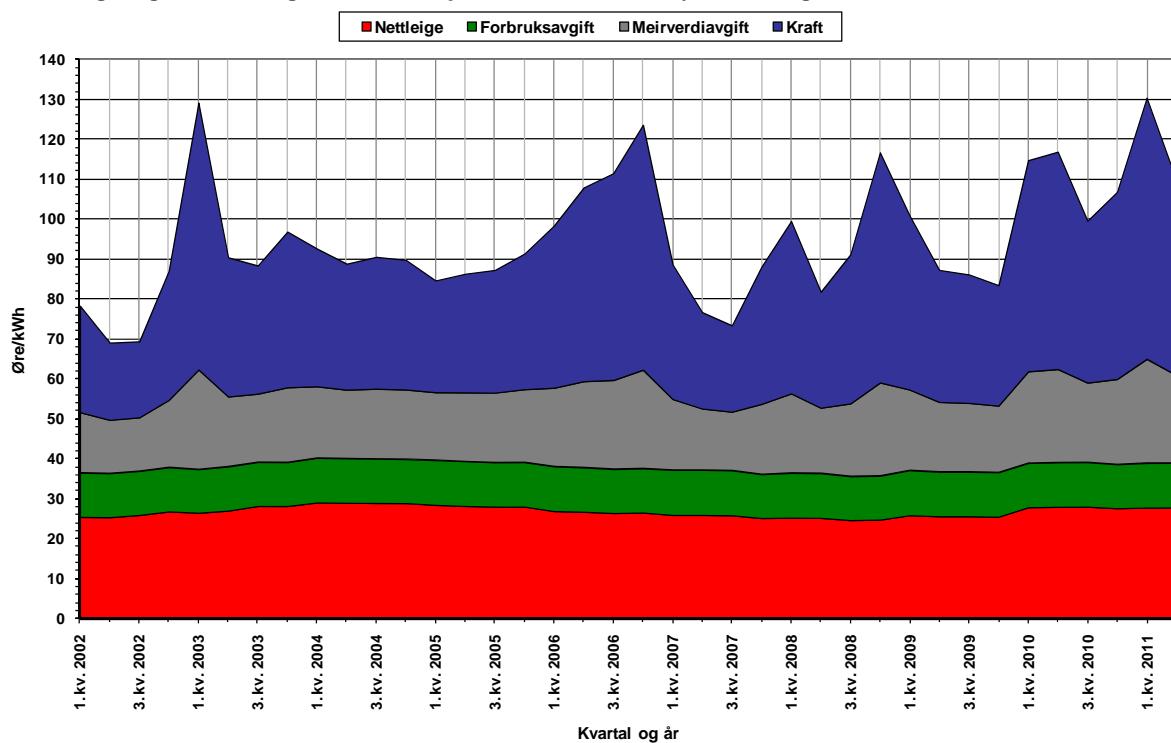
Om ein samanliknar andre kvartal 2011 med tilsvarande kvartal i 2010, ser ein ikkje store skilnader. Standard variabel kontrakt var noko dyrare i 2010 samanlikna med i år, medan spotpriskontrakt var noko dyrare i 2011. Årsaka til ein lågare kostnad ved val av standard variabel pris i år samanlikna med 2010 har si forklaring i ein lågare gjennomsnittleg kraftspris i andre kvartal 2011. Dette har igjen påverka avgiftene grunna den konstante satsen på 25 % for meirverdiavgift på kjøp av kraft. Landsgjennomsnittet for nettleige har auka marginalt. Samanhengane er vist i figur 1.8.6.

**Figur 1.8.6 Totalkostnad i andre kvartal 2011 til kraft, nettleige, og offentlege avgifter ved eitt årleg forbruk på 20 000 kWh. Kjelder: Konkurransestilsynet og NVE.**



Figur 1.8.7 viser prisutviklinga i øre/kWh av totale kostnader fordelt på kraft, nettleige og avgifter for ein kunde med standard variabel kontrakt. Tidsperioden strekk seg frå første kvartal 2002 til og med andre kvartal 2011. Alle prisane er inflasjonsjusterte og satt i juni 2011-prisar.

Figur 1.8.7 Kvartalsvis gjennomsnitt av kraftpris (volumvege gjennomsnitt av standard variabel kontrakt), nettleige, forbruksavgift og meirverdiavgift i øre/kWh. Kjelder: Konkurranseetilsynet, SSB og NVE.



Som ein kan sjå er kraftprisen den største enkeltbestanddelen i totale kostnader for forbrukaren, og han er òg det kostnadsleddet som varierer mest. Gjennomsnittsprisen for kraft har som ein kan sjå vore høgare enn normalt gjennom 2010 og 2011, men historisk sett kan ein sjå at ein òg har hatt høge kraftprisar tidlegare. Talgrunnlaget som visast i figuren for andre kvartal 2011 er 48,9 øre/kWh for kraft (basert på standard variabel kontrakt), 27,8 øre/kWh for nettleige, 11,2 øre/kWh i forbruksavgift og 22,0 øre i meirverdiavgift.

# 2 Øker markedets forventninger til fremtidig prisusikkerhet når hydrologisk balanse forverres?

Av Mats Øivind Willumsen og Kjerstin Dahl Viggen, Seksjon for analyse, Energiavdelingen

Denne artikkelen er utarbeidet i forbindelse med fullførelsen av Kraftanalytikerstudiet ved Norges Handelshøyskole våren 2011. Kraftanalytikerstudiet er et deltidsstudium som går over to semestre. Det er et spesialstudium rettet mot kraftmarkedet.

## Sammendrag

I denne oppgaven undersøker vi sammenhengen mellom det nordiske kraftmarkedets forventninger til fremtidig prisusikkerhet i forwardmarkedet og hydrologisk balanse i Norden. Dette gjør vi ved en enkel regresjonsanalyse. Som indikator på markedsaktørenes syn på fremtidig prisusikkerhet har vi benyttet egne beregninger av implisitte volatiliteter basert på opsjonspriser for det nordiske kraftmarkedet, notert på Nasdaq OMX Commodities. Beregningene er gjort med utgangspunkt i opsjonsprisingsmodellen Black 76.

Vi diskuterer Black 76 som opsjonsprisingsmodell i det nordiske kraftmarkedet. Foreliggende litteratur tyder på at implisitt volatilitet for opsjoner i det nordiske kraftmarkedet beveger seg tidvis med strike og mot forfall. Videre viser foreliggende litteratur at prisene på underliggende forwardkontrakter ikke er lognormale. Dette impliserer brudd på forutsetningene bak Black 76, noe vi forsøker å hensynta i analysen.

Regresjonsanalysen peker i retning av at det er en viss negativ sammenheng mellom implisitt volatilitet og hydrologisk balanse. Dette innebærer at forverring av den hydrologiske situasjonen alt annet likt trekker i retning av økt implisitt volatilitet. På grunn av svakhetene ved Black 76 er det likevel usikkert om vi kan trekke samme slutning om forholdet mellom markedsaktørenes vurdering av fremtidig prisusikkerhet og hydrologisk balanse. Analysen gir likevel grunn til å tro at markedets forventninger til fremtidig usikkerhet øker når hydrologisk balanse forverres.

## 2.1 Innledning

Sammenliknet med andre varemarkeder er det nordiske kraftmarkedet preget av høy volatilitet. Ressurstilgangen og etterspørselen kan variere betydelig, noe som kan gi store svingninger i kraftprisen både på kort og litt lengre sikt. Vinteren 2010/2011 var det hydrologiske underskuddet i Norden betydelig. Dette bidro til høyere spot- og forwardpriser enn ved en normal hydrologisk situasjon.

I denne oppgaven undersøker vi nærmere om hydrologisk balanse bare påvirker dagens forwardpriser gjennom energiknappheten, eller om det i tillegg kan være en effekt der hydrologisk underskudd gir økt forventet volatilitet i forwardmarkedet. Dersom dette er tilfelle betyr det at hydrologisk underskudd også gir høyere opsjonspriser, slik at det blir dyrere for aktørene å bruke opsjonsmarkedet til å redusere risikoen knyttet til sine posisjoner.

Vi benytter egne beregninger av *implisitte volatiliteter*, basert på opsjonspriser for det nordiske kraftmarkedet notert på Nasdaq OMX Commodities, som en indikator på markedsaktørenes syn på fremtidig prisusikkerhet. Disse beregningene er gjort med utgangspunkt i opsjonsprisingsmodellen Black 76. For forståelsen av analysen er det nødvendig med en redegjørelse av denne modellen.

I kapittel 2.2 gir vi en kort beskrivelse av kraftderivatene som omsettes på Nasdaq OMX Commodities. I kapittel 2.3 redegjør vi for opsjonsprisingsmodellen Black 76 – som er utgangspunktet for beregningene av den implisitte volatiliteten til en opsjon. I kapittel 2.4 diskutes Black 76 som opsjonsprisingsmodell i det nordiske kraftmarkedet i lys av tidligere arbeider på feltet. I kapittel 2.5 undersøker vi sammenhengen mellom markedets forventninger til fremtidig prisusikkerhet i forwardmarkedet og hydrologisk balanse. Her har vi lagt til grunn at den teoretisk beregnede implisitte volatiliteten – som vi utreder i kapittel 2.3 – faktisk uttrykker markedsaktørenes vurdering av prisusikkerheten i fremtidige kraftkontrakter. Vi gjør en enkel regresjonsanalyse for å finne sammenhengen mellom opsjoners implisitte volatilitet og hydrologisk balanse, hvor hypotesen er at hydrologisk balanse påvirker implisitt volatilitet negativt. Det vil si at en negativ hydrologisk balanse – et negativt avvik fra det hydrologiske normalnivået – fører til høyere implisitt volatilitet enn en hydrologisk normalsituasjon.

## 2.2 Kraftderivater på Nasdaq OMX Commodities

I det nordiske kraftmarkedet handles og klareres de finansielle kontraktene på børsen Nasdaq OMX Commodities<sup>1</sup> og i det bilaterale markedet, over-the-counter (OTC). På Nasdaq OMX omsettes standardiserte finansielle produkter, mens i OTC-markedet blir kontraktene forhandlet og sluttet via en megler.

Hensikten med det finansielle kraftmarkedet er å håndtere risiko knyttet til det fysiske kraftmarkedet. En kjøper eller en selger av kraft i det nordiske kraftmarkedet kan redusere risikoen for tap ved fremtidige prisendringer og endre risikoeksponering ved å handle ulike kraftderivater. Aktørene har mulighet til å sikre prisen på fremtidig produksjon og/eller konsum gjennom å inngå kontrakter med spesifiserte volum til bestemte priser.

Derivater er finansielle instrumenter hvis verdi avhenger av verdien av et annet underliggende instrument. På Nasdaq OMX omsettes det terminkontrakter (forwards og futures), Contract for Difference (CfD) og opsjoner for det nordiske kraftmarkedet. For de to førstnevnte er underliggende instrument systemprisen, mens opsjoner har forwardkontrakter som underliggende instrument.

Nedenfor gis en kort beskrivelse kraftderivatene som omsettes på Nasdaq OMX.

### 2.2.1 Terminkontrakter - forwards og futures

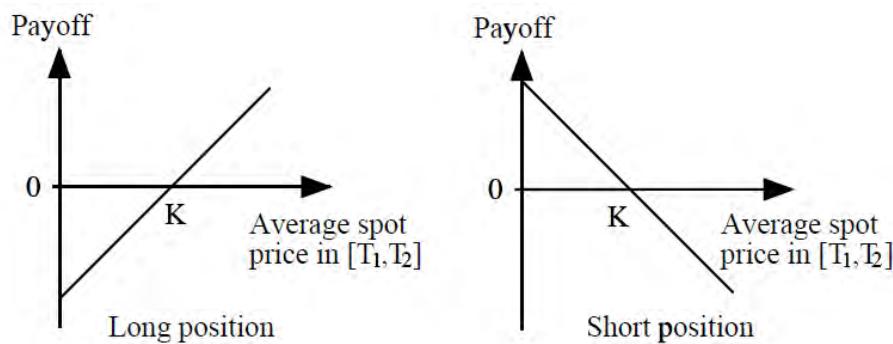
Det er to typer terminkontrakter på Nasdaq OMX, forward- og futurekontrakter. Leveringen av disse kontraktene korresponderer med en tidsperiode og ikke et spesifisert tidspunkt. En forwardkontrakt er en avtale om fremtidig salg eller kjøp av underliggende instrument til en forhåndsbestemt pris. Verdien av kontrakten avhenger av prisen på underliggende instrument, slik at det ved prisendringer i underliggende vil oppstå en fordring/gjeldsposisjon mellom de to kontraktspartene. En forwardkontrakt gjøres opp etter handelsperioden er over, mens en kontrakt som gjøres opp både i handels- og i leveringsperioden kalles en futurekontrakt. For nærmere om spesifisering av terminkontrakter på Nasdaq OMX, se <http://www.nasdaqomxcommodities.com/trading/practicaltradinginformation/tradefinancialmarket/>.

Figur 2.2.1 viser utbetaling ved en lang posisjon (kjøpt termin) der man eier en terminkontrakt og en kort posisjon (solgt termin) der innehaveren har solgt en terminkontrakt. Y-aksen viser gevinst/tap ved posisjonen og x-aksen gjennomsnittlig systempris gjennom leveringsperioden. K er innløsningsprisen.

---

<sup>1</sup> Heretter Nasdaq OMX.

Figur 2.2.1 Utbetaling fra terminkontrakter. Kilde: Unger 2002.



## 2.2.2 Contract for Difference

Contract for Difference (CfD) er et instrument for at aktørene skal kunne prissikre seg mot områdeprisrisiko. Markedsprisen på CfD-kontraktene reflekterer markedets forventninger om prisforskjellen mellom det enkelte markedsområdet og systemprisen.

## 2.2.3 Opsjoner

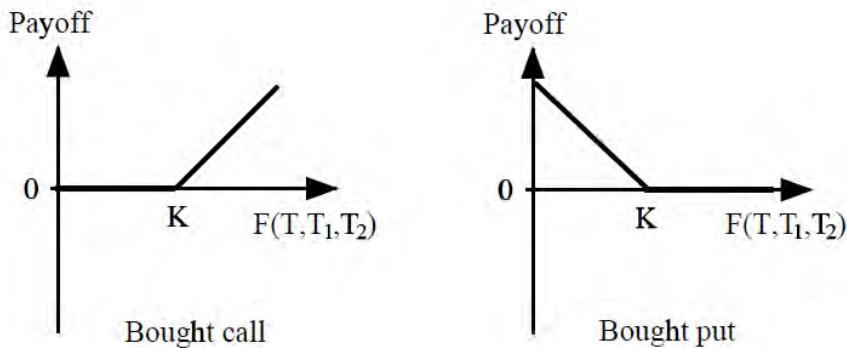
Kraftopsjonene som omsettes på Nasdaq OMX basert på det nordiske kraftmarkedet er av den europeiske typen. Dette betyr at de kun kan utøves på forfallsdatoen. Kraftopsjoner er en rett, men ikke en plikt til å kjøpe eller selge forwardkontrakter til en på forhånd avtalt pris på et gitt tidspunkt i framtiden. Den fremtidige prisen kan avvike fra dagens markedsverdi på forwardkontrakten. Opsjonene for det nordiske kraftmarkedet på Nasdaq OMX har base load forwardkontrakter som underliggende.

Opsjonene deles inn i kjøpsopsjoner (*call*) og salgsopsjoner (*put*). Ved å inneha en kjøpsopsjon vil denne innløses dersom markedsverdien på det avtalte tidspunkt er høyere enn den avtalte prisen i opsjonen. Opsjonsinnehaveren vil kunne kjøpe til den fastsatte lavere prisen og deretter videreselge til markedspris. Opsjonsinnehaveren lar være å realisere opsjonen dersom markedsprisen er lavere enn prisen i opsjonen. Opsjonsinnehaveren av en salgsopsjon løser den inn dersom markedsverdien på det avtalte tidspunkt er lavere enn den avtalte prisen i opsjonen. Innehaveren av opsjonen vil kunne kjøpe til markedspris og deretter selge til den fastsatte høyere prisen. Er markedsprisen høyere en prisen i opsjonen vil ikke opsjonen realiseres. Samlet gevinst eller tap for posisjonen, enten den er lang eller kort, vil også måtte ta hensyn til opsjonens verdi (pris) ved inngåelse.

I og med at kjøps- og salgsopsjoner kan kjøpes og selges, danner dette fire grunnposisjoner. Kjøpt kjøpsopsjon (*long call*), solgt kjøpsopsjon (*short call*), kjøpt salgsopsjon (*long put*) og solgt salgsopsjon (*short put*).

Figur 2.2.2 nedenfor viser potensiell utbetaling ved kjøpt call og kjøpt put. Y-aksen viser gevinst/tap og x-aksen prisen på underliggende. K er innløsningsprisen.

Figur 2.2.2 Utbetaling fra europeiske opsjoner. Kilde: Unger 2002.



## 2.3 Opsjonsprisingssteori

I dette kapitlet presenteres teorien som vil ligge til grunn for beregninger av indikatoren for markedets forventning til fremtidig prisusikkerhet – opsjoners implisitte volatilitet. Vi tar utgangspunkt i Black 76 som opsjonsprisingsmodell med forwardkontrakter som underliggende, og går ikke inn på andre modeller. Vi legger til grunn at vi har å gjøre med europeiske opsjoner, siden det er slike som tilbys av Nasdaq OMX.

Vi forutsetter at investorene er pristakere i markedet underliggende handles i, og at alle investorer er nytemaksimerende og rasjonelle.

Redegjørelsen i delkapitlene 2.3.1 og 2.3.2 er i hovedsak basert på Hull 2009.

### 2.3.1 Opsjonsprisingsmodellen Black-Scholes

Black 76 tar utgangspunkt i opsjonsprisingsmodellen Black-Scholes, som er utarbeidet med hensyn på aksjemarkedet. Modellen ble lansert i forbindelse med Fischer Black og Myron Scholes' artikkelen *The pricing of options and corporate liabilities* i 1973. Modellen ble etter dette videreutviklet i samarbeid med Robert Merton.

I Black-Scholes-modellen blir den teoretiske opsjonsprisen beregnet ut fra verdien på følgende variabler:

$S$	-	kursen på underliggende aksje
$K$	-	innløsingekurs eller <i>strike</i>
$r$	-	risikofri rente
$T - t$	-	tid til forfall
$\sigma$	-	volatiliteten til underliggende

På innløsningsdatoen er det bare strike og kursen på underliggende som bestemmer om opsjonen utøves eller ikke. En kjøpsopsjon har verdien  $S_T - K$  om kurser er høyere enn strike – opsjonen er *in-the-money* – og null om det er omvendt – opsjonen er *out-of the money*. Om kurser er lik strike er opsjonen *at-the-money* og har ingen verdi. En salgsopsjon har verdien  $K - S_T$  på innløsingstidspunktet om strike er høyere enn kurser, og null om det er omvendt. Opsjonsprisen skal gjenspeile verdien på opsjonene. Verdsettelsen av kjøps- og salgsopsjoner er funksjoner av ovennevnte uavhengige variabler.

Modellen bygger på følgende forutsetninger:

1. Risikofri rente er lik for alle aktører og konstant over tid. Alle investorer kan låne og plassere ubegrensede beløp til den samme risikofrie renten.
2. Det eksisterer ingen risikofri profitt – ingen arbitrasjemuligheter.
3. Det er ingen skatter eller transaksjonskostnader.
4. Det er kontinuerlig handel over tid.
5. Det er ingen begrensninger i såkalt kortsalg<sup>1</sup>.
6. Avkastningen på aksjen er stokastisk uavhengig av kursen og tidligere avkastninger.
7. Logaritmen av avkastningen er normalfordelt<sup>2</sup>.
8. Volatiliteten er konstant over tid.
9. Enhver utfallsbane er kontinuerlig i tid.

Black-Scholes-modellen baserer seg på risikonøytral verdsettelse. Den utledes ved at man kan konstruere en risikofri portefølje bestående av korte og lange posisjoner i opsjonen og i dens underliggende aksje. Siden bevegelsen i underliggende bestemmer prisen på både opsjonen og underliggende, vil dette være mulig. Modellen vil gi den teoretisk riktige verdsettelsen av opsjonen når forutsetningene holder.

Utviklingen i kurser på underliggende forutsetter en *geometrisk brownsk bevegelse*<sup>3</sup>. Dette er en kontinuerlig stokastisk prosess. Logaritmen til den stokastiske underliggende aksjen følger en brownsk bevegelse. Dette innebærer at aksjekursen utvikler seg som en tilfeldig bevegelse. Brownsk bevegelse er også kjent som Wiener-prosess.

### 2.3.2 Black 76

Black 76 bygger på samme forutsetninger som Black-Scholes, men i Black 76 er underliggende forwardkontrakter<sup>4</sup>, ikke aksjer. Her er det prisen på forwardkontrakten som antas å følge en geometrisk brownsk bevegelse – den utvikler seg som en stokastisk prosess og har konstant volatilitet. I denne oppgaven legger vi til grunn denne standardversjonen av Black 76.

Verdien på en kjøpsopsjon kan beregnes som følger:

$$C = e^{-rt} \{ F_{0,T} N(d_1) - K N(d_2) \}$$

Det er her lagt til grunn at  $t = 0$ .  $\tau$  er da tid til forfall eller innløsning ( $\tau - t$ ).  $F_{0,T}$  er prisen på underliggende forwardkontrakt i dag, tidspunkt 0, med levering på tidspunkt  $T$  der  $T > \tau$ .

$d_1$  og  $d_2$  er gitt ved

$$d_1 = \frac{\ln\left(\frac{F_{0,T}}{K}\right) + \frac{1}{2}\sigma^2\tau}{\sigma\sqrt{\tau}}$$

$$d_2 = d_1 - \sigma\sqrt{\tau}$$

<sup>1</sup> Selge en opsjon uten å eie underliggende.

<sup>2</sup> Eller: Avkastningen er lognormalfordelt.

<sup>3</sup> Det vises til Hull 2009 for en nærmere beskrivelse og utledning av denne.

<sup>4</sup> I utgangspunktet er det forwardkontrakter i råvaremarkeder, ikke i kraftmarkeder, som er underliggende i Black 76.

$N(d_1)$  og  $N(d_2)$  er den kumulative standard normalfordelingen til henholdsvis  $d_1$  og  $d_2$ .

$e^{-rT} \{ F_{0,T} N(d_1) \}$  er nåverdien av å motta forwardkontrakten i en risikonøytral verden hvis, og bare hvis,  $F_{0,T} > K$ .

$e^{-rT} \{ KN(d_2) \}$  uttrykker nåverdien av å betale strike ved forfall hvis og bare hvis  $F_{0,T} > K$ .

Uttrykket kan tolkes som strike multiplisert med sannsynligheten for at opsjonen vil bli innløst i en risikonøytral verden.

Det kan vises at sammenhengen mellom prisen på en kjøpsopsjon og prisen på en salgsopsjon skal være

$$P + e^{-rt} F_{0,T} = C + e^{-rt} K$$

Dette kalles *put-call-pariteten*. Gitt at den holder kan prisen på en salgsopsjon utledes til

$$P = e^{-rt} [KN(-d_2) - F_{0,T} N(-d_1)]$$

Dess høyere volatilitet,  $\sigma$ , på underliggende forwardkontrakt, jo høyere er sannsynligheten for at kjøps- eller salgsopsjonen enten skal ende in-the-money eller out-of-the-money. Siden investoren har sikret seg mot tap, vil han måtte betale for den økte sannsynligheten for at opsjonen skal ende in-the-money. Prisen på både kjøps- og salgsopsjoner øker dermed med volatiliteten til underliggende forwardkontrakt:

$$\frac{\partial C}{\partial \sigma} > 0, \frac{\partial P}{\partial \sigma} > 0$$

Volatiliteten er den eneste variabelen som inngår i Black 76 som er ukjent – det vil si det er den eneste variabelen som ikke kan leses av i markedet. Gitt forutsetningene i modellen kan dermed opsjonens innebygde forventning til volatiliteten til underliggende beregnes. Dette kalles opsjonens *implisitte volatilitet*. Man kan iterere seg fram til en verdi av  $\sigma$  som gjør at den teoretiske opsjonsprisen blir lik opsjonsprisen som observeres i markedet for kjøps- eller salgsopsjonen. Denne forteller hva markedet tror at volatiliteten til underliggende vil være i fremtiden, dersom forutsetningene til modellen holder mål.

Dersom de ikke gjør det, vil den implisitte volatiliteten ikke være et nøyaktig mål på markedets forventninger om volatiliteten til underliggende forwardkontrakt. Siden  $\sigma$  er den eneste ukjente i Black 76 er det bare denne variabelen som blir påvirket av brudd på forutsetningene eller andre mangler i opsjonsprisingsmodellen

### 2.3.3 Volatilitetssmil og terminstruktur

Beregnehede implisitte volatiliteter for opsjoner samme dag med samme underliggende forwardkontrakt kan plottes som en funksjon av strike. Dette kalles volatilitetssmilet, fordi det viser seg at den resulterende kurven ofte har form av et smil. Det vil si at implisitt volatilitet for opsjoner in-the-money og out-of-the-money i så fall er høyere enn for opsjoner at-the-money. Smilet kan også være skjevt, og kalles da *smirk*. Volatilitetssmilet viser altså hvordan implisitt volatilitet varierer med strike. Dersom forutsetningene bak Black 76 holder skal kurven være flat – ett flatt smil. Dette er et naturlig resultat, fordi volatiliteten til underliggende er uavhengig av opsjonens innløsningspris.

Et kurvet smil tyder altså på brudd på forutsetningene til modellen. Dersom forutsetningen om lognormalitet i underliggende er brutt, kan vi ikke forvente et flatt volatilitetssmil. Formen på smilet – bratthet og skjevhetsgrad – er da relatert til fete haler og skjevhetsgrad i fordelingen av logavkastningen til underliggende.

Volatiliteten skal også etter Black 76s forutsetninger være den samme uavhengig av hvor lenge det er til forfall. Hvordan volatiliteten utvikler seg som funksjon av strike og tid til forfall kallas volatilitetens terminstruktur (*volatility term structure*). Konstant volatilitet i tid innebærer en såkalt flat terminstruktur. Det betyr at (det flate) volatilitetssmilet er flatt for opsjoner observert på samme tid, men med ulik tid til forfall.

Gitt at forutsetningene bak Black 76 holder, skal altså den implisitte volatiliteten være konstant i strike og uavhengig av *løpetid* – tiden til opsjonens forfall.

Brudd på lognormalitet er allerede nevnt, men det kan være flere forklaringer på at implisitt volatilitet ikke er konstant i strike og løpetid. Volatiliteten til underliggende vil gjerne ikke være konstant i tid, men øke mot forfall. En naturlig forklaring på dette er at markedssjokk får større betydning for prisen på kort sikt enn på lengre sikt, etter som markedet på lengre sikt i større grad vil kunne korrigere for slike effekter.

Det kan også være at volatiliteten ikke er uavhengig av sin historie. Volatiliteten kan i seg selv være volatil med perioder med høy volatilitet og perioder med lavere volatilitet.

Forutsetningene impliserer at man kan replikere en portefølje av underliggende (*delta hedge*) kontinuerlig. Dette er i praksis så godt som umulig, blant annet på grunn av transaksjonskostnadene det medfører. Plutselige hopp eller fall i underliggende kan derfor lede til betydelige tap. Dette forholdet kan påvirke betalingsviljen for opsjoner, dermed også opsjonsprisen og derigjennom den teoretisk beregnede implisitte volatiliteten.

Endringer i tilbud og etterspørsel etter visse typer opsjoner vil altså kunne gi utslag i den implisitte volatiliteten. Hvis det for eksempel er høy etterspørsel etter salgsopsjoner til strike lavere enn dagens pris på underliggende (out-of-the-money), gitt den teoretisk riktige opsjonsprisen, vil denne prisen presses opp. Det vil gi utslag i høyere implisitt volatilitet for denne salgsopsjonen out-of-the-money enn en tilsvarende salgsopsjon at-the-money. Det gjenstår i så fall å forklare hvorfor etterspørselen til den teoretisk riktige opsjonsprisen er så høy.

Det kan også være at det er høy etterspørsel etter kjøpsopsjoner out-of-the-money. Slike kjøpsopsjoner kan gi markedsaktører en forsikring mot manglende levering. Dess flere slike aktører, jo høyere er etterspørselen etter slike kjøpsopsjoner. Det kan også være forhold på tilbudssiden som forårsaker volatilitetssmilet. Tilbyderen kan kreve enn viss likviditetspremie for lite omsatte opsjoner som er langt fra at-the-money. I følge Deyna og Hultström (2007) kan dette forklare tydeligere volatilitetssmil jo nærmere forfall man kommer.

Flere, blant andre Glover (2010), påpeker at markedsaktørenes frykt for kriser (*crashophobia*) påvirker volatilitetssmilet. Aktørene er villig til å betale noe ekstra for opsjoner som gir dem en forsikring mot markedskrakk. Slik ekstra betalingsvillighet kan tolkes som en risikopremie, og betyr at smilet gjerne tar skjev form. Etter den finansielle krisen i 1987 ble det påvist betydelig skjevhett i volatilitetssmilet for aksjeopsjoner.

Dette fenomenet kan også forklares av at underliggende har fetere haler (nedside) enn lognormalitet tilsier. Kriser skjer, og dersom de oppstår oftere enn lognormalitet antyder, er det naturlig at aktørene priser opsjoner som gir denne type forsikring noe høyere, fordi etterspørselen etter salgsopsjoner til lavere pris enn underliggende øker.

Crashophobia-forklaringen må også sees i sammenheng med det faktum at man ikke kan gjennomføre en perfekt hedge. Det er dette som gjør at man risikerer å tape stort ved en krise. Ingen perfekt hedge betyr at risikoen for å tape øker, og dermed øker opsjonsprisen som forsikrer mot slike tap.

Oppsummert innebærer dette at dersom aktører har preferanser for opsjoner in-the-money eller out-of-the-money i stedet for at-the-money, kan dette resultere i volatilitetssmil.

Forklaringer som tar utgangspunkt i tilbud og etterspørsel vil være så godt som fraværende for lite handlede opsjoner. Dersom omsetningen av opsjoner øker mot forfall kan også dette bidra til å forklare hvorfor smilene blir mer tydelige mot forfall.

## 2.4 Black 76 i det nordiske kraftmarkedet

I dette kapitlet diskuterer vi kort, basert på foreliggende litteratur, om opsjoners implisitte volatilitet kan vurderes som et godt mål på markedets forventninger om fremtidig prisusikkerhet i det nordiske kraftmarkedet. For å begrense oppgavens omfang har vi ikke gjort tilsvarende analyser selv.

Derman (2006) viser at terminstrukturen for S&P 500 (Standard & Poors 500 – aksjeindeks for 500 store amerikanske virksomheter) er langt fra flat, men endrer seg med strike og over tid – nærmere bestemt øker mot forfall og når strikes avstand fra underliggende pris øker. Dette tyder på at Black-Scholes – og dermed trolig også Black 76 – har betydelige mangler som opsjonsprisingsmodell. Funn fra undersøkelser av implisitt volatilitet i det nordiske kraftmarkedet peker i samme retning.

I følge Bjerksund, Rasmussen og Stensland (2000) er det en betydelig terminstruktur i det norske kraftmarkedet. Det impliserer at volatiliteten ikke er konstant verken i strike eller tid. De viser til at implisitt volatilitet som funksjon av tid til forfall er avtakende og konveks.

Deyna og Hultström (2007) analyser peker i samme retning. De viser at volatiliteten *ikke* er konstant over tid og at underliggende, altså forwardprisen, *ikke* har en lognormal fordeling. I analysen har Deyna og Hultström (2007) sett på volatilitetssmilet til opsjonen med ENOYR-04 som underliggende – for to forskjellige datoer. 1. oktober 2003 var smilet nesten flatt. Dagen før innløsning, 17. desember 2003, var derimot smilet langt tydeligere. De finner altså at volatilitetssmilet er relativt flatt når det er lang tid til forfall – at forutsetningene bak Black 76 holder, men at dette endrer seg mot forfall. Nivået på volatiliteten øker også mot forfall. De diskuterer ikke årsaken til dette nærmere. En hypotese om det flate smilet når det er lenge til forfall kan være at opsjonen er lite handlet, slik at den i liten grad er påvirket av tilbud og etterspørsel, men er et utgangspunkt fra kraftbørsen basert på teoretisk prising.

Deyna og Hultström (2007) finner også at det var betydelig skjevhetsgrad og kurtosis i fordelingen av logavkastningen for andrekvartalskontrakten 2007 (ENOQ2-07, handlet fra 2005 til mars 2007) på NordPool. En hypotese om lognormalfordelt ENOQ2-07 ble forkastet på 5 % signifikansnivå. Mosegaard (2008) viser også at fordelingen av forwardprisene ikke er lognormal.

Benth og Koekebakker (2008) viser at volatiliteten i kraftmarkedet har en tendens til å øke når kontraktene nærmer seg forfall. De henviser i sin artikkelen til Samuelson (1965) som mener at volatiliteten til futurekontrakter øker når tid til forfall nærmer seg på grunn av at relevant informasjon er mest åpenbar når forfall. For eksempel vil vært som påvirker etterspørselen eller en midlertidig tilbudsstyrrelse påvirke spotprisen, og derfor prisen på kortsiktige futurekontrakter. Kortsiktige prisendringer er ikke forventet å vedvare, men heller å gå tilbake til et normalnivå. Dette impliserer at langsiktige kontrakter vil bli mindre påvirket av en spotprisendring enn kortsiktige, og har derfor lavere volatilitet.

Mosegaard (2008) påpeker at systemprisens utvikling har tydelige trekk av *mean reversion*. Det vil si at utviklingen ikke er uten drift som geometrisk brownsk bevegelse, men vil trekkes tilbake til et tenkt gjennomsnitt. Forwardprisen viser i følge Mosegaard ikke like sterke tegn på mean reversion. I følge Eydeland og Wolyniec (2003) trenger det ikke være en direkte sammenheng mellom mean reversion i systemprisen og en forwardkontrakt. Dette begrunnes med at mean reversion i systemprisen er med på å sørge for at markedet er i likevekt på kort sikt – samsvar mellom tilbud og etterspørsel.

Funnene over peker i retning av at implisitt volatilitet for opsjoner i det nordiske kraftmarkedet er preget av tidvis betydelig bevegelse med strike og mot forfall. Analysene trekker i retning av at prisene på forwardkontrakter ikke er lognormale. Typisk vil fete haler og kurtosis, som bryter med den lognormale fordelingen, lede til at volatiliteten ikke er konstant i strike.

På bakgrunn av diskusjonen med utgangspunkt i foreliggende litteratur ovenfor kan det være vanskelig å legge til grunn at implisitt volatilitet fra Black 76 er et godt mål på aktørenes forventninger om fremtidig prisusikkerhet, i alle fall på kort sikt. Til det synes manglene med Black 76 som opsjonsprisingsmodell i det nordiske kraftmarkedet for tydelige.

Vi velger likevel å legge dette til grunn for analysen i kapittel 2.5. Vi gjør dette fordi våre beregninger bare bygger på implisitt volatilitet beregnet at-the-money og fordi vi låser fast løpetiden. Dette betyr ikke at vi har løst alle problemene knyttet til vår ønskede tolkning av implisitt volatilitet i Black 76, men at vi forsøker å ta hensyn til manglene ved Black 76 så godt vi kan.

## **2.5 Øker forventninger til fremtidig prisusikkerhet når hydrologisk balanse forverres?**

Siden vannkraften dominerer kraftproduksjonen i Norge, setter den hydrologiske ressurssituasjonen rammer for hvor mye kraft som vil kunne produseres i Norge innenfor et gitt tidsrom. Vannkraften spiller også en viktig rolle i det nordiske kraftmarkedet.

Vinteren 2010/2011 var det hydrologiske underskuddet, og dermed energiknappheten, i Norden betydelig. Johnsen og Willumsen (2010) viser at den hydrologiske balansen, eller avviket fra det hydrologiske normalnivået, påvirker spotprisen på kraft i Norge negativt. Ceteris paribus vil hydrologisk underskudd medføre høyere spotpris enn et hydrologisk overskudd. Det er nærliggende å tro at dette gjelder for hele det nordiske markedet. Det er også nærliggende å anta at denne sammenhengen går gjennom prisen på kraftkontrakter lenger frem i tid, siden den hydrologiske balansen gir indikasjoner på energiknappheten i fremtiden, men ikke nødvendigvis på helt kort sikt. Det er en positiv sammenheng mellom spotprisen og forwardprisene i dag (se Hull 2009, kapittel 5). Vi kan legge til grunn at det er en negativ sammenheng mellom prisene i forwardmarkedet og avviket fra det hydrologiske normalnivået, og at kausaliteten går fra hydrologien til forwardprisene.

Vi ønsker å undersøke nærmere om hydrologisk balanse ikke bare påvirker dagens forwardpriser gjennom energiknappheten, men om det i tillegg kan være en effekt der hydrologisk underskudd gir økt forventet volatilitet i forwardmarkedet. Dersom dette er tilfellet betyr dette at hydrologisk underskudd også gir høyere opsjonspriser, slik at det blir dyrere for aktørene å bruke opsjonsmarkedet til å redusere risikoen knyttet til sine posisjoner.

Vi benytter implisitt volatilitet som proxy for markedets forventninger til fremtidig prisusikkerhet, og spør om det er en sammenheng mellom den hydrologiske balansen og implisitt volatilitet. Kausaliteten her må i så fall gå fra hydrologisk balanse til implisitt volatilitet. For å kunne gi denne sammenhengen mening, må vi legge til grunn at den teoretisk beregnede implisitte volatiliteten faktisk uttrykker markedsaktørenes vurdering av prisusikkerheten i fremtidige kraftkontrakter. Til tross for at vi avdekket klare svakheter ved denne størrelsen i kapittel 2.4, legger vi dette til grunn.

Intuitivt antar vi at en slik sammenheng vil være negativ. Det vil si at en negativ hydrologisk balanse – et negativt avvik fra det hydrologiske normalnivået – fører til høyere implisitt volatilitet enn i en hydrologisk normalsituasjon. Vi spør om negativ hydrologisk balanse innebærer et knappere energisystem hvor prisen på forwardkontrakter forventes å bli mer volatile, for eksempel ved at den blir mer sårbar for markedssjokk eller endringer i andre fundamentale prisdrivere, enn ved en hydrologisk normalsituasjon. Dette er vår hypotese. Nullhypotesen blir at det ikke er noen

sammenheng mellom implisitt volatilitet og hydrologisk balanse. Vi ønsker å teste om vi kan finne grunnlag for en slik antagelse i data for hydrologisk balanse og egne beregninger av implisitt volatilitet. Dette gjør vi ved en enkel regresjonsanalyse.

Det kan argumenteres for at hypotesen heller bør testes på bakgrunn av historisk volatilitet, på grunn av usikkerheten rundt de beregnede implisitte volatilitetene. Historisk volatilitet vil imidlertid i mindre grad enn implisitt volatilitet, som per definisjon er framoverskuende, kunne reflektere den hydrologiske balansen i dag, og heller slik den har vært. Den fundamentale forskjellen er likevel at vi her ikke ønsker å teste hvorvidt hydrologisk underskudd *faktisk* fører til mer volatile priser i forwardmarkedet, men om det påvirker markedsaktørenes *vurdering* av fremtidig volatilitet i forwardmarkedet.

### 2.5.1 Data

For å kunne teste om det er en sammenheng mellom implisitt volatilitet og det hydrologiske underskuddet, må vi lage flere tidsserier fra aktuelle data. Vi tar for oss perioden fra og med 2007 til og med 2010.

#### Hydrologisk balanse

Tidsserien for *avviket mellom faktisk og normal hydrologisk balanse* må beregnes på ukenivå, fordi magasindata publiseres én gang i uken. Serien bygger på data for magasinfylling i Norge og Sverige, snømagasin i Norge og nedbørsvarsler i Norge. Den er således bygd opp på samme måte som i Johnsen og Willumsen (2010). Vi har ikke tilgang til snødata fra Sverige og Finland. Magasinfyllingen i Finland er antatt å påvirke samlet hydrologisk balanse svært lite og er derfor utelatt. Tilsigsdata er ikke inkludert i tidsserien. Tilsig påvirker, og er således korrelert med, endringen i fyllingsgraden i vannmagasinene, og hensyntas derigjennom. Vi har derimot inkludert nedbørsvarsler. Dette er informasjon aktørene har tilgang til og som de vil kunne legge til grunn i sine vurderinger.

Avviket fra normalmagasinfylling i Norge og Sverige, og avviket fra normal snøbeholdning i Norge, ved slutten av uke  $t$ , publiseres onsdag i uke  $t+1$ . Nedbørsvarsler for uke  $t+1$ , som de foreligger ved utgangen av uke  $t$ , publiseres samme dag. I sum gjelder altså dette avviket ved utgangen av uke  $t$ . Den hydrologiske balansen ved utgangen av uke  $t$ , vil ligge til grunn for markedsaktørenes vurderinger for uke  $t+1$ , gitt at de har denne informasjonen. Vi antar altså at det er den hydrologiske balansen ved slutten av forrige uke som påvirker implisitt volatilitet denne uken. Dette må hensyntas i regresjonen. Vi modellerer derfor hydrologisk balanse med én ukes lag.

Figur 2.5.1 under viser hvordan den hydrologiske balansen har utviklet seg siden 2007. Mens det i 2007 og deler av 2008 stort sett var et positivt avvik, har balansen svekket seg betydelig de siste to-tre årene av utvalgsperioden. Det har sammenheng med lavere tilsig og høyere forbruk – og dermed større nedtapping av magasinene – enn normalt.

I regresjonsanalysen er hele tidsserien addert med 50, slik at hele serien har positive verdier. Dette er gjort for at variabelen skal kunne inngå på logaritmisk form. Det påvirker ikke analysen av sammenhengen mellom implisitt volatilitet og hydrologisk balanse.

**Figur 2.5.1 Tidsserie hydrologisk balanse.**



### Implisitt volatilitet

Vi tar utgangspunkt i noterte opsjonspriser for det nordiske kraftmarkedet på Nasdaq OMX i perioden fra og med 2007 til og med 2010, og beregner den implisitte volatiliteten i denne perioden. Dette gjøres på bakgrunn av oppgitte priser (closing price) på kjøpsopsjoner<sup>1</sup> fra Nasdaq OMX til gitt strike, priser på underliggende forwardkontrakter, antall år (dager/dager i ett år) til forfall og rente. Med hensyn til sistnevnte legger vi til grunn 12 måneders Euribor-rente. Ideelt sett skulle vi brukt rente med samme basis som opsjonens levetid. Det blir for krevende her. Vi forenkler og benytter samme rente for alle beregningene.

Det er viktig at implisitt volatilitet beregnes fra nøyaktig samme tidspunkt som opsjonsprisen blir gjennomført. Om dette ikke er tilfelle vil for eksempel pris på underliggende kunne ha endret seg noe, noe som vil påvirke utregningene av implisitt volatilitet. Vi hensyntar dette ved at alle observasjoner er gjort på samme tidspunkt (dag).

Med hensyn til volatilitetssmil og –terminstruktur, har vi gjort noen stikkprøver i vårt eget datamateriell som viser de samme tendensene som de tidligere arbeidene vi har redegjort for. Vi forsøker å hensynta dette når vi skal konstruere tidsserien for implisitt volatilitet.

Vi står overfor flere utfordringer når vi skal konstruere en dataserie fra våre beregninger av implisitt volatilitet. For det første må vi velge hvilke opsjoner vi skal legge til grunn. For det andre må vi behandle problemet med tidsavhengig volatilitet, det vil si at volatiliteten til underliggende øker mot levering av underliggende. For det tredje må vi konstruere en tidsserie med samme oppløsning som tidsserien for den hydrologiske balansen – på ukenvå.

Hver dag noteres priser på opsjoner med kvartalskontrakter og på opsjoner med årskontrakter som underliggende. Vi velger å bruke implisitt volatilitet beregnet fra opsjoner med årskontrakter som underliggende. Grunnen til dette er at volatiliteten til kvartalskontrakter kan variere med kvartalene. Ved å benytte årskontrakter slipper vi å vurdere sesongvariasjoner med hensyn på underliggende. Vi har hver handledag implisitte volatiliteter for minst to opsjoner med årskontrakter som underliggende. Underliggende er årskontrakter for år  $t+1$  og  $t+2$ . For hele utvalgsperioden ble det handlet opsjoner med forfall i desember. For år  $t+1$  ble det i 2009 og 2010 også handlet opsjoner med forfall i mars og

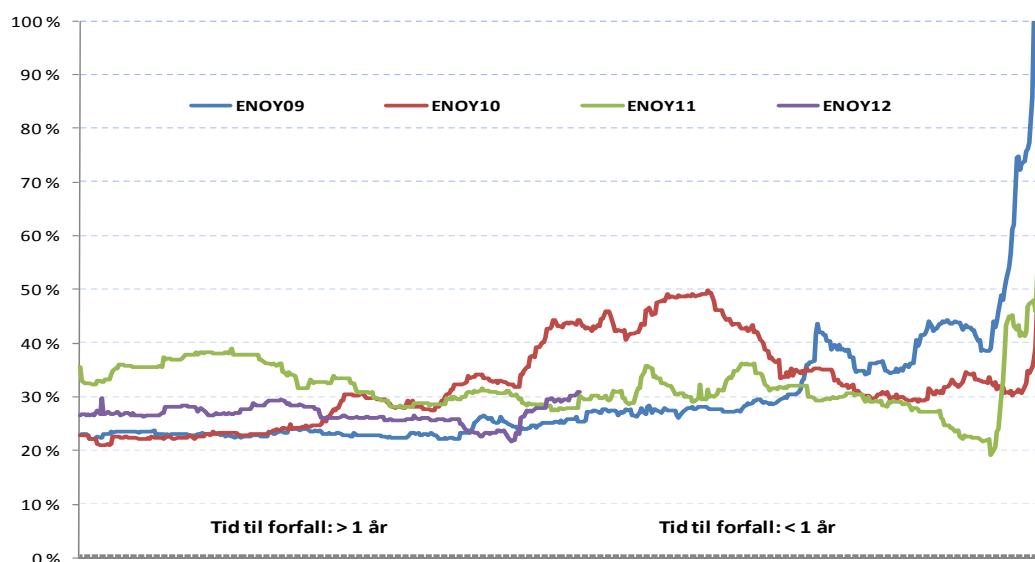
<sup>1</sup> Beregninger fra priser på salgsopsjoner vil gi samme implisitt volatilitet gitt at put-call-pariteten holder. Vi har gjort stikkprøver som underbygger at denne holder for opsjonsprisene som er oppgitt av Nasdaq OMX.

september. Vi ser i det videre bort fra disse opsjonene. Av de to opsjonene som til enhver tid ligger til grunn har den ene løpetid – tid til forfall – mellom ett og to år (*lang* løpetid), mens dens andre har løpetid under ett år (*kort* løpetid).

Vi legger alltid til grunn implisitt volatilitet for opsjonen som er nærmest at-the-money, det vil si opsjonen hvor utøvende pris, strike, er nærmest prisen på den underliggende forwardkontrakten.

Implisitt volatilitet øker når opsjonens forfall nærmer seg. Figur 2.5.2 under illustrerer hvordan implisitt volatilitet øker mot forfallsdatoen<sup>1</sup> for at-the-money-opsjoner med underliggende årskontrakter. Vi ser en tendens til at volatiliteten øker når forfall nærmer seg, selv om denne ikke er utvetydig. De siste dagene før forfall er kurvene uansett svært bratte. Den beregnede implisitte volatiliteten er altså svært høy rett før forfall.

**Figur 2.5.2 Implisitt volatilitet for opsjoner at-the-money med underliggende årskontrakter.**



Vi er nødt til å hensynta dette fenomenet, slik at utviklingen i tidsserien ikke kan forklares i at opsjonen nærmer seg forfall. Sammenhengen mellom implisitt volatilitet og løpetid er forklart eller modellert av flere, blant annet Eydeland og Wolyniec (2003), Clewlow og Strickland (2000), og Bjerkund, Rasmussen og Stensland (2000). Merk at sistnevnte modellerer volatiliteten som en funksjon av opsjonens tid til forfall og *tid til levering av underliggende*. De hensyntar også at leveringen av underliggende skjer over et tidsrom og ikke i bulk på leveringsdatoen. I vår tilnærming hensyntar vi imidlertid bare tid til forfall. For våre opsjonsserier er det et relativt stabilt forhold mellom opsjonenes forfallsdato i desember og årskontraktenes leveringsstart ved årets begynnelse, og mellom leveringsstart og –slutt.

På denne bakgrunn konstruerer vi en dataserie der vi forsøker å låse fast opsjonens tid til forfall. Det gjør vi ved å vekte slik at gjennomsnittet av de to opsjonene holder løpetiden konstant. For å kunne vekte de implisitte volatilitetene på en best mulig måte skulle vi helst hensyntatt at utviklingen mot forfall ikke er lineær, men heller følger en utvikling som blir eksponensiell nær forfall (negativ eksponensiell med hensyn på løpetid). For enkelhets skyld legger vi likevel til grunn en lineær sammenheng når vi vekter opsjonene, til tross for at økningen i volatiliteten er betydelig større de siste dagene mot forfall. Vi vekter opsjonene som følger

<sup>1</sup> Inntil dagen før forfall.

$$\lambda_{kort} \tau_{kort} + \lambda_{lang} \tau_{lang} = \tau_{fast}$$

$\lambda_{kort}$  og  $\lambda_{lang}$  er vektene av opsjonene med hhv. kort og lang løpetid –  $\tau_{kort}$  og  $\tau_{lang}$ .

Vi har videre at  $\lambda_{kort} + \lambda_{lang} = 1$ .

$\tau_{fast}$  er opsjonenes faste vektede løpetid. Vi velger denne til 360, som er det antall dager som Microsoft Excel beregner til ett år. Det betyr at vi vekter opsjonene med kort og lang løpetid slik at det vektede gjennomsnittet blir 360 dager. Ved å velge dette nivået på fast løpetid sørger vi for at opsjoner med kort tid til forfall, og opsjoner hvor handelen nettopp er startet og hvor handelsvolumet<sup>1</sup> trolig er minst, vektes minst. Opsjonen med lang løpetid skifter til å være opsjonen med kort løpetid når opsjonen med kort løpetid har hatt forfall og det tilbys opsjoner på ny årskontrakt.

Det kan vises at

$$\lambda_{kort} = \frac{\tau_{fast} - \tau_{lang}}{\tau_{kort} - \tau_{lang}}$$

Vektingen av en kontrakt vil gjennom løpetiden endre seg slik at  $\Delta\lambda_{kort} = -\Delta\lambda_{lang}$  og disse vil være konstante. Vektingen er sterkest for opsjonen hvis løpetid til enhver tid er nærmest  $\tau_{fast}$ . Tidsserien for hydrologisk balanse er som vist konstruert som serie på ukenivå. Tidsserien for implisitte volatiliteter må beregnes på samme nivå. Vi omregner fra daglige data til ukedata ved å beregne ukentlige gjennomsnitt, fra og med mandag til og med fredag, av den vektede implisitte volatiliteten.

Å anta en lineær sammenheng i volatiliteten med hensyn på opsjonens løpetid kan være en kilde til feil i analysen. Vi kunne omgått dette problemet ved å inkludere løpetiden som en variabel i regresjonslikningen, i stedet for å låse fast løpetiden i tidsserien. Det kunne gitt en mer presis modellering av sammenhengen mellom tid til forfall og implisitt volatilitet.

**Figur 2.5.3 Tidsserie implisitt volatilitet.**



<sup>1</sup> Vi har ikke vurdert handelsvolumet for opsjonene. Dersom opsjoner med ett år til forfall er lite omsatt, kan det medføre at vår tidsserie blir lite reliabel med hensyn på den beregnede volatilitetens evne til å si noe om prisutviklingen i markedet. I vår analyse har vi implisitt antatt at opsjonsprisene ikke er påvirket av variasjoner i handlet volum.

Figur 2.5.3 viser hvordan tidsserien for implisitt volatilitet har utviklet seg fra 2007 til og med 2010. Vi ser at den implisitte volatiliteten var betydelig høyere under finanskrisen mot slutten av 2008 og begynnelsen av 2009. I regresjonsanalysen er den implisitte volatiliteten multiplisert med 100 for å forenkle tolkningen av resultatene.

#### Pris på underliggende forwardkontrakt og forwardkontrakter på kull og gass

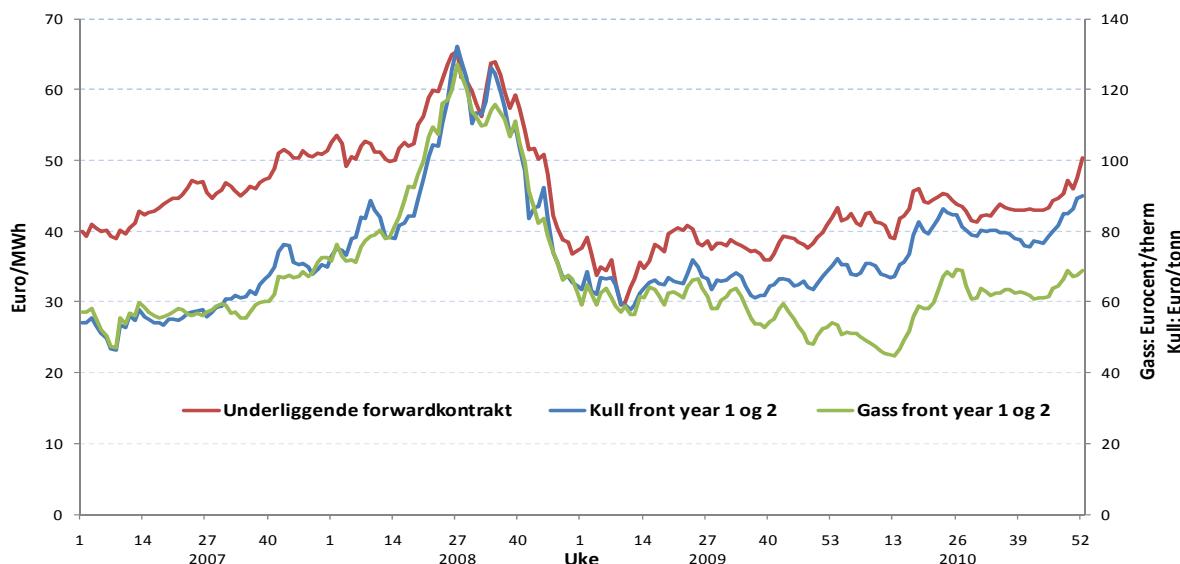
Vi har redegjort for at vi ønsker å teste om hydrologisk balanse påvirker markedsaktørenes vurdering av fremtidig prisusikkerhet, her den implisitte volatiliteten. Dette gjør vi ved en enkel regresjonsanalyse. Vi tar ikke mål av oss til å modellere den implisitte volatiliteten perfekt, vi ønsker bare å teste om de data vi har underbygger hypotesen vår eller ikke. Det er flere elementer som påvirker markedsaktørenes vurdering av prisusikkerheten, og en fullstendig modellering går utenfor formålet med denne oppgaven.

En eventuell sammenheng mellom hydrologisk balanse og implisitt volatilitet går gjennom opsjonens underliggende forwardkontrakt. Selv om vi ikke forsøker å forklare all variasjon i implisitt volatilitet, må vi ta hensyn til dette. Dette kan håndteres på flere måter. Vi ønsker å finne en variabel som ikke samvarierer med den hydrologiske balansen, men som hensyntar variasjonen i forwardprisene som ikke skyldes den hydrologiske balansen.

I tillegg til å vise en sammenheng mellom den hydrologiske balansen og spotprisen, viser Johnsen og Willumsen (2010) at spotprisen i Norge også avhenger av prisen på kull og CO<sub>2</sub>-kvoter. Det er således nærliggende å tenke i samme baner for å beskrive variasjonen i forwardprisene på kraft. Vi har derfor gjort korrelasjonsanalyser mellom underliggende forwardpris og tilsvarende forwardpriser på kull og gass<sup>1</sup>.

På samme måte som for implisitte volatiliteter konstruerer vi tidsserier for den underliggende forwardkontrakten, og forwardkontrakter for kull og gass *front year*<sup>2</sup> 1 og 2. Vi beregner tidsseriene på grunnlag av de samme vektene som tidsserien for implisitte volatiliteter, og beregner ukegjennomsnitt.

**Figur 2.5.4 Tidsserie underliggende forwardkontrakt og forwardkontrakter kull og gass. Kilde: Nord Pools ftp-server og SysPower.**



<sup>1</sup> I den grad den hydrologiske balansen kan sies å ha påvirket prisen på enten kull, gass eller CO<sub>2</sub>-kvoter, er trolig påvirkningen på CO<sub>2</sub>-kvoteprisen størst. Vi velger derfor ikke å se nærmere på CO<sub>2</sub>-kvoteprisen. Vi regner prisen på kull og gass å være upåvirket av den hydrologiske balansen i Norden.

<sup>2</sup> Prisene er notert i Storbritannia og Nederland, og er omregnet til euro.

Figur 2.5.4 viser hvordan underliggende forwardpris og forwardprisen på kull og gass har utviklet seg gjennom utvalgsperioden. Figuren illustrerer at det er en tett sammenheng mellom disse brenselsprisene og forwardprisen på kraft i Norden.

Vi ser at prisene steg fram mot finanskrisen mot slutten av 2008, før de falt bratt. Etter det har det i hovedsak vært stigning i prisene på disse forwardkontraktene. Forwardprisen på kull og gass utviklet seg svært likt de første to årene i utvalgsperioden, men prisstigningen på kull har vært sterkere de siste to årene.

Tabell 2.5.1 viser at korrelasjonen mellom kull-/gasspris og forwardkontraktene er positiv og sterkt. Korrelasjonen mellom kullpris og hydrologisk balanse er fraværende, mens den (tilfeldigvis) er positiv for gasspris og hydrologisk balanse.

**Tabell 2.5.1 Korrelasjoner underliggende forwardkontrakt, forwardkontrakter kull og gass og hydrologisk balanse.**

Dataserier		Korrelasjon
Kull	Forwardkontrakt	0,89
Gass	Forwardkontrakt	0,84
Kull	Hydrologisk balanse	-0,01
Gass	Hydrologisk balanse	0,35

## 2.5.2 Regresjonsanalyse

I den enkle regresjonsanalysen tar vi utgangspunkt i at den implisitte volatiliteten avhenger av forwardpriser på kull<sup>1</sup> og hydrologisk balanse. Det legges til grunn at sammenhengen for begge variablene går gjennom prisen på opsjonens underliggende forwardkontrakt.

Den implisitte volatiliteten var betydelig høyere under finanskrisen enn før og etter. Vi benytter derfor en interseptdummy for ukene med veldig høy implisitt volatilitet under finanskrisen. Mer nøyaktig slår denne dummienn inn fra og med uke 48<sup>2</sup> i 2008 til og med uke 23 i 2009. I disse ukene er den implisitte volatiliteten betydelig høyere enn i alle de andre ukene i utvalget.

Vi benytter altså en regresjon hvor implisitt volatilitet er avhengig variabel, og hvor kullpris og hydrologisk balanse er uavhengige variabler. I tillegg benytter vi en dummyvariabel for finanskrisen og et konstantledd. Med unntak av variabelen hydrologisk balanse modellerer vi ikke tidslag. Vi ser altså bort fra eventuelle avhengigheter i tid eller treghet i tilpasningen.

Vi gjør regresjoner med utgangspunkt i følgende generelle uttrykk:

$$IV = f(H, P^K, D^F)$$

der

$$IV = \text{implisitt volatilitet multiplisert med } 100$$

---

<sup>1</sup> Det er testet regresjoner med dataserier for både gass- og kullpris. Estimatene og forklaringskraften ble relativt like. Videre i regresjonsanalysen legges bare kullprisen til grunn.

<sup>2</sup> Det kan argumenteres for at finanskrisen startet langt tidligere enn uke 48 i 2008, men den medførte ingen store endringer i implisitt volatilitet før da.

$H$	=	hydrologisk balanse ved utgangen av uke $t-1$ addert med 50
$P^K$	=	forwardpris på kull
$D^F$	=	dummy for finanskrisen – tar verdien 1 fra og med uke 48 i 2008 til og med uke 23 i 2009

Vi ønsker å undersøke sammenhengen mellom implisitt volatilitet og hydrologiske balanse (og kullprisen), men vi er usikre på hvordan denne sammenhengen er. Spesifikasjonen av funksjonsformen er derfor ikke åpenbar. Vi tester tre funksjonsformer<sup>1</sup> der vi varierer bruken av variablene på logaritmisk og lineær form.

Vi er ikke opptatt av sammenhengen mellom kullpris og implisitt volatilitet i seg selv. Regresjonstester viser at spesifikasjonen av kullprisen på nivå eller logaritmisk form spiller liten rolle for nivået og skarpheten til koeffisienten til hydrologisk balanse. Vi velger å holde kullprisen på samme form som variabelen for hydrologisk balanse.

Det enkleste alternativet er å modellere en lineær sammenheng mellom implisitt volatilitet og hydrologisk balanse. Det innebærer at koeffisienten til hydrologisk balanse viser hvor mange prosentpoengs endring i implisitt volatilitet vi kan forvente ved en endring i hydrologisk balanse på én TWh.

En annen mulighet er at begge variablene er uttrykt på logaritmisk form – en log-lineær sammenheng. Det innebærer at koeffisienten til hydrologisk balanse uttrykker hvor mange prosents endring i implisitt volatilitet vi forventer ved én prosents endring i hydrologisk balanse. Her må vi huske på at dataserien for hydrologisk balanse er manipulert ved at den er addert med 50. Lave verdier på denne variabelen tilsier altså stort underskudd. Det betyr for det første at en absolutt endring i hydrologisk balanse innebærer større *prosentvis* endring ved stort hydrologisk underskudd enn ved hydrologiske normalnivåer. Det skal altså mindre til før hydrologisk balanse endrer seg med én prosent når underskuddet er stort. Det innebærer at implisitt volatilitet forventes å øke mer for en absolutt endring i hydrologisk balanse, hvis det i utgangspunktet var hydrologisk underskudd. For det andre forventer vi at implisitt volatilitet øker mer i prosentpoeng dersom implisitt volatilitet i utgangspunktet er høy.

Funksjonsformen kan tilpasses slik at bare den førstnevnte egenskapen tas med. Det innebærer at hydrologisk balanse er på logaritmisk form, men ikke implisitt volatilitet.

Med utgangspunkt i tre mulige funksjonsformer setter vi opp regresjonslikningen hvor ( $\ln$ ) innebærer at vi ønsker å gjøre regresjoner både på nivå og logaritmisk form for etterfølgende variabler:

$$(\ln)IV = a + b(\ln)H + c(\ln)P^K + dD^F + \text{residual}$$

$a$  er konstantleddet. Dette blir den estimerte verdien på  $IV$  dersom verdiene på alle de avhengige variablene er null. Vi antar i utgangspunktet at residualene er såkalt hvit støy. Men denne antagelsen vil trolig ikke holde vann med våre ukentlige dataserier og enkle regresjonslikninger.

Regresjonslikningen(e) estimeres ved hjelp av minste kvadraters metode (OLS), og gir følgende koeffisient- (standardavvik i parentes) og t-verdier:

---

<sup>1</sup> Vi har også testet regresjoner hvor de uavhengige variablene er polynomer, uten at dette ga gode resultater.

**Tabell 2.5.2 Parameterverdier på koeffisientene til variablene (standardavvik i parentes) med t-verdier for likning 1.**

<i>I</i>	<i>Kons.</i>	<i>t</i>	<i>H</i>	<i>t</i>	<i>P<sup>K</sup></i>	<i>t</i>	<i>D<sup>F</sup></i>	<i>t</i>	<i>R<sup>2</sup></i>
IV	26,839 (1,027)	26,1	-0,081 (0,012)	-6,84	0,062 (0,011)	5,49	14,630 (0,556)	26,3	0,80

**Tabell 2.5.3 Parameterverdier på koeffisientene til variablene (standardavvik i parentes) med t-verdier for likning 2.**

<i>2</i>	<i>Kons.</i>	<i>t</i>	<i>lnH</i>	<i>t</i>	<i>lnP<sup>K</sup></i>	<i>t</i>	<i>D<sup>F</sup></i>	<i>t</i>	<i>R<sup>2</sup></i>
lnIV	2,878 (0,150)	19,2	-0,080 (0,014)	-5,87	0,172 (0,032)	5,42	0,438 (0,019)	22,9	0,74

**Tabell 2.5.4 Parameterverdier på koeffisientene til variablene (standardavvik i parentes) med t-verdier for likning 3.**

<i>3</i>	<i>Kons.</i>	<i>t</i>	<i>lnH</i>	<i>t</i>	<i>lnP<sup>K</sup></i>	<i>t</i>	<i>D<sup>F</sup></i>	<i>t</i>	<i>R<sup>2</sup></i>
IV	15,351 (4,464)	3,44	-2,212 (0,403)	-5,48	4,823 (0,944)	5,11	14,986 (0,569)	26,3	0,79

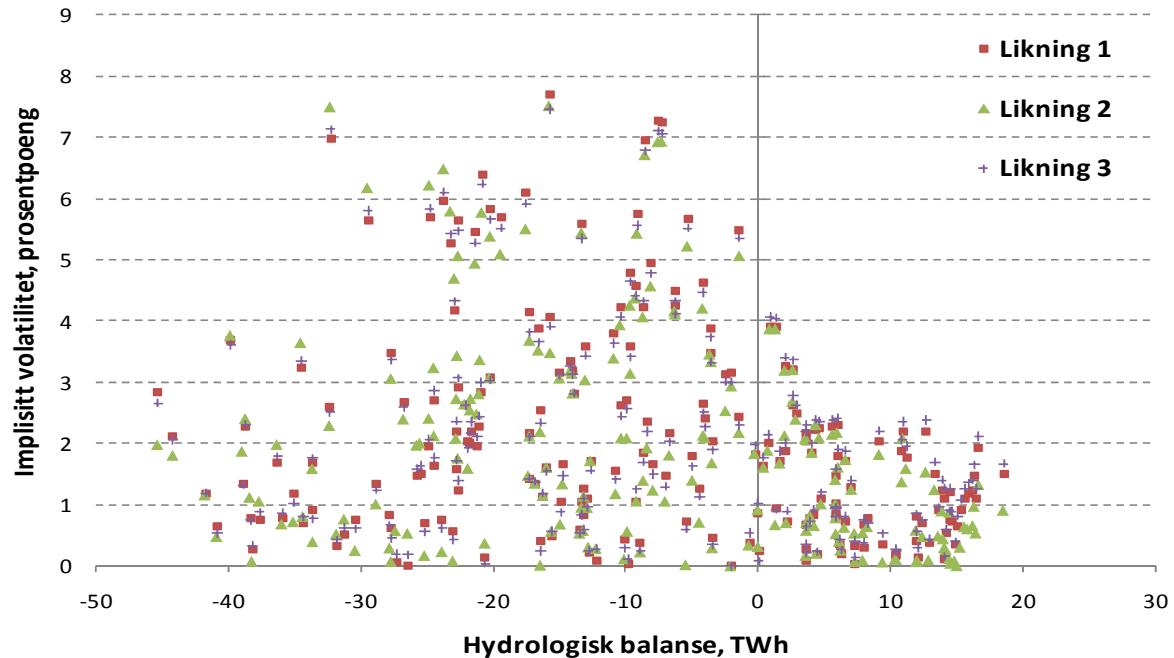
Alle koeffisienter er signifikante på 99 % konfidensnivå. Forklaringskraften til regresjonslikningene er relativt god og ikke veldig ulike. Hydrologisk balanse og kullpris, sammen med dummyvariabelen for finanskrisen, synes å forklare store deler av variasjonen i implisitt volatilitet.

Resultatene for likning 1 viser at implisitt volatilitet øker med 0,081 prosentpoeng dersom den hydrologiske balansen forverres med én TWh. Det betyr at et underskudd på 40 TWh antas å utgjøre over tre prosentpoengs økning i implisitt volatilitet.

I likning 2 er koeffisienten til den hydrologiske balansen -0,080. Dette betyr at en forverring av den hydrologiske situasjonen med én prosent vil forårsake en økning i implisitt volatilitet på 0,08 prosent. Som redegjort for over, innebærer dette at økningen i implisitt volatilitet blir sterkere jo dårligere den hydrologiske balansen var i utgangspunktet, og jo større den implisitte volatiliteten var i utgangspunktet.

I likning 3 blir koeffisienten til hydrologisk balanse -2,212. Det kan tolkes som at én prosents forverring av den hydrologiske balansen medfører en økning på 0,02212 prosentpoeng i implisitt volatilitet. Her er altså økningen i implisitt volatilitet uavhengig av nivået på den avhengige variabelen i utgangspunktet, men blir større jo verre den hydrologiske balansen var i utgangspunktet. Ikke overraskende er finanskrisedummien svært signifikant og tar en høy verdi.

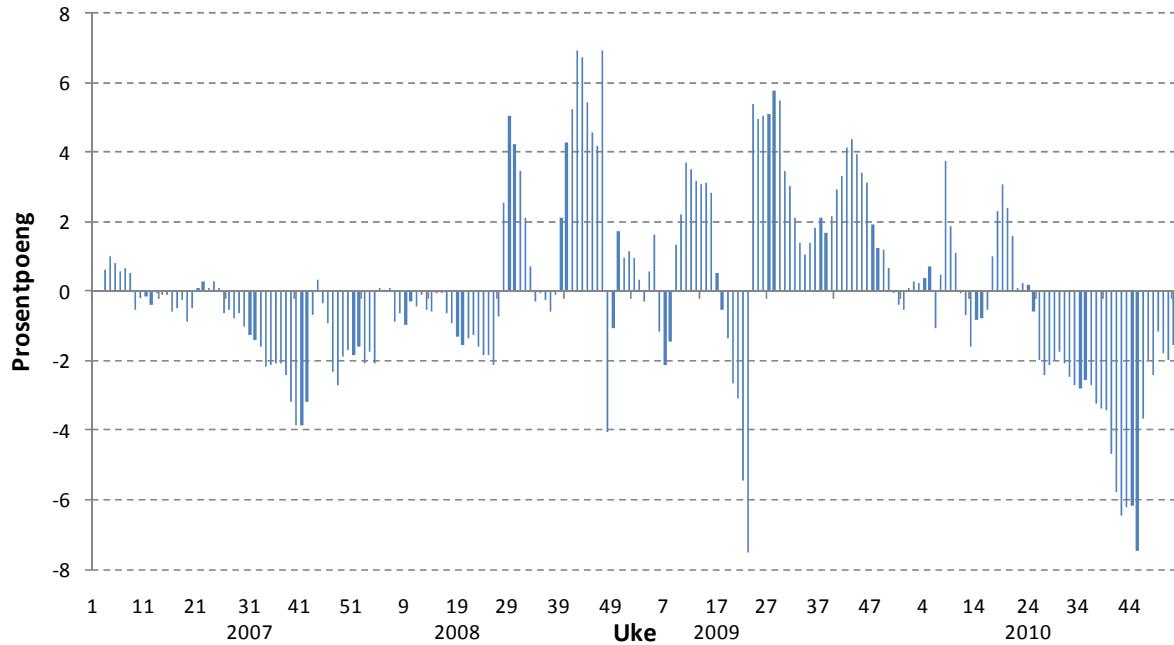
**Figur 2.5.5 Plott av hydrologisk balanse mot absoluttverdien av regresjonenes restledd i prosentpoeng.**



Figur 2.5.5 viser absoluttverdien av restleddene<sup>1</sup> eller feilsimuleringen i prosentpoeng, plottet mot den hydrologiske balansen. De største restleddene finner sted når den hydrologiske balansen er mellom normal og 35 TWh i underskudd. Modelagens forklaringskraft er ikke perfekt og det er til tider betydelige restledd.

Den samme figuren antyder problemer med heteroskedastisitet, det vil si at variansen ikke er konstant over variabelen hydrologisk balanse. Figur 2.5.6 under viser restleddene til likning 1. Den viser at det er betydelige autokorrelasjonsproblemer i modellen – restleddene er ikke uavhengig av hverandre.

**Figur 2.5.6 Restleddene til likning 1 i prosentpoeng.**



<sup>1</sup> For modellen hvor den avhengige variablen er på logaritmisk form, er residualene skalert opp.

Trass i problemer med autokorrelasjon og heteroskedastisitet vil fortsatt estimatene være forventningsrette, men ikke ha minste varians. Det betyr at de beregnede standardavvikene kan være feil, og vi står i fare for å konkludere feil med hensyn til koeffisientenes signifikans. Det finnes metoder for å omgå problemer med autokorrelasjon og heteroskedastisitet. Vi har ikke gjort noe med dette.

Det er ikke noe hovedmål med våre regresjonslikninger å avdekke den korrekte sammenhengen mellom implisitt volatilitet og hydrologisk balanse. Vi går derfor ikke videre med å finne den korrekte funksjonsformen, og vi godtar de manglene modelleringen vår medfører.

Våre resultater peker i retning av at markedsaktørenes vurdering av fremtidig prisusikkerhet, forstått som implisitt volatilitet, henger negativt sammen med den hydrologiske balansen. Teoretisk har vi også redegjort for at denne sammenhengen går gjennom hydrologisk balances påvirkning på opsjonens underliggende forwardpris. Gitt at vi kan stole på de resultatene vi har funnet, ser vi en begrenset, men ikke ubetydelig sammenheng mellom implisitt volatilitet og hydrologisk balanse.

Analysen er for enkel til å sette to streker under svaret og forkaste nullhypotesen om at hydrologisk balanse ikke påvirker markedsaktørenes vurdering av fremtidig prisusikkerhet. Det behøves en langt grundigere analyse, med fokus på den økonometriske modelleringen, for å kunne konkludere. Resultatene underbygger likevel hypotesen.

### 2.5.3 Kritikk av analysen

Analysen kan kritiseres både ut fra antagelsen om at vår beregnede implisitt volatilitet er en god indikator for markedsaktørenes vurdering av fremtidig prisusikkerhet, og ut fra regresjonsanalysen.

For det første ble omsatt volum sett bort fra ved beregningen av tidsserien implisitt volatilitet. I den grad serien inneholder prising av opsjoner som er lite eller ikke omsatt, utgjør dette en feilkilde i analysen. Det kan argumenteres for at vi i stedet for selv å beregne implisitt volatilitet burde hentet inn volatilitetsdata fra meglere, og beregnet en tidsserie basert på deres volatilitetsvurderinger. Vi har imidlertid sett det som mest hensiktsmessig å gjøre beregningene selv.

For det andre kan den påståtte negative sammenhengen mellom implisitt volatilitet og hydrologisk balanse stamme fra at sikringsbehovet til kraftkjøpere øker når det hydrologiske underskuddet øker. En slik forklaring innebærer at etterspørselen etter sikring i opsjonsmarkedet øker, og at denne etterspørselen driver opp opsjonsprisen. I Black 76 hensyntas økt forwardpris som følge av økt hydrologisk underskudd, men dersom denne ikke i tilstrekkelig grad forklarer det økte sikringsbehovet kan dette få utslag i økt implisitt volatilitet, selv om markedsaktørenes vurdering av prisusikkerheten ikke har endret seg.

I den grad Black 76 som opsjonsprisingsmodell viser seg utilstrekkelig, kan man benytte utvidede tilnærminger slik som Clewlow og Strickland (2000). I deres modell hensyntas at kraftprisene kan være mean reverting og at volatiliteten øker mot forfall. I følge Mosegaard (2008) fanger Clewlow og Stricklands modell opp kraftprisenes egenskaper bedre enn Black 76.

Med hensyn til regresjonsanalysen, er et hovedpoeng at utelatte variabler som kan være korrelerte med variablene vi har inkludert, kan forklare sammenhenger vi påstår å ha funnet. Analysen av restleddene/residualene – variasjonen i implisitt volatilitet som modellen ikke kan forklare – viser åpenbare avhengigheter i tid.

Det kan også hevdes at vi burde ha testet likningene på et post-sample. For eksempel kunne vi undersøkt hvor godt likningene predikerer implisitt volatilitet i første kvartal 2011.

Det er flere tilnæringer for å analysere sammenhengen mellom prisusikkerheten i markedet og hydrologisk balanse nærmere. Det kunne vært nyttig å analysere om publisering av magasindata på onsdager fører til endringer i volatiliteten rett i etterkant.

#### **2.5.4 Konklusjon**

Vi har ikke tatt mål av oss å forklare all variasjon i implisitt volatilitet. Våre regresjoner peker likevel i retning av at det er en negativ sammenheng mellom implisitt volatilitet og hydrologisk balanse. Regresjonsanalysen er svært enkel og det er nødvendig med en grundigere analyse for å kunne forkaste nullhypotesen.

Gitt at vi godtar sammenhengen fra regresjonsanalysen om at det er en negativ sammenheng mellom implisitt volatiltet og hydrologisk balansen, er det fortsatt usikkert om vi kan trekke samme slutning om forholdet mellom markedsaktørenes vurdering av fremtidig prisusikkerhet og hydrologisk balanse. Dette skyldes svakheter ved opsjonsprisingsmodellen Black 76, som ligger til grunn for beregningen av implisitt volatilitet. Vi forsøkte å ta hensyn til disse svakhetene da tidsserien for implisitt volatilitet ble konstruert.

Vår enkle analyse underbygger uansett hypotesen vår. Det gir grunn til å tro at markedets forventninger til fremtidig usikkerhet øker når hydrologisk balanse forverres. Det innebærer at kostnadene knyttet til å bruke opsjonsmarkedet til å sikre posisjoner øker.

### **2.6 Referanser**

Benth, Fred Espen og Koekebakker, Steen: *Stochastic modelling of financial electricity contracts*. Energy Economics, volume 30, issue 3. 2008. 2006.

Bjerksund, P., Rasmussen H., og Stensland G.: *Valuation and Risk Management in the Norwegian Electricity Market*. Discussion Paper No. 20, Institutt for foretaksøkonomi, Norges Handelshøyskole. 2000.

Clewlow, Lee og Strickland, Chris: *Energy Derivatives. Pricing and Risk Management*. Lacima Publications. 2000.

Derman, Emanuel: *Modelling of the Volatility Smile*. Columiba University, New York. 2006.

Deyna, P. og Hultström, M.: *Pricing Options on the Nordic Power Exchange Nord Pool*. Master's Thesis in Finance Stockholm School of Economics. 2007.

Doornik, Jurgen A. og Hendry, David F.: *Econometric Modelling using PCGive. Volume III*. Timberlake Consultants Ltd. 2001.

Eydeland, Alexander og Wolyniec, Krzysztof: *Energy and Power Risk Management. New Developments in Modeling, Pricing, and Hedging*. John Wiley & Sons Inc. Hoboken, New Jerssey. 2003.

Glover, James: *A radial basis function approach to reconstructing the local volatility surface of European options*, University of Witwatersrand, Johannesburg. 2010.

Hull, John C.: *Options, Futures, and Other Derivatives*. Seventh Edition, Prentice-Hall. 2009.

Johnsen, Tor Arnt og Willumsen, Mats Øivind: *Electricity demand and temperature - an empirical methodology for temperature adjustment in Norway*. Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 4. kvartal 2009, Norges vassdrags- og energidirektorat. 2010.

Mosegaard, Tor: *Risikoledelse i Elmarkedet – Optioner, et redskab eller en illusion?*, kandidatafhandling ved Institut for Økonomi, Århus Universitet. 2008.

Samuelson, P.: *Rational theory of warrant pricing*. Indust. Management Review 6, pp. 13-32. 1965.

Thyholdt, Arne Braathen: *Empirisk analyse av europeiske kjøpsopsjoner i det norske kraftmarkedet*. Hovedoppgave for cand.polit.-graden. Økonomisk institutt, Universitetet i Oslo. 2002.

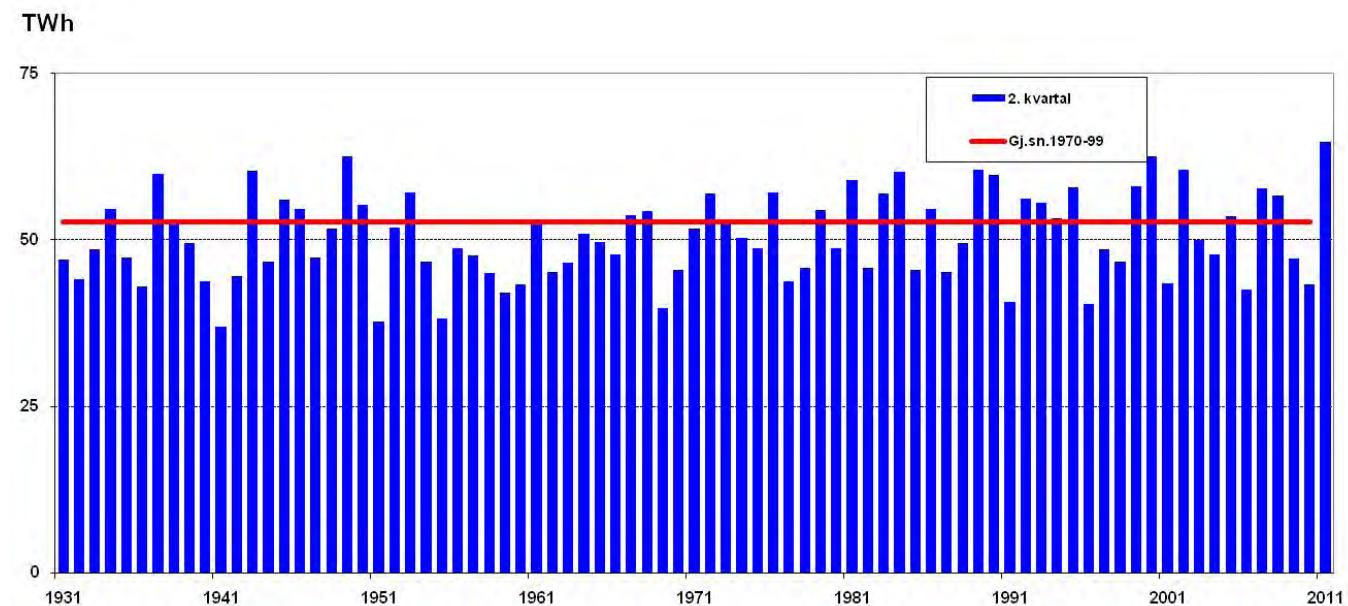
Unger, Gustaf: *Hedging Strategy and Electricity Contract Engineering*. A dissertation submitted to the Swiss Federal Institute of Technology Zurich for the degree of Doctor of Technical Sciences Diss. 2002.

Woolridge, Jeffrey M.: *Introductory Econometrics – A Modern Approach*. South Western, Division of Thomson. Michigan State University. 2002.



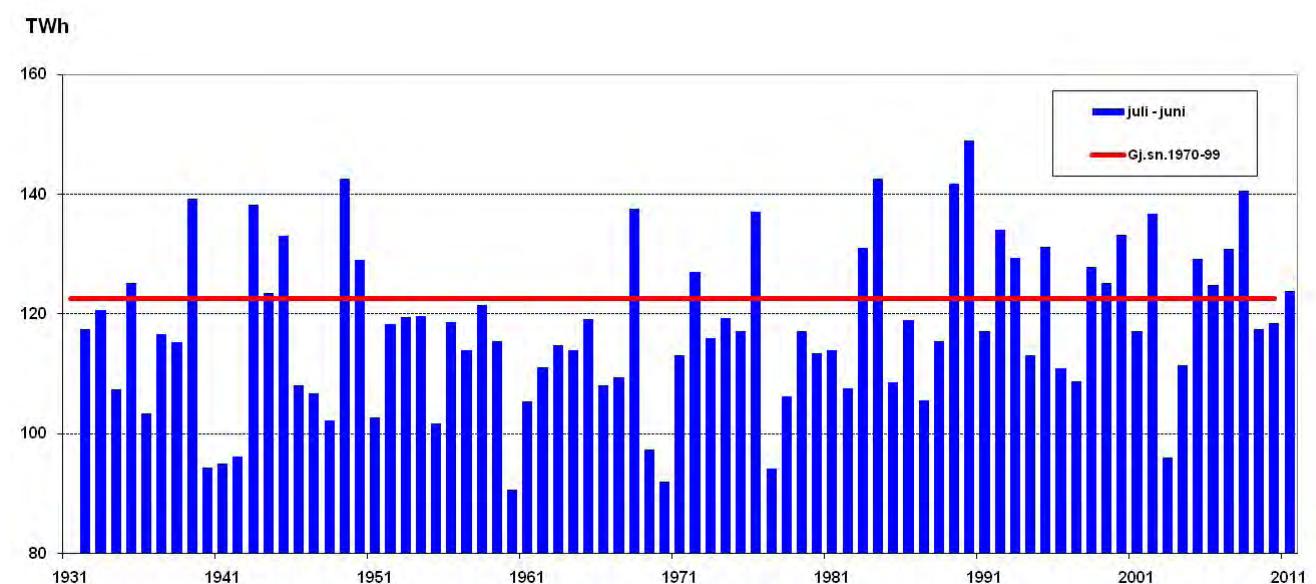
### 3 Vedlegg

Figur 3.1 Tilsig for 2. kvartal fra 1931 til 2011. Kjelde: NVE og Nord Pool Spot

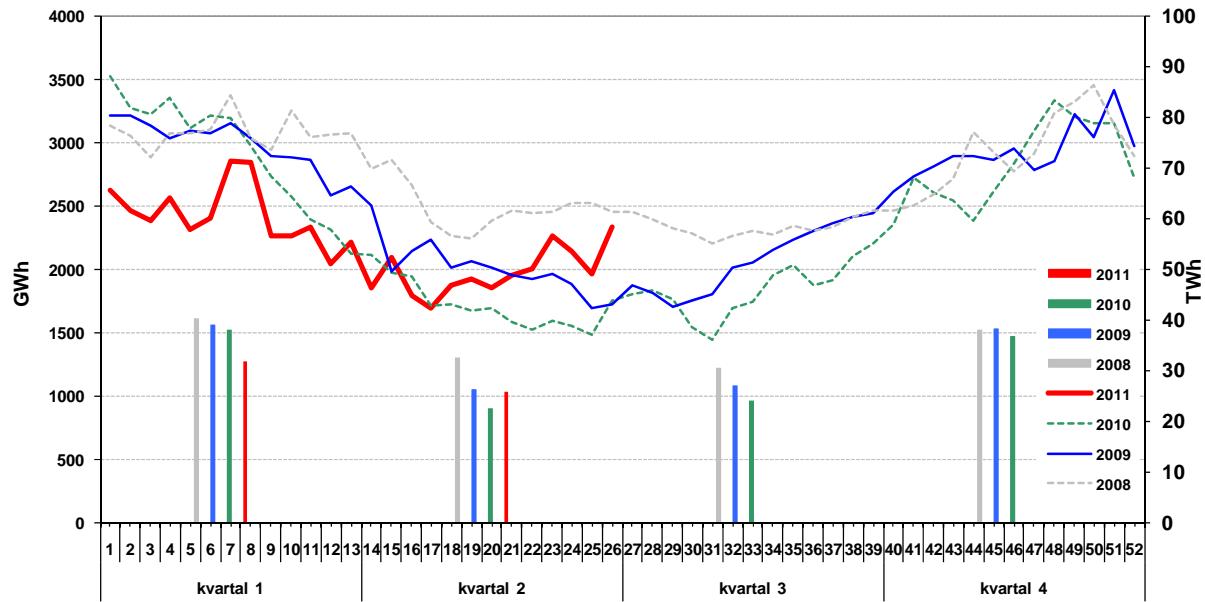


Figur 3.2 Tilsig for 12 månaders perioden juli - juni fra 1931 til 2011. Merk at x-aksen krysser ved 80 TWh.

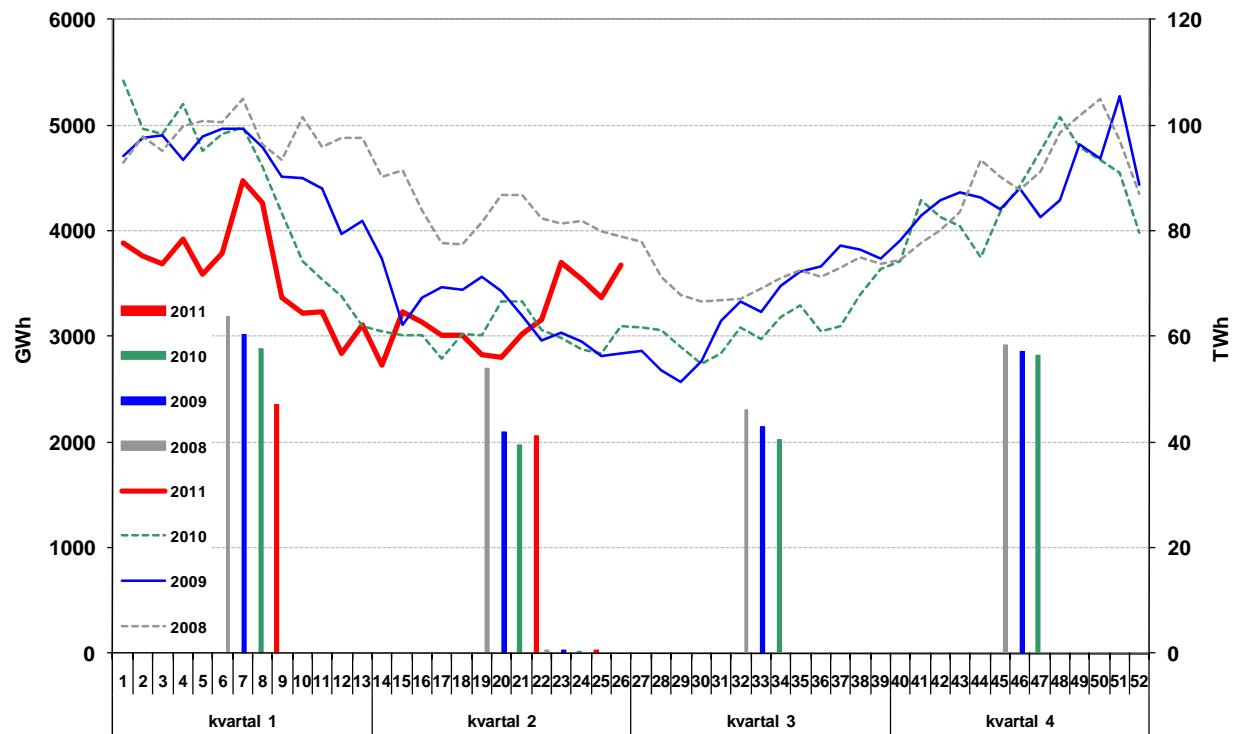
Kjelde: NVE og Nord Pool Spot



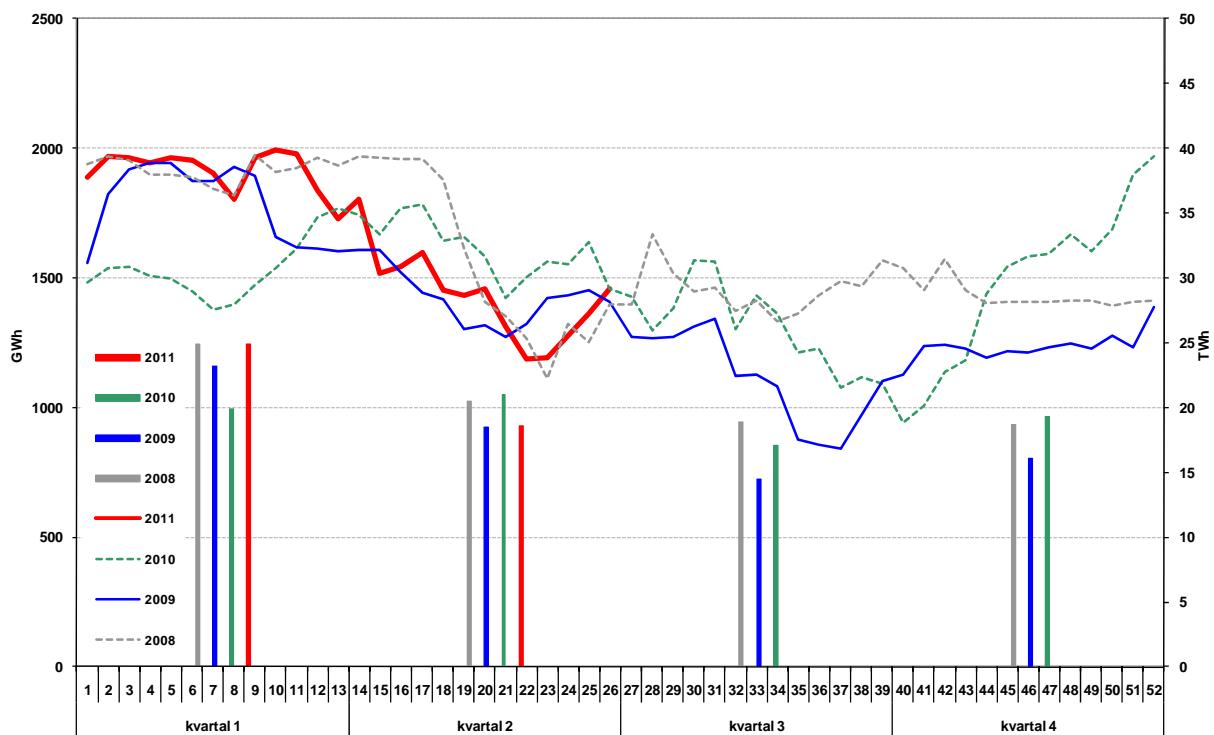
Figur 3.3 Norsk kraftproduksjon, 2008 – 2011, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



Figur 3.4 Nordisk vasskraftproduksjon, 2008 – 2011, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



**Figur 3.5 Nordisk kjernekraftproduksjon, 2008 – 2011, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse).**  
GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



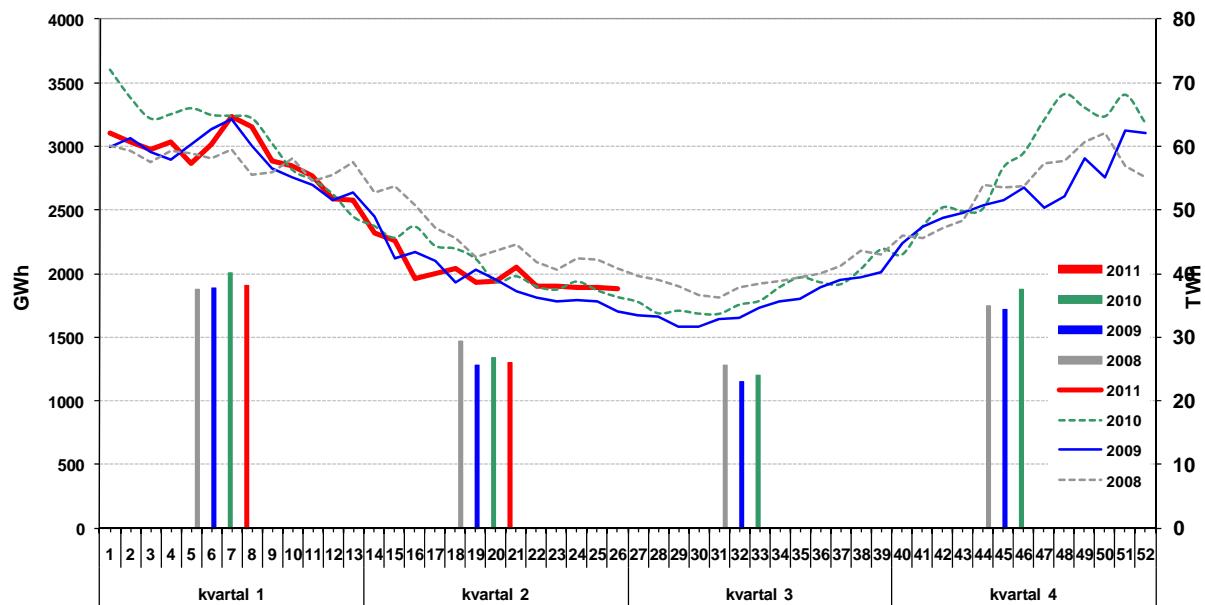
**Figur 3.6 Anna nordisk kraftproduksjon, 2008 – 2011, veke (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse).**  
GWh/veke og TWh. Kjelde: Nord Pool Spot



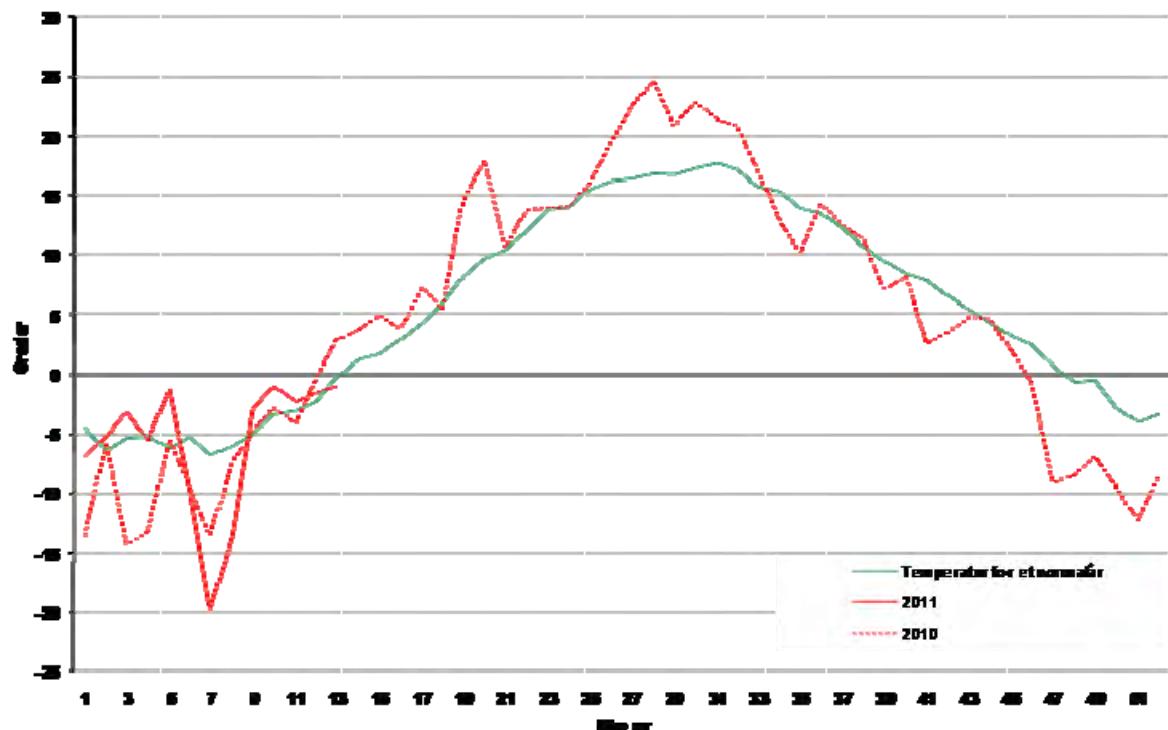
Figur 3.7 Dansk vindkraftproduksjon, 2010 - 2011 GWh/veke. Kjelde: Energinet.dk



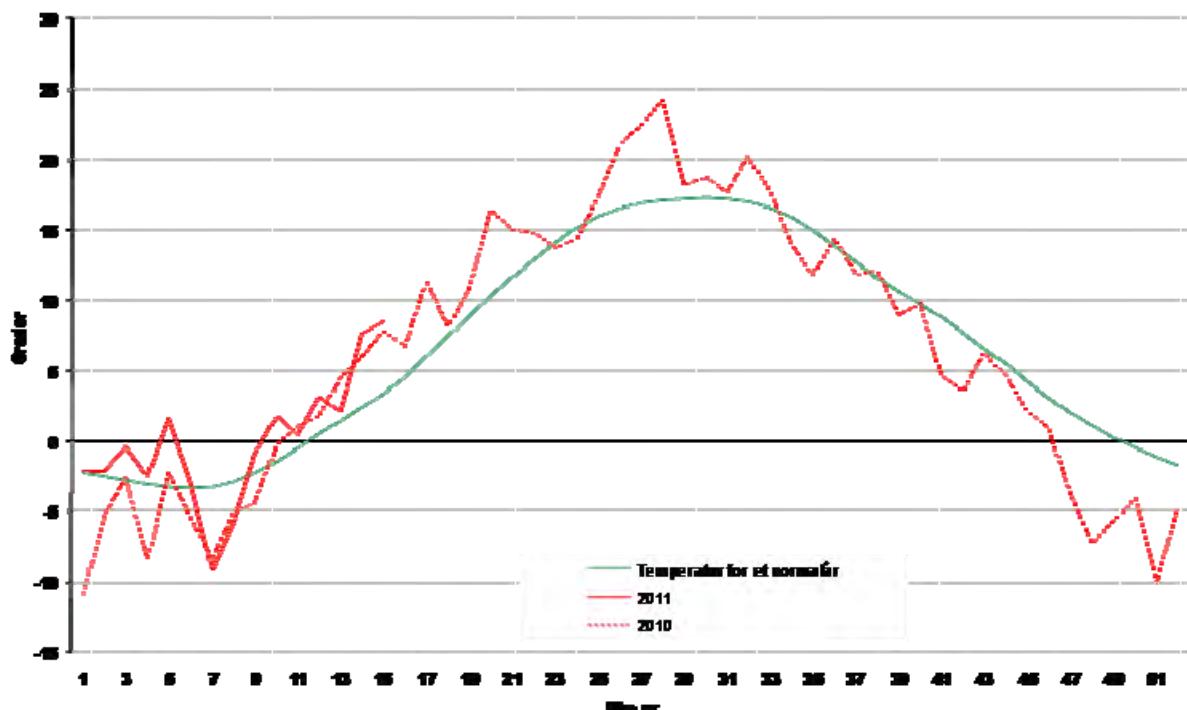
Figur 3.8 Norsk forbruk, 2008 – 2011, veko (linje, venstre akse) og kvartalstal (søyle, høgre akse). GWh/veko og TWh.  
Kjelde: Nord Pool Spot



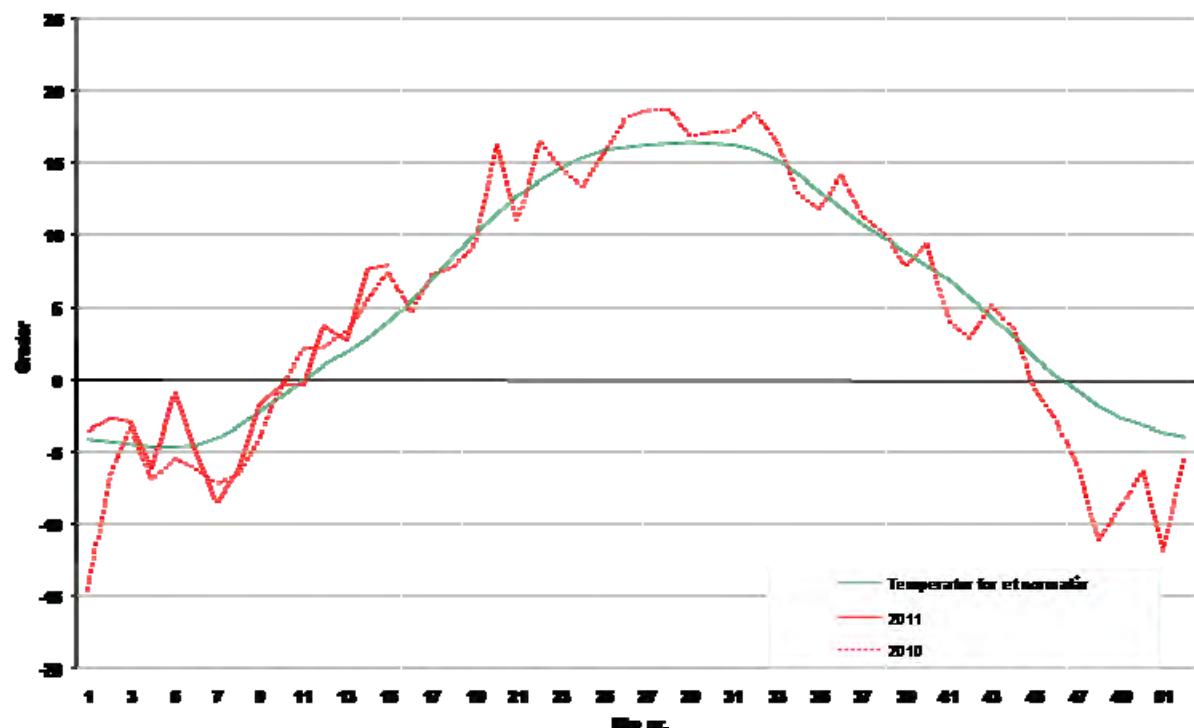
Figur 3.9 Temperaturutvikling - Helsingfors, 2010 og 2011, Celsius. Kjelde: SysPower/SMHI



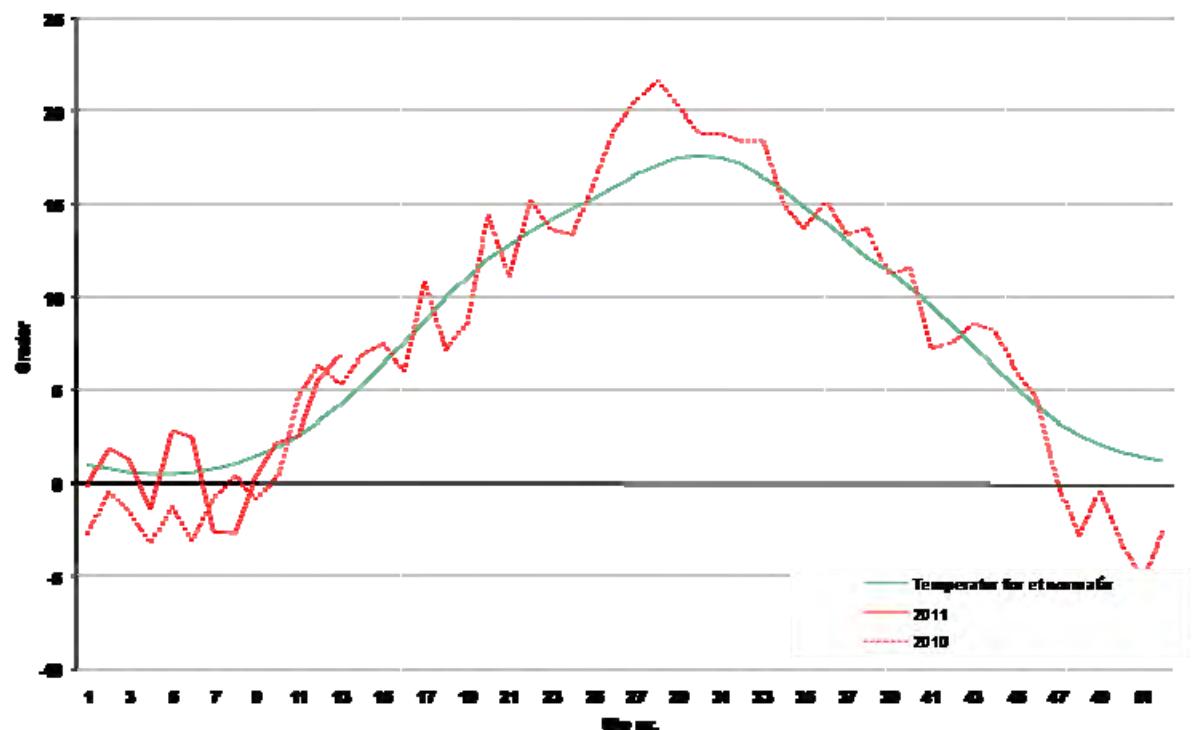
Figur 3.10 Temperaturutvikling - Stockholm, 2010 og 2011, Celsius. Kjelde: Nord Pool



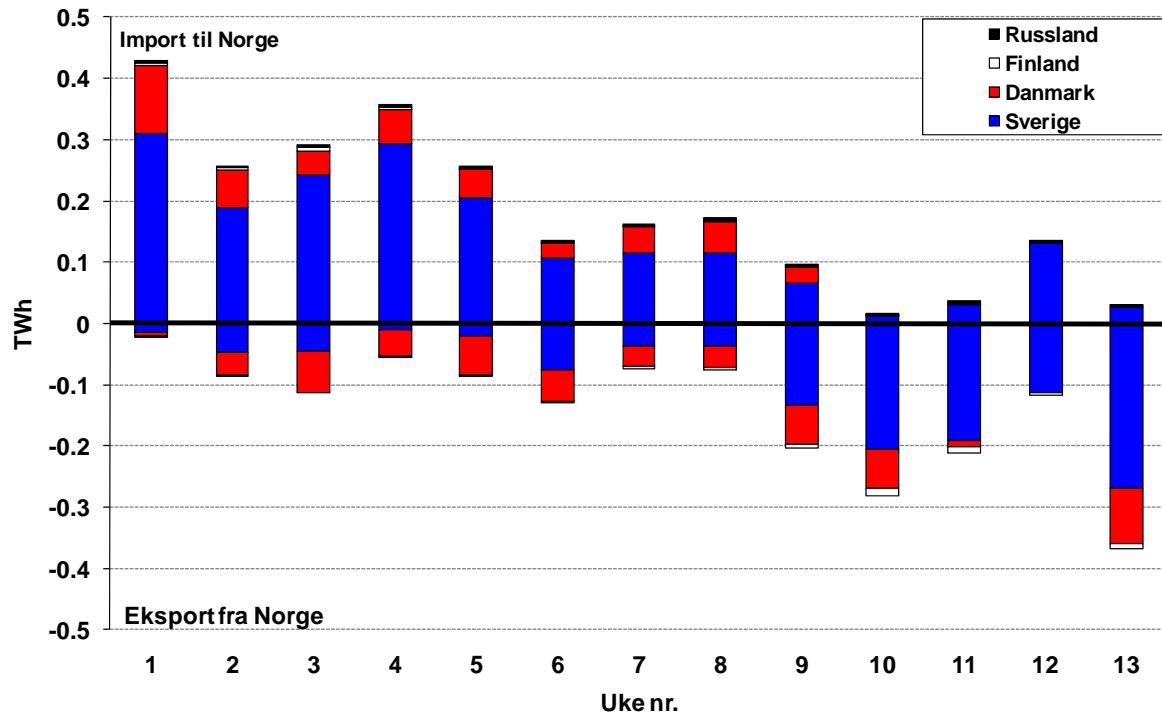
Figur 3.11 Temperaturutvikling - Oslo, 2010 og 2011, Celsius. Kjede: Nord Pool



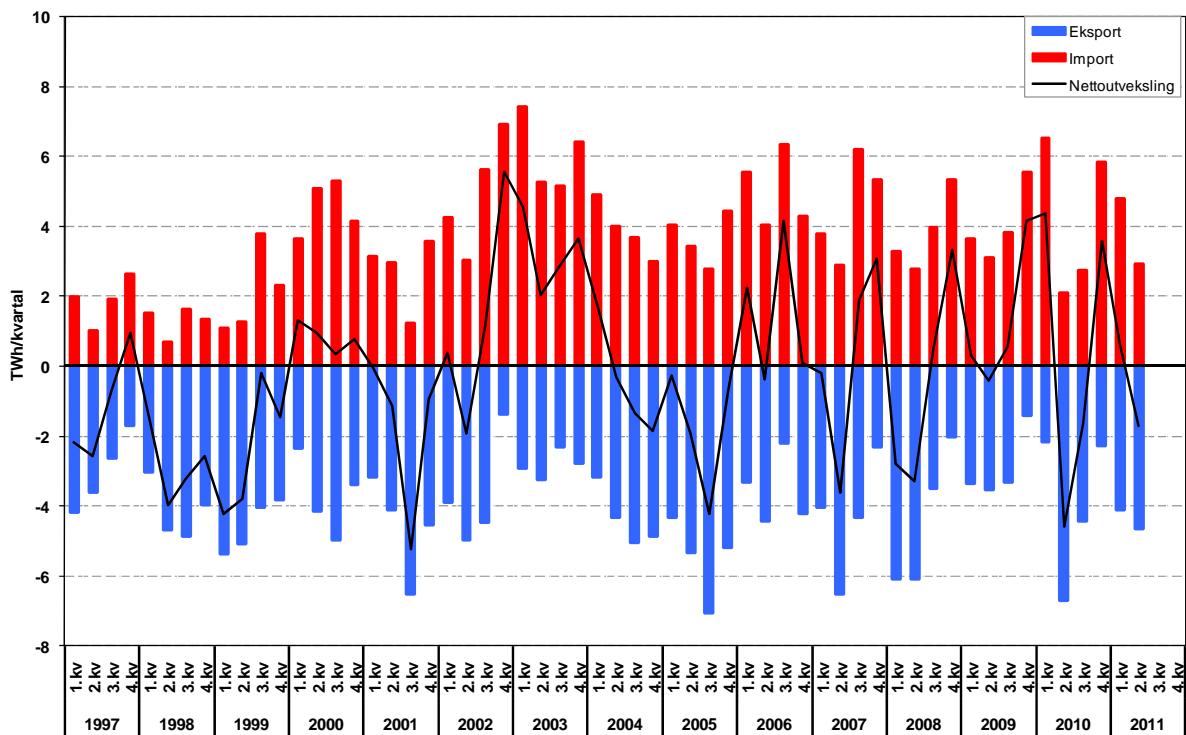
Figur 3.12 Temperaturutvikling - København, 2010 og 2011, Celsius. Kjelde: SysPower/SMHI



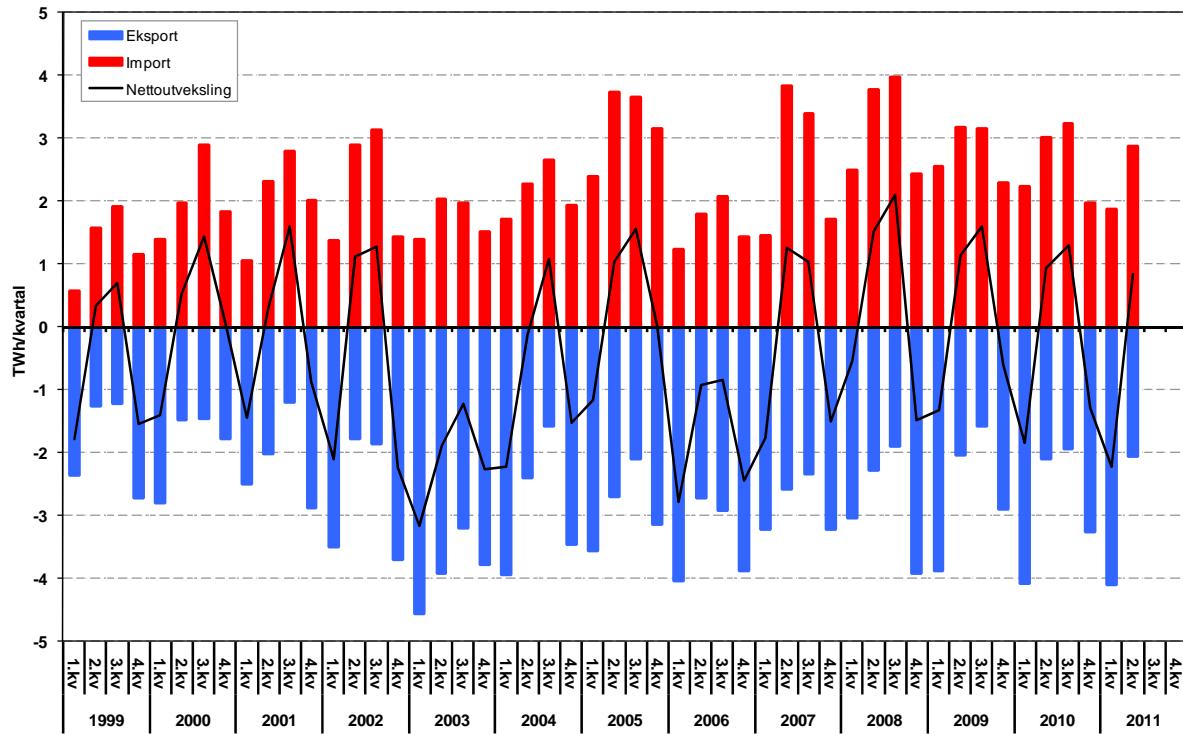
Figur 3.13 Norsk utveksling av kraft i andre kvartal, TWh. Kjelde: Nord Pool.



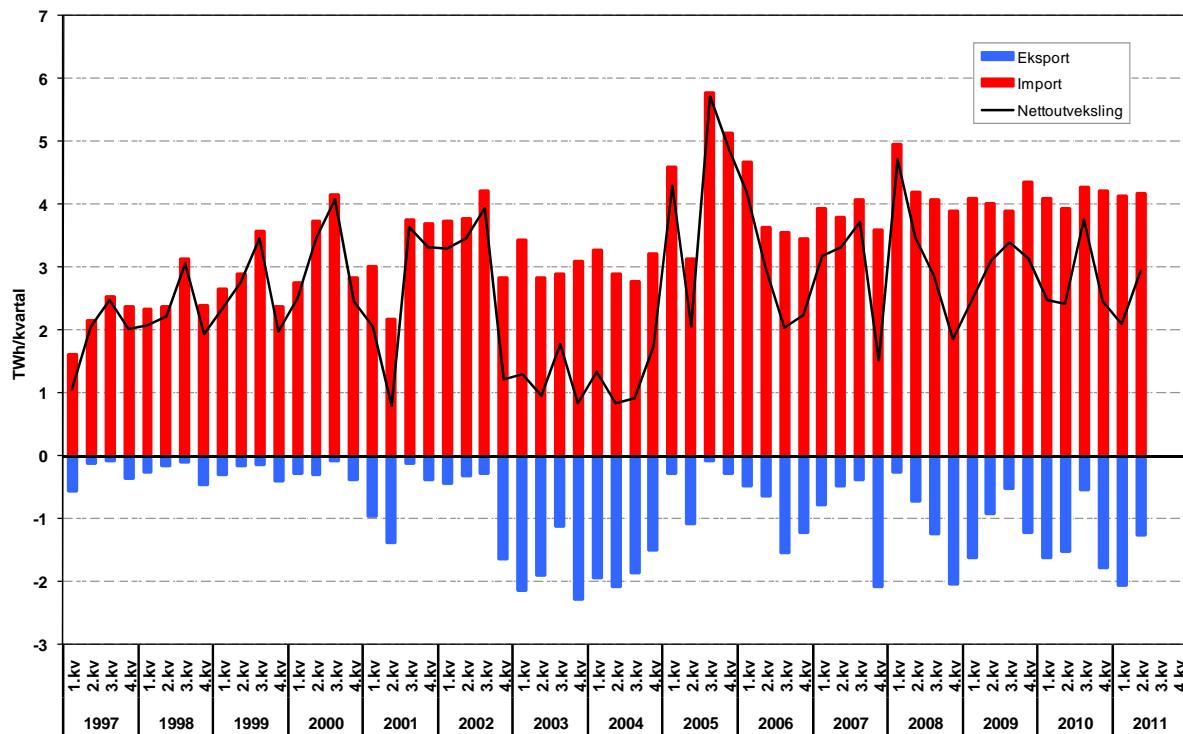
Figur 3.14 Import/eksport Sverige, 1997-2011, TWh. Kjelde: Nord Pool.



Figur 3.15 Import/eksport Danmark, 1997-2011, TWh. Kjelde: Nord Pool.



Figur 3.16 Import/eksport Finland, 1997-2011, TWh. Kjelde: Nord Pool.





## **Utgitt i Rapportserien i 2011**

- Nr. 1 Samkøring av vind- og vasskraft. Betre utnytting av nett og plass til meir vindkraft (42 s.)
- Nr. 2 Årsrapport for tilsyn 2010. Svein Olav Arnesen, Jan Henning L'Abée-Lund, Anne Rogstad (36 s.)
- Nr. 3 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 4. kvartal 2010. Tor Arnt Johnsen (red.)
- Nr. 4 Evaluering av NVE sitt snøstasjonsnettverk. Bjørg Lirhus Ree, Hilde Landrø, Elise Trondsen, Knut Møen (105 s.)
- Nr. 5 Landsomfattende mark- og grunnvannsnett. Drift og formidling 2010. Jonatan Haga, Hervé Colleuille (41 s.)
- Nr. 6 Lynstudien. Klimaendringenes betydning for forekomsten av lyn og tilpasningsbehov i kraftforsyningen. (29 s.)
- Nr. 7 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 1. kvartal 2011. Tor Arnt Johnsen (red.) ( 69 s.)
- Nr. 8 Fornyelse av NVE hydrologiske simuleringssystemer (22 s.)
- Nr. 9 Energibruk. Energibruk i Fastlands-Norge (59 s.)
- Nr. 10 Økt installasjon i eksisterende vannkraftverk ( 91 s.)
- Nr. 11 Kraftsituasjonen vinteren 2010/2011 (70 s.)
- Nr. 12 Utvikling av regional snøskredvarsling. Rapport fra det første året. Rune Engeset (red.) (76 s.)
- Nr. 13 Energibruk. Energibruk i Fastlands-Noreg (59 s.)
- Nr. 14 Plan for skredfarekartlegging. Status og prioriteringer innen oversiktskartlegging og detaljert skredfarekartlegging i NVEs regi
- Nr. 15 Plan for skredfarekartlegging - delrapport fjellskred, steinskred og steinsprang
- Nr. 16 Plan for skredfarekartlegging – delrapport jordskred og flomskred
- Nr. 17 Plan for skredfarekartlegging – delrapport kvikkleireskred
- Nr. 18 Plan for skredfarekartlegging – delrapport snøskred og sørpeskred
- Nr. 19 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 2. kvartal 2011. Tor Arnt Johnsen (red.) ( 70 s.)







Norges  
vassdrags- og  
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29  
Postboks 5091 Majorstuen,  
0301 Oslo

Telefon: 22 95 95 95  
Internett: [www.nve.no](http://www.nve.no)